



ΔΙΕΘΝΕΣ ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΕΛΛΑΔΟΣ, ΤΜΗΜΑ ΟΡΓΑΝΩΣΗΣ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ

Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών στη Διοίκηση Επιχειρήσεων (MBA)

ΚΑΤΕΥΘΥΝΣΗ : ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΕΩΝ

**Οικονομική σκοπιμότητα αυτόνομου υβριδικού
συστήματος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε μη
διασυνδεδεμένο νησί: Μελέτη περίπτωσης της
νήσου Καστελλόριζου**

Η εργασία (Thesis) υποβάλλεται για τη μερική κάλυψη των απαιτήσεων για την
απόκτηση Μεταπτυχιακού Διπλώματος Ειδίκευσης

Κωνσταντίνος Τσιαλός

A.M. : 384

Επιβλέπων Καθηγητής : Σωτήριος Γ. Δημητριάδης

Καθηγητής τμήματος Οργάνωσης και Διοίκησης Επιχειρήσεων,

Διεθνές Πανεπιστήμιο Ελλάδος

Ιούνιος 2023

Δήλωση μη λογοκλοπής και ανάληψη προσωπικής ευθύνης

Με πλήρη επίγνωση των συνεπειών του νόμου περί πνευματικών δικαιωμάτων, δηλώνω ενυπογράφως ότι είμαι αποκλειστικός συγγραφέας της παρούσας Μεταπτυχιακής Διπλωματικής Εργασίας, για την ολοκλήρωση της οποίας κάθε βοήθεια είναι πλήρως αναγνωρισμένη και αναφέρεται λεπτομερώς στην εργασία αυτή. Έχω αναφέρει πλήρως και με σαφείς αναφορές, όλες τις πηγές χρήσης δεδομένων, απόψεων, θέσεων και προτάσεων, ιδεών και λεκτικών αναφορών, είτε κατά κυριολεξία είτε βάσει επιστημονικής παράφρασης. Αναλαμβάνω την προσωπική και ατομική ευθύνη ότι σε περίπτωση αποτυχίας στην υλοποίηση των ανωτέρω δηλωθέντων στοιχείων, είμαι υπόλογος έναντι λογοκλοπής, γεγονός που σημαίνει αποτυχία στην Διπλωματική μου Εργασία και κατά συνέπεια αποτυχία απόκτησης του Μεταπτυχιακού Τίτλου των Μεταπτυχιακών Σπουδών, πέραν των λοιπών συνεπειών του νόμου περί πνευματικών δικαιωμάτων. Δηλώνω, συνεπώς, ότι αυτή η Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία προετοιμάσθηκε και ολοκληρώθηκε από εμένα προσωπικά και αποκλειστικά και ότι, αναλαμβάνω πλήρως όλες τις συνέπειες του νόμου στην περίπτωση κατά την οποία αποδειχθεί, διαχρονικά, ότι η εργασία αυτή ή τμήμα της δεν μου ανήκει διότι είναι προϊόν λογοκλοπής άλλης πνευματικής ιδιοκτησίας.

Όνομα & Επώνυμο Συγγραφέα (Με Κεφαλαία) :

ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΣ ΤΣΙΑΛΟΣ

Υπογραφή (Ολογράφως, χωρίς μονογραφή) :

Κωνσταντίνος Τσιαλός

Ημερομηνία (Ημέρα - Μήνας - Έτος) : 26/06/2023

Πίνακας περιεχομένων

Δήλωση μη λογοκλοπής και ανάληψη προσωπικής ευθύνης.....	3
Πίνακας περιεχομένων.....	4
Κατάλογος εικόνων	6
Κατάλογος σχημάτων	6
Κατάλογος πινάκων	8
Περίληψη	9
Abstract	10
Συντομογραφίες	11
Ευχαριστίες.....	12
1 Εισαγωγή.....	13
1.1 Αντικείμενο εργασίας	13
1.2 Μεθοδολογική προσέγγιση.....	13
1.3 Ανασκόπηση Διεθνούς Βιβλιογραφίας.....	14
2 Ενεργειακή Πραγματικότητα	17
2.1 Κλιματική Αλλαγή	17
2.1.1 Κλιματική πολιτική ΕΕ	18
2.2 Ενεργειακό Σκηνικό	20
2.2.1 Ενεργειακό μίγμα Ευρώπης.....	23
2.2.2 Ενεργειακό μίγμα Ελλάδας.....	26
3 Στροφή προς τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	31
3.1 Η εξέλιξη των ΑΠΕ με την πάροδο του χρόνου	31
3.2 Η νομοθεσία της ΕΕ για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας	33
4 Υβριδικά Συστήματα Παραγωγής Ενέργειας.....	36
4.1 Αυτόνομα Υβριδικά Συστήματα Παραγωγής Ενέργειας.....	36
4.1.1 Συστήματα Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας	38
4.1.1.1 Αντλησιοταμίευση	38
4.1.1.2 Συσσωρευτές	40
4.2 Εφαρμογές Υβριδικών Συστημάτων (Η περίπτωση των Ελληνικών Νησιών) ...	41
5 Ενεργειακή Επικαιρότητα στα ελληνικά νησιά	44
5.1 Παραγωγή Ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	45
5.2 Κόστος Παραγωγής Ενέργειας στα ΜΔΝ	47
5.3 Μεγίστη: Η προς μελέτη περίπτωση	51
5.3.1 Υπάρχουσα Ενεργειακή Κατάσταση	52

6	Μοντελοποίηση προτεινόμενου υβριδικού συστήματος.....	53
6.1	Το λογισμικό HOMER.....	54
6.1.1	Εισαγωγή δεδομένων στο HOMER	55
6.1.1.1	Κλιματικά δεδομένα.....	56
6.1.1.2	Ηλεκτρικό φορτίο	58
6.1.1.3	Ηλεκτροπαραγωγή Ζεύγη.....	60
6.1.1.4	Ανεμογεννήτριες.....	61
6.1.1.5	Φωτοβολταϊκά	63
6.1.1.6	Μετατροπέας	65
6.1.1.7	Αποθήκευση Ενέργειας (Συσσωρευτής).....	65
6.2	Περιορισμοί Συστήματος.....	66
6.3	Οικονομικά Στοιχεία.....	68
7	Ανάλυση, προσομοίωση και βελτιστοποίηση υβριδικού συστήματος.....	70
7.1	Προσομοίωση Υπάρχοντος Συστήματος.....	70
7.1.1	Οικονομική Ανάλυση	71
7.1.2	Ενεργειακή - Περιβαλλοντική Ανάλυση	73
7.2	Προσομοίωση Βέλτιστου Υβριδικού Συστήματος	75
7.2.1	Τεχνική Ανάλυση Έργου.....	77
7.2.1.1	Εκπομπές Αέριων Ρύπων.....	79
7.2.2	Χρηματοοικονομική Ανάλυση Έργου	80
7.2.2.1	Συνολικό Καθαρό Τρέχον Κόστος (NPC)	80
7.2.2.2	Κατάσταση Ταμειακών Ροών	82
7.2.3	Ανάλυση Ευαισθησίας.....	83
7.2.4	Αξιολόγηση προτεινόμενου υβριδικού συστήματος.....	86
7.3	Συμπεράσματα - Μελλοντικές επεκτάσεις	88
	Βιβλιογραφία.....	90

Κατάλογος εικόνων

Εικόνα 1. Τι περιλαμβάνει το πακέτο Fit for 55;	20
Εικόνα 2. Τιμή φυσικού αερίου στα ολλανδικά TTF 2022-2023.....	21
Εικόνα 3. Ορόσημα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας	32
Εικόνα 4. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ξεπερνούν τα ορυκτά καύσιμα στο % μερίδιο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ-27	33
Εικόνα 5. Χρονοδιάγραμμα για τις ΑΠΕ στην ΕΕ.....	34
Εικόνα 6. Εξέλιξη στόχων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας	35
Εικόνα 7. Συνοπτική απεικόνιση αυτόνομου υβριδικού συστήματος.....	37
Εικόνα 8. Σύστημα αντλησιοταμίευσης νερού	39
Εικόνα 9. Θεμελιώδης σχέση μεταξύ προσομοίωσης, βελτιστοποίησης και ανάλυσης ευαισθησίας	55
Εικόνα 10. Μέση ωριαία ζήτηση ηλεκτρικού φορτίου για το νησί της Μεγίστης	59
Εικόνα 11. Μηνιαία απεικόνιση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για τον νησί της Μεγίστης	59
Εικόνα 12. Απεικόνιση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για το νησί της Μεγίστης για όλες τις ώρες του 2022	59
Εικόνα 13. Μέσες τιμές μπαταριών ιόντων-λιθίου με πρόβλεψη για το 2026.....	66
Εικόνα 14. Αρχιτεκτονική του Συμβατικού Σταθμού	71
Εικόνα 15. Αρχιτεκτονική υβριδικού συστήματος	75
Εικόνα 16. Μηνιαία κατανάλωση πετρελαίου στο υβριδικό σύστημα	79

Κατάλογος σχημάτων

Σχήμα 1. Μέση μηνιαία τιμή πετρελαίου Brent από τον Οκτώβριο του 2020 έως τον Οκτώβριο του 2022.....	22
Σχήμα 2. Μεσοσταθμική τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα περίοδος 2021-2022	22
Σχήμα 3. Εξάρτηση ΕΕ-27 από τις εισαγωγές ενέργειας 1990-2020	24
Σχήμα 4. Εξάρτηση από τις εισαγωγές ενέργειας ανα κράτος το 2020	25
Σχήμα 5. Εισαγωγές από τη Ρωσία σε ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια το 2020	26
Σχήμα 6. Δείκτης ενεργειακής εξάρτησης ΕΕ-27, Γερμανίας, Ελλάδας, Ισπανίας και Γαλλίας 2010-2020.....	27
Σχήμα 7. Παραγωγή ορυκτών καυσίμων και ΑΠΕ τους πρώτους 10 μήνες κάθε έτους για το ηλεκτρικό δίκτυο της Ελλάδας 2011-2022	28

Σχήμα 8. Σύγκριση πηγών ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη της ζήτησης στην Ελλάδα τους πρώτους 10 μήνες κάθε έτους 2011-2022	29
Σχήμα 9. Μεριδία των πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα τους πρώτους 10 μήνες κάθε έτους 2011-2022	30
Σχήμα 10. Μεταβολές της ηλεκτροπαραγωγής ανά πηγή το 2022 σε σχέση με το 2020 και το 2021 τους πρώτους 10 μήνες κάθε έτους	30
Σχήμα 11. Μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής ενέργειας στα ΜΔΝ (2019-2022)	48
Σχήμα 12. Μέσο πλήρες κόστος παραγωγής ενέργειας στα ΜΔΝ (2019-2022)	51
Σχήμα 13. Ωριαίο φορτίο Μεγίστης για το έτος 2022	53
Σχήμα 14. Μέση μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία και μηνιαίος δείκτης καθαρότητας για το νησί της Μεγίστης	57
Σχήμα 15. Μέση μηνιαία ταχύτητα ανέμου για το νησί της Μεγίστης	58
Σχήμα 16. Καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας Enercon E-53	62
Σχήμα 17. Κόστη ανά κατηγορία εξόδων της λειτουργίας του σεναρίου αναφοράς.....	72
Σχήμα 18. Κατάσταση Ταμειακών Ροών του σεναρίου αναφοράς στη διάρκεια ζωής του έργου	73
Σχήμα 19. Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κάθε μονάδας του σεναρίου αναφοράς.....	74
Σχήμα 20. Μηνιαία κατανάλωση πετρελαίου στο σενάριο αναφοράς.....	74
Σχήμα 21. Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κάθε μονάδας του υβριδικού συστήματος.....	78
Σχήμα 22. Κόστη ανά κατηγορία εξόδων της λειτουργίας του βέλτιστου σεναρίου	81
Σχήμα 23. Κόστη ανά εξοπλισμό του βέλτιστου σεναρίου	81
Σχήμα 24. Κατάσταση Ταμειακών Ροών του υβριδικού συστήματος στη διάρκεια ζωής του έργου	82
Σχήμα 25. Επιπτώσεις μεταβολής της τιμής του ντίζελ σε NPC και LCoE.....	83
Σχήμα 26. Επιπτώσεις μεταβολής των ανανεώσιμων πηγών σε NPC και LCoE για σταθερή ταχύτητα ανέμου	85
Σχήμα 27. Επιπτώσεις μεταβολής των ανανεώσιμων πηγών σε NPC και LCoE για σταθερή ηλιακή ακτινοβολία	85
Σχήμα 28. Σωρευτικές ταμειακές ροές συμβατικού και υβριδικού συστήματος στη διάρκεια ζωής τους	87

Κατάλογος πινάκων

Πίνακας 1. Ενεργειακά Συστήματα των ΜΔΝ και ο πληθυσμός που εξυπηρετούν	44
Πίνακας 2. Εγκατεστημένη ισχύς θερμικών μονάδων και μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ -Έτος 2021	46
Πίνακας 3. Αιολική και Φωτοβολταϊκή εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στα ΜΔΝ - Έτος 2022 .	46
Πίνακας 4. Κόστος και δαπάνες για μαζούτ και πετρέλαιο ντίζελ για τους θερμικούς σταθμούς των ΗΣ των ΜΔΝ	49
Πίνακας 5. Τεχνικά στοιχεία θερμικών μονάδων παραγωγής ΤΣΠ Μεγίστης	52
Πίνακας 6. Μέσες μηνιαίες τιμές ηλιακής ακτινοβολίας, καθαρότητας ουρανού και θερμοκρασίας για το νησί της Μεγίστης	56
Πίνακας 7. Μέσες μηνιαίες τιμές της ταχύτητας ανέμου για το νησί της Μεγίστης	57
Πίνακας 8. Χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων που θα συμμετάσχουν στο υβριδικό σύστημα	61
Πίνακας 9. Τεχνικά χαρακτηριστικά και κόστη ανεμογεννήτριας Enercon E-53	63
Πίνακας 10. Τεχνικά χαρακτηριστικά και κόστη φωτοβολταϊκών	65
Πίνακας 11. Αναλυτικά κόστη κάθε εξοπλισμού στο σενάριο αναφοράς.....	71
Πίνακας 12. Λειτουργικά χαρακτηριστικά του σεναρίου αναφοράς.....	73
Πίνακας 13. Ετήσιες εκπομπές αέριων ρύπων της λειτουργίας του σεναρίου αναφοράς	75
Πίνακας 14. Αποτελέσματα βελτιστοποίησης του προτεινόμενου συστήματος	76
Πίνακας 15. Εξοπλισμός βελτιστοποιημένου υβριδικού συστήματος.....	76
Πίνακας 16. Λειτουργικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου σεναρίου	77
Πίνακας 17. Ετήσιες εκπομπές αέριων ρύπων της λειτουργίας του υβριδικού συστήματος	79
Πίνακας 18. Αναλυτικά κόστη κάθε εξοπλισμού στο βέλτιστο σενάριο.....	80
Πίνακας 19. Παράμετροι και τιμές ανάλυσης ευαισθησίας.....	83
Πίνακας 20. Επιπτώσεις μεταβολής της τιμής του ντίζελ σε NPC και LCoE	84
Πίνακας 21. Επιπτώσεις μεταβολής των ανανεώσιμων πηγών σε NPC και LCoE.....	84
Πίνακας 22. Οικονομικά χαρακτηριστικά επένδυσης του υβριδικού συστήματος.....	86
Πίνακας 23. Οικονομική σύγκριση βασικού και βελτιστοποιημένου συστήματος	87

Περίληψη

Την τελευταία δεκαετία η κλιματική αλλαγή και η ρύπανση του περιβάλλοντος αντιπροσωπεύουν έναν τεράστιο κίνδυνο για ολόκληρο τον κόσμο και γίνονται ζητήματα σημαντικού διεθνούς ενδιαφέροντος. Σήμερα, ο κόσμος βρίσκεται στη μέση της πρώτης παγκόσμιας ενεργειακής κρίσης με τις εξελίξεις στο Ρωσο-Ουκρανικό μέτωπο να έχουν επιδεινώσει την ενεργειακή κατάσταση στην Ευρωπαϊκή Ζώνη.

Η ΕΕ ως πioniέρος στη μετάβαση προς μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία έχει από καιρό εστιάσει την προσοχή της στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας οι οποίες αναμένεται να παίξουν βασικό ρόλο στην επίτευξη των στόχων της.

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορούν να διαδραματίσουν σημαντικό ρόλο ως μοχλός αειφόρου ανάπτυξης σε απομακρυσμένες περιοχές. Η ηλεκτροδότηση αυτών των περιοχών αποτελεί ουσιαστικό πρόβλημα για πολλές αναπτυσσόμενες χώρες, δεδομένου ότι στηρίζονται σε συμβατικές μεθόδους τροφοδοσίας. Λαμβάνοντας υπόψη το υψηλό κόστος ορυκτών καυσίμων και τη ρύπανση του περιβάλλοντος, η διείδυση τοπικών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι ζωτικής σημασίας καθώς για μια πιθανή επέκταση του ηλεκτρικού δικτύου εντοπίζονται πολλές τεχνικές και οικονομικές προκλήσεις.

Το πρόβλημα της μελέτης εγκατάστασης αυτόνομων υβριδικών συστημάτων έχει προσελκύσει εκτεταμένη προσοχή παγκοσμίως με ποικίλες μελέτες να έχουν αναδείξει τη χρησιμότητα και την οικονομική σκοπιμότητά τους. Με αφορμή τα πολλά νησιά της Ελληνικής Επικράτειας που είναι αποκομμένα από την ηπειρωτική χώρα η παρούσα μεταπτυχιακή εργασία ερευνά την οικονομική σκοπιμότητα εφαρμογής ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί της Μεγίστης. Λαμβάνοντας υπόψη σημερινά δεδομένα παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας καθώς και τα μετεωρολογικά δεδομένα του νησιού εξετάζεται με τη βοήθεια του λογισμικού HOMER Pro σε τι ποσοστό θα μπορούσε να μειωθεί το κόστος παραγωγής ενέργειας και οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου με την εγκατάσταση του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος.

Λέξεις - Κλειδιά: *τεχνοοικονομική ανάλυση, βελτιστοποίηση, οικονομική σκοπιμότητα, ανάλυση ευαισθησίας, HOMER, υβριδικό σύστημα ενέργειας, Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά*

Abstract

For the last decade climate change and environmental pollution represent a huge risk to the entire world and are becoming issues of significant international interest. Today, the world is in the midst of its first global energy crisis with the deterioration of the energy situation in the European Zone having been intensified by the ongoing developments at the Russian-Ukrainian front.

The EU as a pioneer in the transition to a climate neutral economy has long focused its attention to renewable energy sources which are expected to play a key role in achieving its goals. Renewable energy sources can play an important role as a driver of sustainable development in remote areas. The electrification of those areas is considered a substantial problem for many developing countries, given that they solely rely on conventional power supply methods. Considering the high cost of fossil fuels and the pollution of the environment, the penetration of local renewable energy sources is crucial as many technical and financial challenges are identified regarding a possible expansion of the electricity grid.

The topic of studying the installation of autonomous hybrid systems has attracted extensive attention worldwide with a variety of research highlighting their utility and economic feasibility. On account of the many islands of the Greek Territory that are cut off from the mainland, this master's thesis investigates the economic feasibility of implementing a hybrid energy system with storage on the island of Megisti.

Taking into account current energy production and consumption data as well as the island's meteorological data, with the help of the HOMER Pro software it is examined to what percentage the proposed system is capable of reducing energy production costs and fuel emissions.

Keywords: *techno-economic analysis, optimization, economic feasibility, sensitivity analysis, HOMER, hybrid energy system, Non-Interconnected Islands*

Συντομογραφίες

Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	ΑΔΜΗΕ
Ανεμογεννήτρια	Α/Γ
Αποκλειστική Οικονομική Ζώνη	ΑΟΖ
Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας	ΑΠΕ
Αέρια του Θερμοκηπίου	ΑτΘ
Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας	ΔΕΔΔΗΕ
Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού	ΔΕΗ
Ευρωπαϊκή Ένωση	ΕΕ
Κράτη Μέλη Ευρωπαϊκής Ένωσης	ΕΕ-27
Ελληνική Στατιστική Αρχή	ΕΛΣΤΑΤ
Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα	ΕΣΕΚ
Ηλεκτροπαραγωγά Ζεύγη	Η/Ζ
Ηλεκτρικός Σταθμός	ΗΣ
Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά	ΜΔΝ
Οριακή Τιμή Συστήματος	ΟΤΣ
Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας	ΡΑΕ
Τοπικός Σταθμός Παραγωγής	ΤΣΠ
Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας	ΥΚΩ
Φωτοβολταϊκό	Φ/Β
Alternative Current	AC
Cost of Energy	COE
Capital Recovery Factor	CRF
Direct Current	DC
Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources	HOMER
Net Present Cost	NPC
National Renewable Energy Laboratory	NREL
Photovoltaic Geographical Information System	PVGIS
Title Transfer Facility	TTF

Ευχαριστίες

Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα καθηγητή μου Σωτήριο Δημητριάδη για την εμπιστοσύνη που μου έδειξε, αναλαμβάνοντας ένα τόσο ενδιαφέρον θέμα, καθώς και για την άρτια συνεργασία μας καθ' όλη τη διάρκεια του μεταπτυχιακού προγράμματος.

Τέλος, θα ήθελα να εκφράσω την ευγνωμοσύνη μου τόσο προς την οικογένεια μου και όσο και προς την κοπέλα μου την Μαρία και την οικογένεια της για την τεράστια στήριξη και την αμέριστη συμπαράσταση που μου προσφέρουν σε κάθε απόφαση της ζωής μου.

Κωνσταντίνος Τσιαλός

Σέρρες, Ιούνιος 2023

1 Εισαγωγή

1.1 Αντικείμενο εργασίας

Αντικείμενο της παρούσας μεταπτυχιακής εργασίας αποτελεί η τεχνοοικονομική μελέτη της βιωσιμότητας της οικονομικής επένδυσης ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο μη διασυνδεδεμένο νησί της Μεγίστης. Στόχος αποτελεί η διεξόδυση όσο το δυνατόν μεγαλύτερου ποσοστού ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με σκοπό να ελαχιστοποιηθεί το υψηλό κόστος παραγωγής ενέργειας που υφίσταται αυτή τη στιγμή και συγχρόνως να μειωθεί το περιβαλλοντικό αποτύπωμα.

Στα πλαίσια της έρευνας χρησιμοποιήθηκε το υπολογιστικό πρόγραμμα HOMER με το οποίο βρέθηκε η κατάλληλη διαμόρφωση που πετυχαίνει τους παραπάνω στόχους. Ταυτοχρόνως υπολογίζονται το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCoE) και η καθαρή παρούσα αξία (NPC) της επένδυσης. Ο υπολογισμός του LCoE και του NPC είναι σημαντικός καθώς αποτελούν τα μέτρα σύγκρισης μεταξύ των διαφόρων προτεινόμενων συστημάτων παραγωγής ενέργειας. Όσο μικρότερες είναι οι τιμές τους τόσο πιο κερδοφόρο είναι ένα έργο.

1.2 Μεθοδολογική προσέγγιση

Προκειμένου να αποκτηθεί μια ευρύτερη εικόνα των ηλεκτρικών συστημάτων των μη διασυνδεδεμένων νησιών συλλέχθηκαν τα απαραίτητα στοιχεία από τον ΔΕΔΔΗΕ, ο οποίος έχει δώσει δημόσια πρόσβαση στις ακόλουθες πληροφορίες τους:

- Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής ενέργειας
- Παραγωγή ενέργειας από θερμικούς σταθμούς
- Παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
- Δεδομένα ωριαίας ζήτησης φορτίου
- Μεταβλητό κόστος παραγωγής ενέργειας
- Πλήρες κόστος παραγωγής ενέργειας

Σε ό,τι αφορά το ηλεκτρικό σύστημα της Μεγίστης ο σχεδιασμός, η προσομοίωση και η βελτιστοποίηση του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος πραγματοποιήθηκε με τη χρήση του λογισμικού HOMER, σκοπός του οποίου είναι να βρει την κατάλληλη διαμόρφωση με το χαμηλότερο κόστος για τη σταθερή κάλυψη του ηλεκτρικού της φορτίου. Κύριος στόχος της ενεργειακής βελτιστοποίησης στην Μεγίστη ήταν η εξερεύνηση τρόπων μείωσης του

σημερινού υψηλού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με παράλληλη αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Προς αυτή την κατεύθυνση πραγματοποιήθηκαν δοκιμές των διαφόρων διαμορφώσεων προκειμένου να διαπιστωθεί κατά πόσο μπορούν να μειώσουν το ενεργειακό κόστος και το αποτύπωμα του τοπικού ενεργειακού συστήματος. Ταυτόχρονα διενεργήθηκε και ανάλυση ευαισθησίας διαφόρων παραμέτρων του ενεργειακού συστήματος με σκοπό να μελετηθεί η επίδραση τους.

1.3 Ανασκόπηση Διεθνούς Βιβλιογραφίας

Η ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, ειδικότερα σε απομακρυσμένες περιοχές όπου δεν είναι διαθέσιμη η διασύνδεση με το δίκτυο, έχει διερευνηθεί ευρέως σε όλο τον κόσμο εξαιτίας των οικονομικών και τεχνικών πτυχών τους. Ωστόσο, ο προγραμματισμός και ο βέλτιστος σχεδιασμός τέτοιων απομονωμένων συστημάτων αποτελεί πρόκληση από τεχνοοικονομική άποψη για διάφορους λόγους. Ένας από αυτούς είναι η εξάρτηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από τις καιρικές συνθήκες, οι στοχαστικές συμπεριφορές των οποίων επιδρούν στην ορθή διαστασιολόγηση και στην οικονομική τους απόδοση (Elkadeem et al. (2019)). Ένας άλλος λόγος είναι η πρόκληση της αβεβαιότητας σχετικά με την αύξηση της ζήτησης και των συστατικών του συστήματος. (Fioriti et al. (2021)) Τις περισσότερες φορές, τα απομακρυσμένα συστήματα είναι είτε υπερ- είτε υποδιαστασιολογημένα για την ανταπόκριση στις ενεργειακές απαιτήσεις. Τα υπερδιαστασιολογημένα συστήματα προκαλούν υπέρογκα κόστη και παράγουν περίσσεια ενέργεια, ενώ τα υποδιαστασιολογημένα συστήματα δεν μπορούν να καλύψουν την απαιτούμενη ζήτηση φορτίου.

Διαφορετικές διαμορφώσεις έχουν μελετηθεί και προταθεί στη διεθνή βιβλιογραφία. Οι Layadi, Champenois and Mostefai (2018) πρότειναν ένα υβριδικό σύστημα πολλαπλών πηγών που συνδυάζει ανανεώσιμες πηγές ενέργειας με γεννήτριες ντίζελ. Οι Lata-García et al. (2018) μελέτησαν ένα υβριδικό σύστημα που βασίζεται σε φωτοβολταϊκά, την υδροηλεκτρική ενέργεια από τα ρεύματα ποταμών και ένα υποσύστημα αποθήκευσης με υδρογόνο και συσσωρευτές για την εξυπηρέτηση ενός συνόλου μεμονωμένων φορτίων. Rehman et al. (2020) διερεύνησαν εννέα διαφορετικά σενάρια που βασίζονται στο υβριδικό σύστημα φωτοβολταϊκό-ανεμογεννήτρια-ντιζελογεννήτρια-συσσωρευτές με σκοπό την κάλυψη της ζήτησης ενός οικιακού φορτίου μιας συγκεκριμένης περιοχής στο Πακιστάν. Οι Hansen and Xydis (2020) μελέτησαν την επίδραση που έχει η εισαγωγή μιας μπαταρίας και μιας εφεδρικής γεννήτριας για ένα υβριδικό μικροδίκτυο σε μια απομακρυσμένη περιοχή στη Βόρεια Κένυα. Οι El-Houari et al. (2020) πραγματοποίησαν μια μελέτη σκοπιμότητας διαφόρων συνδυασμών αυτόνομων υβριδικών συστημάτων ΑΠΕ

για την αδιάλειπτη τροφοδοσία 10 οικιών σε ένα απομακρυσμένο χωριό, την Ταζούτα του Μαρόκου. Οι Kumar and Saini (2020) εστίασαν την μελέτη τους σε ένα υβριδικό σύστημα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με τρεις διαφορετικούς τύπους τεχνολογιών μπαταριών για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας και διαθεσιμότητας γλυκού νερού σε ένα σύμπλεγμα μη ηλεκτροδοτημένων χωριών που βρίσκονται στην πολιτεία Ορίσα στην Ινδία.

Τα προβλήματα και οι θεωρίες βελτιστοποίησης καλύπτουν ένα ευρύ φάσμα εφαρμοσμένων μαθηματικών. Το πρόβλημα της βελτιστοποίησης του σχεδιασμού ενός υβριδικού συστήματος ΑΠΕ θεωρείται ότι αποτελείται από μια αντικειμενική συνάρτηση και ακέραιες/διακριτές μεταβλητές με πολλούς γραμμικούς/μη γραμμικούς περιορισμούς. Πολυάριθμες μελέτες βελτιστοποίησης και ανάλυσης ευαισθησίας έχουν διεξαχθεί χρησιμοποιώντας λογισμικά όπως το Hybrid Optimization Model for Electric Renewables (HOMER), το MATLAB κ.α. Ορισμένοι ερευνητές έχουν εφαρμόσει νετερμινιστικές μεθόδους όπως επαναληπτικό, αριθμητικό, γραμμικό προγραμματισμό και μεταερευνητικούς αλγορίθμους στις μελέτες τους με σκοπό τον εντοπισμό της πιο αποτελεσματικής μεθόδου βελτιστοποίησης.

Για την αξιολόγηση της απόδοσης των βελτιστοποιημένων υβριδικών συστημάτων, στη βιβλιογραφία χρησιμοποιούνται διάφοροι δείκτες κόστους και απόδοσης. Οι Lata-García et al. (2018), Rehman et al. (2020) και J, Raja and Jeyaraj (2022) μελέτησαν και ανέλυσαν παραμέτρους όπως το καθαρό παρόν κόστος (NPC) και το σταθμισμένο κόστος ενέργειας (LCOE). Οι Layadi, Champenois and Mostefai (2018) μελέτησαν την επίδραση του κόστους καυσίμου στη διαστασιολόγηση ενός προτεινόμενου συστήματος, ενώ οι Rezk, Abdelkareem and Ghenai (2019) και El-Houari et al. (2020) εστίασαν την αξιολόγησή τους ως προς τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Οι Kumar and Saini (2020) διαπίστωσαν ότι η διακύμανση του επιτοκίου μπορεί να επηρεάσει σημαντικά την απόδοση του συστήματος και οι Elkadeem et al. (2019) απέδειξαν την υψηλή εξάρτηση που παρουσιάζει το κόστος μιας τέτοιας επένδυσης από την αστάθεια της ηλιακής ακτινοβολίας και της ταχύτητας του ανέμου.

Στη διεθνή βιβλιογραφία υφίσταται επίσης ένα ευρύ φάσμα επιστημονικών ερευνών που μελετούν τις προοπτικές εγκατάστασης υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας σε απομονωμένα νησιά. Στη συνέχεια παρατίθεται μια σύντομη ανασκόπηση εκείνων που αφορούν την εγχώρια αγορά.

Οι Perakis, Katsaprakakis and Karapidakis (2022) μελέτησαν την περίπτωση σχεδιασμού και διαστασιολόγησης ενός υβριδικού σταθμού στο νησί της Λέρου με σκοπό την ενεργειακή του απεξάρτηση από τις συμβατικές μονάδες. Οι Orfanou and Vakalis (2022)

επέλεξαν ως μελέτη περίπτωσης προς την πράσινη ανάπτυξη των μη διασυνδεδεμένων νησιών το νησί της Ανάφης. Οι Bouzoupiarakis et al. (2019) στην εργασία τους μελετούν την επίδραση της εγκατάστασης υβριδικού σταθμού αιολικής ενέργειας και αντλησιοταμίευσης στη λειτουργία του νησιωτικού συστήματος της Σάμου. Οι Kavadias et al. (2019) διερευνούν τη δυνατότητα συνδυασμού ενός γεωθερμικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής με μια συγκεντρωμένη ηλιακή συστοιχία για την παροχή ενέργειας στο αυτόνομο νησιωτικό δίκτυο της Νισύρου. Οι Ioakimidis, Deblecker and Cheikhrouhou (2016) εξέτασαν τη δυνατότητα αξιοποίησης ενός υβριδικού συστήματος ΑΠΕ για το μικρό ελληνικό νησί του Αγίου Ευστρατίου διερευνώντας διαφορετικά σενάρια διαμορφώσεων, ενώ κύριος στόχος των Kaldellis and Guan (2012) ήταν η εκτίμηση του κατάλληλου μεγέθους ενός υβριδικού συστήματος ώστε να καλύπτεται η ενεργειακή ζήτηση απομακρυσμένων καταναλωτών της ελληνικής επικράτειας με διαφορετική ποιότητα αιολικού και ηλιακού δυναμικού.

2 Ενεργειακή Πραγματικότητα

2.1 Κλιματική Αλλαγή

Η κλιματική αλλαγή δεν αποτελεί πλέον απειλή μόνο για το μέλλον αλλά και απειλή για το παρόν. Ως αποτέλεσμα της ανθρώπινης δραστηριότητας, η μέση θερμοκρασία στη γη αυξάνεται σταθερά από την εκβιομηχάνιση. Η Διακυβερνητική Επιτροπή για την Κλιματική Αλλαγή (IPCC) - η παγκόσμια επιστημονική ομάδα αναφοράς για την κλιματική αλλαγή - δηλώνει ότι η ανθρώπινη δραστηριότητα έχει προκαλέσει την παγκόσμια θερμοκρασία να φτάσει τον 1°C πάνω από τα προβιομηχανικά επίπεδα με τις θερμοκρασίες να συνεχίζουν να αυξάνονται με ρυθμό 0,2°C ανά δεκαετία. Η ανθρώπινη δραστηριότητα (παραγωγή ενέργειας, μεταφορές, βιομηχανία και γεωργία) παράγει αέρια θερμοκηπίου. Οι αυξημένες συγκεντρώσεις αυτών των αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα, ιδίως του CO₂, είναι υπεύθυνες για τις υψηλότερες θερμοκρασίες που με τη σειρά τους διαταράσσουν τα κλιματικά πρότυπα.

Σύμφωνα με τους επιστήμονες, χωρίς επείγουσα δράση, η παγκόσμια θερμοκρασία θα μπορούσε να σημειώσει αύξηση 2°C αμέσως μετά το 2060, μετατρέποντας τη γη σε «θερμοκήπιο». Οι τελευταίες επιστημονικές εκθέσεις δείχνουν άνευ προηγούμενου αλλαγές στο κλίμα του πλανήτη. Η υπερθέρμανση του πλανήτη προκαλεί αυξημένες και μη αναστρέψιμες αλλαγές στα πρότυπα βροχοπτώσεων, στους ωκεανούς και στους ανέμους σε όλες τις περιοχές του κόσμου. Ενώ πριν από μερικά χρόνια, τα ακραία καιρικά φαινόμενα φαινόταν να επηρεάζουν μόνο απομακρυσμένες τοποθεσίες σε όλο τον κόσμο, οι επιπτώσεις της υπερθέρμανσης του πλανήτη γίνονται πλέον αισθητές στην Ευρώπη. Οι τελευταίες τρεις δεκαετίες ήταν οι πιο καυτές που έχουν καταγραφεί, με κάθε μία πιο ζεστή από την προηγούμενη και με την Ευρώπη να γνωρίζει ακραίους καύσωνες τα τέσσερα από τα τελευταία πέντε χρόνια. Μάλιστα οι μέσες ετήσιες θερμοκρασίες σε όλη την Ευρώπη μεταξύ του 2008 και 2018 ήταν μεταξύ 1,6°C και 1,7°C υψηλότερες από ότι πριν από την Βιομηχανική Επανάσταση.

Οι υψηλότερες θερμοκρασίες και τα έντονα καιρικά φαινόμενα έχουν ως αποτέλεσμα τεράστια κόστη για την οικονομία της ΕΕ επηρεάζοντας ταυτόχρονα και την ικανότητα παραγωγής τροφίμων των κρατών μελών. Συγκεκριμένα τα τελευταία 40 χρόνια έχουν προκαλέσει οικονομικές ζημιές άνω των 487 δισεκατομμυρίων ευρώ στην ΕΕ. Το οικονομικό κόστος από τις πλημμύρες των ποταμών στην Ευρώπη υπερβαίνει τα 5 δισεκατομμύρια ετησίως κατά μέσο όρο, ενώ οι δασικές πυρκαγιές προκαλούν οικονομική ζημιά περίπου 2 δισεκατομμυρίων ευρώ κάθε χρόνο. Επιπλέον μεταξύ του 1980 και του

2020, περισσότεροι από 138.000 άνθρωποι στην ΕΕ έχασαν την ζωή τους εξαιτίας ακραίων καιρικών συνθηκών και γεγονότων που σχετίζονται με το κλίμα. (Consilium, n.d.)

2.1.1 Κλιματική πολιτική ΕΕ

Η ΕΕ έχει από καιρό αναγνωρίσει τη σημασία της αντιμετώπισης της υπερθέρμανσης του πλανήτη, τη σημασία του περιορισμού των επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής και τη σημασία του να ηγείται σε τομείς όπως είναι η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Οι προσπάθειες της ΕΕ για την καταπολέμηση της κλιματικής αλλαγής είναι σύμφωνες με τη δέσμευση που ανέλαβαν η ΕΕ και τα κράτη μέλη της με τη Συμφωνία του Παρισιού, που υπεγράφη το 2015. Οι χώρες της ΕΕ υποστηρίζουν την υψηλή φιλοδοξία στην εφαρμογή αυτής της διεθνούς συμφωνίας και την ενθάρρυνση των παγκόσμιων εταίρων, τόσο σε διεθνή φόρουμ όσο και στις διμερείς σχέσεις, ώστε να επιταχυνθεί η δράση περιορισμού της υπερθέρμανσης του πλανήτη. Η ΕΕ, μαζί με τα κράτη μέλη της, είναι ο μεγαλύτερος χρηματοδότης για το κλίμα στον κόσμο. Τα κεφάλαια που παρέχει υποστηρίζουν δράσεις συσχετιζόμενες με το κλίμα στις αναπτυσσόμενες χώρες για τη διευκόλυνση της πράσινης μετάβασης τους και την αντιμετώπιση των δυσμενών επιπτώσεων της κλιματικής αλλαγής. (Consilium, n.d.)

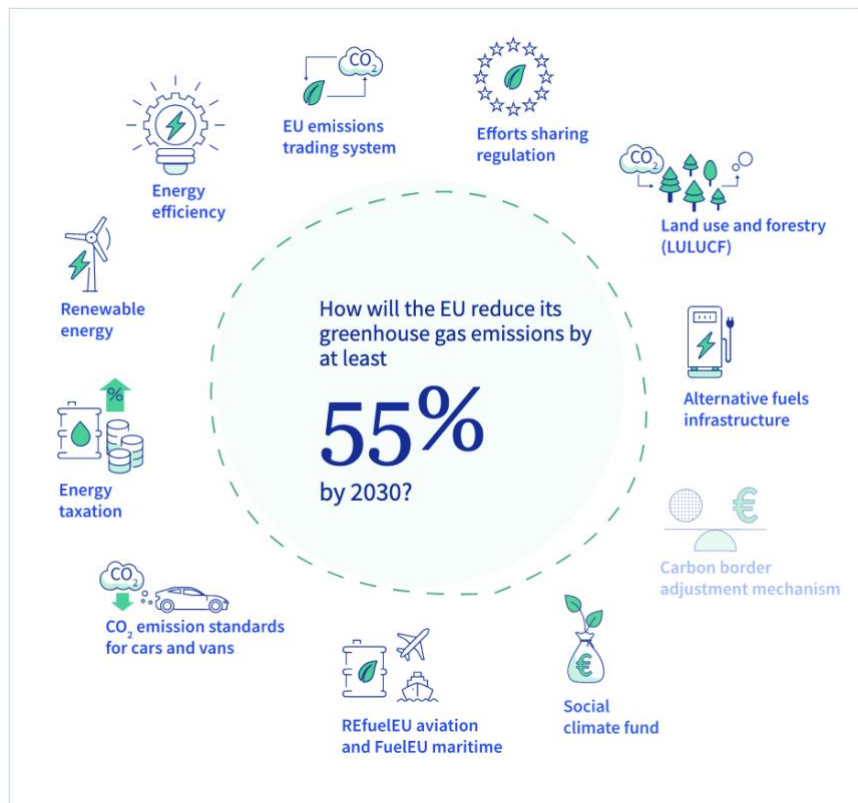
Τον Δεκέμβριο του 2019, οι ηγέτες της ΕΕ που συνήλθαν στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου, συμφώνησαν ότι η ΕΕ πρέπει να επιτύχει κλιματική ουδετερότητα έως το 2050. Το να γίνει κλιματικά ουδέτερη σημαίνει ότι, έως το 2050, οι χώρες της ΕΕ θα πρέπει να μειώσουν δραστικά τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και να βρουν τρόπους αντιστάθμισης των εναπομενουσών και αναπόφευκτων εκπομπών για να επιτύχουν ένα καθαρό μηδενικό ισοζύγιο εκπομπών. Ακριβώς ένα χρόνο αργότερα, τον Δεκέμβριο του 2020, οι ηγέτες της ΕΕ πραγματοποίησαν ένα βήμα παραπέρα προς την κλιματική ουδετερότητα. Ως ενδιάμεσο βήμα προς τον στόχο του 2050, συμφώνησαν να μειώσουν περισσότερο από το ήμισυ (συγκριτικά με τα επίπεδα του 1990) τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου της ΕΕ έως το 2030. Ο νέος στόχος ήταν ένα ανοδικό βήμα από τον προηγούμενο στόχο της ΕΕ για το 2030 για μείωση των εκπομπών κατά 40% που είχε συμφωνηθεί το 2014. Τον Ιούνιο του 2021, το Συμβούλιο ενέκρινε τον ευρωπαϊκό νόμο για το κλίμα, βασικό στοιχείο της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας. Με αυτόν, οι χώρες της ΕΕ είναι νομικά υποχρεωμένες να επιτύχουν τόσο τους κλιματικούς στόχους του 2030 όσο και του 2050. Ο νόμος για το κλίμα έθεσε το πλαίσιο για τις ενέργειες που πρέπει να ληφθούν από την ΕΕ και τα κράτη μέλη για τη σταδιακή μείωση των εκπομπών και την επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας στην ΕΕ έως το 2050. (Consilium, n.d.)

Ένα άλλο βασικό μέρος του έργου της ΕΕ για την κλιματική ουδετερότητα είναι το λεγόμενο «Fit for 55 package». Είναι το βασικό σχέδιο της ΕΕ για τη μετατροπή των κλιματικών στόχων σε κοινοτικό δίκαιο και αποτελείται από ένα σύνολο προτάσεων για αναθεώρηση της υφιστάμενης νομοθεσίας καθώς και από νέες πρωτοβουλίες.

Το πακέτο περιλαμβάνει κανόνες για:

- Το σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων θερμοκηπίου
- Τους κανονισμούς για τον επιμερισμό των προσπαθειών
- Τις υποδομές εναλλακτικών καυσίμων
- Τον μηχανισμό συνοριακής προσαρμογής άνθρακα
- Το κοινωνικό ταμείο για το Κλίμα
- Τα πρότυπα εκπομπών CO₂ για αυτοκίνητα και ημιφορτηγά
- Τους κανονισμούς ReFuelEU Aviation και FuelEU Maritime
- Την φορολογία της ενέργειας
- Την ενεργειακή απόδοση
- Την ανανεώσιμη ενέργεια

Ειδικά για την ανανεώσιμη ενέργεια το πακέτο «Fit for 55» συμπεριλαμβάνει πρόταση αναθεώρησης της οδηγίας για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η πρόταση περιλαμβάνει την αύξηση του τρέχοντος στόχου της ΕΕ για τουλάχιστον 32% των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο συνολικό ενεργειακό μείγμα σε 40% έως το 2030. Προτείνει επίσης την εισαγωγή ή την ενίσχυση στόχων και μέτρων σε όλους τους τομείς, με ιδιαίτερη έμφαση σε τομείς όπου η πρόοδος όσον αφορά την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ήταν πιο αργή μέχρι σήμερα, ιδίως στους τομείς των μεταφορών, των κτιρίων και της βιομηχανίας. (Kupfer, 2022)



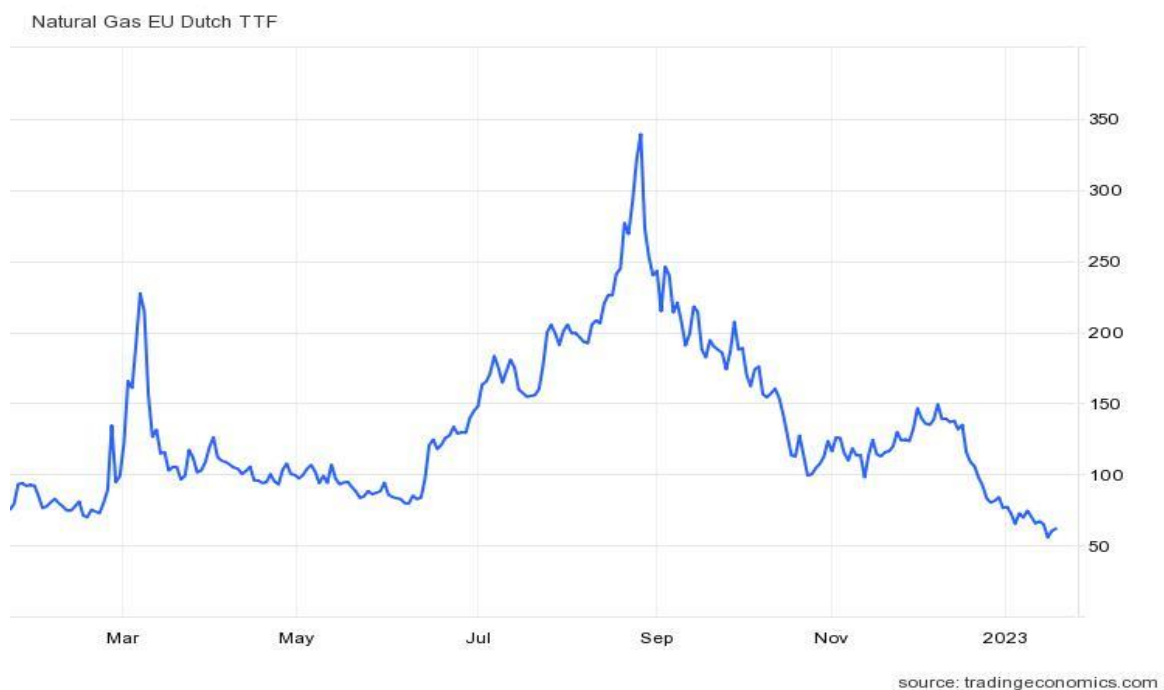
Εικόνα 1. Τι περιλαμβάνει το πακέτο Fit for 55;

2.2 Ενεργειακό Σκηνικό

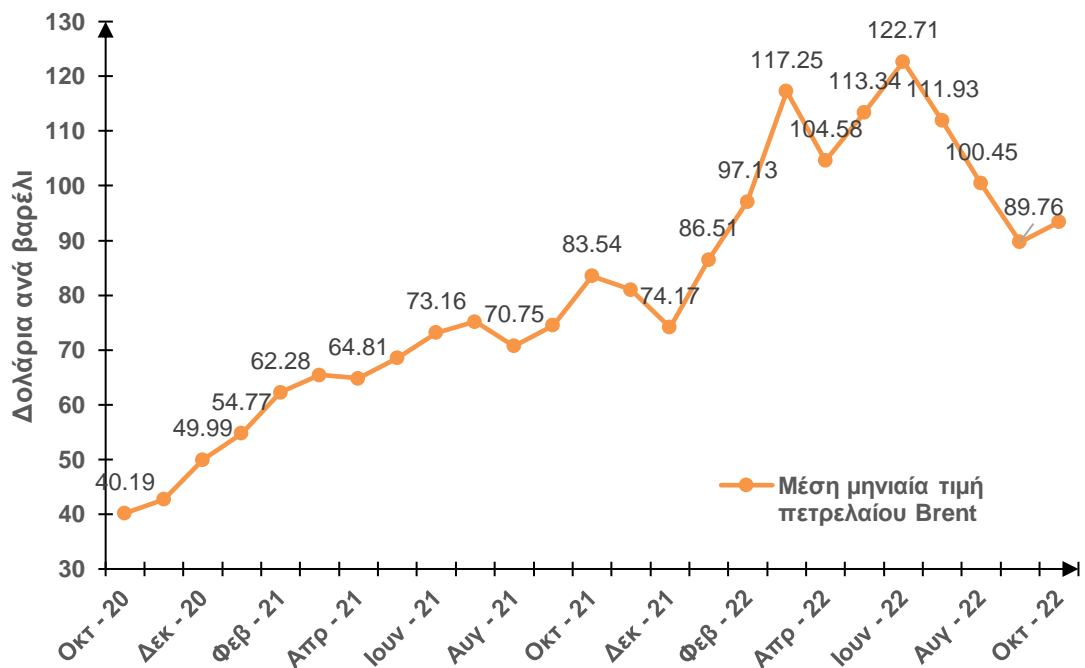
Ο κόσμος βρίσκεται στη μέση της πρώτης παγκόσμιας ενεργειακής κρίσης - ένα σοκ πρωτοφανούς εύρους και πολυπλοκότητας. Οι πιέσεις στις αγορές προϋπήρχαν της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία, αλλά οι ενέργειες της Ρωσίας μετέτρεψαν μια ταχεία οικονομική ανάκαμψη από την πανδημία - η οποία τέντωσε κάθε είδους παγκόσμιας αλυσίδας εφοδιασμού, συμπεριλαμβανομένης της ενέργειας - σε πλήρη ενεργειακή αναταραχή. Με την Ρωσία να αποτελεί τον μεγαλύτερο εξαγωγέα ορυκτών καυσίμων, οι περικοπές παροχής φυσικού αερίου στην Ευρώπη και οι κυρώσεις στις εισαγωγές πετρελαίου και άνθρακα έκοψαν μια από τις κύριες αρτηρίες του παγκόσμιου ενεργειακού εμπορίου με αποτέλεσμα όλα τα καύσιμα να επηρεαστούν, αλλά με τις αγορές φυσικού αερίου να βρίσκονται το επίκεντρο. (International Energy Agency, 2022)

Οι εξελίξεις στο Ρωσο-Ουκρανικό μέτωπο έχουν εντείνει την ανησυχία για ραγδαία επιδείνωση της ενεργειακής κρίσης στην Ευρώπη, κάτι που έχει οδηγήσει σε νέα μεγάλη άνοδο της τιμής του φυσικού αερίου. Η τιμή αναφοράς του φυσικού αερίου για την Ευρώπη, η τιμή του συμβολαίου φυσικού αερίου TTF της Ολλανδίας, στις 5 Σεπτεμβρίου 2022 διαμορφώθηκε στα 244,5 €/MWh (Εικόνα 2), έχοντας μειωθεί από τα 340€/MWh που καταγράφηκε στις 26 Αυγούστου. Ωστόσο, η τάση στη τιμή του φυσικού αερίου από τις

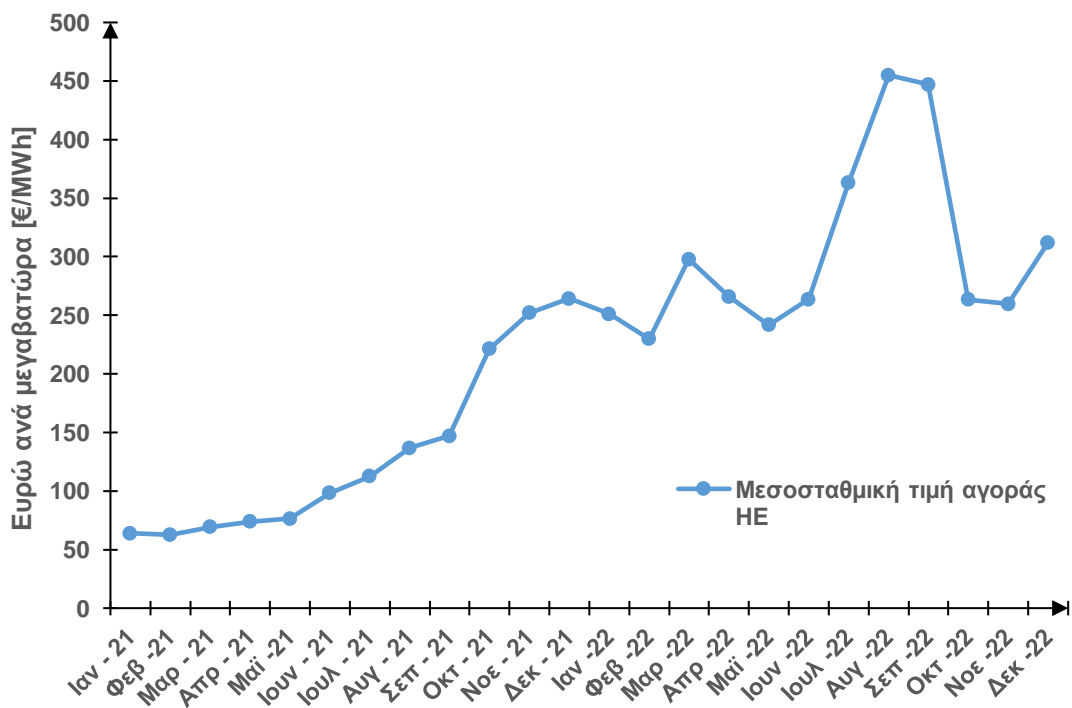
αρχές του έτους είναι ανοδική και συγκεκριμένα έχει σημειώσει άνοδο 273%. Οι τιμές του άνθρακα έχουν επίσης φτάσει σε επίπεδα ρεκόρ, ενώ το πετρέλαιο αυξήθηκε πολύ πάνω από τα 100 \$/βαρέλι στα μέσα του 2022 προτού υποχωρήσει (Σχήμα 2). Συνεπακόλουθο της αύξησης τιμής του φυσικού αερίου είναι και η ραγδαία αύξηση στη τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Το σημείο αναφοράς για την ευρωπαϊκή τιμή ηλεκτρικής ενέργειας, η τιμή του γερμανικού προθεσμιακού συμβολαίου ηλεκτρικής ενέργειας για το επόμενο έτος («Germany Power Baseload Forward Year 1»), έχει σημειώσει αύξηση από τις αρχές του έτους κατά 185% (έως τις 5 Σεπτεμβρίου), ενώ, συγκεκριμένα εντός του Αυγούστου παρατηρήθηκε αύξηση κατά 59%. Στη χώρας μας, η μεσοσταθμική τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το δεύτερο εξάμηνο του 2021 και μετά έχει ακολουθήσει έντονη ανοδική πορεία. Με βάση τα πιο πρόσφατα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ, τον Ιούλιο η τιμή διαμορφώθηκε περίπου στα 364€/MWh (Σχήμα 3), ενώ τον Αύγουστο έφτασε το ορόσημο των 455€/MWh. (Business Daily, 2022)



Εικόνα 2. Τιμή φυσικού αερίου στα ολλανδικά TTF 2022-2023 (TRADING ECONOMICS, 2023)



Σχήμα 1. Μέση μηνιαία τιμή πετρελαίου Brent από τον Οκτώβριο του 2020 έως τον Οκτώβριο του 2022 (US. Energy Information Administration, n.d.)



Σχήμα 2. Μεσοσταθμική τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα περίοδος 2021-2022 (ΑΔΜΗΕ, 2023)

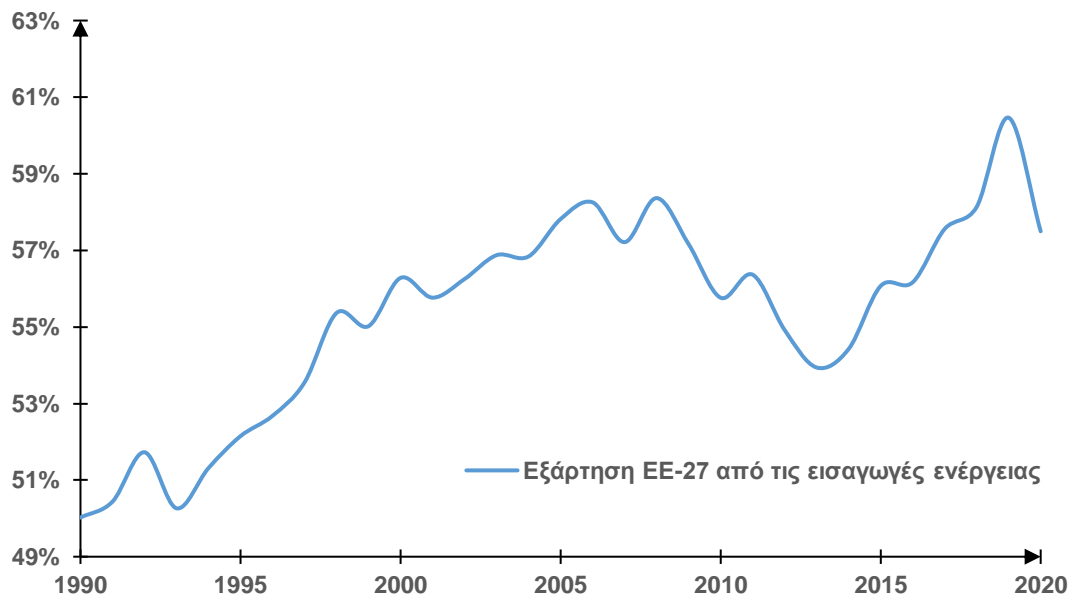
Πληθωριστικές πιέσεις, διαφαινόμενο κίνδυνο ύφεσης καθώς και τεράστιο κέρδος 2 τρισεκατομμυρίων δολαρίων για τους παραγωγούς ορυκτών καυσίμων πυροδότησε αυτή η ενεργειακή κρίση. Σε πολλές αναπτυσσόμενες οικονομίες, με το μεγαλύτερο βάρος να πέφτει στα φτωχότερα νοικοκυριά, οι υψηλές τιμές ενέργειας προκάλεσαν και αύξηση επισιτιστικής ανασφάλειας.

Αντιμέτωπες με ελλείψεις ενέργειας και υψηλές τιμές, οι κυβερνήσεις έχουν μέχρι στιγμής δεσμεύσει περισσότερα από 500 δισεκατομμύρια δολάρια, κυρίως στις προηγμένες οικονομίες, για να προστατεύσουν τους καταναλωτές από τις άμεσες επιπτώσεις. Έχουν σπεύσει να προσπαθήσουν να εξασφαλίσουν εναλλακτικές προμήθειες καυσίμων και να εξασφαλίσουν επαρκή αποθήκευση αερίου. Άλλες βραχυπρόθεσμες δράσεις περιλαμβάνουν την αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύση πετρελαίου και άνθρακα, την παράταση της διάρκειας ζωής ορισμένων πυρηνικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής και την επιτάχυνση της ροής νέων έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Τα μέτρα από την πλευρά της ζήτησης έχουν λάβει γενικά λιγότερη προσοχή, αλλά η μεγαλύτερη αποτελεσματικότητα αποτελεί ουσιαστικό μέρος της βραχυπρόθεσμης και μακροπρόθεσμης ανταπόκρισης. (International Energy Agency, 2022)

2.2.1 Ενεργειακό μίγμα Ευρώπης

Ο κόσμος βρίσκεται στη μέση μιας άνευ προηγουμένου παγκόσμιας ενεργειακής κρίσης με την Ευρώπη να βρίσκεται στο επίκεντρο της. Η καταπόνηση προϋπήρχε της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία, ωστόσο έχει επιδεινωθεί απότομα εξαιτίας της. Με την ενεργειακή σχέση Ευρώπης - Ρωσίας να βρίσκεται σε ρήξη και η βιωσιμότητα δεκαετιών υποδομών ορυκτών καυσίμων και επενδυτικών αποφάσεων που βασίζονται σε αυτό το θεμέλιο να τίθενται υπό αμφισβήτηση, οι εξαιρετικά υψηλές τιμές έχουν πυροδοτήσει μια επανεκτίμηση των ενεργειακών πολιτικών και προτεραιοτήτων. (International Energy Agency, 2022)

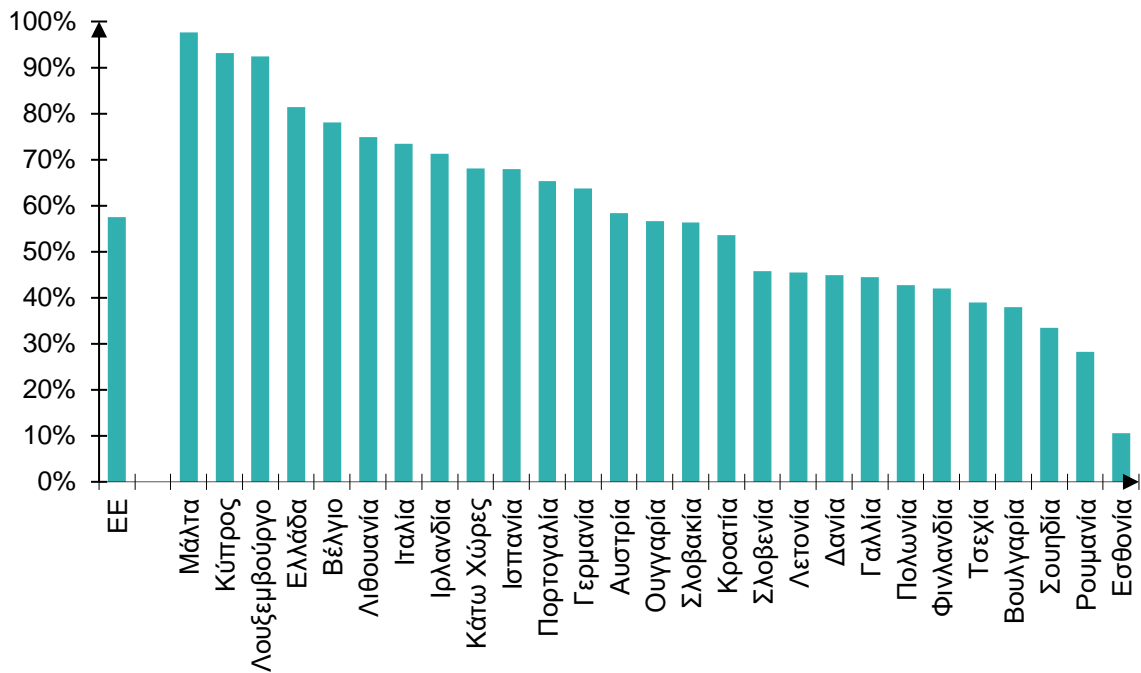
Το ενεργειακό μείγμα της ΕΕ τις τελευταίες δεκαετίες αλλάζει ως αποτέλεσμα των προσπαθειών της για την αφαίρεση του άνθρακα από το ενεργειακό της σύστημα. Τα πετρελαϊκά προϊόντα, το φυσικό αέριο και η πυρηνική ενέργεια μειώνονται, ενώ οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας συνεχίζουν τη μακροπρόθεσμη ανοδική τους τάση. Αναφορικά με την εξάρτηση της ΕΕ από τις εισαγωγές εκείνη αυξάνονταν με την πάροδο του χρόνου από τη χαμηλότερη τιμή που σημείωσε το 1990 (50,0%) στο 58,4% το 2008 και το ποσοστό ρεκόρ του 60,5 % το 2019 πριν πέσει το 2020 στα 57,5%.



Σχήμα 3. Εξάρτηση ΕΕ-27 από τις εισαγωγές ενέργειας 1990-2020 (Eurostat, n.d.)

Από το 2013 και τα 27 κράτη μέλη της ΕΕ είναι καθαροί εισαγωγείς ενέργειας. Τα υψηλότερα ποσοστά ενεργειακής εξάρτησης στην ΕΕ κατέγραψαν το 2020 η Μάλτα, η Κύπρος και το Λουξεμβούργο με ποσοστά μεταξύ 92,5% και 97,6% ενώ τα χαμηλότερα ποσοστά εξάρτησης σημείωσαν η Εσθονία (10,5%), η Ρουμανία (28,2%) και η Σουηδία (33,5%).

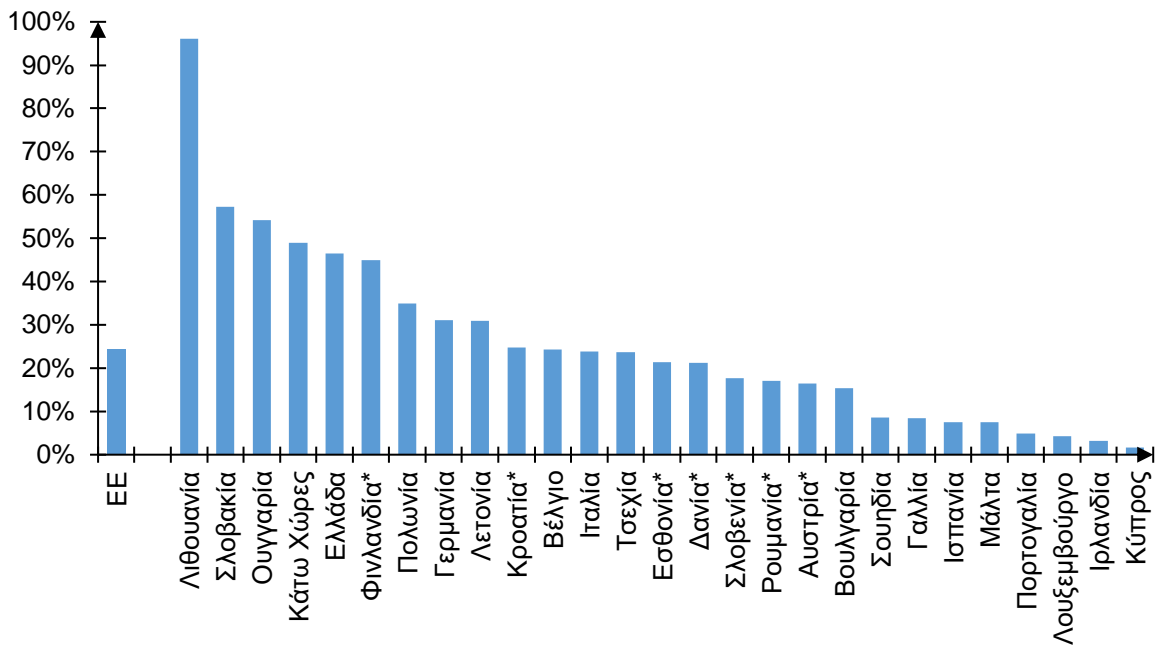
Εξάρτηση ανά κράτος απο τις εισαγωγές ενέργειας το 2020



Σχήμα 4. Εξάρτηση απο τις εισαγωγές ενέργειας ανα κράτος το 2020 (Eurostat, n.d.)

Η κύρια προέλευση των εισαγωγών ενέργειας από την ΕΕ έχει αλλάξει τα τελευταία χρόνια με την Ρωσία ωστόσο να έχει διατηρήσει τη θέση της ως ο κορυφαίος προμηθευτής όλων των βασικών εμπορευμάτων πρωτογενούς ενέργειας. Εξαιτίας του διαφορετικού ενεργειακού μείγματος και των διαφορετικών εξαρτήσεων από τις εισαγωγές έχουν δημιουργηθεί πολύ διαφορετικές ενεργειακές εξαρτήσεις ανά χώρα από τη Ρωσία. Για παράδειγμα, η χώρα με το μεγαλύτερο μερίδιο ενεργειακών αναγκών το 2020 που ικανοποιούνταν από ρωσικές εισαγωγές ήταν η Λιθουανία (96,1%), ακολουθούμενη από τη Σλοβακία (57,3%) και την Ουγγαρία (54,2%). Η λιγότερο εξαρτημένη ήταν η Κύπρος (1,7%), ακολουθούμενη από την Ιρλανδία (3,2%) και το Λουξεμβούργου (4,3%). (Eurostat, n.d.)

Εισαγωγές από τη Ρωσία σε ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια το 2020

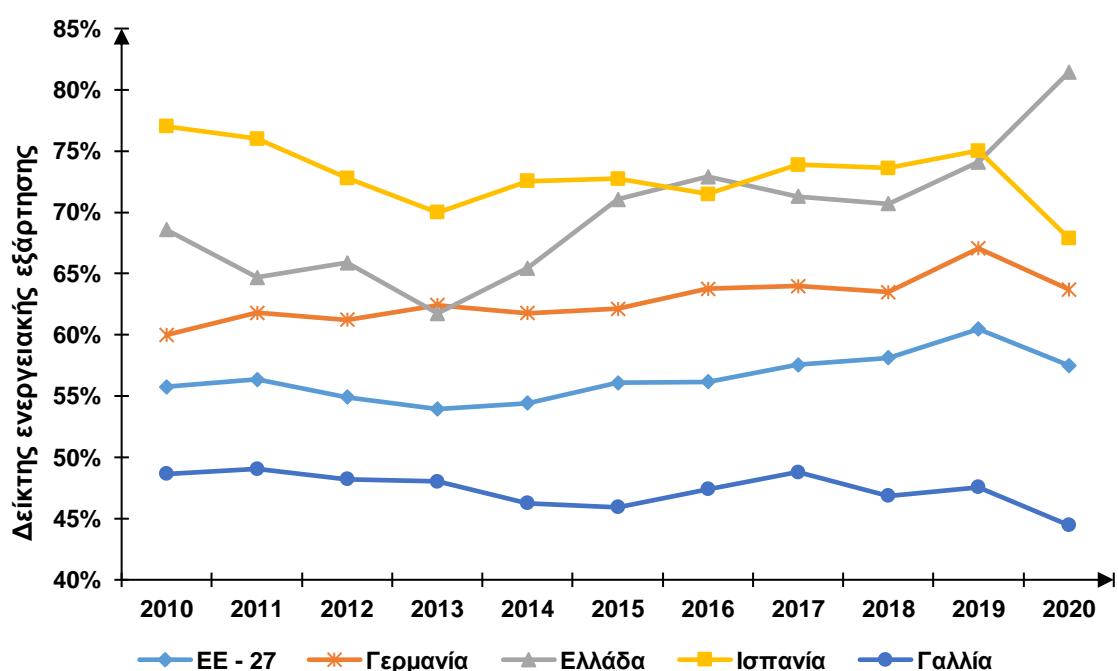


Σχήμα 5. Εισαγωγές από τη Ρωσία σε ακαθάριστη διαθέσιμη ενέργεια το 2020 (Eurostat, n.d.)

2.2.2 Ενεργειακό μίγμα Ελλάδας

Η Ελλάδα, σύμφωνα με τις συμφωνίες της ΕΕ και άλλες διεθνείς συμφωνίες, έχει θέσει στόχους να μειώσει σταδιακά τις εκπομπές ΑτΘ έως το 2050 και να γίνει μια κλιματικά ουδέτερη οικονομία. Με την διαδικασία απανθρακοποίησης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα να συνεχίζεται και το μερίδιο δυναμικότητας των λιγνιτικών ενεργειακών τεχνολογιών να έχει μειωθεί στο 12% τον Ιανουάριο του 2022, οι εκπομπές της αντιπροσωπεύουν το 2,4% του συνόλου της ΕΕ. Με την απολιγνητοποίηση η Ελλάδα το 2020 κατάφερε να μειώσει κατά 11% τις εκπομπές της σε σύγκριση με τα επίπεδα του 2019. Παρά την σημαντική αυτή πτώση, η κατάργηση του λιγνίτη θα μεταφερθεί από το 2025 στο 2028 με σκοπό την μείωση της εξάρτησης από τις εισαγωγές φυσικού αερίου. Σημαντική πρόοδος έχει σημειωθεί επίσης στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας παρά τις όποιες δυσλειτουργίες που υφίστανται στους όρους σύνδεσης και τον αριθμό των αιτήσεων που αναμένουν το άνοιγμα του απαιτούμενου ηλεκτρικού χώρου για την έναρξη λειτουργίας τους. Ο εθνικός στόχος των 7,7 GW για τη δεκαετία έως το 2030 συνεζίζεται να καλύπτεται με αμείωτους ρυθμούς έχοντας προσθέσει στην αγορά 1,5 GW νέων πράσινων έργων το 2021, ενώ σχεδιάζεται μέχρι το 2025 να προστεθούν 3 GW στο σύστημα.

Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα. Σε αντίθεση με την τάση των κρατών μελών της ΕΕ η ενεργειακή εξάρτηση της Ελλάδας αυξάνεται συνεχώς φτάνοντας το 2020 στο υψηλότερο επίπεδο της από το 2010, με τον δείκτη εξάρτησης από τις εισαγωγές ενέργειας να ανέρχεται στο 81,4%. (Imerisia, 2022) Ως καύσιμο μετάβασης από το λιγνίτη, το εισαγόμενο φυσικό αέριο συνεχίζει να υποστηρίζει την παραγωγή ενέργειας της χώρας με αυξανόμενο ρυθμό ενώ η μαζική επένδυση σε ανανεώσιμες πηγές έχει βελτιώσει σημαντικά την ενεργειακή απόδοση. Μελλοντικά η διαφοροποίηση της προσφοράς και οι προβλεπόμενες διασυνδέσεις των ελληνικών νησιών θα αποτελέσουν ενισχυτικούς παράγοντες στη δράση μείωσης των εισαγωγών ενέργειας στην Ελλάδα.



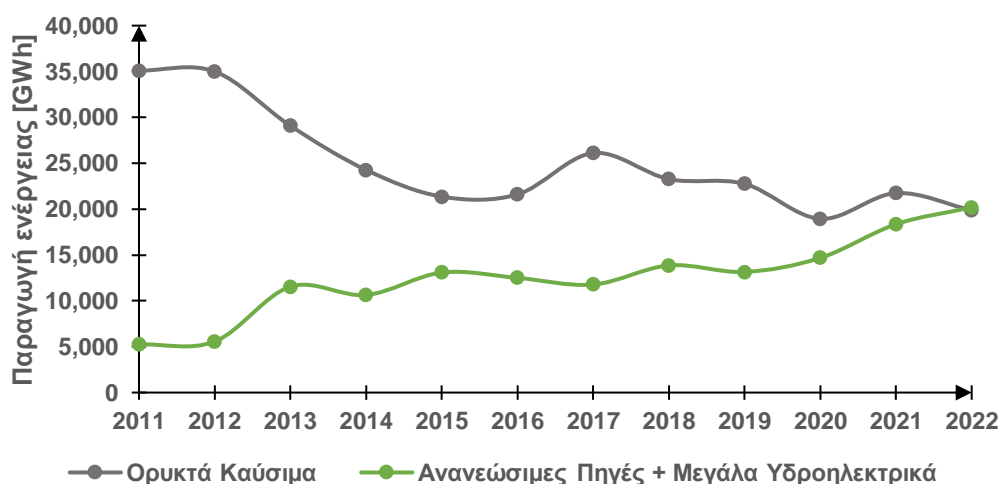
Σχήμα 6. Δείκτης ενεργειακής εξάρτησης ΕΕ-27, Γερμανίας, Ελλάδας, Ισπανίας και Γαλλίας 2010-2020 (Eurostat, n.d)

Τα τελευταία τρία χρόνια οι ΑΠΕ και το φυσικό αέριο στην Ελλάδα αντικαθιστούν με υψηλότερο ρυθμό τον λιγνίτη στο μείγμα παραγωγής ενέργειας και για πρώτη φορά στην ιστορία της Ελλάδας οι ετήσιες εκπομπές CO₂ από λιγνιτικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής ήταν χαμηλότερες από εκείνες των σταθμών φυσικού αερίου. (Hellenic Association for Energy Economics, 2022) Σύμφωνα με τα τελευταία μηνιαία στοιχεία για το διασυνδεδεμένο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας από τον ΑΔΜΗΕ (Οκτώβριος 2022): Για πρώτη φορά τους πρώτους 10 μήνες του έτους, η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται σωρευτικά από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών, ξεπέρασε αυτή των ορυκτών καυσίμων (ορυκτό αέριο και

λιγνίτη). Παρόλο που τα ορυκτά καύσιμα ήταν ακόμη μπροστά μέχρι τον Σεπτέμβριο του 2022, η αυξημένη παραγωγή ΑΠΕ που σημειώθηκε τον Οκτώβριο σε συνδυασμό με έντονη μείωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας τον ίδιο μήνα, τις υψηλές τιμές φυσικού αερίου και άλλες οικονομικές παραμέτρους, αντέστρεψαν αυτή την τάση, οδηγώντας σε σημαντική μείωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτό αέριο και λιγνίτη (-58% και -23% αντίστοιχα σε σύγκριση με τον Οκτώβριο του 2021).

Ορυκτά Καύσιμα vs ΑΠΕ

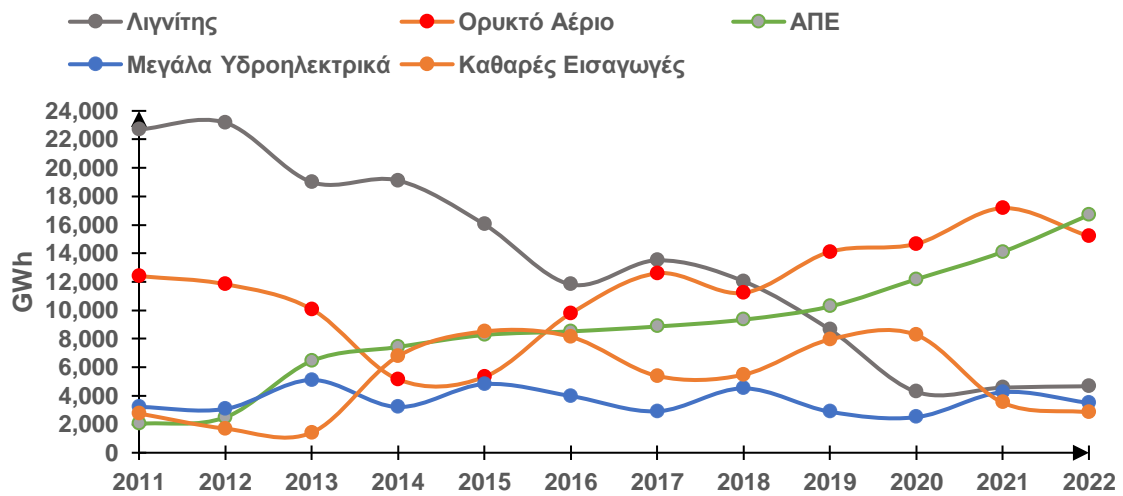
Πρώτοι 10 μήνες κάθε έτους για το ηλεκτρικό δίκτυο της Ελλάδας



Σχήμα 7. Παραγωγή ορυκτών καυσίμων και ΑΠΕ τους πρώτους 10 μήνες κάθε έτους για το ηλεκτρικό δίκτυο της Ελλάδας 2011-2022(The Green Tank, 2022) (ΑΔΜΗΕ, n.d)

Οι ΑΠΕ (16.689 GWh) - εξαιρουμένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών - αποτελούν πλέον την πρώτη πηγή ηλεκτρικής ενέργειας, αφήνοντας το ορυκτό αέριο (15.193 GWh) στη δεύτερη θέση, ακολουθούμενο από τον λιγνίτη (4.666 GWh), τα μεγάλα υδροηλεκτρικά (34.98GWh) και τις καθαρές εισαγωγές με 2.834 GWh.

Σύγκριση πηγών ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη της ζήτησης στην Ελλάδα Πρώτοι 10 μήνες κάθε έτους

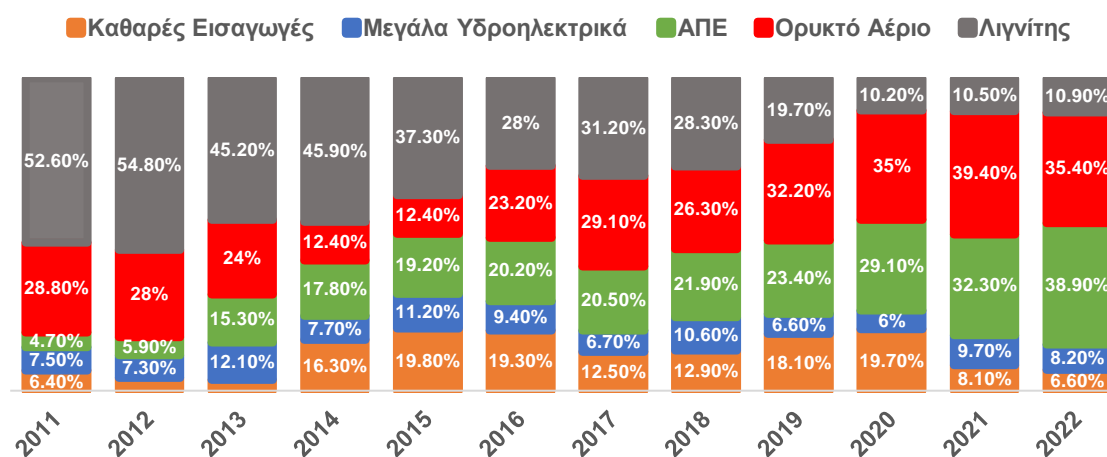


Σχήμα 8. Σύγκριση πηγών ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη της ζήτησης στην Ελλάδα τους πρώτους 10 μήνες κάθε έτους 2011-2022 (The Green Tank, 2022) (ΑΔΜΗΕ, n.d)

Ως αποτέλεσμα, το πρώτο 10μηνο του 2022, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών, κάλυψαν το 47,11% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, αυξάνοντας το μερίδιό τους κατά 5 ποσοστιαίες μονάδες μόλις τον τελευταίο χρόνο, παρά το γεγονός ότι η συμβολή των μεγάλων υδροηλεκτρικών μειώθηκε λόγω του γεγονότος ότι το 2022 ήταν μια ξηρή χρονιά. Το ορυκτό αέριο κάλυψε το 35,4% της κατανάλωσης - ποσοστό σημαντικά χαμηλότερο από το προηγούμενο έτος, ενώ ο λιγνίτης παρέμεινε στα επίπεδα των 2 προηγούμενων ετών. Τέλος, οι καθαρές εισαγωγές κάλυψαν μόλις το 6,6% της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, το χαμηλότερο μερίδιο που έχει να παρουσιασθεί από το έτος 2013.

Μερίδια των πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα

Πρώτοι 10 μήνες κάθε έτους

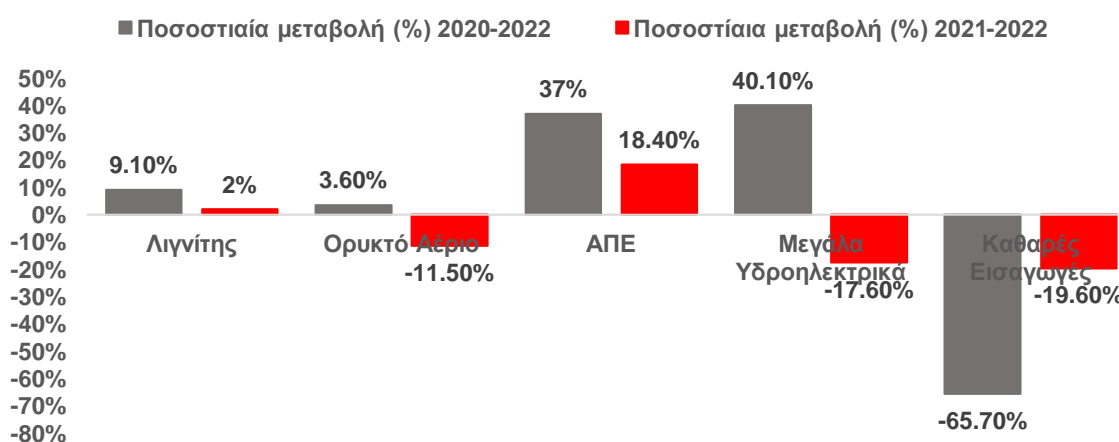


Σχήμα 9. Μερίδια των πηγών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα τους πρώτους 10 μήνες κάθε έτους 2011-2022 (The Green Tank, 2022) (ΑΔΜΗΕ, n.d)

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας εξαιρουμένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών σημείωσαν τη μεγαλύτερη ποσοστιαία αύξηση (+18,4%) το πρώτο 10μηνο του 2022 σε σύγκριση με την αντίστοιχη περίοδο του 2021. Εκτός από τις ΑΠΕ, η παραγωγή λιγνίτη αυξήθηκε επίσης, αλλά μόνο οριακά (+2% ή μόλις 93 GWh). Αντίθετα, το ορυκτό αέριο κατέγραψε σημαντική ποσοστιαία μείωση (-11,5%) σε σύγκριση με την ίδια περίοδο του 2021, αλλά παρέμεινε σε οριακά υψηλότερα επίπεδα από αυτά του 2020. (The Green Tank, 2022)

Μεταβολές της ηλεκτροπαραγωγής ανά πηγή το 2022 σε σχέση με το 2020 και το 2021

Πρώτοι 10 μήνες κάθε έτους



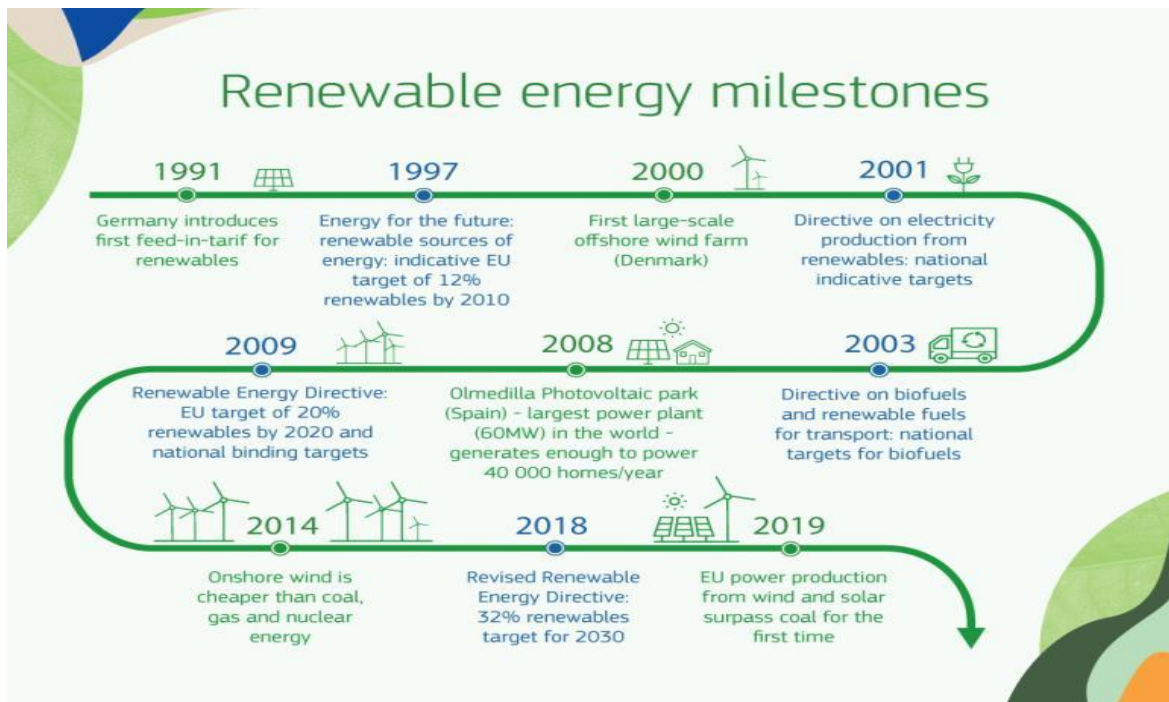
Σχήμα 10. Μεταβολές της ηλεκτροπαραγωγής ανά πηγή το 2022 σε σχέση με το 2020 και το 2021 τους πρώτους 10 μήνες κάθε έτους (The Green Tank, 2022) (ΑΔΜΗΕ, n.d)

3 Στροφή προς τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα διαδραματίσουν θεμελιώδη ρόλο στην επίτευξη των ενεργειακών και κλιματικών στόχων της ΕΕ. Όχι μόνο διατίθεται σε αφθονία εντός της ΕΕ, αλλά είναι επίσης οικονομικά ανταγωνιστικές συγκριτικά με τα ορυκτά καύσιμα. Ως εκ τούτου, μπορούν να βοηθήσουν να γίνουν πιο προσιτά τα ενεργειακά συστήματα και να μειώσουν την εξάρτηση της ΕΕ από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα. Έχουν επίσης τη δυνατότητα να προσφέρουν μια σειρά από νέες θέσεις εργασίας, να δημιουργήσουν νέες βιομηχανικές ευκαιρίες καθώς και να συμβάλουν στην οικονομική ανάπτυξη. Η νομοθεσία της Ευρωπαϊκής Ένωσης σχετικά με την προώθηση των ΑΠΕ εξελίχθηκε σημαντικά τα τελευταία 15 χρόνια. Το 2009, τέθηκε στόχος από τους ηγέτες της μερίδιο 20% της κατανάλωσης ενέργειας της ΕΕ από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έως το 2020. Το 2018, συμφωνήθηκε στόχος μεριδίου 32% της κατανάλωσης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας έως το 2030. Τον Ιούλιο του 2021 προτάθηκε στους συννομοθέτες η αναθεώρηση του στόχου στο 40% έως το 2030. (Ciucci, 2022)

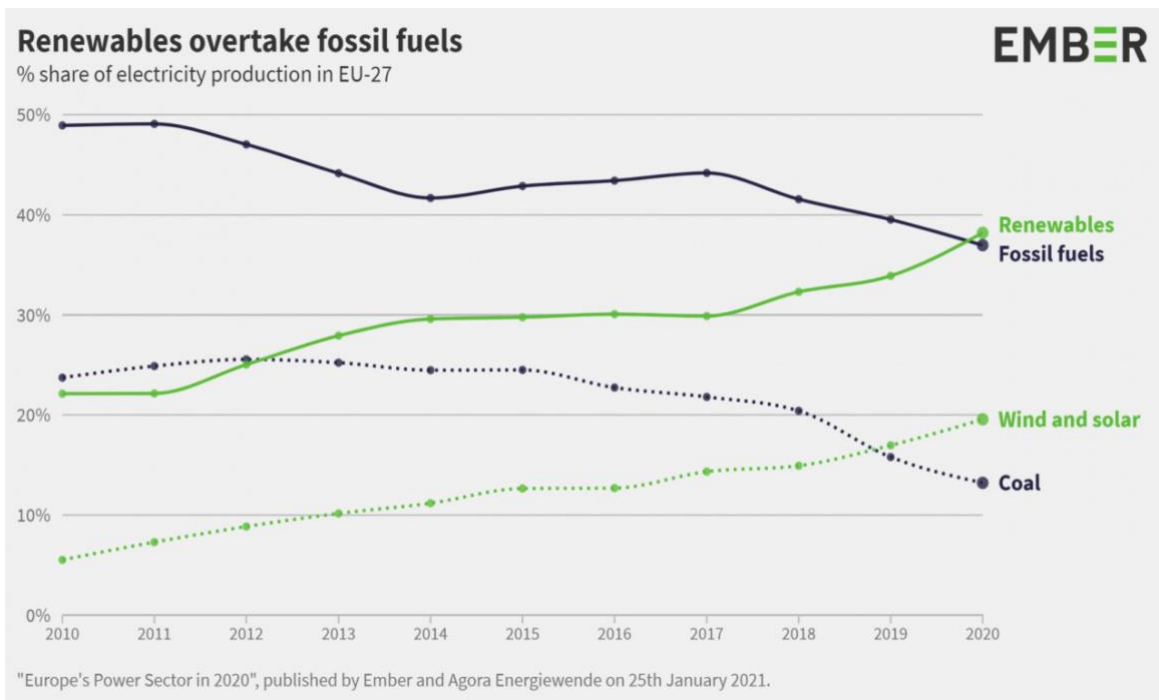
3.1 Η εξέλιξη των ΑΠΕ με την πάροδο του χρόνου

Ως τεχνολογία, η ανανεώσιμη ενέργεια δεν είναι καινούργια καθώς έχει ισχυρή βάση στην Ευρώπη. Ήδη από το 1991, στη Δανία είναι εγκατεστημένο το πρώτο υπεράκτια αιολικό πάρκο στον κόσμο το «Vindeby» το οποίο αποτελούνταν από συνολικά 11 ανεμογεννήτριες. Η Γερμανία την ίδια χρονιά εισήγαγε το πρώτο «feed-in-tariff» στην Ευρώπη για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ένας μηχανισμός πολιτικής που σχεδιάστηκε για να προσφέρει μακροπρόθεσμες συμβάσεις σε παραγωγούς ΑΠΕ. Μέχρι το 2000, περισσότερο από το 70% του συνόλου της εγκατεστημένης αιολικής ενέργειας στον κόσμο και το 20% των παγκόσμιων εγκαταστάσεων ηλιακών φωτοβολταϊκών αντιπροσωπεύονταν από την Ευρώπη. Το 2000 το πρώτο μεγάλης κλίμακας αιολικό πάρκο στον κόσμο «Horns Rev» είδε το φως - και αυτή τη φορά στη Δανία -χρησιμοποιούσε πολλές τεχνολογίες - πρότυπα για την υπεράκτια αιολική ενέργεια. Μέχρι το 2008 η Ευρώπη κατάφερε να γίνει η μεγαλύτερη αγορά ηλιακών φωτοβολταϊκών καλύπτοντας περισσότερο από το 70% της αγοράς. Την ίδια χρονιά, το «Olmedilla Photovoltaic Park» στην Ισπανία - μια μονάδα παραγωγής ενέργειας 60MW, που την καθιστά τη μεγαλύτερη στον κόσμο - παρήγαγε αρκετή ηλιακή ενέργεια για την τροφοδοσία 40.000 κατοικιών ετησίως. Με τον υπόλοιπο κόσμο να χρησιμοποιεί και παράγει ολοένα και περισσότερο ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η Ευρώπη συνεχίζει να είναι πρωτοπόρος. Τον Ιούλιο του 2019, η Πορτογαλία πέτυχε, ένα ρεκόρ που διατηρείται ακόμα και σήμερα, το χαμηλότερο κόστος ενός ηλιακού φωτοβολταϊκού πάρκου παγκοσμίως.



Εικόνα 3. Ορόσημα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (European Commission, 2020)

Σε ολόκληρη την ΕΕ, το μερίδιο των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας αυξήθηκε σημαντικά τα τελευταία χρόνια. Το 2019, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ξεπέρασε ουσιαστικά για πρώτη φορά αυτήν των ορυκτών καυσίμων (Εικόνα 4), γεγονός που αποτέλεσε ορόσημο για την Ευρώπη στη μετάβαση της προς την καθαρή ενέργεια. (Ember, 2022)



Εικόνα 4. Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ξεπερνούν τα ορυκτά καύσιμα στο % μερίδιο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ-27 (Ember, 2022)

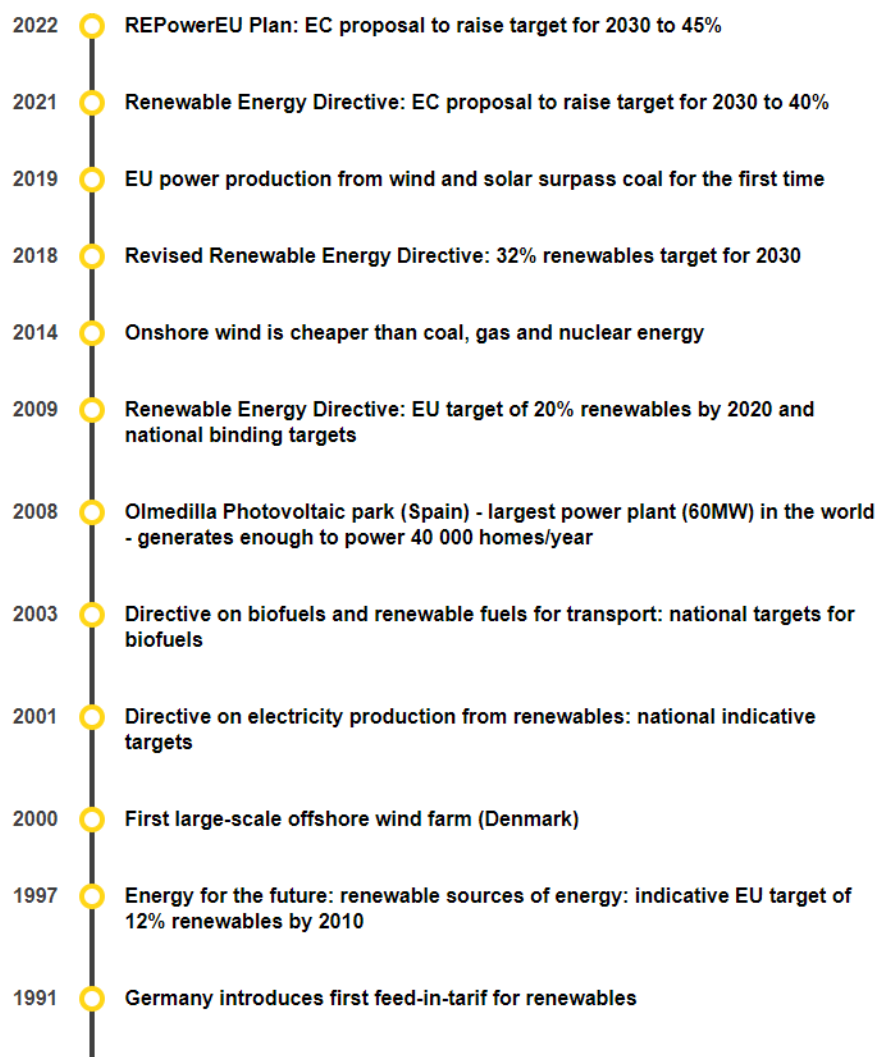
3.2 Η νομοθεσία της ΕΕ για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας

Στην προσπάθεια της ΕΕ να ηγηθεί παγκόσμια στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών, έχει θέσει ένα σαφές δρόμο για την καλύτερη ενσωμάτωση των ΑΠΕ στα ενεργειακά συστήματα μέσω της νομοθεσίας της για να ακολουθήσουν και οι υπόλοιποι.

Η οδηγία για τις ΑΠΕ αποτελεί το νομικό πλαίσιο ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών σε όλους τους τομείς της οικονομίας της ΕΕ και υποστηρίζει τη συνεργασία μεταξύ των χωρών της. Όταν η Οδηγία για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (2009/28/ΕΚ) καθόρισε εθνικούς στόχους για τις χώρες μέλη της ΕΕ, θεωρήθηκε ως «πράξη καινοτομίας». Σήμερα, 173 χώρες στον κόσμο έχουν τέτοιους στόχους. Από την εισαγωγή της το 2009, η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας συνέχισε να αυξάνεται κάθε χρόνο φθάνοντας σε περισσότερο από 22% το 2020. Η οδηγία για τις ΑΠΕ αναθεωρήθηκε το 2018 και έγινε νομικά δεσμευτική από τον Ιούνιο του 2021 ως μέρος της δέσμης «Καθαρή ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους» με στόχο να διατηρήσει την ΕΕ παγκόσμιο ηγέτη στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και να την βοηθήσει στην προσπάθεια μείωσης των εκπομπών της. Η αναθεωρημένη οδηγία αποτέλεσε συνέχεια του στόχου του 20% και καθόρισε έναν νέο στόχο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για το 2030 στο 32%, με πιθανή αναθεώρηση προς τα άνω έως το 2023. Η οδηγία έθεσε τον πρωταρχικό ευρωπαϊκό στόχο για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και περιλάμβανε ποικίλους κανόνες για τη

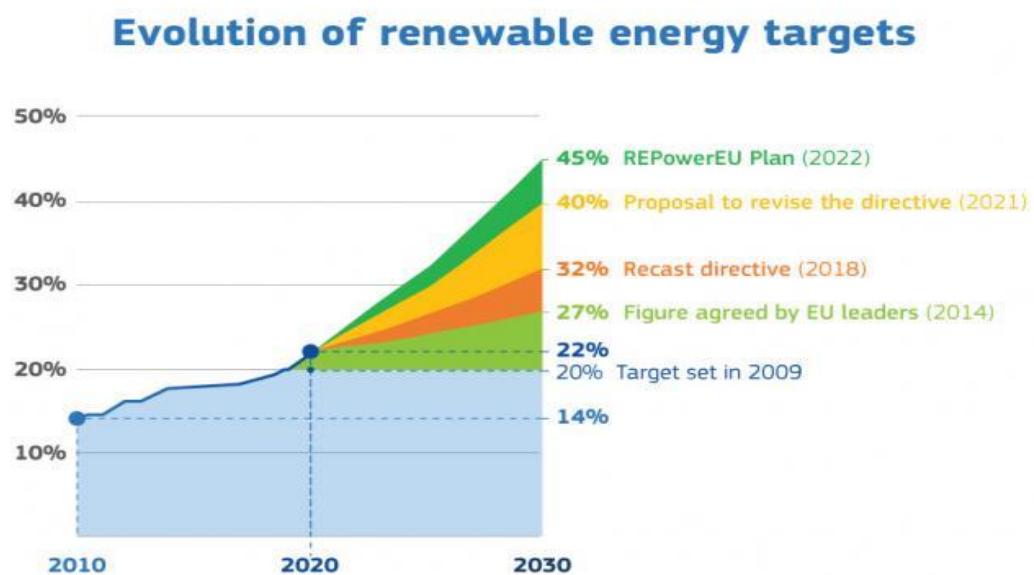
διασφάλιση της απορρόφησης των ΑΠΕ στους τομείς των μεταφορών, της θέρμανσης και ψύξης. Θέσπισε επίσης κανόνες για την άρση των φραγμών, την τόνωση των επενδύσεων και τη μείωση του κόστους στις τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δίνοντας τη δυνατότητα στους καταναλωτές και τις επιχειρήσεις να συμμετάσχουν στη πράσινη μετάβαση. Τον Ιούλιο του 2021, προτάθηκε αναθεώρηση της οδηγίας (COM/2021/557 final) με αυξημένο στόχο 40% ως μέρος της δέσμης για την υλοποίηση της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας. Τον Μάιο του 2022, για το σχέδιο REPowerEU (COM/2022/230 final) η Επιτροπή πρότεινε την περαιτέρω αύξηση του συγκεκριμένου στόχου στο 45% έως το 2030. (European Commission, 2020) (European Commission, n.d)

Timeline for renewable energy in the EU



Εικόνα 5. Χρονοδιάγραμμα για τις ΑΠΕ στην ΕΕ (European Commission, n.d)

Το σχέδιο REPowerEU δημοσιεύτηκε στις 18 Μαΐου 2022 ως απάντηση στις δυσκολίες και τη διαταραχή της παγκόσμιας αγοράς ενέργειας που προκλήθηκε από την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία. Το σχέδιο για την ταχεία μείωση της εξάρτησης της ΕΕ από τα ρωσικά ορυκτά καύσιμα αρκετά πριν από το 2030, καθορίζει μια σειρά μέτρων που βασίζονται σε τρεις πυλώνες: την εξοικονόμηση ενέργειας, την παραγωγή πράσινης ενέργειας και τη διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ. Όπως αναφέρθηκε παραπάνω ως μέρος αύξησης της ανανεώσιμης ενέργειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η Επιτροπή πρότεινε και την αύξηση του προηγούμενου στόχου στο 45% έως το 2030.



Εικόνα 6. Εξέλιξη στόχων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (European Commission, n.d)

Η αύξηση αυτή αναμένεται να φέρει τη συνολική δυναμικότητα παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές σε 1.236 GW έως το 2030, σε σύγκριση με 1.067 GW έως το 2030 που προβλέπεται στην πρόταση του 2021. Για να επιταχυνθεί περαιτέρω η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η Επιτροπή ενέκρινε επίσης σύσταση για την επιτάχυνση των διαδικασιών χορήγησης αδειών για έργα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και τη διευκόλυνση των συμφωνιών αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. (European Commission, n.d)

4 Υβριδικά Συστήματα Παραγωγής Ενέργειας

Την τελευταία δεκαετία, η κλιματική αλλαγή και η υποβάθμιση του περιβάλλοντος αντιπροσωπεύουν μια τεράστια απειλή για ολόκληρο τον κόσμο και γίνονται ζητήματα σημαντικού διεθνούς ενδιαφέροντος. Οι μελετητές στοχεύουν να καθορίσουν μια νέα στρατηγική ανάπτυξης που θα μεταμορφώσει την παγκόσμια οικονομία βελτιώνοντας την αποδοτικότητά της στους ενεργειακούς πόρους, εστιάζοντας στο επίπεδο μηδενικών εκπομπών και στους αυξημένους στόχους για τη μείωση των ΑτΘ. Οι στόχοι που περιγράφονται παραπάνω μπορούν να επιτευχθούν με την εφαρμογή μιας διαδικασίας ενεργειακής μετάβασης που επικεντρώνεται στη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Υπό αυτή την έννοια, η πεπερασμένη διαθεσιμότητα ορυκτών πηγών, η εκθετική αύξηση των λιανικών τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και η σημαντική ανάπτυξη του τομέα των ανανεώσιμων πηγών έχουν υποστηρίξει αυτή τη μετάβαση. (Elmorshedy *et al.*, 2021)

Ο όρος υβριδικό ενεργειακό σύστημα αναφέρεται σε εκείνες τις εφαρμογές στις οποίες χρησιμοποιούνται πολλαπλές συσκευές μετατροπής ενέργειας μαζί για την κάλυψη μιας ενεργειακής απαίτησης. Αυτά τα συστήματα χρησιμοποιούνται συχνά σε μεμονωμένες εφαρμογές και συνήθως περιλαμβάνουν τουλάχιστον μία ανανεώσιμη πηγή ενέργειας στη διαμόρφωση. Τα υβριδικά ενεργειακά συστήματα χρησιμοποιούνται ως εναλλακτική λύση σε πιο συμβατικά συστήματα, τα οποία συνήθως βασίζονται σε μια ενιαία πηγή ορυκτών καυσίμων. Ο πιο γενικός ορισμός είναι ο ακόλουθος: «Τα υβριδικά ενεργειακά συστήματα είναι συνδυασμοί δύο ή περισσότερων συσκευών μετατροπής ενέργειας (π.χ. γεννήτριες ηλεκτρικής ενέργειας ή συσκευές αποθήκευσης) ή δύο ή περισσότερων καυσίμων για την ίδια συσκευή, που όταν ενσωματωθούν, ξεπερνούν περιορισμούς που μπορεί να είναι εγγενείς σε ένα από τα δυο.» (Manwell, 2004)

4.1 Αυτόνομα Υβριδικά Συστήματα Παραγωγής Ενέργειας

Συνήθως, τα υβριδικά συστήματα περιλαμβάνουν δύο ή περισσότερες ΑΠΕ όπως φωτοβολταϊκά, αιολικά, μικρά υδροηλεκτρικά, βιομάζα σε συνδυασμό με συμβατικές τεχνολογίες, όπως γεννήτριες ντίζελ, αεριοστρόβιλους και κυψέλες καυσίμου. Η λειτουργία όμως μιας γεννήτριας πετρελαίου απαιτεί τη συνεχή τροφοδοσία με καύσιμο, γεγονός που μπορεί να αποτελεί μειονέκτημα σε απομονωμένες περιοχές, όπου η μεταφορά του καυσίμου είναι ακριβή. Επιπλέον, η λειτουργία μιας τέτοιας γεννήτριας παράγει αέρια θερμοκηπίου. Αντίστοιχα η μεταβλητότητα και η αβεβαιότητα που ενυπάρχουν στη χρήση ΑΠΕ περιπλέκουν την εξισορρόπηση της προσφοράς και της ζήτησης. Η απουσία συνεχούς διαθεσιμότητας ορισμένων ΑΠΕ δημιουργεί προβλήματα

μετατροπής καθώς όσον αφορά την παραγωγή φωτοβολταϊκών και αιολικής ενέργειας, υπάρχει μια ημερήσια και εποχιακή αναντιστοιχία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Σε τέτοιες περιπτώσεις οι συμβατικές μονάδες είναι εκείνες που αναλαμβάνουν την κάλυψη του μεγαλύτερου μέρους ζήτησης ενέργειας. Επομένως, τα υβριδικά συστήματα αναπτύσσουν τα χαρακτηριστικά των επιμέρους τεχνολογιών από τις οποίες αποτελούνται. (Elmorshedy *et al.*, 2021), (Panapakidis, Sarafianos and Alexiadis, 2012)

Επιπλέον σημαντικός περιορισμός τίθεται και σε περιόδους χαμηλής ζήτησης, όπου υπάρχει πλεόνασμα σημαντικών ποσών ενέργειας τα οποία απορρίπτονται στην περίπτωση που δεν υπάρχει κάποιο μέσο να τα αποθηκεύσει. Για να είναι οικονομικά βιώσιμο και αποτελεσματικό ένα τέτοιο σύστημα θα πρέπει να διαθέτει κάποιο μέσο αποθήκευσης ενέργειας, το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί αργότερα για την τροφοδοσία κατά τις περιόδους υψηλής ζήτησης. Με αυτό τον τρόπο, επιτυγχάνεται τόσο η μείωση στο κόστος από τη λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής όσο και στο ενεργοβόρο κόστος εκκίνησης και σβησίματος αυτών. Περιορίζοντας τις συμβατικές αυτές μονάδες με τη χρήση αποθηκευτικών μέσων, επιτυγχάνεται η μέγιστη δυνατή ενεργειακή αυτονομία καθώς και ο περιορισμός της περιβαλλοντικής ρύπανσης. (Ευθυμιάδης and Σιμιτσής, 2019)



Εικόνα 7. Συνοπτική απεικόνιση αυτόνομου υβριδικού συστήματος

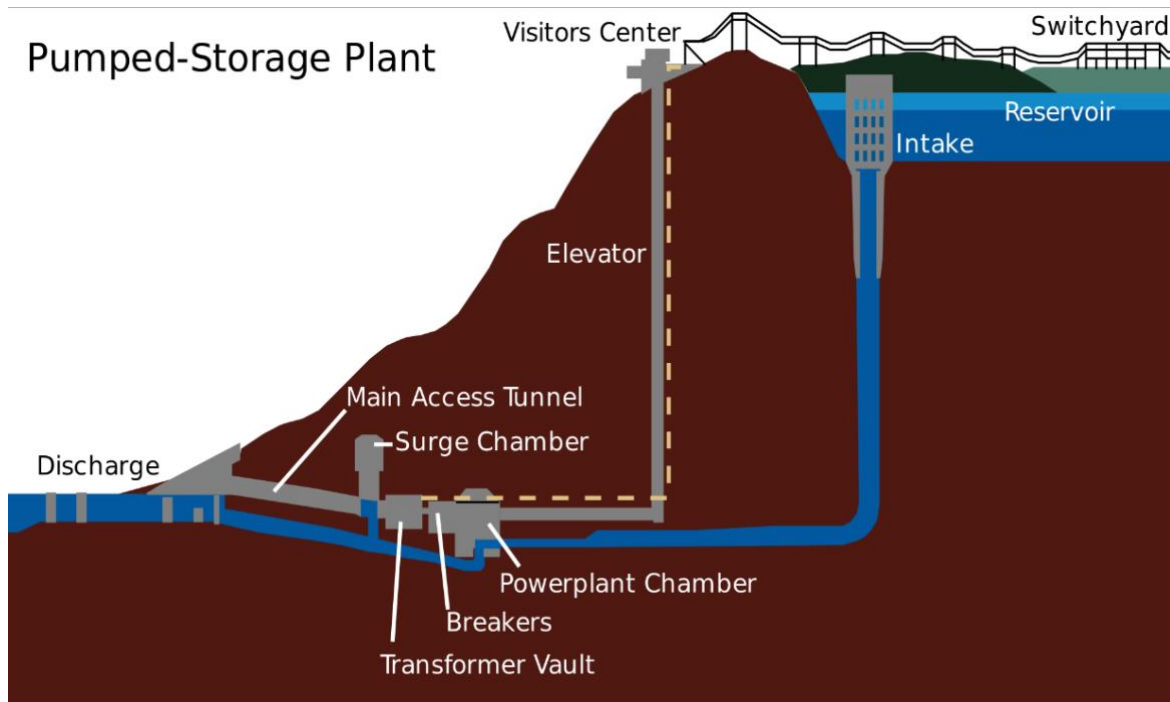
4.1.1 Συστήματα Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το αυξημένο ενδιαφέρον για την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας οφείλεται σε μεγάλο βαθμό στην εκρηκτική ανάπτυξη των μεταβλητών ανανεώσιμων πόρων, όπως η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, καθώς και στη παγκόσμια τάση για εξανθράκωση της ενεργειακής οικονομίας. Ωστόσο, τα υπάρχοντα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας που υπάρχουν παγκοσμίως δεν είναι εξοπλισμένα για να χειριστούν μια μαζική εισροή μεταβαλλόμενων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας χωρίς σοβαρές διαταραχές του δικτύου. Είναι γενικά αποδεκτό ότι μια άνω του 20% διεύδυση από διαλείπουσες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορεί να αποσταθεροποιήσει σε μεγάλο βαθμό το σύστημα του δικτύου. Ασφαλώς, τα μεγάλης κλίμακας συστήματα αποθήκευσης ενέργειας μπορεί να μετριάσουν πολλές από τις αδυναμίες και ελλείψεις του συστήματος και να συμβάλουν στη βελτίωση της αξιοπιστίας του δικτύου, στη διευκόλυνση της πλήρους ενσωμάτωσης ανανεώσιμων πηγών και στην αποτελεσματική διαχείριση της παραγωγής ενέργειας. Η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας προσφέρει άλλα δυο σημαντικά πλεονεκτήματα. Πρώτον, αποσυνδέει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το φορτίο ή τον τελικό χρήστη ηλεκτρικής ενέργειας, καθιστώντας έτσι ευκολότερη τη ρύθμιση της προσφοράς και της ζήτησης. Δεύτερον, επιτρέπει κατανομημένες ευκαιρίες αποθήκευσης για τοπικά δίκτυα ή μικροδίκτυα, τα οποία βελτιώνουν σημαντικά την ασφάλεια του δικτύου, και ως εκ τούτου, την ενεργειακή ασφάλεια. Επί του παρόντος, υπάρχουν μόνο 170 GW εγκατεστημένης χωρητικότητας σε όλο τον κόσμο, περισσότερο από το 96% της οποίας παρέχεται από συστήματα αντλησιοταμίευσης, τα οποία είναι περιορισμένα σε χώρο και δεν είναι ευρέως διαθέσιμα. Ωστόσο, οι μπαταρίες κλίμακας δικτύου πλησιάζουν και προβλέπεται να ευθύνονται για την πλειονότητα της ανάπτυξης αποθήκευσης παγκοσμίως. Η συνολική εγκατεστημένη τους χωρητικότητα ήταν κοντά στα 16 GW στο τέλος του 2021. (Gür, 2018), (IEA, 2022)

4.1.1.1 Αντλησιοταμίευση

Η αντλησιοταμίευση ως το πιο ευρέως εφαρμοσμένο μεγάλης κλίμακας σύστημα αποθήκευσης ενέργειας προορίζεται κυρίως για αποθήκευση μεγάλης κλίμακας ισχύος και μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε συνδυασμό με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και υβριδικά συστήματα. Όπως παρουσιάζεται στην Εικόνα 15, ένα τέτοιο σύστημα περιλαμβάνει συνήθως δυο δεξαμενές που έχουν μεγάλη υψομετρική διαφορά, μια μονάδα για την άντληση νερού στον άνω ταμιευτήρα νερού (για αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας υπό τη μορφή υδραυλικής δυναμικής ενέργειας κατά τις ώρες εκτός αιχμής) και έναν στρόβιλο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με το νερό να επιστρέφει στον κάτω

ταμιευτήρα (μετατροπή της δυναμικής ενέργειας σε ηλεκτρική ενέργεια κατά τις ώρες αιχμής). Σαφώς, η ποσότητα της αποθηκευμένης ενέργειας είναι ανάλογη με την υψομετρική διαφορά μεταξύ των δυο δεξαμενών και του όγκου του αποθηκευμένου νερού.



Εικόνα 8. Σύστημα αντλιοσταμείωσης νερού

Αποτελεί μια ώριμη τεχνολογία με μεγάλη έκταση, μεγάλη περίοδο αποθήκευσης, υψηλή απόδοση και σχετικά χαμηλό κόστος κεφαλαίου ανά μονάδα ενέργειας. Λόγω της μικρής εξάτμισης και διείσδυσης, η περίοδος αποθήκευσης μπορεί να ποικίλει από τυπικά ώρες σε ημέρες και ακόμη και χρόνια. Λαμβάνοντας υπόψη τις απώλειες εξάτμισης και μετατροπής, το 71% έως 85% της ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιείται για την άντληση του νερού στην υπερυψωμένη δεξαμενή μπορεί να ανακτηθεί. Σημαντικό πλεονέκτημα της αποτελεί η παροχή άμεσης και εγγυημένης ισχύος στο δίκτυο εξαιτίας της γρήγορης εκκίνησης των υδροστροβίλων, ενώ συνεργάζονται άψογα με τις ΑΠΕ, καθώς παρέχουν ισχύ στο δίκτυο με αξιοπιστία καλύπτοντας τη στοχαστική λειτουργία τους.

Αντιθέτως, τα κυριότερα μειονέκτημά τους είναι κυρίως γεωγραφικοί, γεωλογικοί και περιβαλλοντικοί περιορισμοί όπως η έλλειψη διαθέσιμων χώρων για δεξαμενές και φράγματα, ο μεγάλος χρόνος παράδοσης τους (συνήθως 10 χρόνια), το υψηλό κόστος κατασκευής και οι παρεμβάσεις στο φυσικό περιβάλλον (π.χ. αφαίρεση δέντρων και

βλάστησης από μεγάλες εκτάσεις γης). (Ευθυμιάδης and Σμιτσής, 2019), (Chen *et al.*, 2009)

4.1.1.2 Συσσωρευτές

Η αποθήκευση ενέργειας μέσω συσσωρευτών είναι μια τεχνολογία που επιτρέπει στους διαχειριστές συστημάτων ισχύος και στις επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας να αποθηκεύουν ενέργεια για μελλοντική χρήση. Ένα τέτοιο σύστημα αποθήκευσης ενέργειας είναι μια ηλεκτροχημική συσκευή που φορτίζει (ή συλλέγει ενέργεια) από το δίκτυο ή από μια μονάδα παραγωγής και στη συνέχεια την αποδίδει πίσω στο δίκτυο για παροχή ηλεκτρικής ενέργειας ή για άλλες υπηρεσίες δικτύου όταν αυτό απαιτείται. Υπάρχουν διαφορετικές τεχνολογίες μπαταριών διαθέσιμες ή υπό έρευνα στην αγορά με την κάθε μια να παρουσιάζει τα δικά της πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα σε σύγκριση με τις υπόλοιπες. Στις μέρες μας οι μπαταρίες ιόντων λιθίου αποτελούν την πιο διαδεδομένη τεχνολογία αποθήκευσης ενέργειας.

Τα συστήματα αποθήκευσης μπαταριών είναι ένα σημαντικό στοιχείο της ενεργειακής μετάβασης, δεδομένου ότι μπορούν να αποθηκεύουν την περίσσεια ανανεώσιμη ενέργεια ενέργειας και να τη διαθέσουν όταν χρειάζεται, ακόμη και σε περιόδους μηδενικής παραγωγής. Για παράδειγμα η υπερπαραγωγή από ηλιακούς σταθμούς τις μεσημεριανές ώρες μπορεί να αποθηκευτεί για χρήση το βραδύ με την δύση του ηλίου. Τα συστήματα αποθήκευσης μπαταριών μπορούν να προσαρμοστούν σχεδόν σε κάθε περίπτωση, καθώς μπορούν να εγκατασταθούν σχεδόν σε οποιαδήποτε τοποθεσία και είναι εξαιρετικά ευέλικτα ως προς το μέγεθος.

Είναι επίσης εργαλεία πολλαπλών λειτουργιών που βοηθούν στη διατήρηση της σταθερότητας του δικτύου. Οι ανανεώσιμες πηγές όπως ο ήλιος και ο άνεμος δεν παρέχουν πάντα επαρκή αναπλήρωση, γεγονός που μπορεί να οδηγήσει σε αστάθειες στο δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας. Σε τέτοιες περιπτώσεις, είναι δυνατό να χρησιμοποιηθεί το σύστημα αποθήκευσης για να διατεθεί η αποθηκευμένη ενέργεια μέσα σε λίγα δευτερόλεπτα και έτσι να διατηρηθεί η απαραίτητη συχνότητα του δικτύου. Αυτή η ανάγκη θα συνεχίσει να αυξάνεται στο μέλλον καθώς η επέκταση των ΑΠΕ καθιστά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας όλο και πιο ασταθή. Με άλλα λόγια, οι εναλλαγές μεταξύ υπερπαραγωγής και υποπαραγωγής γίνονται πιο ακραίες. Εδώ είναι όπου τα συστήματα αποθήκευσης λειτουργούν ως σημαντική τεχνολογία για την άμεση αντιστάθμιση των βραχυπρόθεσμων διακυμάνσεων. Τα συστήματα αυτά μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν για τη μείωση

της ανάγκης επέκτασης των δικτύων ισχύος, τοποθετώντας τα και στα δύο άκρα ενός υπερφορτωμένου τμήματος δικτύου για να απορροφούν τα φορτία αιχμής. (RWE, n.d.)

Οι αυξανόμενες ανάγκες για ευελιξία του συστήματος, σε συνδυασμό με τις μειώσεις στο κόστος τους, επέτρεψαν στους συσσωρευτές να διαδραματίσουν έναν αυξανόμενο ρόλο στο σύστημα ισχύος τα τελευταία έτη. Καθώς οι τιμές τους συνεχίζουν να μειώνονται και η ανάγκη για ευελιξία του συστήματος αυξάνεται με την ανάπτυξη αιολικής και ηλιακής ενέργειας, περισσότεροι υπεύθυνοι χάραξης πολιτικής, ρυθμιστικές αρχές και επιχειρήσεις κοινής ωφέλειας επιδιώκουν να αναπτύξουν πολιτικές για την εκκίνηση της ανάπτυξης τους.

4.2 Εφαρμογές Υβριδικών Συστημάτων (Η περίπτωση των Ελληνικών Νησιών)

Η ηλεκτροδότηση των απομακρυσμένων περιοχών αποτελεί ουσιαστικό πρόβλημα για πολλές αναπτυσσόμενες χώρες, δεδομένου του γεγονότος ότι περίπου το 17% του πληθυσμού του κόσμου δεν έχει πρόσβαση στην ηλεκτρική ενέργεια. Ακόμη και σε ηλεκτροδοτούμενα μέρη που βρίσκονται σε απομακρυσμένες περιοχές, η ποιότητα και η διαθεσιμότητα ρεύματος είναι χαμηλή και ακανόνιστη. Οι συμβατικές μέθοδοι τροφοδοσίας σε απομακρυσμένες περιοχές περιλαμβάνουν την επέκταση του δικτύου και τη χρήση γεννητριών ντίζελ. Για την επέκταση του δικτύου, εντοπίζονται πολλές προκλήσεις, όπως η μεγάλη απόσταση από τα δίκτυα ηλεκτρικής ενέργειας, το δύσκολο έδαφος και οι τεράστιες επενδύσεις. Η χρήση αυτόνομου εξοπλισμού μετατροπής ενέργειας, για παράδειγμα γεννήτριες ντίζελ, αποτελεί μια λύση, ωστόσο οι απομακρυσμένες περιοχές θα εξαρτώνται σε τεράστιο βαθμό από τα εισαγόμενα καύσιμα εάν επιλεγεί αυτή η επιλογή. Λαμβάνοντας υπόψη την έλλειψη ορυκτών καυσίμων, τη ρύπανση του περιβάλλοντος και το υψηλό κόστος μεταφοράς, η διείσδυση των τοπικών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει προσελκύσει εκτεταμένη προσοχή παγκοσμίως για τη διαθεσιμότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε απομακρυσμένες περιοχές. (Li, Liu and Li, 2020)

Τα περισσότερα νησιά της Ελληνικής Επικράτειας είναι αποκομμένα από την ηπειρωτική χώρα με συνέπεια την αυτόνομη ηλεκτροδότησή τους από δικά τους ηλεκτρικά συστήματα. Τα νησιά αυτά χαρακτηρίζονται από την ελληνική νομοθεσία και τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) ως Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ). (ΡΑΕ, 2021)

Σύμφωνα με τον ΔΕΔΔΗΕ τα ΜΔΝ διαθέτουν τα εξής τέσσερα βασικά χαρακτηριστικά:

1. Δεν είναι εύκολα προσβάσιμες και διαφέρουν σημαντικά σε έκταση και πληθυσμό
2. Διαθέτουν σε αφθονία ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
3. Δεν υπάρχει δυνατότητα ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας με άλλα ηλεκτρικά συστήματα
4. Παρουσιάζουν προβλήματα σταθερότητας τάσης και συχνότητας δεδομένης της μη διασύνδεσής τους με ηλεκτρικά συστήματα υψηλής αδράνειας.

Ο ΔΕΔΔΗΕ διαχειρίζεται την αγορά ενέργειας στα ΜΔΝ και έχει θέσει συγκεκριμένους στρατηγικούς στόχους για τη βελτίωση της τρέχουσας κατάστασής τους. Συγκεκριμένα προγραμματίζεται: 1) η ολοκλήρωση της βασικής υποδομής στα ΜΔΝ, 2) η ενίσχυση των υποδομών των ΜΔΝ σχετικά με την παρακολούθηση και τη μέτρηση ενέργειας, 3) η αναβάθμιση της αγοράς ενέργειας στα ΜΔΝ και 4) η ολοκλήρωση πιλοτικών έργων με σκοπό την ενεργειακή αυτονομία των νησιών, που θα θέσουν την βάση για το ενεργειακό τους μέλλον. Βασικό στοιχείο αυτών των στρατηγικών στόχων αποτελεί η διασύνδεση των ΜΔΝ με το ηλεκτρικό δίκτυο της ηπειρωτικής χώρας, όπου αυτό καθίσταται δυνατό. (Katsoulakos, 2019)

Στα πλαίσια αυτά ο ΑΔΜΗΕ, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στο Νόμο 4001/2011 και στον Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος, εκπονεί και δημοσιεύει το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς της Χώρας, το οποίο εκδίδεται κάθε έτος, έχοντας κυλιόμενο χαρακτήρα. Το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης περιλαμβάνει τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος για την εκάστοτε περίοδο αναφοράς του, συμπεριλαμβανομένων και των απαραίτητων υποδομών για τη διείσδυση των ΑΠΕ, καθώς επίσης τα χρονοδιαγράμματα και τις εκτιμώμενες χρηματικές ροές για την υλοποίησή τους. Στην πιο πρόσφατη έκδοσή του, το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης για την περίοδο 2023-2032, συνολικού προϋπολογισμού 4 δις. Ευρώ, στοχεύει στη συνέχιση των μεγάλων έργων των νησιωτικών διασυνδέσεων. (Βόρια, 2022)

Ειδικότερα προβλέπεται:

- 1) να προχωρήσει το εμβληματικό έργο διασύνδεσης Κρήτης-Αττικής,
- 2) να γίνει έναρξη της τέταρτης και τελευταίας φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων,
- 3) μέχρι το τέλος της δεκαετίας να διασυνδεθούν και τα Δωδεκάνησα και τα νησιά του Βορειανατολικού Αιγαίου,

- 4) να ολοκληρωθεί η διασύνδεση της Σκιάθου με το ηπειρωτικό σύστημα μέσω της Εύβοιας διασφαλίζοντας συνολικά την ηλεκτροδότηση του νησιωτικού συμπλέγματος των Βόρειων Σποράδων
- 5) επένδυση ύψους 100 εκατ. Ευρώ μέχρι το 2025, με στόχο την ασφαλή τροφοδότηση των Ιόνιων Νησιών από το χερσαίο Σύστημα.

5 Ενεργειακή Επικαιρότητα στα ελληνικά νησιά

Το ενεργειακό σύμπλεγμα των μη διασυνδεδεμένων νησιών αποτελείται από 29 αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, τα οποία παρέχουν ενέργεια σε 47 νησιά όπως αποτυπώνεται στον Πίνακα 1 μαζί με τον μόνιμο πληθυσμό τους σύμφωνα με τις απογραφές της ΕΛΣΤΑΤ (στοιχεία 2011 και 2021).

Τα 29 αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα κατηγοριοποιούνται σε:

- 19 «μικρά» αυτόνομα συστήματα με μέγιστη ζήτηση έως 10 MW
- 8 «μεσαίου μεγέθους» αυτόνομα συστήματα με μέγιστη ζήτηση μεταξύ 10 και 100 MW
- 2 «μεγάλα» αυτόνομα συστήματα με αιχμή στη ζήτηση άνω των 100 MW (της Ρόδου και της Κω-Καλύμνου)

Πίνακας 1. Ενεργειακά Συστήματα των ΜΔΝ και ο πληθυσμός που εξυπηρετούν

No.	Αυτόνομο Σύστημα	Εξυπηρετούμενα Νησιά	Πληθυσμός	No.	Αυτόνομο Σύστημα	Εξυπηρετούμενα Νησιά	Πληθυσμός
1	Άγιος Ευστράτιος	Άγιος Ευστράτιος	257	15	Κως-Καλύμνος	Κάλυμνος, Λειψοί, Λέρος, Τέλενδος, Κως, Ψέριμος, Γυαλί, Νίσηρος, Τήλος	65.337
2	Αγαθονήσι	Αγαθονήσι	203	16	Λέσβος	Λέσβος, Μεγαλονήσι	83.068
3	Αμοργός	Αμοργός	1965	17	Λήμνος	Λήμνος	16.458
4	Ανάφη	Ανάφη	291	18	Μεγίστη	Μεγίστη	584
5	Αντικύθηρα	Αντικύθηρα	68	19	Μήλος	Μήλος, Κίμωλος	6010
6	Αρκιοί	Αρκιοί, Μαράθι	49	20	Όθωνοι	Όθωνοι	457
7	Αстуπάλαιο	Αстуπάλαιο	1399	21	Πάτμος	Πάτμος	3217
8	Γαύδος	Γαύδος	208	22	Ρόδος	Ρόδος, Χάλκη	125.327
9	Δονούσα	Δονούσα	187	24	Σάμος	Σάμος, Φούρνοι, Θύμαινα	33.979
10	Ερεικούσσα	Ερεικούσσα	366	25	Σέριφος	Σέριφος	1258
11	Θήρα	Θήρα, Θηρασία	15.457	26	Σίφνος	Σίφνος	2755
12	Ικαρία	Ικαρία	8555	27	Σκύρος	Σκύρος	2913
13	Κάρπαθος	Κάρπαθος, Κάσος	7640	28	Σύμη	Σύμη	2495
14	Κύθνος	Κύθνος	1492	29	Χίος	Χίος, Οινούσες, Ψαρά	51.819

5.1 Παραγωγή Ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά

Η παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται σε θερμικούς σταθμούς, οι οποίοι λειτουργούν με βαρύ (μαζούτ) ή ελαφρύ πετρέλαιο(ντίζελ). Επιπλέον, σε πολλά από αυτά τα νησιά λειτουργούν και μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Η εγκατεστημένη ισχύς των θερμικών σταθμών αλλά και των μονάδων ΑΠΕ των ΜΔΝ παρουσιάζεται στον Πίνακα 2. Συνολικά, κατά το έτος 2021 η εγκατεστημένη ισχύς των θερμικών μονάδων ήταν 940,72 MW, ενώ τον Νοέμβριο του 2022 η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των σταθμών ΑΠΕ στα ΜΔΝ ήταν 171,76 MW. Ο Πίνακας 5 παρουσιάζει την εγκατεστημένη αιολική και φωτοβολταϊκή ισχύ ανά νησί. Αναφορικά με τα μερίδια στην κατανάλωση ενέργειας το 83,18% της παραγόμενης ενέργειας καλύπτεται από θερμικούς σταθμούς και το 16,82% από σταθμούς ΑΠΕ. Το αντίστοιχο μερίδιο των ΑΠΕ κατανέμεται ως εξής:

- 62,91% αιολική ενέργεια
- 29,95% ηλιακή ενέργεια από Φωτοβολταϊκούς σταθμούς
- 5,41% ηλιακή ενέργεια από φωτοβολταϊκά στέγης και net-metering
- 1,73% από άλλες ΑΠΕ (π.χ. υδροηλεκτρικοί σταθμοί, μονάδες Βιοαερίου)

Σημαντικό χαρακτηριστικό των ενεργειακών συστημάτων ΜΔΝ είναι η χρήση πετρελαιοκίνητων γεννητριών για την κάλυψη επιπλέον εποχιακών αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια. Οι γεννήτριες κατά κανόνα νοικιάζονται από τους παραγωγούς ενέργειας και μεταφέρονται στα νησιά. Αυτό, φυσικά, οδηγεί σε αυξήσεις στο κόστος παραγωγής ενέργειας. (Katsoulakos, 2019)

Πίνακας 2. Εγκατεστημένη ισχύς θερμικών μονάδων και μονάδων ΑΠΕ στα ΜΔΝ -Έτος 2021

Αυτόνομο Σύστημα	Ισχύς Θερμικών Μονάδων (MW)	Ισχύς Μονάδων ΑΠΕ (MW)	Αυτόνομο Σύστημα	Ισχύς Θερμικών Μονάδων (MW)	Ισχύς Μονάδων ΑΠΕ (MW)
Άγιος Ευστράτιος	0,84	0,02	Κως-Κάλυμνος	143,74	23,98
Αγαθονήσι	0,64	0,00	Λέσβος	102,60	22,79
Αμοργός	6,20	0,29	Λήμνος	26,15	4,93
Ανάφη	1,15	0,00	Μεγίστη	2,22	0,00
Αντικύθηρα	0,41	0,00	Μήλος	21,70	3,27
Αρκιοί	0,41	0,00	Όθωνοι	0,66	0,00
Αστυπάλαια	5,10	0,32	Πάτμος	8,93	1,35
Γαύδος	0,43	0,00	Ρόδος	326,96	66,71
Δονούσα	0,99	0,00	Σάμος	49,63	13,12
Ερεικούσσα	0,77	0,00	Σέριφος	7,97	0,10
Θήρα	80,19	0,25	Σίφνος	11,48	1,40
Ικαρία	20,02	1,38	Σκύρος	7,65	0,32
Κάρπαθος	19,05	2,56	Σύμη	9,88	0,19
Κύθνος	7,20	0,9	Χίος	77,78	15,62

Πίνακας 3. Αιολική και Φωτοβολταϊκή εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ στα ΜΔΝ - Έτος 2022

Αυτόνομο Σύστημα	Αιολικά (MW)	Φωτοβολταϊκά (MW)
Αστυπάλαια	-	0,32
Σέριφος	-	0,10
Αμοργός	-	0,29
Κύθνος	0,66	0,24
Σύμη	-	0,19
Σκύρος	-	0,32
Πάτμος	1,20	0,15
Σίφνος	1,20	0,20
Ικαρία	0,98	0,40
Κάρπαθος	1,40	1,16
Μήλος	2,65	0,62
Λήμνος	3,04	1,89
Θήρα	-	0,25
Σάμος	8,75	4,37
Χίος	10,45	5,17
Λέσβος	13,95	8,84
Κως-Κάλυμνος	15,20	8,78
Ρόδος	48,55	18,16

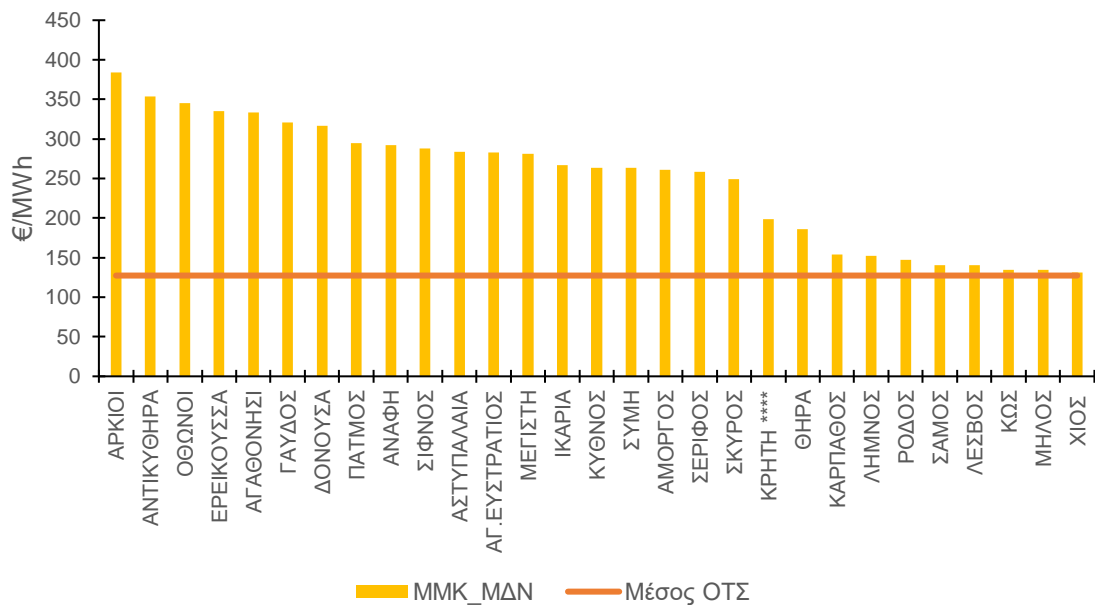
5.2 Κόστος Παραγωγής Ενέργειας στα ΜΔΝ

Το κυριότερο χαρακτηριστικό των αυτόνομων ενεργειακών συστημάτων των ελληνικών νησιών είναι το ιδιαίτερα αυξημένο κόστος παραγωγής ενέργειας. Άλλωστε, αυτός είναι και ο λόγος συζήτησης για την αναγκαιότητα αλλαγής της τωρινής κατάστασης στα νησιά. Το μεγάλο κόστος αποδίδεται κυρίως σε δύο παράγοντες: 1) στους θερμικούς σταθμούς που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το πετρέλαιο και 2) οι μεγάλες διακυμάνσεις στην ενεργειακή ζήτηση που καθιστούν απαραίτητη την ύπαρξη ιδιαίτερα μεγάλων γεννητριών προκειμένου να καλυφθούν οι αιχμές ενεργειακής ζήτησης.

Το υψηλό ενεργειακό κόστος των ΜΔΝ καλύπτεται από ειδική εισφορά σύμφωνα με τον Ν.4067/2012 που επιβάλλεται σε όλους τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας και ονομάζεται «Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας». Οι ΥΚΩ προορίζονται να καλύψουν το υψηλό αυτό ενεργειακό κόστος, τις πολύ χαμηλές χρεώσεις ρεύματος για πολύτεκνες οικογένειες και το χαμηλό τιμολόγιο ρεύματος για χαμηλόμισθα νοικοκυριά. (Katsoulakos, 2019)

Μεταξύ των ΜΔΝ παρουσιάζονται διαφοροποιήσεις σχετικά με το κόστος παραγωγής ενέργειας, το οποίο είναι αναμενόμενο εξαιτίας των μεγάλων διαφορών μεταξύ των καταναλώσεων ενέργειας των διαφόρων ενεργειακών συστημάτων. Στο Σχήμα 11, το μεταβλητό κόστος στα ΜΔΝ απεικονίζεται με φθίνουσα σειρά. Η μέση οριακή τιμή του διασυνδεδεμένου δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας περιλαμβάνεται επίσης, για να αποκτήσουμε μια συγκριτική προοπτική. Την περίοδο 2019-2022 η μέση οριακή τιμή συστήματος ήταν 127,33 €/MWh, ενώ ο μέσος όρος του μεταβλητού κόστους όλων των ηλεκτρικών συστημάτων ΜΔΝ ανέρχονταν στα 248,05 €/MWh. Το μεγαλύτερο κόστος παρατηρείται στο σύστημα των Αρκιών (μέσο μεταβλητό κόστος 384,23 €/MWh), το οποίο παρουσιάζει τη μικρότερη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας (μαζί με τα Αντικύθηρα) και εξυπηρετεί τον μικρότερο πληθυσμό μεταξύ των ΜΔΝ. Το συγκεκριμένο αυτόνομο σύστημα μάλιστα δεν περιλαμβάνει ΑΠΕ. Το σύστημα με το χαμηλότερο κόστος παραγωγής ενέργειας είναι αυτό της Χίου (181,86 €/MWh), το οποίο σύμφωνα με τις κατηγοριοποιήσεις των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των νησιών χαρακτηρίζεται ως ένα μεσαίου μεγέθους σύστημα με μερίδιο ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (19,93%) πάνω από τον μέσο όρο των ΜΔΝ. Η παραγωγή ενέργειας στο σύστημα της Χίου είναι κατά 30% ακριβότερη από ότι στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Το μεταβλητό κόστος του συστήματος των Αρκιών, που όπως αναφέρθηκε έχει το μεγαλύτερο κόστος παραγωγής ενέργειας ανάμεσα στα ΜΔΝ, είναι 9,5 φορές μεγαλύτερο. Αυτά τα ευρήματα είναι ενδεικτικά της μεγάλης οικονομικής επιβάρυνσης της ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ και υποστηρίζουν την αναγκαιότητα αλλαγής της τρέχουσας κατάστασης.

Μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής ενέργειας στα ΜΔΝ (2019-2022)



Σχήμα 11. Μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής ενέργειας στα ΜΔΝ (2019-2022)

Στην προηγούμενη παράγραφο ο όρος «μεταβλητό κόστος» χρησιμοποιήθηκε για να αναφερθεί στο κόστος παραγωγής ενέργειας στα ΜΔΝ. Σύμφωνα με τον επίσημο ορισμό, το μεταβλητό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ, σε €/MWh δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$MMK_{m,s} = \frac{KK_{m,s}}{Q_{\Sigma M,m,s}} + K\Lambda_{m,s} + \frac{KP_{m,s}}{Q_{\Sigma M,m,s}}$$

όπου:

- $KK_{m,s}$: Κόστος καυσίμου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένου του ειδικού φόρου κατανάλωσης σε €
- $Q_{\Sigma M,m,s}$: Το άθροισμα της καθαρής ενέργειας που παράγεται και παρέχεται στο δίκτυο από όλους τους θερμικούς σταθμούς κάθε αυτόνομου συστήματος (s) ανά μήνα (m) σε MWh
- $K\Lambda_{m,s}$: Το μεταβλητό λειτουργικό κόστος των θερμικών σταθμών σε €/MWh
- $KP_{m,s}$: Το κόστος των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε €/MWh

Το κόστος καυσίμων καθορίζεται από την εξίσωση:

$$KK_{m,s} = \Pi_{mazut_{m,s}} * MK_{mazut_{m,s}} + \Pi_{diesel_{m,s}} * MK_{diesel_{m,s}}$$

- $\Pi_{mazut_{m,s}}, \Pi_{diesel_{m,s}}$: Οι ποσότητες μαζούτ σε τόνους και ντίζελ σε klit που αναμένεται να καταναλωθούν στο ηλεκτρικό σύστημα (s) τον μήνα (m)
- $MK_{mazut_{m,s}}, MK_{diesel_{m,s}}$: Το μοναδιαίο κόστος του μαζούτ σε €/tn και του ντίζελ σε €/klit

Το μεταβλητό κόστος είναι αντιπροσωπευτικό του πραγματικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ο κύριος παράγοντας που το επηρεάζει είναι το κόστος των καυσίμων. Το κόστος των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου είναι, προς το παρόν μάλλον χαμηλό με τα σχετικά δεδομένα να μην είναι δημόσια προσβάσιμα κάθε χρόνο. Ενδεικτικά για το έτος 2013, το κόστος των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου είναι γνωστό και αντιπροσώπευε λιγότερο από το 4% του μεταβλητού ενεργειακού κόστους των ΜΔΝ. Σύμφωνα με τα διαθέσιμα στοιχεία μεταξύ 2012 και 2015, η ΔΕΗ - η οποία προς το παρόν είναι ο μόνος παραγωγός ενέργειας στα ΜΔΝ - ξόδεψε σχεδόν 2,5 δισεκατομμύρια ευρώ για την αγορά μαζούτ και πετρελαίου ντίζελ για την λειτουργία των θερμικών σταθμών στα ΜΔΝ. Τα σχετικά δεδομένα συγκεντρώνονται στον Πίνακα 4. (Energypress, 2022)

Πίνακας 4. Κόστος και δαπάνες για μαζούτ και πετρέλαιο ντίζελ για τους θερμικούς σταθμούς των ΗΣ των ΜΔΝ

Έτος	Μέσο	Μέσο	Ετήσιο	Ετήσιο	Συνολικό	ΕΦΚ Μαζούτ (Μ€)	ΕΦΚ Ντίζελ (Μ€)	Σύνολο ΕΔΦ (Μ€)
	Κόστος Μαζούτ (€/tn)	Κόστος Ντίζελ (€/tn)	Κόστος Μαζούτ (Μ€)	Κόστος Ντίζελ (Μ€)	Ετήσιο Κόστος Καυσίμων (Μ€)			
2012	548,66	639,3	499,57	146,65	646,22	34,6	75,7	110,3
2013	491,57	599,67	413,89	130,03	543,92	31,99	71,56	103,55
2014	459,94	556,52	395,08	130,87	525,95	32,64	77,6	110,24
2015	272,67	395,6	233,43	99,48	332,91	32,53	82,99	115,52
Συνολικό κόστος τετραετίας			1541,97	507,03	2049	131,76	307,85	439,61

Ο κανονισμός των ΜΔΝ, αναφέρει πως οι συμβατικοί σταθμοί παραγωγής ενέργειας μπορούν να λαμβάνουν έσοδα για:

- 1) Την παροχή ενέργειας στο δίκτυο, με βάση το μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και το κόστος εκκίνησης των σταθμών παραγωγής
- 2) Την ηλεκτρική διαθεσιμότητα τους (γνωστή και ως ψυχρή εφεδρεία)
- 3) Την παροχή βοηθητικών υπηρεσιών

Ωστόσο, προς το παρόν εφαρμόζονται οι μεταβατικές διατάξεις του Κανονισμού των ΜΔΝ, καθώς εκκρεμούν ακόμη προβλήματα για την ολοκλήρωση της αναμόρφωσης της ενεργειακής αγοράς των ΜΔΝ. Σύμφωνα με αυτή τη μεταβατική διάταξη, οι παραγωγοί ενέργειας που παρέχουν ενέργεια στα ΜΔΝ αποζημιώνονται για το συνολικό κόστος παραγωγής ενέργειας, το οποίο ορίζεται από την εξίσωση:

$$MKPK_{m,s} = \frac{KK_{m,s} + KP_{m,s} + RAV_{m,s} * r + D_{m,s} + O\&M_{m,s} + KEA_{m,s} + E\Delta_{m,s}}{Q_{\Sigma M,m,s}}$$

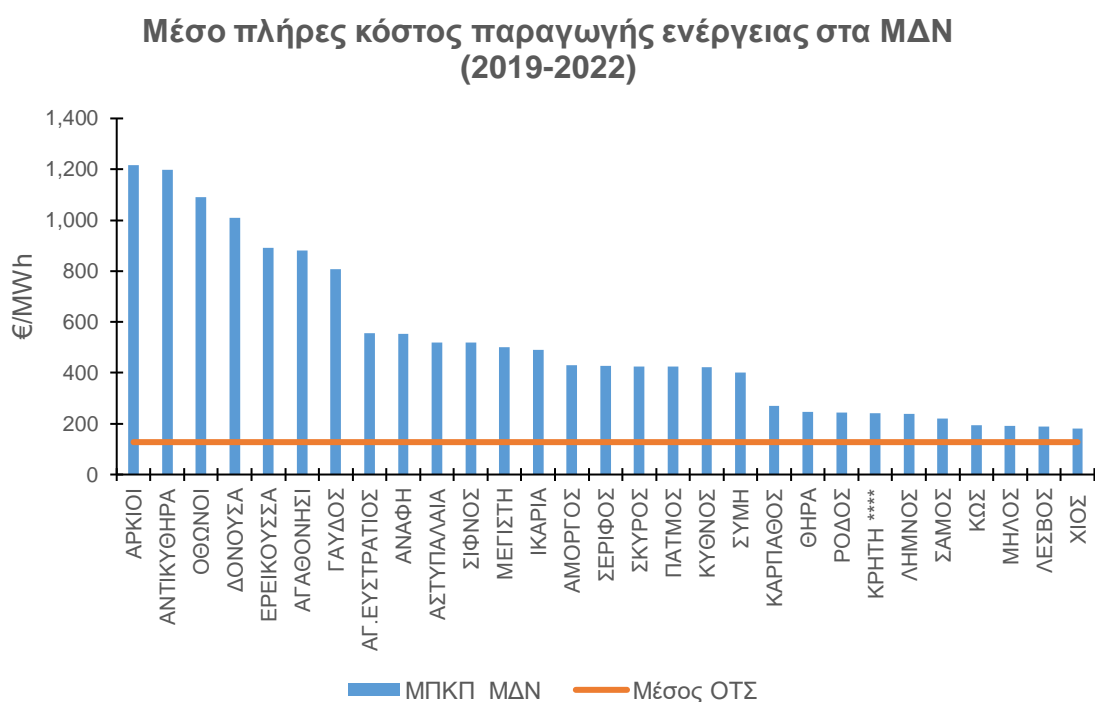
όπου:

- $RAV_{m,s}$: «Ρυθμιζόμενη βάση ενεργητικών» που είναι το άθροισμα της μη αποσβεσθείσας αξίας των παγίων περιουσιακών στοιχείων συν το κεφάλαιο κίνησης
- r : Απόδοση της αξίας της ρυθμιζόμενης βάσης περιουσιακών στοιχείων (καθορίζεται κάθε έτος από τη ΠΑΕ)
- $D_{m,s}$: Αποσβέσεις παγίων
- $O\&M_{m,s}$: Έξοδα λειτουργίας και συντήρησης
- $KEA_{m,s}$: Δαπάνες ενοικίασης, μεταφοράς και εγκατάστασης ηλεκτροπαραγωγών ζευγών για την κάλυψη εποχικών ενεργειακών αναγκών.
- $E\Delta_{m,s}$: Διοικητικά κόστη

Το συνολικό κόστος παραγωγής είναι, όπως και αναμενόταν, υψηλότερο από το μεταβλητό κόστος. Υπάρχουν περιπτώσεις αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων όπου το συνολικό κόστος παραγωγής ενέργειας είναι ιδιαίτερα υψηλό, κυρίως λόγω του παράγοντα $KEA_{m,s}$, που σχετίζεται με εποχιακές ανάγκες. Δυστυχώς, ακριβή στοιχεία σχετικά με τις $KEA_{m,s}$ δεν είναι δημόσια διαθέσιμα. (Katsoulakos, 2019)

Στο Σχήμα 12 παρουσιάζεται το συνολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των ΜΔΝ για την περίοδο 2019-2022, σε φθίνουσα σειρά. Σε πολύ μικρά νησιά το συνολικό κόστος είναι ιδιαίτερα υψηλό. Στην περίπτωση των Αρκιών έφτασε στην υπερβολική τιμή

των 1217,01 €/MWh. Οι περιπτώσεις αυτές είναι ενδεικτικές των δυσκολιών παροχής ενέργειας σε ιδιαίτερα απομακρυσμένες περιοχές.



Σχήμα 12. Μέσο πλήρες κόστος παραγωγής ενέργειας στα ΜΔΝ (2019-2022)

5.3 Μεγίστη: Η προς μελέτη περίπτωση

Το Καστελλόριζο αποτελεί μια ιδανική και αντιπροσωπευτική μελέτη περίπτωσης για την διερεύνηση μελλοντικών προοπτικών εγκατάστασης μικρών, αυτόνομων υβριδικών ηλεκτρικών συστημάτων στα ελληνικά νησιά. Η νήσος Μεγίστη ή Καστελλόριζο που βρίσκεται μόλις 1,25 ναυτικά μίλια από τις νοτιοδυτικές Μικρασιατικές ακτές και 72 ν.μ. ανατολικά της Ρόδου αποτελεί το ανατολικότερο άκρο της Ελλάδας με μόνιμο πληθυσμό που στην πιο πρόσφατη απογραφή αριθμούσε 584 κατοίκους. Ωστόσο, ο αριθμός αυτός τετραπλασιάζεται κατά την τουριστική περίοδο. Είναι η μεγαλύτερη (εξ ου και Μεγίστη) νήσος του μικρού συμπλέγματος εν ονόματι σύμπλεγμα Μεγίστης και περιλαμβάνει τις νήσους Ρώ και Στρογγύλη και άλλες 12 νησίδες/ βραχονησίδες. (Wikipedia, 2023)

Η γεωγραφική τοποθεσία του Καστελλόριζου είναι στρατηγικής σημασίας για τη χάραξη της Ελληνικής υφαλοκρητίδας και της Αποκλειστικής Οικονομικής Ζώνης (ΑΟΖ) η οποία εξαιτίας του νησιού εκτείνεται νότια και νοτιοδυτικά και φτάνει έως το βορειοδυτικό τμήμα της Κυπριακής ΑΟΖ δίνοντας έτσι τη δυνατότητα στις δύο ΑΟΖ να εφάπτονται σε μια

έκταση 60 ναυτικών μιλίων, ενισχύοντας την διαμόρφωση ενός ενιαίου οικονομικού και ερευνητικού χώρου. Το προαναφερθέν επιτρέπει στην Ελλάδα να ασκεί κυριαρχικά δικαιώματα στο συγκεκριμένο τμήμα της Ανατολικής Μεσογείου το οποίο σύμφωνα με γεωλογικές ενδείξεις περιέχει αξιόλογα κοιτάσματα υδρογοναθράκων και μπορεί να δώσει την δυνατότητα ανάπτυξης σημαντικών οικονομικών δραστηριοτήτων όπως η αλιεία και η εγκατάσταση και λειτουργία θαλασσίων αιολικών πάρκων. Σημαντικό κριτήριο, ωστόσο, της εξασφάλισης ομαλών συνθηκών άσκησης οικονομικής δραστηριότητας αποτελεί η εξασφάλιση αδιάλειπτης παροχής ενέργειας. (Σταμπολή, 2020)

5.3.1 Υπάρχουσα Ενεργειακή Κατάσταση

Το ηλεκτρικό σύστημα της Μεγίστης τροφοδοτείται σήμερα από τον Τοπικό Σταθμό Παραγωγής της (ΤΣΠ). Ο ΤΠΣ Μεγίστης διατηρεί επτά ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη πετρελαίου diesel συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 2,2 MW. Η ηλεκτροπαραγωγή πραγματοποιείται με πολύ υψηλό κόστος και με σημαντικές εκπομπές αέριων ρύπων με το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων του συστήματος για το έτος 2022, σύμφωνα με τα πιο πρόσφατα στοιχεία των μηνιαίων εκκαθαρίσεων να ανέρχεται στα 339,58 €/MWh καθιστώντας το νησί το 17^ο πιο ακριβό σε παραγωγή ενέργειας ΜΔΝ. Ενδεικτικά, η ηλεκτροπαραγωγή του Καστελλόριζου που ανήλθε στις 4.298 MWh το 2022, κόστισε €1.459.514,84.

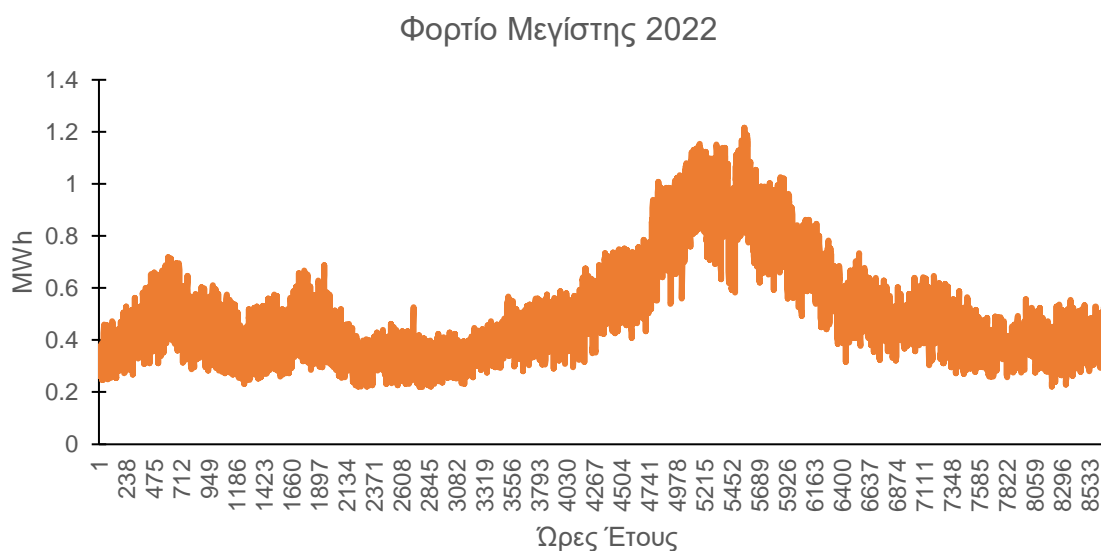
Στη συνέχεια παρουσιάζεται ο πίνακας με τα χαρακτηριστικά των υφιστάμενων συμβατικών μονάδων του ΤΣΠ Μεγίστης. (ΡΑΕ, 2021)

Πίνακας 5. Τεχνικά στοιχεία θερμικών μονάδων παραγωγής ΤΣΠ Μεγίστης

No.	Μοντέλο	Ονομαστική Ισχύς (kW)	Μέγιστη Δυναμικότητα (kW)	Καύσιμο
1	VOLVO PENTA TAD 1645GE	400	320	DIESEL
2	VOLVO PENTA TAD 1645GE	400	320	DIESEL
3	CUMMINS VT 1710G	450	400	DIESEL
4	VOLVO PENTA TAD 1345GE	250	250	DIESEL
5	HYUNDAI KD8AX	220	180	DIESEL
6	DOOSAN P158LE-2	250	220	DIESEL
7	DOOSAN P158LE-2	250	220	DIESEL

Ακολουθεί η διαγραμματική απεικόνιση του ωριαίου φορτίου του ΗΣ Μεγίστης που καλύπτεται πλήρως από τη λειτουργία των θερμικών μονάδων του νησιού εξαιτίας της απουσίας μονάδων ΑΠΕ. (βλέπε Πίνακα 2) Παρατηρείται έντονη εποχιακή συμπεριφορά με αύξηση της ζήτησης τους καλοκαιρινούς μήνες εξαιτίας της αυξημένης τουριστικής

δραστηριότητας και μείωση της τους χειμερινούς μήνες. Συγκεκριμένα, το μέγιστο φορτίο των 1,216 MW σημειώθηκε στις 20 Αυγούστου του 2022 και επισημαίνει την ανάγκη για μια αξιόπιστη και εύρωστη ενεργειακή υποδομή για την κάλυψη των αναγκών του νησιού της περιόδου αιχμής.



Σχήμα 13. Ωριαίο φορτίο Μεγίστης για το έτος 2022

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω δεδομένα προτείνεται η εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ οι οποίες σε συνδυασμό με σύστημα αποθήκευσης ενέργειας και την χρήση ενός ή δυο Η/Ζ ως εφεδρικές μονάδες μπορούν να προσφέρουν υψηλή ενεργειακή αυτονομία στο νησί.

6 Μοντελοποίηση προτεινόμενου υβριδικού συστήματος

Η Μεγίστη επιλέχθηκε για την παρούσα μελέτη, εξαιτίας των συνθηκών που την συντρέχουν την καθιστούν ένα από τα νησιά με την πιο ακριβή τιμή παραγόμενης κιλοβατώρας. Κύρια βάση της πρότασης που θα αναλυθεί στη συνέχεια είναι η εισαγωγή ΑΠΕ σε συνδυασμό με μονάδες αποθήκευσης ενέργειας με σκοπό να μειωθεί αυτή η τιμή με όσο το δυνατόν μεγαλύτερη εισαγωγή τεχνολογιών φιλικών προς το περιβάλλον.

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας του νησιού δεν θεωρείται μεγάλη με αποτέλεσμα να κινούνται σε λογικά πλαίσια τυχόν απαιτήσεις εγκατάστασης μονάδων ΑΠΕ και συσσωρευτών. Απόρροια του παραπάνω αποτελεί η πρόταση να χαρακτηρίζεται ως τεχνικά απλή, εφικτή και σκόπιμη. Με το αιολικό δυναμικό και το ποσοστό ηλιοφάνειας του νησιού να είναι αξιόλογο η παραπάνω πρόταση θεωρείται βάσιμη.

Η εφαρμογή ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Μεγίστη, με εκκίνηση λειτουργίας το 2024 θα επιτάχυνε την επίτευξη δυο βασικών εθνικών στόχων αναφορικά με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιά, οι οποίοι είναι η μείωση του κόστους παραγωγής ενέργειας, το οποίο φορτώνονται όλοι οι Έλληνες καταναλωτές και ο περιορισμός της εκπομπής των ΑτΘ.

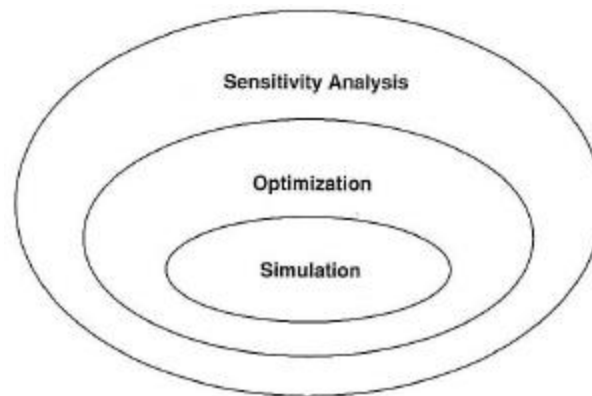
6.1 Το λογισμικό HOMER

Το HOMER Pro αποτελεί ένα λογισμικό για την ανάλυση, το σχεδιασμό και τη βελτιστοποίηση υβριδικών συστημάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Αποτελεί ένα ισχυρό εργαλείο για επαγγελματίες, ερευνητές και υπεύθυνους χάραξης πολιτικής που επιθυμούν να βελτιστοποιήσουν το σχεδιασμό και τη λειτουργία υβριδικών συστημάτων. Το HOMER επιτρέπει στους χρήστες να προσομοιώνουν και να συγκρίνουν διαφορετικές διαμορφώσεις ηλιακών, αιολικών, υδροηλεκτρικών, τεχνολογιών αποθήκευσης και άλλων πηγών ενέργειας για την κάλυψη συγκεκριμένων ενεργειακών απαιτήσεων. Παρέχει στους χρήστες τη δυνατότητα να αναλύσουν και να συγκρίνουν τις διαφορετικές διαμορφώσεις και να αξιολογούν τις οικονομικές και περιβαλλοντικές επιπτώσεις τους. (Glover, Sarma and Overbye, 2011)

Το HOMER χρησιμοποιεί έναν εξελιγμένο αλγόριθμο βελτιστοποίησης λαμβάνοντας υπόψη ένα ευρύ φάσμα παραγόντων, συμπεριλαμβανομένης της διαθεσιμότητας και του κόστους των πηγών ενέργειας, την παραγωγικότητα και την απόδοση διαφορετικών εξαρτημάτων και της ενεργειακής ζήτησης του προς μελέτη συστήματος. Για να αναλυθεί και να βελτιστοποιηθεί ένα υβριδικό ενεργειακό σύστημα, ο χρήστης εισάγει πρώτα δεδομένα σχετικά με την τοποθεσία, τη ζήτηση ενέργειας και τις ανανεώσιμες πηγές στο λογισμικό. Στη συνέχεια το HOMER εκτελεί προσομοίωση για να προσδιορίσει το βέλτιστο μείγμα πηγών ενέργειας και εξαρτημάτων για την κάλυψη της ζήτησης ενέργειας, ελαχιστοποιώντας ταυτόχρονα το κόστος και μεγιστοποιώντας την απόδοση του συστήματος. Το λογισμικό χρησιμοποιεί μια ποικιλία εργαλείων συμπεριλαμβανομένου ενός γενετικού αλγορίθμου και ενός αλγορίθμου γραμμικής βελτιστοποίησης. Ο γενετικός αλγόριθμος επιτρέπει στο HOMER Pro να εξερευνήσει ένα ευρύ φάσμα πιθανών διαμορφώσεων συστήματος και να επιλέξει την καλύτερη, ενώ ο αλγόριθμος γραμμικής βελτιστοποίησης χρησιμοποιείται για την τελειοποίηση του σχεδιασμού του συστήματος και τη βελτιστοποίηση της απόδοσής του. Σε όλη τη διαδικασία βελτιστοποίησης, το HOMER Pro παρέχει στους χρήστες λεπτομερείς αναφορές και απεικονίσεις δεδομένων για να τους βοηθήσει να κατανοήσουν την απόδοση του συστήματος και να λάβουν

τεκμηριωμένες αποφάσεις σχετικά με το σχεδιασμό και τη λειτουργία του συστήματος. (Homerenergy, 2020)

Το λογισμικό μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για τη διεξαγωγή μελετών σκοπιμότητας για τα υβριδικά συστήματα. Αυτές οι μελέτες μπορούν να βοηθήσουν στον προσδιορισμό της τεχνικής και οικονομικής σκοπιμότητας ενός προτεινόμενου έργου και στον εντοπισμό των πιο οικονομικά αποδοτικών και βιώσιμων λύσεων. Το αποτέλεσμα της μελέτης σκοπιμότητας περιλαμβάνει λεπτομερείς αναφορές και απεικονίσεις δεδομένων που παρέχουν πληροφορίες σχετικά με την απόδοση και τα οικονομικά των διαφορετικών διαμορφώσεων συστημάτων. Αυτές οι πληροφορίες μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την αξιολόγηση των οικονομικών και περιβαλλοντικών επιπτώσεων διαφορετικών συστημάτων και για τη λήψη τεκμηριωμένων αποφάσεων σχετικά με το σχεδιασμό και τη λειτουργία του συστήματος. (Peake, 2018)



Εικόνα 9. Θεμελιώδης σχέση μεταξύ προσομοίωσης, βελτιστοποίησης και ανάλυσης ευαισθησίας (Τσικαλάκης, 2014)

6.1.1 Εισαγωγή δεδομένων στο HOMER

Για να εκτελεστούν οι προσομοιώσεις στο HOMER, οι χρήστες πρέπει να εισάγουν διάφορα δεδομένα εισόδου που σχετίζονται με το εκάστοτε έργο, συμπεριλαμβανομένων μετεωρολογικών δεδομένων της προς μελέτη τοποθεσίας, δεδομένα ηλεκτρικών και μη φορτίων και δεδομένα σχετικά με τις προδιαγραφές και την απόδοση προτεινόμενων συστημάτων όπως φωτοβολταϊκά, ανεμογεννήτριες και μπαταρίες.

Το HOMER έρχεται με πολλές ενσωματωμένες βιβλιοθήκες δεδομένων από τις οποίες οι χρήστες μπορούν να επιλέξουν για τις προσομοιώσεις τους. Οι βιβλιοθήκες αυτές ενημερώνονται τακτικά για να περιλαμβάνουν τις πιο πρόσφατες τεχνολογικές εξελίξεις

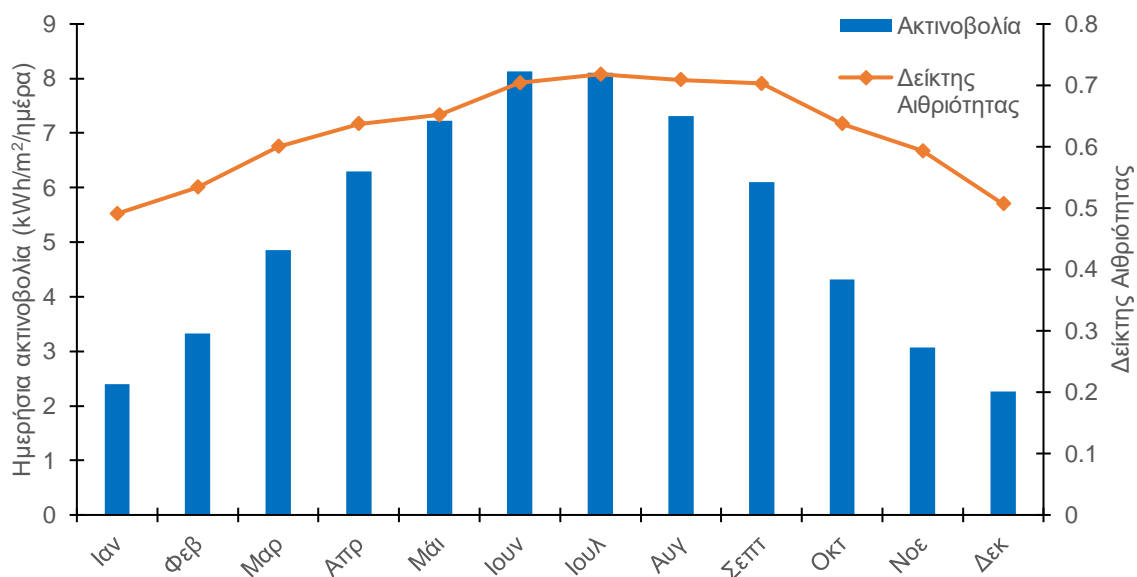
και να παρέχουν στους χρήστες ένα ευρύ φάσμα επιλογών ώστε να προσαρμόσουν τις προσομοιώσεις τους. Επιπλέον, το λογισμικό δίνει την δυνατότητα στους χρήστες του να εισάγουν άλλες βάσεις δεδομένων ή ακόμη και δικά τους δεδομένα επιτρέποντάς τους να μοντελοποιούν συγκεκριμένα σενάρια που μπορεί να μην βρίσκονται διαθέσιμα στις ενσωματωμένες βιβλιοθήκες.

6.1.1.1 Κλιματικά δεδομένα

Τα κλιματικά δεδομένα που εισάγονται στο λογισμικό αφορούν την ηλιακή ακτινοβολία, την αιθριότητα του ουρανού, το αιολικό δυναμικό και τη θερμοκρασία. Για τους σκοπούς της εργασίας επιλέχθηκε τα κλιματικά δεδομένα να αντληθούν από βάσεις δεδομένων όπως η ιστοσελίδα της Ευρωπαϊκής Κομισιόν που διαθέτει το εργαλείο «PV Geographical Information System» (PVGIS) και τον ιστότοπο Renewables.ninja. Μόλις τα δεδομένα αυτά εισαχθούν στο HOMER, εκείνο δημιουργεί και παρουσιάζει πίνακες και διαγράμματα μηνιαίας απεικόνισης τους. Στη συνέχεια παρατίθενται οι σχετικοί πίνακες και διαγράμματα.

Πίνακας 6. Μέσες μηνιαίες τιμές ηλιακής ακτινοβολίας, καθαρότητας ουρανού και θερμοκρασίας για το νησί της Μεγίστης

Μήνας	Δείκτης Αιθριότητας	Μέση Ημερήσια Ακτινοβολία (kWh/m ² /ημέρα)	Μέση Ημερήσια Θερμοκρασία (°C)
Ιανουάριος	0,49	2,40	9,16
Φεβρουάριος	0,53	3,33	9,83
Μάρτιος	0,60	4,85	11,83
Απρίλιος	0,64	6,30	14,69
Μάιος	0,65	7,23	18,53
Ιούνιος	0,70	8,13	22,74
Ιούλιος	0,72	8,11	25,93
Αύγουστος	0,71	7,31	26,21
Σεπτέμβριος	0,70	6,11	23,12
Οκτώβριος	0,64	4,31	18,89
Νοέμβριος	0,59	3,08	14,64
Δεκέμβριος	0,51	2,27	10,98

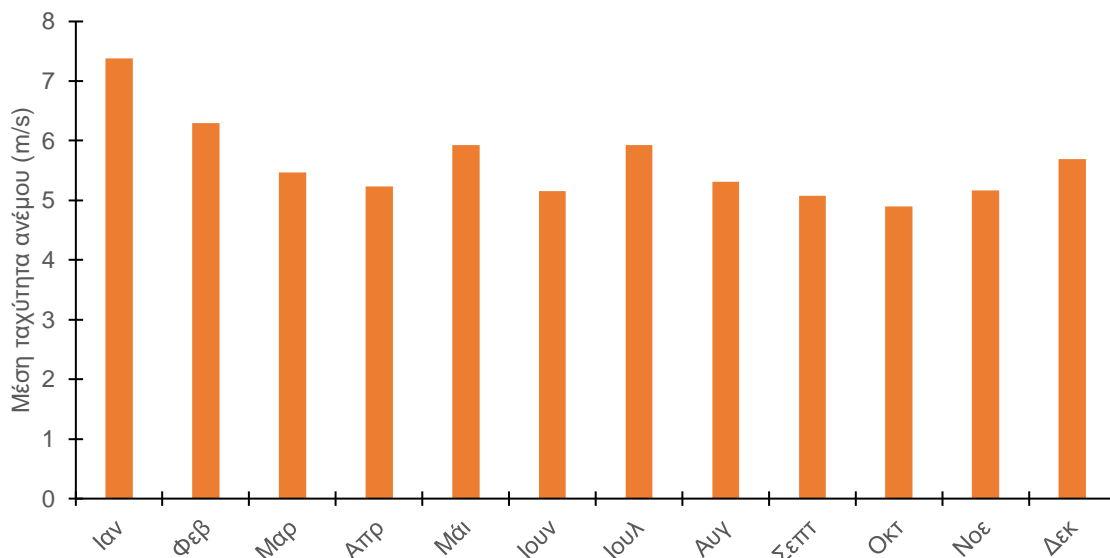


Σχήμα 14. Μέση μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία και μηνιαίος δείκτης καθαρότητας για το νησί της Μεγίστης

Από τα παραπάνω προκύπτει πως η μέση ηλιακή ακτινοβολία είναι ίση με 5,28 kWh/m²/ημέρα με τις χαμηλότερες τιμές να σημειώνονται τον Δεκέμβριο και τον Ιανουάριο με 2,27 και 2,40 kWh/m²/ημέρα αντίστοιχα. Η μέση ετήσια θερμοκρασία του νησιού ανέρχεται στους 17,22° C.

Πίνακας 7. Μέσες μηνιαίες τιμές της ταχύτητας ανέμου για το νησί της Μεγίστης

Μήνας	Μέση Ταχύτητα Ανέμου (m/s)
Ιανουάριος	7,38
Φεβρουάριος	6,29
Μάρτιος	5,47
Απρίλιος	5,24
Μάιος	5,93
Ιούνιος	5,16
Ιούλιος	5,93
Αύγουστος	5,31
Σεπτέμβριος	5,08
Οκτώβριος	4,90
Νοέμβριος	5,17
Δεκέμβριος	5,69

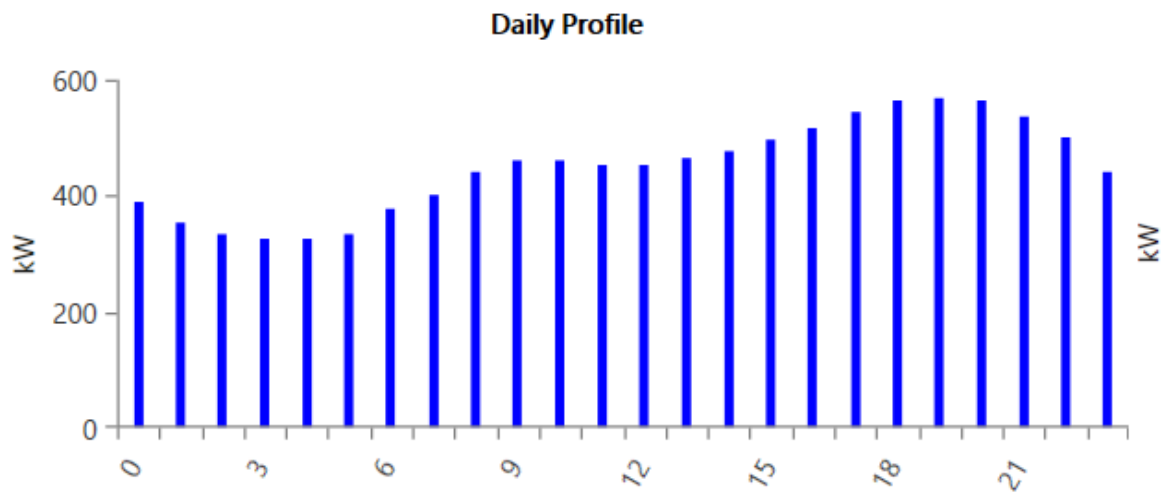


Σχήμα 15. Μέση μηνιαία ταχύτητα ανέμου για το νησί της Μεγίστης

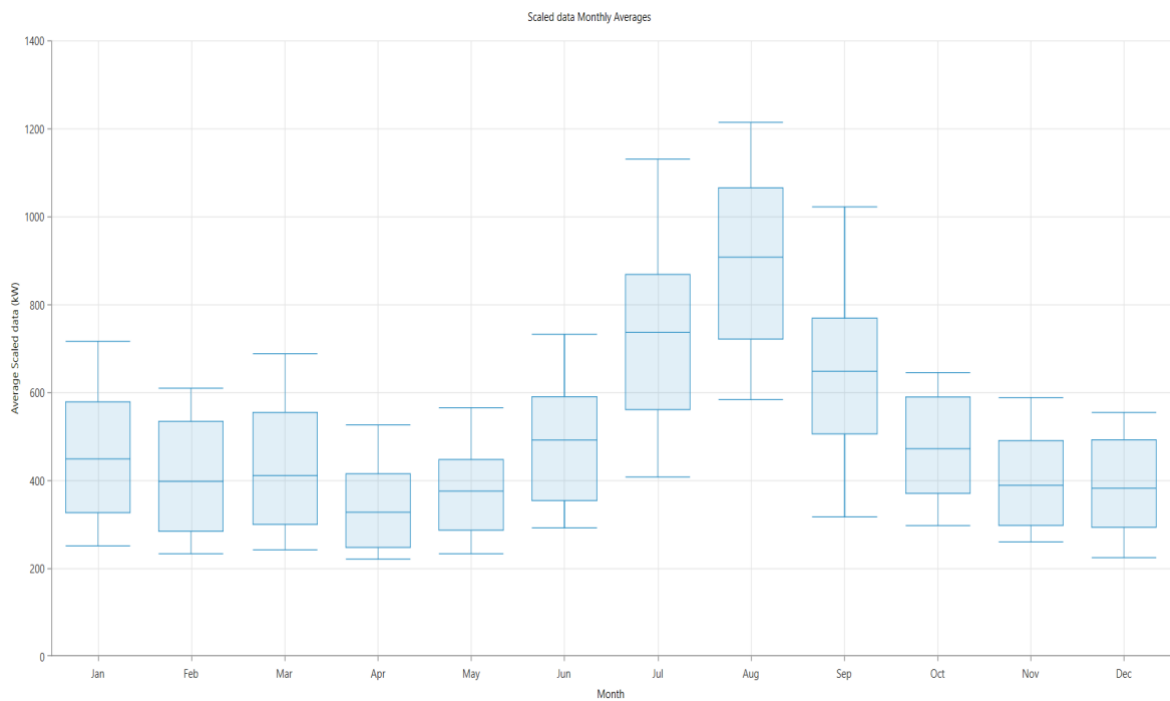
Τα μετεωρολογικά δεδομένα όπως απεικονίζονται παραπάνω φανερώνουν ότι επικρατούν μέτριοι ισχυρότητας άνεμοι καθ'όλο το έτος με μέση ταχύτητα τα 5,63 m/s και τις υψηλότερες τιμές της να παρουσιάζονται τους χειμερινούς μήνες.

6.1.1.2 Ηλεκτρικό φορτίο

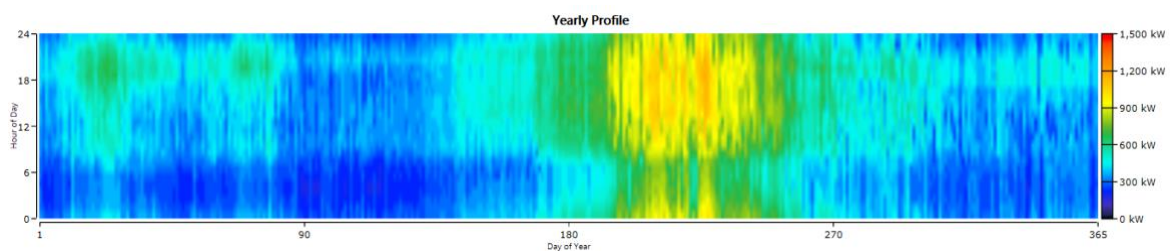
Στο HOMER η πρώτη παράμετρος που πρέπει να εισαχθεί είναι το φορτίο ηλεκτρικής ενέργειας. Το προφίλ ζήτησης και η διακύμανση του κατά τη διάρκεια της ημέρας για το έτος 2022 ανακτήθηκε από τον ΔΕΔΔΗΕ σε ωριαία βάση και παρουσιάστηκε στο Σχήμα 13. Η μέση κατανάλωση του νησιού ήταν 12.025 kWh/ημέρα με μέσο φορτίο 501,06 kW. Γενικά, οι αυξήσεις του φορτίου παρατηρούνται κατά τη τουριστική περίοδο από τον Ιούλιο έως τον Σεπτέμβριο με την αιχμή στη ζήτηση να σημειώνεται τον Αύγουστο με φορτίο 1.216 kW. Στη συνέχεια το HOMER επεξεργάζεται τα δεδομένα που εισήχθησαν και παρουσιάζει τα εξής διαγράμματα:



Εικόνα 10. Μέση ωριαία ζήτηση ηλεκτρικού φορτίου για το νησί της Μεγίστης



Εικόνα 11. Μηνιαία απεικόνιση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για τον νησί της Μεγίστης



Εικόνα 12. Απεικόνιση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για το νησί της Μεγίστης για όλες τις ώρες του 2022

6.1.1.3 Ηλεκτροπαραγωγά Ζεύγη

Στον Τοπικό Σταθμό Παραγωγής της Μεγίστης είναι εγκατεστημένες συνολικά επτά συμβατικές μονάδες, ένα CUMMINS VT1710G ισχύος 400 kW, μια μονάδα VOLVO TAD 1345GE ισχύος 250 kW, δύο DOOSAN P128LE-2 ισχύος 220 kW έκαστο, ένα H/Z HYUNDAI KD8AX ισχύος 180 kW και δύο νέες μονάδες VOLVO TAD 1645GE ισχύος 320 kW εκάστη που μπήκαν σε δοκιμαστική λειτουργία τον Ιανουάριο του 2021 με τις Άδειες Παραγωγής τους να έχουν λήξει από το 2022. Σύμφωνα με την ΔΕΗ ΑΕ δεν προγραμματίζεται ένταξη νέας συμβατικής ισχύος ή αποξήλωση υφιστάμενης μονάδας.

Τρεις από τις υπάρχουσες συμβατικές μονάδες θα συμμετάσχουν και στη διαμόρφωση του νέου υβριδικού συστήματος. Ο λόγος για τις CUMMINS VT1710G (400 kW), VOLVO TAD 1345GE (250 kW) και HYUNDAI KD8AX (180 kW). Ο ρόλος των συμβατικών μονάδων θα είναι εφεδρικός και συγκεκριμένα τα διαστήματα κατά τα οποία η παραγωγή ενέργειας από ανανεώσιμες δεν θα επαρκεί ώστε να καλυφθεί η ζήτηση θα ενεργοποιούνται οι συμβατικές μονάδες με σκοπό τη πλήρη κάλυψη του φορτίου. Το γεγονός ότι διατηρούνται στο σύστημα λειτουργεί σα δικλείδα ασφαλείας για την αποφυγή ενδεχόμενης αδυναμίας του συστήματος να ανταποκριθεί στη ζήτηση λόγω κάποιας βλάβης ή εξαιτίας της στοχαστικής φύσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Οι μεταβλητές εισόδου των θερμικών μονάδων που πρέπει ο χρήστης να εισάγει στο HOMER είναι η ονομαστική ισχύς των γεννητριών, το τεχνικό τους ελάχιστο και η ειδική κατανάλωση πετρελαίου κάθε μονάδας. Σημειώνεται πως όλα τα δεδομένα των συμβατικών μονάδων που θα εισαχθούν στο λογισμικό έχουν δοθεί από την αρμόδια υπηρεσία του ΔΕΔΔΗΕ. (Μπόζιαρης, 2020) Η ονομαστική ισχύς εξόδου μιας γεννήτριας ντίζελ αναφέρεται στην ονομαστική ισχύ που η γεννήτρια μπορεί να παρέχει συνεχώς για εκτεταμένη χρονική περίοδο χωρίς να υπερθερμανθεί ή να καταστρέψει τα εξαρτήματά της. Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι η ονομαστική ισχύς εξόδου μιας γεννήτριας ντίζελ δεν είναι ίδια με τη μέγιστη ισχύ εξόδου. Η μέγιστη ισχύς εξόδου μιας γεννήτριας είναι η μέγιστη ισχύς που μπορεί να παράγει για μικρά χρονικά διαστήματα, συνήθως μερικά δευτερόλεπτα, για να εξυπηρετήσει τις υπερτάσεις ισχύος ή τα φορτία εκκίνησης. Από την άλλη, η ελάχιστη ισχύς εξόδου αναφέρεται στην ελάχιστη ποσότητα ηλεκτρικής ισχύος που μπορεί να παράγει συνεχώς η γεννήτρια. Είναι η χαμηλότερη ισχύς εξόδου που μπορεί να διατηρήσει η γεννήτρια χωρίς να αντιμετωπίσει προβλήματα όπως υπερθέρμανση, αστάθεια ή ζημιά στα εξαρτήματά της. Τέλος, σημαντικός παράγοντας αποτελεί και ο σχηματισμός της καμπύλης ειδικής κατανάλωσής της κάθε γεννήτριας. Η καμπύλη αυτή απεικονίζει την ποσότητα καυσίμου που καταναλώνει η εκάστοτε γεννήτρια σε

διαφορετικά επίπεδα ισχύος, από την ελάχιστη ισχύ εξόδου έως τη μέγιστη ισχύ εξόδου. Παρέχει πληροφορίες για τον ρυθμό κατανάλωσης καυσίμου, ο οποίος είναι βασικός παράγοντας για τον καθορισμό του κόστους λειτουργίας της γεννήτριας και βοηθά επίσης στον προσδιορισμό του πιο αποδοτικού εύρους λειτουργίας της.

Πίνακας 8. Χαρακτηριστικά θερμικών μονάδων που θα συμμετάσχουν στο υβριδικό σύστημα

No.	Μοντέλο	Μέγιστη Δυναμικότητα (kW)	Τεχνικό Ελάχιστο (kW)
1	CUMMINS VT 1710G	400	180
2	VOLVO PENTA TAD 1345GE	250	100
3	HYUNDAI KD8AX	180	88

Αναφορικά με το κόστος δεν απαιτείται αρχικό κεφάλαιο εφόσον οι γεννήτριες βρίσκονται ήδη εγκατεστημένες και σε λειτουργία. Εκτός αυτού, δεν απαιτείται κάποιο χρηματικό πόσο για την ενδεχόμενη αντικατάστασή τους διότι σε περίπτωση που απαιτηθεί να αφαιρεθεί μια εκ των παραπάνω υπάρχει η δυνατότητα αντικατάστασής της από κάποια εκ των υπολοίπων, η λειτουργία των οποίων θα έχει ανασταλεί. Το κόστος συντήρησης και λειτουργίας ορίζεται το ίδιο για όλες τις συμβατικές μονάδες και η τιμή ανέρχεται στα 5,94 ευρώ ανά ώρα λειτουργίας. Τέλος, η τιμή του πετρελαίου που καταναλώνει ο τοπικός σταθμός ανέρχεται στα 0,9497 ευρώ το λίτρο. (Μπόζιαρης, 2020)

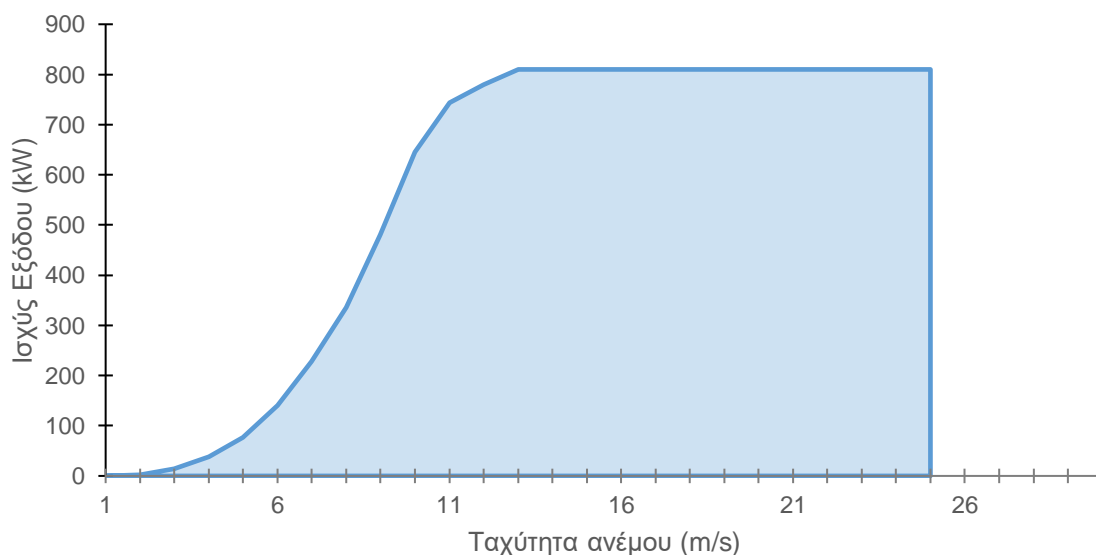
Σημειώνεται πως, εξαιτίας του μικρού μεγέθους του συστήματος της Μεγίστης, οι υφιστάμενες μονάδες του της δεν εμπίπτουν σε καμία από τις Οδηγίες ρύπων IED και MCPD και συνεπώς δεν απαιτείται καταβολή κόστους αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. (ΠΑΕ, 2021)

6.1.1.4 Ανεμογεννήτριες

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, την δεδομένη χρονική στιγμή δεν υπάρχουν εγκατεστημένες μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο νησί της Μεγίστης. Η επιλογή εγκατάστασης Α/Γ στο νησί προέρχεται από το γεγονός πως η Ελλάδα είναι μια χώρα με άφθονο και ανεκμετάλλευτο αιολικό δυναμικό. Ειδικότερα οι νησιωτικές περιοχές του Αιγαίου όπου το στοιχείο αυτό επικρατεί, μπορούν να ευνοηθούν έντονα από την εκμετάλλευση αυτών των κλιματολογικών συνθηκών.

Η επιλογή του βέλτιστου συνδυασμού ανεμογεννητριών για το προτεινόμενο υβριδικό σύστημα της παρούσας μελέτης εξαρτάται από ποικίλους παράγοντες όπως οι ταχύτητες ανέμου, η ζήτηση φορτίου, το ύψος της πλήμνης, το κόστος εγκατάστασης/αντικατάστασης και συντήρησης, ο τύπος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (AC/DC) και η ταχύτητα εκκίνησης και αποκοπής.

Λαμβάνοντας υπόψιν τις ενεργειακές απαιτήσεις και τα ανεμολογικά δεδομένα του νησιού (το αιολικό δυναμικό του Καστελλόριζου χαρακτηρίζεται μεσαίο έως και χαμηλό), κρίνεται αναγκαία η επιλογή ενός μοντέλου ανεμογεννήτριας που να παρέχει ικανοποιητική απόδοση σε χαμηλές ταχύτητες ανέμου. Το μοντέλο που επιλέγεται είναι αυτό της Enercon E-53 800kW. Η Enercon, κατασκευάστρια εταιρεία ανεμογεννητριών, δραστηριοποιείται αρκετά στη χώρα έχοντας προμηθεύσει το ¼ της συνολικής αποδιδόμενης αιολικής ισχύος της. (Energypress, 2023) Το συγκεκριμένο μοντέλο έχει διάρκεια ζωής 20 έτη, ύψος πλήμνης 73 μέτρα, η τιμή της ανέρχεται στα €850.000 και ξεκινάει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ταχύτητα ανέμου 2 m/s όπως φαίνεται και στο παρακάτω σχήμα. Το κόστος συντήρησης και λειτουργίας A/Γ σύμφωνα με το Εθνικό Εργαστήριο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας των ΗΠΑ (NREL) κυμάνθηκε στα 40 \$/kW για το έτος 2021. (Stehly, Duffy and National Renewable Energy Laboratory, 2022)



Σχήμα 16. Καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας Enercon E-53

Πρακτικά, η παραγόμενη ισχύς που αποδίδει μια ανεμογεννήτρια στην έξοδο, είναι συνάρτηση της ταχύτητας του ανέμου. Για να είναι η εφικτή όμως η παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος πρέπει η ταχύτητα του ανέμου να έχει τιμή μεγαλύτερη από την ταχύτητα εκκίνησης που ορίζει ο κατασκευαστής. Σε αντίθετη περίπτωση και όπως φαίνεται στο Σχήμα 16 η

ισχύς εξόδου παραμένει μηδέν. Πέρα αυτής της τιμής, η ισχύς εξόδου αυξάνεται συνεχώς με την ταχύτητα του ανέμου μέχρι όμως μια τιμή που ορίζεται από τους κατασκευαστές ως ονομαστική ταχύτητα. Ως ονομαστική ταχύτητα μιας ανεμογεννήτριας χαρακτηρίζεται η ταχύτητα κατά την οποία επιτυγχάνεται η παραγωγή της μέγιστης ηλεκτρικής ισχύος. Τέλος σε περίπτωση που η ταχύτητα του ανέμου ξεπεράσει μια τιμή που ορίζεται από τους κατασκευαστές ως ταχύτητα αποκοπής, η λειτουργία της ανεμογεννήτριας σταματά προκειμένου να αποφευχθούν βλάβες.

Ο Πίνακας 9 συνοψίζει τις παραμέτρους εισόδου της ανεμογεννήτριας στο λογισμικό HOMER.

Πίνακας 9. Τεχνικά χαρακτηριστικά και κόστη ανεμογεννήτριας Enercon E-53

Παράμετροι	Τιμές
Μοντέλο	Enercon E-58
Ονομαστική Ισχύς (kW)	800
Διάμετρος Ρότορα (m)	52,9
Ταχύτητα εκκίνησης/αποκοπής (m/s)	2/25
Ύψος πύργου/πλήμνης (m)	73
Κόστος Κεφαλαίου (€)	850.000
Κόστος Αντικατάστασης (€)	850.000
Κόστος Λειτουργίας και Συντήρησης (€)	30.000

6.1.1.5 Φωτοβολταϊκά

Πέρα από το πλούσιο αιολικό δυναμικό της χώρας, εκείνη χαρακτηρίζεται και από ιδιαίτερα υψηλό ηλιακό. Ειδικότερα στις νότιες και ανατολικές περιοχές της χώρας είναι χαρακτηριστικό πως η ετήσια ηλιακή ακτινοβολία μπορεί να πάρει τιμές που κυμαίνονται από 1700 kWh/m² έως και 2000 kWh/m², με τα ποσά παραγόμενης ενέργειας να είναι αντιστοίχως αυξημένα από εκείνα της ηπειρωτικής χώρας. (Ευθυμιάδης and Σιμιτσής, 2019) Κατά συνέπεια, δεν θα μπορούσαν να μην συμπεριληφθούν στο προτεινόμενο αυτόνομο υβριδικό σύστημα.

Η φωτοβολταϊκή συστοιχία, μια ομάδα από φωτοβολταϊκά πλαίσια με ηλεκτρική αλληλοσύνδεση, μοντελοποιείται στο λογισμικό ως συσκευή που παράγει συνεχές ρεύμα αντλώντας δεδομένα ηλιακής ακτινοβολίας της προς μελέτης περιοχής. Η ισχύς εξόδου της φωτοβολταϊκής συστοιχίας υπολογίζεται από το HOMER θεωρώντας συγκεκριμένες παραμέτρους ως εισόδους, όπως η κλίση των πάνελ, η γωνία αζιμουθίου, η ανακλαστικότητα του εδάφους και ο θερμοκρασιακός συντελεστής των πάνελ που

εκφράζει τον παράγοντα μείωσης της ισχύς καθώς αυξάνεται η θερμοκρασία. Όταν λαμβάνεται υπόψη η επίδραση της θερμοκρασίας, το λογισμικό HOMER υπολογίζει την ισχύς εξόδου σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο:

$$P_{PV} = W_{PV} * f_{PV} * \frac{G_T}{G_S} * [1 + \kappa_P * (T_C - T_{STC})]$$

όπου:

W_{PV} : Μέγιστη ισχύς εξόδου (kW)

f_{PV} : Βαθμός απόδοσης του φωτοβολταϊκού πλαισίου (%)

G_T : Πυκνότητα ακτινοβολίας σε μια συγκεκριμένη χρονική στιγμή (kW/m²)

G_S : Πυκνότητα ακτινοβολίας στις πρότυπες συνθήκες λειτουργίας (kW/m²)

κ_P : Θερμοκρασιακός συντελεστής ισχύος (%/°C)

T_C : Θερμοκρασία στην επιφάνεια του πλαισίου (°C)

T_{STC} : Θερμοκρασία πλαισίου στις πρότυπες συνθήκες (°C)

Ο βαθμός απόδοσης των πλαισίων επιλέγεται 80% προκειμένου να μοντελοποιηθούν οι πραγματικές απώλειες που μπορεί να οφείλονται στη σκόνη στην επιφάνεια τους, στη πιθανή γήρανση τους με τη πάροδο του χρόνου και στις φυσιολογικές φθορές στα διάφορα εξαρτήματα του. Ως ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας του φωτοβολταϊκού πλαισίου ορίζονται οι 47°C και ως θερμοκρασιακός συντελεστής ορίζεται το -0,5 %/°C. Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια τοποθετούνται σε κλίση 36,15° ίση με το γεωγραφικό πλάτος της τοποθεσίας ώστε να μεγιστοποιηθεί η παραγωγή ενέργειας τους, ενώ η αζιμούθια γωνία είναι 0. Επιπλέον, η ανάκλαση του εδάφους ορίζεται στο 20%. Τέλος, η διάρκεια ζωής των συστοιχιών θεωρείται ίση με 25 έτη, ενώ σύστημα ικνηλάτησης δεν περιλαμβάνεται στο παρόν σύστημα.

Αναφορικά με τα οικονομικά στοιχεία, το HOMER ζητά ως είσοδο το κεφάλαιο που απαιτείται ανά kW, το κόστος αντικατάστασης καθώς και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης. Σύμφωνα με την πιο πρόσφατη αναφορά της IRENA το μέσο κόστος εγκατάστασης φωτοβολταϊκού πάρκου για το έτος 2021 ανήλθε στα 857 \$/kW (International Renewable Energy Agency, 2022). Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης στο λογισμικό θα εισαχθεί μια τιμή των 800 €/kW. Σχετικά με το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, αυτό κυμάνθηκε στα επίπεδα των 13 €/kW. (Bolinger *et al.*, 2022)

Οι προδιαγραφές για τις επιλεγμένες φωτοβολταϊκές μονάδες στην παρούσα μελέτη συνοψίζονται στον παρακάτω Πίνακα 10.

Πίνακας 10. Τεχνικά χαρακτηριστικά και κόσθη φωτοβολταϊκών

Παράμετροι	Τιμές
Τύπος πάνελ	Flat plate
Βαθμός απόδοσης (%)	80%
Ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας (°C)	47°C
Θερμοκρασιακός συντελεστής ισχύος (%/°C)	-0,5 %/°C
Ανακλαστικότητα εδάφους (%)	20%
Διάρκεια ζωής (έτη)	25
Σύστημα Ικνηλάτησης	Όχι
Κόστος κεφαλαίου (€/kW)	800
Κόστος αντικατάστασης (€/kW)	800
Κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/kW)	13

6.1.1.6 Μετατροπέας

Κάθε σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας που περιλαμβάνει στοιχεία που παράγουν συνεχές ρεύμα (Φ/Β, μπαταρίες) και πρέπει να εξυπηρετήσουν εναλλασσόμενο φορτίο οφείλουν να είναι εξοπλισμένα με έναν μετατροπέα. Το ίδιο ισχύει και για την αντίστροφη περίπτωση εξυπηρέτησης συνεχούς φορτίου (λειτουργία ανορθωτή). Ο ρόλος του μετατροπέα/ανορθωτή είναι να ρυθμίζει τις ροές ενέργειας και να διατηρεί την ισορροπία μεταξύ AC και DC.

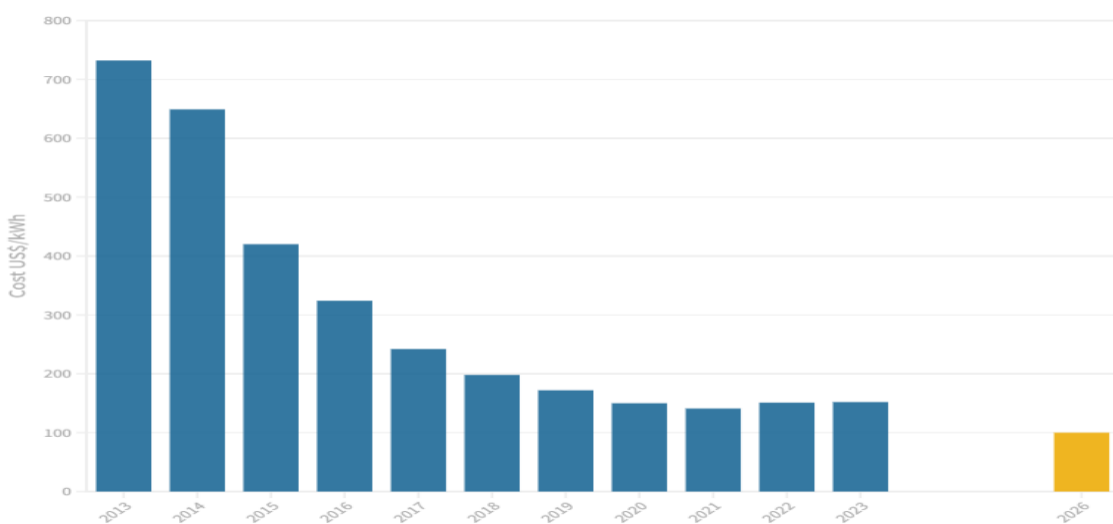
Στη παρούσα μελέτη ορίζεται η απόδοση του μετατροπέα και του ανορθωτή σε 90% και 85% αντίστοιχα και η διάρκεια ζωής του στα 15 έτη. Το αρχικό κόστος κεφαλαίου ενός μετατροπέα σύμφωνα με τον Katsoulakos (2019) ανέρχεται στα 250 €/kW, ενώ το κόστος αντικατάστασης στα 230€/kW. Τέλος, το κόστος λειτουργίας και συντήρησης ορίζεται στα 50€/έτος.

6.1.1.7 Αποθήκευση Ενέργειας (Συσσωρευτής)

Με σκοπό να ενισχυθεί η αξιοπιστία του συστήματος κρίνεται απαραίτητη η χρήση συσσωρευτών, οι οποίοι εξασφαλίζουν την αποθήκευση της περίσσειας ενέργειας προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση του φορτίου όταν η παραγωγή από τις ΑΠΕ δεν επαρκεί. Η τεχνολογία μπαταριών που επιλέχθηκε να πλαισιώσει το σύστημα είναι εκείνη των ιόντων λιθίου (Li-Ion), καθώς λόγω της συνεχής εξέλιξής τους και της αυξανόμενης παραγωγής και χρήσης τους, έχει μειωθεί αισθητά το κόστος εγκατάστασης τους με αποτέλεσμα να κυριαρχούν στην αγορά.

Στις ημέρες μας η διάρκεια ζωής των συσσωρευτών φτάνει κατά μέσο όρο τα 10 με 15 χρόνια και το μέσο αρχικό κόστος μιας μπαταρίας με χωρητικότητα 1 kWh τα 151\$. Το κόστος αντικατάστασης αναμένεται να μειωθεί στα 100 \$/kWh το 2026 σύμφωνα με προβλέψεις του Bloomberg (Colthorpe, 2022), ενώ η τρέχουσα πρόβλεψη για το 2030 είναι να μειωθεί κατά το ήμισυ το παραπάνω νόυμερο πλησιάζοντας σε μια μέση τιμή των 58 \$/kWh. (Darminto and Herculano, 2022)

Το μέγεθος των συσσωρευτών που θα εισαχθεί στο HOMER θα είναι τέτοιο ώστε η ελάχιστη παραγόμενη-διαθέσιμη ενέργεια από τις μπαταρίες να ισούται με 1 MWh. Η απόδοση τους κυμαίνεται γύρω από το 90% και διαθέτουν βάθος εκφόρτισης ίσο με 100%.



Εικόνα 13. Μέσες τιμές μπαταριών ιόντων-λιθίου με πρόβλεψη για το 2026 (Colthorpe, 2022)

6.2 Περιορισμοί Συστήματος

Η αδιάλειπτη παροχή ενέργειας σε κάθε χρονική στιγμή αποτελεί τον βασικότερο στόχο κάθε ενεργειακού συστήματος. Κατά συνέπεια, οι εφεδρείες αποτελούν αναπόσπαστο κομμάτι του καθημερινού ενεργειακού προγραμματισμού. Το λογισμικό δίνει την δυνατότητα ορισμού ενός ποσοστού λειτουργικής εφεδρείας για την κάλυψη της ζήτησης σε περιπτώσεις ξαφνικής αύξησης του φορτίου. Αυτό σημαίνει πρακτικά πως το σύστημα μπορεί να διατηρήσει ενέργεια από την χωρητικότητα του ώστε να είναι ικανό να ανταπεξέλθει σε μια κρίσιμη ενεργειακή κατάσταση.

Στο ποσοστό λειτουργικής εφεδρείας για κάλυψη του ωριαίου φορτίου εισάγεται μια τιμή της τάξεως του 10% που σημαίνει πως το σύστημα είναι υποχρεωμένο να διατηρεί ενέργεια

από την χωρητικότητα του ώστε να είναι ικανό να υποστηρίξει μια ξαφνική αυξητική μεταβολή του φορτίου κατά το ίδιο ποσοστό. Μια ακόμη επιλογή που δίνεται από το HOMER είναι ο ορισμός ενός ποσοστού ενέργειας που πρέπει να είναι σε θέση το σύστημα να παρέχει σε περιπτώσεις που η παραγωγή των ΑΠΕ μειωθεί κατά ένα συγκεκριμένο ποσοστό. Στη παρούσα μελέτη αυτά τα ποσοστά ορίζονται σε 30% για τις ανεμογεννήτριες και 20% για τα φωτοβολταϊκά.

Αν η ενέργεια που παράγεται από το σύστημα δεν επαρκεί για τη πλήρη κάλυψη των ενεργειακών αναγκών παρουσιάζεται έλλειμμα ενέργειας. Το πρόγραμμα ορίζει έναν συντελεστή απώλειας φορτίου ως το πηλίκο του ελλείμματος ενέργειας κατά τη διάρκεια του έτους προς τη συνολική ετήσια ενέργεια που ζητά το φορτίο, για τον οποίο ο χρήστης ορίζει τη μέγιστη τιμή του. Το λογισμικό απορρίπτει στη συνέχεια ως μη τεχνικά εφικτά όλα τα συστήματα που υπερβαίνουν το όριο που τέθηκε. Στην παρούσα εργασία η τιμή του συντελεστή ορίστηκε στο 0%.

Οι παραπάνω περιορισμοί ωστόσο σε συνδυασμό με την διαστασιολόγηση του συστήματος είναι δυνατόν να παράξουν ποσότητες ενέργειας που θα πλεονάζουν. Αυτή η περίσσεια ενέργεια συνήθως παράγεται από τη διακοπτόμενη φύση των ΑΠΕ όταν οι μπαταρίες δεν μπορούν να αποθηκεύσουν την πλεονάζουσα ενέργεια επειδή είναι πλήρως φορτισμένες ή από τις ντιζελογεννήτριες όταν το τεχνικό τους ελάχιστο υπερβαίνει το φορτίο ζήτησης. Αυτή η ενέργεια δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί ούτε για τη κάλυψη της ζήτησης φορτίου ούτε για να φορτίσει τις μπαταρίες και επομένως πρέπει να απορρίπτεται ή να περιορίζεται. Η περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί μια σημαντική παράμετρος για την σταθερότητα τάσης και συχνότητας του συστήματος και πρέπει να είναι μηδενική για να κάνει το σύστημα να λειτουργεί με σταθερό τρόπο και να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια με αξιοπιστία στους καταναλωτές. Η ενέργεια αυτή βέβαια δύναται να χρησιμοποιηθεί σε συστήματα αφαλάτωσης όπως η αντίστροφη ώσμωση ενώ μπορεί να επαναχρησιμοποιηθεί και για την ψύξη και τη θέρμανση νοικοκυριών.

6.3 Οικονομικά Στοιχεία

Το HOMER για να προβεί σε τεχνοοικονομική ανάλυση απαιτεί ορισμένες ακόμη οικονομικές παραμέτρους. Αυτές περιλαμβάνουν τη διάρκεια ζωής του έργου, το ετήσιο πραγματικό επιτόκιο, το σταθερό κόστος κεφαλαίου συστήματος, το σταθερό κόστος λειτουργίας και διαχείρισης του συστήματος και τον πληθωρισμό. Τα σταθερά κόστη κεφαλαίου συστήματος και λειτουργίας και διαχείρισης δεν έχουν καμία επίδραση στην κατάταξη των πιθανών και εφικτών διαμορφώσεων που θα παρουσιάσει το HOMER και συνεπώς τίθενται ίσα με μηδέν.

Την πιο σημαντική μεταβλητή για την προσομοίωση και τη βελτιστοποίηση του συστήματος αποτελεί το πραγματικό επιτόκιο. Το HOMER υπολογίζει το ετήσιο επιτόκιο προεξόφλησης από το ονομαστικό επιτόκιο και το αναμενόμενο ρυθμό πληθωρισμού από την παρακάτω σχέση:

$$i = \frac{i' - f}{1 + f}$$

όπου:

i : το πραγματικό επιτόκιο

i' : το ονομαστικό επιτόκιο

f : ο αναμενόμενος πληθωρισμός

Για τους σκοπούς της έρευνας το ονομαστικό επιτόκιο θεωρήθηκε στο 5,06% σύμφωνα με το πιο πρόσφατο δελτίο τύπου της Τράπεζας της Ελλάδος (Τράπεζα Ελλάδος, 2023), ενώ ο πληθωρισμός σύμφωνα με τις προβλέψεις της Ευρωπαϊκής Κεντρικής Τράπεζας αναμένεται να φτάσει το 2,1% το 2025. (European Central Bank, 2023) Επομένως, το πραγματικό επιτόκιο σύμφωνα με το πιο πάνω τύπο διαμορφώνεται στο 2,90%. Τέλος, η διάρκεια του έργου ορίζεται σε 20 έτη.

Σχετικά με την αξιολόγηση ενός υβριδικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, στο λογισμικό HOMER λαμβάνονται υπόψιν δύο οικονομικές παραμέτρους:

- 1) Το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (Cost of Energy, COE)
- 2) Το συνολικό καθαρό παρόν κόστος του συστήματος (Net Present Cost, NPC)

Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας CoE, υπολογίζεται σε €/kWh και εκφράζει το μέσο κόστος του συστήματος ανά kWh παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Το CoE υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$CoE = \frac{C_{an,tot}}{E_{served}}$$

όπου:

$C_{an,tot}$: Συνολικό κόστος συστήματος (€/έτος)

E_{served} : Ζήτηση ενέργειας που ικανοποιείται (kWh/έτος)

Το συνολικό κόστος υπολογίζεται ως το άθροισμα του κόστους όλων των εξαρτημάτων του συστήματος, του κόστους κεφαλαίου, του κόστους αντικατάστασης, του κόστους λειτουργίας και συντήρησης καθώς και του κόστους καυσίμου σε ετήσια βάση.

Για να κριθεί μια επένδυση ή ένα έργο ως συμφέρουσα προς χρηματοδότηση χρησιμοποιείται επί το πλείστον η Καθαρή Παρούσα Αξία. Υπάρχουν ωστόσο επενδύσεις ή έργα στα οποία δεν υπάρχουν πωλήσεις και έσοδα. Στη περίπτωση αυτή είναι σύνηθες να χρησιμοποιείται ο δείκτης Καθαρό Παρόν Κόστος και ουσιαστικά προτιμητέο κρίνεται το έργο ή η επένδυση η οποία παρουσιάζει το μικρότερο Καθαρό Παρόν Κόστος. Το NPC υπολογίζεται από τον παρακάτω τύπο:

$$NPC = \frac{C_{an,tot}}{CRF(i, n)}$$

όπου:

$C_{an,tot}$: Συνολικό κόστος συστήματος (€/έτος)

$CRF(i, n)$: παράγοντας ανάκτησης κεφαλαίου με ετήσιο επιτόκιο προεξόφλησης i στο οποίο περιλαμβάνεται ο πληθωρισμός και n η διάρκεια ζωής του έργου

$$CRF(i, n) = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1}$$

Αν και το CoE αποτελεί συχνά τον καταλληλότερο δείκτη με τον οποίο μπορούν να συγκριθούν οι δαπάνες των διαφόρων συστημάτων, το HOMER χρησιμοποιεί το NPC ως το αρχικό οικονομικό κριτήριο με το οποίο γίνεται η ταξινόμηση των προτεινόμενων διαμορφώσεων. Αυτό συμβαίνει καθώς ο τρόπος καθορισμού του CoE είναι αμφισβητήσιμος σε αντίθεση με το NPC το οποίο δεν υπολείπεται από κάποια προσδιοριστική ασάφεια και επομένως είναι προτιμητέο ως αρχικό οικονομικό μέτρο για τη ταξινόμηση των συστημάτων.

7 Ανάλυση, προσομοίωση και βελτιστοποίηση υβριδικού συστήματος

Το λογισμικό HOMER μετά την προσομοίωση διαφορετικών διαμορφώσεων του υβριδικού συστήματος, καταλήγει και εμφανίζει στον χρήστη για εκτεταμένη ανάλυση μόνο εφικτά σενάρια διαμορφώσεων. Όπως έχει αναφερθεί προηγουμένως, η παρούσα μελέτη προτείνει ένα υβριδικό σύστημα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας προκειμένου να αντικατασταθεί το σημερινό συμβατικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου χωρίς να προκληθούν προβλήματα ευστάθειας στο δίκτυο. Η μείωση της λειτουργίας και χρήσης των γεννητριών ντίζελ είναι μια σημαντική πτυχή που μελετάται από τη παρούσα διπλωματική εργασία.

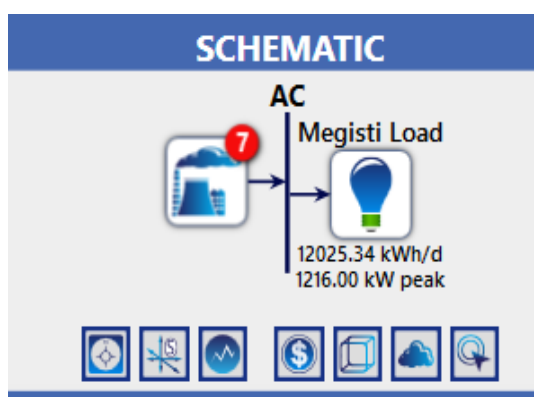
Για την ανάλυση του βέλτιστου υβριδικού συστήματος, κρίθηκε απαραίτητο να προσομοιωθεί και το υπάρχον συμβατικό. Η ανάλυση του οποίου επιδιώχθηκε με σκοπό να επιτευχθεί μια ολοκληρωμένη κατανόηση της λειτουργίας του και να χρησιμεύσει ως συγκριτικό σημείο αναφοράς (βασικό σενάριο) για την αξιολόγηση του υβριδικού συστήματος. Συγκρίνοντας την απόδοση και την οικονομική βιωσιμότητα του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος με το υπάρχον συμβατικό ενεργειακό σύστημα, η ανάλυση παρέιχε μια ισχυρή βάση για την αξιολόγηση των πιθανών πλεονεκτημάτων και της σκοπιμότητας της μετάβασης σε μια πιο βιώσιμη και αποδοτική ενεργειακή λύση. Αυτή η σύγκριση προσέφερε πολύτιμες πληροφορίες σχετικά με την πιθανή εξοικονόμηση κόστους, τις μειώσεις εκπομπών και τη βελτιωμένη ενεργειακή αξιοπιστία που θα μπορούσαν να επιτευχθούν μέσω της υιοθέτησης ενός υβριδικού ενεργειακού συστήματος.

7.1 Προσομοίωση Υπάρχοντος Συστήματος

Στην υποενότητα αυτή εξετάζεται η προσομοίωση της παρούσας κατάστασης του συστήματος ως σενάριο αποκλειστικής χρήσης μονάδων ντίζελ για διάρκεια 25 ετών. Το ηλεκτρικό σύστημα του νησιού αποτελείται από 7 γεννήτριες ντίζελ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 2,2 MW που είναι σχεδόν διπλάσια από την αιχμή του συστήματος (1,216 MW). Το φορτίο αιχμής και η υψηλή ζήτηση φορτίου διαρκούν μόνο για μια συγκεκριμένη εποχή του έτους (καλοκαίρι) και τον υπόλοιπο χρόνο η μέση ζήτηση φορτίου είναι μικρότερη. Ως αποτέλεσμα αυτού, το σύστημα της Μεγίστης μπορεί να θεωρηθεί υπερδιαστασιοποιημένο.

Στο σημείο αυτό πρέπει να επισημανθεί πως το HOMER εξετάζει μια βελτιστοποιημένη λειτουργία του συστήματος, η οποία συνίσταται κυρίως στην κατά το δυνατόν μείωση της

απαιτούμενης ποσότητας καυσίμου, επομένως και του κόστους λειτουργίας. Συνεπώς, τα αποτελέσματα της προσομοίωσης ενδέχεται να διαφέρουν από τις τιμές που αναφέρθηκαν στην υποενότητα 5.3.1. Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα αυτά και συγκεκριμένα αναλύονται οι οικονομικές και περιβαλλοντικές επιπτώσεις της λειτουργίας του σεναρίου αναφοράς. Ενδεικτικά, η αρχιτεκτονική του υφιστάμενου συστήματος παρουσιάζεται στην παρακάτω απεικόνιση:



Εικόνα 14. Αρχιτεκτονική του Συμβατικού Σταθμού

7.1.1 Οικονομική Ανάλυση

Στον συγκεντρωτικό Πίνακα 11 που ακολουθεί παρουσιάζονται ορισμένα από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του συμβατικού σταθμού παραγωγής ενέργειας που αφορούν τα στοιχεία κόστους για κάθε μονάδα ντζελ, συνολικά καθώς και ανά κατηγορία όπως αρχικό κεφάλαιο, έξοδα αντικατάστασης, έξοδα λειτουργίας και συντήρησης, κόστος καυσίμων και υπολειμματική αξία.

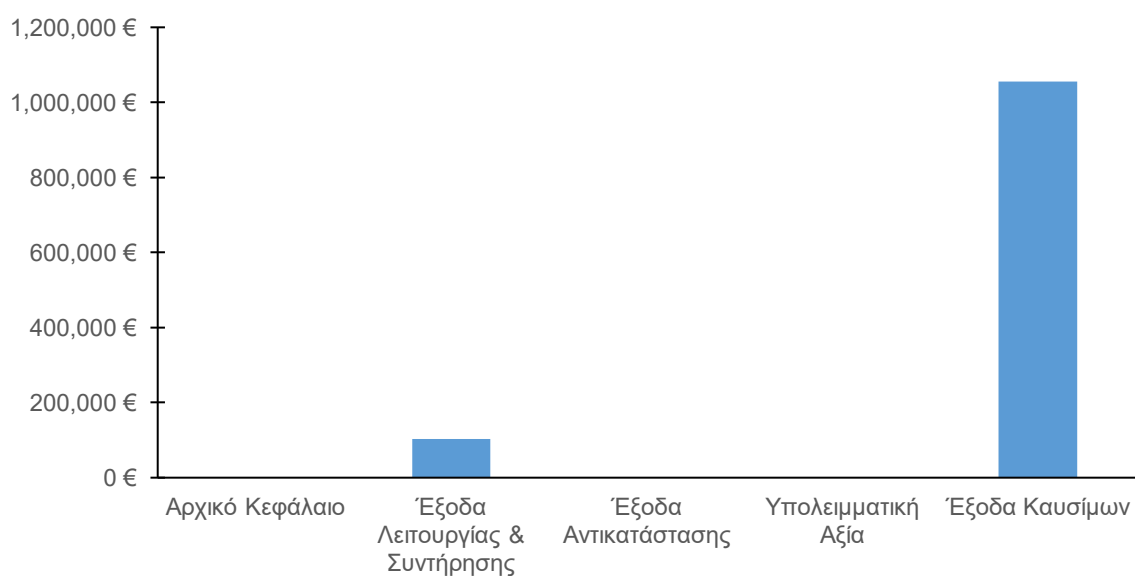
Πίνακας 11. Αναλυτικά κόστη κάθε εξοπλισμού στο σενάριο αναφοράς

Εξοπλισμός	Αρχικό Κεφάλαιο	Έξοδα Αντικατάστασης	Έξοδα Συντήρησης & Λειτουργίας	Καύσιμο	Υπολ. Αξία	Σύνολο
Γεννήτρια G1	0,00 €	0,00 €	321.665 €	4.167.005 €	0,00 €	4.488.670 €
Γεννήτρια G4	0,00 €	0,00 €	741.242 €	7.792.134 €	0,00 €	8.533.376 €
Γεννήτρια G5	0,00 €	0,00 €	237.666 €	2.205.571 €	0,00 €	2.443.237 €
Γεννήτρια G6	0,00 €	0,00 €	462.465 €	3.970.338 €	0,00 €	4.432.803 €
Γεννήτρια G7	0,00 €	0,00 €	54.500 €	467.891 €	0,00 €	522.391 €
Σύστημα	0,00 €	0,00 €	1.817.537 €	18.602.939 €	0,00 €	20.420.476 €

Το συνολικό κόστος του συστήματος για χρονικό ορίζοντα λειτουργίας 25 ετών, εκφρασμένο σε καθαρή παρούσα αξία, ανέρχεται στα 20.420.476 €. Το αρχικό κεφάλαιο και το κόστος αντικατάστασης σύμφωνα με την παραδοχή χρήσης των ήδη

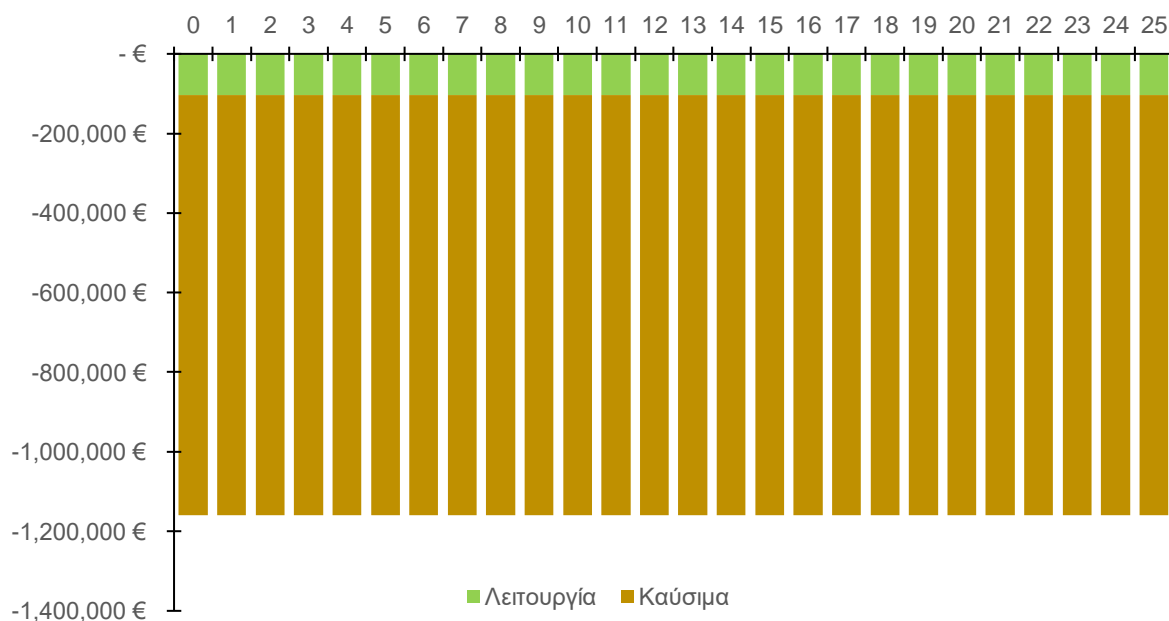
εγκατεστημένων μονάδων προκύπτει μηδενικό, τα λειτουργικά έξοδα υπολογίζονται συνολικά σε 1.159.562 €/έτος και το κόστος παραγωγής της κιλοβατώρας διαμορφώνεται στα 0,264 €/kWh.

Αναλύοντας το υψηλό λειτουργικό κόστος, όπως αυτό παρατηρείται στο Σχήμα 17, είναι φανερό ότι ο κυριότερος συντελεστής κόστους είναι τα καύσιμα των μονάδων ντίζελ, οι οποίες αποτελούν άλλωστε τις αποκλειστικές μονάδες παραγωγής στο μοντέλο αυτό. Συγκεκριμένα, το συνολικό κόστος καυσίμων για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου ανέρχεται σε 1.817.537 €.



Σχήμα 17. Κόστη ανά κατηγορία εξόδων της λειτουργίας του σεναρίου αναφοράς

Τέλος, παρουσιάζονται και οι συνολικές καθαρές ταμειακές ροές του συγκεκριμένου έργου στο Σχήμα 18 που ακολουθεί.



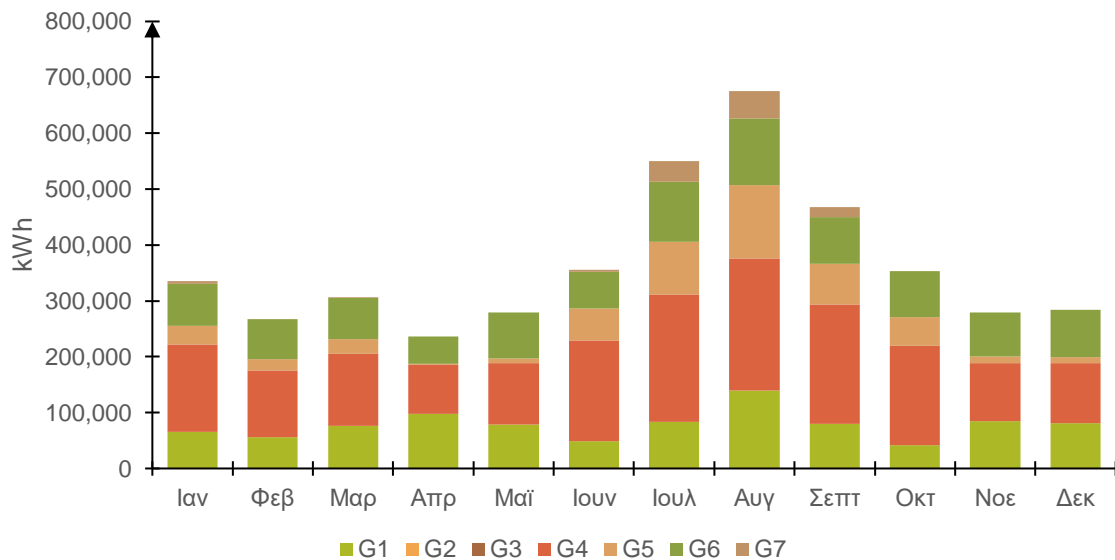
Σχήμα 18. Κατάσταση Ταμειακών Ροών του σεναρίου αναφοράς στη διάρκεια ζωής του έργου

7.1.2 Ενεργειακή - Περιβαλλοντική Ανάλυση

Η μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κάθε μονάδας παρουσιάζεται στο Σχήμα 19 σε μορφή ραδιογράμματος. Όπως είναι φυσιολογικό η ζήτηση κυμαίνεται σε χαμηλότερα επίπεδα την χειμερινή περίοδο. Από τη μελέτη του συστήματος παρατηρείται επίσης πως για την εξυπηρέτηση του φορτίου επαρκούν οι 5 από τις 7 μονάδες. Συνεπώς επαληθεύεται η αρχική θεώρηση του υπερδιαστασιοποιημένου συστήματος. Ο παρακάτω πίνακας συνοψίζει ορισμένα από τα λειτουργικά χαρακτηριστικά του υπό μελέτη εξοπλισμού:

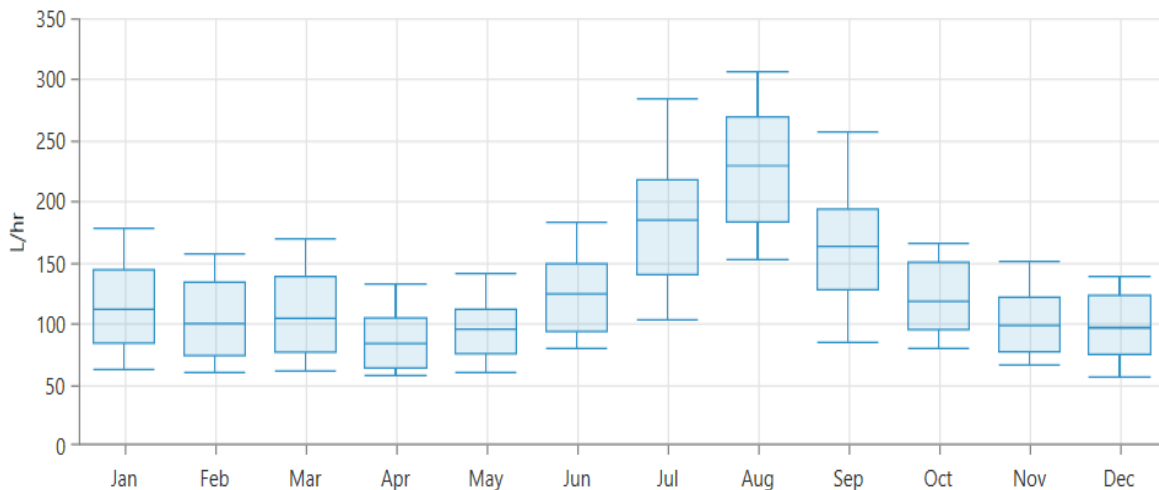
Πίνακας 12. Λειτουργικά χαρακτηριστικά του σεναρίου αναφοράς

Εξοπλισμός	Παραγωγή (kWh/έτος)	Παραγωγή (%)	Ετήσια κατανάλωση (L/έτος)	Ώρες λειτουργίας (ώρες/έτος)
Γεννήτρια G1	934.589	21,3	249.153	3075
Γεννήτρια G2	0	0	0	0
Γεννήτρια G3	0	0	0	0
Γεννήτρια G4	1.849.158	42,1	465.906	7086
Γεννήτρια G5	518.261	11,8	131.875	2272
Γεννήτρια G6	972.620	22,2	237.394	4421
Γεννήτρια G7	114.620	2,61	27.976	521
Σύνολο	4.389.248	100	1.112.304	-



Σχήμα 19. Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κάθε μονάδας του σεναρίου αναφοράς

Το Σχήμα 20 το οποίο παρουσιάζει τη μηνιαία κατανάλωση πετρελαίου χαρακτηρίζεται από σχετική ομοιομορφία. Διαφοροποιείται ωστόσο, τους μήνες του θερινού τουρισμού καθώς αυξάνονται ραγδαία οι ενεργειακές ανάγκες και συνεπώς οι καταναλώσεις καυσίμων. Η συνολική ποσότητα του πετρελαίου που καταναλώνεται σύμφωνα με τον Πίνακα 12 είναι 1.112.304 L/έτος, ποσότητα αντιπροσωπευτική της διάρκειας λειτουργίας των μονάδων κατά τη διάρκεια του έτους.



Σχήμα 20. Μηνιαία κατανάλωση πετρελαίου στο σενάριο αναφοράς

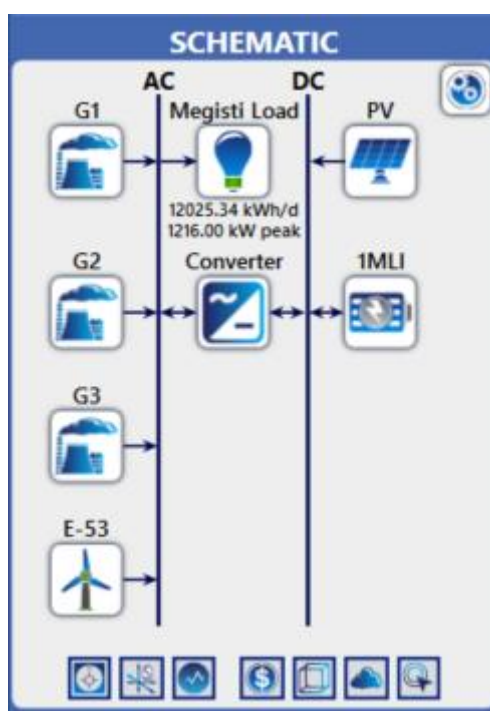
Αναφορικά με το περιβαλλοντικό αποτύπωμα της λειτουργίας του συγκεκριμένου σταθμού, στον παρακάτω πίνακα έχουν υπολογιστεί και παρουσιάζονται σε ετήσια βάση οι εκπομπές αέριων ρύπων εκφρασμένες σε κιλά ανά έτος.

Πίνακας 13. Ετήσιες εκπομπές αέριων ρύπων της λειτουργίας του σεναρίου αναφοράς

Εκπομπές Αέριων Ρύπων	Συγκέντρωση (κιλά/έτος)
Μονοξείδιο του άνθρακα (CO)	19.792
Διοξείδιο του άνθρακα (CO ₂)	2.909.319
Άκαυστοι υδρογονάνθρακες (HC)	801
Αιωρούμενα σωματίδια (SS)	79,2
Διοξείδιο του θείου (SO ₂)	7130
Οξείδια του αζώτου (NO _x)	1583

7.2 Προσομοίωση Βέλτιστου Υβριδικού Συστήματος

Η διαδικασία προσομοίωσης παράγει μια λίστα με πιθανές διαμορφώσεις του υβριδικού συστήματος. Δημιουργούνται συνεπώς διαφορετικές διαμορφώσεις με βάση τα δεδομένα εισόδου της προσομοίωσης. Το πρόγραμμα στη συνέχεια αξιολογεί το κόστος και καθορίζει τη βιωσιμότητα των διαφορετικών υβριδικών συστημάτων κατά τη διάρκεια ζωής του έργου με βάση το χαμηλότερο LCoE και το NPC. Η παρούσα έρευνα εστιάζει και επιλέγει τον βέλτιστο στη κατάταξη σχεδιασμό του συστήματος. Η αρχιτεκτονική του βελτιστοποιημένου συστήματος απεικονίζεται στην Εικόνα 15 ενώ ο Πίνακας 14 παρουσιάζει ορισμένες από τις διαμορφώσεις του συστήματος όπως αυτές υπολογίστηκαν από το πρόγραμμα.



Εικόνα 15. Αρχιτεκτονική υβριδικού συστήματος

Πίνακας 14. Αποτελέσματα βελτιστοποίησης του προτεινόμενου συστήματος

Κατάταξη	PV (kW)	E-53	G1 (kW)	G2 (kW)	G3 (kW)	NPC (€)	LCoE (€/kWh)	% ΑΠΕ
1	965	3	400	250	180	8,78Μ	0,114	90,5
2	849	3	400	250	-	9,56Μ	0,124	87,9
3	-	4	400	250	180	9,73Μ	0,126	84,1
4	767	4	400	-	180	9,75Μ	0,126	92,5
5	732	3	400	250	180	10,1Μ	0,130	80,4
6	1671	4	400	-	-	10,8Μ	0,140	96,4

Από τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης ως βέλτιστο κρίνεται, συνοπτικά, το σύστημα που περιέχει τρεις ανεμογεννήτριες των 800kW, συνολική εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκού 965kW, 3 γεννήτριες ντίζελ, 2 συστοιχίες συσσωρευτών 1 MWh και έναν μετατροπέα 446kW.

Πίνακας 15. Εξοπλισμός βελτιστοποιημένου υβριδικού συστήματος

Εξοπλισμός	Όνομα	Μέγεθος
Γεννήτρια G1	CUMMINS VT 1710G	400 kW
Γεννήτρια G2	VOLVO PENTA TAD 1345GE	250 kW
Γεννήτρια G3	HYUNDAI KD8AX	180 kW
Φ/Β	Generic flat plate PV	965 kW
A/Γ	Enercon E-53	2400 kW
Μετατροπέας	System Converter	446 kW
Αποθήκευση	Generic 1MWh Li-Ion	2 MWh

Σύμφωνα με το λογισμικό βελτιστοποίησης, το αρχικό κόστος εγκατάστασης του προαναφερθέντος συστήματος ανέρχεται στα 3.707.750 €, το ετήσιο κόστος λειτουργίας στα 228.118 €, το καθαρό παρόν κόστος μετά από 25 χρόνια είναι 8.781.651 € και το κόστος παραγωγής ενέργειας 0,114 €/kWh. Επίσης, οι συνολικές ώρες λειτουργίας και των τριών γεννητριών είναι 2639 ώρες ανά έτος και η κατανάλωση καυσίμου 120.886 λίτρα ανά έτος.

Μια πρώτη εκτίμηση μας φανερώνει πως η επένδυση είναι βιώσιμη καθώς επιτυγχάνεται μείωση της τιμής της παραγόμενης κιλοβατώρας κατά περισσότερο από το ήμισυ, συγκεκριμένα από 0,264 €/kWh σε 0,114 €/kWh. Επίσης το ετήσιο κόστος λειτουργίας του συστήματος είναι 228.118 € κάτι που σημαίνει ότι το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης θα αποταμιευθεί σε περίπου 5 χρόνια. Ακόμη, το ποσοστό ΑΠΕ στο σύστημα έφτασε 90,5 %,

ενώ μειώθηκαν σημαντικά και οι ώρες λειτουργίας των γεννητριών που καταναλώνουν ντίζελ.

7.2.1 Τεχνική Ανάλυση Έργου

Το προτεινόμενο υβριδικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει, όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, συνολικό κόστος 8.781.651 € και χαρακτηρίζεται από ποσοστό διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ίσο με 90,5%. Ακολουθεί τη στρατηγική «load following», σύμφωνα με την οποία οι συμβατικές μονάδες ενεργοποιούνται για τη κάλυψη του ζητούμενου φορτίου μόνο σε περιπτώσεις που αυτό δεν είναι εφικτό από το υπόλοιπο σύστημα. Επίσης, η αποθήκευση ενέργειας στους συσσωρευτές δύναται να πραγματοποιείται αποκλειστικά από τα φωτοβολταϊκά και την ανεμογεννήτρια. Πιο αναλυτικά, το σύστημα αποτελείται από τον εξής εξοπλισμό:

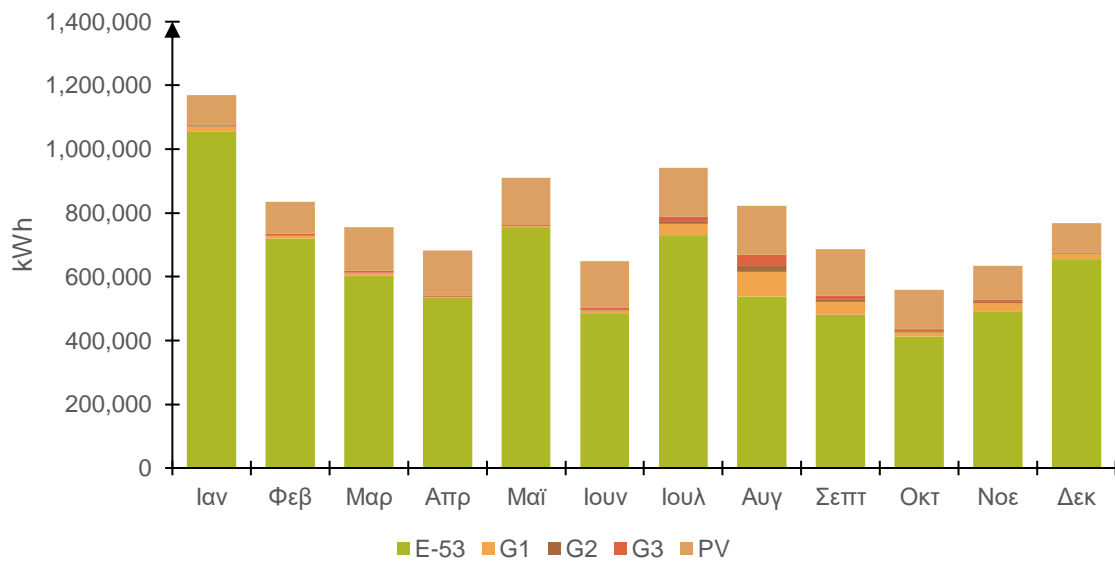
- Τρεις ανεμογεννήτριες “Enercon E-53 800kW”
- Φωτοβολταϊκό πάρκο συνολικής ισχύος 965 kW
- Σύστημα αποθήκευσης
- Σύστημα μετατροπής ενέργειας με συνολική χωρητικότητα 446 kW
- Τρεις συμβατικές μονάδες που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το diesel. Πιο συγκεκριμένα το σύστημα περιλαμβάνει μια γεννήτρια CUMMINS VT 1710G 400kW, μια VOLVO PENTA TAD 1345GE 250kW και μια HYUNDAI KD8AX 180 kW.

Η συνεισφορά κάθε εξοπλισμού του υβριδικού συστήματος στη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτυπώνεται στον Πίνακα 16, ενώ ακολουθεί η διαγραμματική απεικόνισή της για κάθε μήνα ενός έτους. Να σημειωθεί ότι στους Πίνακες 15 & 16 και στο Σχήμα 21 ο συμβολισμός G1 αντιπροσωπεύει τη γεννήτρια CUMMINS VT 1710G, ο G2 τη VOLVO PENTA TAD 1345GE και G3 τη HYUNDAI KD8AX.

Πίνακας 16. Λειτουργικά χαρακτηριστικά του βέλτιστου σεναρίου

Εξοπλισμός	Παραγωγή (kWh/έτος)	Παραγωγή (%)	Ετήσια κατανάλωση (L/έτος)	Ώρες λειτουργίας (ώρες/έτος)
Γεννήτρια G1	258.029	2,72	69.580	1012
Γεννήτρια G2	48.110	0,506	17.305	448
Γεννήτρια G3	109.036	1,15	34.000	1179
Φωτοβολταϊκά	1.546.534	16,3	-	4386
Ανεμογεννήτρια	7.537.508	79,3	-	8760
Σύνολο	9.499.218	100	120.886	-

Στο Σχήμα 21 παρουσιάζεται η μέση μηνιαία ηλεκτρική ισχύς κάθε μονάδας σε μορφή ραβδογράμματος για το βελτιστοποιημένο σύστημα.



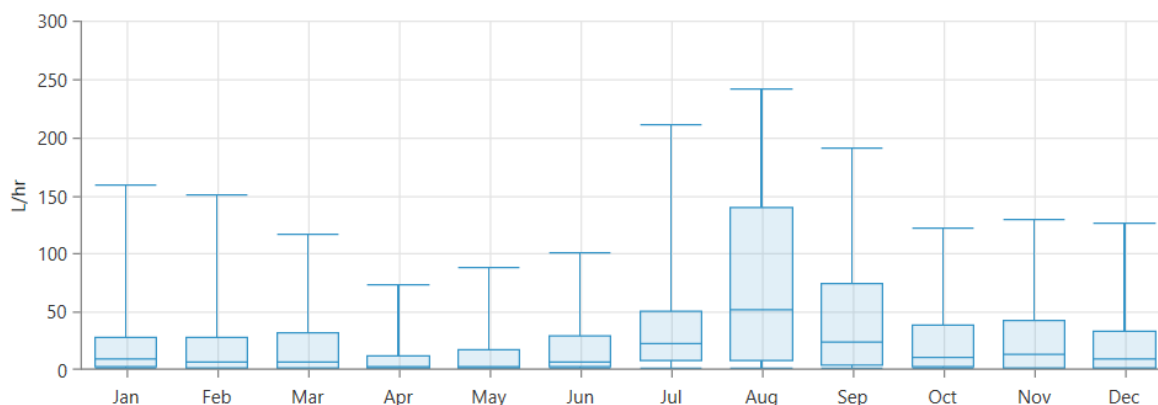
Σχήμα 21. Μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κάθε μονάδας του υβριδικού συστήματος

Συμπεραίνεται πως η συντριπτική πλειοψηφία της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται από την εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών το οποίο οφείλεται κυρίως στα συστήματα αποθήκευσης και μετατροπής, χάρη στα οποία το σύστημα έχει τη δυνατότητα να καλύπτει τη ζήτηση με ηλεκτρική ενέργεια προερχόμενη από ανανεώσιμες πηγές την στιγμή που η παραγωγή από τις ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά δεν επαρκεί για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού. Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως, η συνεισφορά των συμβατικών μονάδων είναι καθοριστική κυρίως τους μήνες του θερινού τουρισμού εξαιτίας της ραγδαίας αύξησης στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Ένα ποσοστό της τάξεως του 53% της συνολικής παραγωγής ενέργειας αποτελεί περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα ποσοστό αρκετά σημαντικό το οποίο θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί σε διάφορες εφαρμογές για την αύξηση της ποιότητας ζωής των κατοίκων του νησιού όπως σε συστήματα θέρμανσης/ψύξης, αφαλάτωσης ακόμη και μελλοντική πώληση στο δίκτυο.

7.2.1.1 Εκπομπές Αέριων Ρύπων

Η συνολική ποσότητα του πετρελαίου που καταναλώνεται σε διάστημα ενός έτους φτάνει σύμφωνα με τον Πίνακα 16 τα 120.886 L, ποσότητα που αντικατοπτρίζει τη μειωμένη λειτουργία των συμβατικών μονάδων κατά τη διάρκεια του έτους.



Εικόνα 16. Μηνιαία κατανάλωση πετρελαίου στο υβριδικό σύστημα

Σχετικά με το περιβαλλοντικό αποτύπωμα του νέου συστήματος, ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει σε ετήσια βάση τις εκπομπές αέριων ρύπων εκφρασμένες σε κιλά ανά έτος.

Πίνακας 17. Ετήσιες εκπομπές αέριων ρύπων της λειτουργίας του υβριδικού συστήματος

Εκπομπές Αέριων Ρύπων	Συγκέντρωση (κιλά/έτος)
Μονοξείδιο του άνθρακα (CO)	2151
Διοξείδιο του άνθρακα (CO ₂)	316.186
Άκαυστοι υδρογονάνθρακες (HC)	87
Αιωρούμενα σωματίδια (SS)	8,61
Διοξείδιο του θείου (SO ₂)	775
Οξειδία του αζώτου (NO _x)	172

7.2.2 Χρηματοοικονομική Ανάλυση Έργου

Στην υποενοότητα που ακολουθεί θα πραγματοποιηθεί μια χρηματοοικονομική ανάλυση του προτεινόμενου έργου που περιλαμβάνει την εγκατάσταση και λειτουργία ενός υβριδικού σταθμού παραγωγής ενέργειας στη Μεγίστη με χρονικό ορίζοντα τα 25 έτη. Στην ανάλυση συμπεριλαμβάνεται η παρουσίαση του συνολικού καθαρού τρέχον κόστος του έργου καθώς και οι ταμειακές του ροές.

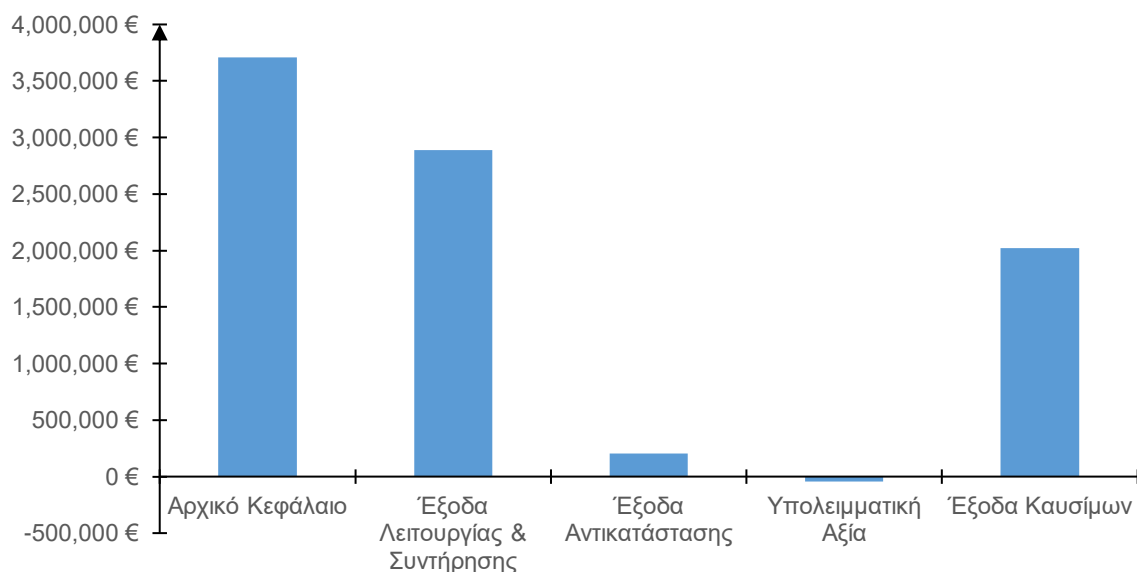
7.2.2.1 Συνολικό Καθαρό Τρέχον Κόστος (NPC)

Στον Πίνακα 18 παρουσιάζονται συνολικά και ανά κατηγορία τα αποτελέσματα προσομοίωσης που αφορούν τα στοιχεία κόστους, όπως το αρχικό κεφάλαιο επένδυσης, τα έξοδα αντικατάστασης, τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης, το κόστος των πόρων και η υπολειμματική αξία. Κυριότερο συντελεστή κόστους αποτελεί το αρχικό κεφάλαιο αγοράς μονάδων ΑΠΕ ωστόσο τα καύσιμα των μονάδων ντίζελ και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης συμβάλλουν σε σημαντικό βαθμό στην αύξηση του συνολικού κόστους.

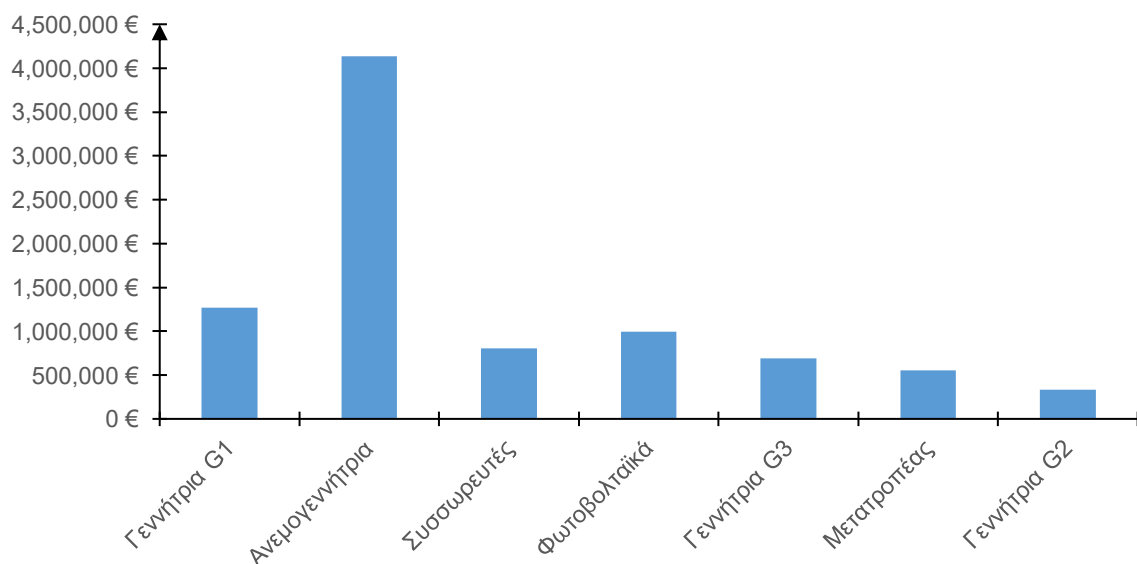
Πίνακας 18. Αναλυτικά κόστη κάθε εξοπλισμού στο βέλτιστο σενάριο

Εξοπλισμός	Αρχικό Κεφάλαιο	Έξοδα Αντικατάστασης	Έξοδα		Υπολ. Αξία	Σύνολο
			Συντήρησης & Λειτουργίας	Πόρος		
Γεννήτρια G1	0,00 €	0,00 €	105.862 €	1.163.712 €	0,00 €	1.269.574 €
Γεννήτρια G2	0,00 €	0,00 €	46.864 €	289.421 €	0,00 €	336.285 €
Γεννήτρια G3	0,00 €	0,00 €	123.331 €	568.641 €	0,00 €	691.972 €
Φωτοβολταϊκά	772.176 €	0,00€	220.975 €	0,00 €	0,00 €	993.151 €
Ανεμογεννήτρια	2.550.000 €	0,00 €	1.584.946 €	0,00 €	0,00 €	4.134.946 €
Συσσωρευτές	274.000 €	138.212 €	414.552 €	0,00 €	-25.701 €	801.063 €
Αντιστροφεία	111.573 €	66.861 €	392.973 €	0,00 €	-16.747 €	554.660 €
Σύστημα	3.707.750 €	205.073 €	2.889.501 €	2.021.775 €	-42.448 €	8.781.651 €

Το συνολικό κόστος του συστήματος για χρονικό ορίζοντα λειτουργίας 25 ετών, εκφρασμένο σε καθαρή παρούσα αξία, ανέρχεται στα 8.781.651 €. Το αρχικό απαιτούμενο κεφάλαιο επένδυσης ανέρχεται στα 3.707.750 €, τα έξοδα αντικατάστασης των μπαταριών και του μετατροπέα στα 205.073 €, τα λειτουργικά έξοδα υπολογίζονται συνολικά σε 288.117 €/έτος και το κόστος παραγωγής της κιλοβατώρας διαμορφώνεται στα 0,114 €/kWh.



Σχήμα 22. Κόστη ανά κατηγορία εξόδων της λειτουργίας του Βέλτιστου σεναρίου

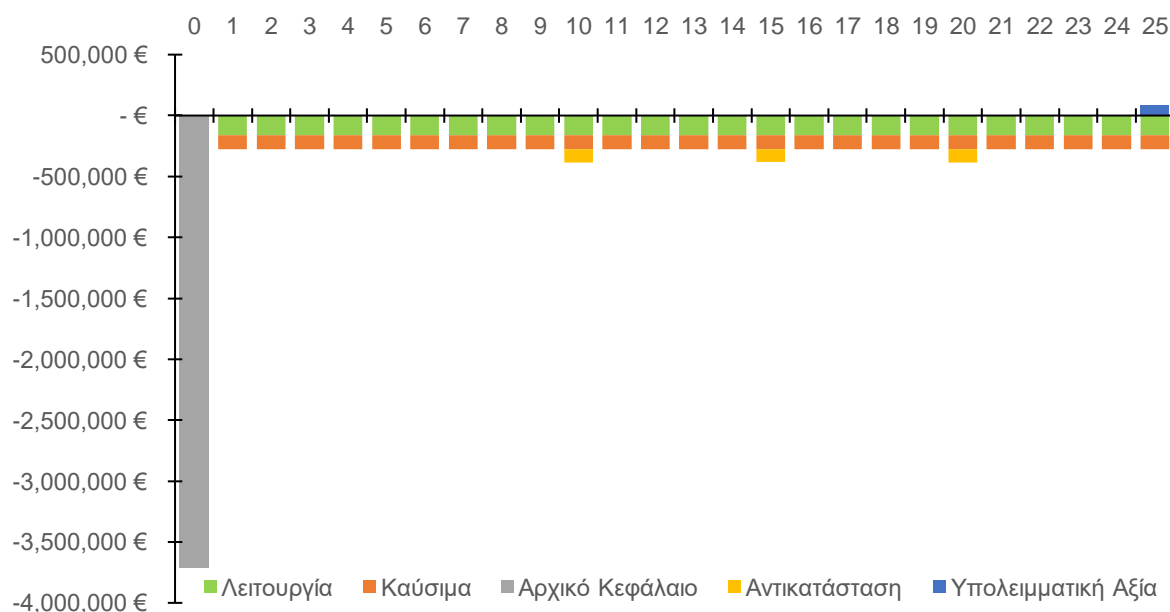


Σχήμα 23. Κόστη ανά εξοπλισμό του Βέλτιστου σεναρίου

Αναλύοντας τα κόστη ανά εξοπλισμό και ανά κατηγορία, όπως αυτό παρατηρείται στα Σχήματα 22 & 23, είναι φανερό ότι οι κυριότεροι συντελεστές κόστους είναι το αρχικό κεφάλαιο αγοράς των μονάδων ΑΠΕ, με την ανεμογεννήτρια να αποτελεί τον πιο δαπανηρό εξοπλισμό με συνολικά έξοδα της τάξεως των 4.134.946 €, καθώς και τα έξοδα συντήρησης και λειτουργίας για όλη τη διάρκεια ζωής του έργου τα οποία ανέρχονται συνολικά σε 2.889.501 €. Αναφορικά με τα έξοδα καυσίμων, αν και συνεχίζουν να αποτελούν σημαντικό έξοδο είναι αισθητά μειωμένο έχοντας μειωθεί ο αριθμός των συμβατικών μονάδων παραγωγής.

7.2.2.2 Κατάσταση Ταμειακών Ροών

Το Σχήμα 24 απεικονίζει σε βάθος 25ετίας τις ταμειακές ροές του έργου με κάθε γραμμή να αντιπροσωπεύει είτε εισροή είτε εκροή μετρητών για ένα έτος. Οι αρνητικές τιμές αντιπροσωπεύουν εκροές οι οποίες αποτελούν είτε δαπάνες για πόρους όπως τα καύσιμα, αντικαταστάσεις εξοπλισμού ή λειτουργία και συντήρηση αυτού. Οι θετικές τιμές από την άλλη αντιπροσωπεύουν εισροές, οι οποίες μπορεί να προέρχονται από πωλήσεις ηλεκτρικής ενέργειας ή από την υπολειμματική αξία των εξοπλισμών στο τέλος της διάρκειας ζωής του έργου.



Σχήμα 24. Κατάσταση Ταμειακών Ροών του υβριδικού συστήματος στη διάρκεια ζωής του έργου

Στο παραπάνω διάγραμμα στο έτος μηδέν καταγράφονται έξοδα 3.707.750 € από το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης. Τα πρώτα εννιά χρόνια λειτουργίας τα έξοδα οφείλονται στα έξοδα συντήρησης του εξοπλισμού και στο κόστος αγοράς καυσίμου και είναι σταθερά στα 278.884 €. Στον 10^ο χρόνο προστίθενται στα 278.884€ και τα έξοδα αντικατάστασης των συσσωρευτών με το ποσό να διαμορφώνεται τελικά στα 383.904 €. Μεταξύ του 11^{ου} και του 14^{ου} έτους τα έξοδα οφείλονται μόνο στα έξοδα συντήρησης του εξοπλισμού και στο κόστος αγοράς του καυσίμου και είναι σταθερά στα 278.884 €. Στο 15^ο έτος υπάρχει το επιπλέον κόστος αντικατάστασης του μετατροπέα διαμορφώνοντας τα έξοδα στα 381.532 €. Από το 16^ο έτος μέχρι και το 19^ο τα έξοδα είναι και πάλι σταθερά στα 278.884 €. Στο 20^ο έτος χρειάζεται να αντικατασταθούν ξανά οι συσσωρευτές καταγράφοντας ξανά έξοδα 383.904 €. Από το 21^ο έως το 24^ο έτος τα έξοδα είναι σταθερά στα 278.884 €. Τέλος, στο 25^ο έτος αφαιρούνται από την υπολειμματική αξία του εξοπλισμού τα λειτουργικά έξοδα και τα έξοδα των καυσίμων με αποτέλεσμα να καταγραφούν έξοδα 192.157 €.

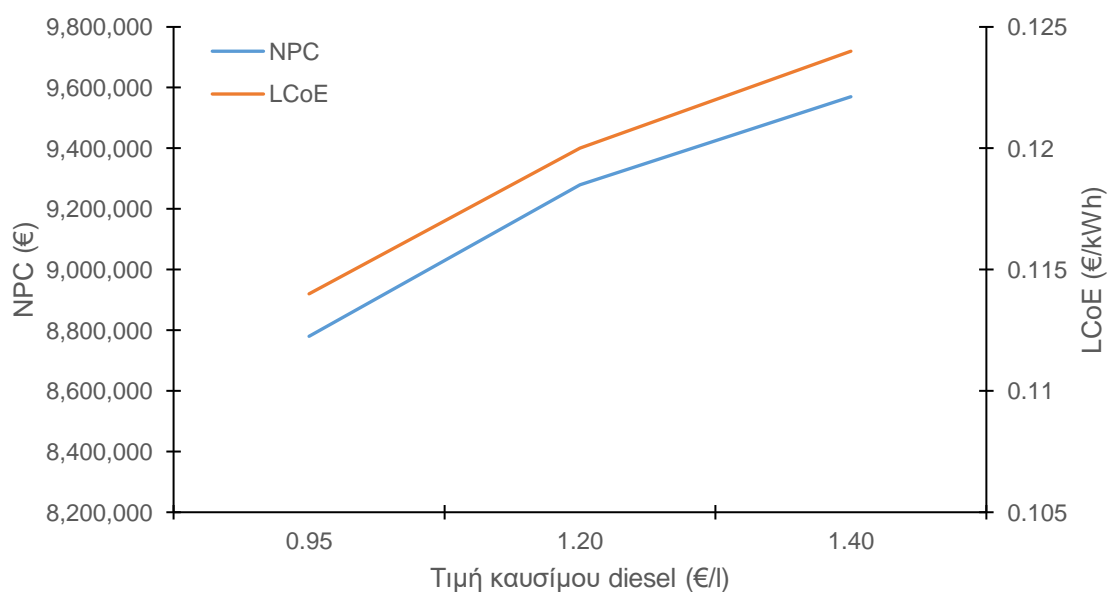
7.2.3 Ανάλυση Ευαισθησίας

Η ανάλυση ευαισθησίας πραγματοποιείται προκειμένου να διερευνηθεί η επίδραση της διακύμανσης των παραμέτρων εισόδου και των μεταβλητών στη συμπεριφορά του συστήματος και να εντοπιστούν οι πιο ευαίσθητες παράμετροι. Σε αυτή τη μελέτη πρόκειται να πραγματοποιηθεί ανάλυση ευαισθησίας προκειμένου να μελετηθεί η επίδραση της τιμής του πετρελαίου, της ταχύτητας του ανέμου και της ηλιακής ακτινοβολίας στο βέλτιστο σύστημα διαμόρφωσης. Ο Πίνακας 19 παρουσιάζει τις τιμές των παραμέτρων για τις οποίες πραγματοποιείται η ανάλυση.

Πίνακας 19. Παράμετροι και τιμές ανάλυσης ευαισθησίας

Παράμετρος	Τιμές
Τιμή πετρελαίου	0,950, 1,20, 1,40 €/l
Ηλιακή ακτινοβολία	3,67, 4,40, 5,28 kWh/m ² /day
Ταχύτητα ανέμου	3,91, 4,69, 5,63 m/s

Στο Σχήμα 25 φαίνονται η διακύμανση του NPC και του LCoE ανάλογα με τις τιμές του καυσίμου ντίζελ. Κύριο συμπέρασμα της ανάλυσης ευαισθησίας είναι ότι τα μεγέθη αυτά αυξάνονται με την αύξηση της τιμής του ντίζελ. Το ποσοστό αύξησης τους ωστόσο είναι χαμηλότερο σε σύγκριση με το ποσοστό αύξησης της τιμής του ντίζελ όπως παρουσιάζεται στον Πίνακα 20.



Σχήμα 25. Επιπτώσεις μεταβολής της τιμής του ντίζελ σε NPC και LCoE

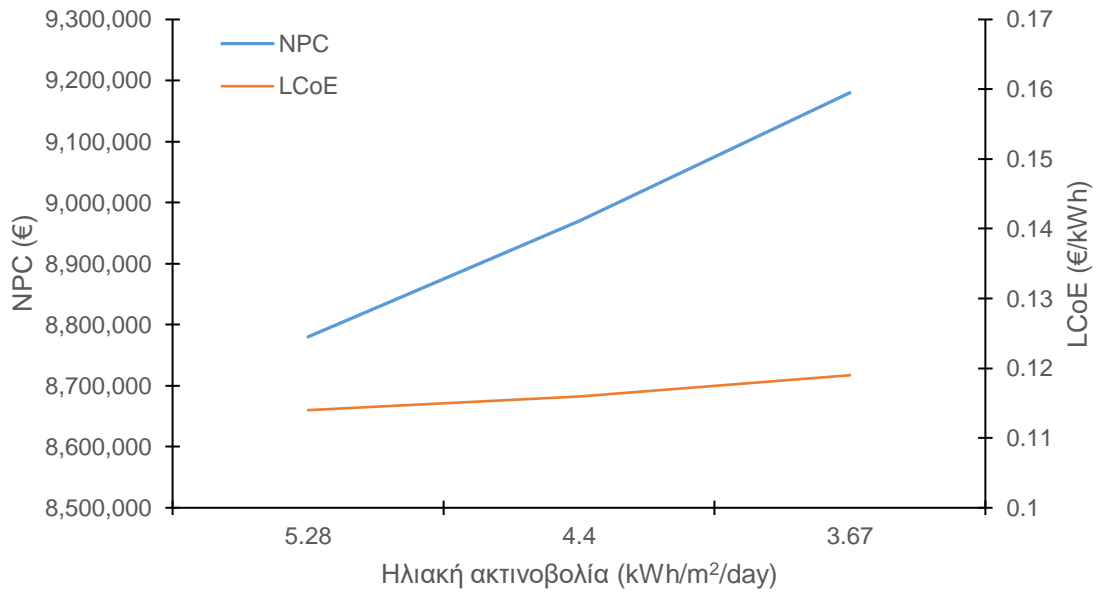
Πίνακας 20. Επιπτώσεις μεταβολής της τιμής του ντίζελ σε NPC και LCoE

Τιμή καυσίμου (€/l)	Ποσοστιαία αύξηση	NPC	Ποσοστιαία αύξηση NPC	LCoE	Ποσοστιαία αύξηση LCoE
0,950	-	€8.78M	-	0,114 €/kWh	-
1,20	26,31%	€9.28M	5,69%	0,120 €/kWh	5,26%
1,40	16,67%	€9.57M	3,12%	0,124 €/kWh	3,33%

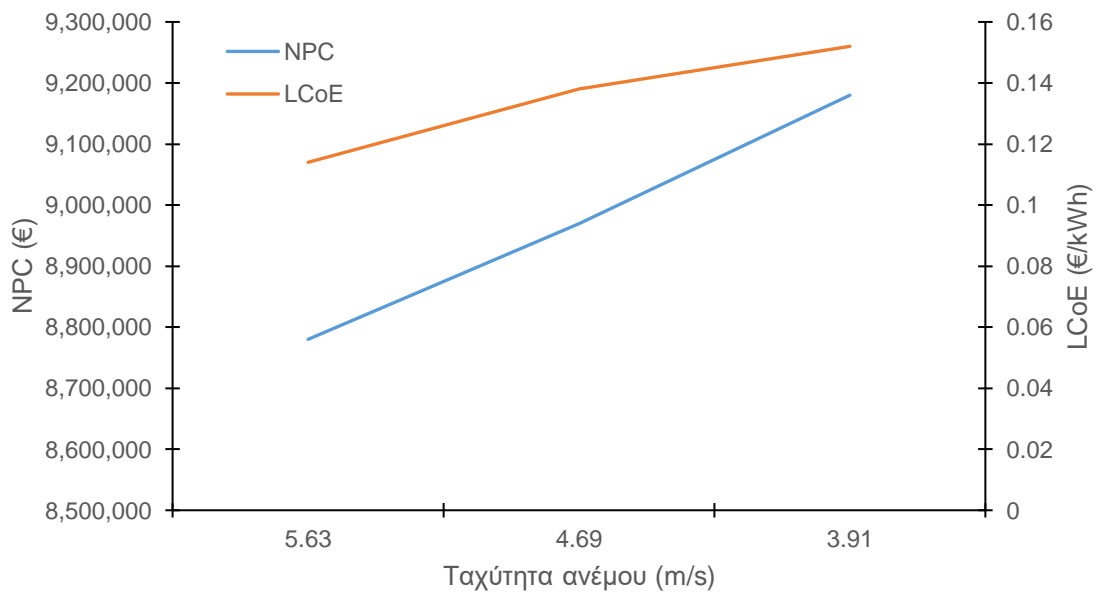
Αναφορικά με τις επιπτώσεις μεταβολής των ανανεώσιμων πηγών (ταχύτητα ανέμου, ηλιακή ακτινοβολία) μπορεί εύκολα να εξαχθεί από τα αποτελέσματα του Πίνακα 21 και των Σχημάτων 26 & 27 ότι η μείωση τους έχει αρνητικό αντίκτυπο στο NPC και LCoE. Συγκεκριμένα, οποιαδήποτε μείωση από την μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου (5,63 m/s) και την μέση ηλιακή ακτινοβολία (5,28 kWh/m²) οδηγεί σε αύξηση των δύο παραμέτρων.

Πίνακας 21. Επιπτώσεις μεταβολής των ανανεώσιμων πηγών σε NPC και LCoE

Ηλιακή ακτινοβολία (kWh/m ² /day)	Ταχύτητα ανέμου (m/s)	NPC	LCoE
3,67	3,91	€13.2M	0,171 €/kWh
3,67	4,69	€11.6M	0,150 €/kWh
3,67	5,63	€9.18M	0,119 €/kWh
4,40	3,91	€12.4M	0,161 €/kWh
4,40	4,69	€11.1M	0,144 €/kWh
4,40	5,63	€8.97M	0,116 €/kWh
5,28	3,91	€11.8M	0,152 €/kWh
5,28	4,69	€10.6M	0,138 €/kWh
5,28	5,63	€8.78M	0,114 €/kWh



Σχήμα 26. Επιπτώσεις μεταβολής των ανανεώσιμων πηγών σε NPC και LCoE για σταθερή ταχύτητα ανέμου



Σχήμα 27. Επιπτώσεις μεταβολής των ανανεώσιμων πηγών σε NPC και LCoE για σταθερή ηλιακή ακτινοβολία

Από την παραπάνω ανάλυση συμπεραίνεται πως η χρήση ενός υβριδικού συστήματος μειώνει σημαντικά την ευαισθησία μιας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στις μεταβαλλόμενες τιμές του πετρελαίου ωστόσο αυξάνει την ευαισθησία της στη μεταβλητότητα των ανανεώσιμων πηγών.

7.2.4 Αξιολόγηση προτεινόμενου υβριδικού συστήματος

Το προτεινόμενο υβριδικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το Καστελλόριζο χαρακτηρίζεται από συνολικό καθαρό παρόν κόστος 8.781.651 € και ποσοστό διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας 90,5 %. Το εν λόγω ποσοστό δεν μπορεί παρά να θεωρηθεί ικανοποιητικό. Όσον αφορά την κατανομή του φορτίου, τα Φ/Β συμμετέχουν σε ποσοστό 16,3 %, οι Α/Γ σε ποσοστό 79,3 % και οι γεννήτριες ντίζελ σε ποσοστό 4,4%. Επιτυγχάνεται συνεπώς πλήρως ο σκοπός και ο ρόλος ενός μη-διασυνδεδεμένου υβριδικού συστήματος.

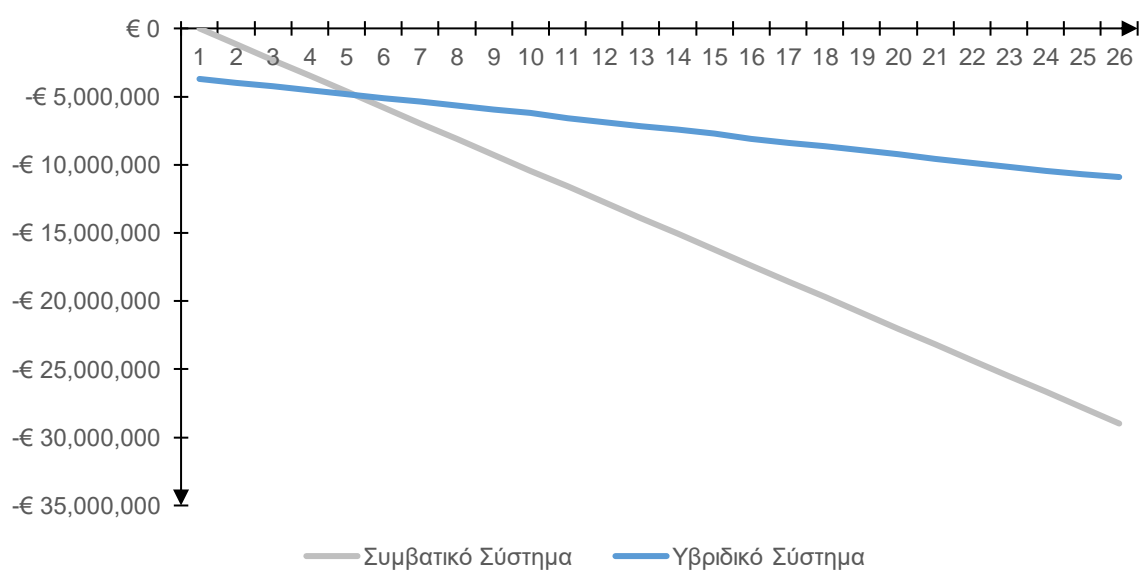
Το ερώτημα που απομένει αφορά το εάν η επένδυση για τη διαμόρφωση του συγκεκριμένου υβριδικού συστήματος είναι οικονομικά συμφέρουσα. Τα αποτελέσματα της χρηματοοικονομικής ανάλυσης αποκαλύπτουν ότι το προτεινόμενο βελτιστοποιημένο σύστημα είχε τα καλύτερα οικονομικά χαρακτηριστικά καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου, σε αντίθεση με το σενάριο αναφοράς. Το βέλτιστο υβριδικό σύστημα θα μείωνε τις ετήσιες λειτουργικές δαπάνες, την κατανάλωση καυσίμου και τις εκπομπές CO₂ από 1.159.562 €, 1.112.304 L/έτος και 2.909.319 kg/έτος σε 228.118 €, 120.886 L/έτος και 316.186 kg/έτος αντίστοιχα. Αυτή η επένδυση έχει περίοδο αποπληρωμής 4,21 έτη και εσωτερικό δείκτη απόδοσης IRR 23,5 %. Ο Πίνακας 22 παρέχει μια ολοκληρωμένη παρουσίαση των αποτελεσμάτων των οικονομικών μετρήσεων. Η οικονομική σύγκριση μεταξύ του βασικού και του βελτιστοποιημένου συστήματος με τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα παρουσιάζεται στον Πίνακα 23. Οι σωρευτικές ταμειακές ροές καθ' όλη τη διάρκεια ζωής, που είναι 25 χρόνια, παρουσιάζονται στο Σχήμα 27.

Πίνακας 22. Οικονομικά χαρακτηριστικά επένδυσης του υβριδικού συστήματος

Περιγραφή	Τιμή
Εσωτερικός δείκτης απόδοσης (IRR)	23,5 %
Επιστροφή της επένδυσης (ROI)	19,5 %
Περίοδος αποπληρωμής	4,21 έτη
Κόστος κεφαλαίου	3.707.750 €
Ετήσια αποταμίευση	931.444 €
Καθαρό παρόν κόστος (NPC)	8.781.651 €

Πίνακας 23. Οικονομική σύγκριση βασικού και βελτιστοποιημένου συστήματος

Περιγραφή	Συμβατικό Σύστημα	Υβριδικό Σύστημα
Καθαρό παρόν κόστος (NPC)	20.420.476 €	8.781.651 €
Κόστος κεφαλαίου	0 €	3.707.750 €
Λειτουργικό κόστος	1.159.562 €	228.118 €/έτος
Κόστος παραγωγής ενέργειας	0,264 €/kWh	0,114 €/kWh
Εκπομπές CO ₂	2.909.319 kg/έτος	316.186 kg/έτος



Σχήμα 28. Σωρευτικές ταμειακές ροές συμβατικού και υβριδικού συστήματος στη διάρκεια ζωής τους

Από την οικονομική ανάλυση του προτεινόμενου συστήματος προκύπτει πως το σταθμισμένο κόστος ενέργειας ανέρχεται σε 0,114 €/kWh και είναι 2,98 φορές μικρότερο συγκριτικά με τη μέση τιμή ηλεκτρικής ενέργειας του Καστελλόριζου, γεγονός που καθιστά το εν λόγω σύστημα οικονομικά βιώσιμο.

Το πιο αντιπροσωπευτικό κριτήριο για την αξιολόγηση της επένδυσης αποτελεί η σύγκριση του προτεινόμενου συστήματος με το κόστος της εικοσιπενταετούς λειτουργίας του υπάρχοντος σταθμού παραγωγής. Το κέρδος από την επένδυση για την κατασκευή του υβριδικού συστήματος σε βάθος 25 ετών ανέρχεται σε 11.638.830 €. Με άλλα λόγια, χωρίς καμία περαιτέρω αλλαγή στο νησί, η ΔΕΗ επιβαρύνεται στην εικοσιπενταετία με πάνω από 20 εκατομμύρια ευρώ.

Με βάση τα παραπάνω, μια επένδυση της τάξεως των 4 εκατομμυρίων ευρώ για την εγκατάσταση του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κρίνεται ως μια αρκετά οικολογική και οικονομικά συμφέρουσα επιλογή. Με τη βελτίωση της τεχνολογίας και των υλικών, υπάρχει επίσης η πιθανότητα μελλοντικά η διάρκεια ζωής των ΑΠΕ να είναι μεγαλύτερη από 25 χρόνια.

7.3 Συμπεράσματα - Μελλοντικές επεκτάσεις

Τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα των ελληνικών νησιών παρά το υψηλό ενεργειακό κόστος είναι τόποι έντονου ενδιαφέροντος εφαρμογής βιώσιμων λύσεων. Τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, ιδιαίτερα τα πιο απομακρυσμένα, αποτελούν ιδανική περίπτωση αξιοποίησης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Τα τελευταία χρόνια οι υβριδικοί σταθμοί παραγωγής αποτελούν ελκυστική επένδυση, λόγω της αλματώδους προόδου στην τεχνολογία των ΑΠΕ και των συστημάτων αποθήκευσης ενέργειας, καθώς και στην σημαντική πτώση των τιμών που αυτές παρουσιάζουν. Οι μελέτες εγκατάστασης υβριδικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα μη-διασυνδεδεμένα νησιά πραγματοποιούνται με στόχο την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στον ενεργειακό τομέα επιδιώκοντας ταυτοχρόνως τη μείωση της τιμής της κιλοβατώρας ελαφρύνοντας κατά επέκταση τους καταναλωτές. Είναι χαρακτηριστικό πως μέχρι και σήμερα το κόστος παραγωγής της κιλοβατώρας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά είναι ακριβότερο σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος στην ηπειρωτική χώρα. Το σημερινό μοντέλο ανάπτυξης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας έχει βασιστεί κυρίως σε μεγάλα έργα στην ηπειρωτική χώρα και οι μελλοντικές πολιτικές οφείλουν να υποστηρίξουν πιο ενεργά την πράσινη μετάβαση των ΜΔΝ.

Στο υπό μελέτη σύστημα της Μεγίστης παρατηρήθηκε πως η εγκατάσταση ενός υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας είναι απαραίτητη σε ένα αυτόνομο σύστημα καθώς:

- i) Μειώνει αισθητά την τιμή της παραγόμενης ενέργειας (€/kWh)
- ii) Αυξάνει την διείσδυση των ΑΠΕ σε μεγάλο ποσοστό
- iii) Οδηγεί σε σημαντική μείωση της παραγωγής των συμβατικών σταθμών, με αποτέλεσμα μικρότερες εισαγωγές ορυκτών καυσίμων και εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (CO₂)
- iv) Εκμεταλλεύεται ιδανικά τα ευνοϊκά κλιματικά χαρακτηριστικά της χώρας

Η μελέτη που πραγματοποιήθηκε στη παρούσα εργασία παρουσιάζει ορισμένους περιορισμούς. Οι σημαντικότεροι από αυτούς είναι η εστίαση σε ένα νησί της ελληνικής επικράτειας και το γεγονός ότι δεν έχουν συμπεριληφθεί θερμικά φορτία στην ενεργειακή προσομοίωση. Στα πλαίσια μιας μελλοντικής εργασίας αυτοί οι περιορισμοί μπορούν να αντιμετωπιστούν ακολουθώντας τα εξής βήματα:

- i) Συλλογή δεδομένων ωριαίου ηλεκτρικού φορτίου από όλα τα ΜΔΝ της Ελλάδας και διεξαγωγή προσομοιώσεων όπως αυτές που παρουσιάζονται για την περίπτωση του Καστελλόριζου.
- ii) Επισήμανση κοινών χαρακτηριστικών σχετικά με τα φορτία, την κατανάλωση και τις μελλοντικές δομές των ενεργειακών συστημάτων μεταξύ ομάδων ΜΔΝ.
- iii) Εισαγωγή θερμικών φορτίων στην ενεργειακή προσομοίωση προκειμένου να αποκτηθεί μια ευρεία άποψη για το ενεργειακό μέλλον των μικρών, απομακρυσμένων νησιών.

Βιβλιογραφία

Bolinger, M. et al. (2022). Utility-Scale Solar, 2022 Edition: Empirical Trends in Deployment, Technology, Cost, Performance, PPA Pricing, and Value in the United States, Electricity Markets & Policy. Available at: https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/utility_scale_solar_2022_edition_slides.pdf (Accessed: April 15, 2023).

Bouzounierakis, N. et al. (2019). “Effect of Hybrid Power Station Installation in the Operation of Insular Power Systems,” *Inventions*, 4(3), p. 38. Available at: <https://doi.org/10.3390/inventions4030038>.

Chen, H. et al. (2009). “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science: Materials International*, 19(3), pp. 291-312. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>.

Ciucci, M. (2022). Renewable energy | Fact Sheets on the European Union | European Parliament. Available at: <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/70/renewable-energy> Accessed: January 17, 2023)

Colthorpe, A. (2022). Lithium battery pack prices go up for first time since BloombergNEF began annual survey. Available at: <https://www.energy-storage.news/lithium-battery-pack-prices-go-up-for-first-time-since-bloombergnef-began-annual-survey/> (Accessed: April 15, 2023).

Consilium. (n.d.). EU climate change. Available at: <https://www.consilium.europa.eu/en/eu-climate-change/> (Accessed: January 17, 2023)

Consilium. (n.d.). Climate change: what the EU is doing. Available at: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/climate-change/> (Accessed: January 17, 2023)

Darminto, B. and Herculano, G. (2022). Forecasting Demand for Batteries until 2030 and Considerations on Supply. Available at: <https://www.iclima.earth/article/forecasting-demand-for-batteries-until-2030-and-considerations-on-supply-different-applications-technologies-minerals-and->

[costs#:~:text=BNEF's%20current%20forecast%20is%20for,fallen%20to%20around%20%24100%20FkWh.&text=Our%20forecasting%20exercise%20started%20with%20the%20US%20market.](#)

(Accessed: April 15, 2023).

El-Houari, H. et al. (2020). “Feasibility evaluation of a hybrid renewable power generation system for sustainable electricity supply in a Moroccan remote site,” Journal of Cleaner Production, 277, p. 123534. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.123534>.

Elkadeem et al. (2019). “Feasibility analysis and techno-economic design of grid-isolated hybrid renewable energy system for electrification of agriculture and irrigation area: A case study in Dongola, Sudan,” Energy Conversion and Management, 196, pp. 1453-1478. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.06.085>.

Elmorshedy, M.F. et al. (2021). “Optimal design and energy management of an isolated fully renewable energy system integrating batteries and supercapacitors,” Energy Conversion and Management, 245, p. 114584. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114584>.

Ember (2022). EU Power Sector 2020 | Electricity Trends. Available at: <https://ember-climate.org/insights/research/eu-power-sector-2020/> (Accessed: January 17, 2023)

European Central Bank (2023). Μακροοικονομικές προβολές εμπειρογνώμωνων της ΕΚΤ για τη ζώνη του ευρώ, Μάρτιος 2023. Available at: https://www.ecb.europa.eu/pub/projections/html/ecb.projections202303_ecbstaff~77c0227058.el.html#toc7 (Accessed: April 17, 2023).

European Commission (2020). In focus: Renewable energy in Europe. Available at: https://commission.europa.eu/news/focus-renewable-energy-europe-2020-03-18_en (Accessed: January 17, 2023)

European Commission (n.d.). Renewable Energy Directive: Targets and rules. Available at: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en (Accessed: January 17, 2023)

European Commission (n.d.). Renewable energy Directive: Targets. Available at: https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en (Accessed: January 17, 2023)

European Commission (2022). GR-eco Islands: Turning Greek Islands into models of green & sustainable development. Available at: https://clean-energy-islands.ec.europa.eu/news/gr-eco-islands-turning-greek-islands-models-green-sustainable-development?fbclid=IwAR0ba4T4AiEbnTpsbhclf7azgmnD_W4JS8u_L36L9A79qdv8sAs9XtHU3Jc. (Accessed: January 17, 2023).

Eurostat (n.d.). Energy imports from Russia - statistics. Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_imports_from_Russia_-_statistics&oldid=556977#Energy_mix_and_import_dependency (Accessed: January 20, 2023)

Eurostat (n.d.). Eurostat Databrowser: NRG_IND_ID. Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_ID/default/table?lang=en (Accessed: January 17, 2023)

Fioriti, D. et al. (2021). “Multi-year stochastic planning of off-grid microgrids subject to significant load growth uncertainty: overcoming single-year methodologies,” *Electric Power Systems Research*, 194, p. 107053. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107053>.

Glover, J.D., Sarma, M.S. and Overbye, T. (2011). *Power System Analysis and Design*. 5th edn. Cengage Learning.

Gür, T.M. (2018). “Review of electrical energy storage technologies, materials and systems: challenges and prospects for large-scale grid storage,” *Energy and Environmental Science*, 11(10), pp. 2696-2767. Available at: <https://doi.org/10.1039/c8ee01419a>.

Hansen, J.M. and Xydis, G. (2020). “Rural electrification in Kenya: a useful case for remote areas in sub-Saharan Africa,” *Energy Efficiency*, 13(2), pp. 257-272. Available at: <https://doi.org/10.1007/s12053-018-9756-z>.

- Hellenic Association for Energy Economics** (2022). Greek Energy Market Report 2022 Available at: <https://www.haee.gr/FileServer?file=85eaf907-e18c-4b71-9e02-93f8d7b6c2f9> (Accessed: January 17, 2023)
- Homerenergy** (2020). HOMER Pro User Manual. Available at: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/index.html> (Accessed: March 27, 2023).
- International Energy Agency** (2022). World Energy Outlook 2022. Available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022> (Accessed: January 17, 2023)
- International Energy Agency** (n.d.). Grid-Scale Storage - Analysis. Available at: <https://www.iea.org/reports/grid-scale-storage> (Accessed: January 17, 2023).
- International Renewable Energy Agency** (2021). Renewable Power Generation Costs in 2021 (2022) Available at: <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021> (Accessed: April 15, 2023).
- Ioakimidis, C.S., Deblecker, O. and Cheikhrouhou, N.** (2016). “Optimal design and techno-economic analysis of an autonomous small isolated microgrid aiming at high RES penetration,” *Energy*, 116, pp. 364-379. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.119>.
- J, N., Raja, S.C. and Jeyaraj, K.A.** (2022). “Design of Cost Effective PV/Battery System for Household Application: Case Study at Remote Areas in Madurai, Tamil Nadu,” *Journal of Institution of Engineers (India) Series B*, 103(4), pp. 1069-1082. Available at: <https://doi.org/10.1007/s40031-022-00741-7>.
- Kaldellis, J.K. and Guan, D.** (2012). “Optimum sizing of stand-alone wind-photovoltaic hybrid systems for representative wind and solar potential cases of the Greek territory,” *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics [Preprint]*. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jweia.2012.04.013>.

- Katsoulakos, N.** (2019). "An Overview of the Greek Islands' Autonomous Electrical Systems: Proposals for a Sustainable Energy Future," *Smart Grid and Renewable Energy*, 10(04), pp. 55-82. Available at: <https://doi.org/10.4236/sgre.2019.104005>.
- Kavadias, K.A. et al.** (2019). "Sizing of a solar-geothermal hybrid power plant in remote island electrical network," *Energy Procedia*, 157, pp. 901-908. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.11.256>.
- Kumar, P.P. and Saini, R.P.** (2020). "Optimization of an off-grid integrated hybrid renewable energy system with different battery technologies for rural electrification in India," *Journal of Energy Storage*, 32, p. 101912. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101912>.
- Kupfer, M.** (2022). Fit for 55: The EU's plan for a green transition - Renewable Carbon News. Available at: <https://renewable-carbon.eu/news/fit-for-55-the-eus-plan-for-a-green-transition/> (Accessed: January 17, 2023)
- Lata-García, J. et al.** (2018). "Optimal hydrokinetic turbine location and techno-economic analysis of a hybrid system based on photovoltaic/hydrokinetic/hydrogen/battery," *Energy*, 159, pp. 611-620. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.06.183>.
- Layadi, T.M., Champenois, G. and Mostefai, M.** (2018). "Economic and ecological optimization of multi-source systems under the variability in the cost of fuel," *Energy Conversion and Management*, 177, pp. 161-175. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.09.056>.
- Li, J., Liu, P. and Li, Z.** (2020). "Optimal design and techno-economic analysis of a solar-wind-biomass off-grid hybrid power system for remote rural electrification: A case study of west China," *Energy*, 208, p. 118387. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118387>.
- Manwell, J.F.** (2004). "Hybrid Energy Systems," Elsevier eBooks, pp. 215-229. Available at: <https://doi.org/10.1016/b0-12-176480-x/00360-0>.

Orfanou, A. and Vakalis, S. (2022). “Wind based hybrid systems for increased RES penetration in isolated grids: The case study of Anafi (Greece),” *AIMS Energy*, 10(5), pp. 1046-1058. Available at: <https://doi.org/10.3934/energy.2022048>.

Panapakidis, I.P., Sarafianos, D. and Alexiadis, M.C. (2012). “Comparative analysis of different grid-independent hybrid power generation systems for a residential load,” *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 16(1), pp. 551-563. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.021>.

Peake, S. (2018). *Renewable Energy: Power for a Sustainable Future*. 4th edn. Oxford University Press, USA.

Perakis, G.N., Katsaprakakis, D.A. and Karapidakis, E.S. (2022). “Sizing a wind pumped storage hybrid power station for energy sufficiency of Leros’ island,” 2022 2nd International Conference on Energy Transition in the Mediterranean Area (SyNERGY MED) [Preprint]. Available at: <https://doi.org/10.1109/synergymed55767.2022.9941412>.

Rehman, S. et al. (2020). “Optimal Design and Model Predictive Control of Standalone HRES: A Real Case Study for Residential Demand Side Management,” *IEEE Access*, 8, pp. 29767-29814. Available at: <https://doi.org/10.1109/access.2020.2972302>.

Rezk, H., Abdelkareem, M.A. and Ghenai, C. (2019). “Performance evaluation and optimal design of stand-alone solar PV-battery system for irrigation in isolated regions: A case study in Al Minya (Egypt),” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 36, p. 100556. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100556>.

RWE (n.d). Battery storage systems Available at: <https://www.rwe.com/en/our-energy/discover-renewables/battery-storage/?fbclid=IwAR1yOb3MPoHFbCmsSAb7OIUviBFT5xaA4vW5mPyMyKrIHxeZe8MIxUnZUNU> (Accessed: January 17, 2023).

Smart & Sustainable Island (2022) Charging & energy | Smart & Sustainable Island. Available at: <https://smartastypalea.gov.gr/charging-and-energy/>. (Accessed: January 17, 2023).

Stehly, T., Duffy, P., and National Renewable Energy Laboratory (2022). 2021 Cost of Wind Energy Review, NREL. Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy23osti/84774.pdf> (Accessed: April 15, 2023).

The Green Tank (2022). Trends in electricity production - October 2022. Available at: <https://thegreentank.gr/en/2022/11/28/admie-october2022-en/> (Accessed: January 17, 2023)

TRADING ECONOMICS (2023). EU Natural Gas - 2023 Data - 2010-2022 Historical - 2024 Forecast - Price - Quote. Available at: <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas> (Accessed: January 17, 2023)

Tsagas, I. (2022). “‘Smart islands’ in Greece,” Pv Magazine International, 1 November. Available at: https://www.pv-magazine.com/2022/11/01/smart-islands-in-greece/?fbclid=IwAR0rquoroYSTJY03OvvLpQAsv7L581H3fVtoYZZKwn66HkRywb5MeZmKw_A#:~:text=However%2C%20the%20small%20island%20of,the%20nearby%20island%20of%20Kos. (Accessed: January 17, 2023).

U.S. Energy Information Administration. (n.d.). Henry Hub Natural Gas Spot Price. Available at: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/rbrteD.htm>.

ΑΔΜΗΕ (n.d.). Μηνιαία Δελτία Ενέργειας. Available at: <https://www.admie.gr/agora/enimerotika-deltia/miniaia-deltia-energeias?since1=&until1=&since=&until=&page=1>.

ΑΔΜΗΕ (2023). 2022 - Μεσοσταθμική Τιμή Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Available at: [https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2023/03/202212-](https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2023/03/202212-Mesostathmiki_Timi_Agoras_Hlektrikhs_energeias_sto_Diasyndedemeno_Systema_v2_1.pdf)

[Mesostathmiki Timi Agoras Hlektrikhs energeias sto Diasyndedemeno Systema v2 1.pdf](https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2023/03/202212-Mesostathmiki_Timi_Agoras_Hlektrikhs_energeias_sto_Diasyndedemeno_Systema_v2_1.pdf)

(Accessed: March 9, 2023)

Βόρια (2022). Το νέο δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ για την περίοδο 2023-2032. Available at: <https://www.voria.gr/article/to-neo-dekaetes-programma-anaptixis-tou-admie-gia-tin-periodo-2023-2032> (Accessed: March 22, 2023).

Business Daily (2022). Ανθεκτική η Ελλάδα στο ενεργειακό σοκ: Οι έξι «ασπίδες» της οικονομίας. Available at: https://www.businessdaily.gr/oikonomia/70061_anthektiki-i-ellada-sto-energeiako-sok-oi-exi-aspides-tis-oikonomias (Accessed: January 17, 2023)

Imerisia (2022). Eurostat: Το ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας και η εξάρτηση από τη Ρωσία. Available at: https://www.imerisia.gr/oikonomia/39197_eurostat-energeiako-meigma-tis-elladas-kai-i-exartisi-apo-ti-rosia (Accessed: January 17, 2023)

Energypress (2022). Το μυστήριο με τα εκατοντάδες εκατομμύρια ευρώ για τα ΥΚΩ της ΔΕΗ. Available at: <https://energypress.gr/news/mystirio-me-ta-ekaton-tades-ekatommyria-eyro-gia-ta-yko-tis-dei> (Accessed: March 22, 2023).

Energypress (2023). “Τα στατιστικά της ΕΛΕΤΑΕΝ για το 2022: Στα 4,6 GW η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών - Μόλις στο 5,2% η ετήσια ανάπτυξη - Το top5 επενδυτών και κατασκευαστών,” 25 January. Available at: <https://energypress.gr/news/eletaen-sta-46-gw-i-egkatestimeni-ishy-ton-aiolikon-2022-ayxisi-sta-nea-erga-kata-52-se-shesi> (Accessed: April 15, 2023).

Ευθυμιάδης, Χ. and Σιμιτσής, Β. (2019). Μελέτη και διαστασιολόγηση υβριδικού συστήματος στην Κάρπαθο. Διπλωματική. Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης Πολυτεχνική Σχολή Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών.

Μπόζιαρης, Φ. (2020). Τεχνικο-οικονομική μελέτη εγκατάστασης υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη νήσο Καστελλόριζο. Διπλωματική. Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας. Πολυτεχνική Σχολή. Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών.

ΡΑΕ (2021). Μη Διασυνδ. Νησιά. Available at: [https://www.rae.gr/mi-diasynd-nisia/#:~:text=Μη%20Διασυνδεδεμένα%20Νησιά%20\(ΜΔΝ\)%20χαρακτηρίζονται,Δίκτυο%20Διανομής%20της%20πειρωτικής%20χώρας.](https://www.rae.gr/mi-diasynd-nisia/#:~:text=Μη%20Διασυνδεδεμένα%20Νησιά%20(ΜΔΝ)%20χαρακτηρίζονται,Δίκτυο%20Διανομής%20της%20πειρωτικής%20χώρας.) (Accessed: March 20, 2023).

ΡΑΕ (2021). ΕΠΤΑΕΤΕΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΤΩΝ ΜΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΩΝ ΝΗΣΙΩΝ (ΜΔΝ) 2021-2027, ΡΑΕ. Available at: <https://www.rae.gr/wp->

<content/uploads/2021/10/I-305671-ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ-ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ-ΜΑΝ-2021-2027-ΠΡΟΣ-ΠΑΕ.pdf> (Accessed: March 22, 2023).

Σταμπολή, Κ.Ν. (2020). Επείγει η Ενεργειακή Θωράκιση του Καστελόριζου. Available at: <https://www.energia.gr/article/169052/epeigei-h-energeiakh-thorakish-toy-kastelORIZOY> (Accessed: March 22, 2023).

Τσικαλάκης, Α. (2014). Εισαγωγή στο λογισμικό HOMER. Available at: https://eclass.hmu.gr/modules/document/file.php/MPS-ES107/Homer_manual.doc (Accessed: March 27, 2023).

Τράπεζα Ελλάδος (2023). Τραπεζικά Επιτόκια Καταθέσεων και Δανείων: Δεκέμβριος 2022. Available at: <https://www.bankofgreece.gr/enimerosi/grafeio-typoy/anazthsh-ehmerwsewn/enhmerwseis?announcement=0cf3bfd2-626d-4a90-a904-1e5d6d557e2f&fbclid=IwAR0Cj0Q8COTI5iclpbo9NZJ8QF45LYrKkizGfINJmLDp0QTV8nviMnrEae4> Accessed: April 24, 2023).

Wikipedia (2023). Καστελλόριζο. Available at: <https://el.wikipedia.org/wiki/Καστελλόριζο> (Accessed: March 22, 2023).