



Σχολή Θετικών Επιστημών & Τεχνολογίας
Διαχείριση Τεχνικών Έργων (ΔΧΤ)

Διπλωματική Εργασία

ΤΕΧΝΙΚΗ & ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΡΓΟΥ
ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ

Κυριακή Ζηκίδου

Επιβλέπων καθηγητής: Σεραφείμ Πολύζος

Πάτρα, Σεπτέμβριος 2026

Η παρούσα εργασία αποτελεί πνευματική ιδιοκτησία του/της φοιτητή φοιτήτριας («συγγραφέας/δημιουργός») που την εκπόνησε. Στο πλαίσιο της πολιτικής ανοικτής πρόσβασης ο συγγραφέας/δημιουργός εκχωρεί στο ΕΑΠ, μη αποκλειστική άδεια χρήσης του δικαιώματος αναπαραγωγής, προσαρμογής, δημόσιου δανεισμού, παρουσίασης στο κοινό και ψηφιακής διάχυσής τους διεθνώς, σε ηλεκτρονική μορφή και σε οποιοδήποτε μέσο, για διδακτικούς και ερευνητικούς σκοπούς, άνευ ανταλλάγματος και για όλο το χρόνο διάρκειας των δικαιωμάτων πνευματικής ιδιοκτησίας. Η ανοικτή πρόσβαση στο πλήρες κείμενο για μελέτη και ανάγνωση δεν σημαίνει καθ' οιονδήποτε τρόπο παραχώρηση δικαιωμάτων διανοητικής ιδιοκτησίας του συγγραφέα/δημιουργού ούτε επιτρέπει την αναπαραγωγή, αναδημοσίευση, αντιγραφή, αποθήκευση, πώληση, εμπορική χρήση, μετάδοση, διανομή, έκδοση, εκτέλεση, «μεταφόρτωση» (downloading), «ανάρτηση» (uploading), μετάφραση, τροποποίηση με οποιονδήποτε τρόπο, τμηματικά ή περιληπτικά της εργασίας, χωρίς τη ρητή προηγούμενη έγγραφη συναίνεση του συγγραφέα/δημιουργού. Ο συγγραφέας/δημιουργός διατηρεί το σύνολο των ηθικών και περιουσιακών του δικαιωμάτων.



ΤΕΧΝΙΚΗ & ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΡΓΟΥ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗΣ

Κυριακή Ζηκίδου

Επιτροπή Επίβλεψης Διπλωματικής Εργασίας

Επιβλέπων Καθηγητής:

Σεραφείμ Πολύζος

Καθηγητής Πανεπιστημίου Θεσσαλίας
Μέλος ΣΕΠ ΔΧΤ/ΣΘΕΤ ΕΑΠ

Συν-Επιβλέπων Καθηγητής:

Γεώργιος Αρετούλης

Καθηγητής Αριστοτελείου Πανεπιστημίου
Θεσσαλονίκης

Πάτρα, Σεπτέμβριος 2026

*«Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Σεραφείμ Πολύζο για την πολύτιμη καθοδήγηση στην
απαιτητική πορεία εκπόνησης της διπλωματικής εργασίας»*

Περίληψη

Η συνεχώς αυξανόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές συντελεί στην απανθρακοποίηση, ταυτόχρονα όμως εγείρει προβλήματα ασυμφωνίας συγχρονισμού της παραγωγής με την κατανάλωση. Η δέσμευση της πλεονάζουσας παραγωγής των ΑΠΕ μέσω τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας αποτελεί τη μοναδική λύση για τη χρονική μετακύληση της παραγωγής. Η τεχνολογία της αντλησιοταμίευσης αξιοποιεί την υδραυλική ενέργεια ως μορφή αποθήκευσης της απορριπτόμενης ενέργειας από ανανεώσιμους πόρους, για την κάλυψη των απαιτήσεων φορτίου.

Η παρούσα διπλωματική εργασία βασίστηκε στη σχετική βιβλιογραφία και η διάρθρωση της είναι η εξής:

- Στο 1^ο κεφάλαιο δίνονται στοιχεία για την αποθήκευση της ενέργειας, τα οφέλη προς το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας και καταγράφονται προσεγγίσεις για τη βελτιστοποίηση των ενεργειακών συστημάτων. Επίσης παρουσιάζονται ο σκοπός, οι στόχοι και η δομή της διπλωματικής εργασίας.
- Στο 2^ο κεφάλαιο γίνεται ανάλυση των βασικών εννοιών, περιγραφή του συστήματος και η διαδικασία επιλογής τοποθεσίας. Δίνονται στοιχεία για τους ταμιευτήρες, τις υδροδυναμικές μηχανές, τον αγωγό προσαγωγής, την αποδοτικότητα του κύκλου φόρτισης εκφόρτισης και τις κατηγορίες των αντλησιοταμιευτικών έργων.
- Στο 3^ο κεφάλαιο περιγράφονται καινοτόμες μέθοδοι, τεχνολογίες και συνέργειες, που σχετίζονται με τα συστήματα αντλησιοταμίευσης.
- Στο 4^ο κεφάλαιο παρατίθενται οικονομικά στοιχεία, που αφορούν το κεφαλαιουχικό κόστος, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης και μεθοδολογίες εκτίμησης. Γίνεται αναφορά στο λειτουργικό κόστος δέσμευσης της αντλησιοταμιευτικής μονάδας, στο Σταθμισμένο Κόστος Ενέργειας, στο Σταθμισμένο Κόστος Αποθήκευσης και στο λόγο Κόστους Ενέργειας.
- Στο 5^ο κεφάλαιο αναλύεται η προτεινόμενη μεθοδολογία υπολογισμού των τεχνικοοικονομικών στοιχείων και παρουσιάζονται οι μέθοδοι που επιλέχθηκαν για την αξιολόγηση.
- Στο 6^ο κεφάλαιο γίνεται εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας αξιολόγησης σε συμβατικό σύστημα και σε σύστημα με θαλασσίνο νερό. Μεταβάλλονται οι παράμετροι της υψομετρικής διαφοράς, του επιτοκίου προεξόφλησης, και της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να παρουσιαστούν σε πίνακες και διαγράμματα οι αντίστοιχες μεταβολές στους δείκτες αξιολόγησης.
- Στο 7^ο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα συμπεράσματα, που προέκυψαν από την εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας και γίνονται προτάσεις για μελλοντική έρευνα. Το Παράρτημα περιλαμβάνει το σύνολο των διαγραμμάτων.

Λέξεις – Κλειδιά:

Αντλησιοταμίευση, Συμβατικό σύστημα, Σύστημα με θαλασσίνο νερό, Τεχνική και οικονομική αξιολόγηση.

Technical and Economic Evaluation of a Pumped Hydro Storage Project

Kiriaki Zikidou

Abstract

The steadily increasing generation of electricity from renewable sources contributes to decarbonization but simultaneously creates challenges regarding the synchronization of generation and consumption. Capturing surplus renewable energy production through energy storage technologies offers the only solution for shifting generation over time. Pumped-storage technology utilizes hydraulic energy to store otherwise curtailed energy from renewable sources, thereby meeting load demands.

This thesis is based on the relevant literature and is structured as follows:

- Chapter 1 provides information on energy storage and its benefits for the electricity grid, and outlines approaches for the optimization of energy systems. It also presents the purpose, objectives, and structure of the thesis.
- Chapter 2 analyzes key concepts and describes the system and the site selection process. It provides data on reservoirs, hydraulic machinery, penstock, round trip efficiency, and the categories of pumped-storage projects.
- Chapter 3 describes innovative methods, technologies, and synergies related to pumped-storage systems.
- Chapter 4 presents economic data regarding capital costs, operation and maintenance costs, and estimation methodologies. It addresses the operational cost of the pumped-storage unit's commitment, the Levelized Cost of Energy, the Levelized Cost of Storage, and the Cost of Energy ratio.
- Chapter 5 analyzes the proposed methodology for calculating the techno-economic data and presents the methods selected for the evaluation.
- Chapter 6 applies the proposed evaluation methodology considering a conventional system and a seawater-based system. Parameters such as the elevation difference, the discount rate, and the electricity selling price are varied in order to present the resulting changes in evaluation indicators through tables and charts.
- Chapter 7 presents the conclusions drawn from the application of the proposed methodology and offers suggestions for future research. The Appendix contains all the diagrams.

Keywords

Pumped hydro storage, Conventional system, Seawater system, Technical and economic evaluation.

Περιεχόμενα

Περίληψη.....	v
Abstract	vi
Περιεχόμενα	viii
Κατάλογος Εικόνων	x
Κατάλογος Διαγραμμάτων	xi
Κατάλογος Πινάκων	xiii
Συνοτομογραφίες & Ακρωνύμια.....	xiv
Κεφάλαιο 1 ^ο : Σκοπός, στόχοι και δομή της διπλωματικής	1
1.1 Γενικά.....	1
1.2 Αποθήκευση ενέργειας.....	2
1.3 Οφέλη προς το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας.....	3
1.4 Βελτιστοποίηση ενεργειακών συστημάτων	4
1.5 Σκοπός και στόχοι της εργασίας	5
1.6 Δομή της εργασίας	6
Κεφάλαιο 2 ^ο : Ανάλυση βασικών εννοιών.....	7
2.1 Γενικά.....	7
2.2 Περιγραφή του συστήματος.....	7
2.3 Βασικές αρχές	8
2.4 Κατηγορίες PHS.....	9
2.5 Επιλογή τοποθεσίας εγκατάστασης	10
2.6 Ταμιευτήρες	12
2.7 Υδροδυναμικές μηχανές.....	13
2.8 Απόδοση κύκλου φόρτισης - εκφόρτισης	15
2.9 Κατηγορίες σε σχέση με τον Η/Μ εξοπλισμό.....	15
2.10 Αγωγός προσαγωγής	17
Κεφάλαιο 3 ^ο : Καινοτόμες μέθοδοι και τεχνολογίες.....	19
3.1 Γενικά.....	19
3.2 Συστήματα με θαλασσινό νερό	19
3.3 Συστήματα χαμηλής υψομετρικής διαφοράς	21
3.4 Επιφανειακές και υπόγειες εγκαταστάσεις	21
3.5 Νέες μέθοδοι κατασκευής ταμιευτήρων	23
3.6 Αντλησιοταμίευση και μπαταρίες.....	25
3.7 Πλωτά φωτοβολταϊκά στους ταμιευτήρες	25
3.8 Αντλησιοταμίευση και αφαλάτωση	26
3.9 Αντλησιοταμίευση με υδροκινητικό σύστημα.....	27
3.10 Αντλησιοταμίευση με συμπιεσμένο αέρα.....	27
3.11 Καινοτόμες λύσεις στον Η/Μ εξοπλισμό.....	28
Κεφάλαιο 4 ^ο : Οικονομικά στοιχεία.....	30
4.1 Γενικά.....	30
4.2 Κεφαλαιουχικό κόστος.....	30
4.3 Εκτίμηση κεφαλαιουχικού κόστους.....	31
4.4 Παράγοντες που επηρεάζουν το κόστος	33
4.5 Κόστος λειτουργίας και συντήρησης.....	34

4.6	Λειτουργικό κόστος δέσμευσης της μονάδας PHS.....	36
4.7	Λόγος Κόστους Ενέργειας	36
4.8	Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας	37
4.9	Σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης	38
	Κεφάλαιο 5 ^ο : Προτεινόμενη μεθοδολογία αξιολόγησης	40
5.1	Γενικά.....	40
5.2	Υπολογισμός τεχνικών και ενεργειακών χαρακτηριστικών	40
5.3	Υπολογισμός εκτιμώμενου κόστους	43
5.4	Μέθοδοι αξιολόγησης	45
	Κεφάλαιο 6 ^ο : Εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας αξιολόγησης.....	47
6.1	Γενικά.....	47
6.2	Δεδομένα.....	47
6.3	Τεχνικά και ενεργειακά χαρακτηριστικά	48
6.4	Στοιχεία κόστους των συστημάτων	50
6.5	Δεδομένα και παραδοχές της αξιολόγησης.....	51
6.6	Εξεταζόμενες περιπτώσεις	52
6.7	Αποτελέσματα των συμβατικών συστημάτων	53
6.8	Διαγράμματα συμβατικού συστήματος PHS 200	60
6.9	Αποτελέσματα των συστημάτων με θαλασσινό νερό	64
6.10	Διαγράμματα συστήματος με θαλασσινό νερό PHS 200.....	69
6.11	Σύγκριση των συστημάτων	72
	Κεφάλαιο 7 ^ο : Συμπεράσματα και προτάσεις για μελλοντική έρευνα	74
7.1	Γενικά.....	74
7.2	Συμπεράσματα	74
7.3	Προτάσεις για μελλοντική έρευνα	76
	Βιβλιογραφία.....	77
	Παράρτημα: Διαγράμματα	84

Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1.1 Κατανάλωση ενέργειας ανά πηγή προέλευσης	1
Εικόνα 2.1 Τυπική διάταξη Αντλητικού Υδροηλεκτρικού Σταθμού	7
Εικόνα 2.2 Δυναμική ενέργεια σώματος μάζας m, λόγω θέσης	8
Εικόνα 2.3 Σύστημα αντλησιοταμίευσης ανοικτού και κλειστού κύκλου.....	9
Εικόνα 2.4 Δυνητικές θέσεις εγκατάστασης PHS στον παγκόσμιο άτλαντα	11
Εικόνα 2.5 Αποψη του συγκροτήματος κατοικιών και του ανώτερου ταμιευτήρα στο δώμα	12
Εικόνα 2.6 Διάγραμμα ροής τριμερούς μονάδας & λειτουργία υδραυλικού βραχυκυκλώματος	16
Εικόνα 3.1 Σύστημα αποθήκευσης με άντληση θαλασσινού νερού	19
Εικόνα 3.2 Το υποβρύχιο αντλησιοταμιευτικό σύστημα κατά το στάδιο φόρτισης και εκφόρτισης	20
Εικόνα 3.3 Ενεργειακή πυκνότητα στην Ευρώπη και τη Βόρεια Αμερική	20
Εικόνα 3.4 Εγκάρσια τομή της υποθαλάσσιας σφαίρας	20
Εικόνα 3.5 Το σχέδιο DELTA21 στην Ολλανδία	21
Εικόνα 3.6 Αντλησιοταμιευτικό έργο σε εγκαταλελειμμένο ορυχείο στο Dinorwig	22
Εικόνα 3.7 Διάταξη αντλησιοταμίευσης υπόγειου ορυχείου στο Pyhäsalmi της Φιλανδίας & Προσχέδιο υπόγειας αντλησιοταμίευσης στο λιγνιτωρυχείο Prosper-Haniel, Γερμανία	22
Εικόνα 3.8 Γεωμηχανική Αντλητική Αποθήκευση	23
Εικόνα 3.9 Τομή προκατασκευασμένου ταμιευτήρα ύψους 30ft & το πρωτότυπο.....	23
Εικόνα 3.10 Τυποποιημένο μεταλλικό πλαίσιο & τμήμα του μεταλλικού φράγματος	24
Εικόνα 3.11 Απεικόνιση του κλιμακωτού συστήματος αντλησιοταμίευσης.....	24
Εικόνα 3.12 Αντλησιοταμίευση και πλωτά φωτοβολταϊκά	25
Εικόνα 3.13 Το σύστημα με αντλησιοταμίευση και αφαλάτωση	26
Εικόνα 3.14 Αντλησιοταμίευση με υδροκινητικό σύστημα	27
Εικόνα 3.15 Το μοντέλο PH-CHAES a. Στάδιο φόρτισης, b. Στάδιο εκφόρτισης, c. Το πρωτότυπο	28
Εικόνα 4.1 Κατανομή κεφαλαιουχικού κόστους PSH κλειστού κύκλου	31
Εικόνα 4.2 Μεταβολή του κεφαλαιουχικού κόστους συστήματος PHS.....	33
Εικόνα 5.1 Διάγραμμα ροής προτεινόμενης μεθοδολογίας	40
Εικόνα 6.1 Σύστημα συμβατικού PHS κλειστού κύκλου	47
Εικόνα 6.2 Σύστημα PHS με θαλασσινό νερό	48

Κατάλογος Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 5.1 Διάγραμμα επιλογής τύπου υδροστροβίλου	43
Διάγραμμα 6.1 Μεταβολή της ΚΠΑ στο συμβατικό σύστημα, $H=200m$	61
Διάγραμμα 6.2 Ποσοστιαία μεταβολή της ΚΠΑ	61
Διάγραμμα 6.3 Μεταβολή IRR στο συμβατικό σύστημα, $H=200m$	62
Διάγραμμα 6.4 Ποσοστιαία μεταβολή του IRR	62
Διάγραμμα 6.5 Δείκτης B/C στο συμβατικό σύστημα, $H=200m$	63
Διάγραμμα 6.6 Μεταβολή PB στο συμβατικό σύστημα, $H=200m$	63
Διάγραμμα 6.7 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας, $H=200m$	64
Διάγραμμα 6.8 Μεταβολή LCOE των συμβατικών συστημάτων PHS	64
Διάγραμμα 6.9 Μεταβολή της ΚΠΑ στο σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, $H=200m$	69
Διάγραμμα 6.10 Μεταβολή IRR στο σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, $H=200m$	70
Διάγραμμα 6.11 Δείκτης B/C στο σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, $H=200m$	70
Διάγραμμα 6.12 Μεταβολή PB για το σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=200m$	71
Διάγραμμα 6.13 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας, $H=200m$	71
Διάγραμμα 6.14 Μεταβολή LCOE των συστημάτων PHS με θαλασσινό νερό	72
Διάγραμμα 6.15 Αρχικό κόστος ανά παραγόμενη ισχύ σε σχέση με το ύψος H	72
Διάγραμμα 6.16 Απόδοση κύκλου φόρτισης εκφόρτισης, σε σχέση με την υψομετρική διαφορά	73
Διάγραμμα A.1 Μεταβολή της ΚΠΑ στο συμβατικό σύστημα, $H=150m$	85
Διάγραμμα A.2 Μεταβολή της ΚΠΑ στο συμβατικό σύστημα, $H=250m$	85
Διάγραμμα A.3 Μεταβολή της ΚΠΑ στο συμβατικό σύστημα, $H=300m$	85
Διάγραμμα A.4 Μεταβολή IRR στο συμβατικό σύστημα, $H=150m$	86
Διάγραμμα A.5 Μεταβολή IRR στο συμβατικό σύστημα, $H=250m$	86
Διάγραμμα A.6 Μεταβολή IRR στο συμβατικό σύστημα, $H=300m$	86
Διάγραμμα A.7 Δείκτης B/C στο συμβατικό σύστημα, $H=150m$	87
Διάγραμμα A.8 Δείκτης B/C στο συμβατικό σύστημα, $H=250m$	87
Διάγραμμα A.9 Δείκτης B/C στο συμβατικό σύστημα, $H=300m$	87
Διάγραμμα A.10 Μεταβολή PB στο συμβατικό σύστημα, $H=150m$	88
Διάγραμμα A.11 Μεταβολή PB στο συμβατικό σύστημα, $H=250m$	88
Διάγραμμα A.12 Μεταβολή PB στο συμβατικό σύστημα, $H=300m$	88
Διάγραμμα A.13 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας, $H=150m$	89
Διάγραμμα A.14 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας, $H=250m$	89
Διάγραμμα A.15 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας, $H=300m$	89
Διάγραμμα A.16 Μεταβολή της ΚΠΑ στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=150m$	90
Διάγραμμα A.17 Μεταβολή της ΚΠΑ στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=250m$	90
Διάγραμμα A.18 Μεταβολή της ΚΠΑ στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=300m$	90
Διάγραμμα A.19 Μεταβολή IRR στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=150m$	91
Διάγραμμα A.20 Μεταβολή IRR στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=250m$	91
Διάγραμμα A.21 Μεταβολή IRR στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=300m$	91
Διάγραμμα A.22 Δείκτης B/C στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=150m$	92
Διάγραμμα A.23 Δείκτης B/C στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=250m$	92
Διάγραμμα A.24 Δείκτης B/C στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=300m$	92
Διάγραμμα A.25 Μεταβολή PB στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=150m$	93
Διάγραμμα A.26 Μεταβολή PB στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=250m$	93
Διάγραμμα A.27 Μεταβολή PB στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=300m$	93

Διάγραμμα Α.28 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=150\text{m}$	94
Διάγραμμα Α.29 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=250\text{m}$	94
Διάγραμμα Α.30 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας στο σύστημα με θαλασσινό νερό, $H=300\text{m}$	94

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 2.1	Δυνατότητα αποθήκευσης σε σχέση με τη χωρητικότητα ταμιευτήρα.....	12
Πίνακας 4.1	Εκτίμηση του κόστους ανά κατασκευαστικό τμήμα	32
Πίνακας 4.2	Εκτίμηση κόστους και απόδοσης για σύστημα 100MW & 1000MW	35
Πίνακας 6.1	Πηγή προέλευσης ενέργειας για άντληση και δείκτες αξιολόγησης.....	52
Πίνακας 6.2	Τιμές παραμέτρων	52
Πίνακας 6.3	Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των εξεταζόμενων συστημάτων.....	53
Πίνακας 6.4	Συμβατικό σύστημα PHS, H=150m	54
Πίνακας 6.5	Συμβατικό σύστημα PHS, H=200m	55
Πίνακας 6.6	Συμβατικό σύστημα PHS, H=250m	56
Πίνακας 6.7	Συμβατικό σύστημα PHS, H=300m	57
Πίνακας 6.8	Μέγιστες και ελάχιστες τιμές δεικτών αξιολόγησης.....	58
Πίνακας 6.9	Ποσοστιαία μεταβολή της Καθαρής Παρούσας Αξίας	59
Πίνακας 6.10	Ποσοστιαία μεταβολή του IRR	60
Πίνακας 6.11	Σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, H=150m.....	65
Πίνακας 6.12	Σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, H=200m.....	66
Πίνακας 6.13	Σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, H=250m.....	67
Πίνακας 6.14	Σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, H=300m.....	68

Συντομογραφίες & Ακρωνύμια

Ελληνικές

ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΥΗΣ	Αντλητικός Υδροηλεκτρικός Σταθμός
ΓΣΠ	Γεωγραφικά Συστήματα Πληροφοριών
ΗΕ	Ηλεκτρική Ενέργεια
ΗΠΑ	Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής
ΚΠΑ	Καθαρή Παρούσα Αξία

Αγγλικές

B/C	Benefit/Cost
CAES	Compressed Air Energy Storage
CAPEX	Capital Expenditure
COE	Cost of Energy
DRP	Demand Response Program
FPV	Floating Photovoltaics
GPS	Geomechanical Pumped Storage
IHA	International Hydropower Association
IRR	Internal Rate of Return
LCAES	Liquid Compressed Air Energy Storage
LCOE	Levelized Cost Of Energy
LCOS	Levelized Cost of Storage
NPV	Net Present Value
NREL	National Renewable Energy Laboratory
O&M	Operation and Maintenance
OFPHS	Off-river pumped hydro storage
OPEX	Operating Expenditure
PAT	Pump as Turbine
PB	PayBack (period)
PH-CAES	Pumped Hydro Compressed Air Energy Storage
PHES	Pumped Hydro Energy Storage
PHS	Pumped Hydro Storage
PPA	Power Purchase Agreement
PSH	Pumped Storage Hydro
PSHP	Pumped Storage Hydro Plants
RTE	Round Trip Efficiency

Ισοδυναμίες μονάδων

1ha (εκτάριο)=10.000m²
1Joule=1kg·m²/sec²=1Watt·sec,
1Wh=3600Joules

Κεφάλαιο 1^ο: Σκοπός, στόχοι και δομή της διπλωματικής

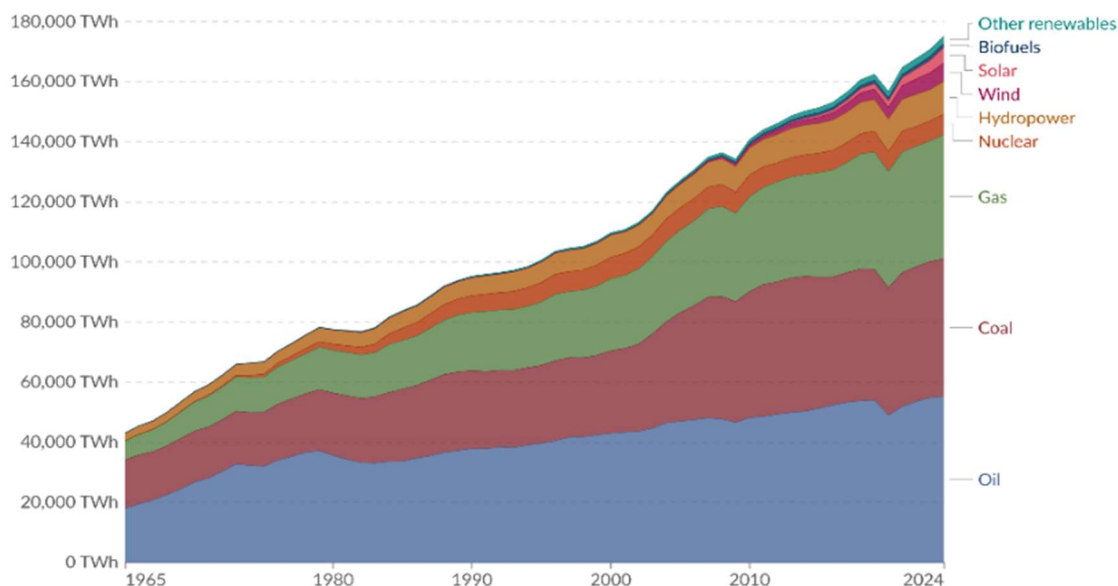
1.1 Γενικά

Η λέξη ενέργεια προήλθε από την ελληνική λέξη εν + έργο και είναι χαρακτηριστικό μέγεθος της κατάστασης ενός σώματος ή ενός φυσικού συστήματος. Εκφράζει την ιδιότητα του να παράγει έργο, να αλλάζει την κατάσταση τη δική του ή του περιβάλλοντος του. Η πρωταρχική μορφή της ενέργειας περιλαμβάνει την κινητική ενέργεια, τη δυναμική ενέργεια και την ενέργεια της ισοδύναμης μάζας με δυνατότητα μετατροπής σε μηχανική, ηλεκτρική, χημική, φωτεινή, πυρηνική, δυναμική και θερμότητα. Η ενέργεια αποτελεί ένα προϊόν με ανταλλακτική αξία, κατά τη διάθεση της σε χρήση. Το οικονομικά βιώσιμο σύστημα μετατροπής της ενέργειας, σχετίζεται με το κόστος της επένδυσης για τον απαιτούμενο τεχνολογικό εξοπλισμό και το χρόνο ανταπόδοσης της επένδυσης (Καραμάνης, 2022).

Ο ρόλος που διαδραματίζει η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας είναι καθοριστικός για την ομαλή λειτουργία της ανθρώπινης δραστηριότητας. (Alqahtani et al., 2023; Wei et al., 2023). Όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 1.1 σε παγκόσμιο επίπεδο η κύρια πηγή παραγωγής ενέργειας είναι τα συμβατικά ορυκτά καύσιμα, με τη συνεχιζόμενη χρήση τους να αυξάνει τις βλαβερές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου.

Energy consumption by source, World

Measured in terms of primary energy¹ using the substitution method².



Data source: Energy Institute - Statistical Review of World Energy (2025)

Note: "Other renewables" include geothermal, biomass, and waste energy.

OurWorldinData.org/energy | CC BY

Εικόνα 1.1 Κατανάλωση ενέργειας ανά πηγή προέλευσης
Πηγή: ourworldindata.org/energy-mix, Ember (2026)

Η περιβαλλοντική ρύπανση και η ενεργειακή κρίση έκαναν επιτακτική την ανάγκη για μετάβαση σε βιώσιμους και φιλικούς προς το περιβάλλον ανανεώσιμους πόρους. Η ενέργεια που παράγεται από τον αέρα, τον ήλιο, τη βιομάζα, το υδρογόνο, τη γεωθερμία και το νερό (υδροηλεκτρική, παλιρροϊκή - κυματική) έχουν χαρακτηριστικά πλεονεκτήματα που τις καθιστούν κατάλληλες επιλογές σε συγκεκριμένες εφαρμογές. Στην Ευρωπαϊκή Ένωση, η εξέλιξη της μετάβασης από τα ορυκτά καύσιμα στην καθαρή ηλεκτρική ενέργεια αναλύεται στην ετήσια Ευρωπαϊκή Έκθεση Ηλεκτρισμού του ανεξάρτητου οργανισμού Ember. Σύμφωνα με την έκθεση που δημοσιεύθηκε στις αρχές του 2026 με δεδομένα παραγωγής και ζήτησης, το έτος 2025 ήταν η πρώτη χρονιά που παράχθηκε περισσότερη ηλεκτρική ενέργεια από τον ήλιο και τον άνεμο (30,1%) ξεπερνώντας την παραγωγή από ορυκτά καύσιμα (29%). Τα τελευταία πέντε χρόνια η παραγωγή από ηλιακή ενέργεια υπερδιπλασιάστηκε (2020-145TWh, 2025-369TWh), έχοντας το μεγαλύτερο μέσο ετήσιο ποσοστό αύξησης παραγωγής (21%) από οποιαδήποτε άλλη πηγή ενέργειας (Petrovich, 2026). Στην πράξη όμως η φύση του φορτίου και η παραγωγή ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά είναι αβέβαιες (Bakhshaei et al., 2021).

Καθώς ο ρυθμός διείσδυσης των ΑΠΕ αυξάνεται, αναδύονται πολλές προκλήσεις στη λειτουργία του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. Τα τελευταία χρόνια ανακύπτουν προβλήματα σχετιζόμενα με την ποσοτική και τη χρονική διακύμανση της παραγωγής, με επιπτώσεις στην αξιοπιστία και τη σταθερότητα του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον η ασυμφωνία μεταξύ της εκροής των φυσικών πηγών και του φορτίου ζήτησης οδηγεί σε χαμηλό βαθμό χρησιμοποίησης του εξοπλισμού, με αποτέλεσμα τη σπατάλη πόρων. Επομένως είναι σημαντική η εφαρμογή μεθόδων εναρμόνισης της παραγωγής με τη ζήτηση, για τη διαχείριση των μεταβαλλόμενων ΑΠΕ. Η δέσμευση και αποθήκευση ενέργειας θεωρείται η υποσχόμενη τεχνολογία για την επίλυση τέτοιων προβλημάτων καθώς μπορεί να μετακυλήσει την ισχύ από την περίοδο αιχμής στην περίοδο κοιλάδας, εξομαλύνοντας την ασυμφωνία μεταξύ της προσφοράς και της ζήτησης (Alqahtani et al., 2023).

1.2 Αποθήκευση ενέργειας

Η αποθήκευση ενέργειας μπορεί να εγγυηθεί την αξιόπιστη παραγωγή και διανομή, ώστε να υπάρχει καλύτερη ανταπόκριση στις απαιτήσεις φορτίου. Ωστόσο η αποθήκευση είναι μία σύνθετη διαδικασία καθώς η ηλεκτρική ενέργεια πρέπει να μετατραπεί σε άλλες μορφές ενέργειας, γεγονός που απαιτεί δαπανηρό εξοπλισμό και απώλειες. Οι διαθέσιμες τεχνολογίες συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας είναι:

- με συμπιεσμένο αέρα (Compressed Air Energy Storage – CAES),
- σε σφόνδυλο (Flywheel Energy Storage - FES),
- αντλητική υδροηλεκτρική αποθήκευση (Pumped Hydro Storage - PHS),
- μέσω μπαταρίας (Battery Energy Storage – BES),
- μέσω μπαταριών ροής (Flow Battery Energy Storage – FBES),
- αποθήκευση με υπεραγώγιμα μαγνητικά πεδία (Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES),
- αποθήκευση με υπερ-συμπυκνωτές (Super Capacitor Energy Storage – SCES),
- αποθήκευση με υδρογόνο (Hydrogen Energy Storage – HES),
- αποθήκευση θερμικής ενέργειας (Thermal Energy Storage – TES) (Kusakana, 2015).

Οι τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας μεγάλης χωρητικότητας, που εφαρμόζονται για αποκοπή της αιχμής, περιλαμβάνουν κυρίως τα αντλητικά συστήματα αποθήκευσης, τα ηλεκτροχημικά συστήματα αποθήκευσης και τα συστήματα αποθήκευσης συμπιεσμένου

αέρα (Wei et al., 2023). Στο άρθρο του Klumpp, (2016) συγκρίνονται 3 τεχνολογίες μεγάλης κλίμακας αποθήκευσης ενέργειας σε κρατίδιο της Βόρειας Γερμανίας. Κατά το χρόνο εκπόνησης του ερευνητικού έργου, στη βραχυχρόνια ή μέσης διάρκειας αποθήκευση, υπερέχει η αντλησιοταμίευση, ακολουθούμενη από την αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα. Στη μακροχρόνια αποθήκευση προκρίνεται η αποθήκευση με συμπιεσμένο αέρα και έπεται η αποθήκευση υδρογόνου. Οι Altea και Yanagihar, (2024) συγκρίνουν τις επιλογές με το μεγαλύτερο δυναμικό και ευρεία εφαρμογή για το δίκτυο ηλεκτρισμού της Βραζιλίας και τα ευρήματα αναδεικνύουν την υπεροχή της αντλησιοταμίευσης, ως προς την απόδοση και τον περιβαλλοντικό αντίκτυπο.

Μεταξύ των διαθέσιμων τεχνολογιών, η αντλητική υδροηλεκτρική αποθήκευση ενέργειας, είναι η κυρίαρχη τεχνολογία μαζικής αποθήκευσης και αποτελεί αναπόσπαστο μέρος πολλών αγορών από τη δεκαετία του 1960 (Barbour et al., 2016; DeSomber et al., 2023). Εμφανίζει ανταγωνιστικό κόστος σε σύγκριση με άλλες τεχνολογίες αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας και παραγωγής ισχύος αιχμής, λόγω της μακροχρόνιας περιόδου λειτουργίας (40-60+ έτη) και του σχετικά χαμηλού κόστους λειτουργίας και συντήρησης. Επίσης, η ικανότητα των αντλησιοταμιευτικών συστημάτων να στηρίζουν την ενσωμάτωση ΑΠΕ και να παρέχουν υπηρεσίες σταθερότητας δικτύου, ενισχύει περαιτέρω την αξία τους στο πλαίσιο της παγκόσμιας μετάβασης, προς χαμηλότερο ανθρακικό αποτύπωμα (Papadakis et al., 2023).

1.3 Οφέλη προς το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας

Γενικά η μαζική αποθήκευση προσφέρει πολλά οφέλη στην αλυσίδα προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των οποίων είναι η ενίσχυση της παραγωγής από ΑΠΕ, η συνολική μείωση των ρυπογόνων εκπομπών, η διαχείριση της ενέργειας κατά τη διάρκεια της χρήσης, η παροχή αυξημένης σταθερότητας και ευελιξίας για το σύστημα και η αύξηση της αξιοπιστίας προς τους τελικούς χρήστες (Barbour et al., 2016).

Η αντλησιοταμιευτική μονάδα δύναται να αποθηκεύει μεγάλες ποσότητες ενέργειας ώστε να μεταφερθεί χρονικά η παραγωγή ανάλογα με τη ζήτηση. Μπορεί να λειτουργεί είτε από το δίκτυο, είτε χρησιμοποιώντας ΑΠΕ, συντελώντας στην ενσωμάτωση της μεταβαλλόμενης αιολικής και ηλιακής ενέργειας (Melikoglu, 2017). Συμβάλλει στη μείωση των περικοπών, απορροφώντας ενέργεια στις περιπτώσεις υπερπαραγωγής ή παρέχει προς το δίκτυο την απαιτούμενη ενέργεια, σε συνθήκες μειωμένης παραγωγής των ΑΠΕ. Σε πολλά νέα έργα χρησιμοποιείται σε συνδυασμό με αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα για να σταθεροποιήσει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, πριν εισέλθει στο δίκτυο διανομής. Επιπρόσθετα παρέχει απαραίτητες υπηρεσίες για την αξιόπιστη λειτουργία του δικτύου μεταξύ των οποίων είναι η απαιτούμενη αδράνεια κατά των διακυμάνσεων στη συχνότητα του συστήματος, η ρύθμιση της τάσης και η δυνατότητα εκκίνησης της μονάδας μέσα σε δευτερόλεπτα, χωρίς να απαιτείται χορήγηση ενέργειας (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021a). Επιπλέον οι προηγμένες τεχνολογίες παρέχουν τη δυνατότητα ρύθμισης της συχνότητας και στις δύο λειτουργικές καταστάσεις του συστήματος, που είναι η άντληση και η παραγωγή (Koritarov et al., 2022).

Όταν η μεταβλητότητα της ζήτησης αυξάνεται, η αξιοποίηση των PHS επίσης αυξάνεται, εάν άλλες μονάδες εξισορρόπησης δεν μπορούν να αναλάβουν αυτόν τον ρόλο. Η καλύτερη αξιοποίηση των PHS επιτρέπει την κάλυψη υψηλότερων διακυμάνσεων στη ζήτηση και την προσφορά ηλεκτρικής ενέργειας, έχοντας θετική επίδραση στην ενσωμάτωση των ΑΠΕ, με ένα ανθρακικά ουδέτερο αποτέλεσμα (Kougiass & Szabó 2017).

1.4 Βελτιστοποίηση ενεργειακών συστημάτων

Οι δυνατότητες των συστημάτων αντλησιοταμίευσης παίζουν έναν καθοριστικό ρόλο καθώς η παραγωγή και η ζήτηση πρέπει να ισορροπούν συνεχώς σε πραγματικό χρόνο για να διατηρηθεί η αξιοπιστία του δικτύου ΗΕ. Για τον ακριβή σχεδιασμό του υβριδικού συστήματος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας απαιτείται η εξέταση πολλών κρίσιμων παραμέτρων, κατά τη διαδικασία μαθηματικής μοντελοποίησης. Η παραμέληση ή λανθασμένη εκτίμηση αυτών των βασικών παραμέτρων οδηγεί σε υπερεκτίμηση ή υποεκτίμηση του συστήματος. Συνεπώς ο βέλτιστος συνολικός σχεδιασμός προσεγγίζεται μέσω τεχνικοοικονομικής ανάλυσης (Alqahtani et al., 2023).

Οι Ye et al., (2017) παρουσιάζουν ένα μοντέλο προγραμματισμού με πολλαπλούς ενεργειακούς πόρους, που μεγιστοποιεί την ενσωμάτωση ΑΠΕ. Επιπλέον συνδυάζουν διάφορους τομείς ενεργειακής κατανάλωσης, όπως οι μεταφορές και το σύστημα υδροδότησης, σε νησί εμπορικού ανεφοδιασμού στη Νότια Κίνα. Στο άρθρο των Adeyanju et al., (2023) παρουσιάζεται μία μεθοδολογία προγραμματισμού και λειτουργίας μικροδικτύου με ενσωματωμένη αντλησιοταμίευση, για πλήρη και αποκλειστική εξυπηρέτηση του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας. Οι Kohol et al., (2024) συγκρίνουν τεχνικοοικονομικά και περιβαλλοντικά, τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας, μπαταριών, αντλησιοταμίευσης, αποθήκευσης θερμικής ενέργειας και κυψέλες καυσίμου, ώστε να ενσωματωθούν σε υβριδικό σύστημα με φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες. Στη μελέτη των Kocaman και Modib, (2017) προτείνεται ένα μοντέλο προγραμματισμού δύο σταδίων, ώστε να προσδιοριστούν οι βέλτιστες ικανότητες των PHES για την υποστήριξη της παραγωγής και την υποβοήθηση εγκατάστασης ηλιακής ενέργειας μεγαλύτερης ικανότητας. Επιπλέον αναφέρουν ότι η αντλησιοταμίευση έχει το μεγαλύτερο όφελος σε απομονωμένα συστήματα σε σχέση με τα διασυνδεδεμένα. Στην εργασία των Qu et al., (2023) γίνεται σύγκριση μεταξύ μοντέλων προγραμματισμού για το πρόβλημα δέσμευσης μίας μονάδας PHS. Στη μελέτη τους οι Wang et al., (2023) επικεντρώνονται στην υπολογιστική προσέγγιση των καμπυλών εισόδου, εξόδου που περιγράφουν τις σχέσεις μεταξύ παραγόμενης και αντλούμενης ισχύος, παροχής και όγκου ταμιευτήρων των αντλησιοταμιευτικών υδροηλεκτρικών σταθμών. Οι Zhang et al., (2024) παρέχουν ένα θεμελιώδες μοντέλο για το συντονισμό της ευέλικτης ρύθμισης και σταθερής λειτουργίας των μονάδων αντλησιοταμίευσης. Οι Su et al., (2021) αναπτύσσουν το βέλτιστο προγραμματισμό του συστήματος ηλεκτροδότησης της Ταϊβάν, για το συντονισμό των ΑΠΕ και των μονάδων αντλησιοταμίευσης. Οι Kaiyan Wang et al., (2024) προτείνουν ένα βραχυπρόθεσμο μοντέλο βέλτιστου προγραμματισμού για υβριδικό σύστημα με αιολική, ηλιακή, υδροηλεκτρική, θερμική ενέργεια, και αποθήκευση μέσω αντλησιοταμίευσης. Τα αποτελέσματα αναδεικνύουν ποσοστιαία μείωση στον αριθμό εκκινήσεων/διακοπών κατά 90,9%, στην τυπική απόκλιση της παραγωγής κατά 65,34% και στο λειτουργικό κόστος των θερμικών μονάδων 14,01%. Η μελέτη των Golshani et al., (2018) εστιάζει στο στάδιο αποκατάστασης του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας. Με στόχο την ταχύτερη και αξιόπιστη διαδικασία αυτό-ίασης προτείνουν μια νέα στρατηγική συντονισμού για τις μονάδες αιολικής ενέργειας και αντλησιοταμίευσης. Οι δοκιμές της μεθόδου έδειξαν αύξηση της συνολικής παρεχόμενης ενέργειας, ενίσχυση της κατανομής και μείωση της περικοπής στην αιολική παραγωγή.

Το θέμα της ανταλλαγής ενέργειας με το ηλεκτρικό δίκτυο είναι καθοριστικής σημασίας για τη βιωσιμότητα των ενεργειακών συστημάτων και αποτέλεσε αντικείμενο πολλών ερευνών. Στο άρθρο των Pan et al., (2023) προτείνεται ένα μοντέλο βραχυπρόθεσμου προγραμματισμού για τα υβριδικά ΑΠΕ, που μεγιστοποιεί τα έσοδα στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη τις αβεβαιότητες των ΑΠΕ, τα διμερή

συμβόλαια και την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Από την εφαρμογή σε υπαρκτό σύστημα υβριδικών ΑΠΕ στη νοτιοδυτική Κίνα προέκυψε βελτίωση των εσόδων κατά 2,26% σε μία τυπική ημέρα. Οι Daneshvar et al., (2020) διεξάγουν συν-βελτιστοποίηση του προγραμματισμού των αγορών ενέργειας και εφεδρείας, σε ένα σύστημα με αιολική, θερμική, υδροηλεκτρική ενέργεια και αντλησιοταμίευση. Στο άρθρο των Jiang et al., (2019) αναπτύχθηκε ένα μοντέλο λήψης αποφάσεων για τη μηνιαία αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, που συνυπολογίζει την ενσωμάτωση της αιολικής ενέργειας, την αλληλεπίδραση μεταξύ μηνιαίας και προ-ημερησίας αγοράς, την απόκριση από την πλευρά της ζήτησης και το πρόγραμμα λειτουργίας του συστήματος αποθήκευσης. Η μελέτη των Li et al., (2022) επικεντρώνεται στη δημιουργία καμπυλών λειτουργίας των υδροηλεκτρικών σταθμών με σκοπό τη μεγιστοποίηση των εσόδων στο σύστημα συναλλαγών αγοράς ενέργειας. Στην εργασία των Huang et al., (2022) μελετάται η εισαγωγή των μονάδων αντλησιοταμίευσης στο μοντέλο ημερησίας δέσμευσης μονάδων στις ΗΠΑ, ώστε να ενισχυθεί η ευέλικτη παραγωγή και να βελτιωθεί η οικονομική ευημερία του συστήματος.

Οι Xiao Li et al., (2023) προτείνουν μία στρατηγική προσφορών για υβριδικό σύστημα που περιλαμβάνει υδροηλεκτρική, αιολική και ηλιακή ενέργεια. Το προτεινόμενο πλαίσιο αυξάνει τα κέρδη, μέσω του συμβιβασμού ανάμεσα στις τρέχουσες και τις μελλοντικές ωφέλειες και στη μείωση του κινδύνου, που επιτυγχάνεται με τη βέλτιστη αποθήκευση του υπολειπόμενου νερού στους ταμιευτήρες των υδροηλεκτρικών. Οι Hill et al., (2024) αναπτύσσουν ένα καινοτόμο αλγόριθμο πολυεπίπεδης βελτιστοποίησης που εφαρμόζεται σε ένα υβριδικό σύστημα συνδεδεμένο στο δίκτυο, που περιλαμβάνει αιολική, ηλιακή ενέργεια και αποθήκευση μπαταριών τοπικής παραγωγής. Για τη χρονική περίοδο της μελέτης (2023) τα αποτελέσματα δείχνουν μείωση 36,8% στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας και ως πρόβλεψη για το έτος 2050 μείωση 38,6%. Στην εργασία τους οι Favaro et al., (2024) αναδεικνύουν την ικανότητα των νευρωνικών δικτύων να κατευθύνουν καλύτερα το μοντέλο βελτιστοποίησης για τον προγραμματισμό των PHES στην αγορά επόμενης ημέρας και εφεδρειών. Οι Silva et al., (2024) προτείνουν μία νέα μεθοδολογική προσέγγιση για την εκτίμηση του καθοριστικού ρόλου της PHS στην Πορτογαλία του 2030, συνυπολογίζοντας τις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής. Η μεθοδολογία συνδυάζει το εργαλείο ενεργειακού σχεδιασμού Energy PLAN μαζί με μοντέλο μηχανικής μάθησης, για την πρόβλεψη της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ιβηρική αγορά το 2030.

1.5 Σκοπός και στόχοι της εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία πραγματεύεται το θέμα της αποθήκευσης ενέργειας μέσω της αντλησιοταμίευσης. Σκοπός της εργασίας είναι η διερεύνηση των βασικών εννοιών, η παρουσίαση καινοτόμων μεθόδων, που αφορούν τη συγκεκριμένη τεχνολογία και η εφαρμογή μεθοδολογίας αξιολόγησης αντλησιοταμιευτικού έργου.

Οι στόχοι της εργασίας είναι:

- η ανάλυση του τεχνικού και οικονομικού υπόβαθρου μέσω της βιβλιογραφίας,
- η παρουσίαση προτεινόμενης μεθοδολογίας πρωταρχικής αξιολόγησης έργου αντλησιοταμίευσης,
- η εφαρμογή της μεθοδολογίας αξιολόγησης σε συμβατικό σύστημα PHS και σύστημα με θαλασσινό νερό,
- η διερεύνηση της επίδρασης των παραμέτρων της υψομετρικής διαφοράς, του επιτοκίου προεξόφλησης και της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας στους δείκτες αξιολόγησης των δύο συστημάτων,

- η απεικόνιση των αποτελεσμάτων σε πίνακες και διαγράμματα για την εξαγωγή συμπερασμάτων.

1.6 Δομή της εργασίας

Η διπλωματική εργασία αναπτύσσεται σε επτά κεφάλαια και το περιεχόμενο τους περιγράφεται στη συνέχεια.

- Στο 1ο κεφάλαιο δίνονται εισαγωγικά στοιχεία για την αποθήκευση ενέργειας, τα οφέλη της αντλησιοταμίευσης προς το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας, τη βελτιστοποίηση των ενεργειακών συστημάτων και περιγράφονται ο σκοπός, οι στόχοι και η δομή της εργασίας.
- Στο 2ο κεφάλαιο γίνεται καταγραφή των βασικών εννοιών που σχετίζονται με την τεχνολογία της αντλησιοταμίευσης. Συγκεκριμένα αναλύονται το θεωρητικό υπόβαθρο της λειτουργίας, η επιλογή τοποθεσίας εγκατάστασης, στοιχεία για τους ταμιευτήρες και τις υδροδυναμικές μηχανές και οι γενικές κατηγορίες των συστημάτων PHS.
- Στο 3ο κεφάλαιο παρατίθενται καινοτόμες λύσεις με διαφορετικά επίπεδα τεχνολογικής ωριμότητας, που αφορούν τα συστήματα PHS, τους ταμιευτήρες, τους υδροστρόβιλους-αντλίες, τα υβριδικά συστήματα και συνέργειες με άλλα συστήματα παραγωγής ή αποθήκευσης.
- Στο 4ο κεφάλαιο καταγράφονται στοιχεία εκτίμησης και υπολογισμού του κόστους των αντλησιοταμιευτικών έργων.
- Στο 5ο κεφάλαιο αναλύεται η προτεινόμενη μεθοδολογία υπολογισμού των τεχνικοοικονομικών στοιχείων και γίνεται αναφορά στις μεθόδους αξιολόγησης που επιλέχθηκαν.
- Στο 6ο κεφάλαιο γίνεται εφαρμογή της μεθοδολογίας για τις περιπτώσεις συμβατικού συστήματος και αντλησιοταμιευτικού συστήματος με θαλασσινό νερό. Διερευνάται η επιρροή των παραμέτρων της υψομετρικής διαφοράς, του επιτοκίου προεξόφλησης και της τιμής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας, στους δείκτες αξιολόγησης των συστημάτων. Επίσης, παρουσιάζονται οι πίνακες των αποτελεσμάτων για όλους τους συνδυασμούς και αντιπροσωπευτικά διαγράμματα για τους δύο τύπους συστημάτων.
- Στο 7ο κεφάλαιο καταγράφονται τα συμπεράσματα και γίνονται προτάσεις για μελλοντική έρευνα. Το Παράρτημα περιλαμβάνει το σύνολο των διαγραμμάτων.

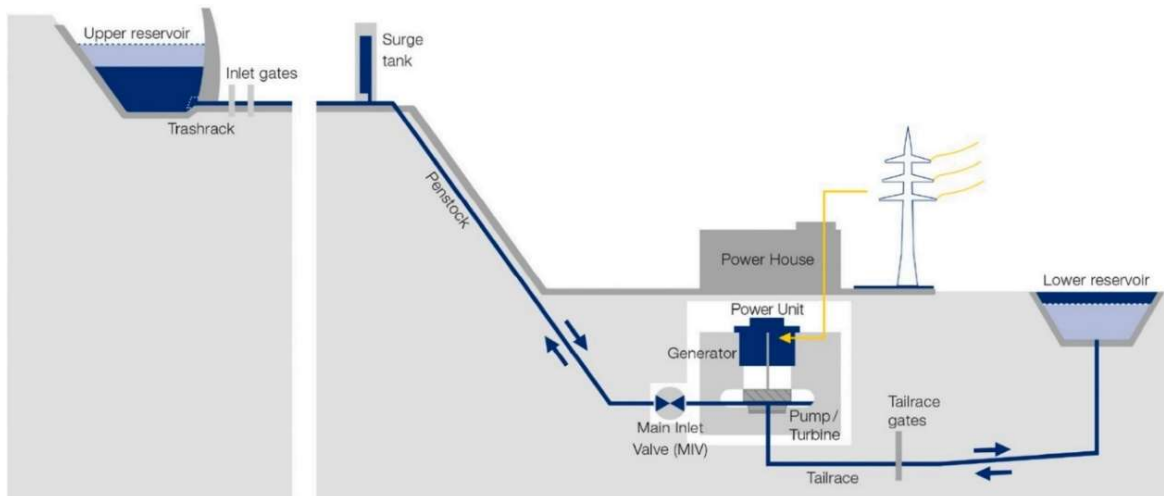
Κεφάλαιο 2^ο: Ανάλυση βασικών εννοιών

2.1 Γενικά

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται περιγραφή του αντλησιοταμιευτικού συστήματος, των βασικών αρχών της λειτουργίας του, των γενικών κατηγοριών, που ταξινομούνται τα συστήματα αποθήκευσης PHS και μέθοδοι επιλογής της θέσης εγκατάστασης,. Επίσης παρατίθενται στοιχεία αναφορικά με τα κύρια συστατικά μέρη του συστήματος, που είναι οι ταμιευτήρες, οι υδροδυναμικές μηχανές και ο αγωγός προσαγωγής.

2.2 Περιγραφή του συστήματος

Το σύστημα αποθήκευσης υδροηλεκτρικής ενέργειας μέσω άντλησης ονομάζεται και ως επαναφορτιζόμενη μπαταρία ύδατος. Η εγκατάσταση αποτελείται από δύο ταμιευτήρες, που βρίσκονται σε διαφορετικό υψόμετρο και είναι συνδεδεμένοι μέσω αγωγού, που διέρχεται από υδροστρόβιλο/αντλία (International Hydropower Association [IHA], 2025). Η τυπική διάταξη αντλητικού υδροηλεκτρικού σταθμού παρουσιάζεται στην Εικόνα 2.1.



Εικόνα 2.1 Τυπική διάταξη Αντλητικού Υδροηλεκτρικού Σταθμού
Πηγή: Altea & Yanagihar, (2024)

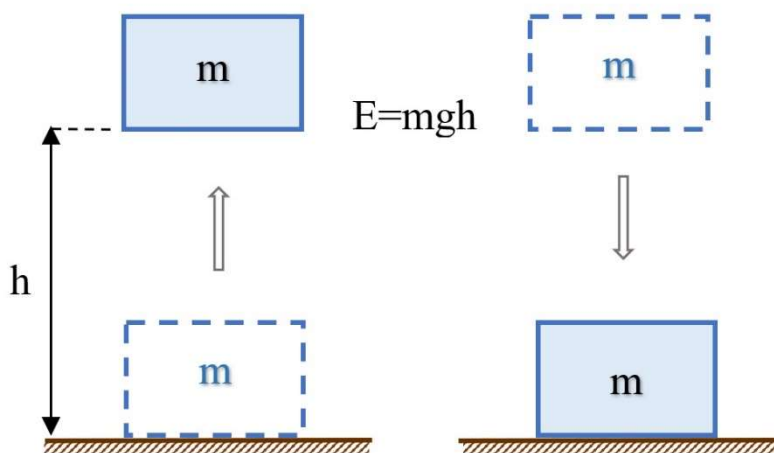
Κατά την παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας, το νερό από τον ανώτερο ταμιευτήρα (upper reservoir) διέρχεται από τις σχάρες εισόδου (trashrack) για τη συγκράτηση των φερτών και τα θυροφράγματα εισόδου (inlet gates), για τη ρύθμιση της ροής στον αγωγό προσαγωγής (penstock). Για την προστασία του αγωγού από το υδραυλικό πλήγμα, πριν τον αγωγό προσαγωγής τοποθετείται ο πύργος ανάπαλσης (surge tank). Μέσω της κύριας βαλβίδας εισαγωγής (main inlet valve) γίνεται η διαχείριση της ροής, που εισέρχεται στον υδροστρόβιλο. Το κτίριο του σταθμού (power house) στεγάζει τον ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό της μονάδας (power unit), που αποτελείται από την αντλία (pump), τον υδροστρόβιλο (turbine), τον κινητήρα, τη γεννήτρια (generator) και τις εγκαταστάσεις ελέγχου και συντήρησης του εξοπλισμού. Το νερό εξέρχεται προς τον κάτω ταμιευτήρα

(lower reservoir) μέσω του αγωγού φυγής (tailrace), που φέρει θυροφράγματα (tailrace gates).

Η αποθήκευση ενέργειας μέσω άντλησης είναι μία παραλλαγή της λειτουργίας των σταθμών υδροηλεκτρικής ενέργειας. Το σύστημα τροποποιείται ώστε να αντλεί νερό από τον χαμηλότερο ταμιευτήρα προς τον ανώτερο. Τα χρονικά διαστήματα που υπάρχει φθινή ηλεκτρική ενέργεια, δηλαδή στις περιόδους εκτός αιχμής ζήτησης, με διαθέσιμη μη καταναλισκόμενη αιολική ή ηλιακή ενέργεια, το νερό αντλείται από τον κατώτερο προς τον ανώτερο ταμιευτήρα (στάδιο φόρτισης της μπαταρίας). Με αυτό τον τρόπο, η πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια, μέσω της άντλησης, αποταμιεύεται με τη μορφή βαρυτικής, δυναμικής ενέργειας. Κατά τις περιόδους υψηλής ζήτησης το νερό από τον άνω ταμιευτήρα διέρχεται, μέσω του αγωγού προσαγωγής, στον υδροστρόβιλο, που είναι συζευγμένος με γεννήτρια ώστε να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια (στάδιο εκφόρτισης της μπαταρίας) (Ba-abbad et al., 2024; IHA, 2025).

2.3 Βασικές αρχές

Η αντλησιοταμίευση βασίζεται στη μετατροπή της δυναμικής ενέργειας σε κινητική, μηχανική, ηλεκτρική και αντίστροφα μέσω της μεταφοράς υδάτινης μάζας μεταξύ δύο ταμιευτήρων σε διαφορετικό υψόμετρο. Κατά την παραγωγή, η δυναμική και κινητική ενέργεια του νερού από τον ανώτερο ταμιευτήρα μετατρέπεται σε μηχανική ενέργεια, που περιστρέφει υδροστρόβιλο συζευγμένο με γεννήτρια παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος. Αντίστροφα κατά την άντληση η ηλεκτρική ενέργεια μετατρέπεται στις γεννήτριες σε περιστροφική μηχανική ενέργεια και μέσω των αντλιών προσδίδεται κινητική ενέργεια στο νερό, για να αποθηκευτεί στον ανώτερο ταμιευτήρα ως δυναμική ενέργεια (DeSomber et al., 2023).



Εικόνα 2.2 Δυναμική ενέργεια σώματος μάζας m , λόγω θέσης
Πηγή: Ιδία επεξεργασία

Όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 2.2 για την ανύψωση της υδάτινης μάζας m προσδίδεται ενέργεια, που αποθηκεύεται ως δυναμική ενέργεια στη νέα θέση. Αφήνοντας τη μάζα να επανέλθει στην αρχική θέση, η αποθηκευμένη δυναμική ενέργεια μετατρέπεται σε κινητική ενέργεια. Η δυναμική ενέργεια E της μάζας m , που ανυψώνεται σε ύψος h , υπολογίζεται από την Εξίσωση (2.1).

$$E \text{ (Joule)} = m(\text{kg}) \cdot g \left(\frac{\text{m}}{\text{sec}^2} \right) \cdot h(\text{m}) \quad (2.1)$$

όπου, m η μάζα, g η επιτάχυνση της βαρύτητας ίση με $9,81 \text{ m/sec}^2$, και h η υψομετρική διαφορά.

Η συνολική αποθηκευμένη ενέργεια E (Joule) της μάζας m , υπό τη θεώρηση ότι ολόκληρη βρίσκεται συγκεντρωμένη σε υψόμετρο h , υπολογίζεται από την Εξίσωση (2.2):

$$E = m \cdot g \cdot h = V(m^3) \cdot \rho \left(\frac{kg}{m^3} \right) \cdot g \left(\frac{m}{sec^2} \right) \cdot h(m) \quad (2.2)$$

όπου, ρ η πυκνότητα της μάζας m και V ο όγκος της μάζας m , ($m=V \cdot \rho$).

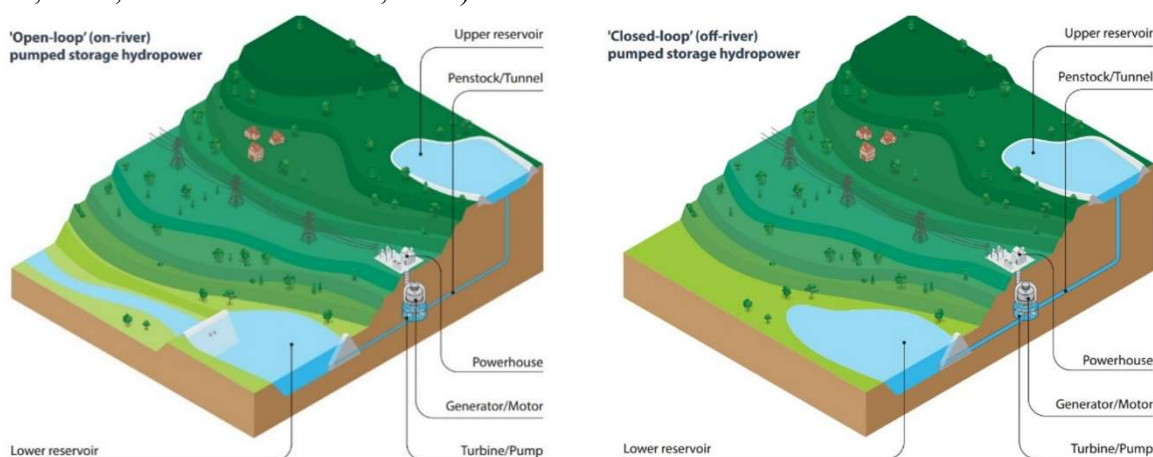
Σύμφωνα με τους Stocks et al., (2020) η διαθέσιμη ενέργεια E (MWh), που είναι αποθηκευμένη στον άνω ταμιευτήρα, καθορίζεται από τη χωρητικότητα V και τη υψομετρική διαφορά H και δίνεται από την Εξίσωση (2.3):

$$E(MWh) = \frac{f \cdot \eta \cdot \rho \left(\frac{kg}{m^3} \right) \cdot V(m^3) \cdot g \left(\frac{m}{sec^2} \right) \cdot H(m)}{3,6 \times 10^9} \quad (2.3)$$

όπου, f το χρησιμοποιήσιμο ποσοστό του ταμιευτήρα (85%), η η απόδοση μετατροπής του υδροστροβίλου (90%), ρ η πυκνότητα του νερού, V ο όγκος του ανώτερου ταμιευτήρα, g η επιτάχυνση της βαρύτητας και H η υψομετρική διαφορά. Οι ανωτέρω μαθηματικές εξισώσεις δηλώνουν την αναλογική σχέση μεταξύ της ενέργειας, που μπορεί να αποθηκευτεί, του όγκου νερού στον ανώτερο ταμιευτήρα και της υψομετρικής διαφοράς μεταξύ των δύο ταμιευτήρων. Συνεπώς όταν αυξάνεται η υψομετρική διαφορά μεταξύ των ταμιευτήρων, αποθηκεύεται περισσότερη ενέργεια, διατηρώντας την ποσότητα του νερού σταθερή.

2.4 Κατηγορίες PHS

Υπάρχουν δύο γενικές κατηγορίες αντλησιοταμιευτικών έργων. Στην πρώτη κατηγορία οι εγκαταστάσεις ονομάζονται συνδυασμένοι, μικτού ή ανοικτού κύκλου (Open-loop, on-river), όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 2.3. Τα συστήματα ανοικτού κύκλου αξιοποιούν το νερό από άντληση αλλά και από τη συγκράτηση φυσικών εισροών υδατορεμάτων. Λειτουργούν ως συνδυασμός αντλησιοταμίευσης και συμβατικών υδροηλεκτρικών σταθμών καθώς υπάρχει φυσική ροή υδάτων, που εισέρχεται στους ταμιευτήρες, παρουσιάζοντας σημαντική εποχική και δια-ετήσια μεταβλητότητα και αβεβαιότητα. Η ενέργεια μπορεί να παραχθεί, χωρίς αναγκαστικά να έχει προηγηθεί άντληση (DeSomber et al., 2023; Kocaman & Modib, 2017).



Εικόνα 2.3 Σύστημα αντλησιοταμίευσης ανοικτού και κλειστού κύκλου
Πηγή: IHA, (2025)

Η δεύτερη κατηγορία, αφορά εξωποτάμιες εγκαταστάσεις PHS κλειστού κύκλου (Closed-loop, off-river, off-stream) (Εικόνα 2.3). Στα συστήματα κλειστού κύκλου η

παραγωγή της υδροηλεκτρικής ενέργειας γίνεται μόνο από νερό που έχει προηγουμένως αντληθεί στον ανώτερο ταμιευτήρα. Η απομόνωση από τα φυσικά υδάτινα σώματα συνεισφέρει στο να παρουσιάζουν μικρότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις και να έχουν μεγαλύτερη λειτουργική ευελιξία (ΙΗΑ, 2025). Στα συστήματα κλειστού κύκλου, καθώς δεν υπάρχει φυσική εισροή νερού και ειδικά σε περιοχές με ζεστό κλίμα, πρέπει να συνεκτιμάται και η ποσότητα του εξατμισμένου νερού από τους ταμιευτήρες κατά τον υπολογισμό της απόδοσης του συστήματος (Alqahtani et al., 2023).

Επιπλέον τα αντλησιοταμιευτικά συστήματα δύναται να ταξινομηθούν ανάλογα με τη διάρκεια αποθήκευσης σε (Papadakis et al., 2023):

- ωριαίας αποθήκευσης, για βραχυπρόθεσμη παροχή βοηθητικών υπηρεσιών προς το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας,
- ημερήσιας αποθήκευσης, για τη διαχείριση των διακυμάνσεων της ζήτησης κατά τη διάρκεια του 24ώρου,
- εβδομαδιαίας αποθήκευσης, για την ενσωμάτωση αιολικής και ηλιακής ενέργειας,
- εποχιακής αποθήκευσης, για παραγωγή φορτίου αιχμής, βοηθητικές υπηρεσίες, αποθήκευση ενέργειας από μεταβαλλόμενες ΑΠΕ και βελτιστοποίηση υδροηλεκτρικών σταθμών,
- πολυετούς αποθήκευσης, που εξασφαλίζουν μεγάλες ποσότητες ενέργειας και νερού.

2.5 Επιλογή τοποθεσίας εγκατάστασης

Η αναζήτηση κατάλληλων περιοχών για την ανάπτυξη αντλησιοταμιευτικού σταθμού αποτέλεσε αντικείμενο πολλών ερευνών. Το σύστημα απαιτεί τοποθεσίες με επαρκή υψομετρική διαφορά μεταξύ των δύο ή περισσότερων φυσικών ή τεχνητών λιμνών και διαθεσιμότητα μεγάλων ποσοτήτων νερού (Ba-abbad et al., 2024). Οι μοναδικές συνθήκες κάθε περιοχής είναι καθοριστικές για το σχεδιασμό των έργων αντλησιοταμίευσης.

Αρχικά εξετάζονται τα τοπικά χαρακτηριστικά, που αφορούν την ύπαρξη φυσικών λιμνών, τεχνητών ταμιευτήρων ή φυσικών κοιλοτήτων που δύναται να κατακλυστούν (Rogean et al., 2017). Γενικά βασιζόμενοι στα χαρακτηριστικά του φυσικού ανάγλυφου εξετάζονται περιοχές που έχουν τη δυνατότητα (Haas et al., 2022):

1. σύνδεσης μεταξύ υπάρχοντος ζεύγους ταμιευτήρων,
2. κατασκευής νέου ταμιευτήρα κοντά σε υφιστάμενο,
3. κατασκευής εξολοκλήρου νέου (greenfield) συστήματος,
4. κατασκευής εξολοκλήρου νέου (greenfield) συστήματος με κατώτερο ταμιευτήρα τη θάλασσα,
5. σύνδεσης μεταξύ πολλαπλών ταμιευτήρων, που περιλαμβάνουν συμβατικό υδροηλεκτρικό σταθμό και αντλησιοταμίευση,
6. προσθήκης νέου ταμιευτήρα κοντά σε ποτάμι,
7. προσθήκης νέου ταμιευτήρα κοντά σε ορυχείο ανοικτού μετώπου.

Η δημιουργία τέτοιων εγκαταστάσεων δεσμεύει μεγάλες εκτάσεις, οπότε υπεισέρχονται και θέματα εξέτασης συμβατότητας, αναφορικά με την παρούσα χρήση γης. Στη διαδικασία επιλογής κατάλληλης τοποθεσίας λαμβάνονται υπόψη περιοριστικές συνθήκες και παράγοντες που αφορούν την υφιστάμενη ανθρώπινη δραστηριότητα. Οι αστικές, βιομηχανικές ζώνες, οι καλλιέργειες, το δίκτυο υποδομών και οι προστατευόμενες περιοχές, δημιουργούν περιορισμούς, που μπορεί να οδηγήσουν στην εξαίρεση ορισμένων τοποθεσιών (Rogean et al., 2017). Εκτός όμως από τις δυνατότητες και τους περιορισμούς που προσφέρει κάθε περιοχή, αντικείμενο μελέτης είναι και η κοινωνική αποδοχή των συστημάτων αντλητικής υδροηλεκτρικής αποθήκευσης. Προς αυτή την κατεύθυνση

εστίασαν οι Ali et al., (2024) που στη μελέτη τους ανέπτυξαν μία χωρική πιθανοκρατική μεθοδολογία λήψης αποφάσεων για την κοινωνικοοικονομική αξιολόγηση και ιεράρχηση των περιοχών εγκατάστασης ΑΥΗΣ.

Για τον εντοπισμό κατάλληλων θέσεων και την εκτίμηση του δυναμικού τους, αναπτύχθηκαν πολλές μέθοδοι απομακρυσμένης ανίχνευσης, βασισμένες κυρίως στα Γεωγραφικά Σύστημα Πληροφοριών (ΓΣΠ). Οι Haas et al., (2022) εφάρμοσαν στις Νότιες Άνδεις (Χιλή, Περού, Βολιβία) τη μέθοδο διερεύνησης του δυναμικού, που βασίστηκε στα ΓΣΠ, όπου αναδείχθηκε δυναμικό 20TWh με ανταγωνιστικό κόστος σε σχέση με τις μπαταρίες ιόντων λιθίου ακόμη και για το έτος 2050. Η μεγαλύτερη σε έκταση έρευνα έγινε από το Εθνικό Πανεπιστήμιο της Αυστραλίας, με τη δημιουργία παγκόσμιου άτλαντα (Εικόνα 2.4), όπου εντοπίστηκαν πάνω από 616.000 δυνητικές θέσεις εγκατάστασης με δυνατότητα αποθήκευσης 23.000TWh (Stocks et al., 2020).



Εικόνα 2.4 Δυνητικές θέσεις εγκατάστασης PHS στον παγκόσμιο άτλαντα

Πηγή: Stocks et al., (2020)

Καθώς όμως οι ευνοϊκότερες τοποθεσίες, που συνδύαζαν υψηλή χωρητικότητα με χαμηλό κόστος κατασκευής, έχουν αξιοποιηθεί (Papadakis et al., 2023) η επιστημονική έρευνα στράφηκε και προς τις εγκαταστάσεις PHES, μικρής κλίμακας μολονότι το υψηλό αρχικό κόστος αποτελεί τον πιο κρίσιμο οικονομικό παράγοντα (Laconi et al., 2024). Οι Soha et al. (2017) παρουσιάζουν μία προσαρμόσιμη μεθοδολογία επιλογής δυνητικών τοποθεσιών, για μικρής κλίμακας PHES. Η μέθοδος ενσωματώνει υπάρχοντα υδάτινα σώματα και θέσεις με εγκαταλειμμένη εξορυκτική δραστηριότητα, σε περιοχές μεσαίου υψομέτρου της Ουγγαρίας. Οι Gilmore et al., (2023) διεξήγαγαν έρευνα στην Αυστραλία σε 1,7 εκατομμύρια φράγματα αγροτικών εκμεταλλεύσεων, επιφάνειας από 0,01ha έως 0,1ha, όπου εντοπίστηκαν 30.295 δυνητικές θέσεις από φράγμα σε φράγμα ή φράγμα σε ποταμό. Η μελέτη των Rogeau et al., (2017) επικεντρώνεται στην εκτίμηση του δυναμικού μικρών αντλησιοταμιευτικών έργων, με σύνδεση μεταξύ δύο υφιστάμενων λιμνών ή φυσικών κοιλοτήτων με τουλάχιστον 10 μέτρα υψομετρική διαφορά και μέγιστη απόσταση μεταξύ τους τα 3,5km. Από την εφαρμογή των ανωτέρω, προέκυψε εκτιμώμενο δυναμικό 14 GWh μικρών PHES στη Γαλλία μόνο από τις υπάρχουσες λίμνες και έως 33GWh όταν συμπεριληφθούν και οι φυσικές κοιλότητες.

Στα πλαίσια αναζήτησης πιθανών πεδίων εφαρμογής, οι Silva και Hendrick, (2016) μελέτησαν τη σκοπιμότητα εγκατάστασης συστήματος υδροηλεκτρικής αποθήκευσης σε κτίρια. Εξέτασαν ένα εγκατεστημένο σύστημα σε συγκρότημα κατοικιών στη Γαλλία (Εικόνα 2.5), όπου διαπίστωσαν ότι η εφαρμογή της αντλησιοταμίευσης σε κτίρια είναι

τεχνικά εφικτή αλλά δεν αποτελεί οικονομικά ανταγωνιστική λύση συγκρινόμενη με άλλες μορφές αποθήκευσης.



Εικόνα 2.5 Άποψη του συγκροτήματος κατοικιών και του ανώτερου ταμιευτήρα στο δώμα
Πηγή: Silva & Hendrick, (2016)

2.6 Ταμιευτήρες

Η συγκέντρωση του ύδατος γίνεται σε φυσικούς ταμιευτήρες (υπάρχουσες λίμνες) ή τεχνητούς ταμιευτήρες, που εξυπηρετούν ανάγκες όπως η παροχή νερού, η άρδευση, η προστασία από πλημμύρες, η παραγωγή υδροηλεκτρικής ενέργειας κ.α. Εάν καλύπτουν μία ή περισσότερες ανάγκες χαρακτηρίζονται απλής ή πολλαπλής σκοπιμότητας αντίστοιχα (Χρυσάνθου & Μάρκου, 2024). Υπάρχουν δύο κύριοι τύποι τεχνητών ταμιευτήρων, που επιλέγονται στα αντλησιοταμιευτικά έργα (Soha et al., 2017):

- ταμιευτήρες σε κοιλάδα, που δημιουργούνται μετά από την κατασκευή φράγματος,
- ταμιευτήρες, που στην περίμετρο τους διαμορφώνεται φράγμα από τα προϊόντα εκσκαφής.

Η δημιουργία τεχνητού ταμιευτήρα, που συγκεντρώνει την απορροή υδατορέματος προϋποθέτει την κατασκευή φράγματος. Ανάλογα με το υλικό κατασκευής τους, τα φράγματα διακρίνονται σε εύκαμπτα, άκαμπτα ή σύνθετα ως συνδυασμός των προηγούμενων. Τα εύκαμπτα φράγματα κατασκευάζονται από γαιώδη υλικά (χωμάτινα ή λιθόρριπτα). Τα άκαμπτα κατασκευάζονται από σκυρόδεμα και διαχωρίζονται σε φράγματα βαρύτητας, τοξωτά και αντηριδωτά. Η επιλογή του τύπου φράγματος καθορίζεται από πολλούς παράγοντες, που σχετίζονται κυρίως με την τοπογραφία, τη γεωλογία της περιοχής, τα διαθέσιμα υλικά και τα υδρολογικά δεδομένα (Χρυσάνθου & Μάρκου, 2024).

Ο κρίσιμος ρόλος του σχεδιασμού, που θα εξασφαλίσει την επαρκή χωρητικότητα του ταμιευτήρα σε ένα σύστημα PHS, σε συνδυασμό με τους ρυθμούς φόρτισης-εκφόρτισης διασφαλίζουν την αξιοπιστία και βιωσιμότητα του συστήματος παραγωγής ενέργειας (Kusakana, 2015). Στην ανασκόπηση του άρθρου των Papadakis et al., (2023) δίνονται στοιχεία για την απαιτούμενη χωρητικότητα των ταμιευτήρων, σε σχέση με τη δυνατότητα αποθήκευσης, τα οποία συνοψίστηκαν στον Πίνακα 2.1.

Πίνακας 2.1 Δυνατότητα αποθήκευσης σε σχέση με τη χωρητικότητα ταμιευτήρα

Δυνατότητα αποθήκευσης	Χωρητικότητα ταμιευτήρα (m ³)
Ωριαία (Hourly Pumped Hydro Storage - HPHS)	10 ⁶ - 10 ⁹
Ημερήσια (Daily Pumped Hydro Storage - DPHS)	10 ⁶ - 10 ⁹
Εβδομαδιαία (Weekly Pumped Hydro Storage - WPHS)	10 ⁸ - 5·10 ⁹
Εποχική (Seasonal Pumped Hydro Storage - SPHS)	10 ⁹ - 30·10 ⁹
Πολυετής (Pluriannual Pumped Hydro Storage - PAPHS)	5·10 ⁹ - 100·10 ⁹

Στο άρθρο των Stocks et al., (2020) δίνονται στοιχεία σχετικά με τη διαστασιολόγηση των ταμιευτήρων, κατά τη διαδικασία επιλογής δυνητικών θέσεων ανάπτυξης PHS στον παγκόσμιο άτλαντα. Για την εκτίμηση των διαστάσεων των ταμιευτήρων και των αντίστοιχων φραγμάτων γίνονται οι παρακάτω παραδοχές:

- Ο λόγος του όγκου νερού προς τον όγκο των απαιτούμενων αδρανών είναι το κύριο μέτρο αξιολόγησης και πρέπει να είναι μεγαλύτερος του 3 για ταμιευτήρες με δυνατότητα αποθήκευσης μεγαλύτερη από 10^6m^3 .
- Η κατασκευή των ταμιευτήρων γίνεται από τα κατά τόπους αδρανή, σε μορφή αναχώματος με κλίση 3:1 (πλάτος : ύψος) και από τις δύο πλευρές.
- Όταν διπλασιάζεται το ύψος του αναχώματος σχεδόν τετραπλασιάζεται ο όγκος και το κόστος ανά μονάδα μήκους. Επιπλέον αυξάνεται το απαιτούμενο μήκος του αναχώματος κατά ποσοστό που καθορίζεται από το τοπικό ανάγλυφο.
- Ο όγκος του νερού, που μπορεί να αποθηκευτεί, αυξάνεται μεταξύ του τετραγώνου έως κύβου του ύψους του αναχώματος, ανάλογα με το ανάγλυφο.

Στην περίπτωση που πρόκειται να διαμορφωθεί ταμιευτήρας από τα προϊόντα εκσκαφής, οι Haas et al., (2022) συστήνουν ότι μια περιοχή θεωρείται κατάλληλη θέση για ταμιευτήρα, όταν είναι επίπεδη με μέγιστη κλίση 5% και έχει ελάχιστη επιφάνεια 70.000m^2 . Υποθέτοντας ότι τα 20.000m^2 προορίζονται για τεχνικά έργα, τα υπόλοιπα 50.000m^2 με 20m βάθος θα αποδώσουν χωρητικότητα $1.000.000 \text{m}^3$. Οι Ba-abbad et al., (2024) αναφορικά με τις απαιτήσεις σε νερό του συστήματος PHES, προτείνουν το βάθος των ταμιευτήρων να είναι κατ' ελάχιστο 6% της υψομετρικής διαφοράς με ελάχιστη τα 150m, ώστε να περιορίζονται οι απώλειες λόγω εξάτμισης.

Οι Canales et al., (2015) απέδειξαν, σε μελέτη περίπτωσης υβριδικού συστήματος στη νότια Βραζιλία, ότι μια αντλησιοταμιευτική μονάδα απαιτεί μικρότερο όγκο στη ζώνη κατάκλισης σε σχέση με ένα συμβατικό υδροηλεκτρικό σταθμό και συνεπώς έχει μικρότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις παρά το υψηλότερο αρχικό κόστος. Λαμβάνοντας υπόψη ότι το μέγεθος του ανώτερου ταμιευτήρα σε σύστημα PHS θα μπορούσε να είναι μικρότερο από το μέγεθος του ταμιευτήρα ενός συμβατικού υδροηλεκτρικού συστήματος συμπεραίνεται ότι οι περισσότεροι από τους υφιστάμενους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, θα μπορούσαν να μετατραπούν σε σταθμούς αντλησιοταμίευσης, χωρίς να απαιτείται τροποποίηση στον ανώτερο ταμιευτήρα (Kocaman & Modib, 2017).

2.7 Υδροδυναμικές μηχανές

Οι υδροστρόβιλοι και οι αντλίες είναι οι υδρομηχανικές μηχανές, που βρίσκουν εφαρμογή στα αντλησιοταμιευτικά συστήματα, με καθοριστικό ρόλο στην απόδοση της ενεργειακής μετατροπής μέσω της κίνησης του νερού.

Στο στάδιο της παραγωγής το νερό, από τον ανώτερο ταμιευτήρα διέρχεται, διαμέσου του αγωγού προσαγωγής, από τον υδροστρόβιλο. Τα κύρια συστατικά μέρη του υδροστρόβιλου είναι ο δρομέας ή στροφέιο (runner, impeller) που είναι το κινητό τμήμα, τα περύγια ή σκαφίδια (buckets) του δρομέα, που τον θέτουν σε περιστροφική κίνηση, ο άξονας που είναι συνδεδεμένος με τη γεννήτρια παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος και το κέλυφος ή περίβλημα. Ο βαθμός απόδοσης των υδροστρόβιλων ισούται με το λόγο της παραγόμενης μηχανικής ενέργειας προς τη διαθέσιμη. Η αποδοτική λειτουργία εξαρτάται από τις υδραυλικές απώλειες λόγω τριβών και κρούσης, τις ογκομετρικές απώλειες και τις μηχανικές απώλειες. Οι υδροστρόβιλοι ταξινομούνται με κριτήριο τον βαθμό αντίδρασης, που ορίζεται ως ο λόγος της μεταβολής της πίεσης του νερού στο στροφέιο προς τη μεταβολή της πίεσης στο σύνολο της βαθμίδας, σε συνθήκες σταθερής θερμοκρασίας και

πυκνότητας του ρευστού. Ανάλογα με το βαθμό αντίδρασης οι υδροστροβίλοι διαχωρίζονται σε:

- υδροστροβίλους δράσης ή ελεύθερης δέσμης ή μερικής προσβολής, με μηδενικό βαθμό αντίδρασης καθώς δεν παρουσιάζουν μεταβολή της πίεσης στο στροφέιο,
- υδροστροβίλους αντίδρασης ή υπερπίεσης, όπου η πτώση της πίεσης του νερού συντελείται στην ακίνητη και κυρίως στην κινητή οδηγό περύγωση (στροφέιο).

Στους υδροστροβίλους δράσης ανήκουν οι τροχοί Pelton, οι Cross-Flow και Turgo. Στους υδροστροβίλους Pelton η δυναμική ενέργεια από την πτώση του νερού μετατρέπεται σε κινητική ενέργεια στην έξοδο του ακροφυσίου, όπου το νερό με μεγάλη ταχύτητα προσκρούει στα σκαφίδια του στροφέιου. Ο υδροστροβίλος είναι εκτεθειμένος στην ατμοσφαιρική πίεση και η διάταξη του άξονα περιστροφής δύναται να είναι κατακόρυφη ή οριζόντια ανάλογα με των αριθμό των ακροφυσίων. Γενικά είναι κατάλληλοι για μεγάλα ύψη πτώσης και σχετικά μικρές παροχές, ενώ οι υδροστροβίλοι Cross-Flow χρησιμοποιούνται σε μικρότερες υδατοπτώσεις (Ευστρατιάδης κ.α., (2018); Χρυσάνθου & Μάρκου, (2024); Τσιρίκογλου & Βλαχογιάννης, (2015)).

Στους υδροστροβίλους αντίδρασης ανήκουν οι υδροστροβίλοι τύπου Francis, που είναι κατάλληλοι για μεγάλο εύρος ύψους πτώσης και οι υδροστροβίλοι τύπου Kaplan για μικρότερες υδατοπτώσεις. Οι υδροστροβίλοι αντίδρασης είναι συνεχώς καλυμμένοι με νερό και η περιστροφή τους προκαλείται από τη ροή του νερού, που εισέρχεται ακτινικά και περιφερειακά στην περύγωση του στροφέιου. Οι περισσότεροι υπάρχοντες σταθμοί PHS χρησιμοποιούν αναστρέψιμους αντλιοστροβίλους συνήθως τύπου Francis σχεδιασμένους για παραγωγή και άντληση (Koritarov et al., 2022). Οι Lei et al., (2023) επικεντρώνονται στον κανόνα κλεισίματος των οδηγών περύγων σε σύστημα PHS συνυπολογίζοντας τις αρχικές συνθήκες λειτουργίας, την υδροστατική πίεση και την ταχύτητα περιστροφής ώστε να βελτιωθούν τα χαρακτηριστικά της απόρριψης φορτίου.

Η φόρτιση του αντλησιοταμιευτικού συστήματος γίνεται όταν το νερό από τον κατώτερο ταμιευτήρα οδηγείται προς τον ανώτερο. Η απαιτούμενη ενέργεια για τη μεταφορά του νερού χορηγείται από την αντλία. Τα κύρια μέρη μίας αντλίας είναι ο αγωγός εισόδου, το στροφέιο, που φέρει τα καμπυλοειδή περύγια πάνω σε επίπεδο δίσκο, ο άξονας συνδεδεμένος με γεννήτρια, ο αγωγός εξόδου και ο σπειροειδής θάλαμος. Η ηλεκτρική ενέργεια συνδεδεμένου κινητήρα, μετατρέπεται σε μηχανική ενέργεια μέσω περιστρεφόμενου άξονα και αποδίδεται στο διακινούμενο νερό αρχικά ως κινητική ενέργεια προσδίδοντας την απαιτούμενη πίεση. Σε εφαρμογές που απαιτείται υψηλή πίεση του νερού, χωρίς υψηλή παροχή, χρησιμοποιούνται φυγοκεντρικές αντλίες ενώ στην αντίθετη περίπτωση επιλέγονται αντλίες αξονικής ροής. Οι αντλίες μικτού τύπου χρησιμοποιούνται σε εφαρμογές με υψηλή παροχή και υψηλή πίεση (Σιδερίδης, 2015).

Οι υφιστάμενες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις, δύναται να μετατραπούν σε συστήματα αντλησιοταμίευσης, με την προσθήκη αναστρέψιμων υδραυλικών μονάδων. Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα αναβάθμισης αποτελεί το έργο Snowy 2.0 στην Αυστραλία. Στο σύστημα Snowy Scheme, που αποτελείται από 9 υδροηλεκτρικούς σταθμούς και 16 φράγματα θα συνδεθούν 2 υφιστάμενα φράγματα μέσω τούνελ μήκους 27km. Το κτίριο του σταθμού θα κατασκευαστεί υπόγεια, θα έχει 6 αναστρέψιμους υδροστροβίλους με συνολική ισχύ 2200MW και ο χρόνος ζωής σχεδιασμού είναι 150 χρόνια (Snowy Hydro).

2.8 Απόδοση κύκλου φόρτισης - εκφόρτισης

Οι διεργασίες παραγωγής και άντλησης δεν παρουσιάζουν απόδοση 100%. Περισσότερη ενέργεια καταναλώνεται για να αντληθεί συγκεκριμένη ποσότητα νερού σε σχέση με την ενέργεια, που παράγεται όταν η ίδια ποσότητα νερού διέρχεται από τον υδροστροβίλο.

Οι επιμέρους απώλειες κατά τη λειτουργία του κινητήρα, της αντλίας, της γεννήτριας, του υδροστροβίλου, όπως και οι απώλειες λόγω διαρροών και εξάτμισης κατά τη μεταφορά του νερού, υπολογίζονται στην αποδοτικότητα του πλήρους κύκλου φόρτισης εκφόρτισης (Round Trip Efficiency - RTE). Σύμφωνα με τους Kougiass και Szabó, (2017) η αποδοτικότητα του κύκλου ορίζεται στην Εξίσωση (2.4) ως ο λόγος της ενέργειας εξόδου E_{out} , στον υδροστροβίλο, προς την ενέργεια εισόδου E_{in} , στην αντλία, με τιμές μικρότερες του 1 λόγω απωλειών.

$$RTE = \frac{E_{out}}{E_{in}} \quad (2.4)$$

Για να επιτευχθεί σημαντική οικονομική αξιοποίηση από τη χρονική διαφοροποίηση στην τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας (arbitrage), θα πρέπει η αναλογία του κόστους φόρτισης προς το κόστος εκφόρτισης να υπερβαίνει την αποδοτικότητα του κύκλου λειτουργίας της PHS. Έτσι, για να υπάρχει κερδοφορία η τιμή της ενέργειας κατά την άντληση πρέπει να είναι τουλάχιστον 25%-30% χαμηλότερη από την τιμή πώλησης κατά την παραγωγή (Kougiass & Szabó, 2017).

Οι DeSomber et al., (2023) υπολογίζουν την αποδοτικότητα των εγκαταστάσεων PSH σε ένα πλήρη κύκλο φόρτισης και εκφόρτισης περίπου ίση με 80%, ως το γινόμενο απόδοσης σε παραγωγή επί την απόδοση σε άντληση (Εξίσωση 2.5).

$$RTE = \frac{\text{ισχύς που αποθηκεύεται}}{\text{ισχύς που καταναλώνεται}} = \eta_t * \eta_p \quad (2.5)$$

όπου, η_t η απόδοση του υδροστροβίλου με εύρος από 80% έως 90%, η_p η απόδοση της αντλίας με εύρος από 80% έως 90%. Παρά το γεγονός ότι καταναλώνεται περίπου 20% περισσότερη ενέργεια από αυτή που παράγεται, η συγκεκριμένη τεχνολογία αποθήκευσης αποδεικνύεται ιδιαίτερα χρήσιμη για τη λειτουργία του ηλεκτρικού δικτύου λόγω της δυνατότητας διαχείρισης, των χρόνων απόκρισης, της διάρκειας αποθήκευσης και του κύκλου ζωής των εγκαταστάσεων (DeSomber et al., 2023).

2.9 Κατηγορίες σε σχέση με τον Η/Μ εξοπλισμό

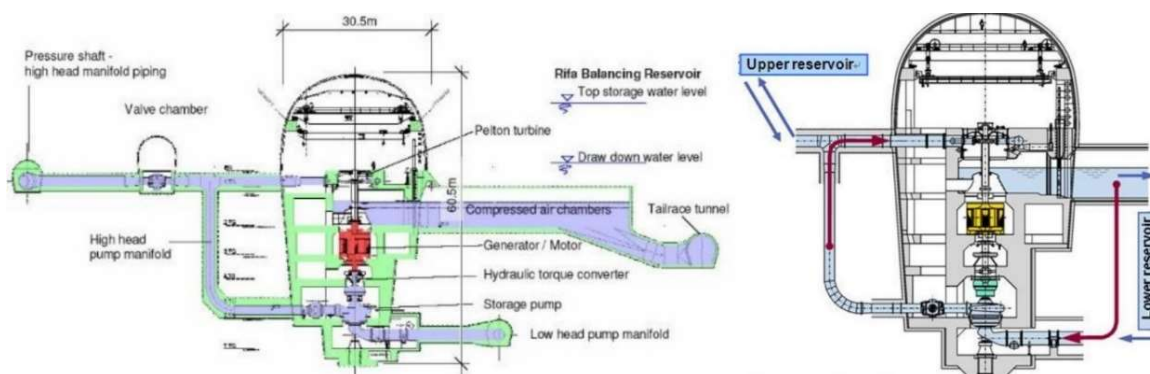
Η τεχνολογία της αντλησιοταμίευσης αποτελεί μια παραλλαγή της συμβατικής τεχνολογίας υδροηλεκτρικών σταθμών. Η ειδοποιός διαφορά σε σύγκριση με τις συμβατικές μεθόδους, είναι ο διπλός τρόπος λειτουργίας, σε παραγωγή και σε άντληση. (Kougiass & Szabó, 2017). Η επιλογή του κατάλληλου εξοπλισμού είναι αποτέλεσμα ειδικής αξιολόγησης για κάθε τοποθεσία ανάλογα με τα υδραυλικά χαρακτηριστικά, τις λειτουργικές απαιτήσεις και το κόστος (Morgenroth et al., 2023). Σε σχέση με τον ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό η αντλησιοταμιευτική μονάδα διακρίνεται σε: αναστρέψιμη, τριμερής, τετραμερής (DeSomber et al., 2023).

Η αναστρέψιμη (reversible, binary) μονάδα φέρει υδροστροβίλο τύπου Francis, συνδεδεμένο με γεννήτρια σε έναν ενιαίο άξονα. Κατά τη διάρκεια λειτουργίας του υδροστροβίλου παράγεται ενέργεια. Κατά την αντίστροφη λειτουργία, ο υδροστροβίλος λειτουργεί ως αντλία και η γεννήτρια λειτουργεί ως κινητήρας, καταναλώνοντας ενέργεια. Η λειτουργική διαμόρφωση της αναστρέψιμης μονάδας μπορεί να είναι:

- σταθερής ταχύτητας, συγχρονισμένη με τη συχνότητα του δικτύου κατά το στάδιο της παραγωγής και της αποθήκευσης,
- μεταβλητής ταχύτητας, που παρέχει μεγαλύτερο εύρος λειτουργίας, υψηλότερη συνολική εκμετάλλευση της PHS (Kougiass & Szabó, 2017), με παράλληλη αύξηση του κόστους (DeSomber et al., 2023).

Οι GhoshThakur et al., (2024) εξετάζουν την αποτελεσματικότητα ενός μικρο-αντλησιοταμιευτικού συστήματος μεταβλητής ταχύτητας με ηλιακή ενέργεια. Το σύστημα αξιοποιεί την ηλιακή ενέργεια για άντληση και εξάγει ηλιακή και υδροηλεκτρική ενέργεια. Η μελέτη τους στοχεύει στη βελτίωση της σταθερότητας, τη διαχείριση της ισχύος και την παροχή «πράσινης αδράνειας», στο πλαίσιο των αγροτικών δικτύων στην Ινδία. Οι Alharbi et al., (2024) συγκρίνουν λειτουργικά, οικονομικά, περιβαλλοντικά χαρακτηριστικά του PHS με αναστρέψιμη μηχανή και με ξεχωριστή αντλία υδροστρόβιλο, σε υβριδικό μικροδίκτυο. Αναπτύσσουν στρατηγική διαχείρισης ενέργειας για την αποφυγή δονήσεων της αναστρέψιμης μηχανής που συντελεί στην αποδοτικότερη λειτουργία. Στη μελέτη των Laconi et al., (2024) προτάθηκε η χρήση εμπορικών φυγοκεντρικών αντλιών, με δυνατότητα αντίστροφης λειτουργίας ως υδροστρόβιλοι (Pump as Turbine – PAT), για εγκατάσταση σε μικρής κλίμακας συστήματα PHES. Για τον προσδιορισμό των καταλληλότερων αντλιών υιοθετούνται βασικοί δείκτες απόδοσης, που αφορούν την ονομαστική απόδοση κύκλου, τη λειτουργική απόδοση κύκλου, το ποσοστό αυτοκατανάλωσης και το ποσοστό αυτάρκειας του συστήματος. Τα αποτελέσματα από την εφαρμογή της μεθόδου σε υβριδικό σύστημα στη Σαρδηνία, ανέδειξαν ότι οι πραγματικές λειτουργικές αποδόσεις διαφέρουν σημαντικά από τις ονομαστικές. Επιπλέον διαπιστώθηκε ότι ο αριθμός των εγκατεστημένων PAT είναι καθοριστικός για την αποδοτική και ευέλικτη χρήση της ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη τις αλληλεπιδράσεις μεταξύ της παραγωγής από ΑΠΕ, του συστήματος PHES και του δικτύου διανομής.

Η τριμερής (ternary) μονάδα αποτελείται από τη γεννήτρια/κινητήρα, τον υδροστρόβιλο και την αντλία, που έχει δυνατότητα αποσύνδεσης από τον κοινό άξονα. Η τριμερής PSH λειτουργεί σε σύγχρονη ταχύτητα (DeSomber et al., 2023). Στο άρθρο των Li et al., (2024) παρουσιάζεται η τεχνολογία της τριμερούς μονάδας άντλησης-αποθήκευσης και η λειτουργία «υδραυλικού βραχυκύκλωματος» (hydraulic short circuit) που αποτελεί το χαρακτηριστικό της γνώρισμα (Εικόνα 2.6).



Εικόνα 2.6 Διάγραμμα ροής τριμερούς μονάδας & λειτουργία υδραυλικού βραχυκύκλωματος
Πηγή: Li et al., (2024)

Ο υδροστρόβιλος και η αντλία είναι ομοαξονικά συνδεδεμένες και περιστρέφονται στην ίδια κατεύθυνση, οπότε η φορά περιστροφής του κινητήρα/γεννήτριας παραμένει αμετάβλητη κατά την άντληση και την παραγωγή, μειώνοντας το χρόνο μετατροπής των λειτουργικών καταστάσεων. Επιπλέον η ισχύς εισόδου της αντλίας, μπορεί να αντισταθμίζεται από την ισχύ εξόδου του υδροστρόβιλου. Η ταυτόχρονη λειτουργία της αντλίας και του

υδροστρόβιλου, προσφέρει ρύθμιση της συχνότητας ενισχύοντας την ισορροπία του ηλεκτρικού δικτύου. Η αναμφισβήτητη προστιθέμενη αξία της λειτουργίας του υδραυλικού βραχυκυκλώματος οδήγησε στη διερεύνηση της δυνατότητας εφαρμογής και σε υφιστάμενους σταθμούς, που κατά το σχεδιασμό τους δεν υπήρχε αυτή η πρόβλεψη. Παράδειγμα αποτελεί το Grand Maison, που παράγει από το 1986 στις Γαλλικές Άλπεις με ισχύ 1800MW, υψομετρική διαφορά 900m, τέσσερις υδροστρόβιλους τύπου Pelton και οκτώ αναστρέψιμες αντλίες (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021b). Οι Chazarraa et al., (2018) αξιολογούν την οικονομική βιωσιμότητα, δώδεκα υδροηλεκτρικών σταθμών αντλησιοταμίευσης, στην Ισπανία. Το θεωρητικό εισόδημα προέκυψε από τη δημιουργία του μοντέλου προγραμματισμού, όπου θεωρήθηκε ότι τα συστήματα Pumped Storage Hydro Plants (PSHP) συμμετέχουν στην ημερήσια αγορά ενέργειας και στην αγορά δευτερογενούς ρύθμισης. Τα αποτελέσματα έδειξαν ότι η τεχνολογία μεταβλητής ταχύτητας ή η λειτουργία σε υδραυλικό βραχυκύκλωμα μειώνουν σημαντικά τις ελάχιστες περιόδους αποπληρωμής, χωρίς να αποκλείεται η οικονομική βιωσιμότητα των μονάδων, που δεν έχουν το συγκεκριμένο εξοπλισμό.

Η τετραμερής (quaternary) μονάδα έχει διακριτό σύστημα για τον υδροστρόβιλο, που είναι συνδεδεμένος με τη γεννήτρια και αντίστοιχα για την αντλία με τον κινητήρα, επιτυγχάνοντας διαφορετικούς συνδυασμούς μεταξύ των δύο υδροδυναμικών μηχανών. Η διάταξη με ξεχωριστούς άξονες για παραγωγή/άντληση και με κοινό ή διαφορετικό αγωγό προσαγωγής εφαρμόστηκε στις πρώτες εγκαταστάσεις αντλησιοταμίευσης στις αρχές του 20^{ου} αιώνα (DeSomber et al., 2023).

2.10 Αγωγός προσαγωγής

Ο αγωγός προσαγωγής συνδέει τους δύο ταμιευτήρες μεταξύ τους, ώστε το νερό να διέρχεται υπό πίεση κατά την άντληση και την παραγωγή. Η σύνδεση μεταξύ των ταμιευτήρων δύναται να υλοποιείται και διαμέσου ξεχωριστών αγωγών για τη διαδικασία άντλησης και για τη διοχέτευση του νερού προς τον υδροστρόβιλο (Bakhshaei et al., 2021) με μονάδες παραγωγής στην ίδια ή κοντινές τοποθεσίες (Melikoglu, 2017).

Η κατασκευή του αγωγού γίνεται υπόγεια ή στην επιφάνεια του εδάφους, ενώ το υλικό κατασκευής εξαρτάται κυρίως από την επιδιωκόμενη παροχή και τα γεωμορφολογικά χαρακτηριστικά του τόπου εγκατάστασης. Κατά μήκος του αγωγού τοποθετούνται βαλβίδες εξερισμού, βαλβίδες εκκένωσης φερτών και πύργοι ανάπαλσης για την προστασία του αγωγού και την εξασφάλιση της εύρυθμης λειτουργίας την μονάδας. Η διαδρομή του νερού στον αγωγό προσαγωγής συνοδεύεται από υδραυλικές απώλειες, που σχετίζονται με τα χαρακτηριστικά του αγωγού. Οι γραμμικές απώλειες που εξαρτώνται από το υλικό του αγωγού και οι τοπικές απώλειες (π.χ. λόγω καμπυλώσεων, βαλβίδων κλπ.) συντελούν στη μείωση του ύψους υδατόπτωσης. Το υψόμετρο ανάντι του στροβίλου ισούται με τη στάθμη του νερού στον ανώτερο ταμιευτήρα. Το υψόμετρο κατάντι, στους υδροστροβίλους δράσης αντιστοιχεί στο πέρας του ακροφυσίου και στους υδροστροβίλους αντίδρασης, καθορίζεται από τη στάθμη του νερού στη δώρυγα φυγής. Το ύψος πτώσης είναι ίσο με το υψόμετρο ανάντι του υδροστροβίλου, αφού αφαιρεθούν το υψόμετρο κατάντι και οι απώλειες ενέργειας στο σύστημα προσαγωγής και στον αγωγό φυγής (Ευστρατιάδης, κ.α., 2018).

Στο άρθρο των Alqahtani et al., (2023) τονίζεται ότι η διαδικασία σχεδιασμού του μήκους και της διαμέτρου του αγωγού προσαγωγής αποτελούν σημαντικές παραμέτρους της προσομοίωσης του συστήματος PHS. Το μήκος του αγωγού προσδιορίζεται από την απόσταση μεταξύ των ταμιευτήρων, οπότε θεωρήθηκε ότι μόνο η διάμετρος μπορεί να μεταβληθεί. Ο προσδιορισμός της διαμέτρου πρέπει να πληροί τεχνικούς περιορισμούς και να αποτελεί οικονομικά βιώσιμη επιλογή. Η ταχύτητα ροής πρέπει να είναι μικρότερη από

συγκεκριμένο όριο (10m/sec) ώστε να αποφευχθούν φαινόμενα σπηλαίωσης. Οι απώλειες πίεσης κατατάσσονται σε μικρές λόγω βαλβίδων, συνδέσμων κ.λπ. και σε μεγάλες απώλειες λόγω τριβής, που καθορίζονται από την παροχή, την ταχύτητα ροής και το σχεδιασμό του σωλήνα. Επίσης συστήνουν ότι ο λόγος των απωλειών προς το ύψος, πρέπει να είναι μικρότερος από 15% για τις πιθανές διαμέτρους του αγωγού προσαγωγής.

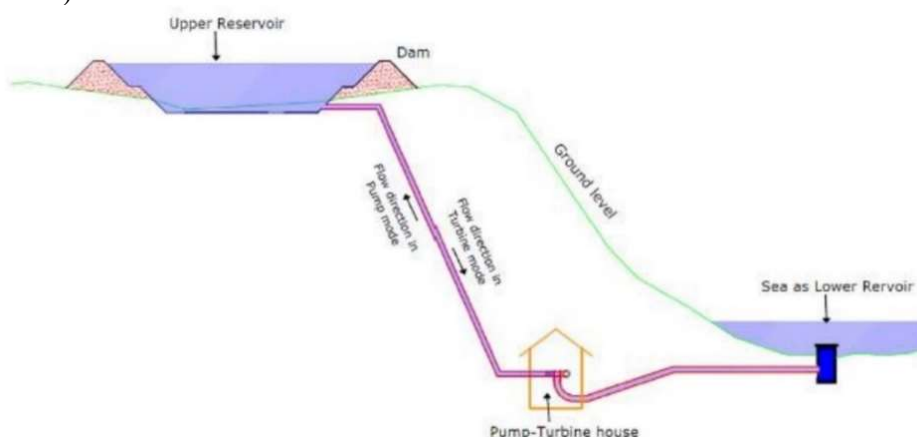
Κεφάλαιο 3^ο: Καινοτόμες μέθοδοι και τεχνολογίες

3.1 Γενικά

Στο κεφάλαιο αυτό περιγράφονται επιλεγμένες καινοτόμες μέθοδοι και τεχνολογίες, που προτείνονται στη βιβλιογραφία με σκοπό την ενίσχυση της ανάπτυξης αντλησιοταμιευτικών έργων. Οι ακόλουθες προσεγγίσεις βρίσκονται σε διαφορετικό επίπεδο τεχνολογικής ωριμότητας από τη διατύπωση των βασικών αρχών, έως την πλήρη λειτουργία του τελικού συστήματος. Αφορούν τη χρήση θαλασσινού νερού, τα συστήματα χαμηλής υψομετρικής διαφοράς, την αξιοποίηση επιφανειακών και υπόγειων υποδομών ή σχηματισμών, την κατασκευή ταμιευτήρων, τις υδροδυναμικές μηχανές, τις συνέργειες μεταξύ διαφορετικών τεχνολογιών αποθήκευσης και τα υβριδικά συστήματα.

3.2 Συστήματα με θαλασσινό νερό

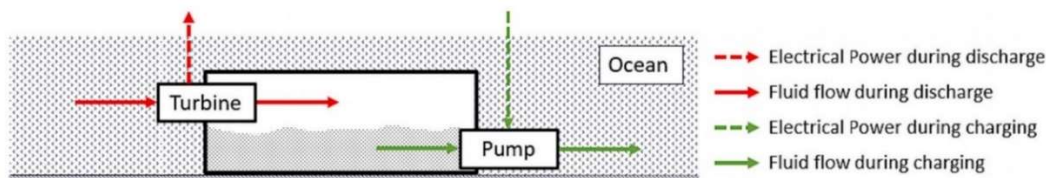
Σε παράκτιες περιοχές, το αντλησιοταμιευτικό σύστημα με χρήση θαλασσινού νερού αποτελεί ιδανική λύση αποθήκευσης ενέργειας. Όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.1 ο κατώτερος ταμιευτήρας είναι η θάλασσα και πρακτικά αποτελεί την ίδια διάταξη με τα συμβατικά συστήματα, με τη διαφορά ότι το υγρό που χρησιμοποιείται είναι το θαλασσινό νερό. Τα προβλήματα διάβρωσης του εξοπλισμού που έρχεται σε επαφή με το θαλασσινό νερό, επιλύονται με χρήση σωλήνων από πλαστικό ενισχυμένο με ίνες γυαλιού και ειδικού ανθεκτικού χάλυβα. Για την αποτροπή διαρροής θαλασσινού νερού από τον ανώτερο ταμιευτήρα στο υπέδαφος, απαιτείται κατάλληλη στεγανοποίηση. Επιπλέον ιδιαίτερη πρόκληση από κατασκευαστική αλλά και περιβαλλοντική άποψη, αποτελεί η δομή της εισόδου και εξόδου που βρίσκεται στη θάλασσα (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021b).



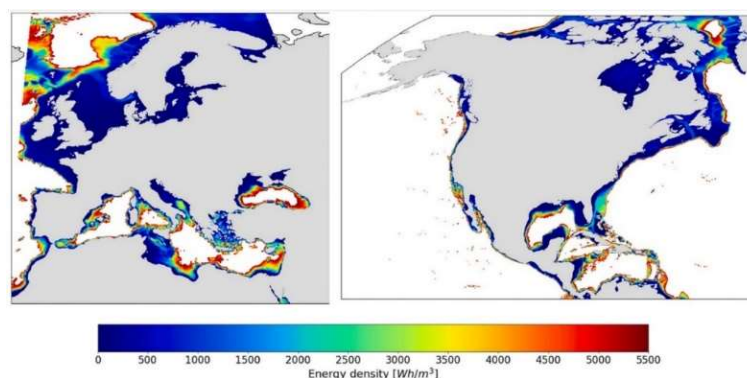
Εικόνα 3.1 Σύστημα αποθήκευσης με άντληση θαλασσινού νερού
Πηγή: Capabilities, Costs & Innovation Working Group, (2021b)

Εκτός από τις συμβατικές διατάξεις συστημάτων αντλησιοταμίευσης, παράλληλα διερευνώνται τεχνολογίες βασισμένες στην αποθήκευση ενέργειας μέσω άντλησης αποκλειστικά σε θαλάσσιο περιβάλλον. Στο ερευνητικό άρθρο τους, οι Juhlin και Assadi

(2024) μελετούν την απόδοση των υποβρύχιων αντλησιοταμιευτικών συστημάτων (Subsea Pumped Hydro Storage – SPHS) ως βιώσιμη λύση αποθήκευσης (Εικόνα 3.2 & 3.3). Στο άρθρο τους επικεντρώνονται στην εκτίμηση της ενεργειακής πυκνότητας (kWh/m^3), της κατάστασης φόρτισης και της απόδοσης των υδροστροβίλων Pelton, υπό μεταβαλλόμενες συνθήκες λειτουργίας.

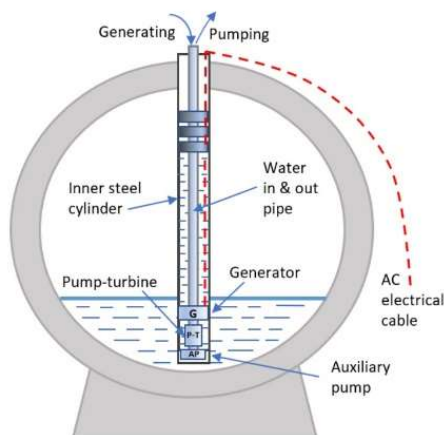


Εικόνα 3.2 Το υποβρύχιο αντλησιοταμιευτικό σύστημα κατά το στάδιο φόρτισης και εκφόρτισης
Πηγή: Juhlin & Assadi, (2024)



Εικόνα 3.3 Ενεργειακή πυκνότητα στην Ευρώπη και τη Βόρεια Αμερική
Πηγή: Juhlin & Assadi, (2024)

Οι ερευνητές του ινστιτούτου Fraunhofer (Institute for Energy Economics and Energy System Technology – Fraunhofer IEE) πρότειναν την αποθήκευση ενέργειας μέσω σφαιρικών μονάδων σκυροδέματος που τοποθετούνται στο θαλάσσιο βυθό. Οι σφαίρες λειτουργούν ως κάτω ταμιευτήρες, που περιέχουν την αντλία-υδροστροβίλο και τον κινητήρα-γεννήτρια, όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.4. Όταν το θαλασσινό νερό εισέρχεται στη σφαίρα, παράγεται ηλεκτρική ενέργεια. Κατά την άντληση του νερού έξω από τη σφαίρα καταναλώνεται ενέργεια, ώστε να υπερκεραστεί η πίεση του θαλάσσιου περιβάλλοντος, που έχει το ρόλο του ανώτερου ταμιευτήρα (Koritarov et al., 2022).



Εικόνα 3.4 Εγκάρσια τομή της υποθαλάσσιας σφαίρας
Πηγή: Koritarov et. al, (2022)

3.3 Συστήματα χαμηλής υψομετρικής διαφοράς

Η πλειοψηφία των παραδοσιακών συστημάτων έχουν τη μορφή εφαρμογών μεγάλης υψομετρικής διαφοράς. Για να διευρυνθεί το πεδίο εφαρμογής της αποθήκευσης ενέργειας μέσω άντλησης, αναζητούνται νέες μέθοδοι, που θα μπορούσαν να εφαρμοστούν σε περιοχές χωρίς το απαιτούμενο φυσικό ανάγλυφο για την ανάπτυξη συμβατικών συστημάτων.

Οι Hao Wang et al., (2024) επικεντρώνονται στην τεχνική αξιολόγηση των επιδράσεων κλίμακας, σε μονάδες PHES πολύ χαμηλής υψομετρικής διαφοράς (7m έως 9 m), σε παράκτια περιβάλλοντα με επίπεδη τοπογραφία. Όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.5 το σχέδιο DELTA21 στην Ολλανδία, συνδυάζει την προστασία από πλημμύρες, με την παραγωγή ανανεώσιμης ενέργειας.



Εικόνα 3.5 Το σχέδιο DELTA21 στην Ολλανδία
Πηγή: Wang, H., et al., (2024)

3.4 Επιφανειακές και υπόγειες εγκαταστάσεις

Στην προσπάθεια προώθησης του δυναμικού των μονάδων PSH οι έρευνες στράφηκαν προς τα εγκαταλειμμένα επιφανειακά και υπόγεια ορυχεία, ώστε ο χώρος εξόρυξης να χρησιμοποιηθεί ως ταμιευτήρας. Η ιδέα των υπόγειων εγκαταστάσεων είναι πιο βιώσιμη σε περιοχές που δεν έχουν την τοπογραφία για να κατασκευαστούν οι αντίστοιχες συμβατικές κατασκευές.

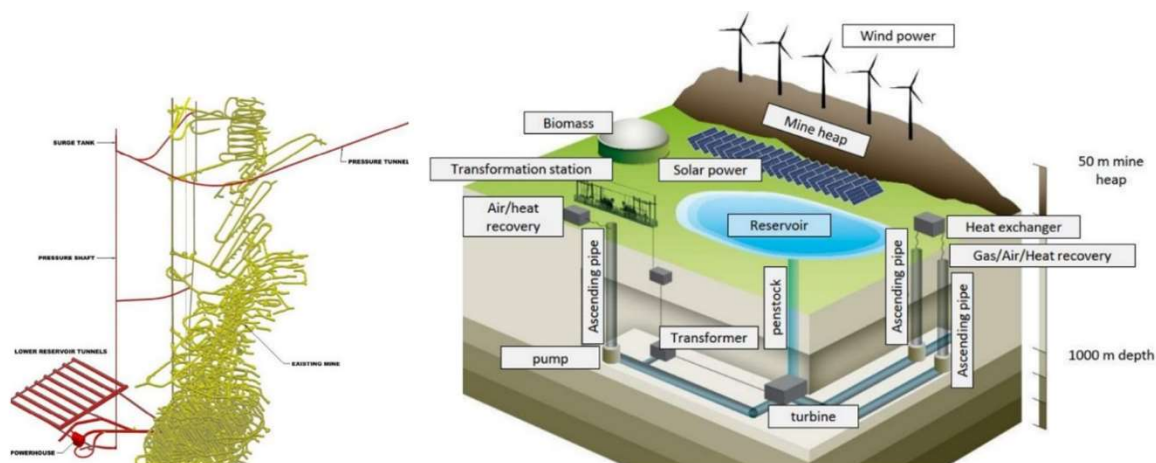
Στην έκθεση του Capabilities, Costs & Innovation Working Group (2021b), παρουσιάζονται καινοτόμες διαμορφώσεις και εφαρμογές, που εξασφαλίζουν την υψομετρική διαφορά μεταξύ των ταμιευτήρων, από την αξιοποίηση επιφανειακών ή υπόγειων σχηματισμών και ορυχείων. Η επιλογή της κατάλληλης τοποθεσίας γίνεται έχοντας ως κριτήρια τις απαιτούμενες αντοχές του υπεδάφους, την εγγύτητα στο δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, την πρόσβαση σε νερό για την αρχική πλήρωση του ταμιευτήρα και την περιοδική συμπλήρωση. Στην Εικόνα 3.6, παρουσιάζεται η μετατροπή σε ταμιευτήρα, ενός ορυχείου ανοικτού μετώπου, που εφαρμόστηκε από το 1984 σε έργο αντλησιοταμίευσης ισχύος 1728MW, στο Dinorwig στη Βόρεια Ουαλία. Για την κατασκευή του ταμιευτήρα πρέπει να πληρούνται κριτήρια στεγανότητας και σταθερότητας των τοιχωμάτων, κατά τη διακύμανση της στάθμης του νερού. Επιπλέον επικουρικά λειτουργεί, εάν συνυπολογιστεί κατά τις εργασίες διάνοιξης του ορυχείου η δυνατότητα

μελλοντικής εγκατάστασης αντλησιοταμιευτικής δομής (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021b).



Εικόνα 3.6 Αντλησιοταμιευτικό έργο σε εγκαταλελειμμένο ορυχείο στο Dinorwig
Πηγή: Capabilities, Costs & Innovation Working Group, (2021b)

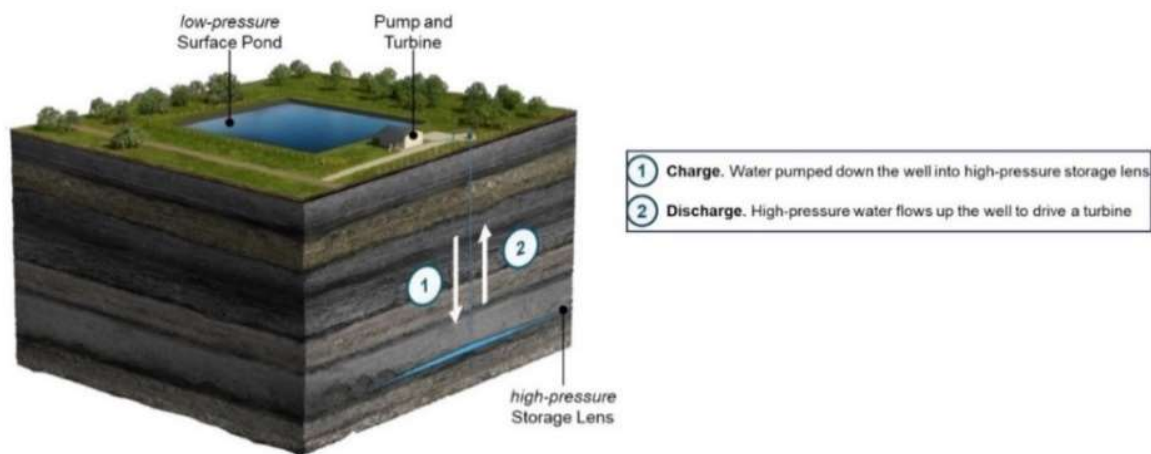
Η αντλησιοταμίευση με χρήση υπόγειων ορυχείων (Underground Pumped Storage System) αξιοποιεί τις στοές και τα τούνελ στα εγκαταλελειμμένα υπόγεια ορυχεία που δύναται να χρησιμοποιηθούν ως κάτω δεξαμενές με ελεύθερη επιφάνεια ύδατος (Εικόνα 3.7). Βασικοί παράγοντες που πρέπει να εξετάζονται είναι η γεωλογία για την εξασφάλιση της στεγανότητας και της σταθερότητας κατά την πλήρωση και την εκκένωση, η ποιότητα του νερού, η ύπαρξη διαβρωτικών ουσιών και τα περιβαλλοντικά ζητήματα. Επίσης σημαντικοί παράγοντες είναι η προσβασιμότητα και οι δεσμεύσεις που αφορούν τη διαχείριση του ορυχείου μετά τη διακοπή της εξορυκτικής δραστηριότητας (Costs & Innovation Working Group, 2021b).



Εικόνα 3.7 Διάταξη αντλησιοταμίευσης υπόγειου ορυχείου στο Pyhäsalmi της Φινλανδίας (αριστερά) & Προσχέδιο υπόγειας αντλησιοταμίευσης στο λιγνιτωρυχείο Prosper-Haniel, Γερμανία (δεξιά)
Πηγή: Capabilities, Costs & Innovation Working Group, (2021b)

Η γεωμηχανική αντλητική αποθήκευση (Geomechanical Pumped Storage – GPS), επικεντρώνεται στην αποθήκευση ενέργειας ως νερό υπό πίεση σε υπόγειους σχηματισμούς πετρωμάτων, όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.8. Το σύστημα λειτουργεί με κλειστά

κυκλώματα νερού ώστε να αποφεύγονται οι απώλειες λόγω εξάτμισης (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021b).



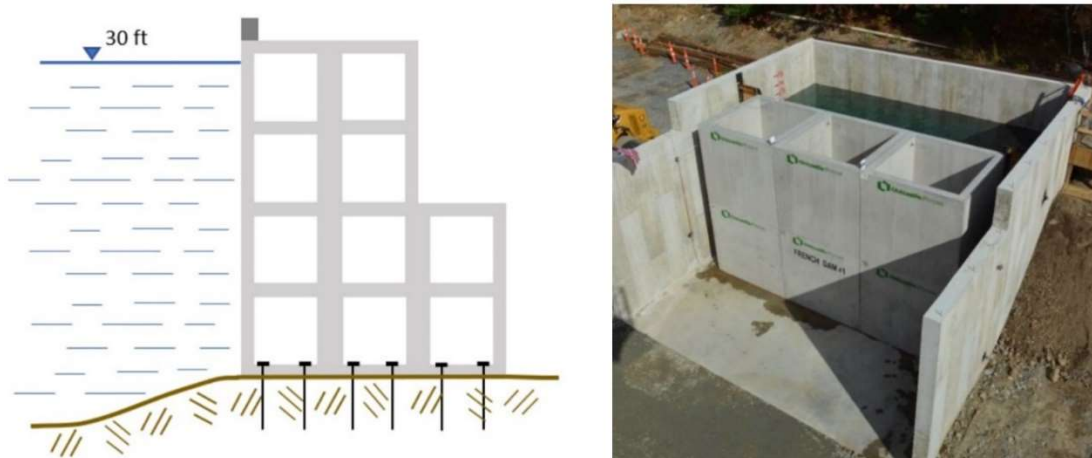
Εικόνα 3.8 Γεωμηχανική Αντλητική Αποθήκευση
Πηγή: Capabilities, Costs & Innovation Working Group, (2021b)

Ένα σημαντικός παράγοντας που θα πρέπει να εξεταστεί είναι το νομικό και ρυθμιστικό πλαίσιο της ανάπτυξης υπόγειων συστημάτων αντλησιοταμίευσης. Αυτό το θέμα, αποτελεί το αντικείμενο της μελέτης των Tiwari et al., (2021) για τις ΗΠΑ. Έχοντας ως βάση την ενεργειακή δικαιοσύνη, προτείνουν σε περιοχές με εγκαταλελειμμένα ορυχεία τη λειτουργία δημοτικών επιχειρήσεων ή συνεταιρισμών, με σκοπό τη συμμετοχή τους, στην αγορά ενέργειας.

3.5 Νέες μέθοδοι κατασκευής ταμιευτήρων

Στην προσπάθεια να μειωθούν ο χρόνος και το κόστος κατασκευής των ταμιευτήρων προτάθηκαν καινούργιες μέθοδοι για την ανάπτυξη νέων έργων αντλησιοταμίευσης.

Για την κατασκευή ταμιευτήρων μικρού έως μεσαίου υψομέτρου η εταιρεία French Development Enterprises-FDE προτείνει προκατασκευασμένα στοιχεία σκυροδέματος με την ονομασία French Dam. Τα τυποποιημένα στοιχεία έχουν μορφή κοίλου κύβου με βάση και τέσσερις πλευρές, που τοποθετούνται το ένα πάνω στο άλλο, όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.9 (Koritarov et al., 2022).



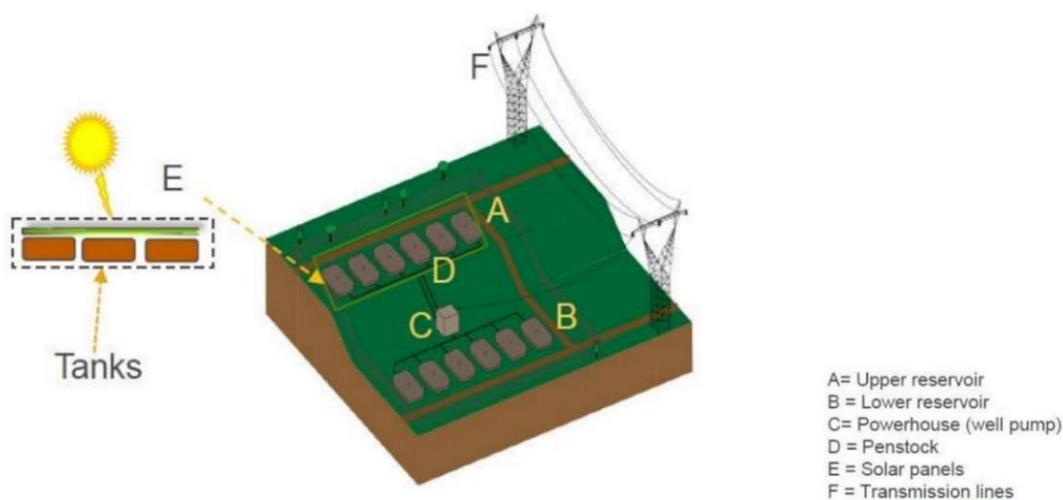
Εικόνα 3.9 Τομή προκατασκευασμένου ταμιευτήρα ύψους 30ft & το πρωτότυπο
Πηγή: Koritarov et al., (2022)

Μια ακόμη μέθοδος που προτάθηκε, είναι η κατασκευή ταμιευτήρων με φράγμα από χάλυβα υψηλής αντοχής με ανθεκτικές επιστρώσεις. Σε βάση από σκυρόδεμα εγκαθίστανται τυποποιημένα πλαίσια χάλυβα, που επικαλύπτονται με τρεις σειρές επιφανειακές πλάκες δημιουργώντας την τελική μορφή του ταμιευτήρα (Εικόνα 3.10). Τα πλεονεκτήματά τους, σε σύγκριση με τα συμβατικά φράγματα, είναι το χαμηλότερο κόστος, οι μικρότεροι χρόνοι για την κατασκευή και η δυνατότητα πρόσβασης για συντήρηση και επιθεώρηση. Η μακροχρόνια αντοχή τους επιβεβαιώνεται από τα πρώτα χάλυβδινα φράγματα, που κατασκευάστηκαν στις αρχές του 20^{ου} αιώνα και κάποια διατηρούνται ακόμη, όπως το Ashfork-Bainbridge στην Αριζόνα και Redridge στο Μίσιγκαν (DeSomber, 2023; Ingram, 2022; Koritarov et al., 2022).



Εικόνα 3.10 Τυποποιημένο μεταλλικό πλαίσιο & τμήμα του μεταλλικού φράγματος
Πηγή: Ingram, (2022)

Στις καινοτόμες διατάξεις συμπεριλαμβάνεται και το υβριδικό, ανανεώσιμο, διακριτό, κλειστού κύκλου, προσαρμόσιμο σύστημα αντλησιοταμίευσης (Hybrid Renewable Modular Closed-Loop Scalable PSH System hmcs PSH). Όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.11, η τεχνολογία για την οποία έχει κατατεθεί αίτηση για δίπλωμα ευρεσιτεχνίας είναι αρθρωτή και επεκτάσιμη με εύρος ισχύος από 0,1MW έως 10MW.



Εικόνα 3.11 Απεικόνιση του κλιμακωτού συστήματος αντλησιοταμίευσης
Πηγή: Capabilities, Costs & Innovation Working Group, (2021b)

Μερικά από τα πλεονεκτήματα της συγκεκριμένης διάταξης, είναι η εύκολη εγκατάσταση σε πολλά εδάφη και τοποθεσίες, οι ελάχιστες κατασκευαστικές εργασίες, η μεγάλη διάρκεια ζωής των πολυμερών δεξαμενών, η μειωμένη επίδραση στο περιβάλλον, το χαμηλό κόστος και η δυνατότητα ενσωμάτωσης ηλιακής ή άλλης ΑΠΕ (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021b).

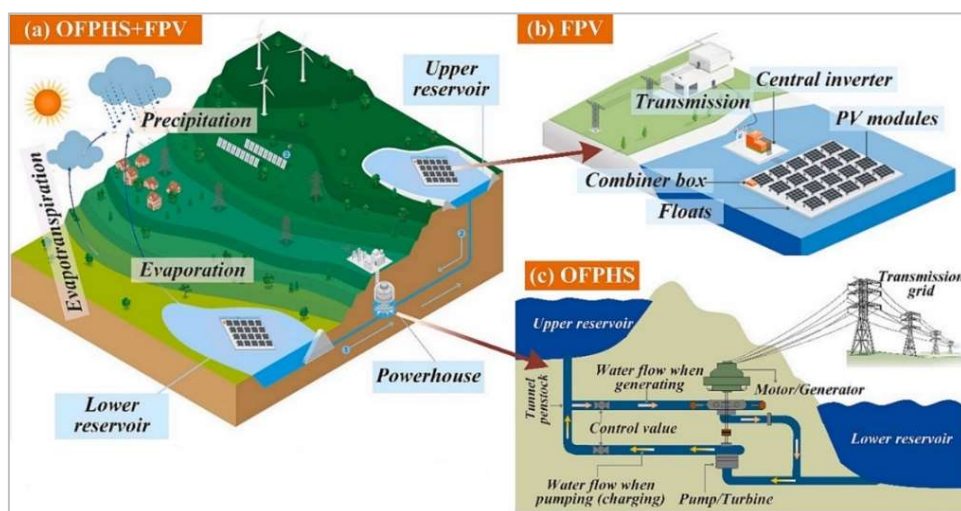
3.6 Αντλησιοταμίευση και μπαταρίες

Η αντλησιοταμίευση όταν συνδυάζεται με άλλα μέσα αποθήκευσης μικρότερης διάρκειας όπως μπαταρίες, υπερπυκνωτές και σφόνδυλοι, αυξάνονται η ικανότητα απόκρισης, η απόδοση και μειώνονται οι φθορές του υβριδικού συστήματος, συμβάλλοντας στην ευρύτερη αξιοποίηση της υδροηλεκτρικής ενέργειας (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021b).

Στη μελέτη των Wu et al., (2024) δίνονται οι ορισμοί της λειτουργικής ευελιξίας, και της στρατηγικής ευελιξίας των μονάδων PHS, που συνδέονται με τη βελτιωμένη ικανότητα ρύθμισης και τους μειωμένους χρόνους εκκίνησης αντίστοιχα. Συσχετίζουν την ευελιξία με την τεχνοοικονομική απόδοση και εκτιμούν ότι η ενσωμάτωση συστήματος μπαταριών με ικανότητα αποθήκευσης 10% της ονομαστικής ισχύος του PHS, ενισχύει κατά μέσο όρο τη λειτουργική ευελιξία κατά 30% και τη στρατηγική ευελιξία κατά 40%. Επιπλέον η μετατροπή της μονάδας PHS σε μονάδα μεταβλητής ταχύτητας, μπορεί να μειώσει την απαιτούμενη ικανότητα του συστήματος μπαταριών. Οι Lee et al., (2023) διερευνούν τις σταθεροποιητικές επιπτώσεις της αποθήκευσης ενέργειας στο σύστημα ηλεκτροδότησης της Κορέας για το έτος 2034. Στη μελέτη τους αξιολόγησαν την αντλησιοταμίευση μεταβλητής λειτουργίας και τα συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες σε συνθήκες αιχμής, μεσαίου και χαμηλού φορτίου με υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ, στο ενεργειακό μίγμα.

3.7 Πλωτά φωτοβολταϊκά στους ταμιευτήρες

Η ανάπτυξη συμβατικών PHES αντιμετωπίζει περιορισμούς που αφορούν τη τοπική μορφολογία, τη διαθεσιμότητα γης, τις επιπτώσεις στους υδάτινους πόρους, το φυσικό και το ανθρωπογενές περιβάλλον. Τα υβριδικά συστήματα PHS με πλωτά φωτοβολταϊκά συνδυάζουν τους σταθμούς αντλησιοταμίευσης με την τοποθέτηση των φωτοβολταϊκών μονάδων στην επιφάνεια των ταμιευτήρων (Εικόνα 3.12). Ειδικότερα τα συστήματα κλειστού κύκλου, θεωρούνται κατάλληλα για περιοχές με περιορισμένους υδάτινους πόρους, καθώς μειώνουν σημαντικά τις απώλειες λόγω εξάτμισης και βελτιώνουν την απόδοση των φωτοβολταϊκών, λόγω ψύξης (Li, J., et al., 2023).



Εικόνα 3.12 Αντλησιοταμίευση και πλωτά φωτοβολταϊκά

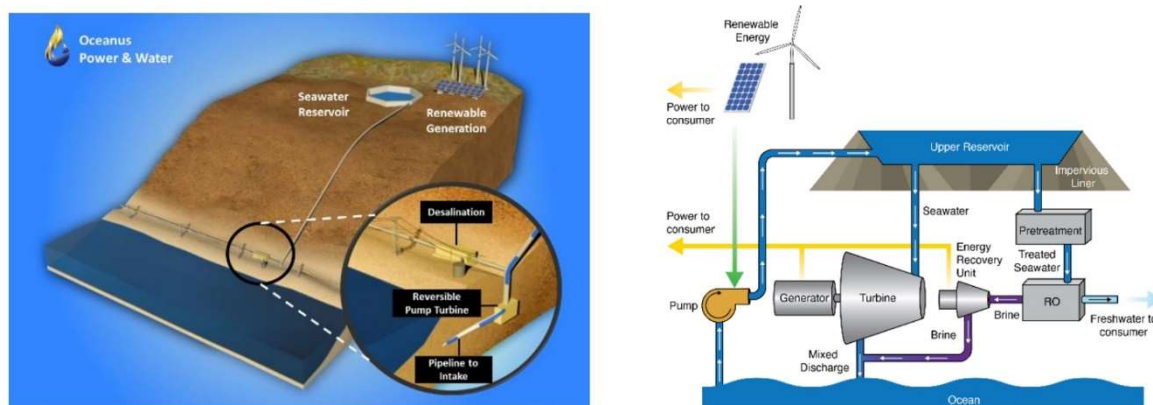
Πηγή: Li, J., et al., (2023)

Οι Perez-Sanchez et al., (2024) προτείνουν μία μεθοδολογία, που εφαρμόστηκε με επιτυχία στην Alicante της Ισπανίας, και ενσωματώνει πλωτά φωτοβολταϊκά με αντλησιοταμίευση για την επεξεργασία αστικών λυμάτων, ώστε να αποκτήσουν κατάλληλη

ποιότητα για άρδευση. Στη μελέτη των Migliari et al., (2024) αξιολογείται η απόδοση συστήματος με πλωτά φωτοβολταϊκά, αντλησιοταμίευση και ηλεκτρόλυση νερού για συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρισμού και πράσινου υδρογόνου. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι ετησίως περίπου 65% της παραγωγής των FPV (Floating Photovoltaics) χρησιμοποιείται για το PHES, 32% για παραγωγή υδρογόνου και 3% τροφοδοτείται άμεσα στο δίκτυο. Η φόρτιση του συστήματος PHES απαιτεί 12GWh από τα οποία 8,5GWh επιστρέφουν στο δίκτυο κατά της βραδινές ώρες, δίνοντας απόδοση 70%. Στο άρθρο τους οι Kulat et al., (2023) ανέλυσαν 4.003 φράγματα στην Τουρκία και προτείνουν την κάλυψη σε ποσοστό 10 % επιλεγμένων ταμιευτήρων, με πλωτά φωτοβολταϊκά για την παραγωγή 125 TWh ηλεκτρικής ενέργειας. Οι Jianling Li et al., (2023) μελετούν ένα ολοκληρωμένο σύστημα εξωποτάμιας αντλησιοταμίευσης και πλωτών φωτοβολταϊκών, που επιτυγχάνει μειώσεις του κόστους επένδυσης κατά 15,04%, των λειτουργικών δαπανών κατά 31,75%, της κατάληψης γης σε έκταση 4,78km² και της εξάτμισης κατά 44,6%, ενώ ταυτόχρονα στο σύστημα αυξάνεται η ισχύς κατά 287MW.

3.8 Αντλησιοταμίευση και αφαλάτωση

Το σύστημα με αντλησιοταμίευση και αφαλάτωση συνδυάζει τις τεχνολογίες της αποθήκευσης ενέργειας μέσω άντλησης θαλασσινού νερού, της αντίστροφης ώσμωσης και ΑΠΕ (Εικόνα 3.13). Η συνύπαρξη των συστημάτων συμβάλλει στην περαιτέρω μείωση του συνολικού κόστους προσφέροντας αποθήκευση, παραγωγή καθαρής ενέργειας και γλυκού νερού για τον πληθυσμό, τη γεωργία και τη βιομηχανία. Ο σχεδιασμός της εγκατάστασης υπόκειται σε περιορισμούς που αφορούν τη βέλτιστη απόσταση από το φράγμα (έως 4χλμ.) και την υψομετρική διαφορά (400μ) του φράγματος από το εργοστάσιο αφαλάτωσης και υδροηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης η δυνητική θέση εγκατάστασης πρέπει να είναι ευνοϊκή για τις διατάξεις που αφορούν την είσοδο-έξοδο του νερού, τις κτιριακές υποδομές και τις δεσμεύσεις για την προστασία του περιβάλλοντος (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021b).

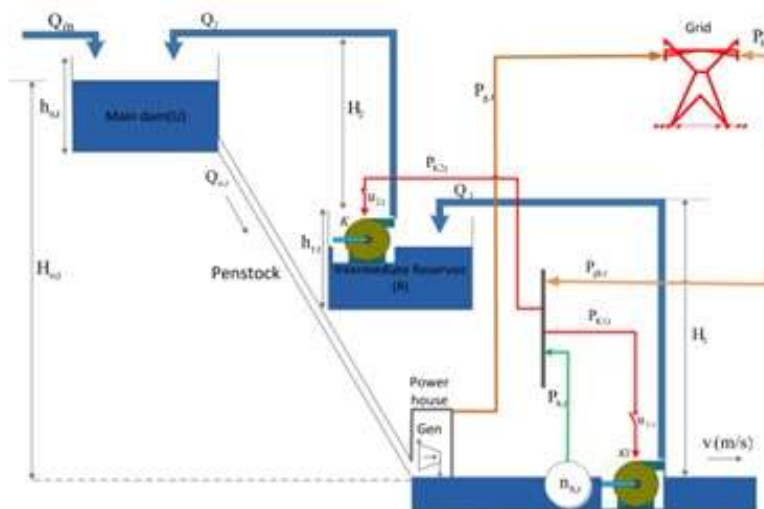


Εικόνα 3.13 Το σύστημα με αντλησιοταμίευση και αφαλάτωση
Πηγή: Capabilities, Costs & Innovation Working Group, (2021b)

Οι Sanna και Streicher, (2024) μελέτησαν ένα καινοτόμο σύστημα για μονάδα αφαλάτωσης υφάλμυρου νερού με αντίστροφη όσμωση (Brackish Water Reverse Osmosis-BWRO) τροφοδοτούμενη από φωτοβολταϊκά και αποθήκευση με αντλησιοταμίευση. Το σύστημα εξετάστηκε, σε μελέτη περίπτωσης στην Ιορδανία, με επιπλέον τροφοδοσία από το δίκτυο ή από μπαταρίες και απέδειξε ότι προσφέρει μία ανταγωνιστική λύση από οικονομική και περιβαλλοντική σκοπιά, για την παροχή πόσιμου νερού από θαλασσινό υφάλμυρο νερό.

3.9 Αντλησιοταμίευση με υδροκινητικό σύστημα

Οι Wamalwa et al., (2017) προτείνουν ένα σύστημα υδροκινητικής ενέργειας για την τροφοδοσία της άντλησης σε εφαρμογές μεγάλου υψομέτρου και τη δημιουργία ενδιάμεσου ταμιευτήρα με διαδοχικές αντλίες για μείωση του υδραυλικού ύψους, όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.14. Σε μελέτη περίπτωσης στην Τανζανία, μειώθηκε η απαιτούμενη ενέργεια άντλησης έως 48,18%, αυξήθηκε η συνολική ενεργειακή απόδοση 30-48% στην ξηρή περίοδο και έως 66,45% στη βροχερή.



Εικόνα 3.14 Αντλησιοταμίευση με υδροκινητικό σύστημα

Πηγή: Wamalwa et al., (2017)

Ο Kusakana, (2015) αναλύει την τεchnικοοικονομική βιωσιμότητα του συνδυασμού αντλητικής υδροηλεκτρικής αποθήκευσης με αυτόνομο υδροκινητικό σύστημα για την προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας εκτός δικτύου. Από τις προσομοιώσεις σε δύο διαφορετικούς τύπους φορτίων σε αγροτικές περιοχές της Νότιας Αφρικής, επιτυγχάνεται 100% ενεργειακή αυτονομία σε απομονωμένες κοινότητες με επαρκή υδάτινο πόρο.

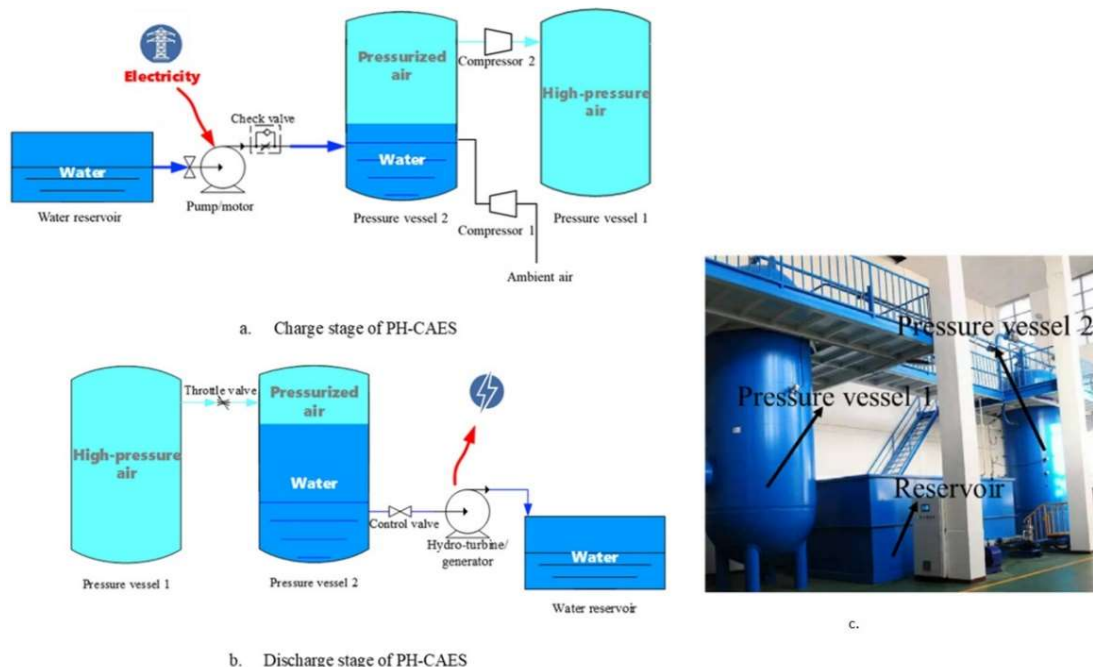
3.10 Αντλησιοταμίευση με συμπιεσμένο αέρα

Οι συγκεκριμένες διατάξεις συνδυάζουν τις αρχές της αντλησιοταμίευσης και της αποθήκευσης με συμπιεσμένο αέρα.

Το θεωρητικό και πειραματικό μοντέλο (Pumped Hydro Compressed Air Energy Storage PH-CAES), που περιγράφεται στο άρθρο των Chen et al., (2022) αποτελείται από τον ταμιευτήρα νερού με ελεύθερη επιφάνεια ύδατος, δύο δοχεία πίεσης, την αντλία, το συμπιεστή και τον υδροστρόβιλο, όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.15. Κατά τη λειτουργία του συστήματος γίνονται οι παρακάτω διεργασίες:

- αρχικά το δοχείο (1) περιέχει μόνο αέρα και το δοχείο (2) περιέχει νερό μαζί με συμπιεσμένο αέρα,
- τα δοχεία 1 & 2 πληρώνονται με συμπιεσμένο αέρα μέχρι την πίεση σχεδιασμού,
- στο στάδιο φόρτισης η αντλία μέσω του κινητήρα καταναλώνει ηλεκτρική ενέργεια, για να αντληθεί νερό στο δοχείο 2, μέχρι τον όγκο σχεδιασμού. Ταυτόχρονα για να παραμείνει η πίεση σταθερή ενώ εισέρχεται το νερό, ο αέρας από το δοχείο 2 ωθείται προς το δοχείο 1, μέσω συμπιεστή,
- όταν υπάρχει ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια (φάση εκφόρτισης), το νερό από το δοχείο 2 μέχρι συγκεκριμένου όγκου, ωθείται από τον συμπιεσμένο αέρα προς τον

υδροστρόβιλο, ώστε να παραχθεί ρεύμα από τη γεννήτρια. Για να παραμείνει η πίεση σταθερή κατά την διάρκεια εκκένωσης του νερού, από το δοχείο 1 παρέχεται συμπιεσμένος αέρας προς το δοχείο 2 μέσω βαλβίδας ρύθμισης.



Εικόνα 3.15 Το μοντέλο PH-CHAES α. Στάδιο φόρτισης, β. Στάδιο εκφόρτισης, γ. Το πρωτότυπο
Πηγή: Chen et al., (2022)

Υπάρχουν πολλές μελέτες, που έχουν ως θέμα τα συστήματα αντλησιοταμίευσης με συμπιεσμένο αέρα, κυρίως έχοντας στόχο να προσδιορίσουν την απόδοση των εξεταζόμενων συστημάτων υπό διαφορετικές συνθήκες λειτουργίας. Οι Yao et al., (2022) εκτελούν συμβατικές και προχωρημένες αναλύσεις εξέργειας για την αξιολόγηση της θερμοδυναμικής απόδοσης του προτεινόμενου συστήματος αποθήκευσης ενέργειας με συμπιεσμένο αέρα βασισμένο σε αντλησιοταμίευση. Στη μελέτη των Yang et al., (2024) εξετάζονται τα λειτουργικά χαρακτηριστικά, η ενεργειακή και εξεργειακή απόδοση ενός νέου συστήματος PHCAES. Προτείνουν πολλαπλές μονάδες, που αντλούν νερό διαδοχικά, για να μειώσουν τη διακύμανση της στάθμης νερού στο στάδιο φόρτισης και στο στάδιο εκφόρτισης. Οι Wei et al., (2023) προτείνουν ένα υβριδικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας και δικτύου μεταφοράς για την απόσβεση αιχμών, βασισμένο σε προσομοίωση λειτουργίας χρονοσειρών. Το σύστημα αποτελείται από ένα νέο τύπο ενεργειακής αποθήκευσης υγρού συμπιεσμένου αέρα, αντλησιοταμίευσης και ηλεκτροχημικής αποθήκευσης.

3.11 Καινοτόμες λύσεις στον Η/Μ εξοπλισμό

Κατά αναλογία με τις υπόλοιπες ενεργειακές τεχνολογίες, η ανάπτυξη των δυνατοτήτων της PHS, είναι πολύ ευαίσθητη στον ρυθμό αξιοποίησης της τεχνολογίας (Kougiass & Szabó, 2017). Οι προτάσεις που παρουσιάζονται στη συνέχεια αφορούν την επέκταση του λειτουργικού εύρους των υφιστάμενων μονάδων και τους υποβρύχιους αντλιοστρόβιλους της εταιρείας Obermeyer.

Η επέκταση του λειτουργικού εύρους των μονάδων αντλίας υδροστρόβιλου, προσφέρει τη δυνατότητα να αυξηθεί το εύρος ισχύος και η ευελιξία των σταθμών PHS. Η εφαρμογή γίνεται με την τοποθέτηση αισθητήρων και οργάνων μέτρησης στον ήδη

εγκατεστημένο εξοπλισμό ώστε να συνυπολογίζονται οι κίνδυνοι, που αφορούν τις επιπτώσεις των ασταθών υδροδυναμικών φαινομένων στη δομική ακεραιότητα των μηχανών (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021b).

Μεταξύ των καινοτόμων λύσεων, που αφορούν τον ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό, για την ανάπτυξη μιας οικονομικά αποδοτικής εγκατάστασης μικρής κλίμακας, η εταιρεία Obermeyer Hydro (2026) προτείνει τους ομώνυμους υποβρύχιους αντλιοστρόβιλους. Η διάταξη απαιτεί την κατασκευή ενός κάθετου φρεατίου για την τοποθέτηση του υποβρύχιου αντλιοστρόβιλου/γεννήτριας με ισχύ από 1MW έως 100MW, ανάλογα με την υψομετρική διαφορά. Σε σύγκριση με τους συμβατικούς σταθμούς, τα κυριότερα πλεονεκτήματα είναι το μειωμένο κόστος κατασκευής, η εφαρμογή σε μεγάλο εύρος γεωλογικών συνθηκών και η σχεδόν άμεση λειτουργική μετάβαση μεταξύ της παραγωγής και της άντλησης (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021b; Obermeyer Hydro, 2026).

Κεφάλαιο 4^ο: Οικονομικά στοιχεία

4.1 Γενικά

Στο κεφάλαιο αυτό καταγράφονται στοιχεία, που αφορούν τον υπολογισμό του κόστους των αντλησιοταμιευτικών έργων. Αναλύεται το κεφαλαιουχικό κόστος, μέθοδοι εκτίμησης του και οι παράγοντες που το επηρεάζουν. Εξετάζεται το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, με ξεχωριστή αναφορά στο λειτουργικό κόστος δέσμευσης της μονάδας PHS. Περιγράφεται ο λόγος κόστους ενέργειας, που χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό του οφέλους σύνδεσης δύο ταμιευτήρων και παρουσιάζονται στοιχεία σχετικά με το σταθμισμένο κόστος ενέργειας και το σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης.

4.2 Κεφαλαιουχικό κόστος

Τα συστήματα αντλησιοταμίευσης συνεπάγονται σημαντικά αρχικά κεφαλαιουχικά κόστη, καθώς είναι υποδομές που δεσμεύουν μεγάλες εκτάσεις γης και απαιτούν προμήθεια εξειδικευμένου εξοπλισμού (Papadakis et al., 2023). Το κεφαλαιουχικό κόστος αντιπροσωπεύει το αρχικό επενδυτικό κόστος ανάπτυξης της εγκατάστασης. Συνήθως για τα συστήματα ταχείας απόκρισης αναφέρεται ως κόστος ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος (\$/kW), ενώ για τα συστήματα μεγάλης κλίμακας ως κόστος ανά μονάδα εγκατεστημένης ενέργειας αποθήκευσης (\$/kWh) (Capabilities, Costs & Innovation Working Group, 2021a).

Το κεφαλαιουχικό κόστος χωρίζεται σε άμεσο και έμμεσο κόστος. Το άμεσο κόστος περιλαμβάνει τα παρακάτω επιμέρους κόστη (Mongird et al., 2020):

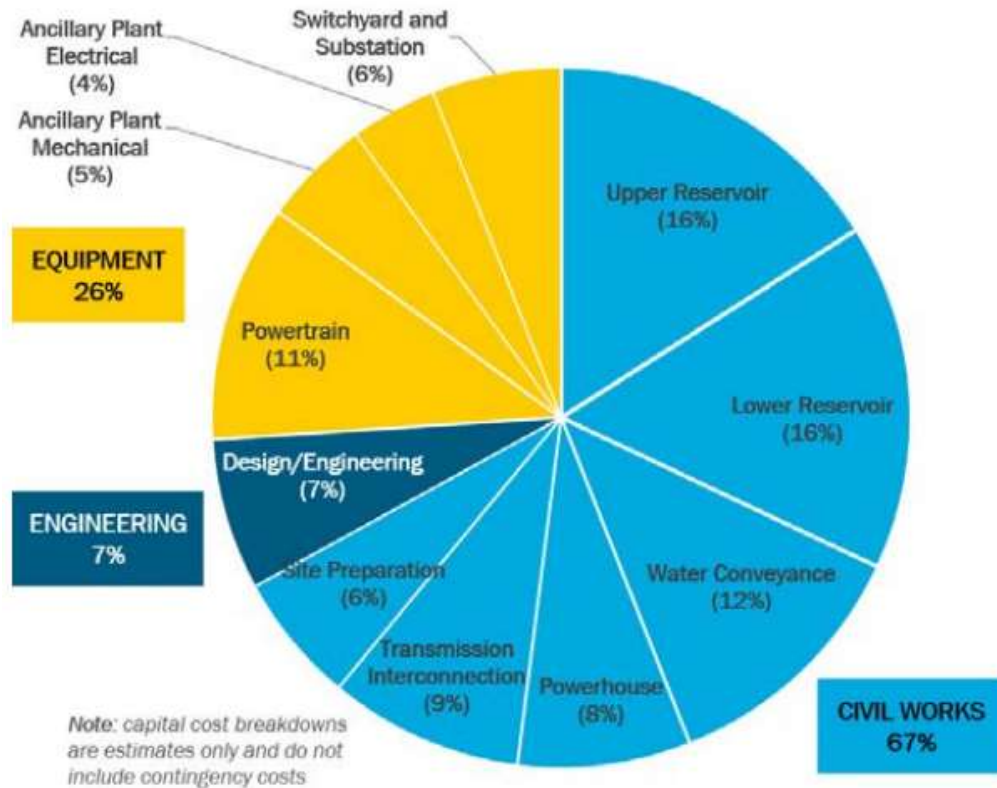
1. των υλικών,
2. της κατασκευής των συστατικών μερών (ταμιευτήρες σήραγγες, δρόμοι κλπ.),
3. του εξοπλισμού,
4. του ανθρώπινου δυναμικού, που απαιτείται για την κατασκευή των δομών,
5. της προμήθειας και εγκατάστασης μόνιμου εξοπλισμού,
6. της απόκτησης δικαιωμάτων χρήσης νερού (αρχική πλήρωση ταμιευτήρων και περιοδική συμπλήρωση).

Το έμμεσο κόστος ενός έργου PSH περιλαμβάνει τα κόστη που αφορούν:

1. τις προκαταρκτικές μελέτες (μελέτες σχεδιασμού, μελέτες περιβαλλοντικών επιπτώσεων, έρευνα),
2. τις αιτήσεις και την επεξεργασία αδειών και εγκρίσεων,
3. την εκπόνηση των λεπτομερών μελετών εφαρμογής,
4. τη διαχείριση της ανάπτυξης του έργου, τη διασφάλιση ποιότητας, τη διοίκηση,
5. τις εγγυήσεις, ασφάλειες, φόρους και εταιρικά γενικά έξοδα.

Ανάλογα με την πολυπλοκότητα του έργου, το εύρος του έμμεσου κόστους κυμαίνεται σε ποσοστό μεταξύ του 15-33% του άμεσου κόστους. Επίσης πρέπει να επισημανθεί, ότι στα ανωτέρω κόστη δεν υπολογίζεται το κόστος της γης που θα εγκατασταθεί το έργο, καθώς διαφέρει ανάλογα με το φερόμενο ιδιοκτήτη (Mongird et al., 2020). Η αντιπροσωπευτική

κατανομή του συνολικού κεφαλαιουχικού κόστους για έργο PSH κλειστού κύκλου, δίνεται στην τεχνική ανάλυση των Hadjerioua et al., (2020) και παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.1.



Εικόνα 4.1 Κατανομή κεφαλαιουχικού κόστους PSH κλειστού κύκλου
Πηγή: Hadjerioua et. al, (2020)

4.3 Εκτίμηση κεφαλαιουχικού κόστους

Για την εκτίμηση του κεφαλαιουχικού κόστους των δυνητικών θέσεων εγκατάστασης αντλησιοταμιευτικών σταθμών, οι Stocks et al., (2020) λαμβάνουν ότι το κεφαλαιουχικό κόστος χωρίζεται σε κόστος αποθήκευσης ενέργειας και κόστος παραγωγής ισχύος. Το κόστος αποθήκευσης ενέργειας, περιλαμβάνει τους δύο ταμιευτήρες και εκφράζεται σε νομισματικές μονάδες ανά μονάδα μέτρησης ενέργειας (\$/GWh). Αποτελείται κυρίως από το κόστος κατασκευής του φράγματος, το οποίο με τη σειρά του είναι ανάλογο του όγκου των χωματισμών R και υπολογίζεται από την Εξίσωση (4.1):

$$Energy\ storage\ cost\left(\frac{\$}{MWh}\right) \cong 4.8 \times 10^5 * \frac{CR}{VH} \quad (4.1)$$

όπου, R ο όγκος του αναχώματος (φράγματος), $C = 168\$$ το μέσο συνολικό κόστος κατασκευής του ταμιευτήρα σε $\$/m^3$ των γαιών που μετακινούνται.

Το κόστος παραγωγής ισχύος, περιλαμβάνει τη μεταφορά νερού, το κτίριο του σταθμού, την αντλία υδροστρόβιλο, τη γεννήτρια και τον υποσταθμό και εκφράζεται σε νομισματικές μονάδες ανά μονάδα μέτρησης ισχύος (\$/GW). Τα κόστη του αγωγού προσαγωγής και του κτιρίου παραγωγής, σχετίζονται με τα χαρακτηριστικά της θέσης του έργου. Το κόστος του αγωγού προσαγωγής υπολογίζεται από την Εξίσωση (4.2):

$$Tunnel\ cost\ (\$) \cong (66.000P + 17.000.000) + S(1.280P + 210.000)H^{-0.54} \quad (4.2)$$

όπου, S η απόσταση μεταξύ των ταμιευτήρων (m), H η υψομετρική διαφορά των ταμιευτήρων (m).

Για τον υπολογισμό του κόστους του αγωγού προσαγωγής, επιλέγεται η χρήση σήραγγας ως πιο οικονομική λύση και λιγότερη εξαρτώμενη από τη διαδρομή. Η σήραγγα περιλαμβάνει έναν κάθετο άξονα, με κόστος που είναι ανάλογο της ισχύος του έργου P (MW) και ένα οριζόντιο τμήμα, που εξαρτάται από την απόσταση μεταξύ των πλησιέστερων σημείων των ταμιευτήρων. Το κόστος του κάθετου και του οριζόντιου τμήματος είναι ανάλογο της ισχύος και ελαφρώς μικρότερο από το αντίστροφο της τετραγωνικής ρίζας του ύψους πτώσης. Το κόστος του κτιρίου παραγωγής περιλαμβάνει το κόστος εργασιών πολιτικού μηχανικού, τα μηχανολογικά και τα ηλεκτρολογικά κόστη και υπολογίζεται από την Εξίσωση (4.3).

$$Powerhouse\ cost\ (\$) = 63.500.000 * H^{-0,5} P^{0,75} \quad (4.3)$$

Στο κόστος εργασιών πολιτικού μηχανικού συνυπολογίζονται οι εκσκαφές για τη διαμόρφωση του χώρου εγκατάστασης των μηχανημάτων και του εξοπλισμού, της πρόσβασης των οχημάτων και των απαραίτητων υποδομών. Το κόστος ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού περιλαμβάνει τους υδροστρόβιλους, τις αντλίες, τους κινητήρες και τις γεννήτριες μέχρι να τεθούν σε λειτουργία (Stocks et al., 2020).

Το συνολικό κεφαλαιουχικό κόστος δίνεται από την Εξίσωση (4.4) (J. Li et al., 2023):

$$Cost_{total}(\$) = Cost_{upperreservoir} + Cost_{lowerreservoir} + Cost_{tunnel} + Cost_{powerhouse} \quad (4.4)$$

Οι Alterach et al., (2025) πραγματοποίησαν εκτιμήσεις κατασκευαστικού κόστους για την επιλογή πιθανών θέσεων εγκατάστασης συμβατικών ή με χρήση θαλασσινού νερού μονάδων PHS. Στο πλαίσιο εφαρμογής της μεθοδολογίας τους, χρησιμοποιούν το ειδικό κόστος C_s , της μονάδας που υπολογίζεται από το λόγο του εκτιμώμενου επενδυτικού κόστους προς την εγκατεστημένη ισχύ. Υπό τη θεώρηση ότι το χαμηλότερο ειδικό κόστος αυξάνει τις προοπτικές χρηματοδότησης του έργου, λαμβάνουν ότι είναι οικονομικά βιώσιμα τα συστήματα με ειδικό κόστος μικρότερο από 2,5Μ€/MW. Οι εκτιμήσεις του κόστους για κάθε κατασκευαστικό τμήμα, βασίστηκαν σε ενημερώσεις και συζητήσεις με φορείς υδροηλεκτρικών έργων μέχρι το έτος 2024 και καταγράφονται στον Πίνακα 4.1 (Alterach et al., 2025).

Πίνακας 4.1 Εκτίμηση του κόστους ανά κατασκευαστικό τμήμα

Κατασκευαστικό τμήμα	Εργασία	Μονάδα μέτρησης	Τιμή μονάδας (€) συμβατικά PHS	Τιμή μονάδας (€) PHS με θαλασσινό νερό
Νέος ταμιευτήρας	Εκσκαφή	m ³	200	200
	Στεγανοποίηση	m ²	200	350
Σήραγγα εισόδου	Εκσκαφή (TBM)	m ³	270	270
	Σκυροδετήσεις	m ³	1000	1000
Σήραγγα εκφόρτισης	Εκσκαφή (TBM)	m ³	270	270
	Σκυροδετήσεις	m ³	1.000	1500
Υπόγειο κτίριο σταθμού	Εκσκαφή	m ³	200	200
	Σκυροδετήσεις	m ³	1.000	1000
	Μηχανήματα	MW	600.000	900.000
Αγωγός προσαγωγής	Εκσκαφή (RBM)	m ³	250	250
	Αγωγός προσαγωγής	kg	15	20
Οδοποιία πρόσβασης		m	3.000	3.000
Γραμμή μεταφοράς		m	1.500	1.500
Φυλάκιο		m ²	2.000	2.000

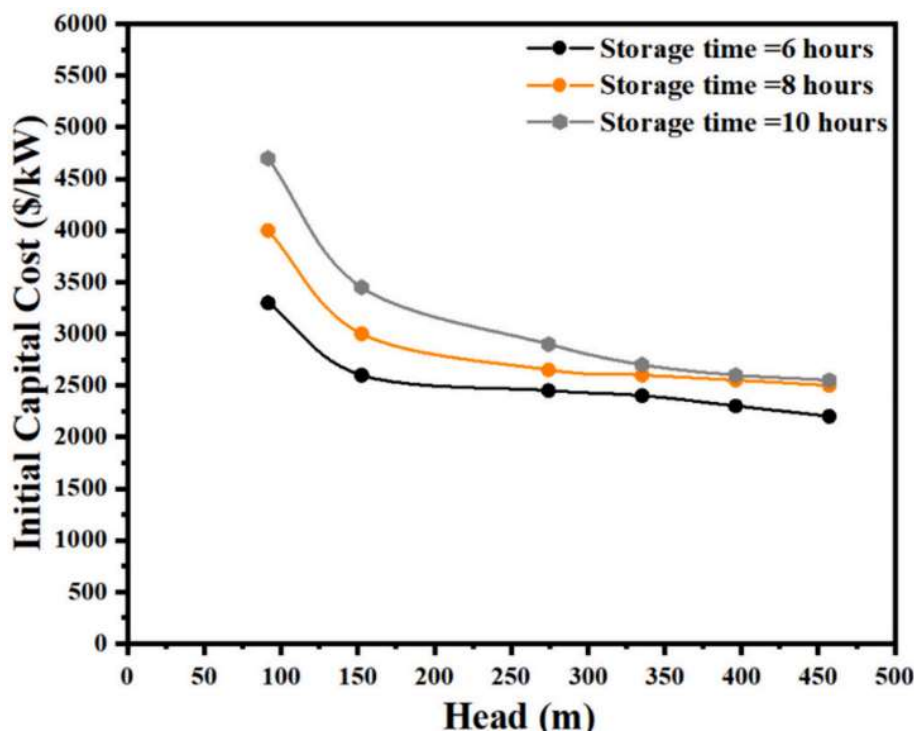
(Προσαρμοσμένος πίνακας από την πηγή: Alterach et al., 2025)

Στη μελέτη των Haas et al., (2022) εκτιμάται το κόστος των έργων PHES σε δυνητικές θέσεις, λαμβάνοντας υπόψη το επενδυτικό κόστος για τους ταμιευτήρες, τους υδροστρόβιλους, το σταθμό παραγωγής, τον αγωγό προσαγωγής, τον εξοπλισμό, τους δρόμους, τις γραμμές μεταφοράς και τα πρόσθετα έργα υποδομής. Οι πηγές που χρησιμοποίησαν ήταν η νορβηγική βάση για το κόστος των υδροηλεκτρικών σταθμών, οι διαγωνισμοί και οι συμβάσεις υδροηλεκτρικών έργων στις ΗΠΑ. Το κόστος των PHES εκτιμάται σε κάθε εντοπισμένη θέση, ώστε να προκύψουν οι αντίστοιχες καμπύλες κόστους δυναμικού. Οι κύριοι παράγοντες που εξετάζονται είναι η απαιτούμενη επιφάνεια για τον άνω ταμιευτήρα, η απόσταση και η υψομετρική διαφορά μεταξύ των δύο ταμιευτήρων.

4.4 Παράγοντες που επηρεάζουν το κόστος

Πολλοί παράγοντες επηρεάζουν το κόστος, όμως η μεγαλύτερη αναλογικά δαπάνη αντιστοιχεί στο κόστος κατασκευής του ταμιευτήρα, που επηρεάζεται από το ύψος πτώσης και τη διάρκεια αποθήκευσης (Mongird et. al., 2020). Ο σχεδιασμός του ταμιευτήρα μπορεί να μειώσει το κόστος αποθήκευσης ενέργειας, κυρίως μέσα από ζεύγη ταμιευτήρων με μεγάλη υψομετρική διαφορά και υψηλή αναλογία νερού προς βράχο (V/R), για την επιθυμητή χωρητικότητα αποθήκευσης (Stocks et al., 2020). Επίσης το κόστος επηρεάζεται από τη γεωλογία της τοποθεσίας εγκατάστασης και το λόγο του ύψους πτώσης προς το μήκος του αγωγού, που πρέπει κατ' ελάχιστο να ισούται με $1/10$ (Soha et al., 2017).

Όσο μεγαλύτερη είναι η υψομετρική διαφορά μεταξύ των ταμιευτήρων, τόσο μειώνεται ο όγκος του ταμιευτήρα για την ίδια παραγόμενη ενέργεια και κατά συνέπεια μειώνονται το κόστος των ηλεκτρομηχανολογικών, και οι απαιτούμενες διαστάσεις στο κτίριο του σταθμού. Στην Εικόνα 4.2 απεικονίζεται η αύξηση του αρχικού κεφαλαιουχικού κόστους ενός συστήματος PHS, χωρητικότητας 1000MW καθώς μειώνεται το ύψος πτώσης και αυξάνεται ο χρόνος αποθήκευσης (Ba-abbad et al., 2024).



Εικόνα 4.2 Μεταβολή του κεφαλαιουχικού κόστους συστήματος PHS
Πηγή: Ba-abbad et al., (2024)

Λαμβάνοντας υπόψη ότι η μεγαλύτερη διάρκεια αποθήκευσης επωφελείται με οικονομίες κλίμακας οι Mongird et al., (2020) κατέληξαν στη συντηρητική υπόθεση ότι για κάθε αύξηση στο δεκαπλάσιο της ισχύος υπάρχει μείωση κατά 16% στο κεφαλαιουχικό κόστος σε \$/kW. Η υπόθεση χαρακτηρίστηκε ως συντηρητική, γιατί προέκυψε από μελέτη που αρχικά έδειχνε μείωση 35%. Ενδεχόμενη μείωση του κόστους σε ποσοστό περίπου 33%, θα μπορούσε να επιτευχθεί χρησιμοποιώντας τεχνικές γεώτρησης για τη διάνοιξη κάθετων φρεατίων που θα στεγαστούν υποβρύχιες αντλίες/υδροστροβίλοι. Επίσης, η επιλογή μονάδων μεταβλητής ταχύτητας οδηγεί σε ποσοστιαία αύξηση του κόστους κατά 25-30%, σε σύγκριση με τις μονάδες σταθερής ταχύτητας (Mongird et al., 2020).

Η αβεβαιότητα στα κόστη αποθήκευσης και συγκεκριμένα στα κόστη των ταμιευτήρων στην εκάστοτε θέση επηρεάζει την ακρίβεια των εκτιμήσεων, που κυμαίνεται από -20% έως +25% και για τα απρόβλεπτα μεταξύ 10 έως 15%. Γενικά το κόστος κατασκευής και εγκατάστασης των συστημάτων PHS ανέρχεται στο διπλάσιο σε σχέση με τις συμβατικές υδροηλεκτρικές μονάδες παρόμοιας ισχύος (Papadakis et al., 2023).

4.5 Κόστος λειτουργίας και συντήρησης

Κάθε εγκατάσταση PHS είναι μοναδική, με διαφορετικές απαιτήσεις και χαρακτηριστικά, που επηρεάζουν το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, το οποίο συνιστά καθοριστικό παράγοντα για την ασφαλή, αποδοτική και αξιόπιστη λειτουργία καθ' όλη τη διάρκεια του εκτεταμένου κύκλου ζωής του συστήματος (Papadakis et al., 2023).

Σύμφωνα με τους DeSomber et al., (2023) υπάρχουν δύο κατηγορίες στις οποίες επιμερίζεται το κόστος λειτουργίας και συντήρησης:

- το σταθερό κόστος, που εκφράζεται σε \$/kW/έτος, αφορά τη δαπάνη ανά μονάδα ονομαστικής ισχύος και είναι ανεξάρτητο από το επίπεδο αξιοποίησης της εγκατάστασης. Περιλαμβάνει μισθούς εργαζομένων και κόστη προγραμματισμένων τακτικών συντηρήσεων ή ανακαινίσεων, που δε σχετίζονται με τις ώρες λειτουργίας.
- το μεταβλητό κόστος, που εκφράζεται σε \$/kWh/έτος και αφορά τη δαπάνη ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας, που είναι άμεσα συνδεδεμένο με τις πραγματικές ώρες λειτουργίας. Περιλαμβάνει αναλώσιμα συντήρησης και κόστη ανακαίνισης λόγω της χρησιμοποίησης του εξοπλισμού.

Από τα δεδομένα που συλλέγονται από το Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών των ΗΠΑ (National Renewable Energy Laboratory-NREL), υποδεικνύεται ότι το σταθερό κόστος κυμαίνεται στα 18\$/kW/έτος και το μεταβλητό κόστος περίπου στα 0,51\$/MWh. Αυτές οι τιμές μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την εκτίμηση του κόστους λειτουργίας και συντήρησης, έχοντας ως βάση την ονομαστική ισχύ της εγκατάστασης (DeSomber et al., 2023).

Σύμφωνα με την τεχνική έκθεση των Mongird et al., (2020) στα σταθερά λειτουργικά κόστη του σταθμού ανήκουν:

- το κόστος εργασίας του ανθρώπινου δυναμικού, που απασχολείται στους ηλεκτρομηχανολογικούς ελέγχους, στις επισκευές σχετιζόμενες με τον εξοπλισμό, στα συστήματα ελέγχου, στη συντήρηση φραγμάτων, δρόμων και στην εποπτεία. Το κόστος εργασίας δεν αλλάζει σημαντικά καθώς αυξάνεται η ισχύς, γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα το μικρότερο κόστος ανά kW/έτος.
- το σταθερό κόστος των ανταλλακτικών και ανακαινίσεων.

Το μεταβλητό λειτουργικό κόστος περιλαμβάνει πολλαπλά στοιχεία, όπως ανταλλακτικά και γενικές επισκευές των αντλιών και υδροστροβίλων. Τα ανταλλακτικά εκτιμώνται ως ποσοστό 40% του κόστους εργασίας για όλα τα επίπεδα ισχύος. Οι γενικές επισκευές

αναμένονται κάθε 10 χρόνια με κόστος \$40 εκατομμύρια ανά μονάδα 250MW. Από συνδυασμό προηγούμενων μελετών προέκυψε ότι το κόστος λειτουργίας και συντήρησης για μονάδα 100MW ανέρχεται σε 2% του κεφαλαιουχικού κόστους και σε 1,4% για μονάδα 1.000MW. Για μονάδες PSH με επίπεδο ισχύος μεγαλύτερο των 100MW, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ανά έτος, μπορεί να εκτιμηθεί από την Εξίσωση (4.5) (Mongird et al., 2020):

$$O\&M\ Cost = 34.730 \times P^{0,32} AE^{0,33} \quad (4.5)$$

όπου, P η ισχύς του σταθμού (MW) και AE η ετήσια ποσότητα ενέργειας (MWh). Στην ίδια τεχνική έκθεση των Mongird et al., (2020), θεωρήθηκε διάρκεια ζωής του συστήματος PHS 40 έτη, με 5% του συνολικού χρόνου να αντιστοιχεί σε διακοπές λειτουργίας, που συνολικά ισοδυναμεί σε 13.870 κύκλους, για ένα κύκλο ανά ημέρα. Επίσης, λήφθηκαν από τη βιβλιογραφία, τιμές μεταξύ του 70% έως 87% για την απόδοση του πλήρους κύκλου φόρτισης εκφόρτισης (RTE) και υιοθετήθηκε μέση εκτίμηση RTE 80%. Η διάρκεια αποθήκευσης θεωρήθηκε ότι εξαρτάται από την περιοχή, με τάση προς 12-24 ώρες σε περιοχές όπου η ανανεώσιμη παραγωγή κυριαρχείται από ανεμογεννήτριες. Γενικά προσδιορίστηκε, ότι μία συνεπής προσέγγιση για το βασικό μεταβλητό κόστος O&M, ισούται με 0,5125\$/MWh. Τα αποτελέσματα για τις εκτιμήσεις κόστους και απόδοσης για ισχύ 100MW και 1.000MW, με διάρκεια αποθήκευσης 4hr και 10hr για τα έτη 2020 και 2030, συγκεντρώνονται στον Πίνακα 4.2 (Mongird et al., 2020).

Πίνακας 4.2 Εκτίμηση κόστους και απόδοσης για σύστημα 100MW & 1000MW

Παράμετρος	M.M	100MW		1.000MW	
		4hr	10hr	4hr	10hr
		2020-2030	2020-2030	2020-2030	2020-2030
Ταμιευτήρας κατασκευή & υποδομή	\$/kWh	81	76	68	64
Κτίριο σταθμού κατασκευή & υποδομή	\$/kW	742	742	623	623
Ηλεκτρομηχανολογικά	\$/kW	467	467	392	392
Συνολικό κόστος εγκατάστασης του συστήματος ενεργειακής αποθήκευσης	\$/kW	1.534	1.967	1.288	1.651
	\$/kWh	384	197	322	165
Συνολικό κόστος εγκατάστασης του συστήματος + απρόβλεπτα	\$/kW	2.046	2.623	1.717	2.202
	\$/kWh	511	262	429	220
Σταθερό O&M	\$/kW-yr	30,40		17,80	
Μεταβλητό O&M	\$/MWh	0,5125		0,5125	
Απώλειες στην απόδοση του συνολικού κύκλου του συστήματος	\$/kWh	0,0075		0,0075	
Συνολική απόδοση του κύκλου	%	80%		80%	
Κύκλοι κατά τη διάρκεια ζωής	#	13.870		13.870	
Διάρκεια ζωής	ys	40		40	

(Προσαρμοσμένος πίνακας από την πηγή: Mongird et al., 2020)

Στο άρθρο τους οι Sanna και Streicher, (2024) λαμβάνουν το λειτουργικό κόστος $OPEX_{PHS}$ για μικρά PHS, που τροφοδοτούνται από φωτοβολταϊκά, από την Εξίσωση (4.6):

$$OPEX_{PHS} = 0,03 \cdot CAPEX_{PHS} \quad (4.6)$$

Με ανάλογο τρόπο, υπολογίζεται το κόστος λειτουργίας και συντήρησης $Cost_{OM}$ της μονάδας PHS στην μελέτη των Zhang et al., (2023), που αφορά υβριδικό σύστημα με αιολική, ηλιακή και υδροηλεκτρική ενέργεια (Εξίσωση 4.7):

$$Cost_{OM,i} = c_{OM,i} \cdot Cost_{INV,i} \quad (4.7)$$

όπου, $c_{OM,i}$ ο συντελεστής κόστους ίσος με 3% και $Cost_{INV,i}$ το αρχικό κόστος της επένδυσης.

4.6 Λειτουργικό κόστος δέσμευσης της μονάδας PHS

Οι Jianling Li et al., (2023) ορίζουν το λειτουργικό κόστος ως το άθροισμα διαφόρων στοιχείων κόστους όπως σταθερό κόστος, κόστος εκκίνησης και τερματισμού, κόστος αύξησης και μείωσης ισχύος, κόστος μεταφοράς, κόστος περικοπής φορτίου, κόστος απώλειας φορτίου και κόστος περιορισμού παραγωγής. Το σταθερό κόστος αντιπροσωπεύει το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, όταν η μονάδα δεσμεύεται. Το κόστος εκκίνησης και τερματισμού προσεγγίζει την κατανάλωση καυσίμου ανά γεγονός εκκίνησης και τερματισμού και μπορεί να διευρυνθεί σε επιπλέον σταθερό κόστος για το προσωπικό και τη συντήρηση. Το κόστος μεταφοράς σχετίζεται με τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των γραμμών διασύνδεσης. Το κόστος περικοπής φορτίου προκύπτει όταν η ζήτηση υπερβαίνει το σύνολο της διαθέσιμης παραγωγής και της ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων. Το κόστος απώλειας φορτίου συμβαίνει όταν η προσφορά δεν ικανοποιεί τη ζήτηση λόγω περιορισμών ή έλλειψης εφεδρειών. Το κόστος περιορισμού παραγωγής προκύπτει λόγω της αναγκαίας περικοπής σε χρονικές περιόδους, που το άθροισμα της παραγόμενης ισχύος υπερβαίνει τη ζήτηση.

Η μελέτη των Zhang et al., (2024) επικεντρώνεται στη μείωση του λειτουργικού κόστους, σε υβριδικό σύστημα με αιολική, ηλιακή και υδροηλεκτρική ενέργεια, με τη δημιουργία μοντέλου δέσμευσης της αντλησιοταμιευτικής μονάδας, σε ωριαία κλίμακα. Στη μελέτη τους, το κόστος λειτουργίας χωρίζεται σε τρεις κατηγορίες:

- το κόστος της μονάδας, που περιλαμβάνει το κόστος εκκίνησης, το κόστος κλεισίματος, το σταθερό κόστος, το μεταβλητό κόστος και το κόστος αυξομειώσεων, μεταβολών.
- το κόστος του συστήματος, που περιλαμβάνει το κόστος μεταφοράς, το κόστος απωλειών φορτίου και το κόστος έλλειψης αποθεματικής ικανότητας.
- το κόστος της απορριπτόμενης ενέργειας, που περιλαμβάνει το κόστος απόρριψης νερού, το κόστος απόρριψης αιολικής ενέργειας και το κόστος απόρριψης ηλιακής ενέργειας.

Σύμφωνα με το άρθρο των Bakhshaei et al., (2021) για να μειωθεί το κόστος λειτουργίας είναι απαραίτητο να προσδιοριστεί η βέλτιστη ανταλλαγή ισχύος με το δίκτυο με την εφαρμογή προγράμματος Ζήτησης - Απόκρισης (Demand Response Program - DRP). Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης σε υβριδικό σύστημα φωτοβολταϊκών και PHS συνδεδεμένο στο δίκτυο, αποδεικνύουν ότι ο βέλτιστος καθορισμός της ανταλλαγής ενέργειας και ο ρυθμός των κινήτρων, που καταβάλλονται προς τους συμμετέχοντες καταναλωτές, οδηγεί σε μείωση του κόστους λειτουργίας από 5,1% έως και 14%.

4.7 Λόγος Κόστους Ενέργειας

Οι Alharbi et al., (2024) επισημαίνουν ότι μία από τις κύριες προκλήσεις είναι ο προσδιορισμός μιας μαθηματικής διατύπωσης για το βέλτιστο μέγεθος και τη διαμόρφωση του συστήματος, μειώνοντας τα κόστη ώστε να εξασφαλιστεί τεχνοοικονομική βιωσιμότητα. Το επιβεβλημένο Κόστος της Ενέργειας (Cost of Energy – COE) είναι το μέσο κόστος ανά kWh της χρησιμοποιήσιμης ενέργειας, που παράγεται από τους πόρους του συστήματος και υπολογίζεται από την Εξίσωση (4.8).

$$COE (\$/kWh) = \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{L(t)} \quad (4.8)$$

όπου, C_t το συνολικό ετήσιο κόστος (\$) και $L(t)$ το φορτίο ζήτησης (kWh).

Στην εργασία των Rogeau et al. (2017) προσδιορίζεται το όφελος της σύνδεσης μικρών ταμιευτήρων εκτιμώντας την αναλογία Κόστους/Ενέργειας (€/KWh) υποψήφιων συνδέσεων από την Εξίσωση (4.9).

$$CoE = \frac{I}{E} \quad (4.9)$$

όπου, I το κόστος της επένδυσης, E η ενέργεια που είναι διαθέσιμη στη σύνδεση και λαμβάνεται από την Εξίσωση (4.10):

$$E = \eta \rho g H V \quad (4.10)$$

όπου, η η απόδοση του υδροηλεκτρικού σταθμού (ίση με 0,7 ως τυπική απόδοση των μικρών PHES), ρ η πυκνότητα του νερού (kg/m^3), g η επιτάχυνση της βαρύτητας (m/sec^2), H η διαφορά υψομέτρου μεταξύ του ανώτερου ταμιευτήρα και της επιφάνειας του κατώτερου ταμιευτήρα (m), V ο διαθέσιμος όγκος νερού (m^3) (υπολογίζεται ως το 90% του όγκου του μικρότερου από τους δύο εμπλεκόμενους ταμιευτήρες). Μέσω του συγκεκριμένου ελέγχου καθίσταται δυνατή η επιλογή πιο ακριβών συνδέσεων, εάν προσφέρουν σημαντικό ενεργειακό πλεονέκτημα (Rogeau et al., 2017).

4.8 Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας

Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί βασικό δείκτη για την αξιολόγηση της μακροχρόνιας οικονομικής βιωσιμότητας των έργων παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας. Αποτυπώνει το μέσο κόστος ανά μονάδα παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής ενός έργου. Καθοριστικοί παράγοντες, που το επηρεάζουν, είναι το κόστος εργασιών πολιτικού μηχανικού, το μέγεθος των ταμιευτήρων, οι συνθήκες στην αγορά ενέργειας και η λειτουργική φιλοσοφία του σταθμού π.χ. κάλυψη αιχμής, διασφάλιση σταθερότητας δικτύου, διευκόλυνση ενσωμάτωσης ΑΠΕ (Papadakis et al., 2023).

Οι Silva και Hendrick, (2016) αναφέρουν ότι το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (Levelized Cost Of Energy – LCOE) είναι η μέθοδος για να προσδιοριστεί η τιμή ανά μονάδα ενέργειας που εξισορροπεί όλα τα κόστη του έργου. Προκύπτει αθροίζοντας όλα τα κόστη και διαιρώντας με όλη την παραγόμενη ενέργεια, λαμβάνοντας υπόψη τη χρονικά μεταβαλλόμενη αξία. Το LCOE σε (€/kW) υπολογίστηκε από την Εξίσωση (4.11) (Silva & Hendrick, 2016):

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \left(\frac{C_n}{(1+d)^n} \right)}{\sum_{n=0}^N \left(\frac{E_{out}}{(1+d)^n} \right)} \quad (4.11)$$

όπου, C_n το κόστος το έτος n (€), E_{out} η ενέργεια που παράγεται στο έτος n (kWh), d το ετήσιο πραγματικό επιτόκιο προεξόφλησης (%) και N η διάρκεια του έργου σε έτη.

Οι Rogeau et al., (2017) υπολογίζουν το σταθμισμένο κόστος ενέργειας από την Εξίσωση (4.12):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(I_t + M_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.12)$$

όπου, I_t το ετήσιο κόστος της επένδυσης, M_t το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης το έτος t , E_t το όφελος σε ενέργεια το έτος t και r το επιτόκιο προεξόφλησης.

Οι Ba-abbad et al., (2024) αναφέρουν ότι κάθε ενεργειακό έργο έχει μοναδικά κόστη και αποδόσεις λόγω της συγκεκριμένης τοποθεσίας του. Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (Levelized Cost of Electricity, LCOE) έχει γίνει το πρότυπο μέτρο για τη σύγκριση τεχνολογιών. Το LCOE είναι το μέσο έσοδο ανά μονάδα που απαιτείται για την κάλυψη των εξόδων κατασκευής και λειτουργίας ενός εργοστασίου ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη θεωρούμενη οικονομική ζωή και κύκλο λειτουργίας του. Προκύπτει από την Εξίσωση (4.13) διαιρώντας το συνολικό προεξοφλημένο κόστος κατά τη διάρκεια της ζωής του εργοστασίου με το προεξοφλημένο σύνολο της πραγματικής ενέργειας που παραδόθηκε.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (4.13)$$

όπου, I_t είναι οι επενδυτικές δαπάνες στο έτος t , M_t οι δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης στο έτος t , F_t είναι οι δαπάνες καυσίμου στο έτος t (εάν χρησιμοποιείται για εφεδρεία ή το κόστος της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας για τη φόρτιση), E_t η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στο έτος t , r ο συντελεστής προεξόφλησης και n η αναμενόμενη διάρκεια ζωής του συστήματος.

Στην ανασκόπηση των Papadakis et al., (2023) επισημαίνεται ότι κατά τον υπολογισμό του σταθμισμένου κόστους ενέργειας, το κόστος της ενέργειας φόρτισης δεν εντάσσεται στα κόστη λειτουργίας και συντήρησης. Ο διαχωρισμός του κόστους φόρτισης, επιτρέπει ακριβέστερη αποτύπωση των διακριτών συνιστωσών κόστους στη διαμόρφωση του LCOE. Οι Adeyanju et al., (2023) επισημαίνουν ότι το LCOE είναι αποδεκτό, για την αξιολόγηση του συνολικού κόστους του κύκλου ζωής της ενέργειας που παρέχεται στους όρους των διμερών συμβάσεων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας (Power Purchase Agreement - PPA) και επιτρέπει στα έργα μικροδικτύων να φτάσουν σε σημείο οικονομικού ισοσκελισμού. Επιπλέον αν η ένταξη των μικροδικτύων, με πλήρη υποχρέωση την εξυπηρέτηση του δικτύου διανομής, δε σχεδιαστεί και δε συντονιστεί σωστά, μπορεί να οδηγήσει σε υψηλό κόστος λειτουργίας, για το διαχειριστή του δικτύου διανομής και κατά συνέπεια στην αύξηση των λογαριασμών HE προς τους καταναλωτές.

4.9 Σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης

Το σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης (Levelized Cost of Storage – LCOS) μετρά τη μέση παρούσα αξία του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ενός συστήματος κατά τη χρονική διάρκεια ζωής του και υπολογίζεται από την Εξίσωση (4.14). Χρησιμοποιείται για να συγκρίνει την ηλεκτρική παραγωγή και τους πόρους αποθήκευσης με διαφορετικές κλίμακες λειτουργίας και διαφορετικές περιόδους επένδυσης (Gilmore et al., 2023).

$$LCOS = \text{Καθαρή παρούσα αξία κόστους} / \text{Καθαρή παρούσα αξία ενέργειας} \quad (4.14)$$

Οι Stocks et al., (2020) αναφέρουν ότι το σταθμισμένο κόστος αποθήκευσης είναι μια ευρέως χρησιμοποιούμενη μέθοδος για τη σύγκριση του κόστους τεχνολογιών ενέργειας. Δεδομένης της μεγάλης διάρκειας ζωής του έργου και του κεφαλαιουχικού σκέλους, το LCOS είναι πολύ ευαίσθητο στον συντελεστή προεξόφλησης. Μια αύξηση 1% στον συντελεστή προεξόφλησης οδηγεί σε αύξηση 10%–12% στο σταθμισμένο κόστος. Ο υπολογισμός του LCOS γίνεται από την Εξίσωση (4.15):

$$\text{Levelized cost of storage} = \frac{\sum_i^{\text{Life}} \frac{\text{Costs}_i}{(1+r)^i}}{\sum_i^{\text{Life}} \frac{\text{Energy}_i}{(1+r)^i}} = \frac{\sum_i^{\text{Life}} \text{Capex} + \frac{\text{O\&M}_i + \text{Loss}_i}{(1+r)^i}}{\sum_i^{\text{Life}} \frac{\text{Energy}_i}{(1+r)^i}} \quad (4.15)$$

όπου, *Capex* είναι το αρχικό κεφαλαιουχικό κόστος, *O&M* είναι το κόστος λειτουργίας και συντήρησης και *Loss* είναι το κόστος της απώλειας ενέργειας λόγω αναποτελεσματικότητας του κύκλου άντλησης/παραγωγής.

Κεφάλαιο 5^ο: Προτεινόμενη μεθοδολογία αξιολόγησης

5.1 Γενικά

Η προτεινόμενη μεθοδολογία, αναπτύσσεται σε επτά στάδια. Αρχικά καθορίζεται το είδος του έργου, που αφορά τη διερεύνηση της αξιοποίησης ταμιευτήρα σε συμβατικό σύστημα PHS και σε σύστημα PHS με θαλασσινό νερό (στάδιο 1). Υπολογίζονται τα τεχνικά, ενεργειακά, τα οικονομικά στοιχεία και οι δείκτες αξιολόγησης για τα αρχικά δεδομένα (στάδιο 2, στάδιο 3 και στάδιο 4 αντίστοιχα). Εξετάζονται οι περιπτώσεις: i) η πηγή προέλευσης της ενέργειας για άντληση να προέρχεται από το δίκτυο ΗΕ ή ii) από ΑΠΕ και επιλέγεται η δεύτερη περίπτωση για περαιτέρω διερεύνηση (στάδιο 5). Στο στάδιο 6 μεταβάλλονται οι παράμετροι της υψομετρικής διαφοράς μεταξύ των ταμιευτήρων, του επιτοκίου προεξόφλησης, της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας και για τα νέα δεδομένα γίνονται οι απαραίτητοι υπολογισμοί των σταδίων 2, 3 και 4. Η αξιολόγηση περιλαμβάνει την παρουσίαση των αποτελεσμάτων σε χρωματικά διαβαθμισμένους πίνακες και συνδυαστικά διαγράμματα (στάδιο 7). Οι ανωτέρω διεργασίες αποτυπώνονται στο διάγραμμα ροής της Εικόνας 5.1.



Εικόνα 5.1 Διάγραμμα ροής προτεινόμενης μεθοδολογίας

Πηγή: Ίδια επεξεργασία

Στο 5^ο κεφάλαιο, αναλύονται το δεύτερο, το τρίτο και το τέταρτο στάδιο του διαγράμματος ροής. Συγκεκριμένα καταγράφονται οι εξισώσεις για τον υπολογισμό των τεχνικών και ενεργειακών χαρακτηριστικών (στάδιο 2). Παρατίθενται οι εξισώσεις υπολογισμού του εκτιμώμενου κόστους (στάδιο 3) για τους δύο τύπους συστημάτων και γίνεται συνοπτική παρουσίαση των μεθόδων που επιλέχθηκαν για την αξιολόγηση (στάδιο 4).

5.2 Υπολογισμός τεχνικών και ενεργειακών χαρακτηριστικών

Οι εξισώσεις, που καταγράφονται στην παρούσα ενότητα, βασίστηκαν στο άρθρο του Hadidi, (2024) και παρουσιάζονται με τις απαραίτητες τροποποιήσεις, ώστε να γίνει η εφαρμογή της μεθοδολογίας στο επόμενο κεφάλαιο.

Η μέγιστη ενέργεια E_{max} (MWh), που μπορεί να αποθηκευτεί στον ανώτερο ταμιευτήρα, δίνεται από την Εξίσωση (5.1):

$$E_{max} = \frac{\rho \cdot g \cdot V \cdot H}{3,6 \cdot 10^9} \quad (5.1)$$

όπου,

ρ : η πυκνότητα του νερού (kg/m^3),

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

V : ο αξιοποιήσιμος όγκος νερού (m^3),

H : η υψομετρική διαφορά μεταξύ των ταμιευτήρων (m).

Η συνολική ενέργεια E_s (MWh), που καταναλώνεται κατά την άντληση, για να γεμίσει ο ανώτερος ταμιευτήρας, υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.2):

$$E_s = \frac{\rho \cdot g \cdot V \cdot (H + \Delta H_f)}{\eta_p \cdot 3,6 \cdot 10^9} \quad (5.2)$$

όπου,

ΔH_f : οι υδραυλικές απώλειες κατά μήκος του αγωγού (m),

η_p : συντελεστής απόδοσης αντλίας.

Η ενέργεια $E_{s,tot}$, που καταναλώνεται από την αντλία σε ένα έτος (365 ημέρες λειτουργίας), υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.2.1):

$$E_{s,tot} = E_s \cdot 365 \quad (5.2.1)$$

Η συνολική ενέργεια E_d (MWh), που παράγεται όταν το νερό διέρχεται από τον υδροστροβίλο, δίνεται από την Εξίσωση (5.3)

$$E_d = \frac{\rho \cdot g \cdot V \cdot (H - \Delta H_f) \cdot \eta_T}{3,6 \cdot 10^9} \quad (5.3)$$

όπου,

η_T : η απόδοση του υδροστροβίλου.

Η ισχύς P_d (MW) που παράγεται υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.4):

$$P_d = \frac{E_d}{\Delta t} \quad (5.4)$$

όπου,

Δt : χρονική περίοδος εκφόρτισης (h).

Η ηλεκτρική ενέργεια E_g (MWh), που παράγεται, κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης, υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.5):

$$E_g = \eta_{gen} \cdot \eta_{gear} \cdot \eta_{trans} \cdot E_d \quad (5.5)$$

όπου,

η_{gen} : η απόδοση της γεννήτριας,

η_{gear} : η απόδοση του ρυθμιστή στροφών,

η_{trans} : η απόδοση του μετασχηματιστή.

Η ηλεκτρική ενέργεια E_{gtot} που παράγεται σε ένα έτος (365 ημέρες λειτουργίας) υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.5.1):

$$E_{gtot} = 365 \cdot E_g \quad (5.5.1)$$

Η απόδοση η_{es} του συστήματος αποθήκευσης, υπολογίζεται ως ο λόγος της παραγόμενης ενέργειας προς την καταναλωθείσα ενέργεια από την Εξίσωση (5.6):

$$\eta_{es} = \frac{E_g}{E_s} = \eta_{gen} \cdot \eta_{gear} \cdot \eta_{trans} \cdot \eta_T \cdot \eta_p \cdot \left(\frac{H - \Delta H_f}{H + \Delta H_f} \right) \quad (5.6)$$

Οι υδραυλικές απώλειες ΔH_f κατά μήκος του αγωγού προσαγωγής, υπολογίζονται από την Εξίσωση (5.7):

$$\Delta H_f = \Delta H_{f,L} + \Delta H_{f,m} \quad (5.7)$$

όπου,

$\Delta H_{f,L}$: οι γραμμικές απώλειες κατά μήκος του αγωγού (m),

$\Delta H_{f,m}$: οι τοπικές απώλειες του αγωγού (m).

Οι γραμμικές απώλειες, υπολογίζονται από την Εξίσωση (5.8):

$$\Delta H_{f,L} = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} \quad (5.8)$$

όπου,

f : ο συντελεστής τριβής στα εσωτερικά τοιχώματα του αγωγού,

L : το μήκος αγωγού (m),

D : η εσωτερική διάμετρος του αγωγού (m),

v : η μέση ταχύτητα ροής του νερού (m/sec).

Επιλέγεται η διάμετρος του αγωγού και δίνεται μια επιτρεπτή αρχική τιμή για την ταχύτητα ροής v , ώστε να υπολογιστεί η παροχή. Η παροχή Q (m³/sec) στον αγωγό υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.9):

$$Q = \frac{v \cdot \pi \cdot D^2}{4} \quad (5.9)$$

Ο αριθμός Reynolds, Re προσδιορίζει το είδος ροής μέσα στον αγωγό και υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.10):

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} \quad (5.10)$$

όπου,

μ : το δυναμικό ιξώδες (Pa·sec).

Ο συντελεστής τριβής f προσδιορίζεται από την Εξίσωση (5.11), με δοκιμές σωστού λάθους, ώστε να προκύψει ισότητα:

$$\frac{1}{f^{1/2}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{2,51}{Re \cdot f^{1/2}} \right) \quad (5.11)$$

όπου,

ε : η τραχύτητα του αγωγού (m).

Οι τοπικές απώλειες $\Delta H_{f,m}$, λαμβάνονται ως ποσοστό των γραμμικών απωλειών, από την Εξίσωση (5.12):

$$\Delta H_{f,m} = \alpha \cdot \Delta H_{f,L} \quad (5.12)$$

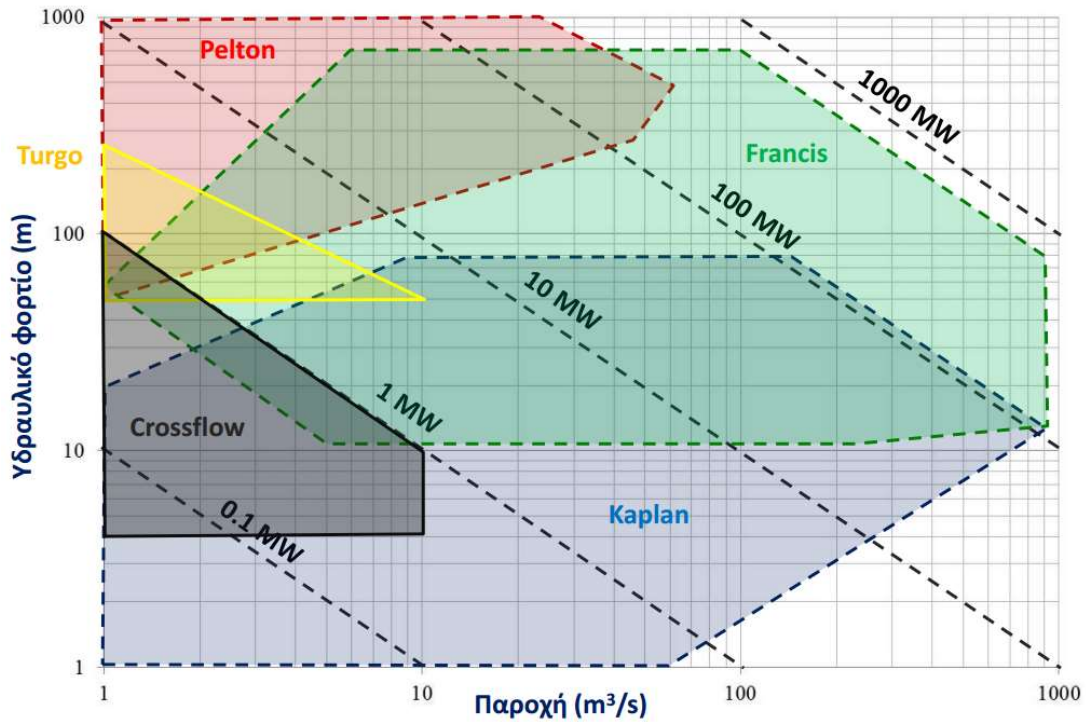
όπου,

α : συντελεστής τοπικών απωλειών κατά μήκος του αγωγού ($0 < \alpha < 1$).

Το ωφέλιμο ύψος πτώσης H_{eff} υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.13):

$$H_{eff} = H - \Delta H_f \quad (5.13)$$

Η επιλογή του τύπου υδροστροβίλου γίνεται από το Διάγραμμα 5.1 και καθορίζεται από το ύψος υδατόπτωσης και την παροχή.



Διάγραμμα 5.1 Διάγραμμα επιλογής τύπου υδροστροβίλου
Πηγή: Ευστρατιάδης κ.α., (2018)

5.3 Υπολογισμός εκτιμώμενου κόστους

Το κόστος κατασκευής ταμιευτήρα $Cost_{reservoir}$ (€, 2011) υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.14) (Haas et al., 2022):

$$Cost_{reservoir} = 7,88 \cdot (10^6) \cdot E \quad (5.14)$$

όπου,

E : η μέγιστη ικανότητα αποθήκευσης ενέργειας στον ταμιευτήρα (GWh).

Το κόστος C_T (\$) των υδροστροβίλων (Pelton & Turgo), υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.15) (Hadidi, 2024):

$$C_T = \begin{cases} 3,47 \cdot n_T^{0,96} \cdot \left(\frac{P_d}{H_{eff}^{0,5}} \right)^{0,44} \cdot 10^6 & \text{if } \left(\frac{P_d}{H_{eff}^{0,5}} \right) > 0,4 \\ 5,34 \cdot n_T^{0,96} \cdot \left(\frac{P_d}{H_{eff}^{0,5}} \right)^{0,91} \cdot 10^6 & \text{if } \left(\frac{P_d}{H_{eff}^{0,5}} \right) \leq 0,4 \end{cases} \quad (5.15)$$

όπου,

n_T : ο αριθμός των υδροστροβίλων.

Το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας του σταθμού C_{eng} (\$), υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.16) (Hadidi, 2024):

$$C_{eng} = 0,04 \cdot 10^6 \left(\frac{P_d}{H_{eff}^{0,3}} \right)^{0,54} \quad (5.16)$$

Το κόστος της γεννήτριας και των συστημάτων ελέγχου, C_{gen} (\$) υπολογίζονται από την Εξίσωση (5.17) (Hadidi, 2024):

$$C_{gen} = 0,82 \cdot 10^6 \cdot \eta_T^{0,96} \cdot G \cdot F_g \cdot \left(\frac{P_d}{H_{eff}^{0,28}} \right)^{0,9} \quad (5.17)$$

όπου,

G : ο συντελεστής του τύπου γεννήτριας, ($G=0,9$),

F_g : ο συντελεστής κόστους της γεννήτριας, με τιμές

$$F_g = \begin{cases} 0,75 & \text{αν } P_d < 10 \\ 1 & \text{αν } P_d \geq 10 \end{cases}$$

Το κόστος εγκατάστασης του εξοπλισμού C_{inst} (\$) δίνεται από την Εξίσωση (5.18) (Hadidi, 2024):

$$C_{inst} = 0,15 \cdot [C_T + C_{gen}] \quad (5.18)$$

Το κόστος της αντλίας C_p (\$) δίνεται από την Εξίσωση (5.19) (Hadidi, 2024):

$$C_p = 2000 + 5 \cdot (Q \cdot \Delta p)^{0,68} \quad (5.19)$$

Το Δp υποδηλώνει τη διαφορά πίεσης, που δημιουργείται στην αντλία και δίνεται από την Εξίσωση (5.20) (Hadidi, 2024):

$$\Delta p = 9810 \cdot H_p \quad (5.20)$$

όπου,

H_p : το μανομετρικό ύψος, που πρέπει να καλύψει η αντλία, οπότε η Εξίσωση (5.20) διατυπώνεται στην Εξίσωση (5.21) (Hadidi, 2024):

$$\Delta p = 9810 \cdot (H + \Delta H_f) \quad (5.21)$$

Από τα ανωτέρω το κόστος της αντλίας C_p (\$) δίνεται από την Εξίσωση (5.22) (Hadidi, 2024):

$$C_p = 2000 + 5 \cdot [Q \cdot 9810 \cdot (H + \Delta H_f)]^{0,68} \quad (5.22)$$

Το κόστος εργασιών πολιτικού μηχανικού C_{civ} (\$) υπολογίζεται από την εξίσωση (5.23) (Hadidi, 2024):

$$C_{civ} = 0,44 \cdot 10^6 \cdot \frac{1,97}{n_T^{0,04}} \cdot \left(\frac{P_d}{H_{eff}^{0,3}} \right)^{0,82} \quad (5.23)$$

Το άμεσο κόστος, για το συμβατικό σύστημα PHS, είναι το άθροισμα από τα προαναφερθέντα κόστη και δίνεται από την Εξίσωση (5.24):

$$C_{Direct} = Cost_{reservoir} + C_T + C_{gen} + C_{eng} + C_{inst} + C_p + C_{civ} \quad (5.24)$$

Τα απρόβλεπτα έξοδα υπολογίζονται από την Εξίσωση (5.25) (Haas et al., 2022):

$$Cost_{contingency} = 0,16 \cdot (Direct Cost) \quad (5.25)$$

Το κόστος για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας $Cost_{transmission}$ (\$), (2015) υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.26) (Haas et al., 2022):

$$Cost_{transmission} = 0,72 \cdot (10^6) \cdot L_{line} \quad (5.26)$$

όπου,

L_{line} : η απόσταση από το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας (km).

Το κόστος οδοποιίας $Cost_{road}$ (NOK, 2010) υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.27) (Haas et al., 2022):

$$Cost_{road} = 1500 \cdot L_{road} \cdot 10^3 \quad (5.27)$$

όπου,

L_{road} : το μήκος της οδοποιίας (km),

NOK: νορβηγικές κορόνες.

Το συνολικό κόστος C_{tot} για συμβατικό PHS προκύπτει από την Εξίσωση (5.28):

$$C_{tot} = Cost_{Direct} + Cost_{contingency} + Cost_{transmission} + Cost_{road} \quad (5.28)$$

Το κόστος των πρόσθετων εργασιών $Cost_{infrastructure works}$ (€, 2013) για σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.29) (Haas et al., 2022):

$$Cost_{infrastructure works} = 9(10^7)E^{0,77} \quad (5.29)$$

Το άμεσο κόστος $C_{Direct sea}$ του συστήματος PHS με θαλασσινό νερό υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.30):

$$C_{Direct sea} = C_T + C_{gen} + C_{eng} + C_{inst} + C_p + C_{civ} + Cost_{infrastructure works} \quad (5.30)$$

Το συνολικό κόστος του συστήματος PHS με θαλασσινό νερό δίνεται από την Εξίσωση (5.31):

$$C_{totsea} = C_{Direct sea} + Cost_{contingency} + Cost_{transmission} + Cost_{road} \quad (5.31)$$

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, υπολογίζεται ως ποσοστό 3% του άμεσου κόστους της επένδυσης.

Η απόδοση του πλήρη κύκλου φόρτισης εκφόρτισης RTE, υπολογίζεται από την Εξίσωση (2.4) (Kougias & Szabó, (2017) και την Εξίσωση (5.6) (Hadidi, 2024):

$$RTE = \frac{E_{out}}{E_{in}} = \frac{E_{gtot}}{E_{s,tot}} \quad (2.4) \text{ \& } (5.6)$$

Επιπλέον, η απόδοση του πλήρη κύκλου φόρτισης εκφόρτισης RTE υπολογίζεται από την Εξίσωση (2.5) (DeSomber et al., 2023):

$$RTE = \frac{\text{ισχύς που αποθηκεύεται}}{\text{ισχύς που καταναλώνεται}} = \eta_t \cdot \eta_p \quad (2.5)$$

Το ειδικό κόστος των μονάδων C_s (Μ€/MW) υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.32), (Alterach et al., 2025).

$$C_s \left(\frac{\text{M€}}{\text{MW}} \right) = \frac{C_{tot}(\text{M€})}{P_m(\text{MW})} \quad (5.32)$$

5.4 Μέθοδοι αξιολόγησης

Για την αξιολόγηση του έργου χρησιμοποιήθηκαν:

- η μέθοδος της Καθαρής Παρούσας Αξίας ΚΠΑ (net present value, NPV),
- η μέθοδος του εσωτερικού επιτοκίου απόδοσης (ή μέθοδος απόδοσης κεφαλαίου ή εσωτερικού ρυθμού απόδοσης) (internal rate of return, IRR),
- η μέθοδος του δείκτη κερδοφορίας ή του δείκτη ωφέλειας κόστους (profitability index),
- η μέθοδος της περιόδου επανείσπραξης των αρχικών επενδυτικών εκροών (payback period) (Πολύζος, 2018),
- το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE).

Για την εφαρμογή της μεθόδου της ΚΠΑ υπολογίστηκε η παρούσα αξία στο χρόνο μηδέν των ετήσιων χρηματοροών, μέσω της Εξίσωσης (5.33) (Πολύζος, 2018):

$$(KPA) = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (5.33)$$

όπου, C_t οι ετήσιες χρηματοροές το έτος t , r το επιτόκιο προεξόφλησης, t το έτος και n η συνολική διάρκεια ζωής του έργου.

Το επιτόκιο εσωτερικής απόδοσης αντιστοιχεί στο επιτόκιο, που οι μελλοντικές χρηματοροές ισούνται με το αρχικό κεφάλαιο. Ο υπολογισμός του εσωτερικού επιτοκίου απόδοσης, στην παρούσα διπλωματική εργασία, έγινε με τη χρήση της συνάρτησης IRR() του προγράμματος Excel.

Για τον υπολογισμό του δείκτη κερδοφορίας ή του λόγου ωφέλειας/κόστους (B/C) χρησιμοποιήθηκε η Εξίσωση (5.34), με αποδεκτές τις περιπτώσεις που παρουσιάζουν δείκτη μεγαλύτερο της μονάδας (Πολύζος, 2018):

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Παρούσα αξία των ωφελειών}}{\text{Παρούσα αξία του κόστους}} \quad (5.34)$$

Με την μέθοδο της περιόδου επανείσπραξης προσδιορίζεται το χρονικό διάστημα που απαιτείται για να εισπραχθεί το αρχικό κεφάλαιο που δαπανήθηκε. Η εφαρμογή της μεθόδου, στην παρούσα διπλωματική εργασία, έγινε με την επιλογή του έτους κατά το οποίο οι σωρευτικές προεξοφλημένες χρηματοροές παρουσιάζουν για πρώτη φορά θετικό πρόσημο (Πολύζος, 2018):

Το σταθμισμένο κόστος της ενέργειας, (LCOE), υπολογίστηκε από την Εξίσωση (4.11) (Silva & Hedrick, 2016):

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \left(\frac{C_n}{(1+d)^n} \right)}{\sum_{n=0}^N \left(\frac{E_{out}}{(1+d)^n} \right)} \quad (4.11)$$

Το LCOE επηρεάζεται από το κεφαλαιουχικό κόστος, τις δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης, το επιτόκιο προεξόφλησης, την ετήσια ποσότητα ενέργειας που παράγεται και τη διάρκεια ζωής του έργου.

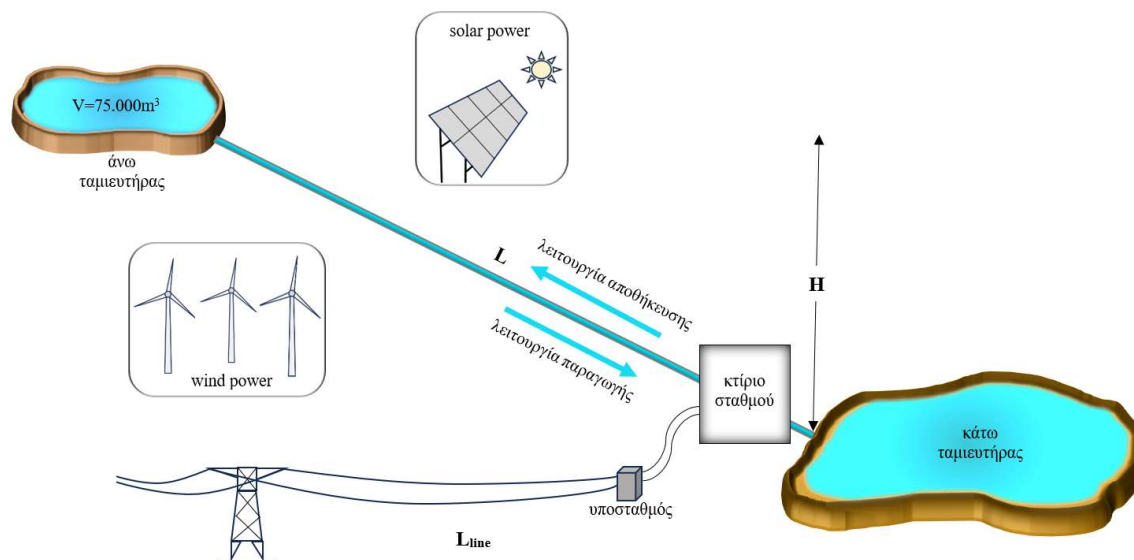
Κεφάλαιο 6^ο: Εφαρμογή της προτεινόμενης μεθοδολογίας αξιολόγησης

6.1 Γενικά

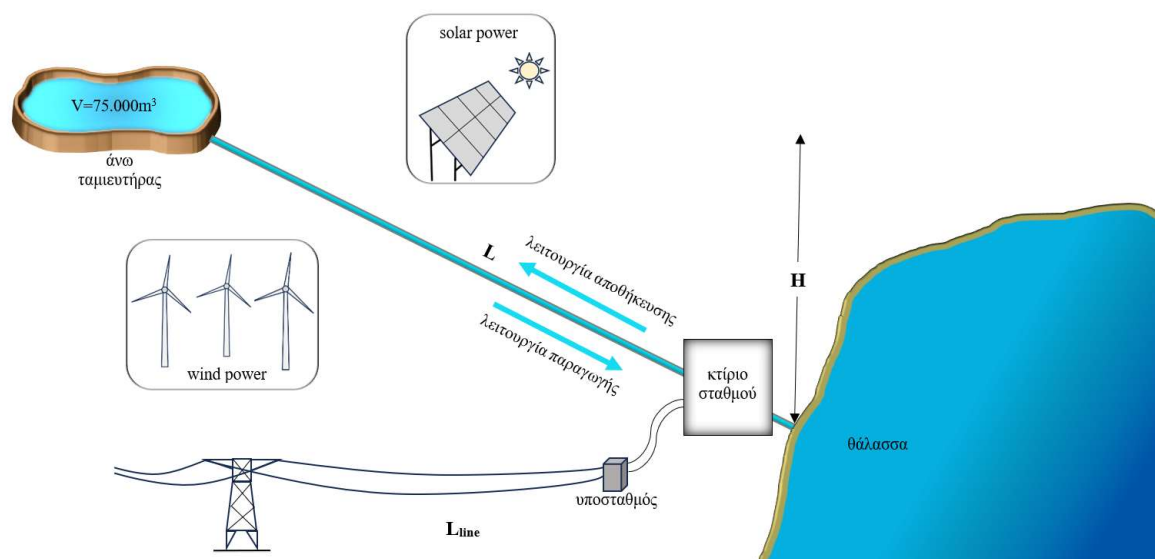
Στο 6ο κεφάλαιο εφαρμόζεται η προτεινόμενη μεθοδολογία με σκοπό τη διερεύνηση της βιωσιμότητας των εξεταζόμενων συστημάτων. Η μεθοδολογία αποτελεί μία πρώτη προσέγγιση εκτίμησης των ενεργειακών χαρακτηριστικών και οικονομικών στοιχείων. Για την πραγματοποίηση των υπολογισμών έγιναν γενικευμένες υποθέσεις και παραδοχές, που παρουσιάζονται σε προηγούμενες μελέτες της βιβλιογραφίας. Παράλληλα θα πρέπει να επισημανθεί, ότι η συνέπεια των αποτελεσμάτων, εξαρτάται από τα μοναδικά χαρακτηριστικά, που έχει κάθε έργο αντλησιοταμίευσης.

6.2 Δεδομένα

Η μελέτη περίπτωσης, που εξετάζεται αφορά την εκτίμηση από τεχνική και οικονομική σκοπιά της δυνατότητας αξιοποίησης υφιστάμενης λίμνης ($\approx 75.000\text{m}^3$) σε σύστημα αποθήκευσης ενέργειας μέσω αντλησιοταμίευσης. Οι περιπτώσεις που διερευνώνται είναι η υπάρχουσα λίμνη ως ανώτερος ταμιευτήρας σε συμβατικό σύστημα PHS κλειστού κύκλου (Εικόνα 6.1) και σύστημα PHS με θαλασσινό νερό (Εικόνα 6.2).



Εικόνα 6.1 Σύστημα συμβατικού PHS κλειστού κύκλου
Πηγή: Ιδία επεξεργασία



Εικόνα 6.2 Σύστημα PHS με θαλασσινό νερό

Πηγή: Ιδία επεξεργασία

Στην πρώτη περίπτωση ο κατώτερος ταμιευτήρας διαμορφώνεται με περιμετρικό φράγμα από τα προϊόντα εκσκαφής. Στη δεύτερη περίπτωση δεν κατασκευάζεται κατώτερος ταμιευτήρας, αλλά απαιτούνται πρόσθετες εργασίες υποδομής γιατί το ρευστό του συστήματος είναι το θαλασσινό νερό.

Το πρόγραμμα που χρησιμοποιήθηκε για τους υπολογισμούς είναι το Excel 2019. Τα αρχικά δεδομένα για την πραγματοποίηση των υπολογισμών είναι τα εξής:

H : η υψομετρική διαφορά μεταξύ των ταμιευτήρων (200m),

V : ο αξιοποιήσιμος όγκος του ανώτερου ταμιευτήρα (ποσοστό 80%, $V=60.000\text{m}^3$),

L : το μήκος του αγωγού προσαγωγής (1.500m). Το υλικό του αγωγού είναι πολυαιθυλένιο με εσωτερική διάμετρο $D=975,4\text{mm}$,

L_{line} : η απόσταση από το δίκτυο ΗΕ (1km),

L_{road} : το μήκος οδοποιίας (3km),

g : η επιτάχυνση της βαρύτητας ($9,81\text{ m/sec}^2$),

ρ : η πυκνότητα του νερού (1.000kg/m^3),

v : η ταχύτητα ροής ($2,8\text{m/sec}$),

μ : το δυναμικό ιξώδες ($0,001\text{Pa}\cdot\text{sec}$),

ε : η απόλυτη τραχύτητα μέσα στον αγωγό ($0,0015\text{mm}$),

α : ο συντελεστής τοπικών απωλειών (0,05),

η_p : ο συντελεστής απόδοσης αντλίας (90%),

η_T : η απόδοση του υδροστροβίλου (90%),

η_{gen} : η απόδοση της γεννήτριας (94%),

η_{gear} : η απόδοση του ρυθμιστή στροφών (97%),

η_{trans} : η απόδοση του μετασχηματιστή (99%),

n_T : ο αριθμός των υδροστροβίλων (1).

6.3 Τεχνικά και ενεργειακά χαρακτηριστικά

Η ακολουθία των υπολογισμών για την εκτίμηση των τεχνικών και ενεργειακών χαρακτηριστικών του συμβατικού συστήματος παρατίθεται στη συνέχεια.

Μέγιστη αποθηκευμένη ενέργεια στον ανώτερο ταμιευτήρα (Εξίσωση 5.1):

$$E = \frac{\rho \cdot g \cdot V \cdot H}{3,6 \cdot 10^9} = 32,70 MWh$$

Παροχή (Εξίσωση 5.9):

$$Q = \frac{v \cdot \pi \cdot D^2}{4} = 2,09 m^3/sec$$

Αριθμός Reynolds (Εξίσωση 5.10):

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu} = 2.731.120$$

Συντελεστής τριβής f (Εξίσωση 5.11):

$$\frac{1}{f^{1/2}} = -2 \log \left(\frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3,7} + \frac{2,51}{Re \cdot f^{1/2}} \right)$$

$$f = 0,0098$$

Γραμμικές απώλειες (Εξίσωση 5.8):

$$\Delta H_{f,L} = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{v^2}{2g} = 6,02 m$$

Τοπικές απώλειες (Εξίσωση 5.12):

$$\Delta H_{f,m} = \alpha \cdot \Delta H_{f,L} = 0,30 m$$

Υδραυλικές απώλειες κατά μήκος του αγωγού (Εξίσωση 5.7):

$$\Delta H_f = \Delta H_{f,L} + \Delta H_{f,m} = 6,32 m$$

Ωφέλιμο ύψος πτώσης (Εξίσωση 5.13):

$$H_{eff} = H - \Delta H_f = 193,68 m$$

Ενέργεια που παράγεται από τον υδροστρόβιλο κατά την εκφόρτιση (Εξίσωση 5.3):

$$E_d = \frac{\rho \cdot g \cdot V \cdot (H - \Delta H_f) \cdot \eta_T}{3,6 \cdot 10^9} = 28,50 MWh$$

Παραγόμενη ισχύς για διάρκεια εκφόρτισης 8 ωρών (Εξίσωση 5.4):

$$P_d = \frac{E_d}{\Delta t} = 3,562 MW$$

Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια κατά τη διάρκεια της εκφόρτισης (Εξίσωση 5.5):

$$E_g = \eta_{gen} \cdot \eta_{gear} \cdot \eta_{trans} \cdot E_d = 25,73 MWh$$

Ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται σε ένα έτος (365 ημέρες λειτουργίας) (Εξίσωση 5.5.1):

$$E_{gtot} = E_g \cdot 365 = 9,390 GWh$$

Ενέργεια που καταναλώνεται από την αντλία για να γεμίσει ο ανώτερος ταμιευτήρας (Εξίσωση 5.2):

$$E_s = \frac{\rho \cdot g \cdot V \cdot (H + \Delta H_f)}{\eta_p \cdot 3,6 \cdot 10^9} = 37,48 MWh$$

Η ενέργεια που καταναλώνεται από την αντλία σε ένα έτος (365 ημέρες λειτουργίας) (Εξίσωση 5.2.1):

$$E_{s,tot} = E_s \cdot 365 = 13,681 GWh$$

Η απόδοση της ενεργειακής μετατροπής του συστήματος αποθήκευσης (Εξίσωση 5.6):

$$\eta_{es} = \frac{E_g}{E_s} = \eta_{gen} \cdot \eta_{gear} \cdot \eta_{trans} \cdot \eta_T \cdot \eta_p \cdot \left(\frac{H - \Delta H_f}{H + \Delta H_f} \right) = 68,64\%$$

Στο σύστημα PHS με θαλασσινό νερό για να παραχθεί και να καταναλωθεί η ίδια ποσότητα ενέργειας, που υπολογίστηκε στο συμβατικό σύστημα PHS, μεταφέρεται μικρότερη ποσότητα νερού ($\approx 58.500\text{m}^3$). Η συνέχεια των υπολογισμών έγινε με την παραδοχή ότι το συμβατικό σύστημα και το σύστημα με θαλασσινό νερό παράγουν και καταναλώνουν την ίδια ποσότητα ενέργειας, για το ίδιο ύψος πτώσης.

6.4 Στοιχεία κόστους των συστημάτων

Η επιλογή του τύπου υδροστροβίλου (Pelton) έγινε από το Διάγραμμα 5.1 έχοντας ως δεδομένα την παροχή Q και το ύψος πτώσης H . Η μετατροπή σε ευρώ για το έτος 2026 έγινε με την ισοτιμία $1\$=0,86\text{€}$. Τα αποτελέσματα των υπολογισμών καταγράφονται στη συνέχεια.

1. Κόστος υδροστροβίλου Pelton (Εξίσωση 5.15): $C_T=1.201.110\text{€}$
2. Κόστος σχεδιασμού για την εγκατάσταση και λειτουργία (Εξίσωση 5.16):
 $C_{eng}=29.107\text{€}$
3. Κόστος γεννήτριας και συστημάτων ελέγχου (Εξίσωση 5.17): $C_{gen}=396.137\text{€}$
4. Κόστος εγκατάστασης του εξοπλισμού (Εξίσωση 5.18): $C_{inst}=239.587\text{€}$
5. Κόστος αντλίας (Εξίσωση 5.22): $C_p=139.667\text{€}$
6. Κόστος εργασιών πολιτικού μηχανικού (Εξίσωση 5.23): $C_{civ}=578.402\text{€}$
7. Κόστος ταμιευτήρα (Εξίσωση 5.14) (2026): $Cost_{reservoir}=343.245\text{€}$
(1,93% επιτόκιο αναγωγής)
8. Άμεσο κόστος συμβατικού PHS (1+2+3+4+5+6+7) (Εξίσωση 5.24):
 $Cost_{Direct}=2.927.255\text{€}$
9. Απρόβλεπτα έξοδα συμβατικού συστήματος (Εξίσωση 5.25):
 $Cost_{contingency}=468.361\text{€}$
10. Κόστος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Εξίσωση 5.26) (2026):
 $Cost_{transmission}=689.331\text{€}$
(0,827 ισοδυναμία δολαρίου/ευρώ 2015, 1,34% επιτόκιο αναγωγής)
11. Κόστος οδοποιίας (Εξίσωση 5.27) (2026): $Cost_{road}=795.399\text{€}$
(0,12 ισοδυναμία νορβηγικής κορόνας/ευρώ 2010, 2,45% επιτόκιο αναγωγής)
12. Κόστος πρόσθετων εργασιών για σύστημα PHS με θαλασσινό νερό (Εξίσωση 5.29) (2026): $Cost_{infrastructure\ works}=8.697.198\text{€}$
(2,31% επιτόκιο αναγωγής)
13. Άμεσο κόστος συστήματος PHS με θαλασσινό νερό (1+2+3+4+5+6+12):
 $C_{Direct\ sea}=11.281.208\text{€}$
14. Απρόβλεπτα έξοδα συστήματος PHS με θαλασσινό νερό: $Cost_{contingency}=2.256.242\text{€}$
(συντελεστής 0,20)

Συνολικό κόστος για το συμβατικό σύστημα PHS (8+9+10+11): $C_{tot}=4.880.346\text{€}$

Το συνολικό κόστος στρογγυλοποιείται στο ποσό των 4.900.000€

Συνολικό κόστος για το σύστημα PHS με θαλασσινό νερό (10+11+13+14):

$$C_{tot\ sea}=15.022.180\text{€}$$

Το συνολικό κόστος στρογγυλοποιείται στο ποσό των 15.100.000€

Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης για το συμβατικό σύστημα PHS:

$$C_{OM}=87.818\text{€}$$

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης για το συμβατικό σύστημα στρογγυλοποιείται στο ποσό των 88.000€

Ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης για το σύστημα PHS με θαλασσινό νερό:

$$C_{OM\ sea}=338.436\text{€}$$

Το κόστος λειτουργίας και συντήρησης για το σύστημα με θαλασσινό νερό στρογγυλοποιείται στο ποσό των 340.000€.

Απόδοση του πλήρη κύκλου φόρτισης εκφόρτισης RTE από τις Εξισώσεις (2.4 & 5.6):

$$RTE=68,64\%$$

Απόδοση του πλήρη κύκλου φόρτισης εκφόρτισης RTE από την Εξίσωση (2.5):

$$RTE=81\%$$

Το ειδικό κόστος των μονάδων υπολογίζεται από την Εξίσωση (5.32).

Ειδικό κόστος της μονάδας για το συμβατικό σύστημα PHS:

$$C_s=1,38\text{M€}/\text{MW}<2,5\text{M€}/\text{MW}$$

Ειδικό κόστος της μονάδας για το σύστημα PHS με θαλασσινό νερό:

$$C_s=4,24\text{M€}/\text{MW}>2,5\text{M€}/\text{MW}$$

6.5 Δεδομένα και παραδοχές της αξιολόγησης

Τα αρχικά δεδομένα και παραδοχές που χρησιμοποιήθηκαν για την αξιολόγηση είναι:

- αρχικό κόστος επένδυσης για το συμβατικό σύστημα PHS: 4.900.000€
- κόστος λειτουργίας και συντήρησης για συμβατικό σύστημα PHS: 88.000€/έτος,
- αρχικό κόστος επένδυσης για το σύστημα PHS με θαλασσινό νερό: 15.100.000€,
- κόστος λειτουργίας και συντήρησης για το σύστημα PHS με θαλασσινό νερό: 340.000€/έτος,
- ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται σε ένα έτος: 9.390MWh,
- ηλεκτρική ενέργεια που καταναλώνεται σε ένα έτος: 13.681MWh,
- τιμή ηλεκτρικής ενέργειας: 0,120€/kWh,
- επιτόκιο προεξόφλησης: 7%,
- διάρκεια ζωής των μονάδων: 40 χρόνια,
- η χρονική διάρκεια της κατασκευής είναι 2 έτη, με ισόποση κατανομή του κόστους,
- η χρήση του ανώτερου ταμιευτήρα προορίζεται αποκλειστικά για την παραγωγή και αποθήκευση υδροηλεκτρικής ενέργειας,
- κάθε μέρα του έτους η παραγωγή διαρκεί 8 ώρες και οι συντηρήσεις θεωρήθηκε ότι γίνονται στις χρονικές περιόδους που δε λειτουργεί η μονάδα,
- η τιμή του επιτοκίου προεξόφλησης και η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας θεωρήθηκε ότι δε μεταβάλλονται στην εξεταζόμενη χρονική περίοδο,
- η υπολειμματική αξία του έργου θεωρήθηκε ως μηδενική λόγω του συνολικού χρόνου ζωής, του κόστους αποξήλωσης του εξοπλισμού, των εγκαταστάσεων και αποκατάστασης του περιβάλλοντος.

6.6 Εξεταζόμενες περιπτώσεις

Αρχικά εξετάστηκαν οι γενικές περιπτώσεις, η ενέργεια για άντληση στα δύο συστήματα: α) να αγοράζεται από το δίκτυο με την τρέχουσα τιμή πώλησης και β) να προέρχεται από την απορριπτόμενη ενέργεια ανανεώσιμων πηγών. Τα αποτελέσματα αναδεικνύουν τον καθοριστικό ρόλο που έχει η προέλευση της ενέργειας άντλησης για την οικονομική βιωσιμότητα των συστημάτων (Πίνακας 6.1). Στην πρώτη περίπτωση που αγοράζεται ενέργεια από το δίκτυο τα δύο συστήματα παρουσιάζουν αρνητική καθαρή παρούσα αξία, ο δείκτης οφέλους κόστους είναι μικρότερος από τη μονάδα και σε όλη τη διάρκεια ζωής τους δεν παρουσιάζονται θετικές χρηματοροές για τον υπολογισμό του εσωτερικού ρυθμού απόδοσης IRR. Επιπλέον δεν επιτυγχάνεται αποπληρωμή του αρχικού κεφαλαίου και η τιμή του σταθμισμένου κόστους της ενέργειας είναι υψηλότερη από την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 6.1 Πηγή προέλευσης ενέργειας για άντληση και δείκτες αξιολόγησης

	Η ενέργεια για άντληση αγοράζεται από το δίκτυο		Η ενέργεια για άντληση προέρχεται από ΑΠΕ	
	συμβατικό σύστημα PHS	σύστημα PHS με θαλασσινό νερό	συμβατικό σύστημα PHS	σύστημα PHS με θαλασσινό νερό
KΠΑ (€)	-12.286.927	-25.307.786	8.263.836	-4.757.022
IRR (%)	-	-	11,51%	2,68%
B/C	0,53	0,36	2,41	0,75
PB (έτη)	-	-	8	-
LCOE (€/kWh)	0,225	0,335	0,050	0,160

Στη δεύτερη περίπτωση, που η ενέργεια για άντληση προέρχεται από την απορριπτόμενη ενέργεια ανανεώσιμων πηγών, το κόστος άντλησης θεωρείται μηδενικό. Στο συμβατικό σύστημα η ΚΠΑ ισούται με 8.263.836€, ο εσωτερικός ρυθμός απόδοσης ανέρχεται στα 11,51% και είναι μεγαλύτερος από το επιτόκιο προεξόφλησης (7%). Επίσης θετικές προεξοφλημένες χρηματοροές εμφανίζονται στο 8^ο έτος από την έναρξη της κατασκευής, ο δείκτης οφέλους κόστους ισούται με 2,41(>1) και το LCOE είναι ίσο με 0,050€/kWh (<0,120€/kWh). Στο σύστημα με θαλασσινό νερό παρουσιάζεται αρνητική ΚΠΑ, ο εσωτερικός ρυθμός απόδοσης ισούται με 2,68% και είναι μικρότερος από το επιτόκιο προεξόφλησης, ο δείκτης οφέλους/κόστους είναι μικρότερος από τη μονάδα (0,75), δε γίνεται αποπληρωμή της επένδυσης και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας ισούται με 0,160€/kWh (> 0,120€/kWh).

Στη συνέχεια, υπό τη θεώρηση ότι η ενέργεια για άντληση προέρχεται από ΑΠΕ, εξετάζονται η επιρροή: α) του ύψους πτώσης, β) του επιτοκίου προεξόφλησης και γ) της τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα για το συμβατικό σύστημα και το σύστημα με θαλασσινό νερό, οι τιμές που δόθηκαν στις ανωτέρω παραμέτρους παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.2.

Πίνακας 6.2 Τιμές παραμέτρων

Παράμετρος	Τιμή							
Υψομετρική διαφορά, H (m)	150m	200m	250m	300m				
Επιτόκιο προεξόφλησης, r (%)	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
Τιμή πώλησης ΗΕ, p (€/kWh)	0,084	0,096	0,108	0,120	0,132	0,144	0,156	

Δημιουργήθηκαν συνολικά οκτώ συστήματα, εκ των οποίων τα τέσσερα αφορούν τη συμβατική κατασκευή PHS και διακρίνονται ως προς την υψομετρική διαφορά σε PHS 150, PHS 200, PHS 250, PHS 300. Τα υπόλοιπα τέσσερα αφορούν συστήματα PHS με θαλασσινό νερό και ονομάστηκαν sea PHS 150, sea PHS 200, sea PHS 250, sea PHS 300. Το κάθε ένα από τα οκτώ συστήματα συνδυάστηκε με οκτώ τιμές του επιτοκίου προεξόφλησης και επτά τιμές πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας οπότε δημιουργήθηκαν συνολικά 224 συνδυασμοί για το συμβατικό PHS και 224 συνδυασμοί για το σύστημα PHS με θαλασσινό νερό. Για κάθε συνδυασμό υπολογίστηκε η Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV), ο εσωτερικός ρυθμός απόδοσης (IRR), ο δείκτης ωφελειών κόστους (B/C) και η περίοδος αποπληρωμής των προεξοφλημένων χρηματορροών (PB). Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) της συνολικής διάρκειας ζωής των συστημάτων, υπολογίστηκε λαμβάνοντας ως μεταβλητές τον τύπο του συστήματος, την υψομετρική διαφορά των ταμιευτήρων και το επιτόκιο προεξόφλησης, δηλαδή χρησιμοποιήθηκαν συνολικά 64 συνδυασμοί.

Τα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των ανωτέρω συστημάτων PHS καταγράφονται στον Πίνακα 6.3.

Πίνακας 6.3 Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των εξεταζόμενων συστημάτων

Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία	Υψομετρική διαφορά μεταξύ ταμιευτήρων			
	150m	200m	250m	300m
Ενέργεια που παράγεται σε ένα έτος (GWh)	6,966	9,390	11,814	14,238
Παραγόμενη ισχύς (MW)	2,643	3,562	4,482	5,402
Ενέργεια για άντληση σε ένα έτος (GWh)	10,366	13,681	16,996	20,312
Απόδοση πλήρη κύκλου (%)	67,20%	68,64%	69,51%	70,10%
Κόστος συμβατικού συστήματος PHS (€)	4.400.000	4.900.000	5.400.000	5.900.000
Κόστος O&M συμβατικού συστήματος PHS (€)	75.000	88.000	101.000	112.000
Κόστος συστήματος με θαλασσινό νερό (€)	12.200.000	15.100.000	17.100.000	19.000.000
Κόστος O&M συστήματος με θαλασσινό νερό (€)	280.000	340.000	400.000	460.000

6.7 Αποτελέσματα των συμβατικών συστημάτων

Οι πίνακες που αφορούν τα συμβατικά συστήματα PHS, μορφοποιήθηκαν με βάση τις τιμές τους με κλίμακα τριών χρωμάτων (πράσινο, λευκό, κόκκινο). Η διαβαθμισμένη χρωματική κλίμακα του πράσινου αντιπροσωπεύει τους οικονομικά αποδοτικούς συνδυασμούς και η διαβαθμισμένη χρωματική κλίμακα του κόκκινου αντιστοιχεί στις μη αποδεκτές ή λιγότερο ελκυστικές περιπτώσεις. Το λευκό χρώμα αποτελεί το όριο αλλαγής μεταξύ του πράσινου και κόκκινου χρώματος και τέθηκε για την Καθαρή Παρούσα Αξία ο αριθμός μηδέν, για τον εσωτερικό ρυθμό απόδοσης το εκάστοτε επιτόκιο προεξόφλησης, για το δείκτη ωφελειών κόστους η μονάδα, για την περίοδο αποπληρωμής ορίστηκαν τα 7 έτη και για το σταθμισμένο κόστος ενέργειας η τιμή 0,120€/kWh.

Τα αποτελέσματα για τα συμβατικά συστήματα PHS 150, PHS 200, PHS 250, PHS 300 παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.4, Πίνακα 6.5, Πίνακα 6.6 και Πίνακα 6.7 αντίστοιχα.

Πίνακας 6.4 Συμβατικό σύστημα PHS, H=150m

PHS 150	r	Τιμή πώλησης ΗΕ (€/kWh)						
		0,084	0,096	0,108	0,120	0,132	0,144	0,156
NPV	3%	7.259.620	9.159.667	11.059.714	12.959.761	14.859.808	16.759.855	18.659.902
	4%	5.491.433	7.098.380	8.705.326	10.312.272	11.919.219	13.526.165	15.133.111
	5%	4.107.054	5.483.854	6.860.655	8.237.455	9.614.256	10.991.056	12.367.857
	6%	3.009.795	4.203.560	5.397.324	6.591.089	7.784.854	8.978.618	10.172.383
	7%	2.129.688	3.176.060	4.222.432	5.268.804	6.315.175	7.361.547	8.407.919
	8%	1.415.617	2.341.862	3.268.106	4.194.351	5.120.595	6.046.840	6.973.084
	9%	829.882	1.657.086	2.484.289	3.311.493	4.138.697	4.965.900	5.793.104
	10%	344.410	1.089.058	1.833.705	2.578.353	3.323.000	4.067.648	4.812.295
IRR	3%	7,61%	9,32%	10,98%	12,60%	14,19%	15,76%	17,30%
	4%	6,57%	8,27%	9,91%	11,52%	13,09%	14,64%	16,17%
	5%	5,56%	7,23%	8,86%	10,45%	12,02%	13,55%	15,06%
	6%	4,56%	6,22%	7,84%	9,41%	10,96%	12,48%	13,98%
	7%	3,59%	5,23%	6,83%	8,39%	9,92%	11,43%	12,91%
	8%	2,63%	4,26%	5,84%	7,39%	8,90%	10,40%	11,87%
	9%	1,68%	3,30%	4,87%	6,40%	7,91%	9,38%	10,84%
	10%	0,76%	2,36%	3,91%	5,43%	6,92%	8,39%	9,83%
B/C	3%	2,20	2,52	2,83	3,15	3,46	3,77	4,09
	4%	1,95	2,23	2,51	2,79	3,07	3,35	3,63
	5%	1,74	1,99	2,24	2,49	2,74	2,99	3,24
	6%	1,56	1,79	2,01	2,23	2,46	2,68	2,90
	7%	1,41	1,61	1,81	2,01	2,22	2,42	2,62
	8%	1,28	1,46	1,64	1,83	2,01	2,19	2,38
	9%	1,17	1,33	1,50	1,67	1,83	2,00	2,17
	10%	1,07	1,22	1,38	1,53	1,68	1,84	1,99
PB	3%	12	10	9	8	7	7	6
	4%	13	11	9	8	8	7	6
	5%	13	11	10	9	8	7	7
	6%	15	12	10	9	8	7	7
	7%	16	13	11	10	9	8	7
	8%	18	14	12	10	9	8	7
	9%	21	15	12	11	9	8	8
	10%	26	17	14	11	10	9	8
r	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
LCOE (€/kWh)	0,038	0,043	0,048	0,054	0,060	0,066	0,072	0,078

Πίνακας 6.5 Συμβατικό σύστημα PHS, H=200m

PHS 200	r	Τιμή πώλησης ΗΕ (€/kWh)						
		0,084	0,096	0,108	0,120	0,132	0,144	0,156
NPV	3%	11.099.966	13.661.235	16.222.505	18.783.775	21.345.045	23.906.315	26.467.585
	4%	8.665.696	10.831.865	12.998.034	15.164.203	17.330.372	19.496.542	21.662.711
	5%	6.758.757	8.614.689	10.470.621	12.326.552	14.182.484	16.038.416	17.894.348
	6%	5.246.330	6.855.529	8.464.728	10.073.927	11.683.126	13.292.325	14.901.524
	7%	4.032.298	5.442.811	6.853.324	8.263.836	9.674.349	11.084.862	12.495.375
	8%	3.046.440	4.295.020	5.543.601	6.792.182	8.040.763	9.289.344	10.537.925
	9%	2.236.965	3.352.039	4.467.112	5.582.185	6.697.259	7.812.332	8.927.406
	10%	1.565.309	2.569.096	3.572.884	4.576.671	5.580.459	6.584.246	7.588.034
IRR	3%	10,03%	12,01%	13,95%	15,84%	17,70%	19,54%	21,34%
	4%	8,97%	10,93%	12,85%	14,73%	16,57%	18,39%	20,17%
	5%	7,93%	9,88%	11,78%	13,64%	15,46%	17,26%	19,03%
	6%	6,91%	8,84%	10,72%	12,56%	14,37%	16,15%	17,90%
	7%	5,91%	7,82%	9,69%	11,51%	13,30%	15,07%	16,80%
	8%	4,93%	6,83%	8,67%	10,48%	12,26%	14,00%	15,72%
	9%	3,97%	5,85%	7,68%	9,47%	11,23%	12,96%	14,66%
	10%	3,03%	4,88%	6,70%	8,47%	10,21%	11,93%	13,62%
B/C	3%	2,63	3,00	3,38	3,75	4,13	4,50	4,88
	4%	2,33	2,67	3,00	3,33	3,67	4,00	4,33
	5%	2,08	2,38	2,68	2,98	3,28	3,57	3,87
	6%	1,87	2,14	2,41	2,67	2,94	3,21	3,48
	7%	1,69	1,93	2,17	2,41	2,66	2,90	3,14
	8%	1,54	1,75	1,97	2,19	2,41	2,63	2,85
	9%	1,40	1,60	1,80	2,00	2,20	2,40	2,60
	10%	1,29	1,47	1,65	1,84	2,02	2,21	2,39
PB	3%	10	8	7	7	6	6	5
	4%	10	9	8	7	6	6	6
	5%	11	9	8	7	7	6	6
	6%	11	9	8	7	7	6	6
	7%	12	10	9	8	7	6	6
	8%	13	11	9	8	7	7	6
	9%	14	11	9	8	7	7	6
	10%	15	12	10	9	8	7	6
r	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
LCOE (kWh)	0,032	0,036	0,040	0,045	0,050	0,055	0,060	0,065

Πίνακας 6.6 Συμβατικό σύστημα PHS, H=250m

PHS 250	r	Τιμή πώλησης ΗΕ (€/kWh)						
		0,084	0,096	0,108	0,120	0,132	0,144	0,156
NPV	3%	14.940.311	18.162.804	21.385.296	24.607.789	27.830.282	31.052.775	34.275.267
	4%	11.839.958	14.565.350	17.290.742	20.016.134	22.741.526	25.466.918	28.192.310
	5%	9.410.460	11.745.523	14.080.586	16.415.650	18.750.713	21.085.776	23.420.839
	6%	7.482.866	9.507.499	11.532.132	13.556.765	15.581.398	17.606.031	19.630.664
	7%	5.934.908	7.709.562	9.484.215	11.258.869	13.033.523	14.808.177	16.582.831
	8%	4.677.262	6.248.179	7.819.096	9.390.014	10.960.931	12.531.848	14.102.765
	9%	3.644.048	5.046.991	6.449.934	7.852.878	9.255.821	10.658.764	12.061.707
	10%	2.786.207	4.049.135	5.312.062	6.574.990	7.837.917	9.100.844	10.363.772
IRR	3%	11,93%	14,14%	16,30%	18,41%	20,49%	22,52%	24,53%
	4%	10,86%	13,04%	15,18%	17,27%	19,33%	21,35%	23,33%
	5%	9,80%	11,97%	14,08%	16,16%	18,19%	20,19%	22,16%
	6%	8,76%	10,91%	13,01%	15,06%	17,08%	19,06%	21,00%
	7%	7,75%	9,87%	11,95%	13,99%	15,98%	17,94%	19,87%
	8%	6,75%	8,86%	10,91%	12,93%	14,91%	16,85%	18,76%
	9%	5,77%	7,86%	9,90%	11,89%	13,85%	15,78%	17,67%
	10%	4,81%	6,88%	8,90%	10,88%	12,82%	14,73%	16,60%
B/C	3%	2,96	3,38	3,81	4,23	4,65	5,08	5,50
	4%	2,64	3,01	3,39	3,77	4,14	4,52	4,90
	5%	2,36	2,69	3,03	3,37	3,70	4,04	4,38
	6%	2,12	2,42	2,72	3,03	3,33	3,63	3,93
	7%	1,91	2,19	2,46	2,74	3,01	3,28	3,56
	8%	1,74	1,99	2,24	2,49	2,73	2,98	3,23
	9%	1,59	1,82	2,04	2,27	2,50	2,73	2,95
	10%	1,46	1,67	1,88	2,09	2,29	2,50	2,71
PB	3%	8	7	7	6	6	5	5
	4%	9	8	7	6	6	5	5
	5%	9	8	7	6	6	6	5
	6%	10	8	7	7	6	6	5
	7%	10	9	7	7	6	6	5
	8%	11	9	8	7	6	6	5
	9%	11	9	8	7	6	6	5
	10%	12	10	8	7	7	6	6
r	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
LCOE (€/kWh)	0,028	0,032	0,036	0,040	0,044	0,048	0,053	0,058

Πίνακας 6.7 Συμβατικό σύστημα PHS, H=300m

PHS 300	r	Τιμή πώλησης ΗΕ (€/kWh)						
		0,084	0,096	0,108	0,120	0,132	0,144	0,156
NPV	3%	18.826.117	22.709.833	26.593.549	30.477.264	34.360.980	38.244.695	42.128.411
	4%	15.052.668	18.337.283	21.621.898	24.906.513	28.191.128	31.475.743	34.760.358
	5%	12.095.105	14.909.299	17.723.494	20.537.688	23.351.883	26.166.077	28.980.272
	6%	9.747.964	12.188.031	14.628.098	17.068.166	19.508.233	21.948.300	24.388.368
	7%	7.862.553	10.001.348	12.140.143	14.278.938	16.417.733	18.556.528	20.695.323
	8%	6.330.246	8.223.500	10.116.753	12.010.007	13.903.260	15.796.514	17.689.767
	9%	5.070.923	6.761.736	8.452.549	10.143.362	11.834.175	13.524.987	15.215.800
	10%	4.024.923	5.546.990	7.069.057	8.591.125	10.113.192	11.635.259	13.157.326
IRR	3%	13,51%	15,90%	18,24%	20,53%	22,77%	24,98%	27,14%
	4%	12,42%	14,79%	17,10%	19,37%	21,59%	23,77%	25,92%
	5%	11,35%	13,69%	15,99%	18,23%	20,43%	22,60%	24,72%
	6%	10,29%	12,62%	14,89%	17,12%	19,30%	21,44%	23,54%
	7%	9,26%	11,57%	13,82%	16,02%	18,18%	20,30%	22,39%
	8%	8,25%	10,53%	12,76%	14,95%	17,09%	19,19%	21,26%
	9%	7,26%	9,52%	11,73%	13,89%	16,01%	18,10%	20,14%
	10%	6,28%	8,52%	10,71%	12,86%	14,96%	17,02%	19,05%
B/C	3%	3,25	3,72	4,18	4,65	5,11	5,57	6,04
	4%	2,90	3,31	3,72	4,14	4,55	4,96	5,38
	5%	2,59	2,96	3,33	3,70	4,07	4,44	4,81
	6%	2,33	2,66	2,99	3,33	3,66	3,99	4,33
	7%	2,11	2,41	2,71	3,01	3,31	3,61	3,91
	8%	1,91	2,19	2,46	2,73	3,01	3,28	3,56
	9%	1,75	2,00	2,25	2,50	2,75	3,00	3,25
	10%	1,61	1,84	2,07	2,30	2,53	2,76	2,98
PB	3%	8	7	6	6	5	5	5
	4%	8	7	6	6	5	5	5
	5%	8	7	6	6	5	5	5
	6%	9	7	7	6	5	5	5
	7%	9	8	7	6	6	5	5
	8%	9	8	7	6	6	5	5
	9%	10	8	7	6	6	5	5
	10%	10	9	7	7	6	6	5
r	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
LCOE (€/kWh)	0,026	0,029	0,032	0,036	0,040	0,044	0,048	0,052

Στον Πίνακα 6.8 παρουσιάζονται η μέγιστη και η ελάχιστη τιμή για κάθε δείκτη αξιολόγησης μαζί με τον αντίστοιχο συνδυασμό επιτοκίου (r) και τιμής πώλησης της ΗΕ (p), που αντιστοιχεί σε κάθε υψομετρική διαφορά των συμβατικών συστημάτων.

Πίνακας 6.8 Μέγιστες και ελάχιστες τιμές δεικτών αξιολόγησης

Δείκτης	Υψομετρική διαφορά	min	min συνδυασμός $r(\%)$ $p(€/kWh)$	max	max συνδυασμός $r(\%)$ $p(€/kWh)$
NPV	150	344.410	(10) (0,084)	18.659.902	(3) (0,156)
	200	1.565.309	(10) (0,084)	26.467.585	(3) (0,156)
	250	2.786.207	(10) (0,084)	34.275.267	(3) (0,156)
	300	4.024.923	(10) (0,084)	42.128.411	(3) (0,156)
IRR	150	0,76%	(10) (0,084)	17,30%	(3) (0,156)
	200	3,03%	(10) (0,084)	21,34%	(3) (0,156)
	250	4,81%	(10) (0,084)	24,53%	(3) (0,156)
	300	6,28%	(10) (0,084)	27,14%	(3) (0,156)
B/C	150	1,07	(10) (0,084)	4,09	(3) (0,156)
	200	1,29	(10) (0,084)	4,88	(3) (0,156)
	250	1,46	(10) (0,084)	5,50	(3) (0,156)
	300	1,61	(10) (0,084)	6,04	(3) (0,156)
PB	150	6	(3) (0,156)	26	(10) (0,084)
	200	5	(3) (0,156)	15	(10) (0,084)
	250	5	(3) (0,156)	12	(10) (0,084)
	300	5	(3) (0,156)	10	(10) (0,084)
LCOE	150	0,038	(3) (-)	0,078	(10) (-)
	200	0,032	(3) (-)	0,065	(10) (-)
	250	0,028	(3) (-)	0,058	(10) (-)
	300	0,026	(3) (-)	0,052	(10) (-)

Το LCOE παραμένει σταθερό κατά τη μεταβολή της τιμής της ΗΕ, κατά συνέπεια η αναφορά στο συνδυασμό της μέγιστης και ελάχιστης τιμής, γίνεται στο επιτόκιο για συγκεκριμένη υψομετρική διαφορά.

Στη συνέχεια λαμβάνοντας ως αρχικές τιμές για το συμβατικό σύστημα PHS τις τιμές του Πίνακα 6.5 ($H=200m$), υπολογίζεται η ποσοστιαία μεταβολή στην Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV), που προκαλεί η μεταβολή στο ύψος κατά -25% ($H=150m$) και +25% ($H=250m$), συνδυασμένο με τη μεταβολή του επιτοκίου προεξόφλησης και τη μεταβολή της τιμής πώλησης της ΗΕ. Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την ποσοστιαία μεταβολή στην Καθαρή Παρούσα Αξία παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.9.

Πίνακας 6.9 Ποσοστιαία μεταβολή της Καθαρής Παρούσας Αξίας

Μεταβολή NPV (%)	r	Τιμή πώλησης ΗΕ (€/kWh)						
		0,084	0,096	0,108	0,120	0,132	0,144	0,156
H=150m (-25%)	3%	-34,60%	-32,95%	-31,82%	-31,01%	-30,38%	-29,89%	-29,50%
	4%	-36,63%	-34,47%	-33,03%	-32,00%	-31,22%	-30,62%	-30,14%
	5%	-39,23%	-36,34%	-34,48%	-33,17%	-32,21%	-31,47%	-30,88%
	6%	-42,63%	-38,68%	-36,24%	-34,57%	-33,37%	-32,45%	-31,74%
	7%	-47,18%	-41,65%	-38,39%	-36,24%	-34,72%	-33,59%	-32,71%
	8%	-53,53%	-45,47%	-41,05%	-38,25%	-36,32%	-34,91%	-33,83%
	9%	-62,90%	-50,56%	-44,39%	-40,68%	-38,20%	-36,44%	-35,11%
	10%	-78,00%	-57,61%	-48,68%	-43,66%	-40,45%	-38,22%	-36,58%
H=250m (+25%)	3%	34,60%	32,95%	31,82%	31,01%	30,38%	29,89%	29,50%
	4%	36,63%	34,47%	33,03%	32,00%	31,22%	30,62%	30,14%
	5%	39,23%	36,34%	34,48%	33,17%	32,21%	31,47%	30,88%
	6%	42,63%	38,68%	36,24%	34,57%	33,37%	32,45%	31,74%
	7%	47,18%	41,65%	38,39%	36,24%	34,72%	33,59%	32,71%
	8%	53,53%	45,47%	41,05%	38,25%	36,32%	34,91%	33,83%
	9%	62,90%	50,56%	44,39%	40,68%	38,20%	36,44%	35,11%
	10%	78,00%	57,61%	48,68%	43,66%	40,45%	38,22%	36,58%

Κατά τη μείωση του ύψους η ποσοστιαία μεταβολή της ΚΠΑ σημειώνει μόνο αρνητικές τιμές, ενώ κατά την αύξηση του ύψους η ποσοστιαία μεταβολή της ΚΠΑ λαμβάνει μόνο θετικές τιμές. Η μέγιστη, κατά απόλυτη τιμή, ποσοστιαία μεταβολή της ΚΠΑ ($\pm 78\%$) παρατηρείται όταν το ύψος είναι $H=\pm 50\text{m}$ ($\pm 25\%$) για $r=10\%$ και $p=0,084\text{€/kWh}$. Συγκεκριμένα η μέγιστη αρνητική τιμή παρατηρείται στο συνδυασμό $H=150\text{m}$, $r=10\%$, $p=0,084\text{€/kWh}$. Η μέγιστη θετική τιμή είναι στο συνδυασμό $H=250\text{m}$, $r=10\%$, $p=0,084\text{€/kWh}$. Η ελάχιστη, κατά απόλυτη τιμή, ποσοστιαία μεταβολή στην ΚΠΑ ($\pm 29,50\%$) παρουσιάζεται όταν το ύψος είναι $H=\pm 50\text{m}$ ($\pm 25\%$). $r=3\%$ και $p=0,156\text{€/kWh}$. Συγκεκριμένα η ελάχιστη αρνητική τιμή βρίσκεται στο συνδυασμό $H=150\text{m}$, $r=3\%$, $p=0,156\text{€/kWh}$ και η ελάχιστη θετική τιμή είναι στο συνδυασμό $H=250\text{m}$, $r=3\%$, $p=0,156\text{€/kWh}$.

Αντίστοιχα υπολογίζεται η ποσοστιαία μεταβολή στον εσωτερικό ρυθμό απόδοσης (IRR) λαμβάνοντας ως αρχικές τιμές για το συμβατικό σύστημα PHS τις τιμές του Πίνακα 6.5 ($H=200\text{m}$). Τα αποτελέσματα των υπολογισμών για την ποσοστιαία μεταβολή του IRR, από τη μεταβολή στο ύψος κατά -25% ($H=150\text{m}$) και $+25\%$ ($H=250\text{m}$), συνδυασμένο με τη μεταβολή του επιτοκίου προεξόφλησης και τη μεταβολή της τιμής πώλησης της ΗΕ παρουσιάζονται στον Πίνακα 6.10.

Πίνακας 6.10 Ποσοστιαία μεταβολή του IRR

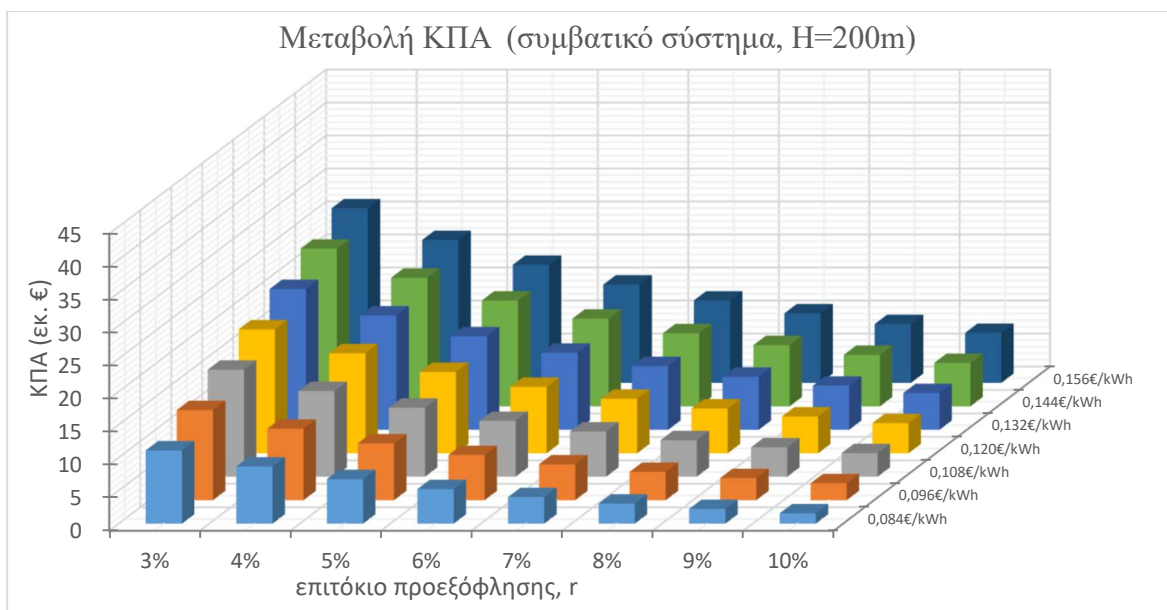
Μεταβολή IRR (%)	r	Τιμή πώλησης ΗΕ (€/kWh)						
		0,084	0,096	0,108	0,12	0,132	0,144	0,156
H=150m (-25%)	3%	-24,13%	-22,40%	-21,29%	-20,45%	-19,83%	-19,34%	-18,93%
	4%	-26,76%	-24,34%	-22,88%	-21,79%	-21,00%	-20,39%	-19,83%
	5%	-29,89%	-26,82%	-24,79%	-23,39%	-22,25%	-21,49%	-20,86%
	6%	-34,01%	-29,64%	-26,87%	-25,08%	-23,73%	-22,72%	-21,90%
	7%	-39,26%	-33,12%	-29,51%	-27,11%	-25,41%	-24,15%	-23,15%
	8%	-46,65%	-37,63%	-32,64%	-29,48%	-27,41%	-25,71%	-24,49%
	9%	-57,68%	-43,59%	-36,59%	-32,42%	-29,56%	-27,62%	-26,06%
	10%	-74,92%	-51,64%	-41,64%	-35,89%	-32,22%	-29,67%	-27,83%
H=250m (+25%)	3%	18,94%	17,74%	16,85%	16,22%	15,76%	15,25%	14,95%
	4%	21,07%	19,30%	18,13%	17,24%	16,66%	16,10%	15,67%
	5%	23,58%	21,15%	19,52%	18,48%	17,66%	16,98%	16,45%
	6%	26,77%	23,42%	21,36%	19,90%	18,86%	18,02%	17,32%
	7%	31,13%	26,21%	23,32%	21,55%	20,15%	19,04%	18,27%
	8%	36,92%	29,72%	25,84%	23,38%	21,62%	20,36%	19,34%
	9%	45,34%	34,36%	28,91%	25,55%	23,33%	21,76%	20,53%
	10%	58,75%	40,98%	32,84%	28,45%	25,56%	23,47%	21,88%

Η ποσοστιαία μεταβολή του IRR στην περίπτωση μείωσης του ύψους έχει αρνητικές τιμές, ενώ κατά την αύξηση του ύψους η ποσοστιαία μεταβολή του IRR έχει μόνο θετικές τιμές. Η μέγιστη αρνητική ποσοστιαία μεταβολή του IRR (-74,92%), εμφανίζεται όταν το ύψος είναι H=150m (-25%), r=10% και p=0,084€/kWh. Η μέγιστη θετική τιμή του IRR (+58,75%) είναι στο συνδυασμό H=250m, r=10%, p=0,084€/kWh. Η ελάχιστη αρνητική τιμή του IRR (-18,93%) βρίσκεται στο συνδυασμό H=150m, r=3%, p=0,156€/kWh και η ελάχιστη θετική τιμή (14,95%) είναι στο συνδυασμό H=250m, r=3%, p=0,156€/kWh.

6.8 Διαγράμματα συμβατικού συστήματος PHS 200

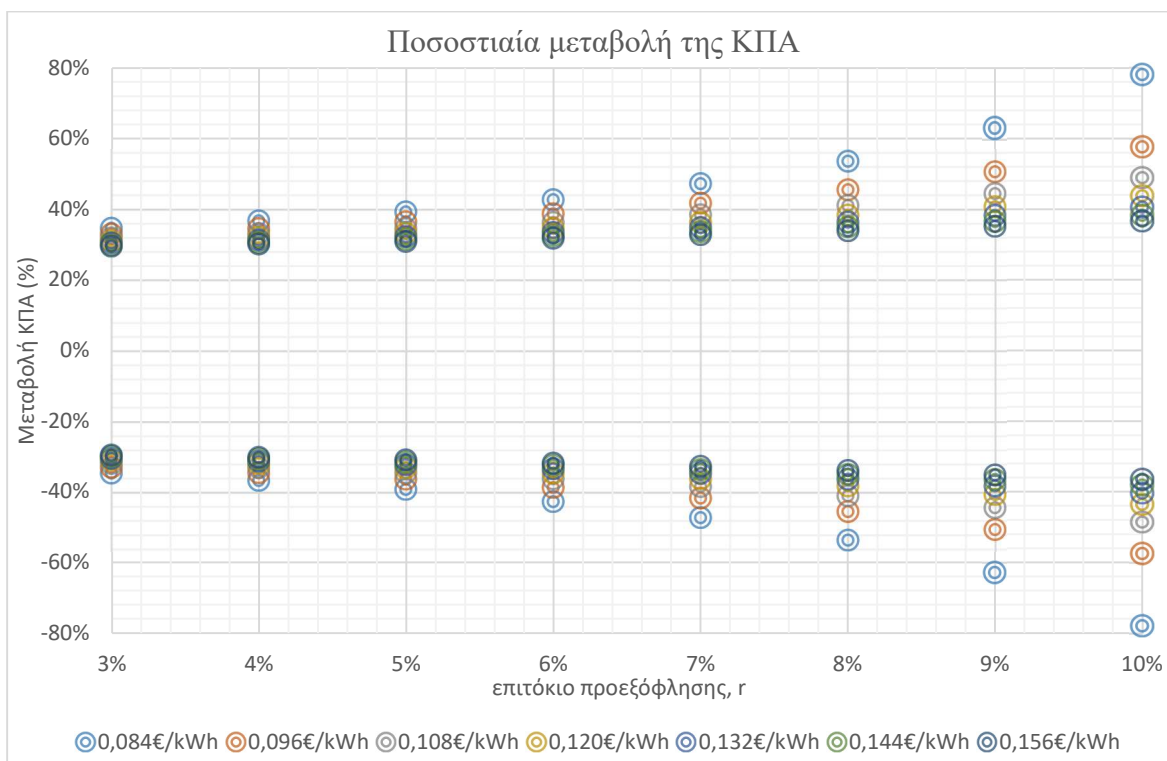
Στο πλαίσιο της παρούσας ενότητας, παρουσιάζονται τα διαγράμματα του συμβατικού συστήματος PHS, με υψομετρική διαφορά H=200m. Τα αντίστοιχα διαγράμματα για τα συστήματα με ύψη 150m, 250m και 300m παρατίθενται στο Παράρτημα.

Στο Διάγραμμα 6.1 συσχετίζεται η ΚΠΑ (άξονας z), με το επιτόκιο προεξόφλησης (άξονας x) και την τιμή πώλησης της ΗΕ (άξονας y) για την υψομετρική διαφορά των 200m. Οι στήλες με το ίδιο χρώμα αντιστοιχούν σε μία τιμή της ΗΕ. Στο διάγραμμα παρατηρείται η αύξηση της ΚΠΑ κατά τη μείωση του επιτοκίου και κατά την αύξηση της τιμής πώλησης της ΗΕ.



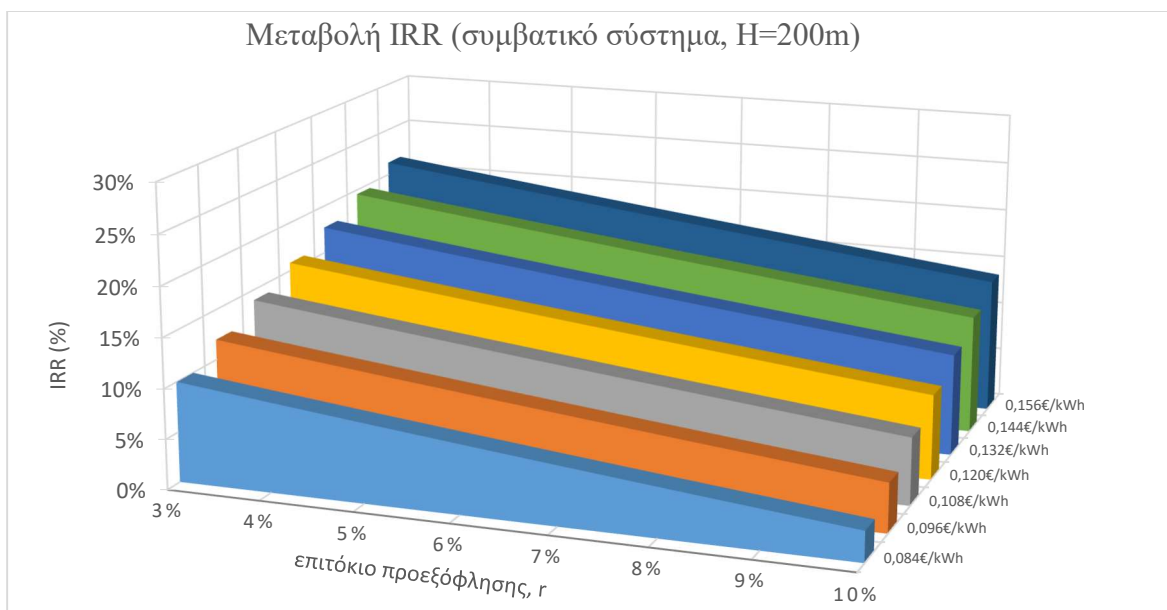
Διάγραμμα 6.1 Μεταβολή της ΚΠΑ στο συμβατικό σύστημα, H=200m

Στο Διάγραμμα 6.2 απεικονίζεται η ποσοστιαία μεταβολή της ΚΠΑ του συστήματος των 200m σε συνδυασμό με το επιτόκιο και την τιμή πώλησης της ΗΕ, όταν το ύψος πτώσης μεταβάλλεται κατά -25% (H=150m) και +25% (H=250m).



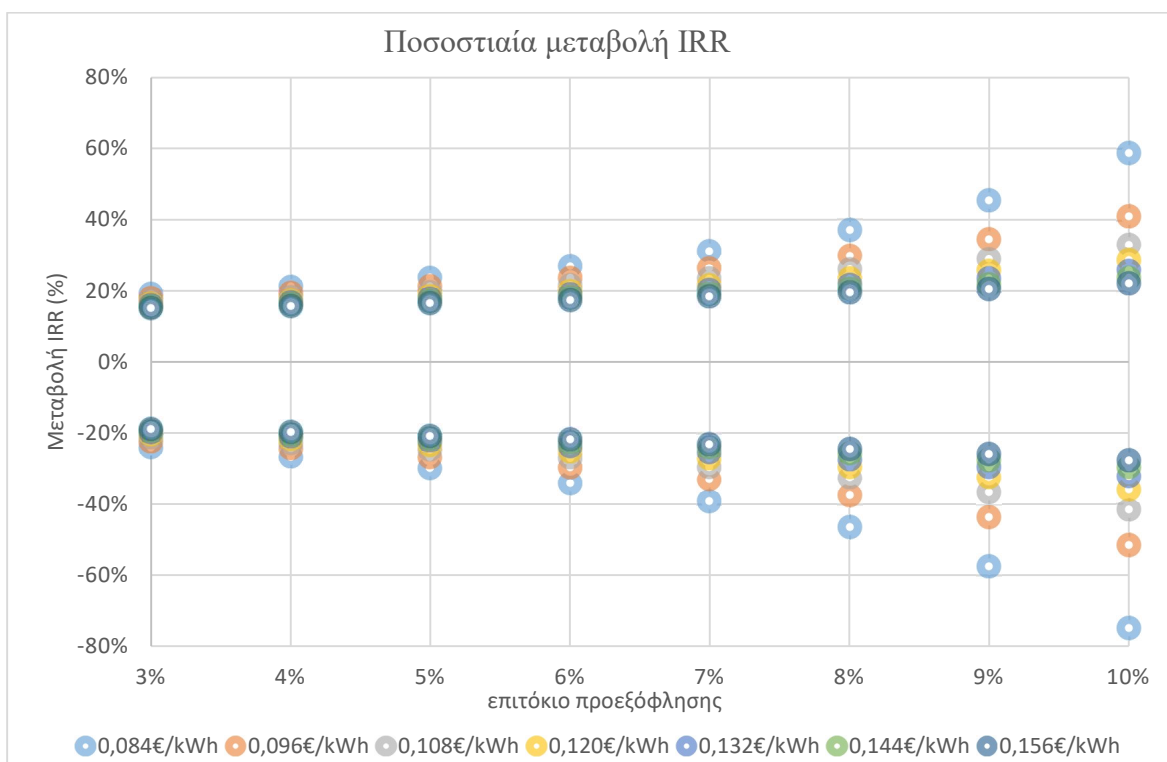
Διάγραμμα 6.2 Ποσοστιαία μεταβολή της ΚΠΑ

Στο Διάγραμμα 6.3 συνδέεται ο εσωτερικός ρυθμός απόδοσης IRR (άξονας z), με το επιτόκιο προεξόφλησης (άξονας x) και την τιμή πώλησης της ΗΕ (άξονας y), για την υψομετρική διαφορά των 200m.



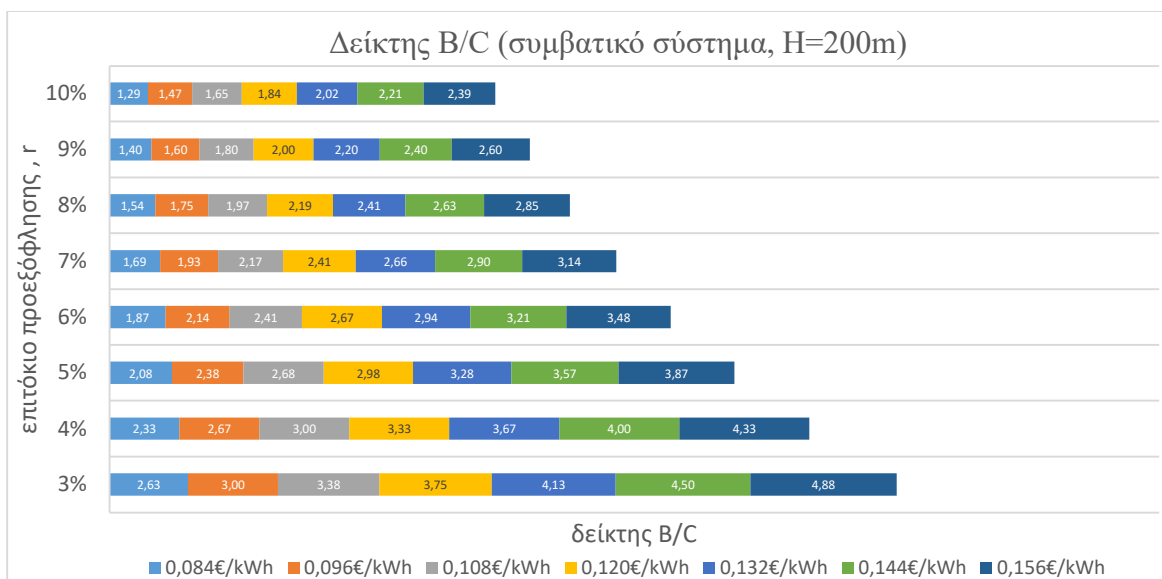
Διάγραμμα 6.3 Μεταβολή IRR στο συμβατικό σύστημα, H=200m

Στο Διάγραμμα 6.4 παρουσιάζεται η ποσοστιαία μεταβολή του IRR του συμβατικού συστήματος με H=200m, όταν μεταβάλλεται το ύψος πτώσης σε ποσοστό $\pm 25\%$.



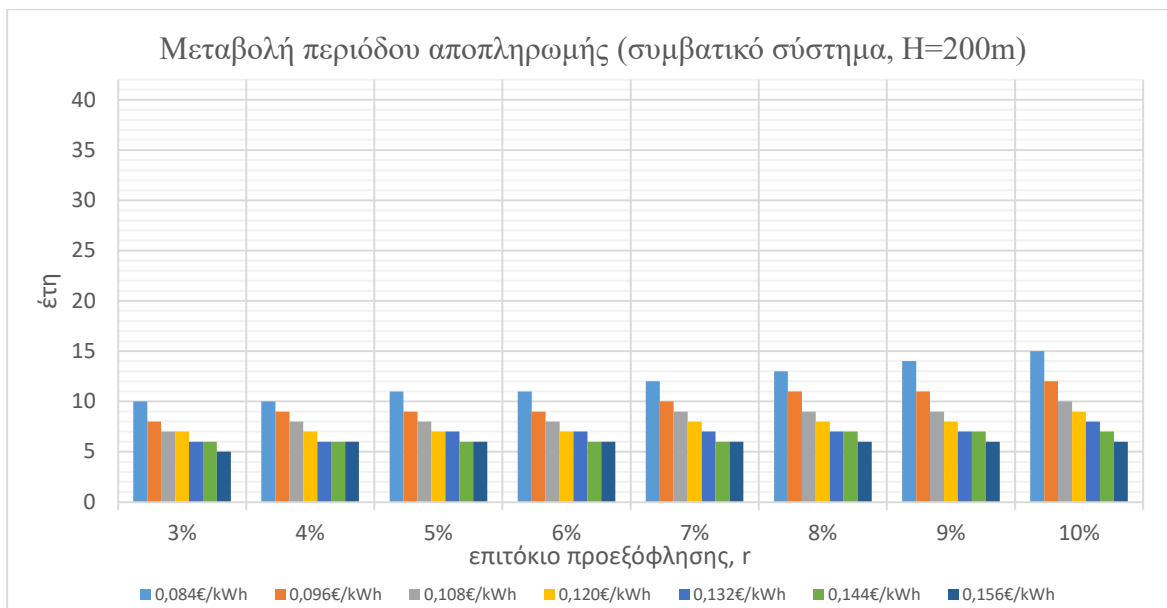
Διάγραμμα 6.4 Ποσοστιαία μεταβολή του IRR

Στο Διαγράμματα 6.5 παρουσιάζεται ο δείκτης ωφελειών κόστους (B/C) για την υψομετρική διαφορά των 200m. Οι οκτώ σωρευμένες ράβδοι αντιστοιχούν στα επιτόκια προεξόφλησης και τα 7 διακριτά τμήματα κάθε ράβδου συνδέονται με το δείκτη B/C, ποσοτικά και αριθμητικά, για τις διαφορετικές τιμές πώλησης της HE.



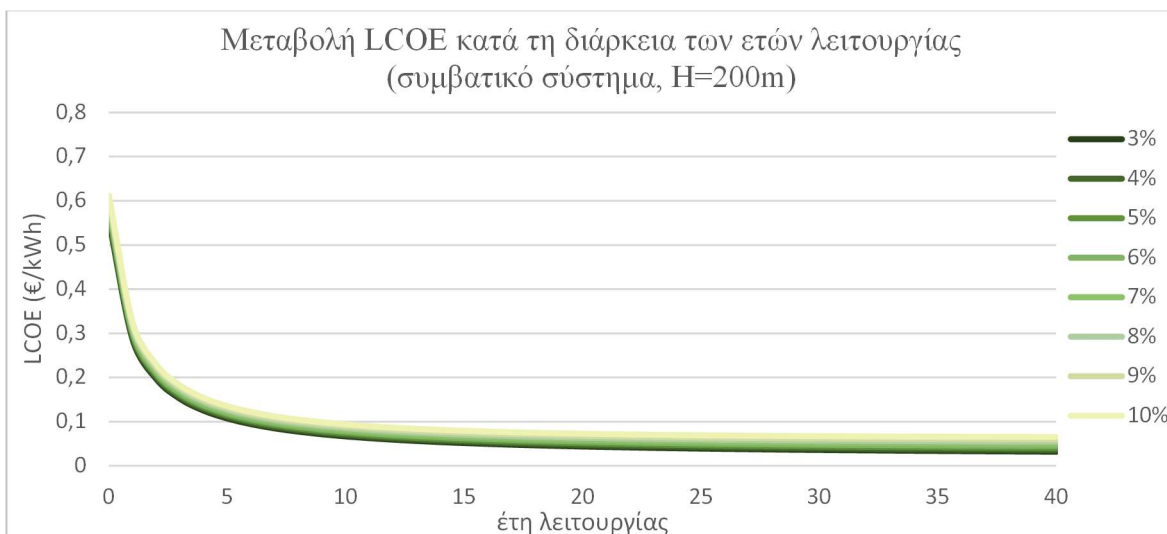
Διάγραμμα 6.5 Δείκτης B/C στο συμβατικό σύστημα με H=200m

Στο Διάγραμμα 6.6 συσχετίζεται η περίοδος αποπληρωμής PB με το επιτόκιο προεξόφλησης και την τιμή πώλησης της HE για την υψομετρική διαφορά H=200m. Οι μικρότεροι χρόνοι αποπληρωμής εμφανίζονται στους συνδυασμούς χαμηλού επιτοκίου προεξόφλησης και υψηλής τιμής πώλησης της HE.



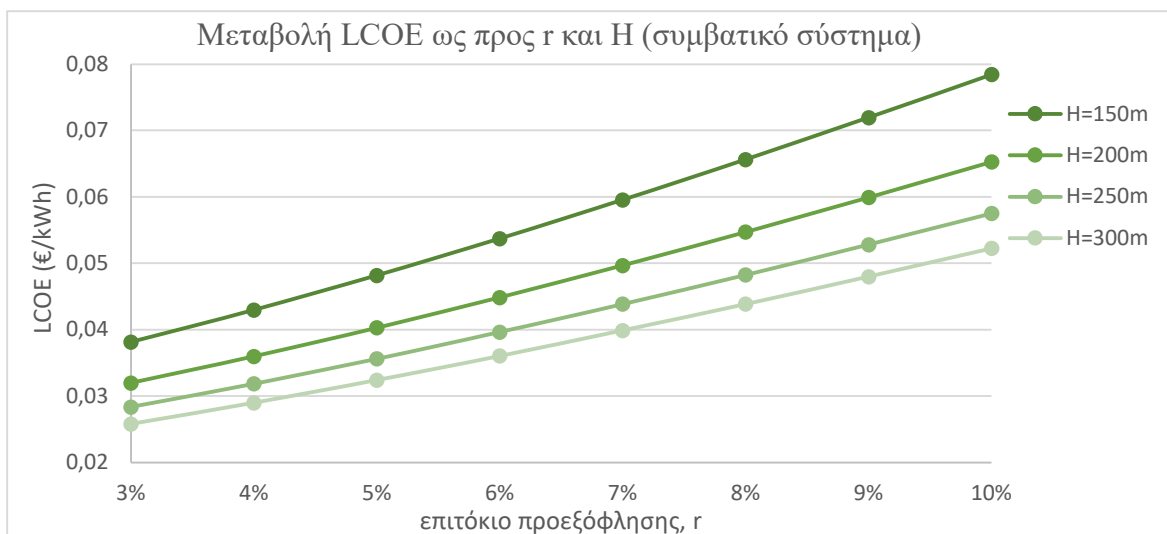
Διάγραμμα 6.6 Μεταβολή PB στο συμβατικό σύστημα με H=200m

Στο Διάγραμμα 6.7 παρουσιάζεται η μεταβολή του σταθμισμένου κόστους ενέργειας LCOE από το έτος μηδέν (έναρξη λειτουργίας της μονάδας PHS) μέχρι το θεωρούμενο πέρας των 40 ετών, για τα οκτώ διαφορετικά εξεταζόμενα επιτόκια. Τα πρώτα έτη λειτουργίας η αρχικά υψηλή τιμή του LCOE σημειώνει απότομη μείωση και στη συνέχεια τείνει να σταθεροποιηθεί. Οι χαμηλότερες τιμές του LCOE παρατηρούνται στις μικρότερες τιμές του επιτοκίου προεξόφλησης.



Διάγραμμα 6.7 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας, H=200m

Το Διάγραμμα 6.8 εμφανίζει τη μεταβολή της τιμής του σταθμισμένου κόστους ενέργειας LCOE, που προκύπτει από τη συνολική διάρκεια ζωής του κάθε συστήματος, για τις υψομετρικές διαφορές των 150m, 200m, 250m και 300m σε σχέση με τα επιτόκια. Οι υψηλότερες τιμές του LCOE παρατηρούνται στο χαμηλότερο υψόμετρο H=150m για όλο το εύρος τιμών του επιτοκίου προεξόφλησης.



Διάγραμμα 6.8 Μεταβολή LCOE των συμβατικών συστημάτων PHS

6.9 Αποτελέσματα των συστημάτων με θαλασσινό νερό

Στους Πίνακες 6.11, 6.12, 6.13, 6.14 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των υπολογισμών για τα συστήματα PHS με θαλασσινό νερό. Η διαβαθμισμένη χρωματική κλίμακα του μπλε χρησιμοποιήθηκε για τους οικονομικά πιο αποδοτικούς συνδυασμούς και η διαβαθμισμένη χρωματική κλίμακα του κόκκινου για τους μη αποδεκτούς ή λιγότερο αποδοτικούς συνδυασμούς. Ο συμβολισμός «#Δ/Y» στα κελιά της PB δηλώνει την αδυναμία αποπληρωμής της επένδυσης στη χρονική περίοδο, που θεωρήθηκε ότι λειτουργεί η μονάδα.

Πίνακας 6.11 Σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, H=150m

sea PHS 150	r	Τιμή πώλησης ΗΕ (€/kWh)						
		0,084	0,096	0,108	0,120	0,132	0,144	0,156
NPV	3%	-5.086.537	-3.186.490	-1.286.443	613.604	2.513.651	4.413.698	6.313.745
	4%	-6.099.505	-4.492.558	-2.885.612	-1.278.666	328.281	1.935.227	3.542.173
	5%	-6.883.752	-5.506.951	-4.130.150	-2.753.350	-1.376.549	251	1.377.052
	6%	-7.497.085	-6.303.321	-5.109.556	-3.915.791	-2.722.027	-1.528.262	-334.497
	7%	-7.981.335	-6.934.963	-5.888.591	-4.842.219	-3.795.848	-2.749.476	-1.703.104
	8%	-8.367.052	-7.440.808	-6.514.563	-5.588.319	-4.662.074	-3.735.830	-2.809.585
	9%	-8.676.766	-7.849.563	-7.022.359	-6.195.155	-5.367.952	-4.540.748	-3.713.544
	10%	-8.927.247	-8.182.600	-7.437.952	-6.693.305	-5.948.657	-5.204.010	-4.459.362
IRR	3%	-2,80%	-1,64%	-0,63%	0,29%	1,14%	1,94%	2,70%
	4%	-3,73%	-2,59%	-1,59%	-0,68%	0,17%	0,96%	1,72%
	5%	-4,65%	-3,52%	-2,52%	-1,62%	-0,79%	0,00%	0,75%
	6%	-5,55%	-4,43%	-3,44%	-2,55%	-1,72%	-0,94%	-0,20%
	7%	-6,43%	-5,32%	-4,35%	-3,46%	-2,64%	-1,87%	-1,13%
	8%	-7,30%	-6,20%	-5,23%	-4,35%	-3,54%	-2,78%	-2,05%
	9%	-8,15%	-7,06%	-6,10%	-5,23%	-4,43%	-3,67%	-2,95%
	10%	-8,98%	-7,90%	-6,95%	-6,09%	-5,30%	-4,55%	-3,83%
B/C	3%	0,72	0,83	0,93	1,03	1,14	1,24	1,34
	4%	0,65	0,74	0,83	0,93	1,02	1,11	1,20
	5%	0,58	0,67	0,75	0,83	0,92	1,00	1,08
	6%	0,53	0,60	0,68	0,75	0,83	0,90	0,98
	7%	0,48	0,55	0,62	0,68	0,75	0,82	0,89
	8%	0,44	0,50	0,56	0,62	0,69	0,75	0,81
	9%	0,40	0,46	0,51	0,57	0,63	0,69	0,74
	10%	0,37	0,42	0,47	0,53	0,58	0,63	0,68
PB	3%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	31	26	22
	4%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	40	31	26
	5%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	42	32
	6%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
	7%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
	8%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
	9%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
	10%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
r	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
LCOE (€/kWh)	0,116	0,130	0,144	0,159	0,176	0,192	0,210	0,228

Πίνακας 6.12 Σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, H=200m

sea PHS 200	r	Τιμή πώλησης ΗΕ (€/kWh)						
		0,084	0,096	0,108	0,120	0,132	0,144	0,156
NPV	3%	-4.679.573	-2.118.303	442.967	3.004.236	5.565.506	8.126.776	10.688.046
	4%	-6.182.621	-4.016.452	-1.850.282	315.887	2.482.056	4.648.225	6.814.395
	5%	-7.349.034	-5.493.102	-3.637.171	-1.781.239	74.693	1.930.625	3.786.557
	6%	-8.263.839	-6.654.640	-5.045.442	-3.436.243	-1.827.044	-217.845	1.391.354
	7%	-8.988.560	-7.578.048	-6.167.535	-4.757.022	-3.346.509	-1.935.996	-525.483
	8%	-9.568.137	-8.319.557	-7.070.976	-5.822.395	-4.573.814	-3.325.233	-2.076.652
	9%	-10.035.710	-8.920.636	-7.805.563	-6.690.489	-5.575.416	-4.460.343	-3.345.269
	10%	-10.415.948	-9.412.161	-8.408.373	-7.404.586	-6.400.798	-5.397.011	-4.393.223
IRR	3%	-1,99%	-0,85%	0,17%	1,10%	1,98%	2,80%	3,60%
	4%	-2,93%	-1,80%	-0,79%	0,13%	1,00%	1,81%	2,60%
	5%	-3,85%	-2,74%	-1,74%	-0,82%	0,03%	0,85%	1,62%
	6%	-4,76%	-3,65%	-2,67%	-1,76%	-0,91%	-0,11%	0,66%
	7%	-5,65%	-4,55%	-3,58%	-2,68%	-1,84%	-1,04%	-0,28%
	8%	-6,53%	-5,44%	-4,47%	-3,58%	-2,75%	-1,96%	-1,20%
	9%	-7,38%	-6,31%	-5,34%	-4,46%	-3,64%	-2,86%	-2,11%
	10%	-8,22%	-7,16%	-6,21%	-5,33%	-4,51%	-3,74%	-3,00%
B/C	3%	0,79	0,91	1,02	1,13	1,25	1,36	1,47
	4%	0,71	0,81	0,91	1,01	1,12	1,22	1,32
	5%	0,64	0,73	0,82	0,91	1,00	1,09	1,19
	6%	0,58	0,66	0,74	0,82	0,91	0,99	1,07
	7%	0,52	0,60	0,67	0,75	0,82	0,90	0,97
	8%	0,48	0,55	0,61	0,68	0,75	0,82	0,89
	9%	0,44	0,50	0,56	0,62	0,69	0,75	0,81
	10%	0,40	0,46	0,52	0,58	0,63	0,69	0,75
PB	3%	#Δ/Y	#Δ/Y	40	31	26	22	19
	4%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	40	31	25	22
	5%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	42	31	25
	6%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	32
	7%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
	8%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
	9%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
	10%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
r	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
LCOE (€/kWh)	0,106	0,118	0,132	0,146	0,160	0,176	0,192	0,209

Πίνακας 6.13 Συστήμα PHS με θαλασσινό νερό, H=250m

sea PHS 250	r	Τιμή πώλησης HE (€/kWh)						
		0,084	0,096	0,108	0,120	0,132	0,144	0,156
NPV	3%	-3.385.716	-163.223	3.059.270	6.281.762	9.504.255	12.726.748	15.949.241
	4%	-5.383.045	-2.657.652	67.740	2.793.132	5.518.524	8.243.916	10.969.308
	5%	-6.935.746	-4.600.682	-2.265.619	69.444	2.404.507	4.739.570	7.074.633
	6%	-8.156.065	-6.131.432	-4.106.799	-2.082.166	-57.533	1.967.100	3.991.734
	7%	-9.125.225	-7.350.571	-5.575.917	-3.801.263	-2.026.610	-251.956	1.522.698
	8%	-9.902.556	-8.331.638	-6.760.721	-5.189.804	-3.618.887	-2.047.970	-477.053
	9%	-10.531.809	-9.128.866	-7.725.923	-6.322.979	-4.920.036	-3.517.093	-2.114.150
	10%	-11.045.558	-9.782.631	-8.519.703	-7.256.776	-5.993.849	-4.730.921	-3.467.994
IRR	3%	-1,22%	-0,06%	1,00%	1,97%	2,89%	3,76%	4,60%
	4%	-2,17%	-1,02%	0,02%	0,99%	1,90%	2,76%	3,60%
	5%	-3,10%	-1,96%	-0,93%	0,03%	0,93%	1,79%	2,61%
	6%	-4,02%	-2,88%	-1,86%	-0,92%	-0,02%	0,83%	1,64%
	7%	-4,91%	-3,79%	-2,78%	-1,84%	-0,96%	-0,12%	0,69%
	8%	-5,79%	-4,68%	-3,68%	-2,75%	-1,88%	-1,04%	-0,24%
	9%	-6,66%	-5,56%	-4,56%	-3,64%	-2,78%	-1,95%	-1,15%
	10%	-7,51%	-6,42%	-5,43%	-4,52%	-3,66%	-2,84%	-2,05%
B/C	3%	0,87	0,99	1,12	1,24	1,37	1,49	1,61
	4%	0,78	0,89	1,00	1,11	1,23	1,34	1,45
	5%	0,70	0,80	0,90	1,00	1,10	1,20	1,30
	6%	0,63	0,73	0,82	0,91	1,00	1,09	1,18
	7%	0,58	0,66	0,74	0,82	0,91	0,99	1,07
	8%	0,53	0,60	0,68	0,75	0,83	0,90	0,98
	9%	0,48	0,55	0,62	0,69	0,76	0,83	0,90
	10%	0,44	0,51	0,57	0,64	0,70	0,76	0,83
PB	3%	#Δ/Y	#Δ/Y	32	26	22	19	17
	4%	#Δ/Y	#Δ/Y	42	31	25	21	18
	5%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	42	30	24	21
	6%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	30	24
	7%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	30
	8%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
	9%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
	10%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
r	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
LCOE (€/kWh)	0,097	0,108	0,120	0,132	0,146	0,160	0,174	0,189

Πίνακας 6.14 Σύστημα με θαλασσινό νερό, H=300m

sea PHS 300	r	Τιμή πώλησης ΗΕ (€/kWh)						
		0,084	0,096	0,108	0,120	0,132	0,144	0,156
NPV	3%	-1.993.315	1.890.401	5.774.116	9.657.832	13.541.548	17.425.263	21.308.979
	4%	-4.485.391	-1.200.776	2.083.838	5.368.453	8.653.068	11.937.683	15.222.298
	5%	-6.424.838	-3.610.643	-796.449	2.017.746	4.831.940	7.646.135	10.460.329
	6%	-7.951.121	-5.511.053	-3.070.986	-630.919	1.809.148	4.249.216	6.689.283
	7%	-9.165.161	-7.026.366	-4.887.571	-2.748.776	-609.981	1.528.814	3.667.609
	8%	-10.140.678	-8.247.424	-6.354.171	-4.460.917	-2.567.664	-674.410	1.218.843
	9%	-10.932.036	-9.241.224	-7.550.411	-5.859.598	-4.168.785	-2.477.972	-787.159
	10%	-11.579.713	-10.057.646	-8.535.579	-7.013.512	-5.491.444	-3.969.377	-2.447.310
IRR	3%	-0,63%	0,56%	1,65%	2,66%	3,62%	4,54%	5,42%
	4%	-1,58%	-0,40%	0,67%	1,67%	2,62%	3,53%	4,41%
	5%	-2,52%	-1,35%	-0,29%	0,71%	1,64%	2,54%	3,41%
	6%	-3,44%	-2,28%	-1,23%	-0,25%	0,69%	1,58%	2,44%
	7%	-4,34%	-3,20%	-2,15%	-1,18%	-0,26%	0,63%	1,48%
	8%	-5,23%	-4,09%	-3,06%	-2,09%	-1,18%	-0,30%	0,54%
	9%	-6,10%	-4,97%	-3,95%	-2,99%	-2,09%	-1,22%	-0,38%
	10%	-6,95%	-5,84%	-4,82%	-3,87%	-2,98%	-2,12%	-1,29%
B/C	3%	0,93	1,06	1,20	1,33	1,46	1,60	1,73
	4%	0,84	0,96	1,08	1,20	1,31	1,43	1,55
	5%	0,75	0,86	0,97	1,08	1,18	1,29	1,40
	6%	0,68	0,78	0,88	0,97	1,07	1,17	1,27
	7%	0,62	0,71	0,80	0,89	0,97	1,06	1,15
	8%	0,57	0,65	0,73	0,81	0,89	0,97	1,05
	9%	0,52	0,59	0,67	0,74	0,82	0,89	0,97
	10%	0,48	0,55	0,62	0,68	0,75	0,82	0,89
PB	3%	#Δ/Y	36	28	23	19	17	15
	4%	#Δ/Y	#Δ/Y	34	26	22	19	16
	5%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	32	25	21	18
	6%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	32	25	20
	7%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	31	24
	8%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	31
	9%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
	10%	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y	#Δ/Y
r	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%
LCOE (€/kWh)	0,090	0,100	0,111	0,123	0,135	0,148	0,162	0,162

Στους ανωτέρω πίνακες για τα συστήματα PHS με θαλασσινό νερό, το όριο αλλαγής χρώματος μεταξύ της κόκκινης και μπλε χρωματικής διαβάθμισης τέθηκε για:

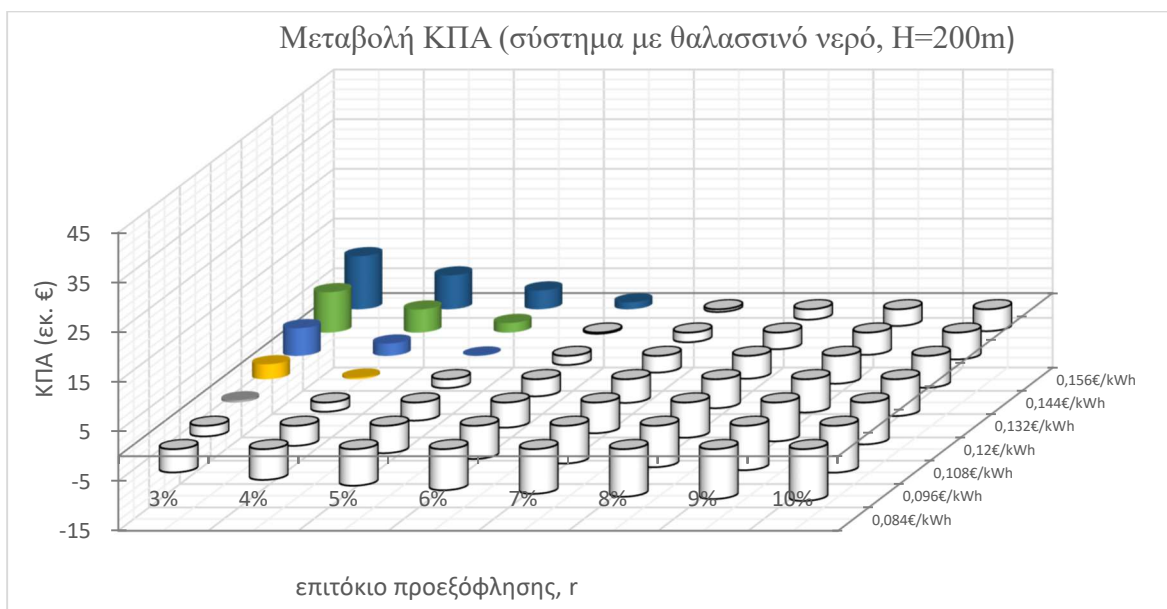
- την Καθαρή Παρούσα Αξία (NPV) το μηδέν,
- τον εσωτερικό ρυθμό απόδοσης (IRR) το εκάστοτε επιτόκιο,
- το δείκτη ωφελειών κόστους (B/C) η μονάδα,
- την περίοδο αποπληρωμής (PB) τα 15 έτη και
- το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) η τιμή 0,120€/kWh.

Στους πίνακες των αποτελεσμάτων για τα συστήματα PHS με θαλασσινό νερό καταγράφονται αρνητικές ή μη αποδεκτές τιμές των δεικτών αξιολόγησης σε μεγάλο εύρος των εξεταζόμενων συνδυασμών. Ωστόσο παρατηρείται βελτίωση των δεικτών κατά την αύξηση του ύψους πτώσης, πρωτίστως στους συνδυασμούς που το επιτόκιο προεξόφλησης είναι χαμηλό και η τιμή πώλησης της ΗΕ υψηλή.

6.10 Διαγράμματα συστήματος με θαλασσινό νερό PHS 200

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα διαγράμματα για κάθε δείκτη αξιολόγησης του συστήματος PHS με θαλασσινό νερό για την υψομετρική διαφορά $H=200\text{m}$. Τα αντίστοιχα διαγράμματα για τα συστήματα με ύψη 150m, 250m και 300m παρατίθενται στο Παράρτημα.

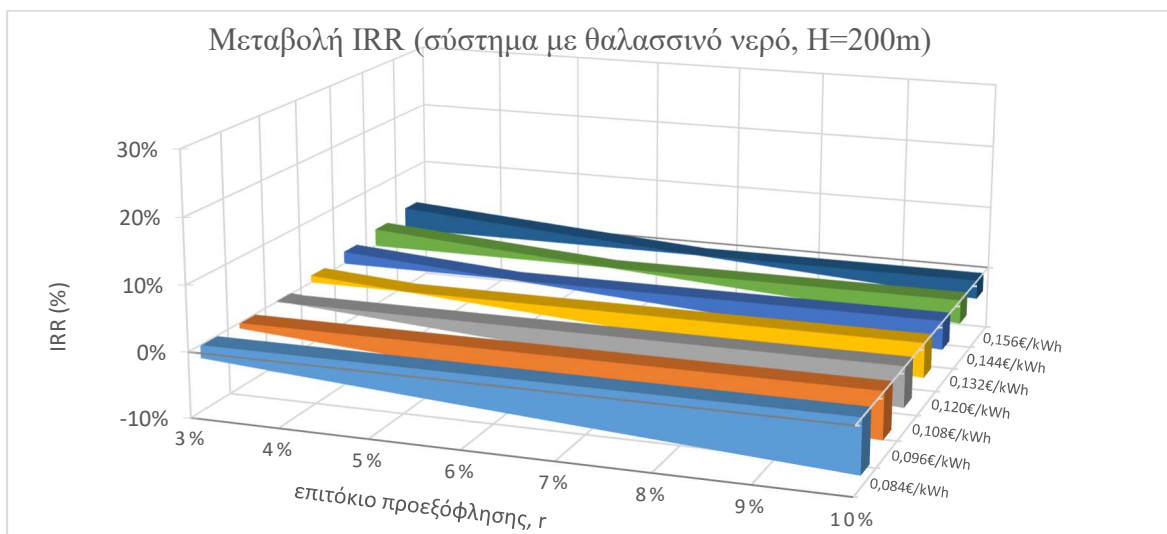
Στο Διάγραμμα 6.9 συνδέεται η μεταβολή της ΚΠΑ, με το επιτόκιο προεξόφλησης και την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, για το ύψος πτώσης των 200m του συστήματος PHS με θαλασσινό νερό. Το διάγραμμα απεικονίζει το μεγάλο εύρος συνδυασμών, που η ΚΠΑ λαμβάνει αρνητικές τιμές (μη χρωματισμένες κυλινδρικές στήλες). Σε περιορισμένο αριθμό συνδυασμών χαμηλού επιτοκίου προεξόφλησης και υψηλής τιμής πώλησης ΗΕ, εμφανίζεται θετική ΚΠΑ.



Διάγραμμα 6.9 Μεταβολή της ΚΠΑ στο σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, $H=200\text{m}$

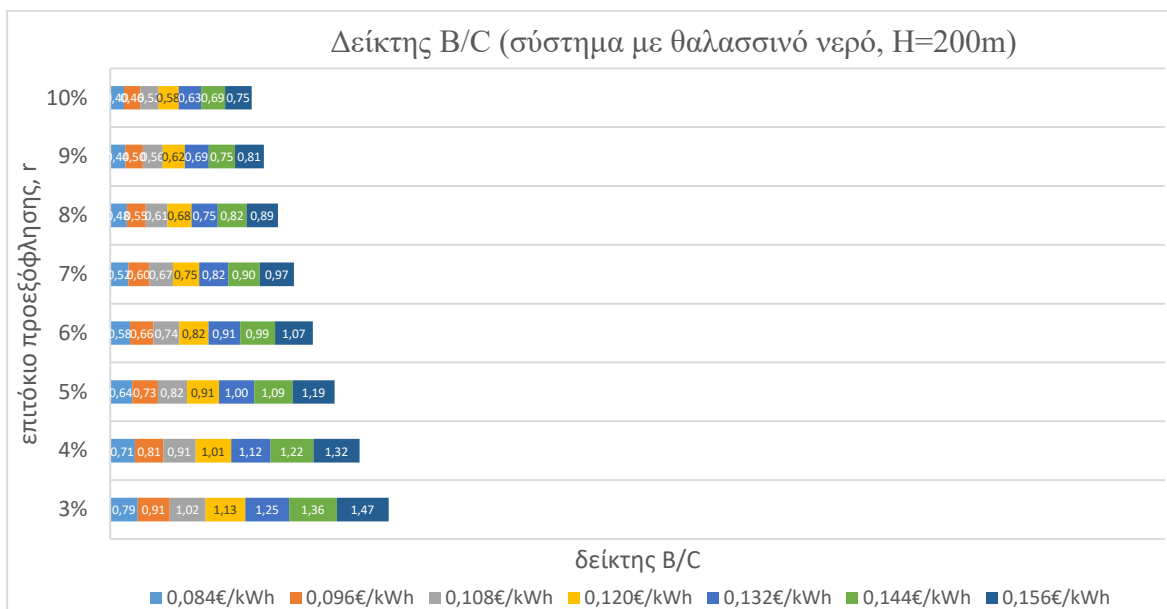
Το Διάγραμμα 6.10 παρουσιάζει τη μεταβολή του εσωτερικού ρυθμού απόδοσης (IRR) σε συνδυασμό με το επιτόκιο προεξόφλησης και την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, για το σύστημα με θαλασσινό νερό στο ύψος πτώσης των 200m. Στους περισσότερους από

τους εξεταζόμενους συνδυασμούς, παρατηρείται αρνητικό IRR, ενώ θετικές τιμές εμφανίζονται μόνο στους συνδυασμούς, που η αντίστοιχη ΚΠΑ είναι θετική.



Διάγραμμα 6.10 Μεταβολή IRR στο σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, H=200m

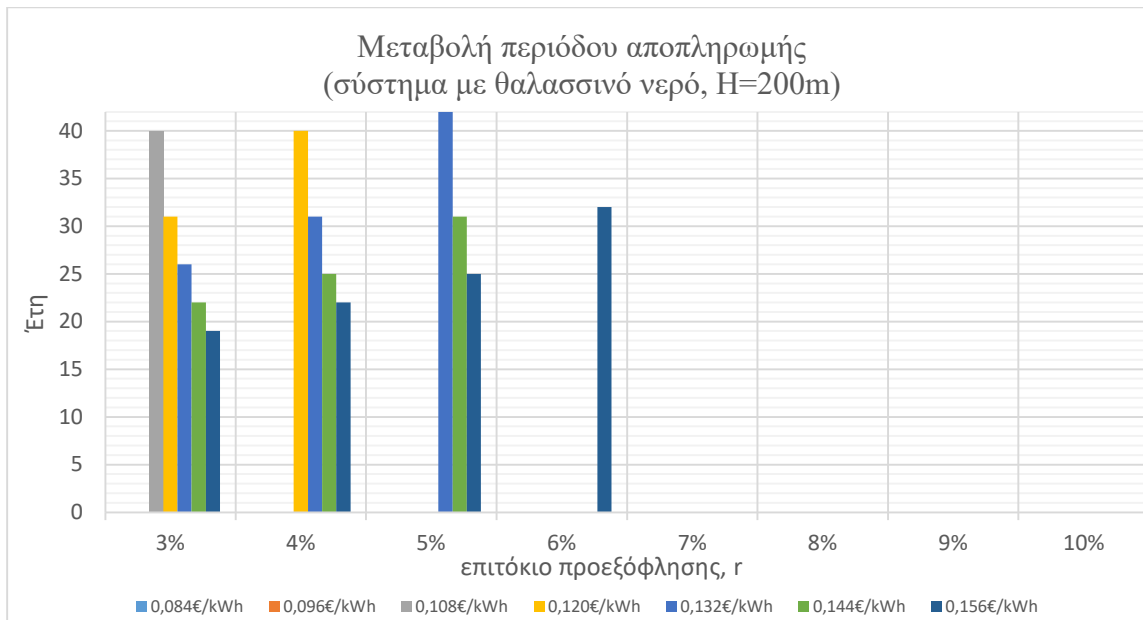
Το Διάγραμμα 6.11 παρουσιάζει τη σχέση του δείκτη οφέλους κόστους B/C, με το επιτόκιο προεξόφλησης και την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, του συστήματος PHS με θαλασσινό νερό, για ύψος πτώσης H=200m. Αντίστοιχα αποτελέσματα με τους προηγούμενους δείκτες παρατηρούνται στο δείκτη οφέλους κόστους, όπου εμφανίζονται τιμές μεγαλύτερες της μονάδας στους συνδυασμούς, που η ΚΠΑ είναι θετική.



Διάγραμμα 6.11 Δείκτης B/C στο σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, H=200m

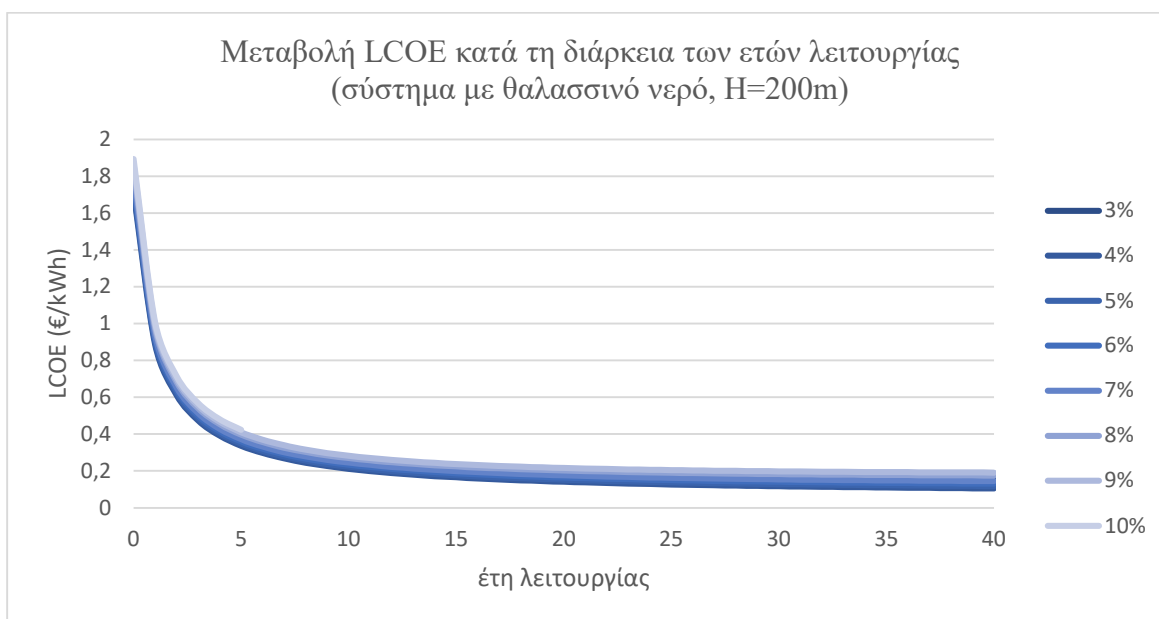
Το Διάγραμμα 6.12 παρουσιάζει τη μεταβολή της περιόδου αποπληρωμής σε ομαδοποιημένες στήλες ανά επιτόκιο για κάθε τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας, στο σύστημα PHS με θαλασσινό νερό. Στην υψομετρική διαφορά H=200m, το ελάχιστο χρονικό διάστημα που απαιτείται για την αποπληρωμή, ισούται με 19 έτη και προκύπτει στο συνδυασμό r=3%, p=0,156€/kWh. Στους συνδυασμούς που το επιτόκιο προεξόφλησης

λαμβάνει τιμές από 7% έως 10%, δεν επιτυγχάνεται αποπληρωμή της επένδυσης για καμία από τις εξεταζόμενες τιμές πώλησης της ΗΕ. Επιπλέον διαπιστώνεται ότι η μείωση της τιμής πώλησης της ΗΕ όταν συνδυάζεται με την αύξηση του επιτοκίου, συντελούν στην απότομη διεύρυνση της χρονικής περιόδου, που απαιτείται για την αποπληρωμή.



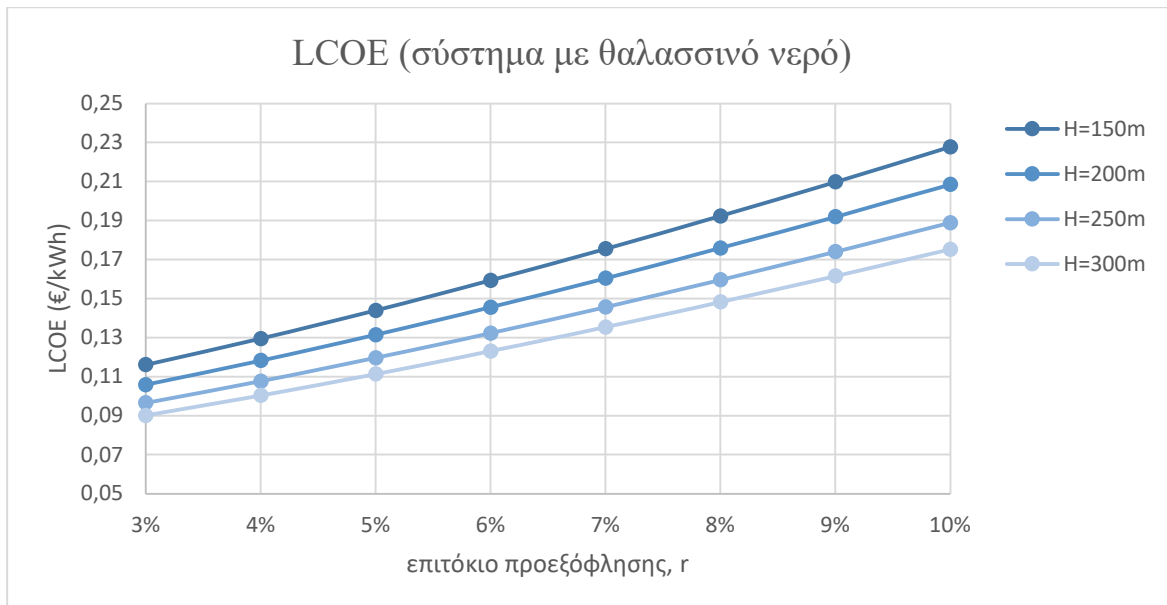
Διάγραμμα 6.12 Μεταβολή PB για το σύστημα με θαλασσινό νερό, H=200m

Το Διάγραμμα 6.13 παρουσιάζει την εξέλιξη του σταθμισμένου κόστους ενέργειας LCOE, κατά τη διάρκεια της ζωής του συστήματος PHS με θαλασσινό νερό. Η τιμή του LCOE μειώνεται απότομα, κατά τα πρώτα έτη και στη συνέχεια σταθεροποιείται. Οι χαμηλότερες τιμές του LCOE παρατηρούνται στα μικρότερα από τα εξεταζόμενα επιτόκια.



Διάγραμμα 6.13 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας, H=200m

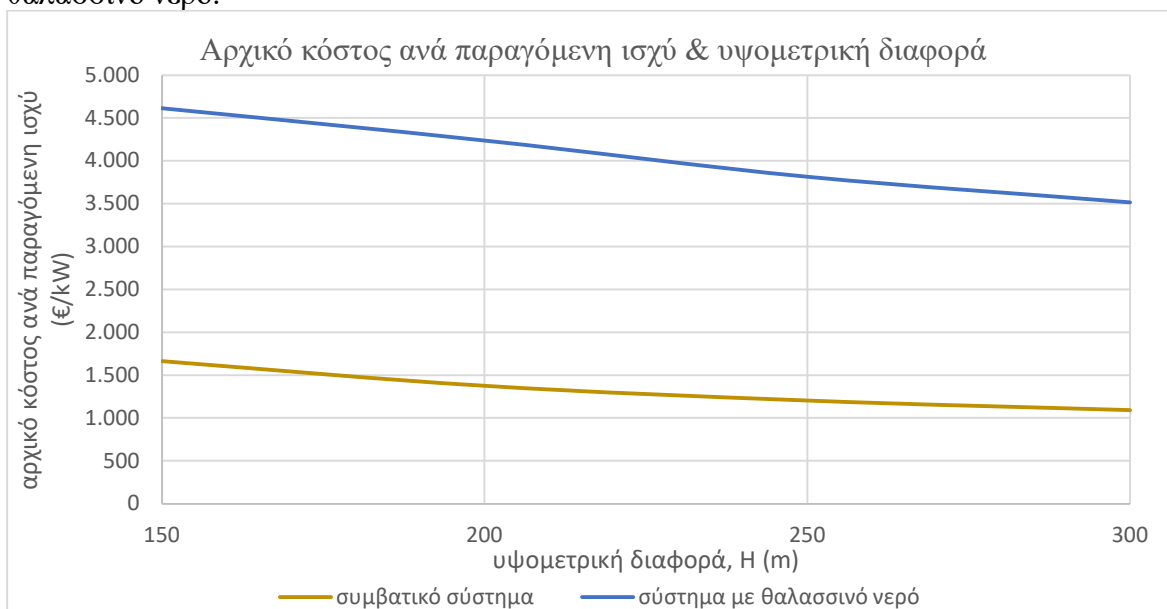
Στο Διάγραμμα 6.14 εμφανίζεται η μεταβολή της τιμής του σταθμισμένου κόστους ενέργειας LCOE σε σχέση με τα επιτόκια, για τη συνολική διάρκεια ζωής των συστημάτων, με υψομετρική διαφορά 150m, 200m, 250m και 300m. Οι συνδυασμοί με υψηλό ύψος πτώσης και χαμηλό επιτόκιο εμφανίζουν τις μικρότερες τιμές στο LCOE.



Διάγραμμα 6.14 Μεταβολή LCOE των συστημάτων PHS με θαλασσινό νερό

6.11 Σύγκριση των συστημάτων

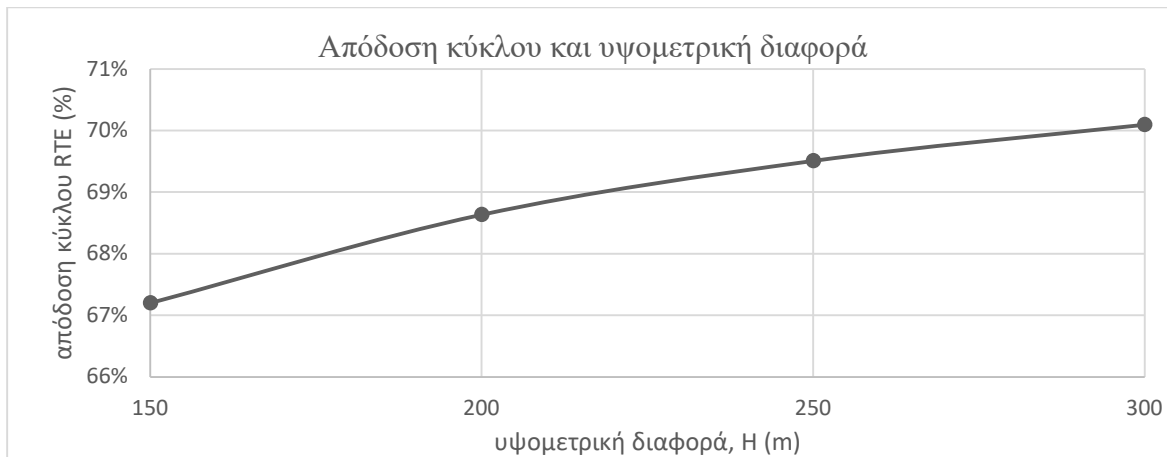
Το Διάγραμμα 6.15 παρουσιάζει τη μεταβολή μεταξύ του αρχικού κόστους ανά παραγόμενη ισχύ, σε σχέση με την υψομετρική διαφορά, για το συμβατικό σύστημα και το σύστημα με θαλασσινό νερό.



Διάγραμμα 6.15 Αρχικό κόστος ανά παραγόμενη ισχύ σε σχέση με το ύψος H

Στο Διάγραμμα 6.15 παρατηρείται αντίστροφη σχέση μεταξύ του ύψους πτώσης και του αρχικού κόστους ανά παραγόμενη ισχύ. Στα μεγαλύτερα ύψη πτώσης το αρχικό κόστος μειώνεται για την ίδια παραγωγή ισχύος και στους δύο τύπους συστημάτων.

Στο Διάγραμμα 6.16, απεικονίζεται η σχέση μεταξύ της απόδοσης του πλήρους κύκλου φόρτισης εκφόρτισης σε σχέση με την υψομετρική διαφορά. Παρατηρείται ότι η αύξηση της υψομετρικής διαφοράς μεταξύ των ταμιευτήρων προκαλεί βελτίωση στην απόδοση του πλήρους κύκλου φόρτισης εκφόρτισης.



Διάγραμμα 6.16 Απόδοση κύκλου φόρτισης εκφόρτισης, σε σχέση με την υψομετρική διαφορά

Κεφάλαιο 7^ο: Συμπεράσματα και προτάσεις για μελλοντική έρευνα

7.1 Γενικά

Στο 7^ο κεφάλαιο καταγράφονται τα συμπεράσματα, που εξάχθηκαν από την ανάλυση των δύο τύπων συστημάτων PHS και διατυπώνονται προτάσεις για μελλοντική έρευνα.

7.2 Συμπεράσματα

Η μεταβολή της Καθαρής Παρούσας Αξίας (ΚΠΑ), του εσωτερικού επιτοκίου απόδοσης (IRR), του δείκτη ωφέλειας κόστους (B/C) και της περιόδου αποπληρωμής (PB), σε σχέση με το επιτόκιο προεξόφλησης (r), την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας (p) και την υψομετρική διαφορά των ταμιευτήρων (H), αναδεικνύει τη σημαντική επιρροή των τριών παραμέτρων στην αξιολόγηση των συστημάτων.

Κατά την αύξηση του επιτοκίου προεξόφλησης παρατηρείται μείωση της ΚΠΑ, ενώ η αύξηση στην τιμή πώλησης και η αύξηση του ύψους συντελεί στην αύξηση της ΚΠΑ. Στους συνδυασμούς που εξετάστηκαν, η καλύτερη επίδοση καταγράφεται όταν συνδυάζονται το μικρότερο επιτόκιο προεξόφλησης (3%), με τη μέγιστη τιμή πώλησης της ΗΕ (0,156€/kWh) και το μέγιστο υψόμετρο ($H=300\text{m}$). Αντίθετα η χαμηλότερη τιμή στην ΚΠΑ παρουσιάζεται όταν το επιτόκιο προεξόφλησης είναι υψηλό (10%), η τιμή πώλησης της ΗΕ χαμηλή (0,084€/kWh) και η υψομετρική διαφορά $H=150\text{m}$. Στο συμβατικό σύστημα PHS σημειώνονται μόνο θετικές τιμές στην ΚΠΑ, με μέγιστη τιμή 42.128.411€ και ελάχιστη τιμή 344.410€. Στο σύστημα PHS με θαλασσινό νερό προκύπτουν αρνητικές τιμές της ΚΠΑ στους περισσότερους εξεταζόμενους συνδυασμούς και παρατηρείται βελτίωση κατά την αύξηση του ύψους πτώσης. Η μέγιστη τιμή της ΚΠΑ είναι 21.308.974€ ($r=3\%$, $p=0,156\text{€/kWh}$, $H=300\text{m}$) και η ελάχιστη τιμή είναι -8.927.247€ ($r=10\%$, $p=0,084\text{€/kWh}$, $H=150\text{m}$).

Παραπλήσια συμπεράσματα εξάγονται για το εσωτερικό επιτόκιο απόδοσης, όπου την καλύτερη απόδοση τη συναντούμε στο συνδυασμό με χαμηλό επιτόκιο, υψηλή τιμή πώλησης ΗΕ και τη μεγαλύτερη υψομετρική διαφορά. Στο συμβατικό σύστημα σε πολύ λίγους συνδυασμούς η τιμή του IRR πέφτει κάτω από το εκάστοτε επιτόκιο προεξόφλησης ενώ αντίθετα στο σύστημα με θαλασσινό νερό οι περισσότερες τιμές του IRR είναι μικρότερες του επιτοκίου προεξόφλησης με βαθμιαία βελτίωση όσο αυξάνεται το ύψος. Η καλύτερη απόδοση παρουσιάζεται στο συνδυασμό $r=3\%$, $p=0,156\text{€/kWh}$ και $H=300\text{m}$, όπου για το συμβατικό σύστημα $\text{IRR}=27,14\%$ και το σύστημα με θαλασσινό νερό $\text{IRR}=5,42\%$. Ενώ η μικρότερη απόδοση λαμβάνεται στο συνδυασμό $r=10\%$, $p=0,084\text{€/kWh}$ και $H=150\text{m}$, όπου για το συμβατικό σύστημα καταγράφεται $\text{IRR}=0,76\%$ και το σύστημα με θαλασσινό νερό $\text{IRR}=-8,98\%$.

Ο δείκτης ωφελειών κόστους συμβαδίζει με την πορεία των προηγούμενων δεικτών έχοντας υψηλότερες τιμές για χαμηλό επιτόκιο, υψηλή τιμή πώλησης ΗΕ και μεγάλο ύψος πτώσης. Στο συμβατικό σύστημα σε όλους τους συνδυασμούς η τιμή του δείκτη B/C είναι μεγαλύτερη από τη μονάδα με τη μικρότερη τιμή $B/C=1,07$ να εμφανίζεται στο συνδυασμό

$r=10\%$, $p=0,084€/kWh$ και $H=150m$, ενώ η υψηλότερη τιμή $B/C=6,04$ υπολογίζεται στο συνδυασμό $r=3\%$, $p=0,156€/kWh$ και $H=300m$. Στο σύστημα με θαλασσινό νερό παρατηρούνται πολλοί συνδυασμοί κάτω από τη μονάδα με χαμηλότερη τιμή $B/C=0,37$ για το συνδυασμό $r=10\%$, $p=0,084€/kWh$, $H=150m$ και την υψηλότερη τιμή να βρίσκεται στο συνδυασμό $r=3\%$, $p=0,156€/kWh$, $H=300m$, όπου $B/C=1,73$.

Με ανάλογο τρόπο μεταβάλλεται η περίοδος αποπληρωμής των προεξοφλημένων χρηματορροών σε σχέση με το επιτόκιο, την τιμή πώλησης της ΗΕ και την υψομετρική διαφορά των ταμιευτήρων. Οι μικρότεροι χρόνοι παρατηρούνται στους συνδυασμούς όπου το επιτόκιο είναι χαμηλό, η τιμή πώλησης και η υψομετρική διαφορά είναι υψηλά. Το μικρότερο χρονικό διάστημα που απαιτείται για την αποπληρωμή του συμβατικού συστήματος PHS είναι 5 έτη και καταγράφεται σε πολλούς συνδυασμούς επιτοκίου και τιμής πώλησης στο υψόμετρο των $H=300m$, σε λιγότερους συνδυασμούς όταν $H=250m$, έως ένα συνδυασμό στο $H=200m$. Για το ίδιο σύστημα η μεγαλύτερη περίοδος αποπληρωμής είναι τα 26 έτη όταν $r=10\%$, $p=0,084€/kWh$ και $H=150m$. Στο σύστημα PHS με θαλασσινό νερό η μικρότερη περίοδος αποπληρωμής είναι 15 έτη όταν $H=300m$, $p=0,156€/kWh$ και $r=3\%$, ενώ σε πολλούς συνδυασμούς, δεν επιτυγχάνεται αποπληρωμή μέσα στο χρονικό διάστημα, που θεωρήθηκε ότι είναι η διάρκεια λειτουργίας των μονάδων PHS.

Αναφορικά με το σταθμισμένο κόστος ενέργειας, διερευνήθηκε η επιρροή των παραμέτρων της υψομετρικής διαφοράς των ταμιευτήρων και του επιτοκίου προεξόφλησης. Το LCOE, για το σύνολο των ετών λειτουργίας των μονάδων, αυξάνεται με διαφορετικό ρυθμό, κατά την αύξηση του επιτοκίου στους δύο τύπους συστημάτων. Το συμβατικό σύστημα παρουσιάζει ηπιότερη αύξηση και σε όλο το εύρος των επιτοκίων έχει χαμηλότερο σταθμισμένο κόστος ενέργειας συγκρινόμενο με το αντίστοιχο LCOE του συστήματος με θαλασσινό νερό. Η μεταβολή του LCOE κατά τη διάρκεια των 40 ετών αναδεικνύει την έντονη μείωση της αρχικά υψηλής τιμής στα πρώτα χρόνια λειτουργίας όλων των μονάδων και τη μεταγενέστερη σταθεροποίηση της τιμής. Παράλληλα στην ίδια υψομετρική διαφορά τα υψηλά επιτόκια οδηγούν σε συστηματικά υψηλότερες τιμές του LCOE ενώ τα μικρότερα επιτόκια συντελούν στη μείωση του LCOE. Επιπλέον τα μεγαλύτερα ύψη πτώσης αντανακλούν τη μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας, έχοντας ως αποτέλεσμα τη μείωση του LCOE. Το επιτόκιο και το ύψος πτώσης είναι κρίσιμες παράμετροι στον υπολογισμό του LCOE και όσο περισσότερο χρόνο χρησιμοποιούνται οι μονάδες PHS για την παραγωγή ενέργειας, μειώνεται το LCOE.

Συνολικά εξάγεται το συμπέρασμα ότι η οικονομική βιωσιμότητα των δύο εξεταζόμενων συστημάτων μπορεί να επιτευχθεί σε συνδυασμούς χαμηλού επιτοκίου προεξόφλησης, υψηλής τιμής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας και μεγάλης υψομετρικής διαφοράς μεταξύ των ταμιευτήρων. Το συμβατικό σύστημα PHS επιτυγχάνει υψηλές αποδόσεις σε μεγαλύτερο εύρος των εξεταζόμενων συνδυασμών συγκρινόμενο με το σύστημα PHS με θαλασσινό νερό χωρίς όμως να αποκλείεται η οικονομική βιωσιμότητα του δεύτερου συστήματος ειδικά σε μεγαλύτερα ύψη πτώσης.

Τα αποτελέσματα, που βασίστηκαν στα δεδομένα και παραδοχές της παρούσας διπλωματικής εργασίας, αναδεικνύουν ότι το συμβατικό σύστημα PHS αποτελεί αποδοτικότερη επένδυση συγκρινόμενο με το σύστημα PHS με θαλασσινό νερό, εφόσον απαιτείται επιλογή μεταξύ των δύο τύπων συστημάτων. Επίσης είναι σημαντικό να επισημανθεί, ότι η χρήση θαλασσινού νερού σε συστήματα αποθήκευσης ενέργειας μέσω αντλησιοταμιευτικών έργων αποτελεί μία εφαρμόσιμη λύση, που αυξάνει τον αριθμό των ευνοϊκών θέσεων δυνητικής εγκατάστασης.

7.3 Προτάσεις για μελλοντική έρευνα

Οι προτάσεις για μελλοντική έρευνα παρατίθενται στη συνέχεια:

- Μελέτη της βέλτιστης διαστασιολόγησης των συστημάτων PHS κλειστού κύκλου, με μικρούς ταμιευτήρες κατανεμημένους στο χώρο.
- Διερεύνηση της ύπαρξης κατάλληλων τοποθεσιών για ανάπτυξη συστημάτων PHS με θαλασσινό νερό, σε συνέργεια με υφιστάμενες εγκαταστάσεις αφαλάτωσης.
- Εξέταση της δυνατότητας αξιοποίησης των αντλησιοταμιευτικών συστημάτων σε συνδυασμό με τα υφιστάμενα δίκτυα (ύδρευσης των πόλεων, άρδευσης των αγροτεμαχίων).
- Αξιολόγηση της συμβολής των αντλησιοταμιευτικών έργων στη διαχείριση πλημμυρικών παροχών σε φυσικούς αποδέκτες.
- Ανάλυση της σκοπιμότητας τοποθέτησης υδροκινητικών συστημάτων σε αντλησιοταμιευτικούς σταθμούς, στο πέρας της διαδρομής του νερού στις δύο καταστάσεις λειτουργίας (παραγωγή - αποθήκευση), έχοντας ως στόχο την πρόσθετη ανάκτηση της υπολειπόμενης υδραυλικής ενέργειας.

Βιβλιογραφία

Ελληνόγλωσση

- Καραμάνης, Δ. (2022). Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Κάλλιπος, Ανοικτές Ακαδημαϊκές Εκδόσεις. <http://dx.doi.org/10.57713/kallipos-45>
- Ευστρατιάδης, Α., Μαμάσης, Ν. & Κουτσογιάννης Δ. (2018). Υδροηλεκτρικά Έργα 8^ο εξάμηνο Σχολής Πολιτικών Μηχανικών, ΕΜΠ, Αθήνα.
- Πολύζος, Σ. (2018). Διοίκηση και διαχείριση Έργων – Μέθοδοι και Τεχνικές, 3^η έκδοση. Εκδόσεις Κριτική, Αθήνα
- Σιδερίδης, Γ. (2015). Εργαστηριακές Ασκήσεις Ρευστομηχανικής. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο. Κάλλιπος, Ανοικτές Ακαδημαϊκές Εκδόσεις.
- Τσιρίκογλου, Θ. & Βλαχογιάννης, Μ. (2015). Ρευστοδυναμικές Μηχανές. Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο. Κάλλιπος, Ανοικτές Ακαδημαϊκές Εκδόσεις.
- Χρυσάνθου, Βλ., & Μάρκου, Ι. (2024). Υδροενεργειακά Έργα – Ταμειυτήρες – Φράγματα Κάλλιπος, Ανοικτές Ακαδημαϊκές Εκδόσεις. dx.doi.org/10.57713/kallipos-373

Ξενόγλωσση

- Adeyanju, O., Siano, P., & Canha, L. (2023). Dedicated Microgrid Planning and Operation Approach for Distribution Network Support With Pumped-Hydro Storage. IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL INFORMATICS, VOL. 19, NO. 7. doi.org/10.1109/TII.2022.3216299
- Alharbi, T., Abo-Elyousr, F., & Abdelshafy, A. (2024). Efficient Coordination of Renewable Energy Resources through Optimal Reversible Pumped Hydro-Storage Integration for Autonomous Microgrid Economic Operation. Energy 304 131910. doi.org/10.1016/j.energy.2024.131910
- Ali, S., Stewart, R., Sahin, O., & Vieira, A. (2024). Spatial bayesian approach for socio-economic assessment of pumped hydro storage. Renewable and Sustainable Energy Reviews 189 114007. doi.org/10.1016/j.rser.2023.114007
- Alqahtani, B., Yang J., & Paul, M. C. (2023). Design and performance assessment of a pumped hydro power energy storage connected to a hybrid system of photovoltaics and wind turbines. Energy Conversion and Management, 293 117444. doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117444
- Altea, C. M., & Yanagihara, J. I. (2024). Energy, exergy and environmental impacts analyses of Pumped Hydro Storage (PHS) and Hydrogen (H₂) energy storage processes. Journal of Energy Storage 76 109713. doi.org/10.1016/j.est.2023.109713
- Alterach, J., Abbate, A., & Volonterio M. (2025). Mapping and evaluating potential Italian traditional and Seawater Pumped Hydro Storage Plants: siltation impact and new GIS approaches. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science, 1442, 012005. doi.org/10.1088/1755-1315/1442/1/012005
- Ba-abbad, A. M., Alrougy, I., & Alalweet, F. (2024). Techno-economic analysis of implementing pumped hydro energy storage to store solar and wind energy

- in water-stressed areas, *Journal of Energy Storage* 98 113024. doi.org/10.1016/j.est.2024.113024
- Bakhshaei, P., Askarzadeh, A., & Arababadi, R. (2021). Operation optimization of a grid-connected photovoltaic/pumped hydro storage considering demand response program by an improved crow search algorithm. *Journal of Energy Storage* 44 103326. doi.org/10.1016/j.est.2021.103326
- Barbour, E., Grant Wilson, I., Radcliffe, J., Ding, Y., & Li, Y. (2016). A review of pumped hydro energy storage development in significant international electricity markets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 61 421–432. dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.019
- Canales A. F., Beluco, A., & Mendes, C. A. B. (2015). A comparative study of a wind hydro hybrid system with water storage capacity: Conventional reservoir or pumped storage plant? *Journal of Energy Storage* 4 96-105. dx.doi.org/10.1016/j.est.2015.09.007
- Capabilities, Costs & Innovation Working Group. (2021a). Pumped Storage Hydropower Capabilities and Costs. International Forum on Pumped Storage Hydropower .
- Capabilities, Costs & Innovation Working Group. (2021b). Innovative Pumped Storage Hydropower Configurations And Uses. International Forum on Pumped Storage Hydropower
- Chazarraa, M., Pérez-Díaz, J., García-González, J., & Praus, R. (2018). Economic viability of pumped-storage power plants participating in the secondary regulation service. *Applied Energy* 216 224–233. doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.025
- Chen H., Wang H., Li R., Sun H., Ge G., & Ling L. (2022). Experimental and analytical investigation of near-isothermal pumped hydro-compressed air energy storage system. *Energy*, 249: 123607. doi.org/10.1016/j.energy.2022.123607
- Daneshvar, M., Mohammadi-Ivatloo, B., Zare, K., & Asadi, S. (2020). Two-stage stochastic programming model for optimal scheduling of the wind-thermal-hydropower-pumped storage system considering the flexibility assessment. *Energy* 193 116657. doi.org/10.1016/j.energy.2019.116657
- DeSomber, K., Barlow, J., Saulsbury, B., & Twitchell, J. (2023). Emerging Technologies Review: Pumped Storage Hydropower. Pacific Northwest National Laboratory. PNNL-34458.
- Favaro, P., Dolányi, M., Vallée, F., & Toubéau, J. (2024). Neural network informed day-ahead scheduling of pumped hydro energy storage. *Energy* 289 129999. doi.org/10.1016/j.energy.2023.129999
- GhoshThakur, R., Ruchi, R., Ghosh, A., GonChaudhuri, S., & Balachandran, S. (2024). Green inertia and reliable power: Fortifying edge-to-grid connectivity with micro variable speed solar pumped storage. *Energy Conversion and Management* 307 118375. doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118375
- Gilmore, N., Britz, T., Maartensson, E., Orbegoso-Jordan, C., Schroder, S. & Malerba, M. (2023). Continental-scale assessment of micro-pumped hydro energy storage using agricultural reservoirs. *Applied Energy* 349 121715. doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.121715

- Golshani, A., Sun, W., Zhou, Q., Zheng, Q. P., Wang, J., & Qiu, F. (2018). Coordination of Wind Farm and Pumped-Storage Hydro for a Self-Healing Power Grid. *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, VOL. 9. doi.org/10.1109/TSTE.2018.2819133
- Haas, J., Prieto-Miranda, L., Ghorbani, N., & Breyer, C. (2022). Revisiting the potential of pumped-hydro energy storage: A method to detect economically attractive sites. *Renewable Energy* 181 18 193. doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.009
- Hadidi, A. (2024). Energy, economic and environmental evaluation of the energy storage capabilities of artificial lakes based on pumped-hydro storage systems with a case study of Daghgoli artificial recreational lake. *Journal of Energy Storage*, Volume 97, Part A, 112871. doi.org/10.1016/j.est.2024.112871
- Hadjerioua, Boualem et al. (2020). Pumped Storage Hydropower FAST Commissioning Technical Analysis. *Hydrowires U.S. Department of Energy, Office of Energy and Renewable Energy*. Washington, D.C.
- Hill, D., Tito, S., Walmsley, M., & Hedengren, J. (2024). Techno-economic optimization of a hybrid energy system with limited grid connection in pursuit of net zero carbon emissions for New Zealand. *e-Prime - Advances in Electrical Engineering, Electronics and Energy* 8 100564. doi.org/10.1016/j.prime.2024.100564
- Huang, B., Chen, Y., & Baldick, R. (2022). A Configuration Based Pumped Storage Hydro Model in the MISO Day-Ahead Market. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 37, NO. 1 doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3097270
- Ingram, M. (2022). Furthering Advancements to Shorten the Time (FAST) to Commissioning for Pumped Storage Hydropower (PSH) Prize: Cooperative Research and Development Final Report, CRADA Number CRD-19-00838. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, NREL/TP-5D00-82311
- Jiang, Y., Yu, S., & Wen, B. (2019). Monthly electricity purchase and decomposition optimization considering wind power accommodation and day-ahead schedule. *Electrical Power and Energy Systems* 107 231–238. doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.11.001
- Juhlin, R., & Assadi, M. (2024). Harnessing ocean depths for energy: A theoretical framework for evaluating the feasibility of Subsea Pumped Hydro Storage. *Journal of Energy Storage* 83 110510 doi.org/10.1016/j.est.2024.110510
- Klumpp, F. (2016). Comparison of pumped hydro, hydrogen storage and compressed air energy storage for integrating high shares of renewable energies—Potential, cost-comparison and ranking. *Journal of Energy Storage* 8 119-128. dx.doi.org/10.1016/j.est.2016.09.012
- Kocaman, A., & Modib, V. (2017). Value of pumped hydro storage in a hybrid energy generation and allocation system. *Applied Energy* 205 1202-1215. dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.129

- Kohol, Y., Ngouleu, C., Fohagui, F., & Tchuen, G. (2024). A comprehensive comparison of battery, hydrogen, pumped-hydro and thermal energy storage technologies for hybrid renewable energy systems integration, *Journal of Energy Storage* 93 112299. doi.org/10.1016/j.est.2024.112299
- Koritarov, V., Ploussard, Q., Kwon, J., & Balducci, P. (2022). A Review of Technology Innovations for Pumped Storage Hydropower. Argonne National Laboratory. HydroWIRES U.S. Department Of Energy
- Kougias, I., & Szabó, S. (2017). Pumped hydroelectric storage utilization assessment: Forerunner of renewable energy integration or Trojan horse? *Energy* 140 318-329. dx.doi.org/10.1016/j.energy.2017.08.106
- Kulat, I. M., Tosun, K., Karaveli, A. B., Yucel, I., & Akinoglu, B. G. (2023). A sound potential against energy dependency and climate change challenges: Floating photovoltaics on water reservoirs of Turkey. *Renewable Energy* 206 694–70. doi.org/10.1016/j.renene.2022.12.058
- Kusakana, K. (2015). Feasibility analysis of river off-grid hydrokinetic systems with pumped hydro storage in rural applications. *Energy Conversion and Management* 96 352–362. dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.02.089
- Laconi, N., Licheri, F., Cambuli, F., Cocco1, D., & Petrollese, M. (2024). Optimized design procedure for small-scale Pumped Hydro Energy Storage systems based on the use of pumps as turbines. The 79th ATI Annual Congress *Journal of Physics: Conference Series* 2893 012011. doi.org/10.1088/1742-6596/2893/1/012011
- Lee, J., Yoon, T., & Yoon, Y. (2023). Comparison of Stabilization Effects of Variable Pumping Storage Hydro (VPSH) and BESS on Renewable Generation Oriented Power System. *Journal of Electrical Engineering & Technology*. 18:3375–3389. doi.org/10.1007/s42835-023-01404-3
- Lei, L., Chen, D., Ma, C., Chen, Y., Wang, H., Chen, H., Zhao, Z., Zhou, Y., Mahmud, A., & Patelli, E. (2023). Optimization and decision making of guide vane closing law for pumped storage hydropower system to improve adaptability under complex conditions, *Journal of Energy Storage* 73 109038. doi.org/10.1016/j.est.2023.109038
- Li D., Liu Z., Min H., Xiao Y., Gui Z., Wang X., & Lin H. (2024). Technical investigation of the ternary pumped storage hydro units with ultra-high-water head. The 4th IAHR Asian Working Group Symposium on Hydraulic Machinery and Systems. *Journal of Physics: Conference Series* 2752 012092. doi.org/10.1088/1742-6596/2752/1/012092
- Li, J., Zhao, Z., Li, P., Mahmud, A., Liu, Y., Chen, D., & Han, W. (2023). Comprehensive benefit evaluations for integrating off-river pumped hydro storage and floating photovoltaic. *Energy Conversion and Management* 296 117651. doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117651
- Li, X., Liu, P., Cheng, L., Cheng, Q., Zhang, W., Xu, S., & Zheng, Y. (2023). Strategic bidding for a hydro-wind-photovoltaic hybrid system considering the profit beyond forecast time. *Renewable Energy* 204 277–289. doi.org/10.1016/j.renene.2022.12.098

- Li, X., Liu, P., Wang, Y., Yang, Z., Gong, Y., An, R., Huang, K., & Wen, Y. (2022). Derivation of operating rule curves for cascade hydropower reservoirs considering the spot market: A case study of the China's Qing River cascade-reservoir system. *Renewable Energy* 182, 1028-1038. doi.org/10.1016/j.renene.2021.11.013
- Melikoglu, M. (2017). Pumped hydroelectric energy storage: Analysing global development and assessing potential applications in Turkey based on Vision 2023 hydroelectricity wind and solar energy targets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 72 146-153. dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.060
- Migliari, L., Micheletto, D., Marchionni, M., & Cocco, D. (2024). Integration of Floating Photovoltaics and Pumped Hydro Energy Storage with Water Electrolysis for Combined Power and Hydrogen Generation. The 79th ATI Annual Congress Journal of Physics: Conference Series 2893 012007. doi.org/10.1088/1742-6596/2893/1/012007
- Mongird, K., Viswanathan, V., Alam, J., Vartanian, C., Sprenkle, V., & Baxter, R. (2020). Energy 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment. Technical Report, Publication No. DOE/PA-0204
- Morgenroth, M., Erpenbeck, M., Manwaring, M., Clarke, T., Shaw, I., Koropatnick, R., Kurth, R., Ionita, P., Stregger, L., Grosso, M., Taiarol, P., Blakers, A., Cheng, C., Hayes, C., Naqvi, A., Pellerin, J., Sammons, A., Killeavy, M., & Yauch, B. (2023). Technical and Potential Assessment of Pumped Storage Hydropower in Canada. Final Report June 26th, 2023. Stantec. Waterpower Canada.
- Pan, L., Xu, X., Yang, Y., Liu, J., & Hu, W., (2023). Distributionally robust economic scheduling of a hybrid hydro/solar/pumped-storage system considering the bilateral contract flexible decomposition and day-ahead market bidding. *Journal of Cleaner Production* 428 139344. doi.org/10.1016/j.jclepro.2023.139344
- Papadakis, N., Fafalakis, M., & Katsaprakakis D., (2023). A Review of Pumped Hydro Storage Systems. *Energies*, 16, 4516. doi.org/10.3390/en16114516
- Perez-Sanchez, M., Sanchez-Romero, F., Zapata, F. A., Lopez-Jimenez, P. A., & Ramos, H. M. (2024). Zero discharge: An optimized strategy to improve the hydric deficit in the Mediterranean area by pumped hydro storage. Case study of Alicante, Spain. *Agricultural Water Management* 292 108684 doi.org/10.1016/j.agwat.2024.108684
- Petrovich, B. (2026). European Electricity Review 2026. Ember
- Qu, M., Ding, T., Sun, Y., Mu, C., Pan, K., & Shahidehpour, M. (2023). Convex Hull Model for a Single-Unit Commitment Problem with Pumped Hydro Storage Unit. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 38, NO. 5. doi.org/10.1109/TPWRS.2022.3215463
- Rogeanu, A., Girard, R., & Kariniotakis, G. (2017). A generic GIS-based method for small Pumped Hydro Energy Storage (PHES) potential evaluation at large scale. *Applied Energy* 197 241-253. dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.103

- Sanna, A., & Streicher, W. (2024). Innovative system for BWRO desalination powered by PV and pumped hydro storage – Economic and GHG emissions analysis. *Desalination* 570 11708. doi.org/10.1016/j.desal.2023.117081
- Silva, C., Couceiro, D., & Castro, R. (2024). The role of pumped hydro storage in the Portuguese National Plan for energy and climate for 2030: A hybrid approach using Energy PLAN and machine learning. *Journal of Energy Storage* 103 114194. doi.org/10.1016/j.est.2024.114194
- Silva, G., & Hendrick, P. (2016). Pumped hydro energy storage in buildings. *Energy* 179 1242–1250. dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.046
- Soha, T., Munkacsy, B., Harmat, Á., Csontos, C., Horváth, G., Tamás, L., Csüllög, G., Daróczi, H., Sáfián, F., & Mária Szabó. (2017). GIS-based assessment of the opportunities for small-scale pumped hydro energy storage in middle-mountain areas focusing on artificial landscape features, *Energy* 141 1363–1373. doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.051
- Stocks, M., Stocks, R., Lu, B., Cheng, C., & Blakers, A. (2020). *Global Atlas of Closed-Loop Pumped Hydro Energy Storage*. 270–284, 2020 Elsevier. doi.org/10.1016/j.joule.2020.11.015
- Su, H., Liu, J., Chu, C., Lee, S., Hong, Y., Lin, Y., & Liao, C. (2021). Developing an Optimal Scheduling of Taiwan Power System With Highly Penetrated Renewable Energy Resources and Pumped Hydro Storages. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS*, VOL. 57, NO. 3, doi.org/10.1109/TIA.2021.3057300
- Tiwari, S., Schelly, C., & Sidortsov, R. (2021). Developing a legal framework for energy storage technologies in the U.S: The case of pumped underground storage hydro. *The Electricity Journal* 34 107048. doi.org/10.1016/j.tej.2021.107048
- Wamalwa, F., Sichilalu S., & Xia, X. (2017). Optimal control of conventional hydropower plant retrofitted with a cascaded pumpback system powered by an on-site hydrokinetic system. *Energy Conversion and Management* 132 (2017) 438–451. dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.11.049
- Wang, H., Wang, F., Wang, C., Wang, B., Li, C. & Li, D. (2024). A prospective assessment of scale effects of energy conversion in ultra-low-head pumped hydro energy storage units. *Energy Conversion and Management* 315 118798. doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118798
- Wang, K., Zhu, H., Dang, J., Ming, B. & Wu, X. (2024). Short-term optimal scheduling of wind-photovoltaic-hydropower-thermal-pumped hydro storage coupled system based on a novel multi-objective priority stratification method. *Energy* 309 133190. doi.org/10.1016/j.energy.2024.133190
- Wang, S., Liu, J., Rui Bo, R. & Chen, Y. (2023). Approximating Input-Output Curve of Pumped Storage Hydro Plant: A Disjunctive Convex Hull Method. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, VOL. 38, NO. 1. doi.org/10.1109/TPWRS.2022.3158629
- Wei, M., Wen, Y., Meng, Q., Zheng, S., Luo, Y. & Liao, K. (2023). Combined hybrid energy storage system and transmission grid model for peak shaving based on time series operation simulation. *Global Energy Interconnection*. Volume 6 Number 2 (154-165). doi.org/10.1016/j.gloi.2023.04.003

- Wu, Z., Feng, Y., Li, X., & Yuan, B. (2024). Flexibility definition and improvement of pumped hydro storage: A techno-economic analysis. *Journal of Energy Storage* 93 (2024) 112078. doi.org/10.1016/j.est.2024.112078
- Yang, B., Li, D., Wang, C., Zhang, Y., Fu, X., & Wang, H. (2024). Performance analysis of a novel multi-machine compensable pumped hydro compressed air energy storage system. *Energy* 310 133180. doi.org/10.1016/j.energy.2024.133180
- Yao, E., Zhong, L., Zhang, Y., Li, R., Wang, H., & Xi, G. (2022). Comprehensive performance exploration of a novel pumped-hydro based compressed air energy storage system with high energy storage density. *Renewable Sustainable Energy* 14, 064102. doi.org/10.1063/5.0119831
- Ye, B., Zhang, K., Jiang, J., Miao, L. & Li, J (2017). Towards a 90% renewable energy future: A case study of an island in the South China Sea. *Energy Conversion and Management* 142 28–41. dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2017.03.038
- Zhang, M., Xiao, Y., Gao, Y., Li, D., Zhao, Z., Li, J., Lei, L., Liu, Z., He, M. & Chen, D. (2024) An novel soft-linking model: Coordinating the regulative flexibility and operational stability of pumped storage units, *Applied Energy* 374 123942. doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.123942
- Zhang, X., Lian, J., Tao, Y., Ma, C., Chen, D., Chen, M. & Xu, B. (2023) Capacity tariff mechanism of a pumped hydro storage station: Pricing approaches for reducing benefit allocation unfairness of integrated renewable energy systems, *Journal of Energy Storage* 71 108156. doi.org/10.1016/j.est.2023.108156

Διαδικτυακές Πηγές

<https://ourworldindata.org>

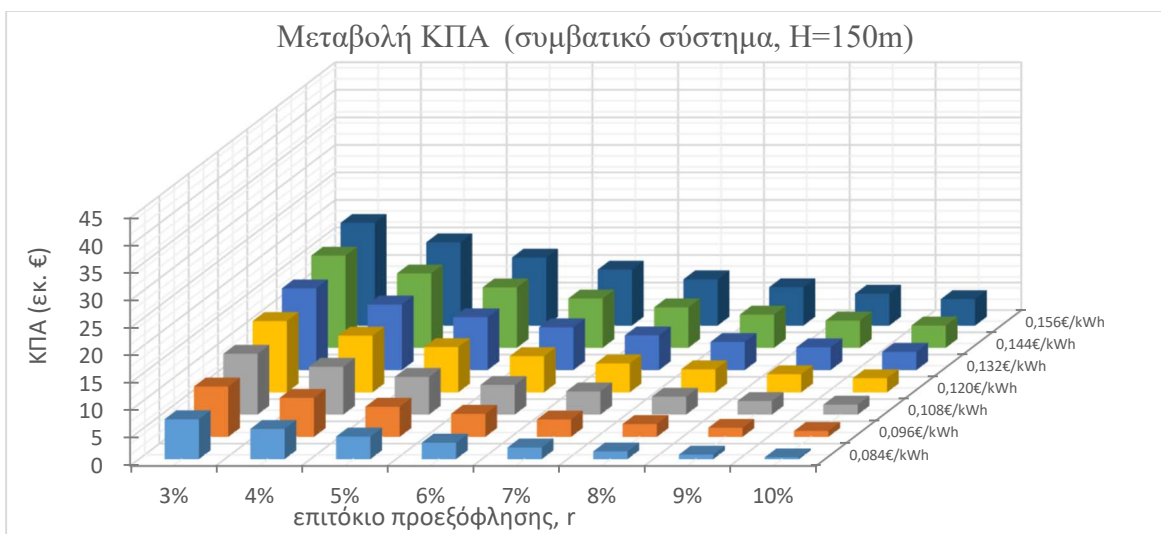
Ember. <https://ember-energy.org>

International Hydropower Association. <https://www.hydropower.org>

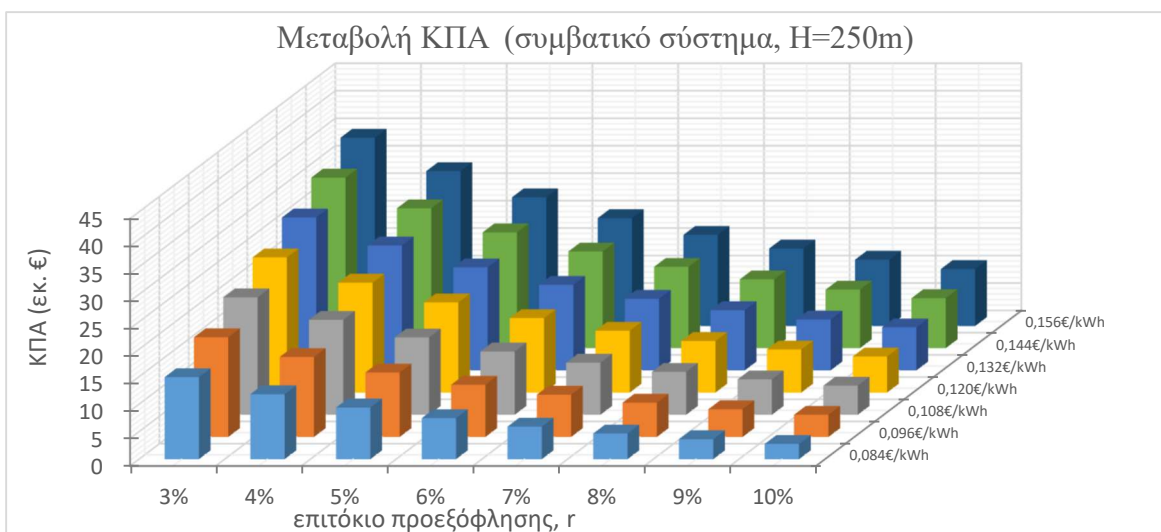
Obermeyer Hydro. <https://www.obermeyerhydro.com>

Snowy Hydro. <https://www.snowyhydro.com.au>

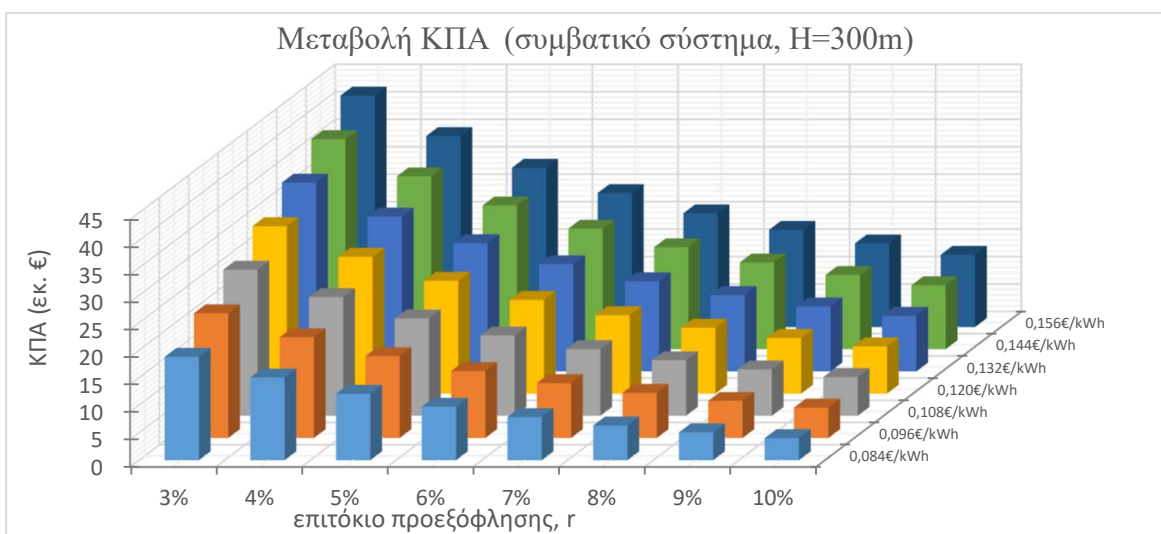
Παράρτημα: Διαγράμματα



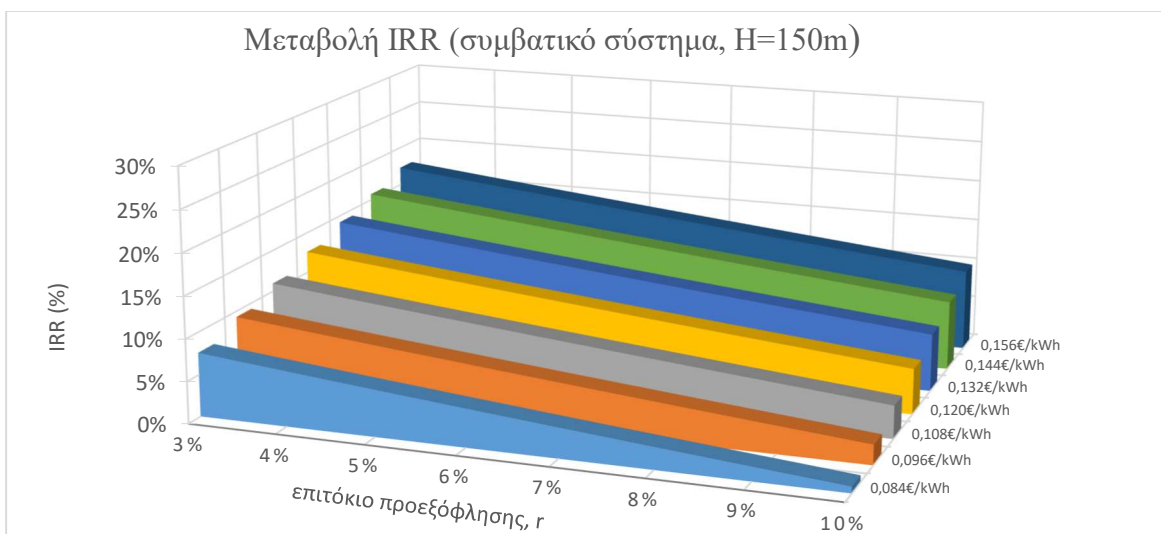
Διάγραμμα Α.1 Μεταβολή της ΚΠΑ στο συμβατικό σύστημα, H=150m



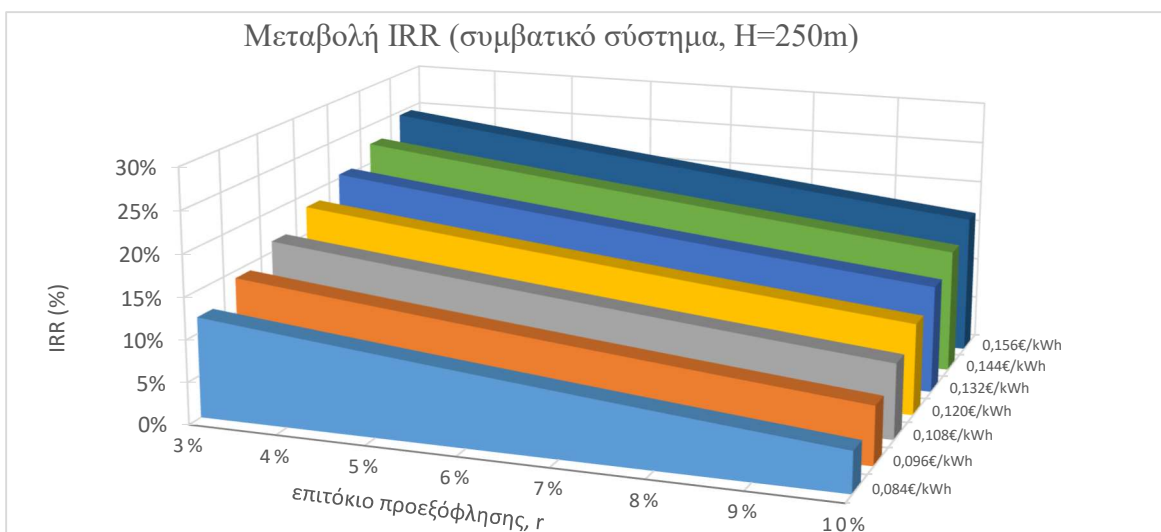
Διάγραμμα Α.2 Μεταβολή της ΚΠΑ στο συμβατικό σύστημα, H=250m



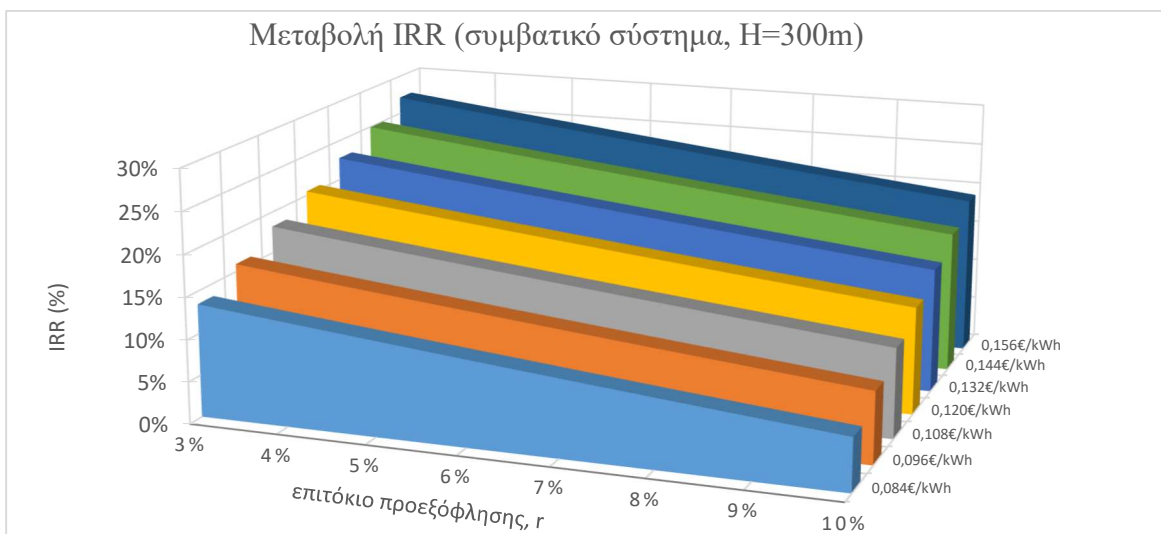
Διάγραμμα Α.3 Μεταβολή της ΚΠΑ στο συμβατικό σύστημα, H=300m



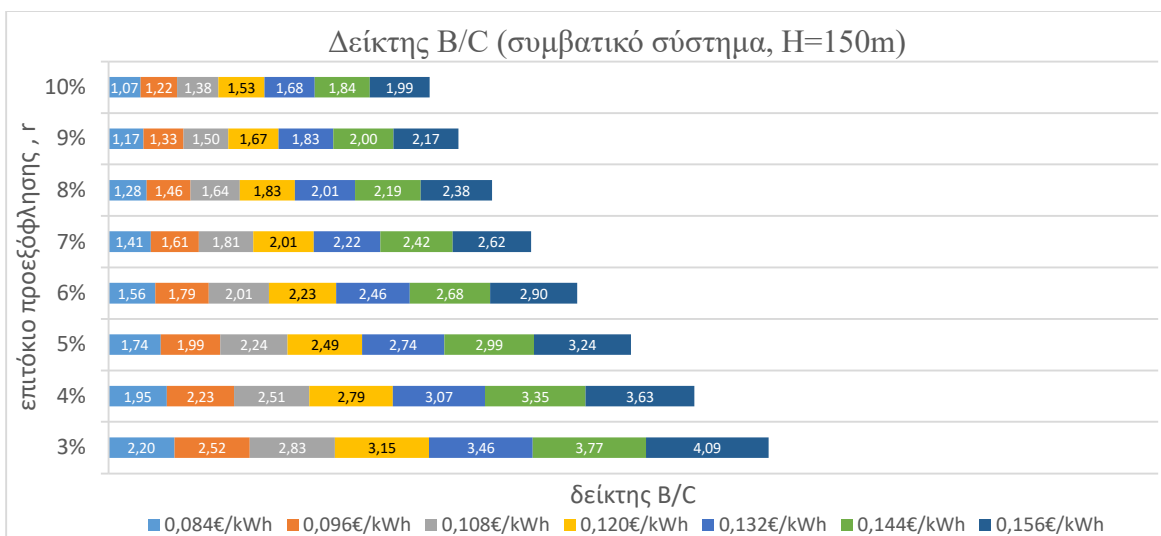
Διάγραμμα Α.4 Μεταβολή IRR στο συμβατικό σύστημα, H=150m



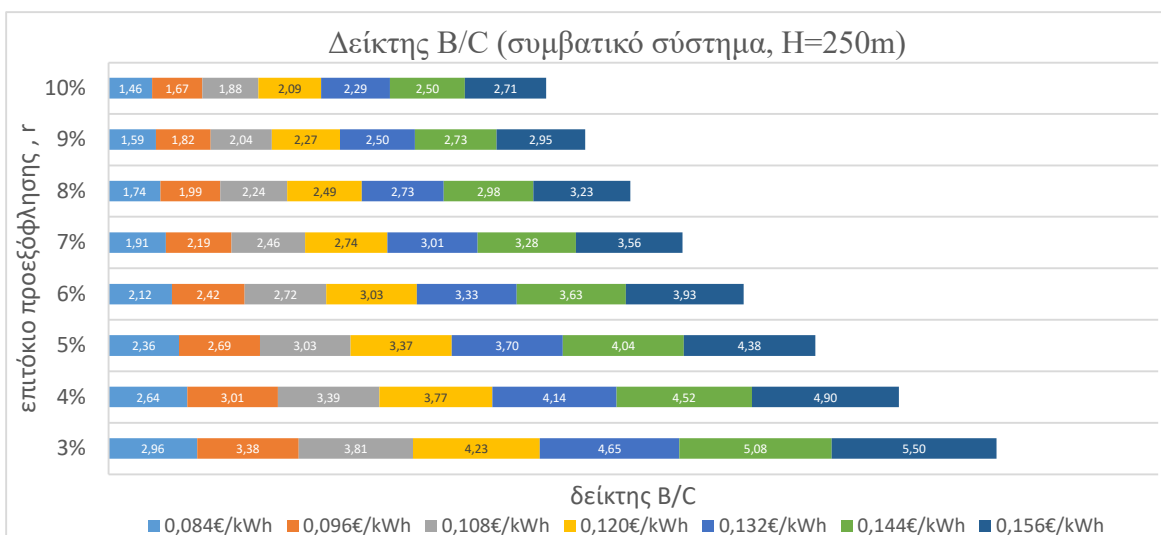
Διάγραμμα Α.5 Μεταβολή IRR στο συμβατικό σύστημα, H=250m



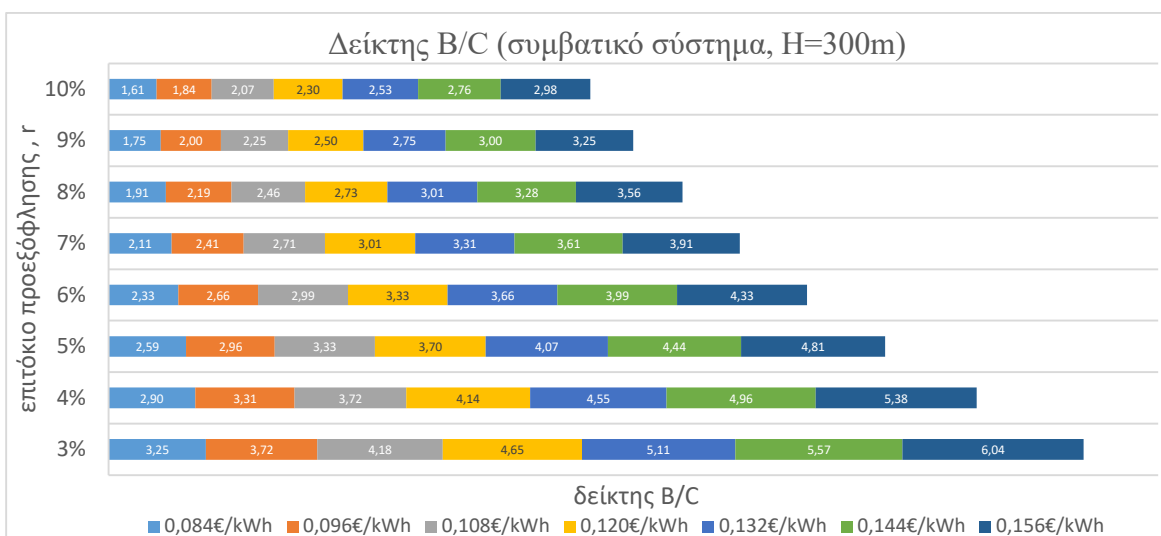
Διάγραμμα Α.6 Μεταβολή IRR στο συμβατικό σύστημα, H=300m



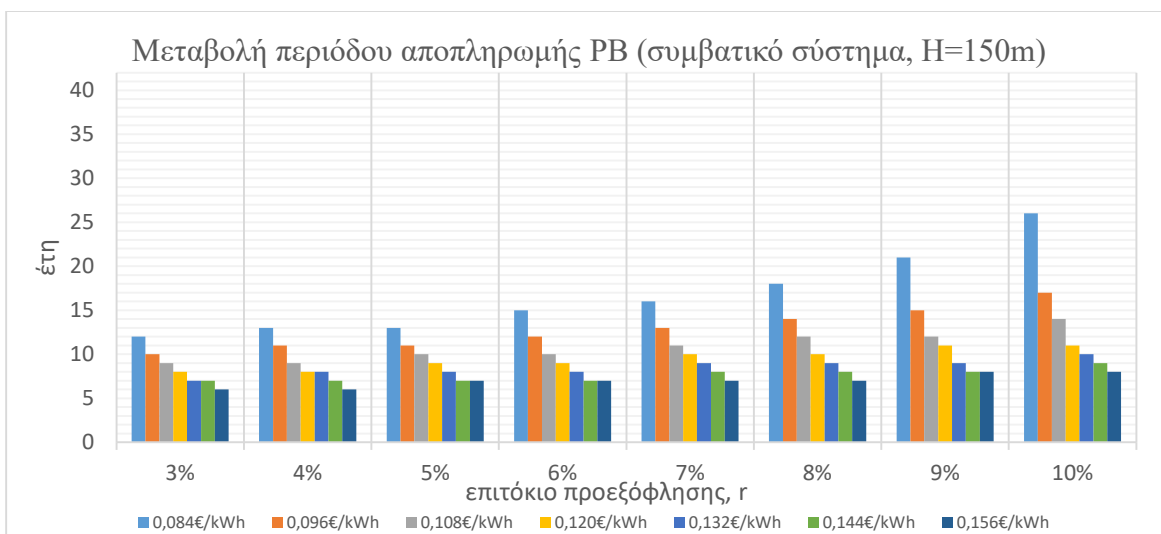
Διάγραμμα Α.7 Δείκτης B/C στο συμβατικό σύστημα, H=150m



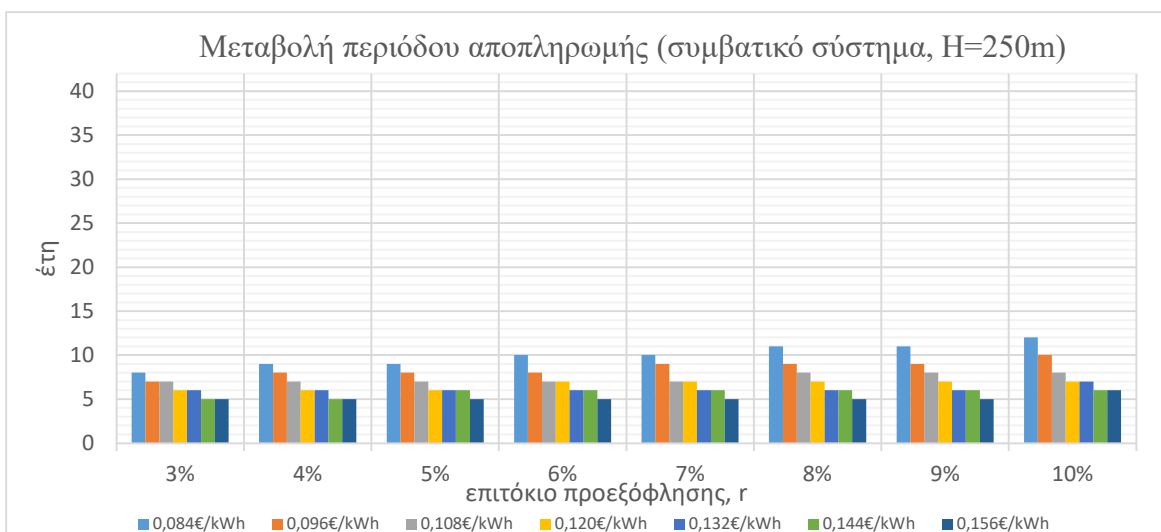
Διάγραμμα Α.8 Δείκτης B/C στο συμβατικό σύστημα, H=250m



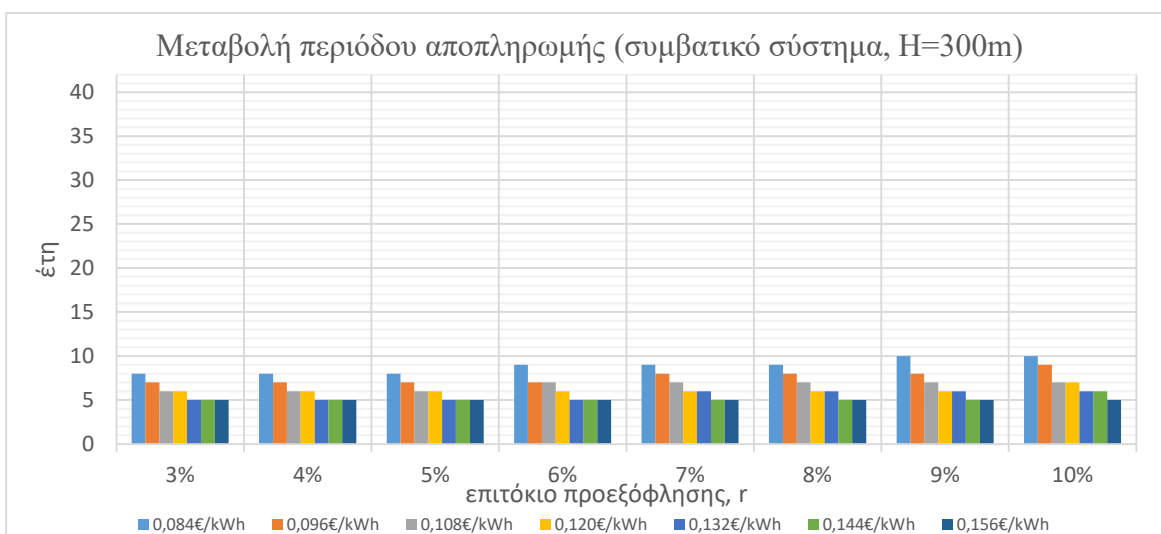
Διάγραμμα Α.9 Δείκτης B/C στο συμβατικό σύστημα, H=300m



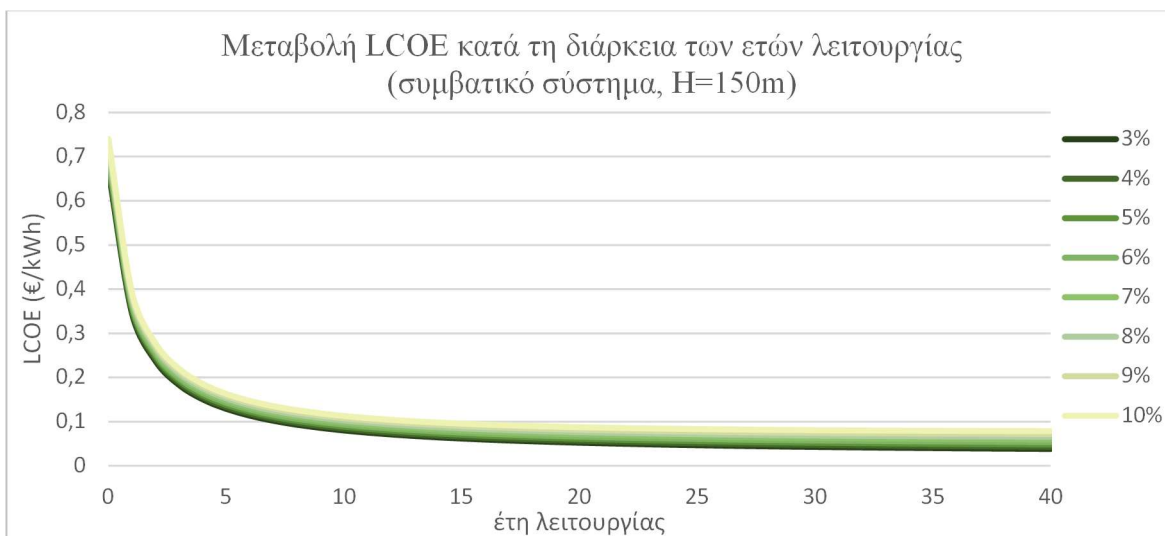
Διάγραμμα Α.10 Μεταβολή PB στο συμβατικό σύστημα, H=150m



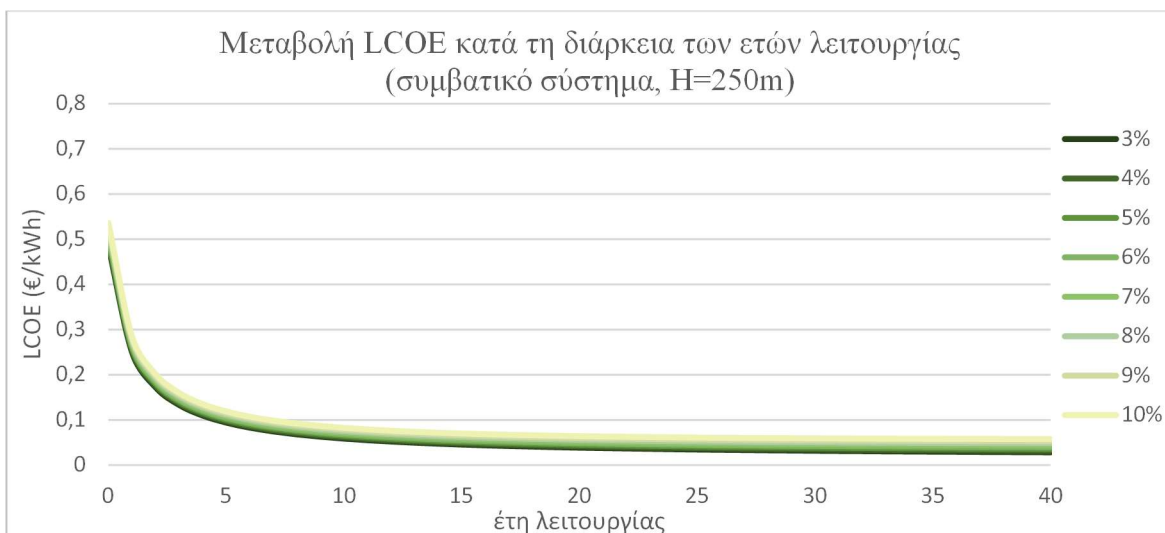
Διάγραμμα Α.11 Μεταβολή PB στο συμβατικό σύστημα, H=250m



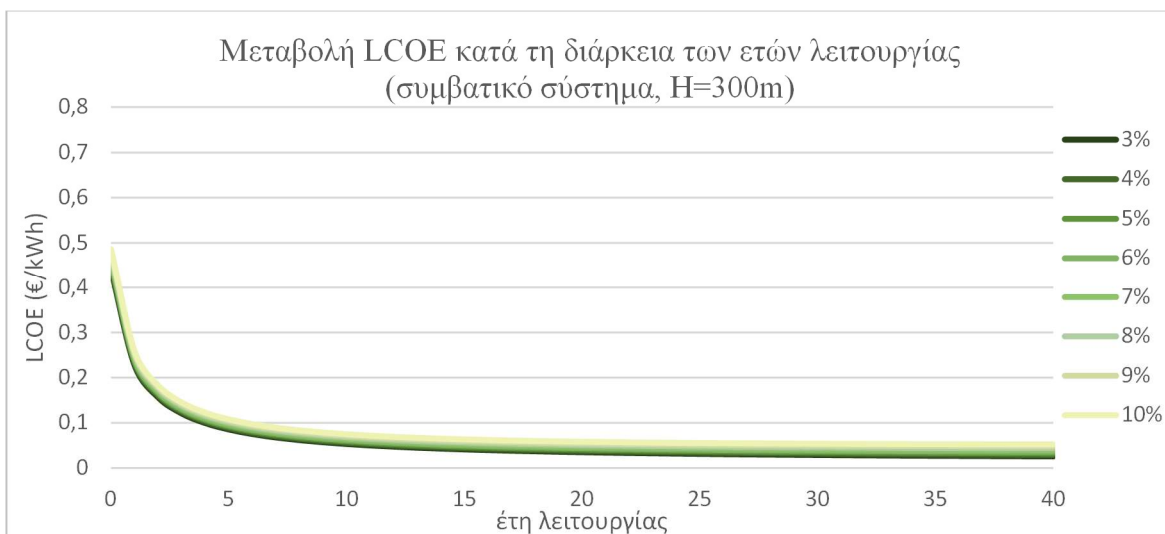
Διάγραμμα Α.12 Μεταβολή PB στο συμβατικό σύστημα, H=300m



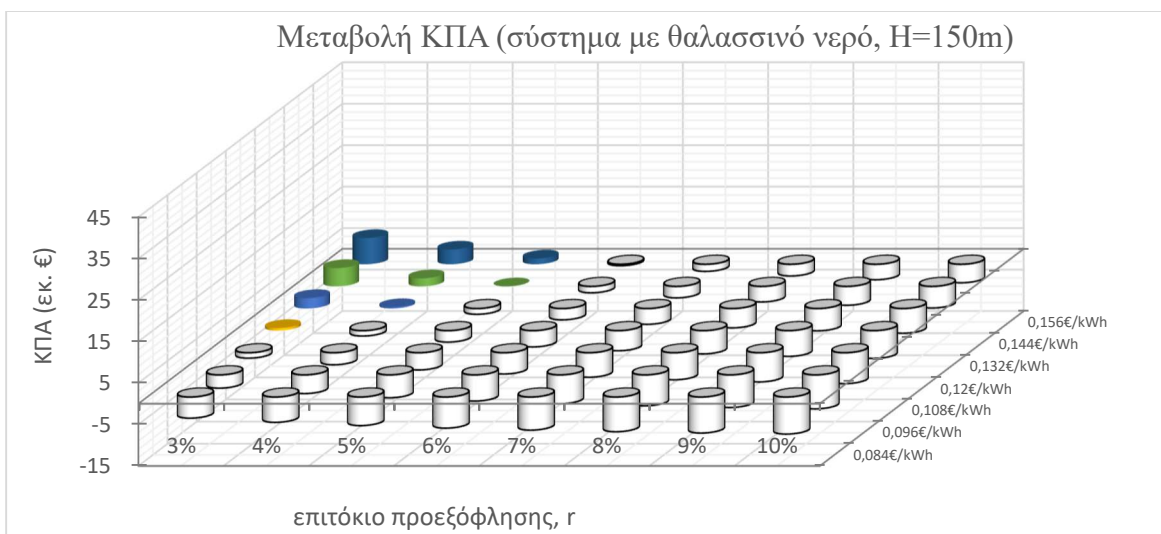
Διάγραμμα A.13 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας, H=150m



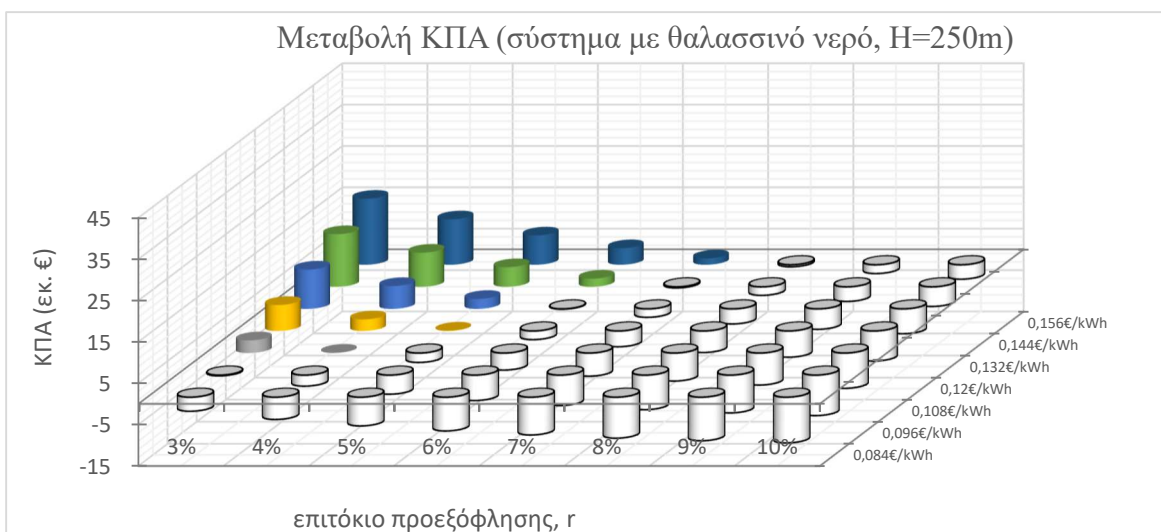
Διάγραμμα A.14 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας, H=250m



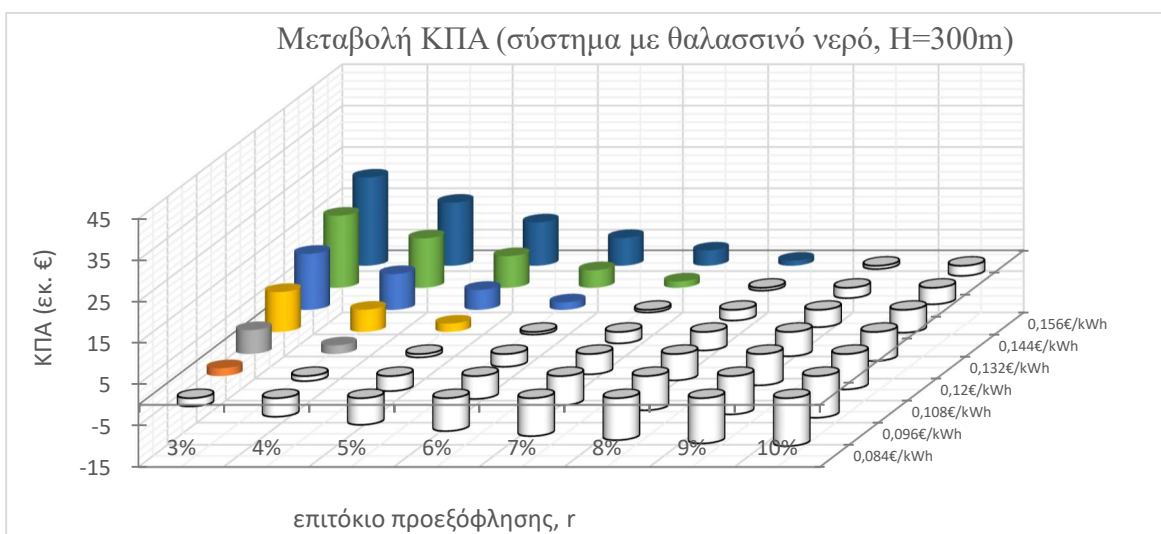
Διάγραμμα A.15 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας, H=300m



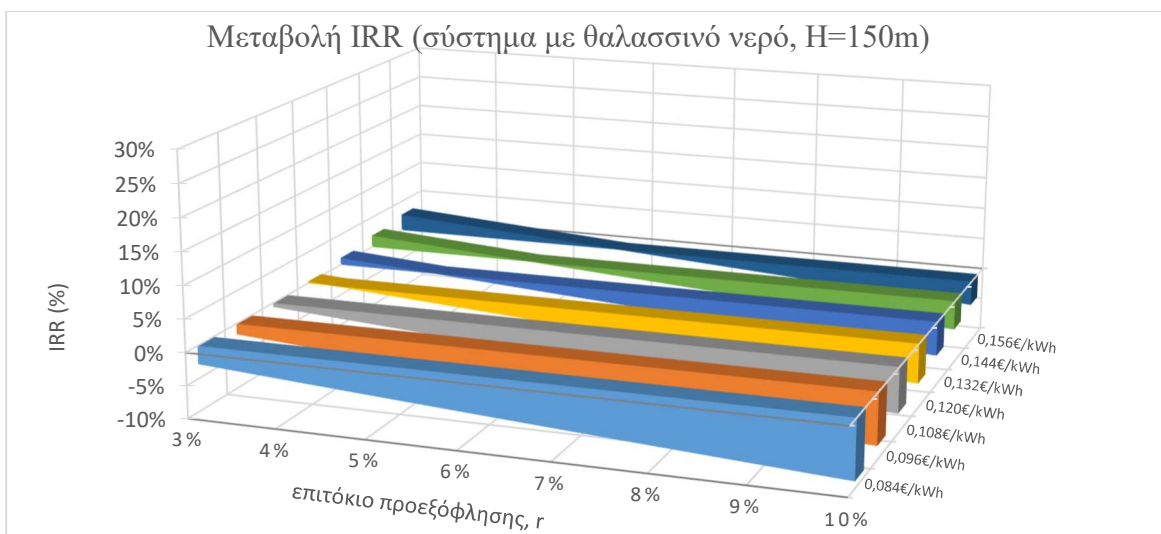
Διάγραμμα Α.16 Μεταβολή της ΚΠΑ στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=150m



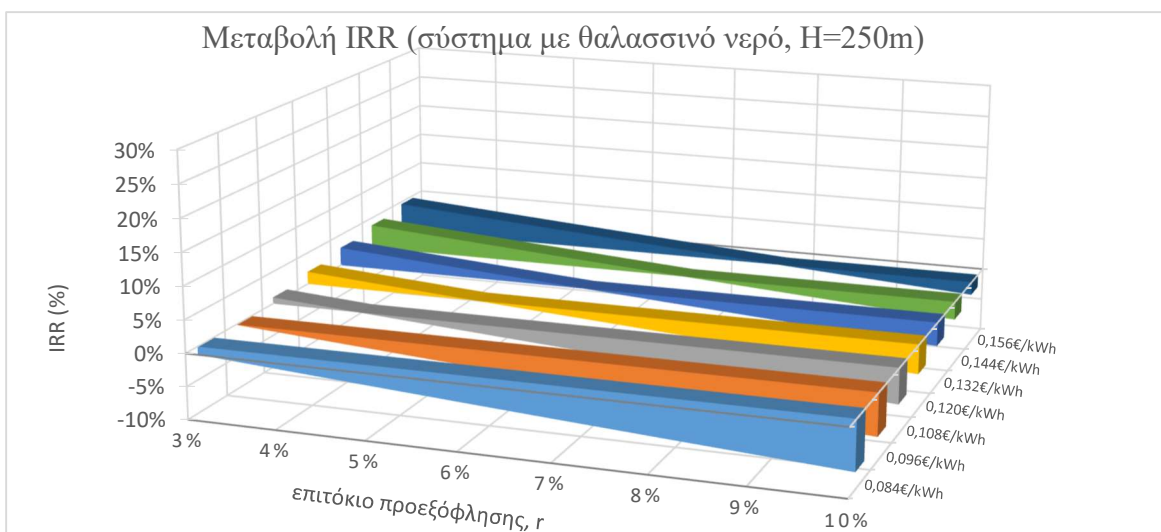
Διάγραμμα Α.17 Μεταβολή της ΚΠΑ στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=250m



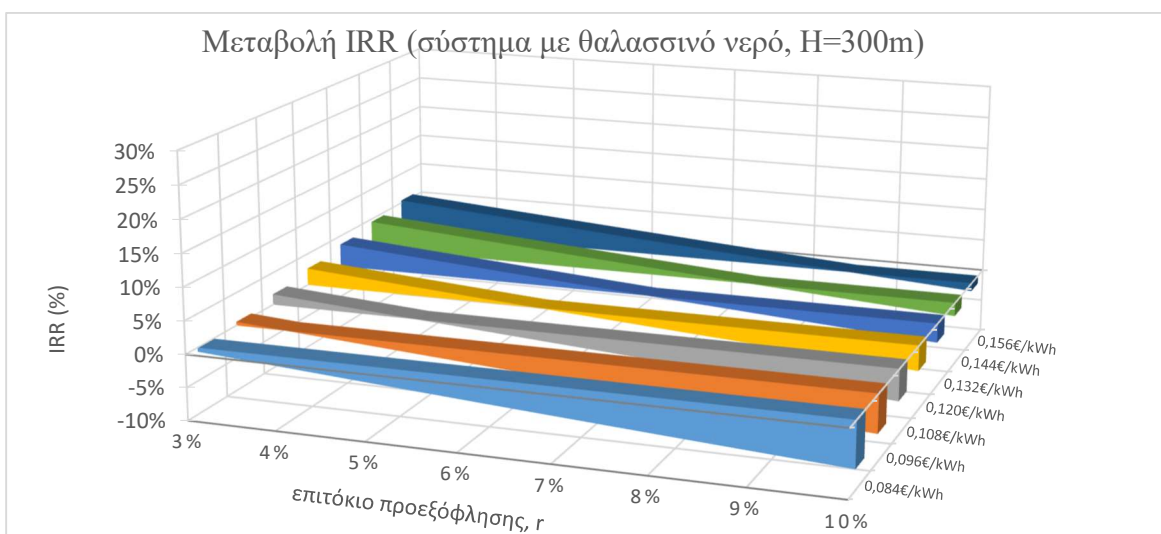
Διάγραμμα Α.18 Μεταβολή της ΚΠΑ στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=300m



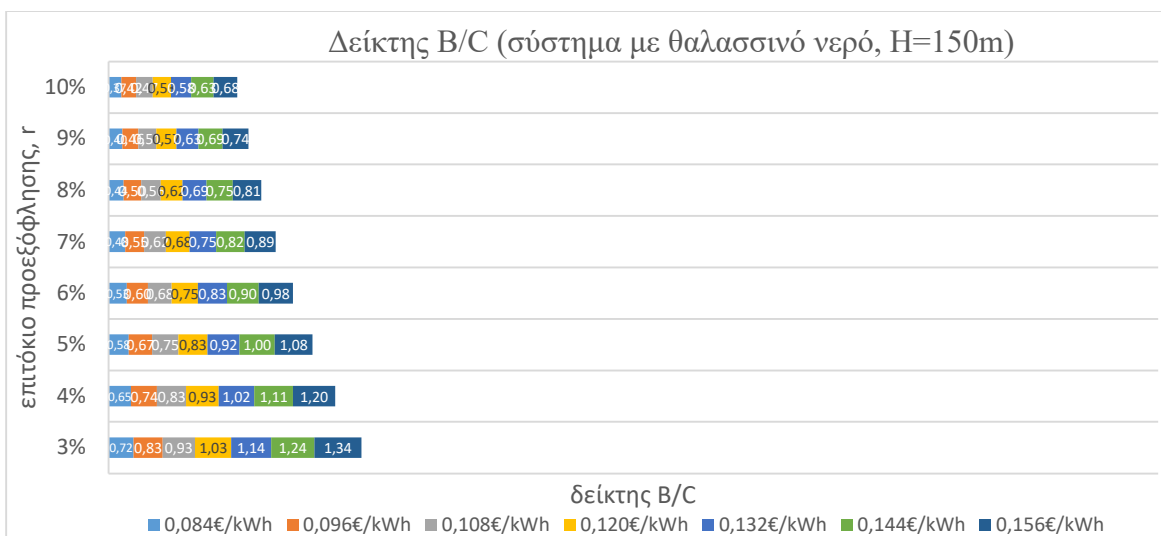
Διάγραμμα Α.19 Μεταβολή IRR στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=150m



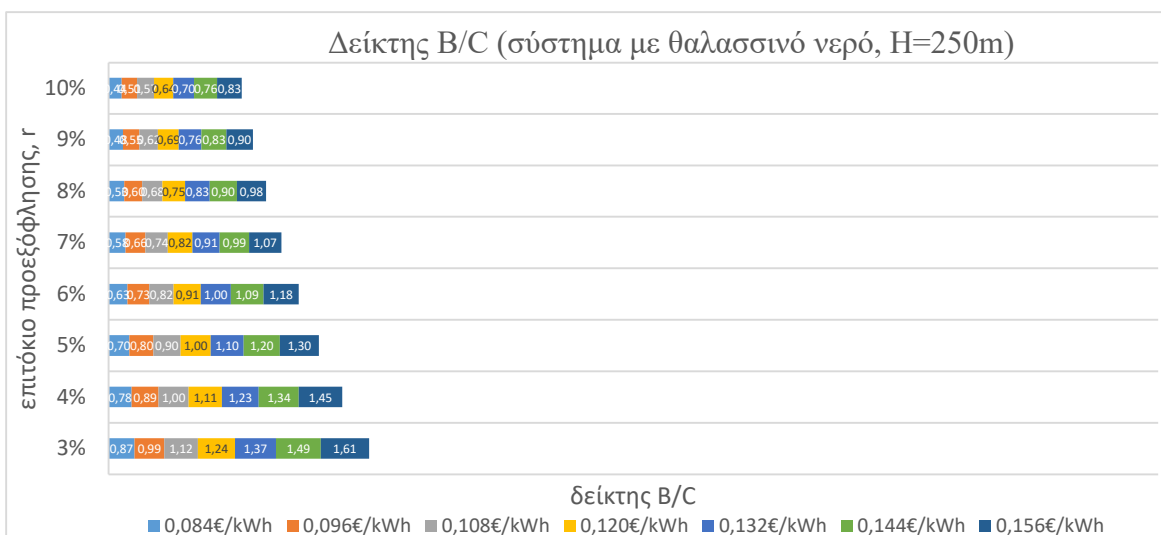
Διάγραμμα Α.20 Μεταβολή IRR στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=250m



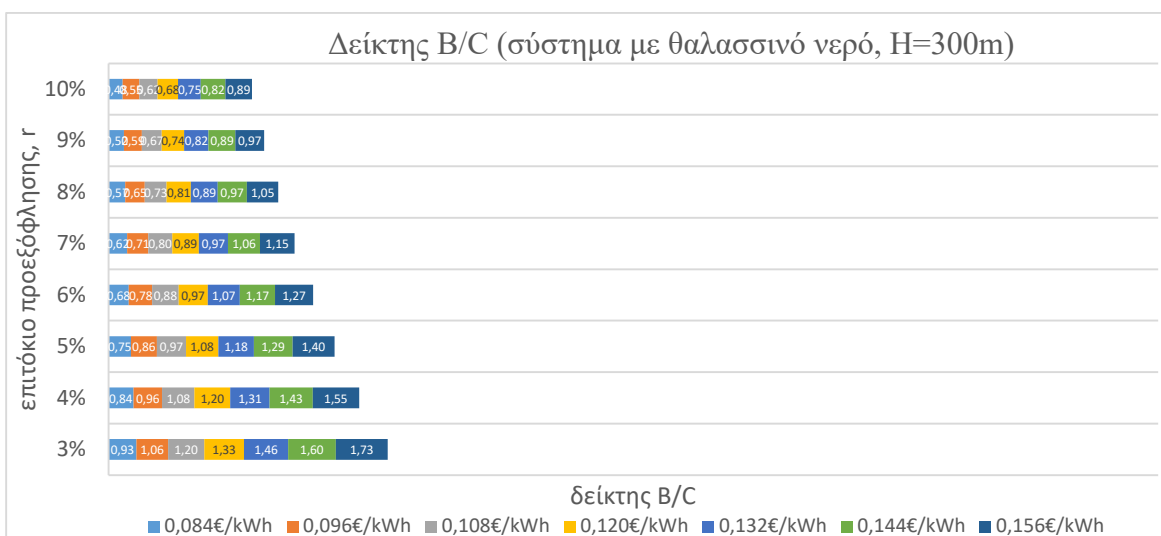
Διάγραμμα Α.21 Μεταβολή IRR στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=300m



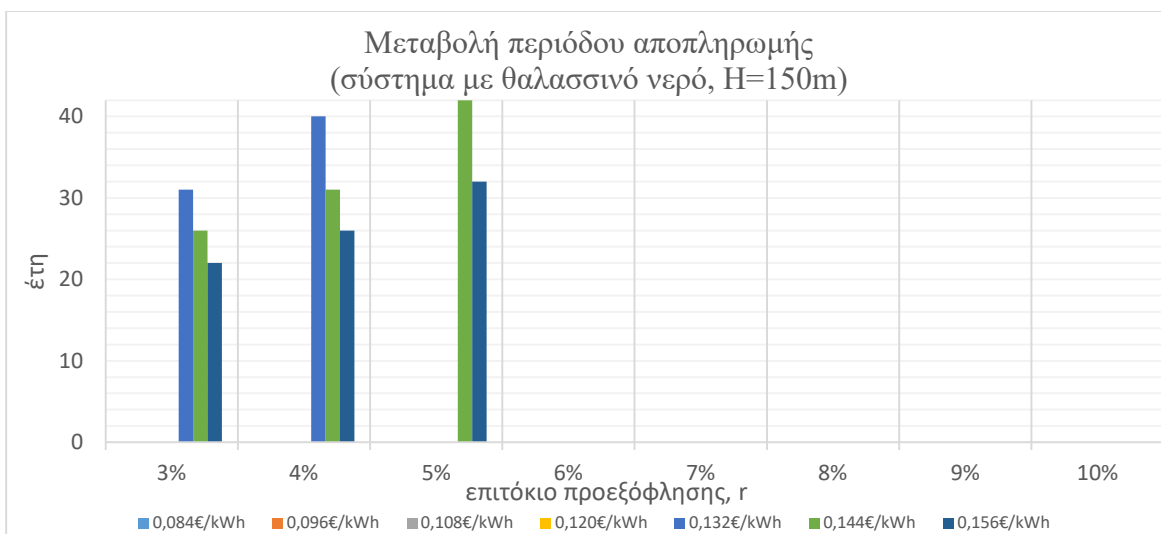
Διάγραμμα Α.22 Δείκτης B/C στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=150m



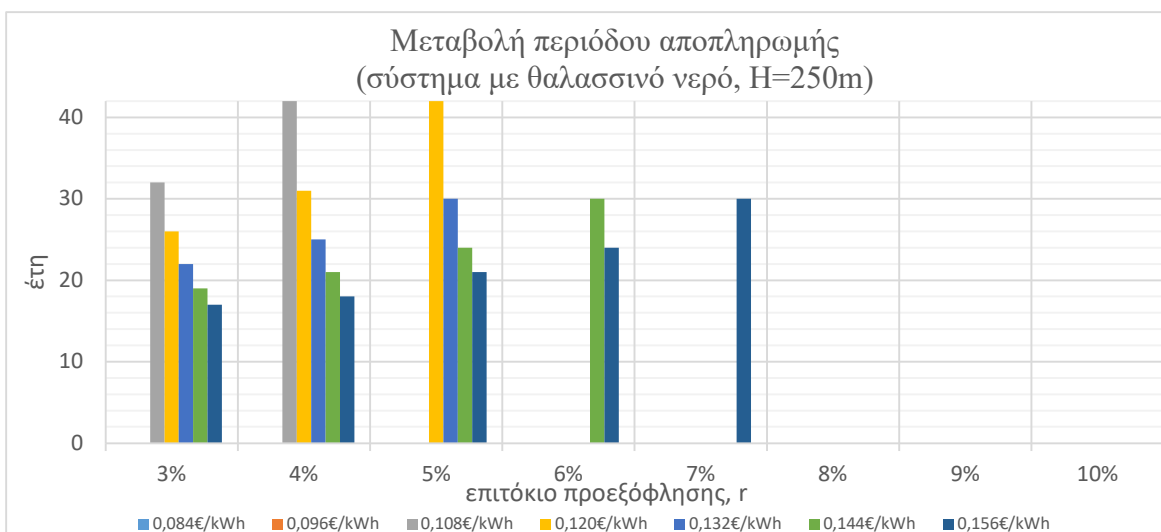
Διάγραμμα Α.23 Δείκτης B/C στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=250m



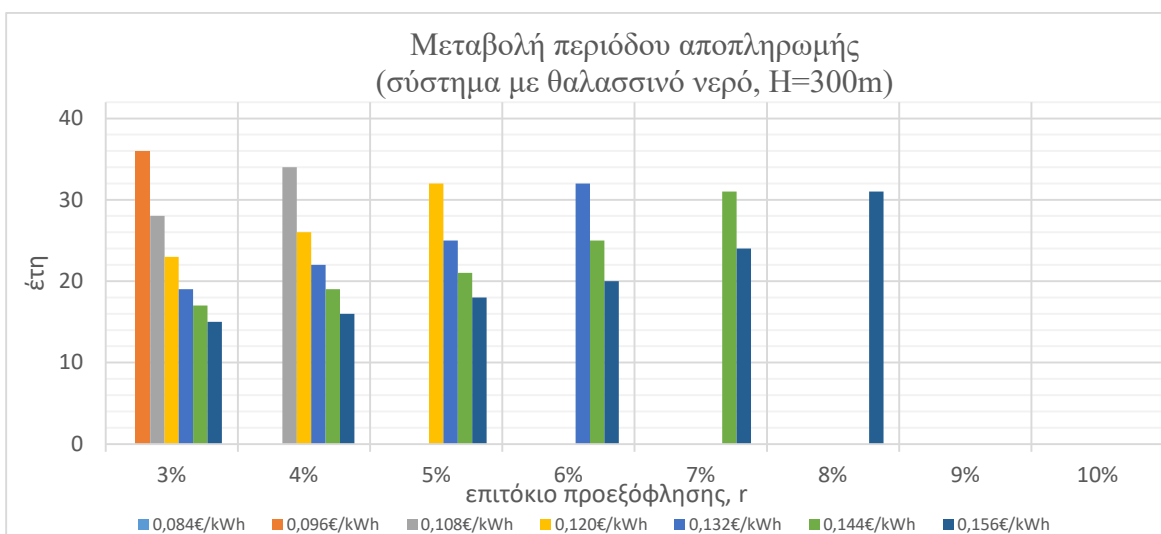
Διάγραμμα Α.24 Δείκτης B/C στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=300m



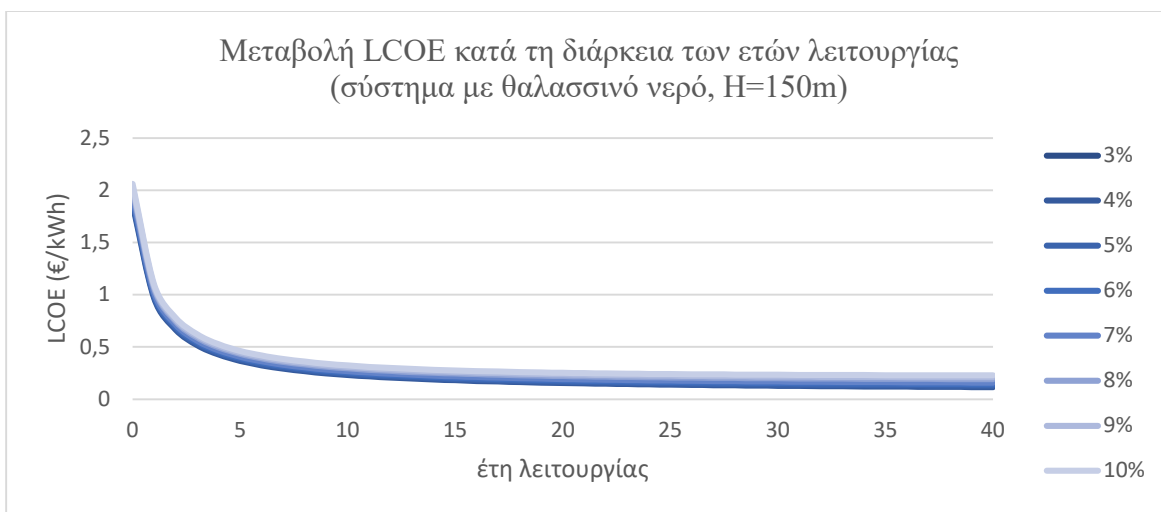
Διάγραμμα Α.25 Μεταβολή PB στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=150m



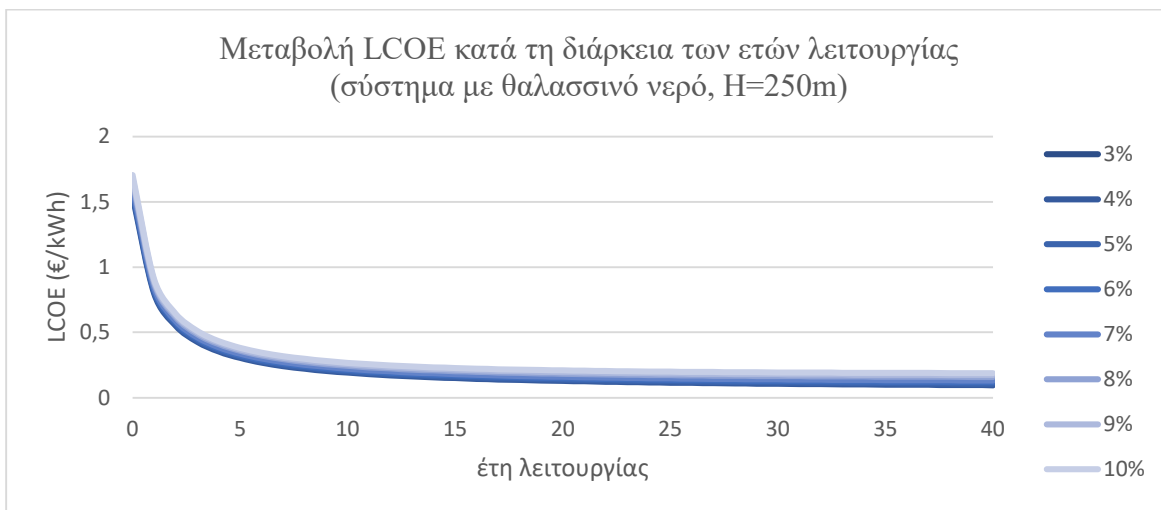
Διάγραμμα Α.26 Μεταβολή PB στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=250m



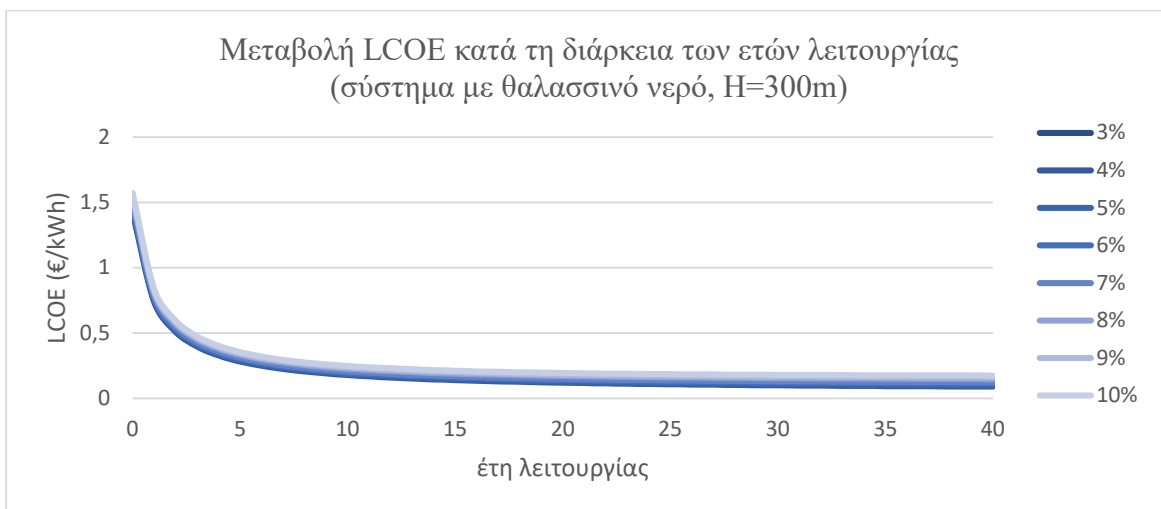
Διάγραμμα Α.27 Μεταβολή PB στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=300m



Διάγραμμα Α.28 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=150m



Διάγραμμα Α.29 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=250m



Διάγραμμα Α.30 Μεταβολή LCOE κατά τη διάρκεια των ετών λειτουργίας στο σύστημα με θαλασσινό νερό, H=300m

Υπεύθυνη Δήλωση Συγγραφέα:

Δηλώνω ρητά ότι, σύμφωνα με το άρθρο 8 του Ν.1599/1986, η παρούσα εργασία αποτελεί αποκλειστικά προϊόν προσωπικής μου εργασίας, δεν προσβάλλει κάθε μορφής δικαιώματα διανοητικής ιδιοκτησίας, προσωπικότητας και προσωπικών δεδομένων τρίτων, δεν περιέχει 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.