



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ Μ/Υ
ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ
ΣΧΟΛΗ ΝΑΥΤΙΛΙΑΣ ΚΑΙ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑΣ
ΤΜΗΜΑΤΟΣ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ & ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ
ΔΙΑΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΑΚΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ
«ΤΕΧΝΟ-ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ»



ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Τεχνοοικονομική Μελέτη Υβριδικών Σταθμών
Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας
σε Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Μαργαρίτης Χ. Αποστολίδης

Επιβλέπων Καθηγητής: Γεώργιος Ματσόπουλος

ΙΟΥΝΙΟΣ 2020

.....

Μαργαρίτης Αποστολίδης

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

MSc. Συστημάτων Αυτοματισμού

Copyright© Μαργαρίτης Αποστολίδης, 2020

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα. Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η εκπόνηση τεχνοοικονομικής μελέτης της βιωσιμότητας της οικονομικής επένδυσης σε Υβριδικούς Σταθμούς Ηλεκτρικής Ενέργειας σε ΜΔΝ βάση συγκεκριμένου πλαισίου τιμολόγησης. Ο όρος Υβριδικός Σταθμός αναφέρεται σε έναν σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που αποτελείται από σταθμούς ΑΠΕ και διατάξεις αποθήκευσης και εν προκειμένω διατάξεις συσσωρευτών.

Στην τεχνοοικονομική μελέτη χρησιμοποιήθηκαν προσομοιώσεις ετήσιας λειτουργίας ωριαίου βήματος ακολουθώντας όλες τις διατάξεις του Κώδικα Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών που είναι και το βασικό ρυθμιστικό πλαίσιο που διέπει τη διαχείριση και τους κανόνες λειτουργίας των ΥΒΣ και ειδικότερα την ένταξη και τον ημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας τους.

Στα κεφάλαια που ακολουθούν γίνεται αρχικά μία ιστορική αναδρομή της διαχείρισης της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα με αναφορά στο μεταβαλλόμενο ρυθμιστικό πλαίσιο, στη συνέχεια περιγράφεται η υφιστάμενη κατάσταση ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ, τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά της ενέργειας από ΑΠΕ και η ανάγκη της ενεργειακής αποθήκευσης. Στη συνέχεια παρουσιάζεται η αρχή λειτουργίας και η διαμόρφωση των ΥΒΣ καθώς και οι δυνατές καταστάσεις λειτουργίας των σταθμών αυτών. Ακόμη γίνεται παρουσίαση του ισχύοντος ρυθμιστικού πλαισίου λειτουργίας των ΜΔΝ με ΥΒΣ. Έπειτα περιγράφονται τα Ηλεκτρικά Συστήματα στα ΜΔΝ της Γαύδου και της Μεγίστης με τις υποδομές τους και τις ήδη εγκατεστημένες συμβατικές μονάδες τους και εκπονείται ενεργειακή μελέτη λειτουργίας ΥΒΣ σε κάθε ένα από αυτά. Τέλος γίνεται αναλυτική παρουσίαση και σύγκριση των οικονομικών αποτελεσμάτων βάση των διαφόρων δεικτών της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV), του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR), της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής και του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) που εξετάστηκαν και προτείνεται ένα σχήμα τιμολόγησης για το σύνολο των ΜΔΝ.

Λέξεις κλειδιά

Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής, Κώδικας Διαχείρισης Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, Κυλιόμενος Ημερήσιος Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ), Συσσωρευτές, Τιμολόγηση και Βιωσιμότητα ΥΒΣ

Abstract

The scope of this thesis is the development of a techno-economic study of the viability of the economic Investment of Hybrid Power Stations (HPS) on Non-Interconnected Islands based on a certain remuneration framework. The term Hybrid Station refers to a Power Production station, consisting of RES stations and energy storage facilities in our case a battery station.

In the techno-economic study, the simulations that were used for the annual operation were in an hourly step and were carried out following all the provisions of the Management Code of Non-Interconnected Islands (NII) which is the basic legal framework that institutes the rules of the management and operation of HPS and especially the rules for the integration and the daily generation dispatch schedule of the HPS.

In the following chapters, a chronology of the management of electric power in Greece is given initially with reference to the constantly changing legal framework, after there is a detailed description of the current electrical supply of the Non-Interconnected Islands, the particular characteristics of RES energy and the need of energy storage. Subsequently, the operating principles and the configuration of HPS is depicted along with its potential operation modes. Furthermore, the regulatory operational framework of the isolated electrical systems with integrated HPS is also presented Afterwards, the electrical system of the NIIs of Gavdos, and Megisti are presented with their infrastructure and the already installed thermal units and an energy study for each island is carried out. Lastly, an extensive presentation and comparison of the economic results is carried out, based on the different indexes of Net Present Value (NPV), the Internal Rate of Return, the Discounted Payback Period (DPP) and the Levelized Cost of Energy (LCOE) which were examined and a pricing scheme is being proposed for the NIIs.

Key Words

Hybrid Power Station, Management Code of NII, Rolling Day Ahead Scheduling, Batteries, Remuneration and Viability of HPS

Ευχαριστίες

Η παρούσα διπλωματική εκπονήθηκε στη σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου το ακαδημαϊκό έτος 2018-2019, στα πλαίσια του διατμηματικού μεταπτυχιακού προγράμματος «Τεχνο-οικονομικά Συστήματα». Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον καθηγητή κ. Γεώργιο Ματσόπουλο, για την ανάθεση της συγκεκριμένης εργασίας και για την ευκαιρία που μου έδωσε να αναδείξω το ζήτημα της λειτουργίας και τιμολόγησης των Υβριδικών Σταθμών στα ΜΔΝ με το οποίο έχω ασχοληθεί ένα μεγάλο μέρος της επαγγελματικής μου πορείας και του οποίου είναι και ο ίδιος εξαιρετικός γνώστης. Τέλος θέλω να ευχαριστήσω την οικογένεια μου και τους φίλους μου για την υποστήριξη που μου έδωσαν καθ' όλη τη διάρκεια των σπουδών μου.

Αθήνα, Ιούνιος 2020

Μαργαρίτης Αποστολίδης

1	ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	10
1.1	Υβριδικοί Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	11
1.2	Σκοπός της εργασίας	13
2	ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΔΡΟΜΗ ΣΤΙΣ ΑΠΕ	14
2.1	Ιστορική Αναδρομή της Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα.....	14
2.1.1	ΔΕΗ ^[4] ^[5]	14
2.1.2	ΔΕΣΜΗΕ ^[6]	14
2.1.3	ΡΑΕ ^[7]	15
2.1.4	ΑΔΜΗΕ ^[8]	15
2.1.5	ΔΕΔΔΗΕ ^[9]	16
2.1.6	ΛΑΓΗΕ-ΔΑΠΕΕΠ ^[10]	16
2.1.7	ΧΡΗΜΑΤΙΣΤΗΡΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ^[11]	16
2.2	Νομοθετικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ ^[7]	17
2.2.1	Κώδικας ΜΔΝ ^{[7],[11]}	18
3	ΤΑ Σ.Η.Ε. ΤΩΝ ΜΔΝ	21
3.1	Αιολικά Πάρκα (ΑΠ) στα ΜΔΝ	29
3.2	Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί (Φ/Β) στα ΜΔΝ	34
3.3	Υβριδικοί Σταθμοί στα ΜΔΝ ^[4]	35
3.3.1	Χρήσεις και Λειτουργίες των συστημάτων αποθήκευσης των ΥΒΣ ^[13]	36
3.3.2	Τεχνολογίες αποθήκευσης και τύποι συσσωρευτών.....	37
3.3.3	ΥΒΣ Τήλου ^{[23][24][25]}	41
3.3.4	ΥΒΣ Ικαρίας ^{[20][27]}	42
3.3.5	Προοπτικές διασύνδεσης ΜΔΝ ^[8]	43
4	ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ (ΗΣ) ΜΔΝ ΜΕ ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΣΤΑΘΜΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ^{[7][28]}	49
4.1	Βασικοί Ορισμοί στον Κώδικα ΜΔΝ.....	49
4.2	Διαχείριση ΜΔΝ με ΥΒΣ.....	50

4.2.1	Μη ελεγχόμενοι σταθμοί ΑΠΕ (Φ/Β).....	51
4.2.2	Ελεγχόμενοι σταθμοί ΑΠΕ (Α/Π & ΥΒΣ).....	51
4.2.3	Κατάρτιση του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ) ^[4]	52
4.2.4	Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου.....	53
4.3	Εσωτερική Λειτουργία των ΥΒΣ.....	53
4.3.1	Προσφορές ενέργειας.....	54
4.3.2	Λειτουργία εντός του 24ώρου.....	54
4.4	Τιμολόγηση ΥΒΣ ^[29]	56
5	ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ & ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΩΝ ΜΟΝΑ-ΔΩΝ ΤΩΝ ΥΒΣ	58
5.1	Εισαγωγή.....	58
5.2	Α/Π των ΥΒΣ.....	59
5.3	Φ/Β των ΥΒΣ.....	60
5.4	Σύστημα Αποθήκευσης Συσσωρευτών των ΥΒΣ.....	61
5.4.1	Βαθμός απόδοσης Κύκλου Φόρτισης-Εκφόρτισης (Round trip Efficiency)	62
5.4.2	Εύρος λειτουργίας στάθμης φόρτισης των μπαταριών (SoC).....	63
5.4.3	Κατανάλωση βοηθητικών συστημάτων (Auxiliaries' Power).....	63
5.4.4	Διάρκεια ζωής μπαταριών (Life Cycle).....	63
5.5	Πρόβλεψη και Δήλωση Παραγωγής.....	63
5.6	Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου.....	64
5.7	Λειτουργία σε καθεστώς Διασύνδεσης.....	64
6	ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΣΕ ΥΒΣ 2 ΜΔΝ.....	65
6.1	ΥΒΣ στο ΗΣ Γαύδου.....	65
6.1.1	Διαστασιολόγηση ΥΒΣ στο ΗΣ Γαύδου.....	67
6.1.2	Διαχείριση ΥΒΣ σε καθεστώς Διασύνδεσης της Γαύδου.....	69
6.1.3	Διαγράμματα λειτουργίας ΗΣ Γαύδου με ΥΒΣ.....	69

6.1.4	Ενεργειακά αποτελέσματα λειτουργίας του ΥΒΣ στο ΗΣ Γαύδου με και χωρίς διασύνδεση	72
6.2	ΥΒΣ στο ΗΣ Μεγίστης	75
6.2.1	Διαστασιολόγηση ΥΒΣ στο ΗΣ Μεγίστης	77
6.2.2	Διαχείριση ΥΒΣ σε καθεστώς Διασύνδεσης της Μεγίστης.....	78
6.2.3	Διαγράμματα λειτουργίας ΗΣ Μεγίστης με ΥΒΣ.....	79
6.2.4	Ενεργειακά αποτελέσματα λειτουργίας ΥΒΣ στο ΗΣ Μεγίστης με και χωρίς διασύνδεση	82
7	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΤΩΝ ΥΒΣ ΣΕ ΓΑΥΔΟ ΚΑΙ ΜΕΓΙΣΤΗ.....	85
7.1	Επιχειρηματικό σχέδιο ΥΒΣ Γαύδου	85
7.1.1	Ανάλυση κόστους του ΥΒΣ Γαύδου.....	85
7.1.2	Χρηματοδότηση του έργου	86
7.1.3	Ετήσια Έσοδα και Κόστη του ΥΒΣ Γαύδου.....	87
7.1.4	Χρηματορροές ΥΒΣ Γαύδου	89
7.1.5	LCOE ΥΒΣ Γαύδου ^[39]	91
7.2	Επιχειρηματικό σχέδιο ΥΒΣ Μεγίστης	93
7.2.1	Ανάλυση κόστους του ΥΒΣ Μεγίστης	93
7.2.2	Χρηματοδότηση του έργου	94
7.2.3	Ετήσια Έσοδα και Κόστη του ΥΒΣ Μεγίστης	95
7.2.4	Χρηματορροές ΥΒΣ Μεγίστης	97
7.2.5	LCOE ΥΒΣ Μεγίστης.....	98
7.3	Συγκριση Οικονομικών Δεικτών Αξιολόγησης των επενδύσεων των ΥΒΣ.....	99
7.3.1	Ανάλυση ευαισθησίας βάσει διακύμανσης τιμής συστοιχιών συσσωρευτών-μετατροπέν των ΥΒΣ	99
7.3.2	Ανάλυση ευαισθησίας βάσει της τιμής πώλησης της MWh από τις ελεγχόμενες μονάδες των ΥΒΣ.....	102
7.3.3	Σύγκριση διαγραμμάτων ανάλυσης ευαισθησίας των οικονομικών δεικτών των ΥΒΣ Γαύδου και ΥΒΣ Μεγίστης	104

7.3.4	Σύγκριση NPV των δύο ΥΒΣ βάσει διακύμανσης τιμής συσσωρευτών-μετατροπέν και τιμής πώλησης MWh ελεγχόμενων μονάδων.....	107
7.3.5	Προτεινόμενο σχήμα τιμολόγησης πωλούμενης MWh από ελεγχόμενες μονάδες ΥΒΣ σε ΜΔΝ	109
8	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	111
9	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	114

1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η Ελλάδα είναι από τις ελάχιστες χώρες στον κόσμο με τόσο μεγάλο πλήθος κατοικημένων νησιών. Τα 36 από αυτά λόγω της μεγάλης απόστασης από την ηπειρωτική χώρα δεν έχουν διασυνδεθεί ηλεκτρικά έως τώρα με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας και εφεξής θα αναφέρονται ως Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ).

Η ηλεκτροδότηση των ΜΔΝ γίνεται από αυτόνομους θερμικούς σταθμούς παραγωγής και σε μικρότερο ποσοστό από σταθμούς ΑΠΕ. Το δυναμικό των ΑΠΕ στα ΜΔΝ είναι εξαιρετικά υψηλό τόσο στην αιολική όσο και στη φωτοβολταϊκή παραγωγή. Ωστόσο υπάρχουν τεχνικά ζητήματα που εμποδίζουν την πλήρη αξιοποίηση αυτού του δυναμικού και καθιστούν τα δίκτυα των ΜΔΝ κορεσμένα καθώς οι σταθμοί Α.Π.Ε χαρακτηρίζονται από στοχαστικότητα και μεταβλητότητα. Έτσι, στα απομονωμένα αυτά συστήματα η διεύθυνση των ΑΠΕ και η συμβολή τους στην κάλυψη των φορτίων περιορίζονται σημαντικά, κυρίως λόγω τεχνικών περιορισμών που εισάγει η λειτουργία των συμβατικών θερμικών μονάδων όπως η τήρηση της εφεδρείας σε υψηλά ποσοστά, τα τεχνικά ελάχιστα λειτουργίας των θερμικών μονάδων, θέματα ελέγχου συχνότητας και ευστάθειας του συστήματος [1].

Εξαιτίας αυτών των περιορισμών τα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ λειτουργούν, καταναλώνοντας εισαγόμενα ρυπογόνα καύσιμα για την λειτουργία των θερμικών σταθμών και απορρίπτοντας συχνά σημαντικά ποσά ισχύος ΑΠΕ. Η απομονωμένη φύση των νησιών και τα εισαγόμενα αυτά ορυκτά καύσιμα, καθιστούν τα ΜΔΝ ιδιαίτερα κοστοβόρα με χρεώσεις που τις επωμίζεται το σύνολο των καταναλωτών της χώρας αλλά και τους ίδιους τους τούς κατοίκους εξαρτώμενους από πολιτικές και οικονομικές δυνάμεις που καθορίζουν την τιμή και την διαθεσιμότητα των ορυκτών καυσίμων.

Οι τελευταίες οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης 2010/75//ΕΕ και 2015/193/ΕΕ στενεύουν τα περιθώρια για παράταση του προβληματικού αυτού καθεστώτος και καθιστούν επιτακτική την αλλαγή του.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς εμπεριέχει στο δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης τη σταδιακή υποβρύχια διασύνδεση όλων των ΜΔΝ έως το 2029, γεγονός που αν επιτευχθεί θα συμβάλει τα μέγιστα στην παύση λειτουργίας αυτών των ρυπογόνων θερμικών σταθμών παραγωγής και στην αύξηση των περιθωρίων στην αξιοποίηση των ΑΠΕ. Παρόλα αυτά έως την υλοποίηση αυτού του σχεδίου ή ακόμη και έπειτα από την επίτευξη του, η ύπαρξη Υβριδικών Σταθμών Παραγωγής σε κάθε νησί με λειτουργίες

αποθήκευσης ενέργειας είναι απαραίτητη. Πρώτον διότι θα εξασφαλίσει τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και την περικοπή της λειτουργίας συμβατικών θερμικών μονάδων έως ότου το παραπάνω σχέδιο επιτευχθεί και δεύτερον διότι θα δώσει τις απαραίτητες τοπικές πράσινες εφεδρείες σε περίπτωση βλαβών στο δίκτυο, όπως φερ' ειπείν η διακοπή της υποβρύχιας διασύνδεσης του εκάστοτε ΜΔΝ.

Αυτό σημαίνει πως έως τότε πρέπει να εκπονηθεί ένα συνολικό σχέδιο που θα αφορά το σύνολο των ΜΔΝ και κάθε ένα ξεχωριστά με τη σωστή διαστασιολόγηση της ισχύος των ΥΒΣ που απαιτούνται ανά νησί, ώστε να επιτυγχάνονται οι παραπάνω στόχοι πριν και έπειτα από το καθεστώς διασύνδεσης. Σε δεύτερη φάση πρέπει να καταρτισθεί ένα ξεκάθαρο ενιαίο πλαίσιο τιμολόγησης που από τη μία δεν θα αντίκειται στην κοινοτική νομοθεσία και από την άλλη θα εξασφαλίζει τη βιωσιμότητα της επένδυσης για τους υποψήφιους παραγωγούς που θα αναλάβουν τη διαχείριση της εσωτερικής λειτουργίας των ΥΒΣ. Όλα τα παραπάνω προϋποθέτουν ότι ο Διαχειριστής ΜΔΝ (ΔΔΝ/ΔΕΔΔΗΕ) έχει προβεί στις απαραίτητες ενέργειες ώστε να εγκαταστήσει τα συστήματα ελέγχου και εποπτείας ιδιοκτησίας του που θα του επιτρέπουν να προβαίνει σε όλες τις προβλεπόμενες από τον Κώδικα ΜΔΝ διαδικασίες στη διαχείριση λειτουργίας των ΥΒΣ.

1.1 Υβριδικοί Σταθμοί Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Όπως αναφέρθηκε στην προηγούμενη παράγραφο, το ελληνικό δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ένα από τα πιο ξεχωριστά δίκτυα παγκοσμίως καθώς περιέχει τα Ηλεκτρικά Συστήματα (ΗΣ) των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) που αποτελούν αυτόνομα δίκτυα με μεγέθη που κατηγοριοποιούνται σε μικρού, μεσαίου και μεγάλου μεγέθους ανάλογα με την ετήσια αιχμή τους έως 10MW, έως 100MW και πάνω από 100MW αντίστοιχα [1]. Σε αυτά λειτουργεί ένας τοπικός θερμικός σταθμός παραγωγής, ενώ τα τελευταία χρόνια λόγω του υψηλού αιολικού και ηλιακού δυναμικού ΑΠΕ που παρουσιάζει ο νησιωτικός χώρος έχουν εγκατασταθεί πολλαπλές μονάδες φωτοβολταϊκών και αιολικών πάρκων που έχουν δώσει στην διεσπαρμένη αυτή παραγωγή ένα σημαντικό συμπληρωματικό ρόλο. Ο Διαχειριστής των ΗΣ των ΜΔΝ είναι ο ΔΕΔΔΗΕ (Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων).

Λόγω των ιδιαίτερων χαρακτηριστικών που ως γνωστόν παρουσιάζουν τα ΗΣ των ΜΔΝ όπως οι εποχιακές διακυμάνσεις λόγω της θερινής τουριστικής περιόδου, οι απότομες μεταβολές του φορτίου και οι συνεχείς διακυμάνσεις στην παραγωγή των ΑΠΕ, έχουν επιβληθεί περιορισμοί στη διείσδυση της παραγωγής των ΑΠΕ στο φορτίο του εκάστοτε

νησιού. Πιο συγκεκριμένα, οι περιορισμοί που αφορούν τα ΑΠ, καθώς τα ΦΒ δεν έχουν δυνατότητα ελέγχου από το Διαχειριστή, διακρίνονται κατά προτεραιότητα στον τεχνικό περιορισμό που απαγορεύει οι θερμικές μονάδες να λειτουργούν κάτω από τα τεχνικά τους και τον δυναμικό περιορισμό που δεν επιτρέπει την παραγωγή από ΑΠ ποσοστού μεγαλύτερου του 30 με 35% του φορτίου κατά περίπτωση ΜΔΝ.

Με τον Κώδικα ΜΔΝ που εκδόθηκε από τη ΡΑΕ στο ΦΕΚ Β'304/11.02.2014 ορίστηκε σαφώς η δομή και λειτουργία των Υβριδικών Σταθμών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στα ΜΔΝ. Ο Υβριδικός Σταθμός συνδυάζει τεχνολογίες αποθήκευσης με τεχνολογίες παραγωγής προκειμένου να προσφέρει την απαιτούμενη ισχύ στο δίκτυο όποτε αυτό καθοριστεί από το Διαχειριστή. Είχαν γίνει και νωρίτερα προσπάθειες ανάπτυξης ΥΒΣ στα ΜΔΝ όπως ο ΥΒΣ Κύθνου στις αρχές του 2000 [2] και ο αντλησιοταμιευτικός ΥΒΣ Ικαρίας [3] αλλά με το πλαίσιο αυτό ορίστηκε σαφώς μία από τις πρώτες δομές αποθήκευσης στην Ελλάδα με κύριο γνώμονα τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ στα ΜΔΝ. Ο πρώτος εν λειτουργία Υβριδικός Σταθμός στην Ελλάδα είναι ο ΥΒΣ Τήλου με σύμβαση πώλησης (PPA) (15.01.2018) και ξεκίνησε τη λειτουργία του στις 14.09.2018. Αναπτύχθηκε στα πλαίσια του ερευνητικού προγράμματος TILOS (Technology Innovation for the Local Scale Optimum Integration of Battery Energy Storage) από την εταιρεία Eunice και η τεχνολογία αποθήκευσης που χρησιμοποιείται είναι αυτή της ηλεκτροχημικής αποθήκευσης με συστοιχίες συσσωρευτών. Ο ΥΒΣ Τήλου λειτουργεί είτε εντός του ΗΣ Κω-Καλύμνου είτε σε νησιδοποιημένη λειτουργία στο μικροδίκτυο της Τήλου και αποτελεί ένα πρότυπο διεσπαρμένης παραγωγής και αποθήκευσης.

Η βιωσιμότητα των Υβριδικών Σταθμών (ΥΒΣ) μέχρι και το Δεκέμβριο του 2019, βασιζόταν σε ένα πλαίσιο τιμολόγησης που διαχώριζε την τιμή πώλησης της ενέργειας ανάλογα με το νησί και το είδος της μονάδας π.χ. Α/Π, Φ/Β, Συσσωρευτές, Υδροστρόβιλοι. Έτσι ανάλογα με το νησί, παρόλο που η τιμολόγηση των ΑΠΕ ήταν ίδια για όλα τα ΜΔΝ, η τιμολόγηση της ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες του ΥΒΣ διέφερε και εξαρτιόταν κυρίως από το μεταβλητό κόστος των υφιστάμενων συμβατικών μονάδων του Σταθμού Παραγωγής ανά νησί. Αυτό είχε σαν αποτέλεσμα τεράστιες αποκλίσεις στις αποζημιώσεις ενέργειας ανά νησί. Με το νόμο 4643/2019 «Απελευθέρωση αγοράς ενέργειας, εκσυγχρονισμός της ΔΕΗ, ιδιωτικοποίηση της ΔΕΠΑ και στήριξη των Α.Π.Ε. και λοιπές διατάξεις» καταργήθηκαν οι προτάσεις τιμολόγησης που υπέβαλαν οι παραγωγοί κατά την αίτησή τους για άδεια παραγωγής και άνοιξε το δρόμο για την επιτακτική σύνταξη από τη ΡΑΕ ενός ολοκληρωμένου πλαισίου τιμολόγησης για τη λειτουργία των ΥΒΣ στο σύνολο των ΜΔΝ.

1.2 Σκοπός της εργασίας

Η παρούσα διπλωματική εργασία εντάσσεται στα πλαίσια διερεύνησης του νέου πλαισίου τιμολόγησης των Υβριδικών Σταθμών των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων (ΜΔΝ). Αντικείμενο αυτής της μεταπτυχιακής εργασίας είναι η τεχνοοικονομική μελέτη της βιωσιμότητας της οικονομικής επένδυσης σε Υβριδικούς Σταθμούς Ηλεκτρικής Ενέργειας σε ΜΔΝ βάση του κριτηρίου του κόστους κτήσης των συσσωρευτών-μετατροπέων και του ύψους της τιμολόγησης ανά πωλούμενη MWh από τις ελεγχόμενες μονάδες των ΥΒΣ. Οι προσομοιώσεις γίνονται με χρήση παραμετροποιημένης εφαρμογής που για κάθε ΥΒΣ επιλεγμένης εγγυημένης ισχύος για κάθε ένα από τα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ της Γαύδου και της Μεγίστης, εξετάζονται τα ενεργειακά και τα οικονομικά αποτελέσματα ως προς τη βιωσιμότητα τους, ακολουθώντας όλες τις διατάξεις του Κώδικα Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών που είναι και το βασικό ρυθμιστικό πλαίσιο που διέπει τη διαχείριση και τους κανόνες λειτουργίας των ΥΒΣ και ειδικότερα την ένταξη και τον ημερήσιο προγραμματισμό λειτουργίας τους.

2 ΙΣΤΟΡΙΚΗ ΑΝΑΔΡΟΜΗ ΣΤΙΣ ΑΠΕ

2.1 Ιστορική Αναδρομή της Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα

2.1.1 ΔΕΗ^[4] [5]

Μέχρι και το 1950 στην Ελλάδα λειτουργούσαν 385 εταιρίες παραγωγής Η/Ε. Από αυτές οι 327 ήταν ιδιωτικές και οι 58 ήταν δημοτικές ή κοινοτικές. Το 1950, μετά από εισηγήσεις ξένων οργανισμών, όπως η EBASCO, για την κατασκευή θερμοηλεκτρικών και υδροηλεκτρικών εργοστασίων, την ενοποίηση του δικτύου και τον καθορισμό ενιαίας τιμής κατανάλωσης, εκδόθηκε το ΦΕΚ Α 169/1950, "Περί ιδρύσεως δημοσίας επιχειρήσεως ηλεκτρισμού", και έτσι συστήθηκε η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού. Η σύσταση της ΔΕΗ επί της ουσίας εθνικοποίησε την παραγωγή και τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας και ανέδειξε έναν και μοναδικό διαχειριστή. Η ΔΕΗ είχε το αποκλειστικό προνόμιο της κατασκευής, λειτουργίας και εκμετάλλευσης υδροηλεκτρικών και θερμικών εργοστασίων, της χρήσης εθνικών καυσίμων και την υποχρέωση κατασκευής εθνικού δικτύου μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας, το μονοπώλιο διάθεσης και πώλησης του παραγόμενου ηλεκτρικού ρεύματος.

Με τη λήξη των συμβάσεων ανάμεσα στο Ελληνικό Δημόσιο και στις ιδιωτικές εταιρείες, το προνόμιο της ΔΕΗ επεκτεινόταν και στις περιοχές των εταιρειών αυτών. Το αρχικό κεφάλαιο της ΔΕΗ σχηματίστηκε από τα κεφάλαια σε συνάλλαγμα, δραχμές, μηχανήματα, υλικά και υπηρεσίες που παρέχονταν από το ευρωπαϊκό πρόγραμμα ανόρθωσης της αμερικανικής βοήθειας, από τις ιταλικές επανορθώσεις και από κεφάλαια του κρατικού προϋπολογισμού. Όταν ιδρύθηκε η ΔΕΗ το 1950, η κατανάλωση ανά κάτοικο ήταν 88 KWh το χρόνο, ενώ πέντε χρόνια αργότερα έφτασε τις 150 KWh. Αντίστοιχα, το 1950 ο ηλεκτροδοτούμενος πληθυσμός της χώρας ήταν 55% του συνόλου, ενώ το 1955 έφτασε το 59,1 %.

2.1.2 ΔΕΣΜΗΕ^[6]

Με την είσοδο της χώρας στην Ευρωπαϊκή Ένωση και την ανάγκης της συμβάδισης με την κείμενη ευρωπαϊκή νομοθεσία το σκηνικό της διαχείρισης της ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα άλλαξε άρδην. Με το ΦΕΚ Α' 268 Π.Δ 328/12-12-2000, συστάθηκε Ανώνυμη Εταιρεία με την επωνυμία "ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε." (Δ.Ε.Σ.Μ.Η.Ε.). Σκοπός της εταιρείας είναι η λειτουργία,

η εκμετάλλευση, η διασφάλιση της συντήρησης και η μέριμνα για την ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας κατά την έννοια του Νόμου 2773/1999, σε ολόκληρη τη χώρα, καθώς και των διασυνδέσεων του με τα άλλα δίκτυα για να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια, κατά τρόπο επαρκή, ασφαλή, οικονομικά αποδοτικό και αξιόπιστο.

2.1.3 ΡΑΕ^[7]

Με το ίδιο νομοσχέδιο συστήνεται και η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας με σκοπό τον έλεγχο της τιμολογιακής και των άλλων πολιτικών του κλάδου και τη σταδιακή απελευθέρωση της αγοράς ενέργειας έτσι ώστε η Ελλάδα να είναι σύμφωνη με τις οδηγίες της Ευρωπαϊκής Ένωσης περί ελεύθερου ανταγωνισμού και κατάργηση των μονοπωλιακών αγορών .

2.1.4 ΑΔΜΗΕ^[8]

Με τον Ν. 4001/2001 συστάθηκε ως μετεξέλιξη του ΔΕΣΜΗΕ η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) η ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (Διαχειριστής του Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας) και η ΛΑΓΗΕ Α.Ε. (Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) κατά τις διατάξεις της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Ο ΑΔΜΗΕ ασκεί τις αρμοδιότητες και εκτελεί τα καθήκοντα του Κυρίου και Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) (δίκτυο υψηλής τάσης 400kV, 150kV και 66kV), σύμφωνα με τις διατάξεις του Ν.4001/2011, τα προβλεπόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος και την άδεια διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ. Η συμμόρφωση του ΑΔΜΗΕ με τις απαιτήσεις που διέπουν το μοντέλο του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς πιστοποιήθηκε από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) τον Δεκέμβριο του 2012. Σκοπός της Εταιρείας είναι η λειτουργία, ο έλεγχος, η συντήρηση και η ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ, ώστε να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια, με τρόπο επαρκή, ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο καθώς και η λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας που σχετίζεται με τις εκτός του Ημερησίου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΗΕΠ) συναλλαγές σύμφωνα με τις αρχές της διαφάνειας, της ισότητας και του ελεύθερου ανταγωνισμού.

2.1.5 ΔΕΔΔΗΕ^[9]

Ο ΔΕΔΔΗΕ συστάθηκε με σκοπό να αναλάβει τα καθήκοντα του Διαχειριστή του Ελληνικού Δικτύου Διανομής (Δίκτυο Μ/Τ 20kV, 15kV, 6.6kV, Δίκτυο Χ/Τ 400V). Είναι κατά 100% θυγατρική εταιρεία της ΔΕΗ Α.Ε., ωστόσο είναι ανεξάρτητη λειτουργικά και διοικητικά, τηρώντας όλες τις απαιτήσεις ανεξαρτησίας που ενσωματώνονται στο παραπάνω νομικό πλαίσιο.

Έργο της εταιρείας είναι η λειτουργία, η συντήρηση και η ανάπτυξη του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα και η διασφάλιση της διαφανούς και αμερόληπτης πρόσβασης των καταναλωτών και γενικότερα όλων των χρηστών του δικτύου.

2.1.6 ΛΑΓΗΕ-ΔΑΠΕΕΠ^[10]

Όπως προαναφέρθηκε με τον Ν. 4001/2001 συστάθηκε και η ΛΑΓΗΕ Α.Ε. (Λειτουργός της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας) ως μετεξέλιξη του ΔΕΣΜΗΕ όπως και η ΑΔΜΗΕ η ΔΕΔΔΗΕ κατά τις διατάξεις της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Ο ΛΑΓΗΕ εφάρμοξε μέχρι το 2016 τους κανόνες για τη λειτουργία της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σύμφωνα με τις διατάξεις του νόμου 4001/2011 και των κατ' εξουσιοδότηση αυτού εκδιδόμενων πράξεων και ιδίως τον Ημερήσιο Ενεργειακό Προγραμματισμό. Μετά και την ίδρυση του Ελληνικού Χρηματιστηρίου Ενέργειας στο οποίο θα αναφερθούμε παρακάτω, ο ΛΑΓΗΕ μετονομάστηκε σε «Διαχειριστή ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης» με διακριτικό τίτλο ΔΑΠΕΕΠ Α.Ε και κύριο σκοπό την εξασφάλιση της βιωσιμότητας και την αύξηση της διείσδυσης έργων ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ.

2.1.7 ΧΡΗΜΑΤΙΣΤΗΡΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ^[11]

Μετά και από την υιοθέτηση του Μοντέλου Στόχος (Target model) από την Ευρωπαϊκή Ένωση, επιβλήθηκαν περαιτέρω αλλαγές στην αγορά ηλεκτρισμού στα κράτη μέλη και ως εκ τούτου στην Ελλάδα, όπως η λειτουργία χρηματιστηρίου ενέργειας για τη λειτουργία αγοράς επόμενης ημέρας και την ενδοημερήσια αγορά, καθώς και την ύπαρξη αγοράς εξισορρόπησης που έχει σαν λειτουργό τον ΑΔΜΗΕ.

Έτσι τον 06/2018 ανακοινώνεται και επισήμως από το ΛΑΓΗΕ η από 14/6 απόσχιση του κλάδου της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας της ΛΑΓΗΕ Α.Ε και η εισφορά του εν λόγω κλάδου για τη σύσταση της ανώνυμης εταιρείας με την επωνυμία «Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας Α.Ε.»

Το μετοχικό κεφάλαιο της ΕΧΕ Α.Ε. ανέρχεται στο ποσό των 5.000.000 ευρώ και συμμετέχουν σε αυτό με τα ακόλουθα ποσοστά τα παρακάτω νομικά πρόσωπα:

- 1) Η ανώνυμη εταιρεία με την επωνυμία «Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.» με ποσοστό 22%.
- 2) Η ανώνυμη εταιρεία με την επωνυμία «ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Α.Ε.» με ποσοστό 20% .
- 3) Η ανώνυμη εταιρεία με την επωνυμία «ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΕΘΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ» με ποσοστό 7%.
- 4) Η ανώνυμη εταιρεία με την επωνυμία «ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΧΡΗΜΑΤΙΣΤΗΡΙΑ - ΧΡΗΜΑΤΙΣΤΗΡΙΟ ΑΘΗΝΩΝ ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΩΝ» και το διακριτικό τίτλο «ΧΑ Α.Ε.» με ποσοστό 31%.
- 5) Ο διεθνής οργανισμός με την επωνυμία «ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΤΡΑΠΕΖΑ ΑΝΑΣΥΓΚΡΟΤΗΣΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ» και το διακριτικό τίτλο «ΕΒΡΔ» με ποσοστό 20%. Η πρώτη ημέρα που λειτούργησε η προθεσμιακή αγορά στο ΕΧΕ ήταν η 24^η Μαρτίου του 2020 και η πρώτη συναλλαγή πραγματοποιήθηκε στις 26/03/2020 κηρύσσοντας έτσι την επίσημη έναρξη της λειτουργίας του.

2.2 Νομοθετικό πλαίσιο για τις ΑΠΕ^[7]

Οι πρώτες κινήσεις για την αξιοποίηση του εγχώριου δυναμικού των ΑΠΕ ξεκίνησαν το 1975 όταν ξεκίνησαν να διεξάγονται μετρήσεις αιολικού δυναμικού από τη Διεύθυνση Εναλλακτικών Μορφών Ενέργειας (Δ.Ε.Μ.Ε./ΔΕΗ). Έτσι με τους νόμους 1559/1985 όπως τροποποιήθηκε από τον Ν. 1914/1990 και 2244/1994 έγινε η ουσιαστική απαρχή για την ανάπτυξη των ΑΠΕ καθώς έδινε στους ιδιώτες σταθερές τιμές πώλησης και την υποχρέωση για την αγορά της παραγόμενης ενέργειας από τη ΔΕΗ. Στη συνέχεια ακολούθησε ο 2773/99 που όπως προαναφέρθηκε εκτός ότι δημιούργησε το ΔΕΣΜΗΕ και τη ΡΑΕ παρείχε ένα σταθερό επιχειρησιακό περιβάλλον, αφού έκτοτε υπογράφονται μακροχρόνιες συμβάσεις πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον τα Αιολικά Πάρκα χρηματοδοτούνται από τον Αναπτυξιακό Νόμο 3299/04 κάτι που οδηγεί σε ολιγόχρονες αποσβέσεις καθιστώντας τις επενδύσεις βιώσιμες. Στη συνέχεια ψηφίστηκε ο νόμος 3468/2006 για την «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις» με τον οποίο ενσωματώθηκαν στο εθνικό δίκαιο οι Οδηγίες 2001/77/ΕΚ και 2004/8/ΕΚ και ο οποίος αποτελεί το βασικό νόμο που εφαρμόζεται μέχρι σήμερα με τις όποιες

τροποποιήσεις που έχει υποστεί. Βασικές ρυθμίσεις του νόμου είναι ότι επιτρέπεται σε ιδιώτες η δημιουργία μονάδας παραγωγής ηλεκτρισμού από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αλλά απαιτεί κατά κανόνα άδεια από το Υπουργείο Ανάπτυξης και ότι ο Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής είναι υποχρεωμένος να αγοράζει την ενέργεια που παράγουν νόμιμα αδειοδοτημένες μονάδες. Ο νόμος μεταγράφει μεταξύ άλλων την Οδηγία 2001/77/ΕΚ και προδιαγράφει τις άδειες (παραγωγής, εγκατάστασης, λειτουργίας, δόμησης) και τις εγκρίσεις (περιβαλλοντικών όρων, εργασιών μικρής κλίμακας από την αρμόδια πολεοδομική υπηρεσία) που απαιτούνται ανάλογα με την εγκαταστημένη ισχύ της μονάδας και την περιοχή που δημιουργείται (Natura 2000, Δρυμοί, Αισθητικά δάση). Στη συνέχεια με τον νόμο 4001/2011 όπως προαναφέρθηκε είχαμε τον επανακαθορισμό της λειτουργίας της αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας με την ενσωμάτωση των Ευρωπαϊκών Οδηγιών και με την ΥΑΠΕ/Φ1/14810/4.10.2011 ΦΕΚ Β/2373/2011 είχαμε τον ορισμό του Κανονισμού Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (Σ.Η.Θ.Υ.Α.). Το Φλεβάρη του 2014 εκδίδεται σε ΦΕΚ ο Κώδικας Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (Κώδικας ΜΔΝ) (ΦΕΚ Β'304/11.02.2014 - ΠΑΕ 39/28.01.2014) οπότε και καθορίζεται το συνολικό καθεστώς λειτουργίας των Ηλεκτρικών Συστημάτων των ΜΔΝ. Στη συνέχεια με τον νόμο 4414/2016 είχαμε την αναμόρφωση του καθεστώτος στήριξης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. προκειμένου να επιτευχθεί η σταδιακή ενσωμάτωση και συμμετοχή των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε και Σ.Η.Θ.Υ.Α. στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με τον βέλτιστο τρόπο σε επίπεδο κόστους οφέλους για την κοινωνία με τον επανακαθορισμό των τιμών πώλησης. Τέλος με τον Νόμο 4643 του ΦΕΚ 193 Α'/2019 που κάνει λόγο για την «Απελευθέρωση αγοράς ενέργειας, εκσυγχρονισμός της ΔΕΗ, ιδιωτικοποίηση της ΔΕΠΑ και στήριξη των Α.Π.Ε» είχαμε την άρση του κριτηρίου οικονομικής βιωσιμότητας των Υβριδικών Σταθμών, το οποίο είναι και το επίμαχο ζήτημα που εξετάζεται στην παρούσα μεταπτυχιακή εργασία.

2.2.1 Κώδικας ΜΔΝ [7],[11]

Σύμφωνα με την παράγραφο 1, του άρθρου 130 του Νόμου 4001/2011, ο Κώδικας ΜΔΝ έπρεπε να καταρτιστεί από τον ΔΕΔΔΗΕ και να υποβληθεί στη ΡΑΕ. Η ΡΑΕ προχώρησε σε δημόσια διαβούλευση και μετά από τροποποιήσεις και προσθήκες, εξέδωσε με απόφασή της τον Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων

Νησιών, τον οποίο αργότερα δημοσίευσε στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως. Ο ΔΕΔΔΗΕ, ως Διαχειριστής ΜΔΝ, υπέβαλε σχέδιο του Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών προς την ΡΑΕ και κατόπιν τέθηκε από την ΡΑΕ σε δημόσια διαβούλευση τον Αύγουστο του 2010. Βασισόμενη στα αποτελέσματα της πρώτης διαβούλευσης, η ΡΑΕ αποφάσισε την εξαρχής κατάρτιση του Κώδικα, στη βάση νέων αρχών και κατευθύνσεων, τις οποίες έθεσε σε δημόσια διαβούλευση τον Οκτώβριο του 2011 (δεύτερη διαβούλευση για τον Κώδικα ΜΔΝ). Κατόπιν, προχώρησε στην επεξεργασία του Κώδικα, έχοντας λάβει υπόψη τις προτάσεις που διατυπώθηκαν κατά τη δεύτερη διαβούλευση. Το σχέδιο που προέκυψε ετέθη εκ νέου σε δημόσια διαβούλευση τον Ιανουάριο του 2013 (τρίτη διαβούλευση για τον Κώδικα ΜΔΝ). Στη τελευταία διαβούλευση διαμορφώθηκε το κείμενο του Κώδικα σε συνεργασία με τον Διαχειριστή ΜΔΝ. Η πρώτη έκδοση του Κώδικα ΜΔΝ δημοσιεύθηκε με την Απόφαση ΡΑΕ υπ' αριθμ. 39/2014(ΦΕΚ Β' 304/11.02.2014). Ο κατάρτιση του Κώδικα ΜΔΝ καθιερώνει κανόνες λειτουργίας των Συστημάτων και της Αγοράς των ΜΔΝ, λαμβάνοντας υπόψη τις εξής ιδιαιτερότητες:

- Την ανάγκη διασφάλισης του ενεργειακού εφοδιασμού των ΜΔΝ και τη βέλτιστη ανάπτυξη των συστημάτων παραγωγής τους, με την παροχή κινήτρων και την καθιέρωση διαδικασιών για σταδιακή αύξηση της ευελιξίας των ηλεκτρικών συστημάτων, και ιδίως των συμβατικών μονάδων.
- Το πλήθος των ιδιαιτεροτήτων των ΜΔΝ, και ιδίως το μεγάλο εύρος μεγέθους των Συστημάτων τους(μέγιστη ζήτηση ανά νησί, που κυμαίνεται από μερικές εκατοντάδες kW ως αρκετές εκατοντάδες MW), σε σχέση με τα διασυνδεδεμένα συστήματα
- Την ανάγκη προώθησης της διείσδυσης της ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στα ενεργειακά ισοζύγια των ΜΔΝ, με τη συμμετοχή ενός ευρέος φάσματος τεχνολογιών ΑΠΕ και υβριδικών σταθμών, βάσει και των σχετικών απαιτήσεων και προβλέψεων του νομοθετικού πλαισίου, ώστε να μπορεί να επιτυγχάνονται διεισδύσεις σε επίπεδα άνω του 50-60%.
- Την ανάγκη συγκράτησης του κόστους ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ, ιδιαίτερα των συμβατικών μονάδων.
- Την ανάγκη τεκμηρίωσης, διαφάνειας και επαληθευσιμότητας του κόστους παραγωγής και του υπολογισμού των δαπανών για την παροχή των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) στα ΜΔΝ, όπως άλλωστε επιτάσσει και η Κοινοτική Οδηγία 2009/72/ΕΚ, οι οποίες δαπάνες προσεγγίζουν ήδη συνολικά το 1 δις €ετησίως.

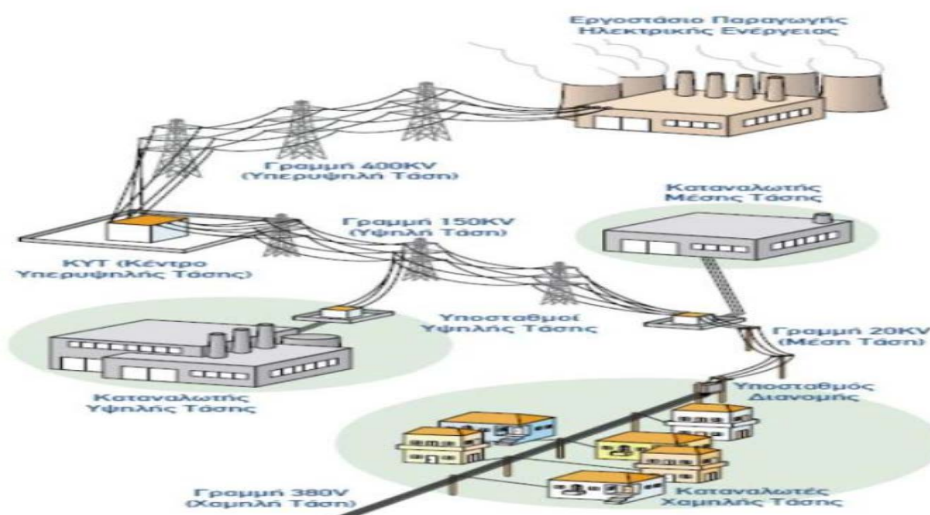
- Την Κοινοτική επιταγή για παροχή ισότιμης πρόσβασης των ενδιαφερομένων στην Αγορά των ΜΔΝ.
- Την ανάγκη και ταυτόχρονα εθνική επιταγή, ώστε οι καταναλωτές των ΜΔΝ να απολαμβάνουν το αγαθό της ηλεκτρικής ενέργειας και τις σχετικές υπηρεσίες σε επίπεδα ποιότητας και σε τιμές ανάλογες με αυτές των καταναλωτών του Διασυνδεδεμένου Συστήματος.
- Την ανάγκη πρόβλεψης ιδιαίτερου καθεστώτος σε περίπτωση λήψης παρέκκλισης από διατάξεις της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ, βάσει των σχετικών αιτημάτων της Χώρας και των αντίστοιχων προβλέψεων του Νόμου 4001/2011.

Ο Κώδικας ΜΔΝ, αποτελεί ένα κείμενο πρωτοποριακό, καθώς αφορά αυτόνομα ηλεκτρικά δίκτυα που υπόκεινται στο Ευρωπαϊκό Δίκαιο χωρίς τη λήψη σχετικής παρέκκλισης και κατά συνέπεια διαμορφώνει ένα ιδιαίτερο θεσμικό πλαίσιο, τόσο σε ευρωπαϊκό όσο και σε παγκόσμιο επίπεδο. Ο Κώδικας ΜΔΝ, προβλέπει την εφαρμογή του να πραγματοποιείται σταδιακά, ύστερα από ένα μεταβατικό στάδιο πέντε (5) ετών. Το διάστημα αυτό κρίνεται αναγκαίο για τη σταδιακή ανάπτυξη και εγκατάσταση της αναγκαίας υποδομής (Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας, Πληροφοριακό Σύστημα, κ.λπ.) καθώς επίσης για την διαχείριση των Συστημάτων και την Αγοράς των ΜΔΝ, η οποία θα υλοποιηθεί από μηδενική βάση από το ΔΕΔΔΗΕ.

3 ΤΑ Σ.Η.Ε. ΤΩΝ ΜΔΝ

Ως Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΗΕ) ορίζεται το σύνολο των εγκαταστάσεων και του εξοπλισμού που εξυπηρετεί τη παροχή ηλεκτρικής ισχύος στα ηλεκτρικά φορτία μιας περιοχής. Ένα Σ.Η.Ε. θα πρέπει να έχει σχεδιάζεται και κατασκευάζεται ώστε να τηρεί σε κάθε κατάσταση μόνιμη ή μεταβατική το ισοζύγιο ενεργού και άεργου ισχύος, να καλύπτει τα ποιοτικά κριτήρια των φορτίων σύμφωνα με το πρότυπο EN50160 με σταθερή συχνότητα στα 50Hz και τάση εντός των προκαθορισμένων ορίων βάσει διεθνών προτύπων I.E.C.(International Electrotechnical Commission) με το ελάχιστο οικονομικό και οικολογικό κόστος[12].

Το σύνολο των εγκαταστάσεων και των σταθερών μέσων που αποτελούν το Σ.Η.Ε. μπορεί να κατηγοριοποιηθεί σε τρία υποσυστήματα, το Σύστημα Παραγωγής, το Σύστημα Μεταφοράς και το Σύστημα Διανομής. Το Σύστημα Παραγωγής περιλαμβάνει τους Σταθμούς Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (Σ.Π.Η.Ε.), συμβατικούς ή ανανεώσιμους όπου παράγεται η ηλεκτρική ενέργεια καθώς και τους Υποσταθμούς (Υ/Σ) ανυψώσεως της τάσης. Κατόπιν το Σύστημα Μεταφοράς περιλαμβάνει τα δίκτυα των γραμμών μεταφοράς υψηλής (Υ.Τ. 150kV) ή υπερυψηλής (Υ.Υ.Τ. 400kV) τάσης, τους Υ/Σ ζεύξης και τους Υ/Σ υποβιβασμού σε μέση τάση (Μ.Τ. 15/20kV) και το Σύστημα Διανομής περιλαμβάνει το λοιπό δίκτυο τροφοδοσίας της μέσης (15/20kV) και χαμηλής τάσης (Χ.Τ. 380V) προς του τελικούς καταναλωτές.



Εικόνα 3.1: Γραφική αναπαράσταση ενός Σ.Η.Ε με Σύστημα Παραγωγής, Μεταφοράς και Διανομής[19]

Η μεγάλη ποικιλία στη μορφολογία των εδαφών και η διαμεσολάβηση της θάλασσας έχει ως αποτέλεσμα την ύπαρξη γεωγραφικά απομονωμένων περιοχών, οι οποίες θεωρούνται ανεξάρτητες μέσα σε ένα γενικότερο γεωγραφικό πλαίσιο. Τέτοιες περιοχές είναι κυρίως τα νησιά όλων των μεγεθών, αλλά και αρκετές δυσπρόσιτες ηπειρωτικές περιοχές. Η ανάγκη της ηλεκτροδότησης τέτοιων περιοχών αποτελεί ένα ξεχωριστό πεδίο έρευνας, σχεδιασμού και κατασκευής των ΣΗΕ.

Έτσι προκύπτει ο κύριος διαχωρισμός των Σ.Η.Ε. στα Αυτόνομα Σ.Η.Ε και στα Διασυνδεδεμένα Σ.Η.Ε. Ειδικότερα, στα Αυτόνομα Σ.Η.Ε η απομόνωση ενός δικτύου από ένα τέτοιο πλαίσιο «συνεργασίας», όπου συνυπάρχουν διαφορετικά συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας, έχει ως αποτέλεσμα την δημιουργία μίας αυτόνομης ενεργειακής «νησίδας». Στην περίπτωση των διασυνδεδεμένων συστημάτων αντίθετα υπάρχει η δυνατότητα εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γειτονικά Σ.Η.Ε (πχ. άλλων Χωρών).

Στην Ελλάδα τα ελληνικά νησιωτικά συστήματα, απομονωμένα ή διασυνδεδεμένα ανά ομάδες μεταξύ τους, παρουσιάζουν ιδιαίτερα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά καθότι δεν είναι διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό Σ.Η.Ε. και ηλεκτροδοτούνται κυρίως από θερμικούς σταθμούς παραγωγής. Οι σταθμοί παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) διαχωρίζονται κατά σύμβαση ως προς την ονομασία σε Αυτόνομους Σταθμούς Παραγωγής (ΑΣΠ) και σε Τοπικούς Σταθμούς Παραγωγής (ΤΣΠ) ανάλογα με το μέγεθος. Έτσι στους ΑΣΠ που ονομάζονται οι θερμικοί σταθμοί στα μεγαλύτερα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ χρησιμοποιείται κυρίως βαρύ καύσιμο (μαζούτ) στις μονάδες βάσης ενώ στους ΤΣΠ που είναι μικρότεροι χρησιμοποιείται ελαφρύ καύσιμο (diesel). Ακολουθεί πίνακας με τα συγκεντρωτικά στοιχεία για τους θερμικούς σταθμούς των ΜΔΝ.

Α/Α	ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	ΝΗΣΙΑ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ		
			ΕΓΚ. ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (kW)	ΑΣΠ	ΤΣΠ
1	ΑΓ. ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΥ	ΑΓ. ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	760		<input type="checkbox"/>
2	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙΟΥ	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	510		<input type="checkbox"/>
3	ΑΜΟΡΓΟΥ	ΑΜΟΡΓΟΣ	5.220		<input type="checkbox"/>
4	ΑΝΑΦΗΣ	ΑΝΑΦΗ	800		<input type="checkbox"/>
5	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΩΝ	ΑΝΤΙΚΗΘΥΡΑ	360		<input type="checkbox"/>
6	ΑΡΚΙΩΝ	ΑΡΚΙΟΙ	360		<input type="checkbox"/>
		ΜΑΡΑΘΙ			
7	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑΣ	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ	3.600		<input type="checkbox"/>
8	ΓΑΥΔΟΥ	ΓΑΥΔΟΣ	320		<input type="checkbox"/>
9	ΔΟΝΟΥΣΑΣ	ΔΟΝΟΥΣΑ	503		<input type="checkbox"/>
10	ΕΡΕΙΚΟΥΣΑΣ	ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	530		<input type="checkbox"/>
11	ΘΗΡΑΣ	ΘΗΡΑ	77.917	<input type="checkbox"/>	
		ΘΗΡΑΣΙΑ			
12	ΙΚΑΡΙΑΣ	ΙΚΑΡΙΑ	13.564		<input type="checkbox"/>
13	ΚΑΡΠΑΘΟΥ	ΚΑΡΠΑΘΟΣ	17.904	<input type="checkbox"/>	
		ΚΑΣΟΣ			
14	ΚΡΗΤΗ	ΚΡΗΤΗ	730		<input type="checkbox"/>
15	ΚΥΘΝΟΥ	ΚΥΘΝΟΣ	4.900		<input type="checkbox"/>
16	ΚΩ	ΚΑΛΥΜΝΟΣ	18.150	<input type="checkbox"/>	
		ΛΕΙΨΟΙ			
		ΛΕΡΟΣ			
		ΤΕΛΕΝΔΟΣ			
		ΚΩΣ	101.900	<input type="checkbox"/>	
		ΨΕΡΙΜΟΣ		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		ΓΥΑΛΙ		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
		ΝΙΣΥΡΟΣ		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	ΤΗΛΟΣ		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	
17	ΛΕΣΒΟΥ	ΛΕΣΒΟΣ	83.504	<input type="checkbox"/>	

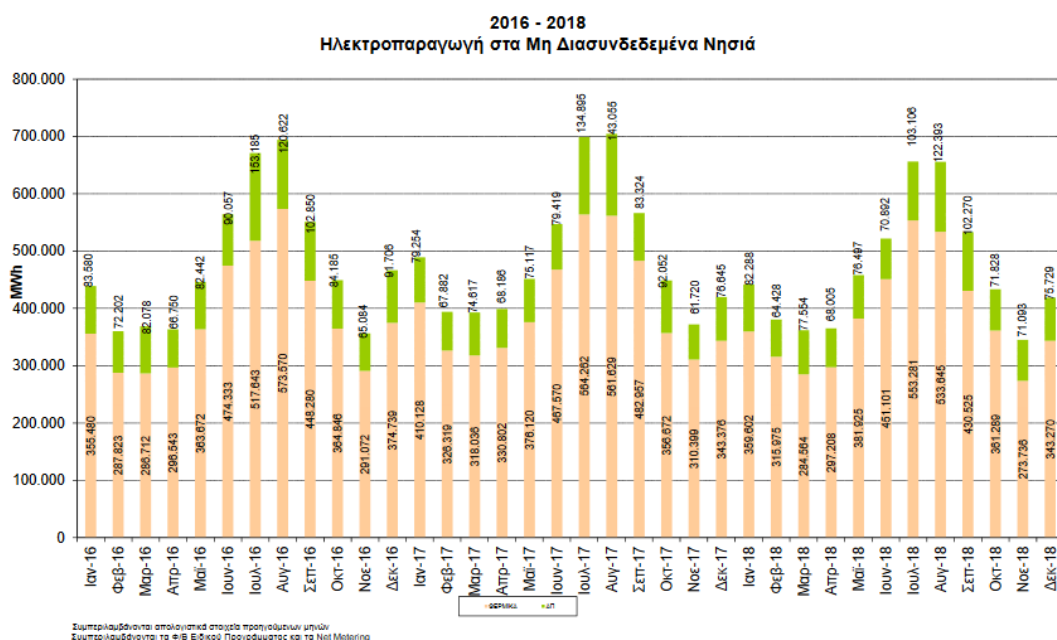
		ΜΕΓΑΛΟΝΗΣΙ			
18	ΛΗΜΝΟΥ	ΛΗΜΝΟΣ	21.578	<input type="checkbox"/>	
19	ΜΕΓΙΣΤΗΣ	ΜΕΓΙΣΤΗ	1.820		<input type="checkbox"/>
20	ΜΗΛΟΥ	ΜΗΛΟΣ	20.600	<input type="checkbox"/>	
		ΚΙΜΩΛΟΣ			
21	ΟΘΩΝΩΝ	ΟΘΩΝΟΙ	530		<input type="checkbox"/>
22	ΠΑΤΜΟΥ	ΠΑΤΜΟΣ	6.600		<input type="checkbox"/>
23	ΡΟΔΟΣ	ΡΟΔΟΣ	234		<input type="checkbox"/>
24	ΣΑΜΟΥ	ΣΑΜΟΣ	47.750	<input type="checkbox"/>	
		ΦΟΥΡΝΟΙ			
		ΘΥΜΑΙΝΑ			
25	ΣΕΡΙΦΟΥ	ΣΕΡΙΦΟΣ	5.600		<input type="checkbox"/>
26	ΣΙΦΝΟΥ	ΣΙΦΝΟΣ	8.800		<input type="checkbox"/>
27	ΣΚΥΡΟΥ	ΣΚΥΡΟΣ	6.900		<input type="checkbox"/>
28	ΣΥΜΗΣ	ΣΥΜΗ	8.200		<input type="checkbox"/>
29	ΧΙΟΥ	ΧΙΟΣ	69.932	<input type="checkbox"/>	
		ΨΑΡΑ			
		ΟΙΝΟΥΣΣΕΣ			
ΣΥΝΟΛΟ			529.112	9	19

Πίνακας 3.1: Συγκεντρωτικά στοιχεία Θερμικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά 2018[9]

Ο συντελεστής φορτίου είναι ο λόγος της μέσης ζήτησης προς την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων παραγωγής ενέργειας του συστήματος και στην πλειοψηφία των ΜΔΝ είναι χαμηλός. Αυτό συμβαίνει γιατί τα ΜΔΝ σαν Σ.Η.Ε. παρουσιάζουν σημαντικές εποχιακές διακυμάνσεις φορτίου λόγω του τουρισμού κατά τους θερινούς μήνες και χαμηλά φορτία κατά τους χειμερινούς μήνες. Έτσι οι θερμικοί σταθμοί υπερλειτουργούν τους θερινούς μήνες και υπολειτουργούν τους υπόλοιπους οδηγώντας σε αυξημένα κόστη λειτουργίας και συντήρησης. Λόγω λοιπόν της πετρελαϊκής εξάρτησης που οδηγεί σε υψηλότατα κόστη παραγωγής καθώς και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις που είναι ορατές πλέον στο σύνολο της υψηλίου από την καύση των ορυκτών πόρων τις τελευταίες δεκαετίες αξιοποιείται στρατηγικά το δυναμικό των Α.Π.Ε. στα νησιά με κορωνίδα την αιολική ενέργεια που διακινείται σε αφθονία το σύνολο του έτους[12]. Παράλληλα όμως η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα αυτόνομα συστήματα της Ελλάδος κατανέμεται από το Διαχειριστή ΜΔΝ στις μονάδες παραγωγής ώστε να διαμορφώνεται η διατήρηση της

απαραίτητης στρεφόμενης εφεδρείας, προκειμένου να εξασφαλιστεί η έγκαιρη αντίδραση του συστήματος σε απότομες διακυμάνσεις του φορτίου, σε περίπτωση συμβάντος ή διαταραχής[13]. Εξαιτίας αυτού του συγκεντρωτικού χαρακτήρα της παραγωγής, που μειώνει την αξιοπιστία παροχής, η συμμετοχή των ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης συγκρατείται σε χαμηλά επίπεδα με τις υφιστάμενες πρακτικές διαχείρισης για λόγους ευστάθειας των ηλεκτρικών συστημάτων, παρά το υψηλό αιολικό δυναμικό των νησιών του Αιγαίου και τα επίπεδα αιολικής διείσδυσης στα αυτόνομα νησιωτικά συστήματα είναι αυτή τη στιγμή περιορισμένα

Στο παρακάτω διάγραμμα διακρίνεται η συμμετοχή των θερμικών μονάδων και των Α/Π με βάση τα απολογιστικά στοιχεία για την ηλεκτροπαραγωγή στα ΜΔΝ τα έτη 2016-2018[9].



Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών

Διάγραμμα 3.1: Ηλεκτροπαραγωγή στα ΜΔΝ για τα έτη 2016-2018 (Πληροφοριακό δελτίο ΔΕΔΔΗΕ)

ΠΙΝΑΚΑΣ 4 Συγκεντρωτικά Στοιχεία Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά Δεκέμβριος 2018												
ΜΗΝΑΣ	ΑΙΟΛΙΚΑ		ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ*		ΒΙΟΑΕΡΙΟ		ΥΒΡΙΔΙΚΟΣ		ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΑ		ΣΥΝΟΛΟ	
	ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)	ΙΣΧΥΣ (MW)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)
Ιανουάριος	322,23	66.989,45	135,89	12.777,94	0,50	273,02			0,30	53,43	458,92	80.093,84
Φεβρουάριος	322,23	50.819,75	135,89	11.213,84	0,50	210,52			0,30	46,69	458,92	62.290,80
Μάρτιος	322,23	56.711,93	135,89	17.769,21	0,50	231,56			0,30	53,87	458,92	74.766,57
Απρίλιος	322,23	41.145,48	135,89	23.263,17	0,50	308,68			0,30	41,80	458,92	64.759,13
Μάιος	306,43	51.294,20	130,79	21.476,95	0,50	283,68			0,30	43,01	438,02	73.097,84
Ιούνιος	305,23	43.386,16	129,74	23.793,78	0,50	223,86			0,30	18,35	435,77	67.422,15
Ιούλιος	305,23	73.450,52	129,74	25.695,05	0,50	298,69			0,30	0,00	435,77	99.444,26
Αύγουστος	305,23	93.957,40	129,74	24.454,61	0,999	396,13			0,30	0,00	436,67	118.808,14
Σεπτέμβριος	305,23	77.578,37	129,74	21.011,86	0,999	383,40			0,30	0,00	436,27	98.973,63
Οκτώβριος	305,23	51.098,85	129,74	17.262,87	0,999	309,24	0,4	107,04	0,30	0,00	436,67	68.778,00
Νοέμβριος	305,23	55.884,65	129,74	12.375,58	0,999	278,02	0,4	89,08	0,30	0,00	436,67	68.627,33
Δεκέμβριος	305,23	63.791,64	129,74	9.208,81	0,999	415,08	0,4	174,70	0,30	0,00	436,67	73.590,23
Σύνολο		726.108,40		220.303,67		3.611,88		370,82		257,15		950.651,92

* Στα Φ/Β δεν συμπεριλαμβάνεται η εγκατεστημένη ισχύς και ενέργεια των Φ/Β Ειδικού Προγράμματος και των Net Metering

Πίνακας 3.2: Συγκεντρωτικά στοιχεία ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για το Έτος 2018 (Πληροφοριακό Δελτίο ΔΕΔΔΗΕ)

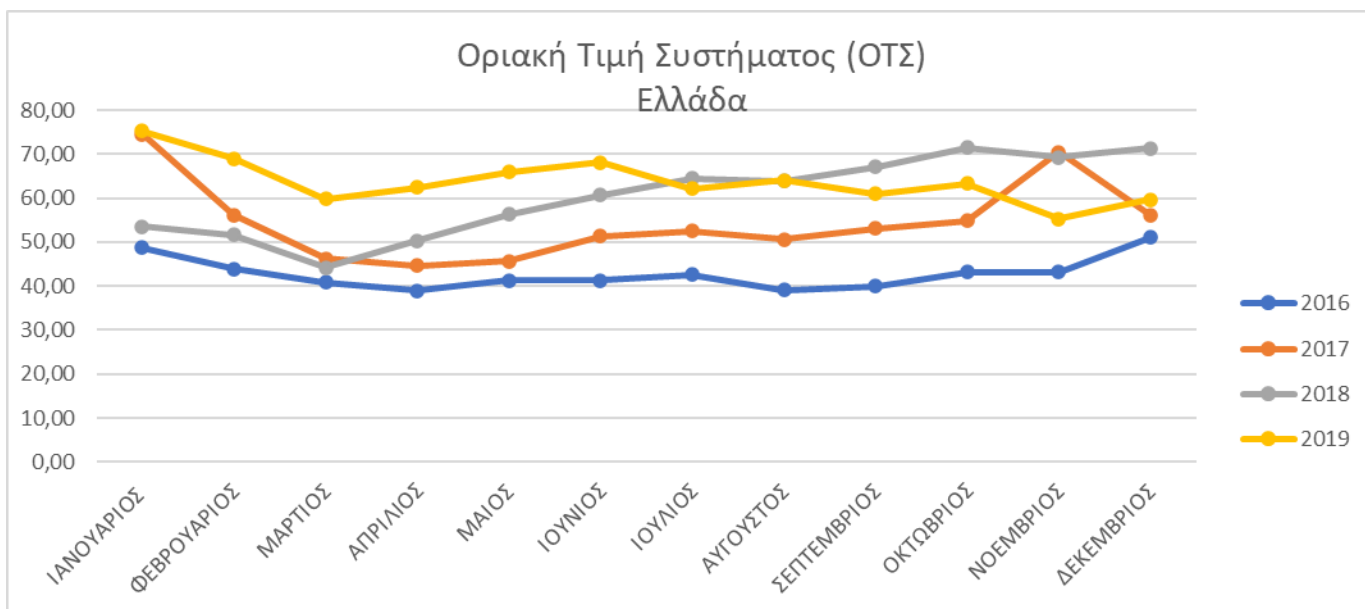
Στον παραπάνω πίνακα παρατηρείται αύξηση της παραγομένης ενέργειας από ΑΠΕ στα ΜΔΝ τους θερινούς μήνες του έτους 2018. Παρατηρούμε ότι οι πηγές ΑΠΕ τα εγκατεστημένα αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκά σημειώνουν τη μέγιστη παραγωγική τους ικανότητα τους θερινούς μήνες, λόγω των καλοκαιρινών μετεμιών από τη μία για την αιολική ενέργεια και της υψηλής καλοκαιρινής ηλιοφάνειας κατά τη μεγαλύτερη διάρκεια της ημέρας από την άλλη, όταν δηλαδή και τα φορτία φθάνουν στο μέγιστό τους λόγω του θερινού τουρισμού οδηγώντας σε έναν ευνοϊκό ταυτοχρονισμό οδηγώντας έτσι στην μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ κατά τους μήνες αυτούς.

Το καύσιμο που συνήθως χρησιμοποιείται στους ΑΣΠ και του ΤΣΠ όπως προαναφέρθηκε είναι το πετρέλαιο στις δύο βασικές μορφές του που όμως είναι ιδιαίτερα ακριβό αλλά προτιμάται λόγω της εύκολης μεταφοράς του με πλοίο και της αξιοπιστίας του καυσίμου. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι για ισοδύναμη θερμαντική του αξία συγκριτικά με τον λιγνίτη που καίγεται στην ηπειρωτική Ελλάδα το κόστος είναι πολλαπλάσιο. Τα μορφολογικά χαρακτηριστικά των νησιών επιβάλλουν μικρή σχετικά κατανάλωση, άλλα εκτεταμένο δίκτυο διανομής. Ακόμη τους μήνες εκτός του καλοκαιριού η παραγωγή υπολειπεται. Όπως συμπεραίνεται η εγκατάσταση και η λειτουργία των ΑΣΠ είναι ασύμφορη αλλά αναγκαία.

Α/Α	ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2018			
		ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΑΠΕ (MWh)	ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΘΕΡΜΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ (MWh)	ΜΕΣΟ ΜΕΤΑΒΛΗΤΟ ΠΛΗΡΕΣ ΚΟΣΤΟΣ (€/MWh)	ΜΕΣΟ ΜΕΤΑΒΛΗΤΟ ΚΟΣΤΟΣ (€/MWh)
1	ΑΓ.ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	0,00	1.124,01	502,11	269,29
2	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	0,00	717,56	1.109,48	286,06
3	ΑΜΟΡΓΟΣ	469,37	10.742,21	368,14	244,18
4	ΑΝΑΦΗ	0,00	1.370,58	518,23	276,64
5	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	0,00	274,30	1.417,29	381,84
6	ΑΡΚΙΟΙ	0,00	397,05	848,19	329,05
7	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ	565,35	6.545,19	448,50	256,92
8	ΓΑΥΔΟΣ	0,00	491,02	780,33	312,81
9	ΔΟΝΟΥΣΑ	0,00	1.118,38	850,34	285,33
10	ΕΡΕΙΚΟΥΣΣΑ	0,00	894,94	790,52	304,96
11	ΘΗΡΑ	992,59	199.310,89	203,86	143,02
12	ΙΚΑΡΙΑ	3.101,94	24.920,00	360,99	190,46
13	ΚΑΡΠΑΘΟΣ	3.494,76	35.000,17	208,51	112,50
14	ΚΡΗΤΗ	677.651,55	2.404.160,02	191,91	158,07
15	ΚΥΘΝΟΣ	399,30	9.179,02	374,21	240,26
16	ΚΩΣ	51.963,09	342.429,64	141,67	96,96
17	ΛΕΣΒΟΣ	42.793,01	256.655,48	164,78	117,36
18	ΛΗΜΝΟΣ	10.090,97	50.352,64	198,96	112,17
19	ΜΕΓΙΣΤΗ	0,00	3.761,56	507,28	273,77
20	ΜΗΛΟΣ	6.959,01	43.722,87	159,70	98,20
21	ΟΘΩΝΟΙ	0,00	639,65	1.035,86	322,26

22	ΠΑΤΜΟΣ	2.963,64	15.977,55	355,50	251,82
23	ΡΟΔΟΣ	121.775,15	744.677,29	188,19	141,37
24	ΣΑΜΟΣ	25.740,06	114.555,87	177,73	100,73
25	ΣΕΡΙΦΟΣ	222,05	8.536,34	364,76	243,83
26	ΣΙΦΝΟΣ	588,84	18.741,58	364,20	246,11
27	ΣΚΥΡΟΣ	483,06	15.221,05	396,61	234,24
28	ΣΥΜΗ	255,16	14.417,45	373,51	244,51
29	ΧΙΟΣ	20.261,34	187.121,90	142,72	95,27

Στον παραπάνω πίνακα απεικονίζεται το Μέσο Μεταβλητό Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά νησιωτικό σύστημα για το 2018[9] και στο αμέσως παρακάτω η διάγραμμα Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) για την τετραετία 2016-2019 σε μηνιαία ανάλυση[11].



Διάγραμμα 3.2: Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) Ελλάδα 2016-2020

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και είναι η τιμή που εισπράττουν όλοι όσοι εγχέουν ενέργεια στο Σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από το Σύστημα. Συγκεκριμένα, η Ο.Τ.Σ διαμορφώνεται από τον συνδυασμό των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε ημέρα οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και του ωριαίου φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που διαμορφώνεται σε καθημερινή βάση από τους καταναλωτές. Στο σημείο όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, καθορίζεται και η Οριακή Τιμή του Συστήματος, η

οποία στην ουσία συμπίπτει με την προσφερόμενη τιμή της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση, η οποία είναι και η ακριβότερη[4]. Στη πράξη λοιπόν, το Μέσο Μεταβλητό Κόστος (ΜΜΚ) της συντριπτικής πλειοψηφίας των ΜΔΝ, το κόστος των οποίων μετακυλίνεται στους τελικούς καταναλωτές από τους παραγωγούς μέσω των χρεώσεων των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ).

Μείωση του ΜΜΚ επιτυγχάνεται με τη βέλτιστη διαχείριση της παραγωγής, με την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και στο απώτερο μέλλον με τη οριστική διασύνδεση των ΜΔΝ. Όσο όμως αυτά τα νησιά αυτά παραμένουν μη διασυνδεδεμένα, ως μόνη άμεση και πρακτική λύση για την επίτευξη υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ παρουσιάζεται η αποθήκευση της ενέργειας των ΑΠΕ και η μετέπειτα αξιοποίησή της μέσω ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής.

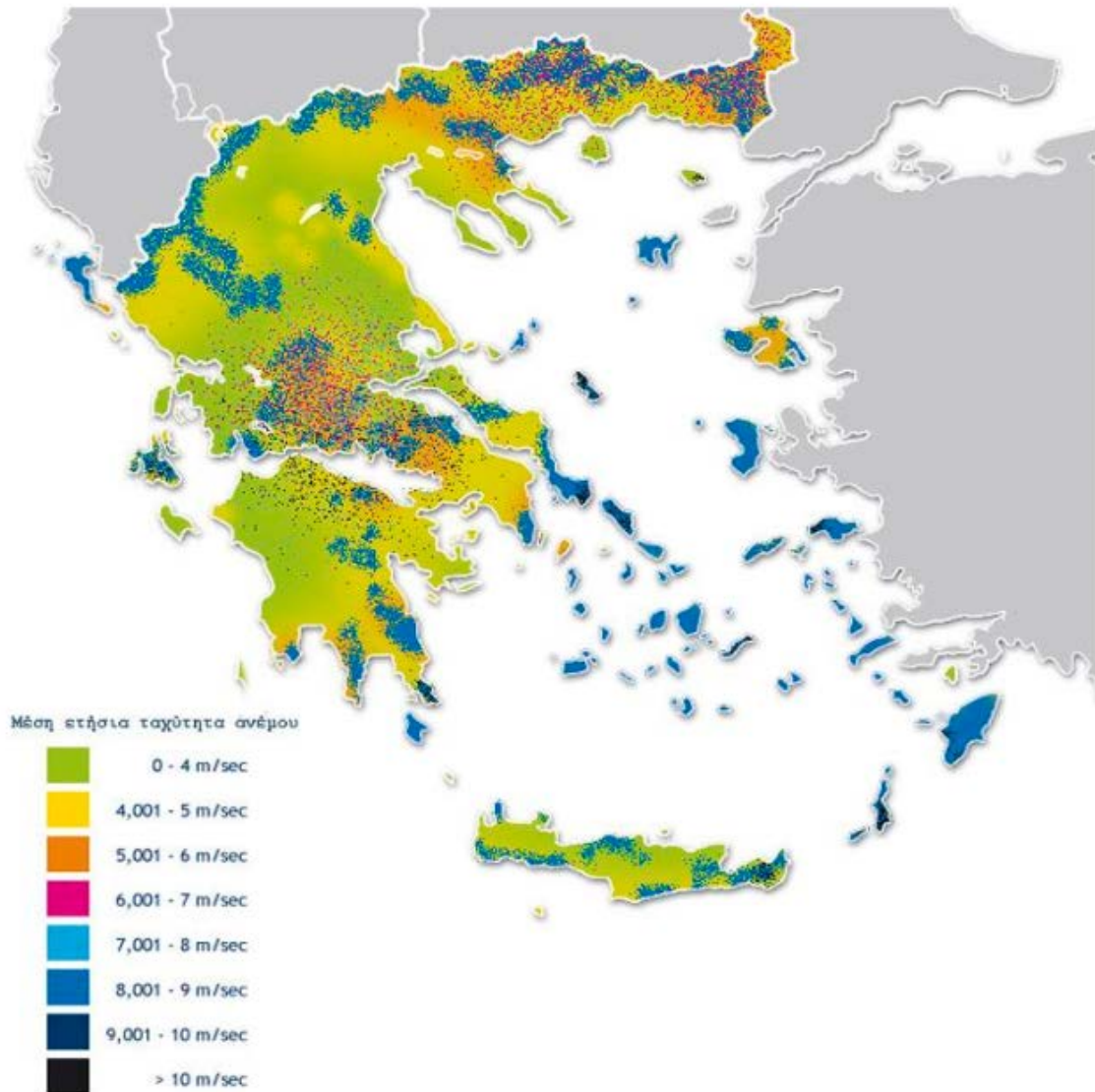
3.1 Αιολικά Πάρκα (ΑΠ) στα ΜΔΝ

Τα αιολικά πάρκα εντάσσονται στις μη «κατανεμημένες» -μη ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής καθότι η πρωτογενής πηγή ενέργειας που είναι ο άνεμος δεν αποτελεί διαχειρίσιμη μεταβλητή ώστε να αυξομειώνεται αντίστοιχα η παραγωγή όταν την χρειάζεται το σύστημα. Ένας πρώτος παράγοντας που πρέπει να ληφθούν υπόψη είναι η ένταξη της λειτουργίας αιολικών πάρκων εντός του ηλεκτρικού συστήματος ενός ΜΔΝ είναι η προβλεψιμότητα της παραγωγής και έως εκ τούτου της λειτουργίας των ΑΠ. Η αιολική παραγωγή είναι σχετικά προβλέψιμη όπως και η χρονική διακύμανση του φορτίου του ηλεκτρικού συστήματος του ΜΔΝ. Οι αποκλίσεις ανάμεσα στην προβλεπόμενη, συνήθως πρόβλεψη 12ώρου, και την πραγματική παραγωγή προσεγγίζουν κατά μέσο όρο το 10% [15].

Ο δεύτερος παράγοντας που πρέπει να συνυπολογιστεί στην λειτουργία του ΑΠ είναι η έντονη διακύμανση στην παραγωγή εντός πολύ μικρού χρονικού διαστήματος (πχ. λεπτό) ή αλλιώς μεταβλητότητα η οποία παρατηρείται εντόνως ακόμη και αν η συνολική παραγωγή εντός μεγαλύτερων διαστημάτων (πχ. ημέρας) είναι ικανοποιητικά προβλέψιμη. Οι θερμικοί σταθμοί όμως δεν μπορούν να παρακολουθούν τις διακυμάνσεις του ανέμου καθώς δεν μπορούν να μειώσουν την παραγωγή τους κάτω από τα τεχνικά τους ελάχιστα και δεν είναι οικονομοτεχνικά ωφέλιμο να λειτουργούν με έντονες διακυμάνσεις στην παραγωγή τους.[16].

Παίρνοντας λοιπόν υπόψη του ο διαχειριστής ΜΔΝ όλα τα παραπάνω και βασιζόμενος στον Κώδικα ΜΔΝ της Ρ.Α.Ε., ακολουθεί κάποιους κανόνες στην ένταξη των ΑΠ που από

τη μία ορίζουν κάποια πλαίσια στην προημερήσια πρόβλεψη της ένταξης των ΑΠ βάσει της επαρκούς πρόβλεψης της παραγωγής τους και από την άλλη περιορίζουν τη λειτουργία των ΑΠ στην λειτουργία πραγματικού χρόνου του κάθε ηλεκτρικού συστήματος του ΜΔΝ, ώστε να τηρείται με τη μέγιστη ευστάθεια το ενεργειακό ισοζύγιο.



30

Εικόνα 3.2: Χάρτης αιολικού δυναμικού της Ελλάδας [ΚΑΠΕ][17]

Από το χάρτη του αιολικού δυναμικού που έχει καταρτίσει το Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΚΑΠΕ) βάσει πολύχρονων μετρήσεων παρατηρούμε αρκετά μεγάλες ταχύτητες ανέμου στα νησιά του Αιγαίου, που μεταφράζεται σε υψηλό συντελεστή χρησιμοποίησης (Capacity Factor), κάτι το οποίο αποτελεί ευνοϊκότερη προϋπόθεση για

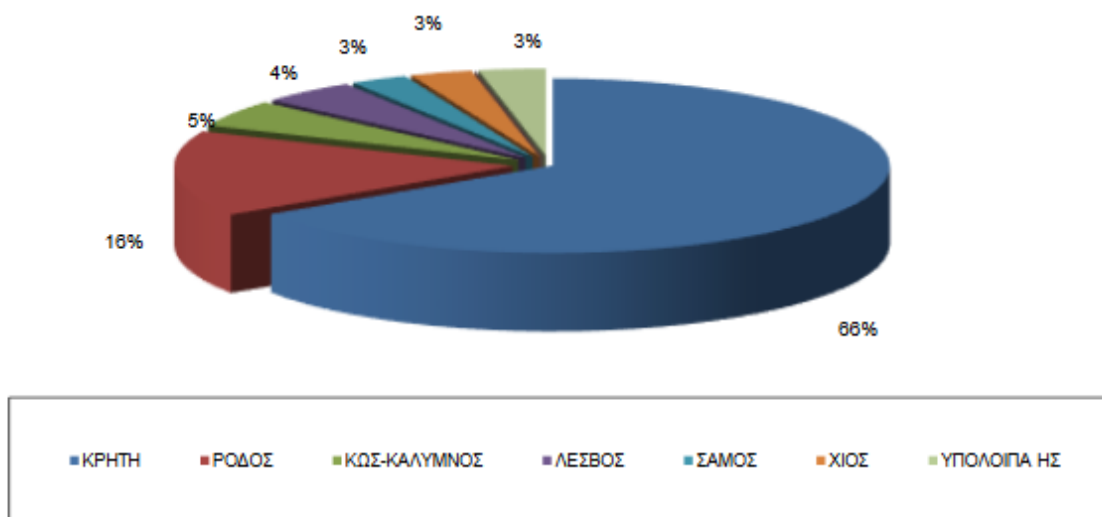
την περαιτέρω αξιοποίηση του αιολικού δυναμικού των ΜΔΝ, που απαρτίζονται στην πλειοψηφία τους από νησιά του Αιγαίου πελάγους.

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης εκφράζει το μέτρο χρησιμοποίησης ή εν δυνάμει απόδοσης του κάθε αιολικού πάρκου και ορίζεται από τον λόγο της πραγματικής ενέργειας που παράγει ή μπορεί θεωρητικά βάσει ενεργειακών προμελετών να παράξει ετήσια προς τη θεωρητική μέγιστη ενέργεια που θα μπορούσε να παράγει αν λειτουργούσε όλες τις ώρες υπό ονομαστική ισχύ.

Ο συντελεστής χρησιμοποίησης έχει ιδιαίτερη σημασία καθώς σχετίζεται άμεσα με τη βιωσιμότητα μιας ενεργειακής επένδυσης και συνήθως έχει τιμές άνω του 25% για να θεωρείται μια αιολική επένδυση βιώσιμη[14].

Όπως φαίνεται από το διάγραμμα της ποσοστιαίας εγκατεστημένης ισχύος ανά ΜΔΝ καθώς και από τον αναλυτικότερο παρακάτω πίνακα για την παραγωγή ενέργειας από ΑΠ το έτος 2018, στο νησί της Κρήτης αντιστοιχεί η μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ στα ΜΔΝ. Αμέσως μετά ακολουθούν η Ρόδος, η Κως, η Λέσβος, η Σάμος και η Χίος[9].

88 Αιολικά Πάρκα (Α/Π) Συνολικής Ισχύος 305,23 MW



Διάγραμμα 3.3: Ποσοστό συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από Α/Π στα ΜΔΝ το 2018 (Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο της ΔΕΔΔΗΕ)

Α/Α	ΗΣ	ΝΗΣΙΑ	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΣΤΑ ΜΔΝ			
			ΠΛΗΘΟΣ ΑΠ	ΕΓΚΑΤ. ΙΣΧΥΣ (kW)	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (kWh)	ΣΥΝΤΕΛΕΣ ΤΗΣ ΙΣΧΥΟΣ (Cf)
1	ΑΓ. ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΥ	ΑΓ. ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	1	20,00	0,00	0,00%
2	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙΟΥ	ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	-			-
3	ΑΜΟΡΓΟΥ	ΑΜΟΡΓΟΣ	-			-
4	ΑΝΑΦΗΣ	ΑΝΑΦΗ	-			-
5	ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΩΝ	ΑΝΤΙΚΗΘΥΡΑ	-			-
6	ΑΡΚΙΩΝ	ΑΡΚΙΟΙ	-			-
		ΜΑΡΑΘΙ	-			-
8	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑΣ	ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ	-			-
9	ΓΑΥΔΟΥ	ΓΑΥΔΟΣ	-			-
10	ΔΟΝΟΥΣΑΣ	ΔΟΝΟΥΣΑ	-			-
11	ΕΡΕΙΚΟΥΣΑΣ	ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	-			-
12	ΘΗΡΑΣ	ΘΗΡΑ	-			-
		ΘΗΡΑΣΙΑ	-			-
14	ΙΚΑΡΙΑΣ	ΙΚΑΡΙΑ	2	985,00	2.282.996,00	26,46%
15	ΚΑΡΠΑΘΟΥ	ΚΑΡΠΑΘΟΣ	3	1.225,00	1.612.643,00	15,03%
		ΚΑΣΟΣ	-			
17	ΚΡΗΤΗ	ΚΡΗΤΗ	39	200.290,00	512.715.127,51	29,22%
18	ΚΥΘΝΟΥ	ΚΥΘΝΟΣ	2	665,00	0,00	0,00%
19	ΚΩ	ΚΑΛΥΜΝΟΣ	-	15.200,00	36.342.111,00	27,29%
		ΛΕΙΨΟΙ	-			
		ΛΕΡΟΣ	1			
		ΤΕΛΕΝΔΟΣ	-			
		ΚΩΣ	3			

		ΨΕΡΙΜΟΣ	-			
		ΓΥΑΛΙ	-			
		ΝΙΣΥΡΟΣ	-			
		ΤΗΛΟΣ	-			
20	ΛΕΣΒΟΥ	ΛΕΣΒΟΣ	5	13.950,0	28.381.920,0	23,23%
		ΜΕΓΑΛΟΝΗΣΙ	-	0	0	
21	ΛΗΜΝΟΥ	ΛΗΜΝΟΣ	3	3.040,00	7.129.335,00	26,77%
	ΜΕΓΙΣΤΗΣ	ΜΕΓΙΣΤΗ	-			-
	ΜΗΛΟΥ	ΜΗΛΟΣ	3	2.650,00	5.830.260,00	25,12%
		ΚΙΜΩΛΟΣ	-			
	ΟΘΩΝΩΝ	ΟΘΩΝΟΙ	-			-
	ΠΑΤΜΟΥ	ΠΑΤΜΟΣ	1	1.200,00	2.695.875,00	25,65%
	ΡΟΔΟΣ	ΡΟΔΟΣ	5	48.550,0	89.200.980,0	20,97%
ΣΑΜΟΥ	ΣΑΜΟΣ	6	8.375,00	18.712.279,0	0,26	
	ΦΟΥΡΝΟΙ	-				
	ΘΥΜΑΙΝΑ	-				
22	ΣΕΡΙΦΟΥ	ΣΕΡΙΦΟΣ	-			-
23	ΣΙΦΝΟΥ	ΣΙΦΝΟΣ	-			-
	ΣΚΥΡΟΥ	ΣΚΥΡΟΣ	-			-
24	ΣΥΜΗΣ	ΣΥΜΗ	-			-
25	ΧΙΟΥ	ΧΙΟΣ	13	9.075,00	9.765.720,38	12,28%
		ΨΑΡΑ	1			
		ΟΙΝΟΥΣΣΕΣ	-			
	ΣΥΝΟΛΟ		88	305.225,00	714.669.246,89	26,73%

Πίνακας 3.3: Στοιχεία Αιολικής παραγωγής ανά νησί το έτος 2018.

Στον παραπάνω πίνακα καταγράφεται, η εγκατεστημένη αιολική ισχύς, η ετήσια παραγωγή αιολικής ενέργειας που εγχύθηκε στο δίκτυο κάθε νησιού και ο συντελεστής χρησιμοποίησης (Capacity Factor) των αιολικών πάρκων που λειτούργησαν στα νησιά του Αιγαίου το έτος 2018. Το σύνολο της εγκατεστημένης αιολικής ισχύος στα ΜΔΝ στο τέλος του έτους 2018 ήταν είναι 305,225 MW, με την Κρήτη και την Ρόδο να παίρνουν την μερίδα του λέοντος αλλά και μικρότερα νησιά όπως η Πάτμος να διαθέτουν

ιδιαίτερα υψηλή εγκατεστημένη αιολική παραγωγή σχετικά με το μέγεθός των ηλεκτρικών συστημάτων τους. Στα στοιχεία δεν συμπεριλαμβάνονται τα Α/Π που ανήκουν στους υπάρχοντες υβριδικούς σταθμούς της Ικαρίας με ονομαστική ισχύ 2.700 kW και της Τήλου με ονομαστική ισχύ 800kW.

Στην τελευταία στήλη του πίνακα φαίνεται ο ετήσιος συντελεστής χρησιμοποίησης των αιολικών πάρκων που είναι εγκατεστημένα ανά νησί. Οι μικρές τιμές του συντελεστή χρησιμοποίησης των αιολικών που παρατηρούνται στον παρακάτω πίνακα εκτός από τις περιπτώσεις μη διαθεσιμότητας λόγω τεχνικών βλαβών, οφείλονται κατά κύριο λόγο στους περιορισμούς που θέτονται από τον Κώδικα και ως εκ τούτου το Διαχειριστή για την τήρηση της ευστάθειας των ΜΔΝ.. Έτσι παίρνοντας ένα παράδειγμα από το Νησί της Χίου παρατηρούμε ότι παρόλο που φαίνεται να έχει μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ από αυτή της Σάμου, η συνολικά παραγόμενη ενέργεια είναι χαμηλότερη, αφού το Capacity Factor των ΑΠ της Χίου είναι χαμηλότερο. Όπως λοιπόν συμπεραίνουμε στα ΜΔΝ παρατηρείται ένας συντελεστής ισχύος που μπορεί να φθάσει το όριο έως και το 29% με την περίπτωση της Κρήτης, λόγω των περιορισμών που επιβάλλονται, παρότι το αιολικό δυναμικό των ΜΔΝ όπως επιβεβαιώνεται και από τους χάρτες αιολικού δυναμικού του ΚΑΠΕ είναι από τα υψηλότερα στην Ελλάδα με αναμενόμενους συντελεστές χρησιμοποίησης άνω του 40% που αντιστοιχεί σε ταχύτητες ανέμου άνω των 8,0m/s.

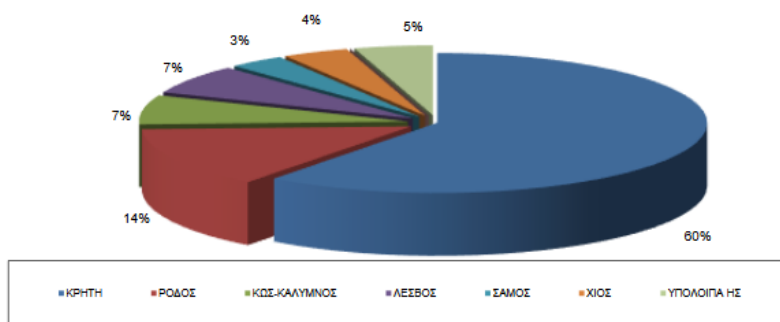
Επιβάλλεται λοιπόν για λόγους ενεργειακής βιωσιμότητας η περαιτέρω αξιοποίηση του υπολειπόμενου αιολικού δυναμικού με την επίτευξη ευνοϊκών, για τη λειτουργία των Α/Π, συνθηκών ώστε όλη η αιολική εγκατεστημένη ισχύ να είναι διαθέσιμη όλες τις ώρες που υπάρχει και η ικανότητα παραγωγής από τα αιολικά πάρκα, τηρώντας παράλληλα όλους τους κανόνες για την τήρηση της ευστάθειας των συστημάτων που έχει επιβάλει ο Διαχειριστής.

3.2 Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί (Φ/Β) στα ΜΔΝ

Οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί (Φ/Β) που είναι εγκατεστημένοι στα ΜΔΝ παρόλο που εντάσσονται όπως και τα Α/Π στις μη κατανεμόμενες μονάδες παραγωγής λόγω της αδυναμίας του απομακρυσμένου ελέγχου τους από το Σύστημα Διαχείρισης του εκάστοτε ΜΔΝ, εντούτοις δεν περικόπτονται σε πραγματικό χρόνο στην παραγωγή τους αλλά εκτιμώνται απολογιστικά, οπότε επί της ουσίας έχουν πραγματική προτεραιότητα στην ένταξή τους τόσο ως προς τα ΑΠ αλλά και ως προς τις θερμικές μονάδες των ΑΣΠ, χωρίς να θέτονται θέματα ασφαλείας στη διεξόδυσή τους. Στο παρακάτω διάγραμμα φαίνεται η

ποσοστιαία ανά ΜΔΝ εγκατεστημένη ισχύ Φ/Β επί του συνόλου της εγκατεστημένης ισχύος. Σε μελλοντικό χρόνο και μετά τη δημιουργία των Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ) ο διαχειριστής ΜΔΝ φιλοδοξεί να εγκαταστήσει συστήματα ελέγχου και να μπορεί να έλεγχει Φ/Β σταθμούς άνω κάποιου επιλεγμένου ορίου εγκατεστημένης ισχύος. Στους Φ/Β των υβριδικών σταθμών ωστόσο υπάρχει δυνατότητα απομακρυσμένου ελέγχου λόγω των αυξημένων αναγκών ελέγχου που έχουν εκ φύσεώς τους αυτοί οι σταθμοί.

1.688 Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί (ΦΒ) Συνολικής Ισχύος 129,74 MW



Διάγραμμα 3.4: Ποσοστό συνολικής εγκατεστημένης ισχύος από Φ/Β στα ΜΔΝ το 2018 (Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο της ΔΕΔΔΗΕ)

3.3 Υβριδικοί Σταθμοί στα ΜΔΝ ^[4]

Ο όρος «Υβριδικά Συστήματα Ενέργειας» αναφέρεται σε συστήματα όπου χρησιμοποιούνται διατάξεις ενεργειακής μετατροπής, με σκοπό την παραγωγή ενέργειας. Ένα υβριδικό σύστημα μπορεί να περιλαμβάνει μία συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με μία τουλάχιστον μορφή ανανεώσιμης πηγής ενέργειας, διατάξεις αποθήκευσης, συστήματα εποπτείας και ελέγχου, καθώς και σύστημα διαχείρισης φορτίου.[19]

Σύμφωνα με το νόμο 3468/2006[4], 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 υβριδικός σταθμός 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

υβριδικού σταθμού. 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.

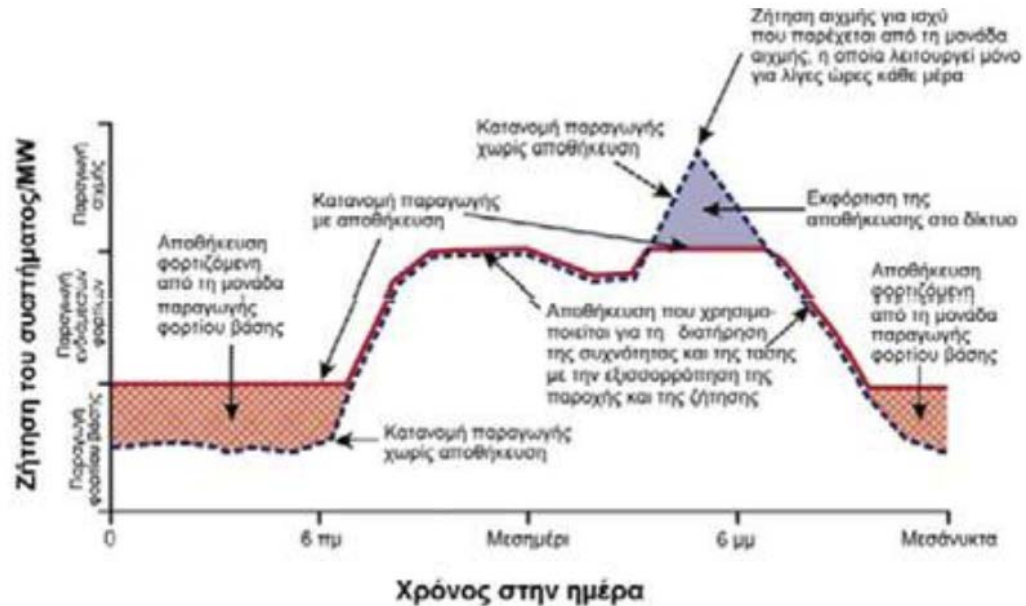
γ. Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ του σταθμού δε μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%. Στην παρούσα διπλωματική εργασία ο όρος Υβριδικός Σταθμός (ΥΒΣ) χρησιμοποιείται για να περιγράψει ένα συνδυασμένο σταθμό, που αποτελείται από ένα ή περισσότερα αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκά πάρκα, διατάξεις συσσωρευτών τα οποία ανήκουν όλα σε έναν παραγωγό, ο οποίος και τα διαχειρίζεται. Ο ορισμός αυτός ανταποκρίνεται στο υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο στην Ελλάδα, που οριοθετεί το νομικό πλαίσιο και παρέχει ορισμένες γενικές αρχές για τέτοιου είδους επενδύσεις στην εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

3.3.1 Χρήσεις και Λειτουργίες των συστημάτων αποθήκευσης των ΥΒΣ ^[13]

Παρακάτω παρατίθενται τα βασικά οφέλη της ενεργειακής αποθήκευσης των ΥΒΣ που είναι στη διάθεση του διαχειριστή για τη βέλτιστη λειτουργία των ΗΣ στα ΜΔΝ[18],[20]:

- 1) Ρύθμιση Συχνότητας (Frequency Response) με ταχύτατους χρόνους εκφόρτισης σε ονομαστική ισχύ
- 2) Ρύθμιση Τάσης. (Voltage response) με τη λειτουργία σε συντελεστή ισχύος από 0-1 χωρητικό-επαγωγικό.
- 3) Εφεδρεία (Primary & Secondary control reserve.)
- 4) Μετακύλιση της χαμηλού κόστους ενέργειας στην κοιλάδα της καμπύλης φορτίου(αποθήκευση) και ανάκτησή της τις ώρες αιχμής ,κόβοντας τις ακριβές μονάδες αιχμής.(Energy Shifting-Arbitrage,)
- 5) Βελτίωση της αξιοποίησης των Α.Π.Ε. Απορρόφηση των διακυμάνσεων της παραγωγής ΑΠΕ, διαχείριση της στοχαστικότητάς του, μετακύλιση των αιχμών τους (Capacity Firming). Αύξηση της διείσδυσης των Α.Π.Ε σε απομονωμένα δίκτυα όπως αυτά των ΜΔΝ.

- 6) Εκκίνηση μετά από σφάλμα (Black start) για την επανηλέκτριση μετά από γενικό black out
- 7) Βελτίωση της οικονομικότητας της λειτουργίας των συμβατικών μονάδων παραγωγής μακριά από τα τεχνικά τους ελάχιστα, με παράλληλη μείωση των καταναλώσεων τους (Peak Shaving)



Διάγραμμα 3.5: Η αρχή της ενεργειακής αποθήκευσης [ΚΑΠΕ] [17]

Στο παραπάνω σχήμα φαίνεται η βελτίωση της οικονομικότητας λειτουργίας των συμβατικών μονάδων από τη λειτουργία της αποθήκευσης ενέργειας που εξομαλύνει την παραγωγή ισχύος τους για την κάλυψη των φορτίων.

3.3.2 Τεχνολογίες αποθήκευσης και τύποι συσσωρευτών

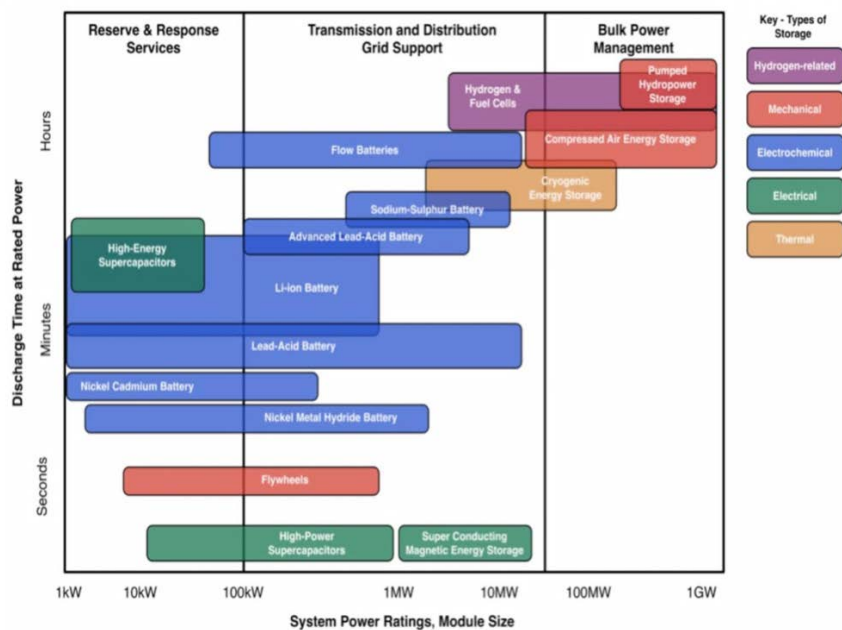
Η ενέργεια μπορεί να αποθηκευτεί με διάφορες τρόπους μετατρέπόμενη από σε διάφορες μορφές και να επανακτηθεί σε ηλεκτρική όταν απαιτηθεί.

Οι κύριες τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται κυρίως σε συστήματα αποθήκευσης είναι οι παρακάτω:

- 1) Μπαταρίες υπό ηλεκτροχημική μορφή •
- 2) Σφόνδουλους υπό την μορφή κινητικής ενέργειας
- 3) Υπερπυκνωτές υπό μορφή ηλεκτροστατικού πεδίου

- 4) Υπεραγώγιμα μαγνητικά συστήματα ενεργειακής αποθήκευσης υπό μορφή μαγνητικού πεδίου
- 4) Συστήματα αποθήκευσης ενέργειας συμπιεσμένου αέρα (CAES)
- 5) Συστήματα αντλησιοταμίευσης σε υδραυλική μορφή
- 6) Κυψέλες καυσίμου υπό μορφή υδρογόνου
- 7) Συστήματα κρυογενικής αποθήκευσης υπό τη μορφή θερμότητας

Κάθε τεχνολογία έχει τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά της και είναι κατάλληλη για χρήση σε συγκεκριμένο εύρος και μέγεθος εφαρμογών. Το παρακάτω διάγραμμα αναπαριστά γραφικά το εύρος λειτουργίας ανά τεχνολογία ανάλογα με το μέγεθος και το είδος της εφαρμογής καθώς και το χρόνο εκφόρτισης στην ονομαστική ισχύ.



Διάγραμμα 3.6: Κατηγοριοποίηση τεχνολογιών Αποθήκευσης [21]

Στα ΜΔΝ μπορούν να χρησιμοποιηθούν αρκετά από τα παραπάνω συστήματα καθότι τα ηλεκτρικά συστήματα τους ποικίλουν σε μέγεθος και ισχύ. Στη παρούσα διπλωματική επιλέχθηκαν οι ηλεκτροχημικές μπαταρίες καθότι είναι μία ευέλικτη δοκιμασμένη τεχνολογία για μικρού μεγέθους ηλεκτρικά συστήματα όπως αυτά της Γαύδου και της Μεγίστης που θα αναλυθούν στα παρακάτω κεφάλαια.

Όσον αφορά τις μπαταρίες και γενικότερα την ηλεκτροχημική αποθήκευση είναι πεδίο ραγδαίων εξελίξεων τα τελευταία χρόνια καθώς προστίθενται συνεχώς νέα υλικά και τρόποι λειτουργίας όπως οι μπαταρίες ροής (flow batteries). Παρακάτω παρατίθεται ένας ενδεικτικός πίνακας σύγκρισής των διαφόρων τύπων συσσωρευτών όσον αφορά τα

βασικά χαρακτηριστικά όπως η πυκνότητα ενέργειας και ισχύος, οι κύκλοι ζωής η αποδοτικότητα και η θερμοκρασία λειτουργίας.

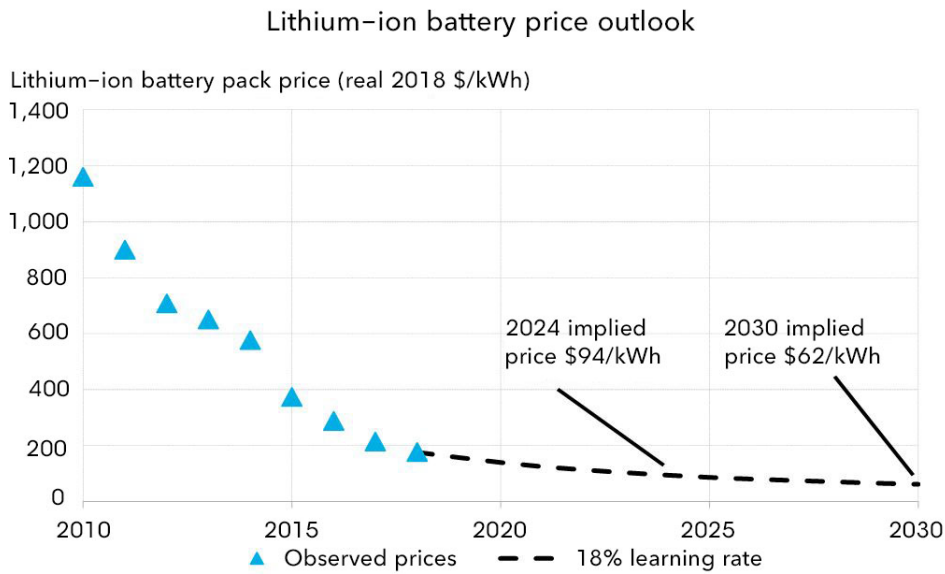
Electrochemical storage		Key properties						
		Energy density		Specific power	Cycle life	Efficiency	Working temperature	
		[Wh/kg]	[Wh/l]	[W/kg]	cycle number @ 80% DoD	[%]	[°C]	
Lead	flooded	25-40	60-100	140-350	200-1500	70-75	20-40	
	VRLA	30-40	80-100	140-300	300-1000	80-85	20-40	
	compressed	40-50	100	140-250	800-1500	70-85	20-40	
Alkaline	Ni-Cd							
	type	power	25-40	130	500	800-1500	70-75	-40-50
		energy	40-50	130	120-350	800-1500	70-75	-40-50
	NiZn		60-80	200-300	500-1000	200-1000	60-65	0-40
	NiMH							
	type	power	40-55	80-200	500-1400	500-2000	70-80	0-45
energy		60-80	200-350	200-600	500-2000	70-80	0-45	
High temperature	NaS (module)		103	150	100	4500	89	-20-45
	Zebra - Na-NiCl ₂		90-120	182	100-120	2500-3000	90	-20-45
Lithium	Li-ion							
	type	power	70-130	150-450	600-3000	800-3000	90-95	-20-60
		energy	110-220	150-450	200-600	800-3000	90-95	-20-60
Li Polymer		100-180	100	300-500	300-1000	90-95	-20-110	
Flow batteries	Energy		60-80	75-80	50-150	10.000	70-75	0-40
Electrochemical capacitors	Power		3-5	3-10	2000-10000	500k-1M	95-100	-20-90
	Energy		10-20	3-6	2000-10000	500k-1M	95-100	-20-90

Πίνακας 3.4: Σύγκριση Τεχνολογιών Συσσωρευτών (πηγή European Association for Storage of Energy)[20]

Στην παρούσα εργασία δεν θα επεκταθούμε περαιτέρω σε ανάλυση των τεχνολογιών αποθήκευσης ή των τύπων των μπαταριών καθώς δεν είναι αντικείμενο της παρούσας μεταπτυχιακής. Οι μπαταρίες που επιλέχθηκαν είναι λιθίου ιόντων καθότι είναι μία τεχνολογία δοκιμασμένη που έχει καθιερωθεί με αποδεδειγμένα αποτελέσματα που παρουσιάζουν υψηλή ενεργειακή πυκνότητα και απόδοση καθώς και μεγάλη διάρκεια ζωής.

Η αγορά της μπαταρίας ιόντων λιθίου με την ωρίμανση της τεχνολογίας οδηγείται συνεχώς στη μείωση του κόστους και στη χρησιμοποίησή τους για ακόμα μεγαλύτερες εφαρμογές.

Όπως φαίνεται από το παρακάτω γράφημα, η τιμή έχει μειωθεί από 1000\$/kWh στις αρχές αυτής της προηγούμενης δεκαετίας και σε περίπου 200\$/kWh τώρα.



Source: BloombergNEF

Διάγραμμα 3.7: Εκτίμηση εξέλιξη τιμής Μπαταριών Bloomberg [22]

3.3.3 ΥΒΣ Τήλου^{[23][24]25]}



Εικόνα 3.3: Πανοραμική άποψη Ανεμογεννήτριας και Συσσωρευτών ΥΒΣ Τήλου

Ο Υβριδικός Σταθμός Τήλου είναι ο πρώτος εν λειτουργία υβριδικός σταθμός στην Ελλάδα και αναπτύχθηκε από την εταιρεία Eunice σε συνεργασία με το Διαχειριστή ΜΔΝ. Αποτελεί τον πρώτο εν λειτουργία ΥΒΣ στην Ελλάδα με συστοιχία μετατροπένων συσσωρευτών με εγγυημένη ισχύ 400kW, με συνολική εγκατεστημένη ονομαστική ισχύ 1760kW, που αποτελείται από τα παρακάτω:

- 1) Ένα Αιολικό Πάρκο (Α/Π) ονομαστικής ισχύος 800kW στη θέση «Παχύ»,
- 2) Ένα Φωτοβολταϊκό Σταθμό ονομαστικής ισχύος 160kW στη θέση «Άγιος Κωνσταντίνος» στο Δήμο Τήλου, της Περιφερειακής ενότητας Ρόδου, της Περιφέρειας Νοτίου Αιγαίου,
- 3) Ένα Σταθμό αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας (Η/Ε) που αποτελείται από δύο συστοιχίες μετατροπένων-συσσωρευτών ονομαστικής ισχύος 800kW και ονομαστικής χωρητικότητας 2.880kWh επίσης στη θέση «Παχύ»
- 4) Συστήματα Ελέγχου και Διαχείρισης: Το σύστημα εποπτείας και ελέγχου του Υβριδικού Σταθμού για να μπορέσει να είναι σε θέση να λειτουργήσει το σύστημα, θα

πρέπει να έρχεται σε καθημερινή και ανά δευτερόλεπτο επαφή με την πλατφόρμα λειτουργίας του διαχειριστή μη διασυνδεδεμένων νησιών. Στο πλαίσιο αυτό και για την επιτυχή ολοκλήρωση του έργου η EEG κατήρτισε ήδη την πλατφόρμα προμερήσιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην οποία και ο ΥΒΣ συμμετέχει με προσφορές στην προμερήσια αγορά μέχρι τη 12η μεσημβρινή της προηγούμενης ημέρας.

Ο Υβριδικός Σταθμός μπορεί να ικανοποιήσει συνθήκες στήριξης της τάσεως σε επίπεδο μικρότερο του δευτερολέπτου καθώς επίσης έχει τη δυνατότητα στήριξης της συχνότητας του δικτύου εγγέροντας ονομαστική ενεργό ισχύ τις περιόδους αυτές. Οι τελευταίες δύο λειτουργίες είναι οι υπηρεσίες επικουρικών λειτουργιών τις οποίες ο σταθμός ήδη παρέχει στο σύστημα από το πολύ εξελιγμένο σύστημα ελέγχου που έχει υλοποιηθεί.

3.3.4 ΥΒΣ Ικαρίας^{[20][27]}



Εικόνα 3.4: Πανοραμική άποψη Ταμιευτήρα στον Υβριδικού Ικαρίας (Ναέρας) [26]

Ο Υβριδικός Ικαρίας (Ναέρας) αναπτύχθηκε από την εταιρεία ΔΕΗ Ανανεώσιμες αποτελεί τον πρώτο ΥΒΣ με αντλησιοταμίευση και αποτελείται από τα παρακάτω:

- 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.

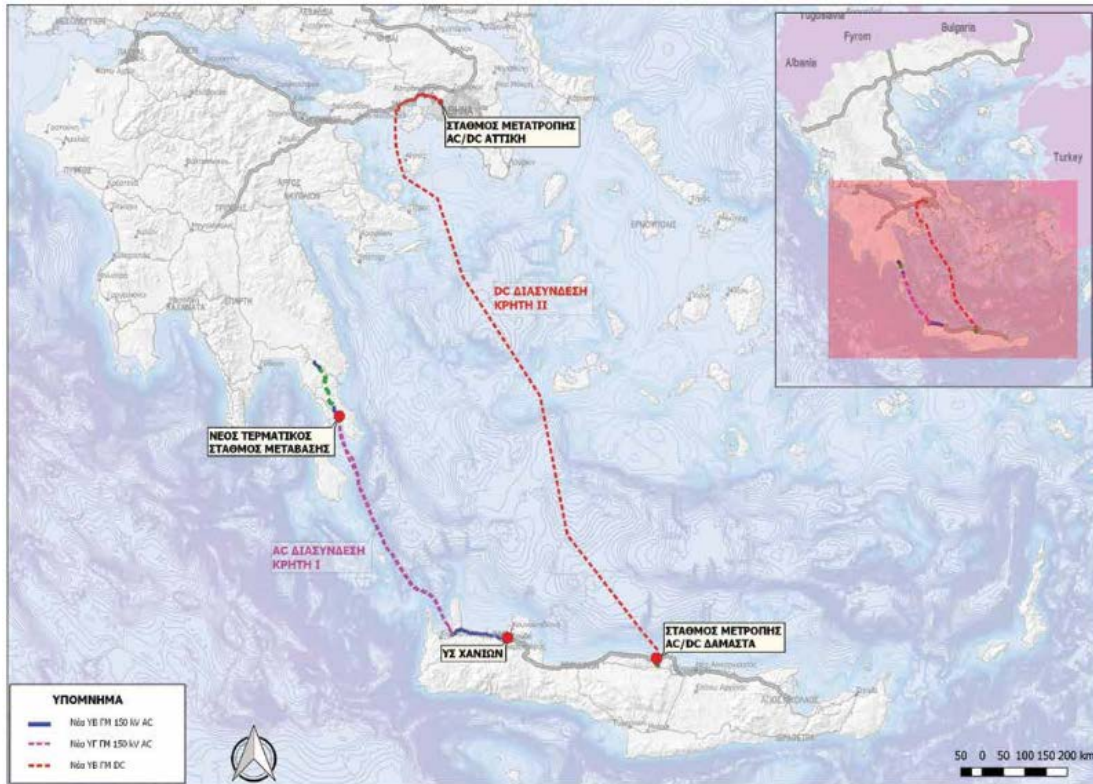
Ο ΜΥΗΣ Προεσπέρας παράγει ενέργεια από την υπερχείλιση του παλαιού φράγματος στο Πέζι. Λειτουργεί μόνο κατά τη μη αρδευτική περίοδο (Οκτώβριος-Απρίλιος). Καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, το νερό κυκλοφορεί μεταξύ της Άνω και της Κάτω Δεξαμενής μέσω 12 αντλιών και 2 αγωγών (προσαγωγού και καταθλιπτικού) 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 ΥΒΣ 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.

3.3.5 Προοπτικές διασύνδεσης ΜΔΝ^[8]

Ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς (ΑΔΜΗΕ) προχώρησε τα τελευταία χρόνια σε μία στρατηγική διασύνδεσης των ΜΔΝ με σκοπό την περαιτέρω ευστάθεια των εν λόγω συστημάτων αλλά και την κοινή ωφέλεια των καταναλωτών καθώς η διασύνδεση θα ρίξει

κατακόρυφα των κόστος λειτουργίας των ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ καθώς και τις εκπομπές CO₂. Έτσι σύμφωνα με το τελευταίο υποβληθέν δεκαετές πλάνο του ΑΔΜΗΕ στη Ρ.Α.Ε. προβλέπεται έως το 2030 όλες οι απαιτούμενες ενέργειες προς την ολοκλήρωση της διασύνδεσης της Κρήτης, των Κυκλάδων, των Δωδεκανήσων και των νησιών του Βορείου Αιγαίου.

Πιο συγκεκριμένα σύμφωνα με τον σχεδιασμό του ΑΔΜΗΕ, η πρώτη φάση της διασύνδεσης της Κρήτης αφορά τη «μικρή» διασύνδεση Κρήτης-Πελοποννήσου που αναμένεται να ολοκληρωθεί το καλοκαίρι του 2020. Αποτελεί τη μεγαλύτερη σε μήκος υποβρύχια-υπόγεια καλωδιακή διασύνδεση στον κόσμο με δυο υποθαλάσσια καλώδια εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) 150 kV AC με μήκος 134 χλμ. Ως υποβρύχιο τμήμα και 42 χλμ. υπόγεια τμήματα, ενώ το μέγιστο βάθος πόντισης των καλωδίων κατά μήκος της υποβρύχιας διαδρομής από τα μεγαλύτερα διεθνώς με μέγιστο βάθος τα 950 μέτρα. Το έργο χρηματοδοτείται με δάνειο ύψους 178 εκατ. ευρώ από την Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων. Το δάνειο της ΕΤΕπ, εικοσαετούς διάρκειας, θα χρηματοδοτήσει το 50% του εκτιμώμενου κόστους της νέας ηλεκτρικής διασύνδεσης που. Το έργο επιδοτείται επίσης με 95 εκατ. ευρώ από τα Ταμεία Συνοχής της ΕΕ.. Η νέα διασύνδεση μετά την ηλεκτρισή της αναμένεται να καλύψει το 34-40% της ζήτησης για ρεύμα στην Κρήτη και να στηρίξει την ανάπτυξη των κλάδων αιολικής ενέργειας και υβριδικής ανανεώσιμης ενέργειας στη Κρήτη, επιτρέποντας την αξιοποίηση του πλούσιου αιολικού δυναμικού του νησιού για την παραγωγή καθαρής ενέργειας για την υπόλοιπη χώρα.



Εικόνα 3.5: Οδεύσεις μικρής και μεγάλης διασύνδεσης της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ

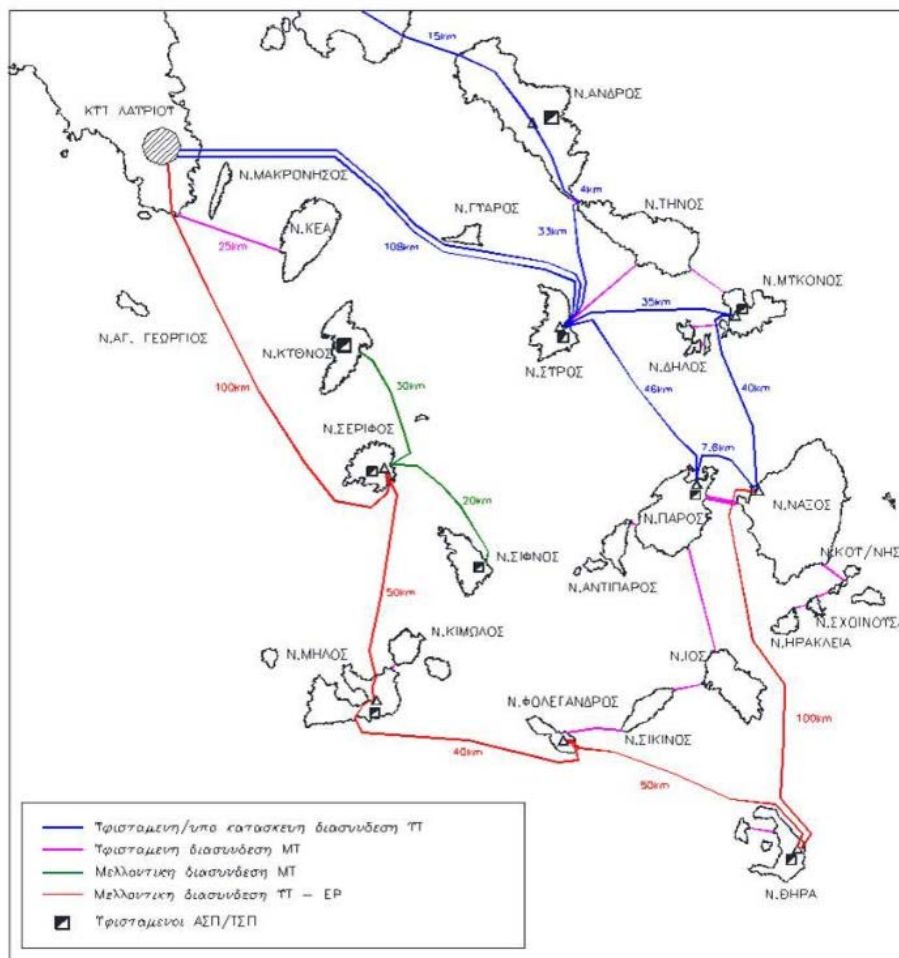
Η δεύτερη διασύνδεση (Κρήτη ΙΙ) περιλαμβάνει διπολικό σύνδεσμο HVDC, μεταξύ Κρήτης και Αττικής, ονομαστικής ικανότητας 2x500MW. Η θυγατρική εταιρεία ειδικού σκοπού του ΑΔΜΗΕ ΑΡΙΑΔΝΗ Interconnection που συστάθηκε το Σεπτέμβριο του 2018 έχει δεσμευθεί ότι θα ολοκληρωθεί το έργο το τελευταίο τρίμηνο του 2022 με εκτιμώμενο προϋπολογισμό της τάξης του 1 δισ. €. Το όφελος σε εξοικονόμηση υπηρεσιών κοινής ωφέλειας (ΥΚΩ) υπολογίζεται σε €400 εκατ. για τα επόμενα 25 χρόνια. Το έργο είναι εξαιρετικής σημασίας καθώς σε συνδυασμό με τη διασύνδεση Κρήτης-Πελοποννήσου, διασφαλίζει την επάρκεια εφοδιασμού του νησιού και παράλληλα προωθεί την περαιτέρω αξιοποίηση του πλούσιου τοπικού δυναμικού ΑΠΕ της Κρήτης, μειώνοντας την ενεργειακή εξάρτηση από εισαγόμενα καύσιμα και συμβάλλοντας στην επίτευξη των εθνικών στόχων για το 2020 με αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ και μείωση εκπομπών CO₂. Τα έργα αποτελούν σταθμό στην ιστορία όχι μόνο της ΑΔΜΗΕ αλλά και του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, καθώς η τεχνολογική υποδομή που απαιτεί, ο προϋπολογισμός του αλλά και τα οφέλη για τους καταναλωτές και την ελληνική κοινωνία θέτουν νέα πρότυπα για το μέλλον της Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα. Όσον αφορά τις Κυκλάδες το Μάρτιο του 2018 εγκαινιάστηκε από τον ΑΔΜΗΕ το έργο της Α΄ Φάσης της Διασύνδεσης των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα Μεταφοράς

Ηλεκτρικής Ενέργειας, με την οποία η Σύρος και η Πάρος διασυνδέθηκαν με υποβρύχιο καλώδιο υψηλής τάσης με το ηπειρωτικό σύστημα μέσω Λαυρίου. Το έργο, προϋπολογισμού €247 εκατομμυρίων, συγχρηματοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση και το ΕΣΠΑ και δανειοδοτήθηκε από την Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων. Έχουν κατασκευαστεί συνολικά 4 νέοι Υποσταθμοί GIS σε Λαύριο, Σύρο, Πάρο και Μύκονο. Από τη Σύρο αναχωρούν τρία υποβρύχια καλώδια που συνδέουν το νησί με την Τήνο, την Πάρο και την Μύκονο. Τα νησιά που έχουν αποκτήσει πρόσβαση στο έργο της Α΄ Φάσης είναι 11 και οι μόνιμοι κάτοικοι που επωφελούνται από αυτό 87.000. Η μέγιστη ισχύς που μπορεί να διακινηθεί από το Σύστημα υπολογίζεται σε 170 MW. Το όφελος προσεγγίζει τα 80 εκατομμύρια ευρώ ετησίως, ενώ σε βάθος χρόνου εικοσαετίας αναμένεται να ανέλθει στα 2,7 δις ευρώ.

Το έργο της Β΄ Φάσης αποτελεί τη συνέχεια της ολοκλήρωσης της Α΄ Φάσης της Διασύνδεσης των Κυκλάδων και υλοποιείται παράλληλα με τη νέα Διασύνδεση Εύβοια – Άνδρος και Άνδρος – Τήνος. Τα έργα αυτά έχουν συνολικό προϋπολογισμό 74 εκατ. ευρώ. Η Β΄ Φάση των Κυκλάδων χωρίζεται σε δύο μέρη και περιλαμβάνει την κατασκευή νέου Υ/Σ GIS στη Νάξο καθώς και την υποθαλάσσια διασύνδεση της Νάξου με την Πάρο και την Μύκονο. Μέχρι το τέλος του 2019 θα έχει ολοκληρωθεί και η εγκατάσταση νέων καλωδίων αυξημένης μεταφορικής ικανότητας (200MVA) στις Διασυνδέσεις Εύβοια – Άνδρος και Άνδρος – Τήνος, έργο με προϋπολογισμό 21,1 εκ. €. Με την ολοκλήρωση των έργων αυτών εξασφαλίζεται διπλή τροφοδότηση για Πάρο, Νάξο και Μύκονο. Επιπροσθέτως, η ενίσχυση της υφιστάμενης διασύνδεσης με την Εύβοια διασφαλίζει διακίνηση ισχύος της τάξης των 170 MW προς τις διασυνδεδεμένες Κυκλάδες, μεταφορική ικανότητα που εν γένει επαρκεί για να καλύψει την ισχύ ζήτησης των νησιών αυτών, περιορίζοντας περαιτέρω την ανάγκη χρήσης των τοπικών Αυτόνομων Σταθμών Παραγωγής ακόμα και σε συνθήκες απώλειας καλωδίων. Στη συνέχεια το έργο της Γ΄ Φάσης αναμένεται να εκμηδενίσει πλήρως την εξάρτηση από τους ΑΣΠ με την ολοκλήρωσή του έως το τέλος του 2020, εκτιμώμενου προϋπολογισμού 111 εκατ. ευρώ, που περιλαμβάνει την πόντιση δεύτερου υποθαλάσσιου καλωδίου μεταξύ Λαυρίου-Σύρου.

Τέλος τα έργα διασύνδεσης των Κυκλάδων συνεχίζονται με τη Δ΄ Φάση, όπου τα νησιά Σέριφος, Μήλος, Φολέγανδρος και Θήρα αναμένεται να διασυνδεθούν με υποβρύχια καλώδια 150 kV σε βρόχο Λαύριο – Σέριφος – Μήλος – Φολέγανδρος – Θήρα – Νάξος και με την κατασκευή των αντίστοιχων Υ/Σ GIS. Το έργο προγραμματίζεται να

ολοκληρωθεί μέχρι το τέλος του 2024 με προϋπολογισμό που αγγίζει τα €386 εκατ. ευρώ.
 .Διασύνδεση Σκιάθου.



Εικόνα 3.6: Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων με το ΕΣΜΗΕ

Όσον αφορά τη διασύνδεση των Δωδεκανήσων είναι ένα project προϋπολογισμού 1,5 δις. Ευρώ με ορίζοντα ολοκλήρωσης το 2027 και προβλέπει τη διασύνδεση της Κω με το Ηπειρωτικό Σύστημα Μεταφοράς στο νέο Κέντρο Υπερυψηλής Τάσης (Κ.Υ.Τ.) της Κορίνθου μέσω υποθαλάσσιου καλωδίου συνεχούς ρεύματος μήκους (HVDC) 380 χλμ. και μεταφορικής ικανότητας 900 MW. Στη συνέχεια, θα ακολουθήσει η διασύνδεση της Κω με την Ρόδο και της Ρόδου με την Κάρπαθο.

Τέλος όσον αφορά τα ΜΔΝ του Βόρειου Αιγαίου ο ΑΔΜΗΕ αναμένεται να υποβάλει σχέδιο διασύνδεσης με χρονικό ορίζοντα υλοποίησης της τριετία 2027-2030 που θα περιλαμβάνει τα μεγαλύτερα νησιά όπως η Λήμνος, η Μυτιλήνη και η Χίος

Όλα αυτά τα έργα αναμένονται να μετασχηματίσουν τον ΑΔΜΗΕ από εταιρεία που διαχειριζόταν ένα χερσαίο κατά βάση δίκτυο Γραμμών Μεταφοράς, σε εταιρεία με τις διασυνδέσεις των νησιών στο επίκεντρο της δραστηριότητάς της. Με την προσχώρηση όλων αυτών των νησιών στο δίκτυο της υπόλοιπης χώρας τα νησιά αναμένεται να πάψουν να λειτουργούν σε καθεστώς ΜΔΝ ως απομονωμένα Σ.Η.Ε και οι θερμικοί τους σταθμοί να μπουν σε καθεστώς ψυχρής εφεδρείας κυρίως για την αξιοπιστία του συστήματος σε περιπτώσεις βλαβών ή απώλειας της διασύνδεσης.



Εικόνα 3.7: Διασυνδέσεις Δωδεκανήσων και νησιών Βορειανατολικού Αιγαίου

4 ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ (ΗΣ) ΜΔΝ ΜΕ ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΣΤΑΘΜΟ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ [7][28]

4.1 Βασικοί Ορισμοί στον Κώδικα ΜΔΝ

Στον Κώδικα ΜΔΝ καθορίζονται οι ακόλουθοι ορισμοί με την αντίστοιχη επεξήγησή τους:

α) Αγορά ΜΔΝ: Το σύνολο των διαδικασιών, δραστηριοτήτων και συναλλαγών που λαμβάνουν χώρα σε κάθε Σύστημα ΜΔΝ και αφορούν τον προγραμματισμό της ανάπτυξης και της λειτουργία του, την παρακολούθηση και έλεγχο της πραγματικής λειτουργίας του, τη διευθέτηση των πληρωμών με στόχο την ασφαλή, απρόσκοπτη και με τον πλέον οικονομικότερο τρόπο ηλεκτροδότηση των καταναλωτών του.

β) Σύστημα ΜΔΝ: Το Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, όπως αυτό ορίζεται στον Νόμο 3468/2006, όπως ισχύει.

γ) ΚΕΕ (ΚΕΝΤΡΑ ΕΛΕΓΧΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ) ΜΔΝ: Μέσω των ΚΕΕ πραγματοποιείται η διαχείριση των ηλεκτρικών συστημάτων καθώς και οι βασικές λειτουργίες προγραμματισμού τους, όπως η κατάρτιση και εκτέλεση των προγραμμάτων ΚΗΕΠ και Κατανομής, η επικοινωνία με τους χρήστες του Δικτύου ΜΔΝ, η παρακολούθηση και ο έλεγχος των Συστημάτων ΜΔΝ, η καταγραφή και αποθήκευση των λειτουργικών στοιχείων. Διακρίνονται σε Τοπικά ΚΕΕ και στο Κεντρικό ΚΕΕ. Στον Διαχειριστή ΜΔΝ γίνεται η εγκατάσταση του Κεντρικού ΚΕΕ ενώ σε κάθε ηλεκτρικό σύστημα (σε κάθε νησί ή νησιωτικό σύμπλεγμα ΜΔΝ) εγκαθίσταται το Τοπικό ΚΕΕ.

δ) Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΚΗΕΠ): Ο προγραμματισμός παραγωγής όλων των Μονάδων παραγωγής για την κάλυψη του φορτίου για τις 24 ώρες της επομένης ημέρας (Ημέρα Κατανομής), ο οποίος καταρτίζεται και εκτελείται σε δύο 12-ωρες υποπεριόδους της Ημέρας Κατανομής (Α' και Β' Περίοδος ΚΗΕΠ). Ο ΚΗΕΠ είναι απαραίτητος για την ασφαλή κάλυψη της ζήτησης κάθε ηλεκτρικού συστήματος ΜΔΝ, μέσω της τήρησης των λειτουργικών κανόνων και των περιορισμών ασφαλείας που προβλέπει ο Κώδικας

ε) Συμμετέχοντες: Οι Παραγωγοί και οι Εκπρόσωποι Φορτίου που συμμετέχουν στην Αγορά ενός Συστήματος ΜΔΝ.

ζ) Αυτοπρομηθευόμενοι Πελάτες: Οι Καταναλωτές που επιλέγουν να προμηθεύονται ενέργεια από το Σύστημα ΜΔΝ προς ίδια χρήση.

στ) Χρήστες Δικτύου:

- α) Οι Παραγωγοί, των οποίων οι εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνδέονται στο Δίκτυο,
- β) οι Εκπρόσωποι Φορτίου και
- γ) οι «Καταναλωτές», οι εγκαταστάσεις των οποίων συνδέονται στο Δίκτυο προκειμένου να απορροφούν ηλεκτρική ενέργεια
- δ) Παραγωγοί: Οι κάτοχοι Σταθμών ή Μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που συνδέονται στο Δίκτυο ΜΔΝ, για τους οποίους έχει χορηγηθεί άδεια παραγωγής ή απαλλάσσονται από την υποχρέωση αυτή, με βάση την κείμενη νομοθεσία, περιλαμβανομένων των αυτοπαραγωγών
- ια) Εκπρόσωποι Φορτίου: Οι υποβάλλοντες Δηλώσεις Φορτίου στον ΚΗΕΠ όπως οι Προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίοι διαθέτουν σε ισχύ άδεια Προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας αντίστοιχα, οι αυτοπρομηθευόμενοι πελάτες και οι Παραγωγοί για τυχόν απορρόφηση ηλεκτρικής ενέργειας από το Δίκτυο ΜΔΝ για κάλυψη αναγκών των Σταθμών τους, όπως ιδίως οι Υβριδικοί Σταθμοί.
- ιβ) Συμβατικές Μονάδες/Συμβατικοί Σταθμοί: Οι θερμικές Μονάδες ή Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικά καύσιμα (π.χ μαζούτ, ντίζελ) στα Συστήματα ΜΔΝ ή Μονάδες ή Σταθμοί που δεν εντάσσονται στους Σταθμούς ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ, καθώς και στους Υβριδικούς Σταθμούς που λειτουργούν στα Συστήματα ΜΔΝ.
- ιγ) Σταθμοί ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (ΑΠΕ/ΣΗΘΥΑ): Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ή Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού -Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης, αντίστοιχα, όπως ορίζονται στον Νόμο 3468/2006, όπως εκάστοτε ισχύει, οι οποίοι συνδέονται σε Σύστημα ΜΔΝ.

4.2 Διαχείριση ΜΔΝ με ΥΒΣ

Η πολιτική διαχείρισης του ηλεκτρικού συστήματος του ΜΔΝ, όταν σε αυτό εντάσσεται ο ΥΒΣ είναι σύμφωνη με το υφιστάμενο θεσμικό πλαίσιο για τα ηλεκτρικά συστήματα ΜΔΝ και τους υβριδικούς παραγωγούς σε ΜΔΝ όπως αυτό καθορίζεται στα ακόλουθα:

- τον Κώδικα Διαχείρισης Ηλεκτρικών Συστημάτων ΜΔΝ (ΦΕΚ Β' 304/11.02.2014)
- τον Νόμο 3468/2006, όπως τροποποιήθηκε και ισχύει, όπου τίθεται το βασικό θεσμικό πλαίσιο περί ΥΒΣ σε ΜΔΝ

- τον Κανονισμό Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με χρήση ΑΠΕ (ΦΕΚ Β' 2373/25.10.2011), όπου εξειδικεύεται το νομικό πλαίσιο και παρέχονται πρόσθετες αρχές για τη λειτουργία και την τιμολόγηση των ΥΒΣ
- την Πρότυπη Σύμβαση Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας Υβριδικού Σταθμού στο Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, (ΦΕΚ Β' 2832/23.12.2015)
- το Νόμο 4414/2016, για το νέο καθεστώς στήριξης των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.
- Το Νόμο 4643 του ΦΕΚ 193 Α'/2019 για την «Απελευθέρωση αγοράς ενέργειας, εκσυγχρονισμός της ΔΕΗ, ιδιωτικοποίηση της ΔΕΠΑ και στήριξη των Α.Π.Ε»

Στις παρακάτω υποενότητες περιγράφονται οι βασικές αρχές που ακολουθούνται για τη διαχείριση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής ΜΔΝ παρουσία σταθμών ΑΠΕ (Α/Π και Φ/Β) και ΥΒΣ.

4.2.1 Μη ελεγχόμενοι σταθμοί ΑΠΕ (Φ/Β)

Τέτοιοι σταθμοί ΑΠΕ είναι οι Φ/Β σταθμοί που όπως αναφέρθηκε και στην ενότητα 3.2, η στρατηγική διαχείρισής τους συνίσταται στη θεώρηση ότι δεν επιβάλλεται κανένας περιορισμός στην παραγόμενη τους, καθώς η παραγωγή τους ενσωματώνεται στο φορτίο. Κατά τον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό, η προβλεπόμενη παραγωγή των Φ/Β αφαιρείται από το προβλεπόμενο φορτίο του νησιού. Για το λόγο αυτό δεν τηρείται επιπλέον εφεδρεία για την παραγωγή τους.

4.2.2 Ελεγχόμενοι σταθμοί ΑΠΕ (Α/Π & ΥΒΣ)

Σε αυτή την κατηγορία ανήκουν οι σταθμοί ΑΠΕ για τους οποίους είναι δυνατός ο έλεγχος της ισχύος εξόδου τους. Τέτοιοι είναι οι ΥΒΣ και τα Α/Π. Οι μονάδες παραγωγής των ΥΒΣ λαμβάνουν εντολές κατανομής αναφορικά με την ισχύ παραγωγής τους, ενώ τα Α/Π δέχονται εντολές ανώτατου επιπέδου παραγωγής (set point).

- Α/Π

Στα Α/Π του ΜΔΝ, ο Διαχειριστής ΜΔΝ πραγματοποιεί πρόβλεψη της αναμενόμενης αιολικής παραγωγής. Με την εφαρμογή αλγορίθμων πρόβλεψης, ένα ποσοστό της

διαθέσιμης αιολικής παραγωγής θεωρείται ως «αξιόπιστο» και κατανέμεται, κατά την κατάρτιση του ΗΕΠ.

- **ΥΒΣ**

Οι ΥΒΣ, σύμφωνα με τον Κώδικα ΜΔΝ και την Πρότυπη Σύμβαση Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΥΒΣ, καταθέτουν προσφορές ενέργειας για την επόμενη ημέρα κατανομής, διακριτά για την 1η και τη 2η Περίοδο ΚΗΕΠ. Οι προσφορές καταρτίζονται συνεκτιμώντας την ενέργεια που είναι ήδη αποθηκευμένη (πλην του αποθέματος ασφαλείας που ορίζουν οι άδειες παραγωγής) και την αναμενόμενη αιολική ή/και φωτοβολταϊκή παραγωγή των μονάδων ΑΠΕ του σταθμού, με τη χρήση κατάλληλων συντελεστών εμπιστοσύνης. Η προσφορά που υποβάλλεται για την 1η Περίοδο ΚΗΕΠ (ώρες 00:00 έως 12:00) δεν μπορεί να υπερβαίνει την προσφορά της 2ης Περιόδου, όπως προβλέπεται στο σχέδιο της Πρότυπης Σύμβασης Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας ΥΒΣ. Η προσφερόμενη ενέργεια κατανέμεται από τον Διαχειριστή σύμφωνα με τις ανάγκες του συστήματος και την καμπύλη της ζήτησης, προκειμένου να προκύψει το ωριαίο πρόγραμμα παραγωγής των κατανεμόμενων μονάδων των ΥΒΣ.

Ο Διαχειριστής μπορεί να απαιτήσει από τους παραγωγούς των ΥΒΣ εγγυημένη παροχή εντός του 24ωρου, εφόσον οι υποβληθείσες προσφορές δεν επαρκούν για την κάλυψη της προβλεπόμενης ζήτησης. Εγγυημένη παροχή ζητείται κατά τη βούληση του Διαχειριστή, κατά κύριο λόγο τις ημέρες υψηλού φορτίου, ωστόσο θεσμικά απαιτείται η ελαχιστοποίηση της λειτουργίας αυτής.

4.2.3 Κατάρτιση του Κυλιόμενου Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (ΚΗΕΠ) ^[4]

Η κατάρτιση του ημερήσιου προγράμματος κατανομής συνίσταται στην επιλογή των προς ένταξη κατανεμόμενων μονάδων, ΑΠΕ και συμβατικών, με στόχο τη μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ και την οικονομική κάλυψη του υπόλοιπου φορτίου από τις συμβατικές μονάδες. Όπως προαναφέρθηκε κατά την κατάρτιση του ΗΕΠ πριν γίνει κατανομή των ενεργειακών προσφορών των ΥΒΣ, αφαιρείται από το φορτίο η προβλεπόμενη παραγωγή των Φ/Β σταθμών και γίνεται η ένταξη του αξιόπιστου μέρους της προβλεπόμενης αιολικής παραγωγής. Τέλος ακολουθεί η ένταξη και οικονομική κατανομή των απαιτούμενων θερμικών μονάδων λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικά τους ελάχιστα και τις υποχρεωτικά ενταγμένες μονάδες (must run) λαμβάνοντας υπόψη την πρόβλεψη φορτίου και την απαιτούμενη εφεδρεία, η οποία στη συγκεκριμένη περίπτωση προσδιορίζεται από την

απαίτηση για κάλυψη του στοχαστικού ποσοστού της αιολικής παραγωγής, συν ποσοστό 10% επί της στιγμιαίας ζήτησης.

Η ένταξη των συμβατικών μονάδων γίνεται βάσει προκαθορισμένης σειράς ένταξης, η οποία καθορίζεται από τον Διαχειριστή ΜΔΝ και αντανακλά την οικονομικότητα των μονάδων και τα ιδιαίτερα χαρακτηριστικά τους (κατανάλωση καυσίμου, παλαιότητα, αξιοπιστία, κλπ.).

4.2.4 Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου

Οι αρχές διαχείρισης που εφαρμόζονται κατά τη φάση της λειτουργίας είναι αντίστοιχες αυτών κατά την κατάρτιση του ΗΕΠ. Η διαδικασία που ακολουθείται από τον Διαχειριστή ΜΔΝ περιλαμβάνει την απορρόφηση της παραγωγής των μη ελεγχόμενων μονάδων ΑΠΕ (Φ/Β) και τον επιμερισμό του υπολειπόμενου διαθέσιμου περιθωρίου απορρόφησης ΑΠΕ στους κατανεμόμενους σταθμούς και στα Α/Π. Τέλος, πραγματοποιείται η οικονομική κατανομή του υπολειπόμενου φορτίου στις θερμικές μονάδες.

Στη φάση της λειτουργίας μπορεί επίσης να προκύπτουν ανάγκες διαχείρισης της συμφόρησης. Για τον σκοπό αυτόν εφαρμόζονται αναλόγως οι αρχές αναλογικότητας των περικοπών και υπολογίζονται περιορισμοί διείσδυσης για τα Α/Π (set-point), οι οποίοι προκύπτουν λαμβάνοντας υπόψη τον περιορισμό τεχνικού ελαχίστου και το δυναμικό περιορισμό που κυμαίνεται έως σήμερα από 30-35% ανάλογα με το ΜΔΝ κατ' επιλογή του Διαχειριστή σύμφωνα με τον Κώδικα ΜΔΝ. Το συνολικό όριο διείσδυσης της αιολικής παραγωγής επιμερίζεται στα επιμέρους Α/Π αναλογικά προς την εγκατεστημένη ισχύ τους. Εάν η παραγωγή των Α/Π του νησιού δεν επαρκεί για την πλήρη αξιοποίηση του συνολικού ορίου διείσδυσης, προβλέπεται η δυνατότητα αξιοποίησης της περίσσειας set-point από τα Α/Π και τα Φ/Β των ΥΒΣ.

4.3 Εσωτερική Λειτουργία των ΥΒΣ

Στην παρούσα ενότητα περιγράφεται αναλυτικά ένας ενδεικτικός τρόπος κατάρτισης των προσφορών για τον ημερήσιο ενεργειακό προγραμματισμό και η ενδοημερήσια λειτουργία του σταθμού.

4.3.1 Προσφορές ενέργειας

Οι προσφορές ενέργειας, τόσο για την 1^η όσο και για την 2^η Περίοδο του ΚΗΕΠ, καταρτίζονται συνεκτιμώντας την ενέργεια που είναι ήδη αποθηκευμένη (πλην του απαιτούμενου αποθέματος ασφαλείας) επί τον βαθμό απόδοσης κατά την εκφόρτιση των μπαταριών και την αναμενόμενη αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή επί τον συνολικό βαθμό απόδοσης του κύκλου φόρτισης-εκφόρτισης.

Η αναμενόμενη αιολική παραγωγή συνεκτιμάται στην προσφορά με τη χρήση συντελεστών αβεβαιότητας, οι οποίοι κλιμακώνονται κατάλληλα βάσει του χρονικού ορίζοντα πρόβλεψης εντός της κάθε περιόδου κατανομής, ώστε να αναπαρίστανται οι αυξανόμενες αποκλίσεις για προβλέψεις μεγαλύτερης διάρκειας. Αντίστοιχα συνεκτιμάται και η αναμενόμενη Φ/Β παραγωγή, με τη χρήση κατάλληλων συντελεστών εμπιστοσύνης. Όπως προαναφέρθηκε στην υποενότητα κατάρτισης του ΗΕΠ, βάση του κώδικα ΜΔΝ, η προσφορά του ΥΒΣ για την 1^η Περίοδο ΚΗΕΠ (ώρες 00:00 έως 12:00) δεν μπορεί να υπερβαίνει την προσφορά του για τη 2^η Περίοδο, ώστε να επιτυγχάνεται η διατήρηση επαρκούς αποθέματος ενέργειας για την κάλυψη της βραδινής αιχμής.

Τις ημέρες απαίτησης εγγυημένης παροχής από τον Διαχειριστή, η προσφορά αφορά όλο το 24ωρο και καταρτίζεται συνεκτιμώντας την αποθηκευμένη ενέργεια και την αναμενόμενη αιολική και φωτοβολταϊκή παραγωγή για όλο το 24ωρο. Στο μέσον την ημέρας κατανομής, υπάρχει η δυνατότητα αναθεώρησης προς τα πάνω της προσφοράς της 2^{ης} Περιόδου ΚΗΕΠ ή της ήδη κατανεμημένης προσφοράς στο 2ο 12ώρο για τις ημέρες εγγυημένης παροχής.

4.3.2 Λειτουργία εντός του 24ώρου

Αφού ο παραγωγός του ΥΒΣ υποβάλει δηλώσεις παραγωγής ή και φορτίου για την κατάρτιση του ΗΕΠ, ο Διαχειριστής καταρτίζει το πρόγραμμα παραγωγής και ανακοινώνει στον παραγωγό την ανά ώρα προγραμματισμένη ισχύ παραγωγής των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ, καθώς και την προγραμματισμένη ισχύ απορρόφησης από το δίκτυο, τις ημέρες που έχει ζητηθεί εγγυημένη παροχή από τον Διαχειριστή και έχει υποβληθεί δήλωση φορτίου από τον παραγωγό.

Η προγραμματισμένη ισχύς παραγωγής του ΥΒΣ μπορεί μερικώς να προέρχεται από τις μονάδες ΑΠΕ του ΥΒΣ (Α/Π, Φ/Β σταθμό), υποκαθιστώντας την ισχύ των ελεγχόμενων μονάδων (μπαταριών), με υποφόρτιση των τελευταίων, λειτουργία που αποκαλείται και

«συμμετοχή των μονάδων ΑΠΕ στην προγραμματισμένη παραγωγή». Η δυνατότητα αυτή προβλέπεται στις εκδοθείσες άδειες παραγωγής ΥΒΣ και στον Κώδικα ΜΔΝ, με αυξημένο τίμημα για την ενέργεια ΑΠΕ που εγχέεται άμεσα στο δίκτυο με αυτόν τον τρόπο. Στην περίπτωση των ΥΒΣ με συσσωρευτές, λόγω του ταχύτατου χρόνου απόκρισης μικρότερου του δευτερολέπτου των μετατροπέων οι ενταγμένες μονάδες ελεγχόμενης παροχής (μπαταρίες) παρέχουν πλήρη εφεδρεία για την εγγεόμενη παραγωγή ΑΠΕ. Έτσι το ποσοστό υποκατάστασης που υιοθετείται σε τέτοιους σταθμούς ανέρχεται σε 100% της εγκατεστημένης ισχύος των συστημάτων αποθήκευσης, έναντι ποσοστού επίσης 20% που προβλέπεται για συστήματα αντλησιοταμίευσης.

Αναφορικά με τον τρόπο αξιοποίησης της διαθέσιμης παραγωγής ΑΠΕ του ΥΒΣ, υφίστανται οι παρακάτω τρεις δυνατότητες:

- Αποθήκευση της διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ (αιολικής ή/και Φ/Β) με φόρτιση των μπαταριών.
- Συμμετοχή στην προγραμματισμένη παραγωγή του ΥΒΣ (απευθείας έγχυση με υποκατάσταση παραγωγής των συσσωρευτών).
- Απευθείας έγχυση με αξιοποίηση τυχόν περισσεύς set-point του συστήματος.

Η επιλογή της προτεραιότητας αξιοποίησης αποτελεί επιλογή του παραγωγού, με στόχο τη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του σταθμού, και βασίζεται στην τιμολόγηση της ενέργειας που παράγεται από κάθε συνιστώσα και τα τεχνικά χαρακτηριστικά του σταθμού (αποδόσεις, μεγέθη μονάδων ΑΠΕ και αποθήκης κλπ.).

Σε οποιαδήποτε όμως κατάσταση λειτουργίας του ΥΒΣ ικανοποιείται το εσωτερικό ισοζύγιο ισχύος του σταθμού, ώστε η λειτουργία του να ανταποκρίνεται στον προγραμματισμό και στις εντολές κατανομής που λαμβάνει από τον Διαχειριστή. Στο πλαίσιο αυτό, η ισχύς εξόδου των ελεγχόμενων μονάδων (συσσωρευτών), μαζί με την ισχύ εξόδου των μονάδων ΑΠΕ που εγχέεται απ' ευθείας στο δίκτυο (δηλαδή εξαιρουμένης της παραγωγής που απορροφάται προς αποθήκευση), ισούται με την αντίστοιχη εντολή κατανομής, λαμβάνοντας υπόψη και ενδεχόμενο περιθώριο συμμετοχής των μονάδων ΑΠΕ στο set-point του συστήματος τη συγκεκριμένη ώρα. Η παραπάνω λειτουργία επιτυγχάνεται μέσω κατάλληλης διαχείρισης των μονάδων αποθήκευσης, καθώς και τον έλεγχο της εξερχόμενης ισχύος των μονάδων ΑΠΕ, που αποτελούν πλήρως ελεγχόμενες μονάδες σε έναν ΥΒΣ.

4.4 Τιμολόγηση ΥΒΣ^[29]

Σύμφωνα με το Νόμο 4643 του ΦΕΚ 193 Α'/2019 που κάνει λόγο για την «Απελευθέρωση αγοράς ενέργειας, εκσυγχρονισμός της ΔΕΗ, ιδιωτικοποίηση της ΔΕΠΑ και στήριξη των Α.Π.Ε» αίρεται το κριτήριο της οικονομικής βιωσιμότητας των Υβριδικών Σταθμών που προβλεπόταν παλαιότερα με την υποβολή πρότασης τιμολόγησης από πλευράς του παραγωγού της διαθεσιμότητας ισχύος και της παραγόμενης και απορροφόμενης ενέργειας στην ΥΑΠΕ/Φ1/14810/4.10.2011, ΦΕΚ Β/2373/2011.

Η πρόταση τιμολόγησης που υποβαλλόταν μέχρι τώρα στις αιτήσεις για άδεια παραγωγής ΥΒΣ έπαιρνε υπόψη της τα γραφόμενα στην παράγραφο 3 του άρθρου 13 του Νόμου 3468/2006, όπως αναγράφονται παρακάτω:

α) την παραγόμενη ενέργεια από τις μονάδες ΑΠΕ του ΥΒΣ και συγκεκριμένα η παραγωγή της Α/Γ και του Φ/Β σταθμού που εγχέεται απευθείας στο δίκτυο, θα τιμολογείται με το εκάστοτε ισχύον τιμολόγιο για αντίστοιχους σταθμούς ΑΠΕ στα ΜΔΝ.

β) η τιμή της παραγόμενης ενέργειας που προέρχεται από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής του ΥΒΣ δεν μπορεί να είναι κατώτερη από την τιμή της απορροφούμενης ενέργειας, προσαυξημένη κατά ποσοστό 25%. Επιπλέον σύμφωνα με την παράγραφο αυτή του Νόμου (όπως τροποποιήθηκε με την Υποπαράγραφο ΙΓ.5. του Νόμου 4254/2014), η τιμή της παραγόμενης ενέργειας που προέρχεται από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής του ΥΒΣ δεν μπορεί να είναι κατώτερη της τιμής αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας από αιολικούς σταθμούς της κατηγορίας 3 του Πίνακα Α του άρθρου 13 του Νόμου, επαυξημένη κατά 50%, ώστε να καλύπτονται οι απώλειες ενέργειας στον κύκλο αποθήκευσης του υβριδικού σταθμού.

γ) για την τιμολόγηση της διαθεσιμότητας ισχύος λαμβάνεται υπόψη το εκτιμώμενο κόστος κατασκευής και το σταθερό κόστος λειτουργίας νεοεισερχόμενου συμβατικού σταθμού παραγωγής, στο Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού.

δ) η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής Υβριδικού Σταθμού καθορίζεται από τη ΡΑΕ με βάση το μέσο οριακό μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που εκτιμάται ότι έχουν, κατά το χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής, οι συμβατικές μονάδες του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος για την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, η οποία καλύπτεται εν προκειμένω από τις ανωτέρω μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του Υβριδικού Σταθμού.

ε) η τιμή απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας των μονάδων του Υβριδικού Σταθμού από το Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του, καθορίζεται από τη ΡΑΕ με βάση το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής των μονάδων βάσης του Αυτόνομου Ηλεκτρικού Συστήματος του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού κατά το χρόνο έκδοσης της άδειας παραγωγής.

Στο παλαιότερο πλαίσιο λοιπόν η ενέργεια από ΑΠΕ που εγχέεται απευθείας στο δίκτυο υποκαθιστώντας παραγωγή των ελεγχόμενων μονάδων του ΥΒΣ όπως προκύπτει και από την πρότυπη σύμβαση πώλησης ΥΒΣ[30], τιμολογείται με το μέσο όρο της τιμής τιμή αποζημίωσης της παραγόμενης ενέργειας των ελεγχόμενων μονάδων και της τιμής πώλησης MWh για την αντίστοιχη τεχνολογία ΑΠΕ στα ΜΔΝ.

Στην παρούσα εργασία εξετάζεται η βιωσιμότητα των Υβριδικών Σταθμών διερευνώντας τη δυνατότητα κατοχύρωσης μίας ενιαίας τιμής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας και το εύρος αυτής, από τις ελεγχόμενες μονάδες ενός ΥΒΣ με τεχνολογία συσσωρευτών για το σύνολο των ΜΔΝ, που θα είναι και το αντικείμενο του νέου πλαισίου τιμολόγησης υβριδικών σταθμών στα ΜΔΝ που αναμένεται να θεσμοθετηθεί από τη ΡΑΕ εντός του 2020 και ενδεχομένως να κάνει το διαχωρισμό του πλαισίου τιμολόγησης ανά τεχνολογία ΥΒΣ.

5 ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ & ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΤΩΝ ΥΒΣ

5.1 Εισαγωγή

Η ενεργειακή μελέτη πραγματοποιήθηκε με τη χρήση κατάλληλου λογισμικού προσομοίωσης, το οποίο χρησιμοποιεί ως πρωτογενή δεδομένα τις ετήσιες χρονοσειρές φορτίου, αιολικής και φωτοβολταϊκής παραγωγής και προσομοιώνει τη λειτουργία του ΥΒΣ αλλά και όλου του ηλεκτρικού συστήματος του νησιού. Η προσομοίωση γίνεται με ωριαίο χρονικό βήμα και η διάρκεια της είναι το ένα έτος. Αποτελέσματα της προσομοίωσης είναι η λειτουργία του όλου συμβατικού συστήματος παραγωγής, η συνεισφορά του ΥΒΣ στην κάλυψη της ζήτησης ενέργειας, η αξιοποίηση της διαθέσιμης ενέργειας ΑΠΕ, καθώς και η πλήρης προσομοίωση της εσωτερικής λειτουργίας του ΥΒΣ περιλαμβανομένης της παρακολούθησης της κατάστασης φόρτισης των μπαταριών και των βοηθητικών καταναλώσεων του σταθμού. Στη συνέχεια παρουσιάζεται η προσέγγιση που ακολουθήθηκε για τη μοντελοποίηση των μονάδων του ΥΒΣ, καθώς και τα ειδικότερα τεχνικά τους χαρακτηριστικά.

Ο κώδικας για την προσομοίωση που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα μελέτη αναπαράγει τον βασικό ημερήσιο προγραμματισμό και τη διαχείριση της λειτουργίας του συστήματος παραγωγής ενός ΜΔΝ που διαθέτει κατανεμόμενες μονάδες παραγωγής, πέραν των συμβατικών, όπως οι ΥΒΣ, καθώς και μη κατανεμόμενες μονάδες παραγωγής, όπως τα αιολικά πάρκα και οι Φ/Β σταθμοί. Πραγματοποιεί την κατανομή των προσφορών ενέργειας και δηλώσεων φορτίου των υβριδικών σταθμών επί της ημερήσιας καμπύλης φορτίου, συνεκτιμώντας την αναμενόμενη παραγωγή των λοιπών σταθμών ΑΠΕ, προγραμματίζει την ένταξη και φόρτιση των συμβατικών μονάδων παραγωγής, κατανέμει την τηρούμενη εφεδρεία στις κατανεμόμενες μονάδες, υπολογίζει τα όρια διείσδυσης των αιολικών σταθμών και υλοποιεί τις περικοπές ισχύος σε κανονικές καταστάσεις λειτουργίας και σε συνθήκες συμφόρησης.

Η ζήτηση φορτίου και η πρωτογενώς διαθέσιμη ενέργεια των σταθμών ΑΠΕ αναπαρίστανται από κατάλληλες ωριαίες χρονοσειρές. Οι συμβατικές μονάδες παραγωγής περιγράφονται από τα βασικά λειτουργικά χαρακτηριστικά τους, όπως η ονομαστική και αποδιδόμενη ισχύς, το τεχνικό ελάχιστο, οι ειδικές καταναλώσεις για διαφορετικά ποσοστά φόρτισης, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Ο ΥΒΣ

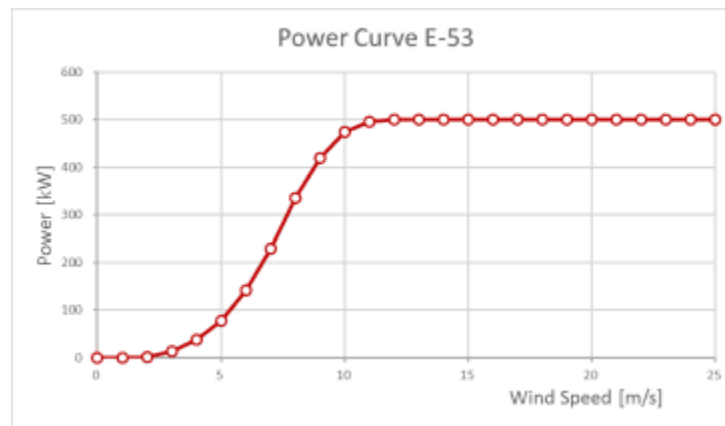
μοντελοποιείται λεπτομερώς, χρησιμοποιώντας σταθερή ενέργεια των ιδιοκαταναλώσεων και των απωλειών ενέργειας των συσσωρευτών, και λαμβάνοντας υπόψη ειδικότερα χαρακτηριστικά των μονάδων, όπως οι αποδόσεις φόρτισης/εκφόρτισης και περιορισμοί ισχύος και χωρητικότητας.

Από τις προσομοιώσεις προκύπτουν αναλυτικές χρονοσειρές που αφορούν στην εσωτερική λειτουργία όλων των επιμέρους σταθμών παραγωγής του αυτόνομου συστήματος των ΜΔΝ συμβατικών και ΑΠΕ, καθώς και ετήσια συγκεντρωτικά αποτελέσματα, ενεργειακά και οικονομικά, για το σύνολο του συστήματος του ΜΔΝ.

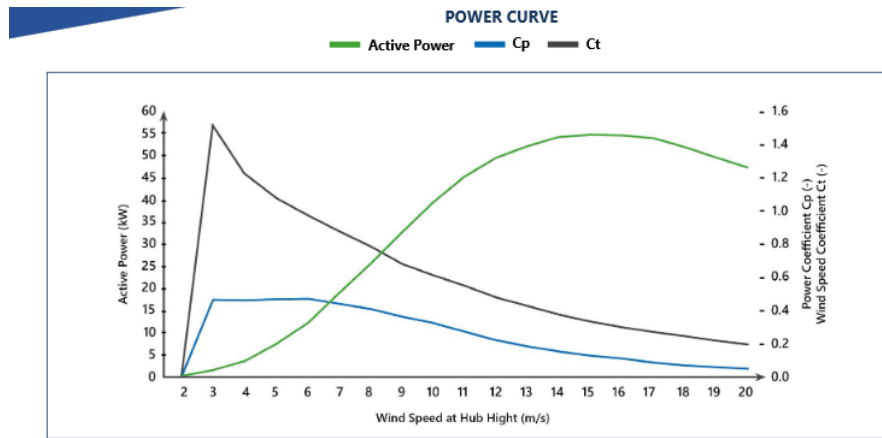
Στον αλγόριθμο της προσομοίωσης υιοθετείται υλοποίηση του 24ωρου ΗΕΠ, που περιγράφεται στον Κώδικα ΜΔΝ, η οποία ενσωματώνει εσωτερικό 12ωρο κύκλο αναθεώρησης (Κυλιόμενος Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός – ΚΗΕΠ).

5.2 Α/Π των ΥΒΣ

Στα Α/Π των προσομοιώσεων χρησιμοποιείται ανεμογεννήτρια ονομαστικής ισχύος **500kW** τύπου ENERCON-E53, με μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ **510kW** .και Α/Γ της εταιρείας Eupice με μέγιστη αποδιδόμενη ισχύ τα **60kW** . Οι καμπύλες της παραγωγής (Power Curve) των Α/Γ αναπαρίστανται στα παρακάτω διαγράμματα:

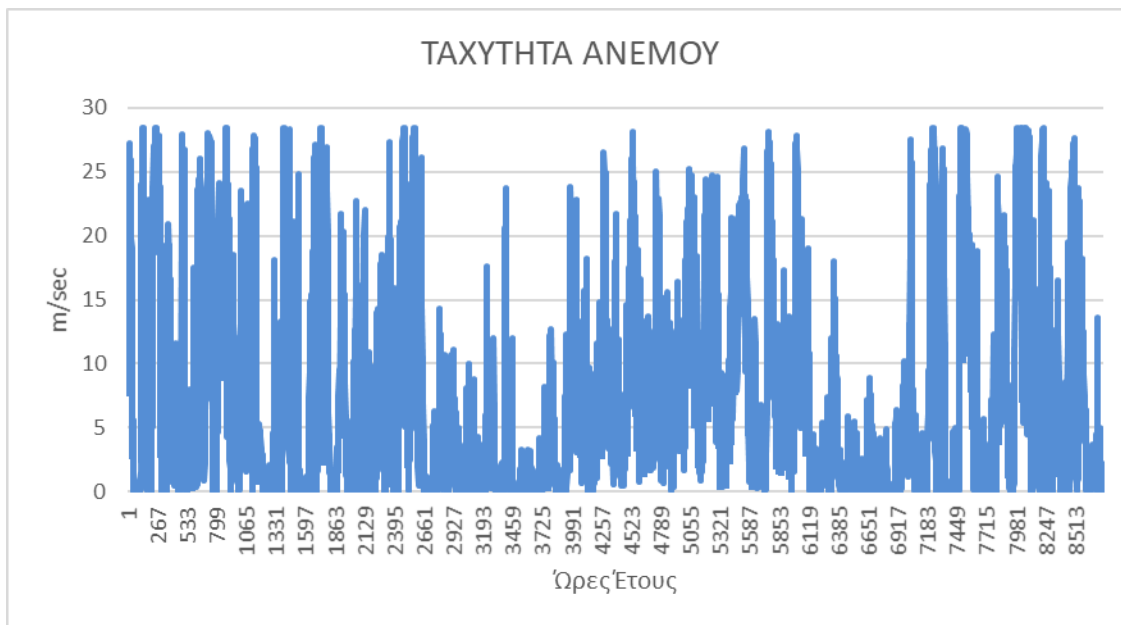


Διάγραμμα 5.1: Καμπύλη ισχύος της Α/Γ του ΥΒΣ (Enercon-E53).[31]



Διάγραμμα 5.2: Καμπύλη ισχύος της Α/Γ του ΥΒΣ (EW16).[32]

Η χρονοσειρά του ανέμου που χρησιμοποιήθηκε είναι η τυπική χρονοσειρά ανέμου του ΚΑΠΕ από μετρήσεις που πραγματοποιήθηκαν στη μεταξύ 30.11.2011 και 30.11.2012. Η χρονοσειρά αυτή προσαρμόστηκε ώστε το capacity factor των Α/Π να είναι 35%.



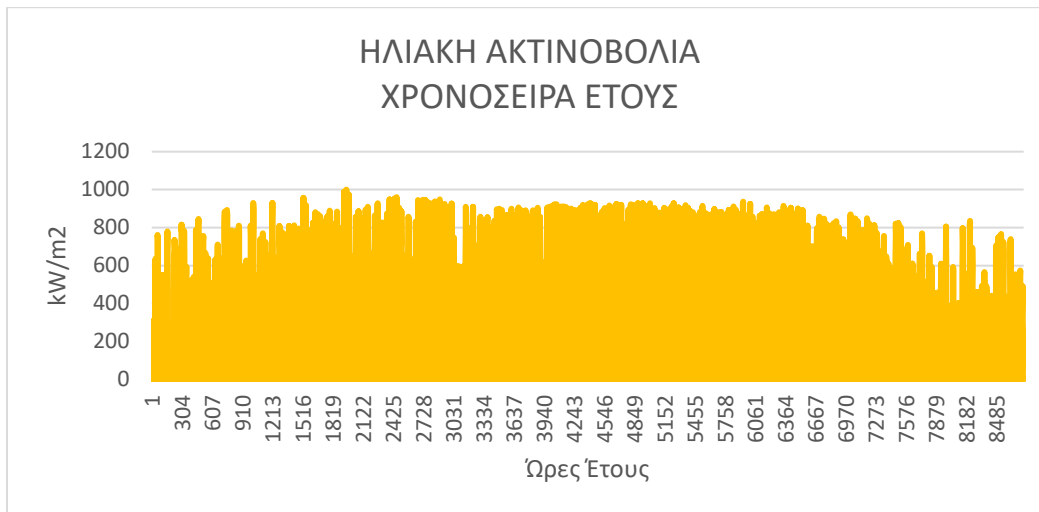
Διάγραμμα 5.3: Ενδεικτική Ετήσια χρονοσειρά ανέμου για τις Α/Γ του ΥΒΣ

5.3 Φ/Β των ΥΒΣ

Στους Φ/Β σταθμούς χρησιμοποιούνται Φ/Β πλαίσια ενδεικτικού τύπου JA Solar [33] ονομαστικής ισχύος 340kWp και inverters ενδεικτικού τύπου Fronius 20kW[34].

Οι χρονοσειρές του ηλιακού δυναμικού που χρησιμοποιήθηκαν είναι από το ευρωπαϊκό site με PVGIS όπου παρέχονται στοιχεία ηλιακής ακτινοβολίας με μεγάλη ανάλυση ανά

τοποθεσία. Το capacity factor στους Φ/Β βάση των παραπάνω χρονοσειρών αγγίζει το 19% συμπεριλαμβανομένων των απωλειών που ανέρχονται στο 5%.



Διάγραμμα 5.4: Ενδεικτική Ετήσια χρονοσειρά συντελεστή φορτίου Φ/Β παραγωγής

5.4 Σύστημα Αποθήκευσης Συσσωρευτών των ΥΒΣ

Το σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας του σταθμού που χρησιμοποιήθηκε στις προσομοιώσεις είναι κατασκευής του οίκου TESLA, με ενσωματωμένους αμφίδρομης λειτουργίας μετατροπείς που διασφαλίζουν την λειτουργία και διασύνδεση του συστήματος με το δίκτυο. Η συστοιχία των μπαταριών και των συσσωρευτών είναι εγκατεστημένη σε κατάλληλα διαμορφωμένο container.

Ακολουθεί πίνακας με τα τεχνικά χαρακτηριστικά και την παρουσίαση του εξοπλισμού.



Overall System Specs

AC Voltage	380 to 480V, 3 phases	Energy Capacity	Up to 232 kWh (AC) per Powerpack
Communications	Modbus TCP/IP, DNP3, Rest API	Operating Temperature	-30°C to 50°C / -22°F to 122°F
Power	Up to 130 kW (AC) per Powerpack	Enclosures	Pods: IP67 Powerpack: IP35/NEMA 3R Inverter: IP66/NEMA 4
Scalable Inverter Power	From 70kVA to 700kVA (at 480V)	System Efficiency (AC) *	88% round-trip (2 hour system) 89.5% round-trip (4 hour system)
Depth of Discharge	100%	Certifications	Nationally accredited certifications to international safety, EMC, utility and environmental legislation.
Dimensions	Powerpack Unit Length: 1,317 mm (50.9 in) Width: 968 mm (38.1 in) Height: 2,307 mm (86.1 in) Weight: 2,199 kg (4,847 lbs) Powerpack Inverter Length: 1,044 mm (41.1 in) Width: 1,394 mm (54.9 in) Height: 2,391 mm (86.2 in) Weight (max): 1,320 kg (2,870 lbs)	* Net Energy delivered at 25°C (77°F) ambient temperature including thermal control	

Πίνακας 5.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά συστοιχίας συσσωρευτών-μετατροπέων TESLA[35]

Όσον αφορά τη μοντελοποίηση της λειτουργίας των μπαταριών οι προσομοιώσεις πραγματοποιήθηκαν σύμφωνα με τα παρακάτω

5.4.1 Βαθμός απόδοσης Κύκλου Φόρτισης-Εκφόρτισης (Round trip Efficiency)

Σύμφωνα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά που παρέχονται από τον κατασκευαστή, ο κύκλος φόρτισης-εκφόρτισης (round trip efficiency) είναι ίσος με 90%. εντός των ονομαστικών συνθηκών λειτουργίας (θερμοκρασίας, τάσης και SOC) και υπό μέγιστη διακινούμενη ισχύ, Κατά την προσομοίωση, ο παραπάνω βαθμός απόδοσης ισοκατανέμεται στις διαδικασίες της φόρτισης και εκφόρτισης και λαμβάνεται ίσος με 80%, καθώς

συμπεριλαμβάνονται οι απώλειες των μετατροπών καθώς και των μετασηματισμοπεριλαμβανομένων και των ηλεκτρονικών ισχύος των μετατροπών.

5.4.2 Εύρος λειτουργίας στάθμης φόρτισης των μπαταριών (SoC)

Σύμφωνα με τον κατασκευαστή το εύρος λειτουργίας των μπαταριών είναι από 0%-100% της κατάστασης φόρτισης (State Of Charge). Παρόλα αυτά για λόγους ασφαλείας και εφεδρείας του συστήματος προκειμένου να μην υπάρχει απορρόφηση από το δίκτυο για ψυκτικά φορτία το ελάχιστο όριο του SOC τίθεται στο 10%. Ακόμη στα πλαίσια τήρησης των απαραίτητων εφεδριών από πλευράς των εξεταζόμενων ΥΒΣ τηρήθηκε μόνιμη εφεδρεία 2 ωρών εγγυημένης ισχύος στους συσσωρευτές του ΥΒΣ.

Επιπλέον το SOC των μπαταριών των μπαταριών θεωρήθηκε ότι δεν έχει καμία επίδραση στον βαθμό απόδοσης τους. Τέλος δεν λήφθηκαν υπόψη φαινόμενα μεταβολής της χωρητικότητας καθότι η λειτουργία των μπαταριών γίνεται σύμφωνα με τις προδιαγραφές του κατασκευαστή και δεν υπολογίστηκαν ενδεχόμενα αυτοεκφόρτισης καθότι η τεχνολογία λιθίου δεν εμφανίζει υπολογίσιμες τέτοιου είδους απώλειες.

5.4.3 Κατανάλωση βοηθητικών συστημάτων (Auxiliaries' Power)

Ως γνωστόν οι μπαταρίες τεχνολογίας λιθίου απαιτούν φορτία για την ψύξη τους οπότε και λήφθηκαν υπόψη σταθερά ωριαία ψυκτικά φορτία που ανέρχονται από 1,5% έως 2% της ονομαστικής ισχύος των μπαταριών.

5.4.4 Διάρκεια ζωής μπαταριών (Life Cycle)

Η διάρκεια ζωής των μπαταριών σύμφωνα με τον κατασκευαστή φθάνει στους **6000** πλήρεις κύκλους. Καθότι η λειτουργία των μπαταριών γίνεται σύμφωνα με τις προδιαγραφές του κατασκευαστή στην παρούσα ανάλυση, ο αριθμός των ετήσιων κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης των μπαταριών υπολογίζεται σε περίπου **250 κύκλους**, γεγονός που οδηγεί σε διάρκεια ζωής μεγαλύτερη των 20 ετών.

5.5 Πρόβλεψη και Δήλωση Παραγωγής

Κατά τη δήλωση παραγωγής του ΥΒΣ προσομοιώνεται η λειτουργία της πρόβλεψης με αποκλίσεις της τάξης του 15% εντός της ημέρας. Επιβάλλονται κλιμακωτοί συντελεστές εμπιστοσύνης και για την προβλεπόμενη παραγωγή του ΦΒ και για το ΑΠ.

5.6 Λειτουργία Πραγματικού Χρόνου

Κατά την προσομοίωση λήφθηκαν υπόψη και τηρήθηκαν όλες οι απαιτήσεις του για την ορθή λειτουργία του ΥΒΣ όπως περιγράφονται κώδικα ΜΔΝ. Η γενική προσέγγιση είναι ότι κατά τη λειτουργία πραγματικού χρόνου λαμβάνονται υπόψη οι χρονοσειρές αιολικού και ηλιακού δυναμικού και δίνεται προτεραιότητα στις μονάδες ΑΠΕ για την αξιοποίησή τους. Οπότε ισχύουν και τα ακόλουθα κατά περίπτωση:

- Όταν οι μπαταρίες δεν εντάσσονται για προγραμματισμένη παραγωγή, η ενέργεια που παράγεται από την Α/Γ ή/και από τον Φ/Β σταθμό του ΥΒΣ χρησιμοποιείται για τη φόρτιση των μπαταριών. Σε αυτήν την περίπτωση, η ισχύς φόρτισης παρακολουθεί τις μεταβολές της διαθέσιμης ισχύος ΑΠΕ.
- Ο διαχειριστής του ΥΒΣ μπορεί να υποκαταστήσει προγραμματισμένη παραγωγή των μπαταριών με αιολική ή/και φωτοβολταϊκή ισχύ. Στην περίπτωση αυτή οι μπαταρίες αντισταθμίζουν τις διακυμάνσεις της παραγωγής ΑΠΕ, ώστε στο σύστημα να εγχέεται η ισχύς που προσδιορίζεται από τις εντολές κατανομής.

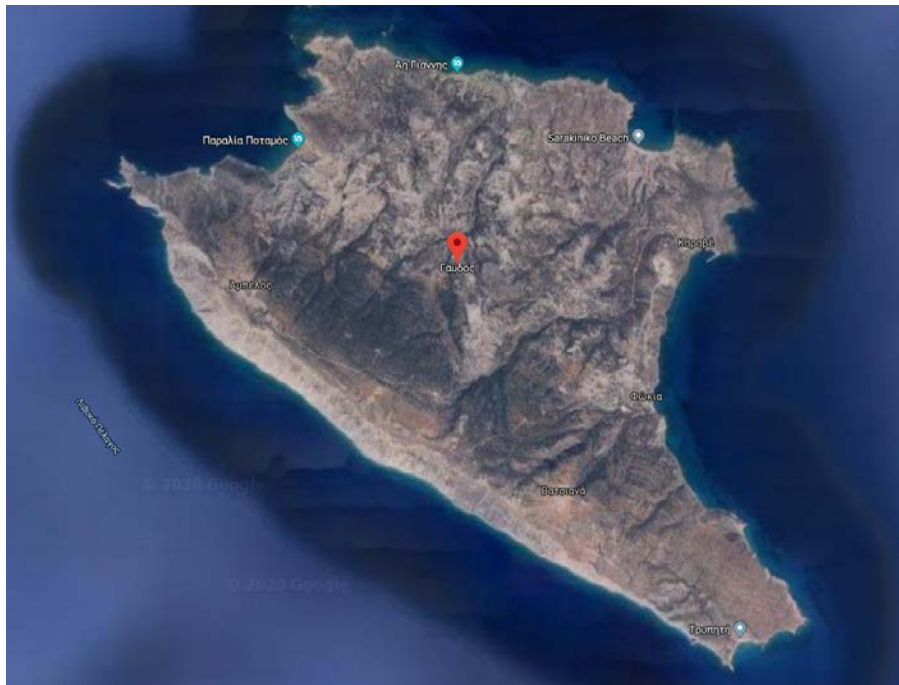
5.7 Λειτουργία σε καθεστώς Διασύνδεσης

Κατά τη μετάβαση του ΜΔΝ σε καθεστώς διασύνδεσης με το ηπειρωτικό δίκτυο της χώρας θεωρήθηκε ότι οι θερμικές μονάδες των ΤΣΠ των ΜΔΝ μπαίνουν σε ψυχρή εφεδρεία. Αυτό σημαίνει ότι κατά τη λειτουργία του ΥΒΣ σε καθεστώς διασύνδεσης δεν υπάρχει ανάγκη τήρησης τεχνικών ελαχίστων στην κάλυψη του φορτίου και τα καλώδια της διασύνδεσης είναι διαστασιολογημένα ώστε να μην υπάρχει κανένας περιορισμός στους χρόνους και στο μέγεθος της φόρτισής τους.

6 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΣΕ ΥΒΣ 2 ΜΔΝ

Στο παρόν κεφάλαιο εξετάζεται η εγκατάσταση και λειτουργία υβριδικών σταθμών στα ηλεκτρικά συστήματα των μη διασυνδεδεμένων νησιών της Γαύδου και της Μεγίστης. Πιο συγκεκριμένα μελετώνται οι επιπτώσεις από την ένταξη του ΥΒΣ στη λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής και γενικότερα στο ενεργειακό ισοζύγιο των δύο νησιών. Η ανάλυση βασίστηκε στα αναφερόμενα του Κώδικα ΜΔΝ για την πολιτική διαχείρισης των ΥΒΣ σε ΜΔΝ όπως περιγράφηκαν στο Κεφάλαιο 4. Για τις ανάγκες της μελέτης προσομοιώθηκε σε ωριαία ανάλυση η ετήσια λειτουργία των ηλεκτρικών συστημάτων των δύο νησιών θεωρώντας ότι στα ηλεκτρικά τους συστήματα δεν περιλαμβάνουν εγκατεστημένη ισχύ άλλων σταθμών ΑΠΕ που είναι μία πραγματικότητα έως και σήμερα. Η προσομοίωση πραγματοποιήθηκε για κάθε ΗΣ για τις εξής δύο περιπτώσεις: i) Χωρίς Διασύνδεση ii) Με Διασύνδεση

6.1 ΥΒΣ στο ΗΣ Γαύδου



Εικόνα 6.1: Νήσος Γαύδος[36]

Η Γαύδος είναι το νοτιότερο ελληνικό νησί με έκταση 29.585 km² , υπάγεται στο νομό Χανίων και στην περιφέρεια Κρήτης, και ταυτόχρονα είναι το νοτιότερο ευρωπαϊκό άκρο. Έχει πληθυσμό 152 κατοίκων σύμφωνα με την απογραφή του 2011[37]. Επί της ουσίας,

λιγότεροι από 50 άνθρωποι ζουν στο νησί. Το καλοκαίρι όμως κατακλύζεται με πάνω από 3.000 τουρίστες ανά τουριστική περίοδο.

Η Γαύδος έχει εγκατεστημένη ισχύ 370 kW, με αιχμή το 2015 τα 108 kW. Το δίκτυο διανομής έχει δυο γραμμές ΜΤ των 15kV και δεν έχει δίκτυο μεταφοράς. Ο Σταθμός Παραγωγής έχει εγκατεστημένο σύστημα SCADA που επιτρέπει την εποπτεία και τον απομακρυσμένο έλεγχο των θερμικών μονάδων.

Σύμφωνα με τα στοιχεία της ΡΑΕ που παρασχέθηκαν από το Διαχειριστή ΜΔΝ το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων του συστήματος της Γαύδου για το έτος 2018, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος καυσίμου και το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, προέκυψε από τα προσωρινά απολογιστικά στοιχεία ίσο με **314,55€/MWh**.

Ενδεικτικά αναφέρεται ότι το μεσοσταθμικό ετήσιο κόστος αγοράς diesel για το 2018 κυμάνθηκε στα **867,14€/klt**. Το μέσο ετήσιο πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης εκτιμάται ίδιο για κάθε μονάδα και ίσο με **3,42€/MWh**.

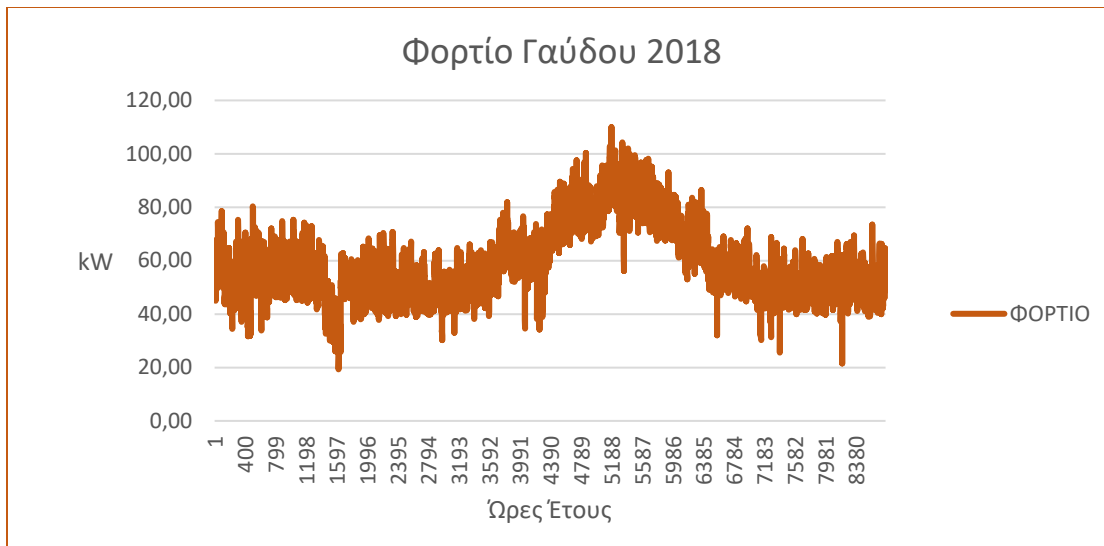
Σημειώνεται ότι, λόγω του μικρού μεγέθους του συστήματος της Γαύδου, δεν καταβάλλεται κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂.

Το συνολικό κόστος κατασκευής και θέσης σε λειτουργία ενός νέου συμβατικού σταθμού παραγωγής εκτιμάται σε 0,8 εκατομμύρια €/MW ισχύος για Ηλεκτροπαραγωγή Ζεύγη με ελαφρύ καύσιμο

Τέλος το συνολικό σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συμβατικού σταθμού παραγωγής του συστήματος της Γαύδου για το έτος 2018 με βάση τα προσωρινά στοιχεία των μηνιαίων εκκαθαρίσεων προέκυψε ίσο με **456,04€/MWh**.

(Στο σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συμβατικού σταθμού περιλαμβάνονται οι λειτουργικές δαπάνες δραστηριότητας παραγωγής, αποσβέσεις πάγιου ενεργητικού, κόστος κεφαλαίου και υποστηρικτικές λειτουργίες.)

Ακολουθεί διάγραμμα απεικόνισης του φορτίου του ΗΣ Γαύδου που καλύπτεται έως και σήμερα πλήρως από τη λειτουργία των θερμικών μονάδων του Τοπικού Σταθμού Παραγωγής (ΤΣΠ) του νησιού λόγω της απουσίας μονάδων ΑΠΕ. Το μέσο φορτίου του ΗΣ είναι στα 58kW.



Διάγραμμα 6.1: Φορτίο ΗΣ Γαύδου 2018

Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο πίνακας με τα τεχνοοικονομικά στοιχεία των θερμικών μονάδων παραγωγής του ΤΣΠ Γαύδου με τη σειρά ένταξης τους σύμφωνα με την μέχρι τώρα διαχείριση του ΗΣ Γαύδου από το Διαχειριστή ΜΔΝ.

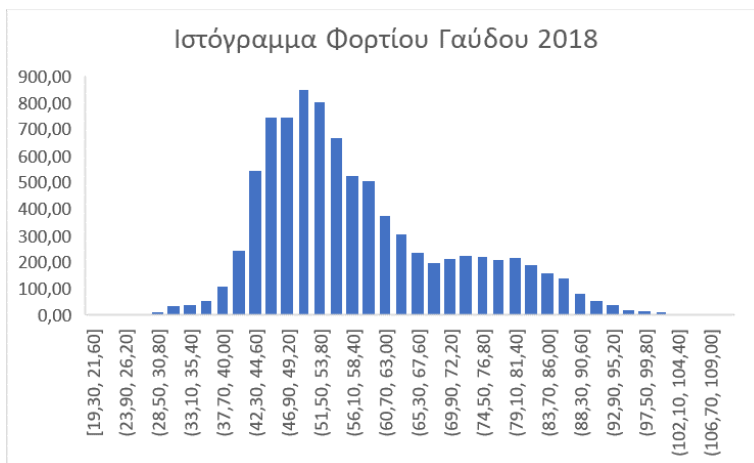
ΤΣΠ ΓΑΥΔΟΥ											
Α/Α	Τύπος Μονάδας	Μέγιστη Δυναμικότητα / Ισχύς (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο / Ισχύς (MW)	Καύσιμο	Σειρά Ένταξης ⁽¹⁾	Ειδική κατανάλωση (lit/MWh) ⁽²⁾			Κατανάλωση εκκίνησης (kg)		
						50%	75%	100%	Ψυχ.	Ενδ.	Θερ.
4	DOOSAN P086TI	0,085	0,06	DIESEL	2A	332,9	303,2	300,3	2	1	1
1	VOLVO TD720GE	0,100	0,06	DIESEL	1A	305,2	277,9	275,3	2	1	1
2	VOLVO TAD520GE	0,090	0,05	DIESEL	1B	305,2	277,9	275,3	2	1	1
3	MAN 2566ME	0,080	0,045	DIESEL	2B	332,9	303,2	300,3	2	1	1
ΣΥΝΟΛΟ		0,355									

Πίνακας 6.1: Δεδομένα του Θερμικού Σταθμού της Γαύδου.

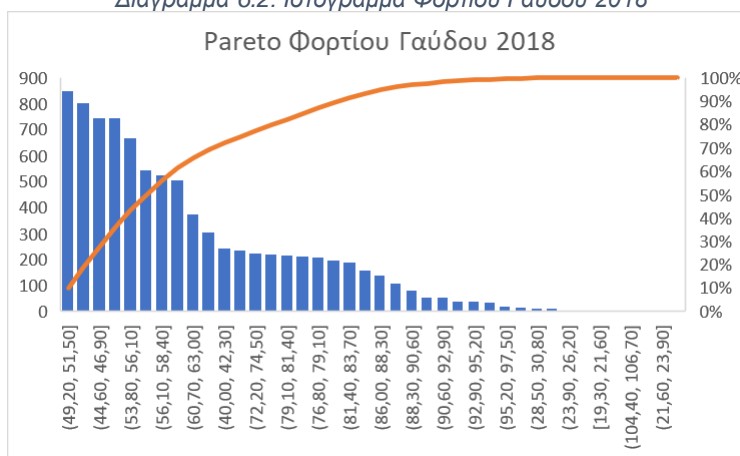
Όπως φαίνεται από τον παραπάνω πίνακα η πρώτη μονάδα που εντάσσεται είναι η VOLVO TD720GE με τεχνικό ελάχιστο στα 60kW και η τελευταία μονάδα είναι η MAN 2566ME με τεχνικό ελάχιστο στα 45kW.

6.1.1 Διαστασιολόγηση ΥΒΣ στο ΗΣ Γαύδου

Μετά από ανάλυση της ζήτησης στο ΗΣ Γαύδου με τη χρήση ιστογράμματος και διαγράμματος Parretto προέκυψε ότι το 75% των ωρών ζήτησης βρίσκεται κάτω των 65kW



Διάγραμμα 6.2: Ιστογράμμα Φορτίου Γαύδου 2018



Διάγραμμα 6.3: Pareto Φορτίου Γαύδου 2018

Με βάση τα παραπάνω επιλέχθηκε μία διαστασιολόγηση ενός ΥΒΣ που με την ένταξή του δεν θα λαμβάνει τόσες περικοπές από τις ανάγκες τήρησης των τεχνικών ελαχίστων των υπόλοιπων συμβατικών θερμικών μονάδων. Παράλληλα για τις ανάγκες μεγιστοποίησης της αξιοποίησης του ΥΒΣ επιλέχθηκε να αλλαχτεί η σειρά ένταξης των μονάδων με τον ΥΒΣ να εντάσσεται πρώτος στην κάλυψη των φορτίων, καθότι από τη φύση του θεσμοθετήθηκε για να αντικαταστήσει συμβατικές μονάδες και δεύτερη στη σειρά ένταξης είναι η ΜΑΝ 2566ΜΕ που έχει και το μικρότερο τεχνικό ελάχιστο από τις υπόλοιπες θερμικές μονάδες στα 45kW. Η εγγυημένη ισχύς του ΥΒΣ διαστασιολογήθηκε ώστε κατά μέγιστο να μπορεί να καλύψει το 75% των ωρών της ζήτησης ήτοι στα 65kW και να περικόπτεται κατά το δυνατόν λιγότερο όπως προαναφέρθηκε. Οι ελεγχόμενες μονάδες είναι χωρισμένες σε 2 μεγάλες συστοιχίες των 65kW έκαστη για λόγους αξιοπιστίας και η χωρητικότητα των συσσωρευτών τοποθετήθηκε στις απαραίτητες 8 ώρες λειτουργίας στην εγγυημένη ισχύ ήτοι στις 520kWh.

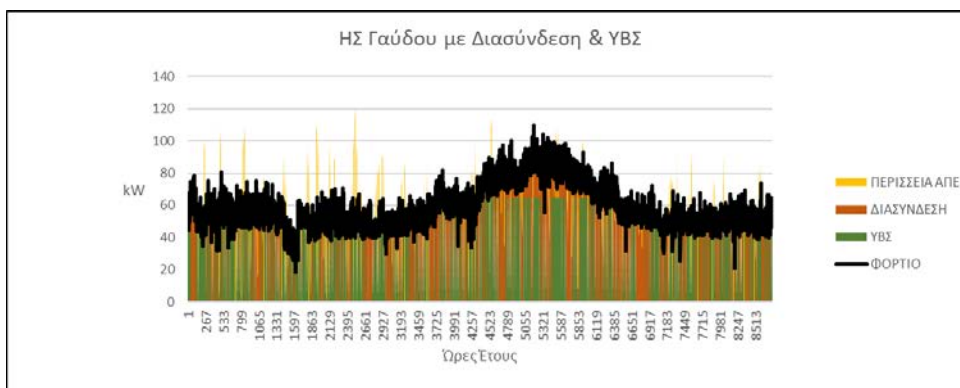
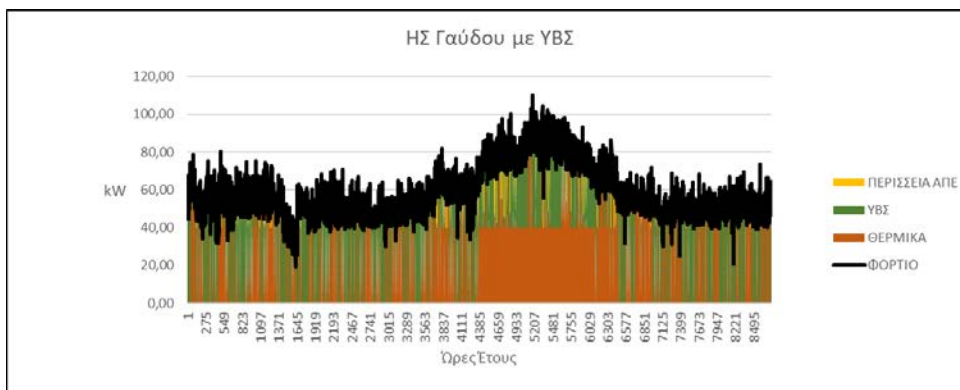
Όσον αφορά τα ΑΠΕ του ΥΒΣ λόγω και της ιδιαίτερως νότιας θέσης του νησιού της Γαύδου επιλέχθηκε μία αναλογία περίπου 1 προς 2 της δυναμικής μεταξύ του αιολικού πάρκου και του φωτοβολταϊκού σταθμού με 60kW Α/Γ και 96kW Φ/Β με 30% και 19% capacity factor αντίστοιχα όπως προαναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 5.

6.1.2 Διαχείριση ΥΒΣ σε καθεστώς Διασύνδεσης της Γαύδου

Κατά τη διάρκεια των προσομοιώσεων διαπιστώθηκε ότι σε καθεστώς διασύνδεσης της Γαύδου με την Κρήτη, με την κανονική αποδοχή των προσφορών ενέργειας του ΥΒΣ μετά και την άρση οποιoδήποτε περιορισμών υπήρχαν σε καθεστώς ΜΔΝ, η συμβολή του ΥΒΣ στην κάλυψη των φορτίων του νησιού μειώνεται καθώς λόγω του μειωμένου πλέον ταυτοχρονισμού των φορτίων και της παραγωγής. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα από τη μία να είναι αυξημένες οι εξαγωγές ενέργειας προς την Κρήτη αλλά από την άλλη οδηγεί σε φορτίσεις των καλωδίων διασύνδεσης που είναι μεγαλύτερες από την ενέργεια που χρειαζόταν το νησί στο προηγούμενο καθεστώς. Αυτό το σημαντικό εύρημα που θα είναι στο μέλλον και ο πυρήνας των ερωτημάτων της λειτουργίας των ΥΒΣ σε καθεστώς διασύνδεσης, με οδήγησε στην υιοθέτηση μίας διαχείρισης του ΥΒΣ που έχει σαν πρώτη προτεραιότητα την κάλυψη των φορτίων πρώτα του νησιού και έπειτα τις εξαγωγές ενέργειας, προκειμένου και ο ΥΒΣ να μην αλλοιώνει το πρωταρχικό χαρακτήρα του που είναι και η εξυπηρέτηση των αναγκών και η κατά το δυνατόν αυτονομία του νησιού στο οποίο εγκαθίσταται.

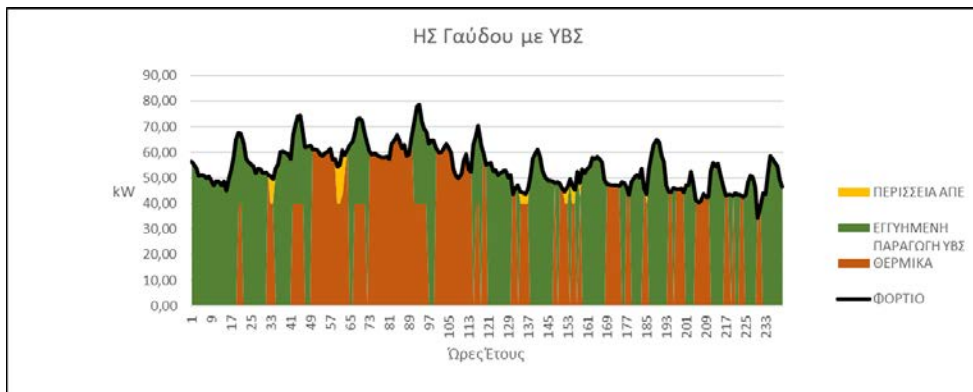
6.1.3 Διαγράμματα λειτουργίας ΗΣ Γαύδου με ΥΒΣ

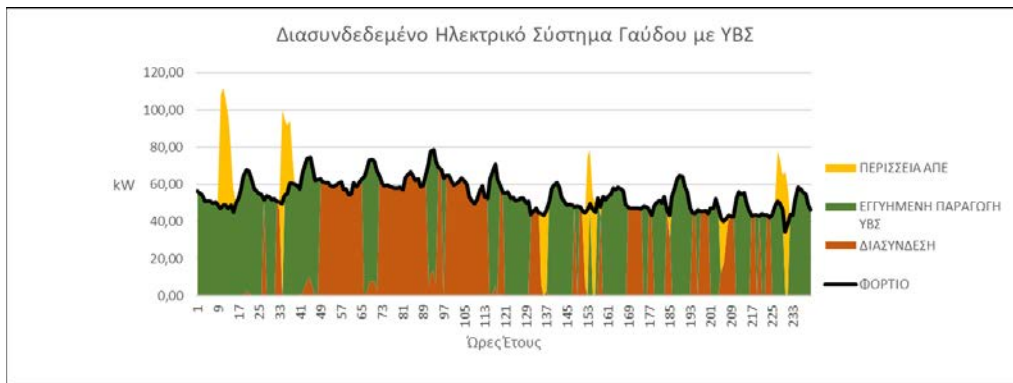
Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα διαγράμματα της ημερήσιας λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος της Γαύδου σε ετήσια βάση, με βάση τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων ώστε να γίνει κατανοητός ο τρόπος λειτουργίας του ΗΣ αλλά και η πολιτική διαχείρισης του ΥΒΣ πριν και μετά το καθεστώς διαχείρισης προς όφελος και του διαχειριστή του ΥΒΣ αλλά και της οικονομικότητας του συνόλου του ΗΣ. Πιο συγκεκριμένα στο διάγραμμα 6.4 παρουσιάζεται η ημερήσια λειτουργία του συστήματος της Γαύδου σε ένα ενδεικτικό σενάριο με τον εξεταζόμενο ΥΒΣ, για ένα ενδεικτικό έτος βάσει των στοιχείων της ζήτησης του 2018 πριν και μετά το καθεστώς διασύνδεσης.



Διάγραμμα 6.4: Τυπική λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος της Γαύδου με τον εξεταζόμενο ΥΒΣ για ένα ενδεικτικό έτος (α) Χωρίς Διασύνδεση, (β) Σε καθεστώς Διασύνδεσης.

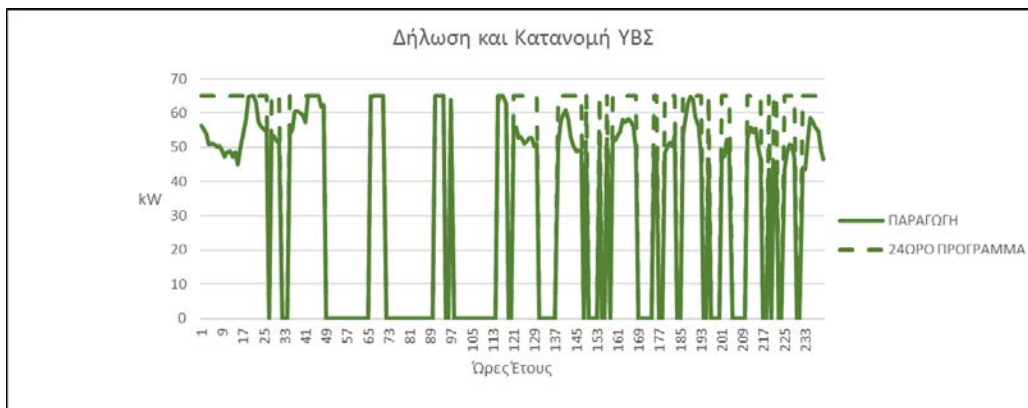
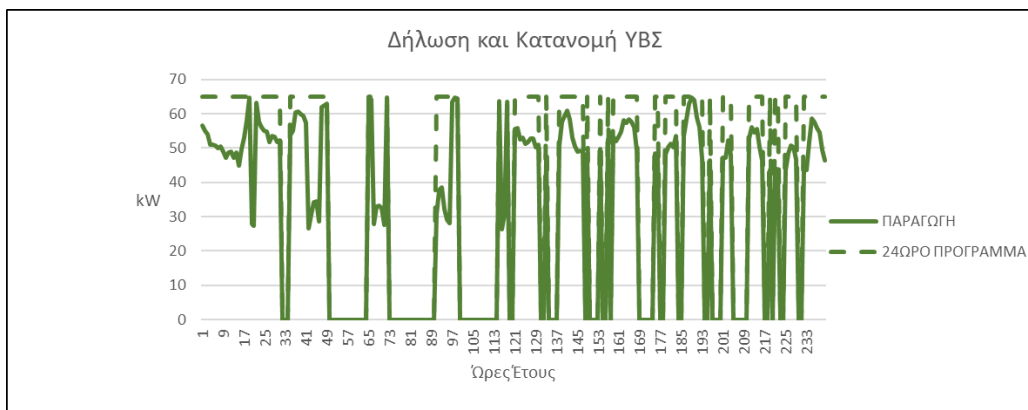
Στη συνέχεια παρουσιάζεται το διάγραμμα 6.5 που αποτελεί εστίαση στην περίοδο του πρώτου δεκαημέρου του Ιανουαρίου όπου φαίνεται πιο ευδιάκριτα στο διάγραμμα η συμβολή των θερμικών μονάδων (πορτοκαλί χρώμα), της εγγυημένης ενέργειας του ΥΒΣ (πράσινο χρώμα) στην κάλυψη του φορτίου του ΗΣ Γαύδου καθώς και η περίσσεια ΑΠΕ του ΥΒΣ (κίτρινο χρώμα) όπως αυτή περιγράφηκε σύμφωνα και με τις διατάξεις του Κώδικα ΜΔΝ στο Κεφάλαιο 4.





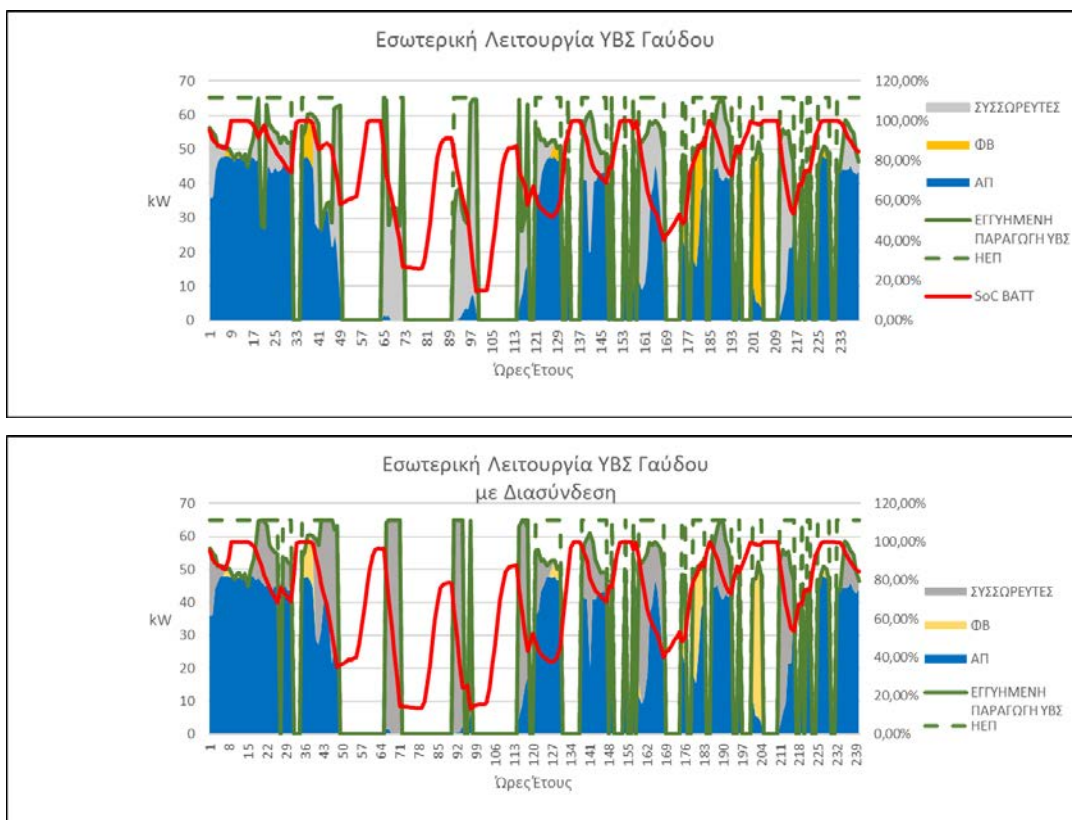
Διάγραμμα 6.5: Τυπική λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος της Γαύδου με τον εξεταζόμενο ΥΒΣ για ένα ενδεικτικό δεκαήμερο του Ιανουαρίου. (α) Χωρίς Διασύνδεση, (β) Σε καθεστώς Διασύνδεσης.

Παρακάτω παρουσιάζονται διαγράμματα εσωτερικής λειτουργίας του εξεταζόμενου ΥΒΣ με τις προσφορές ενέργειας και την αντίστοιχη κατανομή του στο διάγραμμα 6.6. Όπως είναι προφανές ο ΥΒΣ δέχεται έντονες περικοπές σε πραγματικό χρόνο από την αρχική δήλωσή του.



Διάγραμμα 6.6: : Δήλωση και κατανομή του εξεταζόμενου ΥΒΣ για ένα για ένα ενδεικτικό δεκαήμερο του Ιανουαρίου. (α) Χωρίς Διασύνδεση ΗΣ Γαύδου, (β) Σε καθεστώς Διασύνδεσης.

Σε συνέχεια της παρουσίασης της εσωτερικής λειτουργίας του ΥΒΣ, στο παρακάτω διάγραμμα 6.7 απεικονίζεται η διαχείριση της εντολής κατανομής που δέχεται ο ΥΒΣ από τα συστήματα του Διαχειριστή των ΜΔΝ, με την εσωτερική κατανομή της στις τρεις συνιστώσες του ΥΒΣ (ΑΠ, ΦΒ, Συσσωρευτές). Με κόκκινο χρώμα απεικονίζεται η στάθμη φόρτισης των συσσωρευτών (SoC) που πραγματοποιεί διακυμάνσεις ανάλογα με τις καταστάσεις φόρτισης-εκφόρτισης τηρώντας πάντα την εφεδρεία των δύο απαιτούμενων ωρών εγγυημένης ισχύος.



Διάγραμμα 6.7: Εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ κατά τη διάρκεια του δεκαημέρου του Σχήματος 6.3. (α) Χωρίς Διασύνδεση ΗΣ Γαύδου, (β) Σε καθεστώς Διασύνδεσης.

6.1.4 Ενεργειακά αποτελέσματα λειτουργίας του ΥΒΣ στο ΗΣ Γαύδου με και χωρίς διασύνδεση

Τα συνολικά ετήσια αποτελέσματα από την ένταξη του υβριδικού σταθμού στο σύστημα του νησιού συνοψίζονται στον παρακάτω Πίνακα 6.2. Ο πίνακας διαιρείται σε τρεις στήλες που αφορούν τη λειτουργία του ΗΣ α) χωρίς την ύπαρξη ΥΒΣ β) με ΥΒΣ χωρίς Διασύνδεση και γ) με ΥΒΣ και Διασύνδεση. Αποτυπώνονται τα βασικά ετήσια ενεργειακά αποτελέσματα για τις θερμικές μονάδες και για τον ΥΒΣ σε επίπεδο συνιστώσας με

αναφορά στην εγγυημένη ενέργεια, στην περίσσεια ΑΠΕ καθώς και στην κάλυψη των εσωτερικών καταναλώσεων του. Για τις θερμικές μονάδες παρατίθενται κάποια βασικά τεχνοοικονομικά στοιχεία σύμφωνα με τα αντίστοιχα παρασχεθέντα στοιχεία της ΡΑΕ από το Διαχειριστή ΜΔΝ.

Λειτουργία ΗΣ Γαύδου		Μονάδα	Χωρίς ΥΒΣ	Με ΥΒΣ Χωρίς Διασύνδεση	Με ΥΒΣ Με Διασύνδεση
Θερμικές Μονάδες	Συνολική Ενέργεια από Θερμικές Μονάδες	MWh	508	249,60	209,55
	Ειδική Κατανάλωση καυσίμου (diesel)	klt/MWh	0,3	0,3	-
	Εκτιμώμενη Κατανάλωση καυσίμου (diesel)	klt	152,55	74,88	-
	Κόστος καυσίμου	€/klt	867,14	867,14	-
	Κόστος Ο&Μ	€/MWh	3,00	3,00	-
ΥΒΣ	Εγγυημένη Ενέργεια Μπαταριών	MWh	0,00	85,35	105,12
	Διαθέσιμη ΑΠ παραγωγή	MWh	0,00	183,96	183,96
	Εγγυημένη ΑΠ	MWh	0,00	128,61	123,21
	Περίσσεια ΑΠ	MWh	0,00	7,57	16,05
	Απορριπτόμενη ΑΠ	MWh	0,00	20,80	0,00
	Φόρτιση Μπαταριών από ΑΠ	MWh	0,00	32,93	43,09
	Βοηθητικές καταναλώσεις μπαταριών από ΑΠ	MWh	0,00	1,62	1,60
	Συντελεστής αξιοποίησης Α/Π	%	0,00	31,04	35,00
	Διαθέσιμη Φ/Β παραγωγή	MWh	0,00	162,16	162,16
	Εγγυημένη ΦΒ	MWh	0,00	36,13	44,64
	Περίσσεια ΦΒ	MWh	0,00	2,15	29,08
	Απορριπτόμενη ΦΒ	MWh	0,00	48,63	0,00
	Φόρτιση Μπαταριών από ΦΒ	MWh	0,00	71,60	84,87
	Βοηθητικές καταναλώσεις μπαταριών από ΦΒ	MWh	0,00	3,64	3,57
	Συντελεστής αξιοποίησης Φ/Β	%	0,00	13,50	19,00
	Συνολική Εγγυημένη Ενέργεια	MWh	0,00	250,09	272,97
	Συνολική Περίσσεια ΑΠΕ	MWh	0,00	9,72	45,13
	Συνολικά Απορριπτόμενη Ενέργεια	MWh	0,00	69,44	0,00
	Συμβατική ενέργεια από δίκτυο για βοηθ.	MWh	0,00	0,00	0,00
	Καταναλώσεις				
Συντελεστής αξιοποίησης του ΥΒΣ	%	0,00	45,63	55,87	
Κάλυψη Ζήτησης Γαύδου	Θερμικές Μονάδες	%	100,00	49,00	41,21
	ΥΒΣ (Εγγυημένη και Περίσσεια ΑΠΕ)	%	0,00	51,00	58,79
Εξαγωγές Ενέργειας		MWh	-	-	19,15

Πίνακας 6.2: Συγκεντρωτικά ετήσια ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα για το σύστημα της Γαύδου, και τον εξεταζόμενο υβριδικό σταθμό, με και χωρίς καθεστώς διασύνδεσης, όπως προέκυψαν από τις ετήσιες προσομοιώσεις της λειτουργίας του για το έτος 2018.

Όπως διαπιστώνεται από τον παραπάνω πίνακα ο ΥΒΣ με την ένταξή του σε λειτουργία και λόγω της προαναφερθείσας διαστασιολόγησής του και προτεραιότητας στη σειρά ένταξης καταφέρνει να καλύψει το 51% του φορτίου του ΗΣ Γαύδου περιορίζοντας τις θερμικές μονάδες από το 100% στο 49% μείωση ίση με 257,40kWh ανοίγοντας το δρόμο για μία μεγάλη μείωση στο μέσο μεταβλητό κόστος του ΗΣ Γαύδου ανάλογα και με το καθεστώς τιμολόγησης που θα επιλεγεί για τον ΥΒΣ. Παρόλα αυτά εξακολουθούν να υπάρχουν απορρίψεις ενέργειας των ΑΠΕ της τάξης των 20,80kWh στο ΑΠ και 48,63kWh

στο ΦΒ που οδηγούν σε συντελεστές αξιοποίησης 31,04% και 13,50% αντίστοιχα. Σε καθεστώς διασύνδεσης όπως προαναφέρθηκε με την προσέγγιση που ακολουθήθηκε στη διαχείριση του ΥΒΣ είχαμε αύξηση της διείσδυσης του ΥΒΣ στο φορτίο του νησιού από 51% στο 58,79% με εισαγωγές ενέργειας, μετά και την ψυχρή εφεδρεία των θερμικών μονάδων, στις 209,55kWh. Όσον αφορά τις εξαγωγές ενέργειας προς την Κρήτη μέσω των υποβρυχίων καλωδίων διασύνδεσης αυτές είναι στις 19,15kWh. Απορρίψεις σε καθεστώς διασύνδεσης δεν υπάρχουν για τα ΑΠΕ του ΥΒΣ καθώς υπάγονται σε καθεστώς περίσσειας παροχής ενέργειας σε τιμή πολύ χαμηλότερη της εγγυημένης. Όσον αφορά τη λειτουργία του ΥΒΣ, η συνολικά εγγυημένη ενέργεια του ΥΒΣ από 250kWh ανεβαίνει στις 272,97kWh σε καθεστώς διασύνδεσης. Η παραγόμενη ενέργεια του ΥΒΣ ισομοιράζεται ανάμεσα στο αιολικό πάρκο και στο φωτοβολταϊκό σταθμό λόγω του υψηλού capacity factor του αιολικού που αντισταθμίζει τη χαμηλότερη εγκατεστημένη του ισχύ. Λόγω της προτεραιότητας στην παραγωγή του αιολικού έχουμε μεγαλύτερη συμμετοχή στην εγγυημένη ενέργεια με 128,61kWh ενώ για το ΦΒ είναι στις 36,13kWh σε καθεστώς ΜΔΝ. Σε καθεστώς διασύνδεσης η συμμετοχή του ΑΠ στην εγγυημένη μειώνεται ελάχιστα στις 123,21kWh ενώ για το ΦΒ αυξάνεται στις 44,64kWh. Η εγγυημένη ενέργεια από τους συσσωρευτές από τις 85,35kWh πηγαίνει στις 105,12kWh σε καθεστώς διασύνδεσης διατηρώντας πάντα μία αναλογία κοντά στο 35% επί της συνολικής εγγυημένης ενέργειας του ΥΒΣ. Η απευθείας έγχυση στο δίκτυο μέσω της περίσσειας setpoint ΑΠΕ αυξάνεται κατακόρυφα με τη διασύνδεση με το ΑΠ να πηγαίνει από τις 7,57kWh στις 16,05kWh ενώ το ΦΒ με πολύ μεγαλύτερη αύξηση από τις 2,15kWh στις 29,08kWh. Η συνολική απευθείας έγχυση στο δίκτυο μέσω περίσσειας ΑΠΕ πηγαίνει από τις 9,72kWh στις 45,13kWh.

Και στην περίπτωση της μη διασυνδεδεμένης λειτουργίας και στην περίπτωση της διασύνδεσης η διαχείριση του ΥΒΣ είναι τέτοια ώστε να μην υπάρχει ανάγκη για επιπλέον απορρόφηση από το δίκτυο.

Τέλος ο συνολικός βαθμός-συντελεστής αξιοποίησης, ως capacity factor επί της εγγυημένης, του ΥΒΣ πηγαίνει από το 45,63% στο 55,87% σημειώνοντας αύξηση που αντιστοιχεί σε 58,29kWh και αντιστοιχεί σε συνολική αναλογική αύξηση 22,44%.

6.2 ΥΒΣ στο ΗΣ Μεγίστης



Εικόνα 6.2: Νήσος Μεγίστη (Καστελλόριζο) [36]

Η νήσος Μεγίστη ή Καστελλόριζο βρίσκεται μόλις 1,25 ναυτικά μίλια από τις νοτιοδυτικές τουρκικές ακτές και 72 ν.μ. ανατολικά της Ρόδου, και είναι το ανατολικότερο άκρο της Ελλάδας[38]. Έχει έκταση 8,9 km², μήκος ακτών 19,5 km και πληθυσμό 492 κατοίκων, κατά την επίσημη απογραφή του 2011, που συγκροτούν τον Δήμο Μεγίστης. Η Μεγίστη έχει εγκατεστημένη ισχύ 2.100 kW, με αιχμή το 2015 τα 835 kW. Το δίκτυο διανομής έχει μια γραμμή των 15kV και δεν έχει δίκτυο μεταφοράς. Ο Σταθμός Παραγωγής όπως και στην περίπτωση του ΤΣΠ Γαύδου έχει εγκατεστημένο σύστημα SCADA που επιτρέπει την εποπτεία και τον απομακρυσμένο έλεγχο των θερμικών μονάδων.

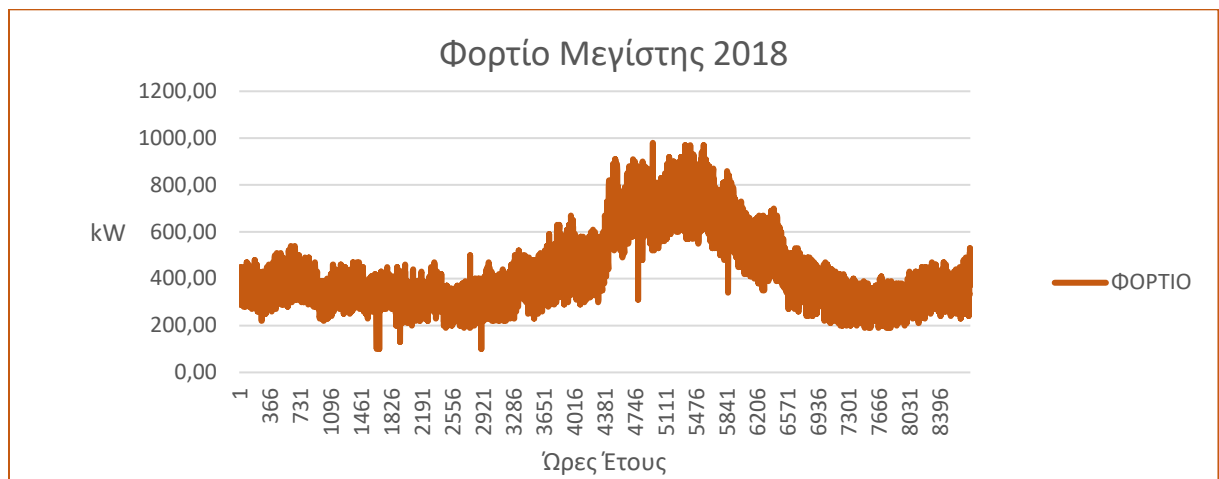
Το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων του συστήματος της Μεγίστης για το έτος 2018, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος καυσίμου και το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, προέκυψε από τα προσωρινά στοιχεία των μηνιαίων εκκαθαρίσεων ίσο με **274,51 €/MWh**.

Ενδεικτικά αναφέρεται ότι το μεσοσταθμικό ετήσιο κόστος αγοράς diesel για το 2018 κυμάνθηκε στα **909,41€/klt**, ενώ το μέσο ετήσιο πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης εκτιμάται ίδιο για κάθε μονάδα και ίσο με **4,36€/MWh**.

Σημειώνεται ότι, λόγω του μικρού μεγέθους του συστήματος της Μεγίστης, δεν καταβάλλεται κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. Το συνολικό κόστος κατασκευής και θέσης σε λειτουργία ενός νέου συμβατικού σταθμού παραγωγής εκτιμάται σε 0,8 εκατομμύρια €/MW ισχύος για Ηλεκτροπαραγωγή Ζεύγη με ελαφρύ καύσιμου. Τέλος το συνολικό σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συμβατικού σταθμού παραγωγής του συστήματος Μεγίστης για το έτος 2018 με βάση τα προσωρινά στοιχεία των μηνιαίων εκκαθαρίσεων προέκυψε ίσο με **213,30€/MWh**.

(Στο σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συμβατικού σταθμού περιλαμβάνονται οι λειτουργικές δαπάνες δραστηριότητας παραγωγής, αποσβέσεις πάγιου ενεργητικού, κόστος κεφαλαίου και υποστηρικτικές λειτουργίες.)

Ακολουθεί διάγραμμα απεικόνισης του φορτίου του ΗΣ Μεγίστης που καλύπτεται έως και σήμερα πλήρως από τη λειτουργία των θερμικών μονάδων του Τοπικού Σταθμού Παραγωγής (ΤΣΠ) του νησιού λόγω της απουσίας μονάδων ΑΠΕ.



Διάγραμμα 6.8: Φορτίο Μεγίστης 2018

Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο πίνακας με τα τεχνοοικονομικά στοιχεία των θερμικών μονάδων παραγωγής του ΤΣΠ Μεγίστης με τη σειρά ένταξης τους σύμφωνα με την μέχρι τώρα διαχείριση του ΗΣ Γαύδου από το Διαχειριστή ΜΔΝ.

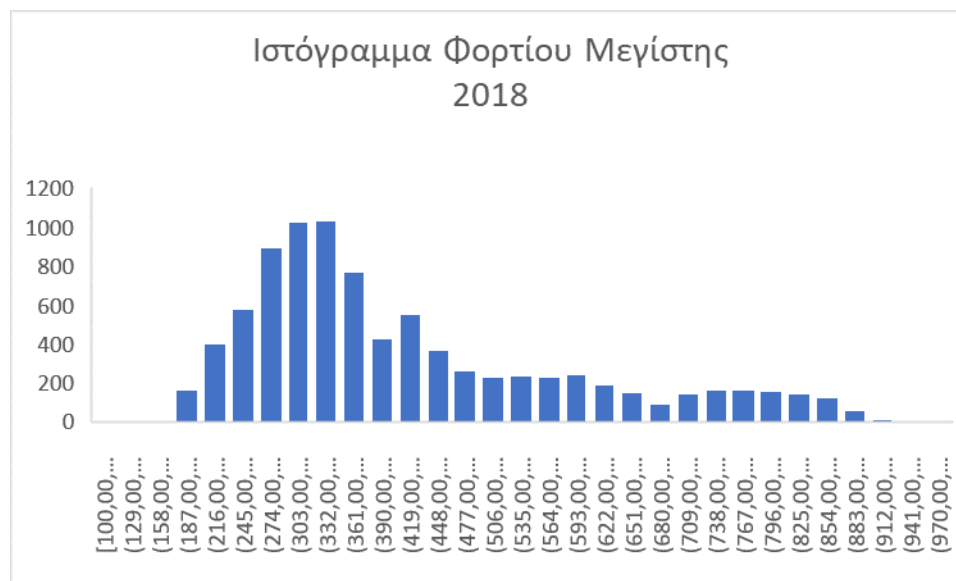
ΤΣΠ ΜΕΓΙΣΤΗΣ											
Α/Α	Τύπος Μονάδας	Μέγιστη Δυναμικότητα (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο (MW)	Καύσιμο	Σειρά Ένταξης ⁽¹⁾	Ειδική κατανάλωση (kg/MWh) ⁽²⁾			Κατανάλωση εκκίνησης (kg) ⁽²⁾		
						50%	75%	100%	Ψυχ.	Ενδ.	Θερ.
1	HYUNDAI KD8AX	0,180	0,110	DIESEL	4A	262	251	254	-	-	-
3	CUMMINS VT 1710G	0,400	0,225	DIESEL	1	230	219	219	-	-	-
4	VOLVO PENTA TAD 1345GE	0,250	0,100	DIESEL	3	292	280	283	-	-	-
5	HYUNDAI KD8AX	0,180	0,110	DIESEL	4B	262	251	254	-	-	-
6	DOOSAN P158LE-2	0,220	0,125	DIESEL	2A	260	240	230	-	-	-
7	DOOSAN P158LE-2	0,220	0,125	DIESEL	2B	260	240	230	-	-	-
	ΣΥΝΟΛΟ	1,450									

Διάγραμμα 6.9: Δεδομένα του Θερμικού Σταθμού της Μεγίστης

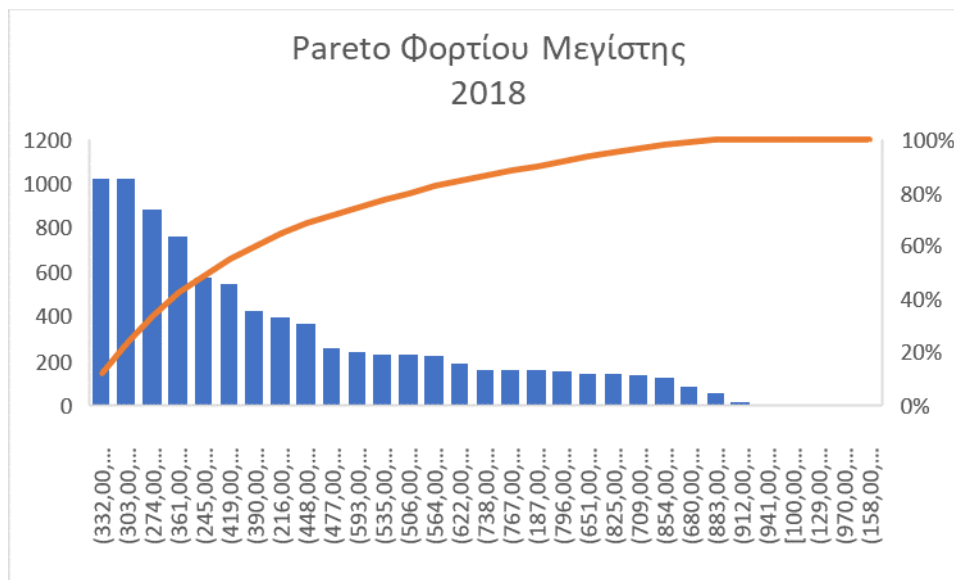
Όπως φαίνεται από τον παραπάνω πίνακα η πρώτη μονάδα που εντάσσεται είναι η CUMMINS VT 1710G με τεχνικό ελάχιστο στα 225kW και η τελευταία μονάδα είναι η HYUNDAI KDBAX με τεχνικό ελάχιστο στα 110kW.

6.2.1 Διαστασιολόγηση ΥΒΣ στο ΗΣ Μεγίστης

Μετά από ανάλυση της ζήτησης στο ΗΣ Μεγίστης με τη χρήση ιστογράμματος και διαγράμματος Pareto προέκυψε ότι το 70% των ωρών ζήτησης βρίσκεται κάτω των 475kW



Διάγραμμα 6.10: Ιστόγραμμα Φορτίου Μεγίστης 2018



Διάγραμμα 6.11: Pareto Φορτίου Μεγίστης 2018

Με βάση τα παραπάνω επιλέχθηκε μία διαστασιολόγηση ενός ΥΒΣ που με την ένταξή του δεν θα λαμβάνει τόσες περικοπές από τις ανάγκες τήρησης των τεχνικών ελαχίστων των υπόλοιπων συμβατικών θερμικών μονάδων. Παράλληλη για τις ανάγκες μεγιστοποίησης της αξιοποίησης του ΥΒΣ επιλέχθηκε να αλλαχτεί η σειρά ένταξης των μονάδων με τον ΥΒΣ να εντάσσεται πρώτος στην κάλυψη των φορτίων, καθότι από τη φύση του θεσμοθετήθηκε για να αντικαταστήσει συμβατικές μονάδες. Η εγγυημένη ισχύς του ΥΒΣ διαστασιολογήθηκε ώστε κατά μέγιστο να μπορεί να καλύψει το 70% των ωρών της ζήτησης ήτοι στα 475kW και να περικλύπεται κατά το δυνατόν λιγότερο όπως προαναφέρθηκε. Οι ελεγχόμενες μονάδες είναι χωρισμένες σε 2 μεγάλες συστοιχίες των 475kW έκαστη για λόγους αξιοπιστίας και η χωρητικότητα των συσσωρευτών τοποθετήθηκε στις απαραίτητες 8 ώρες λειτουργίας στην εγγυημένη ισχύ ήτοι στις 3800kWh.

Όσον αφορά τα ΑΠΕ του ΥΒΣ λόγω και της ιδιαίτερως νότιας θέσης του νησιού της Γαύδου επιλέχθηκε μία αναλογία περίπου 1 προς 2 της δυναμικής μεταξύ του αιολικού πάρκου και του φωτοβολταϊκού σταθμού με 60kW Α/Γ και 96kW Φ/Β με 30% και 19% capacity factor αντίστοιχα όπως προαναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 5.

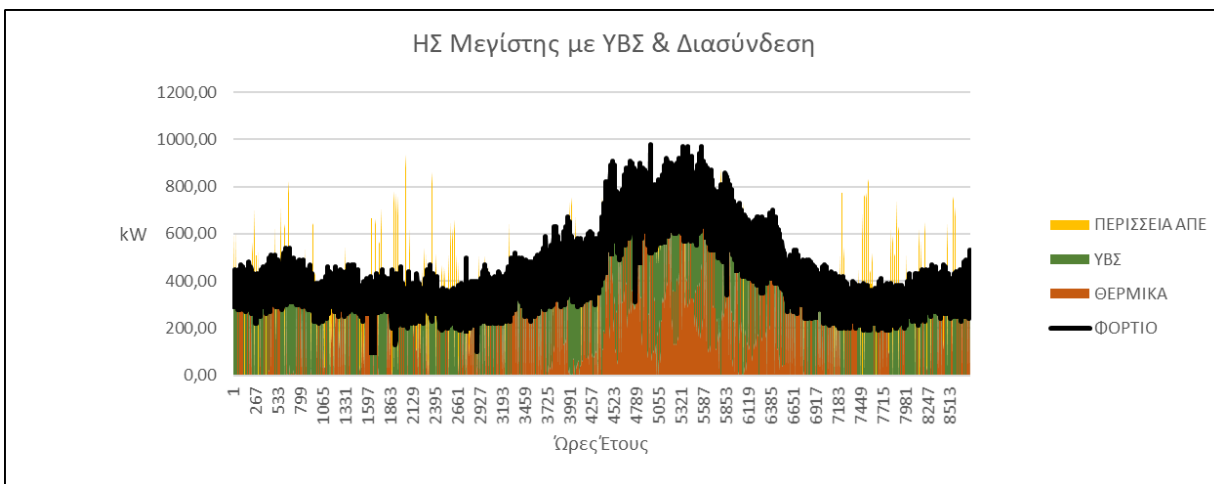
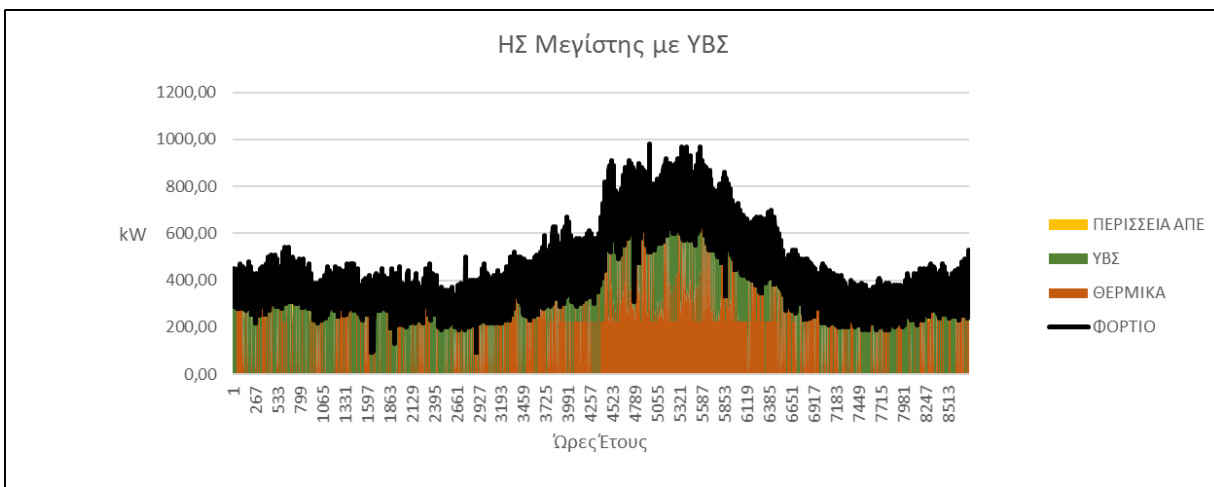
6.2.2 Διαχείριση ΥΒΣ σε καθεστώς Διασύνδεσης της Μεγίστης

Ομοίως με την περίπτωση του ΥΒΣ Γαύδου μετά από διαφορετικές προσεγγίσεις και προσομοιώσεις στην λειτουργία του ΥΒΣ υιοθετήθηκε το μοντέλο διαχείρισης του ΥΒΣ

που δίνει προτεραιότητα στην κάλυψη των φορτίων του νησιού και έπειτα στις εξαγωγές ενέργειας.

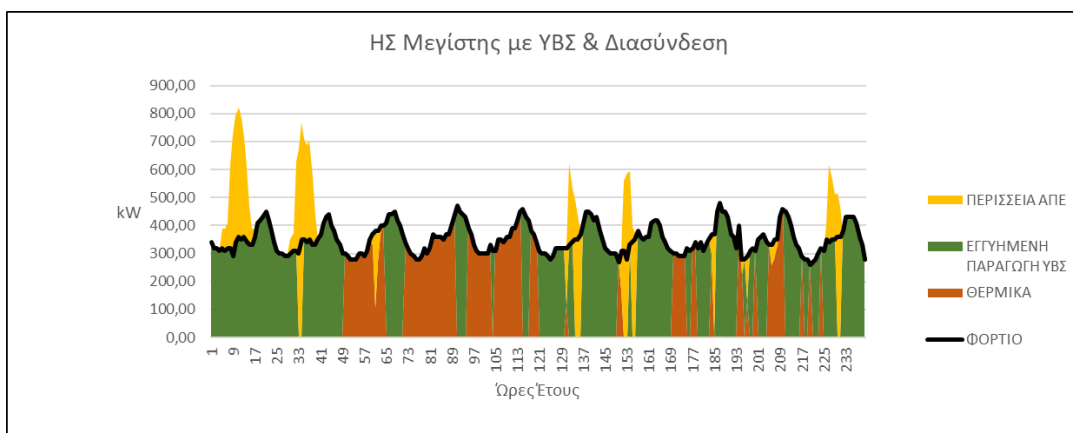
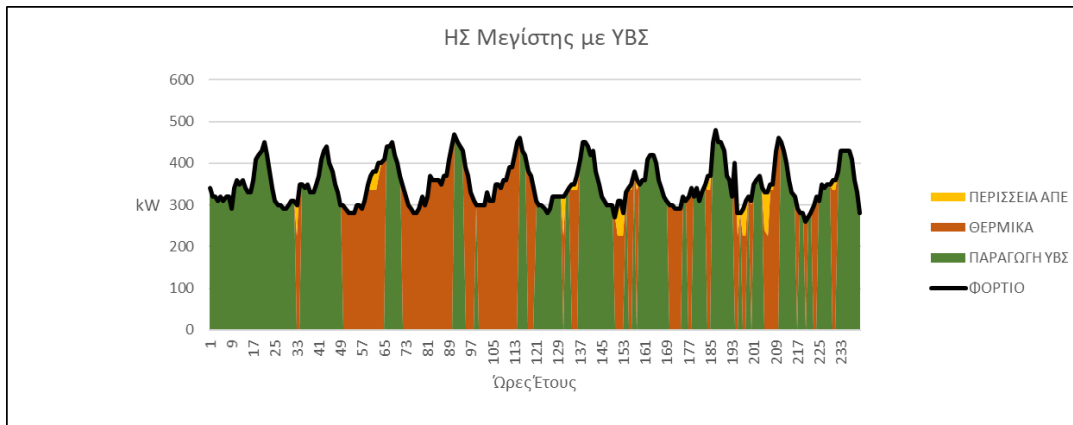
6.2.3 Διαγράμματα λειτουργίας ΗΣ Μεγίστης με ΥΒΣ

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζονται τα διαγράμματα της ημερήσιας λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος της Μεγίστης σε ετήσια βάση, με βάση τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων ώστε να γίνει κατανοητός ο τρόπος λειτουργίας του ΗΣ αλλά και η πολιτική διαχείρισης του ΥΒΣ πριν και μετά το καθεστώς διαχείρισης προς όφελος και του διαχειριστή του ΥΒΣ αλλά και της οικονομικότητας του συνόλου του ΗΣ. Πιο συγκεκριμένα στο διάγραμμα 6.12 παρουσιάζεται η ημερήσια λειτουργία του συστήματος της Γαύδου σε ένα ενδεικτικό σενάριο με τον εξεταζόμενο ΥΒΣ, για ένα ενδεικτικό έτος βάσει των στοιχείων της ζήτησης του 2018 πριν και μετά το καθεστώς διασύνδεσης



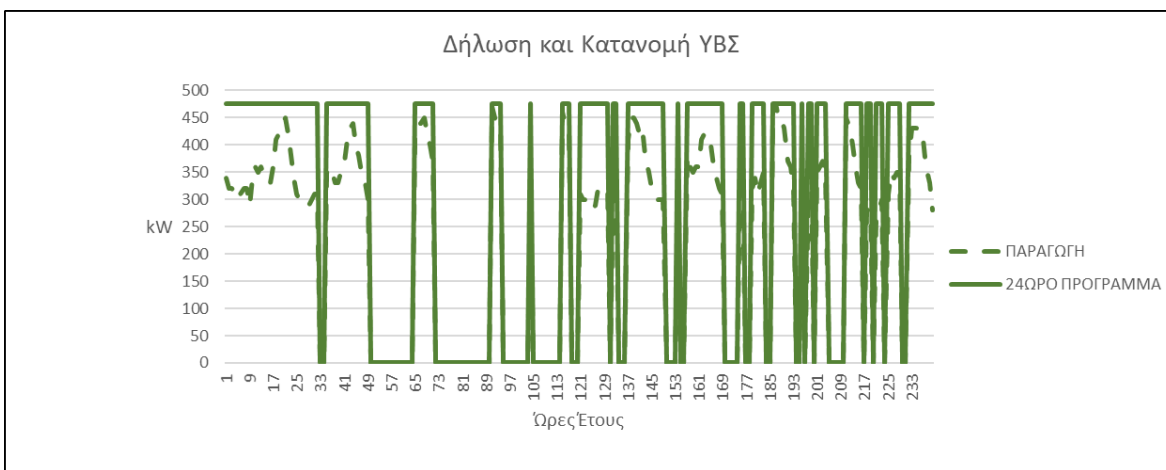
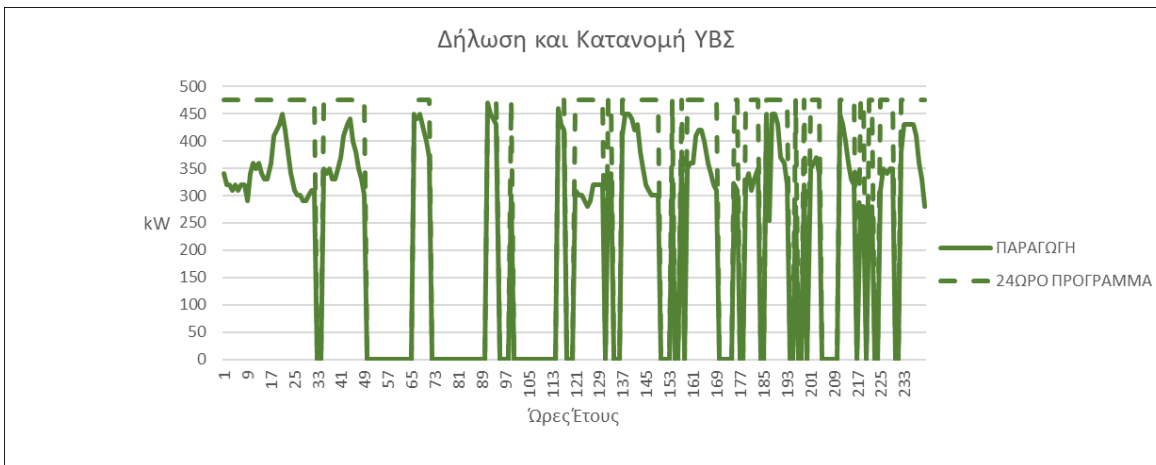
Διάγραμμα 6.12: Τυπική λειτουργία του συστήματος της Μεγίστης με εξεταζόμενο ΥΒΣ για ένα ενδεικτικό έτος (α) Χωρίς Διασύνδεση, (β) Σε καθεστώς Διασύνδεσης.

Στη συνέχεια παρουσιάζεται το διάγραμμα 6.13 που αποτελεί εστίαση στην περίοδο του πρώτου δεκαημέρου του Ιανουαρίου όπου φαίνεται πιο ευδιάκριτα στο διάγραμμα η συμβολή των θερμικών μονάδων (πορτοκαλί χρώμα), της εγγυημένης ενέργειας του ΥΒΣ (πράσινο χρώμα) στην κάλυψη του φορτίου του ΗΣ Μεγίστης καθώς και η περίσσεια ΑΠΕ του ΥΒΣ (κίτρινο χρώμα) όπως αυτή περιγράφηκε σύμφωνα και με τις διατάξεις του Κώδικα ΜΔΝ στο Κεφάλαιο 4.

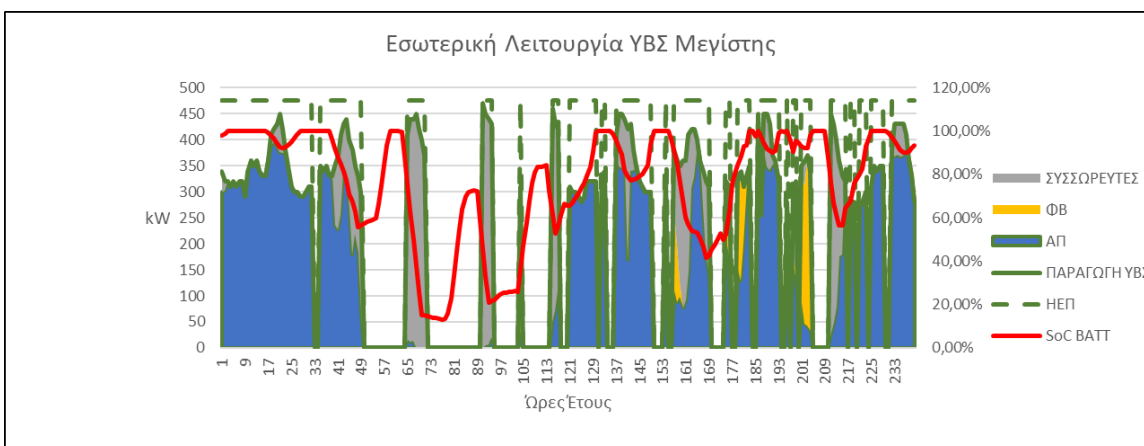


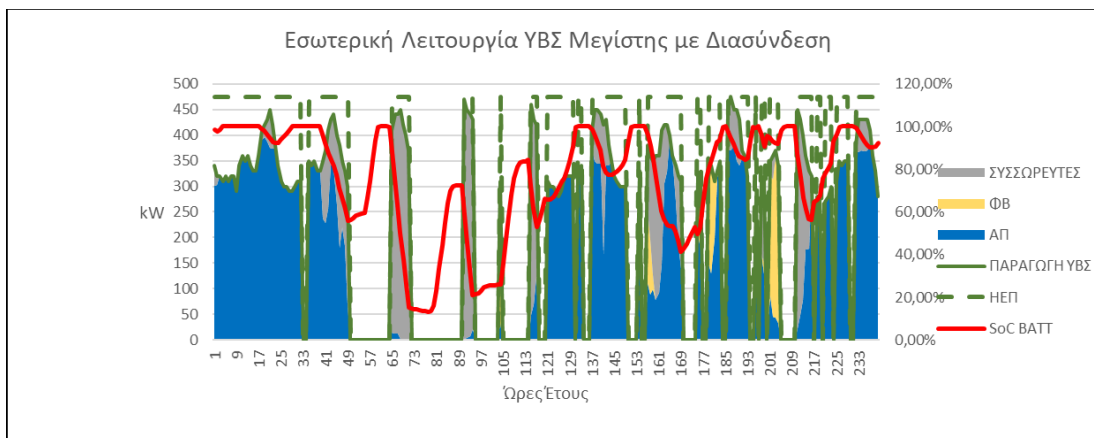
Διάγραμμα 6.13: Τυπική λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος της Μεγίστης με τον εξεταζόμενο ΥΒΣ για ένα ενδεικτικό δεκαήμερο του Ιανουαρίου. (α) Χωρίς Διασύνδεση, (β) Σε καθεστώς Διασύνδεσης

Παρακάτω παρουσιάζονται διαγράμματα εσωτερικής λειτουργίας του εξεταζόμενου ΥΒΣ με τις προσφορές ενέργειας και την αντίστοιχη κατανομή του στο διάγραμμα 6.14. Όπως είναι προφανές ο ΥΒΣ δέχεται έντονες περικοπές σε πραγματικό χρόνο από την αρχική δήλωσή του.



Διάγραμμα 6.14: Δήλωση και κατανομή του εξεταζόμενου ΥΒΣ για ένα για ένα ενδεικτικό δεκαήμερο του Ιανουαρίου. (α) Χωρίς Διασύνδεση ΗΣ Μεγίστης, (β) Σε καθεστώς Διασύνδεσης..





Διάγραμμα 6.15: Εσωτερική λειτουργία του ΥΒΣ κατά τη διάρκεια του δεκαημέρου του Σχήματος 6.13. (α) Χωρίς Διασύνδεση ΗΣ Μεγίστης, (β) Σε καθεστώς Διασύνδεσης

6.2.4 Ενεργειακά αποτελέσματα λειτουργίας ΥΒΣ στο ΗΣ Μεγίστης με και χωρίς διασύνδεση

Τα συνολικά ετήσια αποτελέσματα από την ένταξη του υβριδικού σταθμού στο σύστημα του νησιού όπως και στην περίπτωση της Γαύδου συνοψίζονται στον παρακάτω Πίνακα 6.16. Ο πίνακας διαιρείται σε τρεις στήλες που αφορούν τη λειτουργία του ΗΣ α) χωρίς την ύπαρξη ΥΒΣ β) με ΥΒΣ χωρίς Διασύνδεση και γ) με ΥΒΣ και Διασύνδεση. Αποτυπώνονται τα βασικά ετήσια ενεργειακά αποτελέσματα για τις θερμικές μονάδες και για τον ΥΒΣ σε επίπεδο συνιστώσας με αναφορά στην εγγυημένη ενέργεια, στην περίσσεια ΑΠΕ καθώς και στην κάλυψη των εσωτερικών καταναλώσεων του. Για τις θερμικές μονάδες παρατίθενται κάποια βασικά τεχνοοικονομικά στοιχεία σύμφωνα με τα αντίστοιχα παρασχεθέντα στοιχεία της ΡΑΕ από το Διαχειριστή ΜΔΝ.

Λειτουργία ΗΣ Μεγίστης		Μονάδα	Χωρίς ΥΒΣ	Με ΥΒΣ Χωρίς Διασύνδεση	Με ΥΒΣ Με Διασύνδεση
Θερμικές Μονάδες	Συνολική Ενέργεια από Θερμικές Μονάδες	MWh	3.795.010	1.801	1.612
	Ειδική Κατανάλωση καυσίμου (diesel)	klt/MWh	0,3	0,30	-
	Εκτιμώμενη Κατανάλωση καυσίμου (diesel)	lt	1.138.503	540,38	-
	Κόστος καυσίμου	€klt	909,41	909,41	-
	Κόστος Ο&Μ	€/MWh	4,36	4,36	-
ΥΒΣ	Εγγυημένη Ενέργεια Μπαταριών	MWh	0,00	596,96	651,18
	Διαθέσιμη παραγωγή από ΑΠ	MWh	0,00	1533,00	1533,00
	Εγγυημένη ΑΠ	MWh	0,00	1065,11	1045,91
	Περίσσεια ΑΠ	MWh	0,00	51,69	166,99
	Απορριπτόμενη ΑΠ	MWh	0,00	178,56	0,00
	Φόρτιση Μπαταριών από ΑΠ	MWh	0,00	269,94	300,56
	Βοηθητικές καταναλώσεις μπαταριών από ΑΠ	MWh	0,00	19,40	19,54
	Συντελεστής αξιοποίησης ΑΠ	%	0,00	30,92	35,00
	Διαθέσιμη παραγωγή από ΦΒ	MWh	0,00	1077,23	1077,23
	Εγγυημένη ΦΒ	MWh	0,00	268,63	284,39
	Περίσσεια ΦΒ	MWh	0,00	11,72	253,51
	Απορριπτόμενη ΦΒ	MWh	0,00	290,09	0,00
	Φόρτιση Μπαταριών από ΦΒ	MWh	0,00	471,16	504,20
	Βοηθητικές καταναλώσεις μπαταριών από ΦΒ	MWh	0,00	35,63	35,12
	Συντελεστής αξιοποίησης ΦΒ	%	0,00	14,04	19,00
	Συνολική Εγγυημένη Ενέργεια	MWh	0,00	1930,71	1981,49
	Συνολική Περίσσεια ΑΠΕ	MWh	0,00	63,41	420,49
	Συνολικά Απόρριπτομένη Ενέργεια	MWh	0,00	468,64	0,00
	Ενέργεια από δίκτυο για βοηθ. Καταναλώσεις	MWh	0,00	0,00	0,00
	Συντελεστής αξιοποίησης του ΥΒΣ	%	0,00	47,92	57,73
Κάλυψη Ζήτησης Μεγίστης	Θερμικές Μονάδες	%	100,00	47,46	42,48
	ΥΒΣ (Εγγυημένη και Περίσσεια ΑΠΕ)	%	0,00	52,54	57,53
Εξαγωγές Ενέργειας		MWh	-	-	218,81

Διάγραμμα 6.16: Συγκεντρωτικά ετήσια ενεργειακά και οικονομικά αποτελέσματα για το σύστημα της Μεγίστης και τον εξεταζόμενο υβριδικό σταθμό, με και χωρίς καθεστώς διασύνδεσης, όπως προέκυψαν από τις ετήσιες προσομοιώσεις της λειτουργίας του για το έτος 2018.

Όπως διαπιστώνεται από τον παραπάνω πίνακα ο ΥΒΣ με την ένταξή του σε λειτουργία και λόγω της προαναφερθείσας διαστασιολόγησής του και προτεραιότητας στη σειρά ένταξης καταφέρνει να καλύψει το 52,54% του φορτίου του ΗΣ Μεγίστης περιορίζοντας τις θερμικές μονάδες από το 100% στο 47,46% μείωση ίση με 1994kWh ανοίγοντας το δρόμο για μία μεγάλη μείωση στο μέσο μεταβλητό κόστος του ΗΣ Μεγίστης ανάλογα και με το καθεστώς τιμολόγησης που θα επιλεχθεί για τον ΥΒΣ. Παρόλα αυτά εξακολουθούν να υπάρχουν απορρίψεις ενέργειας των ΑΠΕ της τάξης των 178,56kWh στο ΑΠ και 290,09kWh στο ΦΒ που οδηγούν σε συντελεστές αξιοποίησης 30,92% και 14,04% αντίστοιχα. Σε καθεστώς διασύνδεσης όπως προαναφέρθηκε με την προσέγγιση που

ακολουθήθηκε στη διαχείρισης του ΥΒΣ είχαμε αύξηση της διείσδυσης του ΥΒΣ στο φορτίο του νησιού από 52,54% στο 57,53% με εισαγωγές ενέργειας, μετά και την ψυχρή εφεδρεία των θερμικών μονάδων, στις 1.612kWh. Όσον αφορά τις εξαγωγές ενέργειας προς την Κρήτη μέσω των υποβρυχίων καλωδίων διασύνδεσης αυτές είναι στις 218,81kWh. Απορρίψεις σε καθεστώς διασύνδεσης δεν υπάρχουν για τα ΑΠΕ του ΥΒΣ καθώς υπάγονται σε καθεστώς περίσσειας παροχής ενέργειας σε τιμή πολύ χαμηλότερη της εγγυημένης. Όσον αφορά τη λειτουργία του ΥΒΣ, η συνολικά εγγυημένη ενέργεια του ΥΒΣ από 1930,71kWh ανεβαίνει σχετικά λίγο στις 1981,49kWh σε καθεστώς διασύνδεσης. Η παραγόμενη ενέργεια του ΥΒΣ ισομοιράζεται ανάμεσα στο αιολικό πάρκο και στο φωτοβολταϊκό σταθμό λόγω του υψηλού capacity factor του αιολικού που αντισταθμίζει τη χαμηλότερη εγκατεστημένη του ισχύ. Λόγω της προτεραιότητας στην παραγωγή του αιολικού έχουμε μεγαλύτερη συμμετοχή στην εγγυημένη ενέργεια με 1065,11kWh ενώ για το ΦΒ είναι στις 268,63kWh σε καθεστώς ΜΔΝ. Σε καθεστώς διασύνδεσης η συμμετοχή του ΑΠ στην εγγυημένη μειώνεται ελάχιστα στις 1045,91kWh ενώ για το ΦΒ αυξάνεται στις 284,39kWh. Η εγγυημένη ενέργεια από τους συσσωρευτές από τις 596,96kWh πηγαίνει στις 651,18kWh σε καθεστώς διασύνδεσης διατηρώντας πάντα μία αναλογία κοντά στο 30% επί της συνολικής εγγυημένης ενέργειας του ΥΒΣ. Η απευθείας έγχυση στο δίκτυο μέσω της περίσσειας setpoint ΑΠΕ αυξάνεται κατακόρυφα με τη διασύνδεση με το ΑΠ να πηγαίνει από τις 51,69kWh στις 166,99kWh ενώ το ΦΒ με πολύ μεγαλύτερη αύξηση από τις 11,72kWh στις 253,51kWh. Η συνολική απευθείας έγχυση στο δίκτυο μέσω περίσσειας ΑΠΕ πηγαίνει από τις 63,41kWh στις 420,49kWh.

Και στην περίπτωση της μη διασυνδεδεμένης λειτουργίας και στην περίπτωση της διασύνδεσης η διαχείριση του ΥΒΣ είναι τέτοια ώστε να μην υπάρχει ανάγκη για επιπλέον απορρόφηση από το δίκτυο.

Τέλος ο συνολικός βαθμός-συντελεστής αξιοποίησης, ως capacity factor επί της εγγυημένης, του ΥΒΣ πηγαίνει από το 47,92% στο 57,73% σημειώνοντας αύξηση 9,81% που αντιστοιχεί σε 407,86kWh και προσομοιάζει με την αύξηση που παρατηρήθηκε και στην ενεργειακή μελέτη του ΥΒΣ Γαύδου και αντιστοιχεί σε συνολική αναλογική αύξηση 20,47%. Αυτό το αποτέλεσμα της παρόμοιας ποσοστιαίας αύξησης της παραγωγής του ΥΒΣ στα δύο εξεταζόμενα νησιά με τη μετάβαση σε καθεστώς διασύνδεσης, θα αξιοποιηθεί στο επόμενο κεφάλαιο στην τιμολόγηση των ΥΒΣ σε καθεστώς διασύνδεσης.

7 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΜΕΛΕΤΗ ΤΩΝ ΥΒΣ ΣΕ ΓΑΥΔΟ ΚΑΙ ΜΕΓΙΣΤΗ

Στο παρόν κεφάλαιο εξετάζονται τα επιχειρηματικά σχέδια της εγκατάστασης των υβριδικών που εξετάστηκαν στα εν λόγω νησιά. Αρχικά γίνεται μία ανάλυση κόστους με κάποιες ενδεικτικές τιμές που ισχύουν αυτή τη στιγμή μεσοσταθμικά στην αγορά με βάση ένα σύνηθες σχήμα χρηματοδότησης που προτιμάται για ενεργειακά έργα ΑΠΕ. Στη συνέχεια γίνεται μία οικονομική ανάλυση με βάση τα σενάρια της διακύμανσης του κόστους των συσσωρευτών που είναι και το αναμενόμενο μεταβαλλόμενο τα προσεχή χρόνια καθώς και μία ανάλυση ευαισθησίας για τη βιωσιμότητα των επενδύσεων σε σχέση με την τιμή πώλησης της ενέργειας από τους ΥΒΣ. Παράλληλα εξετάζεται το ενδεχόμενο αλλαγής της τιμής πώλησης σε καθεστώς διασύνδεσης και οι επιπτώσεις που αυτό μπορεί να φέρει στη βιωσιμότητα της επένδυσης. Τέλος εξετάζεται το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE) για κάθε σενάριο.

Όσον αφορά την τιμολόγηση της παραγόμενης ενέργειας στο αρχικό σενάριο θεωρείται όπως και στο υφιστάμενο πλαίσιο μία τιμή για την εγγυημένη ενέργεια από της ελεγχόμενες μονάδες και οι ισχύουσες μέχρι σήμερα τιμές πώλησης ενέργειας από φωτοβολταϊκούς και αιολικούς σταθμούς στα ΜΔΝ για την τιμή της περίσσειας. Όπως και στο υφιστάμενο πλαίσιο όταν παραγωγή από ΑΠΕ υποκαθιστά εγγυημένη παραγωγή τότε ως τιμή πώλησης λαμβάνεται ο μέσος όρος μεταξύ της τιμής πώλησης της εγγυημένης ενέργειας και της τιμής πώλησης που ισχύ για τον σταθμό ΑΠΕ.

7.1 Επιχειρηματικό σχέδιο ΥΒΣ Γαύδου

Το παρόν Επιχειρηματικό Σχέδιο αφορά τη λειτουργία του υβριδικού σταθμού εγγυημένης ισχύος 0,065 MW, στη Γαύδο αποτελούμενο από αιολικό σταθμό μέγιστης ισχύος 0,06MW, Φωτοβολταϊκό Σταθμό ισχύος 0,096 MW και συστοιχία μετατροπέων-συσσωρευτών ονομαστικής ισχύος 0,120kW και συνολικής χωρητικότητας 0,52MWh

7.1.1 Ανάλυση κόστους του ΥΒΣ Γαύδου

Για την ανάλυση του κόστους της επένδυσης έγιναν οι παρακάτω παραδοχές:

- α) Κόστος ανά kW αιολικού σταθμού $\leq 100\text{kW}$: 2.160€/kW
- β) Κόστος ανά kW φωτοβολταϊκού σταθμού: 650€/kW
- γ) Κόστος ανά kWh συστοιχίας μετατροπέων-συσσωρευτών: 300€/kWh
- δ) Συντελεστής επιπλέον κόστους λόγω νησιωτικότητας: 5%

ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΣ		
A/A	ΣΤΟΙΧΕΙΟ ΚΟΣΤΟΥΣ	ΚΟΣΤΟΣ Σε €
1	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ – ΜΕΤΑΦΟΡΑ – ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ 60kW	130.000
2	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ – ΜΕΤΑΦΟΡΑ – ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ 96 kW	62.400
3	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ – ΜΕΤΑΦΟΡΑ – ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ 0,52MWh	156.000
4	ΟΙΚΙΣΚΟΙ -ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΕΣ	25.000
6	ΚΟΣΤΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΕ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	15.000
7	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΝΗΣΙΩΤΙΚΟΤΗΤΑΣ 5%	19.170
ΣΥΝΟΛΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ		402.570

Πίνακας 7.1: Ανάλυση Κόστους Επενδύσεως ΥΒΣ Γαύδου

- Το συνολικό κόστος της επένδυσης ανέρχεται στο ύψος των **402.570€**

7.1.2 Χρηματοδότηση του έργου

Για την ανάλυση του κόστους της επένδυσης του ΥΒΣ έγιναν οι παρακάτω παραδοχές:

- Η κεφαλαιακή σύνθεση της επένδυσης είναι 30% τραπεζικός δανεισμός 70% ίδια κεφάλαια
- Το ονομαστικό τραπεζικό επιτόκιο Δανεισμού είναι 4%
- Η διάρκεια αποπληρωμής του δανείου είναι τα 12 έτη

Ο συνολικός προϋπολογισμός του έργου υπολογίζεται σε 402.570 €. Με βάση τα παραπάνω η κεφαλαιακή διάρθρωση είναι η ακόλουθη:

ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ		
ΠΗΓΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ	ΠΟΣΟΣΤΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ	ΣΥΝΟΛΑ €
I. ΙΔΙΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ	30%	120.771
II. ΔΑΝΕΙΟ	70%	281.799

ΣΥΝΟΛΟ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ	100%	402.570,00
-----------------------	------	------------

Πίνακας 7.2: Χρηματοδότηση της επένδυσης

ΠΙΝΑΚΑΣ ΤΟΚΟΧΡΕΩΛΥΤΙΚΩΝ ΔΟΣΕΩΝ, ΤΟΚΩΝ & ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ			
ΥΨΟΣ ΔΑΝΕΙΟΥ	360.315,55€		
ΣΥΝΟΛΟ ΕΠΙΤΟΚΙΟΥ	4%		
ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΔΑΝΕΙΟΥ	12	Έτη	Σε €
ΕΤΟΣ	ΤΟΚΟΧΡΕΩΛΥΤΙΚΗ ΔΟΣΗ	ΤΟΚΟΙ	ΚΕΦΑΛΑΙΟ
1	30.026,30	11.271,96	18.754,34
2	30.026,30	10.521,79	19.504,51
3	30.026,30	9.741,61	20.284,69
4	30.026,30	8.930,22	21.096,08
5	30.026,30	8.086,38	21.939,92
6	30.026,30	7.208,78	22.817,52
7	30.026,30	6.296,08	23.730,22
8	30.026,30	5.346,87	24.679,43
9	30.026,30	4.359,69	25.666,60
10	30.026,30	3.333,03	26.693,27
11	30.026,30	2.265,30	27.761,00
12	30.026,30	1.154,86	28.871,44
ΣΥΝΟΛΟ	360.315,55	78.516,55	281.799,00

Πίνακας 7.3: Τοκοχρεωλυτικές δόσεις, τόκοι και κεφάλαια

Το ετήσιο τοκοχρεωλύσιο όπως φαίνεται και στον παραπάνω πίνακα ανέρχεται σε **30.026,30€**

7.1.3 Ετήσια Έσοδα και Κόστη του ΥΒΣ Γαύδου

Όσον αφορά τα ετήσια έσοδα και κόστη αυτά παρατίθενται και για καθεστώς ΜΔΝ και για το καθεστώς της διασύνδεσης. Σε καθεστώς διασύνδεσης, σύμφωνα και με τα αποτελέσματα της ενεργειακής μελέτης του παραπάνω κεφαλαίου έγινε η παραδοχή ότι η

τιμή πώλησης από ελεγχόμενες μονάδες θα υποχωρήσει κατά 20% όσο δηλαδή θα είναι και η ποσοστιαία αύξηση της παραγωγής του ΥΒΣ μετά τη μετάβαση σε καθεστώς διασύνδεσης

Για την ανάλυση των εσόδων της επένδυσης όπως είπαμε και στην παραπάνω ενότητα έγιναν οι παρακάτω παραδοχές:

- α) Τιμή πώλησης από ελεγχόμενες μονάδες σε καθεστώς ΜΔΝ 165€/kWh
 - β) Τιμή πώλησης από αιολικό σταθμό <=60kW: 157€/kWh
 - γ) Τιμή πώλησης από φωτοβολταϊκό σταθμό: 65€/kWh
 - δ) Τιμή διαθεσιμότητας ανά kW ίση με την τιμή του ΥΒΣ Τήλου στο ηλεκτρικό σύστημα Κώ-Καλύμνου: 165€/kW/έτος
 - ε) Κόστος λειτουργίας και συντήρησης ΥΒΣ: 12,5% των ακαθάριστων εσόδων σε καθεστώς ΜΔΝ
 - στ) Μέση ετήσια τιμή του πληθωρισμού 1% επί του κόστους παραγωγής.
 - ζ) Τιμή πώλησης εγγυημένης ισχύος από ΑΠΕ ίση όπως ορίζεται στο υφιστάμενο πλαίσιο, ίση με το μ.ο. της τιμής από ελεγχόμενες και της τιμής πώλησης από την αντίστοιχη τεχνολογία ΑΠΕ
 - η) Τιμή πώλησης από ελεγχόμενες μονάδες σε καθεστώς διασύνδεσης 137,5€/kWh
- Το ετήσιο έσοδο του ΥΒΣ σύμφωνα με την ενεργειακή μελέτη που έγινε στο προηγούμενο κεφάλαιο και σύμφωνα με τις παραπάνω παραδοχές είναι το παρακάτω Η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του υβριδικού σταθμού και το αντίστοιχο έσοδο του είναι:

ΕΣΟΔΑ ΑΝΑ ΣΥΝΙΣΤΩΣΑ ΧΩΡΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	Παραγόμενη Ενέργεια (MWh)	Τιμή (€/MWh)	Έσοδα (€)
ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	85,35	165,00	14.083,51
ΑΓ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	128,61	161,00	20.706,10
ΑΓ ΠΕΡΙΣΣΕΙΑ SET-POINT	7,57	157,00	1.187,71
ΦΒ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ	36,13	115,00	4.154,38
ΦΒ ΠΕΡΙΣΣΕΙΑ SET-POINT	2,15	65,00	139,84
ΑΠΟΖΗΜΙΩΣΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ 165kW/έτος			10.725,00
ΣΥΝΟΛΟ	259,81		50.996,53

Πίνακας 7.4: Έσοδα ανά έτος ΥΒΣ Γαύδου χωρίς διασύνδεση

Το ετήσιο κόστος του ΥΒΣ ανέρχεται σύμφωνα με την παραπάνω παραδοχή σε 12,5% των συνολικών ετήσιων ακαθάριστων εσόδων ήτοι 6.375€.

Και για την περίπτωση της διασύνδεσης του ΥΒΣ ισχύουν τα αναγραφόμενα στον παρακάτω πίνακα.

ΕΣΟΔΑ ΑΝΑ ΣΥΝΙΣΤΩΣΑ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	Παραγόμενη Ενέργεια (MWh)	Τιμή (€/MWh)	Έσοδα (€)
ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	105,12	137,50	14.454,00
ΑΓ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	123,21	147,25	18.142,67
ΑΓ ΠΕΡΙΣΣΕΙΑ SET-POINT	16,05	157,00	2.519,85
ΦΒ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ	44,64	101,25	4.519,80
ΦΒ ΠΕΡΙΣΣΕΙΑ SET-POINT	29,08	65,00	1.890,20
ΑΠΟΖΗΜΙΩΣΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ 165kW/έτος			10.725,00
ΣΥΝΟΛΟ	318,10		52.251,52

Πίνακας 7.5: Έσοδα ανά έτος ΥΒΣ Γαύδου με διασύνδεση

Το ετήσιο κόστος του ΥΒΣ ανέρχεται σύμφωνα με την παραπάνω παραδοχή σε 12,5% των συνολικών ετήσιων ακαθάριστων εσόδων ήτοι 6.375€.

7.1.4 Χρηματορροές ΥΒΣ Γαύδου

Για τις χρηματορροές γίνεται η υπόθεση ότι η μέση ετήσια τιμή του πληθωρισμού τα επόμενα χρόνια θα είναι περίπου 1%.

- Ως επιτόκιο απόδοσης των διαθέσιμων κεφαλαίων λαμβάνεται το 2%.
 - Συντελεστής φορολόγησης εισοδήματος 20% .
 - Το ονομαστικό τραπεζικό επιτόκιο Δανεισμού είναι 5 %.
 - Γίνεται η υπόθεση ότι η μέση ετήσια τιμή του πληθωρισμού τα επόμενα χρόνια θα είναι περίπου 1%.
 - Οι αποσβέσεις, σύμφωνα με τη φορολογική νομοθεσία, υπολογίζεται σε ποσοστό 10% ετησίως
 - Ο χρόνος σχεδιασμού και κατασκευής έργου ορίζεται στους 6 μήνες
 - Η απομένουσα αξία της επένδυσης στο τέλος των 20 ετών θεωρείται μηδενική
 - Η διάρκεια της σύμβασης πώλησης με το Διαχειριστή ΜΔΝ 20 έτη
- Ακολουθεί ο πίνακας χρηματορροών για το σενάριο του ΜΔΝ χωρίς διασύνδεση:

Τεχνοοικονομική Μελέτη Υβριδικών Σταθμών Παραγωγής Η/Ε σε ΜΔΝ

ΠΙΝΑΚΑΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΡΟΩΝ ΥΒΣ ΓΑΥΔΟΥ ΧΩΡΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Κύκλος Εργασιών	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997
Κόστος Παραγωγής	6.375	6.438	6.503	6.568	6.633	6.700	6.767	6.834	6.903	6.972	7.041	7.112	7.183	7.255	7.327	7.401	7.475	7.549	7.625	7.701
ΜΕΙΚΤΟ ΚΕΡΔΟΣ ΕΚΜΣΗΣ	44.622	44.558	44.494	44.429	44.363	44.297	44.230	44.162	44.094	44.025	43.955	43.885	43.814	43.742	43.669	43.596	43.522	43.447	43.372	43.295
Λειτουργ. Αποτίμια προ τόκων, Αποσβέσεων & φόρων	44.622	44.558	44.494	44.429	44.363	44.297	44.230	44.162	44.094	44.025	43.955	43.885	43.814	43.742	43.669	43.596	43.522	43.447	43.372	43.295
Τόκοι Δανείων	11.272	10.522	9.742	8.930	8.086	7.209	6.296	5.347	4.360	3.333	2.265	1.155	0	0	0	0	0	0	0	0
Αποτίμια προ Αποσβ. & Φόρων	33.350	34.036	34.752	35.499	36.277	37.088	37.934	38.815	39.734	40.692	41.690	42.730	43.814	43.742	43.669	43.596	43.522	43.447	43.372	43.295
Αποσβέσεις	28.180	28.180	28.180	28.180	28.180	28.180	28.180	28.180	28.180	28.180										
Αποτελέσματα προ Φόρων	5.170	5.857	6.572	7.319	8.097	8.908	9.754	10.635	11.554	12.512	41.690	42.730	43.814	43.742	43.669	43.596	43.522	43.447	43.372	43.295
Φόρος εισοδ. μη Διαν. Κερδ. (20%)	1.034	1.171	1.314	1.464	1.619	1.782	1.951	2.127	2.311	2.502	8.338	8.546	8.763	8.748	8.734	8.719	8.704	8.689	8.674	8.659
Καθαρό Αποτέλεσμα	4.136	4.685	5.258	5.855	6.477	7.126	7.803	8.508	9.243	10.009	33.352	34.184	35.051	34.993	34.935	34.877	34.817	34.758	34.697	34.636
Καθαρή Χρηματορροή	13.562	13.361	13.153	12.939	12.717	12.489	12.253	12.009	11.757	11.496	5.591	5.312	5.051	4.993	4.935	4.877	4.817	4.758	4.697	4.636

Πίνακας 7.6: Πίνακας Χρηματορροών ΥΒΣ Γαύδου χωρίς διασύνδεση

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΥΒΣ ΓΑΥΔΟΥ	
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ (NPV)	198.528,83 €
ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ (IRR)	11,88%
ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (έτη)	10,69

Πίνακας 7.7: Οικονομικοί δείκτες αναφοράς ΥΒΣ Γαύδου

Για το σενάριο της διασύνδεσης γίνεται η υπόθεση ότι το νησί διασυνδέεται μετά από 10 χρόνια. Ακολουθεί ο αντίστοιχος πίνακας χρηματορροών:

ΠΙΝΑΚΑΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΡΟΩΝ ΥΒΣ ΓΑΥΔΟΥ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Κύκλος Εργασιών	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	50.997	52.252	52.252	52.252	52.252	52.252	52.252	52.252	52.252	52.252	52.252
Κόστος Παραγωγής	6.375	6.438	6.503	6.568	6.633	6.700	6.767	6.834	6.903	6.972	7.041	7.112	7.183	7.255	7.327	7.401	7.475	7.549	7.625	7.701
ΜΕΙΚΤΟ ΚΕΡΔΟΣ ΕΚΜΣΗΣ	44.622	44.558	44.494	44.429	44.363	44.297	44.230	44.162	44.094	44.025	45.210	45.140	45.069	44.997	44.924	44.851	44.777	44.702	44.627	44.550
Λειτουργ. Αποτίμια προ τόκων, Αποσβέσεων & φόρων	44.622	44.558	44.494	44.429	44.363	44.297	44.230	44.162	44.094	44.025	45.210	45.140	45.069	44.997	44.924	44.851	44.777	44.702	44.627	44.550
Τόκοι Δανείων	11.272	10.522	9.742	8.930	8.086	7.209	6.296	5.347	4.360	3.333	2.265	1.155	0	0	0	0	0	0	0	0
Αποτίμια προ Αποσβ. & Φόρων	33.350	34.036	34.752	35.499	36.277	37.088	37.934	38.815	39.734	40.692	42.945	43.985	45.069	44.997	44.924	44.851	44.777	44.702	44.627	44.550
Αποσβέσεις	28.180	28.180	28.180	28.180	28.180	28.180	28.180	28.180	28.180	28.180										
Αποτελέσματα προ Φόρων	5.170	5.857	6.572	7.319	8.097	8.908	9.754	10.635	11.554	12.512	42.945	43.985	45.069	44.997	44.924	44.851	44.777	44.702	44.627	44.550
Φόρος εισοδ. μη Διαν. Κερδ. (20%)	1.034	1.171	1.314	1.464	1.619	1.782	1.951	2.127	2.311	2.502	8.589	8.797	9.014	8.999	8.985	8.970	8.955	8.940	8.925	8.910
Καθαρό Αποτέλεσμα	4.136	4.685	5.258	5.855	6.477	7.126	7.803	8.508	9.243	10.009	34.356	35.188	36.055	35.997	35.939	35.881	35.821	35.762	35.701	35.640
Καθαρή Χρηματορροή	13.562	13.361	13.153	12.939	12.717	12.489	12.253	12.009	11.757	11.496	6.595	6.316	6.055	5.997	5.939	5.881	5.821	5.762	5.701	5.640

Πίνακας 7.8: Πίνακας Χρηματορροών ΥΒΣ Γαύδου με διασύνδεση

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΥΒΣ ΓΑΥΔΟΥ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ (NPV)	205.782,02 €
ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ (IRR)	12,07%

ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (έτη)	10,69
--------------------------------------	-------

Πίνακας 7.9: Οικονομικοί δείκτες αναφοράς ΥΒΣ Γαύδου με διασύνδεση

7.1.5 LCOE ΥΒΣ Γαύδου [39]

Σε αυτό το σημείο θα θέλαμε να αναφερθούμε και στην έννοια του σταθμισμένου κόστους ενέργειας που αποτελεί ένα σημαντικό δείκτη για τις ενεργειακές επενδύσεις που εκφράζει επί της ουσίας το ανηγμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής, στη συνολική ποσότητα αυτής κατά την περίοδο αξιολόγησης του έργου. Παρακάτω, ο τύπος του LCOE, όταν εκτιμάται η αποδοτικότητα του συνόλου της επένδυσης.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{I_t + \Delta_t}{(1+k_{tot})^t} - \frac{YA_N}{(1+k_{tot})^N}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{gen,t}}{(1+k_{tot})^t}} \quad (21)$$

Εξίσωση 1: Γενικός Τύπος Σταθμισμένου Κόστους

Όπου, LCOE το σταθμισμένο κόστος ενέργειας, I_t το κόστος επένδυσης κατά το έτος t $E_{gen,t}$ η ετήσια παραγωγή ενέργειας.

Δ_t : Οι λειτουργικές δαπάνες της επένδυσης που περιλαμβάνουν τα έξοδα λειτουργίας και

συντήρησης (O&M - Operation and Maintenance), τα ασφαλιστικά κόστη, τα μισθολογικά κόστη και την καταβολή του 3% των ετήσιων ακαθάριστων εσόδων στην τοπική αυτοδιοίκηση και κοινωνία (απαλλάσσονται οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί) σύμφωνα με τον υφιστάμενο νόμο.

Και το k_{tot} προέρχεται από τον παρακάτω τύπο

$$k_{tot} = P_d \cdot k_d (1 - \Phi\Sigma) + P_{Eq} \cdot k_{Eq}$$

Εξίσωση 2: Μέσο Σταθμικό κόστος των συνολικών επενδυμένων κεφαλαίων

όπου

k_{tot} το μέσο σταθμικό κόστος των συνολικών επενδυμένων κεφαλαίων,

P_d η συμμετοχή (%) των δανειακών κεφαλαίων στο σύνολο της επένδυσης,

k_d το επιτόκιο δανεισμού,

P_{Eq} η συμμετοχή (%) των ιδίων κεφαλαίων στο σύνολο της επένδυσης,

k_{Eq} το κόστος ιδίων κεφαλαίων της επένδυσης και

$\Phi\Sigma$ ο φορολογικός συντελεστής.

Η σχέση υπολογισμού του LCOE, που λαμβάνει υπόψη την ετήσια καταβολή των φόρων, καθώς και τις ετήσιες αποσβέσεις της επένδυσης είναι η παρακάτω:

$$LCOE = \frac{IK - \sum_{n=1}^N \frac{AP_n + TK_n}{(1+r)^n} \cdot \Sigma\Phi + \sum_{n=1}^N \frac{TXP_n}{(1+r)^n} + \sum_{n=1}^N \frac{\Lambda K_n}{(1+r)^n} \cdot (1 - \Sigma\Phi) - \frac{YA}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{HL_n}{(1+r)^n} \cdot (1 - \Sigma\Phi)} \quad (2)$$

Εξίσωση 3: Σταθμισμένο κόστος με ενσωματωμένα τα χρηματοπιστωτικά κόστη

όπου,

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

ΑΠ οι αποσβέσεις,

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

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

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

ΗΛ η ετήσια παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια,

ΣΦ ο συντελεστής φορολόγησης των εσόδων,

r το επιτόκιο προεξόφλησης,

n το έτος λειτουργίας της μονάδας

Όπως αναφέραμε και προηγούμενα η Υπολειπόμενη Αξία της επένδυσης θεωρείται μηδενική.

Οπότε από τα παραπάνω προκύπτει και ο παρακάτω πίνακας που αφορά το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας για τον ΥΒΣ Γαύδου χωρίς διασύνδεση και μετά τη διασύνδεση στο 11^ο έτος:

ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΥΒΣ ΓΑΥΔΟΥ	
LCOE (€/MWh)	115,67
Ktot	2,84%

Πίνακας 7.10: Σταθμισμένο Κόστος ΥΒΣ Γαύδου χωρίς διασύνδεση

Και για την περίπτωση της διασύνδεσης του ΥΒΣ Γαύδου ισχύει το παρακάτω LCOE.

ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΥΒΣ ΓΑΥΔΟΥ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	
LCOE (€/MWh)	105,05
Ktot	2,84%

Πίνακας 7.11: Σταθμισμένο Κόστος ΥΒΣ Γαύδου με διασύνδεση

7.2 Επιχειρηματικό σχέδιο ΥΒΣ Μεγίστης

Το παρόν Επιχειρηματικό Σχέδιο αφορά τη λειτουργία του υβριδικού σταθμού εγγυημένης ισχύος 0,475 MW, στη Γαύδο αποτελούμενο από αιολικό σταθμό μέγιστης ισχύος 0,5MW, Φωτοβολταϊκό Σταθμό ισχύος 0,64 MW και συστοιχία μετατροπέων-συσσωρευτών ονομαστικής ισχύος 0,95MW και συνολικής χωρητικότητας 3,8MWh για 20 έτη .

7.2.1 Ανάλυση κόστους του ΥΒΣ Μεγίστης

Για την ανάλυση του κόστους της επένδυσης έγιναν οι παρακάτω παραδοχές:

- α) Κόστος ανά kW αιολικού σταθμού >60kW: 1,000€/kW
- β) Κόστος ανά kW φωτοβολταϊκού σταθμού: 650€/kW
- γ) Κόστος ανά kWh συστοιχίας μετατροπέων-συσσωρευτών: 300€/kWh
- δ) Συντελεστής επιπλέον κόστους λόγω νησιωτικότητας: 5%

ΑΝΑΛΥΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΣ		
A/A	ΣΤΟΙΧΕΙΟ ΚΟΣΤΟΥΣ	ΚΟΣΤΟΣ Σε €
1	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ – ΜΕΤΑΦΟΡΑ – ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ 500kW	500.000
2	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ – ΜΕΤΑΦΟΡΑ – ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ 640 kW	416.00
03	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ – ΜΕΤΑΦΟΡΑ – ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ 3,8MWh	1.140.000
4	ΟΙΚΙΣΚΟΙ -ΜΕΤΑΣΧΗΜΑΤΙΣΤΕΣ	110.000
6	ΚΟΣΤΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΜΕ ΤΟ ΔΙΚΤΥΟ	40.000
7	ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗΣ ΝΗΣΙΩΤΙΚΟΤΗΤΑΣ 5%	110.300
ΣΥΝΟΛΟ ΚΟΣΤΟΥΣ ΑΙΟΛΙΚΟΥ ΠΑΡΚΟΥ		2.316.300

Πίνακας 7.12: Ανάλυση Κόστους Επενδύσεως ΥΒΣ Γαύδου

- Το συνολικό κόστος της επένδυσης ανέρχεται στο ύψος των **2.316.300€**

7.2.2 Χρηματοδότηση του έργου

Για την ανάλυση του κόστους της επένδυσης του ΥΒΣ έγιναν οι παρακάτω παραδοχές:

- Η κεφαλαιακή σύνθεση της επένδυσης είναι 30% τραπεζικός δανεισμός 70% ίδια κεφάλαια
- Το ονομαστικό τραπεζικό επιτόκιο Δανεισμού είναι 4%
- Η διάρκεια αποπληρωμής του δανείου είναι τα 12 έτη

Ο συνολικός προϋπολογισμός του έργου υπολογίζεται σε 2.316.300€. Με βάση τα παραπάνω η κεφαλαιακή διάρθρωση είναι η ακόλουθη:

ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΤΗΣ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ		
ΠΗΓΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ	ΠΟΣΟΣΤΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗΣ	ΣΥΝΟΛΑ €
I. ΙΔΙΑ ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ	30%	694.890
II. ΔΑΝΕΙΟ	70%	1.621.410
ΣΥΝΟΛΟ ΧΡΗΜΑΤΟΔΟΤΗΣΗΣ	100%	2.316.300

Πίνακας 7.13: Χρηματοδότηση της επένδυσης

ΠΙΝΑΚΑΣ ΤΟΚΟΧΡΕΩΛΥΤΙΚΩΝ ΔΟΣΕΩΝ, ΤΟΚΩΝ & ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ			
ΥΨΟΣ ΔΑΝΕΙΟΥ	249.095€		
ΣΥΝΟΛΟ ΕΠΙΤΟΚΙΟΥ	4%		
ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΔΑΝΕΙΟΥ	12	Έτη	Σε €
ΕΤΟΣ	ΤΟΚΟΧΡΕΩΛΥΤΙΚΗ ΔΟΣΗ	ΤΟΚΟΙ	ΚΕΦΑΛΑΙΟ
1	172.764,76	64.856,40	107.908,36
2	172.764,76	60.540,07	112.224,69
3	172.764,76	56.051,08	116.713,68
4	172.764,76	51.382,53	121.382,23
5	172.764,76	46.527,24	126.237,52
6	172.764,76	41.477,74	131.287,02

7	172.764,76	36.226,26	136.538,50
8	172.764,76	30.764,72	142.000,04
9	172.764,76	25.084,72	147.680,04
10	172.764,76	19.177,52	153.587,24
11	172.764,76	13.034,03	159.730,73
12	172.764,76	6.644,80	166.119,96
ΣΥΝΟΛΟ	2.073.177,10	451.767,10	1.621.410,00

Πίνακας 7.14: Τοκοχρεωλυτικές δόσεις, τόκοι και κεφάλαια

Το ετήσιο τοκοχρεωλύσιο όπως φαίνεται και στον παραπάνω πίνακα ανέρχεται σε **172.764,76€**

7.2.3 Ετήσια Έσοδα και Κόστη του ΥΒΣ Μεγίστης

Ομοίως με την παραπάνω ενότητα που αφορούσε τον ΥΒΣ Γαύδου τα ετήσια έσοδα και κόστη παρατίθενται και για καθεστώς ΜΔΝ και για το καθεστώς της διασύνδεσης. Σε καθεστώς διασύνδεσης, σύμφωνα και με τα αποτελέσματα της ενεργειακής μελέτης του παραπάνω κεφαλαίου έγινε η παραδοχή ότι η τιμή πώλησης από ελεγχόμενες μονάδες θα υποχωρήσει κατά 20% όσο δηλαδή θα είναι και η ποσοστιαία αύξηση της παραγωγής του ΥΒΣ μετά τη μετάβαση σε καθεστώς διασύνδεσης

Για την ανάλυση των εσόδων της επένδυσης όπως είπαμε και στην παραπάνω ενότητα έγιναν οι παρακάτω παραδοχές:

- α) Τιμή πώλησης από ελεγχόμενες μονάδες 165€/kWh
- β) Τιμή πώλησης από αιολικό σταθμό >60kW: 99,45€/kWh
- γ) Τιμή πώλησης από φωτοβολταϊκό σταθμό: 65€/kWh
- δ) Τιμή διαθεσιμότητας ανά kW ίση με την τιμή του ΥΒΣ Τήλου στο ηλεκτρικό σύστημα Κώ-Καλύμνου: 165€/kW/έτος
- ε) Κόστος λειτουργίας και συντήρησης ΥΒΣ:12,5% των ακαθάριστων εσόδων σε καθεστώς ΜΔΝ
- στ) Μέση ετήσια τιμή του πληθωρισμού 1%.
- ζ) Τιμή πώλησης εγγυημένης ισχύος από ΑΠΕ ίση όπως ορίζεται στο υφιστάμενο πλαίσιο, ίση με το μ.ο. της τιμής από ελεγχόμενες και της τιμής πώλησης από την αντίστοιχη τεχνολογία ΑΠΕ

η) Τιμή πώλησης από ελεγχόμενες μονάδες σε καθεστώς διασύνδεσης 137,5€/kWh
 Το ετήσιο έσοδο του ΥΒΣ σύμφωνα με την ενεργειακή μελέτη που έγινε στο προηγούμενο κεφάλαιο και σύμφωνα με τις παραπάνω παραδοχές είναι το παρακάτω σε περίπτωση που δεν είναι σε καθεστώς διασύνδεσης:

ΕΣΟΔΑ ΑΝΑ ΣΥΝΙΣΤΩΣΑ ΧΩΡΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	Παραγόμενη Ενέργεια (MWh)	Τιμή (€/MWh)	Έσοδα (€)
ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	596,96	165,00	98.498,40
ΑΓ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	1.065,11	132,23	140.834,14
ΑΓ ΠΕΡΙΣΣΕΙΑ SET-POINT	51,69	99,45	5.140,87
ΦΒ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ	268,63	115,00	30.892,81
ΦΒ ΠΕΡΙΣΣΕΙΑ SET-POINT	11,72	65,00	761,62
ΑΠΟΖΗΜΙΩΣΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ 165kW/έτος	259,81		78.375,00
ΣΥΝΟΛΟ	2.253,92		354.502,84

Πίνακας 7.15: Ετήσιο έσοδο ΥΒΣ Μεγίστης χωρίς διασύνδεση

Το ετήσιο κόστος του ΥΒΣ ανέρχεται σύμφωνα με την παραπάνω παραδοχή σε 5% των συνολικών ετήσιων ακαθάριστων εσόδων ήτοι 44.313€.

Και για την περίπτωση της διασύνδεσης του ΥΒΣ ισχύουν τα αναγραφόμενα στον παρακάτω πίνακα.

ΕΣΟΔΑ ΑΝΑ ΣΥΝΙΣΤΩΣΑ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	Παραγόμενη Ενέργεια (MWh)	Τιμή (€/MWh)	Έσοδα (€)
ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΕΣ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	651,18	137,50	89.537,25
ΑΓ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ	1.045,91	118,48	123.914,19
ΑΓ ΠΕΡΙΣΣΕΙΑ SET-POINT	166,99	99,45	16.607,16
ΦΒ ΕΓΓΥΗΜΕΝΗ	284,39	101,25	28.794,49
ΦΒ ΠΕΡΙΣΣΕΙΑ SET-POINT	253,51	65,00	16.478,15
ΑΠΟΖΗΜΙΩΣΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑΣ ΙΣΧΥΟΣ 165kW/έτος			78.375,00
ΣΥΝΟΛΟ	2.401,98		353.706,23

Πίνακας 7.16: Ετήσιο έσοδο ΥΒΣ Μεγίστης με διασύνδεση

7.2.4 Χρηματοροές ΥΒΣ Μεγίστης

Για τις χρηματοροές γίνεται η υπόθεση ότι η μέση ετήσια τιμή του πληθωρισμού τα επόμενα χρόνια θα είναι περίπου 1%.

- Ως επιτόκιο απόδοσης των διαθέσιμων κεφαλαίων λαμβάνεται το 2%.
- Συντελεστής φορολόγησης εισοδήματος 20% .
- Το ονομαστικό τραπεζικό επιτόκιο Δανεισμού είναι 5 %.
- Οι αποσβέσεις, σύμφωνα με τη φορολογική νομοθεσία, υπολογίζεται σε ποσοστό 10% ετησίως
- Ο χρόνος σχεδιασμού και κατασκευής έργου ορίζεται στους 6 μήνες
- Η διάρκεια της σύμβασης πώλησης με το Διαχειριστή ΜΔΝ 20 έτη

ΠΙΝΑΚΑΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΡΟΩΝ ΥΒΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΧΩΡΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Κόστος Εργασιών	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503
Κόστος Παραγωγής	44.313	44.756	45.204	45.656	46.112	46.573	47.039	47.509	47.984	48.464	48.949	49.438	49.933	50.432	50.936	51.446	51.960	52.480	53.005	53.535
ΜΕΚΤΟ ΚΕΡΔΟΣ ΕΚΜΟΧΗΣ	310.190	309.747	309.299	308.847	308.391	307.930	307.464	306.993	306.518	306.039	305.554	305.064	304.570	304.071	303.566	303.057	302.543	302.023	301.498	300.968
Λειτουργ. Αποτίμια προ τόκων, Αποσβέσεων & φόρων	310.190	309.747	309.299	308.847	308.391	307.930	307.464	306.993	306.518	306.039	305.554	305.064	304.570	304.071	303.566	303.057	302.543	302.023	301.498	300.968
Τόκοι Δανείων	64.856	60.540	56.051	51.383	46.527	41.478	36.226	30.765	25.085	19.178	13.034	6.645	0	0	0	0	0	0	0	0
Αποτίμια προ Αποσβ. & Φόρων	245.334	249.207	253.248	257.465	261.863	266.452	271.238	276.229	281.434	286.861	292.520	298.420	304.570	304.071	303.566	303.057	302.543	302.023	301.498	300.968
Αποσβέσεις	162.141	162.141	162.141	162.141	162.141	162.141	162.141	162.141	162.141	162.141	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Αποτελέσματα προ Φόρων	83.193	87.066	91.107	95.324	99.722	104.311	109.097	114.088	119.293	124.720	292.520	298.420	304.570	304.071	303.566	303.057	302.543	302.023	301.498	300.968
Φόρος εισοδ. μη Δαν. Κερδ. (20%)	16.639	17.413	18.221	19.065	19.944	20.862	21.819	22.818	23.859	24.944	58.504	59.684	60.914	60.814	60.713	60.611	60.509	60.405	60.300	60.194
Καθαρό Αποτέλεσμα	66.554	69.653	72.886	76.259	79.778	83.449	87.277	91.270	95.434	99.776	234.016	238.736	243.656	243.257	242.853	242.446	242.034	241.618	241.199	240.774
Καθαρή Χρηματοροή	120.787	119.569	118.313	117.018	115.681	114.303	112.880	111.411	109.895	108.330	74.285	72.616	243.656	243.257	242.853	242.446	242.034	241.618	241.199	240.774

Πίνακας 7.17: Πίνακας Χρηματοροών ΥΒΣ Μεγίστης χωρίς διασύνδεση

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΥΒΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΧΩΡΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ (NPV)	1.818.522,49 €
ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ (IRR)	17,66%
ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (έτη)	6,36

Πίνακας 7.18: Οικονομικοί δείκτες αναφοράς ΥΒΣ Μεγίστης

Για το σενάριο της διασύνδεσης γίνεται η υπόθεση όπως και στην περίπτωση του ΥΒΣ Μεγίστης ότι το νησί διασυνδέεται μετά από 10 χρόνια. Ακολουθεί ο αντίστοιχος πίνακας χρηματοροών:

ΠΙΝΑΚΑΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΡΟΩΝ ΥΒΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ																				
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Κύκλος Εργασιών	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	354.503	353.706	353.706	353.706	353.706	353.706	353.706	353.706	353.706	353.706	353.706
Κόστος Παραγωγής	44.313	44.756	45.204	45.656	46.112	46.573	47.039	47.509	47.984	48.464	48.949	49.438	49.933	50.432	50.936	51.446	51.960	52.480	53.005	53.535
ΜΕΚΤΟ ΚΕΡΑΟΣ ΕΚΜΙΣΗΣ	310.190	309.747	309.299	308.847	308.391	307.930	307.464	306.993	306.518	306.039	304.757	304.268	303.773	303.274	302.770	302.260	301.746	301.226	300.702	300.171
Λειτουργ. Αποτίμια προ τόκων, Αποσβέσεων & φόρων	310.190	309.747	309.299	308.847	308.391	307.930	307.464	306.993	306.518	306.039	304.757	304.268	303.773	303.274	302.770	302.260	301.746	301.226	300.702	300.171
Τόκοι Δανείων	64.856	60.540	56.051	51.383	46.527	41.478	36.226	30.765	25.085	19.178	13.034	6.645	0	0	0	0	0	0	0	0
Αποτίμια προ Αποσβ. & Φόρων	245.334	249.207	253.248	257.465	261.863	266.452	271.238	276.229	281.434	286.861	291.723	297.623	303.773	303.274	302.770	302.260	301.746	301.226	300.702	300.171
Αποσβέσεις	162.141	162.141	162.141	162.141	162.141	162.141	162.141	162.141	162.141	162.141	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Αποτελέσματα προ Φόρων	83.193	87.066	91.107	95.324	99.722	104.311	109.097	114.088	119.293	124.720	291.723	297.623	303.773	303.274	302.770	302.260	301.746	301.226	300.702	300.171
Φόρος εισοδ. μη Διαν. Κερδ. (20%)	16.639	17.413	18.221	19.065	19.944	20.862	21.819	22.818	23.859	24.944	58.345	59.525	60.755	60.655	60.554	60.452	60.349	60.245	60.140	60.034
Καθαρό Αποτέλεσμα	66.554	69.653	72.886	76.259	79.778	83.449	87.277	91.270	95.434	99.776	233.379	238.098	243.019	242.619	242.216	241.808	241.397	240.981	240.561	240.137
Καθαρή Χρηματορροή	120.787	119.569	118.313	117.018	115.681	114.303	112.880	111.411	109.895	108.330	73.648	71.978	243.019	242.619	242.216	241.808	241.397	240.981	240.561	240.137

Πίνακας 7.19: Πίνακας Χρηματορροών ΥΒΣ Μεγίστης με διασύνδεση

ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΟΙ ΔΕΙΚΤΕΣ ΥΒΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	
ΚΑΘΑΡΗ ΠΑΡΟΥΣΑ ΑΞΙΑ (NPV)	1.813.918,50 €
ΕΣΩΤΕΡΙΚΟΣ ΒΑΘΜΟΣ ΑΠΟΔΟΣΗΣ (IRR)	17,65%
ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (έτη)	6,36

Πίνακας 7.20: Σταθμισμένο Κόστος ΥΒΣ Μεγίστης με διασύνδεση

7.2.5 LCOE ΥΒΣ Μεγίστης

Σύμφωνα και με την ανάλυση της έννοιας του του σταθμισμένου κόστους που έγινε στην προηγούμενη ενότητα για τον ΥΒΣ Γαύδου, προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα για τον ΥΒΣ Μεγίστης:

ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΥΒΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ	
LCOE (€/MWh)	86,00
Ktot	2,84%

Πίνακας 7.21: Σταθμισμένο Κόστος ΥΒΣ Μεγίστης

Και για την περίπτωση της διασύνδεσης του ΥΒΣ Μεγίστης ισχύει το παρακάτω LCOE.

ΣΤΑΘΜΙΣΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΥΒΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ	
LCOE (€/MWh)	83,53
Ktot	2,84%

Πίνακας 7.22: Σταθμισμένο Κόστος ΥΒΣ Μεγίστης με διασύνδεση

7.3 Συγκριση Οικονομικών Δεικτών Αξιολόγησης των επενδύσεων των ΥΒΣ

Στη συγκεκριμένη υποενότητα θα συγκρίνουμε τα αποτελέσματα που προέκυψαν από τις αναλύσεις ευαισθησίας που προέκυψαν για τους βασικούς οικονομικούς δείκτες των δύο ΥΒΣ και βάσει των αποτελεσμάτων που προέκυψαν δεδομένης της αντιπροσωπευτικότητας των 2 νησιών, θα προβούμε στην τελική πρόταση ενός σχήματος τιμολόγησης της ενέργειας από ελεγχόμενες μονάδες ΥΒΣ τεχνολογίας συσσωρευτών-μετατροπέν για το σύνολο των ΜΔΝ.

7.3.1 Ανάλυση ευαισθησίας βάσει διακύμανσης τιμής συστοιχιών συσσωρευτών-μετατροπέν των ΥΒΣ

Στην παρούσα υποενότητα γίνεται μία ανάλυση ευαισθησίας με βάση την τιμή των συσσωρευτών-μετατροπέν καθώς είναι και θα είναι ένα άκρως μεταβαλλόμενο μέγεθος καθώς η τεχνολογία ωριμάζει και η παραγωγή αυξάνεται μεγαλώνοντας έτσι μαζί με την προσφορά και τη ζήτηση. Παρακάτω ακολουθούν οι πίνακες ανάλυσης ευαισθησίας που παρουσιάζουν την διακύμανση των κρίσιμων μεγεθών για την αξιολόγηση της επένδυσης που είναι το η καθαρή παρούσα αξία (NPV), ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR), η έντοκη περίοδος αποπληρωμής και βεβαίως το LCOE.

Ξεκινώντας παρατίθενται τα στοιχεία από την ανάλυση ευαισθησίας βάση της τιμής των μετατροπέν-συσσωρευτών του ΥΒΣ Γαύδου. Υπενθυμίζουμε ότι η τιμή αναφοράς είναι στα 300k€/MWh και η τιμή πώλησης ανά MWh από ελεγχόμενες μονάδες στα 165€.

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ ΥΒΣ ΓΑΥΔΟΥ ΧΩΡΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ					
ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ- INVERTERS (%)	ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ- INVERTERS (€/MWh)	NPV (€)	IRR (%)	ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (έτη)	LCOE (€/MWh)
-70%	90.000	302.792	23,02%	4,67	90,37
-60%	120.000	287.897	20,89%	5,22	93,98
-50%	150.000	273.002	18,99%	5,83	97,60
-40%	180.000	258.108	17,28%	6,54	101,21
-30%	210.000	243.213	15,74%	7,35	104,83
-20%	240.000	228.318	14,34%	8,30	108,44
-10%	270.000	213.424	13,06%	9,43	112,06
0%	300.000	198.529	11,88%	11,72	115,67
10%	330.000	183.634	10,80%	12,52	119,29
20%	360.000	168.739	9,80%	13,08	122,90
30%	390.000	153.845	8,87%	13,65	126,52
40%	420.000	138.950	8,01%	14,23	130,13
50%	450.000	124.055	7,20%	14,81	133,74

Πίνακας 7.23: Ανάλυση ευαισθησίας βάσει διακύμανσης τιμής μπαταρίας ΥΒΣ Γαύδου χωρίς διασύνδεση

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ ΥΒΣ ΓΑΥΔΟΥ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΣΤΑ 10 ΧΡΟΝΙΑ					
ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ- INVERTERS (%)	ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ- INVERTERS (€/MWh)	NPV (€)	IRR (%)	ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (έτη)	LCOE (€/MWh)
-70%	90.000	310.045	23,14%	4,67	82,07
-60%	120.000	295.150	21,02%	5,22	85,35
-50%	150.000	280.256	19,13%	5,83	88,64
-40%	180.000	265.361	17,44%	6,54	91,92
-30%	210.000	250.466	15,90%	7,35	95,20
-20%	240.000	235.571	14,51%	8,30	98,48
-10%	270.000	220.677	13,24%	9,43	101,77
0%	300.000	205.782	12,07%	11,44	105,05
10%	330.000	190.887	11,00%	12,44	108,33
20%	360.000	175.993	10,01%	12,99	111,61
30%	390.000	161.098	9,08%	13,55	114,90
40%	420.000	146.203	8,22%	14,11	118,18
50%	450.000	131.308	7,41%	14,67	121,46

Πίνακας 7.24: Ανάλυση ευαισθησίας βάσει διακύμανσης τιμής μπαταρίας-συσσωρευτών ΥΒΣ Γαύδου με διασύνδεση στα 10 χρόνια

Από τα παραπάνω διαγράμματα ένα πρώτο συμπέρασμα που μπορούμε να εξάγουμε είναι ότι καθότι η όχι αξιοσημείωτη αύξηση της παραγωγής του ΥΒΣ της τάξης του 10% σε καθεστώς διασύνδεσης, λόγω μείωσης των περικοπών δεν επηρεάζονται ιδιαίτερα οι οικονομικοί δείκτες του σταθμού σε σχέση με το καθεστώς ΜΔΝ. Εκτός από το LCOE σε καθεστώς διασύνδεσης που είναι περίπου στα 8€/MWh μικρότερο οι υπόλοιποι δείκτες έχουν ελάχιστη μεταβολή

Ένα δεύτερο συμπέρασμα όσον αφορά την τιμή διακύμανσης των συστοιχιών συσσωρευτών-μετατροπέων είναι ότι ακόμη και με μία τιμή 50% παραπάνω από τη σημερινή εμπορική τιμή των 300k€/MWh ο ΥΒΣ θα μπορούσε να είναι βιώσιμος με ένα ενδεικτικό IRR στα 7,20% σε καθεστώς ΜΔΝ και 7,41% σε καθεστώς διασύνδεσης.

Στη συνέχεια παρατίθενται τα στοιχεία από την ανάλυση ευαισθησίας βάση της τιμής των μετατροπέων-συσσωρευτών του ΥΒΣ Μεγίστης για σύγκριση με τα προηγούμενα αποτελέσματα.

Ένα τρίτο συμπέρασμα είναι το υψηλό LCOE και στις δύο περιπτώσεις καθώς για τον ΥΒΣ Γαύδου έχει επιλεγεί Α/Γ μικρότερη των 60kW με υψηλά κόστη εγκατάστασης.

Ακολουθούν τα αντίστοιχα στοιχεία για τον ΥΒΣ Μεγίστης.

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ ΥΒΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΧΩΡΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ					
ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ- INVERTERS (%)	ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ- INVERTERS (€)	NPV (€)	IRR (%)	ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (έτη)	LCOE (€/MWh)
-70%	90.000	2.580.445	37,30%	2,77	62,67
-60%	120.000	2.471.599	33,17%	3,14	66,00
-50%	150.000	2.362.753	29,63%	3,54	69,34
-40%	180.000	2.253.907	26,58%	3,98	72,67
-30%	210.000	2.145.061	23,92%	4,47	76,00
-20%	240.000	2.036.215	21,58%	5,02	79,34
-10%	270.000	1.927.369	19,51%	5,65	82,67
0%	300.000	1.818.522	17,66%	6,36	86,00
10%	330.000	1.709.676	16,01%	7,19	89,33
20%	360.000	1.600.830	14,51%	8,16	92,67
30%	390.000	1.491.984	13,16%	9,33	96,00
40%	420.000	1.383.138	11,92%	11,61	99,33
50%	450.000	1.274.292	10,78%	12,53	102,67

Πίνακας 7.25: Ανάλυση ευαισθησίας βάσει διακύμανσης τιμής μπαταρίας-συσσωρευτών ΥΒΣ Μεγίστης χωρίς διασύνδεση

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ ΥΒΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΣΤΑ 10 ΧΡΟΝΙΑ					
ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ- INVERTERS (%)	ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ- INVERTERS (€)	NPV (€)	IRR (%)	ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (έτη)	LCOE (€/MWh)
-70%	90.000	2.575.841	37,30%	2,77	60,87
-60%	120.000	2.466.995	33,16%	3,14	64,11
-50%	150.000	2.358.149	29,62%	3,54	67,34
-40%	180.000	2.249.303	26,57%	3,98	70,58
-30%	210.000	2.140.457	23,90%	4,47	73,82
-20%	240.000	2.031.611	21,57%	5,02	77,05
-10%	270.000	1.922.765	19,50%	5,65	80,29
0%	300.000	1.813.919	17,65%	6,36	83,53
10%	330.000	1.705.072	15,99%	7,19	86,77
20%	360.000	1.596.226	14,50%	8,16	90,00
30%	390.000	1.487.380	13,14%	9,33	93,24
40%	420.000	1.378.534	11,90%	11,64	96,48
50%	450.000	1.269.688	10,76%	12,54	99,71

Πίνακας 7.26: Ανάλυση ευαισθησίας βάσει διακύμανσης τιμής μπαταρίας-συσσωρευτών ΥΒΣ Μεγίστης με διασύνδεση στα 10 χρόνια

Ομοίως παρατηρείται μία ελάχιστη μεταβολή των μεγεθών σε καθεστώς ΜΔΝ και σε καθεστώς διασύνδεσης του ΥΒΣ Μεγίστης όπως παρατηρήθηκε προηγουμένα και για τον ΥΒΣ Γαύδου. Αυτό συμβαίνει γιατί και στην περίπτωση του ΥΒΣ Μεγίστης όπως παρατηρήσαμε στις ενεργειακές μελέτες του παραπάνω κεφαλαίου η αύξηση της παραγωγής του ΥΒΣ Μεγίστης είναι της τάξης του 10%.

Ένα δεύτερο συμπέρασμα σε αντίθεση με τον ΥΒΣ Γαύδου που είχε μεγαλύτερα κόστη LCOE λόγω και της υψηλής τιμής εγκατάστασης των μικρών α/γ, είναι ότι σε μεγαλύτερους

σταθμούς όπως αυτός της Μεγίστης το LCOE μειώνεται καθώς απορροφούνται σημαντικά σταθερά κόστη εγκατάστασης

Ένα τρίτο συμπέρασμα που προκύπτει ομοίως όπως και στην περίπτωση του ΥΒΣ Γαύδου είναι ότι η επένδυση έχει ικανοποιητικούς οικονομικούς δείκτες ακόμη και για μια αύξηση της τάξης του 50% της τιμής των συσσωρευτών μετατροπών

7.3.2 Ανάλυση ευαισθησίας βάσει της τιμής πώλησης της MWh από τις ελεγχόμενες μονάδες των ΥΒΣ

Στην παρούσα υποενότητα γίνεται μία ανάλυση ευαισθησίας με βάση την τιμή πώλησης της MWh από τις ελεγχόμενες μονάδες των ΥΒΣ καθώς είναι και θα είναι και το ζητούμενο μέγεθος που πρέπει να καθοριστεί σε ένα ενιαίο πλαίσιο για το σύνολο των ΜΔΝ στο επόμενο διάστημα. Συνεπώς παρακάτω γίνεται η αναμενόμενη σύγκριση μεταξύ των δύο ΥΒΣ προκειμένου να εξαχθούν και τα ανάλογα συμπεράσματα.

Ξεκινώντας παρατίθενται τα στοιχεία από την ανάλυση ευαισθησίας βάσει της τιμής των μετατροπών-συσσωρευτών του ΥΒΣ Γαύδου. Υπενθυμίζουμε ότι η τιμή πώλησης αναφοράς ανά MWh από ελεγχόμενες μονάδες στα 165€/MWh και η τιμή κτήσης των συσσωρευτών μετατροπών είναι στα 300k€/MWh. Παρακάτω ακολουθούν οι πίνακες ανάλυσης:

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ MWh ΥΒΣ ΓΑΥΔΟΥ ΧΩΡΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ					
ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ MWh ΑΠΟ ΕΛΕΓΧΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (%)	ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ MWh ΑΠΟ ΕΛΕΓΧΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (€)	NPV (€)	IRR (%)	ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (έτη)	LCOE (€/MWh)
-70%	50	62.051	4,45%	17,34	115,67
-60%	66	81.548	5,32%	16,53	115,67
-50%	83	101.045	6,25%	15,73	115,67
-40%	99	120.541	7,24%	14,95	115,67
-30%	116	140.038	8,30%	14,19	115,67
-20%	132	159.535	9,42%	13,43	115,67
-10%	149	179.032	10,62%	12,69	115,67
0%	165	198.529	11,88%	11,72	115,67
10%	182	218.026	13,23%	8,90	115,67
20%	198	237.523	14,64%	7,60	115,67
30%	215	257.019	16,13%	6,64	115,67
40%	231	276.516	17,68%	5,90	115,67
50%	248	296.013	19,30%	5,32	115,67

Πίνακας 7.27 Ανάλυση ευαισθησίας βάσει τιμής πώλησης MWh ΥΒΣ Γαύδου χωρίς διασύνδεση

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΥΒΣ ΓΑΥΔΟΥ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΣΤΑ 10 ΧΡΟΝΙΑ					
ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΑΠΟ ΕΛΕΓΧΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (%)	ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΑΠΟ ΕΛΕΓΧΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (€)	NPV (€)	IRR (%)	ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (έτη)	LCOE (€/MWh)
-70%	50	69.304	4,69%	17,11	105,05
-60%	66	88.801	5,56%	16,33	105,05
-50%	83	108.298	6,48%	15,57	105,05
-40%	99	127.795	7,47%	14,81	105,05
-30%	116	147.291	8,52%	14,06	105,05
-20%	132	166.788	9,63%	13,33	105,05
-10%	149	186.285	10,82%	12,61	105,05
0%	165	205.782	12,07%	11,44	105,05
10%	182	225.279	13,41%	8,90	105,05
20%	198	244.776	14,81%	7,60	105,05
30%	215	264.273	16,28%	6,64	105,05
40%	231	283.769	17,82%	5,90	105,05
50%	248	303.266	19,43%	5,32	105,05

Πίνακας 7.28: Ανάλυση ευαισθησίας βάσει τιμής πώλησης MWh ΥΒΣ Γαύδου με διασύνδεση στα 10 χρόνια

Όπως διαπιστώνουμε από τους παραπάνω πίνακες τουλάχιστον για την περίπτωση του ΥΒΣ Γαύδου το εύρος τιμών που καθιστούν βιώσιμο τον ΥΒΣ είναι περιορισμένων λόγω του υψηλού LCOE. Σε μία επένδυση με χρόνο ζωής τα 20 χρόνια είναι μάλλον μη ελκυστικό να παρουσιάζονται έντοκες περίοδοι αποπληρωμής πάνω από 13 χρόνια. Συνεπώς η τιμή αναφοράς των 165€/MWh φαίνεται να οδηγεί σε μία βιώσιμη επένδυση με IRR 11,72% σε καθεστώς ΜΔΝ και 11,44% σε καθεστώς διασύνδεσης. Μεταβολή στο LCOE δεν παρατηρείται γιατί δεν έχει σχέση στην οικονομική ανάλυση με την τιμή πώλησης της kWh παρά έχει τεθεί σύμφωνα με τις παραδοχές στο 12,5% των ακαθάριστων εσόδων στην αρχική περίπτωση και δεν διακυμαίνεται με την αλλαγή της τιμής πώλησης.

Ακολουθούν τα αντίστοιχα στοιχεία για τον ΥΒΣ Μεγίστης.

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΥΒΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΧΩΡΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ					
ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΑΠΟ ΕΛΕΓΧΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (%)	ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΑΠΟ ΕΛΕΓΧΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (€)	NPV (€)	IRR (%)	ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (έτη)	LCOE (€/MWh)
-70%	50	790.122	7,07%	15,23	86,00
-60%	66	937.036	8,26%	14,39	86,00
-50%	83	1.083.951	9,55%	13,57	86,00
-40%	99	1.230.865	10,94%	12,76	86,00
-30%	116	1.377.779	12,45%	11,90	86,00
-20%	132	1.524.694	14,07%	9,37	86,00
-10%	149	1.671.608	15,81%	7,56	86,00
0%	165	1.818.522	17,66%	6,36	86,00
10%	182	1.965.437	19,63%	5,50	86,00
20%	198	2.112.351	21,69%	4,85	86,00
30%	215	2.259.266	23,85%	4,34	86,00
40%	231	2.406.180	26,08%	3,93	86,00
50%	248	2.553.094	28,37%	3,59	86,00

Πίνακας 7.29: Ανάλυση ευαισθησίας βάσει τιμής πώλησης MWh ΥΒΣ Μεγίστης χωρίς διασύνδεση

ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΥΑΙΣΘΗΣΙΑΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΥΒΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ ΜΕ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΣΤΑ 10 ΧΡΟΝΙΑ					
ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΑΠΟ ΕΛΕΓΧΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (%)	ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΑΠΟ ΕΛΕΓΧΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (€)	NPV (€)	IRR (%)	ΕΝΤΟΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟΣ ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗΣ (έτη)	LCOE (€/MWh)
-70%	50	785.518	7,04%	15,24	83,53
-60%	66	932.432	8,24%	14,41	83,53
-50%	83	1.079.347	9,53%	13,58	83,53
-40%	99	1.226.261	10,92%	12,77	83,53
-30%	116	1.373.175	12,43%	11,91	83,53
-20%	132	1.520.090	14,05%	9,37	83,53
-10%	149	1.667.004	15,79%	7,56	83,53
0%	165	1.813.919	17,65%	6,36	83,53
10%	182	1.960.833	19,62%	5,50	83,53
20%	198	2.107.747	21,68%	4,85	83,53
30%	215	2.254.662	23,84%	4,34	83,53
40%	231	2.401.576	26,07%	3,93	83,53
50%	248	2.548.490	28,36%	3,59	83,53

Πίνακας 7.30: Ανάλυση ευαισθησίας βάσει τιμής πώλησης ΜWh ΥΒΣ Μεγίστης με διασύνδεση στα 10 χρόνια

Από τα στοιχεία για τον ΥΒΣ Μεγίστης προκύπτει το αναμενόμενο συμπέρασμα ότι το LCOE είναι χαμηλότερο στην περίπτωση του ΥΒΣ Μεγίστης, καθώς η επένδυση έχει μπορέσει να απορροφήσει και να αποσβέσει λόγω της μεγαλύτερης κλίμακας της κάποια σταθερά κόστη εγκατάστασης.

Ένα δεύτερο εμφανές συμπέρασμα σε συνέχεια και των προηγούμενων διαπιστώσεων είναι ότι ο ΥΒΣ Μεγίστης μπορεί να λειτουργήσει βιώσιμα σε ένα εύρος τιμών από 132€ έως και 165€ ανά ΜWh σε αντίθεση με τον ΥΒΣ Γαύδου.

Ένα παράπλευρο συμπέρασμα συνεπώς είναι ότι η τιμή αναφοράς της ταρίφας από μικρά αιολικά κάτω των 60kW στα 157€/MWh σαν αυτό που επιλέχθηκε για την περίπτωση της Γαύδου δεν αρκεί για να ανταγωνιστεί τα IRR των μεγαλύτερων αιολικών εγκαταστάσεων και ως εκ τούτου των μεγαλύτερων ΥΒΣ.

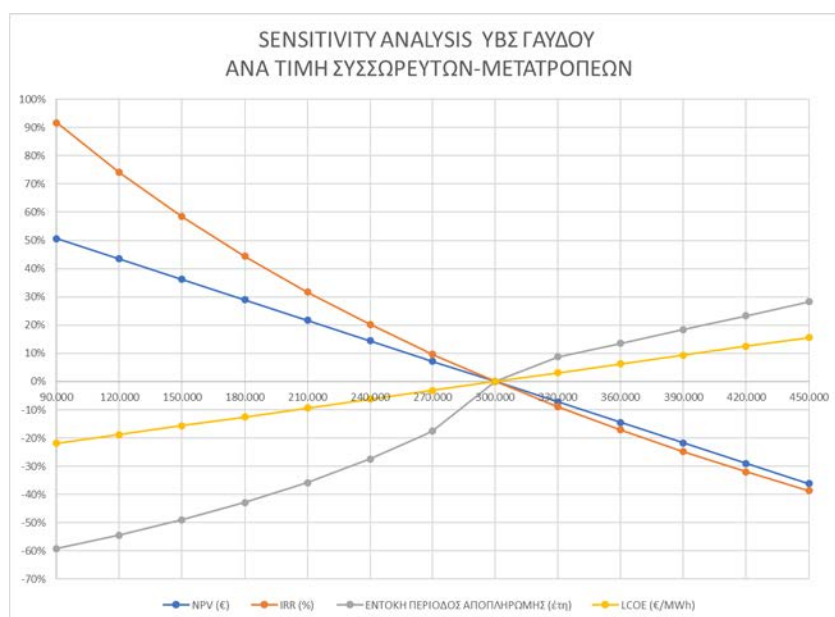
7.3.3 Σύγκριση διαγραμμάτων ανάλυσης ευαισθησίας των οικονομικών δεικτών των ΥΒΣ Γαύδου και ΥΒΣ Μεγίστης

Βάσει των παραπάνω αποτελεσμάτων συμπεραίνουμε ότι με την προσέγγιση που έχουμε ακολουθήσει για εξαρτημένη μείωση της τάξης του 20% της τιμής πώλησης της ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες μετά τη μετάβαση σε καθεστώς διασύνδεσης, δεν έχει αρνητική επιρροή ούτε στο επιχειρηματικό πλάνο των εξεταζόμενων ΥΒΣ ούτε στην βιωσιμότητα της επένδυσής τους. Σε περίπτωση υιοθέτησης ποσοστών μεγαλύτερων του 20% θα φέρουν σημαντική επίπτωση στα έσοδα των ΥΒΣ καθώς δεν υπάρχει αντίστοιχη μεταβολή στην αύξηση της παραγόμενης ενέργειάς τους.

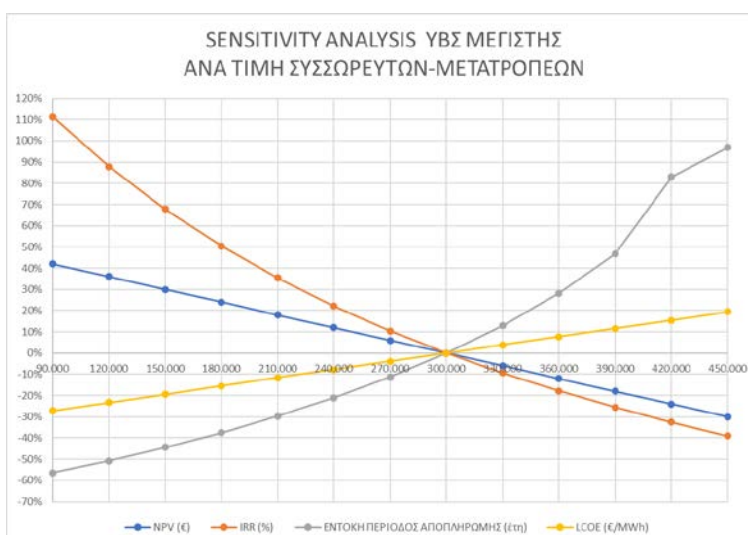
Συνεπώς στη συνέχεια προχωρούμε μόνο στην ανάλυση με βάση τη μετάβαση σε καθεστώς διασύνδεσης σε 10 χρόνια και δεν αναλύεται περαιτέρω το σενάριο μη

διασύνδεσης των νησιών κατά τη διάρκεια της διάρκειας ζωής της επένδυσης των ΥΒΣ, ήτοι τα 20 χρόνια.

Συνδυάζοντας λοιπόν τα παραπάνω δύο κριτήρια ως προς τα οποία εξετάστηκαν οι οικονομικοί δείκτες των ΥΒΣ, δηλαδή την διακύμανση της τιμής των συσσωρευτών-μετατροπέων και της τιμή πώλησης της ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες προκύπτουν τα παρακάτω στοιχεία για κάθε νησί:



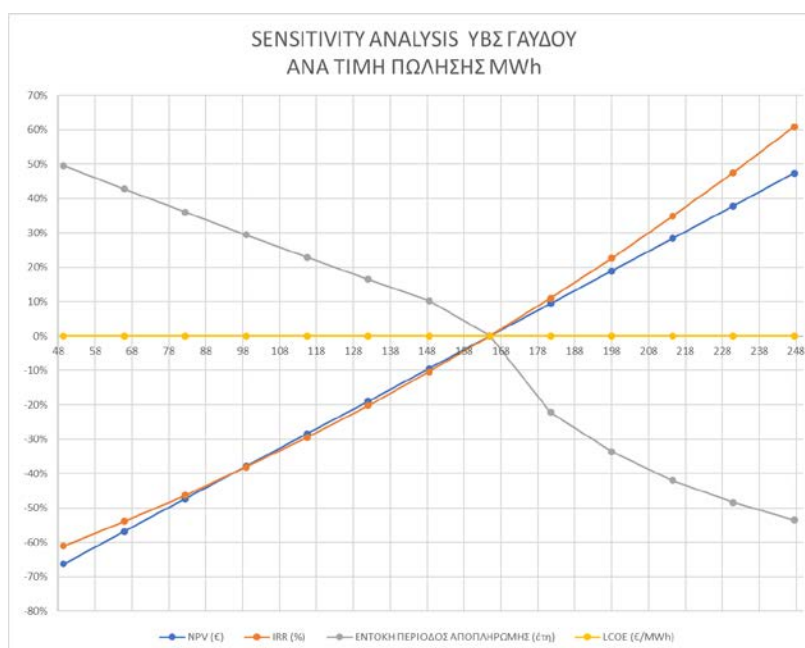
Διάγραμμα 7.1: Ανάλυση Ευαισθησίας Οικονομικών Δεικτών ΥΒΣ Γαύδου βάσει τιμής συσσωρευτών-μετατροπέων



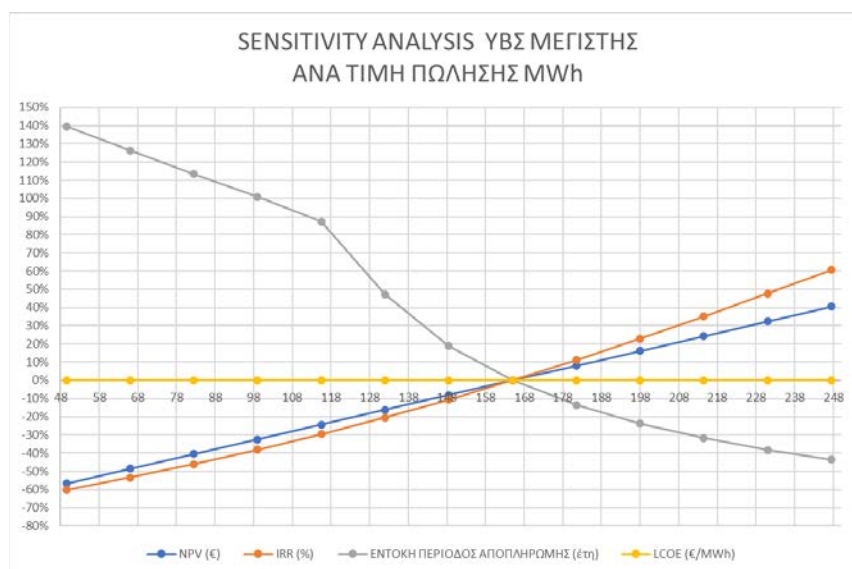
Διάγραμμα 7.2: Ανάλυση Ευαισθησίας Οικονομικών Δεικτών ΥΒΣ Μεγίστης βάσει τιμής συσσωρευτών-μετατροπέων

Από τα παραπάνω αραχνοειδή διαγράμματα ανάλυσης ευαισθησίας μπορούμε να παρατηρήσουμε μία παρόμοια συμπεριφορά της μεταβολής των βασικών οικονομικών

δεικτών των δύο εξεταζόμενων ΥΒΣ με βάση τη διακύμανση της τιμής των συσσωρευτών-μετατροπέων. Πιο συγκεκριμένα με την πτώση της τιμής που αναμένεται στα επόμενα χρόνια μέχρι και την τιμή των 180k€/MWh που αντιστοιχεί σε πτώση 40% της τιμής παρατηρείται ότι το NPV των δύο ΥΒΣ κινείται γύρω από μία αύξηση της τάξεως του 25 έως 30% και από 30% έως 35% στα 150€/MWh. Το IRR και το NPV έχουν παρόμοια συμπεριφορά επίσης από την τιμή αναφοράς των 300k€/MWh έως και τα 180k€/MWh.



Διάγραμμα 7.3: Ανάλυση Ευαισθησίας Οικονομικών Δεικτών ΥΒΣ Γαύδου βάσει τιμής πώλησης ΜWh από ελεγχόμενες μονάδες

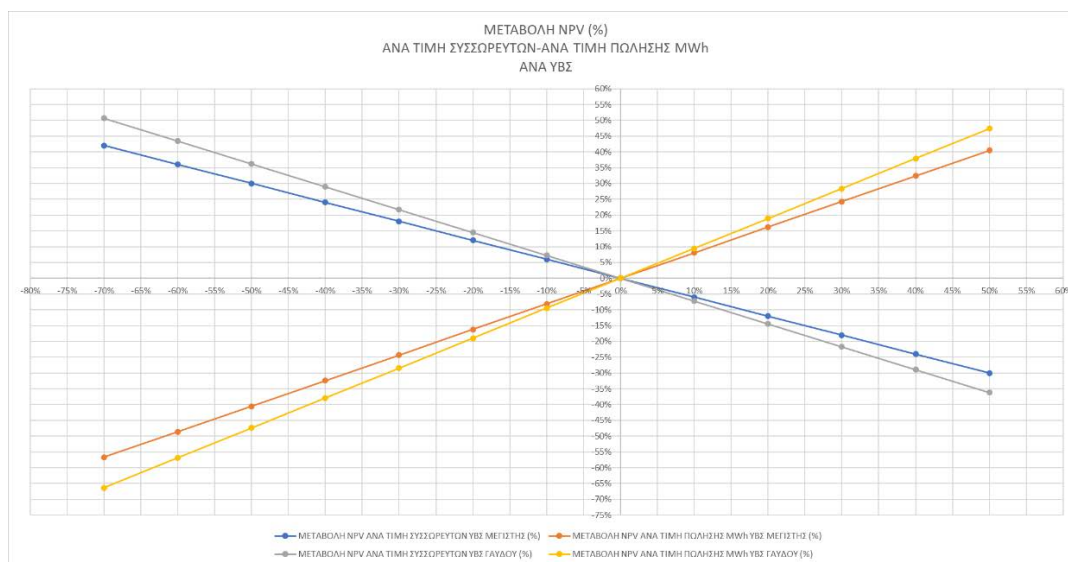


Διάγραμμα 7.4: Ανάλυση Ευαισθησίας Οικονομικών Δεικτών ΥΒΣ Μεγίστης βάσει τιμής πώλησης ΜWh από ελεγχόμενες μονάδες

Ομοίως και με την παραπάνω ανάλυση βλέπουμε μία παρόμοια συμπεριφορά της μεταβολής των οικονομικών μεγεθών των δύο εξεταζόμενων ΥΒΣ με τη διακύμανση της τιμής πώλησης της MWh από ελεγχόμενες μονάδες με τη μόνη διαφορά ίσως την έντοκη περίοδο αποπληρωμής που στον ΥΒΣ Μεγίστης είναι αρκετά χαμηλότερη σαν τιμή αναφοράς οπότε και παρατηρείται μεγαλύτερη αύξησή της με την απομείωση της αποζημίωσης του ΥΒΣ. Πιο συγκεκριμένα με την μείωση της τιμής πώλησης, που είναι επιθυμητή για την μείωση του μέσου μεταβλητού κόστους παραγωγής για το σύνολο του ηλεκτρικού συστήματος ανά ΜΔΝ το NPV των δύο ΥΒΣ κινείται γύρω από μία αύξηση της τάξεως του από -25% έως -30% στα 120€/MWh και. στα -30% έως -35% στα 100€/MWh τιμή πώλησης. Το IRR και το NPV έχουν παρόμοια συμπεριφορά επίσης και στους δύο ΥΒΣ, από την τιμή αναφοράς των 165€/MWh έως και τα 50€/MWh.

7.3.4 Σύγκριση NPV των δύο ΥΒΣ βάσει διακύμανσης τιμής συσσωρευτών-μετατροπέν και τιμής πώλησης MWh ελεγχόμενων μονάδων

Στο παρακάτω διάγραμμα απεικονίζεται η ποσοστιαία μεταβολή του NPV βάσει των δύο επίμαχων κριτηρίων, της τιμής των συσσωρευτών-μετατροπέν και της τιμής πώλησης της MWh από ελεγχόμενες μονάδες για κάθε έναν από τους δύο ΥΒΣ.



Διάγραμμα 7.5: Ποσοστιαία μεταβολή NPV για κάθε ΥΒΣ βάσει τιμής συσσωρευτών-μετατροπέν και βάσει τιμής πώλησης MWh

Όπως παρατηρήσαμε και στις προηγούμενες υποενότητες το NPV των δύο ΥΒΣ στα εξεταζόμενα ΜΔΝ παρουσιάζει παρόμοια συμπεριφορά. Σε αυτό το διάγραμμα είναι

εμφανής και η αντίθετη επίδραση των δύο εξεταζόμενων κριτηρίων στο NPV που μας οδηγεί σε μία προσέγγιση αλληλοσύνδεσής τους κατά την εξαγωγή της τιμής πώλησης για κάθε ΥΒΣ .

Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι ένα πλαίσιο τιμολόγησης που είναι επαρκώς στοιχειοθετημένο, μπορεί να έχει σαν παραμέτρους το έτος εγκατάστασης, που είναι άρρηκτα συνδεδεμένο με την σύναψη της σύμβασης πώλησης του ΥΒΣ. Έτσι σύμφωνα με τα παραπάνω θα μπορούσε να εξαχθεί ένας πίνακας που βάσει της αναμενόμενης πτώσης της τιμής κτήσης των συσσωρευτών-μετατροπένων για κάθε έτος κάθε ΥΒΣ σε ΜΔΝ θα κλείνει συγκεκριμένη τιμή πώλησης MWh από τις ελεγχόμενες μονάδες του βάσει του έτους που υπογράφει τη σύμβαση πώλησής του.

Παρακάτω παρατίθεται πίνακας με την ποσοστιαία μεταβολή του NPV για τους δύο ΥΒΣ βάσει μίας εκτιμώμενης μεταβολής της τιμής κτήσης των συσσωρευτών-μετατροπένων ανά έτος:

ΕΤΟΣ	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ-INVERTERS (%)	0%	-10%	-20%	-30%	-40%	-50%	-60%	-70%
ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ-INVERTERS (€)	300.000	270.000	240.000	210.000	180.000	150.000	120.000	90.000
ΜΕΤΑΒΟΛΗ NPV ΑΝΑ ΤΙΜΗ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ ΥΒΣ ΓΑΥΔΟΥ (%)	0,00%	7,24%	14,48%	21,71%	28,95%	36,19%	43,43%	50,67%
ΜΕΤΑΒΟΛΗ NPV ΑΝΑ ΤΙΜΗ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ ΥΒΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ (%)	0,00%	6,00%	12,00%	18,00%	24,00%	30,00%	36,00%	42,00%
Μ.Ο. ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ NPV(%)	0,00%	6,62%	13,24%	19,86%	26,48%	33,10%	39,72%	46,34%

Πίνακας 7.31: Μεταβολή NPV ανά έτος εγκατάστασης ανά ΥΒΣ βάσει εκτιμώμενης τιμής συσσωρευτών-μετατροπένων

Ο παραπάνω πίνακας τελειώνει στην τιμή αναφοράς των 300k€/MWh που είναι και η ενδεικτική τιμή για το 2020. Στα επόμενα χρόνια στο συγκεκριμένο σενάριο αναμένεται μόνο μείωση της τιμής 10% ανά έτος.

Ακολουθεί συγκεντρωτικός πίνακας με την ποσοστιαία μεταβολή του NPV για τους δύο ΥΒΣ βάσει της μεταβολής της τιμής πώλησης της MWh από τις ελεγχόμενες μονάδες των ΥΒΣ.

ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh (%)	-70%	-60%	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%
ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΑΠΟ ΕΛΕΓΧΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (€)	50	66	83	99	116	132	149	165	182	198
ΜΕΤΑΒΟΛΗ NPV ΑΝΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΥΒΣ ΓΑΥΔΟΥ (%)	-66,32%	-56,85%	-47,37%	-37,90%	-28,42%	-18,95%	-9,47%	0,00%	9,47%	18,95%
ΜΕΤΑΒΟΛΗ NPV ΑΝΑ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΥΒΣ ΜΕΠΙΣΤΗΣ (%)	-56,69%	-48,60%	-40,50%	-32,40%	-24,30%	-16,20%	-8,10%	0,00%	8,10%	16,20%
Μ.Ο. ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ NPV(%)	-61,51%	-52,72%	-43,93%	-35,15%	-26,36%	-17,57%	-8,79%	0,00%	8,79%	17,57%

Πίνακας 7.32: Μεταβολή NPV ανά έτος εγκατάστασης ανά ΥΒΣ βάσει εκτιμώμενης τιμής πώλησης MWh από ελεγχόμενες μονάδες

7.3.5 Προτεινόμενο σχήμα τιμολόγησης πωλούμενης MWh από ελεγχόμενες μονάδες ΥΒΣ σε ΜΔΝ

Προχωρώντας λοιπόν στην αλληλοσυσχέτιση των δύο παραπάνω πινάκων προκύπτει ο παρακάτω πίνακας, όπου γίνεται γραμμική παρεμβολή στην τιμή πώλησης της MWh από τις ελεγχόμενες μονάδες του ΥΒΣ προκειμένου να αντισταθμιστεί πλήρως η μεταβολή του NPV από τη μείωση της τιμής κτήσης των συσσωρευτών-μετατροπών:

ΕΤΟΣ	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ-INVERTERS (%)	0%	-10%	-20%	-30%	-40%	-50%	-60%	-70%
ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ-INVERTERS (€)	300.000	270.000	240.000	210.000	180.000	150.000	120.000	90.000
Μ.Ο. ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ NPV(%) ΑΝΑ ΤΙΜΗ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ-INVERTERS	0,00%	6,62%	13,24%	19,86%	26,48%	33,10%	39,72%	46,34%
ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΑΠΟ ΕΛΕΓΧΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (€)	165	153	140	128	115	103	90	78
ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΥΒΣ ΜΕΓΙΣΤΗΣ (%)	0,00%	-7,53%	-15,07%	-22,60%	-30,13%	-37,67%	-45,20%	-52,73%
Μ.Ο. ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ NPV(%)	0,00%	-6,62%	-13,24%	-19,86%	-26,48%	-33,10%	-39,72%	-46,34%

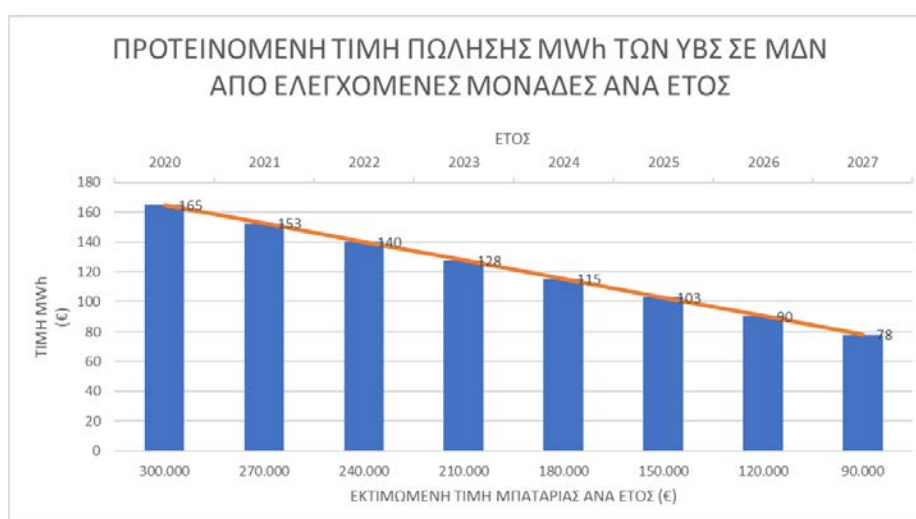
Πίνακας 7.33: Προτεινόμενη τιμή πώλησης MWh ΥΒΣ ανά έτος βάσει εξισορρόπησης μεταβολής NPV λόγω μείωσης τιμής κτήσης συσσωρευτών-μετατροπών

Συμπερασματικά προκύπτει ο παρακάτω πίνακας ως πρόταση τιμολόγησης με βάσει το έτος υπογραφής της σύμβασης πώλησης που αντιστοιχεί και στο έτος κτήσης των συσσωρευτών μετατροπών:

ΕΤΟΣ	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΤΙΜΗΣ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ-INVERTERS (%)	0%	-10%	-20%	-30%	-40%	-50%	-60%	-70%
ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗ ΣΥΣΤΟΙΧΙΑΣ ΣΥΣΣΩΡΕΥΤΩΝ-INVERTERS (€)	300.000	270.000	240.000	210.000	180.000	150.000	120.000	90.000
ΑΠΟΛΥΤΗ ΤΙΜΗΣ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜWh ΑΠΟ ΕΛΕΓΧΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ (€)	165	153	140	128	115	103	90	78

Πίνακας 7.34: Προτεινόμενη τιμή πώλησης MWh ανά έτος βάσει διακύμανσης τιμής κτήσης συσσωρευτών-μετατροπέων

Ακολουθεί και το αντίστοιχο διάγραμμα:



Διάγραμμα 7.6: Προτεινόμενη τιμή πώλησης MWh ανά έτος βάσει διακύμανσης τιμής κτήσης συσσωρευτών-μετατροπέων:

Η παραπάνω πρόταση προέκυψε από δεδομένη παραδοχή των τιμών αναφοράς οι οποίες στην ανάλυση που προβήκαμε στη παρούσα εργασία είναι πλήρως παραμετροποιημένες. Το παραπάνω αποτέλεσμα αφορά το σύνολο των ΥΒΣ σε ΜΔΝ καθώς οι περιπτώσεις της Γαύδου και της Μεγίστης που επιλέχθηκαν είναι μεν ενδεικτικές αλλά και αντιπροσωπευτικές των περιπτώσεων που μπορούν να προκύψουν όσον αφορά τα κόστη εγκατάστασης και το LCOE των ΥΒΣ σε ΜΔΝ.

Η στρατηγική που ακολουθήθηκε είναι ενδεικτική για την κατάρτιση ενός ολοκληρωμένου πλαισίου τιμολόγησης των ΥΒΣ ανά τεχνολογία για το σύνολο των ΜΔΝ. Οι παραπάνω τιμές που προτάθηκαν μπορούν να αντιστοιχήσουν στις ανώτερες τιμές έναρξης στην περίπτωση που προτιμηθούν διαγωνιστικές διαδικασίες για την εξαγωγή της τελικής τιμής πώλησης σε κάθε ΜΔΝ.

8 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Σκοπός της μεταπτυχιακής εργασίας ήταν η διερεύνηση της οικονομικής βιωσιμότητας των ΥΒΣ στα ΜΔΝ μετά και τις επερχόμενες αλλαγές στο καθεστώς τιμολόγησης τους μετά και τον Νόμο 4643 του ΦΕΚ 193 Α'/2019 όπου αίρεται το καθεστώς της πρότασης τιμολόγησης και καθιστά επιτακτική την ανάγκη ενιαίας τιμολογιακής πολιτικής στο σύνολο των ΜΔΝ.

Αφού παρουσιάστηκε εκτενώς ο θεσμός των ΥΒΣ στα ΜΔΝ μέσω της παρουσίασης των ιδιαίτερων ηλεκτρικών συστημάτων των ΜΔΝ που διαθέτει η χώρα, περιγράφηκε λεπτομερώς η λειτουργία αυτών μέσω του λεπτομερούς πλαισίου του Κώδικα ΜΔΝ. Έπειτα στα πλαίσια αυτά αναλύθηκε η λειτουργία του Υβριδικού Σταθμού σε Μη Διασυνδεδεμένο Νησί και δόθηκαν κάποιες βασικές αρχές μοντελοποίησης όσον αφορά τις συνιστώσες των συσσωρευτών, των ανεμογεννητριών και των φωτοβολταϊκών σταθμών που χρησιμοποιήθηκαν προκειμένου να εκπονηθούν ενεργειακές μελέτες. Επιλέχθηκαν τα ηλεκτρικά συστήματα της Γαύδου και της Μεγίστης (Καστελόρριζο), όπου τεκμηριώθηκε η διαστασιολόγηση υβριδικών σταθμών και προσομοιώθηκε η λειτουργία τους για την εκπόνηση των ενεργειακών μελετών. Η προσομοίωση έγινε σε ωριαία ανάλυση σε ετήσια βάση και εξήγαγε αποτελέσματα για το σύνολο της παραγόμενης και απορριπτόμενης ενέργειας του ΥΒΣ καθώς και του γενικότερου ισοζυγίου ενέργειας στα δύο ΜΔΝ σε καθεστώς ΜΔΝ αλλά και σε καθεστώς διασύνδεσης.

Στη συνέχεια παρουσιάστηκε η οικονομική ανάλυση των ενεργειακών αποτελεσμάτων των ΥΒΣ των 2 εξεταζόμενων ΜΔΝ με έμφαση στους βασικούς οικονομικούς δείκτες της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV), του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR), της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής και του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) με και χωρίς διασύνδεση.

Τέλος βασισμένοι σε συγκεκριμένες τιμές αναφοράς συντάχθηκε πρόταση τιμολόγησης της πώλησης της ενέργειας από τις ελεγχόμενες μονάδες των ΥΒΣ στο σύνολο των ΜΔΝ σε σχέση με το έτος υπογραφής της σύμβασης πώλησης που αντιστοιχεί κατά παραδοχή και στο έτος κτήσης των συσσωρευτών-μετατροπέων η τιμή των οποίων είναι και το κύριο μεταβαλλόμενο μέγεθος στα επόμενα χρόνια.

Τα βασικά συμπεράσματα που εξήχθησαν βάσει των 2 εξεταζόμενων ΥΒΣ και μπορούν να αναχθούν σε ένα γενικότερο πλαίσιο για όλα τα ΜΔΝ είναι τα εξής:

1. Απαιτείται τεκμηριωμένη διαστασιολόγηση για τη χωρητικότητα κάθε ΜΔΝ σε ΥΒΣ ώστε να μην υπάρχουν εκτενείς περικοπές που καθιστούν τη εγκατάσταση και τη

- λειτουργία του ΥΒΣ μη συμφέρουσα για τον παραγωγό και μη διαχειρίσιμη και για το Διαχειριστή αντίστοιχα. Στην περίπτωση των 2 ΥΒΣ πραγματοποιήθηκε ανάλυση του φορτίου λειτουργίας του ΗΣ προκειμένου να τεκμηριωθεί η ελαχιστοποίηση των περικοπών.
2. Για την εισαγωγή και λειτουργία των ΥΒΣ σε κάθε ΜΔΝ με ικανοποιητική συμμετοχή στην κάλυψη της ζήτησης και χωρίς εκτεταμένες περικοπές χρειάζεται να δοθεί προτεραιότητα σε αυτές τις μονάδες σε αντίθεση με τις υφιστάμενες συμβατικές, δεδομένου ότι αυτός είναι και ο βασικός λόγος θεσμοθέτησής τους. Η αντικατάσταση δηλαδή θερμικών μονάδων παραγωγής. Προς αυτή την κατεύθυνση θα πρέπει να απαιτηθεί από τους ΥΒΣ μέσω των συσσωρευτών τους να πραγματοποιούν ρύθμιση τάσης και συχνότητας στα ΜΔΝ καθώς και να αλλάξει η προτεραιότητα στην ένταξη των θερμικών μονάδων με προώθηση μονάδων με μικρότερα τεχνικά ελάχιστα για δημιουργία επιπλέον περιθωρίων στην κάλυψη του φορτίου από ΥΒΣ και ΑΠΕ.
 3. Μετά την ορθή διαστασιολόγηση οι ΥΒΣ δεν υπόκεινταν σε εξαιρετικά μεγάλες περικοπές, καθώς σε καθεστώς διασύνδεσης κατάφεραν να βελτιώσουν 10 ποσοστιαίες μονάδες το συνολικό capacity factor τους φθάνοντας σε ποσοστά άνω του 50% στη διείσδυση στη κάλυψη των φορτίων των νησιών. Μεγαλύτερες απορρίψεις από 20% σε καθεστώς ΜΔΝ οδηγούν σε υπερδιαστασιολογημένα συστήματα που δεν μπορούν να ανακτήσουν το κόστους τους ούτε σε καθεστώς διασύνδεσης.
 4. Η μικρή ανάκτηση της απορριπτόμενης ενέργειας της τάξης του 20% σε καθεστώς διασύνδεσης που μπορεί να εφαρμοστεί έως και μετά και από 10 χρόνια δεν επιτρέπει τη μείωση άνω του 20% στην τιμή πώλησης της MWh από τις ελεγχόμενες μονάδες για την εξασφάλιση της απρόσκοπτης βιωσιμότητας της επένδυσης του ΥΒΣ έπειτα και από τη διασύνδεση.
 5. Οι βασικοί οικονομικοί δείκτες της Καθαρής Παρούσας Αξίας (NPV), του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (IRR), της Έντοκης Περιόδου Αποπληρωμής και του Σταθμισμένου Κόστους Ενέργειας (LCOE) των ΥΒΣ παρουσιάζουν παρόμοιες μεταβολές σε διαχειρίσιμο εύρος για το σύνολο των ΜΔΝ δεδομένης της αντιπροσωπευτικότητας των 2 εξεταζόμενων ΜΔΝ.
 6. Στο πλαίσιο τιμολόγησης η τιμή πώλησης της MWh από τις ελεγχόμενες μονάδες των ΥΒΣ πρέπει να συνδεθεί με τη διακύμανση της τιμής κτήσης των

συσσωρευτών μετατροπέων και άρα με το έτος υπογραφής της σύμβασης πώλησης.

7. Αναπτύχθηκε μία πλήρης στρατηγική προσέγγισης για τον καθορισμό της τιμής πώλησης της MWh από τις ελεγχόμενες μονάδες των ΥΒΣ ανά έτος υπογραφής της σύμβασης πώλησης που καλύπτει το σύνολο των ΜΔΝ. Στα πλαίσια αυτά συντάχθηκε μία πρόταση τιμολόγησης ανά έτος με συγκεκριμένες τιμές αναφοράς. Οι τιμές που προτάθηκαν μπορούν να αντιστοιχήσουν στις ανώτερες τιμές έναρξης στην περίπτωση που προτιμηθούν διαγωνιστικές διαδικασίες για την εξαγωγή της τελικής τιμής πώλησης σε κάθε ΜΔΝ.
8. Για τις μελλοντικές προοπτικές εξέλιξης της διερεύνησης στην παρούσα εργασία μπορεί να εξετασθεί το πλαίσιο τιμολόγησης των επικουρικών υπηρεσιών που μπορεί ένας ΥΒΣ να προσφέρει σε ΜΔΝ και το ποσοστό επί των συνόλου των εσόδων του ΥΒΣ που μπορούν αυτές να αποτελέσουν.

Οι ΥΒΣ αποτελούν το μέλλον για μια βιώσιμη λειτουργία των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών στα επόμενα χρόνια σε αντίθεση με το ρυπογόνο παρελθόν και παρόν τους. Με την εξέλιξη των τεχνολογιών αποθήκευσης είναι εξαιρετικά σημαντικό τα συστήματα που εγκαθίστανται και λειτουργούν στα νησιά να είναι και προς όφελος των παραγωγών που θα εξασφαλίζουν μία βιώσιμη επένδυση και προς όφελος της βέλτιστης λειτουργίας του συστήματος αλλά και των καταναλωτών που δεν θα πρέπει να επωμίζονται κανένα οικονομικό βάρος. Σε αυτή την κατεύθυνση απαιτείται στοιχειοθετημένη και πλήρης εξέταση όλων των παραμέτρων για τη σύνταξη ορθού πλαισίου τιμολόγησης για την αποθήκευση ενέργειας που θα συμβάλει περαιτέρω στην εμπέδωση της διεσπαρμένης παραγωγής είτε στο ηπειρωτικό δίκτυο είτε στα ΜΔΝ.

9 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- [1] N. Hatziaargyriou, S. Papathanasiou, I. Vitellas, S. Makrinikas, A. Dimeas, T. Patsaka, K. Kaousias, A. Gigantidou, N. Korres, E. Hatzoplaki, "Energy Management in the Greek Islands", in Proc. CIGRE Session 2012, Paris, Aug. 2012.
- [2] Γ. Μπέτζιος, «Αξιοποίηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Ελλάδα: Προβλήματα – Εμπειρίες -Προοπτικές», Σύνοδος Ε.Ε. CIGRE 2002, Αθήνα, 11–12 Απριλίου 2002, σελ. 19–28.
- [3] Δ. Παπαντώνης, «Τεχνολογικές επιλογές και τεχνολογικοί περιορισμοί του εξοπλισμού της μονάδας Αντλησιοταμίευσης Υβριδικών Σταθμών Παραγωγής», Διημερίδα Τεχνολογίες και Εφαρμογές Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην Κρήτη, ΤΕΕ & ΤΕΕ–Τμ. Δυτ. Κρήτης, Χανιά, 22–23 Μαΐου 2009.
- [4] Ν. Παντελάκης, "Ο εξηλεκτρισμός της Ελλάδας. Από την ιδιωτική πρωτοβουλία στο κρατικό μονοπώλιο (1889-1956)", εκδ. Μ.Ι.Ε.Τ., Αθήνα, 1991
- [5] Στάθης Τσοτσόρος, Ενέργεια και ανάπτυξη στη μεταπολεμική περίοδο. Η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού 1950-1992, ΚΝΕ/ΕΙΕ, Αθήνα 1995
- [6] www.desmie.gr/
- [7] www.rae.gr
- [8] www.admie.gr/
- [9] www.deddie.gr/
- [10] www.lagie.gr/
- [11] www.enexgroup.gr/
- [12] Κ. Βουρνά, Γ.Κονταξή, "Εισαγωγή στα ΣΗΕ",
- [13] N. Hatziaargyriou, I. Margaritis, I. Stavropoulou, S. Papathanassiou, and A. Dimeas, "Noninterconnected Island Systems: The Greek Case," IEEE Electr. Mag., vol. 5, no. 2, pp. 17–27, Jun. 2017.
- [14] Δημήτρης Αλ. Κατσαπρακάκης, Δημήτρης Γ. Χρηστάκης, Μανόλης Βουμβουλάκης, "Μεγιστοποίηση διείσδυσης Α.Π.Ε. στην Κρήτη με χρήση αντλησιοταμιευτήρων".
- [15] Ευθύμιος Παπαδόπουλος , "Επίδραση της μεγάλης κλίμακας διείσδυσης αιολικής παραγωγής στα Σ.Η.Ε".
- [16] Ευθύμιος Κάραλης , "Τεχνικά και Θεσμικά Ζητήματα για την διείσδυση των Α.Π.Ε στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα".
- [17] www.cres.gr/

- [18] Σ. Παπαθανασίου, Ν. Μπουλαξής, Ε. Διαλυνάς, «Το ρυθμιστικό πλαίσιο για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα», Ημερίδα στο πλαίσιο του έργου stORE, Αθήνα, 29 Νοεμβρίου 2013.
- [19] Μαρία Σαμαρά “Υλοποίηση αλγορίθμων ένταξης Υβριδικού Σταθμού Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας σε αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα ενός Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού” Απρίλιος 2014
- [20] www.ease-storage.eu/
- [21] Peter G.Taylor, Ronan Bolton, Dave Stone, Paul Upham, “Developing pathways for energy storage in the UK using a coevolutionary framework” December 2013
- [22] www.bloomberg.com
- [23] www.eunice-group.com/
- [24] Μ.Αποστολίδης, Ζ.Μαντας, Α.Κουρή, Χ.Κουρέλης, Κ.Καούσιας, “ΥΒΣ Τήλου: Ένα πρότυπο διεσπαρμένης παραγωγής και αποθήκευσης ενέργειας-Εμπειρία και Προοπτικές” Cigre Αθήνα 2020
- [25] Κ.Καούσιας, Θ.Ξύγκης, Δ.Ζαφειράκης, Σ.Παπαευθυμίου, Α.Ρέππας, Χ.Κουρέλης, Θ.Πατσάκα, Ε.Σταυροπούλου, Γ.Παπουτσή, Σ.Γαρυφαλάκης, Ι.Κ.Καλδέλλης “Προοπτική των έξυπνων μικροδικτύων στα ΜΔΝ: Το ερευνητικό πρόγραμμα Tilos” Cigre Athens 2017
- [26] www.ppcf.gr
- [27] Σ. Παπαευθυμίου, Συμβολή στην Ανάλυση Υβριδικών Αιολικών -, Αθήνα: Διδακτορική Διατριβή, 2012.
- [28] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας, "Κώδικας Διαχείρισης Ηλ. Συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών," Φεβρουάριος 2014
- [29] Ν. 3468/2006:, 'Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις', ΦΕΚ 129 τ.Α, 27.6.2006.
- [30] www.rae.gr/site/file/system/docs/misc1/20102011/07042014/file2 “Πρότυπη Σύμβαση Πώλησης Ηλεκτρικής Ενέργειας Υβριδικού Σταθμού στο Δίκτυο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών”
- [31] <https://www.enercon.de/en/products/ep-1/e-48/>
- [32] www.eunice-group.com/
- [33] www.jasolar.com
- [34] www.fronius.com
- [35] www.tesla.com

[36] maps.google.gr

[37] el.wikipedia.org/wiki/Γαύδος

[38] el.wikipedia.org/wiki/Καστελλόριζο

[39] Σ. Παπαθανασίου, Σημειώσεις στο μάθημα Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Ε.Μ.Π, Αθήνα.