

ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ



ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Μοντελοποίηση και Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Συστήματος Άντλησης Ταμίευσης για Αξιοποίηση της Απορριπτόμενης Ενέργειας σε μη Διασυνδεδεμένα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εφαρμογή στο Φράγμα Ποταμών στο Ρέθυμνο Κρήτης

Κωνσταντίνος Τσαμούδαλης

Επιβλέπων:

Καθηγητής Γεώργιος Σταυρακάκης

Χανιά, Ιούλιος 2019

Περίληψη

Στην παρούσα εργασία μελετάται η αποθήκευση απορριπτόμενης ενέργειας στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης. Έχοντας σαν δεδομένο την χρονοσειρά απορριπτόμενης ενέργειας του 2015 της Κρήτης όπως δόθηκε από το Μετσόβιο Πολυτεχνείου, μελετάται ο σχεδιασμός του αναστρέψιμου Υδροηλεκτρικού Έργου (Pumped Storage System) του Φράγματος Ποταμών στο Ρέθυμνο Κρήτης. Η απορριπτόμενη ενέργεια από τα αιολικά πάρκα της Κρήτης απορροφάται από την αντλητική εγκατάσταση και μετατρέπεται σε υδραυλική. Αυτό επιτυγχάνεται από την άντληση του νερού από τον κάτω ταμιευτήρα στον ταμιευτήρα με το μεγαλύτερο ύψος. Η αποθηκευμένη υδραυλική ενέργεια στη συνέχεια, όταν απαιτείται, μετατρέπεται σε ηλεκτρική τροφοδοτώντας το ηλεκτρικό δίκτυο με εγγυημένη ενέργεια. Αντικείμενο αυτής της διπλωματικής είναι η βελτιστοποίηση της διαστασιολόγησης των κυρίων συνιστωσών του έργου (του πλήθους των αντλιών, ονομαστική παροχή αντλιών, της ισχύος υδροστροβίλου και της χωρητικότητας των δεξαμενών). Για την βελτιστοποίηση χρησιμοποιείται σαν κριτήριο η Καθαρή Παρούσα Αξία για οικονομικό κύκλο ζωής της επένδυσης 25 έτη. Η διαστασιολόγηση των παραπάνω συνιστωσών βασίζεται σε αποτελέσματα μαθηματικής προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος που πραγματοποιείται στο προγραμματιστικό εργαλείο Matlab.

Λέξεις κλειδιά

Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής, αντλησιοταμίευση, ένταξη μονάδων, αιολική παραγωγή, εγγυημένη ισχύ, άντληση ενέργειας

TECHNICAL UNIVERSITY OF CRETE
DEPARTMENT OF ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING



DIPLOMA THESIS

**Modeling and Optimal Dimensioning of a Pump–Storage System for the
Exploitation of the Rejected Energy in Non – Interconnected Electrical
Power Systems. Case - Study in Potamon Dam, Rethymno Crete.**

Konstantinos Tsamoudalis

Supervisor:

Professor George Stavrakakis

Chania, July 2019

Abstract

The purpose of this project is to investigate the optimal configuration of the Amari Hybrid Power Station (HPS), including the sizing of its individual components and the selection of the guaranteed capacity of the station. The purpose of this project is to investigate the rejected energy from the non-interconnected electricity system of Crete. Taking into account the rejected energy of Crete for 2015 as given by the lab of hydraulic machines of National Technical University a research will take place about the optimal configuration of the Amari Hybrid Power Station (HPS), including the sizing of its individual components and the selection of the guaranteed capacity of the station. The energy discharged from the wind farms of Crete is absorbed by the pumping plant and converted to hydraulic. This is achieved by pumping the water from the lower reservoir to the upper reservoir. For optimization, Net Present Value is used as a criterion for an investment life cycle of 25 years. The dimensioning of the above components is based on mathematical simulation results of the system operation that is performed in the Matlab programming tool.

Key Words

Non-Interconnected Islands (NII), Hybrid Power Station, wind pumped storage, unit dispatch, wind power, guaranteed capacity, energy pumping.

Περιεχόμενα

Μοντελοποίηση και Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Συστήματος Άντλησης Ταμίευσης για Αξιοποίηση της Απορριπτόμενης Ενέργειας σε μη Διασυνδεδεμένα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εφαρμογή στο Φράγμα Ποταμών στο Ρέθυμνο Κρήτης	1
Περιεχόμενα	5
ΛΙΣΤΑ ΕΙΚΟΝΩΝ.....	6
ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ.....	8
1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ	13
1.1 Σκοπός & αντικείμενο της εργασίας.....	13
1.2 Διάρθρωση της Εργασίας	14
2. ΟΙ ΑΠΕ ΚΑΙ ΟΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ	16
2.1 Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)	16
2.2 Η συμμετοχή και τα μερίδια των ΑΠΕ στην παραγωγή/κατανάλωση ενέργειας	20
2.3 Το νομοθετικό πλαίσιο των ΑΠΕ	22
2.4 ΑΠΕ και οι προκλήσεις για την Ελληνική ενεργειακή πολιτική	24
2.5 Η αποθήκευση ενέργειας παραγόμενης από τεχνολογίες ΑΠΕ.....	26
2.6 Η αξία αποθήκευσης.....	28
2.7 Ταξινόμηση Διατάξεων Αποθήκευσης	30
2.8 Τεχνολογίες αποθήκευσης	31
2.9 Νερό για ενέργεια και ενέργεια για νερό (Water - Energy Nexus).....	33
3 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΝΤΛΗΣΗΣ ΤΑΜΙΕΥΣΗΣ – ΥΒΡΙΔΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ: ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ & ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΜΕΛΕΤΩΝ ΚΑΙ ΕΡΓΩΝ.....	37
3.1 Ορισμός Υβριδικών Σταθμών (ΥΒΣ)	37
3.2 Περιγραφή των συστημάτων άντλησης – ταμίευσης ή αναστρέψιμων ΥΗΕ...37	
3.3 Βιβλιογραφική ανασκόπηση	39
3.4 Παραδείγματα – έργα Αναστρέψιμων ΥΗΕ σε παγκόσμιο επίπεδο	41
3.5 Έργα και Σχέδια Συστημάτων Άντλησης – Ταμίευσης στην Ελλάδα.....	45
4. ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΣΗΕ) ΚΡΗΤΗΣ	56
4.1 Γενικά στοιχεία	56
4.2 Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ)	63

4.3 Κόστος ηλεκτροπαραγωγής.....	64
5. ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΟΥ ΕΡΓΟΥ	67
5.1 Αντλητική εγκατάσταση.....	67
5.2 Προσομοίωση της λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης	75
5.3 Παραγωγή Εγγυημένης Ισχύος.....	79
5.4 Βασικά στοιχεία της οικονομικής ανάλυσης.....	83
5.5 Υπολογισμός της Καθαρής Παρούσας Αξίας.....	84
6. ΜΕΛΕΤΗ & ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΗΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ.....	89
6.1 Μεθοδολογία.....	89
6.2 Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης	90
6.2 Απορριπτόμενη Ενέργεια:	91
6.3 Διαδικασία	92
6.4 Μεθοδολογία και διαδικασία βελτιστοποίησης-Πολυπαραμετρική ανάλυση	98
6.5 Ανάλυση Εξόδων.....	108
6.6 Ανάλυση Ευαισθησίας της Καθαρής Παρούσας Αξίας ως προς την τιμολόγηση του ΥΣ.....	110
6.7 Κριτήριο Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης(EBA).....	114
7 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ-ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΠΑΡΑΠΑΝΩ ΕΡΕΥΝΑ.....	118
7.1 Συμπεράσματα.....	118
7.2 Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα	124
8. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	125
9. ΔΙΚΤΥΑΚΟΙ ΤΟΠΟΙ.....	126

ΛΙΣΤΑ ΕΙΚΟΝΩΝ

Εικόνα 1: Οι Μορφές ΑΠΕ.....	17
Εικόνα 2: Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τεχνολογίες και συνήθεις εφαρμογές [Πηγή: Ευρωπαϊκό Ελεγκτικό Συνέδριο Εκδόσεις Ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές για βιώσιμη αγροτική ανάπτυξη (05/2018)].	18
Εικόνα 3: Συμμετοχή/μερίδια των ΑΠΕ [2] [Πηγή: IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition].....	20
Εικόνα 4:Συμμετοχή ΑΠΕ στην παγκόσμια παραγωγή.....	21

Εικόνα 5: Τα ποσοστά των ΑΠΕ στην παγκόσμια παραγωγή ενέργειας.....	21
Εικόνα 6: Κατανάλωση ΑΠΕ ανά τομέα δραστηριότητας [2] [Πηγή: IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition.	22
Εικόνα 7: Προβλεπόμενη εγκατεστημένη ισχύς για ηλεκτρική παραγωγή (National RES action plan, 2010)[3] [Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός Μάρτιος 2012, Οδικός Χάρτης για το 2050]	26
Εικόνα 8: Η αρχή της ενεργειακής αποθήκευσης [ΚΑΠΕ] [9] [Οδηγός Τεχνολογιών Ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε," Κ.Α.Π.Ε, Αθήνα, 2011.].....	28
Εικόνα 9: Water- Energy Nexus: Νερό για ενέργεια και ενέργεια για νερό (World Business Council for Sustainable Development, 2009.	34
Εικόνα 10: Τα αποτελέσματα διεθνούς έρευνας σχετικά με την κατανάλωση ενέργειας για πόσιμο νερό ([28]Πηγή:European Benchmarking Co-operation, 2011)	35
Εικόνα 11: Σύστημα αντλησιοταμίευσης με δύο ταμιευτήρες [Τ. Νικολάου, 2013]..	38
Εικόνα 12: Σύστημα άντλησης – ταμίευσης του Goldstal (Γερμανία, 2002).....	43
Εικόνα 13: Σχηματικό διάγραμμα του Υβριδικού Συστήματος στο νησί El Hierro	44
Εικόνα 14: ΥΗΣ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα (3x 105 MW/1985-86/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ).....	46
Εικόνα 15: Θησαυρού στο Νέστο (3x127 MW/1998/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ)	46
Εικόνα 16: Οι αναστρέψιμες μονάδες στο ΥΗΕ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα	46
Εικόνα 17: Εσωτερική διαμόρφωση του ΥΒΕ και λοιπές μονάδες παραγωγής του συστήματος της Ικαρίας για το έτος 2012.....	49
Εικόνα 18: Το Φράγμα Ποταμών Ρεθύμνου.....	52
Εικόνα 19: Ο ταμιευτήρας του Φράγματος Ποταμών και η άνω λιμνοδεξαμενή	52
Εικόνα 20: Ο άνω ταμιευτήρας χωροθετημένος στην περιοχή «Γκαργκάνη» Χαρκίων του Δήμου Ρεθύμνης	52
Εικόνα 21: Παραγωγή Ανεμογεννητριών έτους 2017	62
Εικόνα 22:Ενέργεια Κρήτης που παράγει ο κάθε υποσταθμός	62
Εικόνα 23: Κόστος Καυσίμου κατά είδος μονάδος	65
Εικόνα 24:Παραγωγή κατά είδος μονάδος	65
Εικόνα 25: Σχηματική διάταξη απλής αντλητικής εγκατάστασης.	68
Εικόνα 26: Εύρεση του σημείου λειτουργίας αντλητικής εγκατάστασης.....	70
Εικόνα 27: Σχηματική διάταξη παράλληλα συνδεδεμένων αντλιών. Καθορισμός του σημείου λειτουργίας της εγκατάστασης.	73

Εικόνα 28: Εν σειρά λειτουργία αντλιών.....	74
Εικόνα 29: Αδιάστατο ύψος της αντλίας συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.....	76
Εικόνα 30: Βαθμός απόδοσης της αντλίας συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.....	76
Εικόνα 31: Αξιοποίηση της υδραυλικής πτώσης σε εγκατάσταση υδροστροβίλου (α) αντιδράσεως και (β) δράσεως.....	80
Εικόνα 32: Χρονοσειρά απορριπτόμενης ενέργειας έτους 2015.....	92
Εικόνα 33: Χρονοσειρά απορριπτόμενης ισχύος για το σενάριο BAU(συνολική ετήσια 217,711.0785 MWh).....	96
Εικόνα 34: Χρονοσειρά απορριπτόμενης ισχύος για το σενάριο Oil-Green (συνολική ετήσια 205,444.0624 MWh).....	97
Εικόνα 35: Χρονοσειρά απορριπτόμενης ισχύος για το σενάριο Green-Adv(συνολική ετήσια 197,710.987 MWh).....	98

ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1: Τεχνολογικές δυνατότητες ΑΠΕ και οι επιλογές ενεργειακών μετατροπών.....	19
Πίνακας 2: Τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του ΥΣ.....	54
Πίνακας 3: Τα ετήσια ενεργειακά αποτελέσματα του ΥΣ & δείκτες αποδοτικότητας [Πηγή ΟΑΚ ΑΕ].....	54
Πίνακας 4: Καθαρή Παραγωγή Μονάδων του ΣΗΕ Κρήτης.....	56
Πίνακας 5: Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων.....	57
Πίνακας 6: Ονομαστική, αποδιδόμενη ισχύς και τεχνικό ελάχιστο των μονάδων παραγωγής της Κρήτης για το έτος 2015.....	60
Πίνακας 7: Αιολικά Πάρκα Κρήτης 2017.....	60
Πίνακας 8: Συμβολή των καυσίμων στο κόστος της kWh Διανομής.....	63
Πίνακας 9: Χαρακτηριστικές καμπύλες αντλιών σε αδιάστατη μορφή.....	75
Πίνακας 10: Προβλεπόμενο φορτίο και μέση τιμή για το έτος κατασκευής για κάθε σενάριο.....	93
Πίνακας 11: Μέσο Φορτίο έτους-Εγκατεστημένη Ισχύς και παράμετρος R για κάθε σενάριο.....	94
Πίνακας 12: Δείκτης Fct-παράμετρος R για κάθε σενάριο.....	95
Πίνακας 13: Στοιχεία εισόδων που έμειναν σταθερά κατά την βελτιστοποίηση.....	99

Πίνακας 14: Όρια και βήματα βελτιστοποίησης	100
Πίνακας 15: Βέλτιστη διαστασιολόγηση για το σενάριο BAU	101
Πίνακας 16: Βέλτιστης διαστασιολόγηση για το σενάριο Green-Adv	102
Πίνακας 17: Βέλτιστη διαστασιολόγηση για το σενάριο Oil-Green.....	102
Πίνακας 18: Βέλτιστη Διαστασιολόγηση όλων των σεναρίων.....	103
Πίνακας 19: Αποτελέσματα ρυμπtur για τη Βέλτιστη διαστασιολόγηση του σεναρίου BAU για μεταβλητές στροφές.....	104
Πίνακας 20: Αποτελέσματα ρυμπtur για τη Βέλτιστη διαστασιολόγηση του σεναρίου Green-Adv για μεταβλητές στροφές	105
Πίνακας 21: Αποτελέσματα ρυμπtur για τη Βέλτιστη διαστασιολόγηση του σεναρίου Oil-Green για μεταβλητές στροφές	106
Πίνακας 22: Ενεργειακά αποτελέσματα ρυμπtur για τη βέλτιστη διαστασιολόγηση όλων των σεναρίων	108
Πίνακας 23: Ανάλυση εξόδων	109
Πίνακας 24: Ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Bau	111
Πίνακας 25: Ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Green-Adv.....	111
Πίνακας 26: Ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Oil-Green	112
Πίνακας 27: Κριτήριο εσωτερικού βαθμού απόδοσης για το σενάριο Bau	115
Πίνακας 28: Κριτήριο εσωτερικού βαθμού απόδοσης για το σενάριο Green-Adv ..	116
Πίνακας 29: Κριτήριο εσωτερικού βαθμού απόδοσης για το σενάριο Oil-Green....	117
Πίνακας 30: Προβλεπόμενο φορτίο εξεταζόμενου έτους-ενέργεια παραγωγής από τον υβριδικό σταθμό και ποσοστό κάλυψης φορτίου από τον υβριδικό σταθμό. ..	120
Πίνακας 31: Υπολογισμός εκπομπών CO ₂ για την Κρήτη.	121
Πίνακας 32: Περιορισμός εκπομπών CO ₂ για την Κρήτη για βέλτιστη διαστασιολόγηση του σταθμού.	122

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω την Δρ. Πολυτεχνείου Κρήτης και Ειδικό Επιστημονικό Σύμβουλο του Οργανισμού Ανάπτυξης Κρήτης Α.Ε. Τριανταφυλλιά Νικολάου για την προτροπή του θέματος, τις γνώσεις, την στήριξη κατά τη διάρκεια της διπλωματικής και ακόμη για την ευκαιρία να κάνω πρακτική άσκηση στον Οργανισμό Ανάπτυξης Κρήτης.

Ευχαριστώ τον επιβλέποντα καθηγητή Σταυρακάκη για την ανάθεση της διπλωματικής εργασίας και για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε, καθώς και την συμβολή του στον εμπλουτισμό των γνώσεων μου γύρω από τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

Ακόμη θα ήθελα να ευχαριστήσω τον Αναπληρωτή Καθηγητή Κουτρούλη Ευτύχιο μέλος της εξεταστικής επιτροπής για τις γνώσεις που μου προσέφερε πάνω στη Βασική Θεωρία Κυκλωμάτων και στο Σχεδιασμό Συστημάτων VLSI και ASIC, καθώς επίσης και τον Αναπληρωτή Καθηγητή Κανέλλο Φώτιο για την συμμετοχή του στην εξέταση της διπλωματικής.

Ειδικές ευχαριστίες στην κα Γιγαντίδου Αντιόπη Τομεάρχη Λειτουργίας Κέντρου Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς Κρήτης και στην Ανάδοχο εταιρεία του Έργου του Φράγματος Ποταμών ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ για την παραχώρηση στοιχείων. Επιπλέον ευχάριστές στον καθηγητή κ. Αναγνωστόπουλο Ιωάννη και το εργαστήριο Υδραυλικών Μηχανών του τμήματος Μηχανολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου για την παραχώρηση της χρονοσειράς απορριπτόμενης ενέργειας της Κρήτης του έτους 2015.

Τέλος, θα ήθελα να δείξω την ευγνωμοσύνη μου στον Ιωάννη Σκιά, Μηχανολόγο Μηχανικό ΕΜΠ, Μ.Sc. για την πολύτιμη βοήθεια του στο υπολογιστικό εργαλείο Matlab.

Βασικοί Ορισμοί

Μετασχηματιστής Ισχύος:(power transformer) είναι η βασική συσκευή κάθε υποσταθμού μέσης τάσης, διότι υποβιβάζει τη μέση τάση των 20 kV (15kV, 6.6 kV) σε τάση διανομής 400 V.

Inverter: Ο inverter (μετατροπέας) είναι μια συσκευή με ηλεκτρονικές και ηλεκτρολογικές διατάξεις, η οποία μετατρέπει το παραγόμενο από τη γεννήτρια συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο, συμβατό με το δίκτυο του ηλεκτρισμού.

Φράγμα (dam): Τεχνικό έργο μορφής αναχώματος που κατασκευάζεται εγκάρσια στην κοίτη ενός ποταμού, με σκοπό την διαμόρφωση αποθηκευτικού χώρου (ταμιευτήρας) για τη ρύθμιση της ροής και την δημιουργία τεχνητής υψομετρικής διαφοράς.

Ταμιευτήρας (reservoir): Λεκάνη κατάκλυσης που δημιουργείται από τη συγκέντρωση νερού ανάντη του φράγματος, τα όρια της οποίας μεταβάλλονται ανάλογα με την αποθηκευμένη ποσότητα νερού.

Λεκάνη απορροής (river basin): Περιοχή δεδομένης έκτασης που συνεισφέρει στην παραγωγή επιφανειακής απορροής, ο υδροκρίτης της οποίας διέρχεται από την θέση του φράγματος (ο ταμιευτήρας καλύπτει, συνήθως, μικρό τμήμα της λεκάνης).

Αντερείσματα: Τμήματα των πρανών της κοιλάδας στο οποία εδράζεται το φράγμα (διάκριση σε αριστερό-δεξιό, κοιτώντας στην κατεύθυνση της ροής του ποταμού).

Στέψη φράγματος: Ανώτερο υψομετρικά τμήμα του έργου, χωρίς την υπερύψωση (επιπλέον ύψος που αφήνεται για παραλαβή καθιζήσεων).

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Σκοπός & αντικείμενο της εργασίας

Ο σκοπός αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι η διερεύνηση της δυνατότητας που υπάρχει στο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) της Κρήτης να αξιοποιηθεί η απορριπτόμενη ενέργεια όλων των αιολικών πάρκων του συστήματος προς αποθήκευση σε ετήσια βάση με σύστημα άντλησης ταμίευσης και διάθεσης στο ΣΗΕ ως εγγυημένη ηλεκτρική ενέργεια.

Σε ένα ηλεκτρικό δίκτυο για να μην προκαλείται αστάθεια λόγω της έντονης διακύμανσης που παρουσιάζει η παραγωγή ενέργειας από αιολικά πάρκα και κατά συνέπεια να μην χάνεται η ισορροπία παραγωγής και ζήτησης υπάρχει ένα όριο διείσδυσης ενέργεια από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Στα μη διασυνδεδεμένα νησιά το πρόβλημα της απορρόφησης, της παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ είναι μεγαλύτερο. Όταν η ενέργεια που παράγεται ξεπερνά την τιμή του ορίου διείσδυσης οδηγεί στο γεγονός να παραμένει αναξιοποίητη. Στην Κρήτη λόγω της μεγαλύτερης έκτασης του πληθυσμού τα ποσά ενέργειας ΑΠΕ που απορρίπτονται από το δίκτυο είναι αρκετά μεγαλύτερα.

Η ενέργεια από ΑΠΕ που απορρίπτεται από το δίκτυο μπορεί να αποθηκευτεί για να χρησιμοποιηθεί αργότερα όταν αυτό είναι απαραίτητο παρέχοντας στο σύστημα της Κρήτης εγγυημένη ενέργεια. Μια λύση που είναι τεχνολογικά ανεπτυγμένη είναι αυτή της αντλησιοταμίευσης η οποία μετατρέπει την απορριπτόμενη ενέργεια σε υδραυλική. Αυτό επιτυγχάνεται από την άντληση του νερού από τον κάτω ταμιευτήρα στον ταμιευτήρα με το μεγαλύτερο ύψος.

Στην Κρήτη έχει αδειοδοτηθεί (άδεια παραγωγής και έγκριση μελέτης περιβαλλοντικών επιπτώσεων) υβριδικός σταθμός στο φράγμα Ποταμών Αμαρίου στο Ρέθυμνο, έργο του Οργανισμού Ανάπτυξης Κρήτης Α.Ε. (ΟΑΚ ΑΕ). Στο εν λόγω έργο, ο κάτω ταμιευτήρας αποθήκευσης είναι ο υφιστάμενος ταμιευτήρας του Φράγματος Ποταμών, ο άνω ταμιευτήρας θα κατασκευαστεί στα πλαίσια του έργου, ενώ η αιολική ενέργεια που θα αποθηκεύει προέρχεται εξολοκλήρου από δύο αιολικά πάρκα στη Σητεία μεγέθους 91 MW, που θα κατασκευασθούν και αυτά στα πλαίσια του έργου, όπως ορίζει ο Ν. 3468/2006 για τους Υβριδικούς Σταθμούς σε μη διασυνδεδεμένα νησιά, όπως την Κρήτη.

Ωστόσο, παράγοντες όπως ο κορεσμός των αιολικών πάρκων στην ανατολική Κρήτη, οι έντονες αντιδράσεις της τοπικής κοινωνίας στην εγκατάσταση μεγάλων αιολικών μηχανών, το υψηλό κόστος των έργων, η συζήτηση σχετικά με την μείωση των τιμών της παραγόμενης ενέργειας από συστήματα αποθήκευσης στην Κρήτη, αποτελούν την ώθηση να μελετηθούν εναλλακτικά σενάρια, κυρίως σε ό,τι αφορά τα αιολικά πάρκα. Ένα από τα σενάρια αυτά είναι η «κατάργηση» της κατασκευής των νέων αιολικών πάρκων στα έργα αποθήκευσης ενέργειας και η αντικατάσταση της

αιολικής ενέργειας από την συνολική απορριπτόμενη του ΣΗΕ σε ετήσια βάση. Δηλαδή, η αξιοποίηση της ενέργειας ΑΠΕ που ούτως ή άλλως θα χανόταν και που είναι πιο οικονομική από την παραγόμενη από νέα αιολικά πάρκα. Στην παρούσα εργασία μελετάται το έργο του Υβριδικού Σταθμού του Φράγματος Ποταμών Ρεθύμνου εκ νέου, χωρίς το αιολικό πάρκο της Σητείας. Στην περίπτωση μελέτης μας η αιολική ενέργεια θα προέρχεται από το σύνολο της αιολικής ενέργειας που απορρίπτεται στην Κρήτη σε ετήσια βάση.

Αντικείμενο αυτής της διπλωματικής είναι η βελτιστοποίηση της διαστασιολόγησης των κυρίων συνιστωσών του έργου άντλησης – ταμίευσης, δηλαδή του πλήθους των αντλιών, ονομαστική παροχή αντλιών, της ισχύος υδροστροβίλου και της χωρητικότητας της άνω δεξαμενής του έργου. Για την βελτιστοποίηση χρησιμοποιείται σαν κριτήριο η Καθαρή Παρούσα Αξία για οικονομικό κύκλο ζωής της επένδυσης 25 έτη. Η διαστασιολόγηση των παραπάνω συνιστωσών βασίζεται σε αποτελέσματα μαθηματικής προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος που πραγματοποιείται στο προγραμματιστικό εργαλείο Matlab.

Τα αποτελέσματα της εργασίας αυτής και κυρίως όσα αφορούν στην τεχνική εφικτότητα του προτεινόμενου έργου, στην οικονομική βιωσιμότητα, στους οικονομικούς δείκτες και στα δεδομένα τιμολόγησης, αποτελούν καθοριστικά στοιχεία για την μελλοντική θεσμοθέτηση και καθιέρωση της δυνατότητας αξιοποίησης της απορριπτόμενης ισχύος στα έργα αποθήκευσης σε μη διασυνδεδεμένα αρχικά και σε διασυνδεδεμένα εν συνεχεία συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας.

1.2 Διάρθρωση της Εργασίας

Αναλύονται παρακάτω τα περιεχόμενα των κεφαλαίων που αποτελείται η εργασία.

Στο δεύτερο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα γενικά στοιχεία για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, το νομοθετικό τους πλαίσιο και οι προκλήσεις για την Ελληνική ενεργειακή πολιτική. Στη συνέχεια αναφέρεται η ανάγκη για αποθήκευση ενέργειας. Ακόμη μελετώνται τα προτερήματα της αποθήκευσης ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ και οι τεχνολογίες με τις οποίες γίνεται η αποθήκευση ενέργειας.

Στο τρίτο κεφάλαιο αναπτύσσονται τα συστήματα άντλησης ταμίευσης και σημαντικά έργα που έχουν υλοποιηθεί και θα κατασκευαστούν τόσο σε παγκόσμιο όσο και σε εθνικό επίπεδο. Επιπλέον γίνεται βιβλιογραφική ανασκόπηση.

Στο τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζονται αρχικά τα γενικά στοιχεία της λειτουργίας του ηλεκτρικού δικτύου της Κρήτης, δηλαδή αναφέρονται τα χαρακτηριστικά των μονάδων. Στη συνέχεια γίνεται μια μελέτη για το κόστος ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης.

Στο πέμπτο κεφάλαιο παρουσιάζεται η θεωρία που διέπει τη λειτουργία μιας αντλητικής εγκατάστασης, καθώς και τα βασικά στοιχεία της οικονομικής ανάλυσης. Παράλληλα αναφέρεται πως υπολογίζεται η Καθαρή Παρούσα Αξία μιας επένδυσης και τα αναλυτικά έσοδα και έξοδα της επένδυσης.

Στο έκτο κεφάλαιο αναπτύσσονται τα σενάρια που χρησιμοποιήθηκαν για την μοντελοποίηση, το πρόγραμμα προσομοίωσης της αντλησιοταμιευτικής εγκατάστασης, η μεθοδολογία και η διαδικασία βελτιστοποίησης. Δίνονται τα αποτελέσματα που προκύπτουν από κάθε σενάριο και γίνεται ο ανάλογος σχολιασμός τους. Ακόμη γίνεται ανάλυση των εξόδων και της Καθαρής Παρούσας Αξίας. Τέλος εφαρμόζεται το κριτήριο της Καθαρής Παρούσας Αξίας.

Στο έβδομο κεφάλαιο παρουσιάζονται τα συμπεράσματα που προέκυψαν από την εργασία και δίνονται προτάσεις για περαιτέρω έρευνα.

2. ΟΙ ΑΠΕ ΚΑΙ ΟΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ

2.1 Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ)

Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας είναι μορφές εκμεταλλεύσιμης ενέργειας που προέρχεται από διάφορες φυσικές διαδικασίες, όπως ο άνεμος, η γεωθερμία, η κυκλοφορία του νερού και άλλες.

Ο όρος «ανανεώσιμες» αφορά σε 2 χαρακτηριστικά:

- για την εκμετάλλευσή τους δεν απαιτείται κάποια ενεργητική παρέμβαση (εξόρυξη, άντληση, καύση) αλλά απλώς η εκμετάλλευση της ήδη υπάρχουσας ροής ενέργειας στη φύση.
- πρόκειται για «καθαρές» μορφές ενέργειας, πολύ φιλικές στο περιβάλλον, που δεν αποδεσμεύουν υδρογονάνθρακες, διοξείδιο του άνθρακα ή τοξικά και ραδιενεργά απόβλητα όπως οι υπόλοιπες πηγές ενέργειας που χρησιμοποιούνται σε μεγάλη κλίμακα.

Με τον όρο Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ – Renewable Energy Sources - RES) χαρακτηρίζονται οι μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η αιολική ενέργεια, η ηλιακή ενέργεια, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, η βιομάζα, τα αέρια που εκλύονται από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού, τα βιοαέρια, η γεωθερμική ενέργεια και η υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς.

Ως «ανανεώσιμες πηγές» θεωρούνται γενικά οι εναλλακτικές των παραδοσιακών πηγών ενέργειας (π.χ. του πετρελαίου ή του άνθρακα), όπως η ηλιακή και η αιολική.

Ο χαρακτηρισμός «ανανεώσιμες» είναι κάπως καταχρηστικός, μιας και ορισμένες από αυτές τις πηγές, όπως η γεωθερμική ενέργεια δεν ανανεώνονται σε κλίμακα χιλιετιών.

Οι ΑΠΕ ορίζονται από τον Sorensen (Sorensen, 2004) ως «*οι ενεργειακές ροές που αντικαθίστανται με τον ίδιο ρυθμό με τον οποίο καταναλώνονται*».

Με βάση τις μέχρι σήμερα τεχνολογίες, ο καλύτερος τρόπος αξιοποίησης των ΑΠΕ είναι η άμεση παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο όρος « **Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας**» αναφέρεται κυρίως στις ακόλουθες:



Εικόνα 1: Οι Μορφές ΑΠΕ

- Η αιολική ενέργεια αξιοποιείται μέσω των ανεμογεννητριών (Α/Γ), οι οποίες μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική.
- Η ηλιακή ενέργεια αξιοποιείται είτε μέσω των φωτοβολταϊκών (Φ/Β) γεννητριών, οι οποίες μετατρέπουν απ' ευθείας την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική, είτε με τη συγκέντρωση των ηλιακών ακτινών μέσω ηλιακών συλλεκτών, ώστε να επιτευχθούν υψηλές θερμοκρασίες και τελικά η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος εκτεταμένη χρήση της ηλιακής ενέργειας γίνεται για τη θέρμανση νερού ή χώρων.
- Με τα μικρά υδροηλεκτρικά (ΜΥΗΕ), με ονομαστική ισχύ μικρότερη των 10MW, γίνεται εκμετάλλευση υδάτινων ρευμάτων, για τα οποία δεν απαιτούνται μεγάλα έργα αποθήκευσης (π.χ. φράγματα).
- Τα στοιχεία καυσίμου μετατρέπουν απ' ευθείας την χημική ενέργεια σε ηλεκτρική με τη χρήση κατάλληλων διατάξεων και ηλεκτρολυτών.

- Η κινητική ενέργεια των θαλάσσιων κυμάτων μετατρέπεται σε ηλεκτρική μέσω κατάλληλων διατάξεων.
- Η γεωθερμική ενέργεια, δηλαδή η θερμότητα των εσωτερικών στρωμάτων της γης, γίνεται εκμεταλλεύσιμη όταν υπάρχουν κατάλληλες γεωλογικές συνθήκες.
- Η βιομάζα συνίσταται από τα πάσης φύσεως γεωργικά και δασικά υπολείμματα, από τα οποία με κατάλληλες θερμοχημικές διεργασίες μπορούν να ληφθούν καύσιμα.

Στην Εικόνα 2 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα βασικά είδη ανανεώσιμης ενέργειας, οι σχετικές τεχνολογίες και οι συνήθεις εφαρμογές. Τα έργα ΑΠΕ διακρίνονται σε έργα μεγάλης κλίμακας ή αλλιώς μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος (πολλών MW) και σε έργα μικρής κλίμακας ή αλλιώς μικρής εγκατεστημένης ισχύος (μετρούμενων σε kW).

Ηλιακή ενέργεια	Αιολική ενέργεια	Θαλάσσια ενέργεια	Υδροηλεκτρική ενέργεια	Γεωθερμική ενέργεια	Βιοενέργεια
					
Πηγή: Ήλιος	Πηγή: Άνεμος	Πηγή: Κύματα, παλίρροιες	Πηγή: Υδατα	Πηγή: Γη	Πηγή: Βιομάζα, απόβλητα
Τεχνολογίες: Φωτοβολταϊκά, ηλιακή θερμική ενέργεια	Τεχνολογίες: Ανεμογεννήτριες	Τεχνολογίες: Φράγματα, παλίρροια φράγματα	Τεχνολογίες: Υδροηλεκτρικοί σταθμοί	Τεχνολογίες: Γεωθερμικές αντλίες θερμότητας και αντλίες θερμότητας	Τεχνολογίες: Καύση βιομάζας, μονάδες παραγωγής βιοαερίου, βιοκαύσιμα
Εφαρμογές: Ηλεκτρική ενέργεια, θέρμανση και ψύξη	Εφαρμογές: Ηλεκτρική ενέργεια	Εφαρμογές: Ηλεκτρική ενέργεια	Εφαρμογές: Ηλεκτρική ενέργεια	Εφαρμογές: Ηλεκτρική ενέργεια, θέρμανση και ψύξη	Εφαρμογές: Ηλεκτρική ενέργεια, θέρμανση και ψύξη, Μεταφορές

Εικόνα 2: Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, τεχνολογίες και συνήθεις εφαρμογές [Πηγή: Ευρωπαϊκό Ελεγκτικό Συνέδριο Εκδόσεις Ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές για βιώσιμη αγροτική ανάπτυξη (05/2018)].

Η σπουδαιότητα των ΑΠΕ συνίσταται στους ακόλουθους λόγους:

- Είναι «καθαρές» πηγές ενέργειας με ελάχιστη επίδραση στο περιβάλλον.
- Κατά κανόνα είναι ανεξάντλητες σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα που προβλέπεται να αρχίσουν να εξαντλούνται από το 2020-2060.
- Ενισχύουν την εθνική οικονομία αφού συχνά μπορούν να βασιστούν σε επενδύσεις μέσα στην ίδια την χώρα, σε αντίθεση με τις αυξημένου κόστους εισαγωγές ενέργειας.

- Ενισχύουν την ενεργειακή ασφάλεια αφού ανεξαρτητοποιούν ενεργειακά την χώρα.

Ένα από τα πιο αξιοσημείωτα χαρακτηριστικά των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας είναι η ποικιλομορφία των τεχνολογιών και των πηγών. Δεν υπάρχει αμφιβολία ότι το τελικό μέγεθος των ΑΠΕ είναι μεγάλο και θα μπορούσε θεωρητικά να συνεισφέρει σε μεγάλο ποσοστό στις παγκόσμιες απαιτήσεις ενέργειας.

Οι λόγοι ανάπτυξης των ΑΠΕ είναι:

- Η αυξημένη ενεργειακή ζήτηση
- Οι πετρελαϊκές κρίσεις το 1973 και 1979
- Το πρόβλημα της μόλυνσης του περιβάλλοντος & της κλιματικής αλλαγής
- Η ανάπτυξη της τεχνολογίας.

Στον Πίνακα 1 παρουσιάζονται οι τεχνολογικές δυνατότητες των ΑΠΕ και οι επιλογές των ενεργειακών μετατροπών.

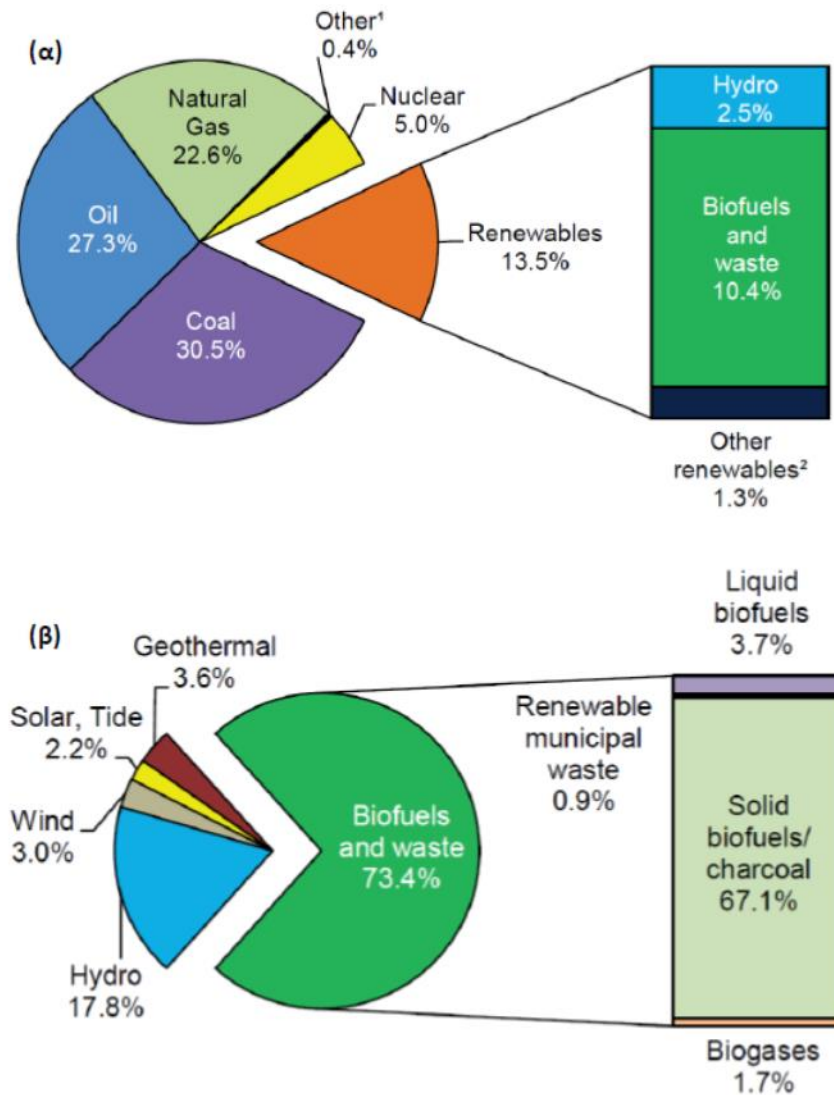
Πίνακας 1: Τεχνολογικές δυνατότητες ΑΠΕ και οι επιλογές ενεργειακών μετατροπών

Πηγή	Τεχν. Δυνατότητα (TWh/έτος)	Επιλογές ενεργειακών μετατροπών
Ηλιακή Ενέργεια	12,000-14,000	Φωτοβολταϊκά, σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος, ηλιακοί θερμοσίφωνες
Αιολική Ενέργεια	20,000-40,000	Μεγάλης και μικρής κλίμακας σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος, αντλίες νερού
Ενέργεια κυμάτων	2,000-4,000	Μεγάλος αριθμός εφαρμογών
Ενέργεια παλίρροιας	> 3,500	Φράγματα, εκμετάλλευση παλιρροϊκών κυμάτων
Γεωθερμία	4,000-40,000	Hot dry rock, magma, υδροθερμία, Geopressed,
Βιομάζα	8,000-25,000	Καύση, αεριοποίηση, πυρόλυση, χώνευση, βιοκαύσιμα για παραγωγή θερμότητας-ηλεκτρισμού

Ο βασικός περιορισμός είναι το υψηλότερο αρχικό κόστος, το οποίο σχετίζεται ασφαλώς με το επίπεδο της τεχνολογίας. Τα τελευταία 15-20 χρόνια το κόστος των ΑΠΕ μειώθηκε σημαντικά και πολλές τεχνολογίες είναι ανταγωνιστικές ως προς τα ορυκτά καύσιμα, ιδιαίτερα όταν ληφθούν υπόψη και ορισμένες «κρυφές» παράμετροι (περιβάλλον, ασφάλεια, ενεργειακή απεξάρτηση κ.ά.).

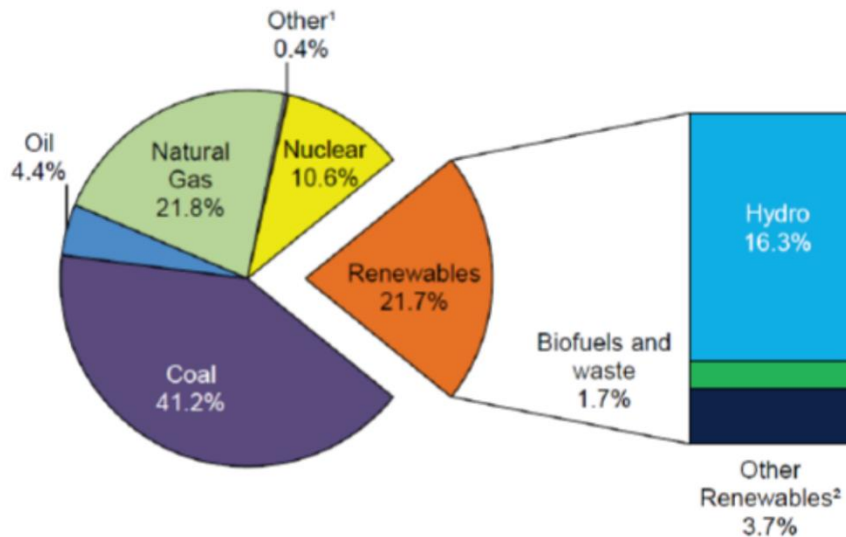
2.2 Η συμμετοχή και τα μερίδια των ΑΠΕ στην παραγωγή/κατανάλωση ενέργειας

Σύμφωνα με την Έκθεση της IEA RENEWABLES INFORMATION του 2015 [2] [(IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition.) στην Εικόνα 3(α) παρουσιάζεται η συμμετοχή των ΑΠΕ στην παγκόσμια παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας για το 2013, ενώ στην Εικόνα 3(β) τα μερίδια των διαφόρων ΑΠΕ.



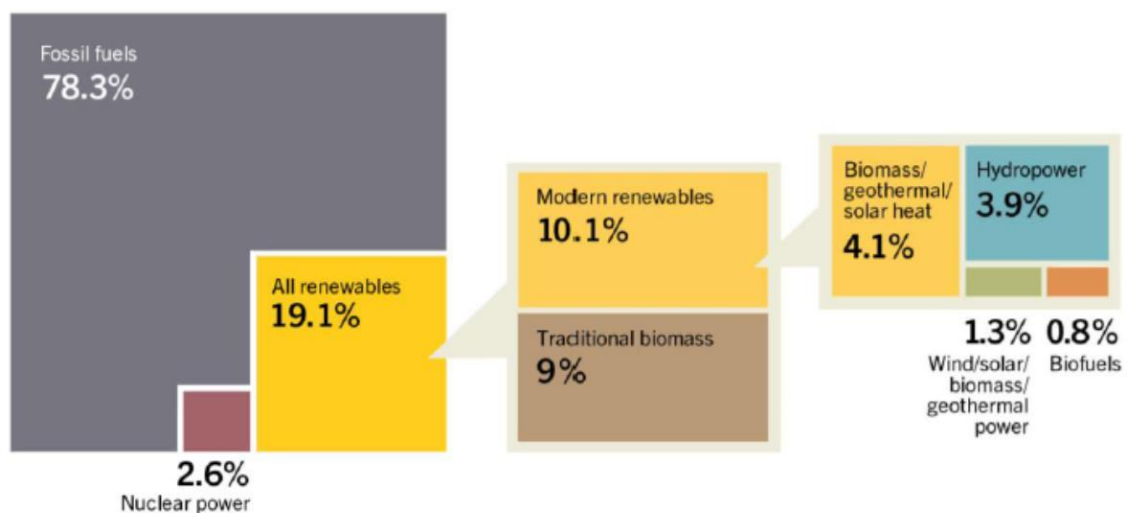
Εικόνα 3: Συμμετοχή/μερίδια των ΑΠΕ [2] [Πηγή: IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition]

Η συμμετοχή ΑΠΕ στην παγκόσμια παραγωγή, με βάση την ίδια έρευνα του 2015, παρουσιάζεται στην Εικόνα 4.



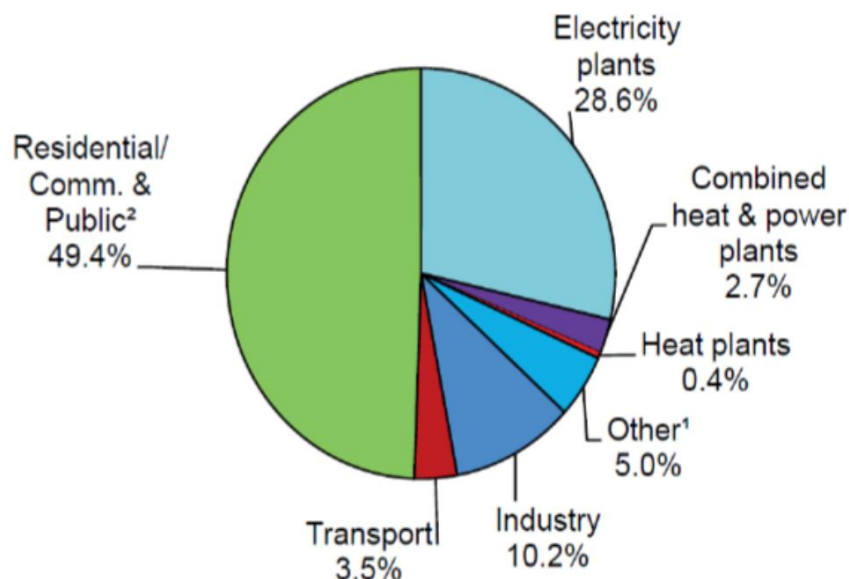
Εικόνα 4: Συμμετοχή ΑΠΕ στην παγκόσμια παραγωγή

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της έρευνας REN21, Renewables 2015 Global Status report, η συμμετοχή ΑΠΕ στην παγκόσμια κατανάλωση τελικής ενέργειας ανέρχεται στο ποσοστό των 19.1%, με το 10.1% να αντιστοιχεί σε σύγχρονες τεχνολογίες ΑΠΕ, ενώ το 9% στην παραδοσιακή βιομάζα. Τα επιμέρους ποσοστά ανά τεχνολογία παρουσιάζονται στην Εικόνα 5.



Εικόνα 5: Τα ποσοστά των ΑΠΕ στην παγκόσμια παραγωγή ενέργειας

Η κατανάλωση ενέργειας από ΑΠΕ ανά κατηγορία δραστηριότητας παρουσιάζεται στην Εικόνα 6, όπου βλέπουμε το μεγαλύτερο ποσοστό να καταλαμβάνει ο οικιακός-εμπορικός-δημόσιος τομέας με ποσοστό περίπου 50% και να ακολουθούν οι μονάδες ηλεκτρισμού σε ποσοστό περίπου 29%.



Εικόνα 6: Κατανάλωση ΑΠΕ ανά τομέα δραστηριότητας [2] [Πηγή: IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition.

2.3 Το νομοθετικό πλαίσιο των ΑΠΕ

Απαρχή της εισόδου των ΑΠΕ στη χώρα αποτέλεσε ο **N. 1559/1985** «Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α 135) στα πλαίσια του οποίου η ΔΕΗ πρωτοπορούσα εγκατέστησε 24 MW ενώ οι Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης περιορίστηκαν στο ελάχιστο επίπεδο των 3 MW μέχρι το 1995 και ο ιδιωτικός τομέας παρέμεινε εκτός σκηνής.

Ο **N. 2244/1994** «Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α 168), στα ίχνη του τότε ισχύοντος γερμανικού Νόμου (Stromeinspeisungsgesetz), αποτέλεσε την απαρχή για την ουσιαστική ανάπτυξη των ΑΠΕ.

Συνεχίζεται με την ίδρυση του ΚΑΠΕ (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας), με σκοπό τη προώθηση και την υποστήριξη δραστηριοτήτων ΑΠΕ και Ε.Ε. Σκοπός του Κέντρου είναι η προώθηση των ΑΠΕ, της εξοικονόμησης και της ορθολογικής χρήσης της ενέργειας, καθώς και η κάθε είδους υποστήριξη δραστηριοτήτων στους εν λόγω τομείς. Περαιτέρω, με το άρθρο 11 του **N. 2702/1999** «Διάφορες ρυθμίσεις θεμάτων αρμοδιότητας Υπουργείου Ανάπτυξης και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 70) το ΚΑΠΕ λειτουργεί ως εθνικό συντονιστικό κέντρο των εν λόγω δραστηριοτήτων. [www.cres.gr].

Ο **N.2773/99** για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας καθιερώνει την άδεια παραγωγής. Με την ΥΑ 2000/2002 η άδεια παραγωγής αποτελεί προϋπόθεση για την έναρξη της αδειοδοτικής διαδικασίας. Με το άρθρο 4 του Ν.

2773/1999 ιδρύθηκε η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας ως ανεξάρτητη διοικητική αρχή επιφορτισμένη με την παρακολούθηση και έλεγχο της λειτουργίας της αγοράς ενέργειας και τη διατύπωση εισηγήσεων για την τήρηση των κανόνων του ανταγωνισμού και την προστασία των καταναλωτών [www.rae.gr]

Ο **N. 2941/2001** «Απλοποίηση διαδικασιών ίδρυσης εταιρειών, αδειοδότηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ρύθμιση θεμάτων της Α.Ε. 'ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΝΑΥΠΗΓΕΙΑ' και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 201) αντιμετώπισε αποτελεσματικά το θέμα εγκατάστασης ΑΠΕ σε δάση και δασικές εκτάσεις, με διατάξεις που έγιναν αποδεκτές και κρίθηκαν συνταγματικές από το Συμβούλιο της Επικρατείας.

Με το **N. 3017/2002** «Κύρωση του Πρωτοκόλλου του Κιότο στη Σύμβαση-πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος» (ΦΕΚ Α' 117) η Ελληνική Βουλή επισημοποίησε τη δέσμευση της χώρας για δράσεις αντιστρατευόμενες την τάση επιδείνωσης του φαινομένου του θερμοκηπίου.

Ο **N. 3175/2003** καθιέρωσε για πρώτη φορά συνεκτικό σύνολο κανόνων για την ορθολογική χρήση της γεωθερμικής ενέργειας. Το νέο πλαίσιο είναι συμβατό με το κοινοτικό δίκαιο που θεωρεί ότι η γεωθερμία αποτελεί μορφή ανανεώσιμης ενέργειας που συνεισφέρει στη βιώσιμη ανάπτυξη.

Με την **ΚΥΑ 1726/2003** καταβλήθηκε προσπάθεια αντιμετώπισης κυρίως του φαινομένου της χρονικής καθυστέρησης στην περιβαλλοντική αδειοδότηση έργων ΑΠΕ.

Ο **N. 3468/2006** «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις» (Παράρτημα Ι), ο οποίος κατήργησε κάποια άρθρα των νόμων 3175/2003, 2773/1999 και 2244/1994, αφενός αποσαφήνισε τον ορισμό των υβριδικών συστημάτων (βλ. Παράγραφο 2.4), αφετέρου καθόρισε την διαδικασία αδειοδότησης για εγκατάσταση και λειτουργία, καθώς και την τιμολόγηση της διαθεσιμότητας της ισχύος Υβριδικών Σταθμών.

Ο **N. 3851/2010** για τις Α.Π.Ε. «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής» ψηφίστηκε στη Βουλή την 25 Μαΐου 2010.

Το 2008 εκδόθηκε η **ΚΥΑ 49828 ΦΕΚ 2464/Β/3.12.2008** «Ειδικό Πλαίσιο Χωροταξικού Σχεδιασμού και Αειφόρου Ανάπτυξης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας» με σκοπό:

- Τη διαμόρφωση πολιτικών χωροθέτησης έργων ΑΠΕ, ανά κατηγορία δραστηριότητας και κατηγορία χώρου, βάσει των διαθέσιμων σε εθνικό επίπεδο στοιχείων.

- Την καθιέρωση κανόνων και κριτηρίων χωροθέτησης που θα επιτρέπουν αφενός την δημιουργία βιώσιμων εγκαταστάσεων ΑΠΕ και αφετέρου την αρμονική ένταξή τους στο φυσικό και ανθρωπογενές περιβάλλον.
- Τη δημιουργία ενός αποτελεσματικού μηχανισμού χωροθέτησης των εγκαταστάσεων ΑΠΕ, ώστε να επιτευχθεί ανταπόκριση στους στόχους των εθνικών και ευρωπαϊκών πολιτικών. [4] [J. Anagnostopoulos, D. Papantonis, 2012, Energy storage to support large RES integration in Greece: Current policy, legislation, and investment prospects.]

2.4 ΑΠΕ και οι προκλήσεις για την Ελληνική ενεργειακή πολιτική

Η Ελλάδα εμφανίζει ένα υψηλό δυναμικό για αξιοποίηση των τεχνολογιών ΑΠΕ σε όλους τους τομείς τελικής κατανάλωσης, καθώς και για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το δυναμικό αυτό για ηλεκτροπαραγωγή, τα τελευταία χρόνια και κυρίως από το 2006 και μετά, γίνεται προσπάθεια να αξιοποιηθεί με το βέλτιστο τρόπο υιοθετώντας μια σειρά από αλλαγές στο θεσμικό πλαίσιο αδειοδότησης και χρήσης συστημάτων ΑΠΕ, αλλά και με την παράλληλη χρήση των απαραίτητων χρηματοδοτικών εργαλείων.

Η έμφαση έχει δοθεί σε τεχνολογίες με υψηλό βαθμό εμπορικής ωριμότητας, όπως αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκά, βιομάζα, μικρά υδροηλεκτρικά κα, οι οποίες έχουν προσελκύσει και υψηλό επενδυτικό ενδιαφέρον. Ιδιαίτερα τα τελευταία 3 χρόνια έντονο είναι το επενδυτικό ενδιαφέρον για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας(κυρίως για Φ/Β), όπου ήδη φαίνονται σημαντικά αποτελέσματα και αυξημένο επίπεδο συμμετοχής της συγκεκριμένης τεχνολογίας στην ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ.

[3] [Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός Μάρτιος 2012, Οδικός Χάρτης για το 2050]

Ωστόσο, το ποσοστό ενσωμάτωσης νέων μονάδων ΑΠΕ(αιολικά, φωτοβολταϊκά) στο ηλεκτρικό σύστημα είναι ακόμα χαμηλό, κυρίως εξαιτίας της χρονοβόρας και πολύπλοκης διαδικασίας αδειοδότησης και της ελλιπούς βασικής υποδομής (δηλ. του κτηματολογίου και του μητρώου δασών, τα σχέδια χρήσης της γης, των δικτύων), η οποία οδηγεί σε ανώριμα επενδυτικά σχέδια που μπορούν να προκαλέσουν αντιδράσεις από τις τοπικές κοινότητες ή τα ενδιαφερόμενα μέρη. Η ολοκλήρωση της υποβολής αιτήσεων και τελικά λειτουργίας σταθμών ΑΠΕ, σήμερα, ακόμη και όταν δεν προκύπτουν συγκρούσεις ή νομικά θέματα, μπορεί να διαρκέσει αρκετά χρόνια. Ως εκ τούτου, η δραστική επιτάχυνση της ώστε να μπορεί να ολοκληρωθεί μέσα σε ένα χρόνο αποτελεί πρώτη προτεραιότητα της εθνικής ενεργειακής πολιτικής για την ανάπτυξη των ΑΠΕ(N.3851/2010).

[4] [J. Anagnostopoulos, D. Papantonis, 2012, Energy storage to support large RES integration in Greece: Current policy, legislation, and investment prospects.]

Από την άλλη πλευρά, το υπάρχον δίκτυο θέτει ορισμένα εμπόδια για την υψηλή διείσδυσή ΑΠΕ, κυρίως λόγω του υψηλού τεχνικού ελαχίστου και της αδυναμίας των συχνών κύκλων των συμβατικών θερμικών μονάδων (λιγνιτικές μονάδες και

εγκαταστάσεις συνδυασμένου κύκλου), που αποτελούν το μεγαλύτερο μέρος της συμβατικής παραγωγής. Μάλιστα στα μη διασυνδεδεμένα νησιά το όριο διείσδυσης ΑΠΕ είναι ακόμη μικρότερο. Πρόσθετα εμπόδια επιβάλλονται από τους περιορισμούς μετάδοσης σε αρκετές περιοχές(π.χ. Πελοπόννησος) και την περιορισμένη σύνδεση με ευρωπαϊκό δίκτυο. Το τελευταίο δίνει στο ηλεκτρικό δίκτυο της Ελλάδας χαρακτηριστικά απόδοσης παρόμοια με εκείνα ενός μεγάλου απομονωμένου συστήματος.

[4] [J. Anagnostopolous, D. Papantonis, 2012, Energy storage to support large RES integration in Greece: Current policy, legislation, and investment prospects.]

Κατά συνέπεια, η επιθυμητή δραστική ανάπτυξη και εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ θα απαιτήσει την αποθήκευση της ενέργειας, προκειμένου να αποφευχθούν σημαντικές απορρίψεις ενέργειας, τόσο για την ηπειρωτική χώρα όσο και για τα αυτόνομα συστήματα των νησιών.

[4] [J. Anagnostopolous, D. Papantonis, 2012, Energy storage to support large RES integration in Greece: Current policy, legislation, and investment prospects.]

[5] [E. Dialynas, Chalkida, April 2009, Impacts of high level wind penetration on the operation of the Greek electricity production system, Technical Chamber of Greece Meeting.]

[6] [N. Boulaxis, 2nd National Meeting of the Energy Institute of Southeast Europe (IENE), Athens, November 2009, The penetration of RES in the electric network and the National goals for 2020]

[7] [G. Caralis, S. Delikaraoglou, K. Rados, A. Zervos, EWEC 2010, Warsaw, Poland, April, 2010, Towards optimum macro-sitting of wind farms in the Greek power supply system using generalized evolutionary algorithms]

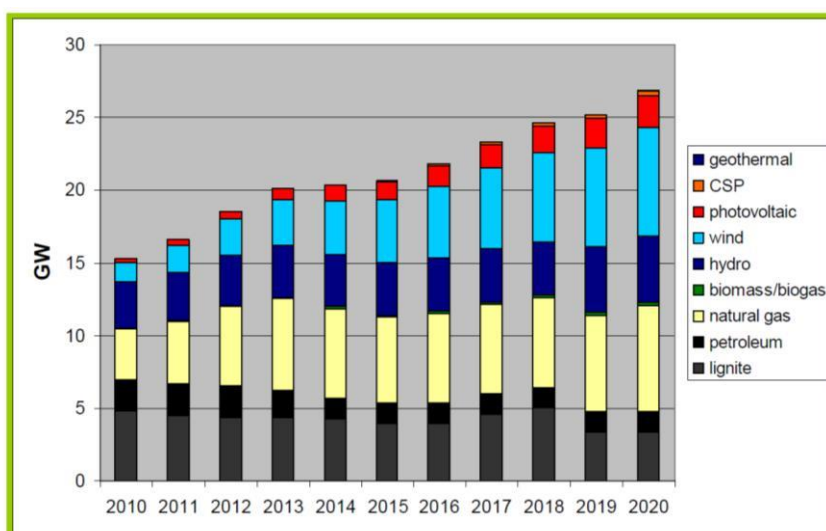
Η δυνατότητα να μειωθούν τα ποσά των απωλειών ενέργειας με την κατασκευή αντλητικών μονάδων αποθήκευσης είναι ήδη υπό εξέταση από τις ελληνικές αρχές
[6] [N. Boulaxis, 2nd National Meeting of the Energy Institute of Southeast Europe (IENE), Athens, November 2009, The penetration of RES in the electric network and the National goals for 2020.]

Η ελληνική Επιτροπή για την επίτευξη των στόχων 20-20-20 ιδρύθηκε από το Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικών Αλλαγών τον Νοέμβριο του 2009, και τα μέλη της ανήκουν σε εθνικές οργανώσεις και ιδιωτικούς τομείς της ενέργειας και του περιβάλλοντος. Η ομάδα των ειδικών ανέπτυξε το εθνικό σχέδιο δράσης για τις ΑΠΕ (2010) στο πεδίο εφαρμογής της οδηγίας 2009/28/ΔΚ, έχοντας τους ακόλουθους κύριους στόχους για την παραγωγή και συμμετοχή μέχρι το έτος 2020:

- 20% της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας (περισσότερο από 18% της κοινοτικής οδηγίας)
- 40% της ακαθάριστης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας
- 20% της κατανάλωσης ενέργειας για θέρμανση και ψύξη

- 10% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας στις μεταφορές

Η ανάμιξη των διαφόρων τεχνολογιών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των συμβατικών μονάδων και μονάδων ΑΠΕ υπολογίζεται για την επόμενη δεκαετία και δίνεται στο παρακάτω σχήμα. Σύμφωνα με το παραπάνω σενάριο, η ισχύς των αιολικών και Φ/Β πάρκων, θα έφτανε μέχρι το 2020 το ποσό των 7.5 GW και 2.2 αντίστοιχα, αλλά υπό τις παρούσες δυσμενείς οικονομικές συνθήκες στην Ελλάδα, οι παραπάνω ισχύεις δεν μπορούν σήμερα να θεωρηθούν ρεαλιστικές, τουλάχιστον όσον αφορά την ανάπτυξη των αιολικών πάρκων.



Εικόνα 7: Προβλεπόμενη εγκατεστημένη ισχύς για ηλεκτρική παραγωγή (National RES action plan, 2010)[3] [Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός Μάρτιος 2012, Οδικός Χάρτης για το 2050]

2.5 Η αποθήκευση ενέργειας παραγόμενης από τεχνολογίες ΑΠΕ

Στην ανάγκη αποθήκευσης της ενέργειας που υπήρχε παραδοσιακά λόγω των τεχνικών ελαχίστων των μεγάλων θερμικών σταθμών παραγωγής και την κάλυψη των αιχμών ενός δικτύου προστίθεται λοιπόν μία καινούργια που προέρχεται την αύξηση της συμμετοχής των αιολικών πάρκων στο σύστημα παραγωγής. Η ανάγκη αποθήκευσης ενέργειας που προέρχεται από την παραγωγή αιολικών πάρκων γίνεται απαραίτητη, ακόμη και σε ισχυρά διασυνδεδεμένα δίκτυα, όταν η συμμετοχή της αιολικής ενέργειας αρχίζει να πλησιάζει κάποια όρια πέρα από τα οποία η διείσδυση της αιολικής ενέργειας προκαλεί αστάθεια στο ηλεκτρικό δίκτυο. Ήδη κάποια ηλεκτρικά συστήματα -όπως αναφέραμε στην προηγούμενη ενότητα τα κορεσμένα νησιά του Αιγαίου έχουν φθάσει στο όριο αυτό οπότε η περαιτέρω ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας μπορεί να γίνει μόνο μέσω αποθήκευσης.

Ως εκ τούτου ο Διαχειριστής ενός ηλεκτρικού δικτύου έχει να αντιμετωπίσει δύο ακραία προβλήματα :

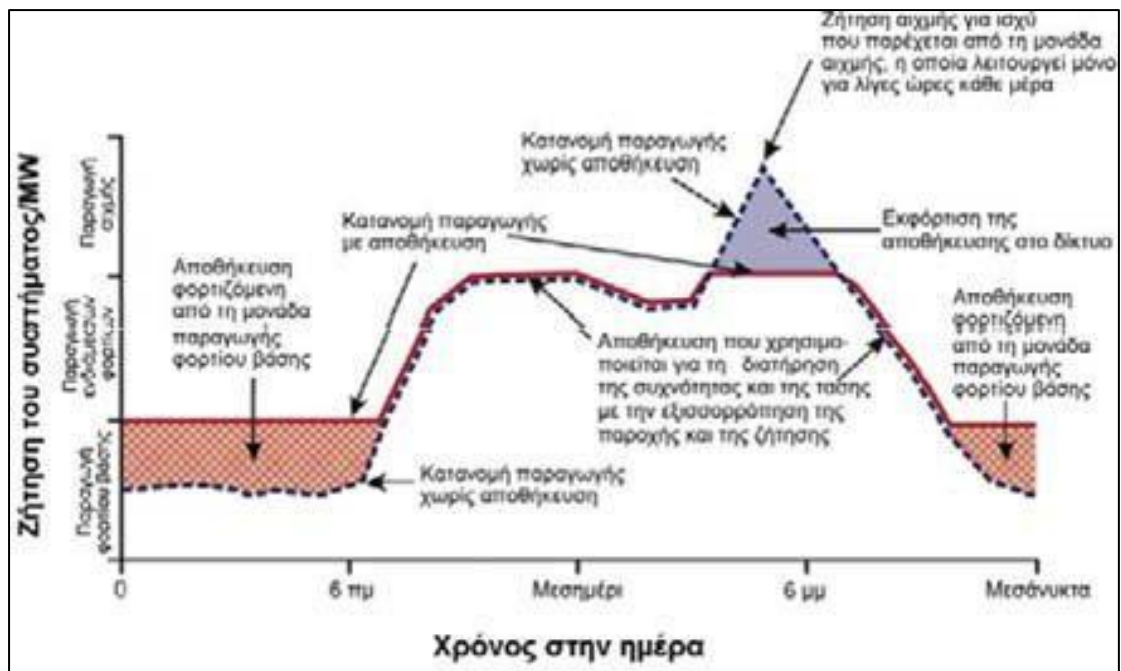
α) στις περιόδους χαμηλού φορτίου την καλύτερη δυνατή ενσωμάτωση στο δίκτυο της παραγωγής από τις ΑΠΕ και κυρίως από τα αιολικά πάρκα (προβλήματα ευστάθειας λειτουργίας από την υψηλή διείσδυση) και

β) στις χρονικές περιόδους υψηλού φορτίου (υψηλής ζήτησης) και ιδιαίτερα στις αιχμές του φορτίου την διαθεσιμότητα μεγάλης ισχύος και ενέργειας μέσα σε σύντομο χρονικό διάστημα.

Το πρόβλημα της διαχείρισης της ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ γίνεται τόσο πιο έντονο και ανελαστικό όσο μικρότερο είναι το δίκτυο που τροφοδοτείται, όπως συμβαίνει στα νησιά, ακόμη και σε αυτά του μεγέθους της Κρήτης.

Στην Εικόνα 8 φαίνεται πώς η αποθήκευση της ενέργειας λειτουργεί ως εξομάλυνση της παραγωγής ισχύος των συμβατικών μονάδων παραγωγής, μια τυπική μέρα του έτους. Η διακεκομμένη γραμμή αντιστοιχεί στην ισχύ του φορτίου στη διάρκεια της ημέρας, η οποία ταυτίζεται με την παραγόμενη ηλεκτρική ισχύ των συμβατικών μονάδων στην περίπτωση απουσίας της αποθήκευσης ενέργειας.

Αντίθετα, η συνεχής γραμμή αντιστοιχεί στην παραγωγή των συμβατικών μονάδων, όταν στη λειτουργία του συστήματος ενσωματώνονται διατάξεις αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας. Παρατηρούμε ότι με τη χρήση μεθόδων αποθήκευσης, το εύρος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων περιορίζεται σημαντικά, οδηγώντας στην οικονομικότερη λειτουργία τους. Έτσι, στην περίπτωση που το φορτίο του συστήματος μειωθεί σημαντικά, πράγμα που συμβαίνει συνήθως τις νυχτερινές ώρες, οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής παράγουν ισχύ που υπερβαίνει το φορτίο, η περίσσεια της οποίας αποθηκεύεται για μεταγενέστερη χρήση. Έτσι ο βαθμός απόδοσής τους διατηρείται σε υψηλά επίπεδα. Τις απογευματινές ώρες όπου το φορτίο σημειώνει την αιχμή της ημέρας, αντί να ενταχθεί επιπλέον μονάδα παραγωγής που συνεπάγεται σημαντικό κόστος, η επιπλέον ισχύς που απαιτεί το φορτίο παρέχεται από την εκφόρτιση της διάταξης όπου είχε αποθηκευτεί προηγουμένως η ηλεκτρική ενέργεια. [8] [Α. Λουκάτου, Διπλωματική Εργασία: Τεχνολογίες Αποθήκευσης της Αιολικής Ενέργειας με Αντλησιοταμίευση, Αθήνα: Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Ε.Μ.Π, 2013.]



Εικόνα 8: Η αρχή της ενεργειακής αποθήκευσης [ΚΑΠΕ] [9] [Οδηγός Τεχνολογιών Ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε., Κ.Α.Π.Ε, Αθήνα, 2011.]

2.6 Η αξία αποθήκευσης

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας, είτε μεγάλης είτε μικρής κλίμακας, είναι ένα αποτελεσματικό εργαλείο διατήρησης του ισοζυγίου ισχύος στο ηλεκτρικό σύστημα ειδικότερα υπό τις νέες συνθήκες αυξανόμενης διείσδυσης μονάδων ΑΠΕ, όπως είδαμε παραπάνω.

Αρχικά τα συστήματα αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας συμβάλλουν στην ευστάθεια συχνότητας και τάσης του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας και στην ποιότητα της παρεχόμενης ισχύος. Ακόμη, συμβάλλουν στην τοπική ρύθμιση της τάσης, καθώς αποτρέπουν τόσο τις υπερτάσεις απορροφώντας Ηλεκτρική Ενέργεια σε στιγμές χαμηλού τοπικά φορτίου, όσο και τις πτώσεις τάσης αποδίδοντας Ηλεκτρική Ενέργεια στο δίκτυο σε στιγμές υψηλού τοπικά φορτίου. Επίσης, σε περιόδους αιχμής φορτίου παρέχουν εφεδρεία, τριτεύουσα (90sec - 20min), στατή (20min–4h).

Παράλληλα, η αποθήκευση συμβάλλει στη διατήρηση της αξιοπιστίας των Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) μέσω:

- της άμεσης απόκρισης σε σφάλματα και διακοπές του δικτύου (συνδεδεμένες διατάξεις αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας άμεσης απόδοσης) μέσω της συνεισφοράς στην αδιάλειπτη παροχή ισχύος (προσφοράς στατής εφεδρείας από μονάδες αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας μεγάλης κλίμακας)
- της εξασφάλισης αδιάλειπτης παροχής ισχύος σε επίπεδο μικροσυστήματος έπειτα από διακοπή παροχής από το δίκτυο.

Με την αποθήκευση έχουμε πλήρης εκμετάλλευση και ασφαλής λειτουργία των θερμικών μονάδων. Αυτό συμβαίνει, γιατί οι διατάξεις αποθήκευσης μπορεί να έχουν το ρόλο στρεφόμενης εφεδρείας της θερμικής μονάδας. Επιπρόσθετα αποφεύγεται η παραβίαση των τεχνικών ελαχίστων των μονάδων σε περιόδους χαμηλού φορτίου, απορροφώντας το περίσσειμα της παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Με τη χρήση αποθηκευτικής διάταξης αυξάνεται η διείσδυση των ΑΠΕ στο μείγμα παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας ενός συστήματος, αποθηκεύοντας την πλεονάζουσα ΗΕ στις ώρες χαμηλού φορτίου (π.χ. βραδινές ώρες) και αποδίδοντάς την κατά ελεγχόμενο τρόπο στις ώρες αιχμής του συστήματος. Ο συνδυασμός αποθηκευτικής διάταξης με μονάδες ΑΠΕ εξομαλύνει τις διακυμάνσεις της παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας. Η ισχύς εξόδου τέτοιων υβριδικών συστημάτων έχει πολύ καλύτερα ποιοτικά χαρακτηριστικά με αποτέλεσμα τόσο την εξάλειψη κινδύνων για την ευστάθεια του δικτύου όσο και την περαιτέρω αύξηση της διείσδυσης της παραγωγής από ΑΠΕ

Επίσης, αποτρέπονται οι επενδύσεις για εγκατάσταση νέων μονάδων παραγωγής με σκοπό την παροχή επικουρικών υπηρεσιών (εφεδρεία, υπηρεσίες διατήρησης ευστάθειας). Περιορίζονται οι απώλειες του δικτύου λόγω της δυνατότητας παροχής ισχύος σε πολύ τοπικό επίπεδο. Η χρήση μέσου αποθήκευσης ΗΕ είναι απαραίτητη στην ομαλή λειτουργία αυτόνομων συστημάτων

Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας (ΗΕ) παρέχει ευελιξία στους προμηθευτές που δραστηριοποιούνται σε ένα σύστημα να αγοράζουν ΗΕ σε χαμηλές τιμές από τους παραγωγούς και να την διαθέτουν έπειτα στους πελάτες τους όποτε αυτοί την χρειάζονται, με αποτέλεσμα το χαμηλότερο κόστος της προσφερόμενης ΗΕ. Η αποθήκευση ΗΕ σε επίπεδο μεμονωμένης οικίας/επιχείρησης ή και μικροδικτύου καθιστά ευέλικτη τη ζήτηση ΗΕ από το σύστημα, παρέχοντας τη δυνατότητα ελαχιστοποίησης του κόστους μέσω της βέλτιστης εκμετάλλευσης προγραμμάτων παροχής ΗΕ. Οι διατάξεις αποθήκευσης αυξάνουν την πραγματική αξία της ΗΕ από μονάδες ΑΠΕ λόγω της κατακόρυφης αύξησης της ευστάθειας και της ποιότητας της παραγόμενης ισχύος από τέτοια υβριδικά συστήματα. Τα υβριδικά συστήματα παραγωγής εμφανίζουν επίπεδα αξιοπιστίας και ποιότητας ισχύος εφάμιλλα με αυτά των συμβατικών μονάδων με αποτέλεσμα να μπορούν να τις ανταγωνιστούν στις αγορές ΗΕ. Από τη στιγμή όπου έχουν τη δυνατότητα παραγωγής αξιόπιστης και φθηνής ΗΕ δεν χρειάζονται ούτε εγγυημένες τιμές αγοράς με συμβολή κρατικής επιδότησης ούτε ρήτρες εγγυημένης απορρόφησης ΗΕ. Κατ' αυτό τον τρόπο, μεταβάλλονται και οι κανόνες της αγοράς ΗΕ.

Η αξία της αποθήκευσης αφορά στο σύστημα παραγωγής ενέργειας, στην ευελιξία του ΣΗΕ, στο ηλεκτρικό δίκτυο, στον χρήστη και στις ΑΠΕ, ως ακολούθως:

Στο Σύστημα παραγωγής έχουμε διαχείριση καμπύλης φορτίου, καθώς περιορίζεται η αιχμή και αυξάνεται ο συντελεστής φορτίου. Επίσης, μειώνονται οι αιχμές, αποφεύγεται η ένταξη αιχμιακών μονάδων, και μετακινείται το φορτίο σε ζώνες χαμηλότερου κόστους (arbitrage).

Για την ευελιξία του συστήματος επιτυγχάνεται η παρακολούθηση μεταβολών ζήτησης (load following), εξισορρόπηση (balancing services), εφεδρείες όλων των

τύπων Αναβάθμιση δυναμικών χαρακτηριστικών Βελτίωση διαχείρισης και απόδοσης θερμικών μονάδων (εκκινήσεις, φόρτιση) Επικουρικές υπηρεσίες (εφεδρείες και ρύθμιση συχνότητας, black start).

Στο ηλεκτρικό δίκτυο επιτυγχάνεται διαχείριση συμφόρησης (intermittent congestion), αποφυγή/μετάθεση επενδύσεων για ενισχύσεις δικτύου τοπικές υπηρεσίες (μείωση απωλειών, ρύθμιση τάσης)

Τα οφέλη στον χρήστη είναι η διαχείριση καμπύλης φορτίου, οικονομικά οφέλη από arbitrage τιμών και η αξιοπιστία παροχής (emergency/ back-up power)

Τέλος σε σχέση με τις ΑΠΕ επιτυγχάνεται: Ευελιξία για κάλυψη σφαλμάτων πρόβλεψης και μεταβολών παραγόμενης ισχύος ΑΠΕ, παροχή δευτερεύουσας και τριτεύουσας εφεδρείας, αξιοποίηση απορρίψεων ενέργειας ΑΠΕ, διευκόλυνση συμμετοχής σταθμών ΑΠΕ σε μηχανισμούς της αγοράς (capacity firming, αποκλίσεις) [10] [Τ. Νικολάου, Σημειώσεις μαθήματος «Προχωρημένα Θέματα Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας», Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών]

2.7 Ταξινόμηση Διατάξεων Αποθήκευσης

Οι διατάξεις αποθήκευσης ενέργειας ταξινομούνται ανάλογα με τον χρόνο αποθήκευσης ως ακολούθως:

2.7.1 Διατάξεις βραχυπρόθεσμης αποθήκευσης

Για εξυπηρέτηση των αιχμών ζήτησης κατά τη διάρκεια της ημέρας συμβάλλοντας στην ευστάθεια λειτουργίας ενός ΣΗΕ. Μπορούν να προσφέρουν ή να απορροφήσουν ενέργεια για πολύ μικρό χρονικό διάστημα (λίγα δευτερόλεπτα έως μερικά λεπτά). Στις διατάξεις αυτές ανήκουν οι σφόνδυλοι, οι υπερπυκνωτές και τα υπεραγωγίμα υλικά, οι δεξαμενές αποθήκευσης νερού.

2.7.2 Διατάξεις μεσοπρόθεσμης αποθήκευσης

Για χρονικούς ορίζοντες από μερικά λεπτά ως μερικές ώρες. Έχουν το ρόλο στρεφόμενης εφεδρείας, συμβάλλουν στην αύξηση διείσδυσης των ΑΠΕ και στη διαχείριση της παρεχόμενης ισχύος στους καταναλωτές. Στην κατηγορία αυτή ανήκουν οι μπαταρίες και οι τεχνολογίες υδρογόνου.

2.7.4 Διατάξεις μακροπρόθεσμης αποθήκευσης

Αφορά διατάξεις αποθήκευσης ΗΕ από αρκετές ώρες μέχρι εβδομάδες ή και μήνες. Χρησιμοποιούνται για την ικανοποίηση της ζήτησης αιχμής έχοντας αποθηκεύσει ενέργεια σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Στην κατηγορία αυτή ανήκουν οι τεχνολογίες αντλησιοταμίευσης, η αποθήκευση συμπιεσμένου αέρα και η αποθήκευση μέσω γεωθερμίας.

2.8 Τεχνολογίες αποθήκευσης

2.8.1 Αντλησιοταμίευση (Pump – hydro storage)

Η αντλησιοταμίευση αποτελεί την πλέον διαδεδομένη μέθοδο για κεντρική αποθήκευση ΗΕ σε επίπεδο δικτύου. Είναι μια τεχνολογία που εκμεταλλεύεται την υψομετρική διαφορά δύο δεξαμενών. Σε περιόδους υψηλής ζήτησης ΗΕ το νερό που είναι αποθηκευμένο στην υψηλότερα τοποθετημένη δεξαμενή απελευθερώνεται προς τη χαμηλότερα τοποθετημένη δεξαμενή διερχόμενο μέσα από ένα υδροστρόβιλο που παράγει Ηλεκτρική Ενέργεια (εκφόρτιση). Σε περιόδους χαμηλής ζήτησης (off-peak periods) χρησιμοποιείται σύστημα αντλίας-στροβίλου για να ανεβάσει το νερό από το χαμηλότερο στο υψηλότερο επίπεδο (φόρτιση). Η τεχνολογία αυτή θα αναλυθεί περαιτέρω σε επόμενο κεφάλαιο της διπλωματικής.

2.8.2 Μπαταρίες

Οι μπαταρίες ή συσσωρευτές αξιοποιούν το χημικό τρόπο αποθήκευσης ενέργειας. Χρησιμοποιούνται κυρίως για αποθήκευση ΗΕ στον οικιακό και εμπορικό τομέα. Η χωρητικότητα, η απόδοση και η διάρκεια ζωής των μπαταριών ποικίλλει σημαντικά ανάλογα με την τεχνολογία τους.

Οι μπαταρίες μολύβδου-οξέος είναι οι πλέον διαδεδομένες παγκοσμίως. Έχουν μικρό κόστος και μικρή διάρκεια ζωής (300 έως 1500 κύκλους φόρτισης/εκφόρτισης)

Οι μπαταρίες νικελίου-καδμίου (Ni-Cd) ανήκουν στις αλκαλικές μπαταρίες μαζί με τις νικελίου-υβριδίου μετάλλου (Ni-MH) και τις νικελίου-ψευδαργύρου (Ni-Zn). Έχουν υψηλότερο κόστος αλλά διπλάσιο χρόνο ζωής (1000 έως 2000 κύκλους).

Οι μπαταρίες ιόντων-λιθίου (Li-Ion) έχουν μεγάλο κύκλο ζωής, υψηλή απόδοση και μεγάλη πυκνότητα ενέργειας. Τα τελευταία χρόνια χρησιμοποιούνται και σε εφαρμογές συστημάτων αποθήκευσης υψηλής ισχύος καθώς και στα ηλεκτρικά/υβριδικά οχήματα, πέραν των κλασικών εφαρμογών μικρής κλίμακας όπως των ηλεκτρονικών συσκευών (κινητά τηλέφωνα και φορητοί Η/Υ).

2.8.3 Σύστημα συμπίεσης αέρα (Compressed Air Energy Storage – CAES)

Τα συστήματα αυτά χρησιμοποιούνται για μακροπρόθεσμη και μεγάλης κλίμακας αποθήκευση ΗΕ. Η ισχύς των CAES ξεκινά από τα 50 MW και μπορεί να υπερβεί τα 300MW με απόδοση περίπου 80%. Η βασική ιδέα της μεθόδου είναι ότι αέρας μπορεί να συμπιεστεί στα 800 ως 1600psi σε υπόγειο αεροστεγή ταμειυτήρα και να αποσυμπιεστεί ώστε, κινώντας ένα αεριοστρόβιλο, να παραγάγει ΗΕ.

Η συμπίεση γίνεται σε περιόδους εκτός αιχμής με χαμηλή τιμή ρεύματος και η εκτόνωση σε περιόδους αιχμών φορτίου. Η συγκεκριμένη τεχνολογία, αν και αξιόπιστη και με ελάχιστες περιβαλλοντικές επιπτώσεις, περιορίζεται σε μεγάλα έργα

παγκοσμίως, καθώς απαιτούνται υψηλές επενδύσεις και κατάλληλοι γεωλογικοί σχηματισμοί για την εγκατάσταση τέτοιων μονάδων

2.8.4 Στρεφόμενες μάζες – Σφόνδυλοι

Στα συστήματα αυτά η αδράνεια μιας στρεφόμενης μάζας (flywheel) χρησιμοποιείται για την αποθήκευση ενέργειας σε κινητική μορφή. Χρησιμοποιούνται για εφαρμογές παροχής ισχύος και ενέργειας για μικρά χρονικά διαστήματα και κυρίως για την παροχή στρεφόμενης εφεδρείας.

Ο χρόνος εκφόρτισης αυτών των διατάξεων κυμαίνεται μεταξύ λίγων sec και μέχρι 15-30min. Αντίθετα από τις μπαταρίες, τα συστήματα στρεφόμενων μαζών δεν είναι ευαίσθητα στη θερμοκρασία και η απόδοσή τους μπορεί να φθάσει ως και 80-90% χωρίς ιδιαίτερη πτώση της απόδοσής τους με το χρόνο ζωής τους ο οποίος φθάνει τα 15 – 20 χρόνια. Το είδος της λειτουργίας του σφονδύλου, δηλαδή αν απορροφά ενέργεια από το δίκτυο ή αν παρέχει, εξαρτάται από τις στιγμιαίες συνθήκες του δικτύου και καθορίζεται από το διαχειριστή.

2.8.5 Υπερπυκνωτής (supercapacitor) και Υπεραγωγίμα πηνία (Superconducting Magnetic Energy Storage – SMES)

Οι υπερπυκνωτές έχουν χωρητικότητα και ενεργειακή πυκνότητα χιλιάδες φορές μεγαλύτερη από τις αντίστοιχες των κοινών πυκνωτών. Χρησιμοποιούνται για βελτίωση του συντελεστή ισχύος και υποστήριξη ενεργού και αέργου ισχύος στα Συστήματα Μεταφοράς και τα Δίκτυα Διανομής. Μπορούν να παρέχουν ισχύ της τάξης των 100kW, ενώ η ενέργειά τους είναι δυνατόν να διοχετευτεί μέσα σε κλάσματα του δευτερολέπτου έως και ένα λεπτό. Η απόδοσή τους κυμαίνεται μεταξύ 85% και 98%. Τα υπεραγωγίμα πηνία αποθηκεύουν ενέργεια μέσω του μαγνητικού τους πεδίου που δημιουργείται με την είσοδο ανορθωμένου DC ρεύματος στα πηνία από υπεραγωγίμα καλώδια, σχεδόν μηδενικής αντίστασης. Η απόδοση αυτών των συστημάτων φθάνει το 97% και αποδίδουν ισχύ από 2 έως 10MW. Κύριο χαρακτηριστικό τους αποτελεί η στιγμιαία διάθεση ισχύος, ενώ η διάρκεια ζωής τους δεν επηρεάζεται από τις συχνές φορτίσεις και εκφορτίσεις. Το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας παραμένει ακόμα υψηλό καθώς απαιτείται ισχυρή ψύξη λόγω των ηλεκτρονικών ισχύος που χρησιμοποιούν.

2.8.6 Τεχνολογίες Υδρογόνου (κυψέλες καυσίμου–fuel cells)

Σήμερα χρησιμοποιούνται πολλοί τρόποι για την αποθήκευση ΗΕ μέσω υδρογόνου που διακρίνονται ανάλογα με τη διάρκεια αποθήκευσης σε βραχυπρόθεσμες, μεσοπρόθεσμες μακροπρόθεσμες. Χρησιμοποιούνται κυρίως στον τομέα της μεταφοράς και στην παραγωγή ΗΕ χωρίς περιβαλλοντικές επιπτώσεις (μοναδικό κατάλοιπο της διεργασίας το καθαρό νερό). Το κύριο χαρακτηριστικό είναι η

ικανότητά του να μετατρέπει απευθείας τη χημική ενέργεια σε ηλεκτρική με πολύ υψηλά ποσοστά απόδοσης.

[10] [Τ. Νικολάου, Σημειώσεις μαθήματος «Προχωρημένα Θέματα Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας», Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών]

2.9 Νερό για ενέργεια και ενέργεια για νερό (Water - Energy Nexus)

Το νερό και η ενέργεια αποτελούν δύο πολύ σημαντικούς παραμέτρους για την ανάπτυξη και την ευημερία. Η κοινωνική και οικονομική ευημερία εξαρτάται σε πολύ μεγάλο βαθμό από τη δυνατότητα χρήσης τόσο της μίας όσο και της άλλης παραμέτρου από αυτές. Νερό και ενέργεια είναι δύο πόροι άμεσα συνδεδεμένοι μεταξύ τους. Ποσότητες νερού απαιτούνται σε όλες τις φάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, την εξόρυξη, την διύλιση, την επεξεργασία και την μεταφορά. Κατ' αντιστοιχία σημαντικά ποσά ενέργειας απαιτούνται για την άντληση, επεξεργασία, μεταφορά του νερού αλλά και την επεξεργασία των λυμάτων πριν από την επιστροφή τους στο περιβάλλον (δηλαδή σε όλες τις φάσεις από την παραγωγή του ως τη διανομή του στον τελικό χρήστη). Μέχρι σήμερα, οι αλληλεπιδράσεις μεταξύ ενέργειας και νερού έχουν εξεταστεί σε περιφερειακό επίπεδο ή ανά τεχνολογία. Σε εθνικό και διεθνές επίπεδο, τα συστήματα ενέργειας και νερού έχουν αναπτυχθεί, διαχειριστεί και ρυθμιστεί ανεξάρτητα.

Ωστόσο, το σημερινό τοπίο των πολιτικών και των αποφάσεων στους τομείς νερό - ενέργεια έχει αλλάξει σημαντικά, λόγω των κάτωθι παραγόντων:

- της κλιματικής αλλαγής και της άμεσης ανάγκης για αποφάσεις και τεχνολογίες μετριασμού των επιπτώσεων αυτής στο περιβάλλον, στην επάρκεια των πόρων και την ποιότητα ζωής,
- της αύξησης του πληθυσμού που συνεπάγεται αύξηση στις ανάγκες για νερό και ενέργεια
- των επιπτώσεων της παραγωγής ενέργειας στην ύδρευση και άρδευση.

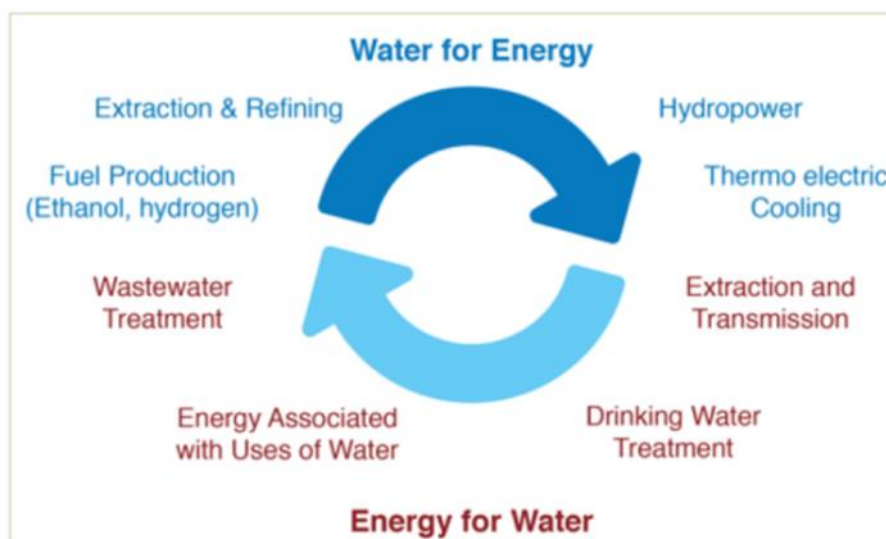
Οι παράγοντες αυτοί εισάγουν νέα δεδομένα για τη λήψη αποφάσεων και οδηγούμαστε σε μια πιο ολιστική και συνδυασμένη θεώρηση της διαχείρισης των δύο αυτών πόρων.

Το Water - Energy Nexus αποτυπώνει ξεκάθαρα αυτή την αμφίδρομη σχέση νερού και ενέργειας: «Η παραγωγή ενέργειας απαιτεί μεγάλες ποσότητες νερού και η παραγωγή νερού μεγάλες ποσότητες ενέργειας» (U.S. Department of Energy, 2014). Η Εικόνα 9 αποτυπώνει αυτήν την αμφίδρομη σχέση.

Η πορεία του νερού από την πηγή (υπόγεια ή επιφανειακή) μέχρι τον τελικό καταναλωτή (ύδρευση, άρδευση, βιομηχανία, γεωργία κλπ) έχει ένα ενεργειακό

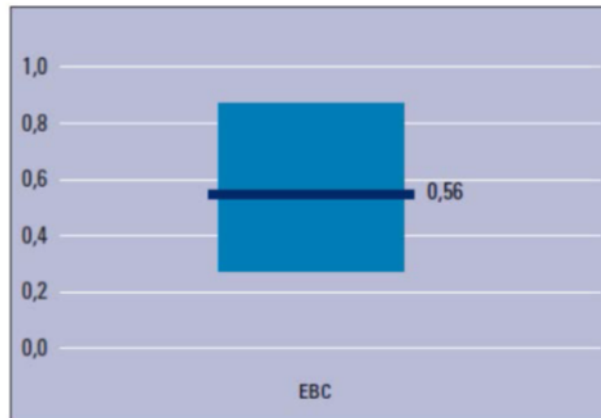
κόστος το οποίο πολλές φορές είναι ιδιαίτερα σημαντικό. Σε παγκόσμιο επίπεδο το κόστος αυτό καλύπτει το 7% της συνολικής παγκόσμιας κατανάλωσης.

Οι αμερικανικές υπηρεσίες ύδρευσης αποχέτευσης υπολογίζεται ότι καταναλώνουν περίπου 56 δισεκατομμύρια κιλοβατώρες (kWh) ανά έτος (το 3% της εθνικής κατανάλωσης ενέργειας). Η ενέργεια αυτή είναι ικανή να τροφοδοτήσει με ηλεκτρικό ρεύμα πάνω από 5,000,000 σπίτια για ένα ολόκληρο έτος, ισοδυναμεί δε με την προσθήκη περίπου 45 εκατομμυρίων τόνων αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα. Αναφέρεται χαρακτηριστικά ότι, αφήνοντας μια βρύση να τρέξει για 5 min, χρησιμοποιείται περίπου τόση ενέργεια όση αν αφήσουμε έναν λαμπτήρα 60 Watt αναμμένο για 14 ώρες. Η [28] European Benchmarking Co-operation (2011) πρόσφατα δημοσίευσε τα αποτελέσματα από διεθνή έρευνα (δεδομένα από το 2009 για 21 χώρες και 41 διαχειριστές νερού), σύμφωνα με την οποία η μέση κατανάλωση ενέργειας για το πόσιμο νερό ανέρχεται σε 0.56 kWh/m³.



Εικόνα 9: Water- Energy Nexus: Νερό για ενέργεια και ενέργεια για νερό (World Business Council for Sustainable Development, 2009).

Στην Ελλάδα, το σύστημα ύδρευσης-αποχέτευσης με μία πρώτη προσέγγιση ευθύνεται τουλάχιστον για το 1.76% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και στο παραπάνω ποσοστό δεν περιλαμβάνεται το ενεργειακό κόστος της μεταφοράς ύδατος με υγρά καύσιμα (μεταφορά νερού στα άνυδρα νησιά).



Εικόνα 10: Τα αποτελέσματα διεθνούς έρευνας σχετικά με την κατανάλωση ενέργειας για πόσιμο νερό ([28]Πηγή:European Benchmarking Co-operation, 2011)

Η ενέργεια είναι συνήθως μία από τις πρώτες δαπάνες στους φορείς που έχουν υπηρεσίες ύδρευσης αποχέτευσης, συχνά δε ισοδυναμεί με το 1/3 ή και περισσότερο του προϋπολογισμού τους, και αυτό εξαιτίας της λειτουργίας των προαναφερόμενων εγκαταστάσεων. Φαίνεται μάλιστα ότι είναι η δεύτερη δαπάνη μετά τη μισθοδοσία. Το μεγαλύτερο βάρος της ενεργειακής δαπάνης ανήκει βέβαια στον εξοπλισμό, του οποίου η ενεργειακή απόδοση είναι ιδιαίτερα σημαντική. Σύμφωνα με το Αμερικανικό Υπουργείο Ενέργειας υπολογίζεται ότι περισσότερες αποδοτικές αντλίες θα μπορούσαν να επιφέρουν εξοικονόμηση ενέργειας μέχρι και 20% (Γεωργαλάς, 2011).

Προκειμένου για την μείωση της καταναλισκόμενης ενέργειας στον τομέα της παραγωγής και διανομής νερού, οι λύσεις εστιάζονται:

- Στην ενεργειακή αξιοποίηση μεγάλων υποδομών νερού, όπως φράγματα για ανάπτυξη υδροηλεκτρικών έργων ή έργων άντλησης – ταμίευσης μεγάλης κλίμακας.
- Στην εξοικονόμηση ενέργειας με μεθοδολογίες και τεχνολογίες μείωσης των απωλειών των δικτύων.
- Στην παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες τεχνολογίες μικρής κλίμακας στις υποδομές και στα δίκτυα διανομής νερού, προκειμένου η παραγόμενη ενέργεια να αντισταθμίζει όσο το δυνατόν περισσότερο την καταναλισκόμενη και να αντικαθίσταται ενέργεια παραγόμενη από συμβατικούς σταθμούς με ενέργεια παραγόμενη από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ).

Η μείωση της καταναλισκόμενης ενέργειας στα υδατικά δίκτυα είναι άμεσα συνδεδεμένη με οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη. Μειώνοντας το κόστος ενέργειας, μειώνεται ένα μεγάλο ποσοστό του κόστους νερού, το οποίο μεταφέρεται σε μειωμένα τιμολόγια στους καταναλωτές. Επιπρόσθετα η αντικατάσταση συμβατικής ενέργειας με ενέργεια από ΑΠΕ ενισχύσει τα περιβαλλοντικά οφέλη που

σχετίζονται με μείωση των εκπομπών CO₂, αερίων του θερμοκηπίου και παράγοντες της κλιματικής αλλαγής.

Το έργο που μελετάται στην παρούσα διπλωματική εργασία είναι ένα κατεχοχόν έργο της πολιτικής του «Water Energy Nexus», αφού αξιοποιούνται ποσότητες ύδατος και υποδομές ύδατος για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας που θα μειώνει τα λειτουργικά έξοδα του Οργανισμού Ανάπτυξης Κρήτης ο οποίος δραστηριοποιείται στη βιομηχανία ύδατος και είναι ο βασικός πάροχος υπηρεσιών ύδατος στο υδατικό διαμέρισμα της Κρήτης.

3 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΑΝΤΛΗΣΗΣ ΤΑΜΙΕΥΣΗΣ – ΥΒΡΙΔΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ: ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ & ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΗ ΑΝΑΣΚΟΠΗΣΗ ΜΕΛΕΤΩΝ ΚΑΙ ΕΡΓΩΝ

3.1 Ορισμός Υβριδικών Σταθμών (ΥΒΣ)

Σύμφωνα με τον Νόμο 3468/2006 (Φ.Ε.Κ. 129/Α΄/27.6.2006), «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις» ως Υβριδικός Σταθμός ορίζεται: Κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που:

α) Χρησιμοποιεί μία τουλάχιστον μορφή ΑΠΕ.

β) Η συνολική ενέργεια που απορροφά από το Δίκτυο, σε ετήσια βάση, δεν υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού.

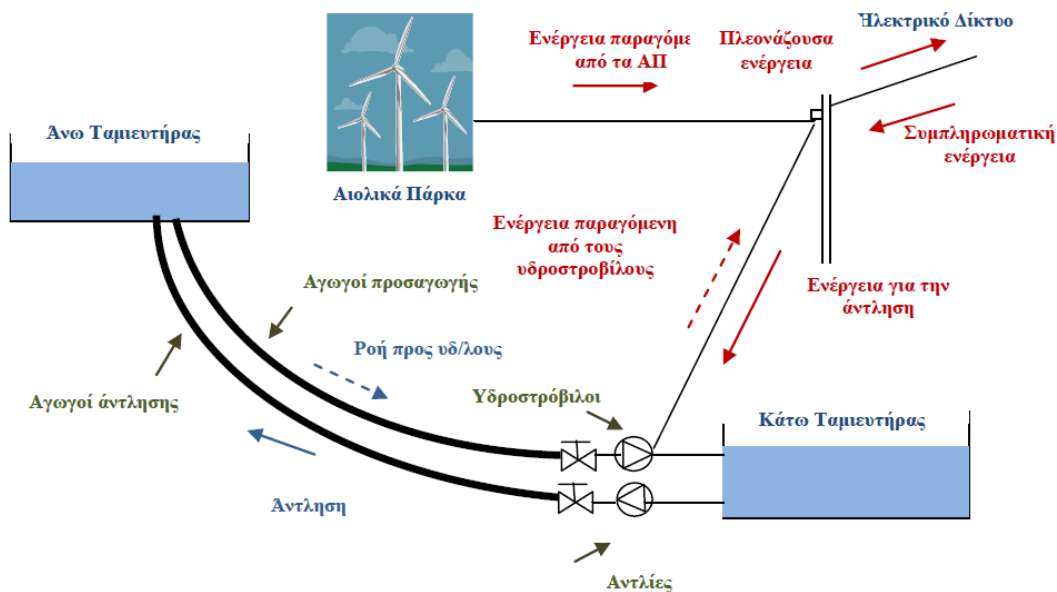
Ως ενέργεια που απορροφά ο ΥΒΣ από το Δίκτυο, ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ενέργειας που μετράται κατά την είσοδό της στο σταθμό και της ενέργειας που αποδίδεται απευθείας στο Δίκτυο από τις μονάδες ΑΠΕ του ΥΒΣ. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται, για τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, σε ωριαία βάση.

Αν για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας εφαρμόζεται τεχνολογία διαφορετική από αυτή των φωτοβολταϊκών, μπορεί να χρησιμοποιείται και συμβατική ενέργεια που δεν απορροφάται στο Δίκτυο, εφόσον η χρήση της ενέργειας αυτής κρίνεται αναγκαία για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας. Η χρησιμοποιούμενη συμβατική ενέργεια δεν μπορεί να υπερβαίνει το 10% της συνολικής ενέργειας που παράγεται, σε ετήσια βάση, από τις μονάδες αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας.

γ) Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων του σταθμού ΑΠΕ δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%.

3.2 Περιγραφή των συστημάτων άντλησης – ταμίευσης ή αναστρέψιμων ΥΗΕ

Με τον όρο συστήματα άντλησης ταμίευσης (Pumped Storage Systems) εννοούνται τα Υδροηλεκτρικά Έργα (ΥΗΕ) που έχουν τόσο τη δυνατότητα λειτουργίας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (λειτουργία υδροστροβίλου) όσο και τη δυνατότητα άντλησης (ή αποταμίευσης) του νερού. Το σύστημα αντλησιοταμίευσης αποτελείται από δύο ταμιευτήρες (αντλησιοταμιευτήρες) με υψομετρική διαφορά, που συνδέονται με έναν ή περισσότερους αγωγούς, από αντλίες και στροβίλους, όπως φαίνεται στην Εικόνα 11.



Εικόνα 11: Σύστημα αντλησιοταμίευσης με δύο ταμιευτήρες [Τ. Νικολάου, 2013]

Η άντληση του νερού γίνεται κατά τη διάρκεια των ωρών ή ημερών χαμηλής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από την περίσσεια ενέργειας των μεγάλων μονάδων. Κατά τη διάρκεια μιας ημέρας θα υπάρχουν ώρες κατά τις οποίες η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις μονάδες βάσεως θα είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση (για παράδειγμα κατά τις μεσημεσιονύκτιες ώρες ή τις αργίες), οπότε με την περίσσεια αυτή του δικτύου πραγματοποιείται η άντληση στα αναστρέψιμα ΥΗΕ. Επίσης θα υπάρχουν διαστήματα που συμβαίνει το αντίθετο, δηλαδή η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεγαλύτερη από την παραγωγή, ιδιαίτερα τις ώρες αιχμής.

Τα αναστρέψιμα ΥΗΕ λοιπόν απορροφούν την περίσσεια ενέργεια κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης μετατρέποντάς την σε υδραυλική ενέργεια, η οποία αποθηκεύεται στον άνω ταμιευτήρα, για να την αποδώσουν στο δίκτυο κατά τις ώρες αιχμής.

Η διαδικασία αυτή μετατροπής της ηλεκτρικής ενέργειας σε υδραυλική (άντληση) και στη συνέχεια η εκ νέου μετατροπής της σε ηλεκτρική (λειτουργία υδροστροβίλων) συνοδεύεται με απώλειες. Οι συνολικές απώλειες ενέργειας σε ένα κύκλο άντλησης – λειτουργίας υδροστροβίλων φθάνει το 23% περίπου. Όπως αναμένεται οι συνολικές απώλειες είναι μεγαλύτερες όσο το μέγεθος των μηχανών γίνεται μικρότερο.

Τα αναστρέψιμα ΥΗΕ διακρίνονται κύρια από τον ρυθμό εναλλαγής της λειτουργίας τους, από την άντληση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η εναλλαγή αυτή μπορεί να συμβαίνει μία ή περισσότερες φορές την ημέρα, μία φορά την εβδομάδα ή μία φορά το χρόνο: αποθήκευση νερού κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης (π.χ. το Σαββατοκύριακο για εβδομαδιαία εναλλαγή). Οι δύο τελευταίες περιπτώσεις

εναλλαγής της λειτουργίας απαιτούν την ύπαρξη δεξαμενής αποθήκευσης (άνω ταμιευτήρα) πολύ μεγάλου όγκου.

Ένα αναστρέψιμο ΥΗΕ είναι τόσο περισσότερο οικονομικά συμφέρον όσο μεγαλύτερη είναι η υψομετρική διαφορά μεταξύ άνω και κάτω ταμιευτήρα. Η ενέργεια ανά μονάδα μάζας του νερού είναι μεγαλύτερη, οπότε η ίδια ισχύς επιτυγχάνεται με μικρότερες παροχές, άρα υδροηλεκτρικές μηχανές μικρότερου όγκου και μικρότερου κόστους.

Όσον αφορά τον ηλεκτρομηχανολογικό εξοπλισμό (υδροδυναμικές και ηλεκτρικές μηχανές) τα αναστρέψιμα ΥΗΕ διακρίνονται σε δύο κατηγορίες ανάλογα με τη σύνθεση των μονάδων τους:

- Τις σύνθετες, αυτές δηλαδή που είναι εξοπλισμένες με υδροστρόβιλο, φυγόκεντρη αντλία και ηλεκτρική μηχανή που λειτουργεί ως κινητήρας ή ως γεννήτρια. Και οι τρεις μηχανές έχουν κοινή άτρακτο. Ο υδροστρόβιλος, ανάλογα με τη υδραυλική πτώση μπορεί να είναι δράσεως (Pelton) ή αντιδράσεως (Francis), ενώ η αντλία μπορεί να είναι μονοβάθμια, μονής ή διπλής αναρρόφησης ανάλογα με την υψομετρική διαφορά και την παροχή.
- Αυτές που είναι εξοπλισμένες με αναστρέψιμη υδροδυναμική μηχανή (στροβιλοαντλία) και ηλεκτρική μηχανή που λειτουργεί ως γεννήτρια ή κινητήρας. Η αναστρέψιμη υδροδυναμική μηχανή έχει τη δυνατότητα λειτουργίας ως αντλίας και ως υδροστροβίλου με την αντιστροφή της φοράς περιστροφής της πτερωτής.

Το βασικό πλεονέκτημα της πρώτης λύσης είναι ότι κάθε μηχανή (υδροστρόβιλος και αντλία) υπολογίζεται χωρίς να λειτουργεί στο αντίστοιχο κανονικό σημείο λειτουργίας. Παρουσιάζει όμως το μειονέκτημα του σημαντικού κόστους του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού (δύο υδροδυναμικές μηχανές αντί μιας αναστρέψιμης) ενώ κάθε μονάδα καταλαμβάνει σημαντικά μεγαλύτερο χώρο σε σύγκριση με τη λύση της αναστρέψιμης υδροδυναμικής μηχανής.

Και τα δύο είδη όμως αποτελούν ένα αποτελεσματικό σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, αφού συντελούν στη σταθεροποίηση του δικτύου και στη βελτίωση της ποιότητας της παρεχόμενης ισχύος. Επιπρόσθετα τα αναστρέψιμα ΥΗΕ έχουν μεγάλη διάρκεια ζωής, καθώς και μεγάλη χωρητικότητα, η οποία αυξάνει ανάλογα με το μέγεθος του ταμιευτήρα (Παπαντώνης, 1995).

3.3 Βιβλιογραφική ανασκόπηση

Η χρήση αιολικών πάρκων σε συνδυασμό με αναστρέψιμα ΥΗΕ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε νησιά ή άλλα απομονωμένα δίκτυα αποτελεί την καλύτερη λύση όσον αφορά στην αποθήκευση αιολικής ενέργειας και την διείσδυση των ΑΠΕ

στο ΣΗΕ (Νικολάου, 2003; Kaldelis, 2002; Black and Strbac, 2006; Ancona et al., 2003; Somaraki, 2003; Bakos, 2002). Για τα μικρά νησιά, με μικρή εγκατεστημένη ισχύ, η μέθοδος αποθήκευσης της αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση είναι η πιο υποσχόμενη μέθοδος αξιοποίησης της διαθέσιμης αιολικής ισχύος με μεγάλο βαθμό διείσδυσης στο ΣΗΕ. Στα μεγαλύτερα νησιά, όπως στην Κρήτη, η εισαγωγή τέτοιου υβριδικού συστήματος στο υφιστάμενο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνει και τον περιορισμό παραγωγής ενέργειας από τις θερμοηλεκτρικές μονάδες, καθιστώντας την επένδυση περισσότερο αποδοτική (Νικολάου, 2003; Kaldelis, 2002; Bakos, 2002). Ένα επιπλέον πλεονέκτημα των αντλησιοταμιευτικών συστημάτων είναι η δυνατότητα της χρήσης του αποθηκευμένου νερού για κατανάλωση, άρδευση, πυροπροστασία, κ.α. Επιπρόσθετα, η λειτουργία τέτοιων συστημάτων, συμβάλλει στην αντιμετώπιση αναμενόμενων αλλαγών, είτε μέσω της αύξησης της ευστάθειας του δικτύου, είτε ενσωματώνοντας έργα αφαλάτωσης για παραγωγή ποσίου νερού (Anagnostopoulos and Papantonis, 2007).

Με τον Ν. 3468/2006 ορίσθηκε με σαφήνεια η παραγόμενη ενέργεια από τους υβριδικούς σταθμούς, με συνέπεια τα υβριδικά έργα να επωφελούνται της προνομιακής πολιτικής τιμολόγησης της παραγόμενης. Η οικονομοτεχνική διαστασιολόγηση αντλησιοταμιευτικών συστημάτων έχει μελετηθεί σε αρκετές εργασίες μέχρι σήμερα, με χρήση αλγορίθμων, προκειμένου να προσομοιωθεί η λειτουργία τους σε ημερήσια και ετήσια βάση. Οι Καλδέλης, Καβαδίας (Kaldelis and Kavadias, 2001; Kaldelis et al., 2002) προτείνουν τη χρήση δύο ταμιευτήρων, ένα μικρό ΥΗΕ, και ένα σύστημα άντλησης νερού, με σκοπό την αποθήκευση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Οι Halldórsson και Stenzel (2001) διατύπωσαν μια μέθοδο για την αντιστάθμιση της μεταβλητότητας του ανέμου στη απελευθερωμένη αγορά της ενέργειας, χρησιμοποιώντας εμπορικούς συμβιβασμούς. Οι Korras κ.α. (2002) μελέτησαν μια μέθοδο για τον χρονοπρογραμματισμό και τη λειτουργία των Α/Π χρησιμοποιώντας αποθήκευση της αιολικής ενέργειας. Οι Castonhuono και Peças Lopes (2004) στην μελέτη τους χρησιμοποίησαν αλγόριθμο δυναμικού προγραμματισμού για την στρατηγική λειτουργίας του αντλησιοταμιευτικού συστήματος. Οι Κατσαπράκης κα (Katsaprakakis et al., 2007) μελέτησαν την εισαγωγή συστημάτων αντλησιοταμίευσης στο ΣΗΕ Κρήτης με σκοπό την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και την κάλυψη των αιχμών ζήτησης ισχύος από τους υδροστρόβιλους. Η Τ. Νικολάου (2003) μελέτησε τη βελτιστοποίηση της διαστασιολόγησης των συνιστωσών έργου αποταμίευσης και παραγωγής ενέργειας, εκμεταλλεύόμενο την απορριπτόμενη ισχύ από τα αιολικά πάρκα της Σητείας στην Κρήτη, χρησιμοποιώντας επαναληπτικές μεθόδους βελτιστοποίησης. Οι Αναγνωστόπουλος και Παπαντώνης (2007) χρησιμοποίησαν «εξελικτικούς αλγορίθμους - evolutionary algorithms» για την προσομοίωση και βελτιστοποίηση αντλησιοταμιευτικού συστήματος αποθήκευσης απορριπτόμενης ισχύος από αιολικά πάρκα στην Κρήτη. Στις παραπάνω εργασίες μελετήθηκε αναλυτικά το σύστημα αντλησιοταμίευσης για αποθήκευση της

απορριπτόμενης (πλεονάζουσας) ισχύος από τα Α/Π, όταν δηλαδή η παραγόμενη ισχύς υπερκαλύπτει την μέγιστη απορρόφηση του δικτύου. Η Ε. Σκάρλου το 2008 ασχολήθηκε με την μελέτη υβριδικού σταθμού (αιολικό – αντλητικό) στο Μη Διασυνδεδεμένο ΣΗΕ της Κρήτης. [13]

Η Ιωάννα Μπαρούνη ασχολήθηκε το 2011 με «Ανάλυση και Βελτιστοποίηση Σχεδιασμού Υβριδικού Υδροηλεκτρικού – Αιολικού Σταθμού, με δύο παράλληλα Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας: Αντλησιοταμίευση και Παραγωγή Υδρογόνου με Ηλεκτρόλυση» [31]

Η Παληαρούτα, Δέσποινα-Λητώ το 2011 ασχολήθηκε με «Διερεύνηση δυνατοτήτων αποθήκευσης περίσσειας ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της Ελλάδας» [15]

Η Ευαγγελία Α. Παπαδήμου το 2012 ασχολήθηκε με «Υπολογιστική Ανάλυση και διαστασιολόγηση μονάδων αντλησιοταμίευσης στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης για την επίτευξη μεγάλης διείσδυσης αιολικής και ηλιακής ενέργειας»[14]

Η Μ. Σαμαρά το 2014 ασχολήθηκε με «Υλοποίηση αλγορίθμων ένταξης Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού» [24]

Ο Η. Ρουφαγάλας το 2016 ασχολήθηκε με την ανάπτυξη υπολογιστικού εργαλείου στη Matlab για την «Προσομοίωση Λειτουργίας Αντλησιοταμιευτικής Εγκατάστασης στο μη Διασυνδεδεμένο ΣΗΕ της Κρήτης»[32]

3.4 Παραδείγματα – έργα Αναστρέψιμων ΥΗΕ σε παγκόσμιο επίπεδο

Τα πρώτα έργα αντλησιοταμίευσης κατασκευάστηκαν για τις κατασκευαστικές βιομηχανίες της Ιταλίας και της Ελβετίας κατά το 1890. Σκοπός ήταν να αποθηκευτεί η ενέργεια που παραγόταν κατά τις βραδινές ώρες ώστε να χρησιμοποιηθεί κατά τη διάρκεια της ημέρας που οι ανάγκες για παροχή ηλεκτρικής ενέργειας ήταν μεγάλες.

Το πρώτο έργο αντλησιοταμίευσης χρησιμοποιούσε διαφορετικό συγκρότημα για την άντληση και διαφορετική μονάδα στρόβιλου. Κατά το έτος 1929 όπου ξεκινούσε τη λειτουργία του, ο υδροηλεκτρικός σταθμός με αντλησιοταμίευσης στο Rocky River, ΗΠΑ, ήταν πια αναγνωρισμένο ότι οι εγκατεστημένες αντλίες θα μπορούσαν να χρησιμοποιηθούν και ως στρόβιλοι με μειωμένη απόδοση. Την ίδια χρονική περίοδο η ανάπτυξη οι σχεδιαστικές βελτιώσεις στον αναστρέψιμο στρόβιλο τύπου Francis τον κατέστησαν κατάλληλο για χρήση σε τέτοιο σύστημα αντλησιοταμίευσης και από τη δεκαετία του 1950 ήταν η ξεκάθαρη λύση. [15] [Δέσποινα-Λητώ Παληαρούτα, Αθήνα 2011, Διερεύνηση δυνατοτήτων αποθήκευσης περίσσειας ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της Ελλάδας.]

Η πρώτη εφαρμογή μεγάλης κλίμακας αναφέρεται το 1929 στην Γερμανία. Εμφανίσεις τέτοιων συστημάτων είχαμε ακόμη στο Festiniog της Ουαλίας και στο

Cruachan της Σκωτίας στα μέσα της δεκαετίας του '60. Λίγο πριν το 1970 κατασκευάστηκε άλλο ένα στο Foyers στη Σκωτία (300-400 MW). Το 1983 τέθηκε σε λειτουργία το πρώτο μεγαλύτερο Αναστρέψιμο ΥΗΕ στο Dinorwig (Wales). Η υψομετρική διαφορά των δύο ταμιευτήρων ήταν 570 m και η παραγόμενη ισχύς ξεπερνούσε τα 1.7 GW.

Στο Goldistal (Γερμανία, 2002) κατασκευάστηκε υδροηλεκτρικό έργο, του οποίου ο πάνω ταμιευτήρας είναι τεχνητή δεξαμενή με κύρια χαρακτηριστικά:

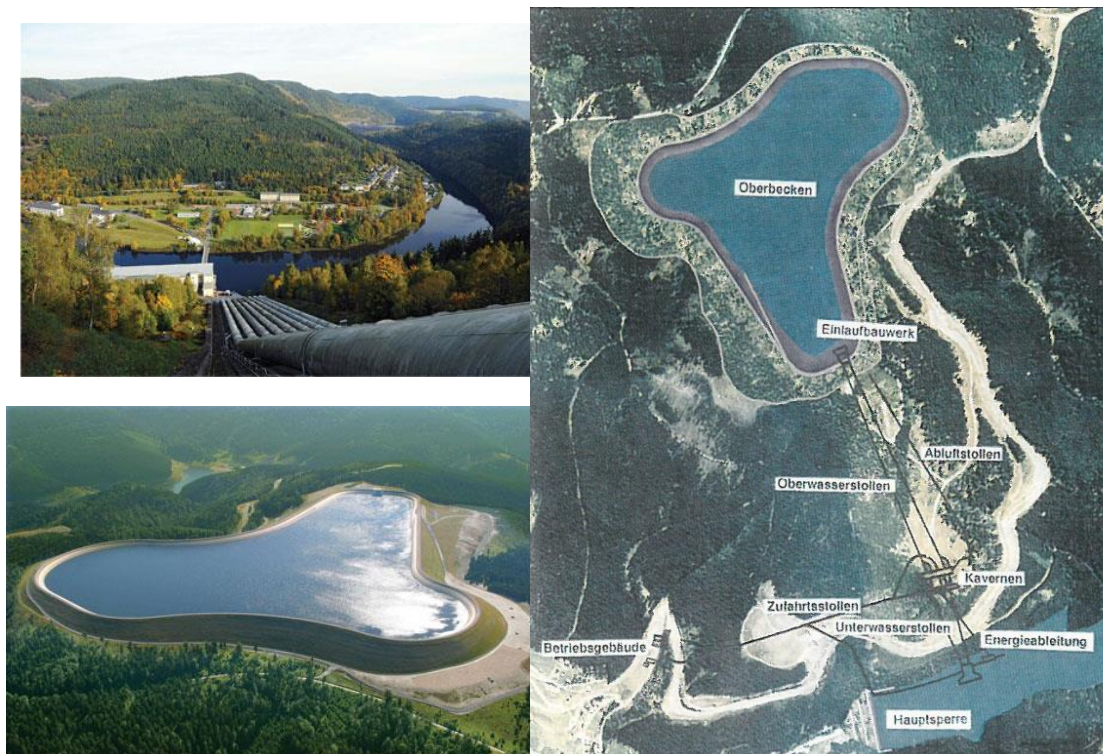
- Υψομετρική διαφορά: $h=302$ m
- 4 αναστρέψιμες μονάδες ονομαστικής ισχύος $4 \times 265 \text{ MW} = 1,060 \text{ MW}$
- Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα $700,000 \text{ m}^3$
- Στάθμη υδροστροβίλων ως προς την στάθμη του κάτω ταμιευτήρα - 55.5m(min)

[16] [Δ. Παπαντώνης, ΤΕΕ Ιωάννινα 2009, Νέες προοπτικές για την Ανάπτυξη της αντλησιοταμίευσης στην Ελλάδα Τεχνολογία και Τεχνολογικοί Περιορισμοί.]

Οι ΗΠΑ, Ιαπωνία, Ιταλία, Γερμανία, Γαλλία και Ισπανία είναι οι χώρες με την μεγαλύτερη εγκατεστημένη δυναμικότητα σε έργα αντλησιοταμίευσης παγκοσμίως. Για χώρες όπου οι γεωλογικές συνθήκες του εδάφους και η τοπογραφία είναι κατάλληλες για έργα αντλησιοταμίευσης, ένα μέτρο για το μέγεθος της δυναμικότητας του συστήματος είναι το ποσοστό της συνολικής ηλεκτρικής παραγωγής που σχεδιάζεται να παρέχεται από το σύστημα αντλησιοταμίευσης.

Η Αυστρία, έχει το μεγαλύτερο ποσοστό χρήσης των συστημάτων αντλησιοταμίευσης με 17% στο ηλεκτρικό της σύστημα. Ακολουθούν οι Ελβετία, Ισπανία, Ιταλία και Ιαπωνία όλες σχεδόν 10% χρήση των συστημάτων αντλησιοταμίευσης στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειάς τους. Οι ΗΠΑ υπολείπονται με μόνο 2.5% της συνολικής της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας να προέρχεται από αντλησιοταμίευση. Η Ιαπωνία έχει τη μεγαλύτερη ανάπτυξη και το μεγαλύτερο εύρος χρήσης, όπου κάποια έργα αντλησιοταμίευσης λειτουργούν 24 ώρες το 24ώρο.

[15] [Δέσποινα-Λητώ Παληαρούτα, Αθήνα 2011, Διερεύνηση δυνατοτήτων αποθήκευσης περίσσειας ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της Ελλάδας.]



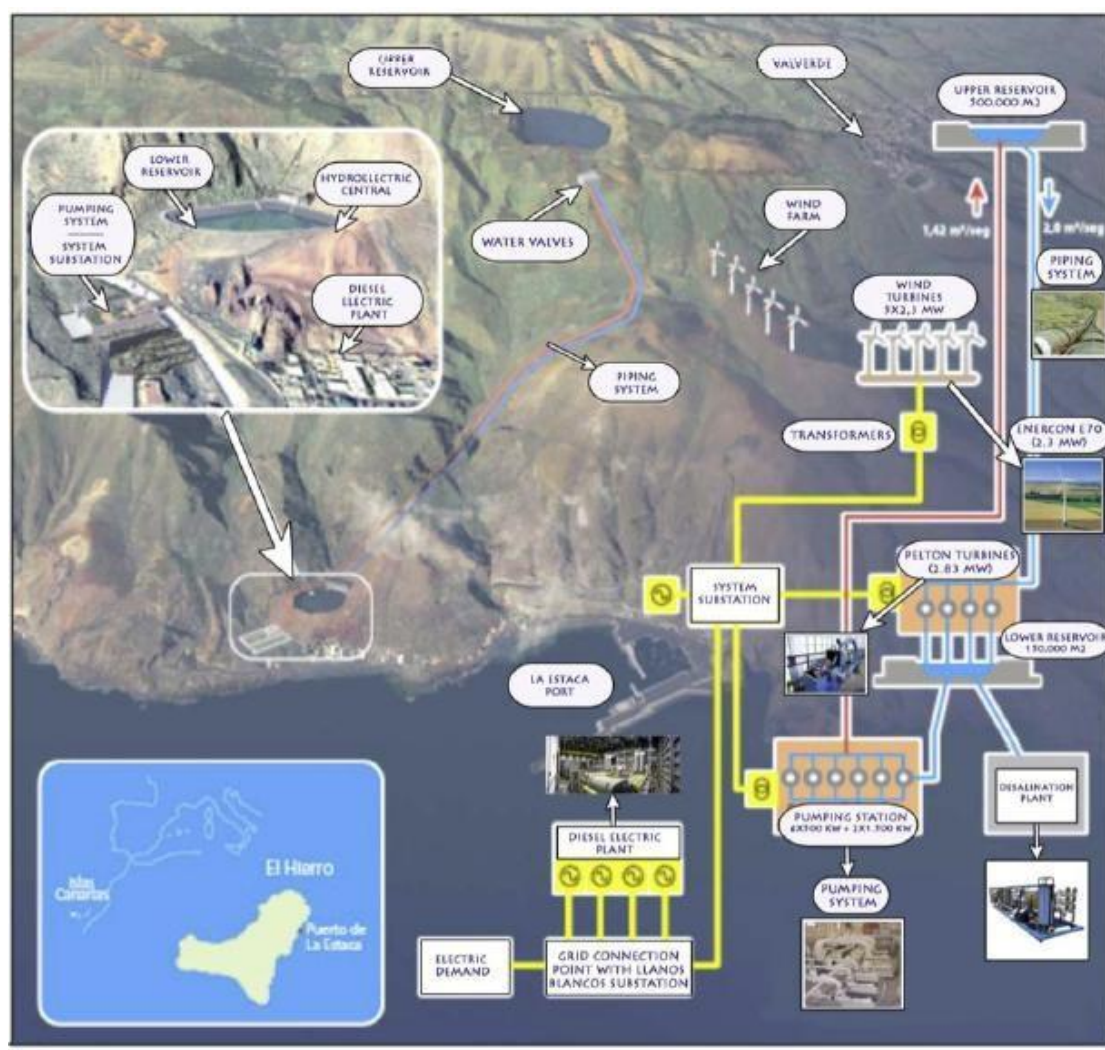
Εικόνα 12: Σύστημα άντλησης – ταμίευσης του Goldistal (Γερμανία, 2002)

Το Υβριδικό **σύστημα στο νησί El Hierro** είναι το πρώτο πρωτοποριακό ενεργειακό έργο στην Ευρώπη, το οποίο έγινε στον Ατλαντικό, στο πιο απομακρυσμένο νησί των Καναρίων Νήσων, το El Hierro. Το νησί αυτό της Ισπανίας έχει υιοθετήσει ένα σχέδιο βιώσιμης ανάπτυξης για την προστασία του περιβάλλοντος και τον πολιτιστικό πλούτο της περιοχής, με προοπτική την πλήρη ενεργειακή αυτονομία με χρήση ΑΠΕ 100%.

Ο γενικός σχεδιασμός του συστήματος όπως φαίνεται στην Εικόνα 13 περιλαμβάνει 6 κύρια μέρη:

1. Φυσικό κρατήρα για άνω ταμιευτήρα χωρητικότητας 500,000 m³ & τεχνητό κάτω ταμιευτήρα χωρητικότητας 200,000 m³ που θα έχουν υψομετρική διαφορά 682m.
2. Αιολικό πάρκο ισχύος 11.5 MW (5x2.3 MW), το οποίο αναμένεται να παράγει ετησίως 40,360 MWh, καλύπτοντας περίπου το 70% της ζήτησης. Η παραγόμενη αιολική ενέργεια κατά προτεραιότητα θα διοχετεύεται απευθείας στο δίκτυο και η περίσσεια της είτε θα αντλείται-αποθηκεύεται στην άνω δεξαμενή είτε θα εξυπηρετεί τις ανάγκες της μονάδας αφαλάτωσης.
3. Υδροστρόβιλοι συνολικής ισχύος 11.32 MW (4x2.83 kW). Οι υδροστρόβιλοι προβλέπεται να παρέχουν ενέργεια στο δίκτυο, επικουρικές υπηρεσίες, πρωτεύουσα και δευτερεύουσα ρύθμιση, εφεδρεία και να υποκαθιστούν (ή να συμπληρώνουν) την αιολική παραγωγή σε περίπτωση ανάγκης.

6. Την ήδη υπάρχουσα μονάδα αφαλάτωσης, η οποία θα εξυπηρετείται με την περίσσεια ενέργεια και θα συμπληρώνει τις απώλειες εξάτμισης της δεξαμενής .



Εκατοντάδες νησιά παγκοσμίως εκτιμάται ότι θα επηρεαστούν από τις συνέπειες του εν λόγω ενεργειακού έργου. Τα ακόλουθα οφέλη προβλέπεται να προκύψουν αν το El Hierro αποτελέσει παράδειγμα για τα υπόλοιπα νησιά:

- Μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου.
- Βελτίωση της ποιότητας ζωής των κατοίκων.
- Προσέγγιση της ενεργειακής ανεξαρτησίας στα νησιά.
- Συνειδητοποίηση του γεγονότος ότι η ένταξη των ΑΠΕ και ιδιαίτερα οι συνέργειες μεταξύ διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ είναι ένας τρόπος εξασφάλισης των 58 ενεργειακών αναγκών των νησιών και των απομονωμένων περιοχών ακόμα και σε ποσοστό 100%
- Συνειδητοποίηση του γεγονότος ότι αντλιοστάσια νερού είναι ένας οικονομικός τρόπος για τη συσσώρευση/αποθήκευση ενέργειας σε επίπεδο ηλεκτρικού δικτύου.

[17] [Gonzalo Pierrnavieja, Javier Pardilla, Julieta Schallenberg, Celia Bueno, El Hierro: 100% RES, an innovative project for Islands' energy self-sufficiency, Santa Lucia-Las Palmas, Spain: Institut Technology of Canaria, ITC.]

3.5 Έργα και Σχέδια Συστημάτων Άντλησης – Ταμίευσης στην Ελλάδα

3.5.1 Αναστρέψιμες μονάδες της ΔΕΗ

Στην Ελλάδα μέχρι σήμερα έχουν κατασκευαστεί 3 αναστρέψιμοι ΥΗΣ, που αποθηκεύουν περίσσεια ενέργειας από τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας. Η αρχή λειτουργίας τους είναι η εξής: αναστρέφεται η λειτουργία των στροβίλων, όταν αυτό κρίνεται σκόπιμο, ώστε τη νύχτα να μπορούν να αντλούν νερό από την κατάντη λίμνη, όταν υπάρχει περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας από τους λιγνιτικούς σταθμούς και να την αποδίδουν την ημέρα υπό συμφερότερους όρους. Στην Ελλάδα λειτουργούν 3 αναστρέψιμα υδροηλεκτρικά έργα:

- Της Σφηκιάς στον ποταμό Αλιάκμονα (1985) με 3 αναστρέψιμες μονάδες ισχύος $3 \times 105 = 315$ MW
- Του Θησαυρού στον ποταμό Νέστο (1998) με 3 αναστρέψιμες μονάδες ισχύος $3 \times 127 = 381$ MW, διαθέσιμη υδραυλική πτώση $H = 154$ m και ταμιευτήρα χωρητικότητας $565 \cdot 10^6 \text{ m}^3$.
- Του Ναέρα στην Ικαρία όπου αναλύεται παρακάτω

Επίσης έχουμε το Έργο Αμφιλοχίας το οποίο πρόκειται να κατασκευαστεί όπου αναλύεται παρακάτω



Εικόνα 14: ΥΗΣ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα (3x 105 MW/1985-86/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ)



Εικόνα 15: Θησαυρού στο Νέστο (3x127 MW/1998/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ)



Εικόνα 16: Οι αναστρέψιμες μονάδες στο ΥΗΣ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα

3.5.2 Έργο Ικαρίας-Ναέρας

Το υβριδικό ενεργειακό έργο Ικαρίας-Ναέρας, εγκαινιάστηκε πρόσφατα από τη ΔΕΗ Ανανεώσιμες στις 5/6/2019. Ακολουθώντας τον δρόμο της φύσης, τον κύκλο του νερού και του αέρα, δημιουργήθηκε ένα πρωτοποριακό ενεργειακό έργο σε εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο: ο Ναέρας. Ο Ναέρας στην Ικαρία είναι ένα από τα δύο υβριδικά ενεργειακά έργα στην Ευρώπη, που συνδυάζει την αιολική και την υδραυλική ενέργεια.

Η ιδέα υλοποίησής του ανήκει στην αναπτυξιακή εταιρεία του πρώην δήμου Ραχών Ικαρίας και στη Διεύθυνση Ανάπτυξης Υδροηλεκτρικής Ενέργειας της ΔΕΗ Α.Ε., η οποία και εκπόνησε την οριστική μελέτη.

Επενδύθηκαν ποσά της τάξης των €50,000,000. Κύριος σκοπός του έργου είναι η αύξηση της διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο ηλεκτρικό δίκτυο της Ικαρίας και η αντίστοιχη μείωση της ποσότητας συμβατικής ενέργειας που παράγεται από πετρέλαιο στον Τοπικό Σταθμό Παραγωγής στον Άγιο Κήρυκο.

Η επιτυχής λειτουργία του έργου θα αποτελέσει οδηγό για την επίτευξη της ενεργειακής αυτονομίας μη διασυνδεδεμένων στο ηλεκτρικό σύστημα νησιών και νησιωτικών συμπλεγμάτων με χρήση αποκλειστικά ΑΠΕ.

Ο Ναέρας αποτελείται από τα εξής επιμέρους τμήματα:

- Το Αιολικό Πάρκο (Α/Π) στην περιοχή του λόφου Στραβοκουντούρα, με τρεις ανεμογεννήτριες των 900 kW η καθεμία.
- Τον Μικρό Υδροηλεκτρικό Σταθμό (ΜΥΗΣ) Προεσπέρας, με έναν υδροστρόβιλο ισχύος 1,05 MW, ο οποίος αξιοποιεί μόνο την περίσσεια νερών του ταμιευτήρα του Φράγματος στο Πέζι (αφού πρώτα καλυφθούν οι υποχρεώσεις για ύδρευση, οικολογική παροχή και άρδευση).
- Τον ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας, με δύο υδροστρόβιλους ισχύος 3,1 MW συνολικά, που αξιοποιεί τόσο την περίσσεια νερών του ταμιευτήρα όσο και τα νερά που προέρχονται από αντλησιοταμίευση (υβριδική ενέργεια).
- Δύο δεξαμενές νερού χωρητικότητας 80.000 m³ έκαστη στις περιοχές Προεσπέρας και Κάτω Προεσπέρας, που θα εξυπηρετούν τις ανάγκες της αντλησιοταμίευσης για την απορρόφηση της αιολικής ενέργειας και έναν ταμιευτήρα νερού συνολικού όγκου περίπου 910,000 m³ στο Πέζι.
- Το Αντλιοστάσιο Κάτω Προεσπέρας, με 12 αντλίες ονομαστικής ισχύος 250 kW έκαστη, εκ των οποίων οι 4 είναι μεταβλητών στροφών.
- Τα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας και Κατανομής Φορτίου του Ναέρα και της Ικαρίας, που θα εγκατασταθούν σε χώρο εντός του Τοπικού Σταθμού Παραγωγής στον Άγιο Κήρυκο, εξασφαλίζοντας τόσο την επικοινωνία μεταξύ των επιμέρους τμημάτων του Έργου όσο και την ενεργειακή ασφάλεια του νησιού και την αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος.

Ο ΜΥΗΣ Προεσπέρας παράγει ενέργεια από την υπερχειλίση του παλαιού Φράγματος στο Πέζι. Λειτουργεί μόνο κατά τη μη αρδευτική περίοδο (Οκτώβριος-

Απρίλιος). Καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, το νερό κυκλοφορεί μεταξύ της άνω και της κάτω δεξαμενής μέσω 12 αντλιών και 2 αγωγών (προσαγωγού και καταθλιπτικού) και παράγεται υδροηλεκτρική ενέργεια από τον ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας, που διοχετεύεται στο δίκτυο του νησιού.

Η βασική παραγωγή υβριδικής ενέργειας του έργου προκύπτει από το γεγονός ότι για τη λειτουργία του αντλιοστασίου αξιοποιείται η αιολική ενέργεια, που παράγεται από το Αιολικό Πάρκο στη Στραβοκουντούρα. Η ενεργειακή τροφοδότηση του Αντλιοστασίου συνιστά αποθήκευση ενέργειας (μπαταρία), διότι η αιολική ενέργεια του Αιολικού Πάρκου δεν απορροφάται από το έργο, αλλά, «αποθηκευόμενη» στο νερό που μεταφέρεται από την κάτω στην άνω δεξαμενή, θα αποδοθεί τελικά στο ηλεκτρικό δίκτυο του νησιού μέσω του ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας με τη μορφή υδροηλεκτρικής ενέργειας. Πρόκειται συνεπώς για έναν επιτυχημένο συνδυασμό δύο βασικών ΑΠΕ, της αιολικής και της υδροηλεκτρικής, που δημιουργεί την υβριδική ενέργεια.

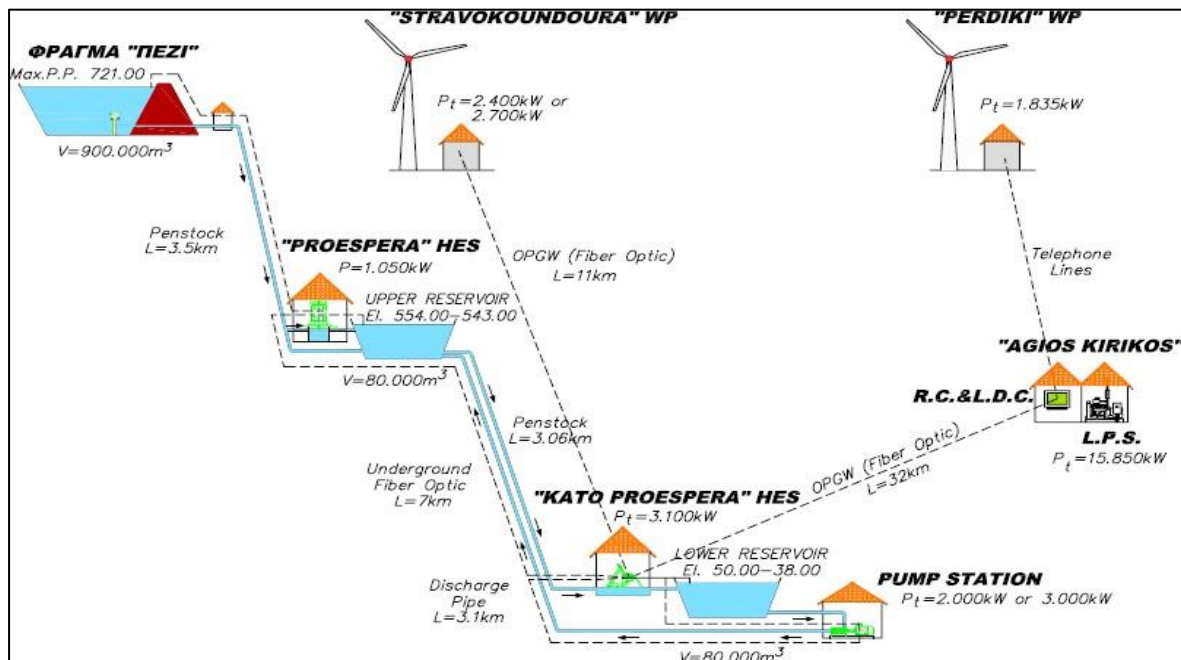
Με αυτόν τον τρόπο υπολογίζεται ότι ο Ναέρας θα παράγει συνολική καθαρή ενέργεια της τάξεως των 9.8 GWh/έτος, καλύπτοντας μεγάλο μέρος των ετήσιων ενεργειακών αναγκών του νησιού, κυρίως κατά τους χειμερινούς μήνες.

Ο Ναέρας θα προσφέρει άμεσα και έμμεσα σημαντικά οικονομικά, κοινωνικά και περιβαλλοντικά οφέλη στο νησί της Ικαρίας:

- Μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων CO₂ της τάξεως των 13.800 τόνων ετησίως, από την ελαχιστοποίηση της λειτουργίας του πετρελαϊκού Τοπικού Σταθμού Παραγωγής.
- Ενίσχυση της ενεργειακής επάρκειας του νησιού, κατά τη μεγαλύτερη διάρκεια του έτους, και περιορισμό της εξάρτησής του από το πετρέλαιο.
- Κατασκευή ενισχυμένης διπλής γραμμής Μέσης Τάσης 20 kV, η οποία ενώνει την ανατολική με τη δυτική πλευρά του νησιού. Η λειτουργία της θα αυξήσει τη σταθερότητα και την αξιοπιστία του ηλεκτρικού συστήματος της Ικαρίας, μειώνοντας δραστικά τις διακοπές ρεύματος λόγω βλαβών.
- Αναστροφή των περιβαλλοντικών επιπτώσεων από την κατασκευή του έργου με την υλοποίηση μέτρων αποκατάστασης του περιβάλλοντος (π.χ. δενδροφυτεύσεις).
- Οικονομική ενίσχυση της τοπικής κοινωνίας μέσω των κρατήσεων – ανέρχονται στο ύψος του 3% επί των εσόδων–που θα προέρχονται από τη λειτουργία του έργου.
- Αναβάθμιση της Ικαρίας στον τομέα του τουρισμού, καθώς αναμένεται να καταστεί πόλος έλξης για φοιτητές, επιστήμονες αλλά και ευαισθητοποιημένους περιβαλλοντικά πολίτες, λόγω των καινοτομιών και του «πράσινου» χαρακτήρα του έργου.

Ειδικότερα, στο πλαίσιο της κοινωνικής υπευθυνότητας της ΔΕΗ Α.Ε. και με δική της χρηματοδότηση πραγματοποιήθηκαν:

- Η κατασκευή νέου δικτύου ηλεκτροδότησης Μέσης Τάσης για τον οικισμό Πέζι, κόστους περίπου €190,000.
- Η νέα Δημοτική Οδός, μήκους 7.2 χλμ., από τη διασταύρωση Γεμελίων - Βρακάδων προς την Προεσπέρα και μέχρι την Κάτω Προεσπέρα, κόστους περίπου €5,000,000.
- Η ανακατασκευή του γεφυριού στην περιοχή Γεμελίων, κόστους €70,000.



Εικόνα 17: Εσωτερική διαμόρφωση του ΥΒΕ και λοιπές μονάδες παραγωγής του συστήματος της Ικαρίας για το έτος 2012.

[18] [Σ. Παπαευθυμίου Ε. Καραμάνου, Σ. Παπαθανασίου, Μ. Παπαδόπουλος, Σ., "Αρχές Διαχείρισης Υβριδικών Σταθμών: Εφαρμογή στο σύστημα της Ικαρίας," in Πρακτικά Συνόδου της Ε.Ε. CIGRE, Αθήνα, Δεκέμβριος 2009.]

[ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ <https://www.ppcr.gr/el/announcements/news/335-naeras-yvridiko-ergo-ikarias>]

3.5.3 Έργο άντλησης – ταμίευσης Αμφιλοχίας

Ο Αντλησιοταμιευτικός Σταθμός Αμφιλοχίας αποτελείται στην πράξη από δύο μονάδες, τον Άγιο Γεώργιο και τον Πύργο, συνολικής ισχύος 680 MW. Τα έργα αυτά είναι ανεξάρτητα μεταξύ τους και έχουν κοινή διασύνδεση. Χωροθετούνται στους Δήμους Αμφιλοχίας και Αγρινίου της Περιφερειακής Ενότητας Αιτωλοακαρνανίας της Περιφέρειας Δυτικής Ελλάδας και περιλαμβάνουν την κατασκευή δυο άνω δεξαμενών, υπόγεια συστήματα προσαγωγής νερού και δυο κτήρια Σταθμών Παραγωγής.

Το 2013, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ενέταξε το συγκρότημα των δύο αυτών έργων (680 MW) στα Έργα Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest, PCI), δηλαδή το αναγνώρισε ως βασικό έργο ενεργειακής υποδομής ευρωπαϊκής σημασίας.

Το 2014 οι τεχνικές μελέτες του έργου, συμπεριλαμβανομένης και της Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων, εντάχθηκαν από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή για συγχρηματοδότηση στο Ευρωπαϊκό Ταμείο Συνδέοντας την Ευρώπη - Ενέργεια (Connecting Europe Facility, CEF-Energy). Οι μελέτες και πλήθος γεωλογικών και γεωτεχνικών ερευνών ολοκληρώθηκαν πλήρως το Δεκέμβριο του 2016, ενώ τον Ιανουάριο του 2018 εκδόθηκε και η σχετική Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων.

Η ανωτέρω επένδυση, ως PCI, τελεί υπό αυστηρό χρονοδιάγραμμα περαιτέρω ανάπτυξης και είναι έτοιμη από τεχνικής και αδειοδοτικής απόψεως για την έναρξη κατασκευής. Το έργο, με προϋπολογισμό € 502 εκατ., έχει τη δυνατότητα μαζικής αποθήκευσης ενέργειας. Αποτελεί δηλαδή μια φυσική «μπαταρία», εκμεταλλευόμενο το γεωμορφολογικό ανάγλυφο της περιοχής. Εκτιμάται, δε, ότι θα συμβάλλει στην περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ στο ελληνικό σύστημα, στη βελτιστοποίηση της λειτουργίας και των θερμικών μονάδων, στην ενίσχυση του δικτύου (με πλήθος επικουρικών υπηρεσιών προς τον Διαχειριστή) και στη διευκόλυνση των ανταλλαγών ενέργειας στο πλαίσιο πανευρωπαϊκών διασυνδέσεων. Το όλο σύστημα θα λειτουργεί με κάτω ταμιευτήρα την υφιστάμενη τεχνητή λίμνη Καστρακίου (ιδιοκτησίας ΔΕΗ) και δύο ανεξάρτητους άνω ταμιευτήρες, τον Άγιο Γεώργιο και τον Πύργο, συνολικής χωρητικότητας 7,0 εκατ. κυβικών μέτρων. Θα διαθέτει, επίσης, ανεξάρτητους Σταθμούς Άντλησης-Παραγωγής, που θα τροφοδοτούνται μέσω υπόγειων, ανεξάρτητων Συστημάτων Προσαγωγής. Το όλο συγκρότημα θα συνδεθεί μέσω Γραμμής Μεταφοράς 400 kV με το υφιστάμενο Κ.Υ.Τ. ΑΧΕΛΩΟΥ. Όπως σημειώνει στην έκθεσή της η ΤΕΡΝΑ Ενεργειακή, πέραν των άλλων πλεονεκτημάτων του, το σύστημα αντλησιοταμίευσης Αμφιλοχίας έχει υψηλή εγχώρια προστιθέμενη αξία της τάξεως του 70% και θα αποτελέσει ισχυρό πυλώνα αναθέρμανσης της ελληνικής οικονομίας.

Ο σκοπός του Έργου είναι η αποθήκευση ενέργειας με στόχο την υποστήριξη της μέγιστης δυνατής διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών στο μείγμα της ενεργειακής παραγωγής. Η περίσσεια της αιολικής, φωτοβολταϊκής ή/και θερμικής παραγωγής θα αποθηκεύεται υδραυλικά, μέσω άντλησης ύδατος από την κάτω στις άνω δεξαμενές κατά τη διάρκεια χαμηλής κατανάλωσης ή σε περιόδους υπερπαραγωγής από Α.Π.Ε. Ακολούθως, η αποθηκευμένη ενέργεια θα αποδίδεται πάλι ως ηλεκτρική ενέργεια στο σύστημα, μέσω των υδροστροβίλων, κατά τη διάρκεια των ωρών υψηλής ζήτησης.

Τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του έργου είναι:

Α. «Άγιος Γεώργιος», με ωφέλιμο όγκο (αποθήκευσης ύδατος) $\sim 5 \times 10^6 \text{ m}^3$

Εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής: 460 MW (4 αναστρέψιμες μονάδες)

Εγκατεστημένη ισχύς άντλησης: 496 MW

Β. «Πύργος», με ωφέλιμο όγκο $\sim 2 \times 10^6 \text{ m}^3$

Εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής: 220 MW (2 αναστρέψιμες μονάδες)

Εγκατεστημένη ισχύς άντλησης: 234 MW

Το έργο έχει λάβει άδειες παραγωγής από τη Ρ.Α.Ε. και προσωρινούς όρους σύνδεσης από τον Α.Δ.Μ.Η.Ε, ενώ είναι σε εξέλιξη η μελέτη για τη βελτιστοποίηση του σχεδιασμού του έργου. Η μελέτη του έργου συγχρηματοδοτείται από την Ευρωπαϊκή Ένωση-Διευκόλυνση «Συνδέοντας της Ευρώπη».

[29] [Κ.Ν. Σταμπολή, «Κομβικός ο Ρόλος της Αντλησιοταμίευσης στην Προσπάθεια της ΔΕΗ για Αναδιάταξη του Παραγωγικού της Δυναμικού και Στροφή προς τις ΑΠΕ».]

[30] Τέρνα Ενεργειακή-Όμιλος ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ

3.5.4 Ο Υβριδικός Σταθμός στο Φράγμα Ποταμών στο Ρέθυμνο Κρήτης

Ο Ο.Α.Κ. Α.Ε. (πρώην Ο.Α.ΔΥ.Κ.) στα πλαίσια του Έργου «Αξιοποίηση Υδάτινου Δυναμικού της Δυτικής Κρήτης», το 2008 ολοκλήρωσε την κατασκευή του Φράγματος Ποταμών και των συναφών έργων στη Περιφερειακή Ενότητα Ρεθύμνου. Πρόκειται για ένα σύμπλεγμα έργων, που περιλαμβάνει την κατασκευή χωμάτινου φράγματος ύψους 55 m και χωρητικότητας ταμιευτήρα 22,5 εκατομμύρια m^3 νερού, την κατασκευή τριών σιράγγων μήκους 3.340 m, 380 m και 130 m αντίστοιχα, καθώς και την κατασκευή κεντρικού αγωγού και δικτύων διανομής συνολικού μήκους 21 km.. Ακόμη το σώμα όγκου επιχωμάτων είναι 1.7 εκατομμύρια m^3 , με αδιαπέρατη κουρτίνα τσιμεντενέσεων που έχει συνολικό μήκος 27 km, με σήραγγα εκτροπής-υδροληψίας-εκκένωσης που έχει μήκος 358m και διάμετρο 4.5m, με υπερχειλιστή που έχει μήκος 340m, με πύργο υδροληψίας που έχει ύψος 25m. Επιπλέον υπάρχει λεκάνη αποτόνωσης, όργανα παρακολούθησης του φράγματος, οικίσκοι δικλίδων και όργανα για πλήρη ηλεκτρομηχανολογικό και υδραυλικό εξοπλισμό. Το έργο ξεκίνησε το 1995 χρηματοδοτούμενο από το Β΄ ΚΠΣ-ΠΕΠ Κρήτης, ολοκληρώθηκε το 2008 μέσω του Γ΄ ΚΠΣ-ΠΕΠ Κρήτης, με συνολικό κόστος 55 εκατομμύρια ευρώ. Το έργο χωροθετείται στον Δήμο Αμαρίου και καλύπτει τις ανάγκες άρδευσης 15.000 στρεμμάτων του κάμπου Ρεθύμνου και θα συγκροτήσει την κάτω δεξαμενή του αντλησιοταμιευτικού συστήματος. Επιπλέον, η λιμνοδεξαμενή, χωροθετημένη στην

περιοχή «Γκαργκάνη» Χαρκίων του Δήμου Ρεθύμνης, θα αποτελεί των άνω ταμιευτήρα του έργου.



Εικόνα 18: Το Φράγμα Ποταμών Ρεθύμνου



Εικόνα 19: Ο ταμιευτήρας του Φράγματος Ποταμών και η άνω λιμνοδεξαμενή



Εικόνα 20: Ο άνω ταμιευτήρας χωροθετημένος στην περιοχή «Γκαργκάνη» Χαρκίων του Δήμου Ρεθύμνης

[20] [Energy exploitation of the Potamon Dam of Rethymno Crete, Greece _Hybrid Power Station (Wind _Hydro) 50 MW]

Στα πλαίσια του Σχεδίου του Ο.Α.Κ. Α.Ε. «Ενεργειακή Αξιοποίηση του Φράγματος Ποταμών Νομού Ρεθύμνου-Μελέτη, χρηματοδότηση, κατασκευή, διαχείριση και εκμετάλλευση Υβριδικού Σταθμού (ΥΣ) Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας». παρουσιάζονται τα ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα των μελετών προσομοίωσης που εκπονήθηκαν από τον Ο.Α.Κ Α.Ε αλλά και από τον Ανάδοχο του Έργου ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ που προέκυψε μετά από διαγωνισμό και έχει πάρει άδεια από την Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας ΡΑΕ. Πρόκειται για έργο ΑΠΕ, εγγυημένης ισχύος 50 MW, που συνδυάζει τη λειτουργία δύο αιολικών πάρκων συνολικής ισχύος 89.1 MW και ενός αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού συστήματος, στο οποίο ο κάτω ταμιευτήρας είναι ο ταμιευτήρας του Φράγματος Ποταμών. Το έργο αποτελείται από:

Μονάδες ΑΠΕ – Αιολικά Πάρκα

Οι μονάδες παραγωγής ΑΠΕ, αποτελούνται από δύο (2) αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 89,1MW (27 Α/Γ ισχύος 3,3 MW έκαστη) χωροθετημένα στον Δήμο Σητείας της Περιφερειακής Ενότητας Λασιθίου.

Σταθμός ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής

Ο Σταθμό Ελεγχόμενης Παραγωγής, χωροθετείται πλησίον του Φράγματος Ποταμών στο Δήμο Αμαρίου της Περιφερειακής Ενότητας Ρεθύμνου και αποτελείται από τρεις (3) αναστρέψιμες μονάδες Francis σταθερών στροφών, με τα παρακάτω χαρακτηριστικά:

Παραγωγή: $2 \times 25 \text{ MW} = 50 \text{ MW}$ (+1 x 25 MW εφεδρική).

Άντληση: $3 \times 36 \text{ MW} = 108 \text{ MW}$.

Αντλιοστάσιο

Το αντλιοστάσιο είναι χωροθετημένο πλησίον του Φράγματος Ποταμών στο Δήμο Αμαρίου της Περιφερειακής Ενότητας Ρεθύμνου, αποτελούμενο από 10 τυποποιημένες αντλίες μεταβλητών στροφών και δυο εφεδρικές, ισχύος $12 \times 3.216 \text{ MW} = 38.60 \text{ MW}$.

Ισχύς ελεγχόμενης παραγωγής: 50MW και Μέγιστη Ισχύς Μονάδων Πλήρωσης των Συστημάτων: $3 \times 36 \text{ MW} + 12 \times 3.216 \text{ MW} = 146.60 \text{ MW}$.

Άνω & Κάτω Δεξαμενή

Μία (1) λιμνοδεξαμενή χωρητικότητας 1,200,000 m³, χωροθετημένη στην περιοχή «Γκαργκάνη» Χαρκίων του Δήμου Ρεθύμνης, θα αποτελεί των άνω ταμιευτήρα του έργου, ενώ ως κάτω δεξαμενή θα χρησιμοποιείται ο ταμιευτήρας Φράγματος Ποταμών, χωροθετημένος στον Δήμο Αμαρίου.

Σύστημα προσαγωγής νερού

Το σύστημα προσαγωγής νερού αποτελείται από 4 εγκιβωτισμένους χαλυβδοσωλήνες (3 διαμέτρου DN1600 μέσου μήκους 2,235 m και 1 διαμέτρου DN1500 και μήκους 2,215m)

Υποσταθμός διασύνδεσης

Ο υποσταθμός διασύνδεσης 150kV εξυπηρετεί την μεταφορά της παραγωγής του ΥΣ – αντλιοστασίου στο δίκτυο ΥΤ της Κρήτης.

[21] [ΠΗΓΗ Τ. Νικολάου, Ενεργειακή αξιοποίηση του Φράγματος Ποταμών Ρεθύμνου - Υβριδικός Σταθμός (Αιολικό – Αντλητικό) 50 MW]

Τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του ΥΣ συνοψίζονται στον Πίνακα 2.

Πίνακας 2: Τα βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του ΥΣ

Βασικά τεχνικά χαρακτηριστικά του ΥΣ στο Φράγμα Ποταμών	
Ισχύς μονάδων ΑΠΕ (ΑΠ)	89.1 MW
Ισχύς αναστρέψιμων μονάδων	Παραγωγή 50 MW (εφεδρική 25 MW) Αντληση 108 MW
Ισχύς αντλιών μεταβλητών στροφών	32.16 MW
Ισχύς ελεγχόμενης παραγωγής	50MW
Ισχύς μονάδων πλήρωσης συστημάτων	Από 68.16 MW έως 140.16 MW
Διαθέσιμη ποσότητα νερού	Έως 2,000,000 m ³
Χωρητικότητα άνω ταμιευτήρα	1,200,000 m ³

Τα ετήσια ενεργειακά αποτελέσματα που παρουσιάζονται στον Πίνακα 3 είναι τα τελικά αποτελέσματα που προέκυψαν από την αξιολόγηση της Προσφοράς του Αναδόχου και που περιλαμβάνονται στις σχετικές αδειοδοτήσεις του έργου. Επίσης να σημειωθεί ότι τόσο στις προσομοιώσεις του Ο.Α.Κ. Α.Ε. όσο και του Αναδόχου λήφθηκε υπόψη η με αρ. 1333/2010 Απόφαση της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας σχετικά με την τιμολόγηση των ΥΣ στην Κρήτη.

Πίνακας 3: Τα ετήσια ενεργειακά αποτελέσματα του ΥΣ & δείκτες αποδοτικότητας [Πηγή ΟΑΚ ΑΕ]

Ενέργεια (παραγόμενη/αποθηκευόμενη)	Μονάδα	Τιμή
Ενέργεια μονάδων ΑΠΕ ΥΣ (ΑΠ)	GWh/y	352.95
Ενέργεια μονάδων ελεγχόμενης παραγωγής ΥΣ	GWh/y	226.85
Παραγωγή υδροστροβίλων ΥΣ	GWh/y	226.56
Παραγωγή μονάδων ΑΠΕ σαν υποκατάσταση των υδροστροβίλων του ΥΣ	GWh/y	0.29
Ενέργεια που αποθηκεύεται	GWh/y	352.65
Ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο	GWh/y	0
Απορριπτόμενη ενέργεια μονάδων ΑΠΕ του ΥΣ	GWh/y	9.10
Δείκτες τεχνικής αποδοτικότητας		
Καθαρή παραγόμενη ενέργεια από ελεγχόμενη παραγωγή ως προς πρωτογενή παραγωγή ΑΠΕ	-	0.64

Ολικός βαθμός απόδοσης αντλησιοταμίευσης	%	64.25
Capacity factor μονάδων ΑΠΕ του ΥΣ	%	45.22

Σύμφωνα με τα συγκριτικά αποτελέσματα της προσομοίωσης του ΣΗΕ Κρήτης που εκπονήθηκε από την ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ, χωρίς και με τον ΥΣ, προκύπτουν τα παρακάτω:

Ο ΥΣ θα καλύπτει το 4.48% της ετήσιας ενεργειακής ζήτησης της Κρήτης. Με την ένταξη του ΥΣ στο ΣΗΕ Κρήτης:

Η συμβολή των θερμικών μονάδων περιορίζεται από 79.45% σε 74.53% της ζήτησης. Η συνολική παραγόμενη ενέργεια από τις συμβατικές μονάδες της Κρήτης μειώνεται κατά 6.2%. Ειδικότερα, η παραγόμενη ενέργεια από τις ατμοηλεκτρικές μονάδες μειώνεται κατά 1.7%, η παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου κατά 3.4%, η παραγόμενη ενέργεια Diesel Αθρινόλακκου κατά 11.1%, η παραγόμενη ενέργεια Diesel Λινοπεραμάτων κατά 35.6% και παραγόμενη ενέργεια από αεριοστρόβιλους κατά 55.9%. Οι εκπομπές CO₂ μειώνονται κατά 5.3%. Το κόστος καυσίμου μειώνεται κατά 5.5%. Το κόστος εκπομπών CO₂ μειώνεται κατά 5.3%.

Πρόκειται για έργο ΑΠΕ, που συνδυάζει τη λειτουργία δύο αιολικών πάρκων συνολικής και ενός αναστρέψιμου υδροηλεκτρικού συστήματος, στο οποίο ο κάτω ταμιευτήρας είναι ο ταμιευτήρας του Φράγματος Ποταμών. Είναι ένα φιλικό περιβαλλοντικά έργο, με μηδαμινές επιπτώσεις στο περιβάλλον, που θα συμβάλλει ιδιαίτερα στην μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην Κρήτη και στην σταθεροποίηση του δικτύου. Οι μειώσεις των ρύπων από τους υφιστάμενους συμβατικούς σταθμούς της ΔΕΗ στην Κρήτη είναι μεγάλες και σημαντική η ωφέλεια του Δημοσίου από την εξοικονόμηση συναλλάγματος.

Το έργο έχει αναπτυξιακό χαρακτήρα, είναι πρωτοποριακό, με προοπτική να επεκταθεί άμεσα και να καλύψει τις ολοένα και αυξανόμενες ενεργειακές ανάγκες της Κρήτης και το οποίο θα αποφέρει σημαντικά και μακροχρόνια οφέλη στην ανάπτυξη της Κρήτης. Οι θέσεις εργασίες που θα δημιουργηθούν στα 5 χρόνια της κατασκευής θα ξεπεράσουν τις 800, ενώ θα δημιουργηθούν τουλάχιστον 40 θέσεις μόνιμου προσωπικού κατά την διάρκεια των 25 ετών της λειτουργίας του. Τέλος, όσον αφορά την συμβολή του έργου, το οποίο έχει προϋπολογισμό 277,000,000 €, στην τοπική αλλά και εθνική ανάπτυξη, θα αποφέρει σημαντικά ανταποδοτικά οφέλη προς τους ΟΤΑ στους οποίους θα εγκατασταθεί το έργο, καθώς και στο Ελληνικό Δημόσιο μέσω των φόρων και των ασφαλιστικών εισφορών.

4. ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΣΗΕ) ΚΡΗΤΗΣ

4.1 Γενικά στοιχεία

Το ΣΗΕ της Κρήτης είναι το μεγαλύτερο αυτόνομο σύστημα στην Ελλάδα. Η συνολική παραγωγή στο Σύστημα Κρήτης κατά το έτος 2017 καταγράφηκε 3,019,581 MWh και υπήρξε αύξηση 1.7% σε σχέση με το έτος 2016. Η αιχμή του έτους ήταν 637.9 MW και εμφανίστηκε την 9/7/17 ώρα 13.00-14.00 με αύξηση 6.3%. Αποτελείται από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, (ατμοστρόβιλους, αεριοστρόβιλους, ντιζελογεννήτριες), καθώς και από ανεμογεννήτριες (από το 1999). Το ΣΗΕ της Κρήτης χαρακτηρίζεται από σχετικά χαμηλό φορτίο βάσης, λόγω της περιορισμένης βιομηχανικής δραστηριότητας, έντονες εποχιακές διακυμάνσεις της ενεργειακής ζήτησης, λόγω του τουρισμού, και υψηλό ρυθμό αύξησης της ενεργειακής ζήτησης λόγω οικονομικής ανάπτυξης του νησιού.

Στην διάρκεια του 2017 η εγκατεστημένη ισχύς των Αιολικών Πάρκων παρέμεινε στα 200.3MW, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς Φωτοβολταϊκών Πάρκων ανήλθε σε 95.5MW σε χωράφια και στέγες. Σύνολο ΑΠΕ με Υδροηλεκτρικά ήταν 296MW που ισοδυναμούν με 30% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος συστήματος. Η καθαρή παραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ανήλθε στο 21.63% της συνολικής παραγωγής του συστήματος ενώ το 2016 ήταν 25%.

Στους παρακάτω πίνακες φαίνονται η καθαρή παραγωγή των μονάδων και η εγκατεστημένη ισχύς τους.

Πίνακας 4: Καθαρή Παραγωγή Μονάδων του ΣΗΕ Κρήτης

ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΜΟΝΑΔΩΝ			
	ΕΤΟΣ	ΕΤΟΣ	ΑΥΞΗΣΗ
	2017	2016	%
ΑΤΜΟΜΟΝΑΔΕΣ(MWh)	1,030,589.0	992,608,1	3.8
DIESEL(MWh)	719,602.2	704,734.9	2.1
ΑΕΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΙ(MWh)	616,231.2	572,904.9	7.6
ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΙ(MWh)	295.4	475.0	-37.8
ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ(MWh)	512,832.1	553,709.6	-7.4
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ(MWh)	140,032.6	143,225.0	-2.2

ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ(MWh)	3,019.581.4	2,967,657.6	1.7
------------------------------------	-------------	-------------	-----

Πίνακας 5: Εγκατεστημένη Ισχύς Μονάδων

ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΜΟΝΑΔΩΝ	
	MW
ΑΤΜ	204.3
DIESEL	167.4
ΑΕΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΙ	452.9
ΑΛΜΥΡΟΣ +ΑΓΥΙΑ	0.6
ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΕΣ	200.3
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	95.5
ΣΥΝΟΛΟ	1,120.9

[22] [Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης 2017]

[13] [Ε. Σκάρλου, Διπλωματική Εργασία, «Μοντελοποίηση και βέλτιστη διαστασιολόγηση συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούμενο από αιολικό πάρκο και αναστρέψιμο ΥΗΕ-εφαρμογή στο σηε Κρήτης», Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών.]

Το ΣΗΕ της Κρήτης παρουσιάζει συνοπτικά τα εξής ενδιαφέροντα χαρακτηριστικά:

- Περιλαμβάνει τρεις (3) Ατμοηλεκτρικούς Σταθμούς (ΑΗΣ) Παραγωγής.
- Διαθέτει συνολικά 27 εγκατεστημένες συμβατικές μονάδες όπως μπορούμε να δούμε από τον παρακάτω πίνακα.
- Δίκτυα γραμμών μεταφοράς Υψηλής Τάσης (150 kV και 66 kV) και Μέσης Τάσης (20 kV).
- Υποσταθμούς Υψηλής Τάσης
- Κέντρο κατανομής Φορτίου (στον Υποσταθμό Ηράκλειο II) που χρησιμοποιεί σύστημα τηλεμετρήσεων S.C.A.D.A. Η λειτουργία του, παρέχει, συνεχή επιτήρηση πραγματικού χρόνου του ηλεκτρικού δικτύου και της παραγόμενης ενέργειας των Αιολικών Πάρκων καθώς και τους απαιτούμενους τηλεχειρισμούς.
- Ένα μικρό Υδροηλεκτρικό Σταθμό (Μ.ΥΗ.Σ).
- Αιολικά Πάρκα με σημαντικό βαθμό διείσδυσης στο σύστημα.
- Μεγάλο αριθμό Φ/Β Σταθμών (καθώς αρκετοί έχουν αδειοδοτηθεί και οι μισοί περίπου έχουν εγκατασταθεί).

Η ικανότητα που έχουν οι Σταθμοί Παραγωγής είναι να μετατρέπουν μια πρωτογενής μορφή ενέργειας σε ηλεκτρική. Οι Σταθμοί Παραγωγής αποτελούνται από πολλές μονάδες που λειτουργούν παράλληλα. Σε κάθε μονάδα υπάρχει ένα ζεύγος κινητήριας μηχανής γεννήτριας που μετατρέπει τη πρωτογενή ενέργεια σε ηλεκτρική.

Στο τομέα της παραγωγής, τα αυτόνομα συστήματα χρησιμοποιούν συμβατικά καύσιμα (ντίζελ, μαζούτ) με σημαντικά υψηλή τιμή εισαγωγής που έχει ως άμεσο αποτέλεσμα το αυξημένο κόστος λειτουργίας τους.

Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατατάσσονται σε δυο κατηγορίες ανάλογα με την αποστολή τους:

- Σε Σταθμούς βάσης.
- Σε Σταθμούς αιχμής.

Οι σταθμοί βάσης λειτουργούν συνήθως για μεγάλα χρονικά διαστήματα (λειτουργία επί 24ωρου βάσεως) και καλύπτουν βασικές ανάγκες της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ οι σταθμοί αιχμής λειτουργούν σε ώρες μεγάλης κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Το ΣΗΕ της Κρήτης διαθέτει συνολικά τρεις ατμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής, τους οποίους και εκμεταλλεύεται κατάλληλα σύμφωνα με τις ανάγκες ζήτησης φορτίου του συστήματος. Οι ανάγκες ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια, δεν αναλογούν μόνο από ώρα σε ώρα κατά διάρκεια της ημέρας (όπως το φορτίο αιχμής των μεσημβρινών και βραδινών ωρών) αλλά και από εποχή σε εποχή (όπως η υψηλή ζήτηση στους θερινούς μήνες) κατά τη διάρκεια του έτους. Επομένως, από τις υπάρχουσες εγκατεστημένες θερμικές μονάδες των τριών σταθμών παραγωγής του

νησιού, κάποιες από αυτές λειτουργούν, ως μονάδες βάσης του συστήματος και κάποιες ως μονάδες αιχμής. Επίσης, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των Σταθμών Παραγωγής, πρέπει να είναι σε θέση να καλύπτει κάθε χρονική στιγμή, τις ανάγκες ζήτησης ηλεκτρικής ενεργείας οι οποίες μπορεί διαφέρουν ακόμα και ανά περιοχή (πληθυσμιακή κατάσταση περιοχής).

Οι τρεις Σταθμοί Παραγωγής του νησιού διαθέτουν σχεδόν όλα τα είδη συμβατικών μονάδων που υπάρχουν. Η βασική διαφορά ως προς τον τρόπο λειτουργίας τους, είναι ο τύπος της καύσιμης ύλης που χρησιμοποιούν. Επομένως, υπάρχει μια ποικιλομορφία συμβατικών μονάδων παραγωγής, η οποία αποτελείται συγκεκριμένα από τις εξής μονάδες:

- Ατμοστροβιλικές Μονάδες (Μονάδες βάσης).
- Μηχανές Εσωτερικής Καύσης ή Μ.Ε.Κ. Ντήζελ (Μονάδες βάσης, κυμαινόμενου φορτίου).
- Μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου (Μονάδες βάσης, κυμαινόμενου φορτίου).
- Αεριοστροβιλικές Μονάδες (Μονάδες φορτίου αιχμής).

Οι παραπάνω συμβατικές μονάδες αν συγκριθούν μεταξύ τους, εκτός από τον τύπο της καύσιμης ύλης, διαφέρουν και σε άλλα χαρακτηριστικά. Οι διαφοροποιήσεις των μονάδων παραγωγής σημειώνονται καταρχήν σε τεχνικά χαρακτηριστικά της παραγόμενης ισχύος και έχουν να κάνουν με: τη ονομαστική τους ισχύ (ικανότητα παραγωγής), τη καθαρή τους ισχύ, την ισχύ σε υψηλές θερμοκρασίες (ισχύς θέρους) και την ελάχιστη δυνατή ισχύ (τεχνικό ελάχιστο). Επίσης υπάρχουν και άλλα τεχνικά χαρακτηριστικά που έχουν να κάνουν με τη λειτουργία των θερμικών μονάδων όπως, οι χρόνοι έναρξης και τερματισμού της λειτουργίας τους, η θερμοκρασία και η ταχύτητα λειτουργίας τους. Αξίζει να σημειωθεί ότι κάθε μονάδα έχει τη δική της χρήση και το δικό της χρόνο λειτουργίας ανάλογα με τις απαιτήσεις του δικτύου. Έτσι, ένα άλλο σημαντικό στοιχείο είναι το συνολικό κόστος των μονάδων αυτών, όπως είναι το κόστος κατασκευής, λειτουργίας και συντήρησης τους.

Επίσης, κάθε μονάδα μπορεί να λειτουργήσει είτε αυτόνομα (ανοιχτού κύκλου) είτε σε συνδυασμό με κάποια άλλη (συνδυασμένου κύκλου). Για παράδειγμα στον ΑΗΣ Χανίων χρησιμοποιείται μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου αποτελούμενη από δύο αεριοστρόβιλους και έναν ατμοστρόβιλο (Αεριοστρόβιλος VI, Αεριοστρόβιλος VII και Ατμοστρόβιλος του ΑΗΣ Χανίων). Τέλος, αναφέρεται ότι οι μονάδες Ατμοστρόβιλος I του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων είναι εκτός λειτουργίας ενώ οι μονάδες Αεριοστρόβιλος I του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων και ο Αεριοστρόβιλος IV του ΑΗΣ Χανίων διατηρούνται σε λειτουργία ψυχρής εφεδρείας.

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται συγκεντρωτικά τα τεχνικά χαρακτηριστικά των θερμικών μονάδων παραγωγής του ΣΗΕ της Κρήτη ανά ατμοηλεκτρικό σταθμό παραγωγής ενέργειας. Αξίζει να σημειωθεί ότι στους παρακάτω πίνακες εμφανίζεται επιπροσθέτως και η σειρά ένταξης των μονάδων, δηλαδή η σειρά με την οποία ο διαχειριστής αποφασίζει και θέτει σε λειτουργία τις μονάδες ανάλογα με τη ζήτηση.

Σε περίπτωση που μονάδες έχουν τον ίδιο αριθμό σειράς ένταξης τότε αντιμετωπίζονται σαν ισοδύναμες και θα πρέπει να ενταχθούν συνολικά στην διάρκεια ενός έτους ίδιο αριθμό ωρών.

[24] [Σαμαρά Μαρία-Υλοποίηση αλγορίθμων ένταξης Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού-Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο- Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών-Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος- Αθήνα, Απρίλιος 2014]

Πίνακας 6: Ονομαστική, αποδιδόμενη ισχύς και τεχνικό ελάχιστο των μονάδων παραγωγής της Κρήτης για το έτος 2015

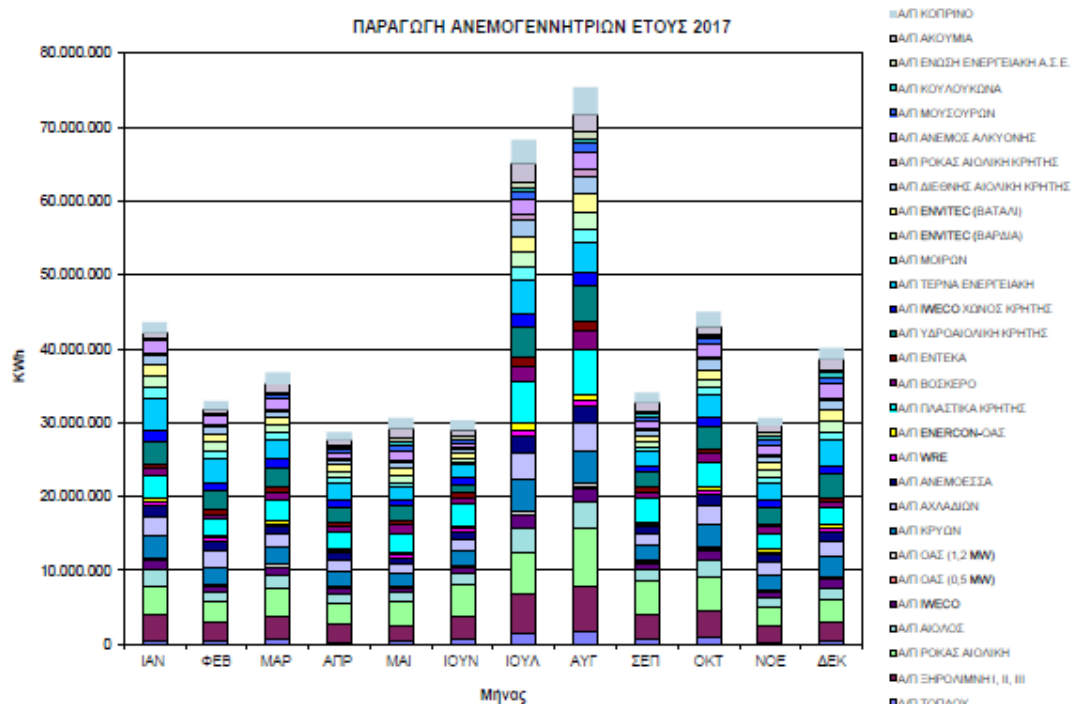
ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ, ΑΠΟΔΙΔΟΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΚΑΙ ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΚΑΤΑ ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ						
ΤΥΠΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (kW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΕΠΟΧΙΑΚΗ ¹ ΜΙΚΤΗ ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΟΥΣ (kW)	ΜΕΓΙΣΤΗ ΕΠΟΧΙΑΚΗ ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΟΥΣ (kW)	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ (kW)	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ
ST ATH Νο 1	46500	43200	46500	43200	19000	1
No2	46500	43200	46500	43200	19000	2
ST LIN VI/V	25000	23500	24400	23000	18000	3,4
IV	25000	23500	23900	22500	18000	5
III,II	15000	14300	13800	13200	8000	6,7
CC XANIWN	132300	52000 ² /126000	110300	105000	25000 ² /46000	8
ICE ATH Νο 1	51120	49670	51120	49670	25000	9
No 2	51120	49670	51120	49670	35000	10
No 3	51120	49670	51120	49670	25000	11
No 4	51120	49670	51120	49670	25000	12
ICE LIN Νο 1	12280	11000	10600	10100	3000	13
No 2	12280	11000	10600	10100	3000	14
No 3	12280	11000	10600	10100	6000	15
No 4	12280	11000	10600	10100	3000	16
GT XAN Νο 11	59368	58000	53200	52000	10000	17
GT XAN Νο 12	59368	58000	53200	52000	10000	18
GT LIN Νο 3	43300	42700	40500	40000	3000	19
GT LIN Νο 5	27950	27550	27400	27000	5000	20
GT XAN Νο 2	27950	27550	27400	27000	5000	21
GT LIN Νο 4	14720	13500	13900	12800	3000	22
GT XAN Νο 5	30900	29200	27700	27000	3000	23
GT LIN Νο 2	16250	15000	13000	12800	3000	24
GT XAN Νο 1	16200	14000	11300	11000	3000	25
GT XAN Νο 4	24000	19750	18300	18000	5000	26
GT LIN Νο 4	16250	15000	13000	12800	3000	27

[25] [Τεχνοοικονομική Μελέτη βέλτιστης σχεδίασης και λειτουργίας του νέου υβριδικού σταθμού φράγματος Ποταμών Νομού Ρεθύμνου-ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Β.Ε.Τ.Ε.]

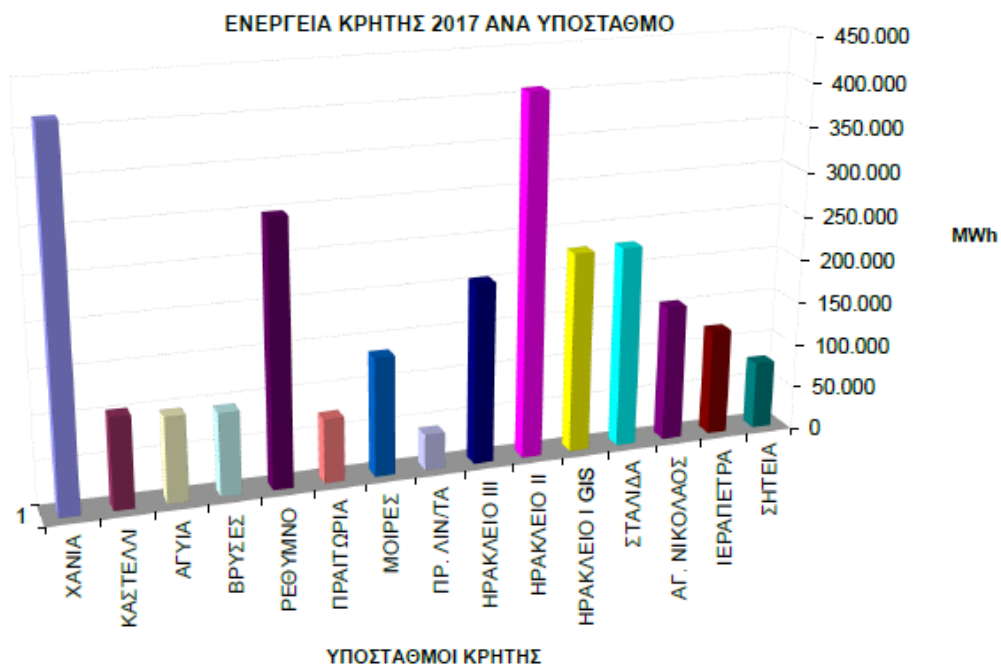
Πίνακας 7: Αιολικά Πάρκα Κρήτης 2017

A/A	ΦΟΡΕΑΣ	ΤΟΠΟΘΕΣΙΑ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)		ΣΥΜΒΟΛΑΙΟΠΟΙΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΘΕΣΗ ΣΕ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ	ΑΔΕΙΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ
1	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Λασιθίου	17 X 0,3	5,10	5,10	1993	N.4366/2016 (ΕΩΣ 31.12.17)
2	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Λασιθίου	2 X 0,5	1,00	1,00	1993	N.4366/2016 (ΕΩΣ 31.12.17)
3	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ι.Μ. Τοπλού Σητείας Λασιθίου	1 X 0,5	0,50	0,50	1995	N.4366/2016 (ΕΩΣ 31.12.17)

4	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ξηρολήμνη I Δ.Σητείας	8 Χ 0,6	4,80	4,80	2000	N.4366/2016 (ΕΩΣ 31.12.17)
5	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ξηρολήμνη II Δ.Σητείας	9 Χ 0,6	5,40	5,40	2000	N.4366/2016 (ΕΩΣ 31.12.17)
6	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ξηρολήμνη III Δ.Σητείας	5 Χ 0,6	3,00	3,00	10.07.2007	25.06.09
7	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗ ΑΒΕΕ	Ξηρολήμνη (Αγριλίδια Μητάτου)	5Χ0,6	3,00	3,00	01.04	14.05.04
8	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ (ΦΒ)	Πλακοκερατιά Δ.Ιτάνου Λασιθίου	0,1716	0,1716	0,1716	05.12.01	05.12.01
9	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ (ΑΠ)	Πλακοκερατιά Δ.Ιτάνου Λασιθίου	17 Χ 0,6	10,2	15,00	21.05.98	12.05.98
10	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ (ΑΠ) (load dispatch)	Πλακοκερατιά Δ.Ιτάνου Λασιθίου	8 Χ 0,6	4,80		ΟΚΤ 06	14.03.07
11	ΑΕΟΛΟΣ Α.Ε.	Χανδράς Λεύκης Λασιθίου	18 Χ 0,55	9,90	9,90	28.07.99	01.06.99
12	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΡΥΩΝ Α.Ε.	Μαριωνά Σητείας Λασιθίου	(20 Χ 0,5) & 1,2	11,20	11,20	01.12.99	16.12.99 30.04.15 (1,2 MW)
13	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΑΧΛΑΔΙΩΝ Α.Ε.	Μαριωνά Σητείας Λασιθίου	(20 Χ 0,5) & 1,2	11,20	11,20	17.12.99	16.12.99 3.10.13 (1,2 MW)
14	ΑΝΕΜΟΕΣΣΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.	Μαριωνά Σητείας Λασιθίου	(10 Χ 0,5) & 1,2	6,20	6,20	17.12.99	16.12.99 3.10.13 (1,2 MW)
15	Ο.Α. ΣΗΤΕΙΑΣ Α.Ε.	Καμινάκια - Χορδάκι Λασιθίου	1 Χ 0,5	0,50	0,50	01.10.93	04.02.05
16	IWECO Μ. ΒΡΥΣΗ Α.Ε.Β.Ε.	Μεγάλη Βρύση Ηρακλείου	9 Χ 0,55	4,95	4,95	11.08.99	01.06.99
17	ENERCON ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Αχλαδιών Δ.Σητείας Λασιθίου	5 Χ 0,5	2,50	2,50	14.02.02	27.08.04
18	ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	Βρουχάς Λασιθίου	9 Χ 0,85	5,94	11,90	25.05.03	29.10.14
19	ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Β.Ε.Ε.	Βρουχάς Λασιθίου		5,96		11.2004	
20	WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Κρυών Δ.Σητείας Λασιθίου	4 Χ 0,75	2,40	3,00	08.03	16.12.04
21	WRE ΕΛΛΑΣ Α.Ε.	Πλατύβολα Κρυών Δ.Σητείας Λασιθίου		0,60		01.04	16.12.04
22	ENEL GREEN POWER HELLAS Α.Ε. (πρώην ΒΟΣΚΕΡΟ Α.Ε.)	Βοσκερό Δ. Κρουσιώνα	7 Χ 0,85	5,95	5,95	16.11.04	03.06.05
23	ΕΝΤΕΚΑ Α.Ε.	Ξηρολήμνη I Δ.Σητείας	3x0.9	2,70	2,70	29.07.05	14.11.05
24	ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΠΕΛΑΓΟΠΟΝΝΗΣΟΥ Α.Ε. (πρώην ΥΔΡΟΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.)	Ρόβας Καστελίου Χανίων	11 Χ 0,85	9,35	9,35	18.11.05	02.08.06
25	IWECO ΧΩΝΟΣ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	Χώνος Σητείας	6 Χ 0,85	5,10	4,50	24.02.06	20.06.07
26	ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Β.Ε.Τ.Ε.	Αγ. Βαρβάρα	17 Χ 0,85	14,45	14,45	29.04.06	05.04.07
27	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΜΟΙΡΩΝ Α.Ε. (ΑΝΤΙΣΚΑΡΙ)	Αντοκάρι Δ. Μοιρών	7 Χ 0,8	5,60	5,25	08.12.06	09.01.08
28	ΕΝΒΙΤΕΚ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Βάρδια Ν. Χανίων	9 Χ 0,6	5,40	5,40	06.07.07	24.04.08
29	ΕΝΒΙΤΕΚ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Βατάλι Ν. Χανίων	9 Χ 0,6	5,40	5,40	26.09.07	24.04.08
30	ENEL GREEN POWER HELLAS Α.Ε. (πρώην ΔΙΕΘΝΗΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.)	Αγ. Κύριλλος Δ. Γόρτυνας	8 Χ 0,9	7,20	7,20	19.04.08	08.12.08
31	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Β.Ε.Ε.	Καλόγηρος Δ. Γαζίου	6 Χ 0,6	3,60	3,60	13.10.08	05.06.09
32	Ο.Α. ΣΗΤΕΙΑΣ Α.Ε.	Μάρε Ζήρου Λασιθίου	1Χ0,9 1Χ0,33	1,23	1,20	30.01.09	31.07.09
33	ΑΝΕΜΟΣ ΑΛΚΥΟΝΗΣ ΑΕΕ	Προφήτης Ηλίας-Παπούρα Δ.Κισσάμου	7Χ0,9	6,30	6,30	06.11.09	23.06.10
34	ΑΙΟΛΙΚΗ ΜΟΥΣΟΥΡΩΝ Α.Ε.	Δ. Μουσούρων	3Χ0,85	2,55	2,55	15.06.11	25.11.11
35	ENEL GREEN POWER HELLAS Α.Ε. (ΚΟΥΛΟΥΚΩΝΑΣ)	Δ. Γεροποτάμου	6Χ0,85	5,1	4,80	07.08.11	28.12.11
36	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Ακούμια Δ.Αγ.Βασιλείου Ρεθύμνου	8Χ0,9	7,2	7,20	07.08.12	22.08.13
37	ΜΑΝΟΥΣΣΕΛΗΣ-ΠΡΩΤΟΠΑΠΑΔΑΚΗΣ Ο.Ε.	Κάνιανος Ν. Χανίων	2x0.02	0,04	0,04	01.03.11	ΔΕΝ ΑΠΑΙΤΕΙΤΑΙ (ΜΙΚΡΗ Α/Γ)
38	ΠΑΠΑΔΟΠΟΥΛΟΥ ΟΥΡΑΝΙΑ	Αρχάνες-Ηρακλείου	2Χ0,01	0,02	0,02	02.08.13	ΔΕΝ ΑΠΑΙΤΕΙΤΑΙ (ΜΙΚΡΗ Α/Γ)
39	ΕΝΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Σ.Ε. (ΑΣΙΔΕΡΩΤΑΣ)	Ν. Ρεθύμνου	3Χ0,9	2,70	2,40	15.03.13	24.02.14
40	ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε.	Κοπρινό Ρεθύμνου	8Χ0,9	7,20	7,20	23.12.14	31.08.15 (ΕΩΣ 05/05/2018)
41	ΕΛΛΗΝΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΝΤΟΡ Α.Ε.	Επανωσάφη Δ.Αρχανών-Αστερουσίων & Ηρακλείου	7Χ0,85	5,95	5,95	23.12.15	13/9/2016
ΣΥΝΟΛΟ				202,36	200,78		



Εικόνα 21: Παραγωγή Ανεμογεννητριών έτους 2017



Εικόνα 22: Ενέργεια Κρήτης που παράγει ο κάθε υποσταθμός

[22] [Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης 2017]

Η μέγιστη επιτρεπόμενη ωριαία διείσδυση μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ στο Αυτόνομο Σύστημα της Κρήτης δεν πρέπει να ξεπερνά το 30% του φορτίου. Η τιμή αυτή ισχύει ως μέγιστη επιτρεπόμενη εφόσον επικρατούν ομαλές καιρικές συνθήκες και με ταυτόχρονη απουσία λειτουργικών προβλημάτων στο δίκτυο. Σε περίπτωση ανωμάτων συνθηκών το ποσοστό πρέπει να περιορίζεται, ή ακόμα και να μηδενίζεται, ανάλογα με τη σοβαρότητα της κατάστασης.

Όλες οι Μονάδες παραγωγής του συστήματος της Κρήτης συμμετέχουν στη ρύθμιση της συχνότητας και της τάσης. Συνεπώς και οι συμβατικές μονάδες του Υβριδικού θα πρέπει να συμμετέχουν στη ρύθμιση συχνότητας όταν η ισχύς τους είναι συγκρίσιμη με τις μονάδες του συστήματος.

[26] [ΔΕΗ. Α.Ε., Τεχνικά και Οικονομικά Στοιχεία του Αυτόνομου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Νήσου Κρήτης (σε εφαρμογή του Ν. 3468/2006 για την εκπόνηση τεchnοοικονομικών μελετών Υβριδικών Σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά), Αθήνα 2007]

4.2 Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ)

Ορισμός: ΟΤΣ είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή η τιμή που εισπράττουν όλοι όσοι εγχέουν ενέργεια στο ΣΗΕ και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από το ΣΗΕ.

Η ΟΤΣ διαμορφώνεται:

- από τον συνδυασμό των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε μέρα οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- του ωριαίου φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που διαμορφώνεται σε καθημερινή βάση από τους καταναλωτές.

Συμβολή των καυσίμων στο κόστος της kWh Διανομής

Η συμβολή των καυσίμων στο κόστος kWh που διατίθεται στους ζυγούς Μέσης Τάσεως των ΥΣ ανήλθε στα 103.9 Euro/MWh με μέση τιμή καυσίμων:

Πίνακας 8: Συμβολή των καυσίμων στο κόστος της kWh Διανομής

Μέση Τιμή Καυσίμου	Τιμή
Μαζούτ Λινοπεραμάτων	351.75Euro/tn
Μαζούτ Αθερινόλακκου	349.71 Euro/tn
Diesel Λινοπεραμάτων	815.42 Euro/klt

Diesel Χανίων	815.33 Euro/ktl
Diesel Αθερινόλακκου	813.12 Euro/ktl
Αιολική Ενέργεια 2016	79.02 Euro/MWh

4.3 Κόστος ηλεκτροπαραγωγής

Το κόστος ηλεκτροπαραγωγής είναι ιδιαίτερα υψηλό λόγω τιμών πετρελαίου και φόρων που εφαρμόζονται στο Diesel. Στα παρακάτω διαγράμματα παρουσιάζεται ο επιμερισμός του κόστους ανά κατηγορία υποχρεώσεων των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

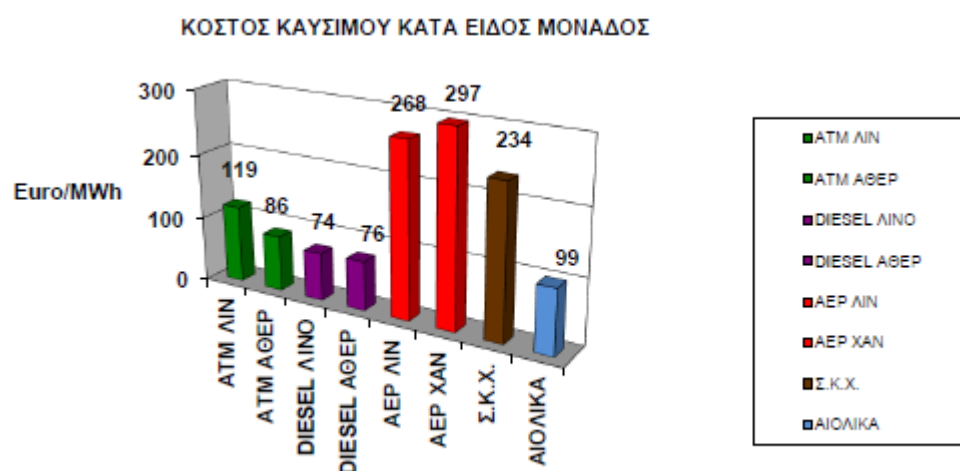
Συγκεκριμένα για τον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων το συνολικό κόστος λειτουργίας ανέρχεται στα 204.4€/MWh για το 34% της ηλεκτροπαραγωγής, στον ΑΗΣ Χανίων οι αντίστοιχες τιμές είναι 330.2€/MWh και 22% ενώ τέλος για τον ΑΗΣ Αθερινόλακκου είναι 156.4€/MWh και 44%. Το συνολικό κόστος των ΥΚΩ για το έτος 2014 ανέρχεται στα 460εκ€.

Παρά το υψηλό κόστος ηλεκτροπαραγωγής, οι καταναλωτές στην Κρήτη έχουν τιμολόγια ηλεκτρικής ενέργειας με ίδιες τιμές όπως και στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Αυτό επιτυγχάνεται μέσω του μηχανισμού των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) ο οποίος προβλέπει κατανομή του επιπλέον κόστους ηλεκτροπαραγωγής των μη διασυνδεδεμένων νησιών σε όλους τους καταναλωτές της χώρας. Ο προϋπολογισμός των ΥΚΩ ξεπέρασε τα 500 εκατομμύρια Ευρώ τα τελευταία χρόνια. Αποτελεί επομένως ιδιαίτερα σημαντική επιβάρυνση των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη χώρα. Η μείωση των ΥΚΩ για τα νησιά μέσω διασύνδεσης αποτελεί προτεραιότητα η οποία έχει τεθεί επανειλημμένα από την Πολιτεία.

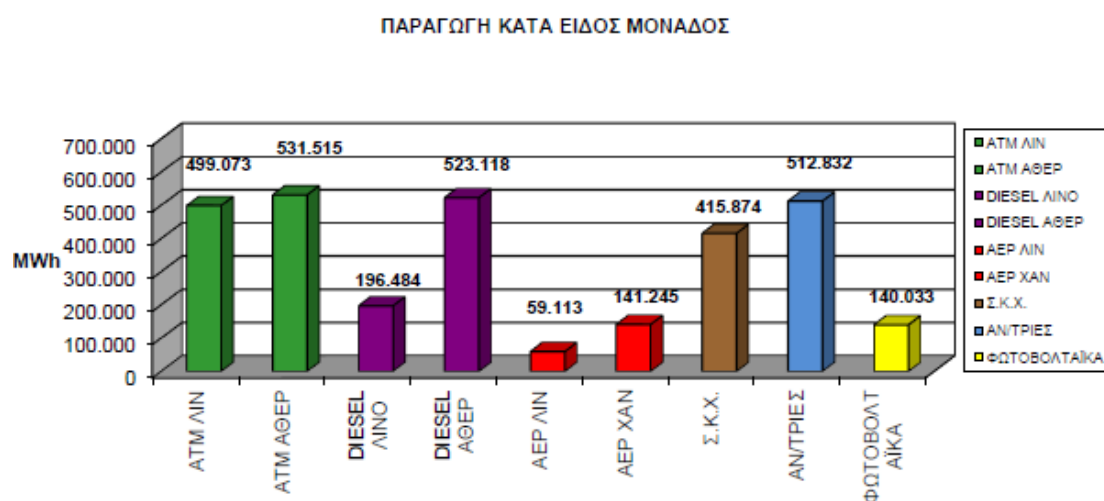
Η ΔΕΗ ΑΕ προμηθεύει το σύνολο των καταναλωτών της χώρας. Την ευθύνη διαχείρισης του συστήματος της Κρήτης έχει η εταιρεία ΔΕΔΔΗΕ. Η ΔΕΗ ΑΕ είναι μόνο παραγωγός και προμηθευτής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη.

[27] [Ενεργειακός Σχεδιασμός Κρήτης]

[22] [Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης 2017]



Εικόνα 23: Κόστος Καυσίμου κατά είδος μονάδος



Εικόνα 24: Παραγωγή κατά είδος μονάδος

Η εγκατάσταση τεχνολογικών ΑΠΕ μη εγγυημένης παραγωγής (αιολικά πάρκα, Φ/Β σταθμοί) δεν επιτρέπεται στα μη διασυνδεδεμένα νησιά, παρά μόνο μετά από σχετική προκήρυξη της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας.

Ως προς την πολιτική της στρεφόμενης εφεδρείας που τηρείται στο αυτόνομο σύστημα της Κρήτης και τον τρόπο φόρτισης των μονάδων σημειώνονται τα ακόλουθα:

Η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται στο σύστημα εξαρτάται άμεσα από την λειτουργία ή όχι των Αιολικών. Έτσι στην περίπτωση που τα Αιολικά Πάρκα βρίσκονται εκτός λειτουργίας (λ.χ. όταν δεν υπάρχει άνεμος και συνεπώς δεν παράγουν) η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται για λόγους ευστάθειας του συστήματος είναι μεγαλύτερη ή ίση από το 15-20% του εκάστοτε φορτίου της ζήτησης και, ει δυνατόν, από την αποδιδόμενη ισχύ της μέγιστης σε λειτουργία

μονάδας. Όταν λειτουργούν τα Αιολικά Πάρκα η στρεφόμενη εφεδρεία πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με την εκάστοτε Αιολική Παραγωγή.

Η φόρτιση των μονάδων γίνεται με βάση το φορτίο της ζήτησης, τη διαθεσιμότητα των μονάδων και σύμφωνα με οικονομικά κριτήρια:

Πρώτα φορτίζονται οι Ατμοστρόβιλοι του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων οι οποίοι χρησιμοποιούνται ως μονάδες βάσεις, δεδομένου ότι, λόγω της χρήσης ατμού, δεν είναι εφικτή η διακεκομμένη λειτουργία τους. Το ίδιο θα ισχύσει και για τις δύο νέες μονάδες που εγκαθίστανται στον ΑΗΣ Αθρινόλακκου.

Στη συνέχεια λαμβάνουν φορτίο οι μονάδες diesel του ΑΗΣ Αθρινόλακκου και του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων.

Αμέσως μετά φορτίζεται ο Συνδυασμένος Κύκλος του ΑΗΣ Χανίων.

Τέλος, λαμβάνουν φορτίο οι Αεριοστρόβιλοι σύμφωνα με την οικονομική (τυπική) σειρά ένταξης και τους περιορισμούς του συστήματος Μεταφοράς.

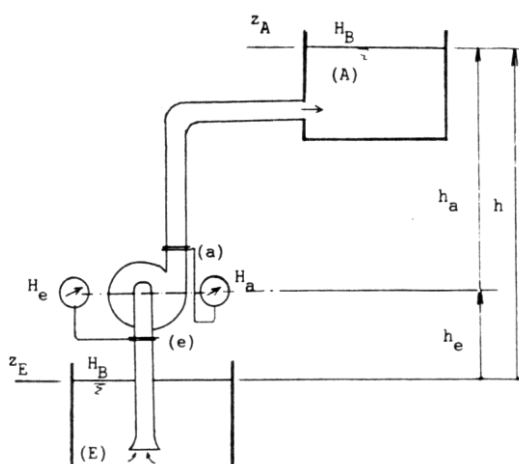
5. ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΟΥ ΕΡΓΟΥ

5.1 Αντλητική εγκατάσταση

5.1.1 Εισαγωγή - Ορισμοί

Στη γενική περίπτωση η διακίνηση υγρών μέσω σωλήνωσης γίνεται από μια δεξαμενή, τη **δεξαμενή αναρρόφησης**, προς μία άλλη, τη **δεξαμενή κατάθλιψης**, που βρίσκεται σε μεγαλύτερη στάθμη και στην οποία επικρατεί μεγαλύτερη στατική πίεση από τη δεξαμενή αναρρόφησης. Το υγρό συνεπώς στη δεξαμενή κατάθλιψης έχει μεγαλύτερη ολική ενέργεια ανά μονάδα μάζας. Η ενέργεια αυτή προσδίδεται στο υγρό από αντλία, η οποία πρέπει επιπλέον να καλύψει την απώλεια ενέργειας κατά τη διακίνηση του υγρού μέσω της σωλήνωσης. Η εγκατάσταση που περιλαμβάνει την αντλία, τις σωληνώσεις από τη δεξαμενή αναρρόφησης μέχρι τη δεξαμενή κατάθλιψης, το χώρο αναρρόφησης και κατάθλιψης και τα σχετικά εξαρτήματα (που σχετίζονται με την ασφάλεια, λειτουργία και συντήρηση) ονομάζεται **αντλητική εγκατάσταση**.

Στην Εικόνα 25 δίνεται σχηματικά απλή αντλητική εγκατάσταση στην οποία η αντλία αντλεί το υγρό από τη δεξαμενή αναρρόφησης Ε και το καταθλίβει στη δεξαμενή κατάθλιψης Α. Έστω z_E και z_A η στάθμη της ελεύθερης επιφάνειας του υγρού στις δεξαμενές αναρρόφησης και κατάθλιψης αντίστοιχα, μετρημένες από κοινή στάθμη αναφοράς, που συνήθως είναι η στάθμη της θάλασσας. Το τμήμα της σωλήνωσης από την δεξαμενή αναρρόφησης μέχρι τη διατομή εισόδου e της αντλίας ονομάζεται σωλήνωση αναρρόφησης, ενώ το τμήμα της σωλήνωσης από τη διατομή a εξόδου της αντλίας μέχρι τη δεξαμενή κατάθλιψης ονομάζεται σωλήνωση κατάθλιψης. Ως στάθμη της αντλίας z_a συμβολίζεται η στάθμη της ατράκτου της αντλίας εάν αυτή είναι οριζόντια ή η στάθμη της διατομής εισόδου στην περωτή που αυτή είναι κατακόρυφη. Η z_a μετράται ως προς την ίδια στάθμη αναφοράς με τις z_E και z_A .



Εικόνα 25: Σχηματική διάταξη απλής αντλητικής εγκατάστασης.

Ως **γεωμετρικό ύψος αναρρόφησης h_e** ορίζεται η υψομετρική διαφορά:

$$h_e = z_a - z_E \quad (1)$$

και είναι θετικό όταν η στάθμη της αντλίας είναι μεγαλύτερη από τη στάθμη της δεξαμενής αναρρόφησης. Ως **γεωμετρικό ύψος κατάθλιψης h_a** ορίζεται η υψομετρική διαφορά:

$$h_a = z_A - z_a \quad (2)$$

Τέλος ως **γεωμετρικό ύψος ανύψωσης h** ορίζεται η διαφορά στάθμης μεταξύ της δεξαμενής κατάθλιψης και της δεξαμενής αναρρόφησης και το οποίο είναι ανεξάρτητο της στάθμης τοποθέτησης της αντλίας.

$$h = z_A - z_E = h_e + h_a \quad (3)$$

Έστω H_e και H_a η στατική πίεση (εκφρασμένη σε μ στήλης υγρού) στις διατομές εισόδου και εξόδου αντίστοιχα της αντλίας ανοιγμένες στη στάθμη αναφοράς της αντλίας. Οι στατικές αυτές πιέσεις μετρώνται (συνήθως) με μανόμετρα τοποθετημένα στη στάθμη z_a της αντλίας όπως φαίνεται στο σχήμα. Προφανώς ισχύει $H = \rho / \rho g$, όπου ρ η πυκνότητα του υγρού.

5.1.2 Καθορισμός του σημείου λειτουργίας αντλητικής εγκατάστασης

Για την περίπτωση διακίνησης υγρού μεταξύ δύο δεξαμενών με ελεύθερη επιφάνεια στην ατμόσφαιρα και για τη μόνιμη λειτουργία της αντλίας και της αντλητικής εγκατάστασης εκφράζεται η ολική πίεση (σε m στήλης υγρού) στη διατομή εισόδου και εξόδου της αντλίας e και a αντίστοιχα εφαρμόζοντας την γενικευμένη εξίσωση Bernoulli:

$$H_{oa} = H_a + z_a + c_a^2 / 2g = H_B + z_A + \delta h_{faA} \quad (4)$$

$$H_{oe} = H_e + z_e + c_e^2 / 2g = H_B + z_E + \delta h_{fEe} \quad (5)$$

στην οποία με δh_f συμβολίζονται οι υδραυλικές απώλειες της σωλήνωσης (δείκτης Ee και aA για τις σωληνώσεις αναρρόφησης και κατάθλιψης αντίστοιχα) που, όπως είναι φυσικό εξαρτώνται από τη διακινούμενη παροχή Q .

Αφαιρώντας κατά μέλη τις εξισώσεις (4) και (5) προκύπτει:

$$H = H_{oa} - H_{oe} = h + (\delta h_{faA} + \delta h_{fEe}) = h + \delta h_{fEA} \quad (6)$$

συμβολίζοντας με δh_{fAE} τις υδραυλικές απώλειες της σωλήνωσης που είναι το άθροισμα των υδραυλικών απωλειών στις σωληνώσεις αναρρόφησης και κατάθλιψης.

Σύμφωνα με την εξίσωση (6) το ολικό ύψος $H = H_{oa} - H_{oe}$ είναι το ολικό ύψος της αντλίας, δηλαδή η ενέργεια ανά μονάδα μάζας του υγρού την οποία προσδίδει η αντλία θα είναι ίση προς το άθροισμα της ενέργειας που παραλαμβάνει το υγρό, δηλαδή το ύψος ανύψωσης h , και της ενέργειας που δαπανάται στη σωλήνωση για τη διακίνηση του υγρού μέσω αυτής, δηλαδή των υδραυλικών απωλειών δh_{fEA} .

Από τη Μηχανική των Ρευστών γνωρίζουμε ότι οι υδραυλικές απώλειες σε μια σωλήνωση είναι το άθροισμα γραμμικών απωλειών και εντοπισμένων απωλειών. Εκφράζονται λοιπόν ως:

$$\delta h_{fEA} = \sum \lambda_i \cdot \frac{l_i}{d_i} \cdot \frac{c_i^2}{2g} + \sum \zeta_k \cdot \frac{c_k^2}{2g} + \frac{c_A^2}{2g} \quad (7)$$

στην οποία ο πρώτος εκφράζει τις γραμμικές απώλειες στα διάφορα τμήματα i της σωλήνωσης διαμέτρου d_i και μήκους l_i , ο δεύτερος όρος τις υδραυλικές απώλειες στις διάφορες εντοπισμένες αντιστάσεις της σωλήνωσης και ο τελευταίος όρος την κινητική ενέργεια της δέσμης του ρευστού που εισέρχεται στην μεγάλων διαστάσεων δεξαμενή κατάθλιψης και η οποία είναι μια ολική απώλεια, δεδομένου ότι μετατρέπεται σε στροβιλισμούς - θερμότητα. Ο συντελεστής λ_i των γραμμικών απωλειών είναι ως γνωστών συνάρτηση της σχετικής τραχύτητας του αγωγού και του αριθμού Reynolds της ροής $Re_i = c_i d_i / \nu$. Θεωρώντας ότι η ροή στη σωλήνωση είναι πλήρως τυρβώδης, όπως συμβαίνει σε όλες τις πρακτικές εφαρμογές, ο συντελεστής λ_i των γραμμικών απωλειών είναι σταθερός για κάθε τμήμα της σωλήνωσης. Στην πλήρως τυρβώδη περιοχή της ροής και οι συντελεστές ζ_k των εντοπισμένων αντιστάσεων είναι επίσης σταθεροί και ανεξάρτητοι της ταχύτητας και άρα της διακινούμενης παροχής. Για τα διάφορα τμήματα της σωλήνωσης ισχύει η αρχή της συνέχειας, δηλαδή η διακινούμενη από αυτή παροχή Q , είναι η ίδια για τα διάφορα τμήματα της σωλήνωσης και την αντλία:

$$Q = c_i f_i = c_k f_k = c_A f_A \quad (8)$$

στην οποία με f συμβολίζεται η διατομή των τμημάτων της σωλήνωσης και των εξαρτημάτων της (εντοπισμένων αντιστάσεων). Άρα η εξίσωση (7) εκφράζεται ως:

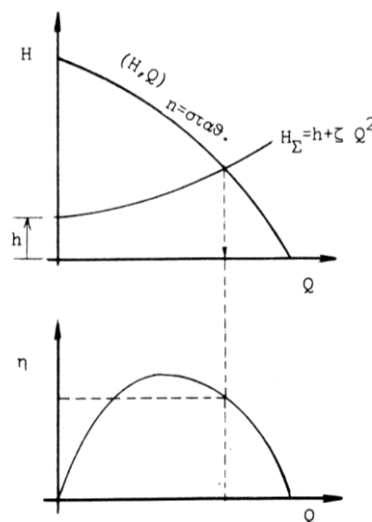
$$\delta h_{fEA} = \left[\sum \lambda_i \cdot \frac{l_i}{d_i} \frac{1}{2gf_i^2} + \sum \zeta_k \cdot \frac{1}{2gf_k^2} + \frac{1}{2gf_A^2} \right] \cdot Q^2 = \zeta_{EA} \cdot Q^2 \quad (9)$$

Συνεπώς για τη διακίνηση της παροχής Q μέσω της δεδομένης αντλητικής εγκατάστασης το υγρό ανά μονάδα μάζας πρέπει να παραλαμβάνει ενέργεια H που περιγράφεται από την παρακάτω εξίσωση:

$$H = H_{\Sigma} = h + \zeta_{EA} \cdot Q^2 \quad (10)$$

Η εξίσωση (10) εκφράζει τη **χαρακτηριστική της σωλήνωσης**, δηλαδή την ανά μονάδα μάζας ενέργεια που πρέπει να προσδίδεται στο υγρό, ώστε να διακινείται μέσω της σωλήνωσης με παροχή Q . Η ενέργεια αυτή H_{Σ} είναι ίση προς την ενέργεια h κατά την οποία αυξάνεται η ανά μονάδα μάζας ενέργεια του και την ενέργεια δh_{fEA} που δαπανάται στις υδραυλικές απώλειες της σωλήνωσης.

Το σημείο λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης, με δεδομένη τη χαρακτηριστική (H, Q) της αντλίας, δηλαδή η διακινούμενη παροχή Q , θα είναι αυτή για την οποία η ενέργεια $H=f(Q)$ που προσδίδει η αντλία είναι ίση με αυτή που απαιτείται για τη διακίνηση της παροχής στην αντλητική εγκατάσταση και η οποία περιγράφεται από τη χαρακτηριστική της σωλήνωσης $H_{\Sigma}=f(Q)$. Συνεπώς το σημείο λειτουργίας της δεδομένης αντλητικής εγκατάστασης με τη δεδομένη αντλία θα προκύπτει ως το σημείο τομής της χαρακτηριστικής (H, Q) της αντλίας με τη χαρακτηριστική (H_{Σ}, Q) της σωλήνωσης, οπότε ικανοποιείται η εξίσωση (6), Εικόνα 26.



Εικόνα 26: Εύρεση του σημείου λειτουργίας αντλητικής εγκατάστασης.

Συνεπώς, το σημείο λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης εξαρτάται:

- από τη διαμόρφωση της αντλητικής εγκατάστασης, όπως εκφράζεται μέσω της χαρακτηριστικής της σωλήνωσης
- από την αντλία, όπως εκφράζεται από τη χαρακτηριστική λειτουργίας της (H, Q).

Από τη χαρακτηριστική του ολικού βαθμού απόδοσης (η, Q) της αντλίας και για το σημείο λειτουργίας, δηλαδή τη διακινούμενη παροχή Q, προκύπτει η τιμή του ολικού βαθμού απόδοσης με τον οποίο θα λειτουργεί η αντλία (Εικόνα 26). Άρα η ισχύς την οποία απορροφά η αντλία από τον κινητήρα θα είναι ίση με:

$$N = \gamma \cdot H \cdot Q / \eta \quad (11)$$

όπου:

- η παροχή Q εκφράζεται σε m^3 / sec
- το ολικό ύψος H σε mΣΥ
- το ειδικό βάρος του υγρού $\gamma = \rho \cdot g$, με ρ την πυκνότητα υγρού σε Kg / m^3 και $g \approx 9,81 m / sec^2$ η επιτάχυνση της βαρύτητας
- ο ολικός βαθμός απόδοσης η είναι αδιάστατο μέγεθος
- η ισχύς N εκφράζεται σε kW

5.1.3 Επιλογή αντλίας

Τα κύρια δεδομένα μιας αντλητικής εγκατάστασης είναι:

- η επιθυμητή παροχή Q του διακινούμενου υγρού
- οι δεξαμενές μεταξύ των οποίων γίνεται η διακίνηση του υγρού

Η διάταξη της σωλήνωσης αναρρόφησης και κατάθλιψης που συνδέει τις δύο δεξαμενές είναι τις περισσότερες φορές δεδομένη, ενώ ο καθορισμός της διαμέτρου της γίνεται στα πλαίσια της μελέτης της αντλητικής εγκατάστασης.

Η διάμετρος της σωλήνωσης έχει σημαντικό οικονομοτεχνικό ρόλο δεδομένου ότι η μικρή διάμετρος αντιστοιχεί σε μικρό κόστος της σωλήνωσης (δηλαδή μικρή επένδυση) αλλά μεγάλο κόστος ενέργειας λόγω των αυξημένων ενεργειακών απωλειών (δηλαδή μεγάλο κόστος λειτουργίας). Με την ίδια λογική μεγάλη διάμετρος αντιστοιχεί σε μεγάλο κόστος εγκατάστασης αλλά μικρό κόστος λειτουργίας.

Η επιλογή της βέλτιστης τιμής της διαμέτρου είναι ένα πολύπλοκο οικονομοτεχνικό πρόβλημα. Θα πρέπει να ληφθούν υπόψη παράμετροι όπως το κόστος χρήματος (τόκος), το κόστος της κλοβατώρας, οι ώρες λειτουργίες ανά ημέρα της αντλητικής

εγκατάστασης κλπ. Όσο λιγότερο χρόνο λειτουργεί η αντλητική εγκατάσταση τόσο συμφέρει η επιλογή μικρής σχετικά διαμέτρου, δηλαδή μικρό κόστος εγκατάστασης και υψηλό κόστος λειτουργίας και αντίστροφα.

Με γνωστή τη διάμετρο της σωλήνωσης και τη διάταξη είναι δυνατός ο υπολογισμός της χαρακτηριστικής της σωλήνωσης (εξ. 7). Το ύψος H_s , που αντιστοιχεί στην επιθυμητή διακινούμενη παροχή Q θα πρέπει να είναι το ολικό ύψος H της αντλίας. Συνεπώς θα πρέπει να επιλεγεί μια αντλία της οποίας το κανονικό σημείο λειτουργίας να είναι (H, Q) ώστε να εξασφαλίζεται η λειτουργία της με το μέγιστο βαθμό απόδοσης.

Ο καθορισμός του κανονικού σημείου λειτουργίας της αντλίας αποτελεί το βασικότερο, όχι όμως το μοναδικό κριτήριο για την επιλογή της αντλίας. Θα πρέπει να ληφθεί υπόψη η κλίση της χαρακτηριστικής dH / dQ όσον αφορά στην ευστάθεια λειτουργίας, καθώς και η συμπεριφορά της αντλίας ως προς τη σπηλαιώση¹.

Η επιλογή της κατάλληλης αντλίας γίνεται κατ' αρχήν από πλήρες διάγραμμα μιας σειράς αντλιών, όπου δίνεται η βέλτιστη περιοχή λειτουργίας τυποποιημένων αντλιών. Ως βέλτιστη περιοχή λειτουργίας εννοείται αυτή γύρω από το κανονικό σημείο λειτουργίας, όπου ο βαθμός απόδοσης είναι ικανοποιητικός και η λειτουργία της αντλίας ομαλή. Στη συνέχεια εξετάζονται οι αναλυτικές καμπύλες λειτουργίας της, δηλαδή οι χαρακτηριστικές (H, Q) , (η, Q) και (N, Q) .

5.1.4 Συνεργασία αντλιών

Στις πρακτικές εφαρμογές οι αντλητικές εγκαταστάσεις δεν έχουν την απλή διάταξη της Εικόνας 25. Περιλαμβάνουν περισσότερες από μία αντλίες του ίδιου ή διαφορετικού μεγέθους. Με την εγκατάσταση περισσότερων αντλιών στην ίδια αντλητική εγκατάσταση επιτυγχάνεται ευελιξία στη λειτουργία της εγκατάστασης. Οι πλέον κλασσικοί τρόποι συνεργασίας αντλιών σε αντλητική εγκατάσταση είναι η παράλληλη και η εν σειρά λειτουργία τους.

α) Παράλληλη λειτουργία αντλιών

Παράλληλα συνδεδεμένες είναι οι αντλίες όταν καταθλίβουν το υγρό σε κοινή σωλήνωση κατάθλιψης, όπως φαίνεται στην Εικόνα 27. Οι παράλληλα συνδεδεμένες αντλίες δεν είναι κατ' ανάγκη ταυτόσημες. Το σημείο λειτουργίας με δύο παράλληλα συνδεδεμένες αντλίες προκύπτει από την εφαρμογή της αρχής της συνέχειας και τη γενικευμένη εξίσωση Bernoulli, συμβολίζοντας με δείκτη 1 και 2 τα μεγέθη που

¹ Το φαινόμενο της σπηλαιώσης αναπτύσσεται όταν σε μια περιοχή της ροής η στατική πίεση τείνει τοπικά να γίνει μικρότερη από την πίεση ατμοποίησης του υγρού, οπότε αυτό ατμοποιείται και αναπτύσσεται ένας θύλακας ή "σπήλαιο ατμού", δηλαδή ατμοποιημένου υγρού. Η ανάπτυξη των θυλάκων ατμού προκαλείται σε θέσεις όπου υπάρχουν μικρές ανωμαλίες στη μάζα του υγρού.

αφορούν στην κάθε αντλία. Από την αρχή της συνέχειας έχουμε: $Q = Q_1 + Q_2$, όπου Q είναι η συνολική παροχή στον αγωγό κατάθλιψης. Από την εφαρμογή της εξίσωσης Bernoulli στο κοινό κόμβο Κ για τους τρεις κλάδους που συγκλίνουν σε αυτόν προκύπτουν οι εξισώσεις :

$$H_{OK} = H_B + z_E + H_1(Q_1) - (\zeta_{e1} + \zeta_{a1}) \cdot Q_1^2 \quad (12\alpha)$$

$$H_{OK} = H_B + z_E + H_2(Q_2) - (\zeta_{e2} + \zeta_{a2}) \cdot Q_2^2 \quad (12\beta)$$

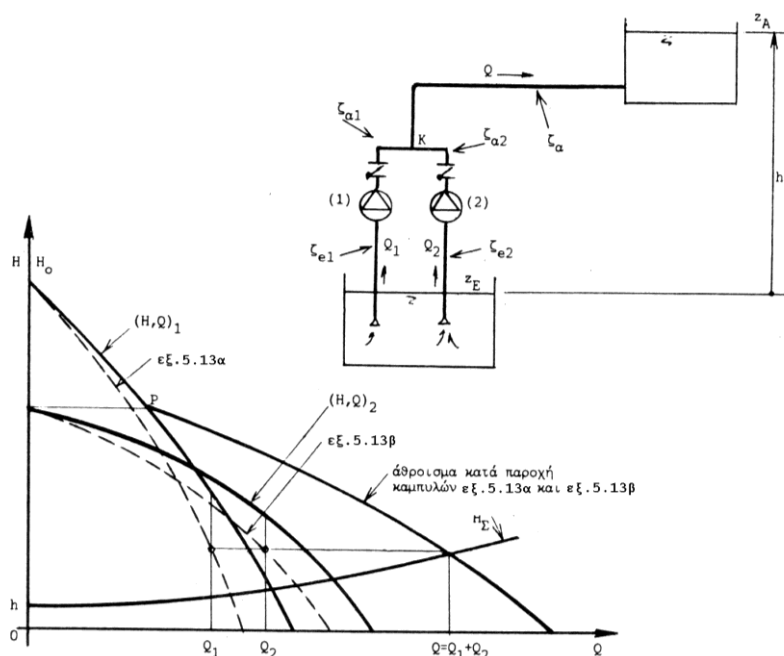
$$H_{OK} = H_B + z_A + \zeta_a \cdot Q^2 \quad (12\gamma)$$

Στην περίπτωση δεξαμενών αναρρόφησης και κατάθλιψης ανοιχτών στην ατμόσφαιρα, αφαιρείται ο κοινός όρος της ατμοσφαιρικής πίεσης και από τις τρεις εξισώσεις. Αν αφαιρέσουμε και τη στάθμη z_E προκύπτουν οι:

$$H'_{OK} = H_1(Q_1) - (\zeta_{e1} + \zeta_{a1}) \cdot Q_1^2 \quad (13\alpha)$$

$$H'_{OK} = H_2(Q_2) - (\zeta_{e2} + \zeta_{a2}) \cdot Q_2^2 \quad (13\beta)$$

$$H'_{OK} = h + \zeta_a \cdot Q^2 \quad (13\gamma)$$



Εικόνα 27: Σχηματική διάταξη παράλληλα συνδεδεμένων αντλιών. Καθορισμός του σημείου λειτουργίας της εγκατάστασης.

Με δεδομένες τις χαρακτηριστικές καμπύλες λειτουργίας των δύο αντλιών $H_1 = f(Q_1)$ και $H_2 = f(Q_2)$ είναι δυνατή η χάραξη των καμπυλών (13α,β,γ) στο

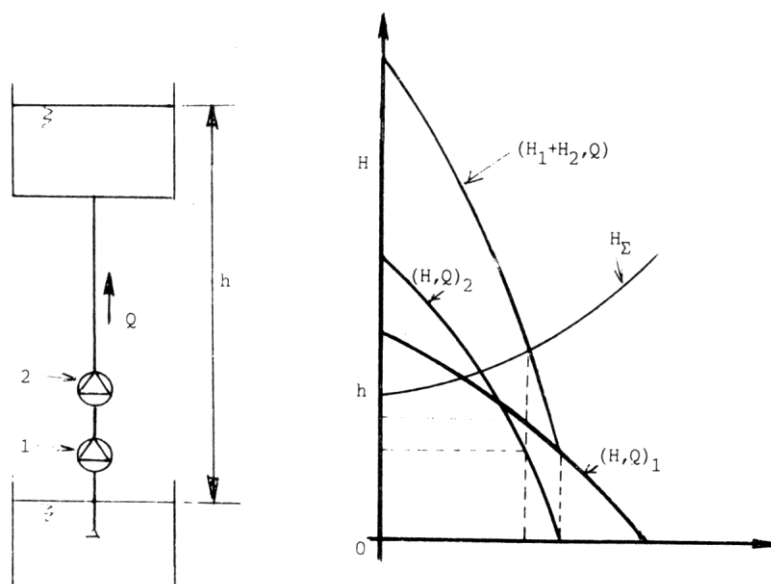
διάγραμμα (H_o, Q) (Εικόνα 27). Η επίλυση των εξισώσεων και η ικανοποίηση της αρχής της συνέχειας γίνεται γραφαναλυτικά προσθέτοντας κατά παροχή τις καμπύλες (εξ.13α) και (13β). Η τομή της τελευταίας με την καμπύλη (13γ) δίνει το σημείο λειτουργίας της εγκατάστασης.

Πρέπει να σημειώσουμε ότι οι παράλληλα συνδεδεμένες αντλίες πρέπει να έχουν περίπου το ίδιο ολικό ύψος, χωρίς κανένα περιορισμό στο μέγεθός τους, δηλαδή την παροχή.

Η διάταξη περισσότερων παράλληλα συνδεδεμένων αντλιών είναι χρήσιμη σε περιπτώσεις όπου επιδιώκεται σημαντική μεταβολή της διακινούμενης παροχής Q .

β) Εν σειρά λειτουργία αντλιών

Στην εν σειρά λειτουργία δύο ή περισσότερων αντλιών (Εικόνα 28) ισχύουν οι σχέσεις: $Q = Q_1 = Q_2$ και $H = H_1(Q_1) + H_2(Q_2)$. Το σημείο λειτουργίας της εγκατάστασης προκύπτει ως σημείο τομής της χαρακτηριστικής H_Σ της σωλήνωσης με το καθ ύψος άθροισμα των χαρακτηριστικών των αντλιών 1 και 2. Στη συνέχεια από τις χαρακτηριστικές της κάθε αντλίας προκύπτει το σημείο λειτουργίας της κάθε μίας. Προφανώς η διακινούμενη παροχή με τις δύο εν σειρά αντλίες είναι μεγαλύτερη από αυτή που θα αντιστοιχούσε σε λειτουργία της κάθε μίας ξεχωριστά.



Εικόνα 28: Εν σειρά λειτουργία αντλιών.

Οι εν σειρά συνδεδεμένες αντλίες πρέπει να έχουν την ίδια περίπου παροχή, δηλαδή να είναι του ίδιου μεγέθους, ανεξάρτητα του ολικού ύψους.

Η εν σειρά λειτουργία αντλιών εφαρμόζεται συνήθως στην περίπτωση όπου είναι η επιθυμητή η αύξηση της διακινούμενης παροχής σε υπάρχουσα αντλητική εγκατάσταση. Η αύξηση της παροχής οφείλεται στην αύξηση των αναγκών ή στη μείωση της διακινούμενης παροχής, λόγω της αύξησης των υδραυλικών απωλειών, γεγονός που οφείλεται στην παλαιότητα της σωλήνωσης.

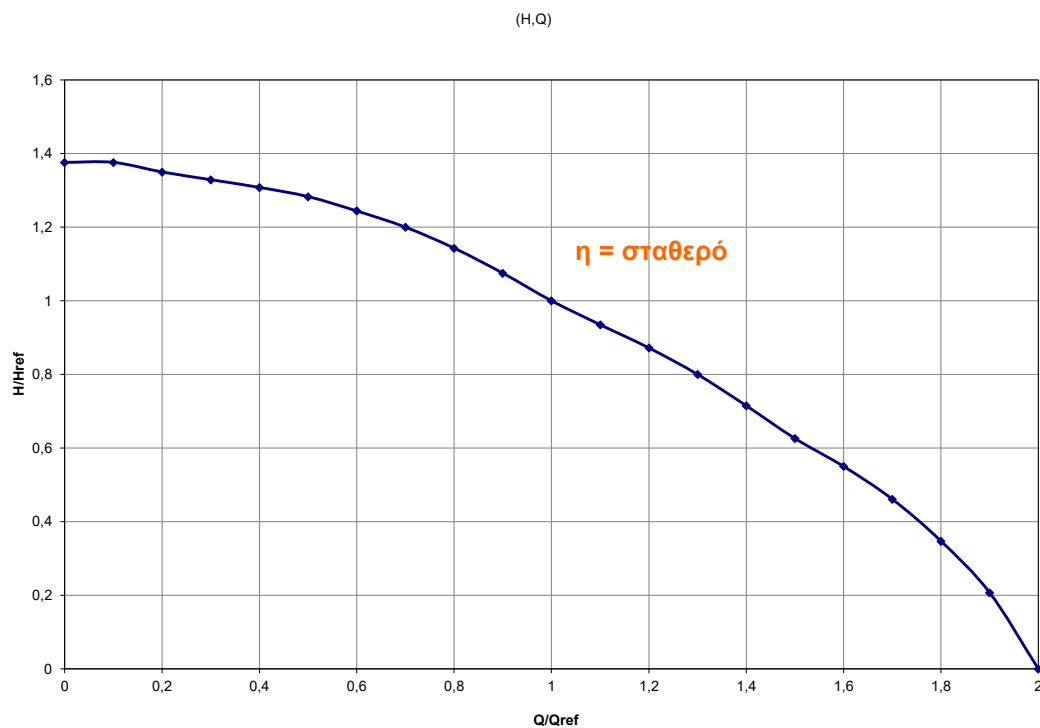
5.2 Προσομοίωση της λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης

Η αντλητική εγκατάσταση αποτελείται από ένα πλήθος N ταυτόσημων αντλιών συνδεδεμένων παράλληλα. Προτιμάται η παράλληλη σύνδεση διότι έχουμε σημαντική μεταβολή της παροχής Q . Οι χαρακτηριστικές καμπύλες (H , Q , η) των αντλιών έχουν εισαχθεί υπό αδιάστατη μορφή ως προς τα αντίστοιχα μεγέθη του κανονικού σημείου λειτουργίας, Πίνακας 9. Ως καμπύλες λειτουργίας έχουν εισαχθεί αυτές συγκεκριμένης τυποποιημένης αντλίας και δίνονται στις Εικόνες 29 και 30.

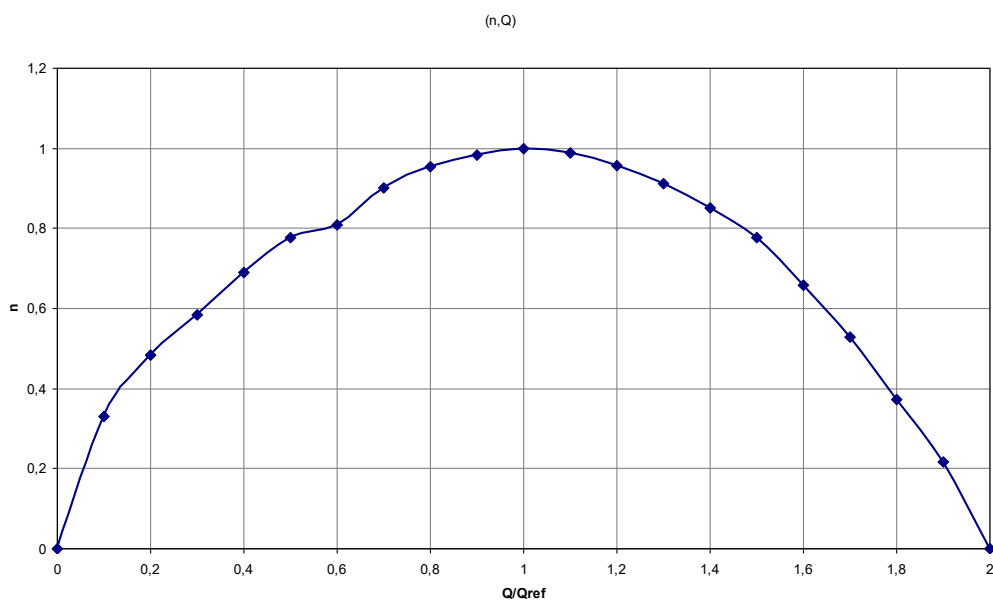
Εξετάζεται ταυτόχρονα η λειτουργία της αντλητικής εγκατάστασης με σταθερές ή μεταβλητές στροφές. Η δυνατότητα μεταβλητών στροφών γίνεται εφικτή εξοπλίζοντας κάθε αντλητικό συγκρότημα με Inverter συχνότητας.

Πίνακας 9: Χαρακτηριστικές καμπύλες αντλιών σε αδιάστατη μορφή.

Αδιάστατη Παροχή Q/Q_{ref}	Αδιάστατο Ύψος H/H_{ref}	Αδιάστατος Βαθμός Απόδοσης η/η_{ref}
0.0	1.376	0.000
0.1	1.376	0.330
0.2	1.350	0.485
0.3	1.329	0.583
0.4	1.308	0.691
0.5	1.283	0.776
0.6	1.244	0.810
0.7	1.200	0.900
0.8	1.143	0.953
0.9	1.075	0.984
1.0	1.000	1.000
1.1	0.935	0.989
1.2	0.872	0.958
1.3	0.800	0.913
1.4	0.715	0.850
1.5	0.626	0.776
1.6	0.550	0.657
1.7	0.461	0.528
1.8	0.347	0.372
1.9	0.207	0.216
2.0	0.000	0.000



Εικόνα 29: Αδιάστατο ύψος της αντλίας συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.



Εικόνα 30: Βαθμός απόδοσης της αντλίας συναρτήσει της αδιάστατης παροχής.

Το σημείο λειτουργίας της αντλητικής εγκατάστασης, δηλαδή η αντλούμενη παροχή Q_p για κάθε δεδομένη τιμή της απορροφούμενης ισχύος P_p προκύπτει, όπως περιγράψαμε αναλυτικά στο προηγούμενο κεφάλαιο, ως σημείο τομής της χαρακτηριστικής της αντλίας (H, Q) με τη χαρακτηριστική της σωλήνωσης (H_s, Q) , όπου:

$$H_{\Sigma} = \delta Z + \zeta \cdot Q^2 \quad (14)$$

Στην παραπάνω σχέση δZ είναι η υψομετρική διαφορά των δύο δεξαμενών και $\zeta \cdot Q^2 = \delta h_f$ είναι οι υδραυλικές απώλειες του αγωγού, οι οποίες υπολογίζονται με τη σχέση των Darcy - Weisbach:

$$\delta h_f = f \frac{L}{D} \frac{c^2}{2g} \quad (15)$$

όπου f είναι ο συντελεστής απωλειών που υπολογίζεται από τη σχέση Colebrook - White:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log_{10} \left[\frac{K_s}{3,71D} + \frac{2,51}{\text{Re} \sqrt{f}} \right] \quad (16)$$

όπου:

- δh_f οι γραμμικές απώλειες σε (m)
- L το μήκος του αγωγού σε (m)
- c η μέση ταχύτητα ροής σε (m/sec) που δίνεται από τη σχέση: $c = \frac{Q}{\pi D^2 / 4}$
- D η εσωτερική διάμετρος του αγωγού σε (m)
- Re ο αριθμός Reynolds της ροής ($\text{Re} = \frac{cD}{\nu}$)
- ν η κινηματική συνεκτικότητα του νερού ($= 1,14 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{sec}$ για θερμοκρασία νερού 15°C)
- K_s η ισοδύναμη τραχύτητα των τοιχωμάτων του αγωγού σε (m) η οποία ελήφθη ίση προς $1.5 \cdot 10^{-3} \text{ m}$.

Για τη λειτουργία του Αναστρέψιμου ΥΗΕ που μελετούμε υπάρχουν οι παρακάτω εναλλακτικές καταστάσεις που εξαρτώνται από την απορριπτόμενη ισχύ και τις μηχανές.

Εάν η απορριπτόμενη ισχύς P_R είναι μικρότερη από μια ελάχιστη τιμή, έστω την P_{Pmin} , το αντλιοστάσιο δεν μπορεί να λειτουργήσει και άρα η απορροφούμενη ισχύς είναι ίση με μηδέν. Η ελάχιστη απορροφούμενη ισχύς για αντλιοστάσιο με μεταβλητές

στροφές είναι μικρότερη από την ελάχιστη απορροφούμενη ισχύ του ίδιου αντλιοστασίου με σταθερές στροφές. Αυτό οφείλεται στην ευχέρεια που έχουμε όταν χρησιμοποιούμε αντλία μεταβλητών στροφών να εκμεταλλευόμαστε μικρά ποσά παροχής.

Εάν η απορριπτόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη από τη μέγιστη ισχύ την οποία μπορεί να απορροφήσει το αντλιοστάσιο, έστω την P_{Pmax} , τότε το αντλιοστάσιο λειτουργεί υπό την πλήρη ισχύ του P_{Pmax} , οπότε η διαφορά $(P_R - P_{Pmax})$ δεν μπορεί να απορροφηθεί, δηλαδή αυτή η ποσότητα της απορριπτόμενης ενέργειας δεν μετατρέπεται σε υδραυλική. Πρέπει να σημειώσουμε ότι η μέγιστη απορροφούμενη ισχύς για αντλιοστάσιο σταθερών ή μεταβλητών στροφών είναι περίπου ίση και η μικρή διαφορά οφείλεται στις επιπρόσθετες απώλειες του Inverter μεταβλητών στροφών.

Η απορριπτόμενη ενέργεια κατά το χρονικό βήμα δt , δηλαδή η ποσότητα:

$$E_R = P_R \cdot \delta t \quad (17)$$

Μετατρέπεται σε υδραυλική, ίση προς:

$$E_H = \rho \cdot g \cdot Q_P \cdot \delta t \cdot \delta Z \quad (18)$$

και σε απώλειες ή μη δυνατότητα μετατροπής της απορριπτόμενης ενέργειας λόγω της δυναμικότητας του αντλιοστασίου ή της χωρητικότητας των δεξαμενών, συμβολίζοντας με Q_P την αντλούμενη παροχή. Άρα η ποσότητα νερού που αντλείται κατά τη διάρκεια του χρονικού βήματος δt είναι ίση προς:

$$\delta V = Q_P \cdot \delta t \quad (19)$$

Ισχύει λοιπόν:

$$E_R = E_H + \text{ΑΠΩΛΕΙΕΣ} \quad (20)$$

Συγκεκριμένα οι απώλειες ή η μη μετατρεψιμότητα (αδυναμία απορρόφησης) της απορριπτόμενης ενέργειας σε υδραυλική ενέργεια και οι οποίες λαμβάνονται υπόψη στην προσομοίωση της λειτουργίας είναι οι ακόλουθες:

- Ενέργεια που δεν μπορεί να απορροφηθεί επειδή η αντίστοιχη απορριπτόμενη ισχύς P_R είναι μικρότερη από την ελάχιστη, την P_{Pmin} του συγκεκριμένου αντλιοστασίου.
- Ενέργεια που δεν μπορεί να απορροφηθεί επειδή η απορριπτόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη από τη μέγιστη του συγκεκριμένου αντλιοστασίου, οπότε η διαφορά $(P_R - P_{Pmax})$ δεν αξιοποιείται.
- Ενέργεια που δεν μπορεί να απορροφηθεί στην περίπτωση αντλιοστασίου σταθερών στροφών λόγω της κλιμακωτής μορφής της καμπύλης απορροφούμενης ισχύος - αντλούμενης παροχής.
- Ενέργεια των υδραυλικών απωλειών στον αγωγό.
- Ενέργεια των απωλειών της αντλίας του ηλεκτροκινητήρα και ενδεχόμενα του Inverter για την περίπτωση μεταβλητών στροφών.

5.3 Παραγωγή Εγγυημένης Ισχύος

5.3.1 Αρχή της αξιοποίησης της υδραυλικής ενέργειας

Οι υδροστρόβιλοι είναι οι μηχανές μέσω των οποίων μετατρέπεται η ενέργεια του υγρού σε μηχανική ενέργεια, δηλαδή σε κινητήρια ροπή στη στρεφόμενη άτρακτο της περρωτής. Η ενέργεια την οποία διαθέτει το διακινούμενο υγρό (που στις περισσότερες περιπτώσεις είναι το νερό) είναι η δυναμική ενέργεια που εκφράζεται από τη στάθμη του ως προς τη στάθμη της θάλασσας. Η παραγόμενη με τον τρόπο αυτό μηχανική ενέργεια μετατρέπεται επί τόπου σε ηλεκτρική ενέργεια μέσω γεννήτριας κατευθείαν συζευγμένης στην άτρακτο του υδροστροβίλου.

Σε ένα υδροηλεκτρικό έργο η ενέργεια του νερού ανά μονάδα μάζας του είναι η δυναμική ενέργεια, ίση προς την υδραυλική πτώση:

$$h = z_E - z_A \quad (21)$$

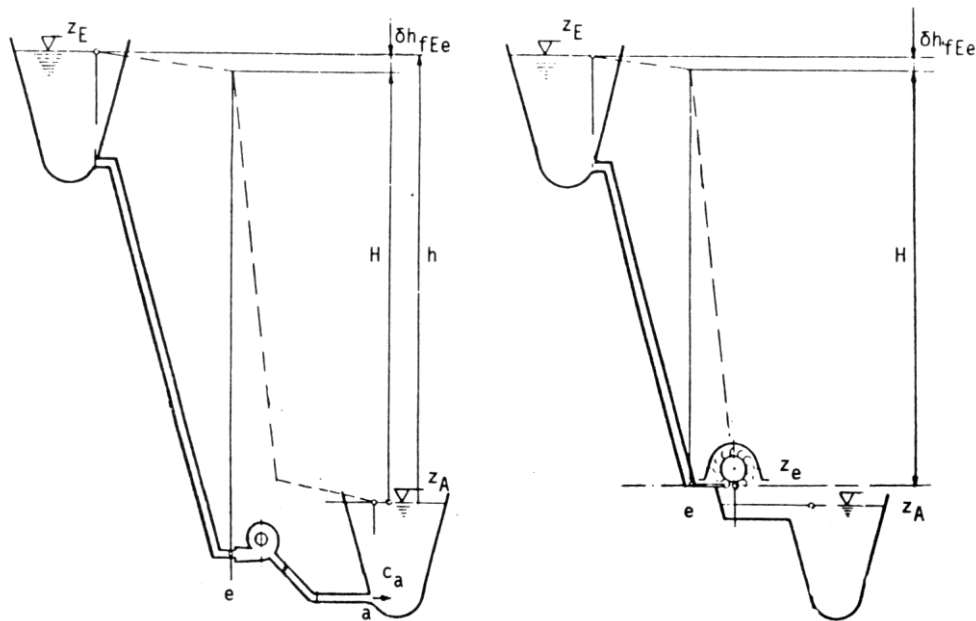
όπου z_E είναι η στάθμη του στον άνω ταμιευτήρα και z_A η στάθμη κατάντη του έργου, όπου πλέον η παροχή ακολουθεί τη φυσική της ροή. (Εικόνα 31) Λόγω του μεγάλου μεγέθους των ταμιευτήρων, η κινητική ενέργεια του νερού σε αυτούς θεωρείται αμελητέα και άρα η υδραυλική ενέργεια ανά μονάδα μάζας του νερού, που είναι θεωρητικά δυνατόν να μετατραπεί σε μηχανική ενέργεια είναι ίση προς $E = g(z_E - z_A) = g \cdot h$. Συνεπώς για παροχή όγκου Q η αντίστοιχη υδραυλική ισχύς N_h θα είναι ίση προς:

$$N_h = \rho \cdot Q \cdot g \cdot h = \gamma \cdot Q \cdot h \quad (22)$$

όπου ρ (Kg/m^3) και γ (Nt/m^3) είναι η πυκνότητα και το ειδικό βάρος του νερού αντίστοιχα. Όμως η μηχανική ισχύς που είναι δυνατόν να ανακτηθεί από τον υδροστρόβιλο είναι μικρότερη της N_h κατά τις απώλειες της ροής στο σύστημα παραγωγής και τις απώλειες στον ίδιο τον υδροστρόβιλο.

Οι υδραυλικές απώλειες δh_f στο σύστημα προσαγωγής (σήραγγα, αγωγός προσαγωγής), όπως είδαμε παραπάνω δίνονται από τον τύπο: $\delta h_f = \zeta \cdot Q^2$. Άρα η διαθέσιμη υδραυλική πτώση (ή καθαρό ύψος πτώσεως) H , δηλαδή η ενέργεια ανά μονάδα μάζας του νερού που καλείται ο υδροστρόβιλος να μετατρέψει σε μηχανική ενέργεια είναι ίση προς:

$$H = h - \delta h_f \quad (23)$$



Εικόνα 31: Αξιοποίηση της υδραυλικής πτώσης σε εγκατάσταση υδροστροβίλου (α) αντιδράσεως και (β) δράσεως.

Στην περίπτωση εγκατάστασης με υδροστρόβιλο δράσεως, όπως ο Pelton, όπου η στάθμη του ακροφυσίου τροφοδοσίας είναι $z_e > z_A$, η διαθέσιμη στον υδροστρόβιλο υδραυλική πτώση είναι ίση προς:

$$H = h - \delta h_f - (z_e - z_A) = z_E - z_e - \delta h_f \quad (24)$$

δεδομένου ότι η ενέργεια που αντιστοιχεί στην υψομετρική διαφορά ($z_e - z_A$) δεν είναι δυνατόν να αξιοποιηθεί.

Συνεπώς η διαθέσιμη υδραυλική ισχύς στον υδροστροβίλο είναι ίση προς:

$$N_i = \gamma \cdot Q \cdot H \quad (25)$$

Από αυτή την ισχύ η δεσμευμένη από τον υδροστροβίλο είναι :

$$N_c = N_i - \gamma \cdot Q \cdot c^2 / 2g \quad (26)$$

όπου η $\gamma \cdot Q \cdot c^2 / 2g$ είναι η ισχύς που αντιστοιχεί στην κινητική ενέργεια του υγρού στη διατομή εξόδου του υδροστροβίλου και η οποία διαφεύγει της ενεργειακής μετατροπής. Έτσι το ωφέλιμο ύψος πτώσης H^* ορίζεται ως εξής:

$$H^* = H - c^2 / 2g \quad (27)$$

και εκφράζει την ανά μονάδα μάζας ενέργεια του υγρού που είναι δυνατόν να μετατρέψει σε μηχανική ισχύ ο υδροστροβίλος.

Η πραγματική μηχανική ισχύ N που αποδίδεται στη στρεφόμενη με γωνιακή ταχύτητα ω (rad/sec) άτρακτο του υδροστροβίλου είναι ίση με:

$$N = M \cdot \omega \quad (28)$$

όπου M η κινητήρια ροπή που αναπτύσσεται στην άτρακτο του υδροστροβίλου.

5.3.2 Σύγχρονοι τύποι υδροστροβίλων

Οι υδροστροβίλοι διακρίνονται σε δύο κατηγορίες με κριτήριο το βαθμό αντιδράσεως. Ως βαθμός αντιδράσεως ενός υδροστροβίλου ορίζεται ο λόγος της μεταβολής της δυναμικής ενέργειας του ρευστού δια μέσω πτερωτής προς τη μεταβολή της δυναμικής ενέργειας μεταξύ εισόδου και εξόδου από τη βαθμίδα.

α) Οι υδροστροβίλοι αντιδράσεως είναι ολικής προσβολής, δηλαδή ολόκληρη η πτερωτή λειτουργεί αξονοσυμμετρικά. Οι υδροστροβίλοι αντιδράσεως που έχουν επικρατήσει είναι:

- Ο τύπος Francis για μεσαίες τιμές υδραυλικής πτώσης ($H=50-500m$)
- Ο τύπος Deriaz διαγώνιας ροής
- Διάφορες διαμορφώσεις υδροστροβίλων αξονικής ροής για μικρές τιμές υδραυλικής πτώσης ($H<50m$) όπως Kaplan, Bulb, Tube και Straflo.

β) Οι υδροστροβίλοι δράσεως είναι μερικής προσβολής και σε κάθε χρονική στιγμή τμήμα μόνο της πτερωτής συμμετέχει στην ενεργειακή μετατροπή.

- μόνος τύπος υδροστροβίλου δράσεως που έχει επικρατήσει είναι ο υδροστρόβιλος Pelton, ενώ η παραλλαγή του, ο υδροστρόβιλος Turgo έχει εκλείψει.
- Ο υδροστρόβιλος Cross- Flow ή Banki κατασκευάζεται για μικρές ισχύεις (< 2 MW) και μικρές τιμές υδραυλικής πτώσης ($H < 100\text{m}$).

5.3.3 Προσομοίωση της παραγωγής εγγυημένης ισχύος

Η παραγωγή εγγυημένης ηλεκτρικής ισχύος εξασφαλίζεται με τη λειτουργία του υδροστροβίλου και της γεννήτριας κατά τις ώρες παραγωγής. Επειδή η εγγυημένη ισχύς είναι σταθερή και ίση προς P_T ο υδροστρόβιλος και η γεννήτρια λειτουργούν πάντοτε σε σταθερό σημείο λειτουργίας, δηλαδή σταθερό ολικό βαθμό απόδοσης.

Στην εξεταζόμενη περίπτωση ο τύπος του υδροστροβίλου που θα χρησιμοποιήσουμε είναι ο υδροστρόβιλος Pelton. Το κύριο πλεονέκτημα του υδροστροβίλου Pelton σε σχέση με τους υπόλοιπους τύπους υδροστροβίλων, που μας οδήγησε σε αυτή την επιλογή, είναι το γεγονός ότι έχει ιδανική προσαρμογή για λειτουργία υπό μεταβαλλόμενη παροχή.

Λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες ισχύος του υδροστροβίλου και της γεννήτριας καθώς και τις υδραυλικές απώλειες του αγωγού προσαγωγής, στην παραγόμενη εγγυημένη ισχύ P_T αντιστοιχεί η παροχή Q_T του υδροστροβίλου. Άρα κατά το χρονικό βήμα δt από τον υδροστρόβιλο διέρχεται ποσότητα:

$$V_T = Q_T \cdot \delta t \quad (29)$$

η οποία αφαιρείται από την ποσότητα νερού που έχει αποθηκευτεί στην άνω δεξαμενή.

Η εγγυημένη ισχύς P_T λαμβάνεται στη συνέχεια ως μία παράμετρος. Συμβολίζοντας με $\delta T = \delta T_1 + \delta T_2$ την ημερήσια διάρκεια παραγωγής εγγυημένης ισχύος, η συνολική εγγυημένη ενέργεια που παράγεται κατά τη διάρκεια ενός έτους είναι ίση προς:

$$E_T = P_T \cdot \delta T \cdot 365 \quad (30)$$

σε kWh αν εκφράσουμε την ισχύ σε kW και τη χρονική διάρκεια δT σε ώρες.

5.4 Βασικά στοιχεία της οικονομικής ανάλυσης

α) Χρονική διάρκεια Η διάρκεια ζωής ενός μικρού ΥΗΕ είναι της τάξεως των 15-30 ετών, ενώ η διάρκεια ζωής των έργων πολιτικού μηχανικού είναι τουλάχιστον 50 χρόνια. Στο τέλος της διάρκειας ζωής του έργου και ανάλογα με τις συνθήκες θα πρέπει να αποφασισθεί είτε η ανανέωση του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού είτε η πλήρης ανακατασκευή του. Η οικονομική ανάλυση θα πρέπει να γίνεται για ένα χρονικό ορίζοντα της τάξεως των 20 ετών.

Στην οικονομική βιωσιμότητα του μικρού ΥΗΕ σημαντικό ρόλο παίζει η διάρκεια κατασκευής του, δηλ. η περίοδος κατά την οποία υπάρχουν υψηλές δαπάνες αλλά μηδενικά έσοδα. Συνήθως η διάρκεια κατασκευής ενός μικρού ΥΗΕ είναι της τάξεως του ενός με δύο έτη με περισσότερο πιθανή αυτή των 2 ετών (εκτός και εάν πρόκειται για ΥΗΕ πολύ μικρής ισχύος, της τάξεως των 100 kW). Θα πρέπει να σημειωθεί ότι η διάρκεια των μελετών και των διαδικασιών δανειοδότησης είναι τουλάχιστον δύο έτη στα οποία υπάρχουν δαπάνες. Στην πράξη και για λόγους απλοποίησης ως αφετηρία της οικονομικής ανάλυσης θεωρείται συνήθως η έναρξη κατασκευής του έργου (και όχι η έναρξη των διαδικασιών και μελετών).

β) Επιτόκιο δανεισμού Το επιτόκιο δανεισμού υπεισέρχεται στην χρηματοδοτική ανάλυση καθώς εκφράζει την ποσοστιαία προσαύξηση που πρέπει να καταβληθεί στον δανειοδότη (πχ. την τράπεζα) για το ποσό του δανείου με το οποίο καλύπτεται μέρος της συνολικής επένδυσης. Πρόκειται για μακροοικονομικό μέγεθος που εξαρτάται από την οικονομική κατάσταση και οικονομική πολιτική του κράτους.

γ) Προεξοφλητικό επιτόκιο Το προεξοφλητικό επιτόκιο λαμβάνεται υπόψη στον υπολογισμό της σημερινής αξίας ενός χρηματικού ποσού που θα δαπανηθεί ή θα εισπραχθεί στο μέλλον και χρησιμοποιείται στην ανάλυση της οικονομικής βιωσιμότητας μίας επένδυσης. Συνήθως λαμβάνεται υψηλότερο από το επιτόκιο δανεισμού έτσι ώστε να ληφθούν υπόψη οι οικονομικές αβεβαιότητες και η αβεβαιότητα της παραγωγής κατά την διάρκεια ζωής και λειτουργίας του έργου. Πρόκειται επίσης για μακροοικονομικό μέγεθος.

δ) Πληθωρισμός Ως πληθωρισμός χαρακτηρίζεται το φαινόμενο αύξησης (θετικός πληθωρισμός) ή μείωσης (αρνητικός πληθωρισμός) των τιμών των αγαθών και των υπηρεσιών με το πέρασμα του χρόνου, κατά τρόπο μη ομοιόμορφο για κάθε ένα από αυτά. Πρόκειται για μακροοικονομικό μέγεθος που εξαρτάται τόσο από την κατάσταση της εθνικής οικονομίας όσο και τις διεθνείς εξελίξεις. Ιδιαίτερα στα ΥΗΕ, των οποίων η διάρκεια ζωής είναι σημαντική, η εξέλιξη του πληθωρισμού σε τόσο μεγάλο χρονικό διάστημα είναι δύσκολο να προβλεφθεί.

ε) Διάρκεια αποπληρωμής: Εκφράζει το πλήθος των ετών που απαιτούνται ώστε τα αναμενόμενα καθαρά έσοδα (έσοδα μείον τα λειτουργικά έξοδα) να αποπληρώσουν το ποσό της επένδυσης. Συνήθως υπολογίζεται χωρίς την αναγωγή των διαφόρων ποσών σε παρούσα αξία. Η διάρκεια αποπληρωμής ενός μικρού ΥΗΕ δεν πρέπει να

ξεπερνά τα 7 έτη ώστε να μπορεί να κριθεί ως οικονομικά βιώσιμο. Το κριτήριο αυτό δεν επιτρέπει την κατάταξη διαφόρων μικρών ΥΗΕ κατά σειρά οικονομικής απόδοσης καθώς δεν λαμβάνει υπόψη την απόδοση της επένδυσης καθ' όλη την διάρκεια ζωής του.

στ) Αναγωγή σε παρούσα αξία Λόγω των επιτοκίων, η σημερινή (ή παρούσα) αξία A_0 ενός ποσού χρημάτων A_n το οποίο θα εισπραχθεί (ή θα δαπανηθεί) μετά από n χρόνια δίνεται από την σχέση:

$$A_0 = \frac{A_n}{(1+r)^n} \quad (31)$$

στην οποία με r συμβολίζεται το προεξοφλητικό επιτόκιο. Σύμφωνα με την σχέση ένα ποσό 100 € το οποίο θα εισπραχθεί μετά από 5 χρόνια και με επιτόκιο $r=10\%$ αξίζει σήμερα 62 € ή αντίστοιχα, εάν κατατεθεί σήμερα στην τράπεζα το ποσό των 62 €, με επιτόκιο 10% και μετά από 5 χρόνια η κατάθεση θα έχει γίνει 100 €.

Ο όρος $\frac{1}{(1+r)^n}$ στην εξίσωση ονομάζεται συντελεστής παρούσας αξίας.

Επειδή η διάρκεια ζωής ενός μικρού ΥΗΕ είναι σημαντική, για να είναι συγκρίσιμα τα ποσά που θα εισπραχθούν και θα δαπανηθούν μετά από n χρόνια θα πρέπει να αναχθούν σε σημερινές τιμές, δηλ. στην παρούσα αξία τους.

Για να είναι δυνατή η εφαρμογή μίας μεθόδου οικονομικής ανάλυσης σε ένα μικρό ΥΗΕ θα πρέπει να είναι γνωστά τουλάχιστον τα ακόλουθα μεγέθη:

1. Εγκατεστημένη ισχύς
2. Ετήσια παραγωγή ενέργειας
3. Συνολικό ύψος της επένδυσης (προϋπολογισμός του έργου)
4. Τιμολόγιο πώλησης της ενέργειας
5. Επιτόκιο δανεισμού και καταθέσεως
6. Πληθωρισμός
7. Χρονική περίοδος οικονομικής διαχείρισης
8. Διάρκεια κατασκευής του έργου
9. Ετήσια λειτουργικά έξοδα (συντήρηση, ασφάλεια, μισθοί, απόσβεση κλπ)

[23] [Παπαντώνης Δημήτριος «Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα», Συμewών Εκδόσεις]

5.5 Υπολογισμός της Καθαρής Παρούσας Αξίας

Καθαρή Παρούσα Αξία είναι το συνολικό καθαρό όφελος μιας επένδυσης, που προκύπτει ως διαφορά μεταξύ του λειτουργικού οφέλους και του συνόλου των

δαπανών κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της επένδυσης. Η Κ.Π.Α προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$Κ.Π.Α. = \sum_{i=1}^N \frac{ΚΤΡ}{(1+r)^i} - K \quad (32)$$

όπου:

- Κ το συνολικό κόστος επένδυσης
- ΚΤΡ οι καθαρές ταμειακές ροές, δηλαδή η διαφορά μεταξύ των εσόδων από τις πωλήσεις και των πληρωμών για τους διάφορους συντελεστές παραγωγής
- r το επιτόκιο προεξόφλησης
- N ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης (διαχειριστική περίοδος)

Η αξιολόγηση του επενδυτικού σχεδίου προκύπτει ως εξής:

- Εάν ΚΠΑ>0 έχουμε επιλογή του επενδυτικού σχεδίου.
- Εάν ΚΠΑ<0 έχουμε απόρριψη του επενδυτικού σχεδίου.
- Εάν ΚΠΑ=0 (οριακή κατάσταση) έχουμε αδιαφορία του επενδυτή ως προς την αποδοχή ή απόρριψη.

Για το έργο αποταμίευσης της απορριπτόμενης ενέργειας που μελετάται στην παρούσα εργασία και αναφερόμενοι στην οικονομοτεχνική μελέτη θεωρούμε ως δεδομένα:

- **Καθαρές Ταμειακές Ροές**

ΚΤΡ = Έσοδα από την αξιοποίηση της ενέργειας - Λειτουργικά έξοδα

$$\text{Έσοδα} = \text{Παραγόμενη ενέργεια} * \text{τιμή kWh} \quad (33)$$

Τα Λειτουργικά Έξοδα είναι τα έξοδα προσωπικού και τα έξοδα συντήρησης. Αυτά ανέρχονται κατά προσέγγιση στο 4% των εσόδων, ποσό που προέκυψε από το μέσο όρο των ποσοστών που μας δόθηκαν από υπεύθυνους τέτοιων έργων στην Κρήτη.

- Η τιμή της κιλοβατώρας είναι ίση με $0.1 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ για ΥΒΣ της Κρήτης
- Το επιτόκιο προεξόφλησης r είναι ίσο με 7 %
- Ο οικονομικός κύκλος ζωής της επένδυσης N είναι 25 έτη
- Το συνολικό κόστος της επένδυσης K

Το κόστος K χωρίζεται στα εξής επιμέρους κόστη:

Κόστος αντλιών:

Το κόστος μιας αντλίας είναι: $C_p = 1,814 \cdot \left(\frac{N_{pump}}{H_p^{0.3}} \right)^{0.82}$ (€) (34) , όπου N_{pump} η ονομαστική ισχύς και H_p το ονομαστικό ολικό ύψος της αντλίας.

Το συνολικό κόστος όλων των αντλιών είναι: $C_{pn} = N \cdot C_p$, όπου N είναι ο συνολικός αριθμός των αντλιών.

Κόστος ηλεκτροκινητήρα:

$K_{MOTOR} = 11,370 \cdot \left(\frac{\pi \cdot Nm^{1.1}}{RPM^{0.776}} \right)$ (€) (35) , όπου Nm η ισχύς του ηλεκτροκινητήρα και $RPM=1500$.

Η ισχύς του ηλεκτροκινητήρα ισούται με $Nm = 1.2 \cdot N_{pump}$, όπου N_{pump} η ονομαστική ισχύς της αντλίας.

Κόστος inverter για μεταβλητές στροφές:

$C_{INV} = 1,160 \cdot (N_{inv}^{0.7})$ (€) (36) , όπου $N_{inv} = 1.25 \cdot Nm$ (Nm η ισχύς του ηλεκτροκινητήρα).

Κόστος αγωγού προσαγωγής και απαγωγής:

$C_{penst} = (C_M + C_E + C_I + C_{coraf} + C_{coep})$ (€) (37)

(α) Κόστος υλικού σε €: $C_M = 0.6 \frac{\text{€}}{\text{kg}} \cdot m$ (σε kg) , όπου m είναι η μάζα του υλικού.

(β) Κόστος εκσκαφής σε €: $C_E = 1.5 \cdot \left(\frac{\pi \cdot D^2}{4} \right) \cdot L \cdot 5$ (€) ($\frac{5\text{€}}{m^2}$ εκσκαφής), όπου L είναι το μήκος αγωγού κατάθλιψης.

(γ) Κόστος εγκατάστασης σε €: $C_I = 15\% \cdot C_M$, όπου C_M είναι το κόστος υλικού.

(δ) Κόστος συγκολλήσεων σε €: $C_{coraf} = 19.5$ € ανά ραφή και in διαμέτρου

(ε) Κόστος επιφανειακής προστασίας σε €: $C_{coep} = 22 \frac{\text{€}}{m^2} \cdot \text{επιφάνεια (σε } m^2 \text{)}$

Κόστος ταμιευτήρα:

$C_R = 420 \cdot V_T^{0.7} (\text{€})$, (38) όπου V_T ο όγκος του ταμιευτήρα σε m^3 .

Κόστος Υδροστροβίλου:

$C_T = 52,000 \cdot P_t^{0.444} \cdot H_t^{-0.186} (\text{€})$ (39), όπου P_t είναι η ονομαστική ισχύς του υδροστροβίλου και H_t είναι το ονομαστικό ύψος του υδροστροβίλου.

Κόστος σύνδεσης με το δίκτυο:

$C_{GC} = 4\% \cdot (C_p + C_T + C_R + C_{penst}) (\text{€})$ (40), όπου C_p το κόστος των αντλιών, C_T το κόστος υδροστροβίλου, C_R το κόστος ταμιευτήρα, C_{penst} το κόστος του αγωγού προσαγωγής και απαγωγής.

Κόστος των συστημάτων ελέγχου:

$C_{CS} = 1.6\% \cdot (C_p + C_T + C_R + C_{penst}) (\text{€})$ (41), όπου C_p το κόστος των αντλιών, C_T το κόστος υδροστροβίλου, C_R το κόστος ταμιευτήρα, C_{penst} το κόστος του αγωγού προσαγωγής και απαγωγής.

Κόστος μεταφοράς του εξοπλισμού:

$C_{TR} = 2.4\% \cdot (C_p + C_T + C_R + C_{penst}) (\text{€})$ (42), όπου C_p το κόστος των αντλιών, C_T το κόστος υδροστροβίλου, C_R το κόστος ταμιευτήρα, C_{penst} το κόστος του αγωγού προσαγωγής και απαγωγής.

Κόστος οδοποιίας:

$C_{road} = 1,125,000 (\text{€})$ (43)

Κόστη αδειοδοτήσεων-συμβούλων-προσωπικό:

$C_{gen} = 0.25 \cdot (C_p + C_T + C_R + C_{penst}) (\text{€})$ (44), όπου C_p το κόστος των αντλιών, C_T το κόστος υδροστροβίλου, C_R το κόστος ταμιευτήρα, C_{penst} το κόστος του αγωγού προσαγωγής και απαγωγής.

Κόστος κατασκευής υποσταθμού:

$C_{substation} = 8,000,000 (\text{€})$ (45)

Άλλα κόστη:

$C_{other}=2\% \cdot (C_p + C_T + C_R + C_{penst})$ (€) (46), όπου C_p το κόστος των αντλιών, C_T το κόστος υδροστροβίλου, C_R το κόστος ταμιευτήρα, C_{penst} το κόστος του αγωγού προσαγωγής και απαγωγής.

6. ΜΕΛΕΤΗ & ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΤΗΣ ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΤΙΚΗΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ

6.1 Μεθοδολογία

Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε περιλαμβάνει τα κάτωθι βήματα:

Βήμα 1: Επιλογή ενεργειακών δεδομένων για τα υπό μελέτη σενάρια από τον εγκεκριμένο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Περιφέρειας Κρήτης. Τα πρωτογενή δεδομένα, τα σενάρια και τα στοιχεία της Κρήτης που χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα διπλωματική αντλήθηκαν από τον εγκεκριμένο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Περιφέρειας Κρήτης, που υλοποιήθηκε από ερευνητική ομάδα του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου το έτος 2015. Τα δεδομένα αφορούν στην πρόβλεψη ζήτησης και παραγωγής ενέργειας με διαμόρφωση όλων των πιθανών σεναρίων για την περίοδο 2010 – 2050 (με ενδιάμεσα στοιχεία για το 2020, το 2030 και το 2040) όπου βασικός παράγων είναι η μείωση της ζήτησης μέσω της βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης και η κάλυψη των ορθολογικών πλέον ενεργειακών αναγκών με το κατάλληλο ενεργειακό μίγμα. Η επιλογή αυτή για την άντληση των δεδομένων μας επισφραγίζει την εγκυρότητα, τη ρεαλιστικότητα και την αποδοχή των αρχικών στοιχείων και των υποθέσεων για την εκπόνηση της παρούσας μελέτης.

Βήμα 2: Δημιουργία χρονοσειρών απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας. Ένα αρκετό δύσκολο σημείο της έρευνας μας είναι η απαραίτητη για την προσομοίωση δημιουργία των χρονοσειρών ωριαίων τιμών (8760 τιμές) απορριπτόμενης αιολικής ενέργειας στο ΣΗΕ της Κρήτης για τα υπό μελέτη έτη. Η δημιουργία των χρονοσειρών βασίζεται στο συνδυασμό των δεδομένων του Ενεργειακού Σχεδιασμού της Περιφέρειας Κρήτης με τα δεδομένα του Ετήσιου Δελτίου Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης του ΔΕΔΔΗΕ και με μεθοδολογία από τη διεθνή βιβλιογραφία.

Βήμα 3: Μοντέλο προσομοίωσης του υπό μελέτη συστήματος άντλησης – ταμίευσης. Για την προσομοίωση του εν λόγω συστήματος, δημιουργήθηκε κώδικας σε Matlab με τις κατάλληλες τροποποιήσεις και επικαιροποιήσεις παλαιότερου κώδικα που μελετούσε αντίστοιχα συστήματα υβριδικών σταθμών. Οι αλλαγές και οι τροποποιήσεις αφορούν τόσο σε τεχνικά θέματα όσο και σε θέματα κόστους των επί μέρους υποέργων του συστήματος.

Βήμα 4: Προσομοιώσεις σεναρίων και εξαγωγή αποτελεσμάτων. Υλοποιείται η προσομοίωση των υπό μελέτη σεναρίων και εξάγονται τα αποτελέσματα που αφορούν στα τεχνικά και οικονομικά στοιχεία των προτεινόμενων έργων.

Βήμα 5: Αξιολόγηση αποτελεσμάτων και εξαγωγή συμπερασμάτων. Τα αποτελέσματα αξιολογούνται με ποιοτικούς αλλά και ποσοτικοποιημένους δείκτες και εξάγονται τεκμηριωμένα συμπεράσματα για την εφικτότητα και την βιωσιμότητα των προτεινόμενων έργων.

6.2 Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης

Η Κρήτη αποτελούσε και αποτελεί μια ιδιαίτερη ενεργειακά περίπτωση, λόγω του μεγέθους της, της ανάπτυξης της, της θέσης της, του μεγάλου δυναμικού ΑΠΕ αλλά πρόσφατα και των υδρογονανθράκων που πιθανά υπάρχουν στην ευρύτερη περιοχή. Η Κρήτη είναι ηλεκτρικά μη διασυνδεδεμένο νησί και επομένως το ζήτημα ασφάλειας εφοδιασμού είναι σημαντικό. Το περιβάλλον της Κρήτης είναι ιδιαίτερα ελκυστικό και αποτελεί προορισμό τουρισμού σε μεγάλη έκταση. Για το λόγο αυτό η περιβαλλοντική διάσταση του ενεργειακού σχεδιασμού είναι ιδιαίτερος σημαντική. Η Κρήτη έχει πολύ μεγάλο δυναμικό ΑΠΕ το οποίο υπερβαίνει κατά πολύ τις ενεργειακές ανάγκες του νησιού. Η αξιοποίηση του δυναμικού των ΑΠΕ είναι σημαντικό ζήτημα σε περιφερειακό και εθνικό επίπεδο λόγω της αειφορίας που διασφαλίζουν οι ΑΠΕ. Η διάσταση της ενεργειακής αποτελεσματικότητας είναι ιδιαίτερα σημαντική στο πλαίσιο των στρατηγικών για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Τέλος, η οικονομική διάσταση των εναλλακτικών ενεργειακών λύσεων σε όλους τους τομείς κατανάλωσης αποτελεί θεμελιώδες κριτήριο επιλογών.

Για όλους τους λόγους αυτούς κρίθηκε απαραίτητο να εκπονηθεί μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός, ο οποίος θα αναλύει διεξοδικά εναλλακτικές στρατηγικές, επιλογές σχετικά με το μελλοντικό μείγμα ενεργειακών μορφών, την ανάπτυξη ενεργειακών υποδομών και τη διαμόρφωση στόχων σχετικά με το περιβάλλον και την ασφάλεια εφοδιασμού. Ο μακροχρόνιος χαρακτήρας του σχεδιασμού απορρέει από τον μακρύ χρόνο προγραμματισμού και κατασκευής που απαιτούν οι ενεργειακές υποδομές. Ο σχεδιασμός δεν αφορά μόνο στην ανάλυση της τερματικής ενεργειακής κατάστασης αλλά κυρίως και τον τρόπο όδευσης προς την κατάσταση αυτή, λαμβάνοντας υπόψη ζητήματα που τυχόν είναι σημαντικά σε βραχυπρόθεσμο ορίζοντα. Τελικός σκοπός είναι ο μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός να συμβάλλει ουσιαστικά στην ανάπτυξη της Περιφέρειας Κρήτης.

Η μελέτη κάλυψε όλους τους τομείς κατανάλωσης και παραγωγής ενέργειας στην Κρήτη, ανέπτυξε ποσοτικά μαθηματικά μοντέλα προσομοίωσης και οικονομικής ανάλυσης, συνέλλεξε στατιστικά στοιχεία και εκπόνησε προβολές του ενεργειακού συστήματος της Κρήτης στο μέλλον με χρονικό ορίζοντα το έτος 2050. Προσοχή δόθηκε σε ενδιάμεσα έτη 2020-25, 2030-35 που θεωρήθηκαν ορόσημα για τον βραχυπρόθεσμο και μεσοπρόθεσμο ορίζοντα, αντίστοιχα. Η μελέτη έλαβε υπόψη τα αποτελέσματα εκτενούς διαλόγου με πολλούς φορείς της Κρήτης και του ενεργειακού συστήματος της χώρας.

Όσον αφορά στα υπό μελέτη σενάρια αυτά είναι:

Σενάριο BAU: Το σενάριο αυτό είναι το σενάριο αναφοράς που βασίζεται στη συνέχιση της σημερινής κατάστασης χωρίς διασύνδεση. (Business As Usual). Η ανάπτυξη του γίνεται για να συγκριθεί με τα υπόλοιπα σενάρια. Απαιτεί την λιγότερη δυνατή κεφαλαιακή επένδυση, αλλά περιγράφεται από αρκετά μεγάλα ποσά λειτουργικών εξόδων. Η διείσδυση των ΑΠΕ περιορίζεται από την δυνατότητα απορρόφησης του αυτόνομου συστήματος.

Σενάριο OIL_GREEN: Το σενάριο έχει σχέση με τον εξηλεκτρισμό της Κρήτης, δηλαδή την σταδιακή απεξάρτηση από τα ορυκτά καύσιμα. Οι τάσεις διαμορφώνονται με ρυθμούς στους οποίους λαμβάνεται υπόψη η σταδιακή απεξάρτηση της Κρήτης από ορυκτά καύσιμα μέχρι το 2050 με διείσδυση όλων των μορφών ΑΠΕ με έμφαση στην αποκεντρωμένη παραγωγή (αιολικά, φωτοβολταϊκά, ηλιοθερμικά, αντλησιοταμιευτικά). Η αυξημένη διείσδυση του ηλεκτρισμού σε όλους τους Τομείς της Κρήτης, Τριτογενή, Οικιακό, Βιομηχανικό και Τομέα Μεταφορών οδηγεί σε αυξημένη μείωση της κατανάλωσης παράλληλα με τα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας.

Σενάριο GREEN_ADV: Το σενάριο αυτό αφορά την εισαγωγή Φυσικού αερίου χωρίς διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Δίκτυο. Στοχεύει στην εξοικονόμηση ενέργειας από αποκεντρωμένα ΑΠΕ, δηλαδή στην απανθρακοποίηση στην Κρήτη το 2050 μέσω της διείσδυσης των ΑΠΕ και της χρήσης έξυπνων δικτύων (smart grids). Σύμφωνα με το **U.S. Department of Energy**: ως Έξυπνο Ηλεκτρικό Δίκτυο (ΕΗΔ)- (smartgrid) ορίζεται το σύνολο των τεχνολογιών που εκσυγχρονίζουν το παραδοσιακό Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας ΣΗΕ. Οι τεχνολογίες αυτές χαρακτηρίζονται από

- τον απομακρυσμένο έλεγχο,
- τον αυτοματισμό
- την αμφίδρομη επικοινωνία μεταξύ καταναλωτή και παρόχου ΗΕ, με ενσωμάτωση υπολογιστικών συστημάτων.

Τα ΕΗΔ εφαρμόζονται σε επίπεδο παραγωγής ΗΕ και φθάνουν μέχρι το επίπεδο καταναλωτή και στόχος τους είναι η αποδοτικότητα και η αξιοπιστία του Ηλεκτρικού Δικτύου.

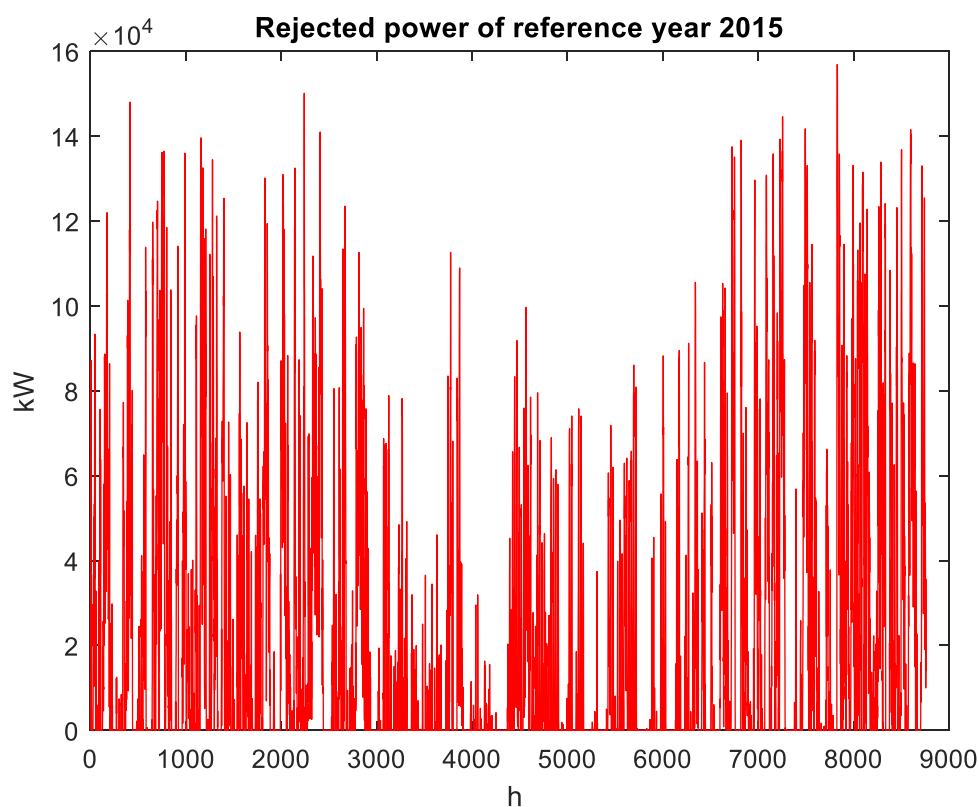
[12] [Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης ΤΕΛΙΚΗ ΕΚΘΕΣΗ ΠΡΟΟΔΟΥ]

[10] [Τ. Νικολάου, Σημειώσεις μαθήματος «Προχωρημένα Θέματα Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας», Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών]

6.2 Απορριπτόμενη Ενέργεια:

Ο Διαχειριστής του συστήματος της Κρήτης περικόπτει ή απορρίπτει αιολική παραγωγή σε περιόδους υψηλού-αιολικού δυναμικού και χαμηλού- φορτίου για λόγους ασφάλειας του δικτύου και περιορισμών που εισάγει η λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Ο κυρίαρχος κανόνας περικοπής αιολικής παραγωγής που καθορίστηκε από την ΔΕΗ υπαγορεύει πως η αιολική παραγωγή δεν μπορεί να υπερβεί το 30% του συνολικού ωριαίου φορτίου ζήτησης του νησιωτικού συστήματος. Εν ολίγοις, το στιγμιαίο ανώτατο όριο διείσδυσης αιολικής ισχύος στο σύστημα ισούται με το 30% του φορτίου ζήτησης και αιολική παραγωγή πάνω από αυτή την τιμή θα απορρίπτεται. Η απορριπτόμενη αυτή ενέργεια παραχωρήθηκε από εργαστήριο υδροδυναμικών μηχανών (ΕΥΜ) της σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου σε μορφή excel. Συγκεκριμένα παραχωρήθηκε η απορριπτόμενη ενέργεια του έτους 2015 η οποία αποτελεί την απορριπτόμενη

ενέργεια του έτους αναφοράς η οποία είναι ωριαία μεγέθους 184,887.85 MWh . Συγκρίνοντας την απορριπτόμενη με τη συνολική διαθέσιμη παραγωγή που είναι 569,078.983 MWh η απορριπτόμενη αποτελεί το 24.5% της συνολικής.



Εικόνα 32: Χρονοσειρά απορριπτόμενης ενέργειας έτους 2015

6.3 Διαδικασία

Στόχος μας είναι να εκτιμήσουμε την απορριπτόμενη ενέργεια του πρώτου έτους λειτουργίας του Υβριδικού Σταθμού 2025, καθώς υποθέτουμε πως χρειάζονται τουλάχιστον 5-6 χρόνια για την κατασκευή του. Φροντίζουμε η απορριπτόμενη ενέργεια του έτους 2025 να έχει μορφή ίδια με το διάγραμμα απορριπτόμενης του έτους αναφοράς, δηλαδή του έτους 2015. Ουσιαστικά λοιπόν η γραφική παράσταση του έτους 2025 θα είναι μια μετατόπιση ως προς των **άξονα των τετμημένων**(οριζόντιος άξονας).

6.3.1 Μέση τιμή φορτίου του έτους αναφοράς

Αρχικά, την μέση τιμή φορτίου του έτους αναφοράς(έτος 2015) την βρίσκουμε διαιρώντας το συνολικό φορτίο του έτους 2015 που πήραμε από τον μελέτη ΤΕΡΝΑ, με το συνολικό αριθμό ωρών του έτους που είναι 8760.

$$\overline{Ld} = \frac{3333112}{8760} = 380.5 \text{ MW}$$

6.3.2 Μέση τιμή φορτίου εξεταζόμενου έτους

Την μέση τιμή φορτίου του εξεταζόμενου έτους για το κάθε σενάριο τη βρίσκουμε διαιρώντας το προβλεπόμενο συνολικό φορτίο για το συνδυασμό σεναρίου-έτους με τις ώρες του έτους 8760. Το προβλεπόμενο φορτίο για τον κάθε συνδυασμό σεναρίου έτους πάρθηκε από τον Ενεργειακό Σχεδιασμό Περιφέρειας Κρήτης. Στον επόμενο πίνακα αναγράφεται για κάθε σενάριο το προβλεπόμενο φορτίο και η μέση τιμή του εξεταζόμενου έτους 2025.

- BAU: προβλεπόμενο φορτίο για το εξεταζόμενο έτος είναι 3,137,000 MWh και η μέση τιμή είναι 358.1 MW
- OIL-GREEN: προβλεπόμενο φορτίο για το εξεταζόμενο έτος είναι 3,137,000 MWh και η μέση τιμή φορτίου είναι 370.66 MW
- GREEN-ADV προβλεπόμενο φορτίο για το εξεταζόμενο έτος είναι 3,374.000 MWh και η μέση τιμή φορτίου είναι 385.15 MW

Πίνακας 10: Προβλεπόμενο φορτίο και μέση τιμή για το έτος κατασκευής για κάθε σενάριο.

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΟ ΦΟΡΤΙΟ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΟΥ ΕΤΟΥΣ 2025(MWh)	ΜΕΣΗ ΤΙΜΗ ΦΟΡΤΙΟΥ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΟΥ ΕΤΟΥΣ 2025(MW)
BAU	3,137,000	358.10
OIL-GREEN	3,247.000	370.66
GREEN-ADV	3,374.000	385.15

6.3.3 Παράμετρος R

Ορίστηκε η παράμετρος R που είναι το ποσοστό εγκατεστημένης ισχύος Αιολικών προς το μέσο φορτίο του έτους, δηλαδή $R = \frac{N_{wind}}{\overline{Ld}}$, όπου \overline{Ld} είναι η μέση τιμή φορτίου, και N_{wind} είναι η εγκατεστημένη ισχύς αιολικών του έτους που εξετάζουμε.

Τα στοιχεία για την εγκατεστημένη ισχύ αιολικών για κάθε σενάριο επίσης πάρθηκαν από τον Ενεργειακό Σχεδιασμό. Την παράμετρο **R** την ορίζουμε τόσο για το έτος αναφοράς, όσο και για το εξεταζόμενο έτος δηλαδή το 2025.

Στον παρακάτω πίνακα βλέπουμε πως:

- για το έτος αναφοράς 2015 η εγκατεστημένη ισχύ αιολικών είναι 194 MW, το μέσο φορτίο του έτους είναι 380.5 MW και η παράμετρος R είναι 0.51
- για το έτος 2025 και το σενάριο BAU η εγκατεστημένη ισχύ αιολικών είναι 215 MW, το μέσο φορτίο του έτους είναι 358.1 MW και η παράμετρος R είναι 0.60
- για το έτος 2025 και το σενάριο OIL-GREEN η εγκατεστημένη ισχύ αιολικών είναι 210 MW , το μέσο φορτίο του έτους είναι 370.66 MW και η παράμετρος R είναι 0.57
- για το έτος 2025 και το σενάριο GREEN-ADV η εγκατεστημένη ισχύ αιολικών είναι 210 MW, το μέσο φορτίο του έτους είναι 385.15 MW και η παράμετρος R είναι 0.55

Πίνακας 11: Μέσο Φορτίο έτους-Εγκατεστημένη Ισχύς και παράμετρος R για κάθε σενάριο

ΕΤΟΣ	ΣΕΝΑΡΙΟ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΑΙΟΛΙΚΩΝ(MW)	ΜΕΣΟ ΦΟΡΤΙΟ ΕΤΟΥΣ(MW)	ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ R
2015	-	194	380.5	0.51
2025	BAU	215	358.1	0.60
2025	OIL-GREEN	210	370.66	0.57
2025	GREEN-ADV	210	385.15	0.55

6.3.4 Δείκτης Fct

Ορίστηκε ο δείκτης $Fct = \frac{\text{Μέση τιμή έτους } X}{\text{Μέση τιμή έτους αναφοράς}}$, δηλαδή $Fct = \frac{R \overline{Ldref}}{Nwindref}$ όπου R είναι ο συντελεστής που υπολογίστηκε παραπάνω, \overline{Ldref} , είναι η μέση τιμή φορτίου του έτους αναφοράς δηλαδή του 2015, και $Nwindref$ είναι η εγκατεστημένη ισχύς αιολικών του έτους αναφοράς 2025.

Στον παρακάτω πίνακα βλέπουμε πως:

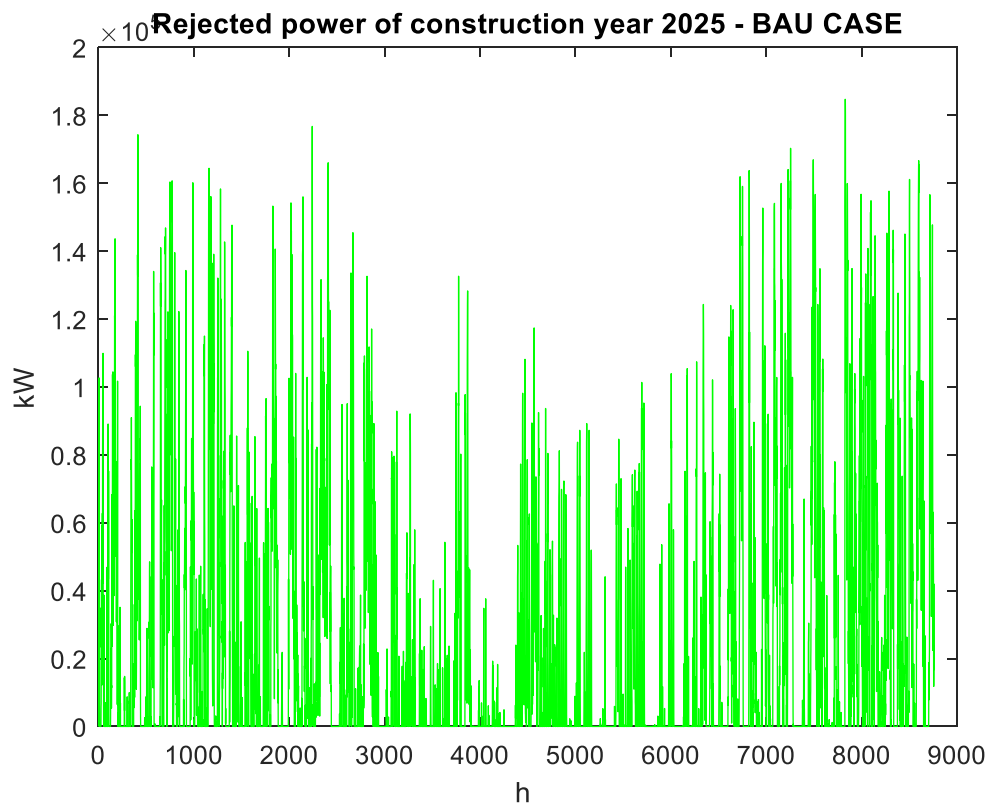
- για το έτος αναφοράς 2015 η παράμετρος R είναι 0.51 και ο δείκτης Fct είναι 1
- για το έτος 2025 και το σενάριο BAU η παράμετρος R είναι 0.51 και ο δείκτης Fct είναι 1.17

- για το έτος 2025 και το σενάριο OIL-GREEN η παράμετρος R είναι 0.57 και ο δείκτης Fct είναι 1.11.
- για το έτος 2025 και το σενάριο GREEN-ADV η παράμετρος R είναι 0.55 και ο δείκτης Fct είναι 1.07.

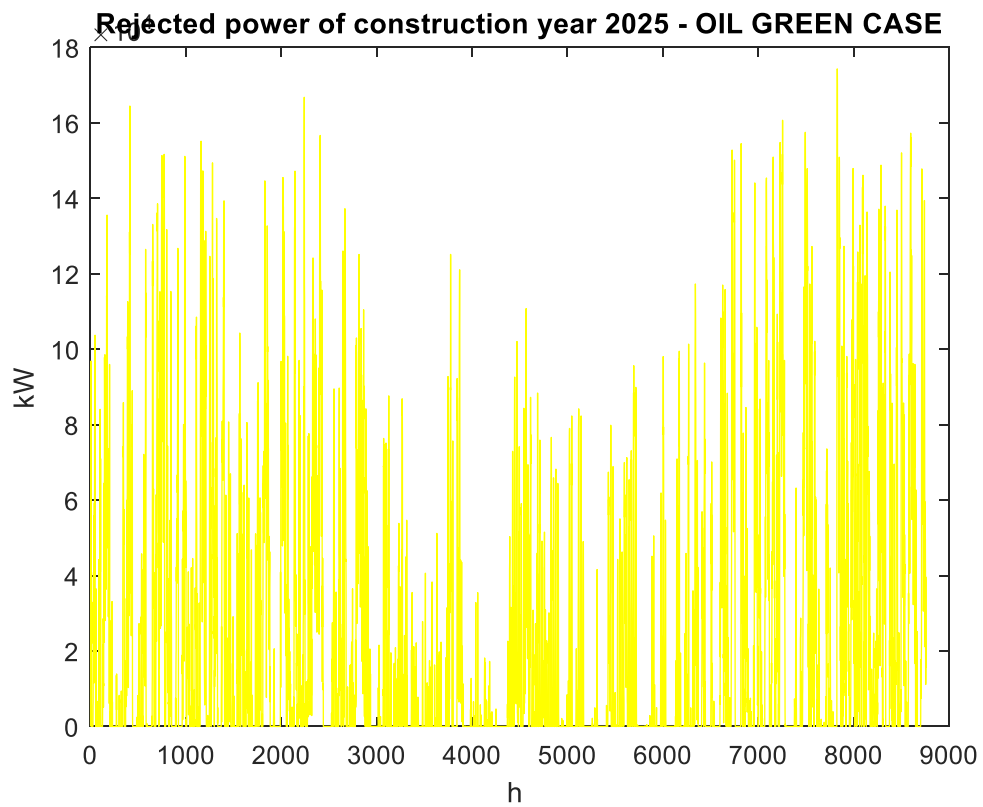
Πίνακας 12: Δείκτης Fct-παράμετρος R για κάθε σενάριο

ΕΤΟΣ	ΣΕΝΑΡΙΟ	ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ R	Δείκτης Fct
2015	-	0.51	1
2025	BAU	0.60	1.17
2025	OIL-GREEN	0.57	1.11
2025	GREEN-ADV	0.55	1.07

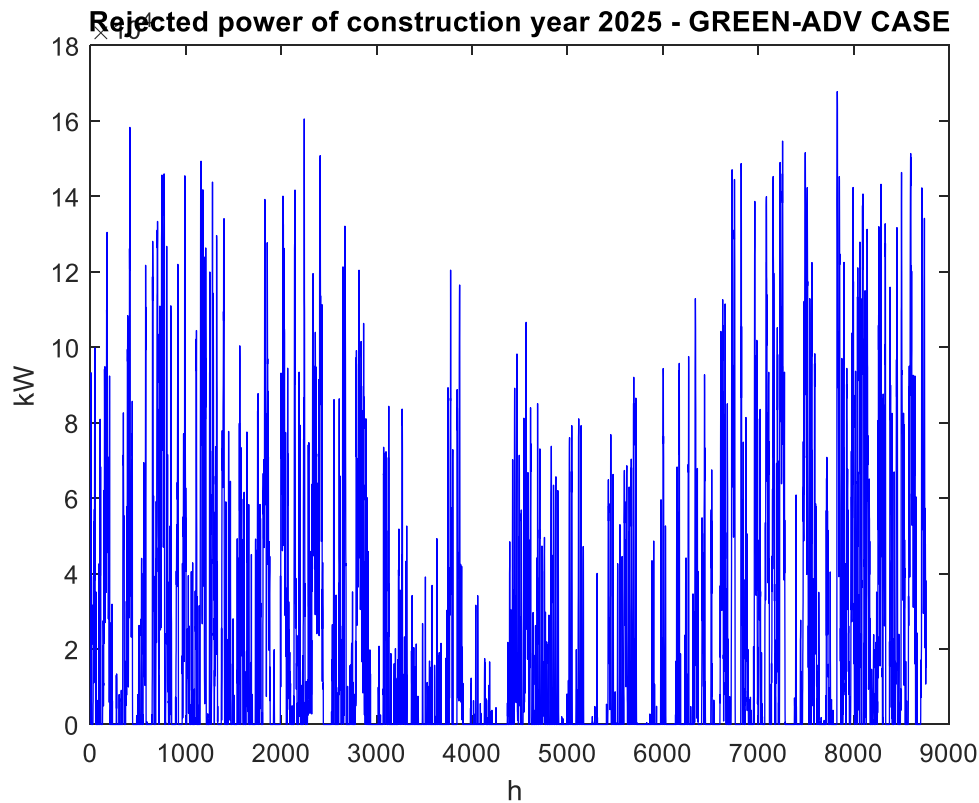
Έπειτα πολλαπλασιάζουμε την χρονοσειρά του έτους αναφοράς με τον συντελεστή Fct που βρήκαμε για κάθε σενάριο και παίρνουμε τις παρακάτω χρονοσειρές απορριπτόμενης ενέργειας.



Εικόνα 33: Χρονοσειρά απορριπτόμενης ισχύος για το σενάριο BAU(συνολική ετήσια 217,711.0785 MWh)



Εικόνα 34: Χρονοσειρά απορριπτόμενης ισχύος για το σενάριο Oil-Green (συνολική ετήσια 205,444.0624 MWh)



Εικόνα 35: Χρονοσειρά απορριπτόμενης ισχύος για το σενάριο Green-Adv(συνολική ετήσια 197,710.987 MWh)

[14] [Ευαγγελία Α. Παπαδήμου «Υπολογιστική Ανάλυση και διαστασιολόγηση μονάδων αντλησιοταμίευσης στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης για την επίτευξη μεγάλης διείσδυσης αιολικής και ηλιακής ενέργειας», Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο- Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών- Τομέας Ρευστών.]

6.4 Μεθοδολογία και διαδικασία βελτιστοποίησης-Πολυπαραμετρική ανάλυση

6.4.1 Προβλήματα βελτιστοποίησης

Ως βελτιστοποίηση ορίζεται η διαδικασία εύρεσης της καλύτερης δυνατής λύσης ενός προβλήματος, υπό συγκεκριμένες συνθήκες και περιορισμούς. Στόχος μίας διαδικασίας βελτιστοποίησης είναι είτε η ελαχιστοποίηση του κόστους ή της διεργασίας που πρέπει να καταβληθεί για μία προσπάθεια, είτε η μεγιστοποίηση της ωφέλειας που μπορούμε να έχουμε από μία διαδικασία.

6.4.2 Διαστασιολόγηση Υβριδικού Σταθμού

Σκοπός της μελέτης που ακολουθεί είναι η βέλτιστη διαστασιολόγηση του σταθμού.

Βελτιστοποιούμε την Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value) στα 25 χρόνια ως προς:

- τον αριθμό των αντλιών οι οποίες είναι μεταβλητές στροφές
- την ονομαστική παροχή υδροστροβίλου,
- όγκος δεξαμενής,
- ονομαστική ισχύς υδροστροβίλου

Το ονομαστικό ύψος των αντλιών το θεωρήσαμε 450.2 mwg, τον βαθμό απόδοσης στο ονομαστικό σημείο 0.88, την ταχύτητα περιστροφής 1.475 rpm, τον αριθμό των ταχυτήτων περιστροφής 30, την ταχύτητα περιστροφής να κυμαίνεται από 0.5 έως 1.3, το ωράριο λειτουργίας από 11.5 h με 15.5 h και 17.5 h με 21.5 h. Η υψομετρική διαφορά μεταξύ της κάτω με της πάνω δεξαμενής 450 m και το μήκος του αγωγού κατάθλιψης 2,300 m. Η τραχύτητα του αγωγού κατάθλιψης είναι 1.5 mm, η τιμή πουλάμε την ενέργεια είναι 0.1 €/kWh, το επιτόκιο προεξόφλησης είναι 7% και η διαχειριστική περίοδος 25 χρόνια. Επιπλέον την απορριπτόμενη ενέργεια υποθέτουμε πως την παίρνουμε δωρεάν. Όλα τα σταθερά στοιχεία εισόδων φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 13: Στοιχεία εισόδων που έμειναν σταθερά κατά την βελτιστοποίηση

ΜΕΓΕΘΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ	ΤΙΜΗ
ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΟ ΥΨΟΣ ΑΝΤΛΙΩΝ	mwg	450.2
ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΣΤΟ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΟ ΣΗΜΕΙΟ	-	0.88
ΤΑΧΥΤΗΤΑ ΠΕΡΙΣΤΡΟΦΗΣ ΣΤΟ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΟ ΣΗΜΕΙΟ	rpm	1,475
ΠΛΗΘΟΣ ΤΑΧΥΤΗΤΩΝ ΠΕΡΙΣΤΡΟΦΗΣ	-	30
ΕΛΑΧΙΣΤΗ ΑΔΙΑΣΤΑΤΗ ΤΑΧΥΤΗΤΑ ΠΕΡΙΣΤΡΟΦΗΣ	-	0.5
ΜΕΓΙΣΤΗ ΑΔΙΑΣΤΑΤΗ ΤΑΧΥΤΗΤΑ ΠΕΡΙΣΤΡΟΦΗΣ	-	1.3
ΩΡΑ ΕΝΑΡΞΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α	h	11.5
ΩΡΑ ΛΗΞΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α	h	15.5
ΩΡΑ ΕΝΑΡΞΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Β	h	17.5
ΩΡΑ ΛΗΞΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Β	h	21.5

ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΣΤΟ ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΟ ΣΗΜΕΙΟ	-	0.88
ΥΨΟΜΕΤΡΙΚΗ ΔΙΑΦΟΡΑ	m	450
ΜΗΚΟΣ ΑΓΩΓΟΥ ΚΑΤΑΘΛΙΨΗΣ	m	2,300
ΤΡΑΧΥΤΗΤΑ ΤΟΙΧΩΜΑΤΟΣ ΑΓΩΓΟΥ	mm	1.5
ΚΟΣΤΟΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	€/kWh	0.1
ΕΠΙΤΟΚΙΟ ΠΡΟΕΞΟΦΛΗΣΗΣ	%	7
ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΙΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ	years	25

Χρησιμοποιήθηκε παραμετρική βελτιστοποίηση και εξετάστηκαν οι συνδυασμοί όπως παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα για καθένα από τα τρία σενάρια. Βάλλαμε περιορισμό πως ο όγκος της δεξαμενής πρέπει να είναι μικρότερος από 1,500,000 m³.

Παρακάτω βλέπουμε ότι τα όρια της παραμετρικής βελτιστοποίησης που θέσαμε είναι:

- για τις αντλίες από 15 ως 26 με βήμα 1
- για την παροχή υδροστροβίλου να είναι από 1,500($\frac{m^3}{h}$) ως 2,200($\frac{m^3}{h}$) με βήμα 50($\frac{m^3}{h}$)
- για τον όγκο της δεξαμενής να είναι από 500,000 ως 2,000,000 με βήμα 50,000 (m³)
- για την ονομαστική ισχύ του υδροστροβίλου είναι από 10,00 ως 20,000 με βήμα 5,000 (kW)

Πίνακας 14: Όρια και βήματα βελτιστοποίησης

ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΙ	MIN	MAX	ΒΗΜΑ	ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΙ
Αριθμός αντλιών	15	26	1	12
Ονομαστική παροχή υδροστροβίλου($\frac{m^3}{h}$)	1,500	2,200	50	15
Όγκος δεξαμενής (m ³)	500,000	2,000,000	50,000	31

Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου(kW)	10,000	60,000	1,000	51
---	--------	--------	-------	----

Οι συνολικοί συνδυασμοί που χρησιμοποιήθηκαν είναι $12 \cdot 15 \cdot 31 \cdot 51 = 284,580$. Από αυτούς όμως επιλέχτηκαν μόνο οι 145,080 για κάθε σενάριο γιατί εξετάσαμε μόνο τις περιπτώσεις που η Καθαρή Παρούσα Αξία ήταν θετική. Οι υπολογισμοί έγιναν σε υπολογιστή με επεξεργαστή Intel Core i5 2520M 2.50GHz. Τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης για μεταβλητές φαίνονται στον παρακάτω πίνακα:

6.4.3 Σενάριο BAU

Στον παρακάτω πίνακα βλέπουμε πως ο βέλτιστος συνδυασμός διαστασιολόγησης για το σενάριο BAU είναι:

- 15 αντλίες,
- $2,150 \left(\frac{m^3}{h}\right)$ ονομαστική παροχή υδροστροβίλου,
- $1,400,000 m^3$ ο όγκος δεξαμενής
- 32,000 kW ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου

Πίνακας 15: Βέλτιστη διαστασιολόγηση για το σενάριο BAU

ΣΕΝΑΡΙΟ BAU						
Αριθμός Αντλιών	Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου $\left(\frac{m^3}{h}\right)$	Όγκος Δεξαμενής (m^3)	Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου (kW)	Έσοδα (€)	Έξοδα (€)	Καθαρή Παρούσα Αξία (€)
15	2,150	1,400,000	32,000	77,768,405	42,130,007	35,646,830

6.4.4 Σενάριο GREEN-ADV

Στον παρακάτω πίνακα βλέπουμε πως ο βέλτιστος συνδυασμός διαστασιολόγησης για το σενάριο Green-Adv είναι:

- 16 αντλίες,
- $1,900 \left(\frac{m^3}{h}\right)$ ονομαστική παροχή υδροστροβίλου,

- 1,400,000 m^3 ο όγκος δεξαμενής
- 31,000 kW ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου

Τα έσοδα από την εκμετάλλευση της επένδυση είναι 74,877,043 (€), τα έξοδά είναι 41,760,613 (€) και η Καθαρή Παρούσα Αξία είναι 33,116,430 (€).

Πίνακας 16: Βέλτιστης διαστασιολόγηση για το σενάριο Green-Adv

ΣΕΝΑΡΙΟ GREEN-ADV						
Αριθμός Αντλιών	Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου $\frac{m^3}{h}$	Όγκος Δεξαμενής (m^3)	Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου (kW)	Έσοδα (€)	Έξοδα (€)	Καθαρή Παρούσα Αξία (€)
16	1,900	1,400,000	31,000	74,877,043	41,760,613	33,116,430

6.4.5 Σενάριο OIL-GREEN

Στον παρακάτω πίνακα βλέπουμε πως ο βέλτιστος συνδυασμός διαστασιολόγησης για το σενάριο Oil-Green είναι:

- 16 αντλίες,
- 1,900 ($\frac{m^3}{h}$) ονομαστική παροχή υδροστροβίλου,
- 1,350,000 m^3 ο όγκος δεξαμενής
- 31,000 kW ονομαστική ισχύ υδροστροβίλου

Τα έσοδα από την εκμετάλλευση της επένδυση είναι 75,629,260 (€), τα έξοδά είναι 41,474,742 (€) και η Καθαρή Παρούσα Αξία είναι 34,154,520 (€).

Πίνακας 17: Βέλτιστη διαστασιολόγηση για το σενάριο Oil-Green

ΣΕΝΑΡΙΟ OIL-GREEN						
Αριθμός Αντλιών	Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου	Όγκος Δεξαμενής	Ονομαστική Ισχύς	Έσοδα (€)	Έξοδα (€)	Καθαρή Παρούσα

	$\frac{m^3}{h}$	(m^3)	Υδροστροβίλου (kW)			Αξία(€)
16	1,900	135,0000	31,000	75,629,260	41,474,742	34,154,520

Πίνακας 18: Βέλτιστη Διαστασιολόγηση όλων των σεναρίων

Σενάριο	Αριθμός Αντλιών	Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου ($\frac{m^3}{h}$)	Όγκος Δεξαμενής (m^3)	Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου (kW)	Έσοδα (€)	Έξοδα (€)	Καθαρή Παρούσα Αξία (€)
BAU	15	2,150	1,400,000	32,000	77,768,405	42,130,007	35,646,830
Oil-Green	16	1,900	1,400,000	31,000	74,877,043	41,760,613	33,116,430
Green-Adv	16	1,900	135,0000	31,000	75,629,260	41,474,742	34,154,520

Πίνακας 19: Αποτελέσματα runptur για τη Βέλτιστη διαστασιολόγηση του σεναρίου BAU για μεταβλητές στροφές

Αριθμός αντλιών	-	15
Ονομαστική Παροχή Q	$\frac{m^3}{h}$	2,150
Εγγυημένη Ισχύς PT	kW	32000
Όγκος ταμιευτήρων VTANK	m ³	140,000
Διάμετρος αγωγού D	m	1,391
Απορριπτόμενη ενέργεια	MWh	217,711.079
Ενέργεια απορριπτόμενη τις ώρες παραγωγής	MWh	43,189.849
Διαθέσιμη απορριπτόμενη ενέργεια	MWh	173,458.057
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω πληρότητας της δεξαμενής	MWh	15,277.198
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω μικρής ισχύος	MWh	29.084
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω μεγάλης ισχύος	MWh	5,426.684
Ηλεκτρομηχανολογικές ενεργειακές απώλειες αντλιοστασίου	MWh	30,776.801

Υδραυλικές ενεργειακές απώλειες του αγωγού (άντληση)	MWh	21,174.212
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω κλιμάκωσης	MWh	-
Ενέργεια που μετατρέπεται σε υδραυλική μέσω της άντλησης	MWh	100.747,296
Ενέργεια παραγόμενη από τον υδροστρόβιλο – γεννήτρια	MWh	69,521.572
Ηλεκτρομηχανολογικές ενεργειακές απώλειες υδροστροβίλου	MWh	12,771.955
Υδραυλικές ενεργειακές απώλειες του αγωγού (λειτ. υδροστροβίλου)	MWh	17,656.602
Ποσοστό κάλυψης εγγυημένης ενέργειας	%	74.4%

Σύμφωνα με τον παραπάνω πίνακα η ενέργεια που απορρίπτεται από το δίκτυο της Κρήτης για το σενάριο BAU είναι 217,711.079 MWh. Από αυτές οι 43,189.849 MWh δεν μπορούν να αξιοποιηθούν, λόγω χρονικού περιορισμού-λειτουργία του υδροστροβίλου που παράγει εγγυημένη ενέργεια για το σύστημα. Οι 173,458.057 MWh που μένουν μπορούν να αξιοποιηθούν. Από αυτές μόνο οι 100.747,296 MWh τελικά μετατρέπονται σε υδραυλική ενέργεια, λόγω των διάφορων απωλειών που έχουμε για την μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας σε δυναμική. Επίσης από αυτή την υδραυλική ενέργεια τελικά 69,521.572 MWh γίνονται ηλεκτρική ενέργεια.

*Πίνακας 20: Αποτελέσματα *runpurtur* για τη Βέλτιστη διαστασιολόγηση του σεναρίου *Green-Adv* για μεταβλητές *στροφές**

Αριθμός αντλιών	-	16
Ονομαστική Παροχή Q	$\frac{m^3}{h}$	1,900
Εγγυημένη Ισχύς PT	kW	31,000
Όγκος ταμιευτήρων VTANK	m ³	1,400,000
Διάμετρος αγωγού D	m	1,391
Απορριπτόμενη ενέργεια	MWh	197,710.987
Ενέργεια απορριπτόμενη τις ώρες παραγωγής	MWh	39,174.958
Διαθέσιμη απορριπτόμενη ενέργεια	MWh	157,523.281

Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω πληρότητας της δεξαμενής	MWh	11,786.130
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω μικρής ισχύος	MWh	25.406
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω μεγάλης ισχύος	MWh	3,768.047
Ηλεκτρομηχανολογικές ενεργειακές απώλειες αντλιοστασίου	MWh	29,124.113
Υδραυλικές ενεργειακές απώλειες του αγωγού (άντληση)	MWh	17,795.692
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω κλιμάκωσης	MWh	-
Ενέργεια που μετατρέπεται σε υδραυλική μέσω της άντλησης	MWh	94,998.935
Ενέργεια παραγόμενη από τον υδροστροβίλο – γεννήτρια	MWh	66,929.561
Ηλεκτρομηχανολογικές ενεργειακές απώλειες υδροστροβίλου	MWh	12,295.772
Υδραυλικές ενεργειακές απώλειες του αγωγού (λειτ. υδροστροβίλου)	MWh	14,954.332
Ποσοστό κάλυψης εγγυημένης ενέργειας	%	73.9%

Σύμφωνα με τον παραπάνω πίνακα η ενέργεια που απορρίπτεται από το δίκτυο της Κρήτης για το σενάριο Green-Adv είναι 197,710.987 MWh. Από αυτές οι 39,174.958 MWh δεν μπορούν να αξιοποιηθούν, λόγω χρονικού περιορισμού-λειτουργία του υδροστροβίλου που παράγει εγγυημένη ενέργεια για το σύστημα. Οι 157,523.281 MWh που μένουν μπορούν να αξιοποιηθούν. Από αυτές μόνο οι 94,998.935 MWh τελικά μετατρέπονται σε υδραυλική ενέργεια λόγω των διάφορων απωλειών που έχουμε για την μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας σε δυναμική. Επίσης από αυτή την υδραυλική ενέργεια 66,929.561 MWh γίνονται ηλεκτρική ενέργεια.

*Πίνακας 21: Αποτελέσματα *promptur* για τη Βέλτιστη διαστασιολόγηση του σεναρίου Oil-Green για μεταβλητές στροφές*

Αριθμός αντλιών	-	16
Ονομαστική Παροχή Q	$\frac{m^3}{h}$	1,900
Εγγυημένη Ισχύς PT	kW	31,000

Όγκος ταμιευτήρων VTANK	m ³	1,350,000
Διάμετρος αγωγού D	m	1,391
Απορριπτόμενη ενέργεια	MWh	205,444.063
Ενέργεια απορριπτόμενη τις ώρες παραγωγής	MWh	40,769.424
Διαθέσιμη απορριπτόμενη ενέργεια	MWh	163,684.495
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω πληρότητας της δεξαμενής	MWh	14,670.201
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω μικρής ισχύος	MWh	23.905
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω μεγάλης ισχύος	MWh	4,777.122
Ηλεκτρομηχανολογικές ενεργειακές απώλειες αντλιοστασίου	MWh	29,870.106
Υδραυλικές ενεργειακές απώλειες του αγωγού (άντληση)	MWh	18,417.017
Ενέργεια μη απορροφούμενη λόγω κλιμάκωσης	MWh	-
Ενέργεια που μετατρέπεται σε υδραυλική μέσω της άντλησης	MWh	100,747,296
Ενέργεια παραγόμενη από τον υδροστρόβιλο – γεννήτρια	MWh	67,601.937
Ηλεκτρομηχανολογικές ενεργειακές απώλειες υδροστροβίλου	MWh	12,419.295
Υδραυλικές ενεργειακές απώλειες του αγωγού (λειτ. υδροστροβίλου)	MWh	15,104.564
Ποσοστό κάλυψης εγγυημένης ενέργειας	%	74.7%

Σύμφωνα με τον παραπάνω πίνακα η ενέργεια που απορρίπτεται από το δίκτυο της Κρήτης για το σενάριο Oil-Green είναι 205,444.063 MWh. Από αυτές οι 40,769.424 MWh δεν μπορούν να αξιοποιηθούν, λόγω χρονικού περιορισμού-λειτουργία του υδροστροβίλου που παράγει εγγυημένη ενέργεια για το σύστημα. Οι 163,684.495 MWh που μένουν μπορούν να αξιοποιηθούν. Από αυτές μόνο οι 100,747,296 MWh τελικά μετατρέπονται σε υδραυλική ενέργεια λόγω των διάφορων απωλειών που έχουμε για την μετατροπή της υδραυλικής ενέργειας σε δυναμική. Επίσης από αυτή την υδραυλική ενέργεια 67,601.937 MWh γίνονται ηλεκτρική ενέργεια.

Πίνακας 22: Ενεργειακά αποτελέσματα pump&tur για τη βέλτιστη διαστασιολόγηση όλων των σεναρίων

Σενάριο	Απορριπτόμενη Ενέργεια (MWh)	Ενέργεια Απορριπτόμενη Ώρες Παραγωγής (MWh)	Διαθέσιμη Απορριπτόμενη Ενέργεια (MWh)	Ενέργεια που μετατρέπεται σε υδραυλική (MWh)	Ενέργεια που παράγεται από τον υδροστρόβιλο- γεννήτρια (MWh)
BAU	217,711.079	43,189.849	173,458.057	100.747,296	69,521.572
OIL- GREEN	197,710.987	39,174.958	157,523.281	94,998.935	66,929.561
GREEN- ADV	205,444.063	40,769.424	163,684.495	100,747,296	67,601.937

6.5 Ανάλυση Εξόδων

Παρακάτω ακολουθεί η ανάλυση εξόδων των βέλτιστων περιπτώσεων για κάθε σενάριο για μεταβλητές στροφές. Τα κόστη του κάθε σεναρίου αποτελούνται από το κόστος των αντλιών, το κόστος του ηλεκτροκινητήρα, το κόστος του inverter, το κόστος του αγωγού, το κόστος των ταμιευτήρων, το κόστος του υδροστροβίλου, το κόστος σύνδεσης με το δίκτυο, το κόστος συστημάτων ελέγχου, το κόστος μεταφοράς εξοπλισμού, το κόστος οδοποιίας, αδειοδοτήσεις-μελέτες-σύμβουλοι- προσωπικό, το κόστος κατασκευής υποσταθμού, το κόστος πολιτικού μηχανικού και άλλα κόστη.

Σύμφωνα με τον παρακάτω πίνακα τα έξοδα για κάθε σενάριο είναι:

- Για το σενάριο BAU είναι 42,130,008 €

- Για το σενάριο GREEN-ADV 41,760,614 €
- Για το σενάριο OIL-GREEN 41,474,743 €

Πίνακας 23: Ανάλυση εξόδων

ΕΞΟΔΑ	BAU	GREEN-ADV	OIL-GREEN
ΚΟΣΤΟΣ ΑΝΤΛΙΩΝ (€)	4,292,269	4,137,081	4,137,081
ΚΟΣΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΟΚΙΝΗΤΡΑ (€)	349,727	285,531	285,531
ΚΟΣΤΟΣ INVERTER (€)	444,218	390,434	390,434
ΚΟΣΤΟΣ ΑΓΩΓΟΥ (€)	3,485,670	3,485,670	3,485,670
ΚΟΣΤΟΣ ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΩΝ (€)	8,424,399	8,424,399	8,212,643
ΚΟΣΤΟΣ ΥΔΡΟΣΤΡΟΒΙΛΟΥ (€)	1,731,786	1,700,740	1,700,740
ΚΟΣΤΟΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΕ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ (€)	717,365	709,916	701,446
ΚΟΣΤΟΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΛΕΓΧΟΥ (€)	286,946	283,967	280,579
ΚΟΣΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ (€)	430,419	425,950	420,868
ΚΟΣΤΟΣ ΟΔΟΠΟΙΙΑΣ (€)	1,125,000	1,125,000	1,125,000
ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΣΕΙΣ-ΜΕΛΕΤΕΣ-ΣΥΜΒΟΥΛΟΙ-ΠΡΟΣΩΠΙΚΟ (€)	4,483,531	4,436,972	4,384,033
ΚΟΣΤΟΣ ΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥ (€)	8,000,000	8,000,000	8,000,000

ΚΟΣΤΟΣ ΠΟΛΙΤΙΚΟΥ ΜΗΧΑΝΙΚΟΥ (€)	8,000,000	8,000,000	8,000,000
ΑΛΛΑ ΚΟΣΤΗ (€)	358,683	354,958	350,723
ΣΥΝΟΛΙΚΑ (€)	42,130,008	41,760,614	41,474,743

6.6 Ανάλυση Ευαισθησίας της Καθαρής Παρούσας Αξίας ως προς την τιμολόγηση του ΥΣ

Έλεγχος ευαισθησίας: Ο υπολογισμός των κριτηρίων οικονομικής βιωσιμότητας μίας επένδυσης βασίζεται στην εκτίμηση ορισμένων οικονομοτεχνικών μεγεθών, όπως του ύψους της επένδυσης, του επιτοκίου, της παραγόμενης ενέργειας ετησίως κλπ. Για τον λόγο αυτό θα πρέπει να ελεγχθεί η ευαισθησία της οικονομικής βιωσιμότητας της επένδυσης στις μεταβολές των βασικών εκτιμήσεων.

[23] [Παπαντώνης Δημήτριος Οικονομική Ανάλυση Μικρών ΥΗΕ «Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα», Συμμεών Εκδόσεις]

6.6.1 Γενικά

Πήραμε τον συνδυασμό με την μέγιστη ΚΠΑ για όγκο ταμιευτήρα μικρότερο από $1,500,000 m^3$ από την πολυπαραμετρική βελτιστοποίηση και την τρέξαμε για τιμή πώλησης MWh από 50 μέχρι 150€ με βήμα 10, δηλαδή τιμή πώλησης kWh από 0.05 έως 0.15 € με βήμα 0.01 για κάθε σενάριο.

6.6.2 Bau Σενάριο

Ο παρακάτω πίνακας δείχνει την ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο BAU:

Πίνακας 24: Ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Bau

Αριθμός Αντλιών	Ονομαστική Παροχή Υδροστρόβιλου $\frac{m^3}{h}$	Όγκος Δεξαμενής (m ³)	Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου (kW)	Τιμή kWh (€/kWh)	Καθαρή Καθαρή Παρούσα Αξία (€)
15	2,150	1,400,000	32,000	0.05	3,241,587
15	2,150	1,400,000	32,000	0.06	4,536,097
15	2,150	1,400,000	32,000	0.07	12,313,780
15	2,150	1,400,000	32,000	0.08	20,091,460
15	2,150	1,400,000	32,000	0.09	27,869,150
15	2,150	1,400,000	32,000	0.1	35,646,830
15	2,150	1,400,000	32,000	0.11	43,424,520
15	2,150	1,400,000	32,000	0.12	51,202,200
15	2,150	1,400,000	32,000	0.13	58,979,890
15	2,150	1,400,000	32,000	0.14	66,757,570
15	2,150	1,400,000	32,000	0.15	74,535,250

6.6.3 Green-Adv Σενάριο

Ο παρακάτω πίνακας δείχνει την ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Green-Adv:

Πίνακας 25: Ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Green-Adv

Αριθμός Αντλιών	Ονομαστική Παροχή Υδροστρόβιλου	Όγκος Δεξαμενής	Ονομαστική	Τιμή kWh (€/kWh)	Καθαρή Παρούσα
-----------------	---------------------------------	-----------------	------------	------------------	----------------

	$\frac{m^3}{h}$	(m^3)	Ισχύς Υδροστροβίλου (kW)		Αξία(€)
16	1,900	1,400,000	31,000	0.05	4,322,091
16	1,900	1,400,000	31,000	0.06	3,165,613
16	1,900	1,400,000	31,000	0.07	10,653,320
16	1,900	1,400,000	31,000	0.08	18,141,020
16	1,900	1,400,000	31,000	0.09	25,628,730
16	1,900	1,400,000	31,000	0.10	33,116,430
16	1,900	1,400,000	31,000	0.11	40,604,130
16	1,900	1,400,000	31,000	0.12	48,091,840
16	1,900	1,400,000	31,000	0.13	55,579,540
16	1,900	1,400,000	31,000	0.14	63,067,250
16	1,900	1,400,000	31,000	0.15	70,554,950

6.6.4 Oil-Green Σενάριο

Ο παρακάτω πίνακας δείχνει την ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Oil-Green:

Πίνακας 26: Ανάλυση ευαισθησίας για το σενάριο Oil-Green

Αριθμός Αντλιών	Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου $\frac{m^3}{h}$	Όγκος Δεξαμενής (m^3)	Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου (kW)	Τιμή KWh (€/kWh)	Καθαρή Παρούσα Αξία (€)
16	1,900	1,350,000	31,000	0.05	3,660,112
16	1,900	1,350,000	31,000	0.06	3,902,814

16	1,900	1,350,000	31,000	0.07	11,465,740
16	1,900	1,350,000	31,000	0.08	19,028,670
16	1,900	1,350,000	31,000	0.09	26,591,590
16	1,900	1,350,000	31,000	0.10	34,154,520
16	1,900	1,350,000	31,000	0.11	41,717,440
16	1,900	1,350,000	31,000	0.12	49,280,370
16	1,900	1,350,000	31,000	0.13	56,843,300
16	1,900	1,350,000	31,000	0.14	64,406,220
16	1,900	1,350,000	31,000	0.15	71,969,150

Στους παραπάνω Πίνακες παρατηρούμε ότι η ΚΠΑ παραμένει θετική σε όλα τα σενάρια τιμολόγησης της παραγόμενης ενέργειας, και συνεπώς το έργο είναι βιώσιμο και σε χαμηλές τιμολογήσεις. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η αντικατάσταση της παραγόμενης ενέργειας από νέο αιολικό πάρκο που είναι ενταγμένο στην επένδυση με την απορριπτόμενη ενέργεια μηδενικού κόστους μειώνει καθοριστικά τον προϋπολογισμό της επένδυσης, δίνοντας περιθώρια μείωσης της τιμής των έργων άντλησης – ταμίευσης.

Αυτό είναι πολύ σημαντικό, καθώς τα έργα συστημάτων άντλησης – ταμίευσης όπως είναι θεσμοθετημένα σήμερα με τον Ν. 3468/2006 έχουν πολύ υψηλό κόστος κατασκευής που ξεπερνά τα 5 εκ €/MW και κατ' επέκταση υψηλή τιμή αγοράς της παραγόμενης ενέργειας, για την Κρήτη σήμερα η τιμολόγηση συστημάτων άντλησης ταμίευσης έχουν την υψηλότερη τιμή πώλησης των 236 €/MWh.

Αποδεικνύεται λοιπόν με την μελέτη μας, ότι η λύση της αντικατάστασης της παραγόμενης ΑΠΕ από απορριπτόμενη ΑΠΕ οδηγεί σε βιώσιμα έργα με χαμηλότερη τιμή πώλησης της εγγυημένης παραγόμενης ενέργειας.

Ωστόσο, για την αξιολόγηση των ως άνω σεναρίων και την τιμή πάνω από την οποία οι επενδύσεις σε έργα της προτεινόμενης τεχνολογίας θα είναι βιώσιμα και επενδυτικά ελκυστικά θα χρησιμοποιήσουμε το κριτήριο του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης.

6.7 Κριτήριο Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης(EBA)

6.7.1 Γενικά

Ο ΕΒΑ αποτελεί την τιμή του επιτοκίου αναγωγής, δηλαδή του βαθμού απόδοσης του κεφαλαίου της επένδυσης για την οποία μηδενίζεται η παρούσα αξία και προσδιορίζεται από την παρακάτω σχέση:

$$-K_0 + \sum_{t=1}^n \frac{KTP_t}{(1+EBA)^t} = 0$$

Βασική προϋπόθεση για την ισχύ του κριτηρίου είναι να προκύπτει ένας ΕΒΑ, δηλαδή οι ΚΤΡ κάθε έτους να είναι μεγαλύτερες του μηδενός. Τότε τα αποτελέσματα που προκύπτουν είναι όμοια με αυτά του κριτηρίου της καθαρής παρούσας αξίας.

Συχνά όμως παρατηρείται το φαινόμενο να υπάρχουν περισσότεροι του ενός ΕΒΑ. Έτσι η αξιολόγηση της επένδυσης είναι λανθασμένη αν πρώτα δεν εξεταστεί το κριτήριο της καθαρής παρούσας αξίας.

Στην περίπτωση κατά την οποία έχουμε δύο επενδυτικά σχέδια όπου η επιλογή του ενός αποκλείει την επιλογή του άλλου, επιλέγεται το σχέδιο εκείνο με το μεγαλύτερο ΕΒΑ. Η εφαρμογή του κριτηρίου αυτού όμως απαιτεί την ίδια διάρκεια ζωής για τα δύο επενδυτικά σχέδια.

Στην περίπτωση κατά την οποία έχουμε επενδυτικά σχέδια που η επιλογή του ενός δεν εμποδίζει την επιλογή του άλλου, επιλέγονται εκείνα στα οποία ο ΕΒΑ είναι μεγαλύτερος της ελάχιστης απόδοσης. Αν επιπλέον ισχύει και περιορισμός ως προς το συνολικά διατιθέμενο ποσό για επενδύσεις, επιλέγονται εκείνα με το μεγαλύτερο ΕΒΑ και τα οποία ταυτόχρονα πληρούν το χρηματοδοτικό περιορισμό.

6.7.2 Βαυ Σενάριο

Ο παρακάτω πίνακας δείχνει την εφαρμογή του κριτηρίου του εσωτερικού βαθμού απόδοσης για το σενάριο ΒΑΥ το οποίο είναι το βασικό σενάριο. Παρατηρούμε πως για σταθερό αριθμό αντλιών (16), σταθερή Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου

($1900 \frac{m^3}{h}$), σταθερό όγκο δεξαμενής ($1,400,000 m^3$) και σταθερή ονομαστική Ισχύ Υδροστροβίλου (31,000 kW) και για αυξανόμενη τιμή πώλησης kWh από 0.05 έως 0.15 αυξάνεται ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης. Επιλέγουμε τους εσωτερικούς βαθμούς αποδόσεων που είναι πάνω από το επιτόκιο αναγωγής, δηλαδή το 0.07 .

Πίνακας 27: Κριτήριο εσωτερικού βαθμού απόδοσης για το σενάριο Bau

Αριθμός Αντλιών	Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου $\frac{m^3}{h}$	Όγκος Δεξαμενής (m^3)	Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου (kW)	Τιμή kWh (€)	Καθαρή Παρούσα Αξία (€)	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης
15	2,150	1,400,000	32,000	0.05	3,241,587	0,061317
15	2,150	1,400,000	32,000	0.06	4,536,097	0,081708
15	2,150	1,400,000	32,000	0.07	12,313,780	0,100853
15	2,150	1,400,000	32,000	0.08	20,091,460	0,119132
15	2,150	1,400,000	32,000	0.09	27,869,150	0,136794
15	2,150	1,400,000	32,000	0.10	35,646,830	0,154004
15	2,150	1,400,000	32,000	0.11	43,424,520	0,170882
15	2,150	1,400,000	32,000	0.12	51,202,200	0,187511
15	2,150	1,400,000	32,000	0.13	58,979,890	0,203953
15	2,150	1,400,000	32,000	0.14	66,757,570	0,220253
15	2,150	1,400,000	32,000	0.15	74,535,250	0,236445

Από τον παραπάνω Πίνακα παρατηρούμε ότι το έργο κρίνεται βιώσιμο για τιμή παραγόμενης εγγυημένης ενέργειας μεγαλύτερη των 0,06 €/ kWh.

6.7.3 Green-Adv Σενάριο

Ο παρακάτω πίνακας δείχνει την εφαρμογή του κριτηρίου του εσωτερικού βαθμού απόδοσης για το σενάριο Green-Adv. Παρατηρούμε πως για σταθερό αριθμό αντλιών (16), σταθερή Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου ($1900 \frac{m^3}{h}$), σταθερό όγκο δεξαμενής ($1,400,000 m^3$) και σταθερή ονομαστική Ισχύ Υδροστροβίλου (31,000 kWh) και για αυξανόμενη τιμή πώλησης kWh από 0.05 έως 0.15 αυξάνεται ο εσωτερικός

βαθμός απόδοσης. Επιλέγουμε τους εσωτερικούς βαθμούς αποδόσεων που είναι πάνω από το επιτόκιο αναγωγής, δηλαδή το 0.07. [11] [Δημόσιοι Διαγωνισμοί Ενεργειακών Έργων]

Πίνακας 28: Κριτήριο εσωτερικού βαθμού απόδοσης για το σενάριο Green-Adv

Αριθμός Αντλιών	Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου $\frac{m^3}{h}$	Όγκος Δεξαμενής (m^3)	Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου (kW)	Τιμή kWh (€)	Καθαρή Παρούσα Αξία (€)	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης
16	1,900	1,400,000	31,000	0.05	4,322,091	0,058248
16	1,900	1,400,000	31,000	0.06	3,165,613	0,078291
16	1,900	1,400,000	31,000	0.07	10,653,320	0,097077
16	1,900	1,400,000	31,000	0.08	18,141,020	0,114988
16	1,900	1,400,000	31,000	0.09	25,628,730	0,13227
16	1,900	1,400,000	31,000	0.10	33,116,430	0,149092
16	1,900	1,400,000	31,000	0.11	40,604,130	0,165572
16	1,900	1,400,000	31,000	0.12	48,091,840	0,181794
16	1,900	1,400,000	31,000	0.13	55,579,540	0,197822
16	1,900	1,400,000	31,000	0.14	63,067,250	0,213702
16	1,900	1,400,000	31,000	0.15	70,554,950	0,229469

Από τον παραπάνω πίνακα παρατηρούμε ότι το έργο κρίνεται βιώσιμο για τιμή παραγόμενης εγγυημένης ενέργειας μεγαλύτερη των 0,06 €/ kWh.

6.7.4 Oil-Green Σενάριο

Ο παρακάτω πίνακας δείχνει την εφαρμογή του κριτηρίου του εσωτερικού βαθμού απόδοσης για το σενάριο Oil-Green. Παρατηρούμε πως για σταθερό αριθμό αντλιών (16), σταθερή Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου ($1900 \frac{m^3}{h}$), σταθερό όγκο δεξαμενής ($1,350,000 m^3$) και σταθερή ονομαστική Ισχύ Υδροστροβίλου (31,000 kW) και για αυξανόμενη τιμή πώλησης kWh να αυξάνεται ο

εσωτερικός βαθμός απόδοσης. Επιλέγουμε τους εσωτερικούς βαθμούς αποδόσεων που είναι πάνω από το επιτόκιο αναγωγής, δηλαδή το 0.07. [11]

[Δημόσιοι Διαγωνισμοί Ενεργειακών Έργων]

Πίνακας 29: Κριτήριο εσωτερικού βαθμού απόδοσης για το σενάριο Oil-Green

Αριθμός Αντλιών	Ονομαστική Παροχή Υδροστροβίλου $\frac{m^3}{h}$	Όγκος Δεξαμενής (m^3)	Ονομαστική Ισχύς Υδροστροβίλου (kW)	Τιμή kWh (€)	Καθαρή Παρούσα Αξία (€)	Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης
16	1,900	1,350,000	31,000	0.05	3,660,112	0,060015
16	1,900	1,350,000	31,000	0.06	3,902,814	0,080258
16	1,900	1,350,000	31,000	0.07	11,465,740	0,09925
16	1,900	1,350,000	31,000	0.08	19,028,670	0,117372
16	1,900	1,350,000	31,000	0.09	26,591,590	0,134871
16	1,900	1,350,000	31,000	0.10	34,154,520	0,151916
16	1,900	1,350,000	31,000	0.11	41,717,440	0,168624
16	1,900	1,350,000	31,000	0.12	49,280,370	0,18508
16	1,900	1,350,000	31,000	0.13	56,843,300	0,201345
16	1,900	1,350,000	31,000	0.14	64,406,220	0,217466
16	1,900	1,350,000	31,000	0.15	71,969,150	0,233477

Από τον παραπάνω πίνακα παρατηρούμε ότι το έργο κρίνεται βιώσιμο για τιμή παραγόμενης εγγυημένης ενέργειας μεγαλύτερη των 0,06 €/ kWh.

7 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ-ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΠΑΡΑΠΑΝΩ ΕΡΕΥΝΑ

7.1 Συμπεράσματα

Η παρούσα διπλωματική εργασία μελετά την περίπτωση ανάπτυξης έργων άντλησης ταμίευσης που θα αξιοποιούν απορριπτόμενη ισχύ αιολικών πάρκων. Παρότι μέχρι σήμερα η δυνατότητα αυτή δεν είναι εφικτή με βάση την ισχύουσα νομοθεσία, θεωρείται πολύ σημαντική η διερεύνηση της τεχνικής εφικτότητας και της οικονομικής βιωσιμότητας, ιδιαίτερα σε μη διασυνδεδεμένα ΣΗΕ όπως αυτό της Κρήτης για τους παρακάτω λόγους:

- Η δημιουργία Υβριδικών Σταθμών με τους όρους που θεσμοθετήθηκαν το 2006 δεν προχώρησε σε υλοποίηση στην Κρήτη, παρόλο που είχαν αδειοδοτηθεί σημαντικά έργα από το 2013. Ανασταλτικός παράγοντας υπήρξε η έντονη κοινωνική αντίδραση για την κατασκευή μεγάλων αιολικών πάρκων που απαιτούνται με αυτά τα έργα.
- Το υψηλό κόστος κατασκευής των Υβριδικών Σταθμών οδήγησε σε υψηλή τιμολόγηση (για την Κρήτη 236€/MWh) σε σχέση με την τιμολόγηση όλων των άλλων σταθμών παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, γεγονός που αυξάνει το μέσο κόστος παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ στη χώρα μας.
- Οι σταθμοί άντλησης ταμίευσης θα πρέπει να είναι σχεδιασμένοι έτσι ώστε να έχουν καθοριστικό ρόλο και μετά την ηλεκτρική διασύνδεση των ΜΔΝ και ιδιαίτερα του μεγαλύτερου νησιού, δηλαδή της Κρήτης, για την οποία έχει δρομολογηθεί η διασύνδεση με την Ηπειρωτική Ελλάδα.

Το σχέδιο που μελετήθηκε στην παρούσα εργασία ανταποκρίνεται θετικά στα παραπάνω επιμέρους καίρια ζητήματα αποτελώντας μια αξιόπιστη λύση, αφού:

- Η ανάπτυξη των προτεινόμενων συστημάτων άντλησης ταμίευσης δεν απαιτεί την δημιουργία νέων αιολικών πάρκων, αλλά εκμεταλλεύεται την απορριπτόμενη ενέργεια.
- Τα προτεινόμενα έργα έχουν χαμηλότερο κόστος κατασκευής και είναι βιώσιμα με μικρότερη τιμή πώλησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.
- Τα αμιγώς συστήματα άντλησης ταμίευσης χωρίς την απαίτηση ύπαρξης νέου αιολικού πάρκου ως υποέργου (όπως ισχύει σήμερα με τον 33468/2006) θα διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στο νέο διασυνδεδεμένο ηλεκτρικά ΣΗΕ της Κρήτης. Ειδικότερα: θα υποκαθιστά συμβατικές μονάδες παραγωγής, ως μονάδα αποθήκευσης θα παρέχει υπηρεσίες ευελιξίας κατά τη συμφόρηση (εξισορροπώντας κοιλιάδες με αιχμές του φορτίου) και θα λύνει προβλήματα ramping (βέλτιστης ροής φορτίου).

Όσον αφορά στο τεχνικό μέρος, δηλαδή την μεθοδολογία και το υπολογιστικό μοντέλο που αναπτύχθηκε για την υλοποίηση της μελέτης στην παρούσα διπλωματική εργασία υλοποιήθηκαν τα παρακάτω:

- Μοντελοποίηση σε MATLAB του υβριδικού σταθμού παραγωγής του Αμαρίου Ρεθύμνου, όπως έχει αδειοδοτηθεί με την διαφορά ότι αντί του υποέργου του αιολικού πάρκου στη Σητεία, χρησιμοποιήθηκε η απορριπτόμενη ισχύς από τα αιολικά πάρκα του δικτύου της Κρήτης.
- Μοντελοποιήθηκαν και ποσοτικοποιήθηκαν τα τρία από τα εγκεκριμένα σενάρια του Ενεργειακού Σχεδιασμού της Περιφέρειας Κρήτης πριν την ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης.
- Συλλέχθηκαν λεπτομερή τεχνικά στοιχεία του υφιστάμενου ΣΗΕ Κρήτης και οι αναγκαίες χρονοσειρές των έργων ΑΠΕ.
- Επιλέχθηκε και αναπτύχθηκε μεθοδολογία βάσει της διεθνούς επιστημονικής βιβλιογραφίας για την δημιουργία των μελλοντικών ωριαίων χρονοσειρών ανάλογα με τα ενεργειακά δεδομένα του κάθε σεναρίου για το έτος 2025.
- Προσομοιώθηκαν όλα τα υπό μελέτη σενάρια στο μοντέλο της MATLAB και εξήλθαν όλα τα απαιτούμενα για την μελέτη ωριαία και ετήσια αποτελέσματα.

Στόχος ήταν η μεγιστοποίηση της οικονομικής αποδοτικότητας του έργου. Επιπλέον στόχος ήταν να προσομοιωθούν τα σενάρια μη διασύνδεσης της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα και για αυτό το λόγο πήραμε τα σενάρια OIL-GREEN, GREEN-ADV και BAU για καλύτερη προσομοίωση. Μελετήθηκαν μόνο τα σενάρια για μεταβλητές στροφές καθώς οι σταθερές στροφές έχουν εκλείψει. Αυτό συμβαίνει διότι, στην περίπτωση αντλιών σταθερών στροφών, αντλίες με μεγάλη ονομαστική παροχή δεν εξυπηρετούν το σύστημα αποθήκευσης, αφού δεν μπορούν να εκμεταλλευτούν μικρά ποσά ενέργειας λόγω κλιμάκωσης και να την αποθηκεύσουν, με αποτέλεσμα, ο σταθμός να απορροφά ενέργεια από το δίκτυο για την πλήρωση του ταμιευτήρα. Αντίθετα στις αντλίες μεταβλητών στροφών, το σύστημα αποθήκευσης μπορεί να εκμεταλλευτεί το διατιθέμενο ποσό ενέργειας στην κάθε περίπτωση, εκτός αν η ενέργεια είναι μικρότερη από το τεχνικό ελάχιστο της αντλίας. Για το λόγο αυτό, η αποθηκευτική τους απόδοση είναι ανεξάρτητη από την ονομαστική τους παροχή.

Παρακάτω βλέπουμε την ενέργεια που παράγεται από τον υβριδικό σταθμό για κάθε σενάριο για το εξεταζόμενο έτος 2025.

- Σενάριο BAU: το προβλεπόμενο φορτίο εξεταζόμενου έτους είναι 3,137,000 MWh και η ενέργεια που θα παραχθεί από τον υβριδικό σταθμό είναι 69,521.572 MWh.
- Σενάριο OIL-GREEN: το προβλεπόμενο φορτίο εξεταζόμενου έτους είναι 3,247,000 MWh και η ενέργεια που θα παραχθεί από τον υβριδικό σταθμό είναι 66,929.561 MWh.

- Σενάριο GREEN-ADV: το προβλεπόμενο φορτίο εξεταζόμενου έτους είναι 3,374,000 MWh και η ενέργεια που θα παραχθεί από τον υβριδικό σταθμό είναι 67,601.937 MWh.

Τα ενεργειακά αποτελέσματα συνοψίζονται στον παρακάτω Πίνακα.

Πίνακας 30: Προβλεπόμενο φορτίο εξεταζόμενου έτους-ενέργεια παραγωγής από τον υβριδικό σταθμό και ποσοστό κάλυψης φορτίου από τον υβριδικό σταθμό.

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΟ ΦΟΡΤΙΟ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΟΥ ΕΤΟΥΣ 2025(MWh)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΠΟ ΤΟΝ ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΣΤΑΘΜΟ(MWh)	ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΛΥΨΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΚΡΗΤΗΣ ΑΠΟ ΤΟΝ ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΣΤΑΘΜΟ
BAU	3,137,000	69,521.572	2.2%
OIL- GREEN	3,247,000	66,929.561	2.0%
GREEN- ADV	3,374,000	67,601.937	2.0%

Με την δημιουργία αυτού του σταθμού θα παράγονται από τον Υβριδικό Σταθμό:

- 69,521.572 MWh, δηλαδή το 2.2% του προβλεπόμενου φορτίου υποθέτοντας συνθήκες σεναρίου BAU το οποίο οδηγεί στην εξοικονόμηση πετρελαίου.
- 66,929.561 MWh, δηλαδή το 2.0% του προβλεπόμενου φορτίου υποθέτοντας συνθήκες σεναρίου OIL-GREEN το οποίο οδηγεί στην εξοικονόμηση πετρελαίου.
- 67,601.937 MWh, δηλαδή το 2.0% του προβλεπόμενου φορτίου υποθέτοντας συνθήκες σεναρίου GREEN-ADV το οποίο οδηγεί στην εξοικονόμηση πετρελαίου.

7.1.1 Σύγκριση σεναρίων

Το σενάριο BAU παρουσιάζει τη μεγαλύτερη επίδοση, διότι δεν προβλέπονται επενδύσεις. Το σενάριο Green_Adv έχει ένα μικρό μειονέκτημα ως προς την υλοποίηση για δύο λόγους: οι επενδύσεις σε ΑΠΕ αφορούν κυρίως σε μικρούς ιδιώτες επενδυτές και σε αποκεντρωμένη βάση.

[12] [Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης ΤΕΛΙΚΗ ΕΚΘΕΣΗ ΠΡΟΟΔΟΥ]

7.1.2 Μείωση Διοξειδίου του άνθρακα

Καθώς το προτεινόμενο έργο αφορά σε παραγωγή ενέργειας μέσω ΑΠΕ σε αντικατάσταση ενέργειας παραγόμενης από τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας της ΔΕΗ, υπάρχει περιβαλλοντική προστιθέμενη αξία που μεταφράζεται σε περιορισμό εκπομπών CO₂.

Ο περιορισμός των εκπομπών του CO₂, δηλαδή το περιβαλλοντικό αποτύπωμα, αυτών των έργων σχετίζεται με την κλιματική αλλαγή και την αειφόρο ανάπτυξη, ζητήματα που αποτελούν παγκοσμίως την σημαντικότερη πρόκληση για τον πλανήτη γη. Σύμφωνα με τα δεδομένα της ΔΕΗ για την Κρήτη προκύπτει ο συντελεστής 0,76 tn CO₂/MWh με επεξεργασία που παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα:

Πίνακας 31: Υπολογισμός εκπομπών CO₂ για την Κρήτη.

ΘΕΡΜΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ	ΤΥΠΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ	ΕΙΔΙΚΕΣ ΕΚΠΟΜΠΕΣ (ton CO ₂ /MWh)	ΠΟΣΟΣΤΙΑΙΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΚΑΘΕ ΚΑΥΣΙΜΟΥ ΓΙΑ ΤΟ ΣΥΝΟΛΟ ΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂	CO ₂ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΚΡΗΤΗ (ton/MWh)
ΧΑΝΙΑ	Diesel oil	0.82	0.26	0.76
ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΟΣ	Mazut (S≤1% cubic measure)	0.589	0.24	
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ	Diesel oil	0.835	0.03	
	Mazut (S≤1% cubic measure)	0.812	0.47	

Παρακάτω υπολογίζεται η εξοικονόμηση εκπομπών CO₂ για την Κρήτη για κάθε σενάριο βέλτιστης διαστασιολόγησης του σταθμού.

Σενάριο BAU:

Εξοικονομούνται 69,521.572 MWh, άρα $69,521.572 * 0.76 = 52,836.4$ tn CO₂

Σενάριο OIL-GREEN:

Εξοικονομούνται 66,929.561 MWh, άρα $66,929.561 * 0.76 = 50,866.47$ tn CO₂

Σενάριο GREEN-ADV:

Εξοικονομούνται 67,601.937 MWh, άρα $67,601.937 * 0.76 = 51,377.5 \text{ tn CO}_2$

Πίνακας 32: Περιορισμός εκπομπών CO₂ για την Κρήτη για βέλτιστη διαστασιολόγηση του σταθμού.

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΠΡΟΒΛΕΠΟΜΕΝΟ ΦΟΡΤΙΟ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΟΥ ΕΤΟΥΣ 2025(MWh)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΠΟ ΤΟΝ ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΣΤΑΘΜΟ (MWh)	ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΛΥΨΗΣΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΚΡΗΤΗΣ ΑΠΟ ΤΟΝ ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΣΤΑΘΜΟ	ΕΞΟΙΚΟΝΟΜΗΣΗ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂ (tn)
BAU	3,137,000	69,521.572	2.2%	52,836.40
OIL-GREEN	3,247,000	66,929.561	2.0%	50,866.47
GREEN-ADV	3,374,000	67,601.937	2.0%	51,377.50

7.1.3 Πλεονεκτήματα της προτεινόμενης τεχνολογίας αποθήκευσης

- Οι υδατοπτώσεις είναι ανανεώσιμη πηγή ενέργειας και έτσι δεν αντιμετωπίζουν ορατό κίνδυνο εξαντλήσεώς τους, όπως αντιμετωπίζεται το ενδεχόμενο αυτό για τα συμβατικά καύσιμα.
- Τα ΥΗΕ δεν έχουν απόβλητα ή κατάλοιπα, δεν μολύνουν το περιβάλλον και (ουσιαστικά) δεν αυξάνουν την θερμοκρασία του νερού των ποταμών.
- Η κατασκευή τους συνδυάζεται συχνά και με άλλες διευθετήσεις όπως άρδευση, ύδρευση, ρύθμιση πλημμύρας, αλιεία, αναψυχή, κλπ.
- Το κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας δεν παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις και αντιστοιχεί ουσιαστικά στις αποσβέσεις του έργου. Το λειτουργικό κόστος των ΥΗΕ (το κόστος συντήρησης και προσωπικού) είναι μικρό.
- Οι υδροστρόβιλοι είναι στιβαρές και αξιόπιστες μηχανές που απαιτούν μικρή συντήρηση και επίβλεψη (ο προληπτικός έλεγχος γίνεται μετά από 5000 ώρες λειτουργίας περίπου) και για τον λόγο αυτό το προσωπικό των ΥΗΕ είναι πολύ μικρό σε σύγκριση με την εγκατεστημένη ισχύ (περίπου 25 άτομα για ΥΗΕ

συνολικής ισχύος 300 MW) ή ένας τεχνίτης για την επίβλεψη ενός μικρού ΥΗΕ για τις ανάγκες κατασκευής του ΥΗΕ κατασκευάζονται έργα υποδομής (δρόμοι, γέφυρες) που βοηθούν στην αξιοποίηση απομακρυσμένων περιοχών.

- Η διάρκεια ζωής των ΥΗΕ είναι μεγάλη, της τάξεως των 50 ετών για τα μεγάλα και 20-30 ετών για τα μικρά. Η διάρκεια ζωής τους μπορεί να γίνει μεγαλύτερη με ανανέωση του ηλεκτρομηχανολογικού εξοπλισμού.
- Το πλέον σημαντικό και αναντικατάστατο πλεονέκτημα των υδροηλεκτρικών έργων (ΥΗΕ) είναι η δυνατότητα πολύ γρήγορης παραλαβής και απόρριψης φορτίου έτσι ώστε να γίνεται δυνατή η παρακολούθηση της μεταβολής της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και η κάλυψη των αιχμών ζήτησης του διασυνδεδεμένου δικτύου.
- Τον ρόλο αυτό αναλαμβάνουν τα μεγάλης ισχύος υδροηλεκτρικά έργα αποθήκευσης, δηλ. αυτών των οποίων φράγμα δημιουργεί δεξαμενή (ταμιευτήρα) μεγάλης χωρητικότητας. Η δυνατότητα κάλυψης των αιχμών ισχύος του δικτύου είναι πολύ σημαντική από τεχνικής και οικονομικής άποψης επειδή η αξία της kWh αιχμής είναι πολλαπλάσια της αξίας της kWh βάσεως. Σ' αυτό ακριβώς το πλεονέκτημα των ΥΗΕ βασίζεται η κατασκευή αναστρέψιμων μονάδων οι οποίες κατά την διάρκεια της χαμηλής ζήτησης (νύχτα) λειτουργούν αντλώντας νερό από τον κάτω ταμιευτήρα προς τον άνω δηλ. αποταμιεύοντας ενέργεια την οποία είναι έτοιμα να αποδώσουν κατά τις ώρες αιχμής.

7.1.4 Μειονεκτήματα της προτεινόμενης τεχνολογίας αποθήκευσης

- Έχουν μεγάλη διάρκεια κατασκευής (της τάξεως των 5-10 ετών για μεγάλο ΥΗΕ και 1-2 χρόνια για μικρό ΥΗΕ) ενώ επίσης μεγάλη είναι η διάρκεια των μελετών και συλλογής-επεξεργασίας υδρολογικών και γεωλογικών κλπ. στοιχείων, τα οποία πρέπει να είναι τόσο πιο πλήρη και αξιόπιστα όσο μεγαλύτερο είναι το έργο.
- Η ετήσια παραγωγή ενέργειας υφίσταται διακυμάνσεις που σχετίζονται με την ποσότητα των ατμοσφαιρικών κατακρημνισμάτων (βροχοπτώσεων και χιονοπτώσεων)
- Έχουν πολύ υψηλό κόστος (της τάξεως των 2,000-4,000 €/kW) και γι' αυτό απαιτούν την διάθεση πολύ μεγάλων κεφαλαίων
- Η κατασκευή τους προϋποθέτει την ύπαρξη κατάλληλων υδατοπτώσεων και μεγάλων παροχών. Για τον λόγο αυτό η θέση τους είναι πολλές φορές πολύ μακριά από την κατανάλωση με αποτέλεσμα να επιβαρύνεται σημαντικά το κόστος κατασκευής τους από το κόστος των έργων μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας.

[23] [Παπαντώνης Δημήτριος «Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα», Συμewών Εκδόσεις]

7.2 Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα

Με βάση την μεθοδολογία που ακολουθήθηκε στην παρούσα εργασία, τα αριθμητικά αποτελέσματα και τα συμπεράσματα, η μελλοντική έρευνα στο υπό μελέτη επιστημονικό πεδίο θα μπορούσε να εστιάσει στα εξής θέματα:

- Διερεύνηση σκοπιμότητας και διαστασιολόγηση αντλησιοταμιευτικής μονάδας αποθήκευσης ενέργειας στο μελλοντικά διασυνδεδεμένο ΣΗΕ της Κρήτης. Εκτίμηση τιμολόγησης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας υπηρεσιών.
- Διεύρυνση γύρω από τη διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα. Μπορούν να χρησιμοποιηθούν σενάρια από τον Ενεργειακό Σχεδιασμό Περιφέρειας Κρήτης που αφορούν την διασύνδεση, έτσι ώστε να προσομοιωθεί η λειτουργία του Υβριδικού Σταθμού και τα οφέλη δημιουργίας του, τόσο ποιοτικά όσο και ποσοτικά μετά τη διασύνδεση.
- Διερεύνηση διαδικασίας βελτιστοποίησης χρησιμοποιώντας γενετικούς αλγορίθμους.
- Διερεύνηση δυνατότητας εγκατάστασης και λειτουργίας του σταθμού από πλευρά της δυναμικής συμπεριφοράς του συστήματος (μεταβατικά φαινόμενα, εσωτερικό δίκτυο, ευστάθεια).
- Διερεύνηση της λειτουργίας του Υβριδικού σταθμού πέραν του 8ώρου, κατά τους μήνες όπου έχουμε υψηλά ενεργειακά αποθέματα στον άνω ταμιευτήρα και έντονες απορρίψεις αιολικής ενέργειας. Προτείνεται άνοιγμα του ωραρίου ημερησίως έτσι ώστε να αυξηθεί ο ρυθμός εκφόρτισης της άνω δεξαμενής και να δημιουργείται περιθώριο αποθήκευσης της απορριπτόμενης ισχύος που χάνεται επειδή η δεξαμενή είναι γεμάτη.
- Διερεύνηση της οικονομικής αποδοτικότητας του σταθμού αν αγοράζουμε την απορριπτόμενη ενέργεια και όχι του να την παίρνουμε δωρεάν, όπως κάνουμε σε αυτή την διπλωματική.
- Να διευρυνθεί η ετήσια μεταβολή όγκου δεξαμενής νερού γιατί ο κάτω ταμιευτήρας του Αμαρίου θα χρησιμοποιείται και για ύδρευση.

8. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Τ. Νικολάου, Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία Βελτιστοποίηση Υδραυλικής Εγκατάστασης Αποταμίευσης Απορριπτόμενης Ισχύος από Αιολικά Πάρκα.
2. IEA RENEWABLES INFORMATION, 2015 Edition.
3. Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός Μάρτιος 2012, Οδικός Χάρτης για το 2050.
4. J. Anagnostopolous, D. Papantonis, 2012, Energy storage to support large RES integration in Greece: Current policy, legislation, and investment prospects.
5. E. Dialynas, Chalkida, April 2009, Impacts of high level wind penetration on the operation of the Greek electricity production system, Technical Chamber of Greece Meeting.
6. N. Boulaxis, 2nd National Meeting of the Energy Institute of Southeast Europe (IENE), Athens, November 2009, The penetration of RES in the electric network and the National goals for 2020.
7. G. Caralis, S. Delikaraoglou, K. Rados, A. Zervos, EWEC 2010, Warsaw, Poland, April, 2010, Towards optimum macro-sitting of wind farms in the Greek power supply system using generalized evolutionary algorithms.
8. Α. Λουκάτου, Διπλωματική Εργασία: Τεχνολογίες Αποθήκευσης της Αιολικής Ενέργειας με Αντλησιοταμίευση, Αθήνα: Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Ε.Μ.Π, 2013.
9. Οδηγός Τεχνολογιών Ηλεκτροπαραγωγής από Α.Π.Ε, " Κ.Α.Π.Ε, Αθήνα, 2011.
10. Τ. Νικολάου, Σημειώσεις μαθήματος «Προχωρημένα Θέματα Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας», Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών.
11. Δημόσιοι Διαγωνισμοί Ενεργειακών Έργων.
12. Ενεργειακός Σχεδιασμός Περιφέρειας Κρήτης Τελική Έκθεση Προόδου.
13. Ε.Σκάρλου, Διπλωματική Εργασία: Μοντελοποίηση και βέλτιστη διαστασιολόγηση συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούμενο από αιολικό πάρκο και αναστρέψιμο ΥΗΕ-εφαρμογή στο σημείο Κρήτης, Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών.
14. Ευαγγελία Α. Παπαδήμου, Διπλωματική Εργασία: Υπολογιστική Ανάλυση και διαστασιολόγηση μονάδων αντλησιοταμίευσης στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης για την επίτευξη μεγάλης διείσδυσης αιολικής και ηλιακής ενέργειας, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο-Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών- Τομέας Ρευστών.
15. Δέσποινα- Λητώ Παληαρούτα, Διπλωματική Εργασία:Διερεύνηση δυνατοτήτων αποθήκευσης περίσσειας ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας στο διασυνδεδεμένο δίκτυο της Ελλάδας, Αθήνα 2011
16. Δ. Παπαντώνης, ΤΕΕ Ιωάννινα 2009, Νέες προοπτικές για την Ανάπτυξη της αντλησιοταμίευσης στην Ελλάδα Τεχνολογία και Τεχνολογικοί Περιορισμοί.

17. Gonzalo Pierrnavieja, Javier Pardilla, Julieta Schallenberg, Celia Bueno, El Hierro: 100% RES, an innovative project for Islands' energy self-sufficiency, Santa Lucia-Las Palmas, Spain: Institut Technology of Canaria, ITC.
18. Σ. Παπαευθυμίου Ε. Καραμάνου, Σ. Παπαθανασίου, Μ. Παπαδόπουλος, Σ., "Αρχές Διαχείρισης Υβριδικών Σταθμών: Εφαρμογή στο σύστημα της Ικαρίας," in Πρακτικά Συνόδου της Ε.Ε. CIGRE, Αθήνα, Δεκέμβριος 2009.
19. Εκτίμηση μελλοντικών αναγκών αποθήκευσης ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα της Ελλάδας.
20. Energy exploitation of the Potamon Dam of Rethymno Crete, Greece _Hybrid Power Station (Wind _Hydro) 50MW
21. ΠΗΓΗ Τ. Νικολάου, Ενεργειακή αξιοποίηση του Φράγματος Ποταμών Ρεθύμνου - Υβριδικός Σταθμός (Αιολικό – Αντλητικό) 50 MW.
22. Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης 2017
23. Παπαντώνης Δημήτριος, «Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα» Συμμένων Εκδόσεις.
24. Σαμαρά Μαρία-Αθήνα, Διπλωματική Εργασία: Υλοποίηση αλγορίθμων ένταξης Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο-Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών-Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος, Απρίλιος 2014
25. Τεχνοοικονομική Μελέτη βέλτιστης σχεδίασης και λειτουργίας του νέου υβριδικού σταθμού φράγματος Ποταμών Νομού Ρεθύμνου-ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Β.Ε.Τ.Ε
26. ΔΕΗ. Α.Ε., Τεχνικά και Οικονομικά Στοιχεία του Αυτόνομου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Νήσου Κρήτης (σε εφαρμογή του Ν. 3468/2006 για την εκπόνηση τεχνοοικονομικών μελετών Υβριδικών Σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά), Αθήνα 2007.
27. Ενεργειακός Σχεδιασμός Κρήτης.
28. European Benchmarking Co-operation, 2011.
29. Κ.Ν. Σταμπολή, «Κομβικός ο Ρόλος της Αντλησιοταμίευσης στην Προσπάθεια της ΔΕΗ για Αναδιάταξη του Παραγωγικού της Δυναμικού και Στροφή προς τις ΑΠΕ».
30. Τέρνα Ενεργειακή-Όμιλος ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ
31. Ιωάννα Μπαρούνη, Διπλωματική Εργασία: Ανάλυση και Βελτιστοποίηση Σχεδιασμού Υβριδικού Υδροηλεκτρικού – Αιολικού Σταθμού, με δύο παράλληλα Συστήματα Αποθήκευσης Ενέργειας: Αντλησιοταμίευση και Παραγωγή Υδρογόνου με Ηλεκτρόλυση-Αθήνα 2011.
32. Ρουφαγάλας Ηλίας, Διπλωματική Εργασία: Προσομοίωση Λειτουργίας Αντλησιοταμιευτικής Εγκατάστασης στο μη Διασυνδεδεμένο ΣΗΕ της Κρήτης σε MATLAB, Χανιά, Δεκέμβριος 2016

9. ΔΙΚΤΥΑΚΟΙ ΤΟΠΟΙ

Επιχείρηση/Οργανισμός

Δικτυακός Τόπος

ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ	www.ppcr.gr
Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ)	www.dei.gr
Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ)	www.demie.gr
Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο (ΕΜΠ)	www.ntua.gr
Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ)	www.cres.gr
Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)	www.rae.gr
Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδος (ΤΕΕ)	www.tee.gr
Υπουργείο Ανάπτυξης	www.ypan.gr
Τέρνα Ενεργειακή	www.ternaenergy.com