ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΝΟΤΙΟΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΕΥΡΩΠΗΣ

«Η Ενεργειακή Αυτάρκεια του Καστελλόριζου»

Μελέτη IENE (M45)

Final Report

Αθήνα, Ιούνιος 2019

Η Ενεργειακή Αυτάρκεια του Καστελλόριζου

Ερευνητικό Έργο ΙΕΝΕ

Μελέτη ΙΕΝΕ (Μ45)

Αθήνα, Ιούνιος 2019

Η ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΥΤΑΡΚΕΙΑ ΤΟΥ ΚΑΣΤΕΛΛΟΡΙΖΟΥ

Ερευνητικό Έργο ΙΕΝΕ

ΜΕΛΕΤΗ ΙΕΝΕ (Μ45)

Αθήνα, Ιούνιος 2019

Συντελεστές Μελέτης

- Αλέξανδρος Περέλλης, Μηχανολόγος Μηχανικός MSc, Ερευνητής ΙΕΝΕ
- Κωστής Σταμπολής, Αρχιτέκτων – Ενεργειολόγος Α.Α.Dip.Grad., Εκτελεστικός Διευθυντής, ΙΕΝΕ
- Ιωάννης Χατζηβασιλειάδης, Μηχανολόγος Ηλεκτρολόγος, Σύμβουλος Μηχανικός, Πρόεδρος ΙΕΝΕ

ΙΝΣΤΙΤΟΥΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΝΑ ΕΥΡΩΠΗΣ

Αλ. Σούτσου 3, 106 71 Αθήνα

Τηλ: (0030) 210 36 28 457, 3640278 φαξ: (0030) 210 36 46 144

Web: www.iene.gr ,www.iene.eu e-mail: admin@iene.gr

Απαγορεύεται η ολική ή μερική αναδημοσίευση και γενικά η αναπαραγωγή αυτής της έκδοσης σε οποιαδήποτε μορφή και με οποιοδήποτε μέσο (ηλεκτρονικό, μηχανικό, ηχογραφικό ή άλλο), χωρίς έγγραφη άδεια του ΙΕΝΕ. Επιτρέπεται η χρήση επιμέρους υλικού της έκδοσης με αναφορά της πηγής

Ευχαριστίες

Το ΙΕΝΕ θα ήθελε να ευχαριστήσει θερμά μια σειρά από άτομα, εταιρίες και φορείς που συνέβαλαν στην εκπόνηση και ολοκλήρωση της παρούσας μελέτης με την παροχή στοιχείων, πληροφόρησης και οικονομικής ενίσχυσης. Πιο συγκεκριμένα, το ΙΕΝΕ θα ήθελε να εκφράσει τις ευχαριστίες του προς τις εταιρείες Ελληνικά Πετρέλαια (ΕΛΠΕ), ΔΕΗ Ανανεώσιμες, ΔΕΔΔΗΕ και AEGEAN AIRLINES για την οικονομική υποστήριξη του έργου. Χωρίς την οικονομική υποστήριξη των ανωτέρω η ολοκλήρωση του όλου εγχειρήματος θα ήταν εξαιρετικά δύσκολη. Επίσης, το ΙΕΝΕ επιθυμεί να ευχαριστήσει τους φορείς και τις εταιρίες οι οποίοι παρείχαν σημαντική πληροφόρηση για τις ανάγκες του μελετητικού έργου. Συγκεκριμένα το ΙΕΝΕ εκφράζει τις θερμές ευχαριστίες του στο ΚΑΠΕ και τον ΑΔΜΗΕ καθώς και στις εταιρίες, Όμιλος ΒΙΟΧΑΛΚΟ, FULGOR, ΕΛΠΕ, WATERA HELLAS και EWT.

Το ΙΕΝΕ θα ήθελε επίσης να εκφράσει ιδιαίτερες ευχαριστίες προς την κα. Κωνσταντίνα Αγαπητού για την πολύτιμη βοήθειά της και την φιλοξενία που παρείχε στο Καστελλόριζο στα μέλη της μελετητικής ομάδας. Η συμβολή της κ. Αγαπητού υπήρξε καταλυτική στην ανάληψη της μελετητικής πρωτοβουλίας εκ μέρους του ΙΕΝΕ αφού χάρις στις δικές της επισημάνσεις για την ενεργειακή κατάσταση του νησιού υπήρξε η κατάλληλη κινητοποίηση από πλευράς του Ινστιτούτου.

Τέλος, το ΙΕΝΕ θα ήθελε να ευχαριστήσει προσωπικά τους: Σοφία Πολυτοπούλου, Δρ. Σπύρο Χατζηβασιλειάδη, Δρ. Παναγιώτη Χαβιαρόπουλο, Δρ. Γιάννη Καμπούρη, Συν/χη Δημήτριο Καζάνα, Πανταζή Χούλη, Κωνσταντίνο Κωστούλα, Αθανασία Παπαδοπούλου και Λάζαρο Λαζαράκη, που συνέβαλαν με την παροχή στοιχείων, τεχνογνωσίας αλλά και με σχολιασμό του περιεχομένου της μελέτης.

Περιεχόμενα

Εκτενής Περίληψη 21

Πρόλογος 34

1. Ο Ελληνικός νησιωτικός χώρος και η σημασία του Καστελόριζου 35

2. Ηλεκτροπαραγωγή από τις ΑΠΕ ως Κύριος Ενεργειακός Φορέας στα ΜΔΝ. 41

3. Η Υφιστάμενη Ενεργειακή Υποδομή στο Καστελλόριζο και Κατανάλωση Ενέργειας 45

4. Το Ενεργειακό Προφίλ της Νήσου 47

4.1 Οικιακή/ Εμπορική Χρήση Ενέργειας 47

4.2 Ύδρευση 52

4.3 Χρήση Ενέργειας Στις Μεταφορές 56

5. Ηλεκτρική Ενέργεια από τις ΑΠΕ στα ΜΔΝ ως Κύριος Ενεργειακός Φορέας προς το Μέλλον 57

5.1 Τα μικρά ΜΔΝ με μηδενική ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ 59

5.2 Ο μετασχηματισμός των ενεργειακών συστημάτων των μικρών ΜΔΝ 60

5.3 Ο Ενεργειακός Σχεδιασμός του Καστελλόριζου 63

6. Εξέλιξη της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας 64

6.1 Εκτιμήσεις για την Εξέλιξη της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας 64

6.2 Διαμόρφωση της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας κατά το έτος διαστασιολόγησης, 2025 67

7. Σχεδιασμός του Ηλεκτρικού Συστήματος 69

7.1 Ηλιακή Ενέργεια 69

7.2 Αιολική Ενέργεια 70

7.3 Το σύστημα αποθήκευσης με μπαταρίες 75

7.4 Σχεδιασμός συστήματος 77

7.4.1 Σχεδιασμός Συστήματος - Φάση Α: Διαστασιολόγηση Συστήματος ΑΠΕ 78

7.4.2 Σχεδιασμός συστήματος - Φάση Β: Επιλογή Συστήματος ΑΠΕ 85

7.4.3 Σχεδιασμός Συστήματος - Φάση Γ: Διαστασιολόγηση Μπαταρίας 102

7.4.4 Σχεδιασμός του συστήματος – Φάση Δ: Προσομοίωση Συστήματος 109

7.5 Βελτιστοποιήσεις λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος 132

7.5.1 Βελτιστοποίηση λειτουργίας με την εφαρμογή της τεχνικής Διαχείρισης Ζήτησης (DSM, Demand Side Management) 132

7.5.2 Μείωση τη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με την αντικατάσταση των ηλεκτρικών θερμοσιφώνων με ηλιακά θερμικά συστήματα 138

8. Εγκατάσταση λειτουργία και διαχείριση συστήματος 139
8.1 Το νέο ηλεκτρικό σύστημα του Καστελλόριζου 139
8.1.1 Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και αποθήκευσης 139
8.1.2 Ετήσια ζήτηση και Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας 140
8.2 Προτάσεις για τον Σχεδιασμό κα τη Λειτουργία του Συστήματος 141
8.3 Η Σύνθεση του Συστήματος 143
8.4 Προτάσεις για τον Έλεγχο και την Προστασία του Συστήματος 145
8.5 Προτάσεις για την Χωροθέτηση του Συστήματος 146
9. Ανάλυση Κόστους και αξιολόγηση επένδυσης 157
9.1 Συνολικό κόστος επένδυσης – Δαπάνη κεφαλαίου (CAPEX). 157
9.1.1 Κεφαλαιουχική Δαπάνη (CAPEX) επένδυσης Φωτοβολταϊκών Πάρκων 157
9.1.2 Κεφαλαιουχική Δαπάνη (CAPEX) επένδυσης Αιολικών Μονάδων 158
9.1.3 Κεφαλαιουχική Δαπάνη (CAPEX) επένδυσης Μονάδων Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες λιθίου 159
9.1.4 Κεφαλαιουχική Δαπάνη (CAPEX) επένδυσης συστήματος λειτουργίας και διαχείρισης μονάδων παραγωγής. 160
9.1.5 Συνολική Κεφαλαιουχική Δαπάνη (CAPEX) επένδυσης 160
9.2 Ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης (OPEX) 160
9.3 Κόστος Επέκτασης Δικτύου Μέσης Τάσης 162
9.4 Καθαρή Παραγωγή προς καταναλωτές 162
9.5 Αξιολόγηση Επένδυσης Ηλεκτρικού συστήματος Καστελλόριζου 163
9.5.1 Υποθέσεις εργασίας για την Αξιολόγηση Επένδυσης 164
9.5.2 Αποτελέσματα Σταθμισμένου Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας (€/MWh) 165
9.5.3 Σύγκριση του Σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας με Μέσο πλήρες κόστος ηλεκτροπαραγωγής της νήσου Μεγίστης 166
10. Νέο Θεσμικό Πλαίσιο για τα ΜΔΝ σε «Μετάβαση» 168
10.1 Ισχύουσα κατάσταση στην διαχείριση της ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ 168
10.2 Προτάσεις για το θεσμικό μέλλον της ενεργειακής διαχείρισης των ΜΔΝ 169
10.3 Ο ρόλος των Ενεργειακών Κοινοτήτων στην ενεργειακή μετάβαση των ΜΔΝ 172
11. Συμπεράσματα- Κύρια Σημεία Μελέτης 174
Παράρτημα Ι. Μέγιστη δυναμικότητα, τεχνικό ελάχιστο, σειρά ένταξης και ειδική κατανάλωση των συμβατικών μονάδων ΤΣΠ Μεγίστης 178
Παράρτημα ΙΙ. Χρονοσειρές Φορτίου για το έτος 2017 178
Παράρτημα ΙΙΙ. Υπολογισμός Παραγωγής Ανεμογεννητριών Αναφοράς 196
ΙΙΙ(Α) Συναρτήσεις Περιγραφής Καμπύλης Ισχύος 196

III(Β) Ανάλυση Παλινδρόμησης 197
III(Γ) Αποτελέσματα Παλινδρόμησης και τελική μορφή των συναρτήσεων Περιγραφής Καμπύλης Ισχύος της Α/Γ αναφοράς 202
Παράρτημα IV. Υπολογισμός Παραγωγής Φωτοβολταϊκών 203
IV(Α) Υπολογισμός προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο 203
IV(Β) Υπολογισμός εξόδου ισχύος φωτοβολταϊκού στοιχείου 210
IV(Γ) Βελτιστοποίηση κλίσης ΦΒ στοιχείων 213
IV(Δ) Δεδομένα Εισαγωγής 214
IV(Ε) Αποτελέσματα 215
IV(ΣΤ) Τεχνικά Χαρακτηριστικά Φωτοβολταϊκού πλαισίου αναφοράς 217
IV(Ζ) Βιβλιογραφικές Αναφορές Υπολογισμού 218
Παράρτημα V. Χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου 220
Παράρτημα VI. Ερωτηματολόγιο Ενεργειακής Αποδοτικότητας Κτιριακού Αποθέματος Μεγίστης 221
Παράρτημα VII. Τεχνικές προδιαγραφές αφαλάτωσης και Σύμβασης Υδροδότησης νήσου Μεγίστης 223
Παράρτημα VIII. Αποτελέσματα Προσομοίωσης Συστήματος Παραγωγής ΑΠΕ 230
Παράρτημα IX. Το μοντέλο βελτιστοποίησης συστήματος αποθήκευσης BAT-OP 250
Παράρτημα X. Μοντέλο Υπολογισμού Απόκρισης Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας Αφαλάτωσης 255
Παράρτημα XI. Προϋπολογιστικό κόστος και εκτιμώμενος χρόνος ολοκλήρωσης έργου διασύνδεσης Μεγίστης – Στρογγύλης 261
Παράρτημα XII. Βιογραφικά Μελετητών 263

Πίνακες

Πίνακας 1.1 Ελληνικά νησιά στο Αιγαίο και την Ανατολική Μεσόγειο 39
Πίνακας 1.2 Τουρκικά νησιά στο Αιγαίο και την Ανατολική Μεσόγειο 40
Πίνακας 2.1 Ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ ΜΔΝ ανά σύστημα (2018) 43
Πίνακας 2.2 Ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ ΜΔΝ ανά σύστημα (2018)) 44
Πίνακας 3.1 Μέγιστη δυναμικότητα και τεχνικό ελάχιστο των συμβατικών μονάδων ΤΣΠ Μεγίστης 45
Πίνακας 5.1 Στοιχεία Παραγωγής και Κόστους σε 10 ΜΔΝ με Μηδενική Παραγωγή ΑΠΕ (2014 - 2018) 59

Πίνακας 5.2 SWOT Ανάλυση για την εγκατάσταση μικροδικτύων με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ στα ΜΔΝ 62
Πίνακας 6.1 Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας 2018 – 2025 (χωρίς το ηλεκτρικό φορτίο της αφαλάτωσης) 65
Πίνακας 6.2 Μηνιαίες Καταναλώσεις νερού και αντίστοιχης Ηλ. Ενέργειας για Αφαλάτωση το 2018 και εκτιμήσεις για το 2025 66
Πίνακας 6.3 Μηνιαία ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας [MWh] το έτος αναφοράς (2017) και το έτος διαστασιολόγησης (2025) 67
Πίνακας 6.4 Ελάχιστη και Μέγιστη Ωριαία Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας 2025 68
Πίνακας 6.5 Εκτίμηση Ετήσιας Αιχμής Ζήτησης Ισχύος Περιόδου 2018 - 2025 68
Πίνακας 7.1 Περιγραφή τεχνολογίας και χαρακτηριστικά λειτουργίας ανεμογεννητριών αναφοράς 73
Πίνακας 7.2 Σενάρια Εγκατάστασης Συστήματος Παραγωγής ΑΠΕ 79
Πίνακας 7.3 Αποτελέσματα ελλείμματος ενέργειας από την προσομοίωσης σεναρίων διαστασιολόγησης συστήματος ΑΠΕ. 79
Πίνακας 7.4: Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας και διείσδυσης ΑΠΕ στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή από την προσομοίωση σεναρίων διαστασιολόγησης συστήματος ΑΠΕ. 83
Πίνακας 7.5 Σύγκριση ελλείμματος ενέργειας Σεναρίου 10 και 11 86
Πίνακας 7.6 Σύγκριση ηλεκτροπαραγωγής φωτοβολταϊκών και περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής (απορριπτόμενης ενέργειας) Σεναρίου 10 και 11 87
Πίνακας 7.7 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 11 88
Πίνακας 7.8 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 11 88
Πίνακας 7.9 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Ιανουάριο 102
Πίνακας 7.10: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Φεβρουάριο 103
Πίνακας 7.11 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Μάρτιο 103
Πίνακας 7.12 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Απρίλιο 104
Πίνακας 7.13 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Μάιο 104
Πίνακας 7.14 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Ιούνιο 105
Πίνακας 7.15 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Ιούλιο 105

Πίνακας 7.16 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Αύγουστο 106
Πίνακας 7.17 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Σεπτέμβριο 106
Πίνακας 7.18 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Οκτώβριο..... 107
Πίνακας 7.19 Αποτελέσματα ελάχιστης απαιτούμενης χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Νοέμβριο..... 107
Πίνακας 7.20: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Δεκέμβριο..... 108
Πίνακας 7.21 Απόδοση επιλεχθέντος ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης (μπαταριών) ανά μήνα 110
Πίνακας 7.22 Ωφέλιμη ενέργεια συστήματος αποθήκευσης (ηλεκτρική ενέργεια εκφόρτισης) και αξιοποίηση περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ από το σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. 111
Πίνακας 7.23 Απόδοση ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης (μπαταριών) ανά μήνα μετά την απόκριση ζήτησης της Μονάδας αφαλάτωσης ύδατος 133
Πίνακας 7.24 Μειώσεις ηλεκτροπαραγωγής συμβατικών μονάδων και απορριπτόμενης ενέργειας ΑΠΕ μετά την απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος 134
Πίνακας 8.1 Μηναία και ετήσια Απόδοση Ολοκληρωμένου Συστήματος ΑΠΕ-Αποθήκευσης 140
Πίνακας 9.1 Συνολικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) Φωτοβολταϊκών Πάρκων 157
Πίνακας 9.2 Συνολικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) Αιολικών Μονάδων 158
Πίνακας 9.3 Συνολικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) Μονάδων Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες λιθίου 159
Πίνακας 9.4 Συνολικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) συστημάτων αυτόματης διαχείρισης μονάδων παραγωγής και συμβατικός σταθμός σε εφεδρεία 160
Πίνακας 9.5: Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€) 160
Πίνακας 9.6 Συνολικά Ετήσια Έξοδα λειτουργίας (OPEX) ολοκληρωμένου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής νήσου Μεγίστης. 161
Πίνακας 9.7 Κόστος επέκτασης δικτύου Μέσης Τάσης 162
Πίνακας 9.8 Δεδομένα εισαγωγής για τον υπολογισμό του Σταθμισμένου Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας (LCOE) 165
Πίνακας 9.9 Σύγκριση Μέσου πλήρες κόστους ηλεκτροπαραγωγής του ΑΣΠ Μεγίστης για τα έτη 2014-2018 με το σταθμισμένο κόστος του συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης για το 2025. 167
Πίνακας 10.1: Εγκατεστημένη Ισχύς και Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας στα ΜΔΝ - Έτος 2018..... 168
Πίνακας ΙΙ.1 Οι χρονοσειρές φορτίου Ηλεκτρικού Συστήματος Μεγίστης 2017 178

Πίνακας ΙΙΙ.1 Αποτελέσματα υπολογισμού Ισχύος εξόδου με ανάλυσης παλινδρόμησης για την Α/Γ DW54(250kW) 197
Πίνακας ΙΙΙ.2 Ελαχιστοποιημένα Αθροίσματα τετραγωνικών σφαλμάτων ανάλυσης παλινδρόμησης για την Α/Γ DW54(250kW)..... 198
Πίνακας ΙΙΙ.3 Τα υπόλοιπα και η τυπική απόκλιση από τις τιμές ισχύος εξόδου των προδιαγραφών της Α/Γ DW54(250kW). 198
Πίνακας ΙΙΙ.4 Αποτελέσματα συντελεστών συναρτήσεων περιγραφής καμπύλης ισχύος εξόδου για την Α/Γ DW54(250kW)..... 199
Πίνακας ΙΙΙ.5 Αποτελέσματα υπολογισμού Ισχύος εξόδου με ανάλυσης παλινδρόμησης για την Α/Γ DW54(500kW) 199
Πίνακας ΙΙΙ.6 Ελαχιστοποιημένα Αθροίσματα τετραγωνικών σφαλμάτων ανάλυσης παλινδρόμησης για την Α/Γ DW54(500kW)..... 201
Πίνακας ΙΙΙ.7 Τα υπόλοιπα και η τυπική απόκλιση από τις τιμές ισχύος εξόδου των προδιαγραφών της Α/Γ DW54(500kW). 201
Πίνακας ΙΙΙ.8 Αποτελέσματα συντελεστών συναρτήσεων περιγραφής καμπύλης ισχύος εξόδου για την Α/Γ DW54(500kW)..... 201
Πίνακας IV.1 Επιλεγμένα ωριαία προφίλ ηλιακή ακτινοβολίας και θερμοκρασίας 214
Πίνακας IV.2 Τεχνικά Χαρακτηριστικά Φωτοβολταϊκού πλαισίου αναφοράς 217
Πίνακας VII.1 Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Εγκατάστασης Αφαλάτωσης ανά μονάδα εξοπλισμού..... 228
Πίνακας VII.2 Παραδοτέες ποσότητες νερού από τον διαχειριστή συστήματος Αφαλάτωση προς το Δήμο Μεγίστης σύμφωνα με την αρχική σύμβαση. 229
Πίνακας VIII.1 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 1 . 230
Πίνακας VIII.2 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 1 230
Πίνακας VIII.3 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 2 . 232
Πίνακας VIII.4 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 2 232
Πίνακας VIII.5 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 2 . 234
Πίνακας VIII.6 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 3 234
Πίνακας VIII.7 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 4 . 236
Πίνακας VIII.8 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 4 236
Πίνακας VIII.9 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 5 . 238
Πίνακας VIII.10 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 5 238
Πίνακας VIII.11 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 6 239
Πίνακας VIII.12 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 6 240
Πίνακας VIII.13 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 7 242
Πίνακας VIII.14 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 7 242
Πίνακας VIII.15 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 8 244
Πίνακας VIII.16 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 8 244
Πίνακας VIII.17Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 9 246
Πίνακας VIII.18 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 9 246
Πίνακας VIII.19 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 10 247
Πίνακας VIII.20 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 10 248

Σχήματα

Σχήμα 1.1 Ελληνική και Κυπριακή ΑΟΖ 37
Σχήμα 1.2 Οι τουρκικές διεκδικήσεις στο Αιγαίο και την Ανατολική Μεσόγειο 37
Σχήμα 1.3 Η Ελληνική Αποκλειστική Οικονομική Ζώνη και το Καστελόριζο. Γεωπολιτική ανάλυση 39
Σχήμα 2.1 Συνολική ηλεκτροπαραγωγή ΜΔΝ (2018) 42
Σχήμα 2.2 Γεωγραφική Κατανομή Ενέργειας (%) Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (2018) 42
Σχήμα 2.3 Γεωγραφική Κατανομή Εγκατεστημένης Ισχύος (%) Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά – (Δεκέμβριος 2018) 43
Σχήμα 3.1 Ηλεκτροπαραγωγά Ζεύγη πετρελαίου στον Τοπικό Σταθμό Παραγωγής, ΤΣΠ Μεγίστης 45
Σχήμα 3.2 Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας Μέσης Τάσης της νήσου Μεγίστης 47
Σχήμα 4.1Καταγραφή δείγματος δομημένου χώρου νήσου Μεγίστης 48
Σχήμα 4.2 Μέση ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (kWh/ημέρα) για θέρμανση και κλιματισμό για τις περιόδους θέρμανσης και ψύξης, οι οποίες αναφέρονται στο καταγεγραμμένο δείγμα. 48
Σχήμα 4.3 Μέση ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για θέρμανση και κλιματισμό για τις περιόδους θέρμανσης και ψύξης, οι οποίες αναφέρονται στο καταγεγραμμένο δείγμα ανά μονάδα επιφάνειας δομημένου χώρου (m^2), kWh/ημέρα/m^2. 49
Σχήμα 4.4 Χρήση ηλιακών και ηλεκτρικών θερμικών (θερμοσιφώνων) για ζεστό νερό στο καταγεγραμμένο κτηριακό απόθεμα 49
Σχήμα 4.5 Εφαρμογή επεμβάσεων εξοικονόμησης ενέργειας στο κέλυφος του καταγεγραμμένου κτηριακού αποθέματος του Καστελλόριζου. 50
Σχήμα 4.6 Χρήση Λαμπτήρων εξοικονόμησης και αυτοματισμών φωτισμού στο καταγεγραμμένο κτηριακό απόθεμα του Καστελλόριζου 51
Σχήμα 4.7 Οδοφωτισμός της νήσου Μεγίστης 51
Σχήμα 4.8 Χρήση Υγραερίου και Ηλεκτρικής ενέργειας για μαγείρεμα από τους καταγεγραμμένους καταναλωτές του Καστελλόριζου. 52
Σχήμα 4.9 Έργο Λιμνοδεξαμενής Μεγίστης πλησίον του Αεροδρομίου 53
Σχήμα 4.10 Δεξαμενές αποθήκευσης νερού στην περιοχή Μανδράκι Καστελλόριζου 55
Σχήμα 4.11 Αεροφωτογραφία της περιοχής Μανδράκι όπου φαίνονται οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης νερού της νήσου Μεγίστης 55
Σχήμα 4.12 Κατανάλωση νερού στο Καστελλόριζο τα έτη 2017 και 2018 56
Σχήμα 4.13 Πρατήριο υγρών καυσίμων ΕΚΟ, Καστελλόριζο 57
Σχήμα 5.1 Σχηματική αναπαράσταση μικροδικτύου με αναφορά στις ανάγκες του νησιωτικού ηλεκτρικού συστήματος του Καστελλόριζου. 63
Σχήμα 6.1 Μηνιαία ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας [MWh] το 2017 και εκτίμηση της ζήτησης για το 2025 68
Σχήμα 7.1 Ηλιακό δυναμικό της Ανατολικής Μεσογείου 69
Σχήμα 7.2 Το φωτοβολταϊκό πλαίσιο αναφοράς PV-MLU255HC της Mitsubishi 70
Σχήμα 7.3 Αιολικό δυναμικό Μεγίστης και Στρογγύλης σε ύψος 100 μ. 71

Σχήμα 7.4 Γραφική Αναπαράσταση της τεχνολογίας Ανεμογεννητριών της EWT, DW54 73
Σχήμα 7.5 Καμπύλη Ισχύος και ετήσιας ηλεκτροπαραγωγής DW54 250kW..... 74
Σχήμα 7.6 Καμπύλη Ισχύος και ετήσιας ηλεκτροπαραγωγής DW54 500kW..... 74
Σχήμα 7.7 Διάγραμμα ροής διαστασιολόγησης του αυτόνομου συστήματος ΑΠΕ – αποθήκευσης για τη νήσο Μεγίστη 78
Σχήμα 7.8: Ετήσιο έλλειμμα ενέργειας σεναρίων προσομοίωσης για το ηλεκτρικό σύστημα ΑΠΕ 80
Σχήμα 7.9: Αριθμός ημερών με έλλειμμα ενέργειας για τα σενάρια προσομοίωσης του ηλεκτρικού συστήματος ΑΠΕ 80
Σχήμα 7.10: Ποσοστό ελλείμματος [%] επί της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για τα σενάρια προσομοίωσης του ηλεκτρικού συστήματος ΑΠΕ 80
Σχήμα 7.11: Αριθμός ωρών με έλλειμμα ενέργειας για τα σενάρια προσομοίωσης του ηλεκτρικού συστήματος ΑΠΕ 81
Σχήμα 7.12 Αριθμός Ημερών με έλλειμμα ενέργειας ανά μήνα για τα σενάρια διαστασιολόγηση συστήματος ΑΠΕ..... 82
Σχήμα 7.13: Αριθμός Ωρών με έλλειμμα ενέργειας ανά μήνα για τα σενάρια διαστασιολόγηση συστήματος ΑΠΕ..... 82
Σχήμα 7.14: Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια για τα σενάρια διαστασιολόγησης συστήματος ΑΠΕ 83
Σχήμα 7.15: Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια [%] για τα σενάρια διαστασιολόγησης συστήματος ΑΠΕ 83
Σχήμα 7.16: Μηνιαία απορριπτόμενη ενέργεια και μηνιαίο έλλειμμα ηλεκτρικής ενέργειας [MWh] για τα σενάρια διαστασιολόγηση συστήματος ΑΠΕ 84
Σχήμα 7.17: Μηνιαία απορριπτόμενη ενέργεια [%] επί της ηλεκτροπαραγωγής και Έλλειμμα [%] επί της ζήτησης σεναρίου 11. 89
Σχήμα 7.18: Μηνιαία ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ και χρησιμοποιούμενη ενέργεια σεναρίου 11. 89
Σχήμα 7.19: Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Ιανουάριο [kWh] 90
Σχήμα 7.20: Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Ιανουάριο [MWh]..... 90
Σχήμα 7.21: Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Φεβρουάριο[kWh] 91
Σχήμα 7.22: Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Φεβρουάριο [MWh]..... 91
Σχήμα 7.23 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Μάρτιο [kWh]..... 92
Σχήμα 7.24 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Μάρτιο [MWh] 92
Σχήμα 7.25: Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Απρίλιο [kWh] 93
Σχήμα 7.26: Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Απρίλιο [MWh]..... 93
Σχήμα 7.27 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Μάιο [kWh] 94
Σχήμα 7.28 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Μάιο [MWh] 94
Σχήμα 7.29 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Ιούνιο [kWh]..... 95
Σχήμα 7.30 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Ιούνιο [MWh] 95

Σχήμα 7.31 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Ιούλιο [kWh] 96
Σχήμα 7.32 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Ιούλιο [MWh] 96
Σχήμα 7.33: Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Αύγουστο [kWh] 97
Σχήμα 7.34: Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Αύγουστο [MWh] 97
Σχήμα 7.35 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Σεπτέμβριο [kWh] 98
Σχήμα 7.36 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Σεπτέμβριο [MWh] 98
Σχήμα 7.37 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Οκτώβριο [kWh] 99
Σχήμα 7.38 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Οκτώβριο [MWh] 99
Σχήμα 7.39 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Νοέμβριο [kWh] 100
Σχήμα 7.40 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Νοέμβριο [MWh] 100
Σχήμα 7.41 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Δεκέμβριο [kWh] 101
Σχήμα 7.42 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Δεκέμβριο [MWh] 102
Σχήμα 7.43: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Ιανουάριο 103
Σχήμα 7.44: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Φεβρουάριο. 103
Σχήμα 7.45: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Μάρτιο 104
Σχήμα 7.46: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Απρίλιο 104
Σχήμα 7.47: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Μάιο 105
Σχήμα 7.48: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Ιούνιο 105
Σχήμα 7.49: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Ιούλιο 106
Σχήμα 7.50: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Αύγουστο 106
Σχήμα 7.51: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Σεπτέμβριο 107

Σχήμα 7.52: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Οκτώβριο..... 107
Σχήμα 7.53: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Νοέμβριο..... 108
Σχήμα 7.54: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Δεκέμβριο 108
Σχήμα 7.55 Μηνιαία χρήση ενεργειακών πόρων ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας..... 110
Σχήμα 7.56 Κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας [%] από τους πόρους του ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας..... 112
Σχήμα 7.57 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιανουάριο 113
Σχήμα 7.58 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιανουάριο 114
Σχήμα 7.59 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιανουάριο..... 114
Σχήμα 7.60 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Φεβρουάριο 115
Σχήμα 7.61 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Φεβρουάριο 115
Σχήμα 7.62 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Φεβρουάριο..... 116
Σχήμα 7.63 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Μάρτιο..... 117
Σχήμα 7.64 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Μάρτιο..... 117
Σχήμα 7.65 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Μάρτιο..... 117
Σχήμα 7.66 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Απρίλιο 118
Σχήμα 7.67 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Απρίλιο 119
Σχήμα 7.68 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Απρίλιο..... 119
Σχήμα 7.69 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Μάιο 120
Σχήμα 7.70 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Μάιο 120
Σχήμα 7.71 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Μάιο 121
Σχήμα 7.72 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιούνιο..... 121

Σχήμα 7.73 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιούνιο 122
Σχήμα 7.74 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιούνιο 122
Σχήμα 7.75 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιούλιο 123
Σχήμα 7.76 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιούλιο 123
Σχήμα 7.77 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιούλιο 124
Σχήμα 7.78 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Αύγουστο 124
Σχήμα 7.79 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Αύγουστο 125
Σχήμα 7.80 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Αύγουστο 125
Σχήμα 7.81 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Σεπτέμβριο 126
Σχήμα 7.82 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Σεπτέμβριο 126
Σχήμα 7.83 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Σεπτέμβριο 127
Σχήμα 7.84 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Οκτώβριο 127
Σχήμα 7.85 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Οκτώβριο 128
Σχήμα 7.86 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Οκτώβριο 128
Σχήμα 7.87 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Νοέμβριο 129
Σχήμα 7.88 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Νοέμβριο 129
Σχήμα 7.89 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Νοέμβριο 130
Σχήμα 7.90 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Δεκέμβριο 131
Σχήμα 7.91 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Δεκέμβριο 131
Σχήμα 7.92 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Δεκέμβριο 131
Σχήμα 7.93 Ηλεκτρική Ενέργεια απόκρισης ζήτησης, χρησιμοποιούμενη και μεταφερόμενη τον επόμενο μήνα 134
Σχήμα 7.94 Ετήσια και μηνιαία διείσδυση ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή πριν και μετά την απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος.. 135

Σχήμα 7.95 Ηλεκτροπαραγωγή ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ- Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, πριν την εφαρμογή της απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος στις 26-31 Δεκεμβρίου 135
Σχήμα 7.96 Ηλεκτροπαραγωγή ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ- Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, μετά την εφαρμογή της απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος στις 26-31 Δεκεμβρίου..... 136
Σχήμα 7.97 Ηλεκτροπαραγωγή ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ- Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, πριν την εφαρμογή της απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος στις 3-9 Ιουλίου 137
Σχήμα 7.98 Ηλεκτροπαραγωγή ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ- Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, μετά την εφαρμογή της απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος στις 3-9 Ιουλίου..... 137
Σχήμα 8.1 Προτεινόμενη θέση εγκατάστασης αιολικών μονάδων 1 στο όρος Μούντα..... 147
Σχήμα 8.2 Προτεινόμενη θέση εγκατάστασης αιολικής μονάδας 2 και 3 στη Στρογγύλη. .. 148
Σχήμα 8.3 Προτεινόμενη θέση εγκατάστασης Φ/Β Σταθμού 1 στη Θέση Πευκάκια (σημερινή εγκατάσταση ΔΕΗ). 149
Σχήμα 8.4 Προτεινόμενη θέση εγκατάστασης Φωτοβολταϊκού Σταθμού 2 στη Περιοχή Αυλωνιά..... 150
Σχήμα 8.5 Προτεινόμενη θέση εγκατάστασης Φωτοβολταϊκού Σταθμού 3 στη θέση Βίγλα. 151
Σχήμα 8.6 Μονογραμμικό διάγραμμα του νέου ηλεκτρικού συστήματος στο Καστελλόριζο 153
Σχήμα 8.7 Το νέο σύστημα ΑΠΕ-Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας στις προτεινόμενες θέσεις εγκατάστασης και η γεωγραφική αποτύπωση του βρόχου του μικρο-δικτύου του νησιωτικού συστήματος..... 154
Σχήμα 8.8 Η προτεινόμενη Υποβρύχια Διασύνδεση Μεγίστης - Στρογγύλης 155
Σχήμα 8.9 Μέση βύθιση απόστασής κα τα μήκος της υποβρύχιας διασύνδεσης Μεγίστης-Στρογγύλης..... 156
Σχήμα 9.1 Μεταβολή του Σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) ως προς την μεταβολή του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου της επένδυσης..... 166
Σχήμα 9.2 Σύγκριση Μέσου πλήρους κόστους ηλεκτροπαραγωγής του ΑΣΠ Μεγίστης για τα έτη 2014-2018 με το σταθμισμένο κόστος του συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης για το 2025. 167
Σχήμα ΙΙΙ.1 Διάγραμμα πρόβλεψης ισχύος εξόδου συναρτήσει την ταχύτητας ανέμου για την Α/Γ DW54(250kW)..... 198
Σχήμα ΙΙΙ.2 Υπόλοιπα/αποκλίσεις πρόβλεψης εξόδου ισχύος από τις εγγυημένες από την κατασκευάστρια εταιρία τιμές για την Α/Γ DW54(250kW). 199
Σχήμα ΙΙΙ.3 Διάγραμμα πρόβλεψης ισχύος εξόδου συναρτήσει την ταχύτητας ανέμου για την Α/Γ DW54(500kW). 200
Σχήμα ΙΙΙ.4 Υπόλοιπα/αποκλίσεις πρόβλεψης εξόδου ισχύος από τις εγγυημένες από την κατασκευάστρια εταιρία τιμές για την Α/Γ DW54(500kW). 201
Σχήμα IV.1 κίνηση ηλιακής σφαίρας στην εκλειπτική και ορισμός γωνίας λόξωσης δ..... 203
Σχήμα IV.2 Γωνία λόξωσης δ και η ωρική γωνία ω 204
Σχήμα IV.3 Ετήσια Παραγωγή Ηλ. Ενέργειας του πλαισίου αναφοράς..... 215

Σχήμα IV.4 Ωριαία Παραγωγή Ηλ. Ενέργειας του πλαισίου αναφοράς την 03/06 (3η Ιουλίου) 216
Σχήμα IV.5 Μηνιαία Παραγωγή Ηλ. Ενέργειας του πλαισίου αναφοράς τον μήνα Αύγουστο (ενδεικτικά) 216
Σχήμα IV.6 Σχέδια και διαστάσεις Φωτοβολταϊκού Πλαισίου Αναφοράς (Μονάδα: ίντσα (mm)) 217
Σχήμα IV.7 Ηλεκτρικά χαρακτηριστικά Φωτοβολταϊκού Πλαισίου Αναφοράς 217
Σχήμα VIII.1 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 1 231
Σχήμα VIII.2 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 1 231
Σχήμα VIII.3 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 2 233
Σχήμα VIII.4 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 2 233
Σχήμα VIII.5 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 3 235
Σχήμα VIII.6 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 3 235
Σχήμα VIII.7 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 4 237
Σχήμα VIII.8 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 4 237
Σχήμα VIII.9 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 5 239
Σχήμα VIII.10 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 5 239
Σχήμα VIII.11 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 6 241
Σχήμα VIII.12 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 6 241
Σχήμα VIII.13 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 7 243
Σχήμα VIII.14 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 7 243
Σχήμα VIII.15 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 8 245
Σχήμα VIII.16 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 8 245
Σχήμα VIII.17 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 9 247
Σχήμα VIII.18 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 9 247
Σχήμα VIII.19 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 10 248
Σχήμα VIII.20 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 10 249
Σχήμα X.1 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Ιανουάριο 256
Σχήμα X.2 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Φεβρουάριο 257
Σχήμα X.3 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Μάρτιο... 257
Σχήμα X.4 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Απρίλιο .. 257
Σχήμα X.5 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Μάιο 258
Σχήμα X.6 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Ιούνιο..... 258

Σχήμα Χ.7 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Ιούλιο..... 258
Σχήμα Χ.8 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Αύγουστο259
Σχήμα Χ.9 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Σεπτέμβριο 259
Σχήμα Χ.10 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Οκτώβριο 259
Σχήμα Χ.11 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Νοέμβριο 260
Σχήμα Χ.12 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Δεκέμβριο 260

Εκτενής Περίληψη

Στην Ελλάδα, στα τέλη 2018, ευρίσκοντο σε λειτουργία 29 νησιωτικά συστήματα παραγωγής σε μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ), η ηλεκτροδότηση των οποίων βασίζεται στο πετρέλαιο. Το αυξημένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ, που οφείλεται στο υψηλό κόστος πετρελαίου για ηλεκτροπαραγωγή και μετακυλίεται στους καταναλωτές ως ΥΚΩ (Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας), καθώς και οι υψηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου καθιστούν αναγκαία την ριζική αλλαγή του ενεργειακού συστήματος που υπάρχει σήμερα στα ΜΔΝ. Το Καστελλόριζο με πληθυσμό 492 μόνιμους κατοίκους και έντονη τουριστική δραστηριότητα τους καλοκαιρινούς μήνες είναι ένα από τα πλέον ενεργοβόρα ΜΔΝ που δεν αναμένεται να διασυνδεθούν με το ηπειρωτικό σύστημα. Επιπλέον, το νησιωτικό σύμπλεγμα του Καστελλόριζου έχει τεράστια γεωστρατηγική σημασία για την χώρα, αφού τόσο η γεωγραφική του θέση όσο και οικονομική δραστηριότητα των κατοίκων του επηρεάζουν άμεσα τη χάραξη Ελληνικής Αποκλειστικής Οικονομικής Ζώνης. Πρέπει να σημειωθεί ότι το Καστελλόριζο κατοικείται ανελλιπώς εδώ και 2.500 χρόνια με Ελληνικής καταγωγής πληθυσμό.

Το υφιστάμενο ενεργειακό σύστημα του Καστελλόριζου

Σήμερα, το αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Μεγίστης βασίζεται στο πετρέλαιο με τον Τοπικό Σταθμό Παραγωγής, (ΤΣΠ Μεγίστης) να διατηρεί εφτά (7) ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη πετρελαίου diesel συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1,45 MW. Η ηλεκτροπαραγωγή πραγματοποιείται με πολύ υψηλό κόστος και με σημαντικές εκπομπές αερίων ρύπων, με το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος παραγωγής να ανέρχεται 247.98 €/MWh (2017) εξαιτίας του υψηλού ειδικού κόστους πετρελαίου, ενώ οι ετήσιες εκπομπές CO_2 ανέρχονται σε 2.926,45 τόνους/έτος. Η ηλεκτροπαραγωγή του Καστελλορίζου, που ανήλθε στις 3.596 MWh, κόστισε το 2017, 1.671.500 €, δηλαδή 464,82€/MWh.

Παρότι έχουν γίνει προσπάθειες για την εφαρμογή μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας από τους κατοίκους η παρούσα νομοθεσία για την προστασία του παραδοσιακού χαρακτήρα του οικισμού είναι αποτρεπτική για την εφαρμογή επεμβάσεων στα κτηριακά κελύφη και για την εγκατάσταση ηλιακών θερμικών. Ωστόσο υπάρχει υψηλό περιθώριο βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας με εγκατάσταση διπλών υαλοπινάκων, πλήρη αντικατάσταση λαμπτήρων με αντίστοιχους εξοικονόμησης και την εγκατάσταση ηλιακών θερμικών όπου αυτό είναι δυνατό σύμφωνα με την κείμενη νομοθεσία. Τα υψηλά ηλεκτρικά φορτία για την υδροδότηση της νήσου από την μονάδα αφαλάτωσης ύδατος, είναι άρρηκτα συνδεδεμένα με το μελλοντικό ενεργειακό σχεδιασμό του Καστελλόριζου.

Ο Ενεργειακός Σχεδιασμός του Καστελλόριζου

Ο σχεδιασμός του ηλεκτρικού συστήματος του νησιού γίνεται βάσει των εκτιμώμενων αναγκών σε όλους τους τομείς για έναν χρονικό ορίζοντα έως το 2025 με την δυνατότητα της επέκτασης στα επόμενα χρόνια για την κάλυψη των νέων αναγκών. Σημαντικές παράμετροι για την διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου στο μέλλον είναι οι ακόλουθες.

- Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από νέους καταναλωτές

- Η αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των υφιστάμενων καταναλωτών με νέες ανάγκες.
- Η αύξηση της κατανάλωσης νερού με αποτέλεσμα της αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.
- Δράσεις στην εξοικονόμηση ενέργειας που αναμένονται μέχρι το 2025.
- Τα φορτία ηλεκτροκίνησης σε ξηρά και θάλασσα που αναμένονται μέχρι το 2025.

Επί των ανωτέρω έγιναν οι ακόλουθες εκτιμήσεις για τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας

1. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από υφιστάμενους καταναλωτές εκτιμάται ότι θα παρουσιάζει μέση ετήσια αύξηση της της τάξεως του 2% μέχρι το 2025
2. Η κατανάλωση ενέργειας για αφαλάτωση ορίστηκε στις 4.5 kWh/m^3 ενώ έγιναν εκτιμήσεις για την αύξηση ζήτησης νερού το 2025 που προσεγγίζουν τα 111.250 m^3/έτος.
3. Τα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας, μπορούν να αντισταθμίσουν την νέα ζήτηση από πρόσθετους νέους καταναλωτές.
4. Η Εξοικονόμηση ενέργειας από αποδοτικότερο οδοφωτισμό μπορεί να αντισταθμίσει την ζήτηση νέων φορτίων για οδική ηλεκτροκίνηση και ηλεκτρικές καταναλώσεις μαρίνας

Με βάση τα ανωτέρω διαμορφώθηκε η εκτίμηση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας η οποία ανέρχεται σε 4.723 MWh/έτος (2025), με τη μέγιστη και ελάχιστη ωριαία ζήτηση να προσεγγίζει τη 1,092 MWh και 0,287 MWh αντιστοίχως, ενώ η αιχμή ισχύος εκτιμάται ότι θα προσεγγίζει το 1,13 MW.

Ο Σχεδιασμός του Ηλεκτρικού συστήματος

Η Τεχνολογία: Ο Σχεδιασμός του Ηλεκτρικού συστήματος λόγω του διαθέσιμου αιολικού (6,5 – 7,5 m/s στα 100 μέτρα) και ηλιακού δυναμικού (global horizontal irradiance: 1.926 kWh/m^2/έτος) επικεντρώνεται στις δύο αυτές πηγές ενέργειας, ενώ λόγω της διαλείπουσας παραγωγής τους επιλέγεται σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες λιθίου. Οι τεχνολογίες των συστημάτων ΑΠΕ που επιλέχθηκαν αφορούν φωτοβολταϊκά μονοκρυσταλικού πυριτίου, υψηλής απόδοσης και ανεμογεννήτριες υψηλής απόδοσης, χωρίς κυβώτιο ταχυτήτων με τη δυνατότητα πλήρους ελέγχου της ισχύος εξόδου (Τεχνολογία αναφοράς: EWT: DW54 250 kW), κατάλληλες για μεσαίο και χαμηλό αιολικό δυναμικό (κλάση ανέμου IEC IIIA).

Η τεχνολογία αποθήκευσης αφορά μπαταρίες ιόντων λιθίου (χημική σύνθεση στοιχείων μπαταριών που εξετάζονται είναι NMC, LFP και LTO) με σύστημα διαχείρισης για την κάλυψη της ζήτησης και την βέλτιστη αξιοποίηση της ικανότητας αποθήκευσης. Χρησιμοποιούνται κατάλληλοι μετατροπείς αμφίδρομης λειτουργίας (bidirectional inverter) για την σύζευξη των μπαταριών με τις μονάδες παραγωγής για την κάλυψη των φορτίων.

Η ηλεκτροπαραγωγή των Φ/Β εκτιμήθηκε με βάση ωριαία δεδομένα του Συστήματος Γεωγραφικών Πληροφοριών Φωτοβολταϊκών (PVGIS) της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και αποτελούν στοιχεία τυπικού μετεωρολογικού έτους για την περιοχή του Καστελλόριζου με χρονική περίοδο αναφοράς τα έτη 2007 – 2016. Η ηλεκτροπαραγωγή των Α/Γ υπολογίστηκε με την προσαρμογή χρονοσειράς μετρήσεων ταχύτητας ανέμου από σταθμό ύψους 10μ του δικτύου του ΚΑΠΕ στη νήσο Ρόδο (1999 -2000) στην μέση ταχύτητα ανέμου της περιοχής (6,5 – 7,5 m/s). Όλες οι χρονοσειρές ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ είναι ντετερμινιστικές και

παρουσιάζουν τη μέση εκτιμώμενη ετήσια ηλεκτροπαραγωγή χωρίς της συνεκτίμηση της στοχαστικότητας των ΑΠΕ.

Διαστασιολόγηση Ηλεκτροπαραγωγών μονάδων ΑΠΕ: Σε πρώτη φάση δημιουργήθηκαν 11 σενάρια για τα μεγέθη των προτεινόμενων ηλεκτροπαραγωγών μονάδων ΑΠΕ, δηλαδή ανεμογεννήτριες και φωτοβολταϊκοί σταθμοί, από τα οποία επιλέχθηκε το επικρατέστερο με βάση τα ακόλουθα κριτήρια:
(α) Το μέγεθος του ελλείμματος ενέργειας (ή το ποσοστό κάλυψης της ζήτησης)
(β) Τον αριθμό των ωρών κατά τις οποίες εμφανίζεται έλλειμμα ενέργειας
(γ) Τον αριθμό των ημερών κατά τις οποίες εμφανίζεται έλλειμμα ενέργειας
(δ) Το μέγιστο ωριαίο και ημερήσιο έλλειμμα ενέργειας
(ε) Την απορριπτόμενη ενέργεια του συστήματος ΑΠΕ στο χρόνο
(στ) Την διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στο χρόνο

Η χωροθέτηση των μονάδων παραγωγής χαρακτηρίζεται από την καινοτόμο ιδέα της αξιοποίησης της παρακείμενης βραχονησίδας Στρογγύλης για να της δοθεί ζωή, το ανατολικότερο άκρο της Ελληνικής επικράτειας, με αναμενόμενο υψηλότερο αιολικό δυναμικό.

Το επικρατέστερο σενάριο περιλαμβάνει:
Α/Γ : (α) 2 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα ανέμου 7,5 m/s (Στρογγύλη) (β) 1 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα ανέμου 6,5 m/s (Καστελλόριζο).
Φ/Β : (α) 800 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55° (γ) 1.000 kWp με εποχική χειροκίνητη προσαρμογή κλίσης ως προς το οριζόντιο επίπεδο (Οκτώβριος – Μάρτιος: 55°, Απρίλιος – Σεπτέμβριος: 31°)

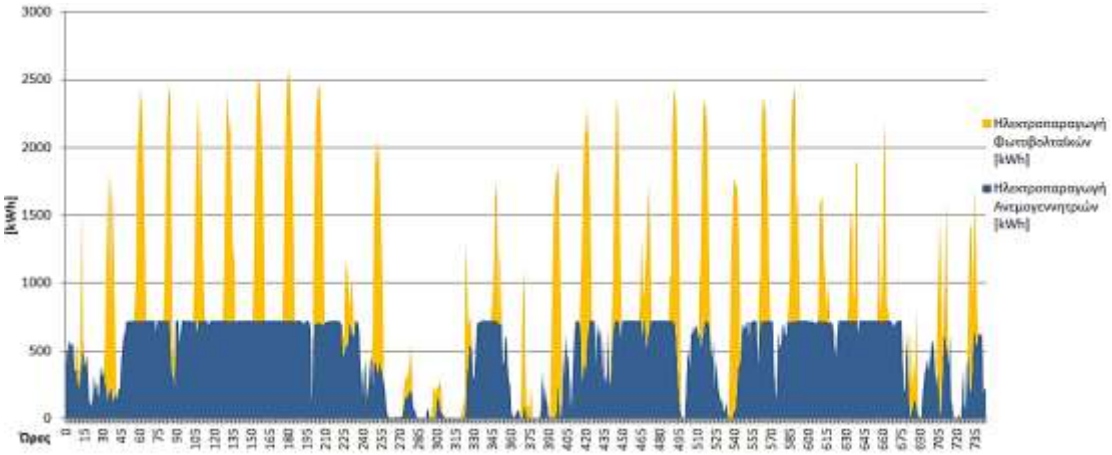
Πίνακας Ε1: Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Επιλεχθέντος Σεναρίου

Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ, Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιού-μενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
Ιαν	221,31	363,35	375,35	281,36	48,12%	303,3	80,80%
Φεβ	227,44	315,06	313,22	293,1	54,03%	249,4	79,63%
Μαρ	326,42	313,99	319,71	388,19	60,62%	252,22	78,89%
Απρ	363,77	282,94	299,57	408,77	63,21%	237,95	79,43%
Μαϊ	365,48	370,73	315,8	450,53	61,20%	285,68	90,46%
Ιουν	374,04	456,25	403,76	435,58	52,46%	394,7	97,76%
Ιουλ	391,11	422,95	598,03	300,31	36,89%	513,74	85,91%
Αυγ	393,26	493,27	624,85	325,73	36,74%	560,8	89,75%
Σεπ	388,88	357,47	471,77	352,23	47,19%	394,12	83,54%
Οκτ	328,32	330,48	357,05	365,09	55,42%	293,71	82,26%
Νοε	286,78	256,46	308,97	306,86	56,49%	236,37	76,50%
Δεκ	215,48	202,17	334,6	211,37	50,61%	206,27	61,65%
Έτος	**3882,28**	**4165,13**	**4722,68**	**4119,13**	**51,19%**	**3928,27**	**83,18%**

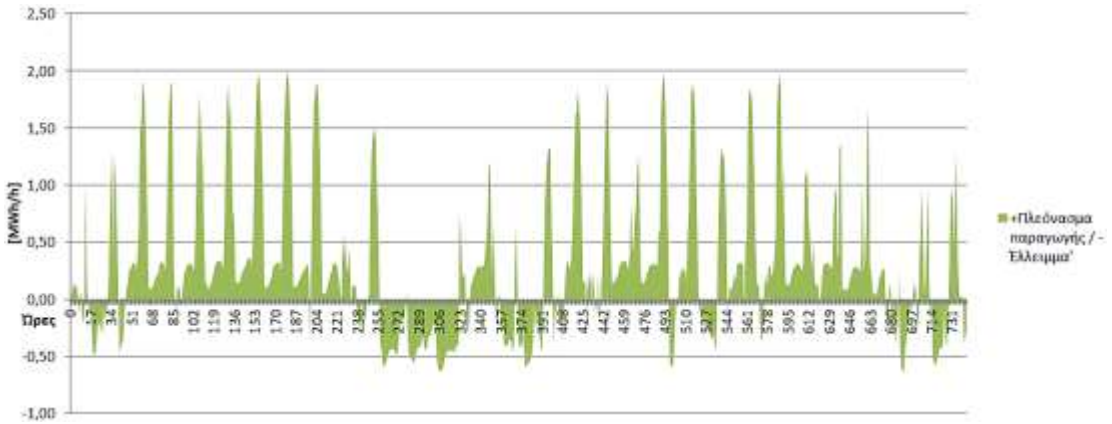
Πίνακας Ε2 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Επιλεχθέντος Σεναρίου

Μήνας	Έλλειμμα [MWh]	Έλλειμμα [%]	Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα	Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα	Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]	Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]
Ιαν	72,06	19,20%	6	231	632,41	10,09
Φεβ	63,81	20,37%	5	191	597,30	7,25
Μαρ	67,49	21,11%	2	228	593,97	5,81
Απρ	61,62	20,57%	1	222	493,40	1,51
Μαϊ	30,12	9,54%	0	136	521,49	0,00
Ιουν	9,06	2,24%	0	75	363,35	0,00
Ιουλ	84,29	14,09%	4	330	932,46	5,05
Αυγ	64,06	10,25%	0	347	852,46	0,00
Σεπ	77,65	16,46%	4	243	904,69	2,81
Οκτ	63,34	17,74%	0	220	543,74	0,00
Νοε	72,59	23,50%	1	297	577,30	2,22
Δεκ	128,33	38,35%	9	378	597,30	7,10
Ετησίως	**794,41**	**16,82%**	**32**	**2898**	**932,46**	**10,09**

Ενδεικτικά η ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ του επιλεχθέντος σεναρίου καθώς και η κάλυψη ζήτησης για τον μήνα Ιανουάριο παρουσιάζονται στα ακόλουθα διαγράμματα Ε1 και Ε2:



Σχήμα Ε1: Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Ιανουάριο [kWh]

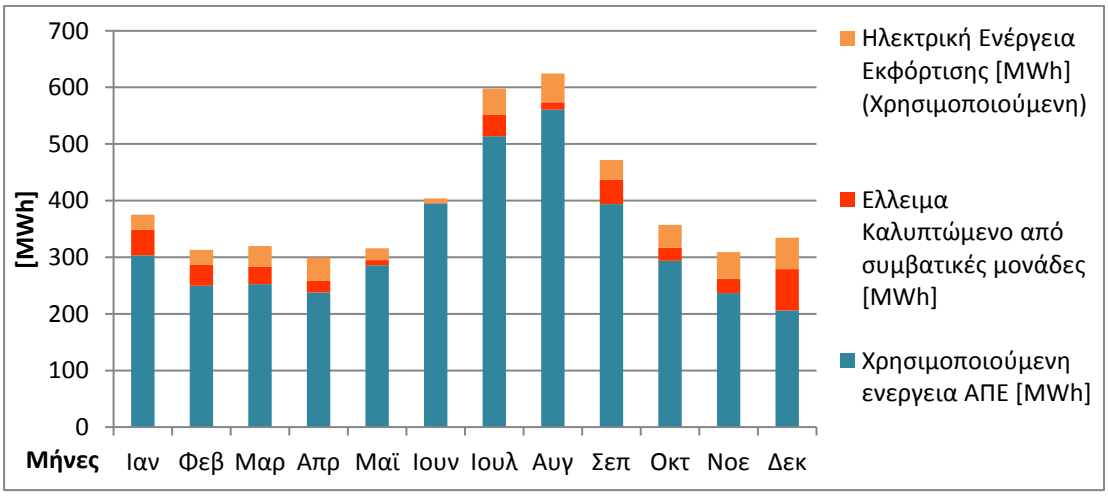


Σχήμα Ε2: Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Ιανουάριο [MWh]

Διαστασιολόγηση του Συστήματος αποθήκευσης: Η διαστασιολόγηση της μπαταρίας του συστήματος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας πραγματοποιήθηκε με την χρήση του λογισμικού "Bat-Op" (Battery Optimization), που αναπτύχθηκε από τους Αλέξανδρο Περέλλη, Ερευνητή του ΙΕΝΕ και Σπύρο Χατζηβασιλειάδη, Αναπληρωτή Καθηγητή στο Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών του Τεχνολογικού Πανεπιστημίου της Δανίας (DTU), το οποίο επιλύει το μεικτό ακέραιο γραμμικό πρόβλημα της βελτιστοποίησης (ελαχιστοποίησης) της απαιτούμενης χωρητικότητας εγκατεστημένης μπαταρίας συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, προκειμένου να επιτευχθεί συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ ανά μήνα.

Η συνολική κρίσιμη χωρητικότητα μπαταρίας η οποία παρουσιάζει ικανοποιητικά αποτελέσματα διείσδυσης ΑΠΕ με βάση τα αποτελέσματα του ειδικού μοντέλου "Bat-Op" κρίθηκε η τιμή των 4.000 kWh. Η διαφορά στην κάλυψη της ζήτησης ενός τέτοιου μεγέθους συστήματος σε σύγκριση με αντίστοιχα μικρότερα είναι αισθητή κυρίως τους χειμερινούς μήνες αλλά και σημαντική καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Λαμβάνοντας υπόψη την τωρινή μέση κατανάλωση diesel του παρόντος συμβατικού σταθμού της νήσου, ένα σύστημα με μπαταρίες χωρητικότητας 4.000 kWh θα έχει απόδοση τέτοια ώστε να μειωθεί η παραγωγή των συμβατικών μονάδων κατά περίπου 72 MWh ή αλλιώς έτσι ώστε να μειωθεί η ετήσια ανάγκη της νήσου για πετρέλαιο diesel κατά περίπου 18 τόνους σε σύγκριση με ένα αντίστοιχο σύστημα ΑΠΕ με μπαταρίες μικρότερης χωρητικότητας, στις 3.000 kWh. Με κριτήριο την διασπορά των μονάδων του συστήματος στην νήσο για την αύξηση της ανθεκτικότητας και της αξιοπιστίας, επιλέχθηκαν δύο (2) πανομοιότυπα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με δυνατότητα παροχής ισχύος 1MW το κάθε ένα και ικανότητα αποθήκευσης τις 2,000 kWh έκαστο (2X1MW/2MWh).

Προσομοίωση συστήματος: Η προσομοίωση του επιλεχθέντος ολοκληρωμένου συστήματος έγινε με την ανάστροφη εκδοχή του λογισμικού "Bat-Op" το οποίο δέχεται ως δεδομένα εισαγωγής την χωρητικότητα και την δυνατότητα παροχής ισχύος του συστήματος αποθήκευσης και πραγματοποιεί προσομοίωση της λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος μεγιστοποιώντας την διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή.



Σχήμα Ε3: Μηνιαία χρήση ενεργειακών πόρων ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

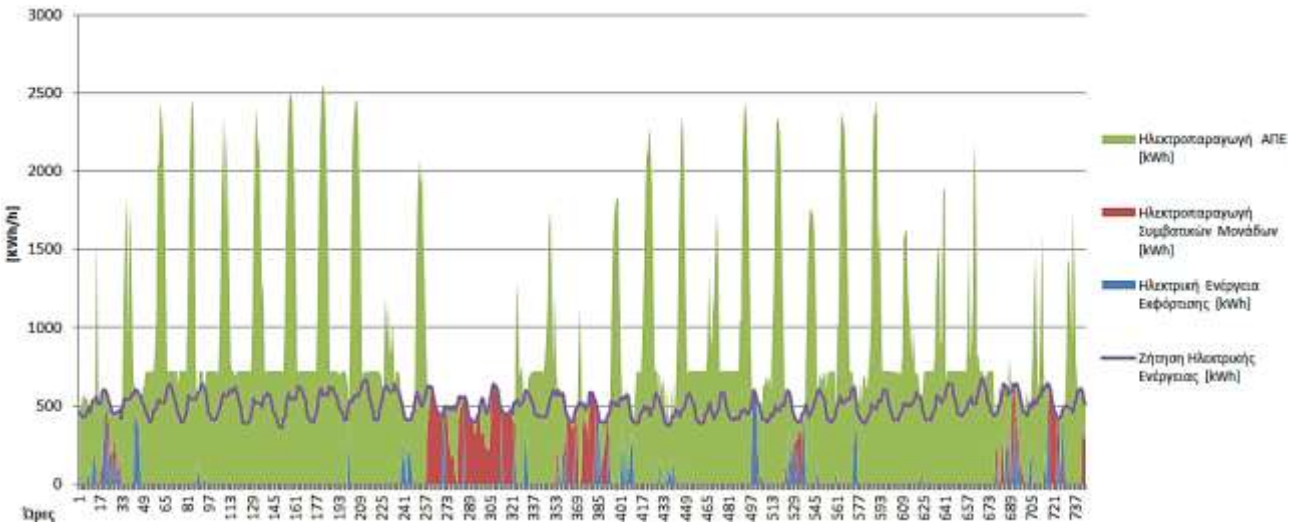
Σύμφωνα με την προσομοίωση του συστήματος, το ολοκληρωμένο ηλεκτρικό σύστημα μπορεί να επιτύχει διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή της νήσου Μεγίστης κατά 92,36%, αξιοποιώντας 433,49 MWh από την περίσσεια ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος

ΑΠΕ. Αυτό συνιστά σημαντική βελτίωση από το 83,18% που επιτυγχάνει το προτεινόμενο σύστημα χωρίς την προσθήκη του συστήματος αποθήκευσης. Τα σημαντικότερα ελλείμματα παρουσιάζονται την χειμερινή περίοδο λόγω έλλειψης πόρων ΑΠΕ.

Πίνακας Ε2: Απόδοση επιλεχθέντος ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης (μπαταριών) ανά μήνα

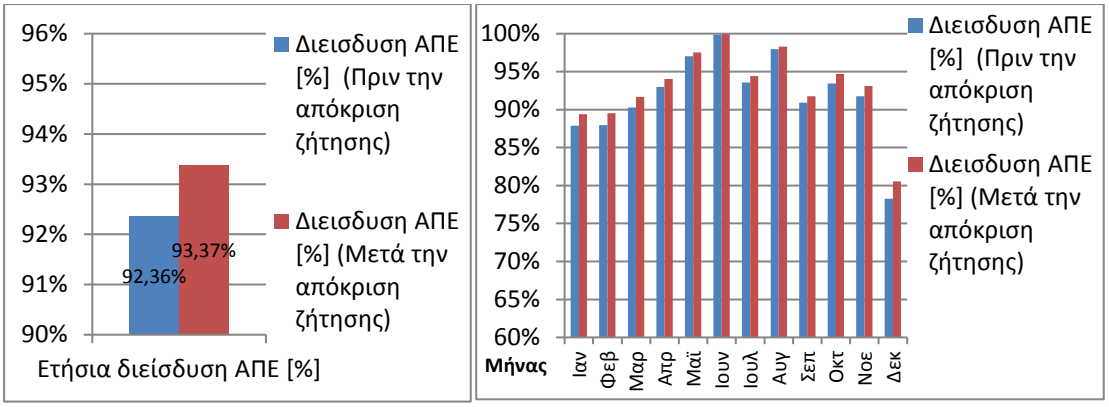
	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μαϊ	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ	Έτος
Διείσδυση Συμβατικών μονάδων [%]	12.12 %	12.04 %	9.73%	7.01%	2.95%	0.16%	6.41%	2.05%	9.09%	6.57%	8.24%	21.74 %	**7.64%**
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	87.88 %	87.96 %	90.27 %	92.99 %	97.05 %	99.84 %	93.59 %	97.95 %	90.91 %	93.43 %	91.76 %	78.26 %	**92.36%**
Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας [MWh]	375.35	313.22	319.71	299.57	315.80	403.76	598.03	624.85	471.77	357.05	308.97	334.60	**4722.68**
Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [MWh]	45.50	37.70	31.09	21.00	9.33	0.63	38.33	12.81	42.87	23.45	25.46	72.75	**360.92**
Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	254.80	266.99	351.79	368.15	429.74	427.15	254.35	274.48	317.45	325.21	259.74	155.80	**3685.66**
Χρησιμοποιούμενη ενέργεια ΑΠΕ [MWh]	303.30	249.40	252.22	237.95	285.68	394.70	513.74	560.80	394.12	293.71	236.37	206.27	**3928.27**
Αριθμός ωρών χρήσης συμβατικών μονάδων	133	107	100	78	31	6	87	49	101	78	93	210	**1073**
Ηλεκτρική Ενέργεια Εκφόρτισης [MWh] (Χρησιμοποιούμενη)	26.56	26.11	36.40	40.61	20.79	8.43	45.96	51.25	34.78	39.89	47.13	55.57	**433.49**

Ενδεικτικά παρουσιάζεται η απόδοση του ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ-αποθήκευσης για τον μήνα Ιανουάριο στο ακόλουθο διάγραμμα Ε4.



Σχήμα Ε4: Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιανουάριο

Βελτιστοποιήσεις λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος: Στο σύστημα εφαρμόστηκε η τεχνική Διαχείρισης Ζήτησης (DSM) που στοχεύει στην μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ, με την μετάθεση των φορτίων στις ώρες που υπάρχει περίσσεια παραγωγής ενέργειας, αποφεύγοντας την χρήση συμβατικών μονάδων (πετρελαίου). Συγκεκριμένα η εφαρμογή έγινε για τα φορτία αφαλάτωσης ύδατος λαμβάνοντας υπόψη τις τεχνικές τους προδιαγραφές και τα αποτελέσματα εμφανίζονται στο Σχ. Ε5. Επίσης προτείνεται μελλοντικά η επέκταση της τεχνικής Διαχείρισης Ζήτησης και σε άλλες ηλεκτρικές καταναλώσεις (πχ ηλεκτρικό θερμοσίφωνα, θέρμανση-ψύξη, ηλεκτρικά αυτοκίνητα κλπ.), βελτιστοποιώντας την λειτουργία του ενεργειακού συστήματος της νήσου.



Σχήμα Ε5: Ετήσια και μηνιαία διείσδυση ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή πριν και μετά την απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος.

Η απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος με την τεχνική DSM μπορεί να αυξήσει την αξιοποίηση της περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ αυξάνοντας την διείσδυση τους κατά μία ποσοστιαία μονάδα (1%) στο 93.37% της ηλεκτροπαραγωγής της νήσου.

Πίνακας Ε3: Μηναία και ετήσια Απόδοση Ολοκληρωμένου Συστήματος ΑΠΕ-Αποθήκευσης

Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ [MWh]	Έλλειμμα καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]	Χρησιμοποιούμενη ενέργεια ΑΠΕ [MWh]	Ηλεκτρική Ενέργεια Εκφόρτισης [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]
Ιαν	584,661	39,5	89,40%	309,3	26,56	249,7	42,71%
Φεβ	542,5	32,8	89,53%	253,97	26,11	261,47	48,20%
Μαρ	640,406	26,56	91,69%	256,55	36,4	348,3	54,39%
Απρ	646,714	17,86	94,04%	240,99	40,61	363,95	56,28%
Μαϊ	736,212	7,77	97,54%	287,26	20,79	428,21	58,16%
Ιουν	830,287	0,25	99,94%	394,7	8,43	427,08	51,44%
Ιουλ	814,055	33,49	94,40%	518,67	45,96	252,21	30,98%
Αυγ	886,533	10,56	98,31%	562,68	51,25	272,26	30,71%
Σεπ	746,351	38,94	91,75%	397,87	34,78	312,45	41,86%
Οκτ	658,804	18,85	94,72%	298,31	39,89	318,67	48,37%
Νοε	543,243	21,25	93,12%	240,21	47,13	256,45	47,21%
Δεκ	417,649	65,08	80,55%	214,44	55,57	147,28	35,26%
Έτος	8047,41	312,9	93,37%	3974,95	433,49	3638,03	45,21%

Προτάσεις για τον σχεδιασμό και τη λειτουργία του συστήματος:

- Η διαχείριση του συστήματος βασίζεται στην ψηφιακή τεχνολογία και την αναλαμβάνει κατάλληλο λογισμικό το οποίο θα εξασφαλίζει ομαλή, αδιάλειπτη και αποδοτική λειτουργία, χρησιμοποιώντας: (α) κατάλληλα εργαλεία πρόβλεψης της ζήτησης και της ηλεκτροπαραγωγής, (β) αποδοτικό προγραμματισμό ένταξης των συμβατικών μονάδων με βάση τα αποτελέσματα των εργαλείων πρόβλεψης παραγωγής ζήτησης, (γ) αποδοτικός προγραμματισμός κύκλων φόρτισης εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης με βάση την προβλεπόμενη ηλεκτροπαραγωγή-

ζήτηση, (δ) βελτιστοποίηση της λειτουργίας του όλου συστήματος με εφαρμογή της τεχνικής διαχείρισης ζήτησης (DSM), (ε) αποδοτικό σύστημα διάγνωσης των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ.

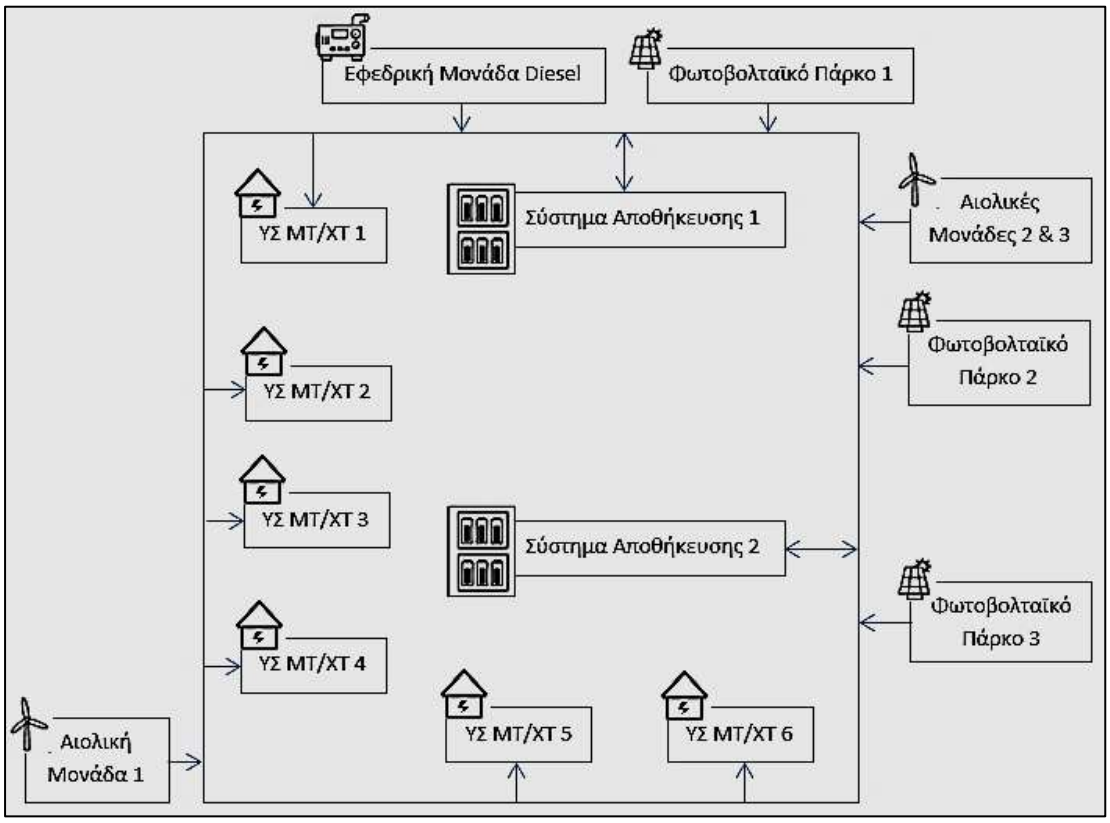
- Προτείνεται η αποδοτική χρήση της εφεδρείας diesel (2X500kW/600kVA) για την κάλυψη των ελλειμμάτων από την διαλείπουσα παραγωγή ΑΠΕ και φόρτιση του συστήματος αποθήκευσης με περιορισμένο αριθμό εκκινήσεων το χρόνο.
- Προτείνεται η μεγιστοποίηση της διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή με συνέργεια όλων των διαθέσιμων ΑΠΕ και μελλοντικά εκτεταμένη χρήση διεποχιακής αποθήκευσης ενέργειας με νέες τεχνολογίες.

Η σύνθεση του Συστήματος: Η σύνθεση του Συστήματος πραγματοποιήθηκε με βάση τα ακόλουθα κριτήρια ενεργειακού σχεδιασμού:
(α) Η διεσπαρμένη παραγωγή από πολλές απομακρυσμένες μεταξύ του μονάδες ΑΠΕ
(β) Η ύπαρξη δύο κέντρων ελέγχου για την αυτόματη διαχείριση του συστήματος
(γ) Η εγκατάσταση διεσπαρμένων συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (στο συγκεκριμένο ηλεκτρικό σύστημα προτείνονται δύο (2) συστήματα αποθήκευσης)
(δ) Προσαρμογές των συστημάτων παραγωγής στην ζήτηση με κατάλληλα εργαλεία αποδοτικής διαχείρισης.

Προτάσεις για τον Έλεγχο και την Προστασία του Συστήματος: Το πρόβλημα της προστασίας δικτύου και καταναλωτών έναντι των υπερεντάσεων που δημιουργούνται κυρίως από βραχυκυκλώματα μεταξύ των φάσεων και μεταξύ γης δεν μπορεί να αντιμετωπιστεί με τις καθιερωμένες προστασίες με θερμικές ασφάλειες και πηνία υπερεντάσεως (ρελέ) σε ένα μικροδίκτυο που βασίζεται στα ηλεκτρονικά ισχύος. Αυτό συμβαίνει γιατί οι ηλεκτρονικοί μετατροπείς δεν είναι σε θέση να δώσουν στιγμιαία το πολλαπλάσιο ρεύμα για την αντιμετώπιση των βραχυκυκλωμάτων γιατί λείπει η ροπή αδρανείας που διαθέτουν οι στρεφόμενες συμβατικές μονάδες παραγωγής και προσφέρουν ευστάθεια στο ηλεκτρικό σύστημα έστω στιγμιαία σε περιπτώσεις διαταραχών. Οι δύο μετατροπείς αμφίδρομης λειτουργίας και η αποθήκευση με το κατάλληλο λογισμικό μπορούν να προσφέρουν άριστες υπηρεσίες στην αντιμετώπιση διαταραχών του συστήματος (απώλεια μονάδος παραγωγής, απώλεια φορτίου κλπ.) καθώς και σε ανωμαλίες στο δίκτυο χαμηλής τάσης (βραχυκυκλώματα) με τις συμβατικές προστασίες, αλλά για το δίκτυο ΜΤ χρειάζονται ειδικά μέτρα. Για την αντιμετώπιση των υπερεντάσεων στο δίκτυο ΜΤ προτείνεται:

- Η εγκατάσταση ενός στρεφόμενου πυκνωτή, μιας σύγχρονης μονάδας χωρίς φορτίο στο σύστημα που λειτουργεί αδιάλειπτα μαζί με τα ηλεκτρονικά ισχύος και είναι σε θέση να δώσει στιγμιαία το ρεύμα βραχυκύκλωσης ώστε να απομονωθεί το σφάλμα.
- Μια άλλη νέα λύση βασίζεται στις σύγχρονες τεχνολογίες ICT και στην αποκεντρωμένη νοημοσύνη (distributed intelligence) που μπορεί να εφαρμοσθεί στο δίκτυο μέσης τάσης. Καταρχήν ανιχνεύεται το σφάλμα με δεδομένα που φθάνουν στην διάταξη τεχνητής νοημοσύνης (με πολύ μικρούς χρόνους απόκρισης) και μετά από επεξεργασία των στοιχείων δίδεται η εντολή να ανοίξει ο αντίστοιχος διακόπτης που απομονώνει το σφάλμα.
- Τελικά, ριζική λύση είναι η πλήρης εισαγωγή της ψηφιακής τεχνολογίας στο δίκτυο διανομής που εξασφαλίζει καλύτερη λειτουργία και αποτελεσματική προστασία, συμβάλλοντας και στην καλύτερη διαχείριση των φορτίων σε συνεργασία με τους καταναλωτές για το βέλτιστο αποτέλεσμα και αμοιβαία οφέλη

Προτάσεις για την Χωροθέτηση του Συστήματος: Το νέο ηλεκτρικό σύστημα του Καστελλόριζου για λόγους υψηλής και αδιάλειπτης παραγωγής και παροχής ηλεκτρικής ενέργειας προτείνεται να χωροθετηθεί με τέτοιον τρόπο ώστε να κατανεμηθεί η διεσπαρμένη παραγωγή και η αποθήκευση κατά μήκος του δικτύου μέσης τάση το οποίο θα αποτελέσει κλειστό βρόχο με δύο κατ' εναλλαγή συστήματα ελέγχου. Επιπλέον, επιλέγονται θέσεις για τις ανεμογεννήτριες με εκτιμώμενο υψηλό αιολικό δυναμικό και περιβαλλοντικά κριτήρια, ενώ για τα φωτοβολταϊκά επιλέγονται δημόσιες εκτάσεις μακράν του οικισμού που δεν θα αντιμετωπίσουν προβλήματα περιβαλλοντικής ένταξης.



Σχήμα Ε6: Μονογραμμικό διάγραμμα του νέου ηλεκτρικού συστήματος στο Καστελλόριζο

Συγκεκριμένα προτείνονται τρία Φ/Β πάρκα στη νήσο Μεγίστη (Καστελλόριζο) στις θέσεις Πευκάκια (300 kWp) (όπου σήμερα είναι εγκατεστημένος ο σταθμός της ΔΕΗ), Αυλωνιά (700 kWp) και Βίγλα (1000 kWp) και τρείς ανεμογεννήτριες (250 kW έκαστη) η μία στη νήσο Μεγίστη (Καστελλόριζο) στη θέση Μούντα και οι άλλες δύο στη νήσο Στρογγύλη, διασυνδεδεμένες με το σύστημα του Καστελλόριζου με υποβρύχιο καλώδιο. Επιπλέον εκτιμάται η συμμετοχή των καταναλωτών στην ηλεκτροπαραγωγή με 300 kWp οικιακών Φ/Β. Επιπλέον προτείνεται η εγκατάσταση δύο μονάδων αποθήκευσης (Μ/Α) ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες (2 Χ 2 MWh και 2 Χ 1MW) (α) στο οικόπεδο της ΔΕΗ (Θέση Πευκάκια) όπου θα βρίσκεται η 1^{η} μονάδα φωτοβολταϊκών (300 kWp) και η εφεδρική συμβατική μονάδα πετρελαίου (2Χ 500 kW) και (β) στη θέση Βίγλα όπου θα βρίσκεται η 3^{η} μονάδα φωτοβολταϊκών (1 MWp), σε απόσταση μεταξύ τους για να προσφέρεται ασφάλεια εφοδιασμού σε περίπτωση αστοχίας του συστήματος. Επίσης, για επίτευξη ανθεκτικότητας του ηλεκτρικού συστήματος του Καστελλόριζου επιλέγονται δύο κέντρα αυτόματου ελέγχου στα άκρα του βρόχου του δικτύου στις θέσεις όπου βρίσκονται και τα συστήματα αποθήκευσης: (α) Θέση Πευκάκια, (β) Θέση Βίγλα.

Σχήμα Ε7: Το νέο σύστημα ΑΠΕ-Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας στις προτεινόμενες θέσεις εγκατάστασης και η γεωγραφική αποτύπωση του βρόχου του μικρο-δικτύου του νησιωτικού συστήματος

Ανάλυση Κόστους και Αξιολόγηση της Επένδυσης

Η ανάλυση κόστους έγινε με εκτίμηση του επιμέρους κόστους εξοπλισμού και εργασιών λαμβάνοντας υπόψη την βιβλιογραφία και εκτιμήσεις από παράγοντες της εγχώριας και διεθνούς αγοράς. Το κεφαλαιουχικό κόστος επένδυσης και τα λειτουργικά έξοδα παρουσιάζονται στους πίνακες Ε4 και Ε5 αντιστοίχως.

Πίνακας Ε4: Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€)

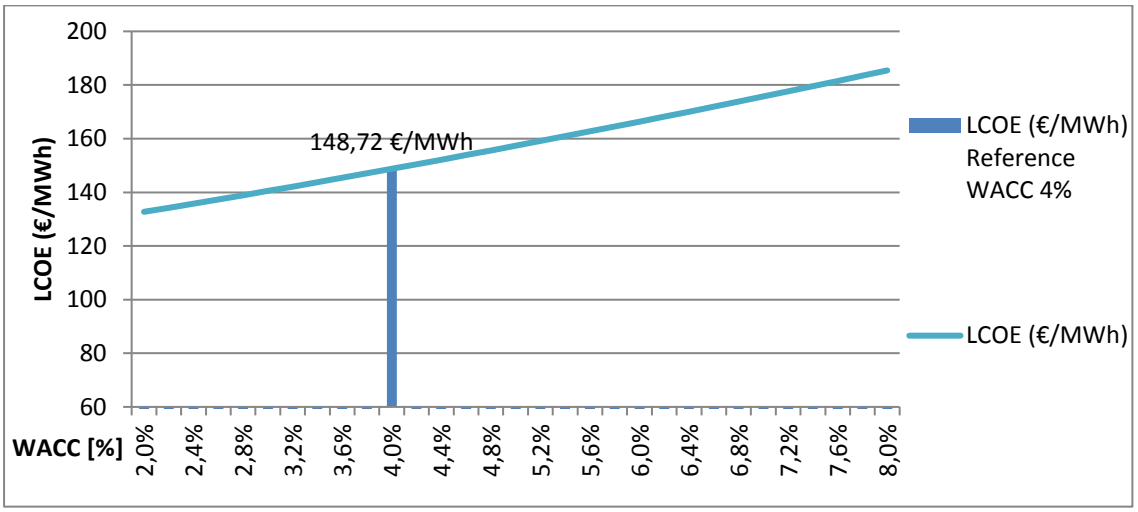
Μονάδες	*Τελικό κόστος (€)*
Φωτοβολταϊκά Πάρκα (2.300 kWp)	2.290.000
Αιολικές Μονάδες (750 kW)	1.182.500
Συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες λιθίου (2 X 2 MWh/1 MW)	1.200.000
Σύστημα διαχείρισης μονάδων και συμβατικός σταθμός σε ψυχρή εφεδρεία (2 X 500 kW/600 KVA)	850.000
Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€)	**5.522.500 €**
Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€) (Συμπεριλαμβανομένου του κόστους αντικατάστασης των στοιχείων μπαταριών το 2038)	**6.122.500 €**

Πίνακας Ε5: Συνολικά Ετήσια Έξοδα λειτουργίας (OPEX) ολοκληρωμένου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής νήσου Μεγίστης. (€)

Ετησία Μεταβλητά Έξοδα Λειτουργίας (OPEX)	*Τελικό Κόστος (€)*
Αγορά καυσίμου (diesel) συμβατικών μονάδων (82.940 lt)	67.140
Ενοίκιο χρήσης εγκαταστάσεων ΔΕΗ	12.000
Κόστος προσωπικού (2 εργαζόμενοι)	60.000
Έξοδα συντήρησης εγκατάστασης Φ/Β πάρκων	40.100
Έξοδα συντήρησης Ανεμογεννητριών	90.000
Έξοδα συντήρησης συστημάτων αποθήκευσης (€/€ CAPEX)	24.000
Σταθερά Λειτουργικά Έξοδα Συστήματος (2025 -2049) (€/έτος)	**226.100 €**
Μεταβλητά Λειτουργικά Έξοδα Συστήματος (2025 -2049) (€/έτος)	**67.140 €**
Συνολικά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα Συστήματος (OPEX) (2025) (€)	**293.240 €**

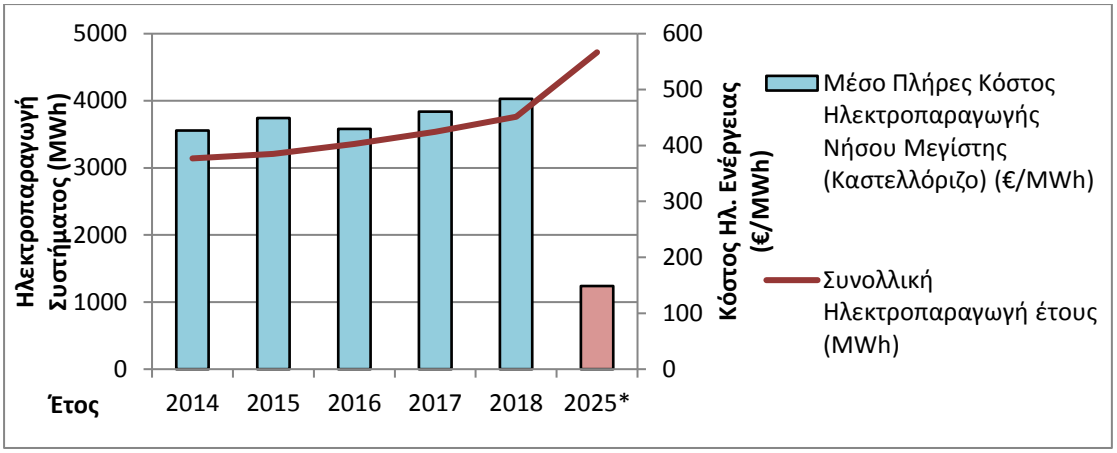
Η αξιολόγηση της επένδυσης έγινε χρησιμοποιώντας το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE), για τον υπολογισμό του οποίου έγιναν μια σειρά παραδοχών, οι βασικότερες από τις οποίες είναι (α) η πλήρης κάλυψη των φορτίων ζήτησης από το προτεινόμενο σύστημα (β) θεώρηση υπολειμματικής αξίας εξοπλισμού 0% για τις παραγωγικές μονάδες και 20% για τα στοιχεία μπαταριών (γ) η μείωση της απόδοσης των φωτοβολταϊκών δεν μπορεί να επηρεάσει την κάλυψη της ζήτησης (δ) η μείωση της χωρητικότητας των μπαταριών δεν μπορεί να επηρεάσει την ομαλή τους λειτουργία (καλύπτεται από το περιορισμένο βάθος εκφόρτισης: 70%), (ε) στον υπολογισμό δεν έχει συμπεριληφθεί ο πληθωρισμός και το κόστος δανεισμού, αλλά ελήφθη το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC 4%) (στ) η διάρκεια της επένδυσης θωρείται στα 25 έτη.

Το σταθμισμένο κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας LCOE (€/MWh) του συστήματος με τα δεδομένα εισαγωγής του βασικού σεναρίου για την οικονομική ανάλυση υπολογίστηκε στα **148,72 €/MWh.** Το ετήσιο κόστος της επένδυσης, δηλαδή το ετήσιο κόστος του συστήματος αν ορίζαμε σταθερές ετήσιες πληρωμές καθ' όλη την διάρκεια της επένδυσης (payment in an ordinary annuity) ανέρχεται σε **679.637 €/έτος.**



Σχήμα Ε8: Μεταβολή του Σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) ως προς την μεταβολή του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου της επένδυσης.

Επομένως, το προτεινόμενο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ – Αποθήκευσης έχει την δυνατότητα να μειώσει το κόστος ηλεκτροδότησης της νήσου κατά 3,25 φορές, αναφορικά με το έτος 2018 (483,44 €/MWh), και 3,03 φορές αναφορικά με το μέσο κόστος της πενταετίας 2014 – 2018 (451,15€/MWh). Ενδεικτικά σημειώνεται ότι λαμβάνοντας υπόψη την διαφορά κόστους παραγωγής (483,44 -148,72 = 334,72€/MWh) το συνολικό ετήσιο όφελος μπορεί να φθάσει στα 1.509.520 € για την παραγωγή του 2025, ελαφρύνοντας τις ΥΚΩ κατά 1,5 εκατ.€ το χρόνο (ενδεικτικά).



Σχήμα Ε9: Σύγκριση Μέσου πλήρους κόστους ηλεκτροπαραγωγής του ΑΣΠ Μεγίστης για τα έτη 2014-2018 με το σταθμισμένο κόστος του συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης για το 2025.

* Για το 2025 η τιμή του κόστους αναφέρεται στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) του προτεινόμενου συστήματος ΑΠΕ - Αποθήκευσης

Απαιτείται Νέο Θεσμικό Πλαίσιο για τα ΜΔΝ

Το ισχύον θεσμικό πλαίσιο δεν διευκολύνει την εγκατάσταση νησιωτικών μικροδικτύων με ΑΠΕ με αποτέλεσμα η ηλεκτροπαραγωγή να βασίζεται στο πετρέλαιο με όλες τις επιπτώσεις που συνεπάγεται αυτό, οπότε απαιτούνται άμεσα μέτρα για την αντιμετώπιση του προβλήματος. Συγκεκριμένα από την παρούσα μελέτη προκύπτουν διάφορα θέματα και μέτρα που πρέπει να δρομολογηθούν, τα πιο σημαντικά από τα οποία είναι:

- Η ανάθεση και εκπόνηση ειδικών προκαταρκτικών μελετών για κάθε ΜΔΝ έπειτα από ανάθεση της ΡΑΕ και την συμβολή του ΔΕΔΔΗΕ
- Τα ηλεκτρικά φορτία στις μελέτες καλύπτουν όλες τις ενεργειακές ανάγκες του νησιού με μεσοπρόθεσμο ορίζοντα ζήτησης έχοντας ως κύριο ενεργειακό φορέα τον ηλεκτρισμό και επ' αυτού τίθεται ο στόχος διείσδυσης των ΑΠΕ σε ποσοστό, πχ, 70% ή 90%.
- Οι μελέτες πρέπει να συμπεριλαμβάνουν την ενέργεια για την αφαλάτωση/ύδρευση, τις μεταφορές (ηλεκτρικά αυτοκίνητα), θέρμανση/ψύξη και γενικά ενεργειακές ανάγκες σε μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα που ανταποκρίνονται στις τοπικές συνθήκες και τις οικονομικές δραστηριότητες κάθε νησιού.
- Στην σχεδίαση του νέου συστήματος υιοθετούνται τεχνικές και ιδέες των Microgrids για υψηλή αξιοπιστία και ανθεκτικότητα του όλου συστήματος σε διάφορες καταστάσεις, εισάγοντας την ψηφιακή τεχνολογία στα δίκτυα της διανομής.
- Σύμφωνα με την προκαταρτική μελέτη προτείνονται οι θέσεις για την χωροθέτηση των αιολικών και φωτοβολταϊκών μονάδων και των συστημάτων αποθήκευσης για τα μεγέθη που απαιτούνται με ρεαλιστικούς όρους.
- Μετά την αποδοχή της προκαταρτικής μελέτης, αφού γίνει ενημέρωση των αρχών και των κατοίκων του νησιού, ακολουθούν μετρήσεις ανεμολογικών χαρακτηριστικών για τις επιλεγείσες θέσεις επί ένα έτος και παράλληλα εξασφαλίζονται κατ' αρχήν οι περιβαλλοντικές άδειες (αιολικά, φωτοβολταϊκά, μπαταρίες κλπ.)
- Χαράσσονται οι γραμμές μέσης τάσης που θα συνδέσουν το δίκτυο με τις μονάδες παραγωγής και την αποθήκευση, που θα αποτελέσει έργο του ΔΕΔΔΗΕ
- Έλεγχος και μελέτη προστασίας του όλου συστήματος.
- Υπάρχουσες μονάδες ΑΠΕ σε λειτουργία θα ληφθούν υπόψη στην μελέτη.
- Δίδεται το δικαίωμα στους κατοίκους να εγκαταστήσουν οικιακά Φ/Β (έως 5kWp)

- Προωθείται πρόγραμμα ηλιακών θερμικών συστημάτων για ζεστό νερό χρήσεως με ειδικές μελέτες και ειδικά κίνητρα.
- Ανάπτυξη και εφαρμογή τεχνικών DSM σε συνεργασία με τους καταναλωτές.
- Αξιοποίηση υποδομών ΑΣΠ (παραχώρηση από ΔΕΔΔΗΕ)
- Ο ανάδοχος θα προβεί στις προβλεπόμενες σύμφωνα με την σύμβαση επενδύσεις και θα λειτουργεί το όλο σύστημα με δικό του προσωπικό εκπαιδευμένο και με τα κατάλληλα εργαλεία για αδιάλειπτη παροχή.
- Η σύμβαση με τον ανάδοχο που θα προκύψει μετά από διεθνή διαγωνισμό.
- Στην διάρκεια της σύμβασης, με τις αναμενόμενες εξελίξεις ο ανάδοχος θα βελτιώσει την διείσδυση των ΑΠΕ πέραν του τεθέντος ορίου και με οικονομικό όφελος.
- Ο ανάδοχος πρέπει να ανταποκρίνεται στους κανόνες και τους όρους που προβλέπονται από τους διεθνείς κανονισμούς για αξιόπιστη, αδιάλειπτη και υψηλής ποιότητας παροχή ηλεκτρικής ενέργειας (πχ των σχετικών IEC για τα μικρά ηλεκτρικά συστήματα).
- Μελέτη και εγκατάσταση κατάλληλου μετρητικού συστήματος και πρόγραμμα επεξεργασίας των στοιχείων παραγωγής με δυνατότητα άμεσης πρόσβασης από την ΡΑΕ και τον ΔΕΔΔΗΕ για τον έλεγχο της τήρησης των σχετικών όρων.

Παράλληλα, θα πρέπει να σημειωθεί ότι αυτή η πρωτοβουλία για τα νησιά θα δημιουργήσει πολλές νέες θέσεις εργασίας για υψηλής στάθμης προσωπικό και εξειδίκευσης και σε επενδύσεις με μεγάλα οικονομικά οφέλη, συμβάλλοντας σε μια ανταγωνιστική οικονομία. Σημαντικό ρόλο στην ενεργειακή μετάβαση των ΜΔΝ με προβλεπόμενη επιτάχυνση των επενδύσεων αναμένεται να παίξουν οι Ενεργειακές Κοινότητες που προωθούν τη συμμετοχή των τοπικών φορέων και καταναλωτών στην μείωση του κόστους ενέργειας, στη βελτίωση της λειτουργίας του συστήματος (υπηρεσίες εξισορρόπησης- απόκρισης ζήτησης, έξυπνοι μετρητές κλπ.) και στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ.

Συζήτηση και Συμπεράσματα.

Η μελέτη αυτή προκρίνει ένα σχέδιο επίλυσης του βασικού οικονομικού και περιβαλλοντικού προβλήματος της ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ εξασφαλίζοντας υψηλή αξιοπιστία και ανθεκτικότητα με ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Για την επίλυση του συγκεκριμένου προβλήματος ο βασικοί πυλώνες της συγκεκριμένης περίπτωσης του Καστελλόριζου κρίθηκαν η αιολική και ηλιακή ενέργεια και η αποθήκευση με μπαταρίες με ένα εκτενές σενάριο εξηλεκτρισμού των ενεργειακών αναγκών της νήσου. Η επιλογή του συστήματος διαστασιολογήθηκε για να καλύψει τις προβλεπόμενες ενεργειακές ανάγκες του Καστελλόριζου και περιλαμβάνει τα στάδια μελέτης και αποφάσεων για την επιλογή των παραγωγικών μονάδων του συστήματος.

Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου Μεγίστης με την λειτουργία του προτεινόμενου συστήματος, υπολογίσθηκε σε **148,72 €/MWh,** 3,25 φορές μικρότερο αναφορικά με το έτος 2018 (483,44 €/MWh) και μπορεί να οδηγήσει ελάφρυνση των ΥΚΩ κατά 1,5 εκατ.€ το χρόνο, δίνοντας ένα παράδειγμα για την επίλυση των προβλημάτων υψηλού κόστους και εκπομπών αερίων ρύπων της ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ.

Πρόλογος

Το Ινστιτούτο Ενέργειας ΝΑ Ευρώπης (ΙΕΝΕ) στο πλαίσιο των δραστηριοτήτων του και ανταποκρινόμενο στην αποστολή του με δική του πρωτοβουλία ανέλαβε την εκπόνηση μιας ολοκληρωμένης μελέτης με θέμα την ενεργειακή αυτάρκεια του Καστελόριζου με στόχους την προστασία του περιβάλλοντος, την διαφύλαξη της πολιτιστικής κληρονομιάς και την κοινωνικοοικονομική ανάπτυξη. Η μελέτη εντάσσεται στο ευρύτερο πρόγραμμα δράσεων και πρωτοβουλιών που αναπτύσσει το ΙΕΝΕ για την ενεργειακή θωράκιση του νησιωτικού χώρου και την βιώσιμη ανάπτυξη. Χαρακτηριστικά το ΙΕΝΕ το 2012 πραγματοποίησε μία μελέτη για λογαριασμό της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ) με θέμα την «Στρατηγική Μελέτη Ηλεκτρικών Διασυνδέσεων στη ΝΑ Ευρώπη και ο Ρόλος της Ελλάδας» (Μελέτη ΙΕΝΕ No. Μ15) όπου αναφέρεται με λεπτομέρεια στις ανάγκες ηλεκτρικής διασύνδεσης των νήσων για την αποδέσμευσή τους από το πετρέλαιο.

Η παρούσα μελέτη που επικεντρώνεται στο Καστελόριζο με την ιδιαίτερη στρατηγική σημασία για τη χώρα, καλύπτει θέματα ηλεκτρικής ενέργειας, ύδρευσης, θέρμανσης – δροσισμού κτιρίων, ηλεκτροκίνηση στις μεταφορές, μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ και βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, στοχεύοντας στην μείωση της χρήσης πετρελαίου. Η μελέτη μεταξύ άλλων διερευνά τα μη τεχνικά εμπόδια και η άρση τους, καθώς και τους τεχνικούς περιορισμούς για τις απαιτούμενες εφαρμογές με την συμμετοχή της Περιφέρειας, της Τοπικής Αυτοδιοίκησης, της τοπικής κοινωνίας και του ιδιωτικού τομέα. Η μελέτη μεταξύ άλλων διερευνά την ανάγκη για ένα σύγχρονο θεσμικό και ρυθμιστικό πλαίσιο με τα κατάλληλα χρηματοδοτικά και υποστηρικτικά εργαλεία για την ανάπτυξη των σύγχρονων τεχνολογικών εφαρμογών με την κατάλληλη ενημέρωση και εκπαίδευση των κατοίκων που θα οδηγήσουν σε βιώσιμη ανάπτυξη και απεξάρτηση από το ακριβό πετρέλαιο.

Με βάσει τα πορίσματα αυτής της μελέτης οι εμπλεκόμενοι φορείς (Περιφέρεια, Δήμος, ΔΕΗ, Αυτοπαραγωγοί) θα μπορέσουν να προχωρήσουν στις επιμέρους μελέτες εφαρμογής και την εγκατάσταση των απαραίτητων μονάδων. Η Μελέτη για το Καστελόριζο πραγματοποιήθηκε από το επιστημονικό προσωπικό του ΙΕΝΕ με την συνδρομή εξωτερικών συνεργατών. Σε πρώτο στάδιο η μελέτη χρηματοδοτήθηκε από πόρους του ΙΕΝΕ ενώ αργότερα συνέδραμε ομάδα εταιρειών συμπεριλαμβανομένων των: Ελληνικά Πετρέλαια, ΔΕΗ Ανανεώσιμες, ΔΕΔΔΗΕ και Aegean Airlines τους οποίους και ευχαριστούμε θερμά για την πολύτιμη συνδρομή τους.

1. Ο Ελληνικός νησιωτικός χώρος και η σημασία του Καστελόριζου

Στο Αιγαίο υπάρχουν περίπου 9.000 νησιά. Ο μεγάλος αριθμός δεν πρέπει να προκαλεί εντύπωση αφού σύμφωνα με το διεθνές δίκαιο, νησί είναι οποιαδήποτε έκταση γης βρίσκεται πάνω από την επιφάνεια της θάλασσας κατά την μέγιστη πλημμυρίδα. Νησί είναι η Κρήτη, νησί είναι κι ένας μικρός βράχος ενός τετραγωνικού μέτρου ο οποίος εξέχει από την επιφάνεια της θάλασσας. Η συντριπτική πλειοψηφία των 9.000 νησιών είναι βράχοι ή πολύ μικρά νησάκια.

Σύμφωνα με τον Διεθνή Υδρογραφικό Οργανισμό, τα όρια του Αιγαίου προσδιορίζονται από μια γραμμή η οποία ξεκινά από το ακρωτήριο Άσπρο (Akyar Burnu) στις μικρασιατικές ακτές, συνεχίζει στο νοτιότερο άκρο της Ρόδου και στο νησί Πρασονήσι (Ρόδου), ακολούθως περνά από την Κάρπαθο (ακρωτήριο Βρόντη) και από το ακρωτήριο Καστέλλο, για να φτάσει στο ακρωτήριο πλάκα του νομού Λασιθίου. Στη συνέχεια, η γραμμή, μέσω της Κρήτης, ενώνει την Άγρια Γραμβούσα στον νομό Χανίων με το ακρωτήριο Απολυτάραις στο νοτιότερο άκρο των Αντικυθήρων, και δια μέσου του νησιού φτάνει έως τη νήσο Ψείρα, η οποία βρίσκεται στο βόρειο άκρο των Αντικυθήρων, και μεταβαίνει στο ακρωτήριο Τράχηλος των Κυθήρων. Ακολούθως, από το ακρωτήριο Καραμπογιά στο βορειοδυτικό άκρο των Κυθήρων η γραμμή ενώνει το ακρωτήριο Αγία Μαρίνα στην Ελαφόνησο με την πελοποννησιακή ακτή.

Στην Τουρκία ανήκουν περίπου 450 νησιά. Τα πιο αξιόλογα είναι η Ίμβρος (Gökçeada ή Imroz) και η Τένεδος (Bozcaada), στην είσοδο των Δαρδανελλίων (που γεωγραφικά υπάγονται στις θρακικές Σποράδες), τα περισσότερα από τα νησιά του νησιωτικού συμπλέγματος των Μοσχονησίων (Ayvalik Adalar), έξω από τις Κυδωνίες (Αϊβαλί), καθώς και μερικά μικρού μεγέθους νησιά εντός του κόλπου της Σμύρνης. Αντιστοίχως, τρία είναι τα τουρκικά νησιά που έχουν αξιόλογο πληθυσμό: Η Ίμβρος, η Τένεδος και το Μοσχονήσι (Cunda ή Alibey). Στην Ελλάδα ανήκουν τα υπόλοιπα νησιά του Αιγαίου.

Το Αιγαίο και το σύμπλεγμα του Καστελλόριζου

Είναι γεγονός ότι το νησιωτικό σύμπλεγμα της Μεγίστης βρίσκεται, στο οποίο περιέχεται το Καστελλόριζο με βάση τον Διεθνή Υδρογραφικό οργανισμό, εκτός των ορίων του Αιγαίου. Η θαλάσσια περιοχή στην οποία βρίσκεται περιγράφεται αόριστα από τον Διεθνή Υδρογραφικό οργανισμό ως Μεσόγειος. Είναι επίσης γνωστή ως Θάλασσα της Λυκίας ή θάλασσα της Λεβαντίνης (του Λεβάντε).

Ο προσδιορισμός, όμως, των ορίων του Αιγαίου πελάγους (όπως και κάθε θάλασσας) από τον Διεθνή υδρογραφικό Οργανισμό γίνεται κυρίως για λόγους διευκολύνσεως της ναυσιπλοΐας και συντονισμού στην έκδοση χαρτών και στη διεξαγωγή υδρογραφικών ερευνών, και δεν έχει νομική ή πολιτική σημασία. Αυτό αναφέρεται ρητώς στο ίδιο το σχετικό εγχειρίδιο του Διεθνούς Υδρογραφικού Οργανισμού, το οποίο προσδιορίζει τα όρια των θαλασσών και είναι αποδεκτό και νομολογιακά.

Η Τουρκία επιδιώκει τη διάκριση μεταξύ Αιγαίου και Ανατολικής Μεσογείου, εδώ και χρόνια, ιδίως μετά την κρίση των Ιμίων του 1996, διότι θέλει να απομονώσει το νησιωτικό σύμπλεγμα της Μεγίστης (Καστελλόριζο) από τα υπόλοιπα ελληνικά νησιά. Θεωρεί ότι, σε περίπτωση οριοθετήσεως της υφαλοκρηπίδας/ΑΟΖ, τη συμφέρει να δείξει ότι το συγκεκριμένο νησιωτικό σύμπλεγμα είναι απομονωμένο από τα υπόλοιπα νησιά του Αιγαίου.

Στόχος της Τουρκίας είναι να αποδείξει ότι το Καστελλόριζο και τα γύρω νησάκια του αποτελούν «νησιά από τη λάθος μεριά της μέσης γραμμής». Τα νησιά αυτά έχουν περιορισμένη επήρεια κατά τη χάραξη της μέσης γραμμής. Εάν το νησιωτικό σύμπλεγμα του Καστελλόριζου απομονωθεί από τα υπόλοιπα νησιά του Αιγαίου, θα εμφανίζεται ως μια μικρή συστάδα νησιών που βρίσκονται αντιμέτωπες με το υπερπολλαπλάσιο εύρος των τουρκικών ακτών, ενώ παράλληλα είναι σχεδόν προσκολλημένες πάνω τους. Το μικρό μήκος των ακτών του ελληνικού νησιωτικού συμπλέγματος θα βρίσκεται σε δυσαναλογία με τις θαλάσσιες περιοχές που θα του αποδοθούν με τη μέθοδο της μέσης γραμμής, εν συγκρίσει με τις τουρκικές ακτές και τις δικές τους θαλάσσιες περιοχές. Επομένως, η Τουρκία θα ζητήσει να αποδοθεί στο σύμπλεγμα του Καστελλόριζου μόνον αιγιαλίτιδα ζώνη (μάλλον 12 μιλίων, διότι το Καστελλόριζο δεν είναι στο Αιγαίο, όπου – κατά την Τουρκία – ισχύουν ειδικές περιστάσεις, αλλά στη Μεσόγειο, όπου ήδη η Τουρκία έχει κηρύξει αιγιαλίτιδα ζώνη 12 μιλίων). Δεν θα έχει δικαίωμα ούτε για υφαλοκρηπίδα ούτε για ΑΟΖ.[1]

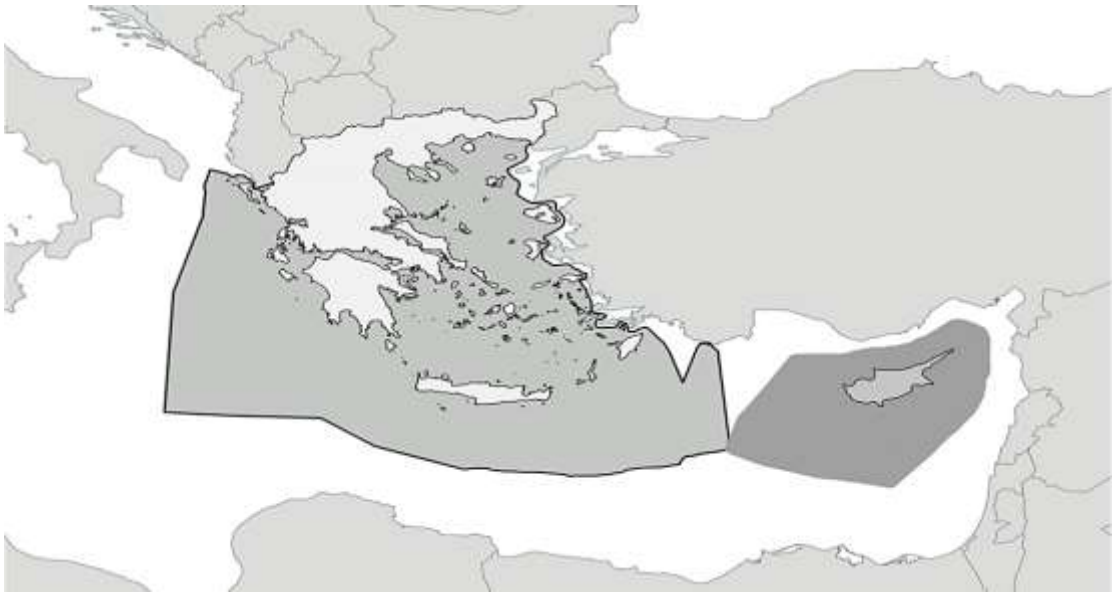
Στην ευρύτερη θαλάσσια περιοχή της Ανατολικής Μεσογείου δεν έχουμε μόνον την προβολή των ακτών του Καστελλόριζου. Στην ίδια περιοχή υπάρχουν η Ρόδος, η Κάρπαθος και η Κρήτη. Η προβολή των ακτών του (μαζί με αυτές του νησιωτικού συμπλέγματος της Μεγίστης) προσδιορίζει τις θαλάσσιες ζώνες της περιοχής. Όπως έχει παρατηρηθεί σχετικώς: «Υπάρχει, αν κοιτάξετε τη γεωγραφία της περιοχής, ένα τόξο από την Κρήτη μέχρι το Καστελλόριζο που δημιουργεί μια περιοχή διείσδυσης της Ελλάδας στην ανατολική λεκάνη της Μεσογείου. […] η θαλάσσια περιοχή της και ΑΟΖ στην Ελλάδα τόσο λόγω της παρουσίας του Καστελλόριζου, όσο και λόγω της παρουσίας της αλυσίδας των νησιών Ρόδου, Καρπάθου και Κρήτης, οι ακτές των οποίων αποτελούν γραμμές βάσης για οριοθέτηση όλων των θαλασσίων ζωνών».[2]

Οι περισσότεροι εμπειρογνώμονες και διεθνολόγοι συγκλίνουν στην άποψη ότι η διαπραγμάτευση για την οριοθέτηση της υφαλοκρηπίδας (και της ΑΟΖ, οψέποτε θεσπισθεί) θα πρέπει να είναι συνολική και όχι αποσπασματική και να αφορά ενιαία όλο το μήκος των ελληνικών θαλασσίων συνόρων, από το δέλτα του Έβρου έως και τη Στρογγύλη, ανατολικά του Καστελλόριζου.

[1] Άγγελος Συρίγος, «Τουρκικές διεκδικήσεις σε Αιγαίο και Ανατολική Μεσόγειο – 35 Χάρτες που εξηγούν τις διαφορές Ελλάδας – Τουρκίας», Ειδική Έκδοση της Εφημερίδας η «Καθημερινή», Σειρά: «Ελληνο-Τουρκικές Σχέσεις», Αθήνα 2018, σελ. 67

[2] Δεν περιλαμβάνονται η Βοσνία – Ερζεγοβίνη, η Ιορδανία και το Ιράκ, που για γεωγραφικούς λόγους δεν μπορούν να θεσπίσουν άλλες θαλάσσιες ζώνες. Το Μονακό έχει υπογράψει συμφωνία με τη Γαλλία για παροχή διαδρόμου από το 1984 εντός γαλλικών θαλασσίων ζωνών.

Άρα η γεωγραφική τοποθεσία, και όχι μόνο, του Καστελλόριζου και του συμπλέγματος νησιών και νησίδων που το περιβάλλει, είναι κομβικής σημασίας για τον καθορισμό της Ελληνικής ΑΟΖ, η οποία υπό την επήρεια του Καστελλόριζου εκτείνεται νότια και φτάνει στο βορειοδυτικό τμήμα της Κυπριακής ΑΟΖ. Αυτό δίνει την δυνατότητα οι δύο ΑΟΖ, Ελλάδας και Κύπρου, να εφάπτονται σε μία έκταση 60 ναυτικών μιλίων συνολικά, πράγμα που ενισχύει την διαμόρφωση ενός ενιαίου ερευνητικού χώρου. (βλέπε Χάρτη στην Εικόνα 1.1)



Σχήμα 1.1 Ελληνική και Κυπριακή ΑΟΖ
Λαμβάνοντας υπ' όψη την επήρεια του Καστελλόριζου, δηλαδή ότι διαθέτει και αυτό Αποκλειστική Οικονομική Ζώνη (ΑΟΖ), επηρεάζεται άμεσα η χάραξη της Ελληνικής ΑΟΖ και η επέκταση της μέχρι την αντίστοιχη Κυπριακή και άρα τη δυνατότητα των δύο ΑΟΖ να εφάπτονται σε μήκος 60 χλμ. (Πηγή: Α. Συρίγος, «Ελληνοτουρκικές Σχέσεις», 2015, Εκδόσεις Πατάκη)

Σχήμα 1.2 Οι τουρκικές διεκδικήσεις στο Αιγαίο και την Ανατολική Μεσόγειο
Η Τουρκία αγνοεί πλήρως την επήρεια του Καστελλόριζου και την ΑΟΖ της Κύπρου. (Πηγή: Ειδικό Αφιέρωμα της Εφημερίδας Καθημερινή για τις Ελληνοτουρκικές Σχέσεις, Αθήνα, Μάιος 2018, σελ. 70-71)

Στην δε συμβολή του Καστελλόριζου στον καθορισμό της Ελληνικής ΑΟΖ έχει τεράστια σημασία το γεγονός πως η Μεγίστη είναι κατοικημένη με Ελληνικό πληθυσμό αδιάλειπτα τα τελευταία 3.000 χρόνια και άρα αποτελεί αναπόσπαστο τμήμα του Ελληνικού Αιγαιακού χώρου. Συνεπώς, σύμφωνα με τις διατάξεις του Διεθνούς Δικαίου της Θάλασσας(UNCLOS), το Καστελλόριζο δικαιούται να ορίζει την δική του Αποκλειστική Οικονομική Ζώνη (ΑΟΖ) και άρα να εξασκεί επήρεια στην χάραξη πολιτικής της Ελλάδος στο Αιγαίο.

Δυστυχώς η Τουρκία συνεχίζει τις προσπάθειες της επιβολής της δικής της ανάληψης περί ΑΟΖ στο Αιγαίο «εξαφανίζοντας» από τον χάρτη το Καστελλόριζο και ένα σημαντικό κομμάτι της Κυπριακής ΑΟΖ νοτιοδυτικά της Πάφου. Σύμφωνα με στοιχεία που είδαν πρόσφατα το φως της δημοσιότητας (βλέπε άρθρο Energia.grστις 13/4/2019 - "Εξαφανίζει" το Καστελόριζο και Μέρος της ΑΟΖ της Κύπρου η Άγκυρα με Επιστολή της προς τον ΟΗΕ), η Τουρκική κυβέρνηση έχει αποστείλει επιστολή στον Γεν. Γραμματέα του ΟΗΕ, υποστηρίζοντας ότι «στην Ανατολική Μεσόγειο έχει "νομικά και κυριαρχικά δικαιώματα στις θαλάσσιες περιοχές δυτικά του μεσημβρινού 32 ° 16’18 "Ε”. Η Άγκυρα διαδηλώνει διεθνώς με επίσημο τρόπο τους απαράδεκτους ισχυρισμούς της ότι η τουρκική υφαλοκρηπίδα συνορεύει απευθείας με την Αιγυπτιακή ΑΟΖ. Συγκεκριμένα η Τουρκία διεκδικεί για λογαριασμό της το μισό των θαλάσσιων τεμαχίων 4,5,6,7 και ένα κομμάτι του τεμαχίου 1 της Κυπριακής Δημοκρατίας, ενώ ό, τι δεν διεκδικείται από τα τέσσερα πρώτα οικόπεδα η Άγκυρα τα αφήνει στην Αίγυπτο.

Η επιστολή της Μόνιμης Αντιπροσωπείας της Τουρκίας στα Ηνωμένα Έθνη φέρει ημερομηνία 18 Μαρτίου 2019 και όπως αναφέρεται αφορά απάντηση του Μόνιμου αντιπροσώπου της Κυπριακής Δημοκρατίας της 12ης Δεκεμβρίου 2018 (A / 73/651)».[3]

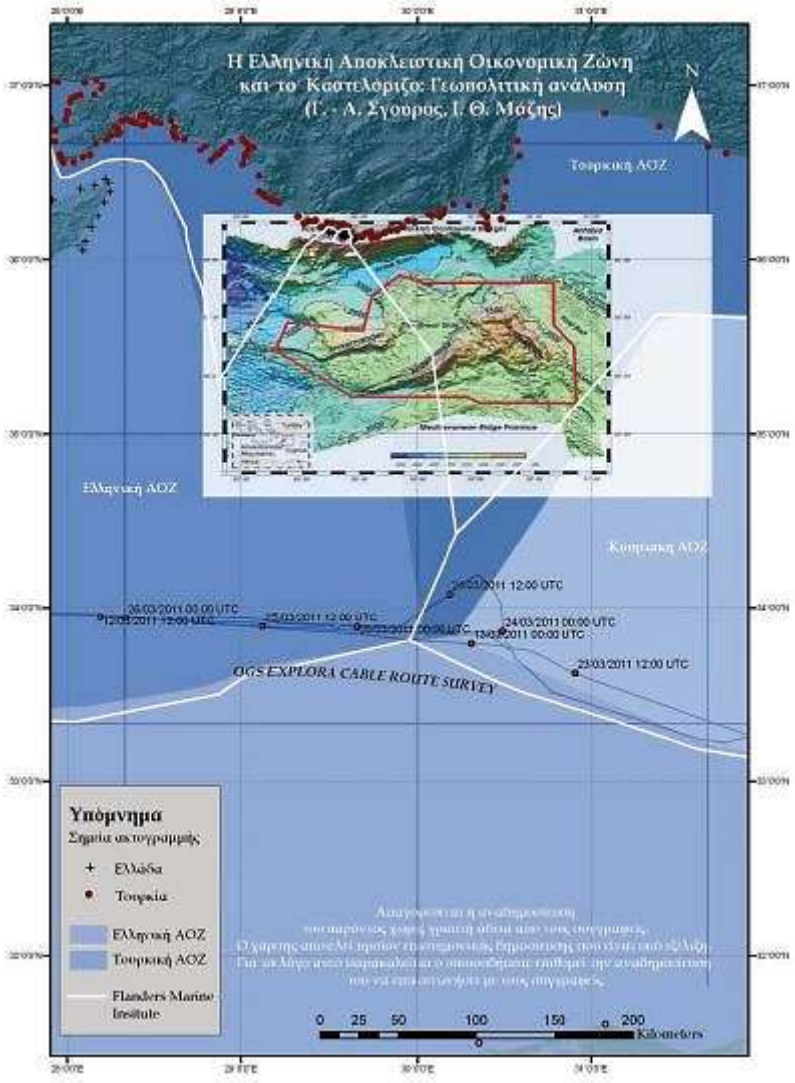
Βασικό σημείο αναφοράς στην υποβόσκουσα διαμάχη Ελλάδος – Τουρκίας για την Ανατολική Μεσόγειο φαίνεται ότι θα είναι το νησιωτικό σύμπλεγμα της Μεγίστης (Καστελλόριζο). Ανήκει στα Δωδεκάνησα και είναι το ανατολικότερο τμήμα της ελληνικής επικράτειας. Το σύμπλεγμα αυτό αποτελείται από δέκα εννέα μεγάλα και μικρότερα νησιά και βράχους. Απέχει 75 μίλια από τη Ρόδο και από 0.5 έως 3 μίλια από τις τουρκικές ακτές. Τα τρία μεγαλύτερα νησιά του συμπλέγματος είναι η Μεγίστη, γνωστότερη ως Καστελλόριζο, η Ρω στα δυτικά της Μεγίστης και η Στρογγύλη (ή Υψηλή), που αποτελεί και το ανατολικότερο ελληνικό έδαφος.

Η νήσος Στρογγύλη αξίζει ξεχωριστή αναφορά. Το συγκεκριμένο νησάκι επηρεάζει σημαντικά την οριοθετική γραμμή με την Κύπρο, την Αίγυπτο και την Τουρκία. Η Ελλάδα και η Κύπρος έχουν κοινά όρια υφαλοκρηπίδας – ΑΟΖ λόγω ακριβώς του συγκεκριμένου νησιού. Σε περίπτωση που η Στρογγύλη δεν υπήρχε, μεταξύ της υφαλοκρηπίδας Ελλάδος και Κύπρου θα παρεμβάλλετο ένα μικρό τριγωνικό τμήμα τουρκικής υφαλοκρηπίδας. Είναι προφανής η στρατηγική σημασία της. Η Στρογγύλη στο παρελθόν ήταν κατοικημένη από κτηνοτρόφους, οι οποίοι τη μίσθωναν από τον δήμο Μεγίστης, στον οποίο ανήκει. Στο νησί είναι εγκατεστημένη στρατιωτική φρουρά.[4]

---

[3] *«Εξαφανίζει» το Καστελλόριζο και Μέρος της ΑΟΖ της Κύπρου η Άγκυρα με Επιστολή της προς τον ΟΗΕ*, Energia.gr, 13 Απριλίου 2019

[4] Άγγελος Συρίγος, Ο.π., σελ. 67



Σχήμα 1.3 Η Ελληνική Αποκλειστική Οικονομική Ζώνη διευρύνεται σημαντικά χάρις στο Καστελόριζο. Γεωπολιτική ανάλυση (Γ. – Α. Σγουρός, Ι. Θ. Μάζης)

Πίνακας 1.1 Ελληνικά νησιά στο Αιγαίο και την Ανατολική Μεσόγειο

	2001	2011
Αριθμός νησιών	Περίπου 8.500	
Αριθμός κατοικούμενων νησιών	100	97
Κάτοικοι	1.393.703	1.526.575
Νησιά με λιγότερους από 20 κατοίκους	29	20
Ποσοστό επί του συνολικού πληθυσμού	12,7%	14,1%
Επιφάνεια	23.182 τ.χλμ. (17,56% συνόλου χώρας)	

(Πηγή: Ειδικό Αφιέρωμα της Εφημερίδας Καθημερινή για τις Ελληνοτουρκικές Σχέσεις, Αθήνα, Μάιος 2018, σελ. 9)

Πίνακας 1.2 Τουρκικά νησιά στο Αιγαίο και την Ανατολική Μεσόγειο

	2001	2011
Αριθμός νησιών	Περίπου 450	
Αριθμός κατοικούμενων νησιών	7	7
Κάτοικοι	1	12.682
Νησιά με λιγότερους από 20 κατοίκους	-	-
Ποσοστό επί του συνολικού πληθυσμού	0,017%	0,018%
Επιφάνεια	370 τ. χλμ.(0,047% συνόλου χώρας)	

(Πηγή: Ειδικό Αφιέρωμα της Εφημερίδας Καθημερινή για τις Ελληνοτουρκικές Σχέσεις, Αθήνα, Μάιος 2018, σελ. 9)

Συνοψίζοντας, θα πρέπει να παρατηρήσουμε ότι η επιλογή του Καστελλόριζου για την ειδική αυτή μελέτη ενεργειακής αυτονομίας που εκπόνησε το ΙΕΝΕ έγινε με δυο βασικά κριτήρια. Το πρώτο έχει σχέση με την μεγάλη απόσταση που παρεμβάλλεται με τη Ρόδο, πράγμα που σημαίνει ότι είναι οικονομικά και τεχνικά απαγορευτική, τουλάχιστον για το άμεσο μέλλον, η υποβρύχια καλωδιακή ηλεκτρική διασύνδεση με την Ρόδο, και τα Δωδεκάνησα γενικότερα. Το δεύτερο κριτήριο αφορά τον κομβικό γεωπολιτικό ρόλο του συγκροτήματος της Μεγίστης όπως ήδη επεξηγήσαμε και άρα είναι ανάγκη να ενισχυθεί με κάθε δυνατό τρόπο η τοπική κοινότητα και κυρίως να διευκολυνθούν οι οικονομικές της δραστηριότητες. Πράγμα που εν πολλοίς εξασφαλίζεται από την αδιάλειπτη ηλεκτροδότηση σε τοπικό επίπεδο και το ανταγωνιστικό κόστος της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

2. Ηλεκτροπαραγωγή από τις ΑΠΕ ως Κύριος Ενεργειακός Φορέας στα ΜΔΝ.

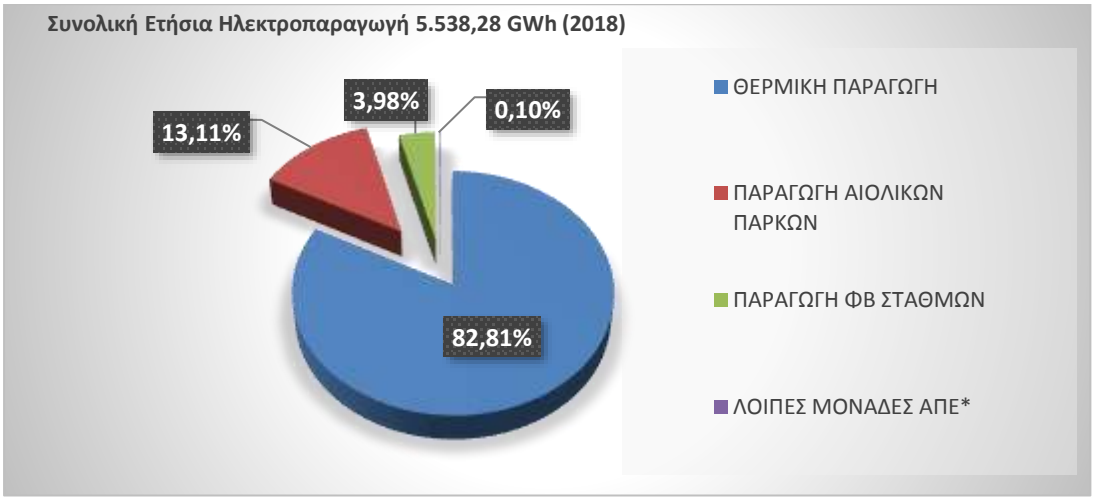
Στο προηγούμενο κεφάλαιο αναλύθηκε η μεγάλη στρατηγική σημασία που έχει το σύμπλεγμα νήσων και νησίδων του Καστελλόριζου για την περιχάραξη και διαφύλαξη της γεωγραφικής συνέχειας του Ελληνικού Αιγαιακού χώρου. Καθοριστικής σημασίας σε αυτή την υπόθεση είναι η οικονομική και κοινωνική ανάπτυξη του επιτόπιου πληθυσμού των 500 περίπου μόνιμων κατοίκων, που κατά την διάρκεια των καλοκαιρινών μηνών αυξάνεται κατακόρυφα. Υπό αυτή την έννοια η σχεδίαση και ανασυγκρότηση των δύο βασικών υποδομών του νησιού, της ενέργειας και της ύδρευσης, με σύγχρονες ιδέες και τεχνολογίες φιλικές στο περιβάλλον μπορούν να αποτελέσουν ισχυρό παράγοντα βιώσιμης ανάπτυξης και βελτίωσης της ζωής των κατοίκων και των επισκεπτών. Η αξιόπιστη και αδιάλειπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας ως κύριου ενεργειακού φορέα που θα βασίζεται στις ΑΠΕ οδηγεί στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού και αποτελεί συνθήκη sina non quo για ένα καλύτερο μέλλον του νησιού και των κατοίκων του Καστελλόριζου.

Καθώς όμως ευρίσκεται σε εξέλιξη ένα φιλόδοξο δεκαετές σχέδιο ηλεκτρικής διασύνδεσης των διαφόρων νησιωτικών συμπλεγμάτων του Αιγαίου(δηλ. Κυκλάδες, νησιά Ανατολικού Αιγαίου, Δωδεκάνησος) με την ηπειρωτική Ελλάδα και το ενιαίο διασυνδεδεμένο σύστημα, υπάρχει μια κατηγορία νήσων, στην οποία συμπεριλαμβάνεται το Καστελλόριζο, για τα οποία λόγω αποστάσεως δεν υπάρχει περίπτωση να διασυνδεθούν. Παράλληλα έχει τεθεί σε ισχύ Ευρωπαϊκή Οδηγία (2015/2193/ΕΕ) για την οριστική απόσυρση πετρελαϊκών ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων που σήμερα λειτουργούν με υψηλή ρύπανση και υψηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου σε όλα τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)

Η προτεινόμενη λύση στην περίπτωση των απομονωμένων ΜΔΝ είναι η δημιουργία αυτόνομων συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής που θα βασίζονται στην λειτουργία μονάδων ΑΠΕ σε συνδυασμό με συστήματα αποθήκευσης και διαχείρισης ενέργειας. Μια πρώτη ομάδα ΜΔΝ, σύμφωνα με τον προγραμματισμό της ΡΑΕ, περιλαμβάνει την Αστυπάλαια, την Σύμη και το Καστελλόριζο. Με το Καστελλόριζο να αποτελεί ειδική περίπτωση τόσο λόγω της μεγάλης σχετικά απόστασης του από την Ρόδο, που αποτελεί το βασικό κέντρο ανεφοδιασμού της Μεγίστης, όσο και λόγω της ιδιάζουσας γεωστρατηγικής του θέσης όπως αναλύθηκε στο Κεφάλαιο 1. Στο πλαίσιο αυτό καθίσταται προφανές ότι θα πρέπει να δοθεί προτεραιότητα, έναντι άλλων ΜΔΝ, στην δημιουργία ηλεκτροπαραγωγικής βάσης που θα διασφαλίσει την ενεργειακή αυτονομία του Καστελλόριζου. Με το προτεινόμενο στην παρούσα μελέτη έργο να αποτελεί πιλότο πάνω στο οποίο θα επιχειρηθεί η ενεργειακή αυτονομία όλων των άλλων ΜΔΝ.

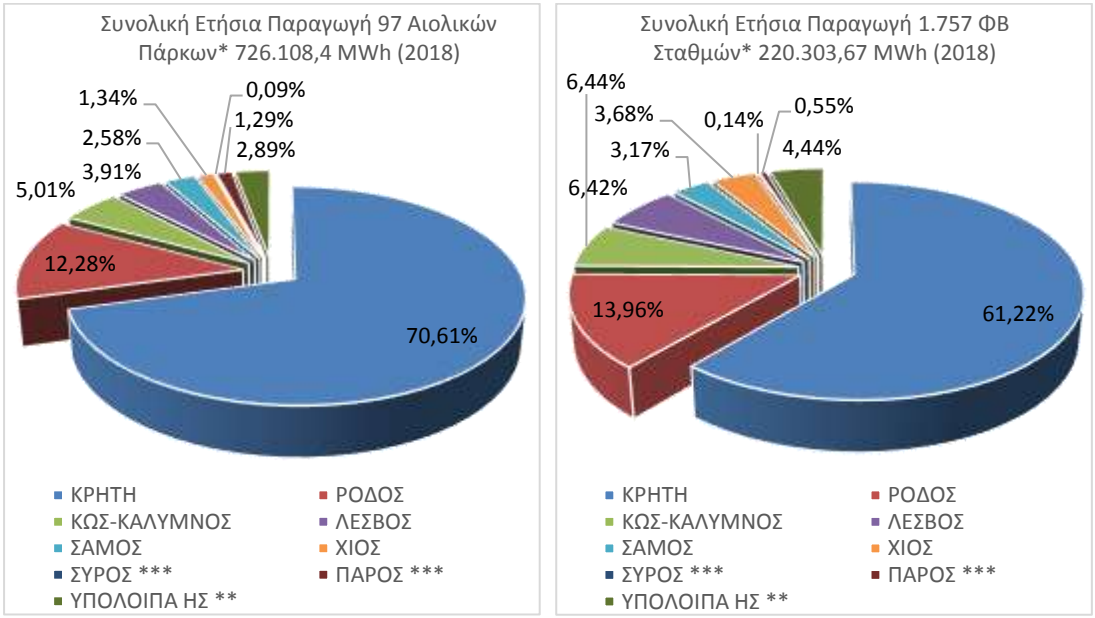
Σήμερα όλα τα ΜΔΝ εξαρτώνται συντριπτικά, κατά περισσότερο από 80%, για την ηλεκτροπαραγωγή τους από αυτόνομους σταθμούς με πετρελαϊκές θερμικές μονάδες, με σημαντικό κόστος λειτουργίας και συντήρησης για την ΔΕΗ. (βλέπε Σχήμα 2.1). Στο Σχήμα 2.2 και στον Πίνακα 2.1 παρουσιάζονται στοιχεία για την παραγωγή ΑΠΕ στα ΜΔΝ, συμπεριλαμβανομένων και των μεγάλων νήσων (Κρήτη, Ρόδος, Λέσβος, Σάμος κα.) ενώ στο Σχήμα 2.3 και στον Πίνακα 2.2 δίδονται στοιχεία για την γεωγραφική κατανομή της

εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Από τα ανωτέρω στοιχεία καθίσταται προφανές ότι 37 χρόνια μετά την πρώτη εγκατάσταση Αιολικών και Φωτοβολταϊκών μονάδων από την ΔΕΗ στην Κύθνο μικρή πρόοδος έχει επιτευχθεί ως προς την διείσδυση των ΑΠΕ στα τοπικά νησιώτικα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής με τις ΑΠΕ να εκπροσωπούν σήμερα μόλις το 21,36% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος των ΜΔΝ.



Σχήμα 2.1 Συνολική ηλεκτροπαραγωγή ΜΔΝ (2018) (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

*Οι λοιπές μονάδες ΑΠΕ αναφέρονται σε (α) Φ/Β ειδικού προγράμματος και net-metering (β) Μονάδα Βιοαερίου (Κρήτη), (γ) Υβριδικό Σταθμό (Τήλος) και (δ) Μικρό Υδροηλεκτρικό Σταθμό (Κρήτη)



Σχήμα 2.2 Γεωγραφική Κατανομή Ενέργειας (%) Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (2018) (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

*Από τον Ιούνιο του 2018 οπότε και ολοκληρώθηκε η διασύνδεση των νήσων Πάρου και Σύρου οι εγκατεστημένες ΑΠΕ στα ΜΔΝ είναι: 88 Αιολικά Πάρκα (Α/Π) Συνολικής Ισχύος 305,23 MW και 1.688 Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί (ΦΒ) Συνολικής Ισχύος 129,74 MW. Διασυνδέθηκαν η Σύρος και η Πάρος: .9 (Α/Π) Συνολικής Ισχύος 17 MW και 69 ΦΒ Συνολικής Ισχύος 6.14 MW

**Τα υπόλοιπα Ηλεκτρικά Συστήματα αναφέρονται στα συστήματα, εγκατεστημένα σε: Αγ. Ευστράτιο, Αγαθονήσι, Αμοργό, Ανάφη, Αντικύθηρα, Αρκιούς, Αστυπάλαια Γαύδο, Δονούσα, Ερεικούσσα, Θήρα, Ικάρια, Κάρπαθο, Κύθνο, Λήμνο, Μεγίστη, Μήλο, Οθωνούς, Πάτμο, Σέριφο, Σίφνο, Σκύρο και Σύμη

***Η ηλεκτροπαραγωγή των συστημάτων ΑΠΕ της Σύρου και της Πάρου παρουσιάζεται για την περίοδο Ιανουαρίου – Μαΐου οπότε και τα δύο δεν ήταν διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό σύστημα.

Πίνακας 2.1 Ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ ΜΔΝ ανά σύστημα (2018) (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (MWh)		
	Α/Π	ΦΒ***	ΣΥΝΟΛΟ ΑΠΕ
ΚΡΗΤΗ	512.715,11	134.860,1	651.444,24*
ΡΟΔΟΣ	89.200,98	30.745,76	119.946,74
ΚΩΣ-ΚΑΛΥΜΝΟΣ	36.342,11	14.178,03	50.890,96****
ΛΕΣΒΟΣ	28.381,92	14.139,99	42.521,91
ΣΑΜΟΣ	18.712,3	6.984,01	25.696,31
ΧΙΟΣ	9.765,74	8.099,63	17.865,37
ΣΥΡΟΣ *****	659,7	303,97	963,67
ΠΑΡΟΣ *****	9.377,67	1.220,59	10.598,26
ΥΠΟΛΟΙΠΑ ΗΣ **	20.952,87	9.771,59	30.724,46
ΣΥΝΟΛΟ	**726.108,4**	**220.303,67**	**950.651,92**

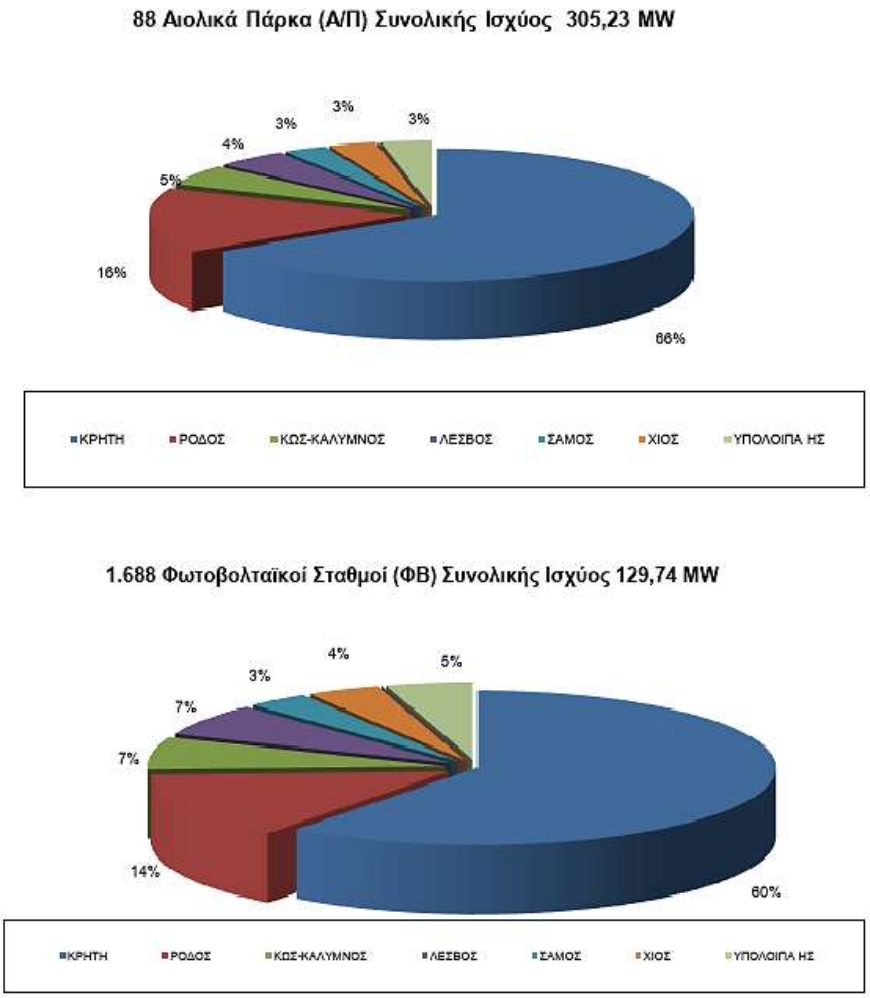
*Περιλαμβάνεται ενέργεια από ένα ΜΥΗΣ 0,3 MW (257,15 MWh) και ένα σταθμό Βιοαερίου 0,99 MW (3.611,8 MWh)

**Τα υπόλοιπα Ηλεκτρικά Συστήματα αναφέρονται στα συστήματα, εγκατεστημένα σε: Αγ. Ευστράτιο, Αγαθονήσι, Αμοργό, Ανάφη, Αντικύθηρα, Αρκιούς, Αστυπάλαια Γαύδο, Δονούσα, Ερεικούσσα, Θήρα, Ικάρια, Κάρπαθο, Κύθνο, Λήμνο, Μεγίστη, Μήλο, Οθωνούς, Πάτμο, Σέριφο, Σίφνο, Σκύρο και Σύμη

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

****Περιλαμβάνεται ενέργεια (370,82 MWh) από έναν Υβριδικό Σταθμό εγκατεστημένης ισχύος 0,4 MW

*****Η ηλεκτροπαραγωγή των συστημάτων ΑΠΕ της Σύρου και της Πάρου παρουσιάζεται για την περίοδο Ιανουαρίου – Μαΐου οπότε και τα δύο δεν ήταν διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό σύστημα.



Σχήμα 2.3 Γεωγραφική Κατανομή Εγκατεστημένης Ισχύος (%) Μονάδων ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά – (Δεκέμβριος 2018) (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

Πίνακας 2.2 Ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ ΜΔΝ ανά σύστημα (2018) (Πηγή: ΔΕΔΔΗΕ)

ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΔΝ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)		
	Α/Π	ΦΒ	ΣΥΝΟΛΟ ΑΠΕ
ΚΡΗΤΗ	200,29	78,29	279,88*
ΡΟΔΟΣ	48,55	18,16	66,71
ΚΩΣ-ΚΑΛΥΜΝΟΣ	15,2	8,78	24,38****
ΛΕΣΒΟΣ	13,95	8,84	22,79
ΣΑΜΟΣ	8,38	4,37	12,75
ΧΙΟΣ	9,08	5,17	14,25
ΥΠΟΛΟΙΠΑ ΗΣ**	9,78	6,13	15,91
ΣΥΝΟΛΟ	305,23	129,74	436,67

*Περιλαμβάνεται ένας ΜΥΗΣ 0,3 MW και ένας σταθμός Βιοαερίου 0,99 MW.

** Αναλυτικά στοιχεία για τα υπόλοιπα ΗΣ παρουσιάζονται στον Πίνακα 3

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

**** Περιλαμβάνεται ένας Υβριδικός σταθμός 0,4 MW

Σε ότι αφορά το κόστος λειτουργίας των αυτόνομων θερμικών πετρελαϊκών σταθμών ηλεκτοπαραγωγής στα ΜΔΝ αυτό είναι ιδιαίτερα υψηλό με αποτέλεσμα την μεγάλη σχετικά επιβάρυνση των λογαριασμών των καταναλωτών μέσω των ΥΚΟ. Όπως μας πληροφορεί η ΔΕΗ (βλέπε Ετήσιο Απολογισμό 2018), “η δαπάνη για υγρά καύσιμα (2018) αυξήθηκε οριακά κατά €8,6 εκατ.(1,3%), από €650,9'εκατ. το 2017 σε €659,5 εκατ. το 2018, καθώς παρά τη μειωμένη κατανάλωση στα νησιά λόγω της διασύνδεσης των Κυκλάδων οι τιμές τόσο του μαζούτ όσο και του ντίζελ ήταν αυξημένες (+19,5% και +10,4 % αντίστοιχα)”

Σημειώνεται ότι βασικοί λόγοι για τους οποίους η διείσδυση των ΑΠΕ στον Ελληνικό νησιωτικό χώρο παραμένει μικρή είναι η μέχρι σήμερα αδυναμία εφαρμογής καινοτόμων τεχνολογιών διαχείρισης δικτύου και η εγκατάσταση και λειτουργία συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Όμως με την επιτευχθείσα τεχνολογική πρόοδο σε συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω συσσωρευτών (μπαταρίες) η κατάσταση αυτή μπορεί πολύ γρήγορα να αλλάξει άρδην. Αρχής γενομένης σε πολύ μικρά και απομονωμένα ΜΔΝ, όπως είναι το Καστελλόριζο, η εγκατάσταση πλήρως αυτόνομων συστημάτων ΑΠΕ σε συνδυασμό με μονάδες μπαταριών μπορεί να αποτελέσει την λύση για την χρήση συστημάτων καθαρής παραγωγής και διαχείρισης ηλεκτρικής ενέργειας. Για αυτό η συμβολή της παρούσας μελέτης μπορεί να αποδειχθεί καταλυτική στην εφαρμογή της Ευρωπαϊκής Οδηγίας (2015/2193/ΕΕ) για την πλήρη απόσυρση πετρελαϊκών ηλεκτροπαραγωγικών σταθμών στον Ελληνικό νησιωτικό χώρο στα αμέσως επόμενα χρόνια, που ανταποκρίνεται και στις αποφάσεις της παγκόσμιας κοινότητας στην διάσκεψη των Παρισίων τον Δεκέμβριο του 2015 για την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

3. Η Υφιστάμενη Ενεργειακή Υποδομή στο Καστελλόριζο και Κατανάλωση Ενέργειας

Το αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Μεγίστης αποτελείται από τον Συμβατικό Θερμικό Σταθμό Παραγωγής, (Τοπικό Σταθμό Παραγωγής, ΤΣΠ Μεγίστης) και το ηλεκτρικό δίκτυο με τις γραμμές και τους υποσταθμούς. Ο σταθμός έχει εφτά (7) ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη πετρελαίου diesel συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1.45 MW, όπως εμφανίζονται στον Πίνακα 3.1 (Στο Παράρτημα Ι δίδονται περισσότερα στοιχεία του σταθμού)

Πίνακας 3.1 Μέγιστη δυναμικότητα και τεχνικό ελάχιστο των συμβατικών μονάδων ΤΣΠ Μεγίστης

Α/Α Μονάδας	Μέγιστη Δυναμικότητα (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο (MW)
1	0,320	0,225
2	0,080	0,045
3	0,180	0,110
4	0,180	0,110
5	0,220	0,125
6	0,220	0,125
7	0,250	0,100
ΣΥΝΟΛΟ	**1,450**	

Σχήμα 3.1 Ηλεκτροπαραγωγά Ζεύγη πετρελαίου στον Τοπικό Σταθμό Παραγωγής, ΤΣΠ Μεγίστης

Η συνολική ετήσια καθαρή παραγωγή το 2017 έφθασε τις 3596 MWh , η μέγιστη ισχύς τα 940 kW (στις 11/08/2017 και ώρα 4:00 μμ.) και η ελάχιστη ισχύς τα 170 kW (στις 20/03/2017 και ώρα 12:00 μμ.). Οι μήνες με την μεγάλη ζήτηση είναι οι Ιούλιος, Αύγουστος και Σεπτέμβριος που καλύπτουν το 13.47% , το 14.22% και το 10.19% της ετήσιας κατανάλωσης αντιστοίχως, ενώ οι μήνες με την ελάχιστη ζήτηση είναι ο Απρίλιος, ο Μάιος και ο Νοέμβριος που καλύπτουν το 6.06%, το 6.24% και το 6.24% της ετήσιας κατανάλωσης αντιστοίχως. Επίσης, αξίζει να σημειωθεί ότι κατά την περίοδο του χειμώνα, η ημερήσια αιχμή παρουσιάζεται συνήθως το μεσημέρι από 11:00 μέχρι 14:00 και το βράδυ από 18:00 μέχρι 21:00, ενώ κατά την θερινή περίοδο, η ημερήσια αιχμή παρουσιάζεται συνήθως το μεσημέρι από 10:00 μέχρι 14:00 και το βράδυ από 18:00 μέχρι 23:00.

Σύμφωνα με στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ, ο Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής στο Καστελλόριζο κατανάλωσε το 2017 για ηλεκτροπαραγωγή 1083.87 klt ή 899.61 tonnes (1 klt πετρελαίου ≈ 0.83 kg) πετρελαίου diesel, το οποίο κόστισε συνολικά 877.415 € ή 809.5 €/klt (975,3 €/t). Έτσι, η μέση ειδική κατανάλωση πετρελαίου ανέρχεται σε 250,17 gr/kWh (ή 250,17 kg/MWh) και το ειδικό κόστος πετρελαίου σε 244 €/MWh, ενώ οι ετήσιες εκπομπές CO_2 ανέρχονται σε 2.926,45 t/y [5].

Το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των συμβατικών μονάδων του συστήματος της Μεγίστης για το έτος 2017, λαμβάνοντας υπόψη το κόστος καυσίμου και το πρόσθετο κόστος λειτουργίας και συντήρησης, βασισμένο στα προσωρινά στοιχεία των μηνιαίων εκκαθαρίσεων ανήλθε σε 247,98 €/MWh. Επομένως το συνολικό μεταβλητό κόστος για τον ΤΣΠ Μεγίστης ανήλθε στα 891736.1 € για το 2017. Το συνολικό σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συμβατικού σταθμού παραγωγής του συστήματος Μεγίστης για το έτος 2017 με βάση τα στοιχεία των μηνιαίων εκκαθαρίσεων ανήλθε σε 216,88 €/MWh[6]. Κατά συνέπεια το συνολικό σταθερό κόστος για τον ΤΣΠ Μεγίστης ανήλθε στα 779.900,5 € για το 2017. Το Μέσο Ετήσιο Πλήρες Κόστος Παραγωγής το 2017 ανήλθε σε 464,86 €/MWh (ή 0.465 €/kWh) δηλαδή σε 1.671.636,56 € .

Το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας μέσης τάσης (20 kV) της νήσου, έχει συνολικό μήκος πέντε (5) χιλιόμετρα και εκτείνεται κατά μήκος της βόρειας ακτής της νήσου, από τον ΤΣΠ Μεγίστης μέχρι τον οικισμό του Καστελλόριζου. Περιλαμβάνει 6 Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ και επεκτείνεται κατά μήκος του περιφερειακού δρόμου μέχρι την περιοχή Αγία Τριάδα και φτάνει μέχρι τον Αερολιμένα Μεγίστης (Σχ. 3.2). Δεν ηλεκτροδοτείται το Ανατολικό τμήμα του νησιού στην τοποθεσία του Μοναστηρίου του Αγίου Γεωργίου του Βουνού και η περιοχή νότια του Αερολιμένος, καθώς επίσης και το βορειοδυτικό τμήμα του νησιού στο Ακρωτήριο του Αγ. Στεφάνου.

[5] Εκτίμηση εκπομπών ηλεκτροπαραγωγών ζευγών πετρελαίου στα 2.7 kg CO_2 ανά λίτρο πετρελαίου diesel. Πηγή: Shakeel Ahmed Kamboh et al

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

Η ηλεκτρική ενέργεια καλύπτει τις ανάγκες του οικισμού, της μονάδας αφαλάτωσης, του δημοτικού φωτισμού οδών και πλατειών και του αεροδρομίου.

Σχήμα 3.2 Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας Μέσης Τάσης της νήσου Μεγίστης

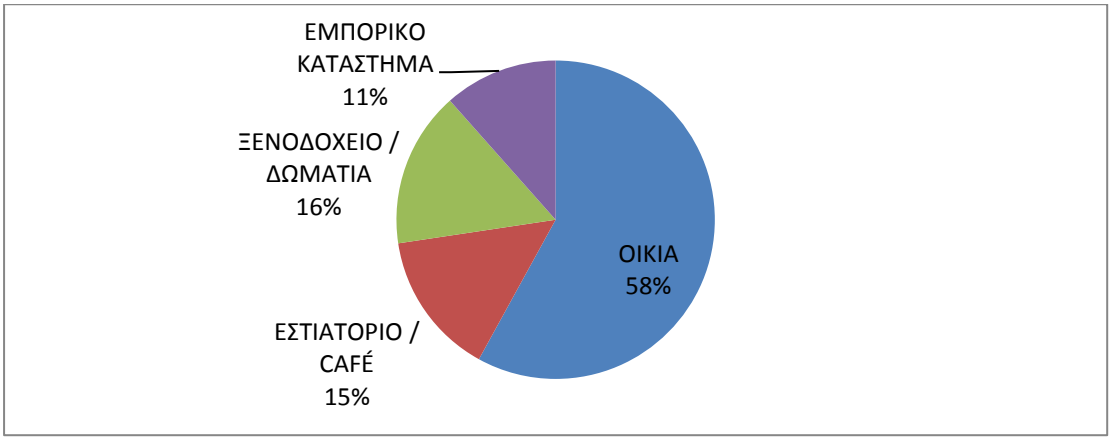
4. Το Ενεργειακό Προφίλ της Νήσου

Ο πληθυσμός της νήσου ανέρχεται, σύμφωνα με την απογραφή του 2011, σε 492 άτομα ενώ εκτιμάται ότι ο αριθμός των μη καταγεγραμμένων μόνιμων κατοίκων ανέρχεται στους 50. Επιπλέον, η νήσος παρουσιάζει αυξητικές τάσεις στην τουριστική δραστηριότητα. Συγκεκριμένα το 2017 επισκέφτηκαν τη νήσο αφιχθέντες αεροπορικώς, 5000 επισκέπτες σύμφωνα με ανεπίσημα στοιχεία από την υπηρεσία πολιτικής αεροπορίας. Επίσης, σύμφωνα με το λιμενικό σώμα στο λιμάνι της νήσου το 2017 κατέπλευσαν 493 ιδιωτικά σκάφη. Η ακτοπλοϊκή σύνδεση Καστελλόριζου - Ρόδου είναι εβδομαδιαία και εξυπηρετεί κατά το πλείστον την τουριστική κίνηση της νήσου, ενώ διαθέτει και ακτοπλοϊκή σύνδεση με το γειτονικό Kas της Τουρκίας με ημερόπλοια τουρκικής πλοιοκτησίας. Συνολικά εκτιμάται ότι η μέση κατοίκηση της νήσου φτάνει την θερινή περίοδο (2017) συνολικά μέχρι και τους 965 κατοίκους και επισκέπτες.

4.1 Οικιακή/ Εμπορική Χρήση Ενέργειας

Το 2017 η ζήτηση ηλεκτρικής Ενέργειας στη νήσο ανήρθε σε 3596 MWh. Ενώ πέραν από τις ηλεκτρικές καταναλώσεις ο οικιακή και εμπορική χρήση ενέργειας περιλαμβάνει χρήση υγραερίου σε φιάλες για το μαγείρεμα κυρίως στην εστίαση.

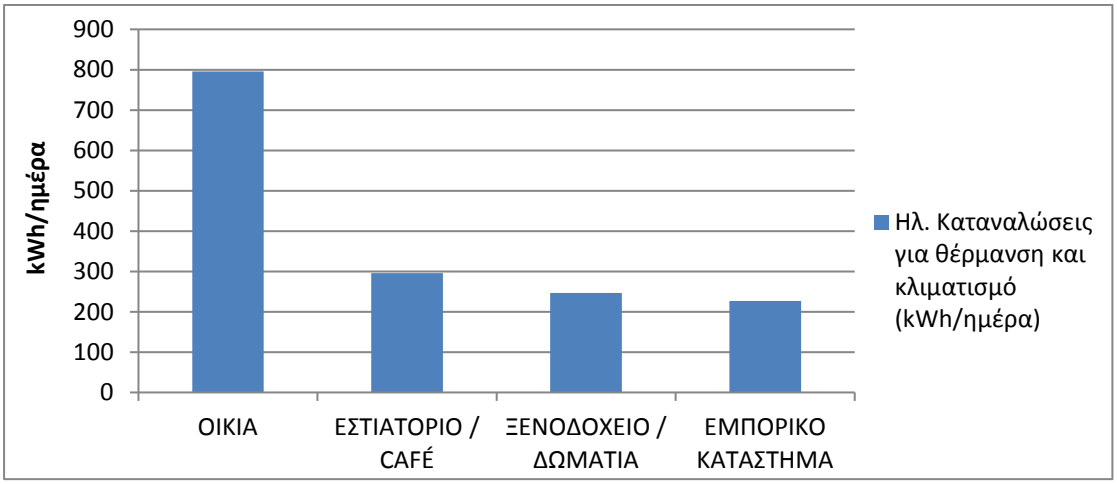
Το ΙΕΝΕ διενέργησε επιτόπια καταγραφή με την χρήση ερωτηματολογίου προκειμένου να καταγράψει τις χρήσεις της ενέργειας στο Καστελλόριζο. Η συγκεκριμένη έρευνα είχε αντιπροσωπευτικό δείγμα από νοικοκυριά, εστιατόρια ή καφετέριες, εμπορικά καταστήματα και ένα ξενοδοχείο. Η συμμετοχή των τεσσάρων κατηγοριών κτηρίων στο δείγμα ανά μονάδα επιφανείας δομημένου χώρου φαίνεται στο ακόλουθο Σχ. 4.1.



Σχήμα 4.1Καταγραφή δείγματος δομημένου χώρου νήσου Μεγίστης

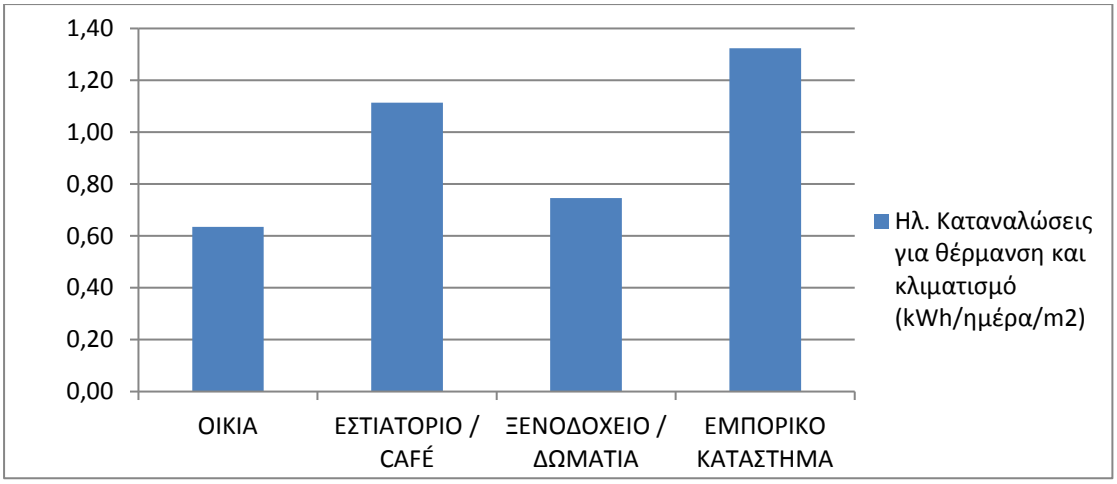
Θέρμανση - Κλιματισμός

Μεγάλο μέρος της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου οφείλεται στην θέρμανση και τον κλιματισμό. Οι ηλεκτρικές καταναλώσεις για θερμικές ανάγκες τις περιόδους θέρμανσης και κλιματισμού για το καταγεγραμμένο δείγμα φαίνονται στο ακόλουθο Σχήμα 4.2.



Σχήμα 4.2 Μέση ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας (kWh/ημέρα) για θέρμανση και κλιματισμό για τις περιόδους θέρμανσης και ψύξης, οι οποίες αναφέρονται στο καταγεγραμμένο δείγμα.

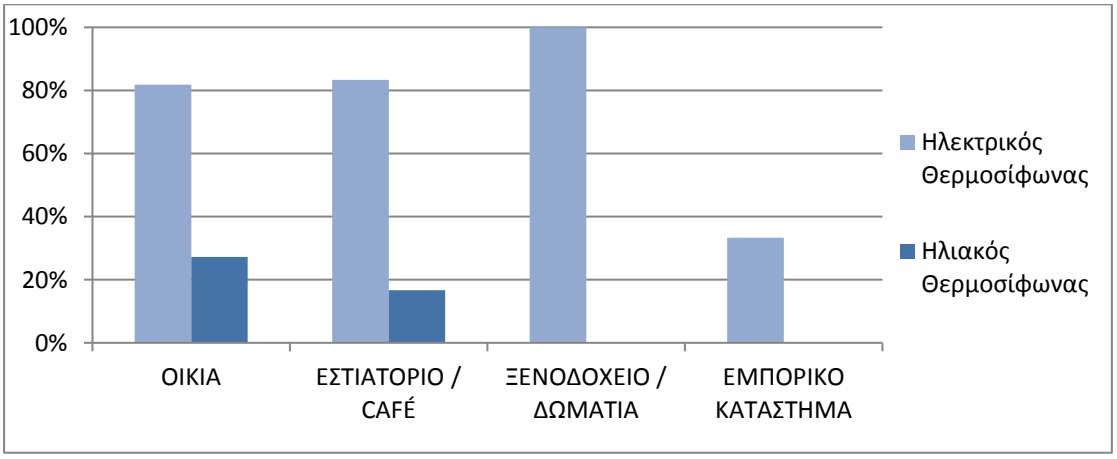
Συγκεκριμένα την περίοδο ψύξης και θέρμανσης ο οικιακός τομέας καταναλώνει κατά μέσο όρο 0.63 kWh/m^2 επιφανείας χώρου ενώ τα τουριστικά καταλύματα της νήσου 0.75 kWh/m^2. Η αντίστοιχη μέση κατανάλωση ψύξης - θέρμανσης σε εμπορικά καταστήματα και εστιατόρια ή καφέ ανέρχεται σε 1.32 kWh/m^2 και 1.11 kWh/m^2 αντιστοίχως.



Σχήμα 4.3 Μέση ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για θέρμανση και κλιματισμό για τις περιόδους θέρμανσης και ψύξης, οι οποίες αναφέρονται στο καταγεγραμμένο δείγμα ανά μονάδα επιφάνειας δομημένου χώρου (m²), kWh/ημέρα/m².

Ζεστό Νερό

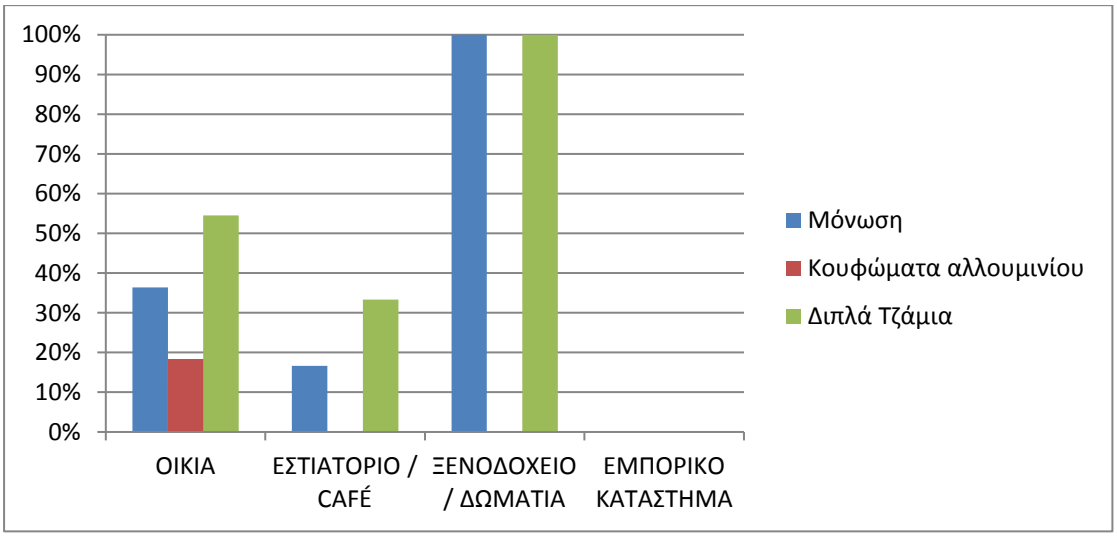
Η κάλυψη των αναγκών για ζεστό νερό γίνεται κατά βάση με ηλεκτρική ενέργεια με ηλεκτρικούς θερμοσίφωνες καθότι μόνο το 27% του καταγεγραμμένου οικιακού κτηριακού αποθέματος διαθέτει ηλιακό σύστημα θέρμανσης νερού. Σημειώνεται ότι το τοπικό ξενοδοχείο και τα εμπορικά καταστήματα που κάνουν χρήση νερού δεν διαθέτουν καθόλου ηλιακούς θερμοσίφωνες. Επιπλέον πρέπει να σημειωθεί ότι για λόγους προστασίας του παραδοσιακού οικισμού η υφιστάμενη νομοθεσία απαγορεύει τη χρήση ηλιακών θερμοσιφώνων στο μεγαλύτερο τμήμα της νήσου. Σημαντική χρήση ζεστού νερού γίνεται και στα εστιατόρια και καφέ της νήσου όπου μόλις το 17% των καταγεγραμμένων επιχειρήσεων διαθέτει ηλιακό θερμικό σύστημα για ζεστό νερό.



Σχήμα 4.4 Χρήση ηλιακών και ηλεκτρικών θερμικών (θερμοσιφώνων) για ζεστό νερό στο καταγεγραμμένο κτηριακό απόθεμα

Κτηριακό Κέλυφος

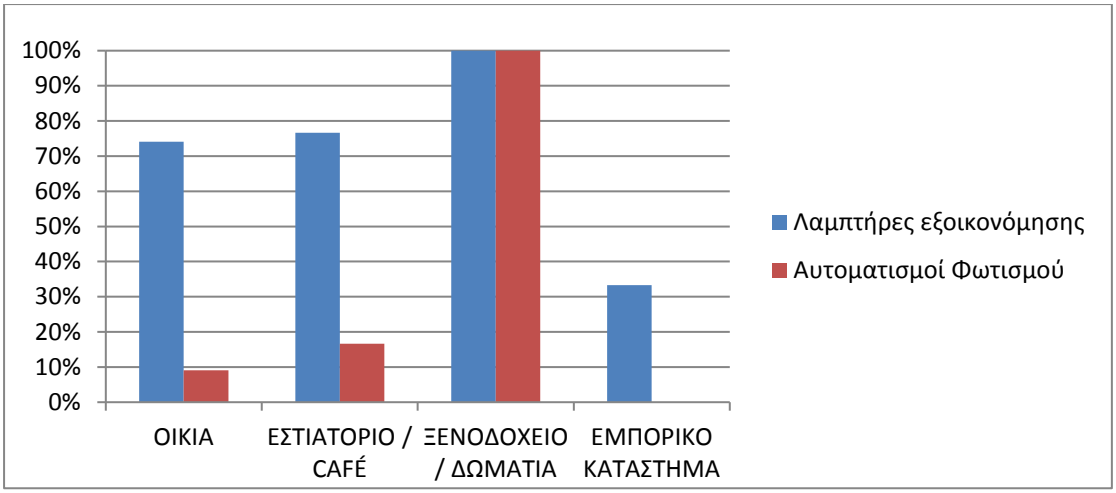
Το καταγεγραμμένο κτηριακό απόθεμα επιδέχεται σημαντικές βελτιώσεις της ενεργειακής του απόδοσης. Μόλις το 36% της οικιακής δόμησης διαθέτει μόνωση ενώ μόλις το 18% κουφώματα αλουμινίου. Το Καστελλόριζο αποτελεί παραδοσιακό οικισμό οπότε οι παρεμβάσεις στο κέλυφος είναι ελεγχόμενες, κατά συνέπεια λίγα σπίτια μπορούν να εγκαταστήσουν κουφώματα αλουμινίου. Παρόλα αυτά απλές παρεμβάσεις στο κέλυφος όπως εγκατάσταση διπλών υαλοπινάκων δεν έχουν εφαρμοστεί, αφού μόλις το 55% του καταγεγραμμένου οικιστικού συνόλου διαθέτει διπλά τζάμια, ενώ το ποσοστό αυτό ανέρχεται στο 33% για τα καταγεγραμμένα εστιατόρια και καφέ της νήσου. Κατά την πλειονότητα τους, τα εμπορικά καταστήματα που καταγράφηκαν βρίσκονται στο παραδοσιακό λιμάνι του Καστελλορίζου και διατηρούν στο ακέραιο την παραδοσιακή δόμηση χωρίς καμία παρέμβαση στο κέλυφος.



Σχήμα 4.5 Εφαρμογή επεμβάσεων εξοικονόμησης ενέργειας στο κέλυφος του καταγεγραμμένου κτηριακού αποθέματος του Καστελλόριζου.

Φωτισμός

Ο φωτισμός τον κτηρίων της νήσου βρίσκεται σε ικανοποιητικό επίπεδο καθότι οι οικίες τα εστιατόρια/καφέ και το ξενοδοχείο που καταγράφηκαν διαθέτουν λαμπτήρες εξοικονόμησης ενέργειας (LED) κατά το 74%, 77% και 100% των εγκατεστημένων τους λαμπτήρων αντιστοίχως. Ωστόσο στα εμπορικά καταστήματα μόλις το 33% των εγκατεστημένων λαμπτήρων είναι λαμπτήρες εξοικονόμησης. Μεγάλη είναι η δυνατότητα διείσδυσης των αυτοματισμών φωτισμού στο κτηριακό απόθεμα, αφού μόλις το 9% των καταγεγραμμένων οικιακών κτηρίων και το 17% των εστιατορίων και καφέ διαθέτουν αντίστοιχα συστήματα.



Σχήμα 4.6 Χρήση Λαμπτήρων εξοικονόμησης και αυτοματισμών φωτισμού στο καταγεγραμμένο κτηριακό απόθεμα του Καστελλόριζου

Αξίζει να σημειωθεί ότι το καταγεγραμμένο ξενοδοχείο δεκατεσσάρων (14) δωματίων έχει προχωρήσει σε εγκατάσταση συστήματος αυτόματου ελέγχου φωτισμού το οποίο έχει επιφέρει σημαντική μείωση της κατανάλωσης ενέργειας για φωτισμό.

Φωτισμός Οδών και Πλατειών

Σχήμα 4.7 Οδοφωτισμός της νήσου Μεγίστης

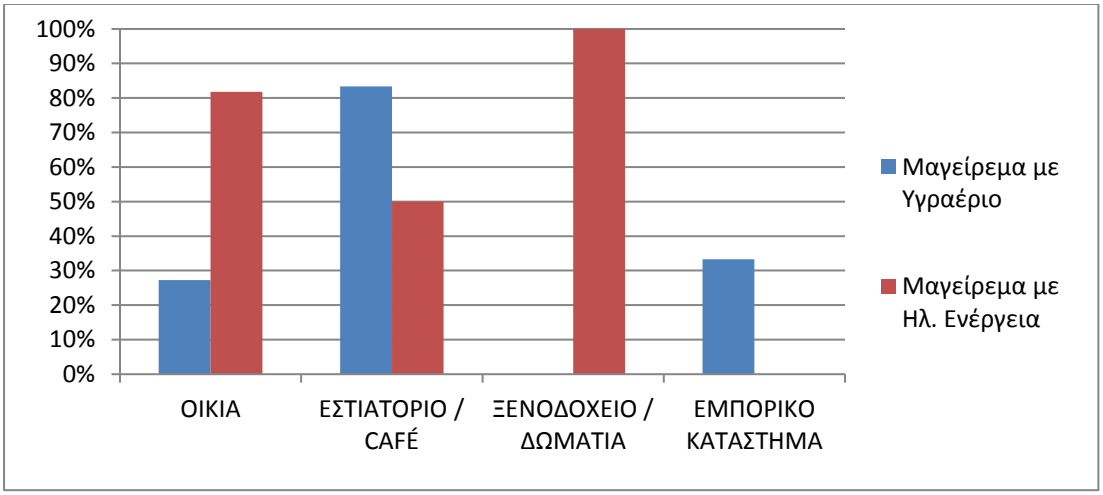
Ο Οδοφωτισμός της νήσου καλύπτεται από 150 λαμπτήρες αλογόνου και εξοικονόμησης LED. Το έργο αντικατάστασης όλων των λαμπτήρων οδοφωτισμού με λαμπτήρες εξοικονόμησης δεν έχει ολοκληρωθεί (Οκτώβριος 2018). Εκτιμάται ότι έχουν αντικατασταθεί στα δύο τρίτα των φωτιστικών δρόμου της νήσου, ενώ οι υπόλοιποι λαμπτήρες είναι κλάσης D, ζήτησης

ισχύος στα 50 W. Η εκτιμώμενη κατανάλωση ενέργειας για οδοφωτισμό με τις υπάρχουσες υποδομές εκτιμάται στις 19674 KWh ή 19.7 MWh ανα έτος.

Μαγείρεμα

Σημαντική επίσης είναι κατανάλωση ενέργειας της νήσου για μαγείρεμα ιδιαίτερα κατά την εκτεταμένη τουριστική περίοδο. Το 82% των καταγεγραμμένων οικιακών καταναλωτών χρησιμοποιούν ηλεκτρική ενέργεια για μαγείρεμα ενώ παράλληλα το 27% των οικιακών καταναλωτών χρησιμοποιούν υγραέριο.

Οι σημαντικότεροι καταναλωτές υγραερίου για μαγείρεμα είναι τα εστιατόρια, εκ των οποίων το 83% κάνει χρήση υγραερίου για την παρασκευή φαγητού. Το 33% των καταγεγραμμένων εστιατορίων και καφέ κάνουν παράλληλη χρήση υγραερίου και ηλεκτρικού ρεύματος για μαγείρεμα, ενώ το 17% των καταγεγραμμένων καταναλωτών εστίασης κάνουν αποκλειστική χρήση ηλεκτρικής ενέργειας για μαγείρεμα.



Σχήμα 4.8 Χρήση Υγραερίου και Ηλεκτρικής ενέργειας για μαγείρεμα από τους καταγεγραμμένους καταναλωτές του Καστελλόριζου.

4.2 Ύδρευση

Οι ανάγκες σε πόσιμο νερό καλύπτονταν μέχρι και τον Απρίλιο του 2018 με την μεταφορά νερού με υδροφόρα πλοία. Η εγκατεστημένη μονάδα αφαλάτωσης με ικανότητα παραγωγής 200 m^3 ημερησίως λειτουργούσε μέχρι τον Αύγουστο του 2018 με πολλά προβλήματα και σε μερικό φορτίο. Επιχειρήθηκαν στο παρελθόν άλλες λύσεις για την ύδρευση της νήσου. Για παράδειγμα, η πολιτεία διέθεσε 400.000 ευρώ για την κατασκευή λιμνοδεξαμενής χωρητικότητας 82.500 κ.μ. στην περιοχή Χωράφια Γεροσαμψάκου, όμορη του αερολιμένα (βλέπε Σχήμα 4.9), για την αποθήκευση και χρήση του βρόχινου νερού, η οποία τελικά δεν λειτούργησε ποτέ. Έτσι, στο νησί απέμεινε μονάχα η μονάδα αφαλάτωσης. Για την αυτονομία ύδρευσης της νήσου, το Υπουργείο Ναυτιλίας και Νησιωτικής Πολιτικής υπέγραψε στις 11.08.2017 σύμβαση έργου για την επισκευή της υπάρχουσας μονάδας αφαλάτωσης και την προσθήκη νέας με ικανότητα στα 200 m^3 ημερησίως.

Σχήμα 4.9 Έργο Λιμνοδεξαμενής Μεγίστης πλησίον του Αεροδρομίου

Η σύμβαση του έργου, το οποίο ολοκληρώθηκε στις 17.04.2018, για το σύστημα αφαλάτωσης της νήσου προβλέπει ότι ο ανάδοχος (εταιρεία Watera Hellas) θα διαχειρίζεται την παραγωγή της παλαιάς αφαλάτωσης, δυνατοτήτων 200 m^3/ημέρα προς 1,38 €/m^3 καθώς και την παραγωγή νερού από την νέα μονάδα, επίσης δυνατοτήτων 200 κυβικών/ημέρα, προς 2,58 ευρώ/m^3, το κόστος των οποίων θα καλύπτεται από τη Γενική Γραμματεία Αιγαίου, ενώ ο Δήμος Μεγίστης θα καλύψει το ενεργειακό κόστος . (το ίδιο μοντέλο χρηματοδότησης και απόσβεσης του έργου ακολουθήθηκε για πρώτη φορά στην Πάτμο και στους Αρκιούς). Ωστόσο η σύμβαση ύδρευσης αναθεωρήθηκε, καθώς η υφιστάμενη παλαιά εγκατάσταση τέθηκε εκτός λειτουργιάς, προβλέποντας την αντικατάσταση της με νέα ιδίων δυνατοτήτων προκειμένου να τηρηθεί ο μέγιστος όγκος ποσότητας νερού παραδοτέας προς το δήμο.

Σύμφωνα με το υπουργείο Ναυτιλίας και Νησιωτικής πολιτικής, η ανωτέρω λύση με μονάδα αφαλάτωσης είναι η πιο πρόσφορη και περιβαλλοντικά συμβατή λύση για την ύδρευση του νησιού, καθότι η μεταφορά νερού στη νήσο Μεγίστη είναι υψηλού αποτυπώματος άνθρακα αλλά και υψηλού κόστους, το οποίο ανήρθε το 2017 στα 10 €/m^3, γεγονός το οποίο καθιστά τη λειτουργία της νέας εγκατάστασης υπέρ-αποδοτική οικονομικά προσφέροντας υπηρεσίες ύδρευσης στο ένα τέταρτο του κόστους μεταφοράς νερού στη νήσο. Επιπλέον πρέπει να σημειωθεί ότι με την λειτουργιά της παρούσας εγκατάστασης αφαλάτωσης εξασφαλίζονται πλήρως οι ανάγκες της νήσου σε νερό.

Δίκτυο υδρεύσεως και Δεξαμενές

Μονάδα Αφαλάτωσης

Οι εγκαταστάσεις αφαλάτωσης περιλαμβάνουν δύο (2) πανομοιότυπες μονάδες εγκατεστημένης ισχύος 48.7 kW η κάθε μία, οι οποίες μπορούν να λειτουργούν παράλληλα. Η μέθοδος της αφαλάτωσης βασίζεται στην αντίστροφη όσμωση με συνολική εγκατεστημένη κινητήρια ισχύ των μηχανημάτων, που σχετίζονται άμεσα με την παραγωγική διαδικασία, στα 91,6 KW (2x 45,8 KW)..

Επιπλέον, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μηχανημάτων που δε σχετίζονται άμεσα με την παραγωγική διαδικασία (π.χ. μηχανήματα κλιματισμού, φωτισμός, εξαερισμός) εκτιμάται στα 5,8 KW (2x 2,9 KW).

Τα τεχνικά χαρακτηριστικά και η περιγραφή της τεχνολογίας της εγκατάστασης αφαλάτωσης είναι αναλυτικά διαθέσιμα στο Παράρτημα.

Η μέγιστη παραγωγική ικανότητα των νέων εγκαταστάσεων αφαλάτωσης είναι 400 m^3/ημέρα (2 X 200 m^3/ημέρα). Η σύμβαση που έχει υπογράψει η διαχειρίστρια εταιρία WATERA HELLAS προβλέπει παροχή νερού 80,000 m^3/ έτος.

Η μέση κατανάλωση του συστήματος αφαλάτωσης ανέρχεται σε **3.6 kWh/m^3** και με τον συνυπολογισμό της ενέργειας για αντλήσεις εκτιμάται συνολικά σε **4.5 kWh/m^3** νερού**.**

Αντλιοστάσια και δεξαμενές νερού

Το σύστημα ύδρευσης της νήσου διαθέτει δύο αντλιοστάσια μεταφοράς. Το πρώτο είναι ενσωματωμένο στο σύστημα αφαλάτωσης και διαθέτει 2 αντλίες διανομής εγκατεστημένης ισχύος 5.5 kW και δυναμικότητας 10 m^3/h έκαστης (μια κανονικής λειτουργίας και μια εφεδρική) οι οποίες αναρροφούν το νερό από την δεξαμενή προσωρινής αποθήκευσης ποσίμου νερού, με αγωγούς από HDPE, 16atm, Φ75, μήκους περίπου 1000 μ, και το καταθλίβουν προς την υφιστάμενη κεντρική δεξαμενή αποθήκευσης ποσίμου νερού ικανότητας αποθήκευσης 1000 m^3 νερού.

Στο σημείο της κεντρικής αποθήκευσης νερού υπάρχει ένα ακόμη αντλιοστάσιο το οποίο το οποίο διαθέτει μία αντλία εγκατεστημένης ισχύος 12.5 kW ([1] Χαρακτηριστικά λειτουργίας αντλίας μεταφοράς κεντρικής αποθήκευσης νερού: Ονομαστικό Ρεύμα Λειτουργίας: 32 Α, Ονομαστική Τάση Λειτουργίας: 400V) την οποία χρησιμοποιεί για την μεταφορά νερού είτε στις δύο (2) κλειστές δεξαμενές αποθήκευσης ικανότητας 2x 500 m^3 είτε στην δεξαμενή του τροφοδοσίας απ’ όπου ξεκινά το δίκτυο διανομής του νησιού με ελευθέρα ροή νερού, στην περιοχή Αγία Τριάδα σε ύψος 72 μέτρα. Η ικανότητα της αντλίας μεταφοράς που βρίσκεται στην αποθήκευση είναι 20 m^3/ώρα. Η συγκεκριμένη αντλία μεταφοράς λειτουργεί με πολλά προβλήματα και αναμένεται να αντικατασταθεί με μια ικανότητας 30 m^3/h σε μανομετρικό 135 m (Σεπτέμβριος 2018).

Σχήμα 4.10 Δεξαμενές αποθήκευσης νερού στην περιοχή Μανδράκι Καστελλόριζου

Αποθηκευτική ικανότητα δεξαμενών: Η παρούσα αποθηκευτική ικανότητα του δικτύου ύδρευσης της Μεγίστης ανέρχεται σε 2000 m^3. Επιπλέον η αποθήκευση τροφοδοσίας του δικτύου ύδρευσης έχει δυνατότητα αποθήκευσης επιπλέον 2000 m^3, ωστόσο η επιβεβαιωμένη της ικανότητα έχει περιοριστεί στα 300 m^3 λόγω ανάγκης συντήρησης.

Χωροθέτηση δεξαμενών (τοποθεσία): Οι δεξαμενές αποθήκευσης είναι χωροθετημένες στην περιοχή Μανδράκι. Η μεγάλη δεξαμενή είναι στη θέση της παλαιάς εγκατάστασης αφαλάτωσης ενώ οι μικρές δεξαμενές βρίσκονται σε όμορο οικόπεδο πλησίον του Ιερού Ναού Αγίας Παρασκευής. Επιπλέον η δεξαμενή τροφοδοσίας του δικτύου βρίσκεται στην περιοχή Αγία Τριάδα σε υψόμετρο 72 μέτρων.

Σχήμα 4.11 Αεροφωτογραφία της περιοχής Μανδράκι όπου φαίνονται οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης νερού της νήσου Μεγίστης (Φωτογραφική λήψη: Μ. Αντωναράκης)

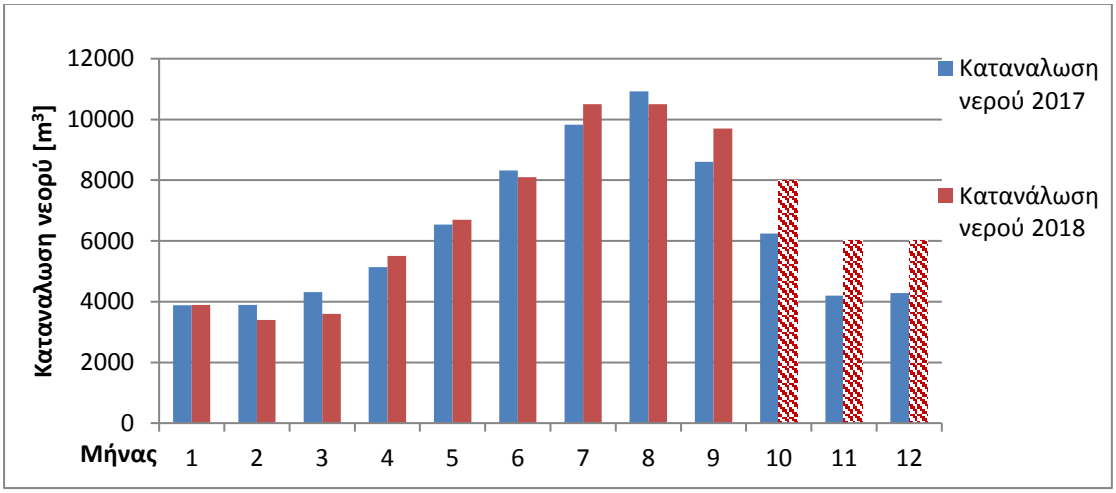
Το Δίκτυο Ύδρευσης

Το δίκτυο διανομής νερού καλύπτει το σύνολο των κατοικημένων, βόρειων παράλιων της νήσου έως και τον Αερολιμένα. Η Διατομή των αγωγών τροφοδοσίας είναι Φ75. Επιπλέον, το δίκτυο ύδρευσης έχει ανάγκη συντήρησης καθότι παρουσιάζει προβλήματα διαρροών κατά τόπους.

Κατανάλωση Νερού

Όσον αφορά την κατανάλωση νερού, το νησί δεν διαθέτει γεωργική και βιομηχανική δραστηριότητα οπότε το σύνολο της ζήτησης νερού καλύπτει ανάγκες του οικιακού τομέα, της εμπορικής δραστηριότητας και της εστίασης.

Αξίζει να σημειωθεί ότι η ολοκλήρωση και λειτουργία της μονάδας αφαλάτωσης, τον Απρίλιο του 2018, με την αφθονία νερού προκάλεσε αύξηση της κατανάλωσης νερού. Ωστόσο η ζήτηση διαμορφώνεται κατά ένα μεγάλο βαθμό από την τουριστική κίνηση της νήσου η οποία υπήρξε αυξημένη το 2018 κατά κύριο λόγο τους μήνες Ιούλιο και Σεπτέμβριο.



Σχήμα 4.12 Κατανάλωση νερού στο Καστελλόριζο τα έτη 2017 και 2018 (Καταγραφή μέχρι και τον Σεπτέμβριο 2018 [1])

[1] Η ζήτηση νερού τους μήνες Οκτώβριο – Δεκέμβριο 2018 έχει εκτιμηθεί με βάση την υψηλή διαθεσιμότητα συγκριτικά με παρελθόντα έτη.

Επίσης το Καστελλόριζο δεν διαθέτει δίκτυο αποχέτευσης και βιολογικό καθαρισμό γεγονός το οποίο περιορίζει σημαντικά την χρήση νερού. Επιπλέον η υψηλή διαθεσιμότητα νερού αναμένεται να δημιουργήσει νέες γεωργικές και κτηνοτροφικές δραστηριότητες στο νησί οι οποίες απουσιάζουν σήμερα από την οικονομική δραστηριότητα του Καστελλόριζου.

4.3 Χρήση Ενέργειας Στις Μεταφορές

Οι μεταφορές στο νησί λόγω της μικρής έκτασης είναι περιορισμένες. Στο νησί υπάρχει ένα τοπικό πρατήριο υγρών καυσίμων της ΕΚΟ (βλέπε Σχ. 4.) στην περιοχή του Αγίου Σάββα. Σύμφωνα με στοιχεία της ΕΚΟ για την διακύμανση των πωλήσεων αμόλυβδης βενζίνης αυτές

κυμαίνονται στα 50 – 150 λίτρα την ημέρα για την θερινή περίοδο Οκτωβρίου – Απριλίου ενώ για τον υπόλοιπο χρόνο η τοπική κατανάλωση βενζίνης ανέρχεται στα 25 - 50 λίτρα ανά ημέρα. Τα επίσημα στοιχεία της ΕΚΟ παρουσιάζουν πωλήσεις 53,23 m^3 αμόλυβδης βενζίνης και 122.25 m^3 πετρελαίου κίνησης για το 2017. Εξ αυτού εκτιμάται ότι το μεταφορικό έργο είναι ιδιαίτερα υψηλό στα 709.730 χλμ για τα βενζινοκίνητα οχήματα (για κατανάλωση 7,5 lt βενζίνης ανά 100 χλμ.) και αντίστοιχα υψηλό για τα πετρελαιοκίνητα οχήματα.

Σχήμα 4.13 Πρατήριο υγρών καυσίμων ΕΚΟ, Καστελλόριζο

Επιπλέον το νησί διαθέτει υψηλή δυνατότητα αποθήκευσης υγρών καυσίμων καθότι η ΕΚΟ διαθέτει δεξαμενή αποθήκευσης 80.000 lt (80 m^3), κατασκευασμένη το 2013 και μια εφεδρική παλαιότερης κατασκευής και χωρητικότητας 24.000 lt (24 m^3). Με την παρούσα υποδομή και λαμβάνοντας υπόψιν την τρέχουσα κατανάλωση καυσίμου η νήσος μπορεί να διατηρήσει την επάρκεια εφοδιασμού με πλήρη πλήρωση των δεξαμενών περίπου έξι (6) με εφτά (7) μήνες.

5. Ηλεκτρική Ενέργεια από τις ΑΠΕ στα ΜΔΝ ως Κύριος Ενεργειακός Φορέας προς το Μέλλον

Στην Ελλάδα, στα τέλη 2018, βρίσκονται σε λειτουργία 29 νησιωτικά συστήματα παραγωγής, συμπεριλαμβανομένων της Κρήτης και της Ρόδου που είναι τα μεγαλύτερα, σε μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ), η ηλεκτροδότηση των οποίων βασίζεται στο πετρέλαιο (μαζούτ και diesel). Δεν συμπεριλαμβάνονται οι αυτόνομοι σταθμοί Σύρου, Πάρου και Μυκόνου που έπαυσαν να λειτουργούν μετά την διασύνδεσή τους με το εθνικό σύστημα. Το αυξημένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής των ΜΔΝ μετακυλίεται στους καταναλωτές ως ΥΚΩ

(Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας). Το υψηλό κόστος προμήθειας και μεταφοράς πετρελαίου για ηλεκτροπαραγωγή και οι υψηλές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου καθιστούν αναγκαία την ριζική αλλαγή του ενεργειακού συστήματος που υπάρχει σήμερα στα ΜΔΝ.

Συγκεκριμένα, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιωτικά συστήματα, που αντιπροσωπεύει το 10% της συνολικής εγχώριας ζήτησης, έχει κόστος παραγωγής από 3 έως 30 φορές υψηλότερο εκείνου στην ηπειρωτική χώρα, όπως διαμορφώνεται στην εγχώρια αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, επιβαρύνοντας σημαντικά τον ηλεκτρικό τομέα. Επιπλέον, οι ισχύοντες περιβαλλοντικοί όροι των Οδηγιών της ΕΕ επιβάλλουν τον περιορισμό της χρήσης πετρελαίου και των μη αποδοτικών θερμικών μονάδων για την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (ΕΕ 2015/2193 - Για τον περιορισμό των εκπομπών ορισμένων ρύπων στην ατμόσφαιρα από μεσαίου μεγέθους μονάδες καύσης)

Αντιθέτως, το σταδιακά μειούμενο κόστος των ΑΠΕ καθώς και η ταχεία εξέλιξη της τεχνολογίας στα έξυπνα δίκτυα και τα συστήματα πρόβλεψης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, τα οποία βοηθούν σημαντικά τη αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή σε συνδυασμό με τα συστήματα αποθήκευσης, καθιστούν τα νέα συστήματα ελκυστικά και από οικονομική και από περιβαλλοντική σκοπιά. Επιπλέον οι επεμβάσεις για την βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, ιδιαίτερα επεμβάσεις στα κτηριακά κελύφη, αντικατάσταση συσκευών τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας με αποδοτικότερες και αύξηση των μη ηλεκτρικών χρήσεων των ΑΠΕ (π.χ. ηλιακά θερμικά, γεωθερμικές αντλίες θερμότητας κλπ.), αλλά και επέκταση της χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας (πχ ηλεκτροκίνηση κλπ.), αποτελούν λύσεις ευρέως διαδομένες με σταδιακά μειούμενο κόστος.

Σε ένα τέτοιο ενεργειακό τοπίο η ριζική αλλαγή των ενεργειακών συστημάτων των ΜΔΝ προς καθαρή ενέργεια και βιώσιμη ανάπτυξη καθίσταται πλέον εφικτή. Ως εκ’ τούτου ένα «πράσινο» μοντέλο, με καινοτόμες υβριδικές τεχνολογίες, σχεδιάζει να εφαρμόσει η ΡΑΕ και ο ΔΕΔΔΗΕ σε ΜΔΝ νησιά. Πρόκειται για μία διαφορετική μορφή ανάπτυξης, που θεμελιώνεται στην ενεργειακή αυτάρκεια των νησιωτικών περιοχών, η οποία βρίσκεται σε πρώιμο στάδιο, και αναμένεται να συμβαδίσει με την πολιτική διακήρυξης καθαρής ενέργειας για τα νησιά της ΕΕ, η οποία υπογράφηκε τον Μάιο του 2017 στη Βαλέτα της Μάλτας. Στα «έξυπνα» ενεργειακά νησιά, θα εφαρμοστούν προηγμένες υβριδικές τεχνολογίες, κάνοντας χρήση εργαλείων που προβλέπει η νομοθεσία για τις ενεργειακές κοινότητες, με τους πολίτες και τους τοπικούς φορείς να αποκτούν διττό ρόλο ως καταναλωτές και ως παραγωγοί ενέργειας (prosumer, ως ετυμολογική συνένωση των όρων producer και consumer).

Στο πρόγραμμα των ενεργειακών νησιών σχεδιάζεται να ενταχθούν εκείνα που δεν περιλαμβάνονται στο πρόγραμμα των έργων του ΑΔΜΗΕ για διασύνδεση με το ηπειρωτικό σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Ένα από τα «έξυπνα νησιά» είναι και το Καστελλόριζο (Μεγίστη), το οποίο έχει τοποθετηθεί μαζί με την Αστυπάλαια και τη Σύμη στη δεύτερη φάση του προγράμματος που αφορά στην υλοποίηση Ειδικών Πιλοτικών Έργων.

5.1 Τα μικρά ΜΔΝ με μηδενική ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ

Δέκα από τα 29 σε λειτουργία (τέλη 2018) νησιωτικά συστήματα της χώρας αφορούν την ηλεκτροδότηση μικρών νησιών με μηδενική διείσδυση ΑΠΕ. Δηλαδή πρόκειται για νησιά ηλεκτροδοτούμενα κατά 100% από αυτόνομους σταθμούς παραγωγής με συμβατικές μονάδες πετρελαίου (diesel) με πολύ υψηλό κόστος.

Σημειώνεται ότι στα τρία νησιά, Γαύδος, Αρκιοί και Αντικύθηρα που αποτελούν και τα μικρότερα ηλεκτρικά συστήματα, ο εξηλεκτρισμός τους έγινε στην δεκαετία του 80’ με αυτόνομα φωτοβολταϊκά συστήματα και μπαταρίες με πρόβλεψη μελλοντικά και ανεμογεννητριών, στα πλαίσια των επιδεικτικών έργων της τότε ΕΟΚ. Για πρώτη φορά οι κάτοικοι απολάμβαναν τα αγαθά του ηλεκτρισμού με συσκευές χαμηλής κατανάλωσης, όπως λαμπτήρες φωτισμού, ψυγείο και έγχρωμη τηλεόραση που τους παραχωρήθηκαν δωρεάν. Αυτό συνέβαλε τότε και στην ανάπτυξη του τουρισμού και σε άλλες συναφείς αναπτυξιακές δραστηριότητες, ιδιαίτερα σε Γαύδο και Αρκιούς, με αποτέλεσμα να εγκαταλειφθεί η ηλιακή και αιολική ενέργεια και να εγκατασταθούν σταθμοί με μονάδες πετρελαίου που καλύπτουν σήμερα το 100% της ζήτησης.

Στον Πίνακα 5.1 που ακολουθεί παρουσιάζονται η συνολική ετήσια παραγωγή και το αντίστοιχο κόστος των 10 μικρών νησιωτικών συστημάτων για την πενταετία 2014 - 2018.

Πίνακας 5.1 Στοιχεία Παραγωγής και Κόστους σε 10 ΜΔΝ με Μηδενική Παραγωγή ΑΠΕ (2014 - 2018)

ΗΛΕΚΤΡΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	Συνολική Ηλ. /παραγωγή 2018 (MWh)	Μέση ετήσια Ηλ/παραγωγή (MWh/έτος) (2014 -2018)	Ετήσιο Πλήρες Κόστος Ηλ./ παραγωγής 2018 (€/MWh)	Μέσο Ετήσιο Πλήρες Κόστος Ηλ./ παραγωγής (€/MWh) (2014 - 2018)	Συνολικό Κόστος Ηλ./ παραγωγής 2018 (€)	Μέσο Ετήσιο Κόστος Ηλ./ παραγωγής (€) (2014 - 2018)	Μέσο Μηνιαίο Μεταβλητό Κόστος Παρ. (€/MWh) (2018)	Μέσο Μηνιαίο Μεταβλητό Κόστος Παρ. (€/MWh) (2014-2018)
ΑΓ. ΕΥΣΤΡΑΤΙΟΣ	1.124,01	1.109,26	490,59	525,93	551.428	583.389	από **252** έως **297**	από **209** έως **322**
ΑΓΑΘΟΝΗΣΙ	717,56	708,42	1.093,51	1.011,12	784.655	716.293	από **241** έως **350**	από **200** έως **423**
ΑΝΑΦΗ	1.370,58	1288,42	476,89	549,88	653.613	708.481	από **244** έως **322**	από **188** έως **322**
ΑΝΤΙΚΥΘΗΡΑ	274,30	261,63	1.387,51	1.283,90	380.593	335.906	από **336** έως **443**	από **277** έως **508**
ΑΡΚΙΟΙ	397,05	361,42	765,29	779,22	303.860	281.622	από **267** έως **436**	από **259** έως **686**
ΓΑΥΔΟΣ	491,02	485,38	767,17	673,42	376.697	326.862	από **269** έως **367**	από **205** έως **377**
ΔΟΝΟΥΣΑ	1.118,38	900,66	707,20	865,49	790.914	779.515	από **239** έως **349**	από **204** έως **366**
ΕΡΕΙΚΟΥΣΑ	894,94	819,23	708,20	700,14	633.792	573.580	από **240** έως **424**	από **191** έως **467**
ΜΕΓΙΣΤΗ	3.761,56	3.401,69	483,44	451,15	1.818.507	1.534.686	από **247** έως **325**	από **189** έως **325**
ΟΘΩΝΟΙ	639,65	630,42	980,37	761,07	627.095	479.793	από **246** έως **396**	από **237** έως **531**

Το μέσο ετήσιο πλήρες κόστος παραγωγής για το 2018 ανήρθε σε 1.387,5 €/MWh στο νησί με την μικρότερη ζήτηση (Αντικύθηρα) και σε 483,4 €/MWh στο νησί με τη μεγαλύτερη ζήτηση (Μεγίστη), με τα μέσα ετήσια κόστη ηλεκτροπαραγωγής της πενταετίας 2014 – 2018 να κυμαίνονται από 1.283,9 €/MWh (Αντικύθηρα) με 451.15 €/MWh (Μεγίστη) αντιστοίχως. Πολύ υψηλό είναι επίσης και το μεταβλητό κόστος ηλεκτροπαραγωγής στα συγκεκριμένα νησιωτικά συστήματα, με το Μέσο Μηνιαίο Μεταβλητό κόστος παραγωγής να κυμαίνεται από 239 έως 443 €/MWh για το 2018 και από 188 έως 686 €/MWh για την περίοδο 2014 - 2018.

Επιπλέον το Καστελλόριζο (Μεγίστη) αποτελεί το πλέον ενεργοβόρο νησί από τα 10 με τη συνολική παραγωγή να ανέρχεται 3.761 MWh το 2018, σχεδόν τριπλάσια από το δεύτερο νησί της λίστας, την Ανάφη στα 1.370 MWh. Επιπροσθέτως σημαντικό είναι και το συνολικό ετήσιο κόστος ηλεκτροπαραγωγής του ΑΣΠ Μεγίστης στα 1.818.500 € για το 2018, υπερδιπλάσιο κόστος ηλεκτροδότησης από το δεύτερο πιο ακριβό σύστημα μικρού ΜΔΝ, της Δονούσας στα 790.900 €/έτος. Στο συγκεκριμένο σύστημα, είναι προφανές ότι το υψηλό κόστος εφοδιασμού καυσίμου αντισταθμίζει τα οικονομικά οφέλη της αποδοτικότερης ηλεκτροπαραγωγής και της μαζικότερης προμήθειας καυσίμου. Κατά συνέπεια το Καστελλόριζο (Μεγίστη) αποτελεί προτεραιότητα, τουλάχιστον από άποψη κόστους, για την μετάβαση των ΜΔΝ σε ένα νέο ενεργειακό σύστημα με απεξάρτηση από το πετρέλαιο.

Το συνολικό κόστος ηλεκτροπαραγωγής στα 10 μικρά ΜΔΝ ανήρθε το 2018 σε 6.921.000 €, ενώ τα συγκεκριμένα νησιωτικά συστήματα υπολογίστηκε ότι επιβάρυναν τον ηλεκτρικό τομέα της χώρας κατά 6.320.000 €/έτος την περίοδο 2014 - 2018. Εκτιμάται ότι η εφαρμογή των σύγχρονων τεχνολογιών, με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, αποθήκευση και ορθολογική χρήση ενέργειας, μπορεί να επιφέρει μείωση κόστους ηλεκτροδότησης των μικρών ΜΔΝ που να υπερβαίνει 50%, δηλαδή άνω των 3 εκατ. € ετησίως με επιπλέον κοινωνικά και περιβαλλοντικά οφέλη, ανοίγοντας το δρόμο και στα υπόλοιπα νησιά.

Στον ορατό χρονικό ορίζοντα τα 10 νησιωτικά συστήματα αναμένεται να παραμείνουν αυτόνομα, καθώς δεν προσφέρονται οικονομικά για διασυνδέσεις λόγω μικρού μεγέθους και μεγάλων αποστάσεων από μεγαλύτερα νησιά και το εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα, οπότε υπάρχουν καλές προοπτικές ακόμη και για διείσδυση των ΑΠΕ προς το 100% στην ηλεκτροπαραγωγή αλλά και τις μεταφορές και επομένως πλήρη απεξάρτηση από το πετρέλαιο.

5.2 Ο μετασχηματισμός των ενεργειακών συστημάτων των μικρών ΜΔΝ

Τα μικρά ΜΔΝ προσφέρουν μεγάλες προκλήσεις όσον αφορά τον ενεργειακό τους σχεδιασμό, κι αυτό γιατί πρόκειται για αδύναμα συστήματα με υψηλές εποχιακές αυξομειώσεις φορτίων ζήτησης και έντονο πρόβλημα ασφάλειας εφοδιασμού. Το πρόβλημα της ασφάλειας εφοδιασμού σήμερα εντοπίζεται στην διαθεσιμότητα ισχύος για την κάλυψη των φορτίων αιχμής της θερινής περιόδου και στο ευμετάβλητο κόστος καυσίμου εξαιτίας

των διακυμάνσεων των τιμών πετρελαίου που επηρεάζει την προγραμματισμό της εφοδιαστικής αλυσίδας των αυτόνομων σταθμών. Ωστόσο η εφαρμογή των νέων τεχνολογιών αναμένεται να αλλάξει ριζικά την σημερινή κατάσταση των νησιωτικών συστημάτων.

Τα ηλεκτρικά συστήματα των ΜΔΝ για να μετασχηματιστούν σε συστήματα με υψηλή συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή και ταυτόχρονα να διασφαλίζουν υψηλή ενεργειακή αυτάρκεια θα πρέπει να μετασχηματιστούν σε μικροδίκτυα με διεσπαρμένη παραγωγή. Η έννοια της διεσπαρμένης παραγωγής αναφέρεται στην ενσωμάτωση πολλών πηγών ενέργειας σε ένα σύστημα με τοπολογία κατάλληλη έτσι ώστε να εξασφαλίζεται αποδοτική ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ. Δηλαδή, το μικροδίκτυο με κατάλληλη τοπολογία θα πρέπει να εξασφαλίζει την σύνδεση των διαθέσιμων πηγών ενέργειας με αποδοτικό τρόπο και με τέτοια τοπογραφία έτσι ώστε να επιτυγχάνεται υψηλή απόδοση ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ (π.χ. εγκατάσταση Α/Γ σε τοποθεσία με υψηλό αιολικό δυναμικό) αλλά και υψηλή αξιοπιστία. Επιπλέον η γενική ιδέα του μικροδικτύου συμπληρώνεται με τα συστήματα αποθήκευσης για την αντιμετώπιση της διαλείπουσας παραγωγής των ΑΠΕ και με συστήματα βέλτιστης διαχείρισης για την αξιόπιστη και αδιάλειπτη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές.

Συνεπώς ο πλήρης ενεργειακός σχεδιασμός ενός ΜΔΝ δηλαδή ενός νησιωτικού μικροδικτύου προϋποθέτει τα εξής βήματα:

- Αναγνώριση των διαθέσιμων ΑΠΕ (αιολικό δυναμικό, ηλιακό δυναμικό, γεωθερμικό δυναμικό κλπ.)

- Επισκόπηση των διαθέσιμων τεχνολογιών αποθήκευσης (μπαταρίες, αντλησιοταμίευση, κλπ.)

- Πρόβλεψη των φορτίων ζήτησης (εμπορικές καταναλώσεις, αφαλάτωση, μεταφορές κλπ.)

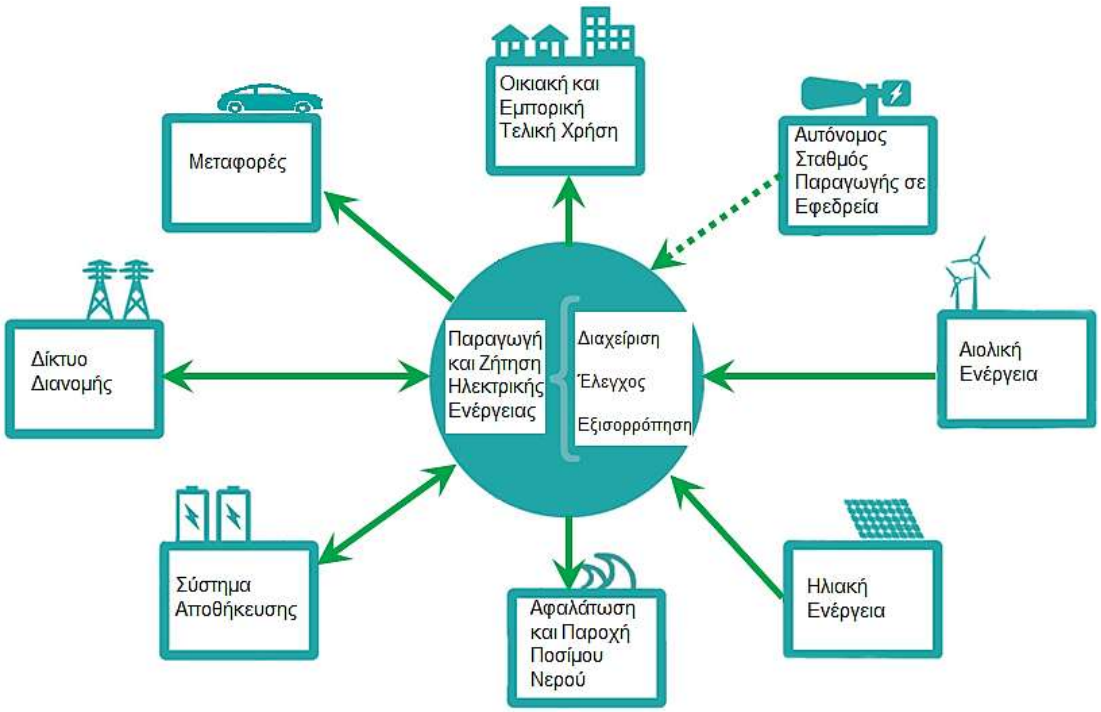
Τα οφέλη από την εγκατάσταση μικροδικτύων υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ στα μικρά και μεγαλύτερα ΜΔΝ τόσο για τους κατοίκους όσο και για τις λοιπές καταναλώσεις είναι πολλαπλά και για μακρύ χρονικό ορίζοντα, οικονομικά, κοινωνικά, περιβαλλοντικά και συμβάλλουν στον οικολογικό τουρισμό.

Στον Πίνακα 5.2 παρουσιάζονται σε μορφή ανάλυσης SWOT τα οφέλη αλλά και μειονεκτήματα των επενδύσεων σε μικροδίκτυα με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ στα συστήματα των μικρών ΜΔΝ.

Πίνακας 5.2 SWOT Ανάλυση για την εγκατάσταση μικροδικτύων με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ στα ΜΔΝ

Δυνατά Σημεία	Αδύνατα Σημεία
➢ Δραστική μείωση των επιβαρύνσεων ΥΚΩ και μετακύληση του οικονομικού οφέλους στην παραγωγική οικονομία. ➢ Απόκτηση τεχνογνωσίας έξυπνων μικροδικτύων για μελλοντικές εφαρμογές ➢ Αειφόρος ανάπτυξη με τις ΑΠΕ ➢ Ενεργειακή αυτάρκεια και ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού ➢ Εξορθολογισμός χρήσης ενέργειας και βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας ➢ Βελτίωση της αξιοπιστίας και ποιότητας παροχής ηλεκτρικής ενέργειας. ➢ Προστιθέμενη αξία λόγω εκσυγχρονισμού των ηλεκτροπαραγωγικών υποδομών των νήσων ➢ Ανάπτυξη και επέκταση του δικτύου ηλεκτροδότησης (και σε μη κατοικημένα γειτονικά νησιά) και ως εκ τούτου και των οικονομικών δραστηριοτήτων των ΜΔΝ ➢ Δραστική μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου (CO_2) σε όλες τις παραγωγικές δραστηριότητες των νήσων (ηλεκτροπαραγωγή και κατανάλωση)	➢ Υψηλό αρχικό κόστος επενδύσεων ➢ Έλλειψη προηγούμενης εμπειρίας για την ενεργειακή μετάβαση. (προκλήσεις στην ασφάλεια εφοδιασμού, χρήση της εφεδρείας κλπ.) ➢ Αυξημένο κόστος επέκταση δικτύου ΜΤ για την διασύνδεση μονάδων ΑΠΕ ➢ Έλλειψη θεσμικού πλαισίου για την εφαρμογή μικροδικτύων σε κλίμακα νήσου ➢ Διατήρηση εφεδρικών ρυπογόνων σταθμών ηλεκτροπαραγωγής
Ευκαιρίες	**Απειλές**
➢ Αυξημένο ενδιαφέρον για χρηματοδότηση επενδύσεων ΑΠΕ ➢ Εξέλιξη τεχνολογικών εφαρμογών ΑΠΕ, συστημάτων αποθήκευσης, έξυπνων δικτύων και συστημάτων διαχείρισης ➢ Σημαντική μείωση του κόστους των ΑΠΕ και των συστημάτων αποθήκευσης ➢ Ύπαρξη σημαντικού δυναμικού ΑΠΕ στα ΜΔΝ ➢ Ευνοϊκές πολιτικές και στόχοι σε Ευρωπαϊκό και Εθνικό επίπεδο ➢ Ικανό έμψυχο δυναμικό με δεξιότητες για τις εφαρμογές	➢ Καθυστέρηση εκπόνησης του Στρατηγικού Σχεδιασμού ανάπτυξης των ΑΠΕ στα ΜΔΝ (βλ. «έξυπνα νησιά») ➢ Προβλήματα επιστημονικής τεκμηρίωσης για τις γνωμοδοτούσες αρχές. Μπορεί λόγου χάρη να οδηγήσει σε ατυχή έγκριση υποδιαστασιολογημένων συστημάτων που δε επιλύουν το πρόβλημα ενεργειακής αυτάρκειας των ΜΔΝ. ➢ Έλλειψη πρωτοβουλιών από τους εμπλεκόμενους φορείς και εμπόδια για τυχόν εφαρμογές, λόγω έλλειψης οικονομικών κινήτρων ➢ Εμμονή στο σύνηθες σενάριο “business as usual” ➢ Έλλειψη επενδυτικού ενδιαφέροντος για ενεργειακά έργα στα ΜΔΝ λόγω χαμηλής οικονομικής απόδοσης των συγκεκριμένων επενδύσεων - μικρός λόγος κόστους-οφέλους σε σύγκριση με επενδύσεις ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα. ➢ Πιθανές αντιδράσεις των τοπικών κοινωνιών. ➢ Επιμονή στο παρόν αυτόνομο σύστημα πετρελαίου.

5.3 Ο Ενεργειακός Σχεδιασμός του Καστελλόριζου



Σχήμα 5.1 Σχηματική αναπαράσταση μικροδικτύου με αναφορά στις ανάγκες του νησιωτικού ηλεκτρικού συστήματος του Καστελλόριζου.

Ο ενεργειακός σχεδιασμός του Καστελλόριζου συνεπώς, διαμορφώνεται με βάση τα ακόλουθα κριτήρια όπως προκύπτουν από την καταγραφή των χρήσεων ενέργειας της νήσου που αποτυπώθηκαν στο Κεφάλαιο 4 :

- **Υψηλή διείσδυση διαθέσιμων ΑΠΕ**: Ηλιακή και Αιολική Ενέργεια
- **Αδιάλειπτη παροχή Ηλεκτρισμού** για: Οικιακές και Εμπορικές καταναλώσεις.
- **Αδιάλειπτη παροχή Νερού:** με κάλυψη ηλεκτρικών φορτίων αφαλάτωσης ύδατος
- **Ηλεκτροκίνηση στις Μεταφορές**: με κάλυψη φορτίων φόρτισης ηλεκτρικών οχημάτων
- **Βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας:** χρήση μη ηλεκτρικών εφαρμογών ΑΠΕ (ηλιακά θερμικά) για τις ενεργειακές ανάγκες του οικιακού και εμπορικού τομέα, χρήση αποδοτικότερων συσκευών τελικής χρήσης ενέργειας, χρήση αποδοτικότερων λαμπτήρων για τον φωτισμό οδών και πλατειών
- **Χρήση συστήματος αποθήκευσης:** για την εξασφάλιση υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ παράλληλα με επίτευξη ασφάλειας εφοδιασμού. Επιλέχθηκε σύστημα αποθήκευσης μπαταριών ιόντων λιθίου λόγω του συνεχώς μειούμενου κόστους τους, της υψηλής απόκρισης παροχής ισχύος εξισορρόπησης και του ικανού μεγέθους αποθήκευσης τους.

- **Αποδοτική διαχείριση ηλεκτρικού συστήματος:** με απόκριση ζήτησης φορτίων για αφαλάτωση ύδατος και άλλων φορτίων ζήτησης, καθώς και αποθήκευση περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής για μελλοντική χρήση τις περιόδους αιχμής ζήτησης.

6. Εξέλιξη της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η σχεδίαση του ηλεκτρικού συστήματος του νησιού σχεδιάζεται βάσει των εκτιμώμενων αναγκών σε όλους τους τομείς για έναν χρονικό ορίζοντα με την δυνατότητα της επέκτασης στα επόμενα χρόνια για την κάλυψη των νέων αναγκών. Επομένως, η εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο Καστελλόριζο στα επόμενα χρόνια αποτελεί το ζητούμενο και ορίζεται στον χρονικό ορίζοντα του 2025 για την εκτίμηση των σχετικών στοιχείων, προκειμένου να μελετηθεί το ενεργειακό σύστημα της νήσου.

Αφετηρία θα αποτελέσει η χρονοσειρά με την ωριαία ζήτηση για ένα πλήρες έτος που είναι διαθέσιμα για το 2017 (βλέπε Παράρτημα ΙΙ)[7] . Σημαντικές παράμετροι για την διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου στο μέλλον είναι οι ακόλουθες:

- Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από νέους καταναλωτές
- Η αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας των υφιστάμενων καταναλωτών με νέες ανάγκες.
- Η αύξηση της κατανάλωσης νερού με αποτέλεσμα της αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.
- Δράσεις στην εξοικονόμηση ενέργειας που αναμένονται στο μεσοδιάστημα μέχρι το έτος διαστασιολόγησης, 2025.
- Τα φορτία ηλεκτροκίνησης σε ξηρά και θάλασσα που αναμένονται κατά το έτος διαστασιολόγησης, 2025.

Για την δημιουργία της χρονοσειράς με ωριαία στοιχεία ζήτησης για το 2025 έγιναν οι ακόλουθες εκτιμήσεις.

6.1 Εκτιμήσεις για την Εξέλιξη της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Γίνονται παρακάτω εκτιμήσεις για την αναμενόμενη αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας σε μηνιαία ή και ποσοστιαία βάση και ως μέσες ωριαίες τιμές μεταφέρονται και προστίθενται στα ωριαία στοιχεία του 2017 που έχουν καταγραφεί.

[7] *Σημείωση*: Το προφίλ ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας του 2017 με βάση το οποίο έγιναν οι υπολογισμοί είχε 2 εμφανείς ωριαίες διακοπές ρεύματος οι οποίες αναθεωρήθηκαν με σταθμικούς μέσους των ακραίων χρονικά παρατηρήσεων.

(1) Η νέα ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από υφιστάμενους καταναλωτές :

Η τάση για εξηλεκτρισμό αναμένεται να οδηγήσει σε αύξηση της κατά κεφαλήν ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Για την συγκεκριμένη ζήτηση έχει γίνει υπόθεση μέσης ετήσιας αύξησης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της τάξεως του 2%. Στον ακόλουθο πίνακα φαίνονται οι προβλέψεις για το 2018 – 2022 όπως διαμορφώθηκαν με βάση τις επίσημες εκτιμήσεις του ΔΕΔΔΗΕ για την περίοδο 2018 – 2022 και τις εκτιμήσεις του ΙΕΝΕ για την περίοδο 2023 – 2025.

Πίνακας 6.1 Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας 2018 – 2025 (χωρίς το ηλεκτρικό φορτίο της αφαλάτωσης)

Έτος	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Εκτίμηση Ζήτησης Ενέργειας [MWh] (χωρίς το φορτίο αφαλάτωσης)	3597	* 3636	* 3709	* 3783	* 3859	* 3936	** 4014	** 4093	** 4213
Προβλέψεις Αύξησης Φορτίου από νέους καταναλωτές [MWh]	-	40.06	73	74	76	77	78	79	120
Ποσοστιαία αύξηση φορτίου [MWh] (χωρίς το φορτίο αφαλάτωσης)		1.114%	2.008%	1.995%	2.009%	1.995%	1.982%	1.968%	2.929%

* Εκτίμηση Ζήτησης Ηλ. Ενέργειας από τον ΔΕΔΔΗΕ

**Μέση ετησία αύξηση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας 2018 – 2025: 2% (Εκτίμηση ΙΕΝΕ)

(2) Ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος:

Για τον υπολογισμό της μελλοντικής ζήτησης νερού εξαιτίας της έλλειψης αξιόπιστων στοιχείων ζήτησης νερού για το 2017, έτος αναφοράς έχει οριστεί το 2018 οπότε ολοκληρώθηκε και λειτούργησε για πρώτη φορά η νέα μονάδα αφαλάτωσης (Απρίλιος 2018). Με βάση την τωρινή λειτουργία της αφαλάτωσης και μια πρόβλεψη αύξησης 25% για την ζήτηση νερού σε σύγκριση με το έτος αναφοράς, λόγω αύξησης του τουρισμού διαμορφώθηκε το προφίλ ζήτησης νερού της νήσου. Συγκεκριμένα έχει εκτιμηθεί κατανάλωση 200 lt/ημέρα ανά κάτοικο με την αιχμή της μέσης επισκεψιμότητας να αναμένεται τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο του 2025 με μέγιστη μέση κατοίκηση τους 2200 κατοίκους και επισκέπτες.

Η κατανάλωση ενέργειας για αφαλάτωση ορίστηκε στις 4.5 kWh/m^3, εκ των οποίων (α) 3.6 kWh/m^3 αφορούν μόνο την μονάδα αφαλάτωσης, (β) 0.625 kWh/m^3 υπολογίζεται να είναι η κατανάλωση ενέργειας του κεντρικού αντλιοστασίου που στέλνει το αποθηκευόμενο νερό στο υδραγωγείο απ’ όπου διατίθεται για άμεση κατανάλωση, ενώ (γ) 0.275 kWh/m^3 περίπου εκτιμάται η επιπλέον ενέργεια που θα χρειάζεται το σύστημα για να προσφέρει την ίδια παροχή νερού με το έτος αναφοράς (2018) κατά το έτος διαστασιολόγησης, 2025, συνυπολογίζοντας απώλειες λόγο γήρανσης εξοπλισμού περίπου 5% -7% (6%). Οι εκτιμήσεις που έχουν γίνει για την ζήτηση νερού και την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος ύδρευσης έχουν λάβει υπόψη εκτιμήσεις του εγκαταστάτη και διαχειριστή (WATERA HELLAS) για το μέλλον της υποδομής ύδρευσης της νήσου και παρατίθενται στον Πίνακα 6.2.

Πίνακας 6.2 Μηνιαίες Καταναλώσεις νερού και αντίστοιχης Ηλ. Ενέργειας για Αφαλάτωση το 2018 και εκτιμήσεις για το 2025 (έτος διαστασιολόγησης)[1]

Μήνας	Ζήτηση Νερού 2018 [m^3]	Κατανάλωση Ηλ. Ενέργειας [kWh/μήνα]	Ζήτηση Νερού 2025 [m^3]	Κατανάλωση Ηλ. Ενέργειας [kWh/μήνα]
Ιαν.	*6.000	27.000	7.500	33.750
Φεβ.	*6.000	27.000	7.500	33.750
Μαρ.	*6.000	27.000	7.500	33.750
Απρ.	5.500	24.750	6.875	30.937,5
Μάι.	6.700	30.150	8.375	37.687,5
Ιουν.	8.100	36.450	10.125	45.562,5
Ιουλ.	10.500	47.250	13.125	59.062,5
Αυγ.	10.500	47.250	13.125	59.062,5
Σεπ.	9.700	43.650	12.125	54.562,5
Οκτ.	**8.000	36.000	10.000	45.000
Νοε.	**6.000	27.000	7.500	33.750
Δεκ.	**6.000	27.000	7.500	33.750
ΣΥΝ.	89.000	400.500	111.250	500.625

* Εκτίμηση ζήτησης νερού Ιαν. – Μαρ. 2018 με την εγκατάσταση αφαλάτωσης
** Εκτίμηση ζήτησης νερού Οκτ. – Δεκ. 2018
[1] Τα στοιχεία ζήτησης νερού για την περίοδο Απριλίου – Σεπτεμβρίου 2018 αφορούν την λειτουργία της νέας Αφαλάτωσης και παρασχέθηκαν από την διαχειρίστρια εταιρία WATERA HELLAS.

(3) Τα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας, μπορούν να αντισταθμίσουν την νέα ζήτηση από πρόσθετους νέους καταναλωτές:

Το Καστελλόριζο, τα τελευταία χρόνια βιώνει σημαντική αύξηση στην τουριστική κίνηση ενώ η περίοδος κατοίκησης των εποχιακών κατοίκων έχει αυξηθεί σημαντικά, με τα σημαντικά προβλήματα της νήσου, όπως το χρόνιο πρόβλημα κάλυψης των υδατικών αναγκών να έχουν επιλυθεί. Κατά συνέπεια την περίοδο 2017 -2018 υπήρξε νέα δόμηση στο Καστελλόριζο η οποία δημιούργησε νέες ενεργειακές ανάγκες. Αντίστοιχη νέα δόμηση και νέοι ενεργειακοί καταναλωτές αναμένονται έως το 2025 και έπειτα. Ωστόσο, με δεδομένο το περιθώριο βελτίωσης της ενεργειακής αποδοτικότητας του κτηριακού αποθέματος της νήσου, κυρίως στην μείωση των ηλεκτρικών φορτίων για θέρμανση και ζεστό νερό, υπολογίζεται ότι τα μέτρα εξοικονόμησης ενέργειας, μπορούν να αντισταθμίσουν την νέα ζήτηση από τους νέους καταναλωτές.

(4) Η Εξοικονόμηση ενέργειας από αποδοτικότερο οδοφωτισμό μπορεί να αντισταθμίσει την ζήτηση νέων φορτίων για οδική ηλεκτροκίνηση και ηλεκτρικές καταναλώσεις μαρίνας:

Η εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας στο φωτισμό οδών και πλατειών αναμένεται με την ολοκλήρωση της αντικατάστασης των λαμπτήρων με λαμπτήρες εξοικονόμησης (LED), ενώ προβλέπεται και η εφαρμογή συστήματος dimming για 2 ώρες περίπου ημερησίως (οι ώρες αυτές αναφέρονται στις ώρες ανατολής και δύσης του ηλίου). Συγκεκριμένα τα φορτία οδοφωτισμού που αναμένεται να εξοικονομηθούν αντιστοιχούν σε μέση ετήσια χρήση 9 ωρών την ημέρα υπό πλήρες φορτίο δηλ. 3285 ώρες ετησίως, ενώ η εφαρμογή diming

εκτιμάται ότι θα λειτουργεί προσφέροντας εξοικονόμηση 2 ώρες ανά ημέρα σε μερικό φορτίο (50%) δηλαδή 730 ώρες ετησίως. Τα φορτία ανά λαμπτήρα που αναμένεται να εξοικονομηθούν ανέρχονται σε 12.67 W/λαμπτήρα (4W στους λαμπτήρες εξοικονόμησης και 30W στους λαμπτήρες αλογόνου εν. κλάσης D) τις ώρες λειτουργίας σε πλήρες φορτίο και 22.67 W/λαμπτήρα (14W στους λαμπτήρες εξοικονόμησης και 40W στους λαμπτήρες αλογόνου εν. κλάσης D) τις ώρες λειτουργίας σε μερικό φορτίο (50%) λόγω dimming. Συνολικά τέτοια εξοικονόμηση αντιστοιχεί σε 8,75 MWh ετησίως η οποία αναμένεται να υπερκαλύψει τις ανάγκες του νησιού για ηλεκτροκίνηση[8] επί ξηράς και για τις ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια της μαρίνας οι οποίες αναφέρονται στις αναμενόμενες χρήσεις σε πλωτά μέσα.

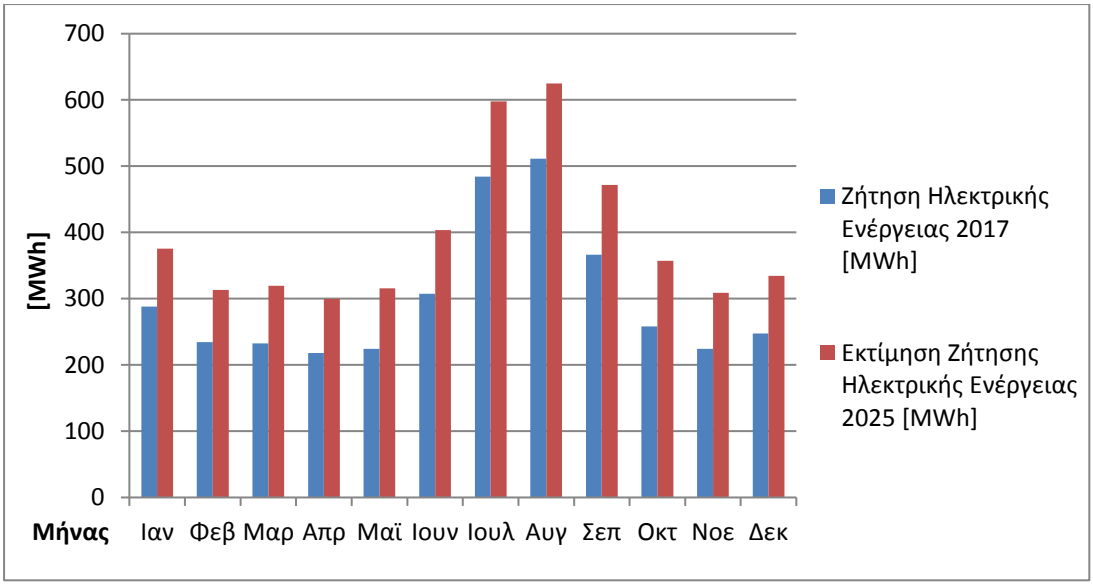
6.2 Διαμόρφωση της Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας κατά το έτος διαστασιολόγησης, 2025

Με βάση τις εκτιμήσεις της παραπάνω παραγράφου 6.1 διαμορφώθηκε η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2025, και παρουσιάζεται σε μηνιαίες τιμές στον ακόλουθο Πίνακα 5 μαζί με τα καταγραφέντα στοιχεία του 2017.

Πίνακας 6.3 Μηνιαία ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας [MWh] το έτος αναφοράς (2017) και το έτος διαστασιολόγησης (2025)

Μήνας	Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας 2017 [MWh]	Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας 2025 [MWh]
Ιαν	288,08	375,353
Φεβ	234,39	313,217
Μαρ	232,44	319,713
Απρ	217,92	299,565
Μάι	224,46	315,802
Ιουν	307,49	403,76
Ιουλ	484,47	598,029
Αυγ	511,475	624,854
Σεπ	366,50	471,77
Οκτ	258,15	357,048
Νοε	224,51	308,968
Δεκ	247,33	334,603
Ετήσια Ζήτηση	**3.597,2**	**4.723**

[8] Ενδεικτικά ένα μέσο ηλεκτρικό αυτοκίνητο καταναλώνει 0.15 – 0.2 kWh/km, εξ αυτού 50 αυτοκίνητα τα οποία κινούνται περίπου 500 χιλιόμετρα/έτος αναμένεται να καταναλώσουν 3.75 – 5 MWh.Η νήσος έχει αυξημένες ανάγκες για οδικό μεταφορικό έργο εξ αιτίας της στρατιωτικής δραστηριότητας οι οποίες δεν έχουν συνυπολογιστεί στις υποθέσεις για την διαμόρφωση της ζήτησης.



Σχήμα 6.1 Μηνιαία ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας [MWh] το 2017 και εκτίμηση της ζήτησης για το 2025

Η ωριαία χρονοσειρά ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας διαμορφώθηκε από την ποσοστιαία αύξηση του ωριαίου φορτίου ζήτησης του 2017 και από την μέση ωριαία ζήτηση κάθε μηνός για την μονάδα αφαλάτωσης (η ωριαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος θεωρήθηκε σταθερή σε μηνιαία βάση).

Η αιχμή ωριαίας ζήτησης του ηλεκτρικού συστήματος του νησιού για το έτος 2025, προσδιορίζεται από την μέγιστη τιμή της διαμορφωμένης χρονοσειράς ζήτησης σε 1.092 MWh (11/08/2025 και ώρα 4:00 – 5:00 μμ.), ενώ με βάση τις εκτιμήσεις του ΔΕΔΔΗΕ μέχρι το 2022, το ετήσιο φορτίο αιχμής του ηλεκτρικού συστήματος για το έτος 2025 εκτιμάται σε **1.13 MW**.

Πίνακας 6.4 Ελάχιστη και Μέγιστη Ωριαία Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας 2025

Μέγιστη Ωριαία Ζήτηση (MWh)	
1.092	(11/08/2025 και ώρα 4:00 – 5:00 μμ.)
Ελάχιστη Ωριαία Ζήτηση (MWh)	
0.287	(20/03/2025 και ώρα 12:00 μμ.)

Πίνακας 6.5 Εκτίμηση Ετήσιας Αιχμής Ζήτησης Ισχύος Περιόδου 2018 - 2025

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Αιχμή Ζήτησης (MW)	* 1.06	* 1.07	* 1.08	* 1.09	* 1.1	** 1.11	** 1.12	** 1.13

* Εκτίμηση Αιχμής Ζήτησης Ισχύος από τον ΔΕΔΔΗΕ

** Εκτίμηση Αιχμής Ζήτησης Ισχύος (Εκτίμηση ΙΕΝΕ)

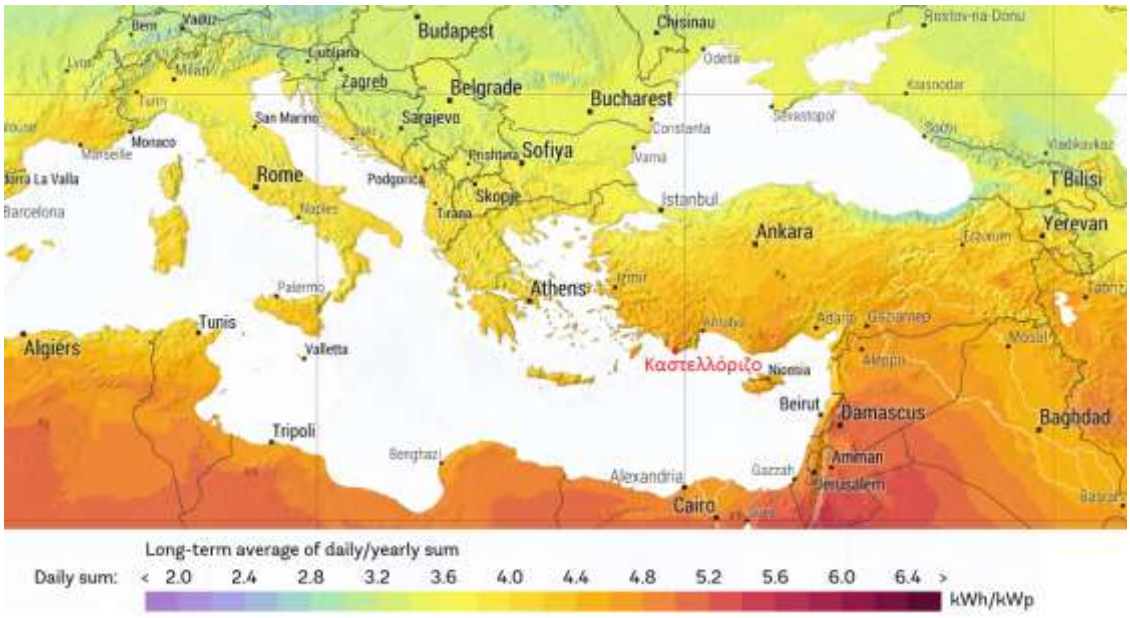
7. Σχεδιασμός του Ηλεκτρικού Συστήματος

Για την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο Καστελλόριζο η μελέτη ακολουθεί τις αρχές ενεργειακού σχεδιασμού που αναπτύσσονται στο κεφάλαιο 5. Συγκεκριμένα, λόγω του υψηλού αιολικού και ηλιακού δυναμικού ο σχεδιασμός επικεντρώνεται και στις δύο πηγές ενέργειας, ενώ λόγω της διαλείπουσας παραγωγής τους επιλέγεται σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες λιθίου. Το σημαντικό κριτήριο του σχεδιασμού του συστήματος αποτελεί η διεσπαρμένη παραγωγή για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού σε περιπτώσεις βλάβης ή απώλειας μονάδων.

7.1 Ηλιακή Ενέργεια

Το Ηλιακό δυναμικό

Σύμφωνα με την Παγκόσμια Τράπεζα και την Solargis, το Καστελλόριζο διαθέτει ένα σημαντικό ηλιακό δυναμικό που κυμαίνεται μεταξύ 4.2 και 4.6 kWh/kWp (μέση ημερήσια του έτους).



Σχήμα 7.1 Ηλιακό δυναμικό της Ανατολικής Μεσογείου (Πηγή: World Bank, Solargis)

Επομένως αποτελεί προτεραιότητα για την νήσο η εκμετάλλευση ενός τέτοιου επιβεβαιωμένου δυναμικού για ηλεκτροπαραγωγή. Συγκεκριμένα για τον υπολογισμό της ωριαίας ηλεκτροπαραγωγής από φωτοβολταϊκά πλαίσια χρησιμοποιήθηκε ένα ειδικό μοντέλο υπολογισμού που παρουσιάζεται στο Παράρτημα IV, το οποίο δέχεται δεδομένα εισαγωγής, (α) την ολική προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία (global solar irradiance) σε οριζόντιο επίπεδο και (β) την θερμοκρασία περιβάλλοντος ή θερμοκρασία ξηρού βολβού. Τα δεδομένα ωριαίας ηλιακής ακτινοβολίας και θερμοκρασίας προήλθαν για την περιοχή του Καστελλόριζου από την βάση δεδομένων του Συστήματος Γεωγραφικών Πληροφοριών

Φωτοβολταϊκών (PVGIS) της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, και αποτελούν στοιχεία τυπικού μετεωρολογικού έτους για την περιοχή με χρονική περίοδο αναφοράς τα έτη 2007 - 2016. Συγκεκριμένα ένα τυπικό μετεωρολογικό έτος στο Καστελλόριζο, για την περίοδο αναφοράς, προσφέρει διαθεσιμότητα ηλιακής ακτινοβολίας 1.926,1 W/m^2 στο οριζόντιο επίπεδο ενώ η μέση ετήσια θερμοκρασία περιβάλλοντος ανέρχεται σε 19.3 ^oC.

Προδιαγραφές Τεχνολογίας επιλεγόμενων Φωτοβολταϊκών στοιχείων

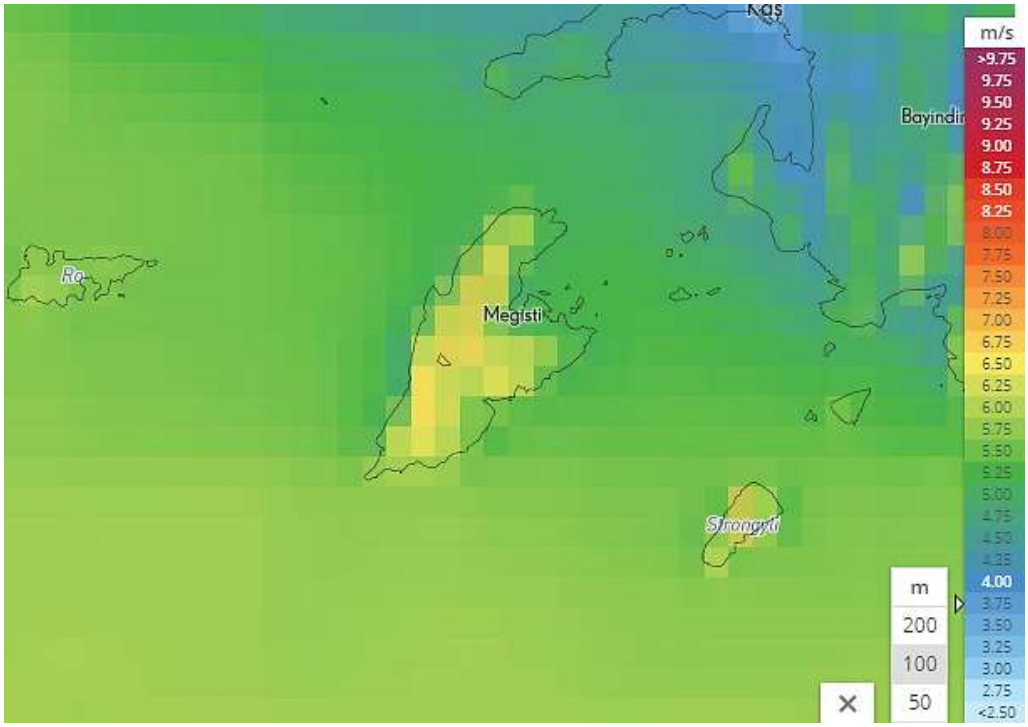
Τα φωτοβολταικά στοιχεία αναφοράς τα οποία λήφθηκαν υπόψην στους υπολογισμούς της ηλεκτροπαραγωγής της παρούσας μελέτης είναι μονοκρυσταλικού πυριτίου, υψηλής απόδοσης. Συγκεκριμένα λαμβάνονται εμπορικά φωτοβολταικά πλαίσια υψηλής απόδοσης για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ανθεκτικά σε περιβάλλον για νησιωτικές εφαρμογές που εξυπηρετεί τις ανάγκες της μελέτης, όπως το πλαίσιο PV-MLU255HC της Mitsubishi, με ισχύ εξόδου 255 Wp και επιφάνεια 1,656 m^2. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά του φωτοβολταϊκού πλαισίου αναφοράς παρατίθενται στο Παράρτημα IV.

Σχήμα 7.2 Το φωτοβολταϊκό πλαίσιο αναφοράς PV-MLU255HC της Mitsubishi

7.2 Αιολική Ενέργεια

Το Αιολικό δυναμικό

Το Αιολικό δυναμικό της νήσου Μεγίστης δεν έχει μετρηθεί και αξιολογηθεί. Από τον παγκόσμιο άτλαντα ανέμου (Global Wind Atlas), εκτιμούν την μέση ταχύτητα ανέμου της νήσου στα 6.5 με 7.25 m/s σε ύψος 100 μέτρων και στα 50 μέτρα έως και τα 7 m/s, ενώ εκτιμάται ότι κατά τόπους ενδέχεται να προσεγγίζει τα 7.5 m/s. Αντίστοιχο δυναμικό εκτιμάται και για τη Στρογγύλη με έντονο ανάγλυφο ώστε να προσφέρει αντίστοιχο αιολικό δυναμικό.



Σχήμα 7.3 Αιολικό δυναμικό Μεγίστης και Στρογγύλης σε ύψος 100 μ. (Πηγή: Global Wind Atlas, Technical University of Denmark (DTU), World Bank)

Στην παρούσα Μελέτη εξετάζεται, πέρα από την εγκατάσταση αιολικών μονάδων στην Μεγίστη, και η αξιοποίηση της βραχονησίδας Στρογγύλης για εγκατάσταση ανεμογεννητριών, καθότι συνεκτιμάται το ενδεχόμενο υψηλότερου αιολικού δυναμικού. Σε οποιαδήποτε περίπτωση τα ανεμολογικά χαρακτηριστικά θα πρέπει να επιβεβαιωθούν με επιτόπιες μετρήσεις, στις προτεινόμενες τοποθεσίες και στα κατάλληλα ύψη που θα προσεγγίζουν την επιφάνεια κίνησης του ρότορα.

Οι χρονοσειρές ταχύτητας ανέμου που χρησιμοποιήθηκαν για του υπολογισμούς βασίστηκαν σε χρονοσειρά μετρήσεων από σταθμό ύψους 10μ του δικτύου του ΚΑΠΕ στη νήσο Ρόδο κατά την χρονική περίοδο 1 Σεπτεμβρίου 1999 έως 31 Αυγούστου 2000. Η συγκεκριμένη χρονοσειρά, με μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου 8.2 m/s, τροποποιήθηκε με αναλογική μείωση των τιμών ώστε να επιτυγχάνεται μέση ταχύτητα ανέμου που να προσεγγίζει το εκτιμώμενο αιολικό δυναμικό του Καστελλόριζου, στα 6.5 και 7.5 m/s. Για τον υπολογισμό της ηλεκτροπαραγωγής των ανεμογεννητριών αναφοράς ακολουθήθηκε η μέθοδος που περιγράφεται στο Παράρτημα ΙΙΙ.

Τα ανεμολογικά στοιχεία της Ρόδου που παρασχέθηκαν από το ΚΑΠΕ δεν συμπεριλαμβάνονται στη μελέτη, ωστόσο παρουσιάζεται η επεξεργασμένη χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου για μέση ταχύτητα 6.5 m/s που χρησιμοποιήθηκε στους υπολογισμούς, στο Παράρτημα V.

Προδιαγραφές Τεχνολογίας επιλεγμένων Ανεμογεννητριών για τις ανάγκες της μελέτης

Οι ανεμογεννήτρια αναφοράς πρέπει να πληροί συγκεκριμένες προδιαγραφές που να την κάνουν κατάλληλη για εγκαταστάσεις αδύναμων δικτύων. Οι βασικές προδιαγραφές είναι η

δυνατότητα πλήρους ελέγχου της εξόδου ισχύος των ανεμογεννητριών με ηλεκτρονικά ισχύος προκειμένου να επιτυγχάνεται ομαλή ενσωμάτωση των αιολικών μονάδων στη λειτουργία και διαχείριση του συστήματος. Επιπλέον υψηλές αποδόσεις με μεγάλο εύρος μεταβλητής ταχύτητας περιστροφής ρότορα και έλεγχο κλίσεως πτερυγίων είναι απαραίτητες για ένα σύστημα υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ. Επομένως η ανεμογεννήτρια αναφοράς, η οποία χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα μελέτη είναι η EWT DW54 με ονομαστική ισχύ εξόδου ρυθμισμένη είτε στα 250 kW είτε 500 kW που πληροί τις παραπάνω συνθήκες η τεχνολογικές δυνατότητες της οποίας περιγράφονται παρακάτω.

Σύστημα Αυτόματου ελέγχου και άμεση μετάδοση κίνησης χωρίς κιβώτιο ταχυτήτων:

Ο συνδυασμός τεχνολογίας άμεσης μετάδοσης κίνησης "direct drive" και προηγμένες λειτουργίες ελέγχου καθιστούν το DIRECTWIND της EWT μια επιλογή πρώτης τάξης όσον αφορά την αξιοπιστία και την υψηλή απόδοση παραγωγής ενέργειας. Στην ανεμογεννήτρια αναφοράς, ο ρότορας οδηγεί κατευθείαν τη σύγχρονη γεννήτρια χωρίς τη χρήση κιβωτίου ταχυτήτων. Η εξάλειψη του κιβωτίου ταχυτήτων σημαίνει ότι ο αριθμός των περιστρεφόμενων εξαρτημάτων μειώνεται και συνεπώς μειώνεται ο θόρυβος και η καταπόνηση και η φθορά τους, γεγονός το οποίο συνεπάγεται χαμηλότερη ανάγκη συντήρησης.

Ιδανική τεχνολογία για αδύναμα δίκτυα και μίκρο-δίκτυα:

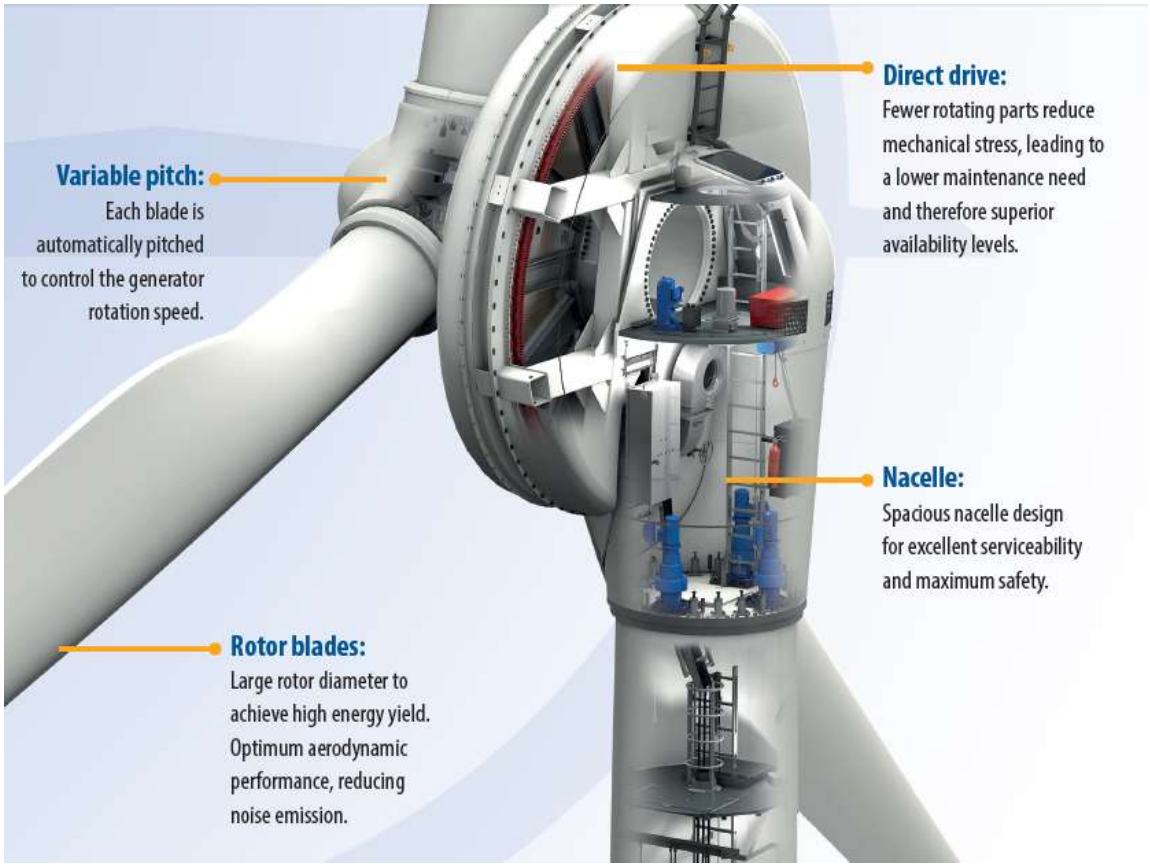
Η ενέργεια που παράγεται από την ανεμογεννήτρια τροφοδοτείται στο δίκτυο δια μέσου ενός σύγχρονου μετατροπέα back-to-back (AC-DC-AC) πλήρους ισχύος, ο οποίος ελέγχει την έξοδο ισχύος. Επιπλέον, η ανεμογεννήτρια διαθέτει έναν αριθμό προγραμματιζόμενων λειτουργιών, όπως η δυνατότητα προσαρμογής του συντελεστής ισχύος και δυνατότητα αυτόματης ρύθμισης του έτσι ώστε να συμμορφώνονται με αυστηρές απαιτήσεις δικτύου. Αυτό κάνει την ανεμογεννήτρια κατάλληλη να λειτουργεί σε αδύναμα δίκτυα και μίκρο-δίκτυα. Επίσης η κλίση των πτερυγίων ρυθμίζεται αυτόματα προκειμένου να ελέγχει την ταχύτητα περιστροφής του ρότορα και επομένως την ισχύ εξόδου με την βέλτιστη απόδοση. Η επιλογή των εν λόγω ανεμογεννητριών σύμφωνα με τον κατασκευαστή είναι η πλέον κατάλληλη για εφαρμογές σε τοποθεσίες όπου πρέπει να ικανοποιούνται απαιτητικές περιβαλλοντικές προδιαγραφές και υψηλές αποδόσεις.

Τεχνικά κατάλληλη τεχνολογία για ενσωμάτωση σε συστήματα με άλλες πηγές ηλεκτροπαραγωγής:

Η ευελιξία που προσφέρει η τεχνολογία άμεσης μετάδοσης κίνησης και τεχνολογίας μετατροπής back-to-back καθιστά τις συγκεκριμένες ανεμογεννήτριες ιδιαίτερα κατάλληλες για ενσωμάτωση σε αδύνατα συστήματα μαζί με άλλες πηγές ηλεκτροπαραγωγής.

Εστιάζει σε μεσαία και χαμηλό αιολικό δυναμικό:

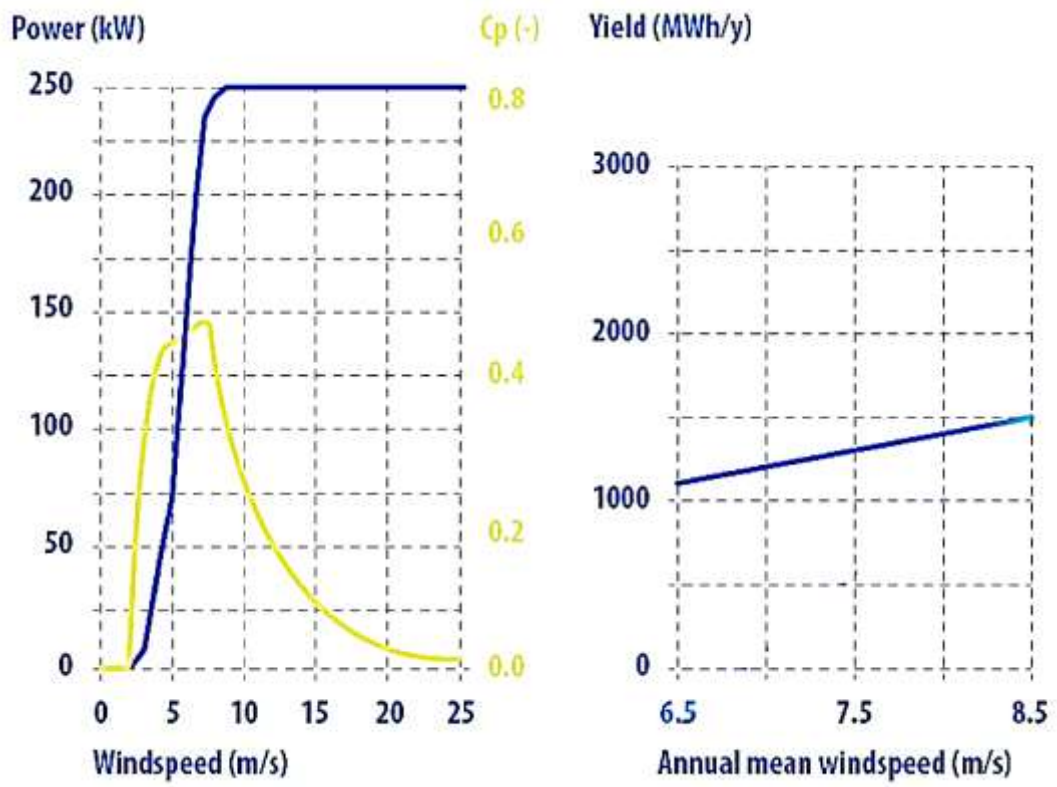
Οι συγκεκριμένες ανεμογεννήτριες έχουν σχεδιαστεί για να μεγιστοποιούν την απόδοσή τους σε τοποθεσίες με μέσο ή και χαμηλό αιολικό δυναμικό σε σχέση με άλλες ανεμογεννήτριες του ίδιου εύρους δυναμικότητας. Συγκεκριμένα οι εν λόγω ανεμογεννήτριες διαθέτουν πολύ μεγαλύτερο ρότορα έναντι άλλων με αντίστοιχη ονομαστική ισχύ εξόδου προκειμένου να επιτυγχάνουν μεγαλύτερη παραγωγή ενέργειας. Αυτό επιτρέπει στις ανεμογεννήτριες να επιτυγχάνουν υψηλές επιδόσεις και, ως εκ τούτου, πιο ελκυστικές οικονομικά αποδόσεις, ακόμη και σε περιοχές με χαμηλό άνεμο.



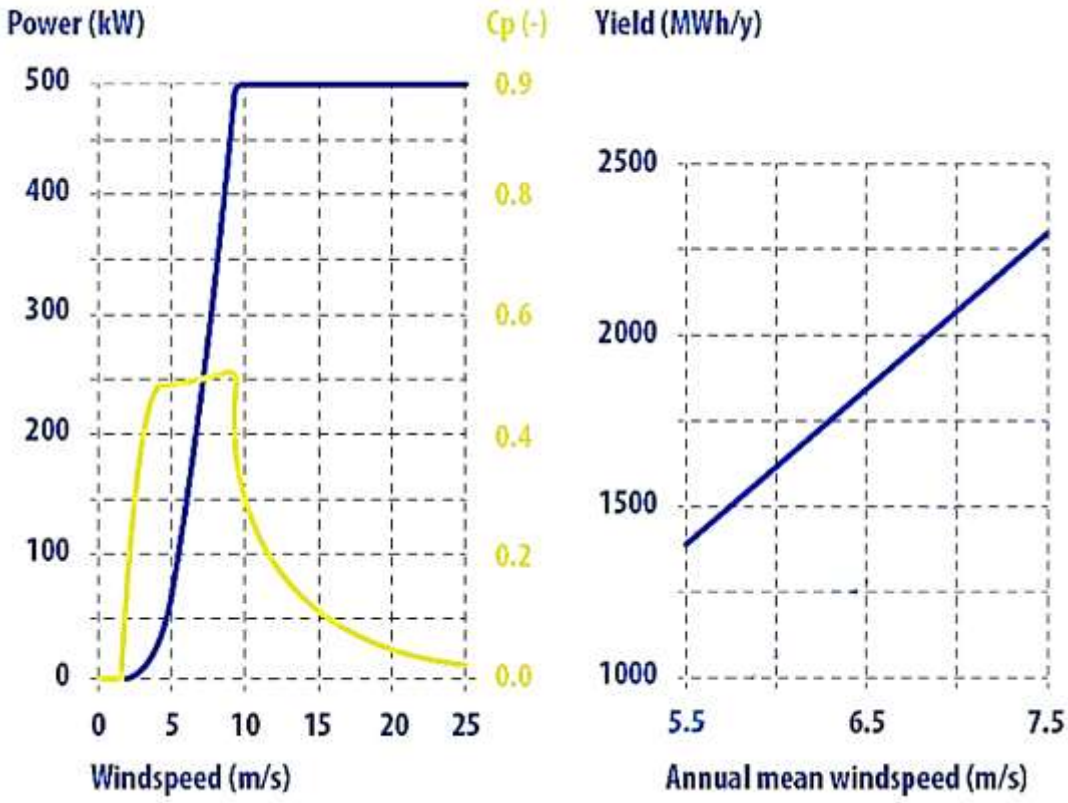
Σχήμα 7.4 Γραφική Αναπαράσταση της τεχνολογίας Ανεμογεννητριών της EWT, DW54

Πίνακας 7.1 Περιγραφή τεχνολογίας και χαρακτηριστικά λειτουργίας ανεμογεννητριών αναφοράς

Μοντέλα Ανεμογεννητριών	**DW54 250kW**	**DW54 500kW**
Διάμετρος Ρότορα	54 m	54 m
Κλάση Ανέμου IEC	IIIA	IIIA
Εύρος μεταβλητής ταχύτητας ρότορα	12 - 22 rpm	12 - 24 rpm
Ονομαστική Ισχύς Εξόδου	250 kW	500 kW
Ύψος άξονα περιστροφής	35, 40 ή 50 m	35, 40 ή 50 m
Ταχύτητα ανέμου εκκίνησης (Cut-in wind speed)	2.5 m/s	2.5 m/s
Ονομαστική Ταχύτητα Ανέμου	7.5 m/s	10 m/s
Ταχύτητα ανέμου αποκοπής (Cut-out wind speed)	25 m/s, μέση ταχύτητα επί 10-λέπτου.	25 m/s, μέση ταχύτητα επί 10-λέπτου.
Ταχύτητα ανέμου επιβίωσης	52.5 m/s	52.5 m/s
Έλεγχος Ισχύος εξόδου	Pitch controlled	Pitch controlled
Γεννήτρια	Σύγχρονη πολλαπλών πόλων (Synchronous multi-pole)	Σύγχρονη πολλαπλών πόλων (Synchronous multi-pole)
Μετατροπέας Ισχύος	Έλεγχος με Μονωμένη πύλη διπολικών τρανζίστορ (IGBT-controlled)	Έλεγχος με Μονωμένη πύλη διπολικών τρανζίστορ (IGBT-controlled)



Σχήμα 7.5 Καμπύλη Ισχύος και ετήσιας ηλεκτροπαραγωγής DW54 250kW



Σχήμα 7.6 Καμπύλη Ισχύος και ετήσιας ηλεκτροπαραγωγής DW54 500kW

7.3 Το σύστημα αποθήκευσης με μπαταρίες

Η τεχνολογία αποθήκευσης

Για την αδιάλειπτη ηλεκτροδότηση της νήσου η διαλείπουσα παραγωγή της ηλιακής και αιολικής ενέργειας αντιμετωπίζεται με ένα αξιόπιστο και αποδοτικό σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Το σύστημα αποθήκευσης που επιλέχθηκε είναι ένα σύστημα μπαταριών ιόντων λιθίου (Li-ion), που περιλαμβάνει εκτός από τις μπαταρίες, το σύστημα διαχείρισης των μπαταριών (BMS) και τα ηλεκτρονικά ισχύος, δηλαδή τον ηλεκτρονικό μετατροπέα αμφίδρομης λειτουργίας. Καταλαμβάνουν μικρό όγκο και προσφέρουν άμεση απόκριση με υψηλή απόδοση (round trip >85%), ενώ η αυτό-εκφόρτιση τους είναι σχετικά χαμηλή καθώς και ανάγκες τους για συντήρηση. Βασικό πρόβλημα είναι η περιορισμένη διάρκεια ζωής τους και σε συνάρτηση με τον αριθμό κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης, καθώς και το υψηλό κόστος με πτωτική πορεία όμως λόγω και των εξελισσόμενων εφαρμογών στην ηλεκτροκίνηση, προσφέροντας μια βιώσιμη οικονομικά λύση για νησιωτικά μικροδίκτυα.

Η Διαστασιολόγηση συστήματος αποθήκευσης – Μοντέλο “Bat-Op”

Το πρόβλημα της διαστασιολόγησης του συστήματος αποθήκευσης προσεγγίστηκε ως πρόβλημα μεικτού-ακεραίου γραμμικού προγραμματισμού. Για την διαστασιολόγηση της μπαταρίας-συστήματος αναπτύχθηκε ένα ειδικό μοντέλο με την ονομασία “Bat-Op” (Battery Optimization), το οποίο αναπτύχθηκε στην γλώσσα προγραμματισμού Python με την χρήση του MOSEK solver με την μορφή Application Programming Interface (API). Το “Bat-Op” αναπτύχθηκε από τους Αλέξανδρο Περέλλη, Ερευνητή του ΙΕΝΕ και Σπύρο Χατζηβασιλειάδη, Αναπληρωτή Καθηγητή στο Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών του Τεχνολογικού Πανεπιστημίου της Δανίας (DTU).

Το “Bat-Op” δέχεται δεδομένα εισαγωγής (α) την χρονοσειρά ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, (β) τη χρονοσειρά ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, (γ) το ποσοστό [%] της διείσδυσης των ΑΠΕ στη ολική ετήσια ηλεκτροπαραγωγή, (δ) την απόδοση φόρτισης/εκφόρτισης της μπαταρίας (ε) το επιτρεπόμενο βάθος εκφόρτισης όπως αυτό ορίζεται από το σύστημα διαχείρισης και (στ) την παροχή ισχύος του συστήματος αποθήκευσης και υπολογίζει την ελάχιστη ικανή χωρητικότητα του συστήματος αποθήκευσης σε [MWh] ώστε να καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες όπως αυτές ορίζονται στην χρονοσειρά ζήτησης. Η περιγραφή του μοντέλου διαστασιολόγησης του συστήματος αποθήκευσης, “Bat-Op” είναι διαθέσιμη στο Παράρτημα.

Χαρακτηριστικά απόδοσης Συστήματος Αποθήκευσης

Η απόδοση φόρτισης/εκφόρτισης έχει οριστεί στο 85%. Το βάθος εκφόρτισης (DoD) έχει οριστεί στο 70% για μείωση της γήρανσης και καταπόνησης της μπαταρίας. Εκτιμάται ότι ο χρόνος ζωής της μπαταρίας που μπορεί να επιτευχτεί με τέτοια διαχείριση μπορεί να ξεπεράσει τα 12 έτη χωρίς σημαντική μείωση της απόδοσης. Η παροχή ισχύος με βάση τη προβλεπόμενη ζήτηση του συστήματος αλλά και για λόγους εφεδρείας έχει οριστεί στα 2 MW (2X1MW).

Το σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες

Συγκεκριμένα οι μπαταρίες ιόντων λιθίου διαθέσιμες στην αγορά αποτελούνται από μια σειρά τεχνολογιών που ποικίλουν σε μέγεθος, σχήμα και χημική σύσταση. Οι κύριες χημικές ουσίες που χρησιμοποιούνται σήμερα είναι οξείδιο κοβαλτίου λιθίου-νικελίου-μαγγανίου (NMC), το οξείδιο του λιθίου του μαγγανίου (LMO), το φωσφορικό λίθιο του σιδήρου (LFP) και το τιτανικό λίθιο (LTO). Για σταθερές εφαρμογές, η βιομηχανία μπαταριών κινείται προς την κατεύθυνση της μεγαλύτερης αξιοποίησης NMC. Τα NMC είναι τα πιο διαδεδομένα χημικά στοιχεία αποθήκευσης για χρήση σε ESS (Energy Storage System) κλίμακας δικτύου. Τα συγκεκριμένα στοιχεία επιτυγχάνουν ισορροπημένα χαρακτηριστικά απόδοσης όσον αφορά την ενέργεια, την ισχύ, το κόστος και τη διάρκεια του κύκλου ζωής τους.

Σε αντίθεση με τη μπαταρία NMC, η τεχνολογία LFP είναι μια μπαταρία χαμηλότερου κόστους για την υψηλή πυκνότητα ισχύος που προσφέρει. Αυτό σημαίνει ότι ο χώρος που καταλαμβάνει μια μπαταρία LFP μιας συγκεκριμένης ονομαστικής ισχύος είναι μικρότερη από αυτή άλλων χημικών στοιχείων αποθήκευσης ιόντων λιθίου, όπως οι μπαταρίες NMC, με την ίδια ονομαστική ισχύ. Τα στοιχεία LFP έχουν μια σταθερή τάση εκφόρτισης, ενώ το στοιχείο μπορεί να παράγει πλήρη ισχύ σε βάθος εκφόρτισης (DOD) 100% και η χημική της σύσταση θεωρείται εξαιρετικά σταθερή σε σύγκριση με άλλες χημείες ιόντων Li. Το μειονέκτημα για την τεχνολογία LFP είναι η σχετικά χαμηλή ζήτηση σε κατάλληλες εφαρμογές εξ αιτίας της χαμηλής ενεργειακής τους ικανότητας, η οποία αναφέρεται στη ποσότητα ενέργειας που μπορεί να αποθηκεύεται σε μια πλήρως φορτισμένη μπαταρία. Οι μπαταρίες LFP είναι επίσης επιρρεπείς σε υψηλότερη αυτό-εκφόρτιση.

Σε αντίθεση με τα στοιχεία NMC και LFP, η τεχνολογία LTO έχει χαμηλότερη πυκνότητα ενέργειας με υψηλότερο κόστος σε σύγκριση με άλλες τεχνολογίες. Ωστόσο, η τεχνολογία LTO επιτυγχάνει γρήγορους ρυθμούς φόρτισης και θεωρείται σταθερή χημεία ιόντων λιθίου με υψηλότερη τιμή από τη μέση διάρκεια ζωής του κύκλου και την υψηλή πυκνότητα ισχύος.

Οι τεχνολογίες των μπαταριών λιθίου εξελίσσονται ραγδαία, τόσο στην σύνθεση των ηλεκτροδίων όσο και στον ηλεκτρολύτη (πχ στερεός ηλεκτρολύτης) επιτυγχάνοντας μικρότερο όγκο και βάρος ανά kWh αποθήκευσης, μεγαλύτερη διάρκεια ζωής και υψηλό αριθμό κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης και με μειούμενο κόστος.

Το Σύστημα διαχείρισης αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (BMS)

Το σύστημα διαχείρισης του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, ESS, διαχειρίζεται τα στοιχεία μπαταριών του συστήματος έτσι ώστε: (α) να καλύπτεται η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας του δικτύου, (β) να μεγιστοποιεί την αποδοτικότητα και τον κύκλο ζωής του ESS, επιτρέποντας την ταχύτερη και πλήρη φόρτιση χωρίς το πρόβλημα της ανισορροπίας των στοιχείων μπαταρίας, (γ) να μειώνεται ο χρόνος εξισορρόπησης των στοιχείων μπαταρίας κατά την διάρκεια ελέγχου αιχμής ζήτησης και (δ) να επιτυγχάνεται η πλήρης εξισορρόπηση στοιχείων μπαταρίας σε έναν κύκλο φόρτισης. Επιπλέον το σύστημα διαχείρισης πρέπει (ε) να εγκαθίσταται ως κατάλληλη δομή έτσι ώστε τα στοιχεία μπαταριών να μπορούν να αντικατασταθούν απλά και εύκολα και (στ) να προσφέρει υψηλή αξιοπιστία.

Ηλεκτρονικά Ισχύος - Μετατροπείς αμφίδρομης λειτουργίας

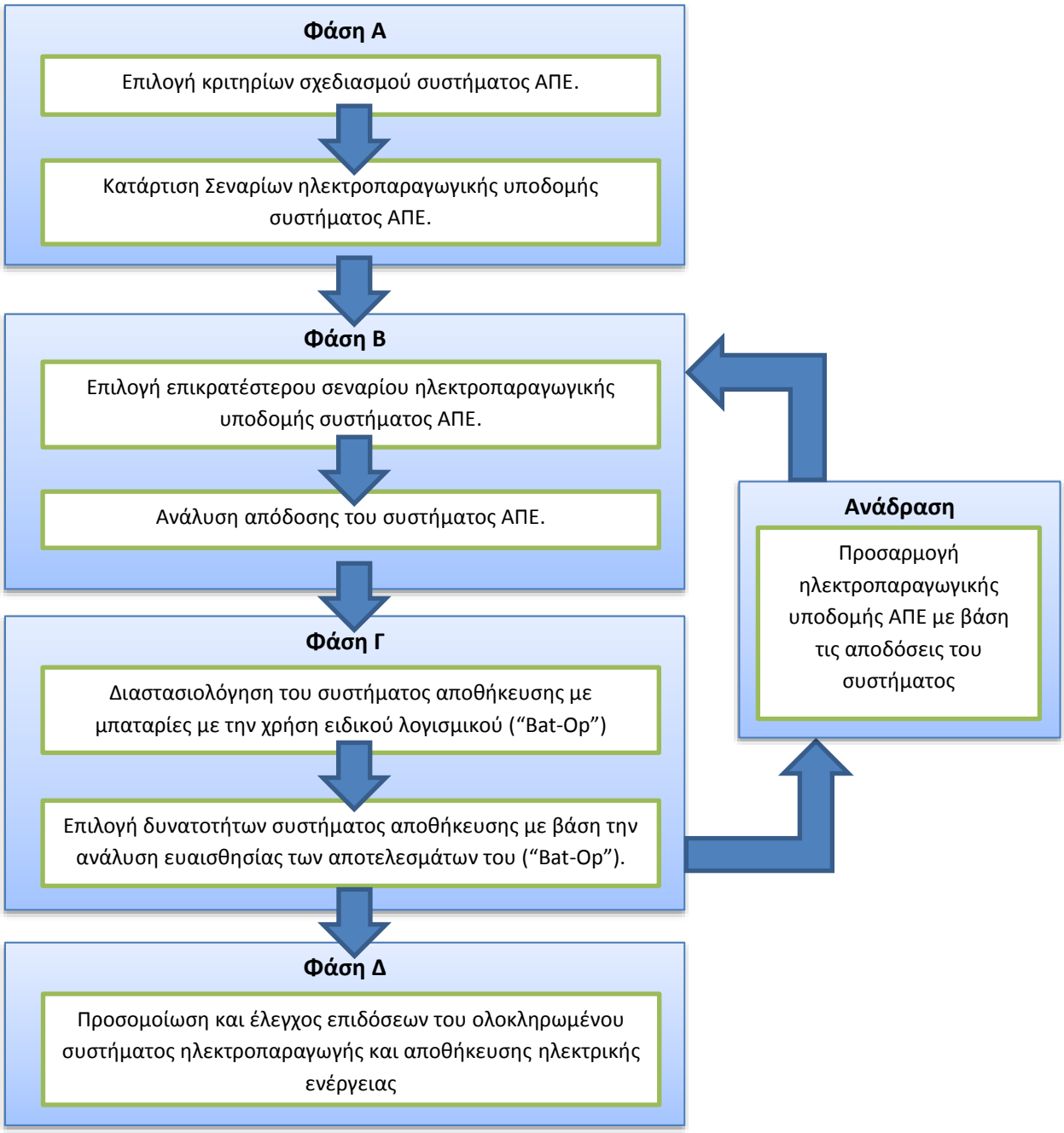
Οι μπαταρίες λιθίου λειτουργούν σε φόρτιση και εκφόρτιση, δηλαδή αποθηκεύουν και τροφοδοτούν συνεχές ρεύμα ενώ οι υποσταθμοί και το δίκτυο προσφέρουν στους καταναλωτές εναλλασσόμενο ρεύμα σταθερής τάσεως και συχνότητας. Ο μετατροπέας αμφίδρομης λειτουργίας μετατρέπει το συνεχές ρεύμα των μπαταριών ή των φωτοβολταϊκών σε εναλλασσόμενο και τροφοδοτεί το δίκτυο και τους καταναλωτές, ή μετατρέπει το εναλλασσόμενο ρεύμα του δικτύου και των ανεμογεννητριών σε συνεχές και φορτίζει τις μπαταρίες. Η λειτουργία του προσφέρει μεγάλη ευελιξία από την μία κατάσταση στην άλλη με υψηλής ποιότητας παροχή ηλεκτρικής ενέργειας διατηρώντας σταθερή συχνότητα και τάση με ραγδαία ανάπτυξη των εφαρμογών τα τελευταία χρόνια μαζί με τις μπαταρίες σε μικρά (πχ EVs) και μεγάλα μεγέθη (utility-scale). Σε τελική ανάλυση, στο αυτόνομο σύστημα του νησιού ο μετατροπέας αμφίδρομης λειτουργίας με τις μπαταρίες, καθώς και μαζί με τα φωτοβολταϊκά και τις ανεμογεννήτριες δημιουργεί το αυτόνομο σύστημα παραγωγής-αποθήκευσης και αδιάλειπτης ηλεκτροδότησης των καταναλωτών με σταθερή τάση και συχνότητα. Σημειώνεται ότι η πρώτη εφαρμογή και εκτεταμένες δοκιμές του μετατροπέα αμφίδρομης λειτουργίας έγινε στην Κύθνο το 1983.

7.4 Σχεδιασμός συστήματος

Στην παρούσα ενότητα παρουσιάζεται ο σχεδιασμός του αυτόνομου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής ο οποίος χωρίζεται σε τέσσερις (4) φάσεις:

- Η **Φάση Α** περιλαμβάνει τον σχεδιασμό του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, με κατάρτιση διαφόρων σεναρίων για την ηλεκτροπαραγωγική υποδομή του συστήματος.
- Η **Φάση Β** περιλαμβάνει την επιλογή ενός επικρατέστερου σεναρίου εγκατάστασης της προσαρμογής του και την περαιτέρω ανάλυση της επίδοσης του συστήματος υπό το συγκεκριμένο σενάριο.
- Η **Φάση Γ** περιλαμβάνει την διαστασιολόγηση της μπαταρίας του συστήματος με βάση το επιλεχθέν σύστημα ΑΠΕ.
- Η **Φάση Δ** όπου γίνεται ο έλεγχος των επιδόσεων του ολοκληρωμένου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο ακόλουθο διάγραμμα ροής παρουσιάζονται οι τέσσερις φάσεις διαστασιολόγησης του αυτόνομου συστήματος ΑΠΕ – αποθήκευσης για τη νήσο Μεγίστη:



Σχήμα 7.7 Διάγραμμα ροής διαστασιολόγησης του αυτόνομου συστήματος ΑΠΕ – αποθήκευσης για τη νήσο Μεγίστη

7.4.1 Σχεδιασμός Συστήματος - Φάση Α: Διαστασιολόγηση Συστήματος ΑΠΕ

Η Φάση Α του σχεδιασμού του συστήματος περιλαμβάνει την διαστασιολόγηση των παραγωγικών μονάδων, ανεμογεννητριών και φωτοβολταϊκών, με τα ακόλουθα κριτήρια:

(α) Το μέγεθος του ελλείμματος ενέργειας (ή το ποσοστό κάλυψης της ζήτησης)
(β) Τον αριθμό των ωρών κατά τις οποίες εμφανίζεται έλλειμμα ενέργειας
(γ) Τον αριθμό των ημερών κατά τις οποίες εμφανίζεται έλλειμμα ενέργειας
(δ) Το μέγιστο ωριαίο και ημερήσιο έλλειμμα ενέργειας

(ε) Την απορριπτόμενη ενέργεια του συστήματος ΑΠΕ στο χρόνο
(στ) Την διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή στο χρόνο

Στο πλαίσιο της πρώτης φάσης του σχεδιασμού του συστήματος έγιναν πολλές δοκιμές με εγκατάσταση διαφόρων μεγεθών μονάδων φωτοβολταϊκών και ανεμογεννητριών. Τα σενάρια που πραγματοποιήθηκαν παρουσιάζονται στον ακόλουθο Πίνακα 7.2.

Σημειώνεται ότι στην αιολική ενέργεια χρησιμοποιούνται ανεμογεννήτριες των 250kW και 500kW (τεχνικά στοιχεία παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 7.2 και στο Παράρτημα ΙΙΙ) με θέσεις εγκατάστασης σε διασπορά στο Καστελλόριζο και στην Στρογγύλη με αναμενόμενα καλύτερα ανεμολογικά χαρακτηριστικά. Στα φωτοβολταϊκά δημιουργούνται τρεις μονάδες με ιδιαίτερα χαρακτηριστικά κλίσεως σε επιλεγείσες θέσεις, εκ των οποίων οι δύο θα φιλοξενήσουν σε container τις μπαταρίες και τα ηλεκτρονικά ισχύος.

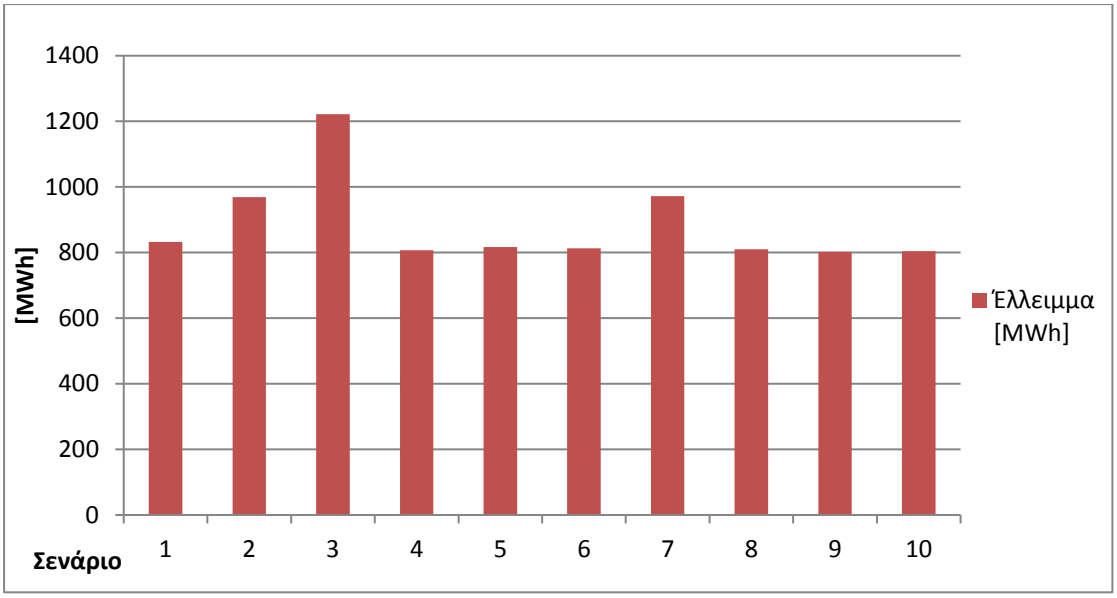
Πίνακας 7.2 Σενάρια Εγκατάστασης Συστήματος Παραγωγής ΑΠΕ

Σενάριο	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ανεμογεννήτριες (Αριθμός Μονάδων)										
DW54 250 kW (σε δυναμικό 6,5 m/s)	1	-	1	1	1	1	-	1	1	1
DW54 250 kW (σε δυναμικό 7,5 m/s)	2	-	1	2	2	2	-	2	2	2
DW54 500 kW (σε δυναμικό 6,5 m/s)	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-
DW54 500 kW (σε δυναμικό 7,5 m/s)	-	1	-	-	-	-	1	-	-	-
Φωτοβολταϊκά (Εγκατεστημένη ισχύς σε [MWp])										
Κλίση 31^0	0,5	1	1	1	0.6	1,2	0,6	0,5	-	0,5
Κλίση 55^0	1	1	1	1	1,2	0,6	1,4	1,5	-	0,5
Εποχική Προσαρμοζόμενη κλίση	-	-	-	-	-	-	-	-	2	1
Συνολική Εγκατεστημένη ισχύς συστήματος ΑΠΕ [MW]	2,25	3	2,5	2,75	2,55	2,55	3	2,75	2,75	2,75

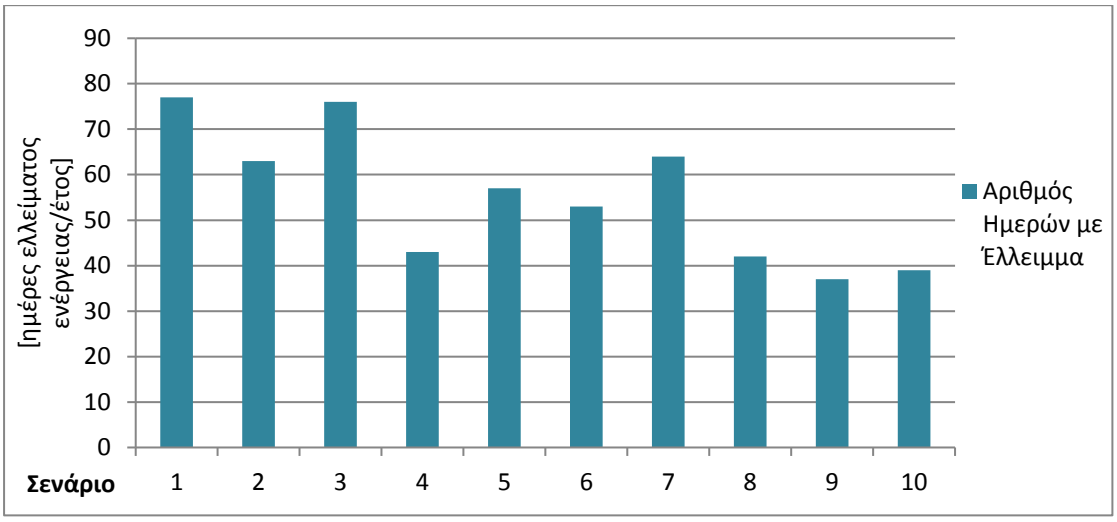
Τα αποτελέσματα των κρίσιμων παραμέτρων διαστασιολόγησης παρουσιάζονται στους ακόλουθους πίνακες.

Πίνακας 7.3 Αποτελέσματα ελλείμματος ενέργειας από την προσομοίωσης σεναρίων διαστασιολόγησης συστήματος ΑΠΕ.

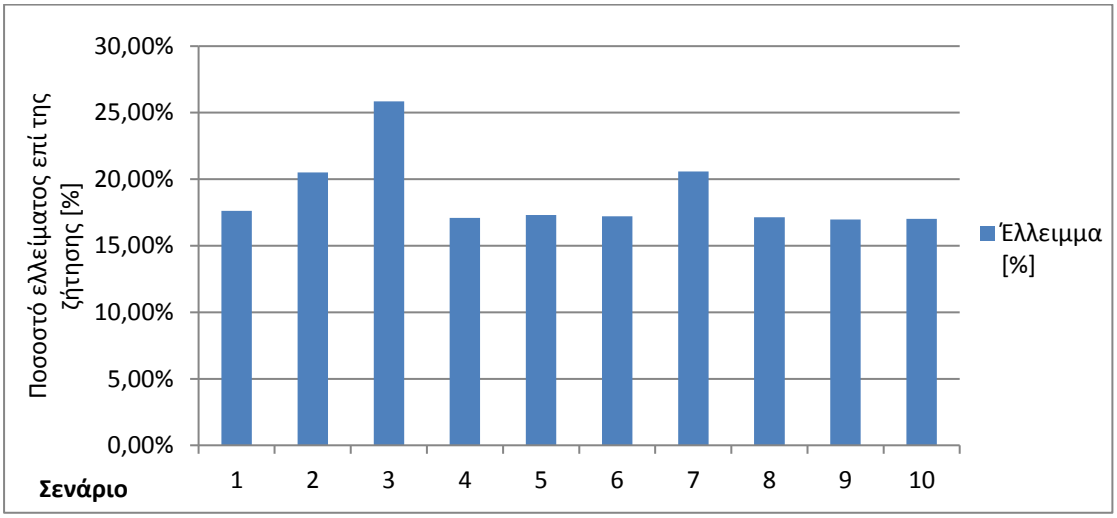
Σενάριο	Έλλειμμα [MWh]	Έλλειμμα [%]	Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα	Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα	Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]	Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]
1	832,78	17,63%	77	3069	932	10,53
2	968,53	20,51%	63	3226	932	10,57
3	1221,46	25,86%	76	4503	932	10,5
4	806,84	17,08%	43	2945	932	10,24
5	816,97	17,30%	57	2993	932	10,37
6	812,95	17,21%	53	2985	932	10,33
7	971,65	20,57%	64	3238	932	10,59
8	810,1	17,15%	42	2948	932	10,26
9	802,14	16,98%	37	2776	932	10,29
10	804,3	17,03%	39	2783	932	10,26



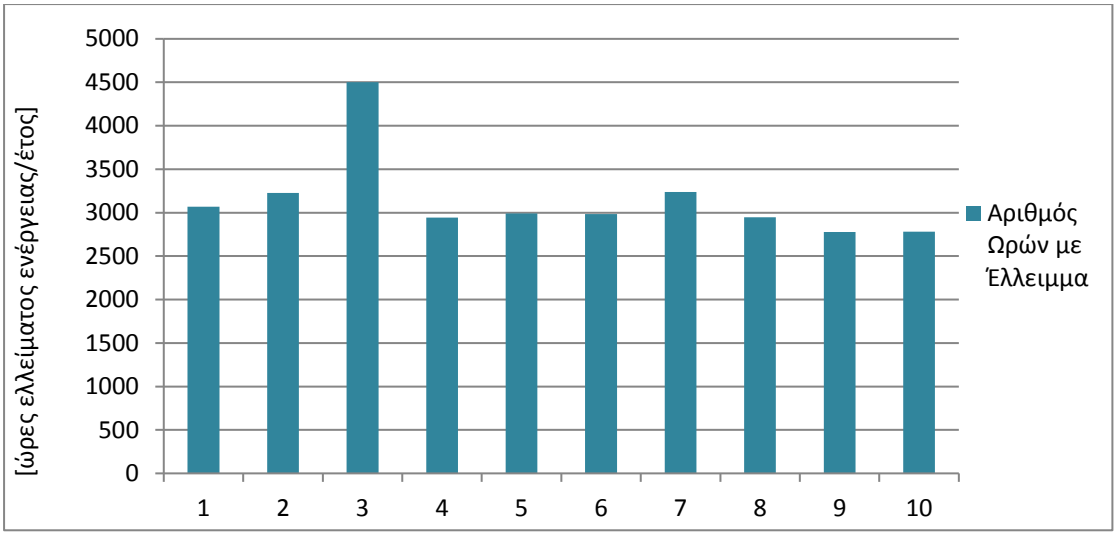
Σχήμα 7.8: Ετήσιο έλλειμμα ενέργειας σεναρίων προσομοίωσης για το ηλεκτρικό σύστημα ΑΠΕ



Σχήμα 7.9: Αριθμός ημερών με έλλειμμα ενέργειας για τα σενάρια προσομοίωσης του ηλεκτρικού συστήματος ΑΠΕ



Σχήμα 7.10: Ποσοστό ελλείμματος [%] επί της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για τα σενάρια προσομοίωσης του ηλεκτρικού συστήματος ΑΠΕ



Σχήμα 7.11: Αριθμός ωρών με έλλειμμα ενέργειας για τα σενάρια προσομοίωσης του ηλεκτρικού συστήματος ΑΠΕ

Τα επικρατέστερα από τα σενάρια που δεν χρησιμοποιούν εποχιακά προσαρμοζόμενη κλίση φωτοβολταϊκών στοιχείων (9 και 10) από άποψη μεγέθους ελλείμματος ενέργειας είναι τα : **4**, **5**, **6** και **8**, Με το καλύτερο, σενάριο 4 να παρουσιάζει έλλειμμα μόνο το 17,08% (806,84 MWh) της ζητηθείσας ενέργειας ενώ το χειρότερο εξ αυτών το 5 παρουσιάζει έλλειμμα το 17,3% (816,97 MWh) της ζητηθείσας ενέργειας. Αν προσαρμόσουμε το σενάριο 4 με ολική (σενάριο 9) ή μερική (σενάριο 10) υιοθέτηση της εποχικά προσαρμοζόμενης κλίσης στα φωτοβολταϊκά στοιχεία το έλλειμμα μπορεί να πέσει στο 16,98% (802,14 MWh) και 17,03% (804,3 MWh) αντιστοίχως.

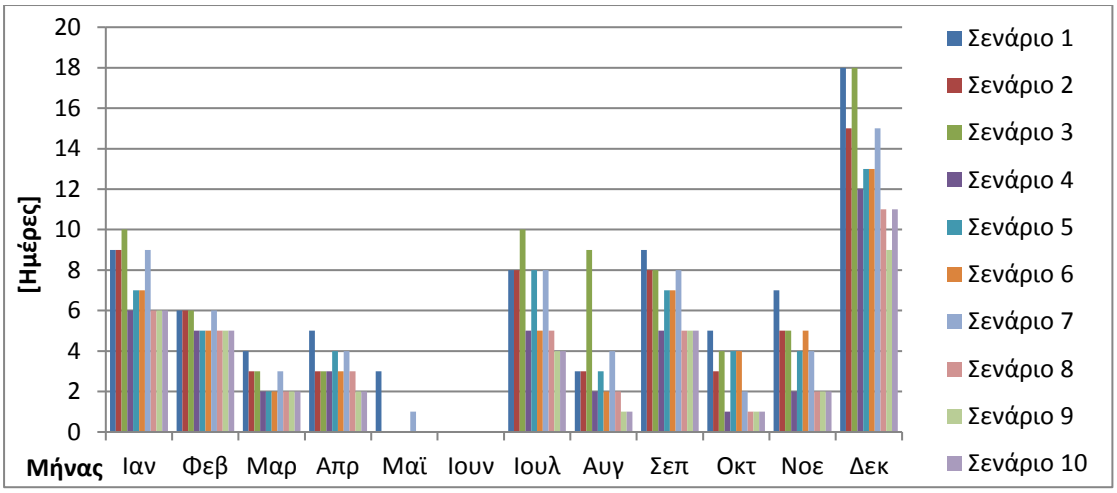
Τα επικρατέστερα σενάρια από άποψης αριθμού ημερών με έλλειμμα ενέργειας είναι τα σενάρια **4** και **8,** Με το σενάριο 8 να πετυχαίνει εξασφάλιση ενέργειας κατά μία μέρα περισσότερη το μήνα Δεκέμβριο (11 ημέρες με έλλειμμα έναντι 12 του σεναρίου 4), κατά τον οποίο παρουσιάζεται και η μεγαλύτερη αδυναμία του συστήματος να καλύψει τη ζήτηση λόγω μειωμένου δυναμικού ΑΠΕ. Ωστόσο, με την ολική (σενάριο 9) ή μερική (σενάριο 10) υιοθέτηση της εποχιακά προσαρμοζόμενης κλίσης στα φωτοβολταϊκά στοιχεία ο ετήσιος αριθμός των ημερών με έλλειμμα ενέργειας μπορεί να πέσει στις 37 και 39 μέρες αντιστοίχως. Τα σενάρια 9 και 10 παρουσιάζουν καλύτερη απόδοση το μήνα Απρίλιο αλλά και τους κρίσιμους μήνες λόγω υψηλής ζήτησης ενέργειας Ιούλιο και Αύγουστο αλλά και τον Δεκέμβριο ο οποίος παρουσιάζει υψηλό έλλειμμα ενεργειακών πόρων (χαμηλή ένταση ανέμου και χαμηλή ηλιοφάνεια).

Το μέγιστο ετήσιο ωριαίο έλλειμμα αναφέρεται σε στο μήνα Ιούλιο σε νυχτερινή ώρα κατά την οποία παρουσιάζεται άπνοια (932 kWh/h) και γι αυτό παραμένει το ίδιο για όλα τα σενάρια που εξετάστηκαν.

Το μέγιστο ημερήσιο έλλειμμα ενέργειας κατά τη διάρκεια του έτους παρουσιάζεται κατά το μήνα Ιανουάριο και συγκεκριμένα κατά τη 13/01, ημέρα με χαμηλή διαθεσιμότητα ανέμου και μειωμένη ηλιοφάνεια, Η μέρα αυτή παρουσιάζει σε κάθε σενάριο το μέγιστο έλλειμμα

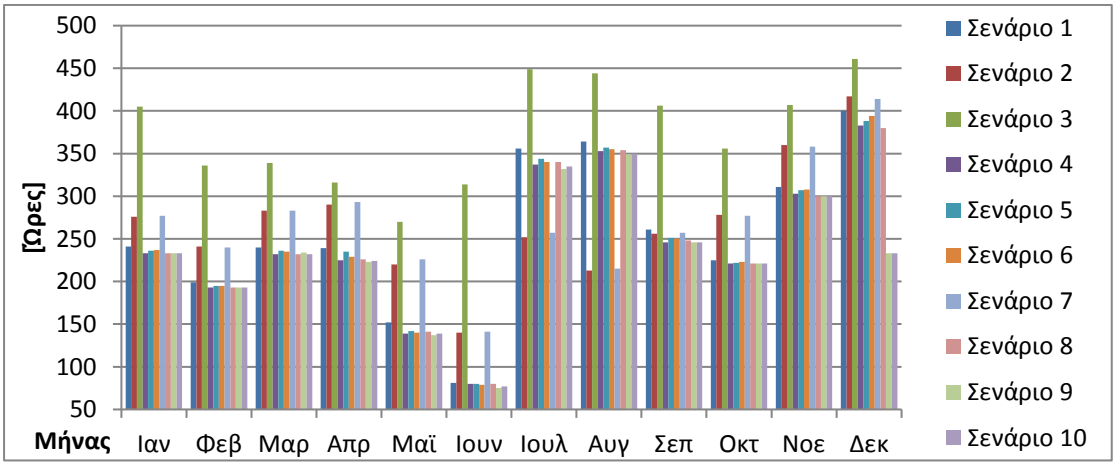
ενέργειας με την χαμηλότερη τιμή αυτού να επιτυγχάνεται κατά τα σενάρια **4**, **8, 9 και 10** στις 10,24 MWh, 10,26 MWh, 10,29 MWh και 10,26 MWh αντιστοίχως.

Όσον αφορά τον αριθμό των ορών με έλλειμμα ενέργειας ως επικρατέστερα σενάρια παρουσιάζονται τα σενάρια **4** και **8** με 2.945 και 2.948 ώρες με έλλειμμα κάλυψης ζήτησης ενέργειας αντιστοίχως και ακολουθεί το σενάριο 6 με 2.985 και το 5 με 2.993 ώρες. Ενώ με την ολική (σενάριο 9) ή μερική (σενάριο 10) υιοθέτηση της εποχικά προσαρμοζόμενης κλίσης στα φωτοβολταϊκά στοιχεία ο ετήσιος αριθμός των ωρών με έλλειμμα ενέργειας μπορεί να πέσει στις 2.776 και 2.783 μέρες αντιστοίχως.



Σχήμα 7.12 Αριθμός Ημερών με έλλειμμα ενέργειας ανά μήνα για τα σενάρια διαστασιολόγηση συστήματος ΑΠΕ

Σημαντικό είναι να αναφερθεί ότι τα σενάρια **2** και **7** παρότι όσον αφορά το συνολικό αριθμό ωρών ελλειμματικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζουν καλύτερα αποτελέσματα από τα επικρατέστερα σενάρια για τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο όπου οι υψηλές ταχύτητες ανέμου μπορούν αποδώσουν μεγαλύτερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για 2 ανεμογεννήτριες των 500kW έναντι τριών 250kW. Συγκεκριμένα το σενάριο 2 έχει μόνο 213 ώρες με έλλειμμα τον μήνα Αύγουστο ενώ το ένα από τα επικρατέστερα σενάρια σε ετήσια βάση, το σενάριο 8 παρουσιάζει 354 ελλειμματικές ώρες τον ίδιο μήνα.

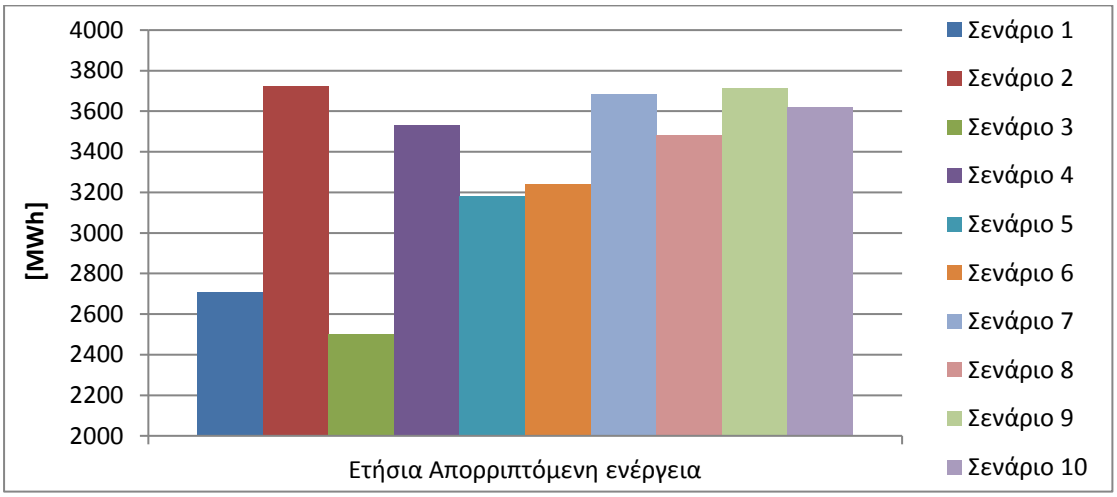


Σχήμα 7.13: Αριθμός Ωρών με έλλειμμα ενέργειας ανά μήνα για τα σενάρια διαστασιολόγηση συστήματος ΑΠΕ

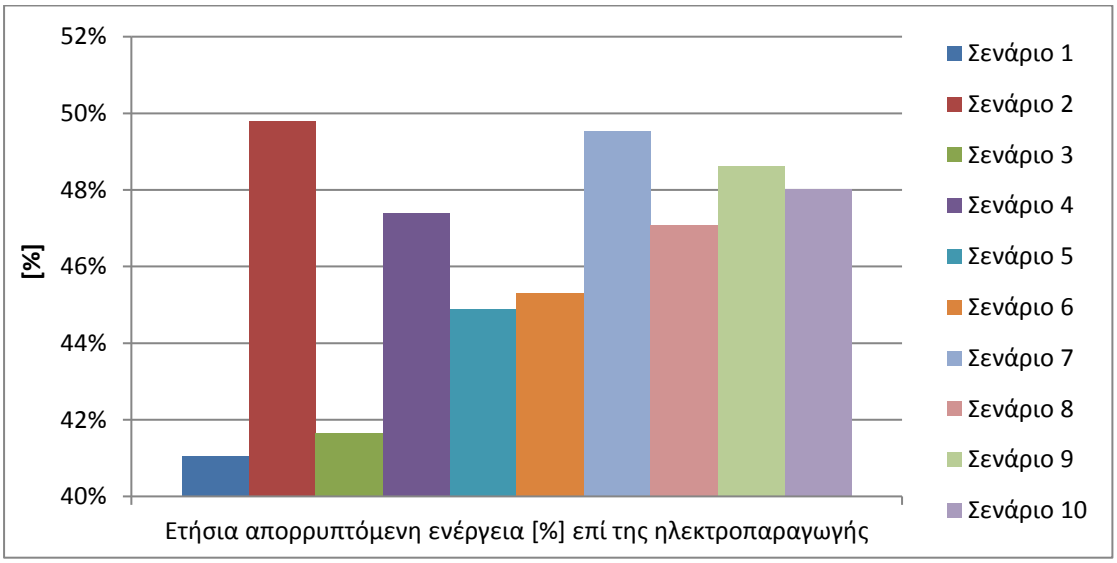
Πίνακας 7.4: Αποτελέσματα απορριπτόμενης ενέργειας και διείσδυσης ΑΠΕ στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή από την προσομοίωση σεναρίων διαστασιολόγησης συστήματος ΑΠΕ.

Σενάριο	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια[1] [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
1	2709,03	41,05%	3889,91	82,37%
2	3722,16	49,79%	3754,15	79,49%
3	2500,34	41,66%	3501,22	74,14%
4	3530,13	47,41%	3915,84	82,92%
5	3179,99	44,88%	3905,71	82,70%
6	3240,35	45,32%	3909,74	82,79%
7	3682,36	49,54%	3751,03	79,43%
8	3479,74	47,07%	3912,59	82,85%
9	3711,85	48,63%	3920,54	83,02%
10	3620,8	48,03%	3918,38	82,97%

[1]Η απορριπτόμενη ενέργεια [%] αναφέρεται ποσοστιαία επί της ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ.

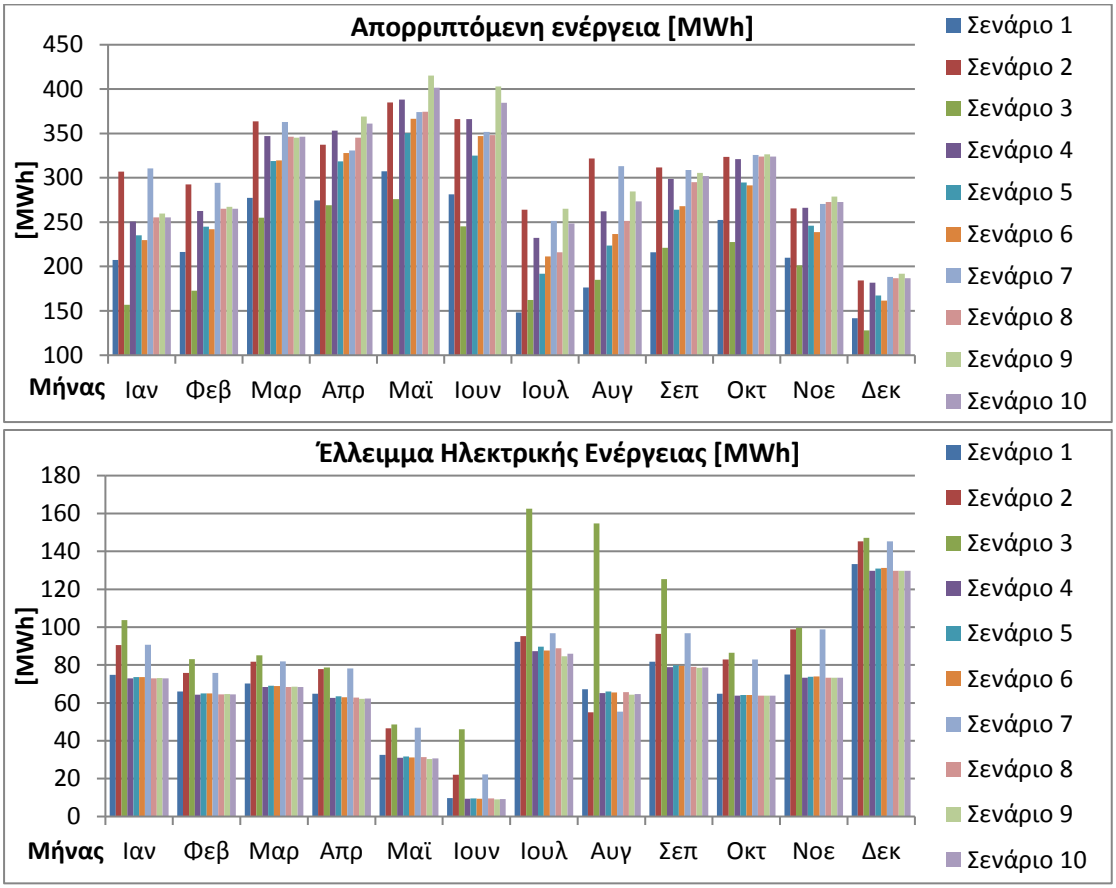


Σχήμα 7.14: Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια για τα σενάρια διαστασιολόγησης συστήματος ΑΠΕ



Σχήμα 7.15: Ετήσια απορριπτόμενη ενέργεια [%] για τα σενάρια διαστασιολόγησης συστήματος ΑΠΕ

Σε μηνιαία βάση τα περισσότερα σενάρια που εξετάζονται παρουσιάζουν απορριπτόμενη μηνιαία ηλεκτροπαραγωγή μεγαλύτερη από το έλλειμμα. Ωστόσο το σενάριο **3** απορρίπτεται καθότι η τιμή του ελλείμματος υπερβαίνει αυτή της υπερπαραγωγής τον κρίσιμο μήνα Δεκέμβριο (Έλλειμμα: 147,2 MWh, Απορριπτόμενη Ενέργεια: 127,86 MWh) ενώ οι δύο τιμές για το συγκεκριμένο σενάριο προσεγγίζουν η μια την άλλη και κατά το μήνα Ιούλιο.



Σχήμα 7.16: Μηνιαία απορριπτόμενη ενέργεια και μηνιαίο έλλειμμα ηλεκτρικής ενέργειας [MWh] για τα σενάρια διαστασιολόγηση συστήματος ΑΠΕ

Αντίστοιχα ένα σενάριο υψηλού ρίσκου για την κάλυψη της ζήτησης είναι το σενάριο 1 κατά το οποίο τον κρίσιμο μήνα Δεκέμβριο η τιμή της Απορριπτόμενης Ενέργειας (141,6 MWh) βρίσκεται πολύ κοντά σε αυτή του ελλείμματος (133,28 MWh)

Δύο από τα πιο επικρατέστερα σενάρια με βάση την κάλυψη της ζήτησης, τα σενάρια 4 και 8 εκτός του ότι αποδίδουν το μικρότερο έλλειμμα ηλεκτρικής ενέργειας κατά τον κρίσιμο μήνα Δεκέμβριο (129,78 και 129,72 MWh αντιστοίχως) έχουν και αρκετά υψηλή υπερπαραγωγή με απορριπτόμενη ενέργεια 181,59 και 186,68 MWh αντιστοίχως. Επιπροσθέτως, τα σενάρια 9 και 10, ως βελτιωμένες παραλλαγές του σεναρίου 4 με την προσθήκη ολικής (9) ή μερικής (10) εποχικής προσαρμογής κλίσης φωτοβολταϊκών στοιχείων, κατά τον κρίσιμο μήνα Δεκέμβριο επιτυγχάνουν απορριπτόμενη ενέργεια 191,78 και 186,68 MWh αντιστοίχως υπερκαλύπτοντας τα ελλείμματα των 129.68 και 129.72 MWh για τον ίδιο μήνα.

Επίσης τα σενάρια με τις 500kW ανεμογεννήτριες (**2** και **7**) παρουσιάζουν χαμηλότερο έλλειμμα κατά την θερινή περίοδο και υψηλές υπερπαραγωγές κατά τον κρίσιμο μήνα Δεκέμβριο (παρότι παρουσιάζουν και υψηλότερο έλλειμμα τον συγκεκριμένο μήνα) και αποτελούν μια ενδιαφέρουσα πρόταση για περεταίρω διερεύνηση.

Αναλυτικά οι επιδόσεις των δέκα σεναρίων για την ηλεκτροπαραγωγική υποδομή ΑΠΕ της νήσου Μεγίστης παρουσιάζεται στο Παράρτημα VIII.

7.4.2 Σχεδιασμός συστήματος - Φάση Β: Επιλογή Συστήματος ΑΠΕ

Στην φάση Β του σχεδιασμού προκρίνεται ένα εκ των αναλυθέντων σεναρίων της Φάσης Α με βάση τα προαναφερθέντα κριτήρια και στην συνέχεια αναλύονται οι επιδόσεις του συστήματος.

Το σενάριο που επιλέχθηκε είναι το σενάριο 10 καθότι παρουσιάζει υψηλές επιδόσεις τους κρίσιμους μήνες και επιπλέον υιοθετείται η μερική εποχική προσαρμογή της κλίσης των φωτοβολταϊκών πλαισίων έναντι της ολικής (σενάριο 9) προκειμένου να μειωθούν οι απαιτήσεις συντήρησης της εγκατάστασης. Το συγκεκριμένο σενάριο επιτυγχάνει υψηλή ετήσια διείσδυση ΑΠΕ η οποία ανέρχεται στο 82,97%. Συγκεκριμένα το επιλεχθέν σενάριο 10 περιλαμβάνει:

Α/Γ : (α) 2 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα ανέμου 7,5 m/s (Στρογγύλη) (β) 1 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα ανέμου 6,5 m/s (Καστελλόριζο).
Φ/Β : (α) 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55° (γ) 1.000 kWp με εποχική χειροκίνητη προσαρμογή κλίσης ως προς το οριζόντιο επίπεδο (Οκτώβριος – Μάρτιος: 55°, Απρίλιος – Σεπτέμβριος: 31°)

Ωστόσο, κατόπιν ανάλυσης των αποτελεσμάτων και ανάδρασης από την διαδικασία διαστασιολόγησης του συστήματος αποθήκευσης από την Φάση Γ προέκυψε η ανάγκη για την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ τους καλοκαιρινούς μήνες έτσι ώστε να μειωθεί η ελάχιστη απαιτούμενη χωρητικότητα μπαταριών συστήματος ενώ παράλληλα επιτυγχάνονται οι στόχοι υψηλών διεισδύσεων ΑΠΕ. Έτσι προέκυψε αναθεώρηση του επιλεχθέντος σεναρίου 10 με την προσθήκη 300 kWp φωτοβολταϊκών στοιχείων στην βέλτιστη ετήσια κλίση 31°. Αυτά τα φωτοβολταϊκά συνολικής ισχύος 300kWp προτείνεται να εγκατασταθούν στο σύστημα από κατοίκους ως οικιακά συστήματα <10kWp. Το νέο σενάριο τελικά, σενάριο 11, περιλαμβάνει:

Α/Γ : (α) 2 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 7,5 m/s (Στρογγύλη) (β) 1 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 6,5 m/s (Καστελλόριζο).
Φ/Β : (α) 800 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55° (γ) 1.000 kWp με εποχική χειροκίνητη προσαρμογή κλίσης ως προς το οριζόντιο επίπεδο (Οκτώβριος – Μάρτιος: 55°, Απρίλιος – Σεπτέμβριος: 31°)

Το σενάριο 11 επιτυγχάνει σημαντικές βελτιώσεις στην κάλυψη της ζήτησης συγκριτικά με το σενάριο 10. Συγκεκριμένα:

- Αυξάνει την ετήσια διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή από 82,97% σε 83,18%. Σημαντική είναι επίσης η αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ κατά 0,42% τον κρίσιμο μήνα Δεκέμβριο, η οποία ανήλθε 61,65%.
- Μειώνει το ετήσιο έλλειμμα ενέργειας, δηλαδή την ενέργεια η οποία δεν καλύπτεται από ΑΠΕ κατά 9,89 MWh ή 1.23%.

Πίνακας 7.5 Σύγκριση ελλείμματος ενέργειας Σεναρίου 10 και 11

Μήνας	Έλλειμμα [MWh]				Έλλειμμα [%]		Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα				Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα			
	Σεν 10	Σεν 11	Μείωση ελλείμματος ενέργειας [MWh]	Μείωση ελλείμματος ενέργειας [%]	Σεν10	Σεν 11	Σεν10	Σεν 11	Μείωση ημερών με έλλειμμα ενέργειας	Μείωση ημερών με έλλειμμα ενέργειας [%]	Σεν10	Σεν 11	Μείωση ωρών με έλλειμμα ενέργειας	Μείωση ωρών με έλλειμμα ενέργειας [%]
Ιαν	73,03	72,06	-0,98	-1,34%	19,46%	19,20%	6	6	0	0%	233	231	-2	-0,86%
Φεβ	64,50	63,81	-0,69	-1,07%	20,59%	20,37%	5	5	0	0%	193	191	-2	-1,04%
Μαρ	68,41	67,49	-0,91	-1,34%	21,40%	21,11%	2	2	0	0%	232	228	-4	-1,72%
Απρ	62,37	61,62	-0,75	-1,21%	20,82%	20,57%	2	1	-1	-50%	224	222	-2	-0,89%
Μαϊ	30,71	30,12	-0,59	-1,93%	9,73%	9,54%	0	0	0	0%	139	136	-3	-2,16%
Ιουν	9,18	9,06	-0,12	-1,36%	2,27%	2,24%	0	0	0	0%	77	75	-2	-2,60%
Ιουλ	85,96	84,29	-1,67	-1,94%	14,37%	14,09%	4	4	0	0%	335	330	-5	-1,49%
Αυγ	64,68	64,06	-0,63	-0,97%	10,35%	10,25%	1	0	-1	-100%	350	347	-3	-0,86%
Σεπ	78,65	77,65	-1,00	-1,27%	16,67%	16,46%	5	4	-1	-20%	246	243	-3	-1,22%
Οκτ	63,84	63,34	-0,50	-0,79%	17,88%	17,74%	1	0	-1	-100%	221	220	-1	-0,45%
Νοε	73,24	72,59	-0,65	-0,88%	23,71%	23,50%	2	1	-1	-50%	300	297	-3	-1,00%
Δεκ	129,72	128,33	-1,39	-1,07%	38,77%	38,35%	11	9	-2	-18%	380	378	-2	-0,53%
Ετησίως	804,3	794,41	-9,89	-1,23%	17,03%	16,82%	39	32	-7	-18%	2930	2898	-32	-1,09%

- Μειώνει τις ημέρες κατά τις οποίες εμφανίζεται έλλειμμα ενέργειας, δηλαδή τις ημέρες κατά τις οποίες η ολική παραγωγή ενέργειας δεν καλύπτει την ημερήσια ζήτηση από 39 σε 32. Ο συγκεκριμένος δείκτης είναι πολύ σημαντικός καθώς καταδεικνύει την ύπαρξη αυξημένης αποδοτικής περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής κατά το σενάριο 11 σε σύγκριση με το σενάριο 10. Επίσης σημαντική είναι η μείωση των ημερών με έλλειμμα ενέργειας κατά δύο (2) τον μήνα Δεκέμβριο κατά τον οποίο υπάρχει παρατεταμένη διάρκεια άπνοιας οπότε και η ηλεκτροπαραγωγή από φωτοβολταϊκά είναι η μόνη πηγή ενέργειας του συστήματος. Αντίστοιχα επιτυγχάνεται περίσσεια που υπερκαλύπτει την ημερήσια ζήτηση τις μοναδικές ημέρες με έλλειμμα παραγωγής ενέργειας κατά τον μήνα Αύγουστο και Οκτώβριο.
- Μειώνει τις ώρες κατά τις οποίες εμφανίζεται έλλειμμα ενέργειας από 2930 σε 2898. Σημαντική είναι η μείωση τους μήνες Μάρτιο και Ιούλιο κατά τους οποίους προστίθενται 4 και 5 ώρες με περίσσεια ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ αντιστοίχως.

- Μειώνει το μέγιστο ημερήσιο έλλειμμα κατά 175 kWh ή 1,71%, το οποίο ανέρχεται σε 10,09 MWh.
- Αντίστοιχα αυξάνεται σημαντικά η απορριπτόμενη ενέργεια η οποία θα χρησιμοποιηθεί μερικώς με την προσθήκη του συστήματος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, το σενάριο 11 επιφέρει αύξηση της περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής τους κρίσιμους μήνες λόγω υψηλής ζήτησης Ιούλιο, Αύγουστο και Σεπτέμβριο η οποία ανέρχεται σε 20,77% (51,65 MWh), 19,08% (52,18 MWh) και 16,62% (50,2 MWh) για τον κάθε μήνα αντιστοίχως.

Πίνακας 7.6 Σύγκριση ηλεκτροπαραγωγής φωτοβολταϊκών και περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής (απορριπτόμενης ενέργειας) Σεναρίου 10 και 11

Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]				Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]				Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	
	Σεν 10	Σεν 11	Αύξηση ηλεκτροπαραγωγής φωτοβολταϊκών [MWh]	Αύξηση ηλεκτροπαραγωγής φωτοβολταϊκών [%]	Σεν 10	Σεν 11	Αύξηση απορριπτόμενης ενέργειας [MWh]	Αύξηση απορριπτόμενης ενέργειας [%]	Σεν 10	Σεν 11
Ιαν	194,17	221,31	27,14	13,98%	255,20	281,36	26,16	10,25%	55,69%	57,97%
Φεβ	198,66	227,44	28,78	14,49%	265,00	293,10	28,09	10,60%	64,13%	66,31%
Μαρ	283,48	326,42	42,94	15,15%	346,16	388,19	42,03	12,14%	75,88%	77,77%
Απρ	315,27	363,77	48,50	15,39%	361,02	408,77	47,75	13,23%	82,70%	84,28%
Μαϊ	315,99	365,48	49,48	15,66%	401,64	450,53	48,89	12,17%	76,98%	78,87%
Ιουν	322,84	374,04	51,19	15,86%	384,51	435,58	51,07	13,28%	63,20%	66,03%
Ιουλ	337,79	391,11	53,32	15,79%	248,66	300,31	51,65	20,77%	42,65%	47,20%
Αυγ	340,45	393,26	52,81	15,51%	273,55	325,73	52,18	19,08%	41,59%	45,84%
Σεπ	337,68	388,88	51,20	15,16%	302,03	352,23	50,20	16,62%	57,59%	61,19%
Οκτ	286,56	328,32	41,76	14,57%	323,84	365,09	41,25	12,74%	68,55%	71,01%
Νοε	251,78	286,78	35,00	13,90%	272,52	306,86	34,35	12,60%	71,85%	74,07%
Δεκ	189,39	215,48	26,09	13,78%	186,68	211,37	24,70	13,23%	63,43%	65,98%
Ετησίως	3374,06	3882,28	508,22	15,06%	3620,80	4119,13	498,33	13,76%	62,37%	65,24%

Ανάλυση και συζήτηση αποτελεσμάτων

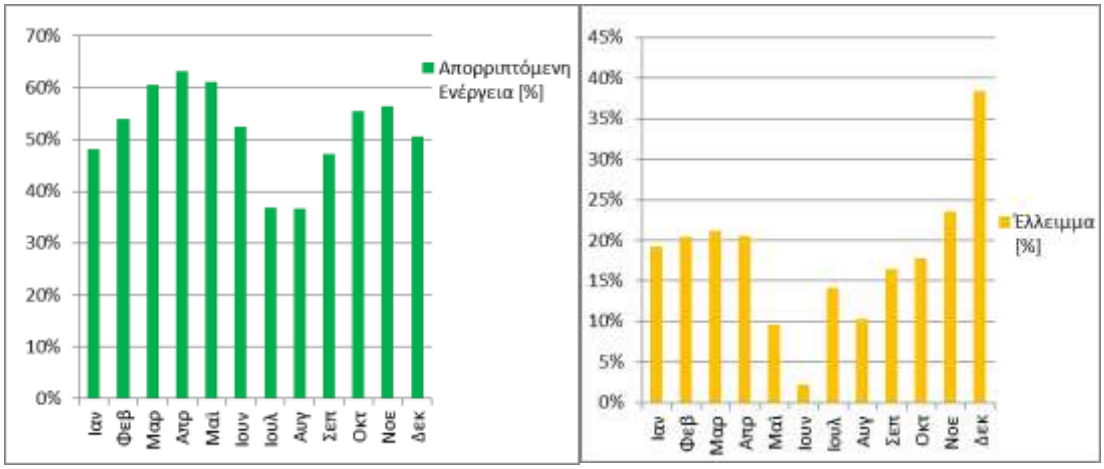
Τα αποτελέσματα του συστήματος ΑΠΕ για το Σενάριο 11 παρουσιάζονται και σχολιάζονται ανά μήνα στους ακόλουθους πίνακες και διαγράμματα:

Πίνακας 7.7 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 11

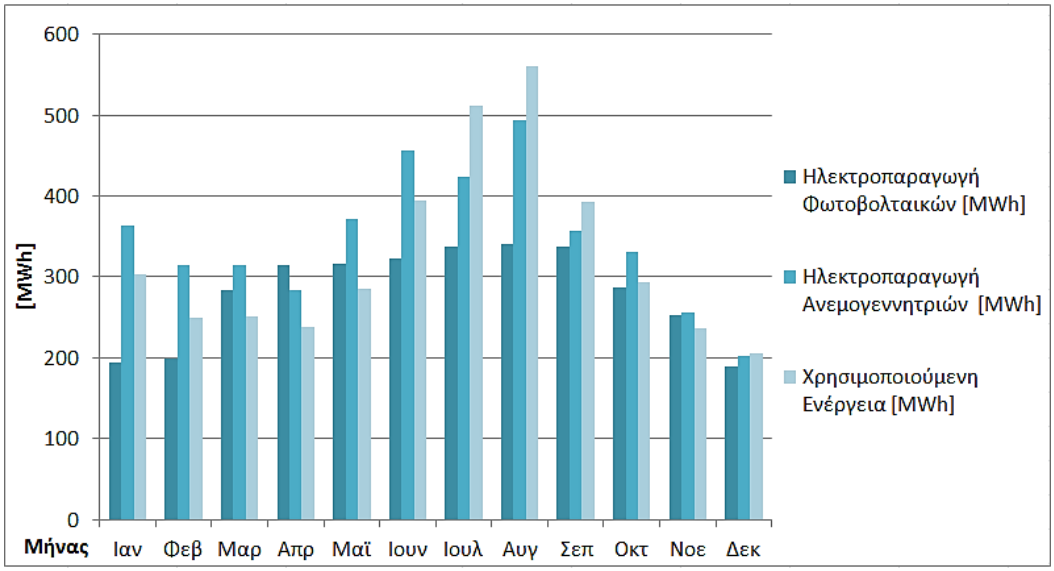
Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ, Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
Ιαν	221,31	363,35	375,35	281,36	48,12%	303,30	80,80%
Φεβ	227,44	315,06	313,22	293,10	54,03%	249,40	79,63%
Μαρ	326,42	313,99	319,71	388,19	60,62%	252,22	78,89%
Απρ	363,77	282,94	299,57	408,77	63,21%	237,95	79,43%
Μαϊ	365,48	370,73	315,80	450,53	61,20%	285,68	90,46%
Ιουν	374,04	456,25	403,76	435,58	52,46%	394,70	97,76%
Ιουλ	391,11	422,95	598,03	300,31	36,89%	513,74	85,91%
Αυγ	393,26	493,27	624,85	325,73	36,74%	560,80	89,75%
Σεπ	388,88	357,47	471,77	352,23	47,19%	394,12	83,54%
Οκτ	328,32	330,48	357,05	365,09	55,42%	293,71	82,26%
Νοε	286,78	256,46	308,97	306,86	56,49%	236,37	76,50%
Δεκ	215,48	202,17	334,60	211,37	50,61%	206,27	61,65%
Έτος	**3882,28**	**4165,13**	**4722,68**	**4119,13**	**51,19%**	**3928,27**	**83,18%**

Πίνακας 7.8 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 11

Μήνας	Έλλειμμα [MWh]	Έλλειμμα [%]	Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα	Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα	Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]	Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]
Ιαν	72,06	19,20%	6	231	632,41	10,09
Φεβ	63,81	20,37%	5	191	597,30	7,25
Μαρ	67,49	21,11%	2	228	593,97	5,81
Απρ	61,62	20,57%	1	222	493,40	1,51
Μαϊ	30,12	9,54%	0	136	521,49	0,00
Ιουν	9,06	2,24%	0	75	363,35	0,00
Ιουλ	84,29	14,09%	4	330	932,46	5,05
Αυγ	64,06	10,25%	0	347	852,46	0,00
Σεπ	77,65	16,46%	4	243	904,69	2,81
Οκτ	63,34	17,74%	0	220	543,74	0,00
Νοε	72,59	23,50%	1	297	577,30	2,22
Δεκ	128,33	38,35%	9	378	597,30	7,10
Ετησίως	**794,41**	**16,82%**	**32**	**2898**	**932,46**	**10,09**



Σχήμα 7.17: Μηνιαία απορριπτόμενη ενέργεια [%] επί της ηλεκτροπαραγωγής και Έλλειμμα [%] επί της ζήτησης σεναρίου 11.

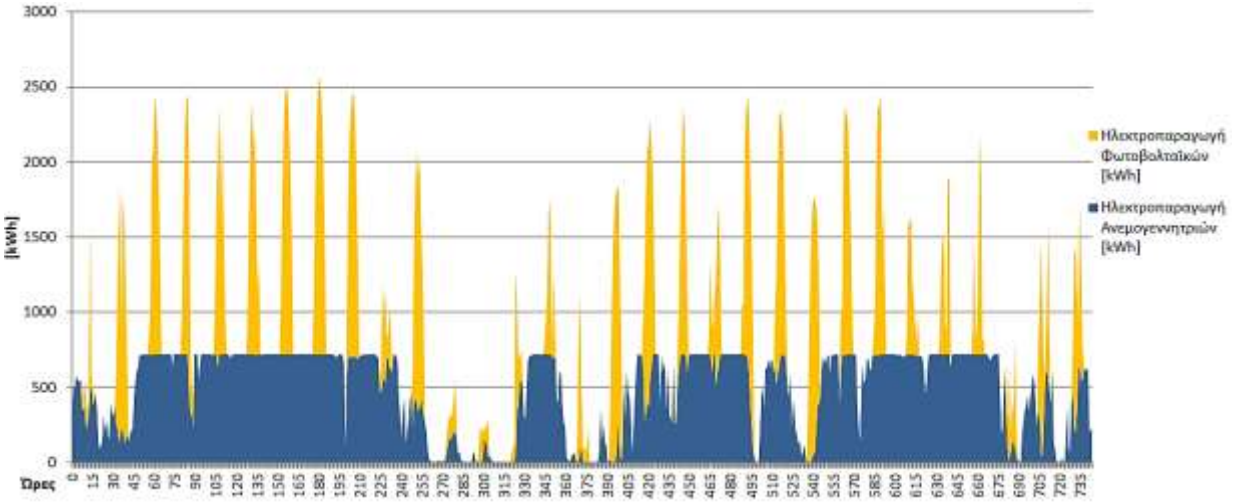


Σχήμα 7.18: Μηνιαία ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ και χρησιμοποιούμενη ενέργεια σεναρίου 11.

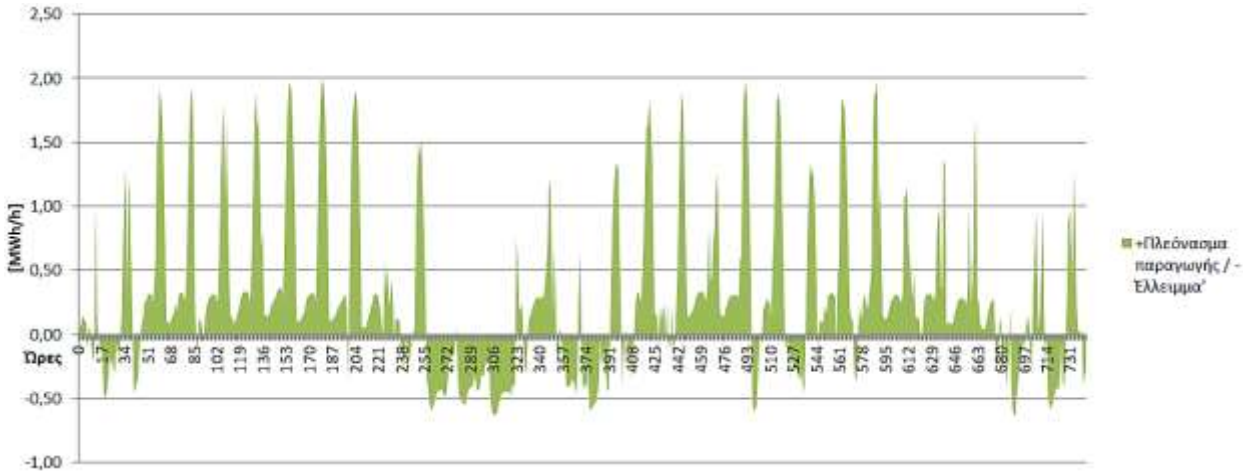
Ποιο αναλυτικά η ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος ΑΠΕ κατά το επιλεχθέν Σενάριο 11 παρουσιάζεται στην συνέχεια με αναλυτικά διαγράμματα και σχόλια ανά μήνα.

Ιανουάριος

Ο Ιανουάριος εμφανίζει το πρώτο σημαντικό έλλειμμα ενέργειας την πρώτη μέρα του χρόνου με χαμηλή αιολική παραγωγή και σοβαρά περιορισμένη ηλιακή ηλεκτροπαραγωγή η οποία θα δημιουργήσει έλλειψη ενέργειας κατά τις νυχτερινές ώρες της ίδιας ημέρας. Το σοβαρότερο έλλειμμα ενέργειας του χρόνου ωστόσο εμφανίζεται κατά την 11^{η} Ιανουαρίου κατά τις βραδινές ώρες (17:00) και θα διαρκεί περίπου τρία (3) εικοσιτετράωρα (14^{η} Ιανουαρίου 9:00 πμ.) κατά τα οποία η έλλειψη ενεργειακών πόρων διαμορφώνει συνολικό έλλειμμα ενέργειας στις 27,4 MWh. Σημαντικό είναι το έλλειμμα που εμφανίζεται επίσης από την 15^{η} Ιανουαρίου (21:00) μέχρι την 17^{η} (8:00) στις 11,32 MWh. Ενώ έντονα διαλείπουσα είναι η ηλεκτροπαραγωγή στο τέλος του μήνα, από τις πρώτες πρωινές ώρες (4:00 πμ.) της 29^{ης} Ιανουαρίου μέχρι και το τέλος του μήνα με έντονες διακυμάνσεις της έντασης ανέμου.



Σχήμα 7.19: Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Ιανουάριο [kWh]

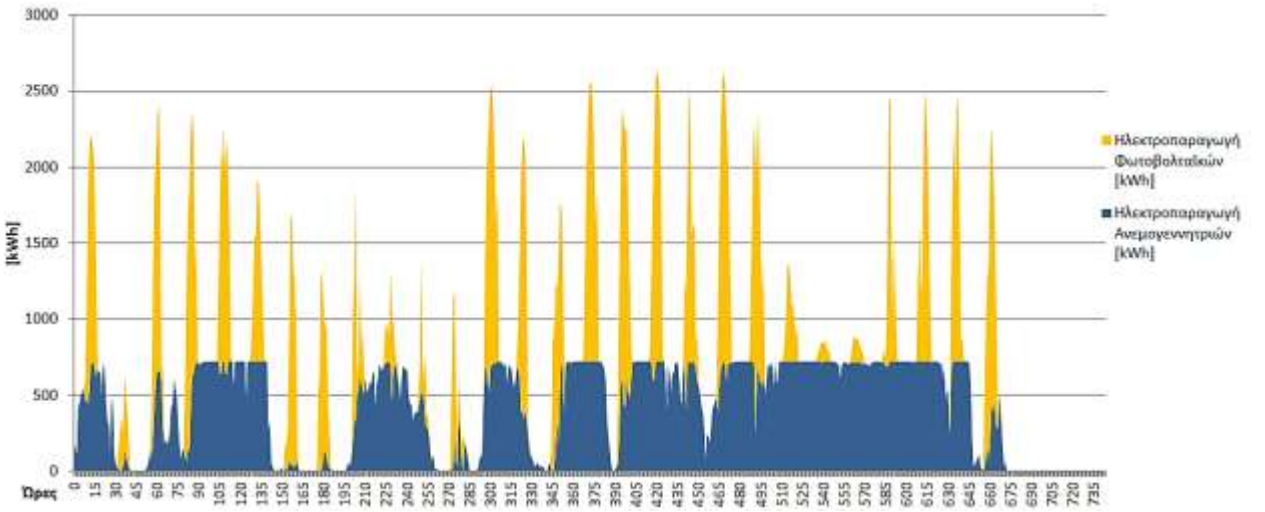


Σχήμα 7.20: Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Ιανουάριο [MWh]

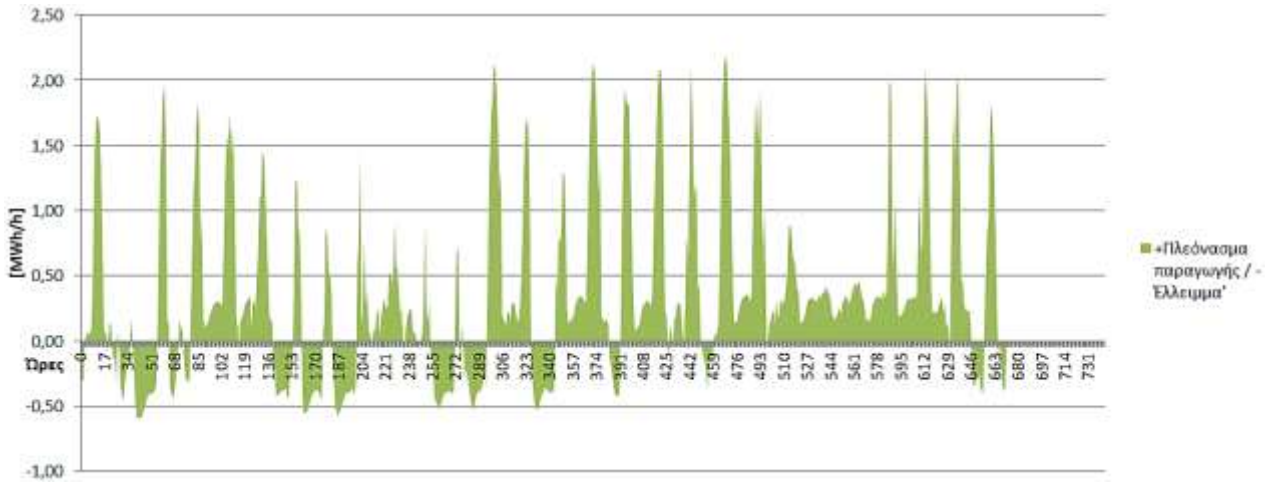
Φεβρουάριος

Το σύστημα κατά τον Φεβρουάριο παρουσιάζει ικανοποιητικές επιδόσεις κατά το δεύτερο μισό του μήνα. Ωστόσο ο μήνας παρουσιάζει τέσσερα (4) μεγάλα ελλείμματα, το πρώτο από τα οποία εμφανίζεται την 2η Φεβρουαρίου στις 5:00 το πρωί και διαρκεί μία μέρα (25 ώρες) μέχρι τις 6:00 το πρωί της επομένης, 3ης Φεβρουαρίου, και συνολικά ανέρχεται σε 9,89 MWh και οφείλεται σε χαμηλή παραγωγή των αιολικών μονάδων και σε σχεδόν μηδενική παραγωγή από τα φωτοβολταϊκά. Το δεύτερο μεγάλο έλλειμμα ενέργειας εμφανίζεται τις βραδινές ώρες της 6ης Φεβρουαρίου και διαρκεί σχεδόν τρία (3) εικοσιτετράωρα μέχρι τις 8:00 πμ. της 9ης Φεβρουαρίου και ανέρχεται σε 11,14 MWh. Το συγκεκριμένο έλλειμμα οφείλεται εξολοκλήρου σε άπνοια με μηδενική παραγωγή αιολικής ενέργειας την συγκεκριμένη περίοδο. Το τρίτο σημαντικό κενό στην κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου κατά το μήνα Φεβρουάριο εμφανίζεται την 11η Φεβρουαρίου κατά τις μεσημεριανές ώρες (14:00), διαρκεί περίπου δύο (2) εικοσιτετράωρα (40 ώρες), μέχρι την 13η Φεβρουαρίου 6:00 πμ. και έλλειμμα ενέργειας που ανέρχεται σε 11,44 MWh το οποίο οφείλεται σε πολύ χαμηλή παραγωγή αιολικής και ηλιακής ενέργειας. Επιπλέον σημαντικό είναι το κενό στην ηλεκτροπαραγωγή που εμφανίζεται την 14η Φεβρουαρίου (15:00) λόγω

άπνοιας και διαρκεί περίπου 14 ώρες με συνολικά εκλειπόμενη ενέργεια 7,16 MWh. Μικρότερα ελλείμματα λόγω διαλείπουσας παραγωγής ΑΠΕ εμφανίζονται και την 3η , 17η και 27η Φεβρουαρίου. Σημαντικό είναι επίσης ότι την περίοδο 20 – 27 Φεβρουαρίου εμφανίζεται συνεχόμενο πλεόνασμα ηλεκτροπαραγωγής που συνολικά φτάνει τις 101 MWh λόγω υψηλής συνεχόμενης παραγωγής αιολικής ενέργειας.



Σχήμα 7.21: Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Φεβρουάριο[kWh]

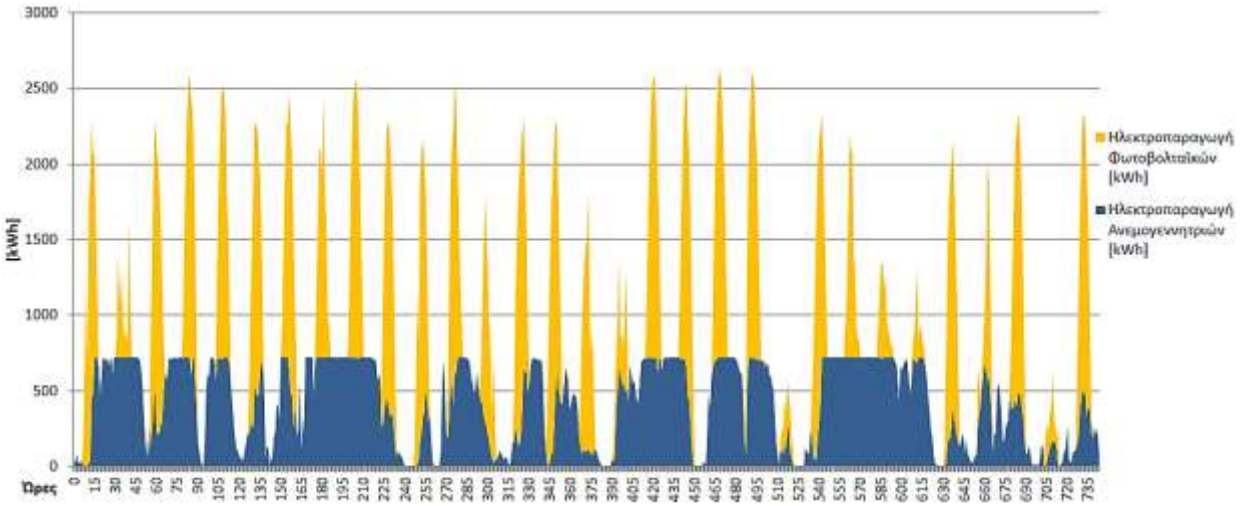


Σχήμα 7.22: Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Φεβρουάριο [MWh]

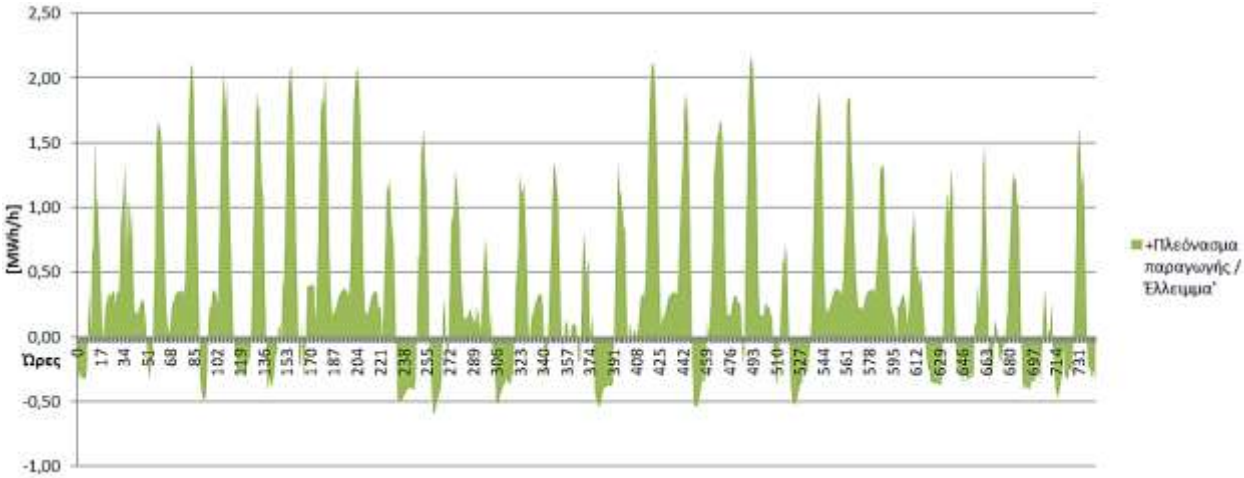
Μάρτιος

Ο Μάρτιος χαρακτηρίζεται από έντονες διακυμάνσεις ανέμου οι οποίες δημιουργούν σημαντικά κενά στην κάλυψη της ζήτησης. Συγκεκριμένα εντοπίζονται δεκατρείς (13) χρονικές περίοδοι κατά τις οποίες υπάρχει αδυναμία κάλυψης της ζήτησης με την ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ. Από αυτές, οχτώ (8) μικρότερες περίοδοι με διάρκεια από 6 έως 12 ώρες και ελλείμματα που κυμαίνονται από 2,3 έως 4,2 MWh εμφανίζονται την 1η ,4η , 5η, 6η, 11η, 19η, 26η, και 27η Μαρτίου. Τέσσερις (4) περίοδοι με μεγαλύτερη διάρκεια που κυμαίνεται από 13 έως και 26 ώρες με υψηλότερο έλλειμμα από 5 έως και 7 MWh εμφανίζονται την 10η, 13η, 16η και 22η -23η Φεβρουαρίου και μία μεγαλύτερη περίοδο 36 ωρών (29 Φεβρουαρίου 18:00 – 31 Φεβρουαρίου 06:00) με έλλειμμα 9,93 MWh λόγω παρατεταμένης άπνοιας και

χαμηλής ηλιοφάνειας. Ωστόσο υπάρχουν υψηλά πλεονάσματα τις ενδιάμεσες περιόδους και λόγω της χαμηλής διάρκειας των περιόδων ελλειμματικής ηλεκτροπαραγωγής αναμένεται η ζήτηση να καλυφθεί επιτυχώς από την αποθηκευμένη περίσσεια που θα προκύψει από την εισαγωγή του συστήματος αποθήκευσης.



Σχήμα 7.23 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Μάρτιο [kWh]

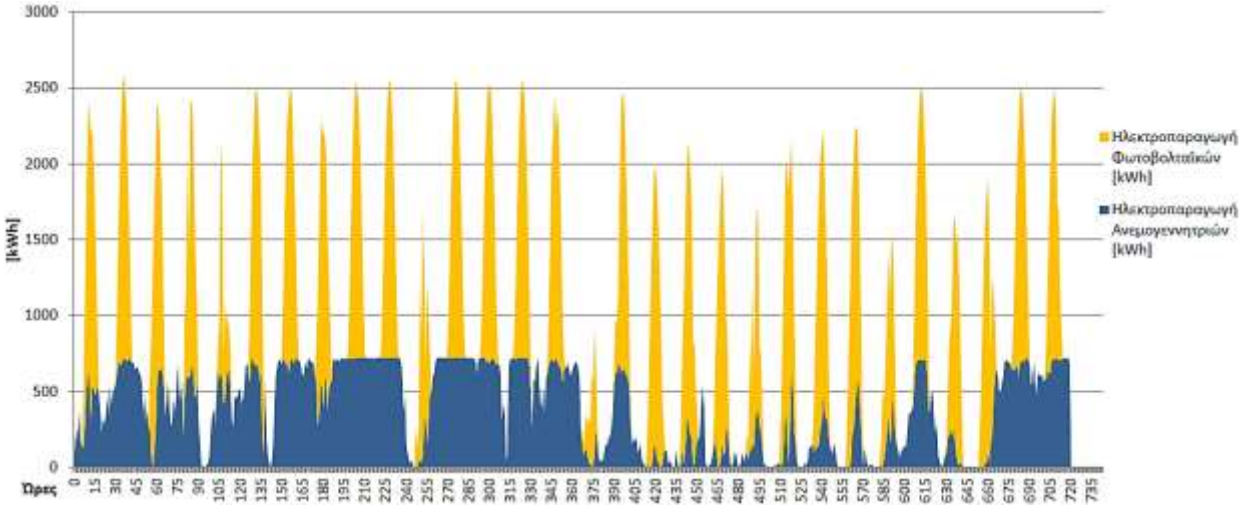


Σχήμα 7.24 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Μάρτιο [MWh]

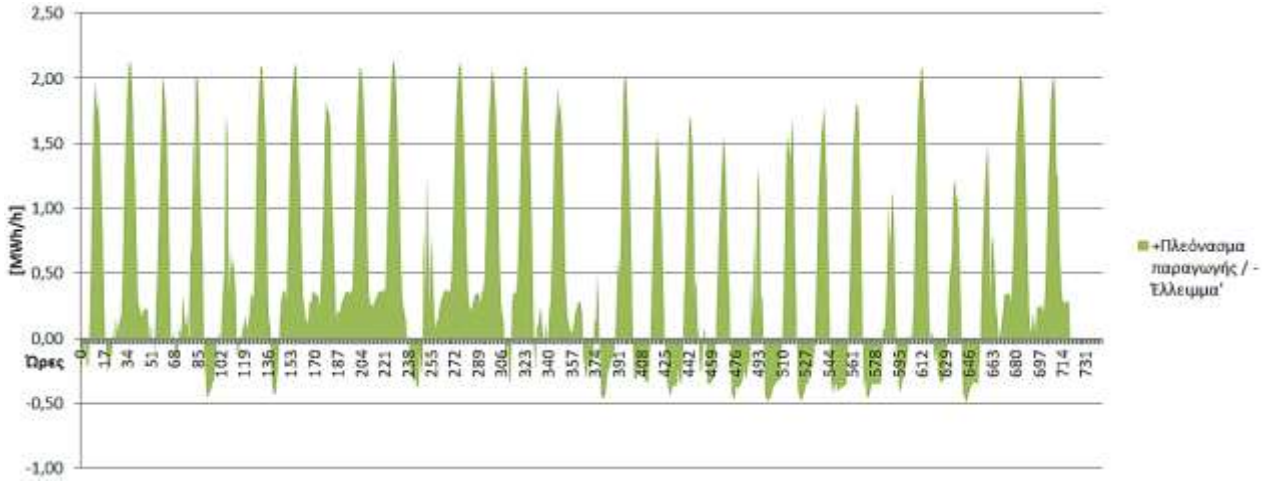
Απρίλιος

Ο Απρίλιος ενώ παρουσιάζει υψηλή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά, η χαμηλή και διαλείπουσα ηλεκτροπαραγωγή από αιολικά κατά τις περιόδους 17 – 25 και 25 -27 Απριλίου δημιουργεί υψηλά ελλείμματα ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις νυχτερινές ώρες. Ωστόσο, η περίσσεια ηλεκτροπαραγωγή των φωτοβολταϊκών υπερκαλύπτει τα νυχτερινά ελλείμματα για την ίδια περίοδο, με τη συνολική ηλεκτροπαραγωγή να υπερβαίνει την ζήτηση κατά 38,94 MWh την συγκεκριμένη περίοδο, επομένως αναμένεται η επιτυχής κάλυψη και της νυχτερινής ζήτησης από την ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ με την εισαγωγή του συστήματος αποθήκευσης. Επίσης, ολιγόωρα ελλείμματα εμφανίζονται και σε άλλες χρονικές περιόδους όπως την 4η Απριλίου (9 ώρες, 3,09 MWh) την 11η Απριλίου (9 ώρες, 2,75

MWh), στις 16 - 17 Απριλίου (23 ώρες 3,89 MWh), στις 26 - 27 Απριλίου (9 ώρες 2,47 MWh) και στις 27 - 28 Απριλίου (13 ώρες 4,92 MWh).



Σχήμα 7.25: Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Απρίλιο [kWh]

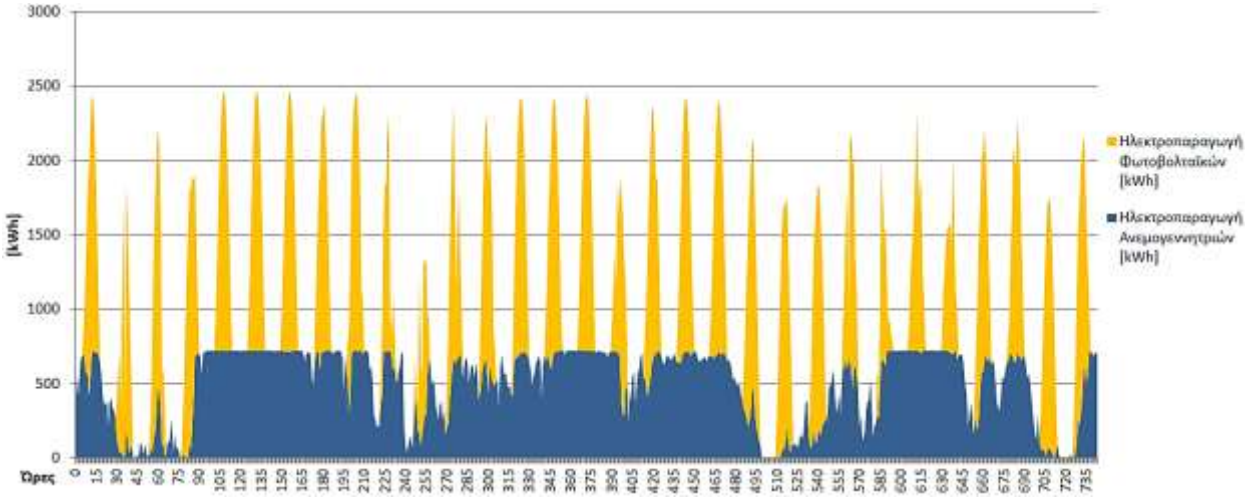


Σχήμα 7.26: Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Απρίλιο [MWh]

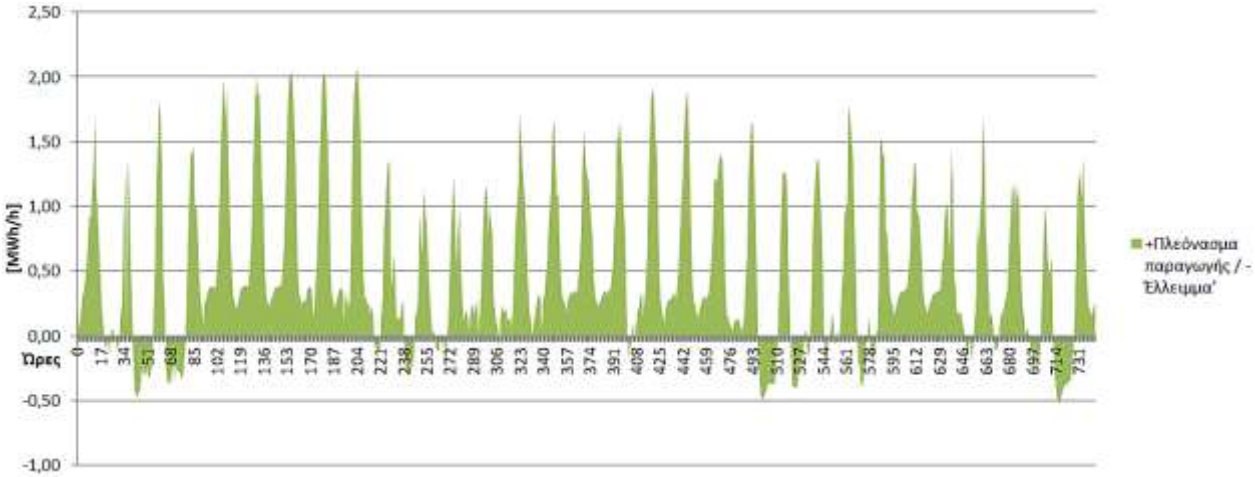
Μάιος

Κατά τον μήνα Μάιο η απόδοση του συστήματος ΑΠΕ είναι πολύ υψηλή, ωστόσο παρουσιάζονται τέσσερις (4) περίοδοι με μερική άπνοια και διακύμανση της ταχύτητας του ανέμου, δημιουργώντας ελλείμματα στην κάλυψη της ζήτησης από το σύστημα ΑΠΕ κυρίως τις νυχτερινές ώρες. Η πρώτη περίοδος άπνοιας, 2 – 4 Μαΐου, δημιουργεί δύο ελλείμματα τις νυχτερινές ώρες, το ένα δεκατριών (13) ωρών, 4,46 MWh στις 2 Μαΐου 18:00 – 3 Μαΐου 07:00 και το άλλο επίσης δεκατριών (13) ωρών και 3,79 MWh στις 3 Μαΐου 17:00 – 4 Μαΐου 06:00. Αντίστοιχα η δεύτερη περίοδος άπνοιας σημειώνεται μεταξύ 10 και 12 Μαΐου οπότε και σημειώνονται δύο αδυναμίες κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας τις νυχτερινές ώρες στις 10-11 και 11-12 Μαΐου διάρκειας 7 ωρών έκαστος και ελλείμματος 1,71 και 0,64 MWh αντιστοίχως. Η Τρίτη περίοδος άπνοιας είναι και η μεγαλύτερη σε διάρκεια, η οποία προσεγγίζει τα 5 εικοσιτετράωρα, από 21 έως 25 Μαΐου κατά την οποία 3 από τις τέσσερις μέρες παρουσιάζονται σοβαρά ελλείμματα στην ηλεκτροπαραγωγή τις νυχτερινές ώρες , 4,99

MWh, την περίοδο 21-22 Μαΐου (18:00 - 06:00), 2,82 MWh, την περίοδο 22-23 Μαΐου (18:00 - 06:00), 2,09 MWh, την περίοδο 24-25 Μαΐου (18:00 - 06:00). Επιπλέον άπνοια σημειώνεται και στις 30 Μαΐου τις πρώτες πρωινές (01:00 – 06:00, 1,19 MWh) και τις βραδινές ώρες (17:00 – 00:00, 5,13 MWh). Αντίστοιχα η ηλεκτροπαραγωγή πριν τα ελλείμματα είναι υψηλή με μεγάλη περίσσεια ενέργειας. Συγκεκριμένα, πριν την πρώτη περίοδο άπνοιας υπάρχει πλεόνασμα παραγωγής 17,41 MWh, πριν τη δεύτερη 126 MWh, ενώ πριν την τρίτη και πιο παρατεταμένη περίοδο άπνοιας από τις 12 μέχρι τις 21 Μαΐου το πλεόνασμα ηλεκτροπαραγωγής ανέρχεται σε 164,9 MWh.



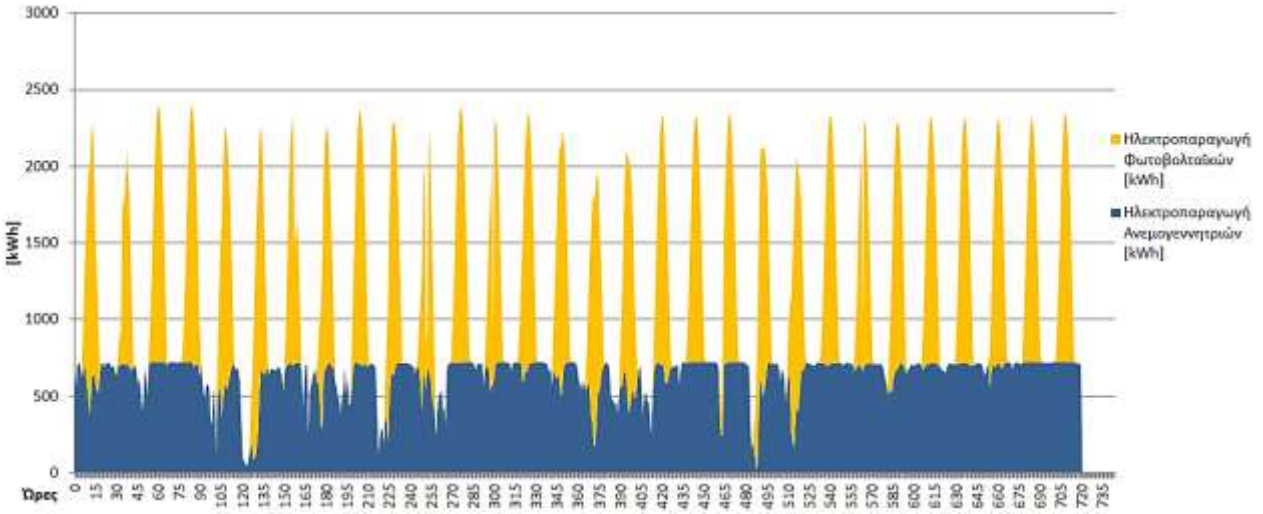
Σχήμα 7.27 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Μάιο [kWh]



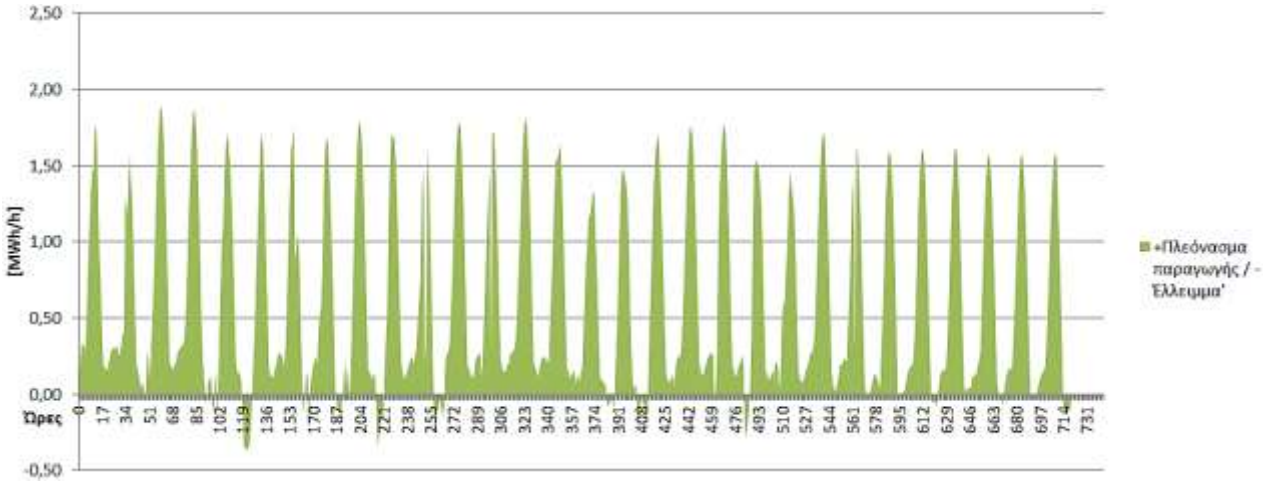
Σχήμα 7.28 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Μάιο [MWh]

Ιούνιος

Ο Ιούνιος παρουσιάζει πολύ υψηλή ηλεκτροπαραγωγή και από φωτοβολταϊκά και από ανεμογεννήτριες με πολύ μικρή νέφωση και πολύ μικρή χρονικά διάρκεια άπνοιας. Το μόνο έλλειμμα άξιο καταγραφής είναι 2,1 MWh και διάρκειας 6 ωρών, τις πρώτες πρωινές ώρες της 6^{ης} Ιουνίου. Τα υπόλοιπα ελλείμματα που παρουσιάζονται είναι πολύ μικρής (ωριαίας διάρκειας) και δεν αναμένεται να παίξουν ρόλο στην επίδοση του συστήματος.



Σχήμα 7.29 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Ιούνιο [kWh]

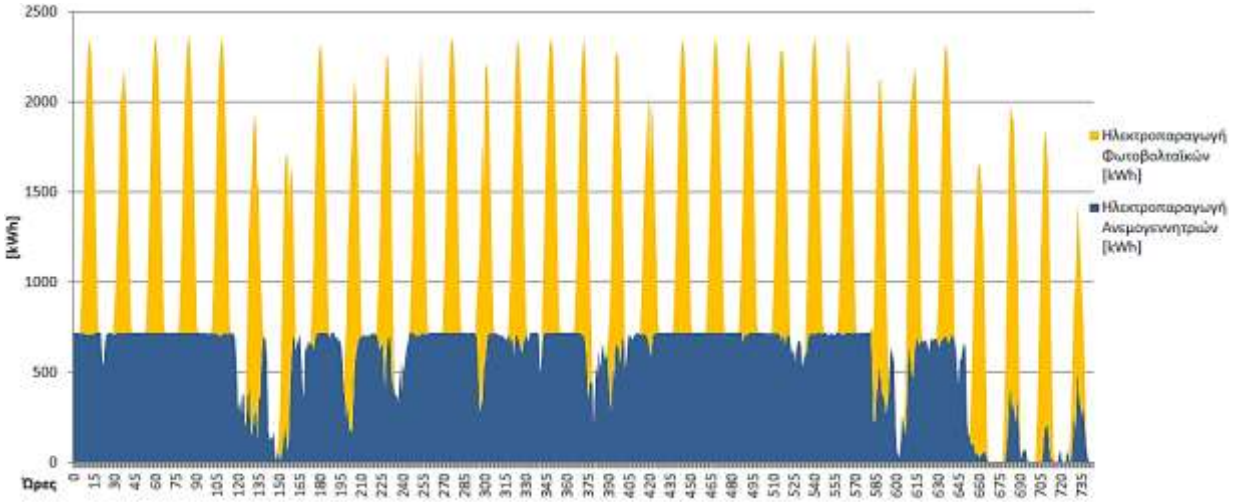


Σχήμα 7.30 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Ιούνιο [MWh]

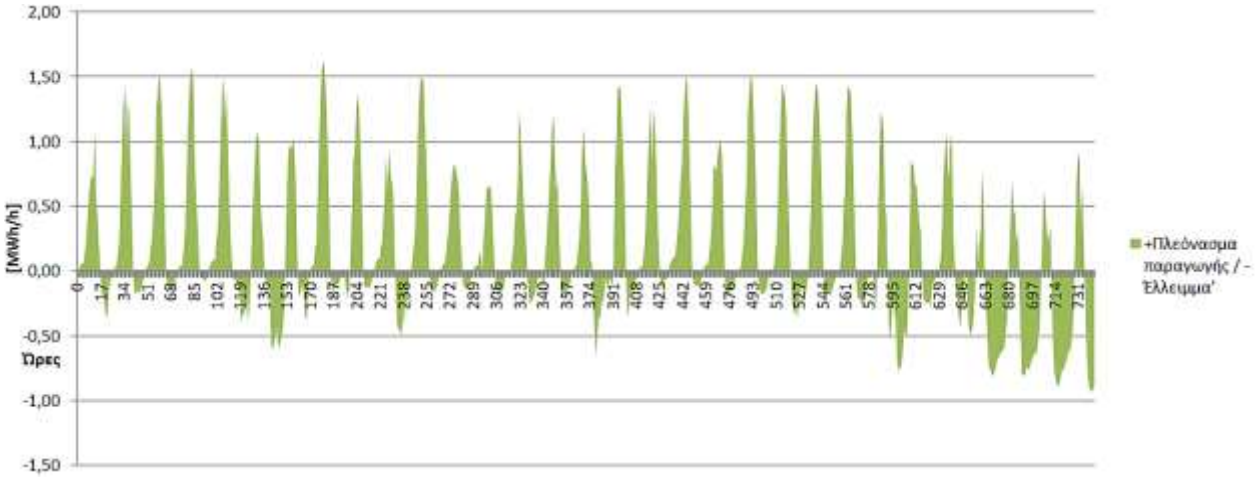
Ιούλιος

Τον Ιούλιο τα αυξημένα φορτία ζήτησης δημιουργούν ελλείμματα ηλεκτροπαραγωγής όλες τις νυχτερινές ώρες τα οποία ωστόσο είναι πολύ μικρά κατά τις περιόδους υψηλής και σταθερής ηλεκτροπαραγωγής από ανεμογεννήτριες. Επιπλέον, ο Ιούλιος παρουσιάζει πολύ σταθερή ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ με ελάχιστες διακυμάνσεις, με μοναδική εξαίρεση τρείς περιόδους μερικής άπνοιας. Η πρώτη εξ αυτών από την 5^{η} -7^{η} Ιουλίου διαρκεί περίπου 39 ώρες και δημιουργεί δύο ελλείμματα ενέργειας τις πρώτες πρωινές ώρες τη 6^{ης} και τις νυχτερινές ώρες 6 – 7 Ιουλίου, 2.67 και 5,31 MWh αντιστοίχως. Επιπλέον μια μικρή περίοδος άπνοιας διάρκειας 10 ωρών τις βραδινές και πρώτες πρωινές ώρες 25 - 26 Ιουλίου ύψους 6,95 MWh. Ενώ η πιο σημαντική περίοδος αδυναμίας κάλυψης της ζήτησης από το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ είναι οι νυχτερινές ώρες της παρατεταμένης περιόδου άπνοιας από τις 27 έως τις 31 Ιουλίου, όπου παρουσιάζονται τέσσερις (4) ελλειμματικές περίοδοι για το σύστημα 14, 14, 14 και 15 ωρών τις νυχτερινές και πρώτες πρωινές ώρες στις 27-28, 28-29, 29-30 και 30-31 Ιουλίου αντιστοίχως και ελλείμματος 3,53 MWh, 9,32 MWh, 9,47 MWh και 10,26 MWh αντιστοίχως. Η ελλειμματική ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ στο τέλος του μήνα αποτελεί πρόκληση για το σύστημα καθότι ενδέχεται λόγω υψηλής ζήτησης αυτή να μην

μπορεί να καλυφθεί με την αποθηκευμένη περίσσεια της προηγούμενης περιόδου και να χρειαστεί η λειτουργία των συμβατικών μονάδων πετρελαίου (σε ψυχρή εφεδρεία).



Σχήμα 7.31 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Ιούλιο [kWh]

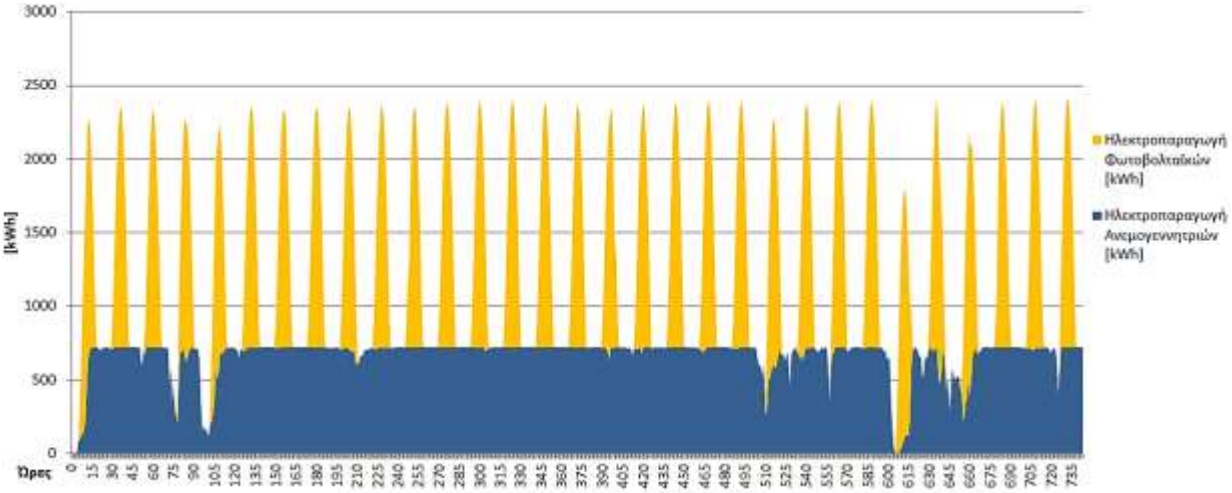


Σχήμα 7.32 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Ιούλιο [MWh]

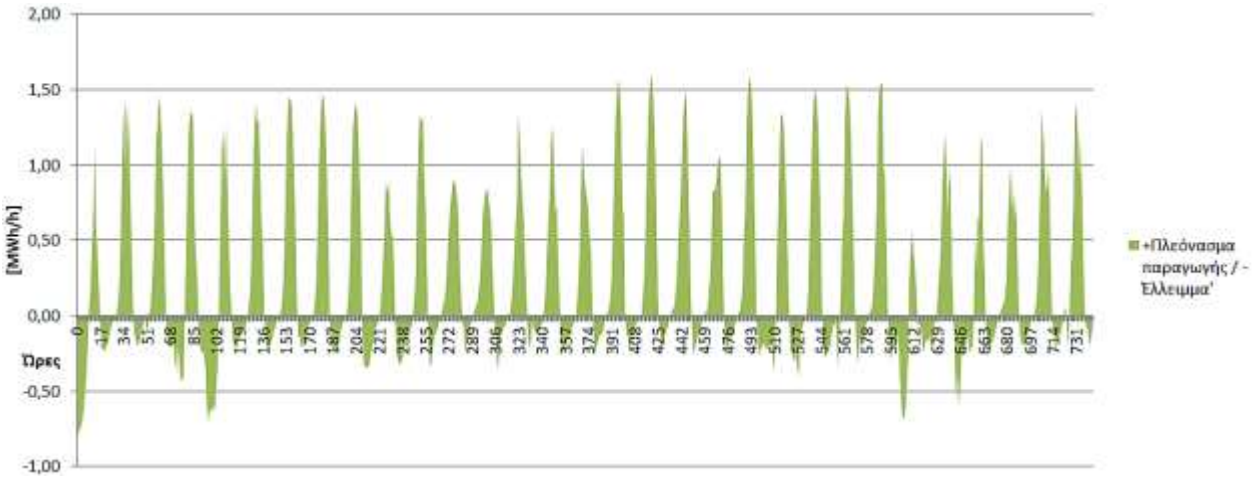
Αύγουστος

Τον Αυγουστο τα φαινόμενα υψηλής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας δημιουργούν αδυναμία κάλυψης της ζήτησης κατά τις νυχτερινές ώρες με σημαντικές ποσότητες ελλείμματος ενέργειας. Παρ' ότι η ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ τον μήνα Αυγουστο είναι σχετικα σταθερή, λόγω της υψηλής ζήτησης προκύπτουν κατά τις ολιγόωρες περιόδους άπνοιας του μήνα υψηλά ελλείματα κατά τις νυχτερινές ώρες. Οι πέντε πιο σημαντικές περίοδοι άπνοιας συμβαίνουν στις 1, 3, 4-5, 26 και 27-28 Αυγούστου δημιουργώντας έλλειμματα ενέργειας 5,05 MWh, 3,49 MWh, 6,11 MWh, 4,73 MWh και 3,89 MWh, διάρκειας 8, 12, 13, 14 και 13 ωρών αντιστοίχως. Σημαντικό είναι να αναφερθεί ότι η αιολική ηλεκτροπαραγωγή, ακόμη και σε ονομαστική λειτουργία/μέγιστη ισχύ εξόδου, δεν είναι ικανή για την κάλυψη των φορτίων ζήτησης οποιαδήποτε χρονική στιγμή του μήνα επομένως το σύστημα βασίζεται στα ημερήσια πλεονάσματα ηλεκτροπαραγωγής εξαιτίας της υψηλής παραγωγής των

φωτοβολταϊκών, ώστε να καλυψει την ζήτηση τις νυχτερινές ώρες με την εισαγωγή του συστήματος αποθήκευσης.



Σχήμα 7.33: Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Αύγουστο [kWh]

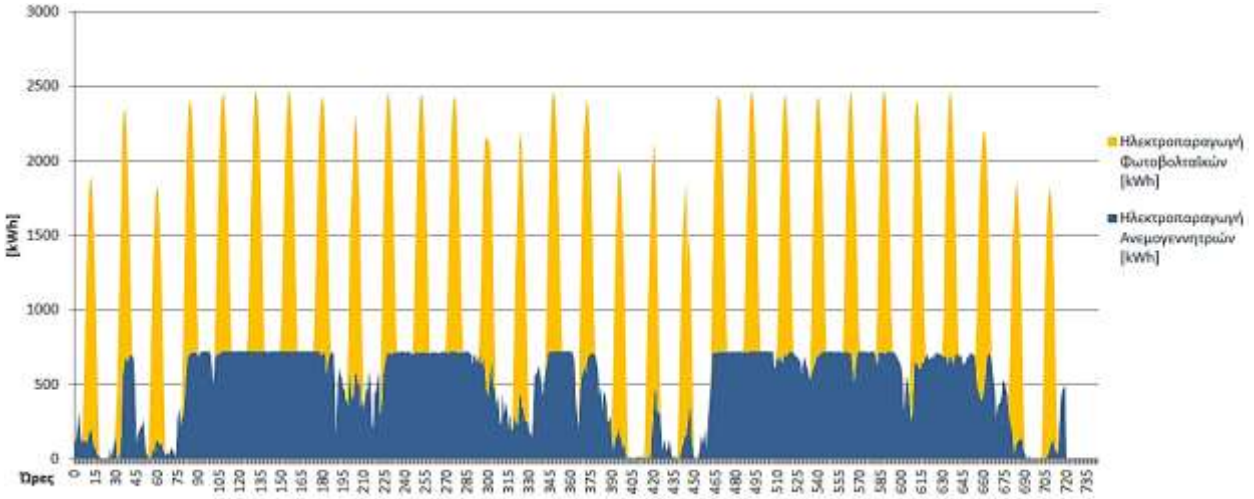


Σχήμα 7.34: Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Αύγουστο [MWh]

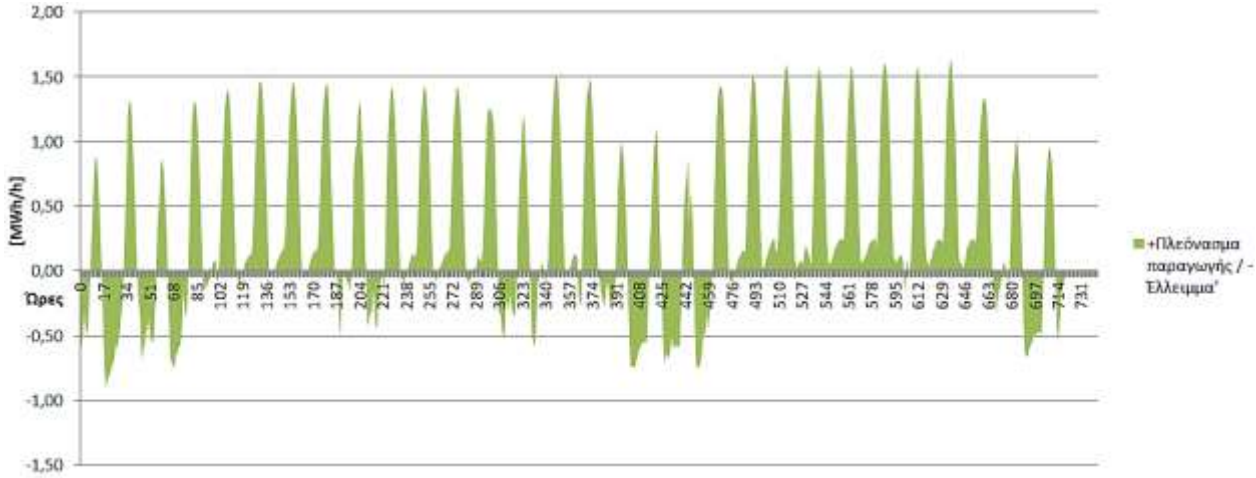
Σεπτέμβριος

Ο Σεπτέμβριος χαρακτηρίζεται από πολύ υψηλή ηλεκτροπαραγωγή από το σύστημα φωτοβολταϊκών με σχεδόν μηδενική νέφωση κατά την διάρκεια του μήνα, αλλά και από έντονες διακυμάνσεις στην ένταση του ανέμου οι οποίες επηρεάζουν σημαντικά την απόδοση του συστήματος ΑΠΕ. Συγκεκριμένα εντοπίζονται τρείς μεγάλες περίοδοι διακυμάνσεων έντασης ανέμου, με χαμηλές μέσες ταχύτητες ανέμου, οι οποίες δημιουργούν ελλείμματα ενέργειας κυρίως τις νυχτερινές ώρες. Η πρώτη περίοδος χαμηλής διακυμαινόμενης αιολικής ηλεκτροπαραγωγής που διαρκεί περίπου τέσσερα εικοσιτετράωρα (79 ώρες) από την 1^{η} έως την 4^{η} Σεπτεμβρίου δημιουργεί τέσσερις περιόδους με ελλιπή ηλεκτροπαραγωγή της νυχτερινές ώρες κατά 3,44 MWh, 9,29 MWh, 6,07 MWh και 7,22 MWh αντιστοίχως. Η δεύτερη περίοδος χαμηλής και διακυμαινόμενης αιολικής ηλεκτροπαραγωγής και διάρκειας επίσης περίπου τεσσάρων εικοσιτετραώρων (83 ώρες), από την 16^{η} έως την 20^{η} Σεπτεμβρίου, δημιουργεί τέσσερις περιόδους με ελλιπή

ηλεκτροπαραγωγή τις νυχτερινές ώρες κατά 2,19 MWh, 8,78 MWh, 8,33 MWh και 6,52 MWh αντιστοίχως. Ενώ μια τρίτη περίοδος με σχετική άπνοια στις 28 – 30 δημιουργεί τρείς μικρές περιόδους ελλειμματικής ηλεκτροπαραγωγής τις νυχτερινές ώρες συνολικού ελλείμματος 10,63 MWh. Επίσης διακυμάνσεις στην ένταση του ανέμου με υψηλότερες μέσες ταχύτητες δημιουργεί μικρότερα ελλείμματα ενέργειας τις νυχτερινές ώρες την 8η (1,63 MWh), την 9η (3,25 MWh), την 13η (4,27 MWh) και την 14η (2,43 MWh) Σεπτεμβρίου. Επιπλέον αδιάλειπτη υψηλή ηλεκτροπαραγωγή από τις νυχτερινές ώρες της 20ης Σεπτεμβρίου μέχρι τις νυχτερινές ώρες της 28ης προσφέρει υψηλή περίσσεια (120,63 MWh) για την αντιμετώπιση της επικείμενης αδυναμίας κάλυψης της ζήτησης λόγω χαμηλής έντασης ανέμου την στις 28 – 30 Σεπτεμβρίου.



Σχήμα 7.35 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Σεπτέμβριο [kWh]

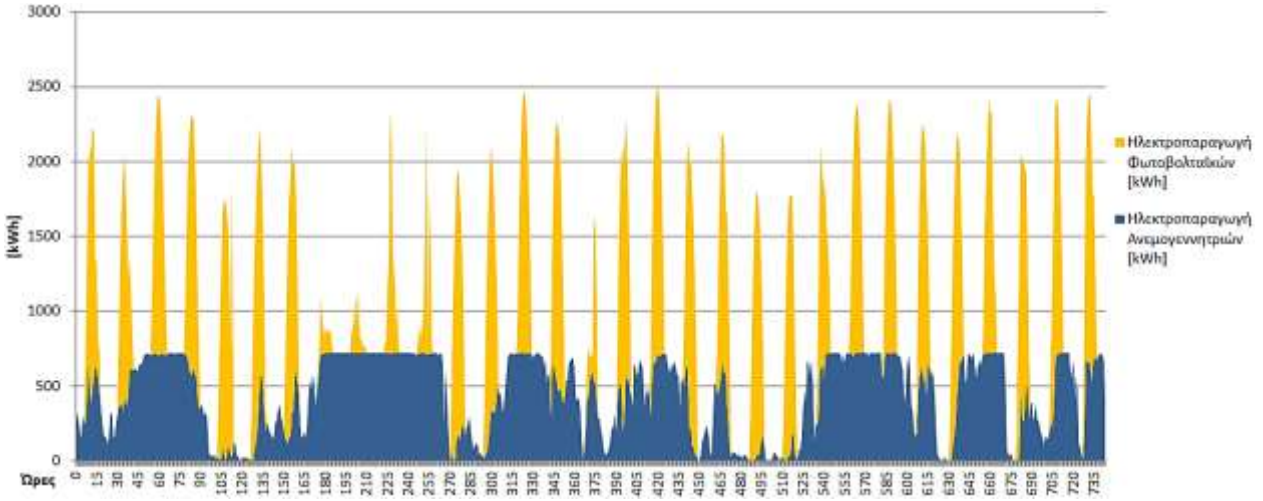


Σχήμα 7.36 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Σεπτέμβριο [MWh]

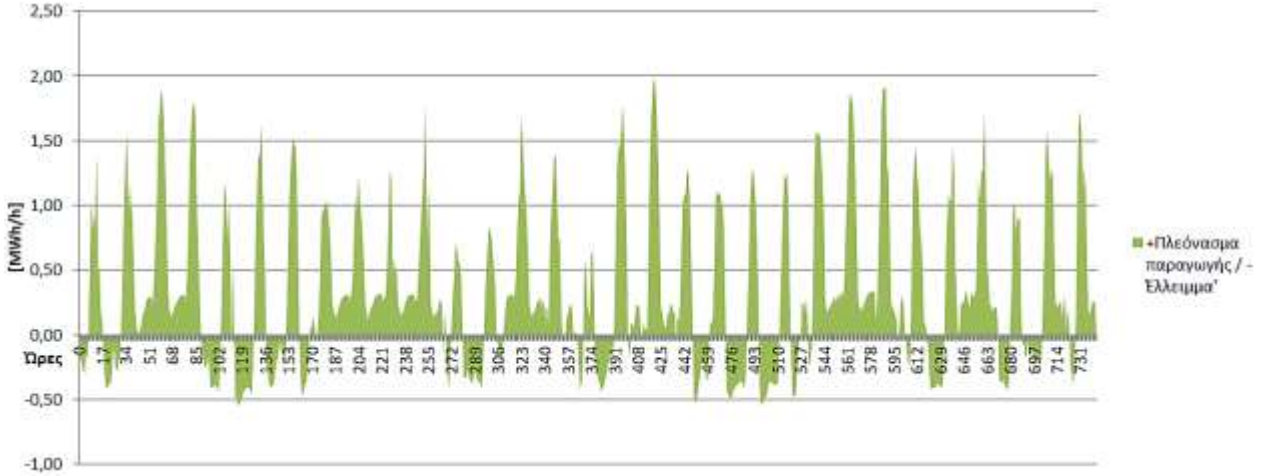
Οκτώβριος

Ο Οκτώβριος παρουσιάζει εμφανώς μειωμένη ηλεκτροπαραγωγή από τα φωτοβολταϊκά πάνελ συγκριτικά με τους προηγούμενους έξι μήνες. Επιπλέον οι έντονες διακυμάνσεις της έντασης ανέμου δημιουργούν ελλείμματα στην κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά μία μεγάλη διάρκεια του μηνός, κυρίως τις νυχτερινές ώρες. Συγκεκριμένα η έντονα

διαλείπουσα παραγωγή αιολική ενέργειας σε οχτώ (8) χρονικές περιόδους κατά την διάρκεια του μήνα, στις 1 – 2, 4 – 8, 11 – 13, 15 – 18, 19 – 23, 25 – 27, 28 – 30 και 31 Οκτωβρίου δημιουργεί σημαντικά ελλείμματα κυρίως τις νυχτερινές ώρες. Οι δύο σημαντικότερες από αυτές, στις 4 – 8 και 19 – 23 Οκτωβρίου, δημιουργούν αντίστοιχα 4 πολύωρα ελλείμματα ενέργειας τις νυχτερινές ώρες έκαστος τα οποία ανέρχονται σε 4,28 , 6,19 , 3,51 , 2,08 MWh και 4,03, 6,02, 6,16 , 1,59 αντιστοίχως. Παρατεταμένες περίοδοι υψηλής διαθεσιμότητας ανέμου πριν τις περιόδους ελλείψεων, όπως οι περίοδοι 8 – 12 και 23 – 25 Οκτωβρίου, προσφέρουν υψηλή περίσσεια ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ, 31,86 και 42,35 MWh αντιστοίχως, για χρήση κατά τις περιόδους με έλλειψη που έπονται με την εισαγωγή του συστήματος αποθήκευσης στο ηλεκτρικό σύστημα της νήσου.



Σχήμα 7.37 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Οκτώβριο [kWh]

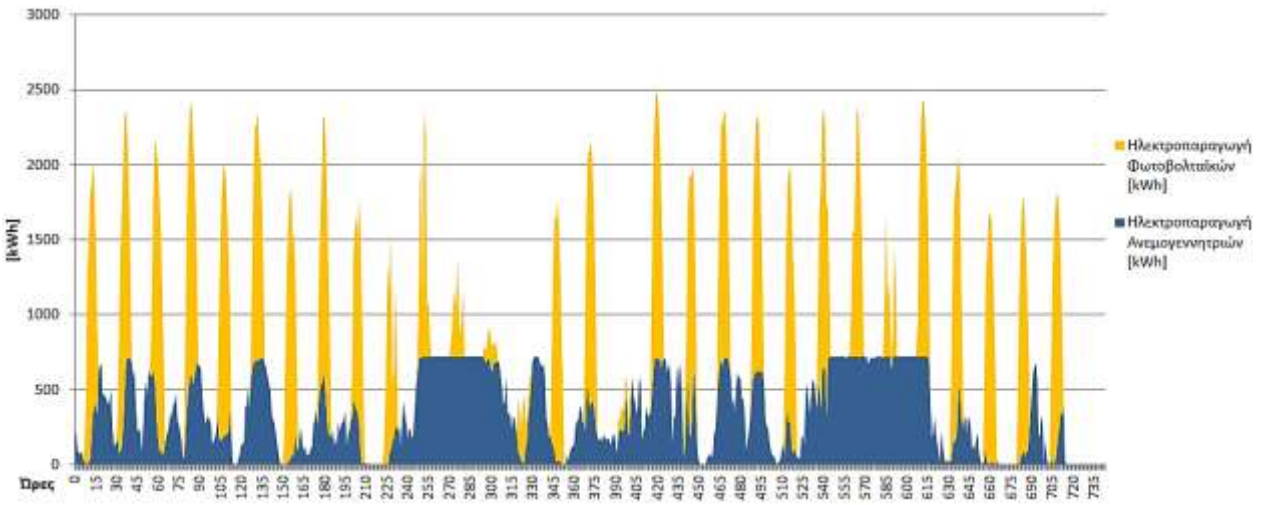


Σχήμα 7.38 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Οκτώβριο [MWh]

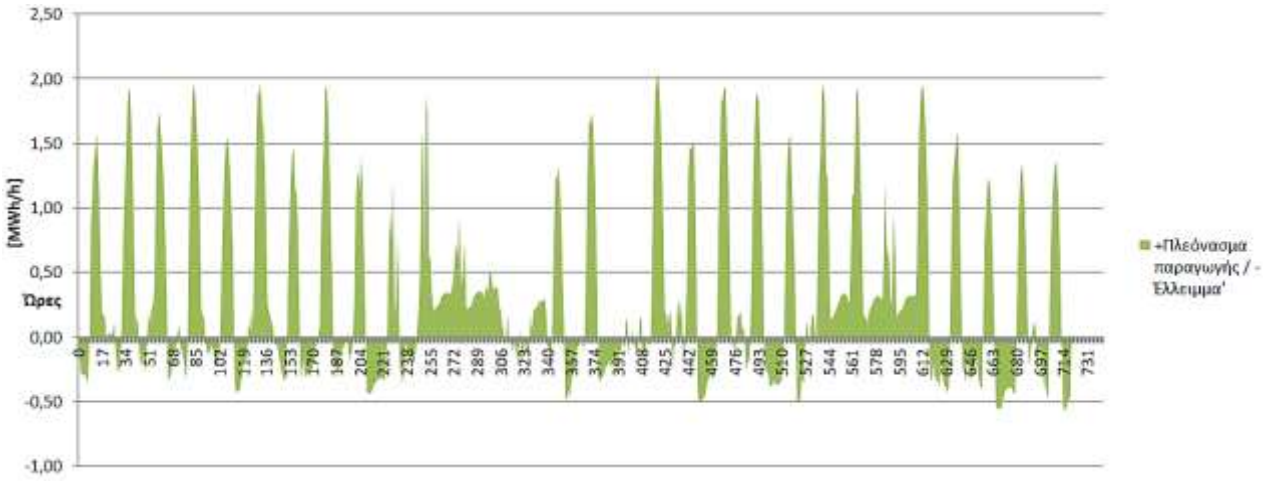
Νοέμβριος

Η διαλείπουσα ηλεκτροπαραγωγή των ανεμογεννητριών χαρακτηρίζει τον μήνα Νοέμβριο, δημιουργώντας ελλείμματα ενέργειας κυρίως τις νυχτερινές ώρες. Οι υψηλές διακυμάνσεις του ανέμου, οι οποίες εμφανίζονται κατά πλειονότητα της χρονικής διάρκειας του μηνός, μπορούν να εντοπιστούν σε τρείς (3) μεγάλες περιόδους, η πρώτη από την 1^{η} έως τις πρωινές

ώρες (6:00) της 11ης Νοεμβρίου, η δεύτερη από τις βραδινές ώρες (20:00) της 13ης έως το απόγευμα (16:00) της 23ης Νοεμβρίου και η τρίτη από τις βραδινές ώρες (17:00) της 26ης έως και τις 30 Νοεμβρίου. Κατά την πρώτη περίοδο κυμαινόμενης αιολικής παραγωγής η υψηλή ηλεκτροπαραγωγή των φωτοβολταϊκών κατά την διάρκεια της ημέρας δημιουργεί συνολική περίσσεια ηλεκτροπαραγωγή κατά την διάρκεια της ημέρας της τάξεως των 83,35 MWh κατά της διάρκεια της περιόδου, παρά το γεγονός ότι κατά τις νυχτερινές ώρες εμφανίζεται επανειλημμένα έλλειμμα ενέργειας (9 ελλείμματα). Το ίδιο συμβαίνει και κατά την δεύτερη και τρίτη περίοδο κυμαινόμενης αιολικής ηλεκτροπαραγωγής κατά τις οποίες εμφανίζεται περίσσεια ηλεκτροπαραγωγή 57,57 MWh και 9,72 MWh αντιστοίχως, η οποία οφείλεται κυρίως στην ηλιακή ηλεκτροπαραγωγή κατά τη διάρκεια της ημέρας με 6 και 5 σημαντικά ελλείμματα κατά τις νυχτερινές ώρες αντιστοίχως. Ενδιαμέσως των τριών αυτών χρονικών περιόδων εμφανίζονται δύο (2) περίοδοι με αδιάλειπτη αιολική ηλεκτροπαραγωγή, η πρώτη από το πρωί της 11ης έως τις βραδινές ώρες της 13ης και η δεύτερη από τις απογευματινές ώρες της 23ης τις απογευματινές ώρες της 26ης Νοεμβρίου, κατά τις οποίες εμφανίζονται σημαντικά πλεονάσματα 28,74 MWh και 54,44 MWh αντιστοίχως, τα οποία μπορούν να χρησιμοποιηθούν κατά τις περιόδους κυμαινόμενης ηλεκτροπαραγωγής που έπονται.



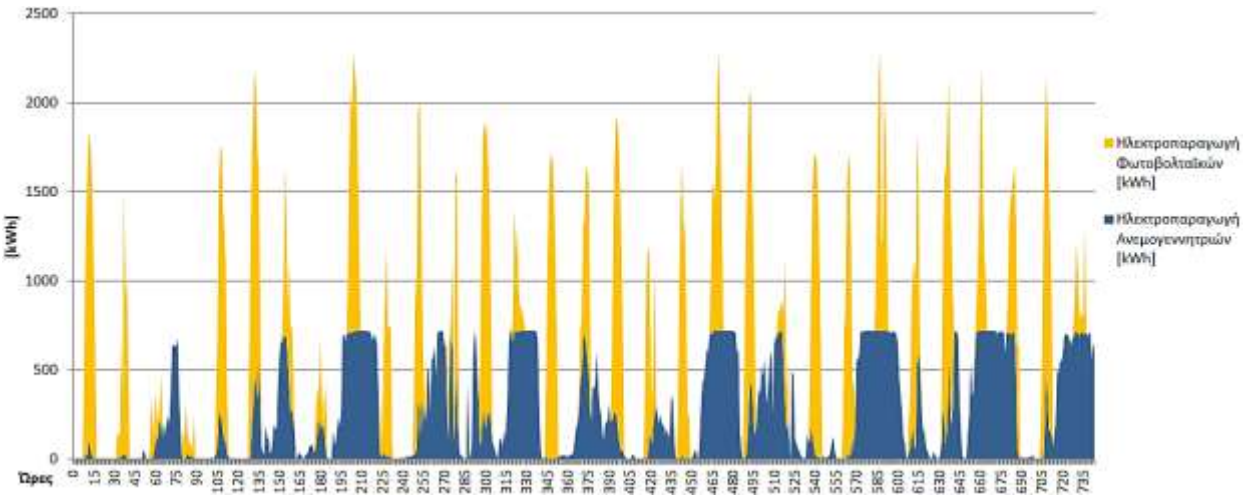
Σχήμα 7.39 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Νοέμβριο [kWh]



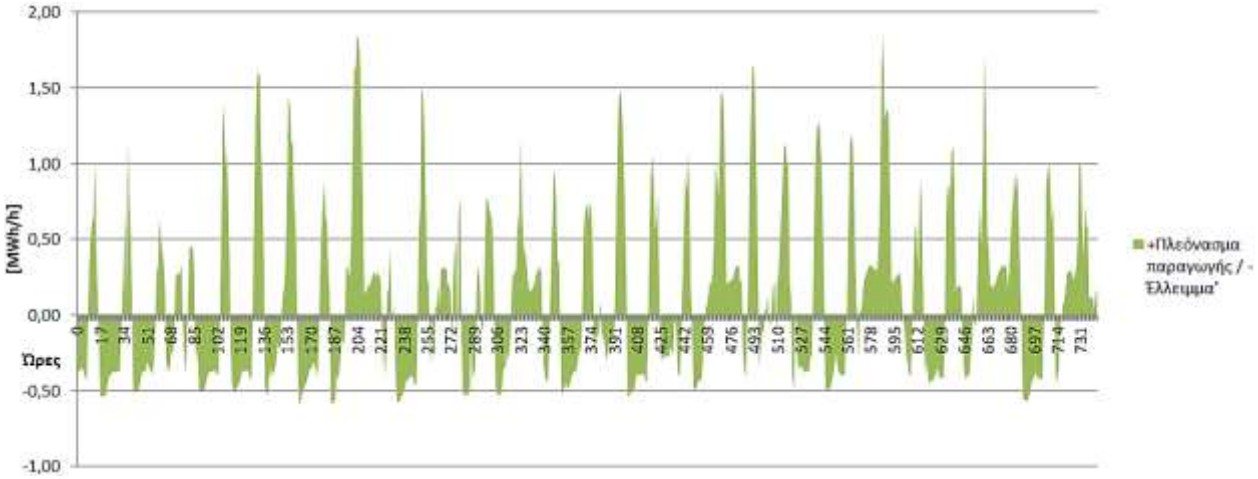
Σχήμα 7.40 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Νοέμβριο [MWh]

Δεκέμβριος

Η διαλείπουσα ηλεκτροπαραγωγή καθ' όλη την διάρκεια του μηνός με χαμηλή ηλιοφάνεια και κυμαινόμενη ταχύτητα ανέμου με παρατεταμένες χρονικές περιόδους άπνοιας κυρίως στην αρχή του μήνα, χαρακτηρίζουν το Δεκέμβριο ως κρίσιμο μήνα για τον σχεδιασμό του συστήματος. Παρ' ότι η συνολική περίσσεια ηλεκτροπαραγωγή ανέρχεται στις 211,37 MWh, το συνολικό έλλειμμα αγγίζει τις 128.33 MWh ενώ το προφίλ ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζει αρκετά μεγάλη διασπορά του ελλείμματος κατά την διάρκεια του μήνα με τις ώρες ελλείμματος ενέργειας να προσεγγίζουν τις 378, το 50,8% της χρονικής διάρκειας του μήνα. Η μεγαλύτερη πρόκληση του συστήματος είναι μια χρονική περίοδος που διαρκεί από την αρχή του μήνα μέχρι και τις πρωινές ώρες (3:00) της 9^{ης} Δεκεμβρίου κατά την οποία παρά την υψηλή ηλιακή ηλεκτροπαραγωγή την 1^{η}, 5^{η} και 6^{η} Δεκεμβρίου συνολικά η περίοδος παρουσιάζει έλλειμμα 19,03 MWh. Την συγκεκριμένη περίοδο η έλλειψη πόρων καθιστά αναγκαία την χρήση των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής για την κάλυψη του ελλείμματος. Επίσης, η διαλείπουσα αιολική ηλεκτροπαραγωγή κατά την διάρκεια πέντε (5) επιπλέον χρονικών περιόδων μέσα στο μήνα δημιουργούν μια επιπλέον δυσκολία στην κάλυψη της ζήτησης. Η πρώτη από αυτές από τις 10 έως τις 14 Δεκεμβρίου εμφανίζει πέντε πολύωρες περιόδους ελλείμματος, κυρίως τις νυχτερινές ώρες, εκ των οποίων η δεύτερη, η τέταρτη και η πέμπτη δημιουργούν σημαντικού μεγέθους ελλείμματα 7,67 , 4,3 και 4,43 MWh αντιστοίχως. Κατά τις υπόλοιπες τέσσερις χρονικές περιόδους με διαλείπουσα ή μηδενική αιολική ηλεκτροπαραγωγή 15 – 20, 21 – 24, 26 – 28 και 29 – 30 Δεκεμβρίου εμφανίζονται σημαντικά ελλείμματα ενέργειας κυρίως τις νυχτερινές ώρες. Από αυτές τα ποιο σημαντικά ελλείμματα εμφανίζονται στις 17-18 (15 ώρες), 23-24 (15 ώρες) και 29-30 (15 ώρες) Δεκεμβρίου και συνολικού ελλείμματος 6,79 MWh, 6,33 MWh και 7,3 MWh αντιστοίχως.



Σχήμα 7.41 Ωριαία Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος ΑΠΕ τον μήνα Δεκέμβριο [kWh]



Σχήμα 7.42 Ωριαίο +Πλεόνασμα /-Έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής του ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης (2025) για τον μήνα Δεκέμβριο [MWh]

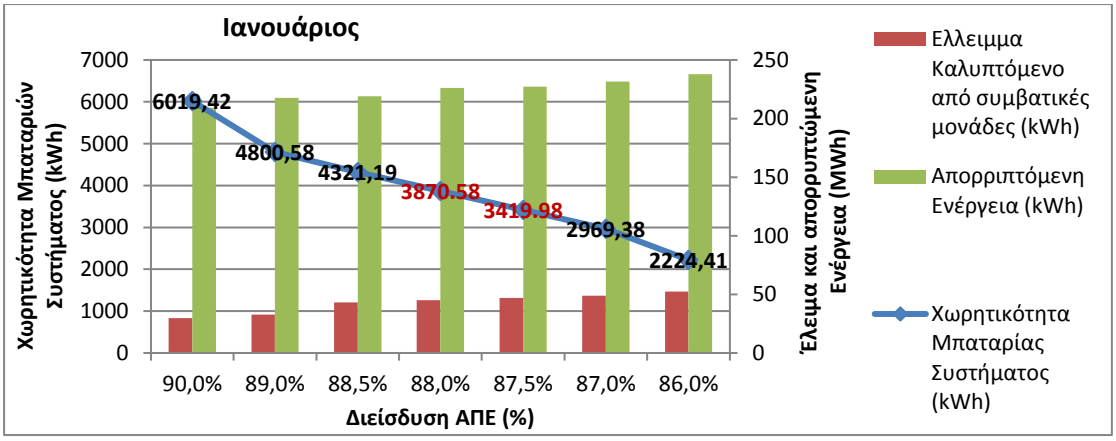
7.4.3 Σχεδιασμός Συστήματος - Φάση Γ: Διαστασιολόγηση Μπαταρίας

Στην Φάση Γ γίνεται η διαστασιολόγηση της μπαταρίας του συστήματος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με την χρήση του λογισμικού "Bat Op" (Battery Optimization). Το λογισμικό "Bat Op" περιγράφεται αναλυτικά στο Παράρτημα ΙΧ. Συγκεκριμένα το "Bat Op" χρησιμοποιήθηκε για την εξεύρεση λύσης για την βέλτιστη απαιτούμενη χωρητικότητα εγκατεστημένης μπαταρίας συστήματος αποθήκευσης ενέργειας, προκειμένου να επιτευχθεί συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ ανά μήνα.

Η ετήσια επίλυση του συγκεκριμένου προβλήματος θεωρήθηκε εξαιρετικά πολύπλοκη καθότι ο αριθμός των επαναλήψεων επίλυσης του ετήσιου προβλήματος είναι εκθετικά μεγαλύτερος αυτών ενός μηνιαίου προβλήματος. Επομένως θωρήθηκαν χρονικές στιγμές με πλήρη φόρτιση μπαταρίας (set points) στην αρχή κάθε μήνα και το πρόβλημα επιλύθηκε για κάθε μήνα ξεχωριστά. Παρακάτω παρουσιάζονται τα αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας της ελάχιστης απαιτούμενης χωρητικότητας μπαταρίας για κάθε μήνα για διάφορες τιμές διείσδυσης ΑΠΕ.

Πίνακας 7.9 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Ιανουάριο

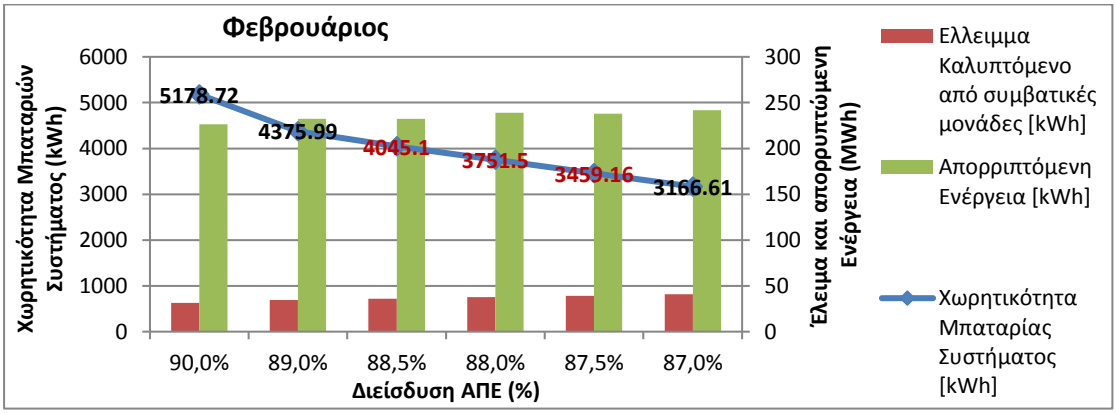
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	*Χωρητικότητα Μπαταρίας Συστήματος [kWh]*	*Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [kWh]*	*Απορριπτόμενη Ενέργεια [kWh]*
90,0%	**6019,42**	29639,80	209115,70
89,0%	**4800,58**	32860,74	217586,31
88,5%	**4321,19**	43165,58	218970,75
88,0%	**3870,58**	45042,35	226244,27
87,5%	**3419,98**	46919,11	227345,68
87,0%	**2969,38**	48795,88	231696,60
86,0%	**2224,41**	52549,41	237833,87



Σχήμα 7.43: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Ιανουάριο

Πίνακας 7.10: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Φεβρουάριο

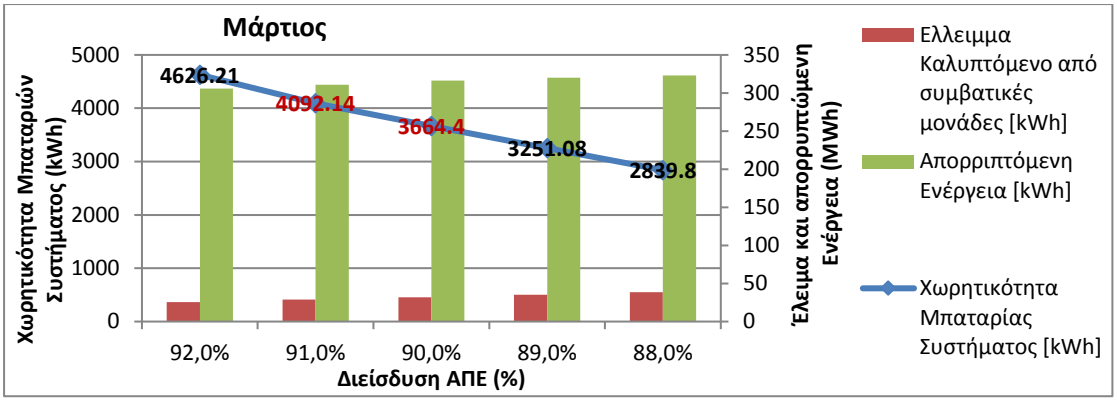
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	*Χωρητικότητα Μπαταρίας Συστήματος [kWh]*	*Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [kWh]*	*Απορριπτόμενη Ενέργεια [kWh]*
90,0%	**5178,73**	31321,71	226394,22
89,0%	**4376,00**	34453,89	232197,11
88,5%	**4045,11**	36019,97	232342,80
88,0%	**3751,52**	37586,06	239063,15
87,5%	**3459,16**	39152,14	237959,38
87,0%	**3166,62**	40718,23	241782,05



Σχήμα 7.44: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Φεβρουάριο.

Πίνακας 7.11 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Μάρτιο

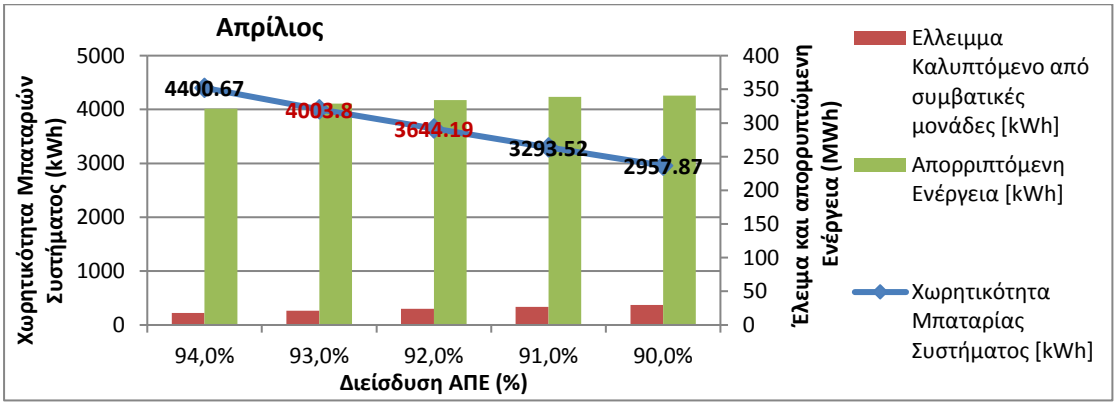
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	*Χωρητικότητα Μπαταρίας Συστήματος [kWh]*	*Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [kWh]*	*Απορριπτόμενη Ενέργεια [kWh]*
92,0%	**4626,21**	25577,03	305969,57
91,0%	**4092,14**	28774,16	311015,94
90,0%	**3664,42**	31971,29	316250,40
89,0%	**3251,09**	35168,42	320198,11
88,0%	**2839,84**	38365,55	322972,11



Σχήμα 7.45: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Μάρτιο

Πίνακας 7.12 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Απρίλιο

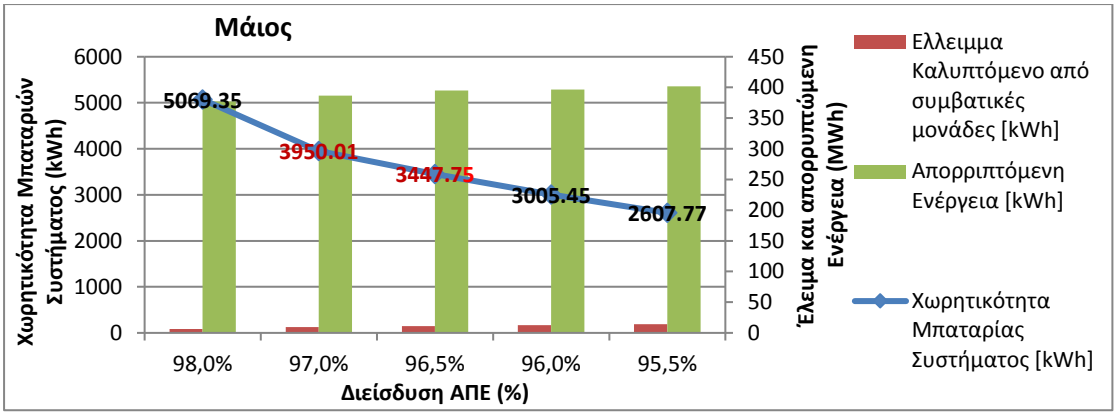
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	*Χωρητικότητα Μπαταρίας Συστήματος [kWh]*	*Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [kWh]*	*Απορριπτόμενη Ενέργεια [kWh]*
94,0%	**4400,68**	17973,91	321341,76
93,0%	**4003,82**	20969,56	328576,03
92,0%	**3644,20**	23965,21	334207,41
91,0%	**3293,52**	26960,86	338910,15
90,0%	**2957,88**	29956,51	340515,48



Σχήμα 7.46: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Απρίλιο

Πίνακας 7.13 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Μάιο

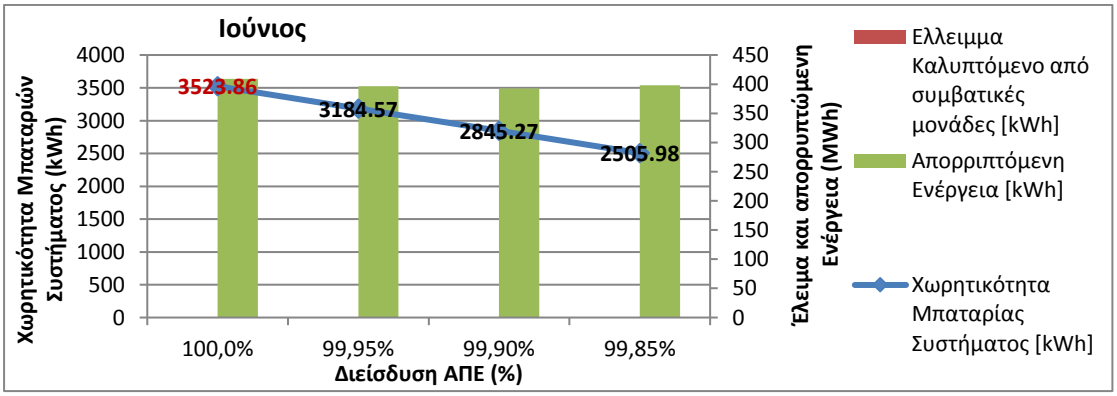
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	*Χωρητικότητα Μπαταρίας Συστήματος [kWh]*	*Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [kWh]*	*Απορριπτόμενη Ενέργεια [kWh]*
98,0%	**5069,35**	6316,03	377090,12
97,0%	**3950,01**	9474,05	386595,13
96,5%	**3447,75**	11053,06	395038,77
96,0%	**3005,45**	12632,07	396706,95
95,5%	**2607,77**	14211,07	401711,99



Σχήμα 7.47: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Μάιο

Πίνακας 7.14 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Ιούνιο

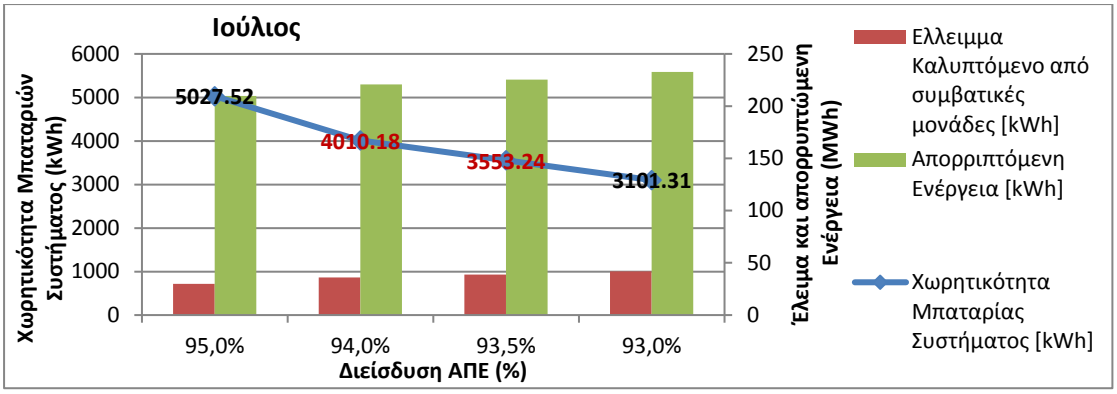
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	*Χωρητικότητα Μπαταρίας Συστήματος [kWh]*	*Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [kWh]*	*Απορριπτόμενη Ενέργεια [kWh]*
100,0%	**3523,86**	0,00	409350,11
99,95%	**3184,57**	201,88	396535,21
99,90%	**2845,27**	403,76	392778,91
99,85%	**2505,98**	605,64	398162,61



Σχήμα 7.48: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Ιούνιο

Πίνακας 7.15 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Ιούλιο

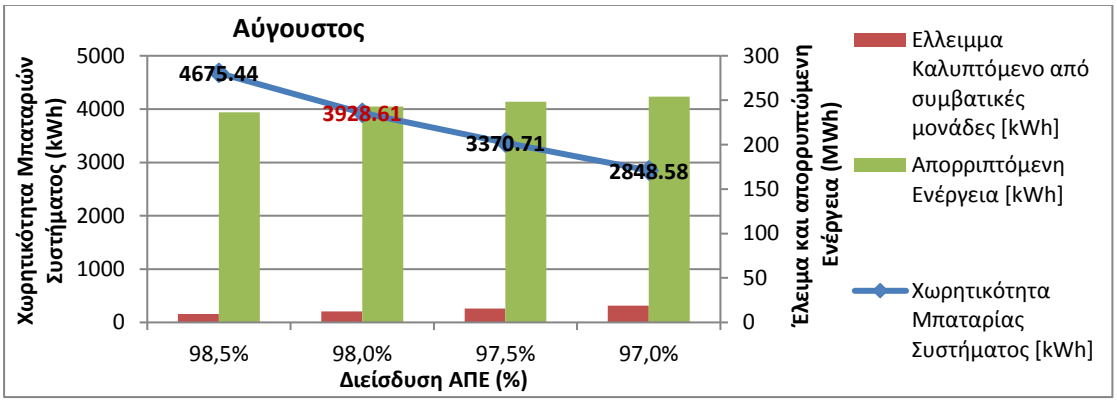
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	*Χωρητικότητα Μπαταρίας Συστήματος [kWh]*	*Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [kWh]*	*Απορριπτόμενη Ενέργεια [kWh]*
95,0%	**5027,52**	29901,46	209777,34
94,00%	**4010,18**	35881,75	220717,55
93,50%	**3553,24**	38871,89	225299,33
93,00%	**3101,31**	41862,04	232595,99



Σχήμα 7.49: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Ιούλιο

Πίνακας 7.16 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Αύγουστο

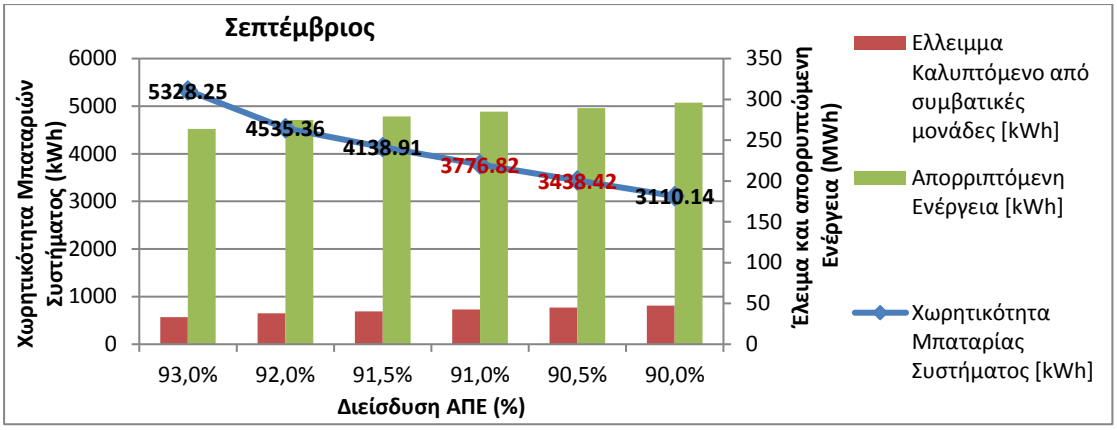
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	*Χωρητικότητα Μπαταρίας Συστήματος [kWh]*	*Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [kWh]*	*Απορριπτόμενη Ενέργεια [kWh]*
98,5%	**4675,44**	9372,81	236541,30
98,00%	**3928,62**	12497,08	243041,07
97,50%	**3370,71**	15621,35	248153,56
97,00%	**2848,58**	18745,62	254097,97



Σχήμα 7.50: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Αύγουστο

Πίνακας 7.17 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Σεπτέμβριο

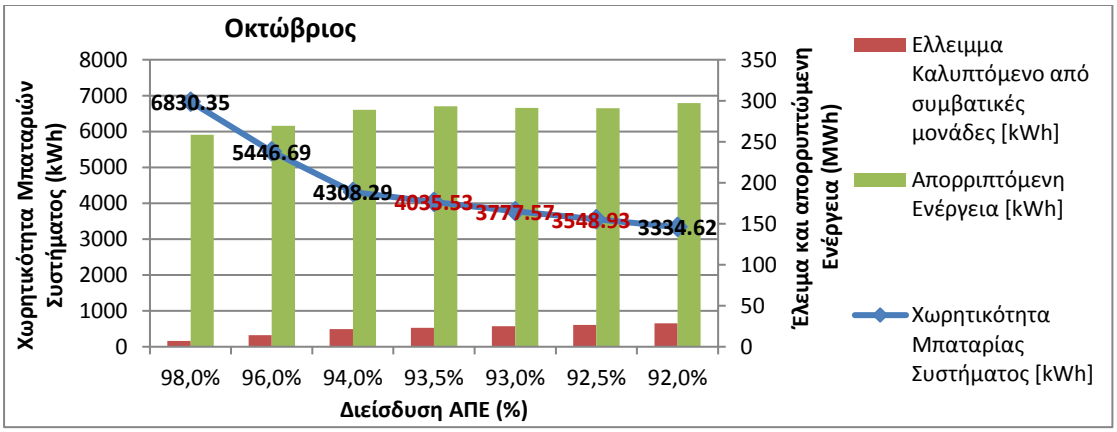
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	*Χωρητικότητα Μπαταρίας Συστήματος [kWh]*	*Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [kWh]*	*Απορριπτόμενη Ενέργεια [kWh]*
93,0%	**5328,25**	33023,91	263777,04
92,00%	**4535,36**	37741,61	274598,80
91,50%	**4138,91**	40100,46	279156,35
91,00%	**3776,82**	42459,31	284880,15
90,50%	**3438,42**	44818,16	289349,48
90,0%	**3110,14**	47177,01	296083,45



Σχήμα 7.51: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Σεπτέμβριο

Πίνακας 7.18 Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Οκτώβριο

Διείσδυση ΑΠΕ [%]	*Χωρητικότητα Μπαταρίας Συστήματος [kWh]*	*Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [kWh]*	*Απορριπτόμενη Ενέργεια [kWh]*
98,0%	**6830,35**	7140,96	258615,93
96,00%	**5446,69**	14281,92	269289,77
94,00%	**4308,30**	21422,87	289014,80
93,50%	**4035,53**	23208,11	293181,93
93,00%	**3777,57**	24993,35	291227,05
92,5%	**3548,93**	26778,59	290926,11
92%	**3334,62**	28563,83	297186,48

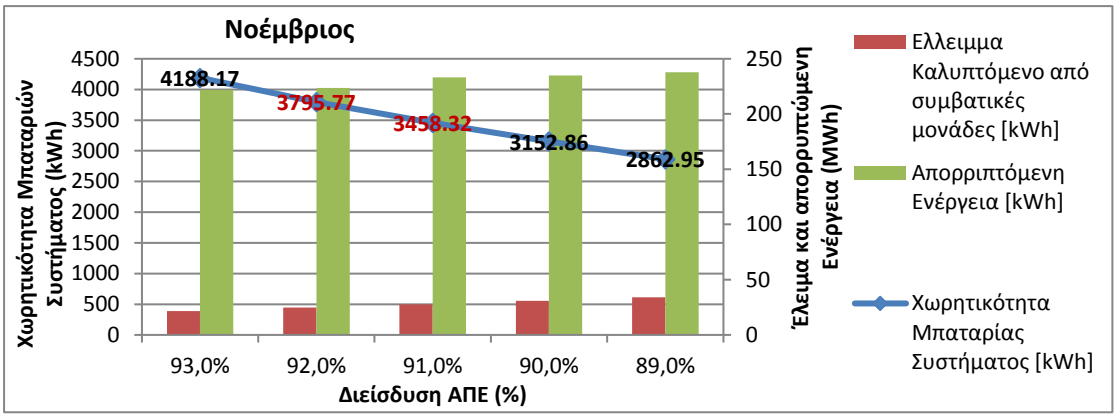


Σχήμα 7.52: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Οκτώβριο

Πίνακας 7.19 Αποτελέσματα ελάχιστης απαιτούμενης χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Νοέμβριο

Διείσδυση ΑΠΕ [%]	*Χωρητικότητα Μπαταρίας Συστήματος [kWh]*	*Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [kWh]*	*Απορριπτόμενη Ενέργεια [kWh]*
93,0%	4188,18	21627,73	221826,50
92,00%	3795,78	24717,40	223617,53

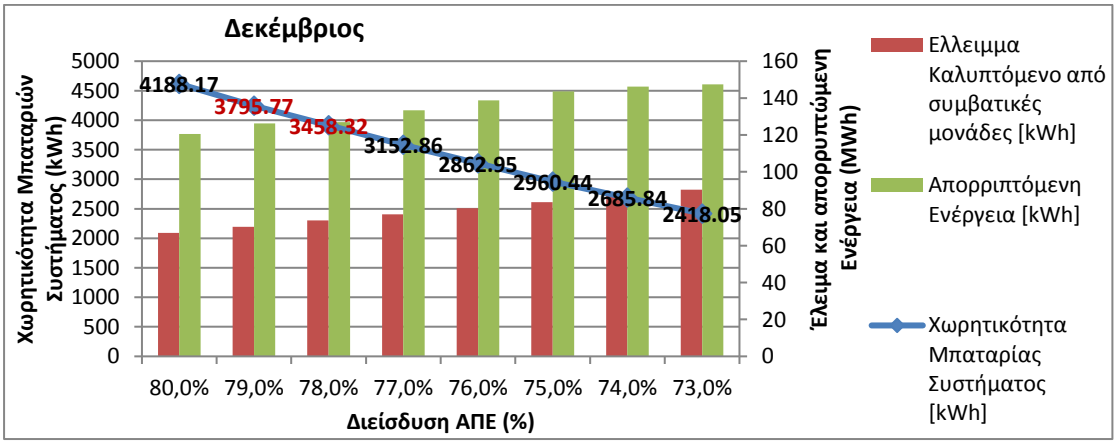
91,00%	3458,32	27807,08	233254,69
90,00%	3152,86	30896,75	234882,04
89,00%	2862,95	33986,43	237682,80



Σχήμα 7.53: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Νοέμβριο

Πίνακας 7.20: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Δεκέμβριο

Διείσδυση ΑΠΕ [%]	*Χωρητικότητα Μπαταρίας Συστήματος [kWh]*	*Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [kWh]*	*Απορριπτόμενη Ενέργεια [kWh]*
80,00%	**4614,38**	66920,58	120543,36
79,00%	**4245,19**	70266,61	126179,09
78,00%	**3914,40**	73612,64	126948,58
77,00%	**3583,68**	76958,67	133412,94
76,00%	**3270,52**	80304,70	138705,67
75,00%	**2960,44**	83650,73	143657,37
74,00%	**2685,84**	86996,75	146214,32
73,00%	**2418,05**	90342,78	147366,44



Σχήμα 7.54: Αποτελέσματα βέλτιστης απαιτούμενης (ελάχιστης) χωρητικότητας μπαταρίας συστήματος, Ελλείμματος και απορριπτόμενη [kWh] για συγκεκριμένη διείσδυση ΑΠΕ[%] με την χρήση του λογισμικού Bat-Op για τον μήνα Δεκέμβριο

Η συνολική κρίσιμη χωρητικότητα μπαταρίας η οποία παρουσιάζει ικανοποιητικά αποτελέσματα διείσδυσης ΑΠΕ με βάση τα αποτελέσματα του ειδικού μοντέλου “Bat-Op” κρίθηκε η τιμή των 4.000 kWh. Εδώ αξίζει να σημειωθεί ότι μια τέτοια τιμή προσεγγίζει μια λογική τιμή στα πλαίσια του κόστους ενώ προσφέρει ανταγωνιστικά πλεονεκτήματα όσον αναφορά την διείσδυση ΑΠΕ ιδιαίτερα τους κρίσιμους μήνες για καλύτερη αυτάρκεια συστήματος και ελαχιστοποίηση χρήσης πετρελαίου diesel.

Συγκεκριμένα, τον κρίσιμο μήνα Δεκέμβριο, οπότε εντοπίζεται και η μεγαλύτερη αδυναμία του συστήματος ΑΠΕ να καλύψει την ζήτηση με ίδιους πόρους, καθότι υπάρχει παρατεταμένη περίοδος άπνοιας και νέφωσης, ένα σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας χωρητικότητας 4.000 kWh (ή 4 MWh) μπορεί να μειώσει την ανάγκη σε παραγόμενη ενέργεια από τις συμβατικές μονάδες σε σύγκριση με ένα μικρότερο σύστημα χωρητικότητας 3.000 kWh έως και 13 MWh, ενώ σε σύγκριση με ένα ακόμη μικρότερο σύστημα 2.500 kWh, η ανάγκη παραγωγής των συμβατικών μονάδων προσεγγίζει και τις 20 MWh για τον ίδιο μήνα. Επίσης σημαντική είναι η μείωση της χρήσης των συμβατικών μονάδων και τον μήνα Νοέμβριο, οπότε και ένα σύστημα αποθήκευσης 4.000 KWh μπορεί να προσφέρει μείωση της ανάγκης ενέργειας παραγόμενης από τις συμβατικές μονάδες κατά περίπου 10 MWh σε σύγκριση με ένα μικρότερο σύστημα αποθήκευσης 3.000 MWh.

Ωστόσο παρότι το μέγεθος της μείωσης συμβατικού καυσίμου diesel είναι πολύ μικρότερο τους υπόλοιπους μήνες η διαφορά είναι αισθητή όταν κοιτάξουμε ολόκληρο το χρόνο. Έτσι το σύστημα ΑΠΕ της νήσου με ένα σύστημα αποθήκευσης με χωρητικότητα 3.000 kWh (ή 3 MWh) θα χρειαστεί περίπου 390 MWh ενέργειας ετησίως από συμβατικές μονάδες για την κάλυψη της ζήτησης της νήσου Μεγίστης το 2025, ενώ αντιθέτως συστήματα αποθήκευσης με μεγαλύτερη χωρητικότητα, στις 3.500 KWh και 4.000 kWh, θα χρειαστούν περίπου 355 MWh και 318 MWh αντιστοίχως. Με βάση τα συγκεκριμένα αποτελέσματα και λαμβάνοντας υπόψη την τωρινή μέση κατανάλωση diesel του παρόντος συμβατικού σταθμού της νήσου, ένα σύστημα με μπαταρίες χωρητικότητας 4.000 kWh θα έχει απόδοση τέτοια ώστε να μειωθεί η παραγωγή των συμβατικών μονάδων κατά περίπου 72 MWh ή αλλιώς έτσι ώστε να μειωθεί η ετήσια ανάγκη της νήσου για πετρέλαιο diesel κατά περίπου 18 τόνους σε σύγκριση με ένα αντίστοιχο σύστημα ΑΠΕ με μπαταρίες μικρότερης χωρητικότητας, στις 3.000 kWh

Με κριτήριο την διασπορά του συστήματος στην νήσο επιλέχθηκαν δύο (2) πανομοιότυπα συστήματα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με δυνατότητα παροχής ισχύος 1MW το κάθε ένα και ικανότητα αποθήκευσης τις 2,000 kWh έκαστο (2X1MW/2MWh).

7.4.4 Σχεδιασμός του συστήματος – Φάση Δ: Προσομοίωση Συστήματος

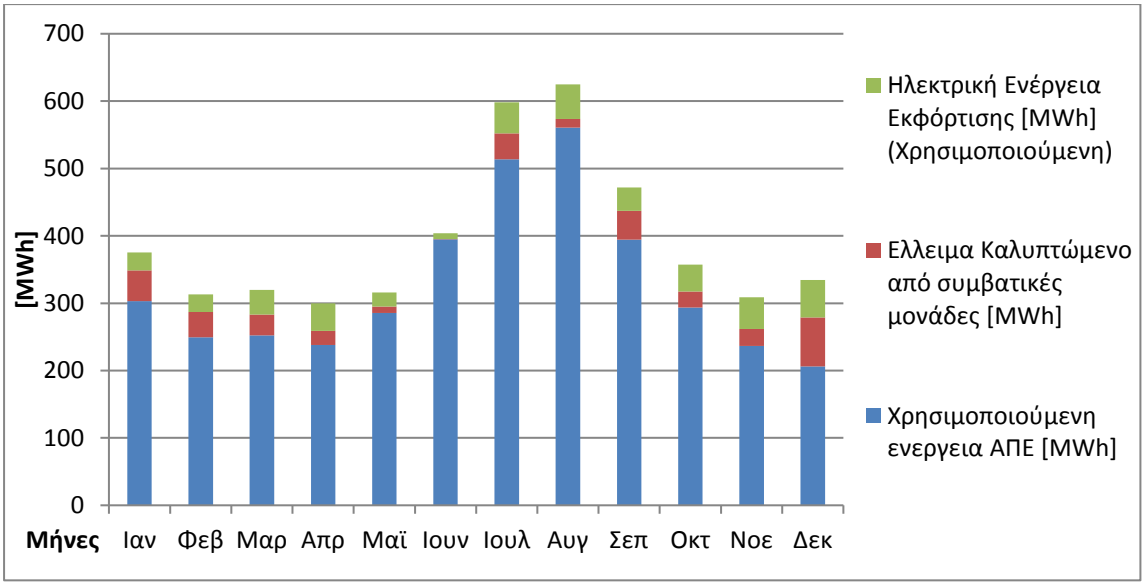
Η προσομοίωση του επιλεχθέντος ολοκληρωμένου συστήματος έγινε με την ανάστροφη εκδοχή του λογισμικού “Bat-Op” το οποίο δέχεται ως δεδομένα εισαγωγής την χωρητικότητα και την δυνατότητα παροχής ισχύος του συστήματος αποθήκευσης και πραγματοποιεί προσομοίωση της λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος μεγιστοποιώντας την διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή.

Η συγκεκριμένη εκδοχή του Bat-Op περιγράφεται στο Παράρτημα Χ (β). Τα συγκεντρωτικά αποτελέσματα για την απόδοση του συστήματος ανά μήνα και ετήσια παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα 7.21.

Πίνακας 7.21 Απόδοση επιλεχθέντος ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης (μπαταριών) ανά μήνα

	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μαϊ	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ	Έτος
Διείσδυση Συμβατικών μονάδων [%]	12.12%	12.04 %	9.73%	7.01%	2.95%	0.16%	6.41%	2.05%	9.09%	6.57%	8.24%	21.74 %	**7.64%**
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	87.88%	87.96 %	90.27 %	92.99 %	97.05 %	99.84 %	93.59 %	97.95 %	90.91 %	93.43 %	91.76 %	78.26 %	**92.36%**
Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας [MWh]	375.35	313.22	319.71	299.57	315.80	403.76	598.03	624.85	471.77	357.05	308.97	334.60	**4722.68**
Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [MWh]	45.50	37.70	31.09	21.00	9.33	0.63	38.33	12.81	42.87	23.45	25.46	72.75	**360.92**
Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	254.80	266.99	351.79	368.15	429.74	427.15	254.35	274.48	317.45	325.21	259.74	155.80	**3685.66**
Εκκινήσεις Συμβατικών μονάδων σε εφεδρεία	40	41	44	51	18	1	36	27	41	45	53	87	**484**
Χρησιμοποιούμενη ενέργεια ΑΠΕ [MWh]	303.30	249.40	252.22	237.95	285.68	394.70	513.74	560.80	394.12	293.71	236.37	206.27	**3928.27**
Αριθμός ωρών χρήσης συμβατικών μονάδων	133	107	100	78	31	6	87	49	101	78	93	210	**1073**
Ηλεκτρική Ενέργεια Εκφόρτισης [MWh] (Χρησιμοποιούμενη)	26.56	26.11	36.40	40.61	20.79	8.43	45.96	51.25	34.78	39.89	47.13	55.57	**433.49**

Σημείωση: Ο αριθμός των εκκινήσεων της συμβατικής μονάδας μειώνεται σημαντικά γιατί χρησιμοποιείται το σύστημα αποθήκευσης, σύμφωνα και με το πρόγραμμα λειτουργίας βάσει των προβλέψεων για τις επόμενες ημέρες (παρ. 7.4)



Σχήμα 7.55 Μηνιαία χρήση ενεργειακών πόρων ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Σύμφωνα με την προσομοίωση του συστήματος, το ολοκληρωμένο ηλεκτρικό σύστημα μπορεί να επιτύχει διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή της νήσου Μεγίστης κατά 92,36%. Αυτό συνιστά σημαντική βελτίωση από το 83,18% που επιτυγχάνει το προτεινόμενο σύστημα χωρίς την προσθήκη του συστήματος αποθήκευσης. Τα σημαντικότερα ελλείμματα παρουσιάζονται την χειμερινή περίοδο λόγω έλλειψης πόρων ΑΠΕ. Ενώ τον κρίσιμο μήνα Δεκέμβριο η διείσδυση ΑΠΕ προσεγγίζει το 78,26% από 61,65% χωρίς το σύστημα αποθήκευσης.

Η χρήση της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας είναι πολύ σημαντική καθότι σε ετήσια βάση αξιοποιεί 433,49 MWh από την περίσσεια ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος ΑΠΕ για την κάλυψη της ζήτησης, η οποία αντιστοιχεί στο 9,18% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Η συγκεκριμένη αξιοποιήσιμη περίσσεια ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος ΑΠΕ επίσης αποτελεί το 10,52% της ετήσιας υπερπαραγωγής ΑΠΕ γεγονός που υποδηλώνει πως η υψηλή απόρριψη ενέργειας είναι αναπόφευκτη για ένα σύστημα που ανταποκρίνεται σε τέτοια μεγέθη και τέτοιες διακυμάνσεις ζήτησης και διαθέσιμων πόρων ΑΠΕ.

Πίνακας 7.22 Ωφέλιμη ενέργεια συστήματος αποθήκευσης (ηλεκτρική ενέργεια εκφόρτισης) και αξιοποίηση περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ από το σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Μήνας	Ηλεκτρική Ενέργεια Εκφόρτισης [MWh]	Απώλειες Συστήματος Αποθήκευσης [MWh]	Αξιοποίηση περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ [%]	Περίσσεια Ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ [MWh]
Ιαν	26,56	10,2	9,44%	281,36
Φεβ	26,11	10,03	8,91%	293,10
Μαρ	36,4	13,98	9,38%	388,19
Απρ	40,61	15,6	9,93%	408,76
Μαϊ	20,79	7,99	4,61%	450,53
Ιουν	8,43	3,24	1,94%	435,58
Ιουλ	45,96	17,65	15,30%	300,31
Αυγ	51,25	19,68	15,73%	325,73
Σεπ	34,78	13,36	9,87%	352,23
Οκτ	39,89	15,32	10,93%	365,10
Νοε	47,13	18,1	15,36%	306,87
Δεκ	55,57	21,34	26,29%	211,37
Ετησίως	**433,49**	**166,5**	**10,52%**	**4119,14**

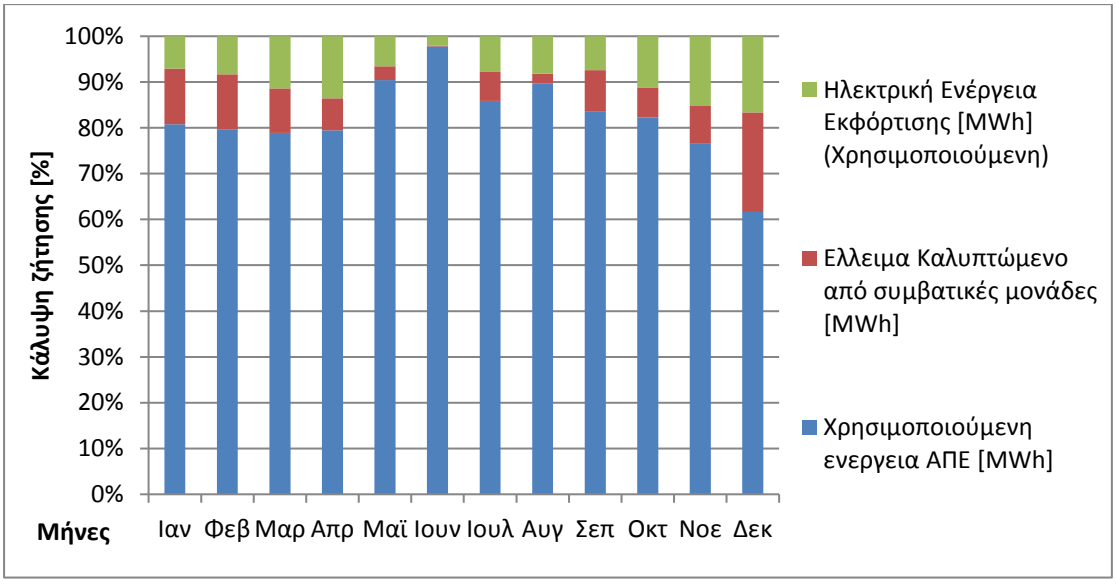
Η μεγάλη χρήση του συστήματος αποθήκευσης σημαίνει και μεγάλες αθροιστικά απώλειες ενέργειας κατά τον κύκλο φόρτισης και εκφόρτισης του συστήματος (15% κατά την φόρτιση και 15% κατά την εκφόρτιση) που ανέρχονται συνολικά σε 166,5 MWh ετησίως.

Σημαντική χρήση του συστήματος αποθήκευσης παρουσιάζεται τους μήνες κατά τους οποίους υπάρχει υψηλή ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ, ενώ ταυτόχρονα παρουσιάζονται συχνά φαινόμενα ξαφνικής ολιγόωρης άπνοιας, οπότε και είναι δυνατή η κάλυψη της υπολειπόμενης ζήτησης από την ηλεκτρική ενέργεια του συστήματος αποθήκευσης αλλά και η άμεση επαναφόρτιση των μπαταριών από την περίσσεια ενέργειας της χρονικής περιόδου που έπεται. Τέτοια φαινόμενα εμφανίζονται κατά τους μήνες Μάρτιο, Απρίλιο και Οκτώβριο

με την χρησιμοποιούμενη ηλεκτρική ενέργεια εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης να ανέρχεται σε 36,4 MWh, 40,61 MWh και 39,89 MWh αντιστοίχως.

Επίσης πολύ υψηλή χρήση του συστήματος αποθήκευσης παρουσιάζεται κατά την θερινή περίοδο, κατά την οποία, λόγω υψηλής ζήτησης, η αιολική ηλεκτροπαραγωγή ακόμη και αν επιτυγχάνει την ονομαστική ισχύ εξόδου δεν μπορεί να καλύψει την ζήτηση κατά τις νυχτερινές ώρες. Επομένως η κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τις συγκεκριμένες χρονικές περιόδους βασίζεται στην αποθηκευμένη περίσσεια ηλιακής ηλεκτροπαραγωγής. Χαρακτηριστικό τέτοιο παράδειγμα είναι οι μήνες Ιούλιος και Αύγουστος αλλά και ο Σεπτέμβριος με την χρησιμοποιούμενη ηλεκτρική ενέργεια εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης να ανέρχεται σε 45,96 MWh, 51,25 MWh και 34,78 MWh αντιστοίχως. Επομένως η αξιοποίηση της περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ από το σύστημα αποθήκευσης για τους συγκεκριμένους μήνες προσεγγίζει το 15,3% και 15,73% τον Ιούλιο και Αύγουστο αντιστοίχως.

Όπως επίσης προαναφέρθηκε σημαντική είναι η χρήση του συστήματος αποθήκευσης τους χειμερινούς μήνες με έμφαση στον Νοέμβριο και τον Δεκέμβριο, οπότε και εμφανίζονται σημαντικά ελλείμματα εξ αιτίας παρατεταμένων χρονικών περιόδων άπνοιας και νέφωσης. Συγκεκριμένα η ενέργεια εκφόρτισης των μπαταριών συνεισφέρει 47,13 MWh και 55,57 MWh τον Νοέμβριο και Δεκέμβριο αντιστοίχως, οι οποίες είναι οι ψηλότερες τιμές κατά την διάρκεια του έτους ($1^{η}$ και $3^{η}$ υψηλότερη). Σημαντικό επίσης είναι το γεγονός ότι οι συγκεκριμένοι μήνες παρουσιάζουν πολύ χαμηλή απορριπτόμενη ενέργεια, η οποία ανέρχεται σε 265,7 MWh και 152,3 MWh αντιστοίχως, το οποίο σημαίνει ότι η αξιοποίηση της περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής από το σύστημα αποθήκευσης είναι πολύ αποδοτική, με αποδόσεις που ανέρχονται σε 15,36% και 26,29% τον Νοέμβριο και Δεκέμβριο αντιστοίχως.



Σχήμα 7.56 Κάλυψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας [%] από τους πόρους του ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

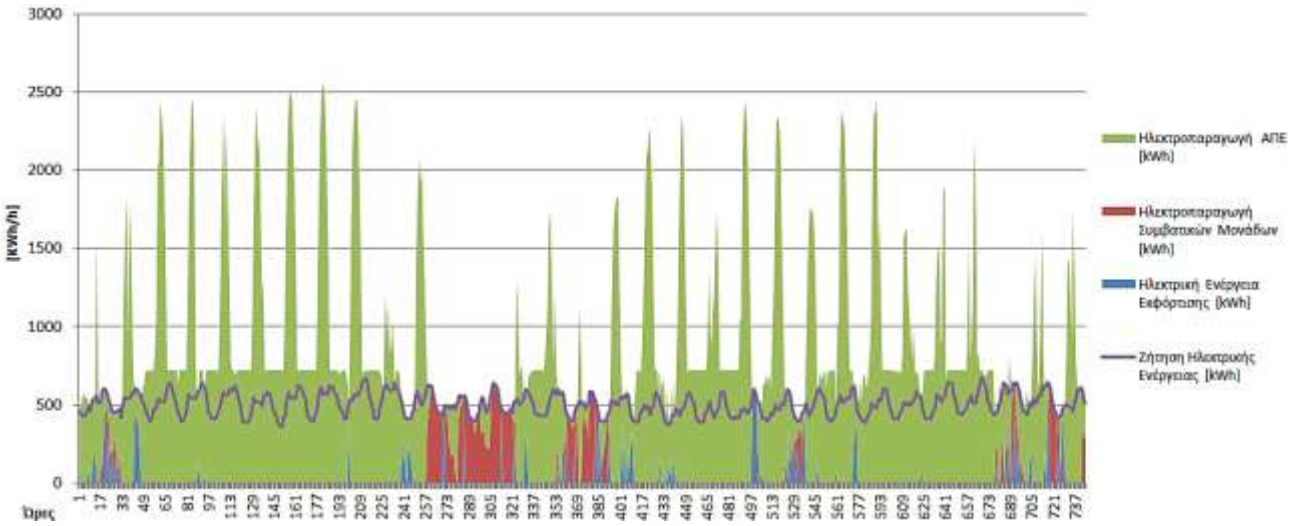
Για λόγους εφεδρείας και για την αντιμετώπιση ανεπαρκούς ηλεκτροπαραγωγής και μειωμένης ικανότητας αποθήκευσης κάποιες ώρες ή ημέρες το χρόνο χρησιμοποιείται μια

μονάδα diesel. Κατά συνέπεια επιλέγονται δύο (2) συμβατικά ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη diesel με ισχύ εξόδου 500 kW έκαστος, καθότι η μέγιστη ετήσια ζητηθείσα ισχύς του συστήματος ανέρχεται στα 932 kW ενώ σε πολλαπλές περιπτώσεις η ζήτηση ισχύος είναι αρκετά μικρότερη των 500 kW. Πρέπει να σημειωθεί ότι κατά πέντε (5) μήνες Μάρτιο – Ιούνιο αλλά και τον Οκτώβριο η ζήτηση ισχύος δεν ξεπερνά ποτέ τα 500 kW.

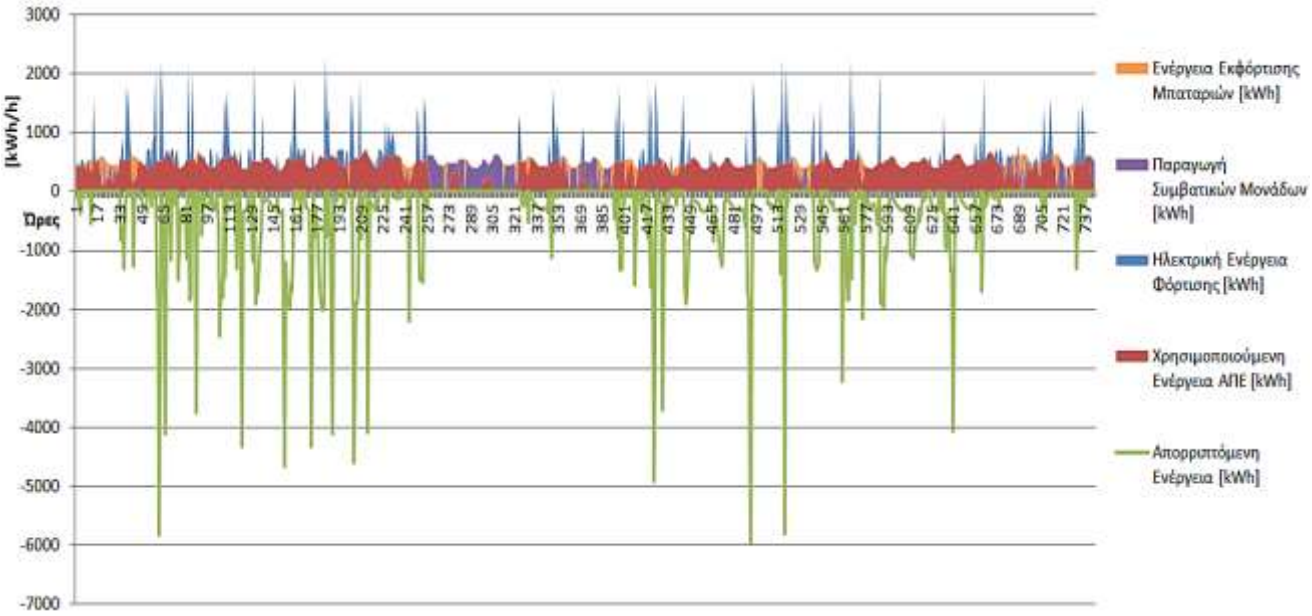
Επιπλέον τα αποτελέσματα της απόδοσης του συστήματος αναλύονται στη συνέχεια με μεγαλύτερη λεπτομέρεια ανά μήνα.

Ιανουάριος

Το Ιανουάριο παρά την υψηλή εποχιακή απόδοση του συστήματος ΑΠΕ και της υψηλής περίσσειας, άρα και υψηλής διαθεσιμότητας αποθηκευμένης ηλεκτρικής ενέργειας από το σύστημα αποθήκευσης, εμφανίζονται δύο παρατεταμένα χρονικά διαστήματα με πλήρη άπνοια και νέφωση κατά τα οποία είναι διαθέσιμοι μηδενικοί ή σχεδόν μηδενικοί πόροι ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής. Το πρώτο και μεγαλύτερο από αυτά τα χρονικά διαστήματα, από την 11η έως την 14η Ιανουαρίου, απαιτεί την χρήση των συμβατικών μονάδων diesel για την κάλυψη περίπου 25,04 MWh ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για μια διάρκεια περίπου 60 ωρών. Η δεύτερη τέτοια περίοδος που διαρκεί από την 15η έως την 17η Ιανουαρίου δημιουργεί έλλειμμα καλυπτόμενο από τη συμβατική μονάδα diesel ύψους 9,53 MWh ενώ οι ανάγκες λειτουργίας των συμβατικών μονάδων ανέρχονται περίπου σε 27 ώρες. Ολιγόωρες ανάγκες για κάλυψη της ζήτηση από τη συμβατική ηλεκτροπαραγωγή των μονάδων diesel εμφανίζονται ακόμη τέσσερις φορές μέσα στο μήνα, τις νυχτερινές ώρες στις 1-2 Ιανουαρίου (1,48 MWh), 22-23 Ιανουαρίου (1,51 MWh), 29-30 Ιανουαρίου (3,11 MWh), 30-31 Ιανουαρίου (3,46 MWh).

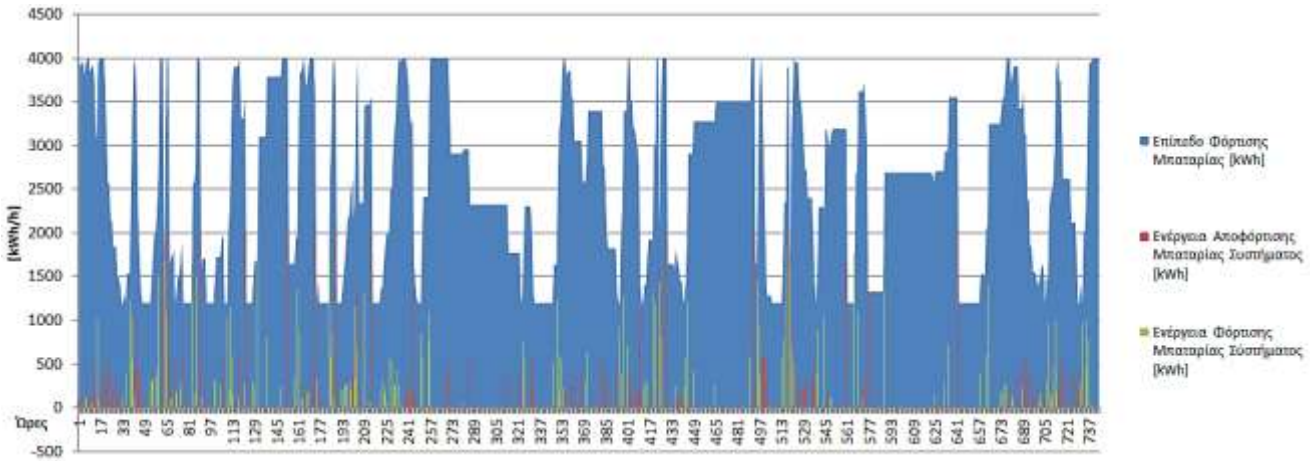


Σχήμα 7.57 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιανουάριο



Σχήμα 7.58 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιανουάριο

Επίσης ολιγόωρα κενά στην ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ καλύπτονται με επιτυχία από το σύστημα αποθήκευσης στις 2 Ιανουαρίου (3 ώρες, 1,75 MWh), 10-11 Ιανουαρίου (10 ώρες, 1,3 MWh), 17-18 Ιανουαρίου (9 ώρες, 1,59 MWh), 21 Ιανουαρίου (5 ώρες, 2,32 MWh), ενώ σε 6 ακόμη χρονικές περιπτώσεις μειώνουν σημαντικά το χρόνο λειτουργίας και το ύψος της απαιτούμενης ισχύος των συμβατικών μονάδων diesel.

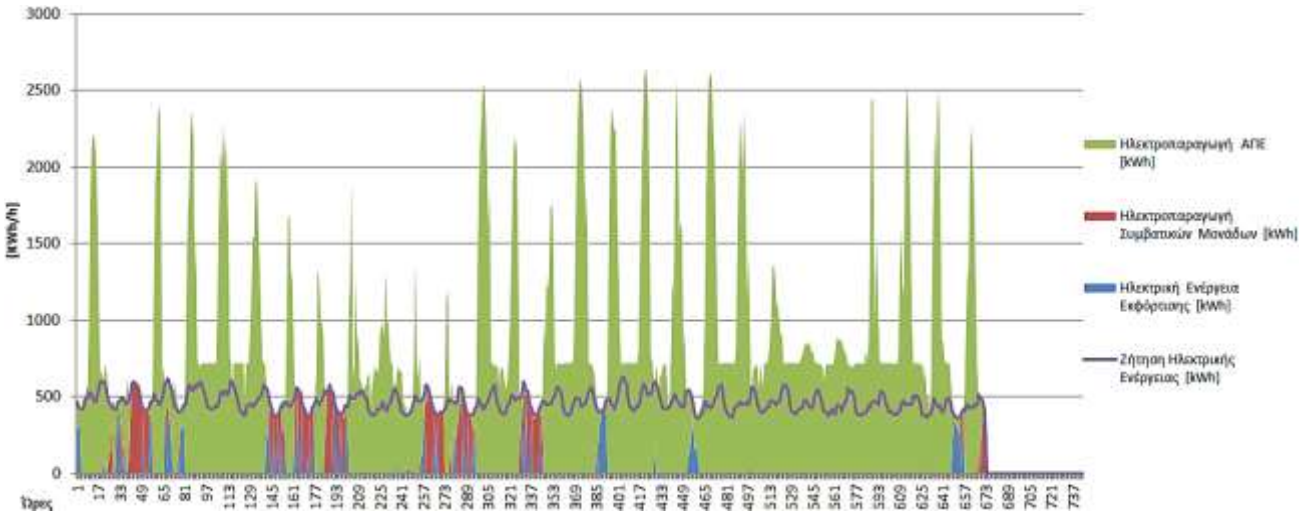


Σχήμα 7.59 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιανουάριο

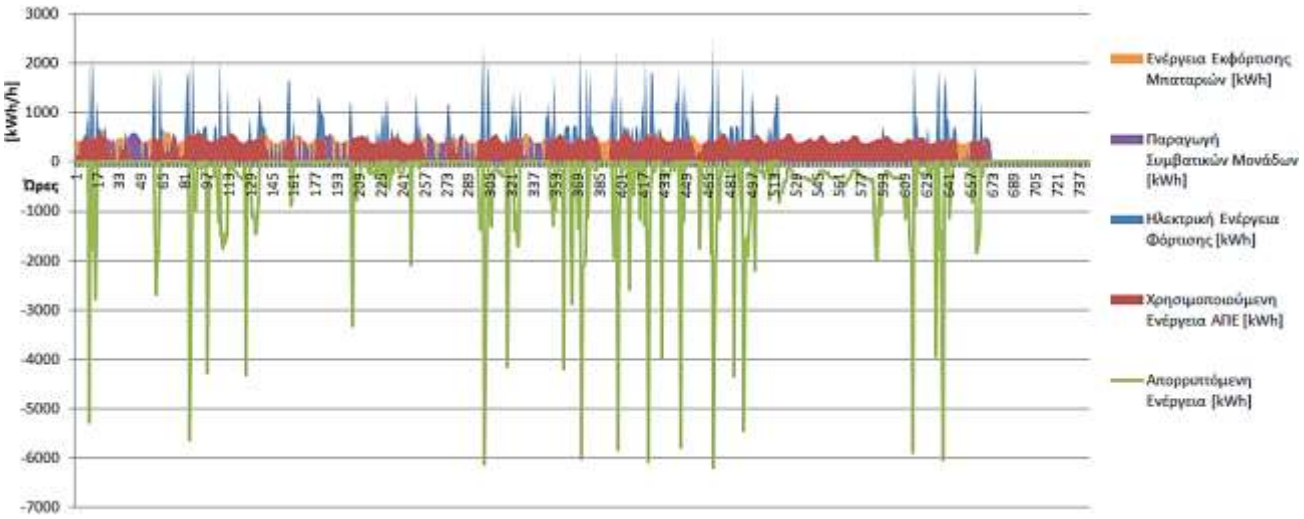
Φεβρουάριος

Τον Φεβρουάριο το ηλεκτρικό σύστημα ΑΠΕ παρουσιάζει ικανοποιητική επάρκεια κατά το δεύτερο μισό του μήνα, ωστόσο λόγω παρατεταμένης έλλειψης πόρων κατά την το πρώτο 15ήμερο είναι απαραίτητη η χρήση των συμβατικών μονάδων diesel για την κάλυψη της ζήτησης σε 7 περιπτώσεις. Η πρώτη και χρονικά μεγαλύτερη από αυτές εμφανίζει παρατεταμένο έλλειμμα ενέργειας για περίπου 30 ώρες στις 2 – 4 Φεβρουαρίου το οποίο για να αντιμετωπιστεί καλούνται οι συμβατικές μονάδες να καλύψουν φορτίο περίπου 8,16

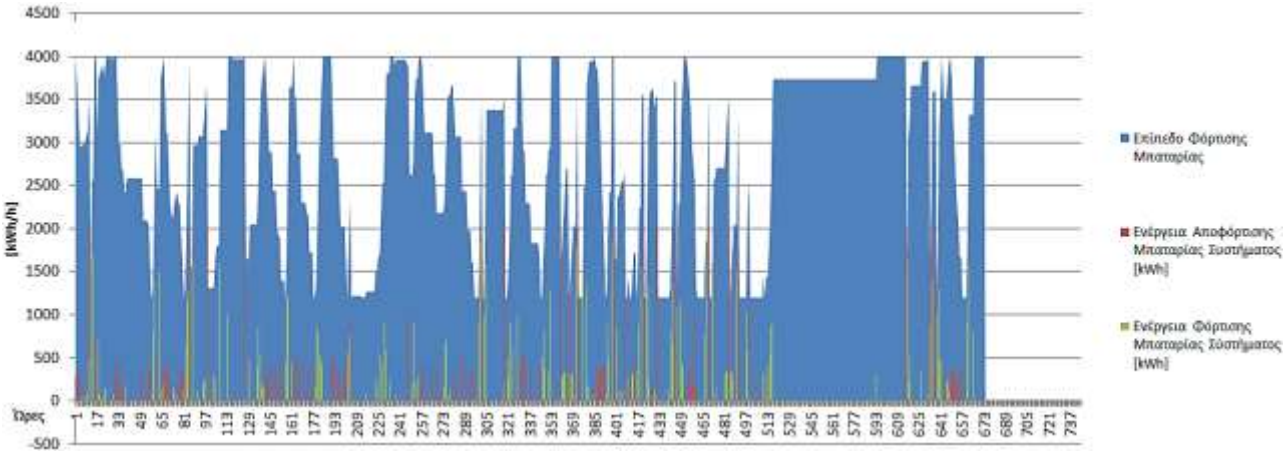
MWh σε περίπου 24 ώρες λειτουργίας. Αντίστοιχα δύο μικρότερα ελλείμματα εμφανίζονται στις 7 – 8 Φεβρουαρίου, το πρώτο τις πρώτες πρωινές ώρες της 6ης Φεβρουαρίου κατά τις οποίες απαιτείται η ηλεκτροπαραγωγή 2,86 MWh για περίπου 8 ώρες από τις συμβατικές μονάδες diesel, ενώ για τις νυχτερινές ώρες 7 – 8 Φεβρουαρίου καλούνται οι συμβατικές μονάδες για 10 περίπου ώρες για την κάλυψη φορτίου 4,35 MWh. Κατά την ίδια περίοδο ελλείμματος ενεργειακών πόρων, την επομένη ημέρα, 8 – 9 Φεβρουαρίου, δημιουργείται επίσης ένα σημαντικό έλλειμμα 5,11 MWh κατά τις νυχτερινές ώρες το οποίο καλύπτεται από τις μονάδες diesel σε περίπου 13 ώρες. Σημαντικό επίσης είναι το έλλειμμα στις 11-13 Φεβρουαρίου ύψους 9,54 MWh για το οποίο απαιτείται η χρήση των συμβατικών μονάδων diesel για περίπου 26 ώρες, ενώ το έλλειμμα των νυχτερινών ωρών στις 14 – 15 Φεβρουαρίου, ύψους 4,78 MWh καλύπτεται από τις συμβατικές μονάδες σε περίπου 13 ώρες. Η χρήση των μπαταριών είναι καθοριστική για την μείωση των ωρών λειτουργίας των συμβατικών μονάδων κατά τις προαναφερθείσες ώρες ελλείμματος καθώς και για την αποφυγή εκκινήσεων των συμβατικών μονάδων στις 1, 4, 17,18-19 και 28 Φεβρουαρίου.



Σχήμα 7.60 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Φεβρουάριο



Σχήμα 7.61 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Φεβρουάριο

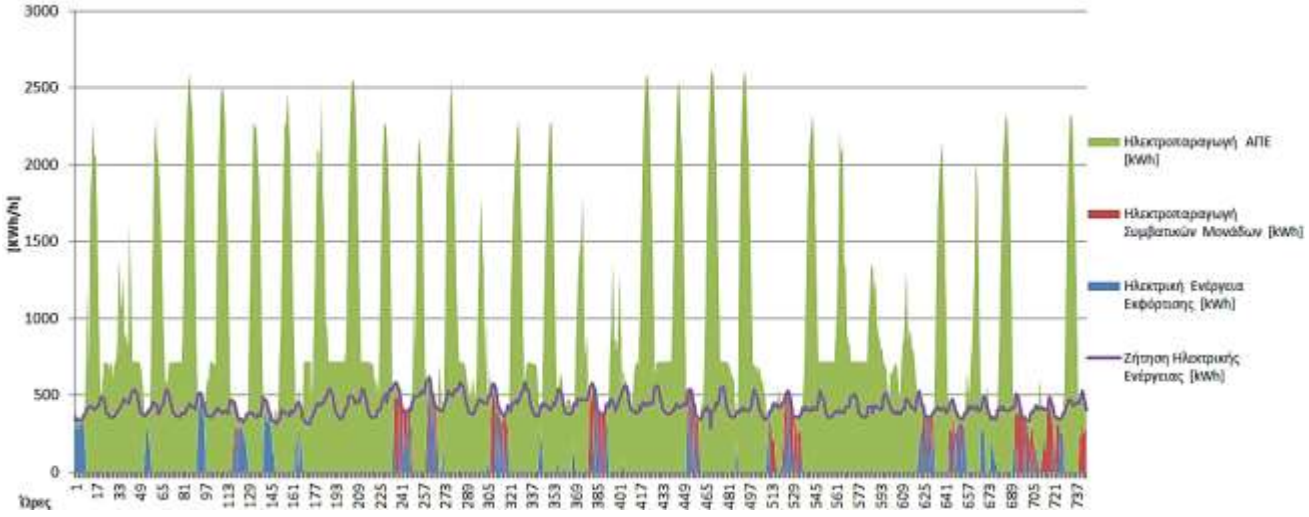


Σχήμα 7.62 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Φεβρουάριο

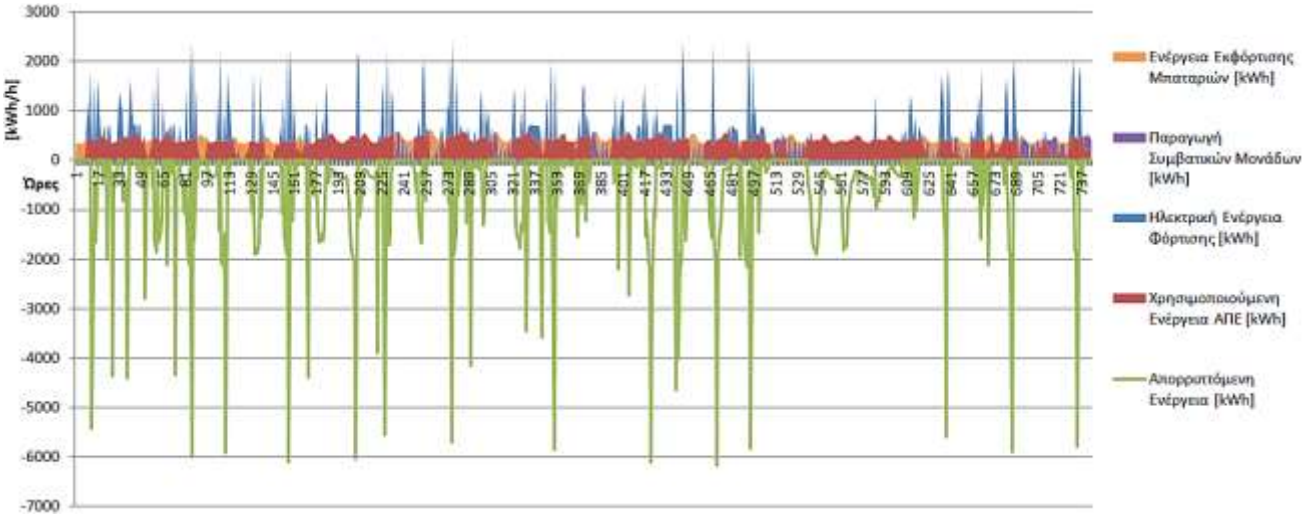
Μάρτιος

Ο Μάρτιος παρουσιάζει έντονες διακυμάνσεις στην διαθεσιμότητα ενεργειακών πόρων ΑΠΕ με υψηλές τιμές περίσσειας και υψηλές τιμές ελλείμματος. Συγκεκριμένα διακρίνονται περίπου 11 χρονικές περίοδοι ελλείμματος καλυπτόμενου από τις συμβατικές μονάδες κατά τις οποίες η χρονική λειτουργία και η ζήτηση ισχύος περιορίζεται σημαντικά με την εκφόρτιση αποθηκευμένης περίσσειας από τις μπαταρίες. Το πρώτο σημαντικό έλλειμμα παρουσιάζεται τις νυχτερινές ώρες στις 10 -11 Μαρτίου και διαρκεί περίπου 12 ώρες κατά τις οποίες για την κάλυψη της ζήτηση απαιτούνται 3,63 MWh παραγόμενες από τις συμβατικές μονάδες diesel με εκτιμώμενη διάρκεια λειτουργίας 9 ωρών. Έξι (6) μικρότερα ελλείμματα καλυπτόμενα από τις μονάδες diesel παρουσιάζονται τις νυχτερινές ώρες 11-12, 13-14, 19-20, 26-27, 27-28 και 31 Μαρτίου ύψους 1,69 MWh, 2,87 MWh, 1,81 MWh, 1,46 MWh 1,52 MWh και 1,7 MWh με εκτιμώμενους χρόνους λειτουργίας των συμβατικών μονάδων 5, 7, 6, 5, 6 και 6 ωρών αντιστοίχως.

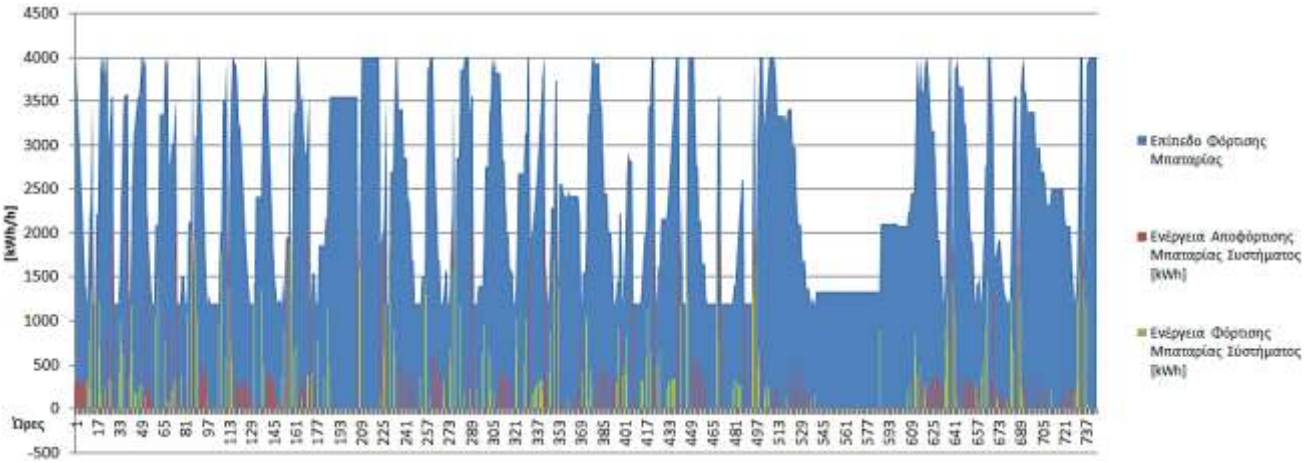
Σημαντική είναι λειτουργία των συμβατικών μονάδων για κάλυψη των ελλειμμάτων της ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ τις νυχτερινές ώρες της 16^{ης} -17^{ης} Μαρτίου με ηλεκτροπαραγωγή ύψους 3,64 MWh και διάρκεια λειτουργίας περίπου 9 ωρών. Ωστόσο τα μεγαλύτερα ελλείμματα κατά την διάρκεια του μηνός που απαιτούν παρατεταμένη λειτουργία των συμβατικών μονάδων για την κάλυψή τους παρουσιάζονται στις 22-23 και 29-31 Μαρτίου διάρκειας 24 και 32 ωρών αντιστοίχως, με συνολικό ύψος απαιτούμενης συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής 4,59 MWh και 7,61 MWh και απαιτούμενο χρόνο λειτουργίας των μονάδων diesel να ανέρχεται σε 16 και 26 ώρες αντιστοίχως.



Σχήμα 7.63 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Μάρτιο



Σχήμα 7.64 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Μάρτιο

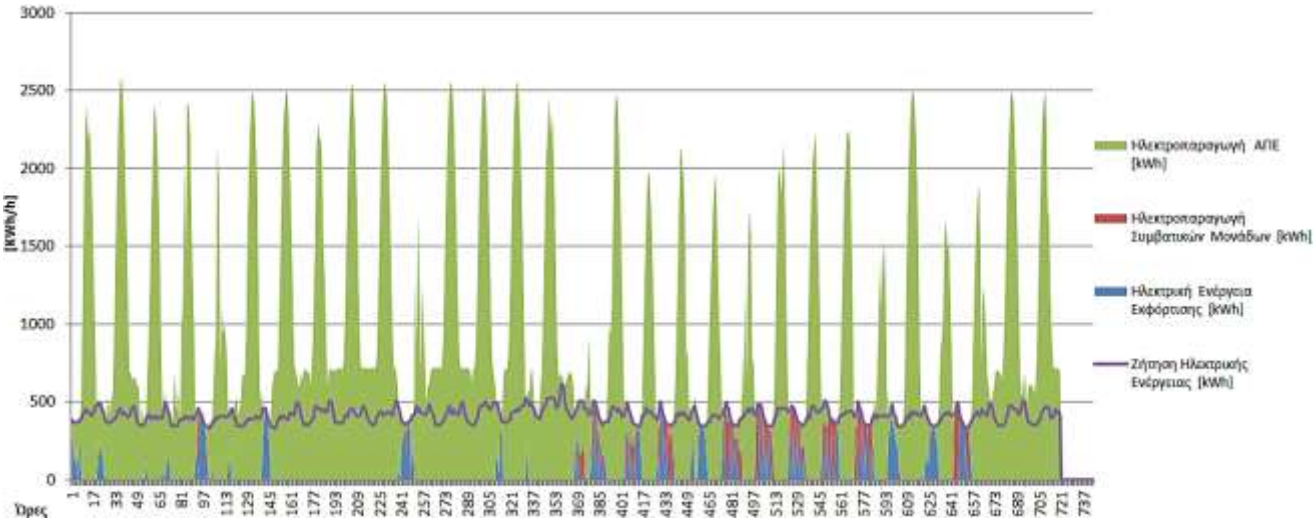


Σχήμα 7.65 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Μάρτιο

Σημαντική είναι η συνεισφορά του συστήματος αποθήκευσης στην κάλυψη του φορτίου ζήτησης καθ' όλη την διάρκεια του μήνα και συγκεκριμένα την 1η Μαρτίου (2,37 MWh, εκτιμώμενος χρόνος εκφόρτισης 8 ώρες), 3η Μαρτίου (0,99 MWh σε 5 ώρες), 4η Μαρτίου (2,38 MWh σε 6 ώρες), 5η Μαρτίου (2,38 MWh σε 10 ώρες), 6η Μαρτίου (2,38 MWh σε 9 ώρες), 7η Μαρτίου (0,98 MWh σε 5 ώρες) και 28η Μαρτίου (1,48 MWh σε 9 ώρες), κατά τις οποίες αποφεύγεται πλήρως ή σχεδόν πλήρως η χρήση των συμβατικών μονάδων diesel.

Απρίλιος

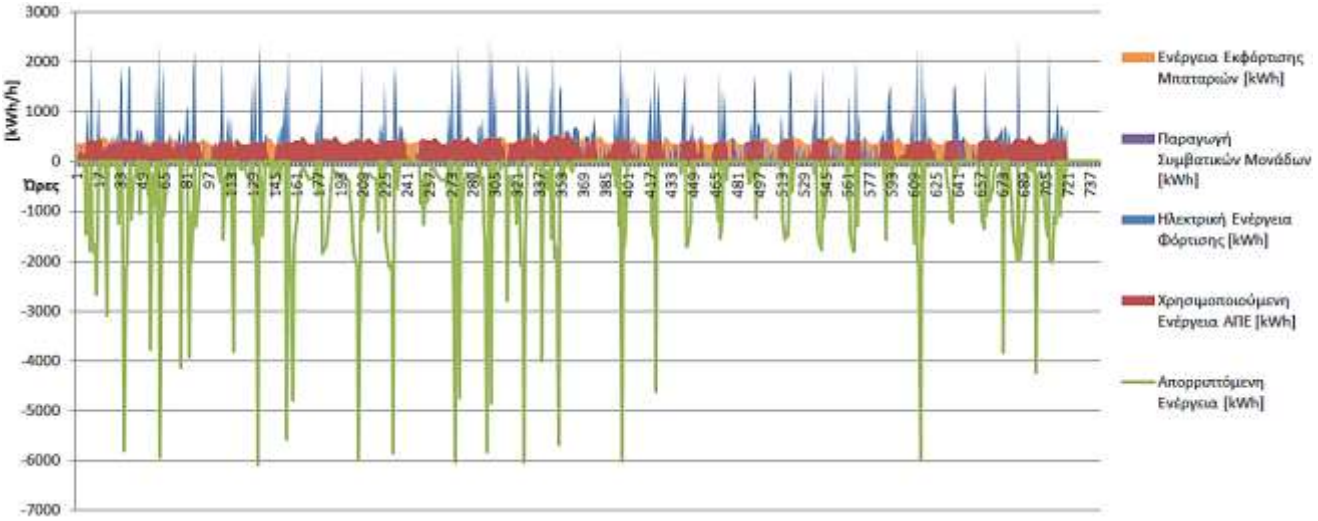
Ο Απρίλιος αποτελεί παράδειγμα μήνα με πολύ υψηλή απόδοση του συστήματος το πρώτο μισό του μήνα και μια παρατεταμένη περίοδο άπνοιας το δεύτερο μισό του μήνα, 16 – 28 Απριλίου η οποία δημιουργεί σοβαρά ελλείμματα τις νυχτερινές ώρες τα οποία όμως καλύπτονται σε ένα μεγάλο βαθμό από την αποθηκευμένη περίσσεια ηλεκτροπαραγωγή των φωτοβολταϊκών τα οποία παρουσιάζουν πολύ υψηλή παραγωγή καθ' όλη την διάρκεια του μηνός. Συγκεκριμένα το σύστημα ΑΠΕ – αποθήκευσης παρουσιάζει δέκα (10) αξιοσημείωτες περιόδους ελλείμματος, κυρίως τις νυχτερινές ώρες, το οποίο καλύπτεται από τις συμβατικές μονάδες, ενώ το εύρος των ελλειμμάτων δεν υπερβαίνει τις 2,7 MWh και η κάλυψή τους επιτυγχάνεται με λειτουργία των συμβατικών μονάδων diesel από 3 έως 8 ώρες κατά περίπτωση. Τα συγκεκριμένα ελλείμματα ενέργειας, τα οποία καλύπτονται από τις συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής εμφανίζονται τις νυχτερινές ώρες στις 15-16 (0,85 MWh), 16-17(0,93 MWh), 17-18 (1,08 MWh), 18-19 (1,93 MWh), 20-21 (2,48 MWh), 21-22 (2,61 MWh), 22-23 (2 MWh), 23-24 (2,31 MWh), 24-25 (2,71 MWh) και 27-28 Απριλίου (2,54 MWh). Σημαντική είναι συνεισφορά της ενέργειας αποθήκευσης στην μείωση του εύρους της χρήσης των συμβατικών μονάδων κατά τις ανωτέρω χρονικές περιόδους.



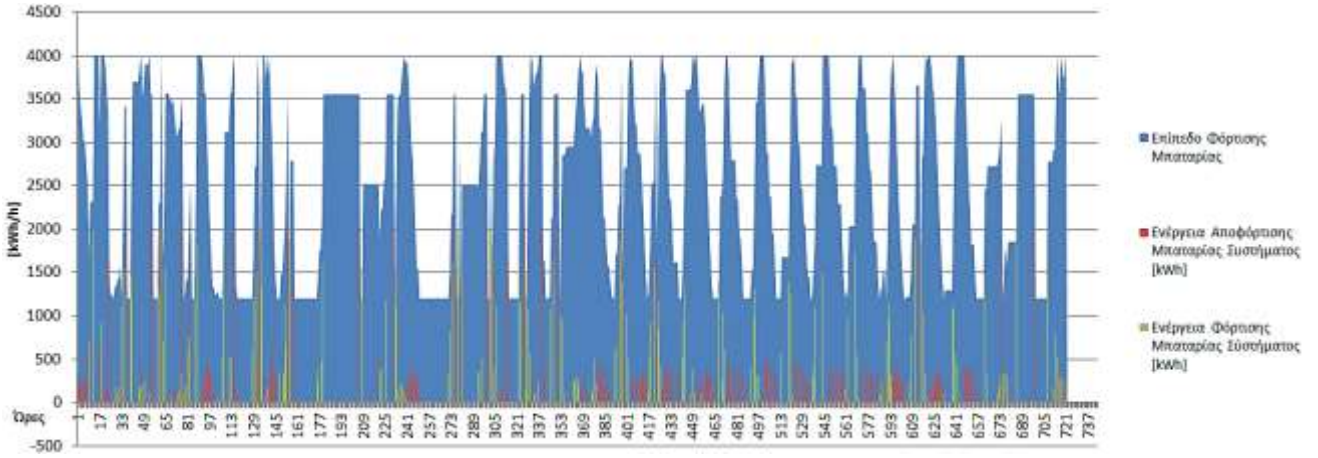
Σχήμα 7.66 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Απρίλιο

Επίσης υπάρχει πολύ υψηλή χρησιμοποίηση του συστήματος αποθήκευσης δεδομένης της ιδιαιτερότητας της απόδοσης του συστήματος ΑΠΕ με υψηλή διακοψιμότητα της ηλεκτροπαραγωγής το δεύτερο μισό του μήνα. Το πρώτο μισό του μήνα όπου η απόδοση των ΑΠΕ είναι η υψηλή, οποιοδήποτε έλλειμμα στην ηλεκτροπαραγωγή είναι διαχειρίσιμο από το σύστημα αποθήκευσης, το οποίο επεμβαίνει επιτυχώς στις 1, 1-2, 3, 4-5, 5-6, 6-7, 7-8, 8-9

και 9-10 Απριλίου, αλλά και στις 25-26 και 26-27 Απριλίου αποτρέποντας την εκκίνηση των συμβατικών μονάδων diesel. Από αυτές τις επεμβάσεις οι ποιο σημαντικές είναι στις 4-5 Απριλίου με εκφόρτιση 2,42 MWh σε διάστημα 9 ωρών, στις 6-7 Απριλίου με εκφόρτιση 2,03 MWh σε διάστημα 6 ωρών, στις 7-8 Απριλίου με εκφόρτιση 2,41 MWh σε διάστημα 9 ωρών, στις 25-26 Απριλίου με εκφόρτιση 2,38 MWh σε διάστημα 8 ωρών και στις 26-27 Απριλίου με εκφόρτιση 2,38 MWh σε διάστημα 10 ωρών.



Σχήμα 7.67 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Απρίλιο

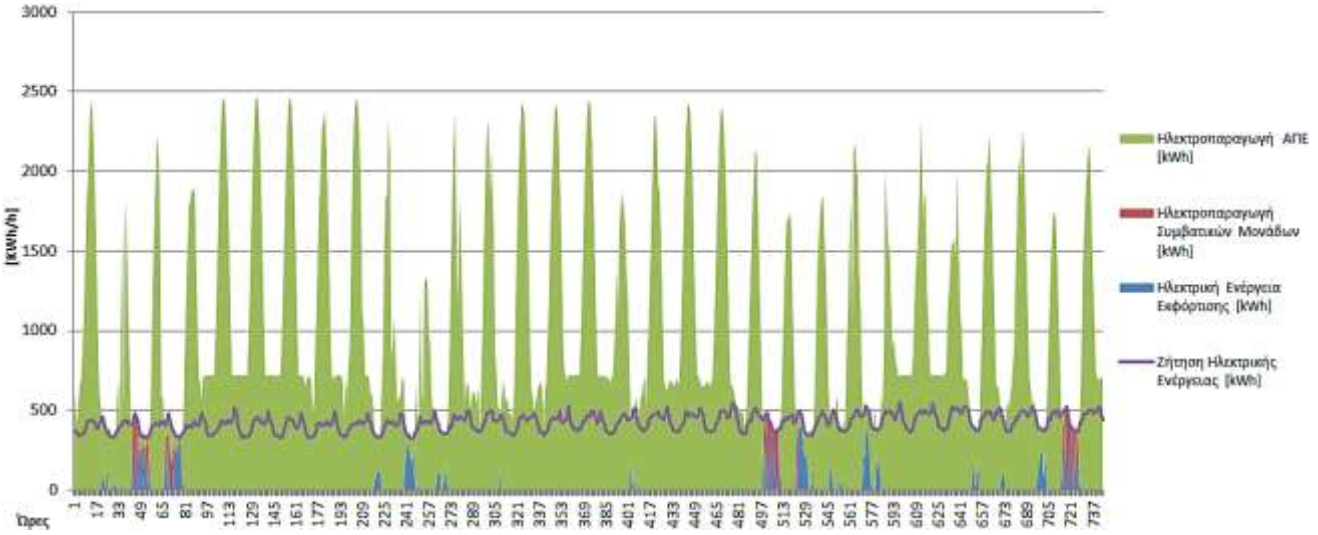


Σχήμα 7.68 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Απρίλιο

Μάιος

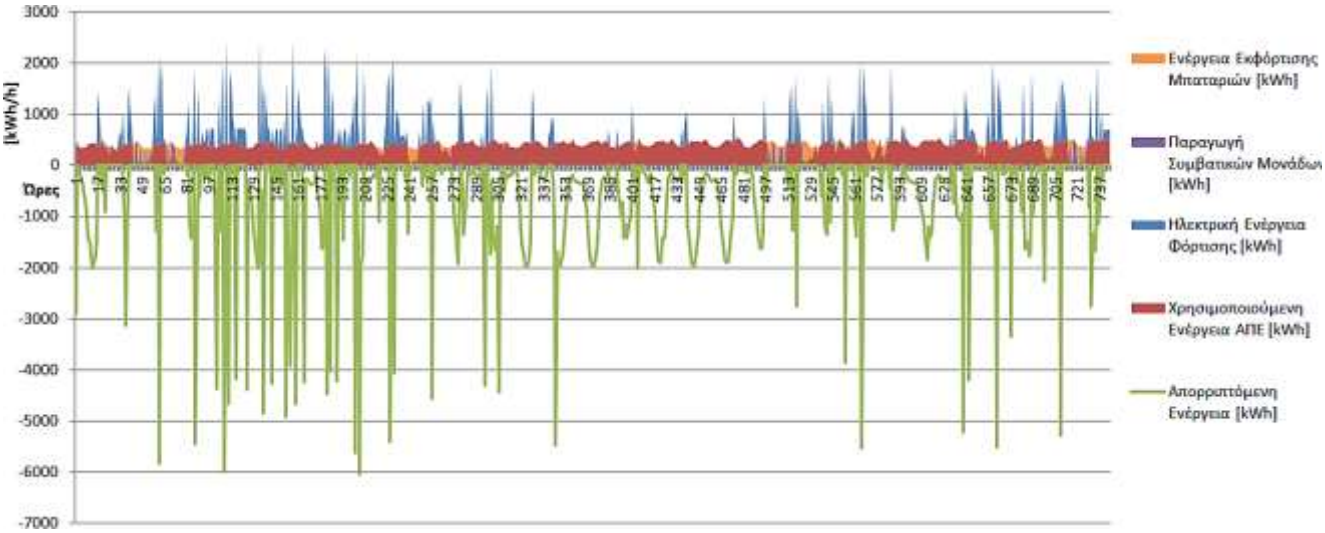
Ο Μάιος χαρακτηρίζεται από αδιάλειπτη ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ με ελάχιστες διακοπές ηλεκτροπαραγωγής λόγω άπνοιας. Μόλις τέσσερις από αυτές τις διακοπές λόγω εύρους της ζήτησης και μηδενικής παραγωγής τις νυχτερινές ώρες δεν μπορούν καλυφθούν από την αποθηκευμένη ενέργεια του συστήματος αποθήκευσης. Συγκεκριμένα τα ελλείμματα παρουσιάζονται στις 2-3, 3-4, 21-22 και 30-31 Μαΐου και καλύπτονται με ηλεκτροπαραγωγή από τις συμβατικές μονάδες diesel 2,08 MWh, 1,41 MWh, 2,61 MWh, 2,75 MWh αντιστοίχως

και χρόνους λειτουργίας των ηλεκτροπαραγωγών ζευγών πετρελαίου που προσεγγίζουν τις 7, 7, 7 και 8 ώρες αντιστοίχως.

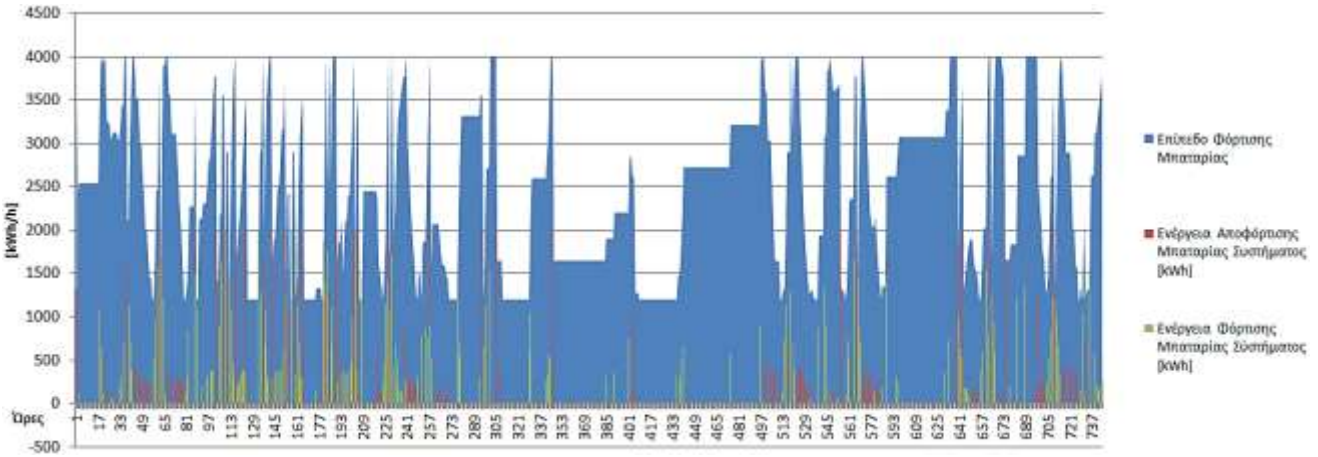


Σχήμα 7.69 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Μάιο

Επιπλέον το σύστημα αποθήκευσης προσφέρει σημαντική βοήθεια στην κάλυψη της ζήτησης την 1η,10η, 11η, 12η, 17η, 22η, 23η, 24η,27η, 28η και 30η Μαΐου. Από αυτές η σημαντικότερες επεμβάσεις του συστήματος αποθήκευσης επιτυγχάνονται τις πρωινές ώρες της 11ης Μαΐου με εκφόρτιση 1,76 MWh σε διάρκεια 9 ωρών, τις βραδινές ώρες στις 22-23 Μαΐου με εκφόρτιση 1,43 MWh σε 10 ώρες, τις νυχτερινές ώρες στις 24-25 Μαΐου με εκφόρτιση 2,25 MWh σε 11 ώρες και τις πρώτες πρωινές ώρες της 30ης Μαΐου με εκφόρτιση 1,19 MWh σε 8 ώρες. Σημαντικό είναι ότι, τις συγκεκριμένες περιόδους αποφεύγεται πλήρως η εκκίνηση και λειτουργία των συμβατικών γεννητριών diesel.



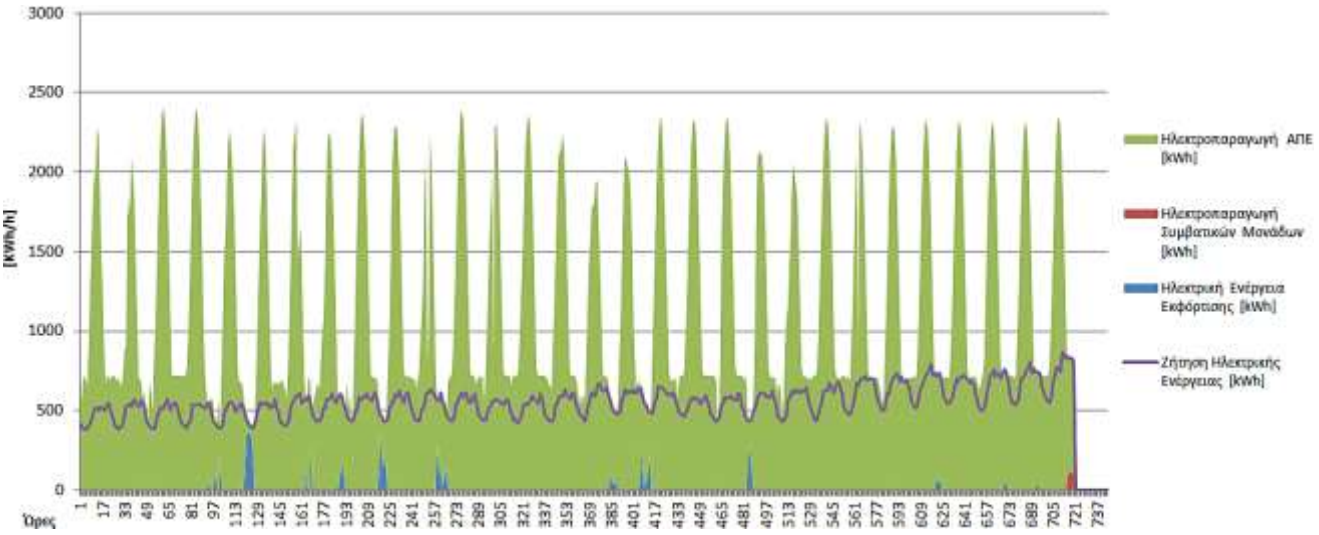
Σχήμα 7.70 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Μάιο



Σχήμα 7.71 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Μάιο

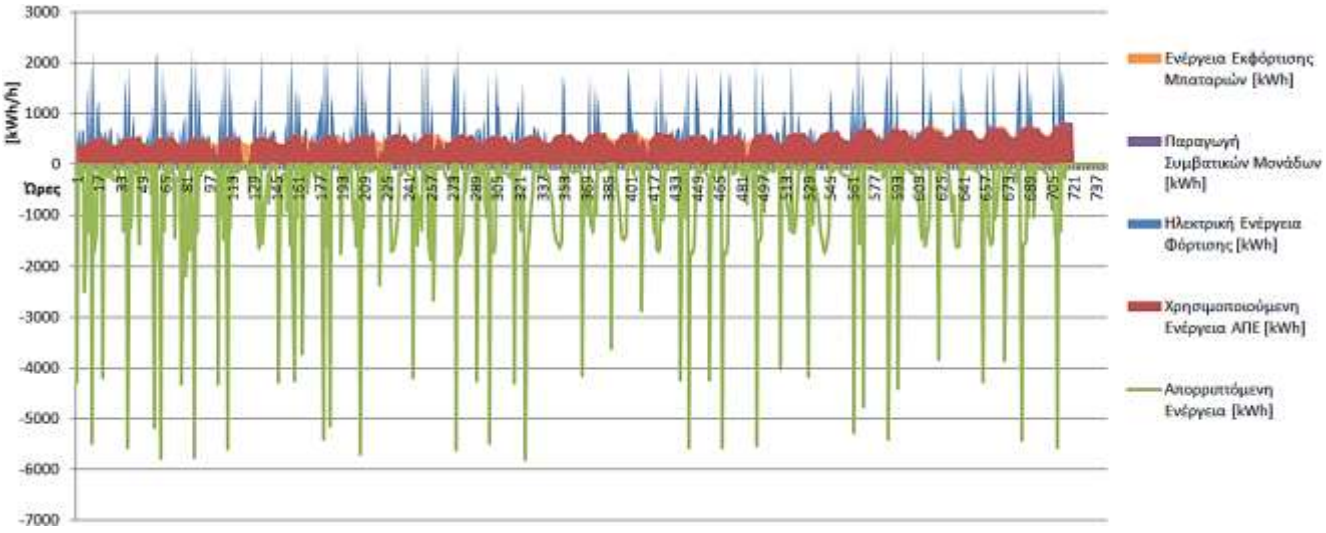
Ιούνιος

Τον Ιούνιο λόγω υψηλής διαθεσιμότητας ενεργειακών πόρων ΑΠΕ δεν υπάρχει συμμετοχή των συμβατικών μονάδων στην ηλεκτροπαραγωγή παρά μόνο στο τέλος του μήνα την 30η Ιουνίου οπότε λόγω υψηλής ζήτησης αλλά και ανάγκης παράδοσης πλήρους φορτισμένης μπαταρίας στο τέλος του μηνός για της ανάγκες του επομένου απαιτείται η λειτουργία των ηλεκτροπαραγωγών ζευγών πετρελαίου diesel για 6 ώρες για την κάλυψη ζήτησης 0,63 MWh.

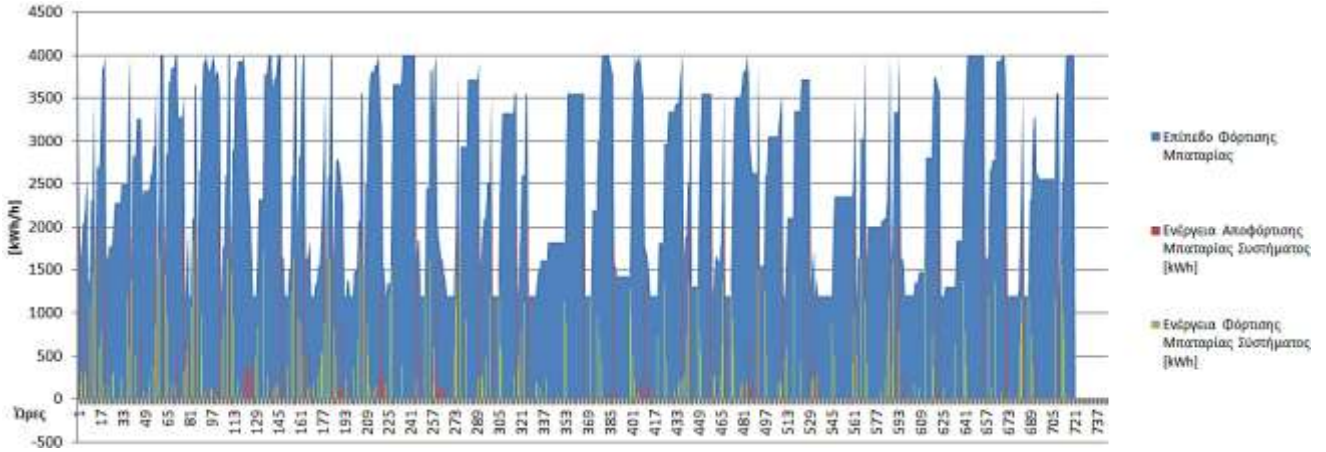


Σχήμα 7.72 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιούνιο

Κατά την διάρκεια του μηνός η όποια ανεπάρκεια στην ηλεκτροπαραγωγή καλύπτεται με επιτυχία από την αποθηκευμένη ενέργεια του συστήματος αποθήκευσης. Συγκεκριμένα εμφανίζονται 13 χρονικές περίοδοι κατά τις οποίες συμβαίνει έστω και η ελάχιστη εκφόρτιση μπαταρίας για κάλυψη της ζήτησης, από τις οποίες οι 6 πιο σημαντικές συμβαίνουν την 6η, 8η, 10η, 11η, 17η-18η και 21η Ιουνίου κυρίως νυχτερινές ή πρώτες πρωινές ώρες κατά τις οποίες καλύπτονται φορτία 2,1 MWh, 0,49 MWh, 1,2 MWh, 1,05 MWh, 0,94 MWh και 0,77 MWh αντιστοίχως.



Σχήμα 7.73 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιούνιο

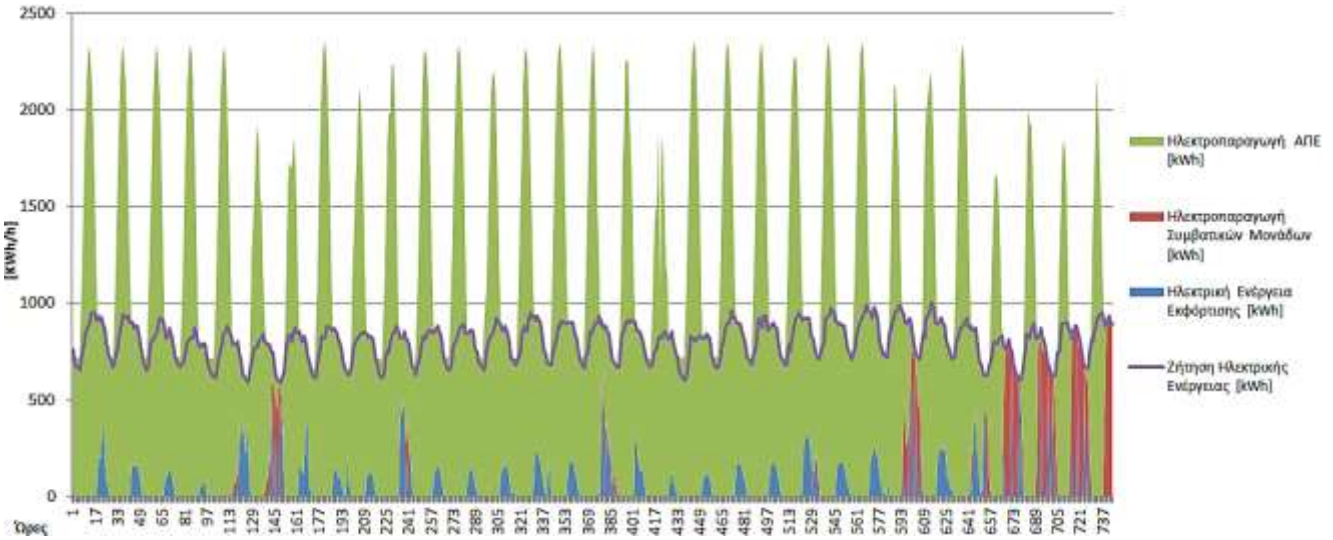


Σχήμα 7.74 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιούνιο

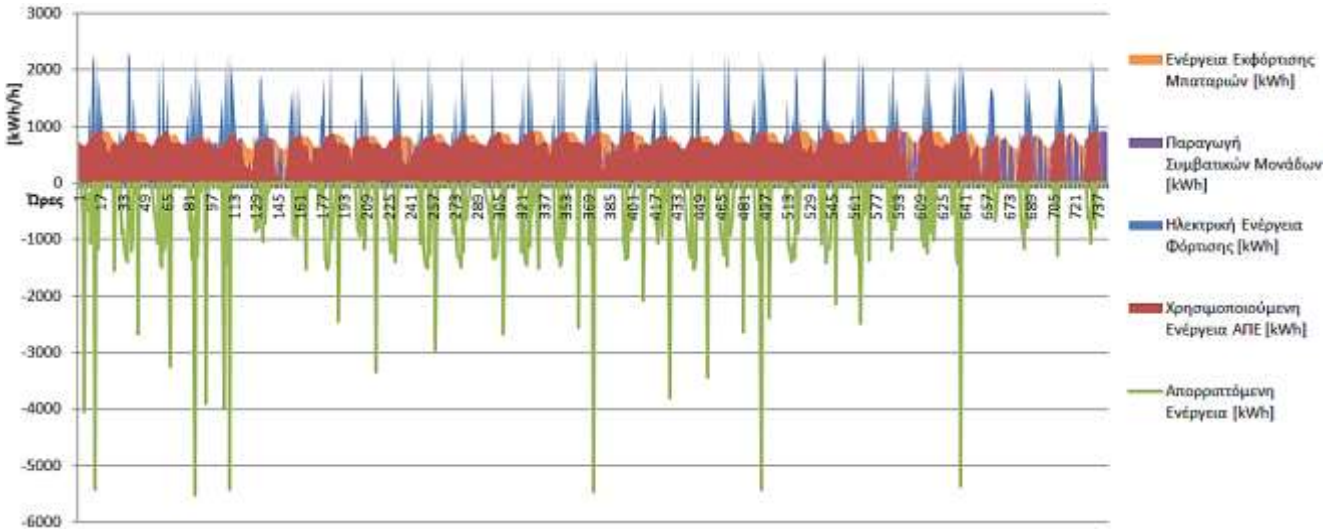
Ιούλιος

Τον Ιούλιο εξαιτίας της υψηλής ζήτησης ενέργειας τις νυχτερινές ώρες εμφανίζεται έλλειμμα ηλεκτροπαραγωγής καθώς οι ανεμογεννήτριες σε ονομαστικό φορτίο εξόδου δεν μπορούν να καλύψουν την ζήτηση και έτσι αναλαμβάνει σημαντικό ρόλο το σύστημα αποθήκευσης το οποίο εκφορτίζεται για να καλύψει τα νυχτερινά φορτία και επαναφορτίζεται κατά την διάρκεια της ημέρας από την περίσσεια ηλεκτροπαραγωγή των φωτοβολταϊκών. Ωστόσο τα νυχτερινά φορτία δεν μπορούν να καλυφθούν με επιτυχία από το σύστημα ΑΠΕ – αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας συνολικά 11 φορές κατά τη διάρκεια του μήνα, κυρίως κατά την περίοδο άπνοιας 25-31 Ιουλίου, οπότε και χρησιμοποιούνται οι συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής diesel. Συγκεκριμένα από αυτές, έξι (6) χρονικές περίοδοι παρουσιάζουν σημαντικά ελλείμματα και επομένως και σημαντική και παρατεταμένη χρήση των συμβατικών μονάδων στις 6-7, 25-26, 28-29, 29-30, 30-31 και 31 Ιουλίου κατά τις οποίες οι συμβατικές μονάδες καλύπτουν φορτία 2,93 MWh (10 ώρες), 4,57 MWh (11 ώρες), 6,94 MWh (11 ώρες), 7,09 MWh (12 ώρες), 7,88 MWh (13 ώρες) και 5,56 MWh (7 ώρες) αντιστοίχως. Σημαντικό είναι ότι είκοσι (20) νύχτες κατά την διάρκεια του μήνα το σύστημα

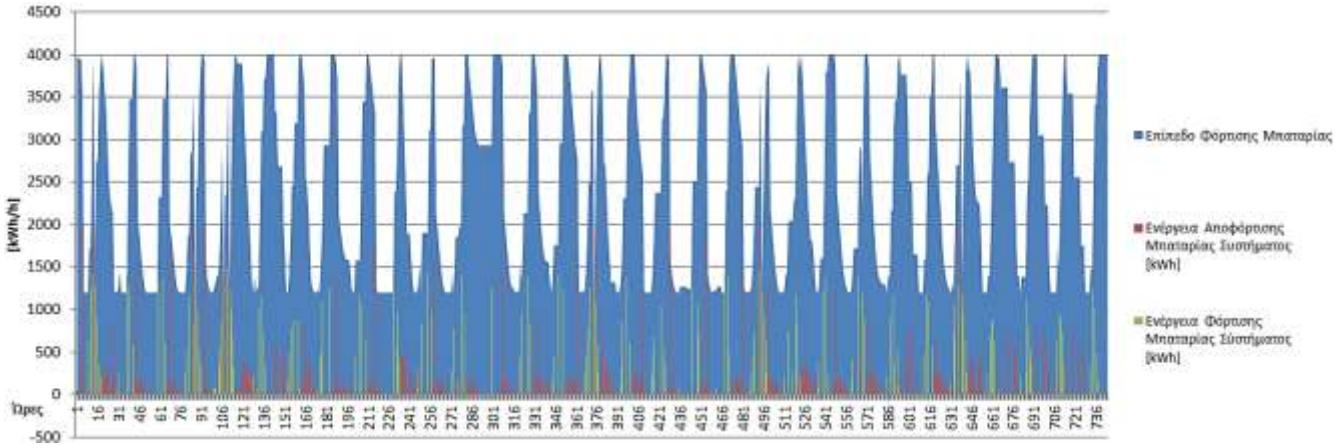
αποθήκευσης καταφέρνει να καλύψει την υψηλή νυχτερινή ζήτηση δίχως την εκκίνηση των συμβατικών μονάδων diesel.



Σχήμα 7.75 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιούλιο



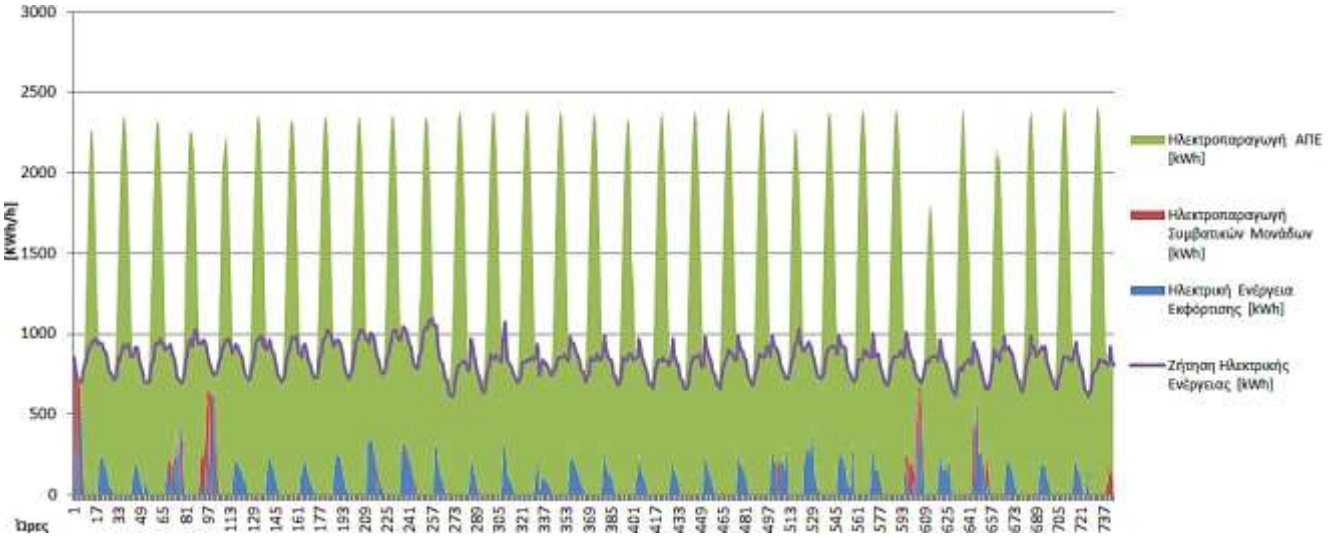
Σχήμα 7.76 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιούλιο



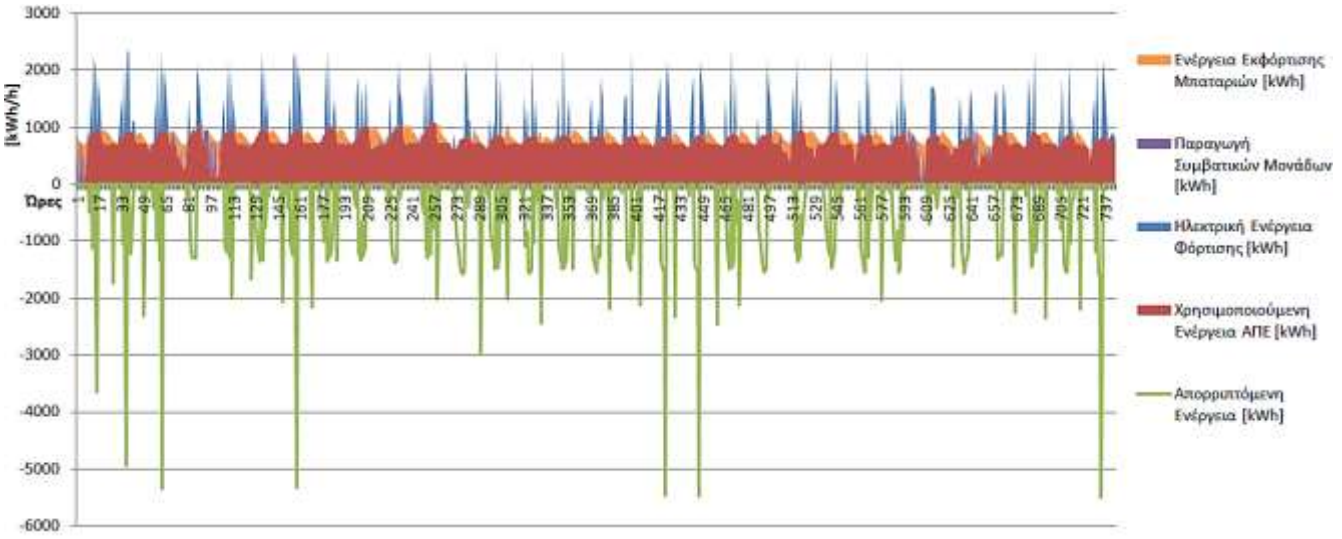
Σχήμα 7.77 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Ιούλιο

Αύγουστος

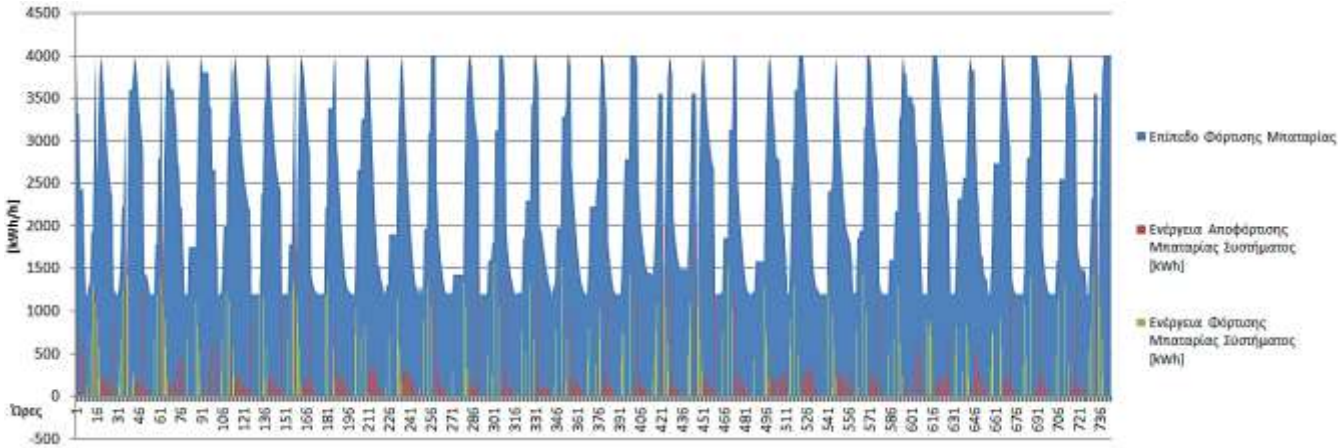
Ομοίως με τον Ιούλιο, τον μήνα Αύγουστο λόγω υψηλής ζήτησης τα φορτία κατά τις νυχτερινές περιόδους δεν μπορούν να καλυφθούν με την ηλεκτροπαραγωγή επομένως αναλαμβάνει το σύστημα αποθήκευσης με εκφορτίσεις να καλύψει το έλλειμμα. Ωστόσο εννέα (9) φορές κατά την διάρκεια του μήνα το σύστημα αποθήκευσης δεν θα καταφέρει να καλύψει το νυχτερινό έλλειμμα οπότε και θα τεθούν σε λειτουργία οι συμβατικές μονάδες diesel. Τρεις από αυτές, στις 10, 11 και 21 Αυγούστου, οι συμβατικές μονάδες θα κληθούν για περιορισμένη λειτουργία 1-2 ωρών ενώ έξι φορές στις 1, 3-4, 4-5, 25-26, 27-28 και 31 Αυγούστου οι συμβατικές μονάδες θα κληθούν να καλύψουν πιο σημαντικά ελλείμματα ύψους 2,67 MWh, 1,11 MWh, 3,73 MWh, 2,35 MWh, 1,51 MWh και 0,69 MWh αντιστοίχως σε χρόνους λειτουργίας που κυμαίνονται από 3 έως 10 συνεχόμενες ώρες (οι εκκινήσεις περιορίζονται μη την χρήση της αποθήκευσης). Αντίστοιχα το σύστημα αποθήκευσης συμμετέχει σημαντικά στην κάλυψη των αυξημένων νυχτερινών φορτίων αφού επιτυγχάνει να καλύψει νυχτερινά ελλείμματα 23 νυχτερινών περιόδων κατά την διάρκεια του μήνα χωρίς την συμμετοχή των συμβατικών μονάδων.



Σχήμα 7.78 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Αύγουστο



Σχήμα 7.79 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Αύγουστο

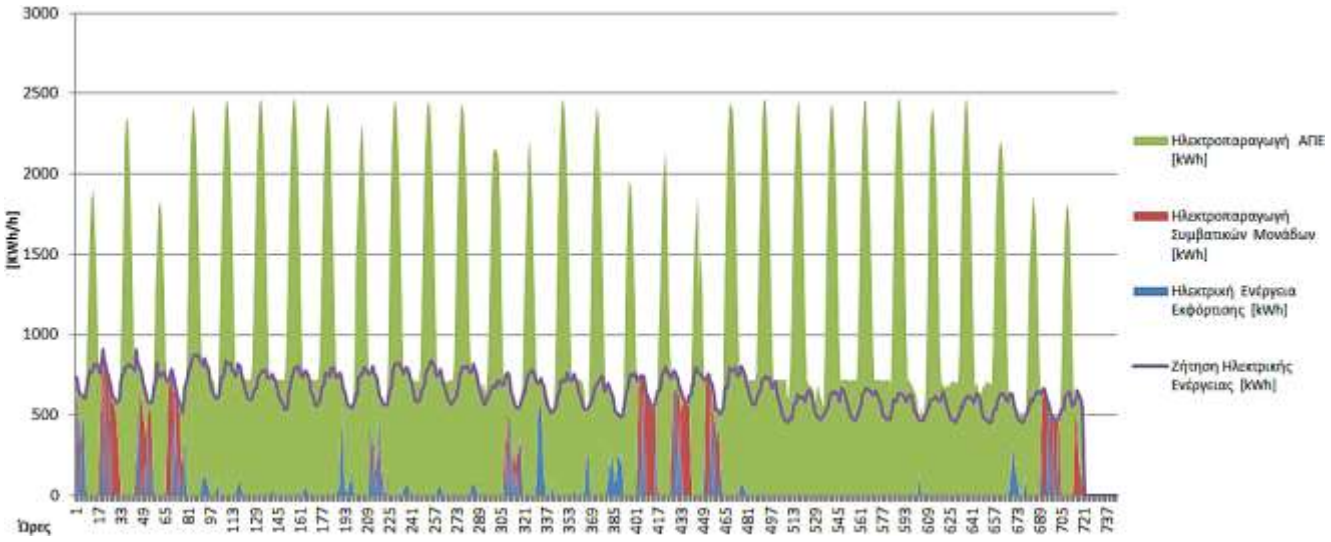


Σχήμα 7.80 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Αύγουστο

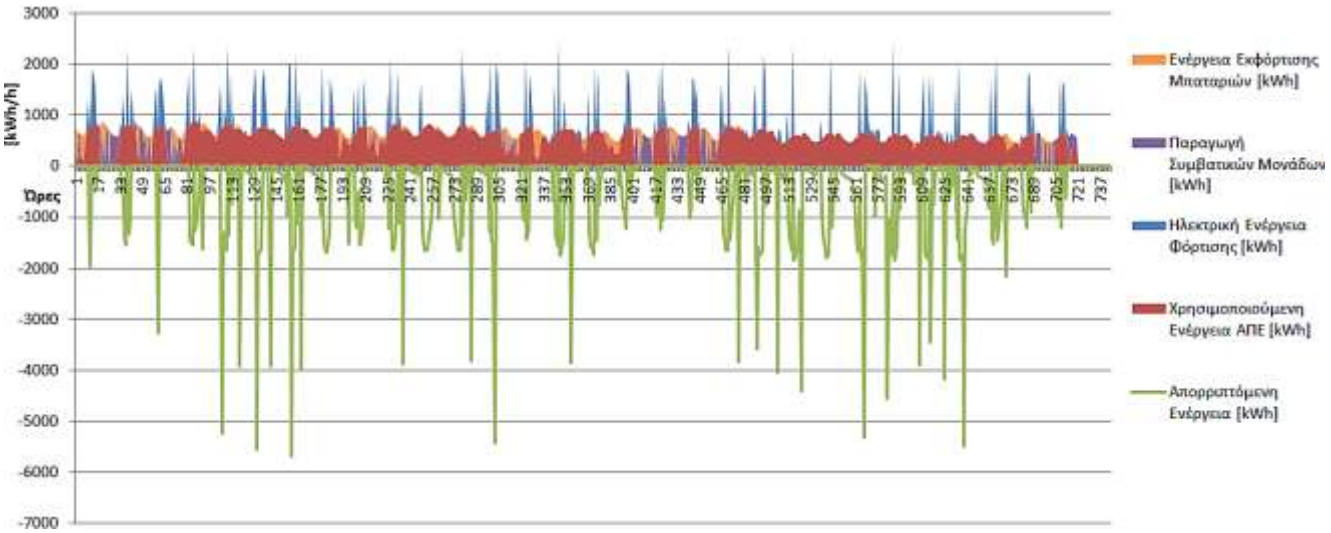
Σεπτέμβριος

Ο Σεπτέμβριος παρουσιάζει τρείς ολιγοήμερες περιόδους άπνοιας, στις 1-4, 17-19 και 29-30 Σεπτεμβρίου, κατά τις οποίες το σύστημα ΑΠΕ – αποθήκευσης ηλεκτρική ενέργειας αποτυγχάνει να καλύψει πλήρως τη ζήτηση οπότε καλούνται να συμμετάσχουν οι συμβατικές μονάδες diesel στην ηλεκτροπαραγωγή συνολικά 11 φορές κατά την διάρκεια του μήνα. Συγκεκριμένα κατά την πρώτη περίοδο στις 1, 1-2, 2-3, 3-4 Σεπτεμβρίου οι συμβατικές μονάδες καλούνται να καλύψουν ελλείμματα κατά της νυχτερινές ώρες 1,06 MWh, 6,91 MWh, 3,69 MWh και 4,84 MWh με χρόνους λειτουργίας που ανέρχονται σε 4, 13, 9 και 10 ώρες αντιστοίχως. Κατά την δεύτερη περίοδο, στις 17-18, 18-19, 19-20 Σεπτεμβρίου οι συμβατικές μονάδες καλούνται να καλύψουν ελλείμματα κατά της νυχτερινές ώρες 6,41 MWh, 5,95 MWh, και 4,14 MWh με χρόνους λειτουργίας που ανέρχονται σε 11, 12 και 8 ώρες αντιστοίχως. Κατά την Τρίτη περίοδο στις 29-30 και 30 Σεπτεμβρίου, οι συμβατικές μονάδες καλούνται να καλύψουν δύο ελλείμματα κατά της νυχτερινές ώρες ύψους 5,23 MWh και 1,86 MWh με χρόνου λειτουργία των μονάδων που ανέρχονται σε 11 και 7 ώρες αντιστοίχως.

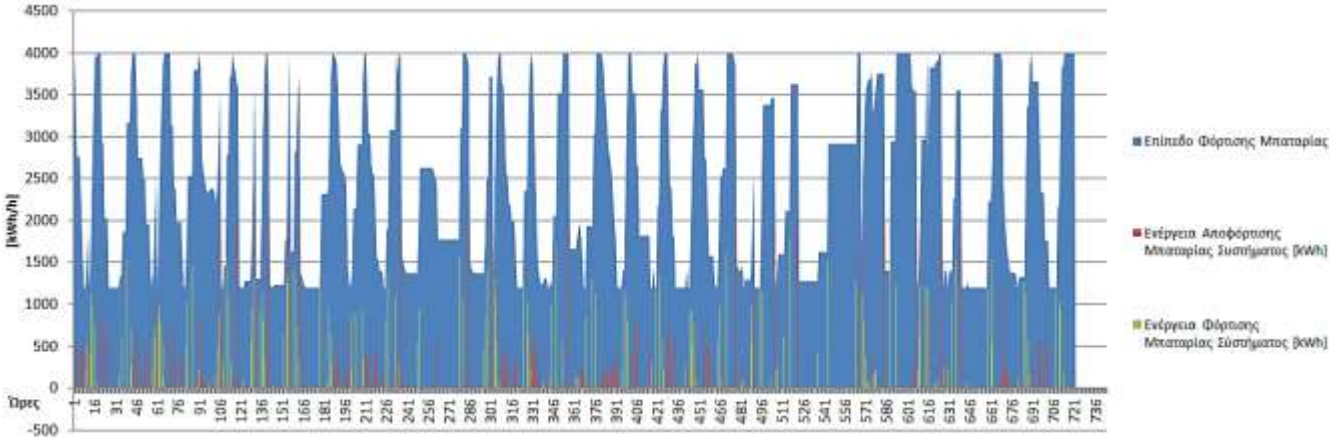
Αξιοσημείωτο είναι ότι το σύστημα αποθήκευσης επιτυγχάνει την κάλυψη 14 ελλειμμάτων κατά τις νυχτερινές ώρες (σε εύρος 14 εικοσιτεταράωρων) χωρίς την εκκίνηση των συμβατικών μονάδων diesel. Επίσης σημαντικό είναι το εύρος. Επιπλέον η μείωση των φορτίων κατά τις νυχτερινές ώρες, το δεύτερο μισό του μήνα, τα κάνει διαχειρίσιμα για το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ, και συγκεκριμένα για την αιολική ηλεκτροπαραγωγή, η οποία επιτυγχάνει να καλύψει τα νυχτερινά φορτία επί 6 εικοσιτετράωρα την περίοδο 19-28 Σεπτεμβρίου χωρίς την χρήση του συστήματος αποθήκευσης.



Σχήμα 7.81 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Σεπτέμβριο



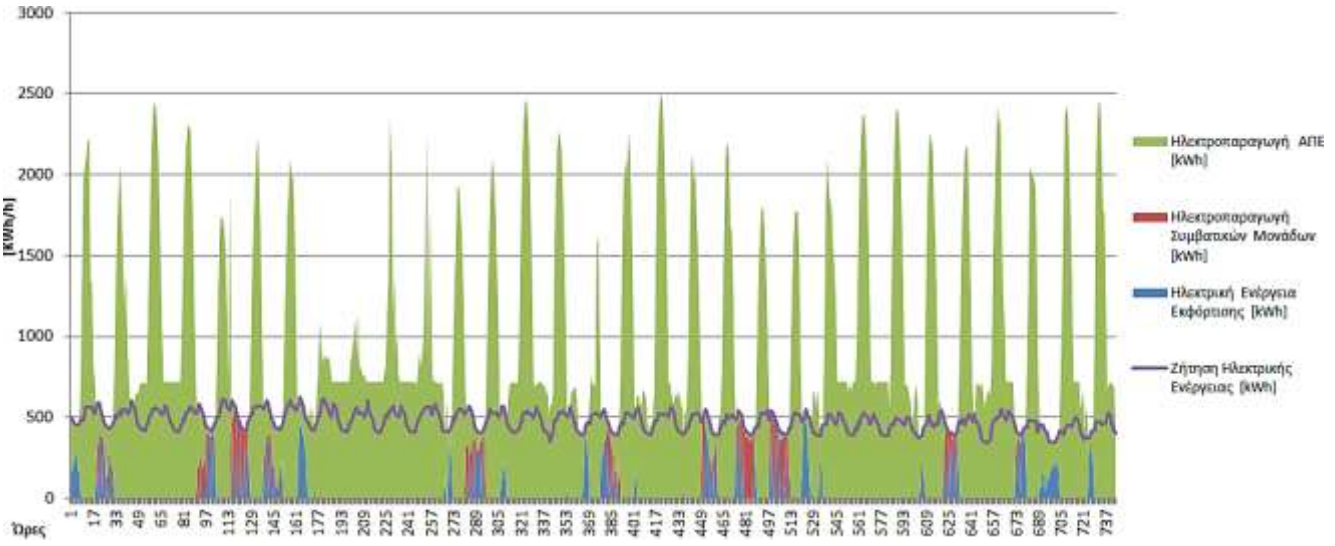
Σχήμα 7.82 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Σεπτέμβριο



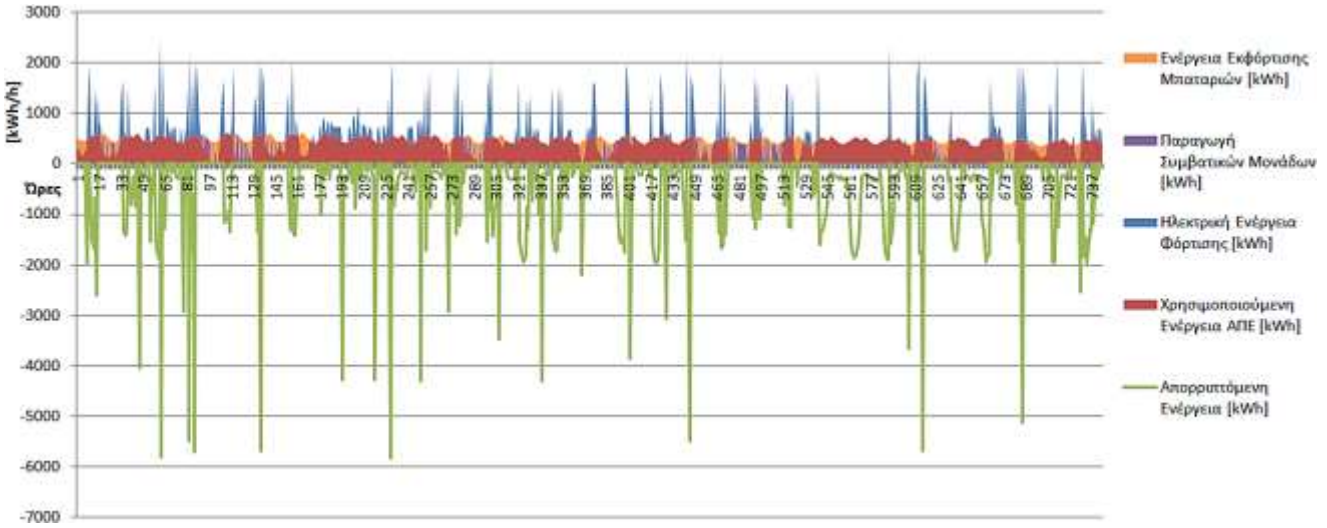
Σχήμα 7.83 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Σεπτέμβριο

Οκτώβριος

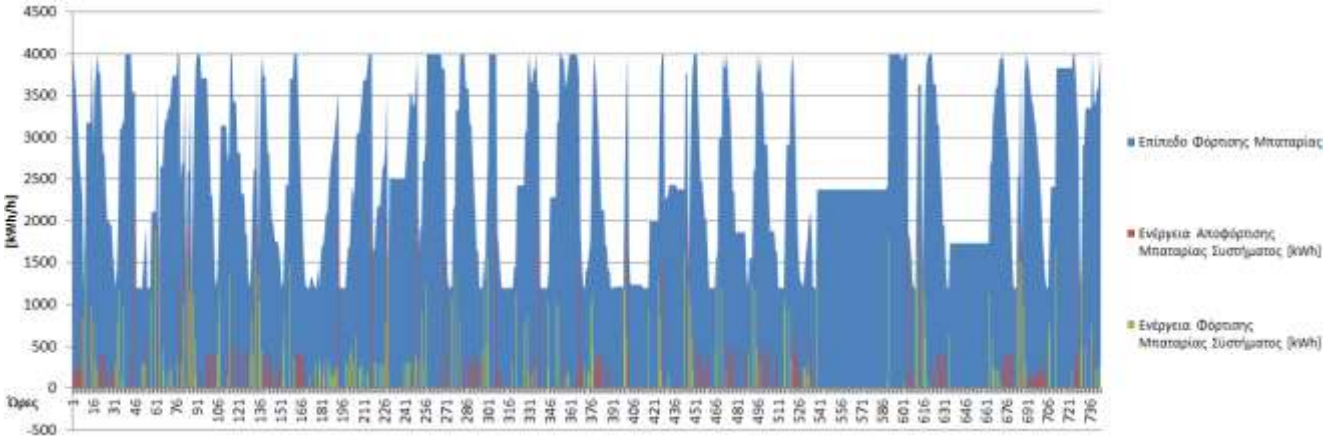
Τον Οκτώβριο λόγο έντονης διακύμανσης της ηλεκτροπαραγωγής των αιολικών μονάδων δημιουργούνται σημαντικά ελλείμματα κυρίως τις νυχτερινές ώρες, τα οποία κατά 11 χρονικές περιόδους δεν μπορούν να καλυφθούν από εκφορτίσεις του συστήματος αποθήκευσης, οπότε και επιτάσσεται η λειτουργία των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής για κάλυψη των αναγκών ηλεκτρικού ρεύματος. Συγκεκριμένα, η λειτουργία των συμβατικών μονάδων είναι αναγκαία στις 1-2, 4-5,5-6, 6-7, 12-13, 16-17, 19-20, 20-21, 21-22, 26-27 και 29 Οκτωβρίου με ηλεκτροπαραγωγή ύψους που κυμαίνεται από 0,55 έως 3,8 MWh και χρόνους λειτουργίας από 2 έως και 10 ώρες. Η σχετικά χαμηλή ζήτηση επηρεάζει σημαντικά προς τα κάτω τα ελλείμματα που καλύπτονται από τις συμβατικές μονάδες ενώ επιπλέον αυτά μειώνονται περεταίρω από την σημαντική διαθεσιμότητα ενέργειας από το σύστημα αποθήκευσης με σημαντικά διαστήματα σώρευσης περίσσειας, όπως τις περιόδους 2-4, 8-12, 13-16, 17-19 και 23-26 Οκτωβρίου κατά τα οποία παρουσιάζεται υψηλή ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ.



Σχήμα 7.84 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Οκτώβριο



Σχήμα 7.85 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Οκτώβριο



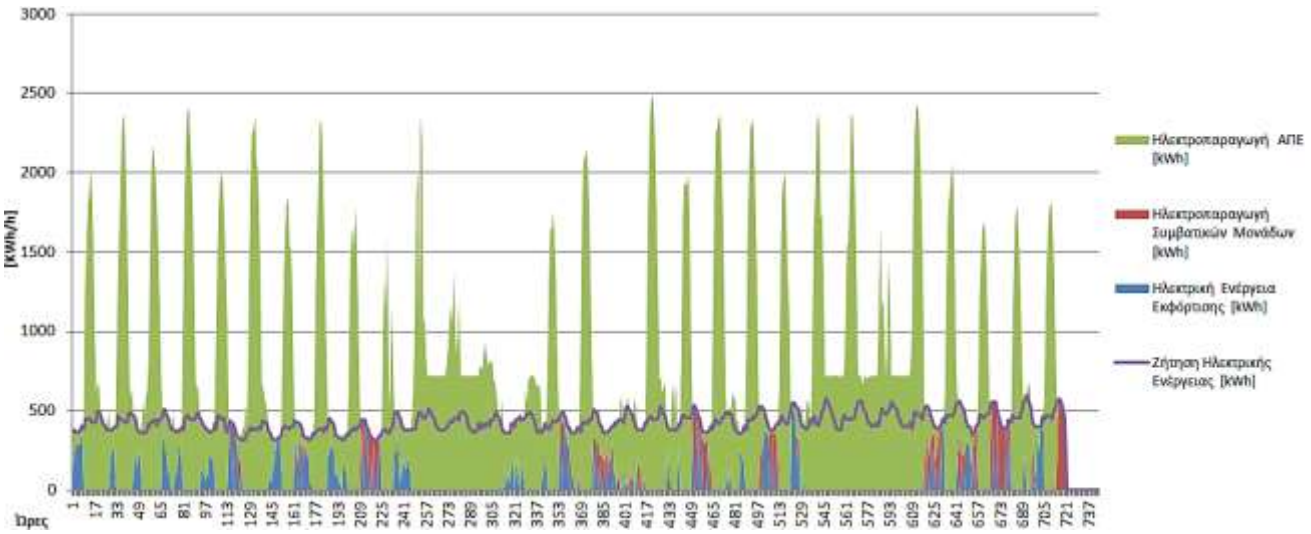
Σχήμα 7.86 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Οκτώβριο

Νυχτερινά ελλείμματα ηλεκτροπαραγωγής λόγω άπνοιας καλύπτονται με επιτυχία από εκφορτίσεις του συστήματος αποθήκευσης στις 7-8, 12, 13, 16, 22-23, 26, 29-30 και 31 Οκτωβρίου χωρίς την χρήση των συμβατικών μονάδων. Από αυτά, τα μεγαλύτερα και πιο σημαντικά συμβαίνουν στις 7-8 Οκτωβρίου, το οποίο εξισορροπείται με εκφόρτιση 2,34 MWh σε διάστημα 7 ωρών, στις 22-23 Οκτωβρίου, το οποίο καλύπτεται με εκφόρτιση 2,16 MWh σε διάστημα 6 ωρών και στις 29-30 Οκτωβρίου που καλύπτεται με εκφόρτιση 2,22 MWh σε διάστημα 15 ωρών.

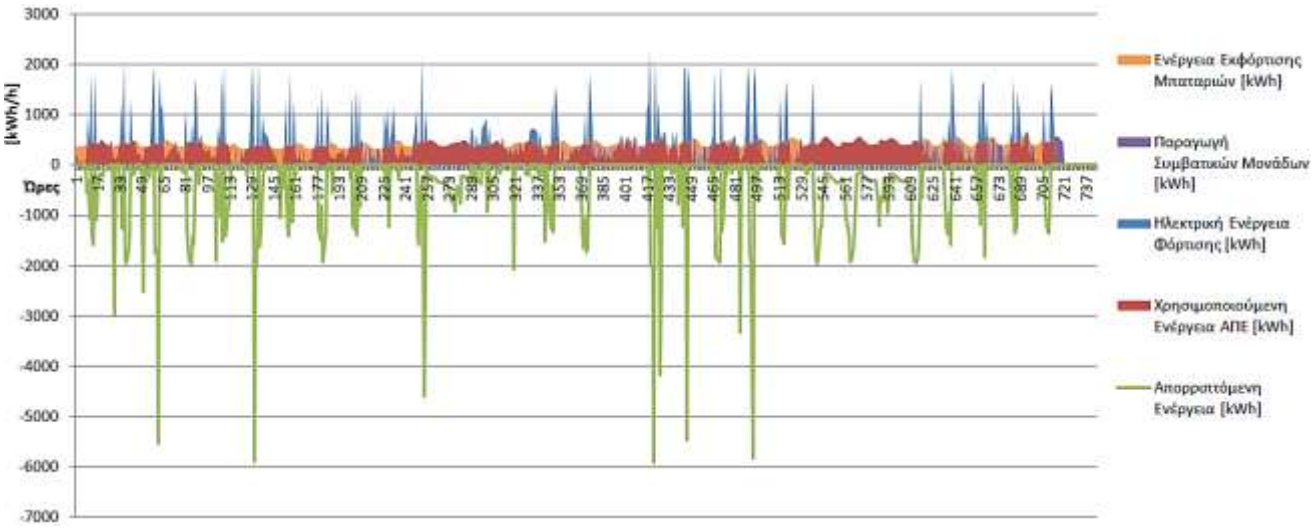
Νοέμβριος

Ο Νοέμβριος μπορεί να χωριστεί σε δύο περιόδους, στο πρώτο μισό από 1-15 Νοεμβρίου οπότε και τα χαμηλά φορτία αλλά και σταθερή ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ, πλην ελαχίστων περιόδων με πολύωρα ελλείμματα, παρουσιάζει ένα σταθερό σύστημα που μπορεί να εξυπηρετήσει τα νυχτερινά ελλείμματα λόγω μειωμένης αιολικής παραγωγής με την ενέργεια εκφόρτισης του συστήματος αποθήκευσης. Την συγκεκριμένη περίοδο εξαίρεση αποτελούν τρείς ολιγόωρες περίοδοι νυχτερινού ελλείμματος, 3 – 9 ωρών, στις 5-6, 7-8 και

9-10 Νοεμβρίου, οπότε και απαιτούνται αντίστοιχα 0,71 MWh, 0,58 MWh και 2,99 MWh από τις συμβατικές μονάδες για την κάλυψή του.



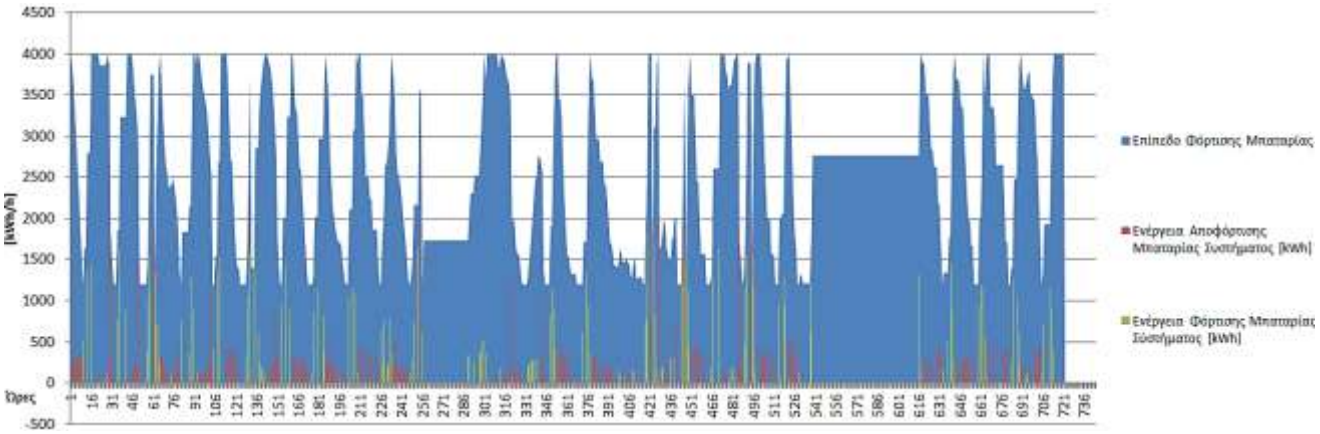
Σχήμα 7.87 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Νοέμβριο



Σχήμα 7.88 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Νοέμβριο

Η άλλη περίοδος, το δεύτερο μισό του μήνα, όπου παρουσιάζεται μικρή αύξηση της ζήτησης, ενώ εμφανίζονται υψηλές διακυμάνσεις της ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ οι οποίες δημιουργούν μεγαλύτερα ελλείμματα τα οποία σε πολλαπλές περιπτώσεις, συγκεκριμένα 9 φορές, στις 15-16, 16-17, 19-20, 21-22, 26-27, 27-28, 28-29, 29-30 και 30-31 Νοεμβρίου, δεν είναι διαχειρίσιμα από το σύστημα αποθήκευσης και απαιτείται η λειτουργία των συμβατικών μονάδων για την κάλυψη τους. Οι συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής diesel συμμετέχουν στην κάλυψη της συγκεκριμένης ζήτησης με φορτία που κυμαίνονται από 0,4 MWh έως 4,6 MWh και ώρες λειτουργίας από 3 έως 16 ώρες. Το δεύτερο μισό του μήνα εξαίρεση αποτελεί η περίοδος 23 – 26 Νοεμβρίου οπότε και επιτυγχάνονται υψηλές αποδόσεις του συστήματος ΑΠΕ δημιουργώντας σημαντική περίσσεια αποθήκευσης

ηλεκτρικής ενέργειας για μείωση των φορτίων και του χρόνου λειτουργίας των συμβατικών μονάδων στα 5 νυχτερινά ελλείμματα που έπονται, στην περίοδο 26-30 Νοεμβρίου.

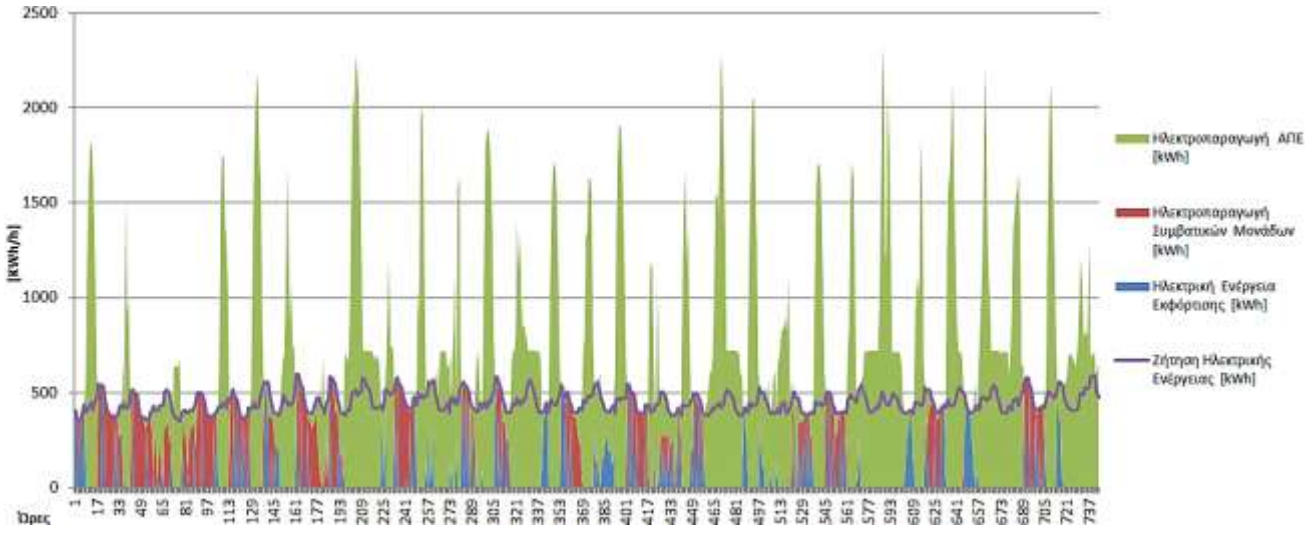


Σχήμα 7.89 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Νοέμβριο

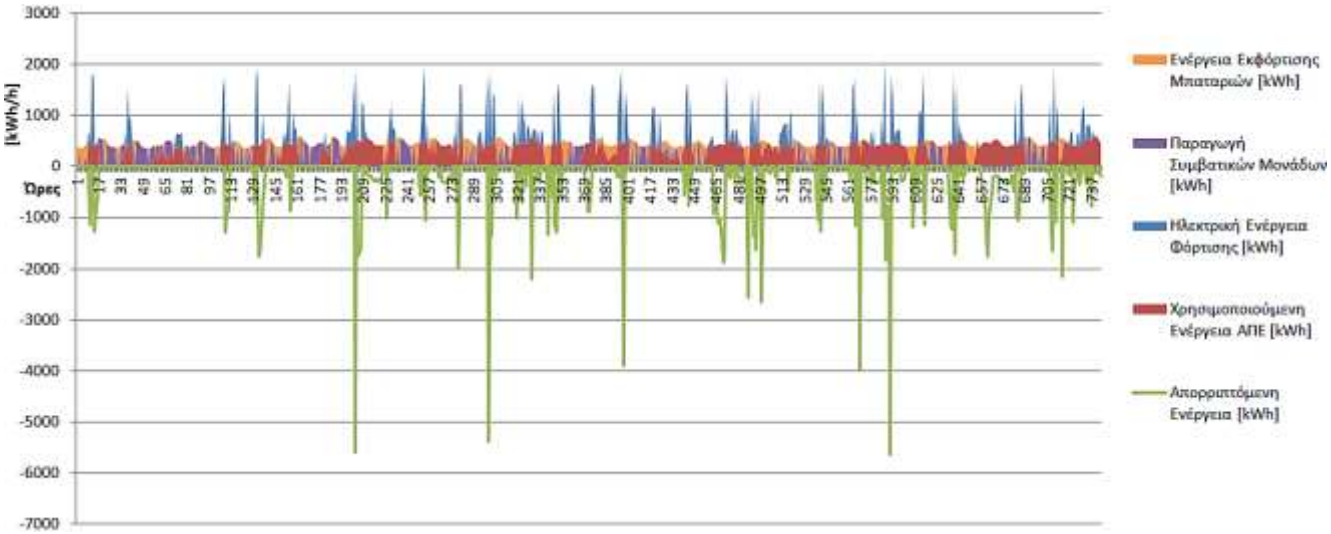
Δεκέμβριος

Ο Δεκέμβριος είναι ένας μήνας που παρουσιάζει σημαντικά ελλείμματα ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ, τα οποία είναι πιο έντονα τις πρώτες μέρες του μήνα την $1^{η}$ – $9^{η}$ Δεκεμβρίου οπότε επικρατεί μια περίοδος νέφωσης και άπνοιας. Την συγκεκριμένη περίοδο η ηλεκτροπαραγωγή των συμβατικών μονάδων υπερβαίνει αυτή των ΑΠΕ για μοναδική φορά μέσα στο έτος προσομοίωσης, ενώ λόγω νέφωσης η παραγωγή ΑΠΕ ήταν πολύ χαμηλή ακόμη και τις μεσημεριανές ώρες. Συνολικά τις πρώτες 9 ημέρες του Δεκεμβρίου εμφανίζονται 7 ελλειμματικές περίοδοι ενέργειας στις 1, 1-2, 2-3, 4-5, 5-6, 6-7 και 7-9 Δεκεμβρίου ,με ελλείμματα ενέργειας να καλύπτονται από τις συμβατικές μονάδες, ύψους 0,7 MWh, 5,63 MWh, 8,15 MWh, 7,42 MWh, 4,09 MWh, 1,95 MWh και 9,04 MWh αντιστοίχως, και χρόνους λειτουργίας να κυμαίνονται από 2 έως και 29 συνεχόμενες ώρες στο πιο παρατεταμένο έλλειμμα, στις 7-9 Δεκεμβρίου, με την συνολική παραγωγή των ηλεκτροπαραγωγών μονάδων diesel να ανέρχεται στις 37 MWh. Τον υπόλοιπο μήνα παρότι ο χρόνος έλλειψης παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ μειώνεται σημαντικά συγκριτικά με την αρχή του μήνα, παραμένει σε υψηλά επίπεδα με 11 ελλείμματα κυρίως τις νυχτερινές ώρες συνολικού ύψους μεταξύ 1,5 και 5,3 MWh που καλύπτονται από τις συμβατικές μονάδες diesel με ώρες λειτουργίας που κυμαίνονται από 4 έως και 12 συνεχόμενες ώρες, κατά την μεγαλύτερη ανάγκη συμβατικών μονάδων της συγκεκριμένης περιόδου, στις 10-11 Δεκεμβρίου.

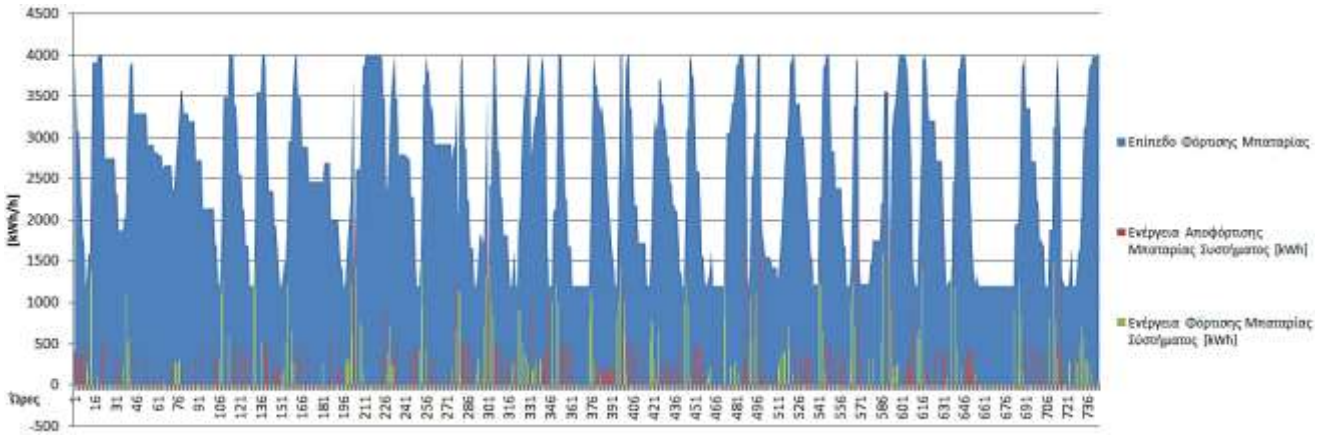
Σημαντική είναι επίσης η συνεισφορά του συστήματος αποθήκευση στην μείωση των φορτίων των συμβατικών μονάδων κατά τις περιόδους χρησιμοποίησης τους, ενώ σε πολλαπλές περιπτώσεις ολιγόωρα ελλείμματα ενέργειας καλύπτονται πλήρως από το σύστημα αποθήκευσης χωρίς την εκκίνηση των συμβατικών μονάδων. Από αυτές τις περιπτώσει οι πιο σημαντικές είναι στις 11, 15, 17, 21 (6:00-10:00), 21 (18:00-20:00), 26, 27 και 30 Δεκεμβρίου με εκφορτίσεις διάρκειας από 4 – 10 ώρες με τις οποίες καλύπτονται φορτία 0,76 – 2,48 MWh.



Σχήμα 7.90 Απόδοση ηλεκτροπαραγωγών πηγών ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Δεκέμβριο



Σχήμα 7.91 Χρήση παραγόμενης ενέργειας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Δεκέμβριο



Σχήμα 7.92 Χρήση μπαταρίας ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τον μήνα Δεκέμβριο

7.5 Βελτιστοποιήσεις λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος

7.5.1 Βελτιστοποίηση λειτουργίας με την εφαρμογή της τεχνικής Διαχείρισης Ζήτησης (DSM, Demand Side Management)

Η τεχνική Διαχείρισης Ζήτησης (DSM) στοχεύει στην μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ, με την μετάθεση των φορτίων στις ώρες που υπάρχει περίσσεια παραγωγής ενέργειας, αποφεύγοντας την χρήση συμβατικών μονάδων, καθώς και την υπερδιαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

(Α) Απόκριση Ζήτησης Μονάδας Αφαλάτωσης Ύδατος

Ως πρώτο βήμα επιλέγεται για εφαρμογή του DSM η μονάδα αφαλάτωσης ύδατος εξασφαλίζοντας αποθήκευση και επάρκεια νερού για την ύδρευση του οικισμού για 3 έως 4 ημέρες, με ελευθέρα ροή. Προς τούτο η δεξαμενή νερού των 500 m^3 που είναι στην παραλία μεταφέρεται και εγκαθίσταται κοντά στην δεξαμενή που ήδη χρησιμοποιείται για την ύδρευση (200 m^3). Δημιουργείται έτσι αποθεματικό μέγιστου όγκου νερού 700 m^3 για αδιάλειπτη παροχή νερού με ελευθέρα ροή χωρίς κατανάλωση ενέργειας.

Το μοντέλο απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αφαλάτωσης που προτείνεται προβλέπει την σωρευτική αποθήκευση νερού για μελλοντική χρήση τις ώρες που το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ παρουσιάζει περίσσεια /απορριπτόμενη ενέργεια, ενώ προβλέπεται η παύση λειτουργίας της αφαλάτωσης κατά τις ώρες που παρουσιάζεται έλλειμμα ηλεκτρικής ενέργειας, κατά τις οποίες προβλέπεται εκτόνωση του αποθεματικού αποθήκευσης νερού, το οποίο σωρεύτηκε κατά την απόκριση ζήτησης. Το μοντέλο διαχείρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος καθώς και οι ανά ώρα οι επιδόσεις της συγκεκριμένης βελτιστοποίησης παραθέτονται στο Παράρτημα Χ.

Η απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος ανέρχεται σε 47,24 MWh, εκ των οποίων οι 44,09 MWh χρησιμοποιούνται για την αντικατάσταση συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής σε χρονικές περιόδους ελλείμματος ενώ στο τέλος του έτους υπολείπεται όγκος νερού στην δεξαμενή που προορίζεται για κατανάλωση (με ελευθέρα ροή) το επόμενο έτος που ανέρχεται σε 700 m^3, νερό ισοδύναμο με κατανάλωση 3,15 MWh ηλεκτρικής ενέργειας από το σύστημα αφαλάτωσης αντίστροφης ώσμωσης.

Τα αναλυτικά αποτελέσματα της απόδοσης του συστήματος μετά την απόκριση ζήτησης παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 7.23 Απόδοση ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης (μπαταριών) ανά μήνα μετά την απόκριση ζήτησης της Μονάδας αφαλάτωσης ύδατος

	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μαϊ	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ	Έτος
Διείσδυση Συμβατικών μονάδων [%]	10,52%	10,47 %	8,31%	5,96%	2,46%	0,06%	5,60%	1,69%	8,25%	5,28%	6,88%	19,45 %	**6,63%**
Διείσδυση ΑΠΕ [%]	89,48%	89,53 %	91,69 %	94,04 %	97,54 %	99,94 %	94,40 %	98,31 %	91,75 %	94,72 %	93,12 %	80,55 %	**93,37%**
Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας [MWh]	374,46	313,83	318,67	300,63	315,77	403,45	595,33	624,82	472,85	358,98	308,03	335,45	**4722,3**
Έλλειμμα Καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [MWh]	39,50	32,80	26,56	17,86	7,77	0,25	33,49	10,56	38,94	18,85	21,25	65,08	**312,90**
Μέγιστη ζήτηση Ισχύος από συμβατικές μονάδες [kW]	583,1	550,4	490,4	450,4	469,1	59,8	932,5	780,7	836,2	481,2	530,4	577,3	**932,5**
Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	249,70	261,47	348,30	363,95	428,21	427,08	252,21	272,26	312,45	318,67	256,45	147,28	**3638,03**
Εκκινήσεις Συμβατικών μονάδων σε εφεδρεία	37	39	41	50	17	1	30	20	36	42	49	82	**444**
Αριθμός ωρών χρήσης συμβατικών μονάδων	124	101	93	70	28	6	71	40	92	71	85	199	**980**
Απόκριση Ζήτησης [MWh]	5,11	5,51	3,49	4,20	1,53	0,07	1,76	2,22	5,00	6,54	3,28	8,52	**47,24**
Απόκριση Ζήτησης μεταφερόμενη τους επόμενους μήνες [MWh]	2,30	2,92	1,92	3,15	3,08	3,15	0,07	0,13	1,20	3,15	2,26	3,15	**3,15**
Χρησιμοποιούμενη Ηλ. Ενέργεια Απόκρισης ζήτησης [MWh]	6,00 [1]	4,56	4,33	3,04	1,58	0,00	4,93	1,88	3,74	4,60	3,83	8,17	**44,09**

[1] Η Χρησιμοποιούμενη Ηλ. Ενέργεια Απόκρισης ζήτησης [MWh] είναι μεγαλύτερη κατά τον μήνα Ιανουάριο από την απόκριση ζήτησης (αύξηση ζήτησης) επειδή η δεξαμενή αποθήκευσης νερού θεωρήθηκε γεμάτη κατά την εκκίνηση του έτους

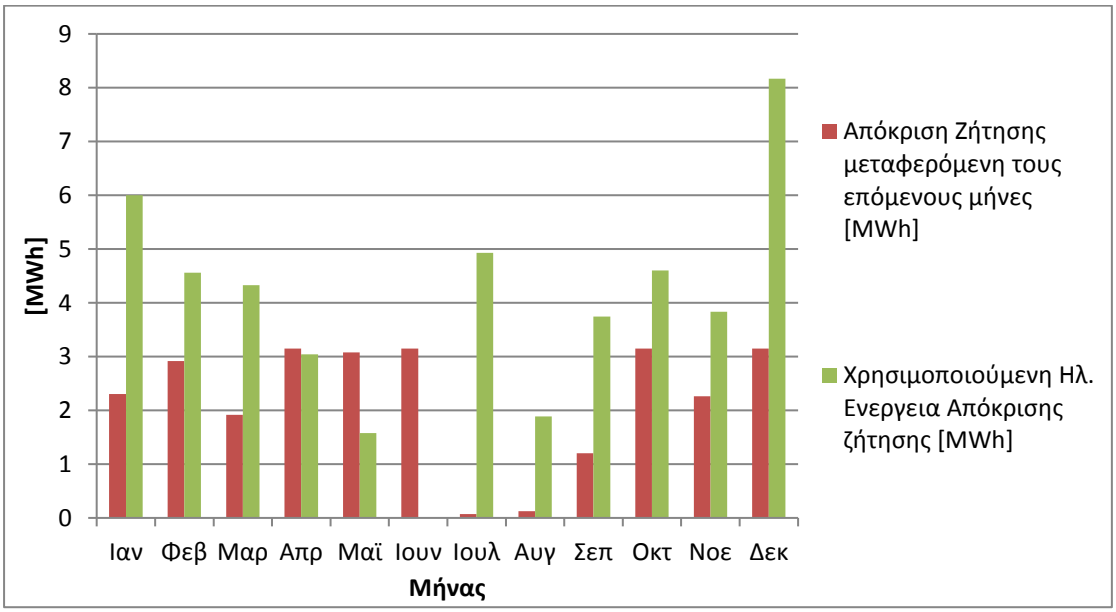
Με την απόκριση ζήτησης για αφαλάτωση ύδατος το ηλεκτρικό σύστημα επιτυγχάνει την αύξηση της αξιοποίηση της περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής κατά 1,16% ή 47,24 MWh και κατ' επέκταση την απορριπτόμενη ενέργεια να μειώνεται αντιστοίχως σε 3.638,03 MWh. Κατά συνέπεια, η ολική ετήσια διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή αυξάνεται στο 93.37% από 92,36% που ήταν πριν την απόκριση ζήτησης της αφαλάτωσης ύδατος. Η υψηλότερη απόκριση ζήτησης συμβαίνει τους χειμερινούς μήνες καθότι τότε εμφανίζονται σημαντικά ελλείμματα στην ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ λόγω χαμηλής διαθεσιμότητας πόρων, δηλαδή υψηλές εντάσεις ανέμου και υψηλής ηλιοφάνειας, τα οποία δημιουργούν εντονότερες ανάγκες αξιοποίησης της περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής. Ωστόσο το υψηλότερο δυναμικό απόκρισης ζήτησης τοποθετείται στην καλοκαιρινή περίοδο, αλλά λόγω της χαμηλής διάρκειας των ελλειμμάτων, του μεγάλου ύψους της υπολειπόμενης ενέργειας και της υψηλής ζήτησης νερού η δεξαμενή αποθήκευσης ύδατος αδειάζει πολύ γρήγορα κατά τη διάρκεια της περιόδου, ενώ η αδυναμία του συστήματος αφαλάτωσης να αυξήσει σημαντικά την παραγωγή νερού έχει ως αποτέλεσμα μεγάλο μέρος της περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής να χάνεται. Οπότε τίθεται ένα θέμα προς διερεύνηση, το πόσο πιο αποδοτική θα ήταν η απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση σε περίπτωση ύπαρξης

μεγαλύτερης δεξαμενής και μεγαλύτερης ικανότητας αφαλάτωσης που να υπερβαίνει την υφιστάμενη.

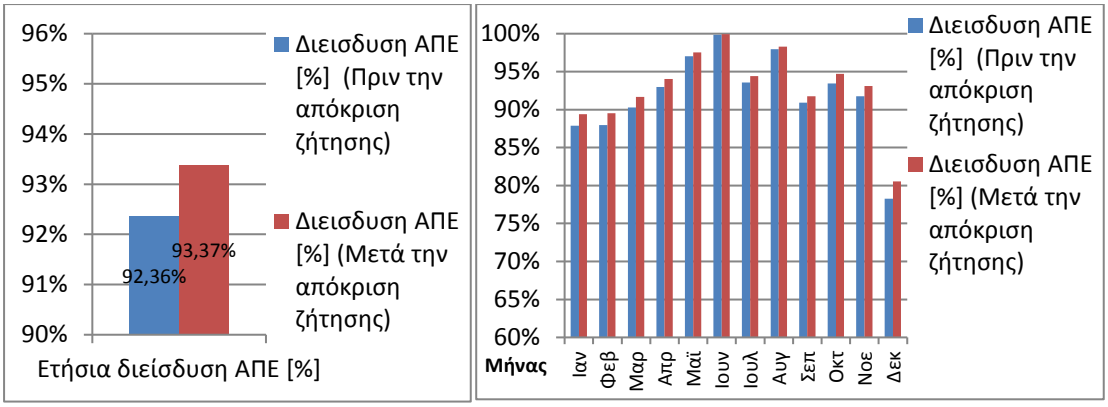
Με την αποδοτική διαχείριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος, επιτυγχάνεται συνεπώς η μείωση της χρήσης των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής diesel κατά 44,09 MWh και περίπου 93 ώρες λειτουργίας ετησίως. Ωστόσο με μικρό ωριαίο περιθώριο για απόκριση ζήτησης που δεν υπερβαίνει τις 45 kWh ανά ώρα την χειμερινή περίοδο και τις 85 kWh την θερινή, η συγκεκριμένη απόκριση ζήτησης καταφέρνει κυρίως να μειώσει την αιχμή ηλεκτροπαραγωγής των συμβατικών μονάδων και ίσως να περιορίσει τον χρόνο λειτουργίας των συμβατικών μονάδων. Κατ' επέκταση τα αθροιστικά αποτελέσματα παρουσιάζουν σημαντική εξοικονόμηση καυσίμου (diesel) και αποφεύγεται σημαντικά η χρησιμοποίηση ενέργειας της συμβατικής μονάδας για την αφαλάτωση.

Πίνακας 7.24 Μειώσεις ηλεκτροπαραγωγής συμβατικών μονάδων και απορριπτόμενης ενέργειας ΑΠΕ μετά την απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος

	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μαϊ	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ	Έτος
Μείωση ηλεκτροπαραγωγής συμβατικών μονάδων diesel [MWh]	6,00	4,90	4,54	3,14	1,56	0,38	4,84	2,25	3,92	4,60	4,21	7,68	48,02
Μείωση χρόνου λειτουργίας συμβατικών μονάδων diesel [ώρες]	9	6	7	8	3	0	16	9	9	7	8	11	93
Μείωση απορριπτόμενης ενέργειας ΑΠΕ [MWh]	5,11	5,51	3,49	4,20	1,53	0,07	2,14	2,22	5,00	6,54	3,28	8,52	47,62



Σχήμα 7.93 Ηλεκτρική Ενέργεια απόκρισης ζήτησης, χρησιμοποιούμενη και μεταφερόμενη τον επόμενο μήνα



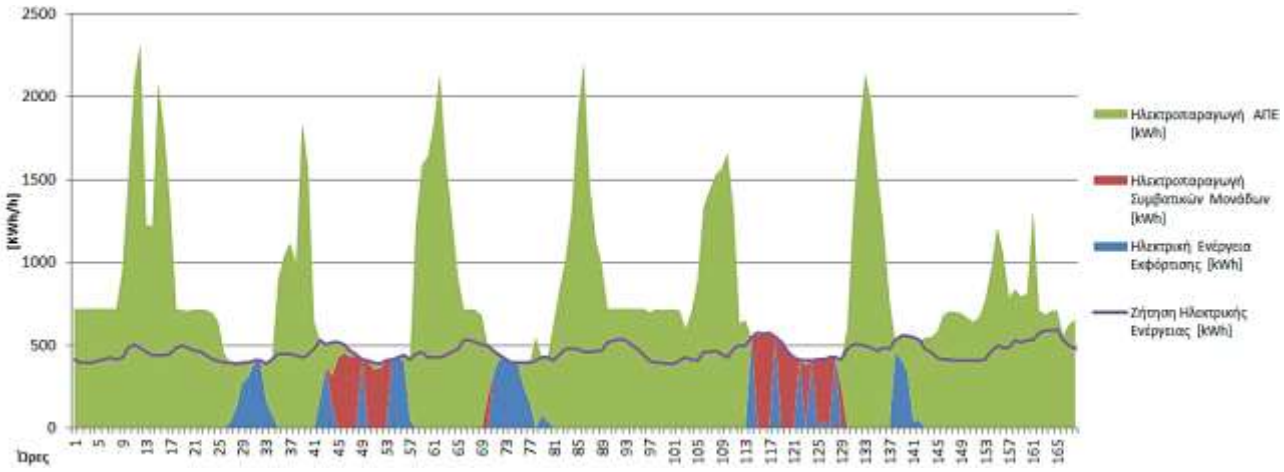
Σχήμα 7.94 Ετήσια και μηνιαία διείσδυση ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή πριν και μετά την απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος..

Παρακάτω παρουσιάζεται αναλυτικά η απόδοση του ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ – αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για τρείς εβδομάδες του χρόνου συγκεκριμένα την τελευταία εβδομάδα του χρόνου 26-31 Δεκεμβρίου και την δεύτερη εβδομάδα του Ιουλίου, 3 -9 Ιουλίου με και χωρίς την απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος.

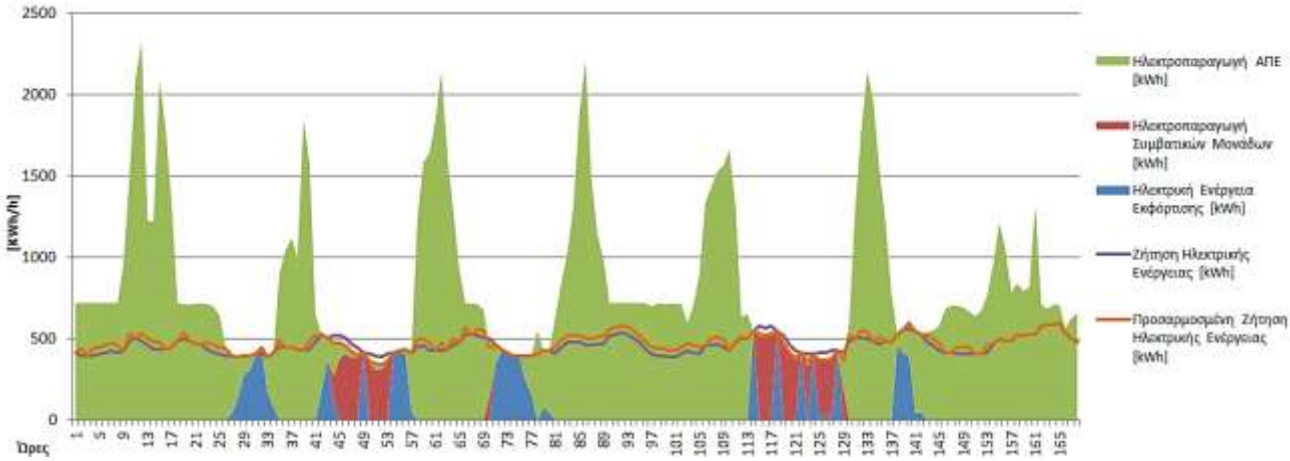
Στα ακόλουθα παραδείγματα αποτυπώνεται πολύ καθαρά ότι το εύρος της απόκρισης ζήτησης δεν είναι ικανό να μειώσει σημαντικά την ζήτηση κυρίως τους χειμερινούς μήνες αφού δεν αποκόπτει παραπάνω από 44 kW από την ζήτηση ισχύος του συστήματος, οπότε και περιορίζεται στην μείωση του ύψους της ισχύος εξόδου των συμβατικών μονάδων και ίσως στην περικοπή μικρού χρονικού διαστήματος λειτουργίας (λεπτών).

26-31 Δεκεμβρίου

Συγκεκριμένα, στις 26-31 Δεκεμβρίου εμφανίζονται δύο περίοδοι έλλειψης ενέργειας, στις 27-28 Δεκεμβρίου και 29-30 Δεκεμβρίου 10 και 15 ωρών αντιστοίχως με επίσης ένα μικρό έλλειμμα σε διάστημα μιας ώρας στις 27 Δεκεμβρίου 22:00 – 23:00 καλυπτόμενο από τις συμβατικές μονάδες.



Σχήμα 7.95 Ηλεκτροπαραγωγή ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ- Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, πριν την εφαρμογή της απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος στις 26-31 Δεκεμβρίου



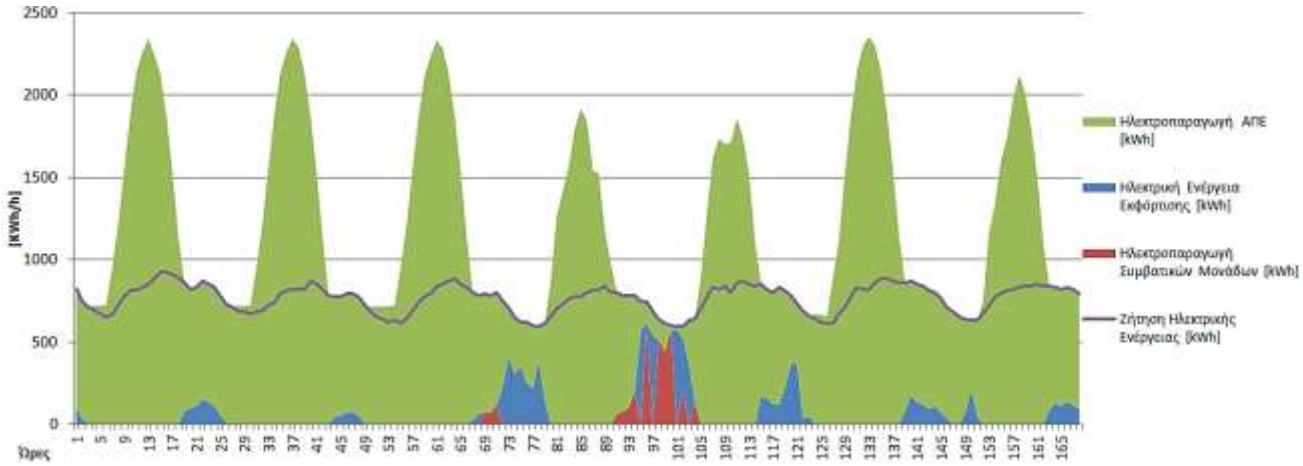
Σχήμα 7.96 Ηλεκτροπαραγωγή ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ- Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, μετά την εφαρμογή της απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος στις 26-31 Δεκεμβρίου

Όπως φαίνεται και στα παραπάνω σχήματα η απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος καταφέρνει να μειώσει την συνολική ζήτηση ενέργειας στο έλλειμμα που συμβαίνει 27-28 Δεκεμβρίου κατά 421 kWh στις 3,05 MWh από 3,47 MWh ενώ επίσης επιτυγχάνεται μείωση της αιχμής ζήτησης ισχύος της περιόδου σε 408,4 kW, μειωμένη κατά 46,88 kW. Στο έλλειμμα διάρκειας μια ώρας, στις 27 Δεκεμβρίου, επιτυγχάνεται η μείωση του κατά 46,99 KWh, στις 147,4 kWh. Τέλος κατά την 15ωρη περίοδο ελλείμματος ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ, στις 29-30 Δεκεμβρίου η απόκριση ζήτησης επιτυγχάνει την μείωση της ζήτησης ενέργειας κατά 515,62 kWh στις 4,4 MWh ενώ η αιχμή ζήτησης ισχύος μειώνεται στα 520 kW από 567 kW. Σημαντικό είναι να αναφερθεί ότι μπορεί η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας από τις συμβατικές μονάδες diesel να εμφανίζεται μειωμένη μετά την απόκριση ζήτησης κατά 11,47% ή 0,98 MWh αλλά ο χρόνος λειτουργίας των συμβατικών μονάδων δεν μειώνεται εμφανώς.

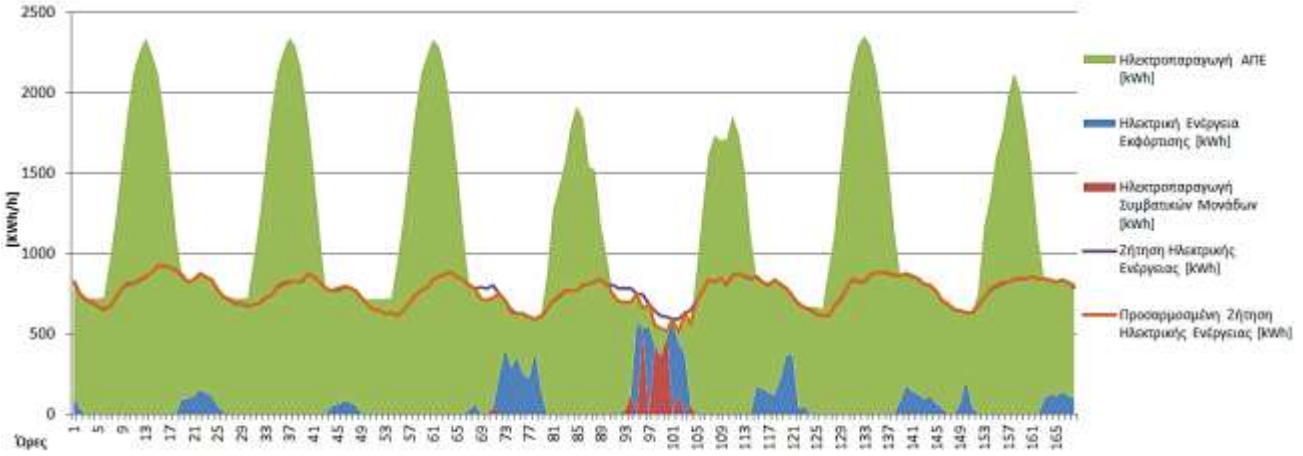
3-9 Ιουλίου

Αντίστοιχα την εβδομάδα του Ιουλίου που εξετάζεται υπάρχουν μόλις δύο ελλείμματα ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ κατά τις νυχτερινές ώρες τα οποία δεν μπορούν να καλυφθούν από την υψηλή διαθεσιμότητα περίσσειας ενέργειας στο σύστημα αποθήκευσης εξαιτίας της υψηλής ηλεκτροπαραγωγής κατά την διάρκεια της ημέρας. Το πρώτο εμφανίζεται σε ένα εξάωρο μεταξύ 21:00, 5 Ιουλίου και 2:00, 6 Ιουλίου κατά το οποίο η εφαρμογή του DSM στην ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αφαλάτωσης επιφέρει σχεδόν εξάλειψη της χρήσης των συμβατικών μονάδων για την κάλυψη του, αφού οι ανάγκες για ενέργεια παραγομένη από τις συμβατικές μονάδες πέφτει μόλις στις 41,5 kWh, μειωμένη κατά 246 kWh ενώ οι ώρες λειτουργίας των συμβατικών μονάδων μειώνονται στην μία από τέσσερις (4). Το μεγαλύτερο έλλειμμα όμως αυτή την εβδομάδα εμφανίζεται από τις 19:00, 6 Ιουλίου έως 08:00, 7 Ιουλίου, κατά το οποίο η εφαρμογή της απόκρισης ζήτησης θα μειώσει την ενεργειακή ανάγκη από τις συμβατικές μονάδες κατά 0,8 MWh, προσεγγίζοντας τις 2,14 MWh, επίσης εκτιμάται ότι θα μειώσει τον χρόνο λειτουργίας τους κατά 2 ώρες στις 8 ώρες, ενώ η μέγιστη ζήτηση ισχύος αναμένεται να πέσει από τα 617 kW στα 535 kW (-13,3%). Την συγκεκριμένη βδομάδα η απόκριση ζήτησης συνολικά επιτυγχάνει τη μείωση της συνολικής ζήτησης ενέργειας από συμβατικές μονάδες κατά 33,65% (1,08 MWh), ποσοστό αρκετά υψηλό

εξαιτίας του υψηλού δυναμικού απόκρισης ζήτησης με μεγαλύτερα μέσα φορτία αφαλάτωσης να επιβαρύνουν το ηλεκτρικό σύστημα, σε σύγκριση με την χειμερινή περίοδο.



Σχήμα 7.97 Ηλεκτροπαραγωγή ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ- Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, πριν την εφαρμογή της απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος στις 3-9 Ιουλίου



Σχήμα 7.98 Ηλεκτροπαραγωγή ολοκληρωμένου συστήματος ΑΠΕ- Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, μετά την εφαρμογή της απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση ύδατος στις 3-9 Ιουλίου

(Β) Επέκταση της τεχνικής Διαχείρισης Ζήτησης και σε άλλες ηλεκτρικές καταναλώσεις.

Σε επόμενη φάση με την εγκατάσταση των έξυπνων μετρητών και τις εμπειρίες από την λειτουργία του συστήματος θα εξετασθεί η δυνατότητα επέκτασης της τεχνικής DSM και στον οικισμό για ορισμένες καταναλώσεις (πχ ηλεκτρικό θερμοσίφωνα, θέρμανση-ψύξη, ηλεκτρικά αυτοκίνητα κλπ.), βελτιστοποιώντας την λειτουργία του.

7.5.2 Μείωση τη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με την αντικατάσταση των ηλεκτρικών θερμοσιφώνων με ηλιακά θερμικά συστήματα.

Ένα πρώτο μέτρο μπορεί να είναι η διάθεση δωρεάν ηλιακών συστημάτων θερμού νερού σε έναν αριθμό καταναλωτών με την υποχρέωση να λειτουργούν τα ηλεκτρικά θερμοσίφωνα, πχ ιδιαίτερα τον χειμώνα, όταν υπάρχει διαθέσιμη ενέργεια από τις ΑΠΕ, ενώ τους άλλους μήνες θα μειώσουν ή ακόμη θα μηδενίσουν τις αντίστοιχες καταναλώσεις

Με την εγκατάσταση ηλιακών θερμικών συστημάτων στον οικισμό για θερμό νερό χρήσεως περιορίζεται η χρήση των ηλεκτρικών θερμοσιφώνων, σε περιόδους που υπάρχει περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας. Τα ηλιακά συστήματα μπορούν να εξασφαλίζουν θερμό νερό τουλάχιστον για 9 μήνες το χρόνο, με αποτέλεσμα να περιορίζονται το έλλειμμα ηλεκτρικής ενέργειας και η χρήση των συμβατικών μονάδων, ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες οπότε και παρουσιάζεται μεγάλη ζήτηση αλλά ταυτόχρονα και υψηλή απόδοση των ηλιακών θερμικών λόγω υψηλής ηλιακής ακτινοβολίας και μείωσης των θερμικών απωλειών εξ αιτίας των υψηλών θερμοκρασιών περιβάλλοντος.

8. Εγκατάσταση λειτουργία και διαχείριση συστήματος

8.1 Το νέο ηλεκτρικό σύστημα του Καστελλόριζου

Η ηλεκτροπαραγωγή της νήσου διερευνήθηκε με σκοπό να βασιστεί στις ΑΠΕ και την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. Επιπλέον, το ηλεκτρικό σύστημα του Καστελλόριζου σχεδιάστηκε με γνώμονα την μεγιστοποίηση της διείσδυσης ΑΠΕ, ενώ επίσης διερευνήθηκε η βέλτιστη αποτελεσματική ικανότητα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για το προτεινόμενο σύστημα αποθήκευσης και η εφαρμογή της απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για αφαλάτωση. Τα ελλείμματα τους συστήματος ΑΠΕ-αποθήκευσης καλύπτονται από εφεδρική συμβατική μονάδα ηλεκτροπαραγωγής diesel. Συνοψίζοντας, το νέο ηλεκτρικό σύστημα του Καστελλόριζου και τα χαρακτηριστικά του μετά τον σχεδιασμό που προηγήθηκε στο κεφάλαιο 7 παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στην ενότητα που ακολουθεί.

8.1.1 Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και αποθήκευσης

Μονάδες Ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ

α) Οι ανεμογεννήτριες (Α/Γ)

- Μία (1) Α/Γ DWE 250kW, Νο 1, στο Καστελλόριζο (Μεγίστη) με μέση ταχύτητα ανέμου 6,5 m/s
- Δύο (2) Α/Γ DWE 250kW, Νο 2 και Νο3, στην Στρογγύλη με μέση ταχύτητα ανέμου 7,5 m/s

β) Τα φωτοβολταϊκά (Φ/Β)

- 800 kWp (500+300) μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (βέλτιστη ετησία) εκ των οποίων εκτιμάται ότι τα 300 kWp θα εγκατασταθούν από τους κατοίκους, ως οικιακά Φ/Β συστήματα,
- 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55° (βέλτιστη χειμερινή),
- 1.000 kWp με εποχική χειροκίνητη αλλαγή κλίσης ως προς το οριζόντιο επίπεδο (Οκτώβριος – Μάρτιος: 55°, Απρίλιος – Σεπτέμβριος: 31°)

γ) Εφεδρική Συμβατική μονάδα diesel

- Για λόγους εφεδρείας και για την αντιμετώπιση της διαλείπουσας παραγωγής των ΑΠΕ μετά την αποθήκευση για κάποιες ώρες ή ημέρες το χρόνο χρησιμοποιείται μονάδα diesel και επιλέγονται δύο ηλεκτροπαραγωγά όμοια ζεύγη diesel με ισχύ εξόδου 2Χ500 kW/600KVA

δ) Σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας

- Το σύστημα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από δύο μονάδες μπαταριών λιθίου ίδιας χωρητικότητας 2 Χ 2.000 kWh/2Χ1.000kW και τοποθετούνται σε διαφορετικά σημεία, εξασφαλίζοντας πλήρη εφεδρεία (συνθήκη Ν-1).

8.1.2 Ετήσια ζήτηση και Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας

α) Ετήσια ζήτηση

- 4.722,3 MWh για το έτος 2025 με την υψηλότερη ζήτηση να διαμορφώνεται κατά την περίοδο Ιουνίου – Οκτωβρίου.

β) Ετήσια παραγωγή

- Αιολική ενέργεια: 4.165 MWh
- Φωτοβολταϊκά: 3.882 MWh
- Χρησιμοποιούμενη ενέργεια των ΑΠΕ 3.974,95 MWh (δεν περιλαμβάνει την ωφέλιμη ηλεκτρική ενέργεια εκφόρτισης)
- Ωφέλιμη ηλεκτρική ενέργεια εκφόρτισης συστήματος αποθήκευσης μπαταριών: 433,49 MWh
- Απορριπτόμενη ενέργεια ΑΠΕ: 3.638 MWh (περιλαμβάνει τις απώλειες φόρτισης/εκφόρτισης του συστήματος αποθηκευσης)
- Μονάδα Diesel: 312,9 MWh

γ) Διείσδυση των ΑΠΕ

- 93,37% σε ετήσια βάση, με αποθήκευση και τεχνικές DSM στην μονάδα αφαλάτωσης

Πίνακας 8.1 Μηναία και ετήσια Απόδοση Ολοκληρωμένου Συστήματος ΑΠΕ-Αποθήκευσης

Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή ΑΠΕ [MWh]	Έλλειμμα καλυπτόμενο από συμβατικές μονάδες [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]	Χρησιμοποιούμενη ενέργεια ΑΠΕ [MWh]	Ηλεκτρική Ενέργεια Εκφόρτισης [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]
Ιαν	221,31	363,351	584,661	39,50	89,40%	309,30	26,56	249,70	42,71%
Φεβ	227,44	315,06	542,5	32,80	89,53%	253,97	26,11	261,47	48,20%
Μαρ	326,42	313,986	640,406	26,56	91,69%	256,55	36,40	348,30	54,39%
Απρ	363,77	282,944	646,714	17,86	94,04%	240,99	40,61	363,95	56,28%
Μαϊ	365,48	370,732	736,212	7,77	97,54%	287,26	20,79	428,21	58,16%
Ιουν	374,04	456,247	830,287	0,25	99,94%	394,70	8,43	427,08	51,44%
Ιουλ	391,11	422,945	814,055	33,49	94,40%	518,67	45,96	252,21	30,98%
Αυγ	393,26	493,273	886,533	10,56	98,31%	562,68	51,25	272,26	30,71%
Σεπ	388,88	357,471	746,351	38,94	91,75%	397,87	34,78	312,45	41,86%
Οκτ	328,32	330,484	658,804	18,85	94,72%	298,31	39,89	318,67	48,37%
Νοε	286,78	256,463	543,243	21,25	93,12%	240,21	47,13	256,45	47,21%
Δεκ	215,48	202,169	417,649	65,08	80,55%	214,44	55,57	147,28	35,26%
Έτος	3882,28	4165,13	8047,41	312,90	93,37%	3974,95	433,49	3638,03	45,21%

8.2 Προτάσεις για τον Σχεδιασμό κα τη Λειτουργία του Συστήματος

Η ιδιαιτερότητα του συστήματος της νήσου Μεγίστης είναι ότι είναι αυτόνομο και επομένως δημιουργεί μεγάλες προκλήσεις στην κάλυψη της ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας με την μέγιστη δυνατή διείσδυση της ηλιακής και αιολικής ενέργειας στην διάρκεια του χρόνου. Η ηλιακή και η αιολική ενέργεια λειτουργούν συμπληρωματικά, πχ ημέρα και νύχτα και έχοντας υψηλή ηλιακή ακτινοβολία και ηλεκτροπαραγωγή στους καλοκαιρινούς μήνες επιδιώκεται η μέγιστη δυνατή κάλυψη των αναγκών κατά την τουριστική περίοδο των υψηλών φορτίων, ενώ παράλληλα πρέπει να καλύπτονται τα φορτία της μονάδας αφαλάτωσης για την αδιάλειπτη παροχή νερού στο νησί όλο το χρόνο.

Κάλυψη ζήτησης σε περίπτωση ελλειμματικής παραγωγής ΑΠΕ:
Το αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα του νησιού σχεδιάζεται με τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από ηλιακή και αιολική ενέργεια, δηλαδή φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες, γύρω από τις δύο μονάδες αποθήκευσης με μετατροπείς αμφίδρομης λειτουργίας 2X1MW. Για λόγους εφεδρείας και για την αντιμετώπιση ανεπαρκούς ηλεκτροπαραγωγής και μειωμένης ικανότητας αποθήκευσης κάποιες ώρες ή ημέρες το χρόνο χρησιμοποιείται μια μονάδα diesel (2X500kW/600kVA) φορτίζοντας και τις μπαταρίες με περιορισμένο αριθμό εκκινήσεων το χρόνο.

Ο ρόλος του συστήματος αποθήκευσης:
Είναι προφανές ότι το σύστημα αποθήκευσης καλύπτει καταρχήν τις ανάγκες της διαλείπουσας παραγωγής ηλιακής και αιολικής ενέργειας στη διάρκεια του 24ώρου, ημέρας και νύχτας. Η ορισθείσα ικανότητα αποθήκευσης με βέλτιστους οικονομικά και τεχνικά όρους καλύπτει τις ανάγκες ηλεκτροδότησης μερικών ημερών σε περιπτώσεις παρατεταμένης νηνεμίας και συννεφιάς, ενώ συνήθως επιδιώκεται η κάλυψη της ζήτησης μιας εβδομαδιαίας περιόδου για το μέσο φορτίο έτσι ώστε να συμπεριληφθεί και το Σαββατοκύριακο που έχει διαφορετικό προφίλ ζήτησης (πχ η αντλησιοταμίευση με εβδομαδιαίο πρόγραμμα για συνεργασία με τις πυρηνικές μονάδες). Με αυτό το σκεπτικό για τεχνικούς και οικονομικούς λόγους σχεδιάζεται το όλο σύστημα με ΑΠΕ και αποθήκευση για την μέγιστη δυνατή διείσδυση των ΑΠΕ σε ετήσια βάση.

Μεγιστοποίηση της διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή:
Ο στόχος 100% ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή είναι εφικτός και με την συνεργασία των άλλων ΑΠΕ, όπως υδροηλεκτρικά με ταμιευτήρες νερού, γεωθερμία και βιομάζα, παράδειγμα Ισλανδία και Νορβηγία. Σε πλείστες όμως των περιπτώσεων για τον στόχο 100% ΑΠΕ θα καταστεί αναγκαία η διεποχιακή αποθήκευση και χρήση ενέργειας των ΑΠΕ (inter-seasonal storage), που θα βασίζεται στις νέες και εξελισσόμενες τεχνολογίες, όπως πχ βιοκαύσιμα (για ηλεκτροπαραγωγή), παραγωγή υδρογόνου (power to gas) και κυψέλες καυσίμου (fuel cells), ή παραγωγή υγρών καυσίμων (power to liquids) και η χρήση τους στην ηλεκτροπαραγωγή, η αποθήκευση ενέργειας σε υλικά αλλαγής φάσης (phase change materials) PCM κλπ. Τέτοιες εφαρμογές αναμένονται στις επόμενες δεκαετίες για να οδηγήσουν τον ηλεκτρικό τομέα σε 100% ΑΠΕ.

Στην περίπτωση του Καστελλόριζου με την παρούσα μελέτη επιτυγχάνεται διείσδυση των ΑΠΕ στο 93.37% στην ηλεκτροπαραγωγή που αποτελεί τον κύριο και σχεδόν μοναδικό ενεργειακό φορέα για το νησί με δραστική μείωση των εκπομπών CO_2. Για το υπόλοιπο 6,63% της ηλεκτροπαραγωγής για 100% και μηδενικές εκπομπές μπορεί να χρησιμοποιηθεί biodiesel που θα παράγεται στην ηπειρωτική χώρα με την τρέχουσα τεχνολογία και θα μεταφέρεται στο Καστελλόριζο αντί πετρελαίου.

Πρέπει να σημειωθεί ότι σαν το Καστελλόριζο υπάρχουν και άλλα εννέα μικρά νησιά Γαύδος, Αντικύθηρα, Αρκιοί, Αγαθονήσι, Δονούσα, Ερεικούσσα, Άγιος Ευστράτιος, Ανάφη, Οθωνοί, χωρίς καμιά εφαρμογή των ΑΠΕ. Εδώ γίνεται χρήση 100% πετρελαίου στην ηλεκτροπαραγωγή και με μέσο ετήσιο κόστος παραγωγής στην τάξη του 1€/kWh, ενώ δεν προβλέπεται η διασύνδεσή τους με το εθνικό σύστημα. Σε αυτά τα νησιά πρέπει να επακολουθήσει αμέσως μετά η εκπόνηση μελετών κατά το παράδειγμα του Καστελλόριζου, ώστε να πλησιάσουν το 100% ΑΠΕ με μεγάλα οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη. Στα υπόλοιπα νησιά, με μεσαίου και μεγάλου μεγέθους ηλεκτρικά συστήματα, προτείνεται σε πρώτη φάση η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ στο επίπεδο του 60% με 70% σε ετήσια βάση, είτε πρόκειται να διασυνδεθούν είτε όχι. Σε επόμενη φάση θα επιδιωχθεί μεγαλύτερη διείσδυση των ΑΠΕ στο επίπεδο του 80% με 90%, καθώς οι τεχνολογίες εξελίσσονται και δημιουργούνται καλύτερες οικονομικές και τεχνολογικές συνθήκες με μεγάλα οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη, καθώς και ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού.

Το όλο σύστημα και η λειτουργία του βασίζεται στην ψηφιακή τεχνολογία και σε κατάλληλο λογισμικό που θα αναπτυχθεί ειδικά για αυτό το σύστημα για την ομαλή, αδιάλειπτη και αποδοτική λειτουργία. Κατά συνέπεια μια σειρά από αρχές λειτουργίας και διαχείρισης, οι οποίες βελτιστοποιούν την διείσδυση των ΑΠΕ και το κόστος λειτουργίας του συστήματος, που θα πρέπει να ληφθούν υπόψη, παρουσιάζονται ακολούθως:

α. Το σύστημα διαχείρισης θα πρέπει να διαθέτει κατάλληλα εργαλεία πρόβλεψης της ζήτησης και της ηλεκτροπαραγωγής προκειμένου να παίρνει αποφάσεις για τον προγραμματισμό της λειτουργίας της επόμενης ημέρας με ικανοποιητική προσέγγιση, αλλά και με μια προσέγγιση για τις επόμενες ημέρες για επάρκεια εφοδιασμού του συστήματος.
β. Όταν υπάρχει έλλειμμα παραγωγής σε συνδυασμό με έλλειψη ενεργειακών πόρων από το σύστημα αποθήκευσης, η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατική μονάδα diesel θα πρέπει να καλύψει σε συνεχή λειτουργία τις ανάγκες ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και τις ανάγκες αποθήκευσης, για πλήρη αποθήκευση 100% (εφόσον οι προβλέψεις για τις επόμενες ημέρες δείχνουν ανεπαρκή παραγωγή ΑΠΕ). Με αυτόν τον τρόπο η συμβατική μονάδα λειτουργεί σε υψηλή απόδοση υπό πλήρες φορτίο, και αποφεύγονται συχνές εκκινήσεις.
γ. Όταν αναμένεται περίσσεια ηλεκτροπαραγωγής την επόμενη ημέρα, το σύστημα διαχείρισης θα πρέπει να συνεκτιμά την αναμενόμενη περίσσεια για την φόρτιση των μπαταριών ώστε να συντάσσει ένα πρόγραμμα βέλτιστης εκμετάλλευσης της ηλεκτροπαραγωγής και περιορισμό λειτουργία της μονάδας diesel.
δ. Βελτιστοποίηση της λειτουργίας του όλου συστήματος μπορεί να γίνει με εφαρμογή της τεχνικής διαχείρισης της ζήτησης (DSM, demand side management) σε

συνδυασμό με την επαρκή παραγωγή και αποθήκευση. Στην παρούσα μελέτη η επέμβαση γίνεται κυρίως στην μονάδα αφαλάτωσης, όπου συνδυάζεται η επαρκής αποθήκευση νερού ημερών και η μετάθεση λειτουργίας της όταν υπάρχει διαθέσιμη ηλεκτρική ενέργεια. Σε ότι αφορά στους οικιακούς καταναλωτές και ενδεχομένως σε εμπορικές χρήσεις θα εξετασθεί η μετάθεση της λειτουργίας των ηλεκτρικών θερμοσιφώνων για τις ώρες με επαρκή διαθέσιμη ηλεκτρική ενέργεια, παραχωρώντας δωρεάν ηλιακά συστήματα θέρμανσης νερού που θα μειώσουν και τα φορτία στο μεγαλύτερο μέρος του χρόνου.

ε. Το σύστημα διαχείρισης θα διαθέτει αποδοτικό σύστημα διάγνωσης της κατάστασης των συνδεδεμένων μονάδων προκειμένου να παίρνει τις κατάλληλες αποφάσεις για τον προγραμματισμό της ηλεκτροπαραγωγής.

Η συνολική λειτουργία του αυτόνομου συστήματος με ΑΠΕ και αποθήκευση, όπως σχεδιάσθηκε, γίνεται μέσω του μετατροπέα αμφίδρομης λειτουργίας και των μπαταριών διατηρώντας σταθερή συχνότητα και τάση ανεξάρτητα από την ταχύτητα του ανέμου και τις ριπές ή τη συννεφιά και τα κινούμενα νέφη. Όταν οι μπαταρίες είναι πλήρως φορτισμένες και υπάρχει πλεονάζουσα παραγωγή, μετά την πλήρη κάλυψη της ζήτησης από την παραγωγή των ΑΠΕ, τότε το σύστημα διαχείρισης επεμβαίνει και μειώνει την παραγωγή των Φ/Β μονάδων με την προτεραιότητα που έχει δοθεί, ή ακόμη και την παραγωγή στις ανεμογεννήτριες. Στόχος είναι η σταθερή συχνότητα με πλήρη κάλυψη της ζήτησης με την αντίστοιχη παραγωγή. Ο ηλεκτρονικός μετατροπέας των φωτοβολταϊκών διαθέτει ένα σύστημα αναζήτησης του σημείου μέγιστης ισχύος στην χαρακτηριστική καμπύλη (I-V) των φωτοβολταϊκών (MPPT, maximum power point tracking), το οποίο λειτουργεί κανονικά, αλλά σε περίπτωση πλεονάζουσας παραγωγής για την διατήρηση σταθερής συχνότητας το σημείο αυτό μετακινείται σε μειωμένη ισχύ, εκεί όπου ισορροπεί η συχνότητα. Αυτή η τεχνική χρησιμοποιείται ήδη όπου υπάρχει μεγάλη διείσδυση φωτοβολταϊκών και κατά τους θερινούς μήνες σε ώρες υψηλής παραγωγής γίνονται οι αναγκαίες προσαρμογές. Στις Α/Γ με τις σύγχρονες τεχνολογίες γίνεται επέμβαση στην κλίση των πτερυγίων και προσαρμόζεται η αντίστοιχη ισχύς. Τέτοιες λειτουργίες στο σύστημα του Καστελλόριζου θα εμφανίζονται συχνά καθώς η απορριπτόμενη ενέργεια είναι ένα ικανό ποσοστό της παραγόμενης στη διάρκεια του χρόνου.

8.3 Η Σύνθεση του Συστήματος

Εφαρμόζονται κριτήρια για την υψηλή αξιοπιστία και την ανθεκτικότητα του συστήματος σε διάφορες καταστάσεις και οι ιδέες και τεχνικές των μικροδικτύων (Microgrids) για την διασφάλιση της αδιάλειπτης παροχής ηλεκτρικής ενέργειας (και νερού) κατά την διάρκεια του χρόνου, όπως περιγράφεται παρακάτω.

(α) Η διεσπαρμένη παραγωγή από πολλές απομακρυσμένες μεταξύ του μονάδες ΑΠΕ

Το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής του Καστελλόριζου σχεδιάζεται με διεσπαρμένες μονάδες παραγωγής Φ/Β και Α/Γ που μέσω υποσταθμών τροφοδοτούν το δίκτυο μέσης τάσης (ΜΤ 20kV), το οποίο εξελίσσεται και διαμορφώνεται σε βρόχο με τους αναγκαίους διακόπτες και

αποζεύκτες, που εξασφαλίζει υψηλή αξιοπιστία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας σε περιπτώσεις ανωμαλιών.

(β) Η ύπαρξη δύο κέντρων ελέγχου για την αυτόματη διαχείριση του συστήματος

Τα δύο κέντρα διαχείρισης του συστήματος, το ένα εναλλακτικό του άλλου, είναι απαραίτητα για ένα τέτοιο σύστημα επειδή σε περίπτωση ανωμαλίας ή προβλημάτων διασφαλίζεται η μεταφορά της λειτουργίας στο άλλο σύστημα. Δύο συστήματα SCADA (supervisory control and data acquisition), το ένα εναλλακτικό του άλλου, εγκαθίστανται στα δύο κέντρα διαχείρισης, από όπου γίνεται σε καθημερινή βάση ο προγραμματισμός λειτουργίας του όλου συστήματος και οι απαραίτητες ρυθμίσεις, έχοντας την πλήρη εικόνα και την αναγκαία πληροφόρηση. Με αυτό το σύστημα γίνονται και οι αναγκαίες επεμβάσεις σε περιπτώσεις ανωμαλιών και ακραίων καιρικών συνθηκών για την αποκατάσταση και την ομαλή ηλεκτροδότηση του νησιού. Βεβαίως, το σύστημα με το λογισμικό του είναι θωρακισμένο εξ αρχής με διατάξεις ασφαλείας (security models) έναντι κυβερνοεπιθέσεων και θα υπάρχει επαγρύπνηση και ετοιμότητα για την αντιμετώπισή τους.

(γ) Η εγκατάσταση διεσπαρμένων συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (στο συγκεκριμένο ηλεκτρικό σύστημα προτείνονται δύο (2) συστήματα αποθήκευσης)

Το σύστημα αποθήκευσης αποτελείται από δύο μονάδες ισχύος 1MW και αποθηκευτικής ικανότητας 2MWh το καθένα (2X1MW/2MWh), που εγκαθίστανται η μία μονάδα μαζί με τα φωτοβολταϊκά στον αυτόνομο σταθμό και η άλλη σε κατάλληλη θέση μαζί με την Φ/Β μονάδα των 1.000 kWp, που εξασφαλίζουν υψηλή αξιοπιστία και εφεδρεία.

(δ) Προσαρμογές των συστημάτων παραγωγής στην ζήτηση

Οι φωτοβολταϊκές μονάδες σχεδιάστηκαν με σταθερή κλίση και μόνο σε μια περίπτωση γίνεται η εποχιακή ρύθμιση κλίσεως (δύο φορές το χρόνο) για καλύτερη προσαρμογή της απόδοσης στην ζήτηση. Δεν κρίθηκε σκόπιμη η εγκατάσταση συστήματος συνεχούς ρύθμισης της κλίσεως των Φ/Β πλαισίων με κίνηση επί ενός άξονα στην διάρκεια του χρόνου για μέγιστη απόδοση (PV tracking, χρησιμοποιείται σε κλίμακα μεγάλων μονάδων - η τεχνολογία αυτή είναι σε εξέλιξη), επειδή η εγκατάσταση είναι μικρή και για να αποφεύγονται προβλήματα ανωμαλιών και δαπανών εγκατάστασης και συντήρησης. Έχει προηγηθεί σχετική διερεύνηση του θέματος της κίνησης των Φ/Β πλαισίων επί ενός άξονα και με βάση τα αποτελέσματα που προέκυψαν προτιμήθηκε τελικά ως λύση γενικά η σταθερή κλίση. Επίσης, στις Φ/Β μονάδες δεν παρουσιάζεται λεπτομερής μελέτη διατάξεων και συνδέσεων με τους μετατροπείς (κεντρικούς ή διεσπαρμένους) και υποσταθμούς επειδή δεν αποτελεί το κύριο πρόβλημα της παρούσας μελέτης. Πάντως, κατά την οριστική μελέτη θα πρέπει να επιλεγεί μια απλή συγκρότηση των Φ/Β μονάδων με την χρήση των δύο μετατροπέων αμφίδρομης λειτουργίας και τα συστήματα αποθήκευσης, συμπεριλαμβανομένων και DC/DC μετατροπέων.

Η εγκατάσταση των Α/Γ στη νησίδα Στρογγύλη εξυπηρετεί δύο στόχους, την αξιοποίηση του υψηλού αιολικού δυναμικού ως αναμένεται πιο αποδοτικά από ό,τι σε μια θέση στο Καστελλόριζο και την δημιουργία συνθηκών περαιτέρω αξιοποίησης με πρόσβαση και παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στο νησί, καθώς αποτελεί το απώτατο όριο της Ελληνικής

επικράτειας προς Ανατολάς. Αυτή η ιδέα μπορεί να αποτελέσει την απαρχή της αξιοποίησης πολλών ακατοίκητων νήσων και νησίδων με την αξιοποίηση αιολικής και ηλιακής ενέργειας. Βεβαίως, για την τελική μελέτη πρέπει να προηγηθούν ανεμολογικές μετρήσεις και μελέτες σε κατάλληλες θέσεις στο Καστελλόριζο και στην Στρογγύλη για την εφαρμογή της δέουσας τεχνολογίας, που θα οδηγήσει σε μεγαλύτερη αξιοπιστία των τεχνικών και οικονομικών στοιχείων.

8.4 Προτάσεις για τον Έλεγχο και την Προστασία του Συστήματος

Ένα σημαντικό θέμα για το όλο σύστημα ηλεκτροδότησης του Καστελλόριζου είναι οι προστασίες έναντι υπερτάσεων και υπερεντάσεων. Οι υπερτάσεις κυρίως από ατμοσφαιρικές εκκενώσεις στο δίκτυο και στις μονάδες παραγωγής με τις ευαίσθητες ηλεκτρονικές διατάξεις αντιμετωπίζονται μέσω διατάξεων αντικεραυνικής προστασίας, γνωστών και καθιερωμένων τόσο στα φωτοβολταϊκά και τις ηλεκτρονικές διατάξεις (αντικεραυνικές προστασίες σε πολλαπλές βαθμίδες) όσο και για τα δίκτυα. Στις περιπτώσεις υπερεντάσεων που δημιουργούνται κυρίως από βραχυκυκλώματα μεταξύ των φάσεων και μεταξύ γης στα δίκτυα και στις καταναλώσεις υπάρχουν οι καθιερωμένες προστασίες με τις θερμικές ασφάλειες που τήκονται και τα ρελέ υπερεντάσεως στους διακόπτες που απομονώνουν το μέρος του δικτύου ή τον καταναλωτή που παρουσιάζει την βλάβη. Αυτές είναι οι προστασίες που έχουν καθιερωθεί και εφαρμόζονται σχεδόν επί έναν αιώνα και βασίζονται στην ικανότητα του συστήματος παραγωγής να δώσει στιγμιαία σε μια τέτοια ανωμαλία την αναγκαία τιμή της εντάσεως, πολλαπλάσια της ονομαστικής, για να λειτουργήσει όσο γρήγορα χρειάζεται η προστασία με την ασφάλεια που τήκεται ή την λειτουργία του ρελέ υπερεντάσεως και ανοίξει τον κατάλληλο διακόπτη για να απομονωθεί το μέρος με την βλάβη, χωρίς επιπτώσεις στους άλλους καταναλωτές.

Με την είσοδο όμως των ηλεκτρονικών μετατροπέων στο δίκτυο αυτές οι νέες τεχνολογίες των ηλεκτρονικών ισχύος δεν ανταποκρίνονται και δεν μπορούν να συνεργασθούν με αυτές τις καθιερωμένες μέχρι τούδε πρακτικές προστασίας. Ως σταθερή μονάδα (solid-state) χωρίς κινούμενη μάζα με μεγάλη ροπή αδρανείας, όπως οι συμβατικές μονάδες παραγωγής, οι ηλεκτρονικοί μετατροπείς δεν είναι σε θέση να δώσουν στιγμιαία το πολλαπλάσιο ρεύμα για την αντιμετώπιση των βραχυκυκλωμάτων. Πρακτικά, ο ηλεκτρονικός μετατροπέας αντιλαμβάνεται αμέσως το βραχυκύκλωμα στο δίκτυο και δημιουργείται μια υπερφόρτιση της τάξης συνήθως +30% ή και +40% για ένα χρονικό διάστημα, συνήθως 10 ή 12 δευτερολέπτων και εν συνεχεία αποσυνδέεται από το δίκτυο για λόγους προστασίας των ηλεκτρονικών ισχύος από υπερθέρμανση. Έτσι, με αυτή την μικρή υπερένταση για δευτερόλεπτα και την συνήθη πρακτική προστασίας δεν απομονώνεται η βλάβη αλλά και είναι δύσκολο να εντοπισθεί εν συνεχεία, με αποτέλεσμα να διακόπτεται τελείως η ηλεκτροδότηση (black-out).

Στο αυτόνομο σύστημα του Καστελλόριζου, λόγω της μεγάλης εγκατεστημένης ισχύος των ηλεκτρονικών μετατροπέων αμφίδρομης λειτουργίας, 2X1MW, εκτιμάται ότι στο δίκτυο χαμηλής τάσης οι καθιερωμένες πρακτικές προστασίας θα λειτουργήσουν κανονικά, οπότε το πρόβλημα εντοπίζεται στο δίκτυο μέσης τάσης ΜΤ 20kV, όπου απαιτείται μεγάλη ισχύς

για την αντιμετώπιση των βραχυκυκλωμάτων. Σημειώνεται ακόμη ότι για την χαμηλή τάση είναι διαθέσιμη η τεχνολογία των ηλεκτρονικών διακοπτών (solid state) με τέλεια λειτουργία που κατά περίπτωση μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε δίκτυο και καταναλωτές, πχ μαζί με τους έξυπνους μετρητές.

Μια πρακτική λύση για την αντιμετώπιση του προβλήματος στην ΜΤ είναι η εγκατάσταση ενός στρεφόμενου πυκνωτή, είναι μια σύγχρονη μονάδα χωρίς φορτίο στο σύστημα που λειτουργεί αδιάλειπτα μαζί με τα ηλεκτρονικά ισχύος και είναι σε θέση να δώσει στιγμιαία το ρεύμα βραχυκύκλωσης ώστε να απομονωθεί το σφάλμα.

Μια άλλη νέα λύση βασίζεται στις σύγχρονες τεχνολογίες ICT και στην αποκεντρωμένη νοημοσύνη (distributed intelligence) που μπορεί να εφαρμοσθεί στο δίκτυο μέσης τάσης. Καταρχήν ανιχνεύεται το σφάλμα με δεδομένα που φθάνουν στην διάταξη τεχνητής νοημοσύνης και μετά από επεξεργασία των στοιχείων δίδεται η εντολή να ανοίξει ο αντίστοιχος διακόπτης που απομονώνει το σφάλμα. Η όλη διαδικασία επιδιώκεται να γίνεται σε πολύ μικρό διάστημα (σε χιλιοστά ή μερικά εκατοστά του δευτερολέπτου), δηλαδή ο χρόνος μετάδοσης των δεδομένων στην διάταξη τεχνητής νοημοσύνης, η επεξεργασία και η απόφαση και τέλος η μεταφορά της εντολής στον κατάλληλο διακόπτη για το άνοιγμα. Όσο πιο μικρός είναι ο χρόνος αντίδρασης, τόσο πιο μικρές θα είναι οι επιπτώσεις στον εξοπλισμό του συστήματος και στις συσκευές των καταναλωτών. Τόσο ο βρόχος και οι γραμμές ΜΤ με τους υποσταθμούς όσο και οι μονάδες παραγωγής που συνδέονται μπορούν να συμπεριλάβουν διακόπτες/αποζεύκτες που θα λειτουργούν με αυτή την σύγχρονη τεχνολογία.

Γενικά, το θέμα της προστασίας στη ΜΤ προτείνεται να διερευνηθεί και να μελετηθεί όταν γίνει η οριστική μελέτη, ή και κατά την φάση της κατασκευής για να ληφθούν υπόψη και οι σχετικές νέες τεχνολογίες που βρίσκονται σε εξέλιξη.

Τόσο η ΡΑΕ όσο και ο ΔΕΔΔΗΕ θα έχουν άμεση πρόσβαση στα στοιχεία παραγωγής και στην τροφοδότηση του δικτύου για τον έλεγχο σχετικά με την ποιότητα παροχής ηλεκτρικής ενέργειας (επίπεδο τάσης, σταθερή συχνότητα) και τις τυχόν διακοπές. Αμφότεροι θα παρακολουθούν την λειτουργία του συστήματος σε εφαρμογή της σχετικής σύμβασης και των κανονισμών. Σε καθημερινή βάση ο λειτουργός του συστήματος θα αποστέλλει στον ΔΕΔΔΗΕ και στην ΡΑΕ τα λειτουργικά στοιχεία για ενημέρωση και έλεγχο.

8.5 Προτάσεις για την Χωροθέτηση του Συστήματος

Το νέο ηλεκτρικό σύστημα του Καστελλόριζου για λόγους υψηλής και αδιάλειπτης παραγωγής προτείνεται να χωροθετηθεί με τέτοιον τρόπο ώστε να κατανεμηθεί η διεσπαρμένη παραγωγή και αποθήκευση κατά μήκος του δικτύου μέσης τάση το οποίο θα αποτελέσει κλειστό βρόχο με δύο κατ' εναλλαγή συστήματα ελέγχου. Επιπλέον, επιλέγονται θέσεις για τις ανεμογεννήτριες μα εκτιμώμενο υψηλό αιολικό δυναμικό και περιβαλλοντικά κριτήρια, ενώ για τα φωτοβολταϊκά επιλέγονται δημόσιες εκτάσεις μακράν του οικισμού που δεν θα αντιμετωπίσουν προβλήματα περιβαλλοντικής ένταξης.

Οι μονάδες ΑΠΕ

Για τις αιολικές μονάδες θα χρειασθεί η διάνοιξη δρόμων πρόσβασης στο σημείο εγκατάστασης ή και σύνδεση με το υπάρχον οδικό δίκτυο για την μεταφορά του εξοπλισμού και των ανυψωτικών μηχανημάτων. Το κύριο δομικό έργο είναι η εκσκαφή και η σκυροδέτηση της βάσης κάθε ανεμογεννήτριας.

Αιολικές Μονάδες

1. Προτείνεται η εγκατάσταση μίας ανεμογεννήτριας αναφοράς DW54 (250kW) (Α/Γ Νο 1) στο ύψωμα Μούντα βορειοανατολικά από τον όρμο Λιμενάρι σε υψόμετρο 215 Μέτρα.

Σχήμα 8.1 Προτεινόμενη θέση εγκατάστασης αιολικής μονάδας 1 στο όρος Μούντα.

Η συγκεκριμένη θέση που προτείνεται προσφέρει τα εξής πλεονεκτήματα:

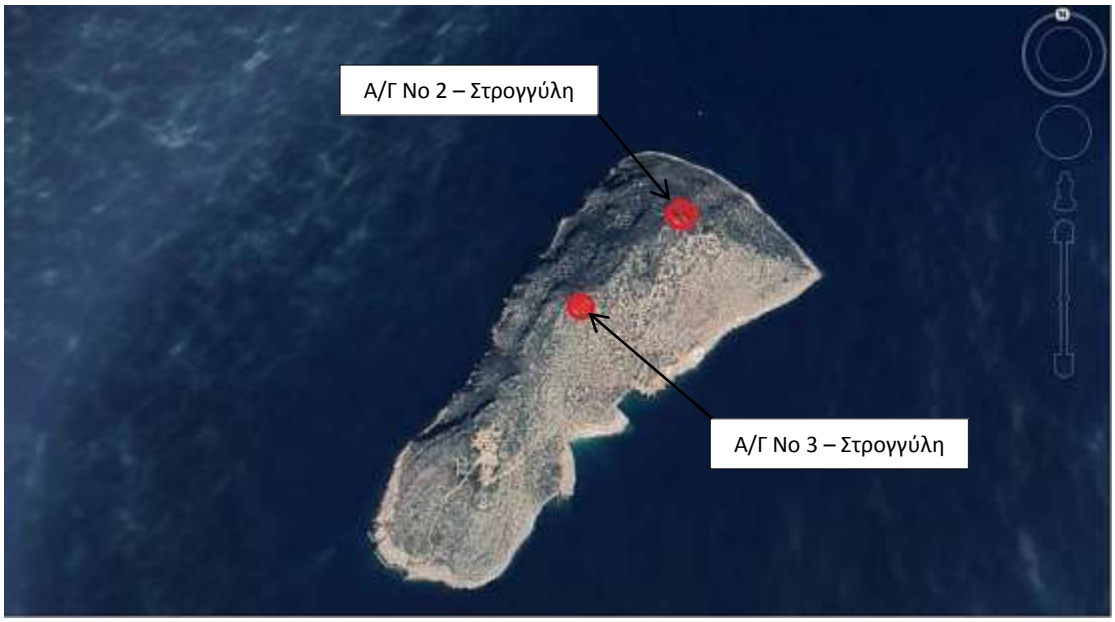
(α) Βρίσκεται σε ικανοποιητική απόσταση από τον Αερολιμένα της Μεγίστης, στα 1,7 χιλιόμετρα.

(β) Βρίσκεται 750 μέτρα από τον οικισμό του Καστελλόριζου (πρώτες οικίες) ενώ η μέση απόσταση του οικισμού εκτιμάται στα 1,3 χλμ. Επίσης δεν υπάρχει οπτική επαφή της αιολικής μονάδας με τον οικισμό καθότι η επιφάνεια της περιοχής προτεινόμενης εγκατάστασης είναι σχετικά επίπεδη με μέση κλίση 6° για τα πρώτα 250 μέτρα από την προτεινόμενη θέση εγκατάστασης προς τον οικισμό. Κάτι τέτοιο υποδηλώνει διατήρηση της αισθητική αξίας του τοπίου με παράλληλη μείωση των προβλημάτων θορύβου και της οπτικής όχλησης για τον οικισμό.

(γ) Βρίσκεται 330 μέτρα από τον κοντινότερο κλάδο οδικού δικτύου, τον χωματόδρομο που συνδέει το κεντρικό οδικό δίκτυο με το ακρωτήριο του Αγίου Στεφάνου και 650 μέτρα από το κεντρικό οδικό δίκτυο και το δίκτυο διανομής μέσης τάσης της νήσου. Επομένως οι απαιτήσεις για πρόσθετη οδοποιία και σύνδεση με το δίκτυο μέσης τάσης εκτιμάται περιορισμένη συγκριτικά με άλλες τοποθεσίες.

(δ) Τέλος, η θέση αυτή και λόγω υψομέτρου, εκτιμάται ότι θα έχει υψηλό αιολικό δυναμικό.

2. Προτείνεται η εγκατάσταση δύο (2) ανεμογεννητριών αναφοράς DW54 (250kW) στην νήσο Στρογγύλη (Α/Γ Νο 2 και Α/Γ Νο 3), η πρώτη στο βορειότερο σημείο της κορυφογραμμής της νήσου σε υψόμετρο 110 μέτρων, ενώ η δεύτερη προτείνεται να τοποθετηθεί νοτιοδυτικά στο κεντρικό σημείο της κορυφογραμμής σε υψόμετρο 65 μέτρων.



Σχήμα 8.2 Προτεινόμενη θέση εγκατάστασης αιολικών μονάδων 2 και 3 στη Στρογγύλη.

Η συγκεκριμένη Χωροθέτηση προσφέρει τα εξής πλεονεκτήματα:
(α) Οι ανεμογεννήτριες τοποθετούνται σε απόσταση 500 μέτρων η μία από την άλλη για την αποφυγή της μείωσης της ταχύτητας του ανέμου λόγω στροβίλων απορρεύματος (wake effect).
(β) Αξιοποιούν το υψηλότερο αιολικό δυναμικό της νήσου, με τις ανεμογεννήτριες να τοποθετούνται στα υψηλότερα σημεία της νήσου ενώ ταυτόχρονα τηρούνται οι ελάχιστες αποστάσεις μεταξύ τους ώστε να αποφευχθούν οι απώλειες συστοιχίας (array losses)
(γ) Η Στρογγύλη αποτελεί ακατοίκητη βραχονησίδα και επομένως η αξιοποίηση της για ενεργειακούς σκοπούς αναμένεται να της δώσει ζωή και σε περαιτέρω δραστηριότητες.
(δ) Η τοποθέτηση των αιολικών μονάδων στην Στρογγύλη περιορίζει την τυχόν οπτική όχληση στο περιβάλλον του Καστελλόριζου.

Οι Ηλιακές μονάδες –Σταθμοί Φωτοβολταϊκών

Η Χωροθέτηση ενός (1) MWp φωτοβολταϊκών απαιτεί περίπου 16 - 20 στέμματα γης. Τα φωτοβολταϊκά που προέκυψαν κατά το σχεδιασμό έχουν συνολική εγκατεστημένης ισχύος 2,3 MWp. MWp, εκ των οποίων τα 300 kWp προβλέπεται να εγκατασταθούν από τους κατοίκους ως οικιακά φωτοβολταϊκά. Σημειώνεται ότι για τις Φ/Β εφαρμογές δεν θα χρειασθούν δομικά έργα και για τα ηλεκτρονικά ισχύος προβλέπεται η χρήση ειδικών container. Προτείνεται να εγκατασταθούν στις ακόλουθες μονάδες (συστοιχίες):

1. Η περιοχή 5 στρεμμάτων στο οικόπεδο της ΔΕΗ, στην περιοχή Πευκάκια στο Βορειοανατολικότερο σημείο της νήσου, όπου βρίσκεται και ο αυτόνομος σταθμός

παραγωγής και επιπλέον 300 m^2 που είναι διαθέσιμα στην οροφή του Αυτόνομου συμβατικού σταθμού της Μεγίστης (ΔΕΗ) μπορούν να φιλοξενήσουν 300 kWp σε βέλτιστη ετήσια κλίση 31°.

Σχήμα 8.3 Προτεινόμενη θέση εγκατάστασης Φ/Β Σταθμού 1 στη Θέση Πευκάκια (σημερινή εγκατάσταση ΔΕΗ).

Η περιοχή εγκατάσταση προσφέρει τα εξής πλεονεκτήματα για την εγκατάσταση της συγκεκριμένης μονάδας.

(α) Έχει μηδενική σκίαση προς το νότο ενώ προσφέρει και ανοιχτό ορίζοντα προς νότο και ανατολή.
(β) Βρίσκεται στο οικόπεδο του συμβατικού σταθμού γεγονός που καθιστά την περαιτέρω διερεύνηση και αδειοδότηση της εγκατάστασης πιο εύκολη
(γ) Η σχετικά επίπεδη επιφάνεια καθιστά την περιοχή ιδανική για φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις.
(δ) Η σύνδεση της μονάδας φωτοβολταϊκών με το δίκτυο ΜΤ είναι πιο εύκολη καθότι ο ΑΣΠ Μεγίστης και υποδομές του δικτύου ΜΤ βρίσκονται εντός ορίων του οικοπέδου της εγκατάστασης.

2. Η περιοχή 16 στρεμμάτων στο οροπέδιο Αυλωνιά ανατολικά των αρχαίων τάφων Καγγάνας σε μέσο υψόμετρο 150 μέτρα, στην οποία θα φιλοξενηθούν 700 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β, εκ των οποίων 500 kWp σε βέλτιστη χειμερινή κλίση 55° και 200 kWp σε βέλτιστη ετήσια κλίση 31°

Σχήμα 8.4 Προτεινόμενη θέση εγκατάστασης Φωτοβολταϊκού Σταθμού 2 στη Περιοχή Αυλωνιά.

Η περιοχή προσφέρει τα εξής πλεονεκτήματα για την εγκατάσταση της συγκεκριμένης μονάδας.

(α) έχει μηδενική σκίαση προς το νότο ενώ η κατηφορική νοτιοανατολική κλίση του εδάφους προς την θάλασσα προσφέρει και ανοιχτό ορίζοντα προς νότο και ανατολή
(β) Παρότι η περιοχή είναι όμορη αρχαιολογικού χώρου, εντούτοις αυτή κάθε αυτή δεν περιέχει κανένα εύρημα αρχαιολογικού ενδιαφέροντος. Σε κάθε περίπτωση η μετακίνηση της προτεινόμενης θέσης προς το νοτιότερο κομμάτι του οροπεδίου είναι εφικτή.
(γ) Ο χώρος στην συγκεκριμένη τοποθεσία είναι επαρκής για την βέλτιστη χωροθέτηση της μονάδας φωτοβολταϊκών ενώ υπάρχει διαθεσιμότητα γης για την επέκταση της εγκατάστασης σε περίπτωση που προκύψουν αυξημένες ανάγκες ηλεκτροπαραγωγής.
(δ) Η εγκατάσταση της μονάδας στο οροπέδιο της Αυλωνιάς αποτελεί αρχή για την επέκταση του δικτύου διανομής ηλεκτρικής ενέργειας στα οροπέδια του ανατολικού τμήματος της νήσου αλλά και στο νότιο κομμάτι του Καστελλόριζου καθώς και για την διαμόρφωση του βρόχου του δικτύου ΜΤ. Η επέκταση του ηλεκτρικού δικτύου εκτός του ότι μπορεί να προσφέρει ηλεκτροδότηση στο Μοναστήρι του Αγίου Γεωργίου του Βουνού, το οποίο βρίσκεται περίπου 800 μέτρα δυτικά της προτεινόμενης εγκατάστασης σε υψόμετρο 179 μέτρα, μόλις 30 μέτρα ανύψωση από τον προτεινόμενο Φωτοβολταϊκό Σταθμό 2, μπορεί να δώσει ζωή στο νότιο τμήμα του νησιού με επέκταση των δραστηριοτήτων τουριστικού, αρχαιολογικού ενδιαφέροντος κ.α.

Ωστόσο τα ακόλουθα χαρακτηριστικά του χώρου θα πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά την οριστικοποίηση της επιλογής του.

- Η τοποθεσία βρίσκεται περίπου 600 μέτρα από το δίκτυο ΜΤ
- Ο χώρος βρίσκεται σε υψόμετρο 150 μέτρα, σε περίπου 140 μέτρα ανύψωση από το κοντινότερο σημείο του δικτύου ΜΤ. Οπότε θα πρέπει να επιλεγεί ο καταλληλότερος τρόπος σύνδεσης του Φωτοβολταϊκού σταθμού 2 με το δίκτυο.

- Ο χώρος δεν είναι προσβάσιμος με το υπάρχον οδικό δίκτυο της νήσου, και πρέπει να διερευνηθεί περαιτέρω η εξασφάλιση της πρόσβασης.

3. Η τρίτη περιοχή που προτείνεται είναι η βορειοανατολική πλευρά του Φαραγγιού του Ναύλακα, σε 22 στρέμματα στο ύψωμα Βίγλα, με μέσο υψόμετρο 230 (198-245) μέτρα, βορειοανατολικά του αερολιμένα και ανατολικά της θέσης Φρούριο. Στη συγκεκριμένη θέση προτείνεται να εγκατασταθούν 1.000 kWp με εποχική χειροκίνητη προσαρμογή κλίσης ως προς το οριζόντιο επίπεδο (Οκτώβριος – Μάρτιος: 55°, Απρίλιος – Σεπτέμβριος: 31°)

Σχήμα 8.5 Προτεινόμενη θέση εγκατάστασης Φωτοβολταϊκού Σταθμού 3 στη θέση Βίγλα.

Η περιοχή εγκατάστασης προσφέρει τα εξής ανταγωνιστικά πλεονεκτήματα για την εγκατάσταση της συγκεκριμένης μονάδας:

(α) Παρότι η επιφάνεια που προτείνεται αποτελεί μια από τις κορυφογραμμές του υψώματος Βίγλα η μέση κλίση είναι ικανοποιητική με σχετικά χαμηλή νοτιοδυτική κλίση. Συγκεκριμένα η μέση κλίση του εδάφους προς την δυτική διεύθυνση είναι 4,3^{o} ενώ προς την νότια 4,5^{o}. Κάτι τέτοιο δημιουργεί ελάχιστες σκιάσεις από την ανατολική διεύθυνση κυρίως τις πρώτες ώρες της ημέρας ενώ οι αντίστοιχες απώλειες μπορούν να μειωθούν με την αύξηση του αριθμού των συστοιχιών προς την νότια διεύθυνση και την μείωση του μήκους τους κατά την δυτική διεύθυνση.
(β) Επίσης η συγκεκριμένη θέση βλέπει προς την νότια διεύθυνση προς το φαράγγι του Ναύλακα και τον Αερολιμένα ενώ η αντίστοιχη κορυφή στην απέναντι μεριά του φαραγγιού, το ύψωμα στην περιοχή Κατραμάδο φτάνει έως τα 171 μέτρα ενώ τα νοτιοδυτικά υψώματα στην περιοχή Κιόλια τα 175 μέτρα, γεγονός που δίνει ανοιχτό ορίζοντα στην συγκεκριμένη περιοχή προς τα νότια και δυτικά και επομένως υψηλές αποδόσεις στην ηλεκτροπαραγωγή.
(γ) Η περιοχή είναι προσβάσιμη από το οδικό δίκτυο της νήσου και συγκεκριμένα από τον χωματόδρομο που συνδέει το κεντρικό οδικό δίκτυο του νησιού με το Μοναστήρι του Αγίου Γεωργίου του Βουνού.

(δ) Ο χώρος βρίσκεται σχετικά κοντά στο δίκτυο ΜΤ, περίπου στα 400 μέτρα από το κοντινότερο σημείο του δικτύου.

Ωστόσο τα ακόλουθα χαρακτηριστικά του χώρου θα πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά την οριστικοποίηση της επιλογής του.

- Η τοποθεσία βρίσκεται περίπου στα 250 μέτρα από τον αεροδιάδρομο του Αερολιμένα της νήσου.
- Ο χώρος είναι όμορος του αρχαιολογικού χώρου του αρχαίου φρουρίου στην περιοχή Βίγλα.

Η Εφεδρική Συμβατική μονάδα Diesel

Η εφεδρική μονάδα συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής (2X500kW/600kVA) προτείνεται να τοποθετηθεί στην υφιστάμενη εγκατάσταση του Αυτόνομου Σταθμού Ηλεκτροπαραγωγής Μεγίστης, στο οικόπεδο της ΔΕΗ, όπου προτείνεται η ενοικίαση του χώρου από την εταιρία και η χρήση των υφιστάμενων υποδομών. Σημαντικά πλεονεκτήματα της τοποθεσίας αποτελούν:

(α) η χρήση της υφιστάμενης δεξαμενής diesel για αποθήκευση καυσίμου
(β) η υφιστάμενη υποδομή ελέγχου συστήματος και δικτύου ΜΤ, η οποία θα εκσυγχρονιστεί
(γ) η προβλήτα ελλιμενισμού πετρελαιοφόρου πλοίου για τον εφοδιασμό της μονάδας.

Οι μονάδες Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι δύο μονάδες αποθήκευσης (Μ/Α) ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες (2 Χ 2 MWh και 1MW) προτείνεται να εγκατασταθούν σε απόσταση μεταξύ τους για να προσφέρεται ασφάλεια εφοδιασμού σε περίπτωση αστοχίας του συστήματος. Οι δύο προτεινόμενες θέσεις τοποθετούνται (α) στο οικόπεδο της ΔΕΗ όπου θα βρίσκεται η $1^{η}$ μονάδα φωτοβολταϊκών (300 kWp) και η εφεδρική συμβατική μονάδα (2Χ 500 kW) και (β) στη θέση Βίγλα όπου θα βρίσκεται η $3^{η}$ μονάδα φωτοβολταϊκών (1 MWp). Οι δύο θέσεις είναι απομακρυσμένες μεταξύ τους και μπορούν θεωρηθούν κάλλιστα τα άκρα του κλειστού βρόχου του δικτύου μέσης τάσης, γεγονός που προσθέτει μεγαλύτερη αξία στην συγκεκριμένη επιλογή τοπολογίας από άποψη σταθερότητας συστήματος και κατ' επέκταση ασφάλειας εφοδιασμού.

Η εγκατάσταση των συστημάτων αποθήκευσης θα γίνει σε ειδικά container και δεν θα χρειασθούν δομικά έργα για κτήρια.

Το σύστημα ελέγχου του ηλεκτρικού συστήματος

Με σκοπό την επίτευξη ανθεκτικότητας του ηλεκτρικού συστήματος του Καστελλόριζου προτείνεται η εγκατάσταση δύο (2) κέντρων αυτόματου ελέγχου, απομακρυσμένων μεταξύ τους. Όπως και στα συστήματα αποθήκευσης, οι δύο θέσεις εγκατάστασης για τα κέντρα ελέγχου που προτείνονται είναι οι ακόλουθες:

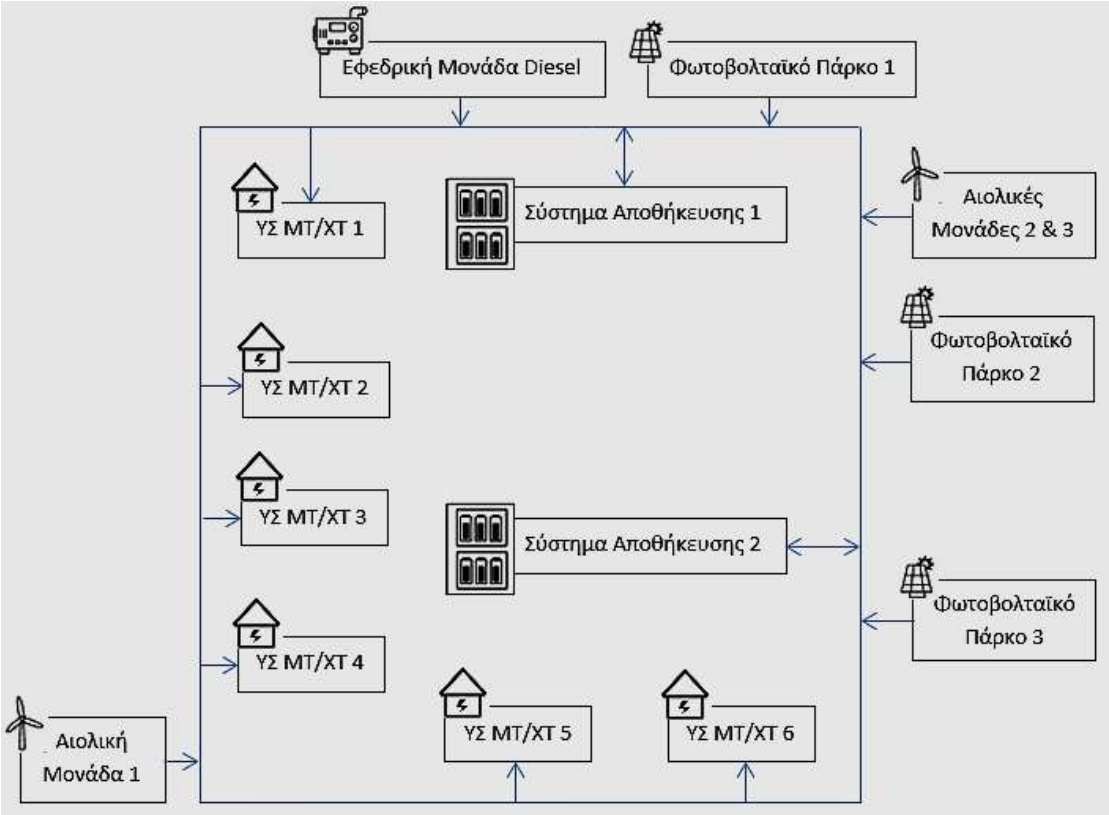
(α) Το οικόπεδο της ΔΕΗ όπου θα βρίσκεται η 1η μονάδα φωτοβολταϊκών (300 kWp), η εφεδρική συμβατική μονάδα (2X 500 kW) και η μονάδα αποθήκευσης 1 (2 MWh, 1 MW)

(β) Η θέση Βίγλα όπου θα βρίσκεται η 3η μονάδα φωτοβολταϊκών (1 MWp) και η μονάδα αποθήκευσης 2 (2 MWh, 1 MW).

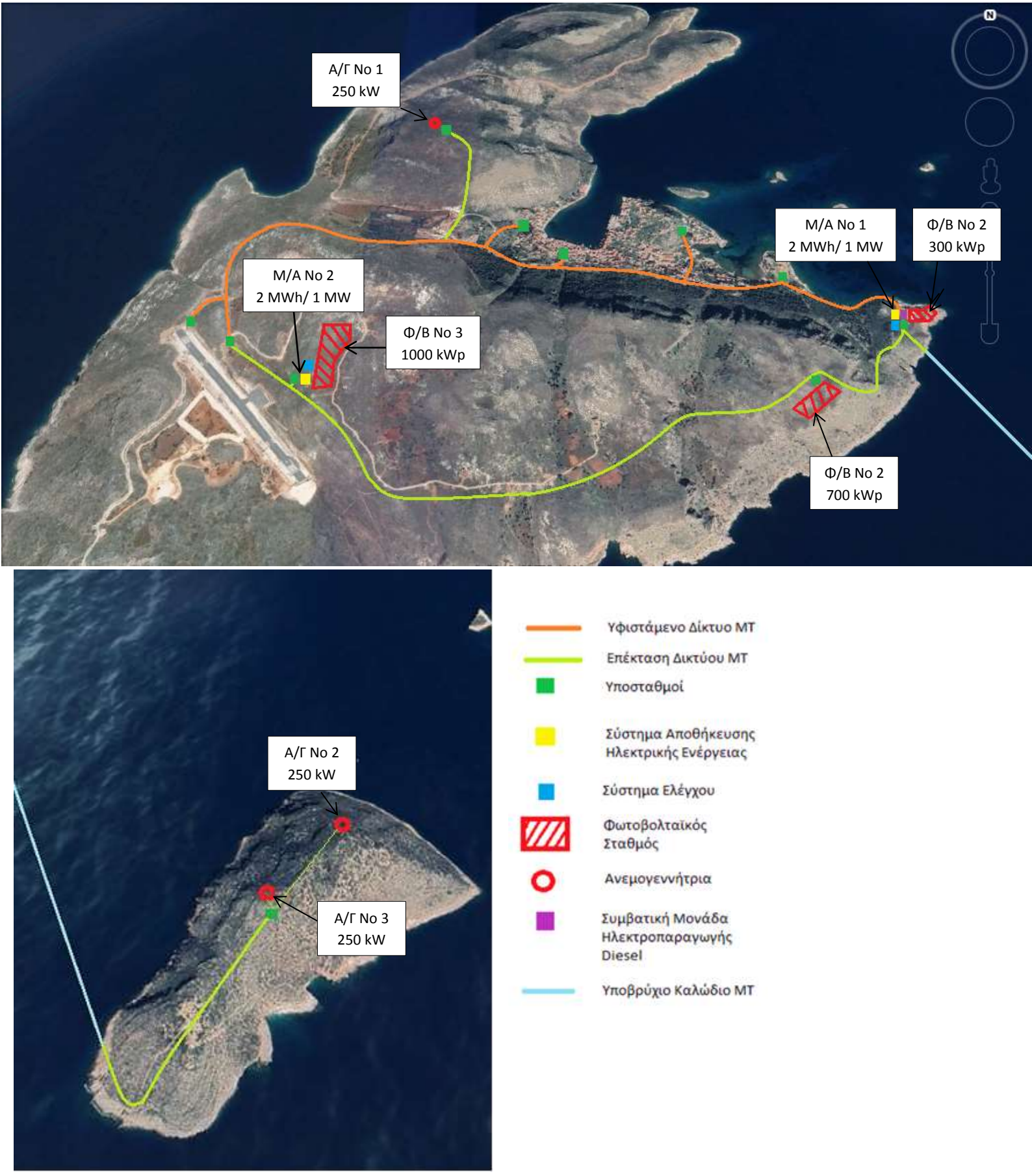
Οι δύο θέσεις βρίσκονται στα άκρα του βρόχου του δικτύου μέσης τάσης με απόσταση καλωδίωσης περίπου 4 χλμ. προσφέροντας δυνατότητα καλύτερης εποπτείας και υψηλής αξιοπιστίας του συστήματος. Η συγκεκριμένη απόσταση μεταξύ των δύο κέντρων ελέγχου όπως και η τοπολογία κλειστού βρόγχου του δικτύου ΜΤ προσφέρει εξασφάλιση της εύρυθμης λειτουργίας του δικτύου σε περιπτώσεις βλάβης ή αποκοπής τμημάτων του δικτύου

Το ηλεκτρικό σύστημα του Καστελλόριζου

Συγκεντρωτικά η μονογραμμική και γεωγραφική αποτύπωση του ηλεκτρικού συστήματος της νήσου Μεγίστης παρουσιάζεται στα ακόλουθα σχήματα:



Σχήμα 8.6 Μονογραμμικό διάγραμμα του νέου ηλεκτρικού συστήματος στο Καστελλόριζο



Σχήμα 8.7 Το νέο σύστημα ΑΠΕ-Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας στις προτεινόμενες θέσεις εγκατάστασης και η γεωγραφική αποτύπωση του βρόχου του μικρο-δικτύου του νησιωτικού συστήματος

Υποβρύχια διασύνδεση Μεγίστης (Καστελλόριζο) - Στρογγύλης

Για την ηλεκτρική σύνδεση των νησιών Μεγίστης και Στρογγύλης προτείνεται μια διασύνδεση μονής καλωδίωσης.

Στο παρακάτω σχέδιο παρουσιάζεται σχηματικά η προτεινόμενη διασύνδεση:

Σχήμα 8.8 Η προτεινόμενη Υποβρύχια Διασύνδεση Μεγίστης - Στρογγύλης

Έχει εκτιμηθεί ότι το καλώδιο που χρειάζεται για την συγκεκριμένη διασύνδεση είναι μέσης τάσης 20kV και δυνατότητας μεταφοράς ισχύος 1000 kVA. Το μήκος του καλωδίου που θα χρειαστεί εκτιμάται στα 5 χλμ. Η εκτίμηση αυτή λαμβάνει υπόψη και τη βύθιση στην θαλάσσια περιοχή κατά μήκος της διαδρομής του καλωδίου που φαίνεται στο παραπάνω διάγραμμα και φτάνει μέχρι και τα -315 μέτρα στα οποία συναντά την τοπική θαλάσσια λεκάνη. Η μέγιστη βύθιση της λεκάνης φτάνει τα 331 μέτρα υπό την επιφάνεια της θάλασσας.

Σχήμα 8.9 Μέση βύθιση απόστασής κα τα μήκος της υποβρύχιας διασύνδεσης Μεγίστης-Στρογγύλης

Επιπλέον, σημειώνεται ότι η επιφανειακή απόσταση κυμαίνεται μεταξύ 4.2 – 4.5 χλμ, αναλόγως με την επιλογή διαδρομής του καλωδίου, ενώ έχει επιλεγεί η σύνδεση στη νοτιοδυτική πλευρά του νησιού (Στρογγύλη) καθότι η υποθαλάσσια και παραλιακή ανύψωση είναι πιο σταδιακή απ ότι στη βορειοδυτική πλευρά.

9. Ανάλυση Κόστους και αξιολόγηση επένδυσης

Η ανάλυση του κόστους της επένδυσης του αυτόνομου συστήματος του Καστελλόριζου περιλαμβάνει όλα τα κόστη για την επένδυση του συστήματος παραγωγής και την λειτουργία και συντήρησή του. Το κόστος της επέκτασης της γραμμής ΜΤ για να κλείσει ο βρόχος και του υποβρυχίου καλωδίου από την Στρογγύλη προτείνεται να βαρύνουν τον Διαχειριστή Διανομής και να ενσωματωθούν στην περιουσία του.

9.1 Συνολικό κόστος επένδυσης – Δαπάνη κεφαλαίου (CAPEX).

9.1.1 Κεφαλαιουχική Δαπάνη (CAPEX) επένδυσης Φωτοβολταϊκών Πάρκων

Η ανάλυση κόστους των Φωτοβολταϊκών Πάρκων βασίζεται σε πραγματικές τιμές Φ/Β ΙΤΜ (In Front of the Meter) του 2018 για μεσαίου μεγέθους εγκαταστάσεις (<10 MWp και >1 MWp). Η συνολική δαπάνη κεφαλαίου για τα φωτοβολταϊκά πάρκα, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 2 MWp, του συστήματος παρουσιάζεται στον ακόλουθο πίνακα. Σημειώνεται ότι το σύστημα που προτείνεται περιλαμβάνει 300 kWp οικιακών Φ/Β, των οποίων η επένδυση προτείνεται να καλυφθεί από τους κατοίκους ως οικιακά φωτοβολταϊκά στις στέγες, αλλά στην παρούσα μελέτη για λόγους πληρότητας συνυπολογίζεται το κόστος τους. Επιπλέον η περαιτέρω μείωση τιμών των φωτοβολταϊκών που αναμένεται στα επόμενα χρόνια μέχρι την υλοποίηση του έργου δεν λαμβάνεται υπόψη για πρακτικούς λόγους..

Πίνακας 9.1 Συνολικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) Φωτοβολταϊκών Πάρκων

Φωτοβολταϊκά Πάρκα	*Κόστος ανά Μονάδα*	*Τελικό Κόστος (€)*	*Πηγή*
Φωτοβολταϊκός Σταθμός Νο1 - 300 kWp	950 €/kWp	285.000	A. Jäger-Waldau, (2018), PV Status report 2018 - JRC Science for Policy report, European Commission [1]
Υποσταθμός - 350 kVA	30.000 €/μονάδα	30.000	Μέση Εκτίμηση Κόστους από παράγοντες της Αγοράς [2]
Φωτοβολταϊκός Σταθμός Νο2 - 700 kWp	950 €/kWp	665.000	A. Jäger-Waldau, (2018), PV Status report 2018 - JRC Science for Policy report, European Commission [1]
Υποσταθμός - 700 kVA	37.500 €/μονάδα	37.500	Μέση Εκτίμηση Κόστους από παράγοντες της Αγοράς [2]
Φωτοβολταϊκός Σταθμός Νο3 - 1000 kWp [3]	950 €/kWp	950.000	A. Jäger-Waldau, (2018), PV Status report 2018 - JRC Science for Policy report, European Commission [1]
Υποσταθμός - 1 MVA	37.500 €/μονάδα	37.500	Μέση Εκτίμηση Κόστους από παράγοντες της Αγοράς [2]
Φ/Β Ιδιοπαραγωγής (οικιακά) – 300 kWp	950 €/kWp	285.000	A. Jäger-Waldau, (2018), PV Status report 2018 - JRC Science for Policy report, European Commission [1]
Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€)		**2.290.000** [4]	**€**

[1] Εκτίμηση κόστους Φ/Β σταθμού, μονοκρυσταλικών Φ/Β στοιχείων πυριτίου υψηλής απόδοση, μεσαίου μεγέθους, λαμβάνοντας υπόψη τις μέσες ευρωπαϊκές τιμές του 2018 (για οικιακές εγκαταστάσεις: 1.3 €/Wp και εγκαταστάσεις με χρησιμότητα κλίμακας (Utility Scale) >10MWp : 0.74 €/Wp

[2] Η εκτίμηση έγινε με βάση ένα εύρος τιμών για υποσταθμούς ΜΤ/ΧΤ που συλλέχθηκε από ειδικούς της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

[3] Το κόστος των συστημάτων στήριξης χειροκίνητης εποχιακής προσαρμοζόμενης κλίσης θεωρήθηκε αμελητέο.

[4] Η εκτίμηση κόστους επένδυσης δεν περιλαμβάνει τα έξοδα σύνδεσης των μονάδων Φ/Β με το δίκτυο ΜΤ, συμπεριλαμβανομένων των εξόδων επέκτασης του δικτύου ΜΤ.

9.1.2 Κεφαλαιουχική Δαπάνη (CAPEX) επένδυσης Αιολικών Μονάδων

Το κόστος της επένδυσης των αιολικών μονάδων παρουσιάζεται ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος. Στην τελική μελέτη λαμβάνοντας υπόψη και τις μετρήσεις ανεμολογικών χαρακτηριστικών των προτεινόμενων θέσεων των Α/Γ, ο αριθμός και ο τύπος των Α/Γ ενδέχεται να μεταβληθεί. Αναλυτικά η αρχική δαπάνη κεφαλαίου για την εγκατάσταση των Α/Γ παρουσιάζεται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 9.2 Συνολικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) Αιολικών Μονάδων

Αιολικές Μονάδες	*Κόστος ανά Μονάδα*	*Τελικό Κόστος (€)*	*Πηγές*
Μονάδα Μεγίστης - Α/Γ Νο1 250 kW Προμήθεια	1.000 €/kW	250.000	Εκτίμηση κόστους ανά kW εγκατεστημένης ισχύος με βάση την Α/Γ DW54 (900kW) της EWT [1]
Μεταφορά & Εγκατάσταση	250 €/kW	62.500	Εκτίμηση κόστους ανά kW εγκατεστημένης ισχύος με βάση την Α/Γ DW54 (900kW) της EWT [1]
Θεμελίωση	60.000 €/μονάδα	60.000 [2]	Εκτίμηση της EWT/μονάδα [2]
Υποσταθμός - 350kVA	30.000 €/μονάδα	30.000	Μέση Εκτίμηση Κόστους από παράγοντες της Αγοράς[3]
Μονάδες Στρογγύλης - Α/Γ Νο2 & Νο3 2x 250kW Προμήθεια (kW)	1.000 €/kW	500.000	Εκτίμηση κόστους ανά kW εγκατεστημένης ισχύος με βάση την Α/Γ DW54 (900kW) της EWT [1]
Μεταφορά & Εγκατάσταση	250 €/kW	125.000	Εκτίμηση κόστους ανά kW εγκατεστημένης ισχύος με βάση την Α/Γ DW54 (900kW) της EWT [1]
Θεμελίωση	60.000 €/μονάδα	120.000 [2]	Εκτίμηση της EWT/μονάδα [2]
Υποσταθμός - 500kVA	35.000 €/μονάδα	35.000	Μέση Εκτίμηση Κόστους από παράγοντες της Αγοράς[3]
Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€/MW)		**1.577.000**	**€/MW**
Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€)		**1.182.500** [4]	**€**

[1] Σύμφωνα με εκτίμηση της EWT το κόστος Α/Γ DW54 (900kW) ανέρχεται σε 1 – 1,25 εκατ. € και αφορά 80% την προμήθεια, 10% την μεταφορά και 10% την εγκατάσταση επομένως έχει οριστεί συνολικό κόστος προμήθειας, μεταφοράς και εγκατάστασης τα 1,25 €1.000/kW (1, 0,125 και 0,125 αντιστοίχως). Ο σκοπός της εκτίμησης κόστους ανά kW εγκατεστημένης ισχύος εξυπηρετεί την εκτίμηση εγκατάστασης διαφορετικού αριθμού και ισχύος εξόδου μονάδων κατά την διαδικασία εκπόνησης της τελικής μελέτης έπειτα από τις επιτόπιες ανεμολογικές μετρήσεις. Επιπλέον η αβεβαιότητα για τις διαθέσιμες τεχνολογίες Α/Γ και του κόστους αυτών την περίοδο εκπόνησης του έργου (2020 – 2024) δημιουργεί την επαναδιαστασιολόγησης των Α/Γ κατά την εκπόνηση της τελικής μελέτης.

[2] Στην εγκατάσταση πέρα από τα έξοδα του προμηθευτή έχουν προστεθεί έξοδα θεμελίωσης που σύμφωνα με της εκτιμήσεις του προμηθευτή ανέρχονται σε 60.000 €/μονάδα Α/Γ για την περιοχή των Δωδεκανήσων (Καστελλόριζου).

[3] Η εκτίμηση έγινε με βάση ένα εύρος τιμών για υποσταθμούς ΜΤ/ΧΤ που συλλέχθηκε από ειδικούς της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

[4] Η εκτίμηση κόστους επένδυσης δεν περιλαμβάνει τα έξοδα σύνδεσης των μονάδων Α/Γ με το δίκτυο ΜΤ, συμπεριλαμβανομένων των εξόδων επέκτασης του δικτύου ΜΤ.

9.1.3 Κεφαλαιουχική Δαπάνη (CAPEX) επένδυσης Μονάδων Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες λιθίου

Έχει γίνει ανάλυση κόστους των σταθερών συστημάτων αποθήκευσης με μπαταρίες λιθίου βασισμένη σε πραγματικές τιμές συστημάτων ITM (In Front of the Meter) μεσαίου μεγέθους (<10 MWh και >1 MWh) με βάση τις προδιαγραφές των προτεινόμενων συστημάτων (2X 2MWh/1 MW, C-rate:0,5 ή power-to-energy ratio:2)

Πίνακας 9.3 Συνολικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) Μονάδων Αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας με μπαταρίες λιθίου

Συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες λιθίου	*Κόστος ανά Μονάδα*	*Τελικό Κόστος (€)*	*Πηγές*
Σύστημα αποθήκευσης No1 στο σταθμό Φωτοβολταϊκών με μπαταρίες λιθίου 2 MWh/1 MW (MWh) (2025)	300 €/kWh [3]	600.000	-Tsiropoulos I. et al, (2018), Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications – JRC Science for Policy report, European Commission -Lazard, (November 2018), Lazard's Levelized cost of storage analysis version 4.0 [1]
Σύστημα αποθήκευσης No 2 στο σταθμό Diesel με μπαταρίες λιθίου 2 MWh/1 MW (MWh) (2025)	300 €/kWh [3]	600.000	-Tsiropoulos I. et al, (2018), Li-ion batteries for mobility and stationary storage applications – JRC Science for Policy report, European Commission -Lazard, (November 2018), Lazard's Levelized cost of storage analysis version 4.0 [1]
Αντικατάσταση battery pack Συστήματος αποθήκευσης No1 (2038)	150 €/kWh	300.000	Lazard, (November 2018), Lazard's Levelized cost of storage analysis version 4.0 [2]
Αντικατάσταση battery pack Συστήματος αποθήκευσης No2 (2038)	150 €/kWh	300.000	Lazard, (November 2018), Lazard's Levelized cost of storage analysis version 4.0 [2]
Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€) (2025)		**1.200.000** [4]	**€**
Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€) (2038)		**600.000**	**€**

[1] Η τιμή του συστήματος αποθήκευσης αναφέρεται σε εκτίμηση κόστους για το έτος 2024. Οι εκτιμήσεις για το κόστος κεφαλαιουχικής δαπάνης (CAPEX) της επένδυσης συστημάτων αποθήκευσης μπαταριών λιθίου βασίστηκε σε πραγματικές τιμές έργων της περιόδου 2017-2018 με ανάλογες δυνατότητες του συστήματος, σε χωρητικότητα (battery capacity), παροχή ισχύος, και λόγο ενέργειας ισχύος (Power to Energy ratio) ή ρυθμό φόρτισης/εκφόρτισης (C-rate), με βασική υπόθεση την ετήσια αύξηση της αξίας του υλικού κατά 8% (Lazard 2018) δηλαδή την ετήσια μείωση των κεφαλαιουχικών δαπανών κατά 8% για σταθερά συστήματα μπαταριών μέχρι το 2024. Στη συγκεκριμένη περίπτωση του συστήματος αποθήκευσης μπαταριών λιθίου που προτείνεται, με παροχή ισχύος 1MW και χωρητικότητα 2 MWh (C-rate:0,5 ή power-to-energy-ratio:2) οι αναφερόμενες εμπορικές τιμές με βάση την αγορά το 2018 παρουσιάζουν ένα εύρος κόστους συστημάτων με κρίσιμη παράμετρο την παροχή ισχύος, το οποίο κυμαίνεται μεταξύ 500 – 1.000 €/kWh ή 1.000 – 2.000 €/kW. Η επιλεγόμενη τιμή κόστους ορίστηκε στο κάτω όριο του εύρους τιμών στα 530 €/kWh (2018) και αντίστοιχα 320 €/kWh (2024) ενώ έχει εκτιμηθεί τιμή 300 €/kWh (2023-2024) με βασική υπόθεση την επίτευξη χαμηλών τιμών κατά τη διαγωνιστική διαδικασία.

[2] Η τιμή αντικατάστασης των μπαταριών περιλαμβάνει μόνο την αντικατάσταση των στοιχείων μπαταριών, τα οποία εκτιμάται ότι θα αποτελούν (όπως και το έτος αναφοράς 2018) το 50% (Tsiropoulos, 2018) του κόστους των σταθερών συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας μπαταριών λιθίου. Σύμφωνα με τη Lazard, το Compound Annual Growth Rate (CAGR) των επενδύσεων σε σταθερά συστήματα αποθήκευσης μπαταριών λιθίου, δηλαδή η εκτιμώμενη ετήσια αύξηση της αξίας των αντίστοιχων συστημάτων προσεγγίζει το 8% σε ορίζοντα

5ετίας (2018-2022), δηλαδή προβλέπεται ετήσια μείωση 8% για τα σταθερά συστήματα μπαταριών μέχρι το 2022. Σύμφωνα με την συγκεκριμένη εκτίμηση το κόστος των σταθερών συστημάτων το 2022 θα προσεγγίζει 720 €/MW παρεχόμενης ισχύος (ή 380 €/MWh για το σύστημα αναφοράς), επομένως είναι ασφαλές να υποθέσουμε δαπάνη κεφαλαίου περίπου 150 €/MWh για την αντικατάσταση μόνο των στοιχείων μπαταριών το 2038, υποθέτοντας την ομαλή λειτουργία των υφιστάμενων συστημάτων EMS/BOS καθ' όλη την διάρκεια της επένδυσης.

[3] Η εκτίμηση κόστους επένδυσης περιλαμβάνει τα έξοδα σύνδεσης των μονάδων μπαταριών με το δίκτυο ΜΤ αλλά όχι το κόστος επέκτασης δικτύου.

9.1.4 Κεφαλαιουχική Δαπάνη (CAPEX) επένδυσης συστήματος λειτουργίας και διαχείρισης μονάδων παραγωγής.

Πίνακας 9.4 Συνολικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) συστημάτων αυτόματης διαχείρισης μονάδων παραγωγής και συμβατικός σταθμός σε εφεδρεία

Σύστημα διαχείρισης μονάδων και συμβατικός σταθμός σε ψυχρή εφεδρεία	*Κόστος ανά Μονάδα*	*Τελικό Κόστος (€)*	*Πηγές*
Αυτόματο Σύστημα Διαχείρισης (System controller) No1 & No2 (1x Software και 2x Hardware)	150.000 €/MW	150.000	Εκτίμηση κόστους από το IENE [1]
Γεννήτριες Diesel: 2 x 500kW (MW)	700.000 €/MW	700.000	Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης, Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων ΔΕΔΔΗΕ, 2018 [2]
Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€)		**850.000**	**€**

[1] Το κόστος συμπεριλαμβάνει το κόστος της προμήθειας και εγκατάστασης, του υλικού και του λογισμικού καθώς και της εκπαίδευσης του προσωπικού για την ορθή διαχείριση και του συστήματος.

[2] Η τιμή αναφοράς κόστους νέων συμβατικών μονάδων diesel για την Ν. Μεγίστη, 800.000 €/MW εγκατεστημένης ισχύος από την τεχνική έκθεση του ΔΕΔΔΗΕ έχει αναθεωρηθεί προς τα κάτω με βασική υπόθεση την επίτευξη χαμηλών τιμών κατά τη διαγωνιστική διαδικασία. Το κόστος συμπεριλαμβάνει προμήθεια, μεταφορά και εγκατάσταση των γεννητριών diesel.

9.1.5 Συνολική Κεφαλαιουχική Δαπάνη (CAPEX) επένδυσης

Πίνακας 9.5: Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€)

Μονάδες	*Τελικό κόστος (€)*
Φωτοβολταϊκά Πάρκα (2.300 kWp)	2.290.000
Αιολικές Μονάδες (750 kW)	1.182.500
Συστήματα αποθήκευσης με μπαταρίες λιθίου (2 X 2 MWh/1 MW)	1.200.000
Σύστημα διαχείρισης μονάδων και συμβατικός σταθμός σε ψυχρή εφεδρεία (2 X 500 kW/600 KVA)	850.000
Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€)	**5.522.500 €**
Κεφαλαιουχικό Κόστος Επένδυσης (CAPEX) (€) (Συμπεριλαμβανομένου του κόστους αντικατάστασης των στοιχείων μπαταριών το 2038)	**6.122.500 €**

9.2 Ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης (OPEX)

Οι ετήσιες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος περιλαμβάνουν τα πάγια έξοδα της μισθοδοσίας διαχείρισης, της μίσθωσης του χώρου των εγκαταστάσεων και της

συντήρησης και τα μεταβλητά έξοδα που οφείλονται στο κόστος καυσίμου που προκύπτει από την ανάγκη χρήσης των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής diesel.

Πίνακας 9.6 Συνολικά Ετήσια Έξοδα λειτουργίας (OPEX) ολοκληρωμένου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής νήσου Μεγίστης.

Ετησία Μεταβλητά Έξοδα Λειτουργίας OPEX	*Κόστος ανά Μονάδα*	*Τελικό Κόστος (€)*	*Πηγή*
Αγορά καυσίμου (diesel) συμβατικών μονάδων 82.940 lt	809,52 €/klt [1]	67.140	Τεχνικά και οικονομικά στοιχεία του αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος Μεγίστης, Διεύθυνση Διαχείρισης Νήσων ΔΕΔΔΗΕ, 2018 [1]
Ενοίκιο χρήσης εγκαταστάσεων ΔΕΗ	1000 €/μήνα	12.000	Εκτίμηση ΙΕΝΕ [3]
Κόστος προσωπικού (€/εργαζόμενο)	30.000 €/έτος	60.000	Εκτίμηση ΙΕΝΕ [4]
Εξοδα συντήρησης εγκατάστασης Φ/Β πάρκων (€/€ CAPEX)	2% X CAPEX (Φ/Β) 2% X 2.005.000 €	40.100	Εκτίμηση ΙΕΝΕ [5]
Εξοδα συντήρησης Ανεμογεννητριών (€/μονάδ.)	30.000 €/μονάδα	90.000	EWT [6]
Εξοδα συντήρησης συστημάτων αποθήκευσης (€/€ CAPEX)	2% X CAPEX (Σ/Α) 2% X 1.200.000 €	24.000	Mayr & Beushausen, 2016, Apricum "Navigating the maze of energy storage" [7]
Σταθερά Λειτουργικά Έξοδα Συστήματος (2025 -2049) (€)		226.100	**€/έτος**
Μεταβλητά Λειτουργικά Έξοδα Συστήματος (2025 -2049) (€)		67.140	**€/έτος**
Συνολικά Ετήσια Λειτουργικά Έξοδα Συστήματος (OPEX) (2025) (€)		293.240	**€/έτος**

[1] Το κόστος του καυσίμου ανά klt αναφέρεται σε τιμή αναφοράς του ΔΕΔΔΗΕ για την νήσο Μεγίστη το έτος 2017. Η παρούσα μελέτη ωστόσο προτείνει την χρήση biodiesel στις συμβατικές μονάδες και έτσι περαιτέρω διερεύνηση του κόστους προμήθειας του συγκεκριμένου καυσίμου προτείνεται για την ενίσχυση του «πράσινου» χαρακτήρα της επένδυσης.

[2] Η ζήτηση καυσίμου αναφέρεται στο έτος 2025, οπότε και από την διαστασιολόγηση του συστήματος προκύπτει ότι οι συμβατικές μονάδες θα παράξουν 312,9 MWh το έτος, ενώ υποτέθηκε χαμηλή ειδική κατανάλωση στα 220 kg/MWh για μέση λειτουργία στην αποδοτικότερη ρύθμιση ισχύος εξόδου ενώ και δοκιμών (συντήρησης). 1 lt καυσίμου diesel είναι περίπου 0,83 kg, οπότε εκτιμάται ότι η κατανάλωση καυσίμου το έτος διαστασιολόγησης θα προσεγγίζει τα 265,6 lt/MWh, δηλαδή συνολικά τα 83,18 klt/έτος.

[3] Το ενοίκιο χρήσης της εγκατάστασης στη ΔΕΗ στη θέση Πευκάκια υποτέθηκε σε σχετικά χαμηλή τιμή με βάση την εκτίμηση ότι η ΔΕΗ θα έχει επιπλέον κέρδος από την μείωση των ΥΚΩ που η συγκεκριμένη εγκατάσταση θα επιτύχει.

[4] Το κόστος προσωπικού υποτέθηκε με βάση την υψηλή κατάρτιση για την θέση και την ακριτική τοποθεσία της νήσου.

[5] Το κόστος συντήρησης των Φ/Β εκτιμήθηκε στο 2% του CAPEX το οποίο επαληθεύτηκε από την βιβλιογραφία. Συγκεκριμένα το ευρωπαϊκό πρόγραμμα Solar Bankability στην τελική του μελέτη “Best Practice Guidelines for PV Cost Calculation - Accounting for Technical Risks and Assumptions in PV LCOE”, 2016 παρουσιάζει στο σενάριο υψηλού κόστους για απομακρυσμένα συστήματα χρησιμότητας κλίμακας (Utility Scale), OPEX που προσεγγίζει τα 20 €/kWp/έτος, που στο προτεινόμενο σύστημα αντιστοιχεί σε 40.000 €/έτος τιμή που προσεγγίζει την εκτίμηση των 40.100 €/έτος που επιλέχθηκε.

[6] Η τιμή της συντήρησης είναι η τιμή που δίνει η EWT ανά μονάδα για την τεχνολογία Α/Γ αναφοράς (Α/Γ DW 54).

[7] Η βιβλιογραφία προσεγγίζει το OPEX των συστημάτων αποθήκευσης μπαταριών λιθίου ΙΤΜ με διαφόρους τρόπους: Η Jülch, 2016, “Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage” παρουσιάζει OPEX 13-21 USD/kWh (11,5 – 18,5 €/kWh) ενώ οι Mayr & Beushausen, 2016, Apricum "Navigating the maze of energy storage” προσεγγίζουν το OPEX ως 2% του CAPEX, το οποίο και επιλέχτηκε στην παρούσα εκτίμηση κόστους.

9.3 Κόστος Επέκτασης Δικτύου Μέσης Τάσης

Το προτεινόμενο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής για το Καστελλόριζο προϋποθέτει την επέκταση του δικτύου σε κλειστό βρόχο και την επέκταση του δικτύου μέσης τάσης με υποβρύχιο (υ/β) καλώδιο στην νήσο Στρογγύλη. Τα κόστη επέκτασης του δικτύου ΜΤ που συνδέουν τις μονάδες παραγωγής και ηλεκτροδοτούν την νήσο Στρογγύλη προτείνεται να βαρύνουν τον Διαχειριστή Διανομής και να ενσωματωθούν στην περιουσία του. Ωστόσο τα συγκεκριμένα έργα επέκτασης προτείνεται να πραγματοποιηθούν για την επέκταση της ηλεκτροδότησης στο νότιο κομμάτι της νήσου Μεγίστης δημιουργώντας βρόγχο στο δίκτυο ΜΤ και στην Στρογγύλη, στα πλαίσια της αναπτυξιακής πολιτικής στα ακριτικά νησιά.

Το μήκος του υ/β καλωδίου για την διασύνδεση Μεγίστης- Στρογγύλης εκτιμάται στα 5 χιλιόμετρα ενώ το μήκος της υπόγειας καλωδίωσης για το κλείσιμο του βρόγχου του δικτύου ΜΤ προσεγγίζει το 3,5 χιλιόμετρα. Τα κόστη επέκτασης του δικτύου μέσης τάσης με κατάλληλο καλώδιο 12/20kV 3x35mm^2 Cu/XLPE σύμφωνα με την πλέον πρόσφατη προδιαγραφή του ΔΕΔΔΗΕ παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 9.7 Κόστος επέκτασης δικτύου Μέσης Τάσης

Καλώδια επέκτασης δικτύου ΜΤ	*Κόστος ανά Μονάδα*	*Τελικό Κόστος (€)*	*Πηγές*
Υποβρύχια διασύνδεση Μεγίστης – Στρογγύλης Μήκος καλωδίου ΜΤ : 5 χλμ	643.000 €/χλμ.	3.215.000	Εκτίμηση κόστους από Fulgor - Cablel [1]
Υπόγειο καλώδιο για το κλείσιμο του βρόγχου του δικτύου ΜΤ Μεγίστης Μήκος καλωδίου ΜΤ : 3,5 χλμ	125.000 €/ χλμ.	437.500	Μέση Εκτίμηση Κόστους από παράγοντες της Αγοράς [2]
Υπόγειο καλώδιο για την διασύνδεση των Α/Γ με το δίκτυο ΜΤ [3] Μήκος καλωδίου ΜΤ : 1,5 χλμ	125.000 €/ χλμ.	187.500	Μέση Εκτίμηση Κόστους από παράγοντες της Αγοράς [2]
Κόστος Επέκτασης δικτύου (€)		**3.840.000**	**€**

[1] Η εκτίμηση κόστους συμπεριλαμβάνει (α) μελέτη θαλάσσιων και παράκτιων τμημάτων, (β) παραγωγή και παράδοση καλωδίωσης, (γ) μεταφορά και πόντιση υ/β καλωδίου, (δ) προστασία υ/β καλωδίου σε κάθε περιοχή προσαιγιάλωσης, (ε) προμήθεια και κατασκευή συνδέσμων μετάβασης σε κάθε περιοχή προσαιγιάλωσης, (στ) προμήθεια, μεταφορά και αποθήκευση εφεδρικού καλωδίου.

[2] Η εκτίμηση κόστους έχει γίνει με βάση αντίστοιχες εγκαταστάσεις του ΔΕΔΔΗΕ στο νομό Δωδεκανήσου για έργα ενός κλάδου, ενός καναλιού σε χώμα, δηλαδή χωρίς επεμβάσεις αποκατάστασης οδικών υποδομών.

[3] Συμπεριλαμβάνει το καλώδιο ΜΤ στην Μεγίστη (Α/Γ Νο1) αλλά και το καλώδιο ΜΤ στην Στρογγύλη (Α/Γ Νο2 και Α/Γ Νο3)

Αναλυτικότερα το κόστος διασύνδεσης Μεγίστης – Στρογγύλης παρουσιάζεται στο Παράρτημα XI.

9.4 Καθαρή Παραγωγή προς καταναλωτές

Η ετήσια ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην έξοδο των σταθμών παραγωγής και για το 2025 εκτιμήθηκε σε 4.722.300 kWh. Για τον υπολογισμό της καθαρής ενέργειας που θα χρησιμοποιήσουν οι καταναλωτές θα πρέπει να αφαιρεθούν οι απώλειες στα δίκτυα

διανομής ΜΤ και ΧΤ μαζί και οι απώλειες των μετασχηματιστών. Λόγω του περιορισμένου μήκους των γραμμών και των χαμηλών φορτίων αυτές οι απώλειες λαμβάνονται στο 4,5% του συνόλου της ενέργειας που εγχέεται στο δίκτυο.

Έτσι η καθαρή ενέργεια που θα χρεωθούν οι καταναλωτές διαμορφώνεται ως κάτωθι:
4.722.300 kWh X (100-4,5)% = 4.509.796 kWh.

9.5 Αξιολόγηση Επένδυσης Ηλεκτρικού συστήματος Καστελλόριζου

Ο τρόπος αξιολόγησης της επένδυσης του ηλεκτρικού συστήματος του Καστελλορίζου προτείνεται να είναι το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος (LCOE) ανά μονάδα ενέργειας, €/MWh, και η σύγκριση του με το κόστος ηλεκτροπαραγωγής των παρελθόντων ετών (2014 - 2018). Σημειώνεται, σε αντίθεση με τις μονάδες πετρελαίου, ότι το κόστος παραγωγής με το προτεινόμενο σύστημα στο Καστελλόριζο που βασίζεται στις ΑΠΕ με πολύ υψηλό ποσοστό οδηγεί σε σχεδόν σταθερές και πολύ χαμηλές δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης. Ως εκ τούτου, το κόστος της επένδυσης θα είναι εκείνο κυρίως που θα καθορίζει το κόστος της ενέργειας, σχεδόν σταθερό για την διάρκεια ζωής του εξοπλισμού.

Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) είναι ένας από τους κύριους οικονομικούς δείκτες για μια εγκατάσταση ηλεκτροπαραγωγής. Είναι ένας δείκτης που μετρά το κόστος της παραγόμενης ενέργειας, καθ' όλη τη διάρκεια ζωής των εγκαταστάσεων. Συγκεκριμένα, ο LCOE αντιπροσωπεύει την ελάχιστη τιμή ηλεκτρικής ενέργειας που παράγει αρκετά έσοδα για την αποπληρωμή όλων των εξόδων εγκατάστασης. Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας, LCOE, είναι ένας πολύ εύχρηστος δείκτης για σύγκριση διαφόρων επενδύσεων συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής, καθότι είναι ιδιαίτερα προσαρμοσμένο σε ένα σταθερό σύστημα τιμολογίων, όπου καθορίζεται μια σταθερή τιμή ηλεκτρικής ενέργειας.

Για να αποτυπωθεί το σταθερό κόστος ηλεκτροπαραγωγής καθ’ όλη την διάρκεια ζωής της επένδυσης θεωρούμε ισοσκελισμένο το συνολικό κόστος της επένδυσης με τις ταμειακές εισροές της ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος αναγόμενες σε καθαρή παρούσα αξία. Δηλαδή θεωρούμε ότι η επένδυση επιτυγχάνει την απόσβεση της με την ολοκλήρωση του 25 έτους της επένδυσης, δηλαδή του ορίζοντα ολοκλήρωσης της επένδυσης. Κατά συνέπεια, αποζητούμε η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης κατά το 25^{ο} έτος, δηλαδή το έτος ολοκλήρωσης της επένδυσης να είναι 0, και αναζητούμε την σταθερή αξία του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) σε €/MWh που να ικανοποιεί την συγκεκριμένη συνθήκη. Το σταθμισμένο κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) υπολογίζεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^{N} \frac{OPEX}{(1+r)^n} - \frac{RV}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_{n=1}^{N} \frac{Y_o - (1-D)^n}{(1+r)^n}} \quad (9.1)$$

Όπου,

N, η διάρκεια ζωής της επένδυσης [έτη]
$CAPEX$, η αρχική δαπάνη κεφαλαίου της επένδυσης (CAPEX) [€]
$OPEX$, τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος [€/έτος]
RV, η υπολειμματική αξία του συστήματος το έτος ολοκλήρωσης της επένδυσης N
r, το προεξοφλητικό επιτόκιο [%]
Y_o, η ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος το πρώτο έτος της επένδυσης.
D, ο ρυθμός μείωσης απόδοση/φθοράς του συστήματος [%]

9.5.1 Υποθέσεις εργασίας για την Αξιολόγηση Επένδυσης

- Η διάρκεια ζωής της επένδυσης είναι 25 έτη και ορίζεται η περίοδος 2025 – 2049.
- Θεωρούμε ότι επειδή πρόκειται για επένδυση σε ολοκληρωμένο σύστημα παραγωγής και διαχείρισης ηλεκτρικής ενέργειας με πλήρη κάλυψη (100%) των φορτίων ζήτησης της νήσου με υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ και υψηλή απορριπτόμενη ενέργεια ότι η ηλεκτροπαραγωγή Y_o του συστήματος είναι ίση με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας υποτέθηκε σταθερή και ίση με την εκτιμώμενη για το 2025. Επιπλέον επειδή το σύστημα θεωρείται ότι θα καλύψει πλήρως τις ενεργειακές ανάγκες της νήσου καθ' όλη την διάρκεια της επένδυσης, η τυχόν μείωση της απόδοσης του συστήματος D θεωρείται πως δεν μπορεί να επηρεάσει την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου για τα εκτιμώμενα λειτουργικά έξοδα καθ' όλη την διάρκεια της επένδυσης και επομένως είναι αμελητέα. Κατά συνέπεια ο τύπος του LCOE θα μετασχηματιστεί ως εξής:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^{N} \frac{OPEX}{(1+r)^n} - \frac{RV}{(1+r)^{N+1}}}{\sum_{n=1}^{N} \frac{Y_o}{(1+r)^n}} \quad (9.2)$$

- Θεωρούμε την υπολειμματική αξία του συστήματος για τις παραγωγικές μονάδες 0.
- Θεωρούμε την υπολειμματική αξία του συστήματος αποθήκευσης ίση με το 20% του CAPEX.
- Η αντικατάσταση των στοιχείων μπαταρίας λιθίου των συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ορίζεται το έτος ημιζωής της επένδυσης 2038.
- Επομένως, η υπολειμματική αξία του συστήματος αποθήκευσης θα δημιουργήσει δύο ταμειακές εισροές, η πρώτη το έτος αντικατάστασης των συσσωρευτών, 2038, δηλαδή το έτος 13 της επένδυσης και η δεύτερη μετά το έτος ολοκλήρωσης της επένδυσης 2050, το έτος 26 της επένδυσης. Επομένως ο τύπος του LCOE θα μετασχηματιστεί ως εξής:

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^{N} \frac{OPEX}{(1+r)^n} - \frac{RV_{EES1}}{(1+r)^{13}} - \frac{RV_{EES2}}{(1+r)^{26}}}{\sum_{n=1}^{N} \frac{Y_o}{(1+r)^n}} \quad (9.3)$$

- Η υπολειμματική αξία του συστήματος αποθήκευσης αναφέρεται μόνο στα στοιχεία μπαταριών (50% του συνολικού CAPEX) του συστήματος αποθήκευσης. Επομένως η

υπολειμματική αξία των στοιχείων μπαταριών ορίζεται στο 40% (20%/50%) της αρχικής, και κατά συνέπεια η ετήσια απόσβεση προσεγγίζει το 3,6% του CAPEX των στοιχείων μπαταρίας.

- Το προεξοφλητικό επιτόκιο, r, (το Μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου) θεωρήθηκε 4%.
- Στον υπολογισμό του LCOE δεν λήφθηκε υπόψη ο πληθωρισμός.
- Η συγκεκριμένη ανάλυση κόστους αποτελεί κοινωνικό-οικονομική ανάλυση, επομένως δεν έχουν συνυπολογιστεί δανειακά κεφάλαια και κόστος δανεισμού.

Πίνακας 9.8 Δεδομένα εισαγωγής για τον υπολογισμό του Σταθμισμένου Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας (LCOE)

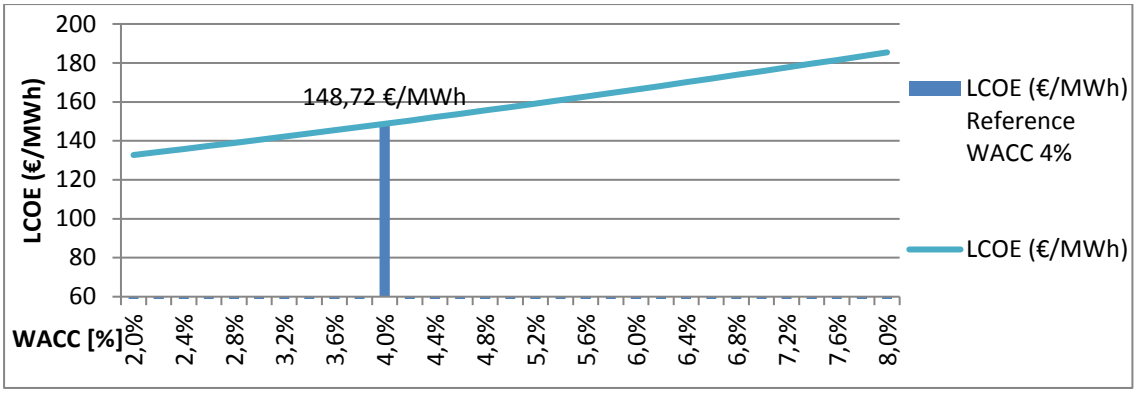
Χαρακτηριστικά Επένδυσης	***Μεταβλητές (τιμές εισόδου)***	***Μονάδες***
Χρόνος Ζωής Επένδυσης	25	έτη
Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ	3,05 [1]	MW
Εγκατεστημένη Ισχύς Συμβατικών μονάδων	1	MW
Ηλεκτροπαραγωγή (καθαρή)	4.509,796	MWh/έτος
O&M (OPEX)	293,24	1.000 €/MW
Αρχική Επένδυση (CAPEX)	5572,5	1.000 €
Το προεξοφλητικό επιτόκιο, r / Μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου (WACC)	4%	%/έτος

[1] Συνυπολογίζοντας και τις οικιακές επενδύσεις Φ/Β (300 kWp)

9.5.2 Αποτελέσματα Σταθμισμένου Κόστους Ηλεκτρικής Ενέργειας (€/MWh)

Το σταθμισμένο κόστος Ηλεκτρικής Ενέργειας (€/MWh) LCOE του συστήματος με τα δεδομένα εισαγωγής του βασικού σεναρίου για την οικονομική ανάλυση υπολογίστηκε στα **148,72 €/MWh.** Το ετήσιο κόστος της επένδυσης, δηλαδή το ετήσιο κόστος του συστήματος αν ορίζαμε σταθερές ετήσιες πληρωμές καθ' όλη την διάρκεια της επένδυσης (payment in an ordinary annuity) ανέρχεται σε **679.637 €/έτος**

Στη συνέχεια εξετάστηκε η επίδραση του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου (WACC) ή προεξοφλητικού επιτοκίου της επένδυσης στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE).



Σχήμα 9.1 Μεταβολή του Σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) ως προς την μεταβολή του μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου της επένδυσης.

Συγκεκριμένα το Μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου της επένδυσης επηρεάζει σημαντικά το σταθμικό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας αφού αν αυτό μεταβληθεί στο 8%, δηλαδή στο διπλάσιο της τιμής αναφοράς, μπορεί να αυξήσει το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας κατά +24.68% στα 185,43 €/MWh. Τέτοιες υψηλές τιμές μεσοσταθμικού κόστους κεφαλαίου WACC είναι πολύ πιθανό να εμφανιστούν σε μια χώρα με αναπτυξιακή προοπτική. Επιπλέον ένα σενάριο στο οποίο το μεσοσταθμικό κόστος κεφαλαίου προσεγγίζει υφεσιακές καταστάσεις της οικονομίας με τιμές που προσεγγίζουν το 2% η τιμή του σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να πέσει έως και τα 132,73 €/MWh.

9.5.3 Σύγκριση του Σταθμισμένου κόστους ηλεκτρικής ενέργειας με Μέσο πλήρες κόστος ηλεκτροπαραγωγής της νήσου Μεγίστης

Το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας του προτεινόμενου συστήματος στα **148,72 €/MWh** αποτελεί σημαντική βελτίωση για το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας στη νήσο. Συγκεκριμένα την πενταετία 2014 – 2018 το μέσο πλήρες κόστος ηλεκτροπαραγωγής της νήσου Μεγίστης με βάση τις εκκαθαρίσεις του της Διεύθυνσης διαχείρισης Νήσων του ΔΕΔΔΗΕ ανήρθε σε **451,15 €/MWh** (μεσοσταθμική τιμή πενταετίας). Επίσης το μέσο πλήρες κόστος ηλεκτροπαραγωγής της νήσου Μεγίστης παρουσιάζει άνοδο τα τελευταία δύο έτη με την μέγιστη τιμή του να διαμορφώνεται σε **483,44 €/MWh** το 2018. Είναι προφανές ότι το κόστος παραγωγής του αυτόνομου σταθμού στο Καστελλόριζο επηρεάζεται έντονα από τις διακυμάνσεις των τιμών του πετρελαίου, σε αντίθεση με το προτεινόμενο που διατηρεί σχεδόν σταθερή την τιμή για τα επόμενα 25 χρόνια. Επομένως το προτεινόμενο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ – Αποθήκευσης έχει την δυνατότητα να μειώσει το κόστος ηλεκτροδότησης της νήσου κατά 3,25 φορές, αναφορικά με το έτος 2018 και 3,03 φορές αναφορικά με το μέσο κόστος της πενταετίας 2014 – 2018.

Αναλυτικά η διαμόρφωσή του κόστους ηλεκτροδότησης της νήσου Μεγίστης όπως διαμορφώθηκε την τελευταία πενταετία (2014 – 2018) σε σύγκριση με το σταθμισμένο

κόστος ηλεκτρικής ενέργειας για το προτεινόμενο σύστημα ηλεκτροδότησης ΑΠΕ – Αποθήκευσης παρουσιάζεται στον ακόλουθο πίνακα και γράφημα.

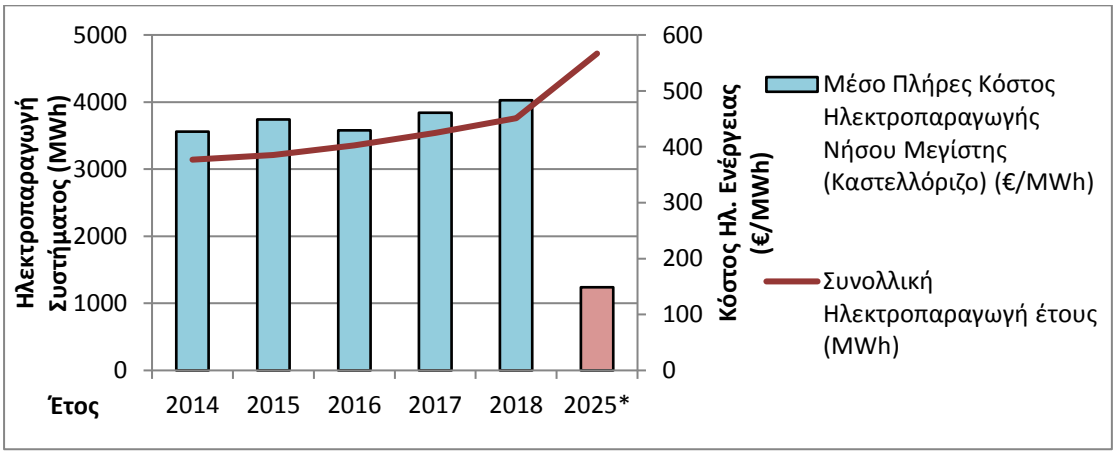
Πίνακας 9.9 Σύγκριση Μέσου πλήρες κόστους ηλεκτροπαραγωγής του ΑΣΠ Μεγίστης για τα έτη 2014-2018 με το σταθμισμένο κόστος του συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης για το 2025.

Έτος	Συνολική Ηλεκτροπαραγωγή έτους (MWh)	Συνολικό Κόστος Ηλεκτροπαραγωγής (€)	Μέσο Πλήρες Κόστος Ηλεκτροπαραγωγής Νήσου Μεγίστης (Καστελλόριζο) (€/MWh)
2014	3141,25	1341098	426,93
2015	3210,51	1441874	449,11
2016	3355,49	1440909	429,42
2017	3539,66	1631041	460,79
2018	3761,56	1818507	483,44
	Συνολική ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας έτους (MWh)	Ετήσιο κόστος λειτουργίας Συστήματος ΑΠΕ -Αποθήκευσης)	Σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh)
2025*	4509,80*	679.637*	148,72*

* Για το 2025 οι τιμές αναφέρονται στην ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας δηλαδή στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) του προτεινόμενου συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης.

Σημειώνεται ότι το υπολογισθέν κόστος 148,72€/MWh αναφέρεται στην καθαρή ενέργεια που χρεώνονται οι καταναλωτές σε σύγκριση με την συνολική παραγωγή του αυτόνομου σταθμού και το αντίστοιχο κόστος παραγωγής.

Ενδεικτικά σημειώνεται ότι λαμβάνοντας υπόψη την διαφορά κόστους παραγωγής (483,44 - 148,72 = 334,72€/MWh) το συνολικό ετήσιο όφελος μπορεί να φθάσει στα 1.509.520 € για την παραγωγή του 2025. Κατά συνέπεια αυτή η μεγάλη μείωση του ετήσιου κόστους σε ένα μικρό σύστημα μπορεί να ελαφρύνει τις ΥΚΩ κατά 1,5 εκατ.€ το χρόνο (ενδεικτικά).



Σχήμα 9.2 Σύγκριση Μέσου πλήρους κόστους ηλεκτροπαραγωγής του ΑΣΠ Μεγίστης για τα έτη 2014-2018 με το σταθμισμένο κόστος του συστήματος ΑΠΕ – Αποθήκευσης για το 2025.

* Για το 2025 η τιμή του κόστος αναφέρεται στο σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) του προτεινόμενου συστήματος ΑΠΕ - Αποθήκευσης

10. Νέο Θεσμικό Πλαίσιο για τα ΜΔΝ σε «Μετάβαση»

10.1 Ισχύουσα κατάσταση στην διαχείριση της ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ

Το πετρέλαιο είναι η βασική πηγή για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα μη διασυνδεδεμένα νησιά (ΜΔΝ), η οποία παρέχεται από τους θερμικούς σταθμούς. Ο ΔΕΔΔΗΕ, θυγατρική της ΔΕΗ ΑΕ, έχει αναλάβει την λειτουργία και διαχείριση των θερμικών σταθμών παραγωγής. Τον Δεκέμβριο του 2018 λειτουργούσαν σταθμοί παραγωγής σε 29 νησιά, στην Κρήτη και Ρόδο με τα μεγαλύτερα ηλεκτρικά συστήματα μέχρι τα πολύ μικρά νησιά όπως στα Αντικύθηρα και τους Αρκιούς, με τους αυτόνομους σταθμούς παραγωγής. Δεν συμπεριλαμβάνονται οι αυτόνομοι σταθμοί παραγωγής Σύρου, Μυκόνου και Πάρου αφού τα νησιά αυτά πρόσφατα έχουν διασυνδεθεί με το εθνικό σύστημα.

Η συνολική εγκατεστημένη θερμική ισχύς στα ΜΔΝ στο τέλος του 2018 έφθανε περί τα 1.608 MW με παραγωγή περί τις 4.586 GWh το 2018, ενώ οι ΑΠΕ που έχουν εγκατασταθεί κυρίως στα μεγάλα νησιά είχαν συνολική παραγωγή περί τις 986 GWh (συμπεριλαμβάνεται παραγωγή από βιοαέριο και ΜΥΗΣ). Στον Πίνακα 10.1 παρουσιάζονται τα σχετικά στοιχεία για το 2018 με την διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή συνολικά στο 17,7%, η οποία θεωρείται πολύ χαμηλή. Γενικά, υπάρχει αυστηρός περιορισμός στην διείσδυση των ΑΠΕ στα νησιωτικά συστήματα, ενώ δεν υιοθετούνται τεχνικές για μεγαλύτερη διείσδυση. Συγκεκριμένα το ισχύον θεσμικό πλαίσιο (Κώδικας ΜΔΝ – 2014) αποκλείει την υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ θεωρώντας ότι οι εγκατεστημένες συμβατικές μονάδες πετρελαίου πρέπει να λειτουργούν με τεχνικά ελάχιστη παραγωγή και με καθορισμένο ελάχιστο χρόνο κράτησης (1 ώρα), χωρίς να προβλέπεται η ένταξη τους σε εφεδρεία.

Πίνακας 10.1: Εγκατεστημένη Ισχύς και Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας στα ΜΔΝ - Έτος 2018

Εγκατεστημένη ισχύς (MW)		**Παραγωγή (GWh)**
Μονάδες Πετρελαίου	1.608	4.586
Αιολικά	305	Σύνολο ΑΠΕ 986
Φωτοβολταϊκά	155	
Σύνολο ΜΔΝ		5.572
Διείσδυση ΑΠΕ στα ΜΔΝ	17,7%	
Εθνικό Σύστημα		51.486

Η ηλεκτροπαραγωγή στα νησιά αντιπροσωπεύει περί το 10,8% της ζήτησης στο εθνικό σύστημα και εξ αυτού περί το 9% της ζήτησης βασίζεται στο πετρέλαιο με υψηλό κόστος παραγωγής και υψηλές εκπομπές CO_2 και όχι μόνο. Συγκεκριμένα, αυτό το ποσοστό κάλυψης της ζήτησης, 9%, με την χρήση πετρελαίου επιφέρει πολύ υψηλότερο ποσοστό επιβάρυνσης στο σύνολο της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα με βάση την μέση οριακή τιμή της αγοράς στο εθνικό σύστημα. Πέραν όμως αυτού του υψηλού ποσοστού συμμετοχής του πετρελαίου στην ηλεκτροπαραγωγή της Ελλάδας, η ειδική κατανάλωση πετρελαίου ανά παραγόμενη kWh (gr/kWh) στα νησιά είναι πολύ υψηλή. Αυτό οφείλεται στο μεγάλο πλήθος

των μικρών και μεσαίου μεγέθους μονάδων diesel αλλά και αεριοστρόβιλων ακόμη και ανοικτού κύκλου με πετρέλαιο diesel, με χαμηλές αποδόσεις και με λειτουργία συνήθως μακράν του βέλτιστου σημείου λόγω των διακυμάνσεων της ζήτησης. Το επιπλέον κόστος λόγω πετρελαίου στα νησιά σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος στο εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα ανέρχεται περί τα 700 εκατ. € το χρόνο (συναρτάται με τις τιμές του πετρελαίου), που ως ΥΚΩ (υπηρεσίες κοινής ωφέλειας) επιβαρύνουν όλους τους καταναλωτές στη χώρα.

10.2 Προτάσεις για το θεσμικό μέλλον της ενεργειακής διαχείρισης των ΜΔΝ

Όσον αφορά την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών των ΜΔΝ, οι διασυνδέσεις των νησιών με το εθνικό σύστημα αποτελούν την πλέον ενδεδειγμένη λύση γιατί μηδενίζουν την χρήση πετρελαίου και τις αντίστοιχες ΥΚΩ, ενώ εξασφαλίζουν και υψηλή αξιοπιστία παροχής ηλεκτρικής ενέργειας περιορίζοντας σημαντικά τον κίνδυνο για “black-out”. Με την ολοκλήρωση των διασυνδέσεων των Κυκλάδων και της Κρήτης θα μειωθούν οι δαπάνες των ΥΚΩ πάνω από το ήμισυ, αλλά άλλες διασυνδέσεις για κάποια μεγάλα νησιά φαίνεται ότι θα αργήσουν. Επομένως, η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ με το πολύ χαμηλό κόστος παραγωγής στα ΜΔΝ αποτελεί την πλέον ενδεδειγμένη λύση για την δραστική μείωση των ΥΚΩ και των εκπομπών CO_2 και όχι μόνο, ενισχύοντας και την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Η κρατούσα πάγια πρακτική λειτουργίας και διαχείρισης των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των νησιών από τον ΔΕΔΔΗΕ περιορίζει την διείσδυση των ΑΠΕ στα νησιωτικά συστήματα, ενώ κάποιες πρωτοβουλίες που εκδηλώνονται κατά καιρούς για καινοτόμες εφαρμογές δεν έχουν την δέουσα συνέχεια.

Προηγμένες τεχνολογίες λειτουργίας και διαχείρισης σε συνδυασμό με σύγχρονες μονάδες αποθήκευσης συσσωρευτών λιθίου μπορούν να επιτύχουν υψηλή διείσδυση της ηλιακής και αιολικής ενέργειας σε κάθε μη διασυνδεδεμένο νησί με μεγάλα οικονομικά, περιβαλλοντικά και κοινωνικά οφέλη. Για μια τέτοια πρωτοβουλία που οδηγεί στην «μετάβαση» με όλα τα οφέλη, χρειάζεται κατ’ αρχήν το κατάλληλο θεσμικό πλαίσιο, στην εκπόνηση του οποίου βασικό ρόλο έχουν η ΡΑΕ και ο ΔΕΔΔΗΕ. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ πρέπει να προέλθει με ανάθεση μετά από ανταγωνιστική διαδικασία για καθαρή ενέργεια και δραστικό περιορισμό της χρήσης πετρελαίου σε πρώτη φάση.

Ο ΔΕΔΔΗΕ πρέπει να απαλλαγεί από την λειτουργία και διαχείριση των αυτόνομων σταθμών με τις μονάδες πετρελαίου και να επιδοθεί στην διαχείριση του δικτύου διανομής, ανταποκρινόμενος στις μεγάλες προκλήσεις για τον μετασχηματισμό του δικτύου με την μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ. Καθίσταται αναγκαίο να αρχίσει η «μετάβαση» από τα ΜΔΝ γιατί τα οφέλη είναι άμεσα και σημαντικά, ενώ οι εμπειρίες και οι πρακτικές που θα εφαρμοσθούν στη μικρή κλίμακα των νησιών θα συμβάλλουν σε επιτυχείς και εκτεταμένες εφαρμογές στην ηπειρωτική χώρα με το διασυνδεδεμένο σύστημα.

Η διείσδυση των ΑΠΕ στα ΜΔΝ θα πρέπει να στοχεύει μεσοπρόθεσμα περί το 70% για τα μεσαίου και μεγάλου μεγέθους νησιά και πάνω από 90% για τα πολύ μικρά νησιά, εκτιμώντας και το μεγάλο όφελος. Έτσι οι ΑΠΕ καθίστανται η βασική ενεργειακή πηγή και οι

μονάδες diesel λειτουργούν συμπληρωματικά ή και αποτελούν εφεδρεία. Προς τούτο, για την μετάβαση από τους αυτόνομους σταθμούς πετρελαίου στο σύστημα με τις ΑΠΕ και την αποθήκευση χρειάζεται μια προκαταρκτική μελέτη και τα αναγκαία βήματα που θα οδηγήσουν στον διαγωνισμό για την υλοποίηση των έργων χωρίς εμπόδια και την επίτευξη του στόχου με το χαμηλότερο κόστος παραγωγής.

Το όλο σύστημα, από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέχρι τον καταναλωτή και την αμφίδρομη επικοινωνία για αξιόπιστη και υψηλής ποιότητας παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, θα βασισθεί σε καινοτόμες τεχνολογίες και λειτουργίες με πλήρη ψηφιοποίηση και κατάλληλο λογισμικό. Επομένως, τόσο για την σχεδίαση όσο και για την λειτουργία θα πρέπει να συμβάλλει η νέα γενιά με την κατάλληλη εκπαίδευση και τις απαραίτητες δεξιότητες, οι οποίοι καλούνται να αξιοποιήσουν τις δεξιότητές τους με καινοτόμες τεχνολογίες και νέες ιδέες.

Όπως έχει ανακοινώσει η ΡΑΕ και ο ΔΕΔΔΗΕ ως πρώτο βήμα έχουν επιλεγεί τρία νησιά, η Αστυπάλαια, η Σύμη και το Καστελλόριζο για το οποίο και γίνεται η παρούσα μελέτη, ως πιλοτικά με τον χαρακτηρισμό «έξυπνα νησιά». Η υλοποίηση αυτών των έργων εμπίπτει στην κατηγορία «Προγράμματα Εφαρμοσμένης Έρευνας και Τεχνολογίας» (ΠΕΕΤ) του Κώδικα ΜΔΝ και μπορεί να αποτελέσει την αφετηρία για την εκπόνηση του νέου θεσμικού πλαισίου που αφορά στα ΜΔΝ για να οδηγήσει στην «μετάβαση».

Από την εκπόνηση της παρούσας μελέτης προκύπτουν τα ακόλουθα θέματα που πρέπει να ληφθούν υπόψη:

- Με πρωτοβουλία της ΡΑΕ και την συμβολή του ΔΕΔΔΗΕ ανατίθενται και εκπονούνται ειδικές προκαταρκτικές μελέτες για κάθε ΜΔΝ, οι οποίες αξιολογούνται εν συνεχεία και γίνονται αποδεκτές για να ακολουθήσουν τα επόμενα βήματα.
- Τα ηλεκτρικά φορτία στην μελέτη καλύπτουν όλες τις ενεργειακές ανάγκες του νησιού με μεσοπρόθεσμο ορίζοντα ζήτησης και επ' αυτού τίθεται ο στόχος διείσδυσης των ΑΠΕ σε ποσοστό, πχ, 70% ή 90%.
- Καθώς η ηλεκτρική ενέργεια και η ύδρευση αποτελούν τις βασικές υποδομές στα νησιά που εξυπηρετούν και τον τουρισμό ενισχύοντας την οικονομία των νησιών, η μελέτη θα συμπεριλάβει την ενέργεια για την αφαλάτωση/ύδρευση, τις μεταφορές (ηλεκτρικά αυτοκίνητα), θέρμανση/ψύξη και γενικά ενεργειακές ανάγκες σε μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα που ανταποκρίνονται στις τοπικές συνθήκες και τις οικονομικές δραστηριότητες κάθε νησιού.
- Στην σχεδίαση του νέου συστήματος υιοθετούνται τεχνικές και ιδέες των Microgrids για υψηλή αξιοπιστία και ανθεκτικότητα του όλου συστήματος σε διάφορες καταστάσεις.
- Σύμφωνα με την προκαταρτική μελέτη προτείνονται οι θέσεις για την χωροθέτηση των αιολικών και φωτοβολταϊκών μονάδων και των συστημάτων αποθήκευσης για τα μεγέθη που απαιτούνται με ρεαλιστικούς όρους, πχ δημόσιες και άγονες εκτάσεις. Διερεύνηση της δυνατότητας αξιοποίησης ακατοίκητων νησίδων σε κοντινή απόσταση με πλεονεκτήματα και οφέλη. Ειδικότερα, για τις αιολικές μονάδες προτείνονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά που ανταποκρίνονται και στην αγορά, που θα ληφθούν υπόψη στην περιβαλλοντική αδειοδότηση.

- Μετά την αποδοχή της προκαταρτικής μελέτης ξεκινούν οι μετρήσεις ανεμολογικών χαρακτηριστικών για τις επιλεγείσες θέσεις επί ένα έτος και παράλληλα εξασφαλίζονται κατ' αρχήν οι περιβαλλοντικές άδειες τόσο για τα αιολικά όσο και για τα φωτοβολταϊκά και τις μπαταρίες. Έτσι, ο ανάδοχος έχει αξιόπιστα στοιχεία και αίρονται τα εμπόδια για την ομαλή υλοποίηση του έργου χωρίς καθυστερήσεις.
- Χαράσσονται οι γραμμές μέσης τάσης που θα συνδέσουν το δίκτυο με τις μονάδες παραγωγής και την αποθήκευση, που θα αποτελέσει έργο του ΔΕΔΔΗΕ, επέκταση - σύνδεση στο δίκτυο. Ενδεχομένως να προτιμηθεί η εγκατάσταση υπογείων καλωδίων ΜΤ για περιβαλλοντικούς λόγους και για μεγαλύτερη αξιοπιστία σε ακραία καιρικά φαινόμενα.
- Έλεγχος και μελέτη προστασίας του όλου συστήματος, πχ αντικεραυνικές προστασίες, υπερτάσεων, έναντι βραχυκυκλωμάτων κλπ.
- Υπάρχουσες μονάδες ΑΠΕ σε λειτουργία θα ληφθούν υπόψη στην μελέτη και θα συνεχίσουν να λειτουργούν με τους ιδίους όρους και για τον προβλεπόμενο χρόνο.
- Δίδεται το δικαίωμα στους κατοίκους να εγκαταστήσουν οικιακά Φ/Β μέχρι 5kWp και μάλλον με αποθήκευση, για ιδιοκατανάλωση.
- Προωθείται πρόγραμμα ηλιακών θερμικών συστημάτων με ειδικά κίνητρα. Προτείνεται η συνεργασία με τον ΕΒΗΕ για την ανάπτυξη ενός τύπου που θα ανταποκρίνεται στο περιβάλλον των νησιών αξιοποιώντας τα συμπεράσματα μιας μεγάλης έρευνας που έγινε προ ετών.
- Μπορούν να αναπτυχθούν και να εφαρμοσθούν τεχνικές DSM σε συνεργασία με τους καταναλωτές και με αμοιβαία οφέλη.
- Ο Αυτόνομος Σταθμός μπορεί να αξιοποιηθεί κατά το μέρος και τις περιόδους που θα χρειασθούν, συμπληρωματικά με τις ΑΠΕ. Ο ΔΕΔΔΗΕ παραχωρεί τον αυτόνομο σταθμό εν όλω ή εν μέρει έναντι τιμήματος, ή ο σταθμός μένει σε ψυχρή εφεδρεία και εγκαθίστανται νέες μονάδες αξιοποιώντας τις βοηθητικές εγκαταστάσεις (πχ δεξαμενές πετρελαίου κλπ), σύμφωνα με την μελέτη.
- Ο ανάδοχος θα προβεί στις προβλεπόμενες σύμφωνα με την σύμβαση επενδύσεις και θα λειτουργεί το όλο σύστημα με δικό του προσωπικό εκπαιδευμένο και με τα κατάλληλα εργαλεία για αδιάλειπτη παροχή. Επειδή η ψηφιακή τεχνολογία εισέρχεται στο όλο σύστημα, παραγωγή και διανομή, κατά την ανάπτυξη του λογισμικού θα πρέπει να ληφθεί ειδική μέριμνα και θωράκιση έναντι κυβερνοεπιθέσεων και συνεχή επιτήρηση κατά την λειτουργία.
- Η σύμβαση με τον ανάδοχο που θα προκύψει μετά από διεθνή διαγωνισμό μπορεί να καλύπτει μια περίοδο 15 έως 20 ετών. Μετά την περίοδο αυτή λαμβάνεται υπόψη ότι έχει αποσβεσθεί εν όλω ή εν μέρει ο εξοπλισμός του αναδόχου ή και με κάποια υπολειμματική αξία, οπότε ο νέος διαγωνισμός συμπεριλαμβάνει τις υπάρχουσες υποδομές και άλλες πρόσθετες επενδύσεις για την κάλυψη της διαμορφωθείσας ζήτηση και σε ό,τι νέο θα χρειασθεί με την εκτίμηση ότι θα υπάρχουν στο διάστημα αυτό σημαντικές εξελίξεις τόσο σε τεχνολογίες (ΑΠΕ, μπαταρίες κλπ) όσο και στα οικονομικά στοιχεία που θα ληφθούν υπόψη στον νέο διαγωνισμό.
- Στην διάρκεια της σύμβασης, με τις αναμενόμενες εξελίξεις ο ανάδοχος θα βελτιώσει την διείσδυση των ΑΠΕ πέραν του τιθέντος ορίου και με οικονομικό όφελος. Στην δεύτερη φάση, μετά την λήξη της σύμβασης, για τον επόμενο διαγωνισμό θα τεθεί νέος υψηλότερος στόχος διείσδυσης ΑΠΕ που θα υποστηριχθεί από τις αναμενόμενες εξελίξεις με τεχνικούς και οικονομικούς όρους.

- Ο ανάδοχος πρέπει να ανταποκρίνεται στους κανόνες και τους όρους που προβλέπονται από τους διεθνείς κανονισμούς (πχ των σχετικών IEC για τα μικρά ηλεκτρικά συστήματα) σχετικά με την ποιότητα της παροχής ηλεκτρικής ενέργειας (σταθερή τάση και συχνότητα) και του συνολικού χρόνου των διακοπών στη διάρκεια του χρόνου με ποινικές ρήτρες σε περιπτώσεις υπέρβασης.
- Μελέτη και εγκατάσταση κατάλληλου μετρητικού συστήματος και πρόγραμμα επεξεργασίας των στοιχείων παραγωγής με δυνατότητα άμεσης πρόσβασης από την ΡΑΕ και τον ΔΕΔΔΗΕ για τον έλεγχο της τήρησης των σχετικών όρων.
- Συνοπτικά οι φάσεις που προβλέπονται είναι:

➢ ΡΑΕ και ΔΕΔΔΗΕ αναθέτουν την μελέτη σε Τεχνικό Σύμβουλο με όρους που καθορίζονται
➢ Αποδοχή της μελέτης και κατάλληλη ενημέρωση-συζήτηση των αρχών και των κατοίκων του νησιού.
➢ Ακολουθούν μετρήσεις ανεμολογικών χαρακτηριστικών από πιστοποιημένη εταιρεία και οι προκαταρκτικές περιβαλλοντικές μελέτες για τις αδειοδοτήσεις που απαιτούνται.
➢ Διερεύνηση για την επιλογή κατάλληλου τύπου ηλιακού συστήματος θερμού νερού χρήσεως για τα νησιά και σχετική συμφωνία με την βιομηχανία για ένα δυναμικό παραγωγής και εφαρμογών.
➢ Προετοιμασία τευχών δημοπράτησης με τους σχετικούς όρους για διεθνή διαγωνισμό.
➢ Επιλογή αναδόχου και Τεχνικού Συμβούλου επίβλεψης της κατασκευής και εφαρμογής της σύμβασης.
➢ Ο ΔΕΔΔΗΕ που λειτουργεί το δίκτυο θα έχει άμεση πληροφόρηση για την ποιότητα και αξιοπιστία του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και τήρηση των όρων.

Οι παραπάνω όροι και διαδικασίες σε πρώτη εκτίμηση στην παρούσα φάση αποτελούν την αρχή για την εκπόνηση ενός σύγχρονου, απλού και λειτουργικού θεσμικού πλαισίου και θα συμπληρωθεί με τις εμπειρίες από τις πρώτες εφαρμογές που έχουν κυρίως ερευνητικό και επιδεικτικό χαρακτήρα.

Τόσο η ΡΑΕ όσο και ο ΔΕΔΔΗΕ έχουν τον θεσμικό ρόλο για δραστική παρέμβαση στα νησιωτικά συστήματα ώστε αυτά να οδηγηθούν σύντομα στην «μετάβαση» με αειφόρο ανάπτυξη και νέες οικονομικές δραστηριότητες με όλα τα οφέλη για τους καταναλωτές, την οικονομία και το περιβάλλον.

Θα πρέπει ακόμη να σημειωθεί ότι αυτή η πρωτοβουλία για τα νησιά θα δημιουργήσει πολλές νέες θέσεις εργασίας για υψηλής στάθμης προσωπικό και εξειδίκευσης και σε επενδύσεις με μεγάλα οικονομικά οφέλη, συμβάλλοντας σε μια ανταγωνιστική οικονομία.

10.3 Ο ρόλος των Ενεργειακών Κοινοτήτων στην ενεργειακή μετάβαση των ΜΔΝ

Μια από τις επισφάλειες όσον αφορά την υλοποίηση επενδύσεων ΑΠΕ στα ΜΔΝ, όπως αναφέρθηκε και στο κεφάλαιο 5, είναι το χαμηλό επενδυτικό ενδιαφέρον από την αγορά που οφείλεται στο χαμηλό λόγο κόστους-οφέλους των συγκεκριμένων έργων εξαιτίας της μικρής

ηλεκτροπαραγωγής σε σχέση με το κόστος των υποδομών. Για την εξασφάλιση της υλοποίησης των έργων σημαντικό ρόλο μπορεί να αναλάβει ο νεοσύστατος θεσμός της Ενεργειακής Κοινότητας (Νόμος 4513/2018) σε συνεργασία με τον ανάδοχο (ή και συμμετοχή του αναδόχου σε αντίστοιχη Ενεργειακή Κοινότητα) για την αποδοτική κατασκευή και λειτουργία του συστήματος με αμοιβαία οφέλη.

Ενεργειακή Κοινότητα (Ε.Κοιν.), ορίζεται ο αστικός συνεταιρισμός αποκλειστικού σκοπού με στόχο την προώθηση της κοινωνικής και αλληλέγγυας οικονομίας και καινοτομίας στον ενεργειακό τομέα, την αντιμετώπιση της ενεργειακής ένδειας και την προαγωγή της ενεργειακής αειφορίας, την παραγωγή, αποθήκευση, ιδιοκατανάλωση, διανομή και προμήθεια ενέργειας, την ενίσχυση της ενεργειακής αυτάρκειας/ασφάλειας σε νησιωτικούς δήμους καθώς και τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας στην τελική χρήση σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο (Ν4513 Άρθρο 1). Μία Ενεργειακή Κοινότητα πρέπει να ασκεί υποχρεωτικά τουλάχιστον μια δραστηριότητα από τις ακόλουθες (Ν4513 Άρθρο 4) :

- Παραγωγή, αποθήκευση, ιδιοκατανάλωση ή πώληση ηλεκτρικής ή θερμικής ή ψυκτικής ενέργειας από σταθμούς Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. εγκατεστημένους εντός της περιφέρειας που βρίσκεται η έδρα της Ε.Κοιν.
- Διαχείριση (συλλογή, μεταφορά, επεξεργασία, αποθήκευση, διάθεση) πρώτης ύλης για την παραγωγή ηλεκτρικής ή θερμικής ή ψυκτικής ενέργειας από βιομάζα ή βιορευστά ή βιοαέριο ή μέσω ενεργειακής αξιοποίησης του βιοαποικοδομήσιμου κλάσματος αστικών αποβλήτων).
- Προμήθεια για τα μέλη της ενεργειακών προϊόντων, συσκευών, εγκαταστάσεων, με στόχο τη μείωση της ενεργειακής κατανάλωσης και της χρήσης συμβατικών καυσίμων, καθώς και τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας.
- Προμήθεια για τα μέλη της ηλεκτροκίνητων οχημάτων (υβριδικών ή μη) και οχημάτων με καύση φυσικού αερίου, υγραερίου ή βιοαερίου.
- Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας εντός της περιφέρειας που βρίσκεται η έδρα της ή διανομή θερμικής ή ψυκτικής ενέργειας.
- Προμήθεια ηλεκτρικής ενέργειας ή φυσικού αερίου προς Τελικούς Πελάτες εντός της περιφέρειας που βρίσκεται η έδρα της .
- Διαχείριση της ζήτησης για τη μείωση της τελικής χρήσης της ηλεκτρικής ενέργειας.
- Ανάπτυξη, διαχείριση και εκμετάλλευση σταθμών φόρτισης ηλεκτροκίνητων οχημάτων και σημείων ανεφοδιασμού με συμπιεσμένο φυσικό αέριο (CNG), υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG), υγραέριο ή βιοαέριο ή διαχείριση μέσων βιώσιμων μεταφορών εντός της περιφέρειας που βρίσκεται η έδρα της Ε.Κοιν.
- Εγκατάσταση και λειτουργία μονάδων αφαλάτωσης νερού με χρήση Α.Π.Ε.
- Ανάπτυξη, διαχείριση και εκμετάλλευση υποδομών εναλλακτικών καυσίμων ή διαχείριση μέσων βιώσιμων μεταφορών εντός της περιφέρειας που βρίσκεται η έδρα της Ε.Κοιν.
- Παροχή Ενεργειακών Υπηρεσιών (ESCOs)

Ο νόμος για τις ενεργειακές κοινότητες φωτογραφίζει τον νησιωτικό χώρο και κυρίως τα ΜΔΝ ως πεδίο εφαρμογής για κάποιες από τις παραπάνω δράσεις. Επειδή οι αντίστοιχες ενεργειακές επενδύσεις στα ΜΔΝ αφορούν καινοτόμες εφαρμογές με ειδικές απαιτήσεις

τόσο κατά την σχεδίαση όσο και κατά την κατασκευή και λειτουργία υπάρχουν καλές προοπτικές για την συνεργασία του αναδόχου με τις εκάστοτε τοπικές ενεργειακές κοινότητες για κάποιες δράσεις με αμοιβαία οφέλη, πχ βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, ηλιακά θερμικά για υποκατάσταση της χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας, οικιακά φωτοβολταϊκά, τεχνικές διαχείρισης της ζήτησης, έξυπνοι μετρητές κλπ.

11. Συμπεράσματα- Κύρια Σημεία Μελέτης

Η παρούσα μελέτη αποδεικνύει ότι το πρόβλημα του υψηλού κόστους ηλεκτροπαραγωγής και των υψηλών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στο Καστελλόριζο, αλλά και στα υπόλοιπα ΜΔΝ, μπορεί να επιλυθεί με την υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ και την αποθήκευση και με την εφαρμογή των νέων τεχνολογιών διαχείρισης.

Η λύση αυτή χαρακτηρίζεται από το υψηλό αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης αλλά πολύ χαμηλές δαπάνες λειτουργίας, σταθερό κόστος παραγωγής για μια μακρά χρονική περίοδο και ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού. Όπως αναφέρεται στη μελέτη, για το Καστελλόριζο με ετήσιο κόστος ηλεκτροπαραγωγής της τάξης του 1,8 εκατ.€ ετησίως (2018), το οποίο αναμένεται να αυξάνεται κάθε χρόνο επιβαρύνοντας τους καταναλωτές, απαιτείται μια αρχική επένδυση της τάξης των 5,5 εκατ.€ για το νέο σύστημα καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας, όπου οι καταναλωτές θα πληρώνουν ένα σταθερό κόστος για ηλεκτροδότηση, περίπου το 1/3 του σημερινού, για μακρά χρονική περίοδο και για υψηλότερη παραγωγή (2025). Κατά συνέπεια ο κύριος στόχος μιας τέτοιας αρχικής επένδυσης σε καινοτόμες τεχνολογίες είναι να περιοριστεί δραστικά το κόστος ηλεκτροδότησης και οι εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου στο Καστελλόριζο αλλά και στα υπόλοιπα ΜΔΝ, στα οποία θα διερευνηθεί η εγκατάσταση αντίστοιχου ηλεκτρικού συστήματος προς όφελος των καταναλωτών, τα οποία αντιμετωπίζουν αντίστοιχο πρόβλημα υψηλών επιβαρύνσεων των ΥΚΩ, της οικονομίας και του περιβάλλοντος.

Ο ενεργειακός σχεδιασμός του Καστελλόριζου βασίστηκε στις αρχές των μικροδικτύων (microgrids) με διασπαρμένη παραγωγή μονάδων Φ/Β, Α/Γ και αποθήκευσης. Εγκαθίστανται τρεις όμοιες Α/Γ των 250kW εκάστη, τρεις Φ/Β μονάδες (και οικιακά Φ/Β σε στέγες) με συνολική ισχύ 2.300kW, δύο συστήματα αποθήκευσης ικανότητας 2 Χ 2.000kWh/1.000kW και σύγχρονο σύστημα λειτουργίας και διαχείρισης. Εισάγεται η καινοτόμος ιδέα της εγκατάστασης των δύο Α/Γ στη νήσο Στρογγύλη με αναμενόμενο καλύτερο αιολικό δυναμικό, οι οποίες συνδέονται με υποβρύχιο καλώδιο με το σύστημα ΜΤ του Καστελλόριζου ενώ με αυτό τον τρόπο η νήσος Στρογγύλη ηλεκτροδοτείται και αποκτά ζωή. Το σύστημα ΜΤ του Καστελλόριζου διαμορφώνεται σε βρόχο και υπόγεια όδευση στο νέο τμήμα με δύο εναλλακτικά κέντρα διαχείρισης, εξασφαλίζοντας υψηλή αξιοπιστία και ανθεκτικότητα ακόμη και σε ακραία καιρικά φαινόμενα.

Η διαλείπουσα παραγωγή των ΑΠΕ υπέδειξε υψηλή εγκατεστημένη ισχύ (3,05 MW) για το προτεινόμενο σύστημα ΑΠΕ της νήσου έναντι του σημερινού συμβατικού σταθμού diesel (1,45 MW), ενώ η αποθήκευση αξιοποιεί την περίσσεια ηλεκτροπαραγωγή των ΑΠΕ

αντιμετωπίζοντας την διαλείπουσα παραγωγή στην εξυπηρέτηση των φορτίων και αυξάνοντας την διείσδυση. Το υψηλό ηλιακό δυναμικό αλλά και το αρκετά υψηλό αιολικό δυναμικό υποδεικνύουν τους Φ/Β σταθμούς και τις Α/Γ ως κύριες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής της νήσου. Η αποθήκευση αξιοποιεί κυρίως την περίσσεια (απορριπτόμενη) ηλιακή παραγωγή της ημέρας κατά τις νυχτερινές ώρες, φαινόμενο που ενισχύεται κυρίως τους θερινούς μήνες, οπότε και οι αιολικές μονάδες με το ονομαστικό φορτίο εξόδου δεν μπορούν να καλύψουν την αυξημένη νυχτερινή ζήτηση, ενώ επίσης συμμετέχει στην κάλυψη της ζήτησης κατά την διάρκεια ολιγόωρων περιόδων άπνοιας και νέφωσης.

Η τεχνική διαχείρισης της ζήτησης (DSM) στα φορτία της μονάδας αφαλάτωσης μπορεί να επιφέρει την αύξηση της αξιοποίησης της περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ κατά 1,16% ή 47,24 MWh ετησίως με την διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή της νήσου να αυξάνεται κατά μία (1%) ποσοστιαία μονάδα στο 93,37%. Κρίνεται σημαντική η διερεύνηση της διεύρυνσης του DSM σε ηλεκτρικούς θερμοσίφωνες σε συνδυασμό με την εγκατάσταση ηλιακών συστημάτων ζεστού νερού χρήσεως, στη θέρμανση-ψύξη, στα ηλεκτρικά αυτοκίνητα και άλλα φορτία του οικισμού και του αποτελέσματός της στην διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Σημειώνεται με έμφαση ότι, καθώς υπάρχει σημαντική περίσσεια ενέργειας των ΑΠΕ η οποία απορρίπτεται επειδή δεν ανταποκρίνεται στην χρονική ζήτηση, αυτή η ενέργεια μπορεί να αξιοποιηθεί μελλοντικά στο σύστημα κατά ένα μέρος για την αύξηση της ζήτησης, ενώ με την επέκταση της εφαρμογής του DSM και την εισαγωγή της ψηφιακής τεχνολογίας στο δίκτυο για την συνεργασία με τους καταναλωτές μπορεί να αξιοποιηθεί ένα άλλο μέρος της παραγωγής. Αυτές οι παρεμβάσεις οδηγούν σε περαιτέρω μείωση του κόστους παραγωγής προς όφελος των καταναλωτών, γιατί οι επενδύσεις παραγωγής έχουν ήδη γίνει.

Επιπλέον, κρίνεται απαραίτητη η υψηλή διαθεσιμότητα της εφεδρικής μονάδας diesel για την κάλυψη της ζήτησης τις χρονικές περιόδους ανεπαρκούς ηλεκτροπαραγωγής των μονάδων ΑΠΕ, ενώ αναμένεται η χρησιμοποίηση της για περίπου 1.000 ώρες το έτος, με συνολική παραγωγή που προσεγγίζει τις 313 MWh, δηλαδή το 6,63% της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου. Ωστόσο, η επέκταση της τεχνικής διαχείρισης της ζήτησης (DSM) σε διάφορες ηλεκτρικές καταναλώσεις του οικισμού με την εφαρμογή των έξυπνων μετρητών και την εφαρμογή νέων τεχνολογικών εφαρμογών διεποχιακής αποθήκευσης ενέργειας στο μέλλον αναμένεται να μειώσει το εν λόγω ποσοστό και να αυξήσει σημαντικά την χρησιμοποίηση της απορριπτόμενης ενέργειας και επομένως της διείσδυσης των ΑΠΕ.

Η εξασφάλιση της ορθής λειτουργίας του προτεινόμενου ηλεκτρικού συστήματος βασίζεται στην ορθή διαχείριση των ενεργειακών πόρων της νήσου (ΑΠΕ, αποθήκευση, εφεδρεία, ζήτηση), με χρήση εργαλείων πρόβλεψης ζήτησης και πρόβλεψης της ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ για την επόμενη ημέρα αλλά και σε βαθύτερο χρονικό ορίζοντα, προκειμένου να γίνει ο προγραμματισμός λειτουργίας, καθώς και συστήματος διάγνωσης διαθεσιμότητας των συνδεδεμένων μονάδων στο σύστημα. Το θέμα της προστασίας του δικτύου, ιδιαίτερα της ΜΤ, απαιτεί περαιτέρω διερεύνηση, καθώς βασίζεται στα ηλεκτρονικά ισχύος, με την δυνατότητα εγκατάστασης ενός στρεφόμενου πυκνωτή και ηλεκτρονικών διατάξεων προστασίας για το ηλεκτρικό σύστημα βασισμένες σε σύγχρονες τεχνολογίες ICT και στην

αποκεντρωμένη νοημοσύνη για την αντιμετώπιση των σφαλμάτων δικτύου (κυρίως βραχυκυκλωμάτων).

Η κοινωνικό–οικονομική ανάλυση κόστους του προτεινόμενου συστήματος για το Καστελλόριζο, έδειξε σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) στα **148,72 €/MWh,** με ετήσιο κόστος συμπεριλαμβανομένων των αποσβέσεων (PMT) να ανέρχεται σε **679.640 €/έτος**. Οι συγκεκριμένες τιμές αποτελούν σημαντική βελτίωση για το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας στη νήσο αφού παρουσιάζεται η δυνατότητα μείωσης του κόστους ηλεκτροδότησης της νήσου κατά 3,25 φορές, αναφορικά με το έτος 2018 (**483,44 €/MWh**) και 3,03 φορές αναφορικά με το μέσο κόστος της πενταετίας 2014 – 2018 (**451,15 €/MWh**). Σημειώνεται ότι το συνολικό ετήσιο όφελος μπορεί να φθάσει στο 1,5 εκατ.€ (ενδεικτικά) για την παραγωγή του 2025. Κατά συνέπεια αυτή η μεγάλη μείωση του ετήσιου κόστους σε ένα μικρό σύστημα μπορεί να ελαφρύνει τις ΥΚΩ κατά 1,5 εκατ.€ το χρόνο. Η μεταβολή του κόστους κεφαλαίου καθώς και η μεταβλητότητα του κόστους καυσίμου (diesel) για την εφεδρεία ενδέχεται να επηρεάσουν το σταθμισμένο κόστος ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE) του προτεινόμενου συστήματος (μέχρις ότου η τεχνολογία δώσει προσιτές λύσεις για διεποχιακή αποθήκευση), ωστόσο οι ίδιοι παράγοντες επηρεάζουν σε πολλαπλάσιο βαθμό το κόστος ηλεκτροδότησης της νήσου με το παρόν σύστημα.

Για την υλοποίηση των έργων στα ΜΔΝ σημαντική θεωρείται η αξιοποίηση της παρούσας κατάστασης με το αυξημένο επενδυτικό ενδιαφέρον για χρηματοδότηση «πράσινων» επενδύσεων εξαιτίας της εξέλιξης των τεχνολογικών εφαρμογών ΑΠΕ, συστημάτων αποθήκευσης, έξυπνων δικτύων και συστημάτων διαχείρισης και την σημαντική μείωση του κόστους των ΑΠΕ και των συστημάτων αποθήκευσης. Επιπλέον το επενδυτικό περιβάλλον είναι ευνοϊκό εξ αιτίας των φιλόδοξων πολιτικών και στόχων σε Ευρωπαϊκό και Εθνικό επίπεδο (βλέπε «έξυπνα νησιά») ενώ η χώρα διαθέτει το κατάλληλα καταρτισμένο έμψυχο δυναμικό για την υλοποίηση των ενεργειακών έργων. Ωστόσο θα πρέπει η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας να προβεί στην αναθεώρηση του υφιστάμενου θεσμικού πλαισίου για την επιτάχυνση των επενδύσεων στα ΜΔΝ και να γνωμοδοτήσει υπέρ της απόδοσης κατάλληλων κινήτρων συνοδευόμενων από μείωση του επενδυτικού ρίσκου.

Όσον αφορά το νέο θεσμικό πλαίσιο για τα ενεργειακά συστήματα των ΜΔΝ, αυτό θα πρέπει να περιλαμβάνει ειδικές μελέτες για κάθε νησί ξεχωριστά, με κύριους άξονες την ασφάλεια εφοδιασμού, την απεξάρτηση από το πετρέλαιο, την υψηλή διείσδυση ΑΠΕ (70% – 90%) και επομένως την δραστική μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου, ενώ η διερεύνηση της ζήτησης και η έξυπνη διαχείριση της πρέπει να αποτελούν προαπαιτούμενα για μια ολοκληρωμένη μελέτη. Ακόμη, προτείνεται η ενημέρωση των κατοίκων και η συνεργασία για την χωροθέτηση και την εξασφάλιση των σχετικών αδειοδοτήσεων ώστε να γίνει χωρίς προβλήματα η μετάβαση μετά από διαγωνισμό στο προτεινόμενο σύστημα με αμοιβαία και μέγιστα οφέλη. Ειδικές τοπολογίες και η εισαγωγή της ψηφιακής τεχνολογίας στα δίκτυα της διανομής, που βασίζονται στις αρχές των μικροδικτύων (microgrids), θα πρέπει να προβλέπονται και να υποδεικνύονται από το νέο θεσμικό πλαίσιο προκειμένου να επιτυγχάνονται η υψηλή αξιοπιστία και ανθεκτικότητα του όλου συστήματος σε διάφορες καταστάσεις και η συνεργασία του συστήματος με τους καταναλωτές. Επιπλέον οι υπάρχουσες μονάδες ΑΠΕ θα πρέπει να ενσωματώνονται στο σύστημα και η συμμετοχή των καταναλωτών και τοπικών ενεργειακών κοινοτήτων με την ιδιότητα του ιδιοπαραγωγού

(prosumer) θα πρέπει να προβλέπονται και να ενθαρρύνονται. Κατά συνέπεια τα στοιχεία λειτουργίας του συστήματος θα πρέπει, μέσω ειδικού μετρητικού συστήματος, να βρίσκονται υπο την άμεση παρακολούθηση των αρμόδιων αρχών (ΡΑΕ και ΔΕΔΔΗΕ) για την συμμόρφωση με τα σχετικά πρότυπα IEC, την αξιόπιστη και υψηλής ποιότητας παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και την διερεύνηση και διόρθωση πιθανών στρεβλώσεων και ανεπαρκειών συστήματος. Τέλος η παρούσα μελέτη προτείνει την διενέργεια διεθνούς διαγωνισμού για την εξεύρεση του αναδόχου με διαφανείς διαδικασίες και με ένα καλά και πλήρως προετοιμασμένο φάκελο ολοκληρωμένης μελέτης και αδειοδοτήσεων.

Οι συγκεκριμένες πρωτοβουλίες στα νησιά εκτός του ότι θα συμβάλουν δραστικά στην μείωση των επιβαρύνσεων ΥΚΩ, θα συνεισφέρουν και στην σημαντική απόκτηση τεχνογνωσίας έξυπνων μικροδικτύων για μελλοντικές εφαρμογές και στο διασυνδεδεμένο δίκτυο. Επιπλέον, οι συγκεκριμένες επενδύσεις θα συμβάλουν στην ενεργειακή αυτάρκεια του νησιωτικού χώρου και θα δημιουργήσουν προστιθέμενη αξία στα νησιωτικά συστήματα με τον εκσυγχρονισμό και την επέκταση των τοπικών δικτύων ηλεκτροδότησης και με νέες οικονομικές δραστηριότητες, ενώ θα συμβάλουν καταλυτικά στη δραστική μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου (CO_2).

Παράρτημα Ι. Μέγιστη δυναμικότητα, τεχνικό ελάχιστο, σειρά ένταξης και ειδική κατανάλωση των συμβατικών μονάδων ΤΣΠ Μεγίστης

ΤΣΠ ΜΕΓΙΣΤΗΣ												
Α/Α	Τύπος Μονάδας	Μέγιστη Δυναμικότητα (MW)	Τεχνικό Ελάχιστο (MW)	Καύσιμο	Σειρά Ένταξης[1]	Ειδική κατανάλωση (kg/MWh)[2]			Κατανάλωση εκκίνησης (kg)[2]		
						50%	75%	100%	Ψυχ.	Ενδ.	Θερ.
1	CUMMINS VT 1710G	0,320	0,225	DIESEL	2Α	262	251	254	-	-	-
2	MAN 2566ME	0,080	0,045	DIESEL	4	305	278	275	-	-	-
3	HYUNDAI KD8AX	0,180	0,110	DIESEL	2Β	262	251	254	-	-	-
4	HYUNDAI KD8AX	0,180	0,110	DIESEL	2Γ	262	251	254	-	-	-
5	DOOSAN P158LE-2	0,220	0,125	DIESEL	1Α	260	240	230	-	-	-
6	DOOSAN P158LE-2	0,220	0,125	DIESEL	1Β	260	240	230	-	-	-
7	VOLVO PENTA TAD 1345GE	0,250	0,100	DIESEL	3	291	280	282	-	-	-
	ΣΥΝΟΛΟ	1,450									

ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ

(1) Η σειρά ένταξης καθορίζεται από τον αριθμό. Μονάδες με τον ίδιο αριθμό αλλά με γράμμα που ακολουθεί σημαίνει πως είναι πρακτικά ισοδύναμες στη σειρά ένταξης.

(2) 1 lit καυσίμου diesel ισούται με 0,83 kg καυσίμου diesel, περίπου.

Παράρτημα ΙΙ. Χρονοσειρές Φορτίου για το έτος 2017

Οι χρονοσειρές φορτίου του 2017 αποτελούν στοιχεία αποτελούν στοιχεία του ΔΕΔΔΗΕ τα οποία αντλήθηκαν στο πλαίσιο της εφαρμογής του Νόμου 3468/2006 για την εκπόνηση τεχνικοοικονομικών μελετών Υβριδικών Σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά. Οι χρονοσειρές έχουν διορθωθεί με συμπλήρωση των φορτίων ζήτησης τις ώρες διακοπής ρεύματος με σταθμικούς μέσους των ακραίων τιμών φορτίων ζήτησης (φορτία ζήτησης πριν και μετά την διακοπή). Οι διακοπές ρεύματος παρουσιάζονται συνολικά 3 ώρες ετησίως ((α)13/8/2017 9:00 – 10:00 μμ, (β),(γ) 12/11/2017 8:00 – 10:00 πμ) ενώ εκτιμάται ότι η ζήτηση τις ώρες της διακοπής θα ανερχόταν στις 1,355 MWh. Η επεξεργασμένη χρονοσειρά φορτίου παρατίθεται ακολούθως:

Πίνακας ΙΙ.1 Οι χρονοσειρές φορτίου Ηλεκτρικού Συστήματος Μεγίστης 2017

Ημέρα	Ώρα	Ιαν	Φεβ	Μαρ	Απρ	Μαϊ	Ιουν	Ιουλ	Αυγ	Σεπ	Οκτ	Νοε	Δεκ
1	1:00 πμ	0.34	0.35	0.24	0.27	0.25	0.28	0.61	0.7	0.59	0.37	0.26	0.29
1	2:00 πμ	0.34	0.32	0.22	0.26	0.24	0.26	0.56	0.63	0.55	0.35	0.26	0.26
1	3:00 πμ	0.32	0.31	0.23	0.26	0.24	0.26	0.53	0.6	0.51	0.34	0.25	0.25
1	4:00 πμ	0.31	0.3	0.22	0.25	0.22	0.25	0.52	0.58	0.49	0.33	0.25	0.23
1	5:00 πμ	0.31	0.3	0.22	0.26	0.22	0.25	0.51	0.55	0.48	0.32	0.25	0.24
1	6:00 πμ	0.32	0.31	0.22	0.26	0.23	0.25	0.5	0.55	0.47	0.32	0.26	0.26
1	7:00 πμ	0.34	0.35	0.25	0.27	0.23	0.28	0.54	0.55	0.46	0.32	0.27	0.29
1	8:00 πμ	0.37	0.38	0.26	0.28	0.23	0.28	0.58	0.61	0.46	0.35	0.29	0.32
1	9:00 πμ	0.34	0.37	0.28	0.31	0.26	0.32	0.64	0.67	0.56	0.36	0.27	0.28

1	10:00 πμ	0.38	0.4	0.3	0.32	0.29	0.34	0.68	0.67	0.6	0.35	0.33	0.29
1	11:00 πμ	0.41	0.41	0.31	0.34	0.31	0.37	0.71	0.74	0.63	0.4	0.33	0.3
1	12:00 μμ	0.42	0.39	0.31	0.32	0.31	0.38	0.72	0.74	0.62	0.43	0.33	0.31
1	1:00 μμ	0.43	0.38	0.31	0.33	0.32	0.38	0.75	0.78	0.64	0.43	0.34	0.33
1	2:00 μμ	0.44	0.35	0.3	0.32	0.32	0.37	0.79	0.78	0.67	0.43	0.33	0.29
1	3:00 μμ	0.39	0.35	0.29	0.3	0.31	0.38	0.8	0.81	0.66	0.43	0.31	0.31
1	4:00 μμ	0.39	0.39	0.3	0.31	0.29	0.39	0.8	0.82	0.67	0.43	0.31	0.35
1	5:00 μμ	0.41	0.43	0.31	0.32	0.27	0.38	0.79	0.81	0.65	0.4	0.31	0.35
1	6:00 μμ	0.46	0.48	0.32	0.36	0.26	0.37	0.76	0.78	0.62	0.39	0.32	0.43
1	7:00 μμ	0.48	0.48	0.36	0.36	0.29	0.37	0.76	0.8	0.63	0.42	0.38	0.42
1	8:00 μμ	0.48	0.48	0.37	0.37	0.31	0.4	0.78	0.79	0.76	0.46	0.38	0.42
1	9:00 μμ	0.47	0.48	0.37	0.38	0.34	0.42	0.76	0.79	0.69	0.46	0.36	0.42
1	10:00 μμ	0.45	0.46	0.36	0.37	0.33	0.4	0.77	0.77	0.68	0.43	0.33	0.41
1	11:00 μμ	0.4	0.41	0.32	0.34	0.29	0.37	0.74	0.74	0.64	0.4	0.3	0.35
1	12:00 πμ	0.38	0.37	0.27	0.32	0.25	0.33	0.71	0.73	0.6	0.35	0.29	0.3
2	1:00 πμ	0.35	0.34	0.26	0.28	0.24	0.3	0.64	0.69	0.56	0.33	0.27	0.28
2	2:00 πμ	0.34	0.33	0.24	0.26	0.22	0.27	0.62	0.64	0.54	0.32	0.26	0.27
2	3:00 πμ	0.33	0.32	0.24	0.26	0.22	0.27	0.58	0.61	0.49	0.31	0.26	0.26
2	4:00 πμ	0.34	0.31	0.24	0.25	0.21	0.25	0.56	0.6	0.46	0.3	0.26	0.26
2	5:00 πμ	0.34	0.3	0.24	0.26	0.21	0.25	0.53	0.58	0.45	0.3	0.26	0.26
2	6:00 πμ	0.34	0.3	0.25	0.26	0.21	0.26	0.52	0.56	0.43	0.31	0.27	0.25
2	7:00 πμ	0.36	0.34	0.27	0.27	0.24	0.28	0.55	0.58	0.44	0.34	0.28	0.26
2	8:00 πμ	0.3	0.36	0.28	0.27	0.24	0.31	0.59	0.64	0.46	0.35	0.29	0.26
2	9:00 πμ	0.35	0.36	0.29	0.29	0.26	0.35	0.6	0.7	0.55	0.38	0.28	0.29
2	10:00 πμ	0.42	0.38	0.3	0.3	0.27	0.39	0.65	0.68	0.6	0.36	0.35	0.31
2	11:00 πμ	0.43	0.38	0.31	0.33	0.29	0.4	0.72	0.74	0.62	0.4	0.33	0.3
2	12:00 μμ	0.42	0.36	0.35	0.35	0.3	0.4	0.74	0.76	0.65	0.41	0.33	0.33
2	1:00 μμ	0.42	0.34	0.36	0.33	0.31	0.41	0.79	0.78	0.65	0.38	0.32	0.31
2	2:00 μμ	0.43	0.34	0.35	0.31	0.32	0.39	0.79	0.76	0.66	0.42	0.32	0.3
2	3:00 μμ	0.43	0.36	0.34	0.32	0.3	0.43	0.77	0.77	0.67	0.41	0.31	0.3
2	4:00 μμ	0.46	0.39	0.33	0.31	0.31	0.44	0.77	0.78	0.66	0.42	0.31	0.32
2	5:00 μμ	0.45	0.42	0.35	0.3	0.29	0.41	0.78	0.75	0.65	0.41	0.32	0.34
2	6:00 μμ	0.48	0.47	0.38	0.29	0.29	0.41	0.75	0.71	0.65	0.39	0.37	0.39
2	7:00 μμ	0.48	0.48	0.41	0.3	0.29	0.39	0.75	0.71	0.63	0.41	0.37	0.4
2	8:00 μμ	0.48	0.47	0.42	0.33	0.33	0.41	0.75	0.72	0.76	0.47	0.36	0.38
2	9:00 μμ	0.46	0.47	0.42	0.35	0.36	0.43	0.72	0.76	0.69	0.45	0.36	0.38
2	10:00 μμ	0.45	0.45	0.4	0.36	0.33	0.41	0.73	0.76	0.65	0.43	0.34	0.37
2	11:00 μμ	0.42	0.41	0.35	0.33	0.3	0.4	0.73	0.73	0.64	0.39	0.29	0.32
2	12:00 πμ	0.4	0.37	0.32	0.29	0.26	0.35	0.7	0.69	0.61	0.35	0.27	0.27
3	1:00 πμ	0.37	0.33	0.28	0.26	0.22	0.3	0.67	0.65	0.56	0.32	0.25	0.26
3	2:00 πμ	0.34	0.3	0.26	0.24	0.21	0.28	0.6	0.61	0.51	0.31	0.25	0.25
3	3:00 πμ	0.34	0.29	0.26	0.24	0.22	0.27	0.56	0.57	0.49	0.3	0.25	0.25
3	4:00 πμ	0.31	0.29	0.25	0.24	0.21	0.26	0.54	0.55	0.45	0.29	0.24	0.25
3	5:00 πμ	0.28	0.3	0.26	0.24	0.21	0.26	0.52	0.55	0.43	0.29	0.25	0.24

3	6:00 πμ	0.29	0.31	0.27	0.25	0.21	0.25	0.5	0.54	0.43	0.29	0.25	0.24
3	7:00 πμ	0.29	0.34	0.29	0.28	0.23	0.26	0.52	0.55	0.43	0.33	0.27	0.25
3	8:00 πμ	0.35	0.35	0.29	0.29	0.23	0.3	0.57	0.6	0.46	0.33	0.3	0.28
3	9:00 πμ	0.36	0.36	0.31	0.31	0.27	0.34	0.63	0.66	0.53	0.37	0.28	0.28
3	10:00 πμ	0.36	0.4	0.34	0.28	0.28	0.36	0.66	0.69	0.57	0.38	0.32	0.31
3	11:00 πμ	0.41	0.38	0.33	0.29	0.29	0.39	0.66	0.77	0.68	0.42	0.31	0.29
3	12:00 μμ	0.42	0.36	0.33	0.28	0.3	0.38	0.68	0.79	0.61	0.42	0.31	0.29
3	1:00 μμ	0.4	0.35	0.31	0.29	0.28	0.38	0.7	0.78	0.59	0.43	0.33	0.29
3	2:00 μμ	0.4	0.33	0.26	0.3	0.28	0.41	0.73	0.79	0.62	0.42	0.29	0.31
3	3:00 μμ	0.4	0.34	0.27	0.28	0.31	0.41	0.77	0.82	0.62	0.42	0.32	0.31
3	4:00 μμ	0.41	0.38	0.31	0.29	0.3	0.44	0.77	0.79	0.62	0.41	0.32	0.31
3	5:00 μμ	0.44	0.41	0.32	0.29	0.3	0.4	0.76	0.78	0.58	0.39	0.33	0.32
3	6:00 μμ	0.49	0.46	0.34	0.28	0.31	0.37	0.74	0.75	0.56	0.38	0.36	0.39
3	7:00 μμ	0.51	0.49	0.41	0.29	0.28	0.39	0.71	0.75	0.56	0.39	0.39	0.39
3	8:00 μμ	0.52	0.5	0.42	0.35	0.31	0.4	0.67	0.76	0.58	0.44	0.39	0.4
3	9:00 μμ	0.5	0.48	0.41	0.38	0.36	0.42	0.68	0.77	0.64	0.43	0.35	0.38
3	10:00 μμ	0.48	0.46	0.39	0.37	0.32	0.42	0.72	0.78	0.61	0.4	0.34	0.37
3	11:00 μμ	0.45	0.42	0.33	0.33	0.3	0.39	0.7	0.75	0.58	0.37	0.32	0.32
3	12:00 πμ	0.41	0.37	0.3	0.29	0.26	0.37	0.68	0.72	0.55	0.34	0.28	0.29
4	1:00 πμ	0.37	0.33	0.27	0.25	0.24	0.31	0.62	0.68	0.48	0.32	0.26	0.26
4	2:00 πμ	0.34	0.31	0.26	0.23	0.22	0.29	0.58	0.63	0.45	0.3	0.26	0.25
4	3:00 πμ	0.31	0.3	0.25	0.24	0.22	0.28	0.56	0.58	0.43	0.29	0.26	0.25
4	4:00 πμ	0.28	0.29	0.25	0.23	0.21	0.27	0.53	0.56	0.4	0.28	0.25	0.24
4	5:00 πμ	0.28	0.28	0.24	0.23	0.2	0.26	0.53	0.55	0.37	0.28	0.25	0.23
4	6:00 πμ	0.28	0.29	0.25	0.24	0.22	0.26	0.52	0.54	0.44	0.28	0.26	0.25
4	7:00 πμ	0.32	0.31	0.27	0.26	0.23	0.28	0.53	0.55	0.53	0.31	0.26	0.28
4	8:00 πμ	0.33	0.33	0.27	0.27	0.24	0.3	0.54	0.61	0.57	0.33	0.28	0.29
4	9:00 πμ	0.39	0.33	0.26	0.28	0.25	0.33	0.57	0.69	0.62	0.36	0.26	0.29
4	10:00 πμ	0.45	0.38	0.27	0.27	0.28	0.4	0.59	0.7	0.63	0.35	0.32	0.27
4	11:00 πμ	0.43	0.42	0.3	0.29	0.28	0.4	0.64	0.76	0.66	0.4	0.34	0.27
4	12:00 μμ	0.43	0.46	0.3	0.29	0.27	0.4	0.66	0.81	0.71	0.4	0.36	0.29
4	1:00 μμ	0.42	0.45	0.33	0.29	0.28	0.4	0.67	0.81	0.73	0.42	0.34	0.29
4	2:00 μμ	0.43	0.43	0.31	0.28	0.27	0.4	0.67	0.77	0.73	0.43	0.33	0.29
4	3:00 μμ	0.43	0.43	0.31	0.28	0.29	0.4	0.67	0.84	0.73	0.43	0.34	0.29
4	4:00 μμ	0.45	0.46	0.31	0.29	0.31	0.4	0.72	0.87	0.73	0.41	0.33	0.32
4	5:00 μμ	0.46	0.44	0.29	0.27	0.28	0.39	0.7	0.84	0.71	0.4	0.32	0.34
4	6:00 μμ	0.48	0.45	0.33	0.28	0.28	0.39	0.67	0.79	0.69	0.39	0.34	0.38
4	7:00 μμ	0.5	0.47	0.38	0.29	0.28	0.38	0.63	0.78	0.68	0.41	0.37	0.38
4	8:00 μμ	0.52	0.48	0.4	0.32	0.34	0.39	0.62	0.8	0.66	0.45	0.37	0.38
4	9:00 μμ	0.5	0.46	0.4	0.35	0.36	0.41	0.62	0.79	0.71	0.44	0.34	0.38
4	10:00 μμ	0.49	0.45	0.37	0.33	0.34	0.42	0.64	0.81	0.67	0.42	0.33	0.37
4	11:00 μμ	0.44	0.4	0.34	0.31	0.31	0.37	0.64	0.79	0.65	0.38	0.3	0.33
4	12:00 πμ	0.37	0.37	0.3	0.28	0.28	0.34	0.62	0.75	0.62	0.35	0.28	0.29
5	1:00 πμ	0.34	0.34	0.27	0.26	0.24	0.31	0.57	0.71	0.56	0.32	0.28	0.26

5	2:00 πμ	0.31	0.32	0.25	0.24	0.22	0.29	0.53	0.67	0.52	0.31	0.27	0.26
5	3:00 πμ	0.3	0.31	0.25	0.23	0.22	0.28	0.5	0.64	0.49	0.3	0.26	0.26
5	4:00 πμ	0.29	0.3	0.24	0.23	0.22	0.27	0.49	0.61	0.47	0.29	0.25	0.25
5	5:00 πμ	0.29	0.3	0.24	0.22	0.22	0.26	0.47	0.6	0.46	0.29	0.25	0.25
5	6:00 πμ	0.3	0.31	0.26	0.23	0.23	0.26	0.48	0.59	0.46	0.29	0.25	0.26
5	7:00 πμ	0.32	0.32	0.26	0.25	0.24	0.26	0.46	0.61	0.47	0.33	0.27	0.28
5	8:00 πμ	0.34	0.33	0.29	0.25	0.25	0.28	0.49	0.63	0.52	0.34	0.3	0.28
5	9:00 πμ	0.37	0.32	0.28	0.28	0.26	0.34	0.54	0.67	0.58	0.37	0.27	0.3
5	10:00 πμ	0.41	0.36	0.3	0.27	0.28	0.38	0.59	0.7	0.6	0.37	0.35	0.31
5	11:00 πμ	0.45	0.4	0.29	0.29	0.31	0.38	0.62	0.76	0.63	0.41	0.35	0.3
5	12:00 μμ	0.46	0.42	0.27	0.29	0.31	0.42	0.64	0.76	0.69	0.44	0.33	0.32
5	1:00 μμ	0.44	0.4	0.27	0.29	0.31	0.42	0.69	0.79	0.68	0.48	0.34	0.33
5	2:00 μμ	0.45	0.42	0.28	0.3	0.29	0.42	0.7	0.81	0.67	0.47	0.34	0.32
5	3:00 μμ	0.45	0.42	0.28	0.29	0.3	0.41	0.72	0.82	0.68	0.47	0.31	0.3
5	4:00 μμ	0.48	0.39	0.28	0.29	0.32	0.4	0.73	0.81	0.66	0.43	0.27	0.35
5	5:00 μμ	0.48	0.41	0.26	0.29	0.31	0.37	0.7	0.79	0.63	0.43	0.25	0.33
5	6:00 μμ	0.47	0.46	0.31	0.29	0.3	0.36	0.68	0.73	0.61	0.41	0.29	0.36
5	7:00 μμ	0.49	0.49	0.35	0.29	0.31	0.39	0.65	0.74	0.6	0.45	0.32	0.39
5	8:00 μμ	0.5	0.47	0.35	0.33	0.33	0.39	0.63	0.76	0.62	0.47	0.3	0.4
5	9:00 μμ	0.47	0.45	0.34	0.34	0.39	0.41	0.64	0.78	0.67	0.45	0.31	0.37
5	10:00 μμ	0.46	0.43	0.34	0.34	0.37	0.4	0.63	0.77	0.66	0.43	0.28	0.35
5	11:00 μμ	0.42	0.4	0.3	0.29	0.32	0.38	0.65	0.74	0.62	0.39	0.25	0.34
5	12:00 πμ	0.37	0.34	0.25	0.27	0.26	0.35	0.6	0.73	0.59	0.36	0.23	0.3
6	1:00 πμ	0.32	0.31	0.23	0.24	0.23	0.31	0.55	0.7	0.53	0.33	0.21	0.26
6	2:00 πμ	0.28	0.29	0.23	0.23	0.21	0.29	0.5	0.66	0.5	0.31	0.21	0.25
6	3:00 πμ	0.27	0.28	0.23	0.23	0.22	0.28	0.47	0.62	0.48	0.3	0.2	0.25
6	4:00 πμ	0.27	0.26	0.21	0.23	0.21	0.27	0.47	0.59	0.46	0.29	0.2	0.25
6	5:00 πμ	0.27	0.26	0.22	0.23	0.21	0.26	0.45	0.58	0.45	0.29	0.2	0.25
6	6:00 πμ	0.27	0.28	0.23	0.23	0.22	0.26	0.44	0.56	0.45	0.3	0.21	0.26
6	7:00 πμ	0.3	0.33	0.26	0.26	0.22	0.28	0.46	0.56	0.46	0.34	0.23	0.3
6	8:00 πμ	0.34	0.33	0.26	0.25	0.22	0.3	0.5	0.61	0.5	0.35	0.25	0.3
6	9:00 πμ	0.36	0.33	0.27	0.28	0.26	0.37	0.55	0.67	0.52	0.39	0.26	0.3
6	10:00 πμ	0.43	0.34	0.27	0.27	0.29	0.38	0.58	0.69	0.52	0.38	0.28	0.3
6	11:00 πμ	0.4	0.32	0.27	0.28	0.32	0.42	0.61	0.77	0.58	0.42	0.26	0.33
6	12:00 μμ	0.4	0.33	0.26	0.28	0.32	0.4	0.62	0.8	0.6	0.43	0.27	0.3
6	1:00 μμ	0.4	0.34	0.25	0.28	0.33	0.41	0.62	0.82	0.62	0.44	0.27	0.31
6	2:00 μμ	0.4	0.36	0.24	0.28	0.34	0.42	0.65	0.83	0.63	0.43	0.26	0.3
6	3:00 μμ	0.4	0.37	0.26	0.3	0.31	0.41	0.66	0.84	0.63	0.44	0.27	0.33
6	4:00 μμ	0.37	0.38	0.26	0.29	0.3	0.42	0.67	0.77	0.63	0.44	0.28	0.39
6	5:00 μμ	0.4	0.39	0.25	0.28	0.31	0.39	0.69	0.82	0.62	0.43	0.27	0.4
6	6:00 μμ	0.45	0.42	0.31	0.28	0.29	0.38	0.65	0.76	0.58	0.42	0.3	0.42
6	7:00 μμ	0.44	0.46	0.37	0.29	0.29	0.4	0.65	0.75	0.58	0.43	0.32	0.44
6	8:00 μμ	0.46	0.44	0.36	0.34	0.33	0.39	0.63	0.78	0.59	0.47	0.31	0.44
6	9:00 μμ	0.46	0.44	0.35	0.35	0.37	0.42	0.63	0.81	0.61	0.46	0.31	0.44

6	10:00 μμ	0.44	0.42	0.33	0.35	0.34	0.44	0.63	0.77	0.59	0.44	0.3	0.41
6	11:00 μμ	0.39	0.37	0.29	0.31	0.31	0.39	0.6	0.74	0.58	0.4	0.26	0.36
6	12:00 πμ	0.36	0.32	0.26	0.26	0.28	0.36	0.59	0.72	0.54	0.35	0.24	0.31
7	1:00 πμ	0.34	0.3	0.23	0.24	0.24	0.31	0.53	0.67	0.5	0.34	0.21	0.28
7	2:00 πμ	0.32	0.27	0.22	0.23	0.22	0.29	0.49	0.65	0.48	0.31	0.21	0.28
7	3:00 πμ	0.3	0.27	0.22	0.23	0.22	0.29	0.46	0.6	0.45	0.31	0.2	0.27
7	4:00 πμ	0.26	0.26	0.21	0.22	0.22	0.27	0.45	0.58	0.43	0.3	0.2	0.27
7	5:00 πμ	0.25	0.26	0.2	0.22	0.21	0.27	0.44	0.56	0.42	0.3	0.2	0.26
7	6:00 πμ	0.24	0.27	0.22	0.24	0.21	0.27	0.44	0.55	0.39	0.29	0.21	0.28
7	7:00 πμ	0.24	0.31	0.23	0.28	0.21	0.29	0.48	0.57	0.39	0.32	0.22	0.32
7	8:00 πμ	0.3	0.33	0.26	0.28	0.24	0.32	0.49	0.6	0.41	0.34	0.23	0.36
7	9:00 πμ	0.31	0.32	0.29	0.3	0.26	0.37	0.55	0.69	0.51	0.38	0.27	0.37
7	10:00 πμ	0.41	0.35	0.28	0.28	0.29	0.4	0.62	0.71	0.52	0.4	0.28	0.33
7	11:00 πμ	0.44	0.34	0.27	0.3	0.33	0.43	0.68	0.75	0.6	0.44	0.29	0.34
7	12:00 μμ	0.46	0.35	0.26	0.29	0.33	0.44	0.67	0.78	0.61	0.44	0.28	0.32
7	1:00 μμ	0.43	0.33	0.26	0.28	0.33	0.46	0.69	0.83	0.64	0.47	0.27	0.31
7	2:00 μμ	0.42	0.32	0.25	0.27	0.32	0.46	0.65	0.82	0.65	0.45	0.27	0.32
7	3:00 μμ	0.43	0.33	0.28	0.3	0.31	0.47	0.71	0.82	0.66	0.44	0.28	0.33
7	4:00 μμ	0.43	0.34	0.28	0.32	0.29	0.47	0.72	0.84	0.63	0.42	0.29	0.36
7	5:00 μμ	0.43	0.35	0.27	0.31	0.27	0.42	0.7	0.79	0.64	0.42	0.28	0.4
7	6:00 μμ	0.48	0.39	0.29	0.32	0.26	0.42	0.69	0.73	0.6	0.41	0.32	0.48
7	7:00 μμ	0.51	0.44	0.31	0.3	0.28	0.44	0.7	0.73	0.59	0.45	0.31	0.48
7	8:00 μμ	0.5	0.44	0.33	0.36	0.31	0.43	0.67	0.7	0.62	0.49	0.31	0.46
7	9:00 μμ	0.49	0.43	0.34	0.39	0.36	0.45	0.65	0.77	0.63	0.47	0.31	0.43
7	10:00 μμ	0.47	0.41	0.32	0.37	0.32	0.46	0.68	0.78	0.61	0.44	0.29	0.41
7	11:00 μμ	0.44	0.37	0.3	0.34	0.3	0.43	0.66	0.75	0.59	0.39	0.27	0.36
7	12:00 πμ	0.42	0.33	0.25	0.29	0.26	0.39	0.63	0.72	0.56	0.37	0.23	0.33
8	1:00 πμ	0.34	0.3	0.22	0.26	0.23	0.35	0.58	0.68	0.51	0.35	0.22	0.3
8	2:00 πμ	0.31	0.28	0.21	0.24	0.21	0.32	0.54	0.65	0.47	0.33	0.21	0.27
8	3:00 πμ	0.3	0.27	0.21	0.25	0.21	0.31	0.51	0.62	0.45	0.31	0.21	0.27
8	4:00 πμ	0.29	0.26	0.2	0.24	0.21	0.3	0.49	0.6	0.42	0.3	0.2	0.27
8	5:00 πμ	0.28	0.26	0.2	0.24	0.21	0.3	0.47	0.58	0.41	0.29	0.2	0.27
8	6:00 πμ	0.28	0.27	0.22	0.25	0.22	0.3	0.46	0.58	0.43	0.29	0.22	0.29
8	7:00 πμ	0.3	0.31	0.24	0.26	0.23	0.32	0.46	0.58	0.44	0.32	0.24	0.32
8	8:00 πμ	0.34	0.33	0.26	0.27	0.25	0.33	0.52	0.63	0.48	0.33	0.23	0.33
8	9:00 πμ	0.37	0.35	0.29	0.3	0.3	0.38	0.56	0.7	0.53	0.36	0.24	0.35
8	10:00 πμ	0.44	0.37	0.3	0.34	0.29	0.38	0.63	0.72	0.54	0.38	0.26	0.36
8	11:00 πμ	0.49	0.35	0.33	0.36	0.3	0.44	0.68	0.8	0.61	0.44	0.27	0.33
8	12:00 μμ	0.49	0.33	0.33	0.35	0.28	0.44	0.67	0.81	0.62	0.48	0.27	0.31
8	1:00 μμ	0.45	0.35	0.32	0.34	0.28	0.44	0.67	0.84	0.61	0.48	0.27	0.3
8	2:00 μμ	0.45	0.36	0.33	0.35	0.3	0.45	0.71	0.87	0.59	0.45	0.26	0.27
8	3:00 μμ	0.46	0.39	0.33	0.33	0.3	0.47	0.73	0.87	0.64	0.45	0.25	0.3
8	4:00 μμ	0.46	0.43	0.35	0.33	0.31	0.45	0.73	0.86	0.65	0.42	0.28	0.33
8	5:00 μμ	0.45	0.42	0.37	0.34	0.28	0.43	0.72	0.83	0.64	0.39	0.27	0.35

8	6:00 μμ	0.5	0.4	0.37	0.32	0.28	0.42	0.71	0.8	0.6	0.37	0.3	0.47
8	7:00 μμ	0.48	0.44	0.42	0.33	0.29	0.44	0.71	0.77	0.59	0.4	0.34	0.46
8	8:00 μμ	0.5	0.46	0.43	0.38	0.31	0.46	0.72	0.79	0.59	0.45	0.33	0.46
8	9:00 μμ	0.48	0.42	0.41	0.4	0.37	0.47	0.7	0.81	0.62	0.44	0.31	0.44
8	10:00 μμ	0.46	0.41	0.38	0.38	0.35	0.46	0.69	0.81	0.61	0.41	0.3	0.43
8	11:00 μμ	0.44	0.36	0.33	0.33	0.3	0.43	0.66	0.8	0.57	0.36	0.26	0.39
8	12:00 πμ	0.41	0.33	0.29	0.3	0.26	0.4	0.65	0.78	0.53	0.34	0.23	0.35
9	1:00 πμ	0.37	0.3	0.27	0.26	0.23	0.36	0.61	0.72	0.49	0.3	0.22	0.3
9	2:00 πμ	0.35	0.28	0.25	0.25	0.22	0.33	0.56	0.67	0.46	0.29	0.21	0.27
9	3:00 πμ	0.34	0.28	0.24	0.25	0.22	0.32	0.53	0.63	0.42	0.29	0.21	0.27
9	4:00 πμ	0.34	0.27	0.23	0.25	0.21	0.31	0.5	0.59	0.41	0.28	0.2	0.27
9	5:00 πμ	0.29	0.28	0.24	0.25	0.22	0.3	0.49	0.58	0.41	0.28	0.2	0.26
9	6:00 πμ	0.29	0.28	0.25	0.25	0.22	0.3	0.48	0.57	0.4	0.28	0.21	0.27
9	7:00 πμ	0.33	0.32	0.29	0.27	0.25	0.32	0.48	0.59	0.41	0.32	0.23	0.29
9	8:00 πμ	0.38	0.33	0.29	0.3	0.26	0.37	0.52	0.63	0.45	0.34	0.24	0.29
9	9:00 πμ	0.41	0.32	0.32	0.31	0.28	0.37	0.57	0.69	0.48	0.36	0.23	0.32
9	10:00 πμ	0.42	0.36	0.38	0.29	0.28	0.41	0.62	0.72	0.48	0.37	0.25	0.37
9	11:00 πμ	0.41	0.39	0.37	0.33	0.29	0.45	0.64	0.8	0.59	0.41	0.26	0.38
9	12:00 μμ	0.44	0.37	0.38	0.34	0.3	0.44	0.66	0.82	0.6	0.43	0.26	0.39
9	1:00 μμ	0.45	0.37	0.37	0.35	0.29	0.44	0.67	0.85	0.62	0.4	0.28	0.4
9	2:00 μμ	0.45	0.37	0.36	0.34	0.3	0.45	0.68	0.87	0.61	0.39	0.27	0.37
9	3:00 μμ	0.44	0.38	0.33	0.32	0.31	0.46	0.69	0.87	0.65	0.4	0.26	0.37
9	4:00 μμ	0.46	0.41	0.35	0.3	0.31	0.47	0.69	0.86	0.64	0.4	0.29	0.39
9	5:00 μμ	0.49	0.4	0.34	0.29	0.29	0.46	0.7	0.84	0.63	0.38	0.28	0.39
9	6:00 μμ	0.53	0.4	0.34	0.3	0.29	0.44	0.69	0.81	0.61	0.37	0.32	0.46
9	7:00 μμ	0.54	0.43	0.4	0.31	0.31	0.44	0.69	0.82	0.62	0.42	0.32	0.45
9	8:00 μμ	0.54	0.42	0.43	0.35	0.31	0.43	0.68	0.79	0.64	0.47	0.33	0.44
9	9:00 μμ	0.55	0.39	0.42	0.35	0.36	0.45	0.67	0.85	0.66	0.42	0.32	0.41
9	10:00 μμ	0.51	0.38	0.39	0.36	0.33	0.48	0.68	0.85	0.62	0.39	0.29	0.41
9	11:00 μμ	0.46	0.37	0.34	0.32	0.3	0.45	0.67	0.83	0.6	0.36	0.26	0.39
9	12:00 πμ	0.43	0.32	0.29	0.3	0.26	0.41	0.64	0.8	0.57	0.34	0.23	0.35
10	1:00 πμ	0.38	0.29	0.27	0.27	0.24	0.37	0.59	0.75	0.52	0.3	0.23	0.31
10	2:00 πμ	0.35	0.27	0.24	0.25	0.23	0.34	0.55	0.71	0.48	0.29	0.21	0.3
10	3:00 πμ	0.29	0.27	0.24	0.25	0.22	0.33	0.52	0.67	0.45	0.28	0.2	0.3
10	4:00 πμ	0.29	0.26	0.24	0.24	0.21	0.31	0.48	0.63	0.43	0.27	0.2	0.3
10	5:00 πμ	0.29	0.26	0.24	0.24	0.21	0.3	0.47	0.61	0.42	0.27	0.2	0.3
10	6:00 πμ	0.3	0.28	0.25	0.25	0.21	0.3	0.46	0.6	0.42	0.28	0.2	0.3
10	7:00 πμ	0.35	0.3	0.28	0.29	0.22	0.31	0.47	0.61	0.42	0.32	0.23	0.32
10	8:00 πμ	0.41	0.3	0.29	0.3	0.24	0.35	0.51	0.63	0.46	0.34	0.23	0.31
10	9:00 πμ	0.42	0.3	0.29	0.33	0.26	0.39	0.57	0.69	0.5	0.38	0.24	0.29
10	10:00 πμ	0.49	0.33	0.33	0.32	0.3	0.4	0.61	0.73	0.53	0.37	0.26	0.4
10	11:00 πμ	0.5	0.35	0.35	0.32	0.32	0.43	0.59	0.78	0.62	0.41	0.27	0.4
10	12:00 μμ	0.51	0.32	0.37	0.3	0.3	0.43	0.64	0.8	0.64	0.4	0.26	0.39
10	1:00 μμ	0.49	0.3	0.39	0.31	0.3	0.47	0.67	0.85	0.67	0.42	0.25	0.38

10	2:00 μμ	0.48	0.29	0.34	0.32	0.3	0.46	0.7	0.87	0.68	0.44	0.24	0.37
10	3:00 μμ	0.47	0.33	0.38	0.32	0.31	0.46	0.7	0.87	0.68	0.41	0.27	0.39
10	4:00 μμ	0.48	0.34	0.43	0.32	0.29	0.49	0.72	0.85	0.67	0.39	0.27	0.38
10	5:00 μμ	0.48	0.37	0.41	0.31	0.28	0.46	0.73	0.82	0.66	0.38	0.28	0.4
10	6:00 μμ	0.52	0.37	0.42	0.3	0.28	0.44	0.69	0.81	0.63	0.37	0.37	0.45
10	7:00 μμ	0.49	0.42	0.45	0.31	0.29	0.42	0.67	0.84	0.61	0.4	0.37	0.46
10	8:00 μμ	0.48	0.44	0.46	0.37	0.31	0.44	0.67	0.86	0.63	0.44	0.38	0.44
10	9:00 μμ	0.47	0.42	0.47	0.4	0.36	0.47	0.67	0.89	0.65	0.42	0.37	0.43
10	10:00 μμ	0.45	0.4	0.44	0.38	0.35	0.48	0.7	0.87	0.64	0.4	0.34	0.41
10	11:00 μμ	0.39	0.35	0.41	0.34	0.3	0.44	0.66	0.86	0.61	0.36	0.31	0.38
10	12:00 πμ	0.36	0.31	0.35	0.3	0.26	0.4	0.66	0.82	0.58	0.32	0.28	0.35
11	1:00 πμ	0.33	0.29	0.31	0.27	0.22	0.36	0.64	0.77	0.53	0.3	0.26	0.32
11	2:00 πμ	0.3	0.28	0.29	0.25	0.22	0.33	0.59	0.76	0.5	0.28	0.26	0.31
11	3:00 πμ	0.29	0.27	0.28	0.25	0.22	0.32	0.56	0.71	0.46	0.28	0.26	0.3
11	4:00 πμ	0.29	0.26	0.28	0.24	0.2	0.31	0.52	0.67	0.44	0.28	0.26	0.3
11	5:00 πμ	0.29	0.26	0.27	0.25	0.2	0.31	0.51	0.64	0.44	0.27	0.26	0.3
11	6:00 πμ	0.3	0.27	0.29	0.26	0.21	0.3	0.48	0.64	0.45	0.28	0.26	0.31
11	7:00 πμ	0.34	0.28	0.3	0.27	0.23	0.33	0.5	0.63	0.46	0.32	0.27	0.36
11	8:00 πμ	0.34	0.29	0.28	0.27	0.24	0.37	0.53	0.7	0.51	0.34	0.27	0.36
11	9:00 πμ	0.4	0.31	0.34	0.3	0.27	0.38	0.57	0.74	0.53	0.37	0.27	0.32
11	10:00 πμ	0.47	0.35	0.38	0.3	0.29	0.41	0.62	0.77	0.55	0.39	0.32	0.38
11	11:00 πμ	0.45	0.39	0.37	0.33	0.34	0.46	0.65	0.85	0.62	0.4	0.32	0.35
11	12:00 μμ	0.45	0.38	0.38	0.36	0.3	0.48	0.68	0.87	0.63	0.41	0.37	0.35
11	1:00 μμ	0.4	0.36	0.38	0.33	0.3	0.48	0.66	0.89	0.66	0.43	0.38	0.37
11	2:00 μμ	0.38	0.36	0.39	0.34	0.31	0.5	0.69	0.88	0.68	0.43	0.36	0.35
11	3:00 μμ	0.4	0.35	0.4	0.32	0.3	0.5	0.7	0.92	0.69	0.43	0.34	0.36
11	4:00 μμ	0.42	0.36	0.41	0.32	0.31	0.47	0.71	0.94	0.67	0.44	0.34	0.37
11	5:00 μμ	0.47	0.38	0.39	0.31	0.31	0.47	0.7	0.94	0.66	0.4	0.36	0.39
11	6:00 μμ	0.51	0.4	0.42	0.31	0.3	0.45	0.69	0.9	0.62	0.38	0.36	0.44
11	7:00 μμ	0.51	0.46	0.47	0.31	0.3	0.44	0.71	0.9	0.6	0.42	0.4	0.43
11	8:00 μμ	0.5	0.45	0.48	0.35	0.33	0.43	0.7	0.9	0.62	0.45	0.38	0.44
11	9:00 μμ	0.5	0.42	0.5	0.37	0.37	0.46	0.72	0.8	0.64	0.42	0.36	0.45
11	10:00 μμ	0.47	0.39	0.48	0.36	0.36	0.48	0.73	0.73	0.62	0.41	0.35	0.42
11	11:00 μμ	0.43	0.36	0.41	0.33	0.32	0.43	0.71	0.69	0.57	0.39	0.34	0.38
11	12:00 πμ	0.39	0.31	0.37	0.3	0.29	0.4	0.68	0.67	0.53	0.34	0.29	0.33
12	1:00 πμ	0.35	0.29	0.33	0.27	0.25	0.36	0.63	0.65	0.51	0.3	0.28	0.3
12	2:00 πμ	0.33	0.28	0.31	0.24	0.24	0.34	0.58	0.6	0.48	0.29	0.27	0.29
12	3:00 πμ	0.33	0.27	0.3	0.24	0.24	0.33	0.55	0.57	0.45	0.28	0.26	0.29
12	4:00 πμ	0.33	0.27	0.29	0.24	0.23	0.31	0.52	0.55	0.44	0.28	0.26	0.29
12	5:00 πμ	0.32	0.27	0.28	0.24	0.23	0.31	0.51	0.49	0.42	0.28	0.26	0.29
12	6:00 πμ	0.34	0.28	0.28	0.25	0.23	0.3	0.5	0.47	0.43	0.28	0.26	0.3
12	7:00 πμ	0.37	0.28	0.28	0.26	0.25	0.32	0.51	0.46	0.45	0.31	0.27	0.33
12	8:00 πμ	0.38	0.29	0.32	0.27	0.28	0.36	0.56	0.46	0.46	0.33	0.28	0.31
12	9:00 πμ	0.36	0.3	0.34	0.3	0.27	0.41	0.62	0.5	0.48	0.37	0.2933	0.28

12	10:00 πμ	0.36	0.33	0.37	0.32	0.28	0.42	0.63	0.57	0.52	0.35	0.3066	0.35
12	11:00 πμ	0.37	0.37	0.41	0.34	0.35	0.45	0.66	0.63	0.61	0.39	0.32	0.36
12	12:00 μμ	0.36	0.37	0.4	0.36	0.34	0.47	0.68	0.65	0.62	0.4	0.31	0.33
12	1:00 μμ	0.37	0.35	0.39	0.32	0.34	0.47	0.7	0.65	0.65	0.42	0.33	0.35
12	2:00 μμ	0.38	0.36	0.38	0.31	0.32	0.45	0.72	0.66	0.65	0.42	0.34	0.32
12	3:00 μμ	0.35	0.35	0.39	0.34	0.33	0.48	0.73	0.68	0.65	0.42	0.34	0.33
12	4:00 μμ	0.39	0.35	0.42	0.33	0.34	0.48	0.74	0.68	0.66	0.41	0.35	0.38
12	5:00 μμ	0.4	0.34	0.41	0.31	0.33	0.46	0.72	0.67	0.66	0.38	0.32	0.41
12	6:00 μμ	0.44	0.36	0.42	0.31	0.33	0.42	0.69	0.65	0.63	0.4	0.37	0.42
12	7:00 μμ	0.44	0.42	0.44	0.31	0.31	0.44	0.69	0.62	0.62	0.41	0.38	0.44
12	8:00 μμ	0.43	0.45	0.47	0.36	0.33	0.42	0.69	0.65	0.64	0.44	0.38	0.42
12	9:00 μμ	0.43	0.44	0.45	0.39	0.37	0.45	0.71	0.82	0.67	0.43	0.37	0.42
12	10:00 μμ	0.44	0.42	0.45	0.36	0.37	0.47	0.71	0.76	0.63	0.4	0.35	0.4
12	11:00 μμ	0.4	0.37	0.4	0.32	0.34	0.44	0.7	0.71	0.61	0.36	0.31	0.38
12	12:00 πμ	0.34	0.31	0.34	0.28	0.29	0.4	0.65	0.69	0.57	0.32	0.28	0.34
13	1:00 πμ	0.31	0.28	0.31	0.26	0.27	0.35	0.61	0.63	0.53	0.3	0.27	0.31
13	2:00 πμ	0.3	0.27	0.28	0.25	0.26	0.33	0.59	0.59	0.49	0.28	0.26	0.3
13	3:00 πμ	0.29	0.27	0.27	0.25	0.26	0.32	0.54	0.56	0.46	0.27	0.25	0.29
13	4:00 πμ	0.28	0.26	0.26	0.24	0.25	0.31	0.53	0.53	0.43	0.27	0.25	0.29
13	5:00 πμ	0.28	0.27	0.27	0.24	0.24	0.31	0.53	0.5	0.42	0.27	0.25	0.28
13	6:00 πμ	0.28	0.27	0.26	0.24	0.25	0.31	0.51	0.48	0.44	0.28	0.27	0.29
13	7:00 πμ	0.32	0.31	0.3	0.27	0.25	0.34	0.5	0.5	0.47	0.31	0.3	0.33
13	8:00 πμ	0.32	0.32	0.32	0.27	0.27	0.36	0.53	0.56	0.47	0.32	0.3	0.31
13	9:00 πμ	0.37	0.33	0.33	0.32	0.29	0.38	0.59	0.61	0.5	0.35	0.27	0.3
13	10:00 πμ	0.43	0.37	0.36	0.35	0.32	0.4	0.65	0.66	0.52	0.37	0.3	0.33
13	11:00 πμ	0.43	0.33	0.35	0.37	0.36	0.42	0.67	0.72	0.54	0.42	0.28	0.33
13	12:00 μμ	0.4	0.34	0.35	0.36	0.36	0.43	0.68	0.71	0.53	0.4	0.28	0.3
13	1:00 μμ	0.36	0.3	0.33	0.37	0.37	0.44	0.69	0.69	0.53	0.4	0.31	0.33
13	2:00 μμ	0.33	0.31	0.33	0.39	0.38	0.44	0.72	0.71	0.57	0.39	0.31	0.34
13	3:00 μμ	0.36	0.34	0.33	0.37	0.37	0.43	0.73	0.72	0.57	0.4	0.29	0.33
13	4:00 μμ	0.39	0.34	0.34	0.36	0.32	0.43	0.77	0.71	0.56	0.4	0.32	0.37
13	5:00 μμ	0.43	0.36	0.38	0.34	0.31	0.42	0.75	0.69	0.54	0.37	0.32	0.39
13	6:00 μμ	0.5	0.39	0.38	0.35	0.31	0.42	0.74	0.67	0.54	0.38	0.34	0.45
13	7:00 μμ	0.52	0.41	0.43	0.36	0.31	0.4	0.74	0.67	0.55	0.4	0.36	0.47
13	8:00 μμ	0.51	0.43	0.46	0.38	0.32	0.41	0.71	0.82	0.6	0.44	0.38	0.46
13	9:00 μμ	0.51	0.46	0.45	0.38	0.35	0.44	0.71	0.92	0.62	0.43	0.35	0.42
13	10:00 μμ	0.48	0.44	0.42	0.38	0.34	0.44	0.73	0.805	0.61	0.39	0.33	0.41
13	11:00 μμ	0.43	0.38	0.37	0.37	0.33	0.42	0.71	0.69	0.57	0.35	0.31	0.38
13	12:00 πμ	0.38	0.34	0.32	0.34	0.3	0.38	0.7	0.67	0.5	0.32	0.28	0.34
14	1:00 πμ	0.35	0.3	0.29	0.29	0.24	0.34	0.64	0.65	0.46	0.3	0.25	0.31
14	2:00 πμ	0.34	0.28	0.27	0.26	0.24	0.31	0.57	0.64	0.43	0.29	0.25	0.28
14	3:00 πμ	0.33	0.28	0.27	0.26	0.24	0.32	0.56	0.61	0.41	0.28	0.25	0.28
14	4:00 πμ	0.33	0.27	0.25	0.26	0.23	0.3	0.56	0.58	0.4	0.27	0.24	0.28
14	5:00 πμ	0.33	0.27	0.26	0.25	0.22	0.29	0.53	0.56	0.4	0.27	0.25	0.28

14	6:00 πμ	0.32	0.28	0.27	0.26	0.23	0.29	0.53	0.54	0.41	0.28	0.25	0.3
14	7:00 πμ	0.34	0.32	0.32	0.27	0.22	0.31	0.55	0.55	0.43	0.29	0.3	0.32
14	8:00 πμ	0.36	0.34	0.31	0.27	0.25	0.34	0.57	0.58	0.48	0.3	0.3	0.33
14	9:00 πμ	0.33	0.35	0.28	0.32	0.26	0.38	0.6	0.63	0.51	0.34	0.28	0.32
14	10:00 πμ	0.4	0.39	0.32	0.32	0.3	0.4	0.66	0.67	0.5	0.34	0.32	0.35
14	11:00 πμ	0.4	0.39	0.34	0.33	0.33	0.41	0.71	0.67	0.56	0.4	0.33	0.34
14	12:00 μμ	0.42	0.37	0.34	0.33	0.33	0.4	0.73	0.67	0.61	0.4	0.33	0.32
14	1:00 μμ	0.41	0.36	0.35	0.34	0.35	0.41	0.71	0.69	0.62	0.39	0.35	0.34
14	2:00 μμ	0.38	0.37	0.33	0.33	0.33	0.42	0.7	0.69	0.62	0.41	0.32	0.33
14	3:00 μμ	0.39	0.38	0.35	0.34	0.33	0.44	0.76	0.68	0.64	0.39	0.32	0.34
14	4:00 μμ	0.4	0.37	0.38	0.36	0.31	0.46	0.8	0.7	0.62	0.39	0.34	0.36
14	5:00 μμ	0.42	0.38	0.4	0.36	0.32	0.44	0.78	0.71	0.58	0.38	0.34	0.4
14	6:00 μμ	0.45	0.43	0.41	0.37	0.33	0.44	0.77	0.69	0.56	0.36	0.37	0.43
14	7:00 μμ	0.48	0.48	0.46	0.41	0.34	0.43	0.78	0.71	0.55	0.39	0.36	0.45
14	8:00 μμ	0.47	0.46	0.47	0.41	0.34	0.41	0.76	0.78	0.57	0.43	0.37	0.44
14	9:00 μμ	0.46	0.43	0.43	0.38	0.36	0.44	0.78	0.74	0.58	0.41	0.38	0.42
14	10:00 μμ	0.45	0.42	0.41	0.36	0.35	0.47	0.77	0.59	0.56	0.4	0.36	0.4
14	11:00 μμ	0.42	0.37	0.36	0.39	0.31	0.44	0.75	0.65	0.53	0.36	0.32	0.36
14	12:00 πμ	0.39	0.33	0.32	0.37	0.29	0.39	0.71	0.69	0.49	0.32	0.3	0.32
15	1:00 πμ	0.36	0.3	0.28	0.34	0.25	0.35	0.66	0.66	0.44	0.3	0.27	0.3
15	2:00 πμ	0.33	0.27	0.26	0.31	0.24	0.33	0.61	0.67	0.42	0.28	0.25	0.28
15	3:00 πμ	0.32	0.27	0.26	0.29	0.24	0.32	0.58	0.65	0.39	0.28	0.25	0.28
15	4:00 πμ	0.31	0.27	0.25	0.29	0.23	0.31	0.54	0.64	0.37	0.27	0.26	0.28
15	5:00 πμ	0.32	0.27	0.25	0.28	0.22	0.3	0.54	0.62	0.37	0.26	0.25	0.28
15	6:00 πμ	0.32	0.28	0.26	0.28	0.24	0.3	0.53	0.6	0.38	0.22	0.26	0.29
15	7:00 πμ	0.31	0.31	0.31	0.32	0.25	0.31	0.53	0.59	0.4	0.25	0.3	0.33
15	8:00 πμ	0.31	0.34	0.33	0.35	0.28	0.34	0.58	0.63	0.41	0.28	0.3	0.31
15	9:00 πμ	0.31	0.36	0.31	0.37	0.31	0.4	0.61	0.62	0.47	0.35	0.27	0.28
15	10:00 πμ	0.31	0.36	0.32	0.37	0.33	0.42	0.65	0.67	0.5	0.35	0.27	0.34
15	11:00 πμ	0.36	0.35	0.33	0.41	0.33	0.45	0.67	0.7	0.57	0.37	0.28	0.34
15	12:00 μμ	0.4	0.33	0.3	0.41	0.33	0.45	0.73	0.7	0.57	0.4	0.3	0.33
15	1:00 μμ	0.42	0.33	0.3	0.42	0.32	0.46	0.72	0.7	0.57	0.39	0.32	0.32
15	2:00 μμ	0.46	0.34	0.29	0.41	0.33	0.46	0.76	0.7	0.56	0.4	0.32	0.32
15	3:00 μμ	0.48	0.34	0.3	0.42	0.35	0.48	0.75	0.71	0.6	0.41	0.31	0.33
15	4:00 μμ	0.47	0.36	0.33	0.41	0.37	0.5	0.75	0.72	0.62	0.4	0.32	0.35
15	5:00 μμ	0.45	0.37	0.32	0.39	0.31	0.47	0.75	0.7	0.58	0.39	0.32	0.37
15	6:00 μμ	0.48	0.38	0.33	0.35	0.3	0.45	0.74	0.68	0.57	0.37	0.35	0.42
15	7:00 μμ	0.47	0.43	0.38	0.37	0.31	0.45	0.75	0.71	0.57	0.39	0.37	0.4
15	8:00 μμ	0.45	0.45	0.43	0.42	0.32	0.44	0.75	0.83	0.6	0.43	0.37	0.37
15	9:00 μμ	0.45	0.44	0.42	0.49	0.32	0.48	0.75	0.79	0.61	0.41	0.37	0.35
15	10:00 μμ	0.46	0.43	0.4	0.5	0.41	0.47	0.75	0.79	0.57	0.37	0.33	0.39
15	11:00 μμ	0.43	0.39	0.36	0.46	0.34	0.44	0.73	0.76	0.54	0.34	0.3	0.38
15	12:00 πμ	0.37	0.33	0.32	0.38	0.3	0.4	0.69	0.74	0.51	0.31	0.28	0.34
16	1:00 πμ	0.33	0.3	0.28	0.34	0.26	0.37	0.66	0.71	0.47	0.28	0.27	0.31

16	2:00 πμ	0.31	0.27	0.26	0.33	0.27	0.34	0.61	0.69	0.44	0.27	0.25	0.29
16	3:00 πμ	0.29	0.27	0.26	0.31	0.27	0.34	0.58	0.65	0.42	0.27	0.25	0.28
16	4:00 πμ	0.29	0.26	0.26	0.29	0.25	0.33	0.55	0.62	0.4	0.26	0.24	0.28
16	5:00 πμ	0.28	0.27	0.26	0.28	0.25	0.32	0.53	0.61	0.39	0.26	0.25	0.28
16	6:00 πμ	0.3	0.28	0.27	0.29	0.27	0.3	0.52	0.58	0.39	0.26	0.26	0.28
16	7:00 πμ	0.33	0.31	0.31	0.31	0.26	0.32	0.51	0.55	0.4	0.31	0.28	0.3
16	8:00 πμ	0.36	0.33	0.33	0.33	0.28	0.37	0.57	0.58	0.41	0.33	0.27	0.3
16	9:00 πμ	0.37	0.37	0.32	0.36	0.32	0.42	0.59	0.6	0.44	0.34	0.25	0.29
16	10:00 πμ	0.4	0.38	0.36	0.38	0.31	0.45	0.64	0.67	0.46	0.33	0.31	0.34
16	11:00 πμ	0.38	0.37	0.36	0.4	0.33	0.48	0.7	0.7	0.49	0.37	0.31	0.34
16	12:00 μμ	0.4	0.37	0.35	0.39	0.35	0.48	0.69	0.69	0.53	0.38	0.31	0.33
16	1:00 μμ	0.39	0.33	0.35	0.39	0.34	0.46	0.72	0.68	0.54	0.39	0.3	0.35
16	2:00 μμ	0.39	0.32	0.36	0.34	0.34	0.47	0.74	0.7	0.56	0.39	0.3	0.37
16	3:00 μμ	0.36	0.33	0.36	0.34	0.37	0.51	0.74	0.72	0.57	0.4	0.33	0.36
16	4:00 μμ	0.38	0.33	0.35	0.34	0.37	0.54	0.76	0.7	0.6	0.38	0.32	0.37
16	5:00 μμ	0.39	0.35	0.35	0.31	0.35	0.53	0.78	0.68	0.59	0.37	0.34	0.37
16	6:00 μμ	0.47	0.37	0.36	0.31	0.33	0.5	0.74	0.7	0.52	0.37	0.37	0.42
16	7:00 μμ	0.46	0.42	0.44	0.31	0.3	0.49	0.76	0.7	0.5	0.4	0.39	0.42
16	8:00 μμ	0.46	0.43	0.45	0.37	0.32	0.49	0.72	0.84	0.55	0.42	0.37	0.44
16	9:00 μμ	0.43	0.45	0.46	0.4	0.37	0.49	0.72	0.77	0.55	0.39	0.37	0.42
16	10:00 μμ	0.42	0.43	0.45	0.39	0.35	0.51	0.73	0.74	0.53	0.36	0.33	0.39
16	11:00 μμ	0.4	0.38	0.41	0.34	0.32	0.48	0.71	0.71	0.51	0.34	0.3	0.36
16	12:00 πμ	0.34	0.35	0.34	0.31	0.29	0.44	0.69	0.69	0.47	0.31	0.28	0.33
17	1:00 πμ	0.29	0.32	0.29	0.28	0.25	0.41	0.64	0.69	0.43	0.28	0.26	0.3
17	2:00 πμ	0.28	0.29	0.27	0.26	0.24	0.38	0.6	0.66	0.39	0.27	0.24	0.29
17	3:00 πμ	0.28	0.29	0.27	0.24	0.24	0.37	0.56	0.6	0.37	0.27	0.25	0.29
17	4:00 πμ	0.28	0.28	0.26	0.25	0.23	0.35	0.54	0.58	0.36	0.26	0.25	0.28
17	5:00 πμ	0.27	0.29	0.26	0.26	0.23	0.35	0.53	0.55	0.35	0.26	0.25	0.28
17	6:00 πμ	0.28	0.3	0.27	0.26	0.24	0.35	0.52	0.53	0.34	0.26	0.26	0.29
17	7:00 πμ	0.32	0.32	0.31	0.26	0.24	0.35	0.52	0.54	0.35	0.31	0.28	0.31
17	8:00 πμ	0.33	0.36	0.33	0.27	0.26	0.39	0.58	0.58	0.39	0.32	0.29	0.31
17	9:00 πμ	0.34	0.36	0.31	0.33	0.29	0.43	0.64	0.63	0.43	0.34	0.28	0.27
17	10:00 πμ	0.41	0.37	0.35	0.34	0.3	0.45	0.69	0.7	0.49	0.32	0.31	0.34
17	11:00 πμ	0.4	0.37	0.36	0.36	0.32	0.5	0.71	0.68	0.53	0.39	0.3	0.35
17	12:00 μμ	0.41	0.34	0.35	0.35	0.33	0.47	0.74	0.68	0.58	0.4	0.32	0.34
17	1:00 μμ	0.38	0.33	0.32	0.34	0.34	0.48	0.74	0.69	0.61	0.4	0.33	0.34
17	2:00 μμ	0.39	0.3	0.28	0.32	0.35	0.49	0.76	0.72	0.59	0.39	0.32	0.35
17	3:00 μμ	0.38	0.33	0.3	0.34	0.35	0.48	0.75	0.72	0.61	0.38	0.32	0.35
17	4:00 μμ	0.42	0.36	0.34	0.33	0.33	0.49	0.76	0.71	0.6	0.37	0.31	0.35
17	5:00 μμ	0.43	0.41	0.36	0.29	0.32	0.48	0.76	0.69	0.61	0.37	0.34	0.35
17	6:00 μμ	0.42	0.45	0.38	0.29	0.32	0.5	0.76	0.69	0.57	0.36	0.4	0.42
17	7:00 μμ	0.44	0.48	0.4	0.3	0.33	0.48	0.75	0.7	0.59	0.42	0.41	0.43
17	8:00 μμ	0.43	0.51	0.44	0.35	0.33	0.48	0.71	0.7	0.6	0.43	0.39	0.4
17	9:00 μμ	0.44	0.51	0.45	0.38	0.38	0.5	0.71	0.82	0.6	0.41	0.38	0.39

17	10:00 μμ	0.45	0.49	0.45	0.36	0.39	0.51	0.7	0.74	0.6	0.37	0.36	0.38
17	11:00 μμ	0.4	0.46	0.4	0.31	0.35	0.48	0.68	0.7	0.56	0.33	0.33	0.37
17	12:00 πμ	0.35	0.38	0.34	0.29	0.31	0.45	0.67	0.69	0.51	0.31	0.31	0.32
18	1:00 πμ	0.31	0.34	0.3	0.26	0.28	0.42	0.64	0.66	0.48	0.29	0.28	0.29
18	2:00 πμ	0.28	0.32	0.29	0.25	0.26	0.4	0.58	0.62	0.45	0.27	0.27	0.28
18	3:00 πμ	0.28	0.31	0.28	0.24	0.26	0.39	0.56	0.58	0.43	0.27	0.26	0.28
18	4:00 πμ	0.27	0.29	0.28	0.24	0.25	0.37	0.54	0.55	0.41	0.26	0.26	0.27
18	5:00 πμ	0.27	0.3	0.27	0.23	0.25	0.36	0.53	0.53	0.41	0.26	0.26	0.27
18	6:00 πμ	0.28	0.31	0.27	0.23	0.26	0.35	0.52	0.54	0.42	0.27	0.26	0.28
18	7:00 πμ	0.32	0.33	0.28	0.25	0.28	0.35	0.53	0.51	0.45	0.31	0.28	0.32
18	8:00 πμ	0.33	0.32	0.32	0.29	0.29	0.38	0.55	0.55	0.47	0.32	0.31	0.32
18	9:00 πμ	0.36	0.34	0.29	0.31	0.33	0.42	0.59	0.62	0.51	0.35	0.3	0.3
18	10:00 πμ	0.38	0.42	0.34	0.31	0.34	0.45	0.61	0.67	0.51	0.35	0.34	0.32
18	11:00 πμ	0.38	0.44	0.34	0.35	0.35	0.51	0.64	0.69	0.56	0.39	0.34	0.28
18	12:00 μμ	0.35	0.47	0.32	0.32	0.35	0.52	0.67	0.68	0.61	0.39	0.35	0.28
18	1:00 μμ	0.37	0.45	0.33	0.33	0.35	0.51	0.68	0.68	0.64	0.38	0.33	0.29
18	2:00 μμ	0.34	0.4	0.32	0.33	0.36	0.51	0.67	0.7	0.65	0.39	0.33	0.31
18	3:00 μμ	0.32	0.4	0.34	0.32	0.37	0.5	0.68	0.68	0.62	0.38	0.33	0.31
18	4:00 μμ	0.36	0.39	0.33	0.3	0.34	0.49	0.7	0.68	0.63	0.39	0.33	0.32
18	5:00 μμ	0.37	0.41	0.33	0.29	0.33	0.47	0.69	0.68	0.59	0.38	0.34	0.33
18	6:00 μμ	0.44	0.41	0.37	0.29	0.33	0.47	0.67	0.65	0.58	0.37	0.39	0.39
18	7:00 μμ	0.46	0.47	0.43	0.27	0.32	0.47	0.66	0.66	0.61	0.42	0.41	0.39
18	8:00 μμ	0.44	0.48	0.45	0.33	0.34	0.46	0.67	0.68	0.63	0.43	0.4	0.39
18	9:00 μμ	0.43	0.47	0.44	0.39	0.4	0.48	0.7	0.82	0.62	0.42	0.36	0.37
18	10:00 μμ	0.4	0.45	0.43	0.36	0.37	0.48	0.65	0.72	0.59	0.38	0.36	0.35
18	11:00 μμ	0.38	0.42	0.37	0.32	0.34	0.46	0.63	0.7	0.58	0.35	0.32	0.33
18	12:00 πμ	0.33	0.36	0.32	0.28	0.3	0.43	0.6	0.67	0.54	0.31	0.29	0.29
19	1:00 πμ	0.3	0.34	0.29	0.26	0.27	0.39	0.57	0.65	0.5	0.29	0.27	0.27
19	2:00 πμ	0.27	0.31	0.28	0.25	0.25	0.36	0.52	0.6	0.48	0.27	0.26	0.26
19	3:00 πμ	0.26	0.31	0.27	0.24	0.25	0.35	0.49	0.57	0.46	0.27	0.26	0.26
19	4:00 πμ	0.26	0.3	0.26	0.24	0.25	0.34	0.47	0.54	0.44	0.26	0.26	0.26
19	5:00 πμ	0.25	0.3	0.26	0.23	0.24	0.34	0.46	0.51	0.44	0.27	0.26	0.27
19	6:00 πμ	0.28	0.31	0.26	0.24	0.25	0.33	0.45	0.51	0.44	0.27	0.26	0.28
19	7:00 πμ	0.31	0.32	0.27	0.26	0.27	0.35	0.45	0.5	0.47	0.3	0.26	0.3
19	8:00 πμ	0.31	0.35	0.29	0.26	0.28	0.37	0.49	0.53	0.48	0.31	0.3	0.28
19	9:00 πμ	0.33	0.35	0.28	0.31	0.3	0.4	0.56	0.59	0.54	0.34	0.29	0.26
19	10:00 πμ	0.36	0.39	0.32	0.3	0.31	0.42	0.59	0.65	0.54	0.35	0.33	0.32
19	11:00 πμ	0.34	0.4	0.33	0.32	0.37	0.44	0.68	0.67	0.62	0.38	0.35	0.31
19	12:00 μμ	0.32	0.37	0.31	0.32	0.36	0.45	0.67	0.71	0.65	0.38	0.36	0.31
19	1:00 μμ	0.31	0.36	0.3	0.3	0.34	0.44	0.67	0.7	0.62	0.39	0.34	0.31
19	2:00 μμ	0.35	0.34	0.31	0.32	0.35	0.45	0.65	0.7	0.62	0.4	0.34	0.31
19	3:00 μμ	0.36	0.33	0.32	0.31	0.36	0.44	0.66	0.71	0.61	0.4	0.34	0.31
19	4:00 μμ	0.38	0.32	0.33	0.3	0.35	0.44	0.67	0.72	0.6	0.38	0.34	0.34
19	5:00 μμ	0.39	0.32	0.32	0.28	0.34	0.42	0.68	0.67	0.58	0.34	0.34	0.34

19	6:00 μμ	0.44	0.36	0.34	0.27	0.34	0.41	0.68	0.64	0.57	0.34	0.39	0.38
19	7:00 μμ	0.46	0.42	0.4	0.28	0.34	0.43	0.67	0.66	0.58	0.38	0.42	0.37
19	8:00 μμ	0.45	0.42	0.42	0.32	0.35	0.44	0.67	0.83	0.6	0.42	0.4	0.38
19	9:00 μμ	0.44	0.43	0.42	0.35	0.39	0.46	0.67	0.78	0.61	0.41	0.39	0.37
19	10:00 μμ	0.41	0.42	0.41	0.36	0.38	0.46	0.69	0.75	0.57	0.38	0.36	0.36
19	11:00 μμ	0.39	0.39	0.36	0.33	0.35	0.42	0.68	0.7	0.55	0.34	0.34	0.33
19	12:00 πμ	0.34	0.34	0.3	0.28	0.3	0.39	0.67	0.69	0.51	0.31	0.29	0.3
20	1:00 πμ	0.3	0.29	0.25	0.25	0.27	0.35	0.63	0.66	0.47	0.28	0.27	0.27
20	2:00 πμ	0.28	0.26	0.24	0.24	0.25	0.34	0.58	0.61	0.39	0.27	0.25	0.27
20	3:00 πμ	0.27	0.25	0.24	0.24	0.25	0.32	0.54	0.59	0.39	0.26	0.25	0.26
20	4:00 πμ	0.27	0.25	0.23	0.23	0.25	0.31	0.52	0.55	0.37	0.26	0.25	0.26
20	5:00 πμ	0.27	0.25	0.23	0.23	0.24	0.3	0.52	0.53	0.36	0.26	0.25	0.26
20	6:00 πμ	0.28	0.27	0.25	0.23	0.24	0.3	0.51	0.54	0.36	0.26	0.25	0.27
20	7:00 πμ	0.32	0.28	0.29	0.25	0.25	0.32	0.53	0.51	0.4	0.31	0.28	0.29
20	8:00 πμ	0.34	0.31	0.3	0.26	0.26	0.35	0.57	0.57	0.46	0.33	0.29	0.3
20	9:00 πμ	0.34	0.35	0.29	0.26	0.3	0.4	0.62	0.63	0.53	0.35	0.27	0.29
20	10:00 πμ	0.39	0.35	0.31	0.27	0.31	0.41	0.66	0.67	0.53	0.33	0.32	0.31
20	11:00 πμ	0.4	0.32	0.26	0.3	0.35	0.45	0.71	0.69	0.6	0.38	0.33	0.32
20	12:00 μμ	0.35	0.33	0.17	0.31	0.37	0.45	0.73	0.71	0.65	0.38	0.31	0.31
20	1:00 μμ	0.31	0.31	0.28	0.3	0.37	0.44	0.74	0.75	0.63	0.36	0.3	0.33
20	2:00 μμ	0.3	0.32	0.28	0.3	0.38	0.45	0.75	0.74	0.63	0.36	0.31	0.3
20	3:00 μμ	0.32	0.34	0.3	0.29	0.37	0.45	0.77	0.72	0.63	0.38	0.33	0.31
20	4:00 μμ	0.34	0.36	0.34	0.28	0.36	0.46	0.81	0.72	0.65	0.38	0.34	0.32
20	5:00 μμ	0.36	0.38	0.32	0.29	0.33	0.44	0.79	0.7	0.61	0.37	0.35	0.36
20	6:00 μμ	0.42	0.39	0.35	0.31	0.33	0.44	0.77	0.68	0.6	0.35	0.37	0.4
20	7:00 μμ	0.46	0.45	0.43	0.33	0.37	0.44	0.76	0.69	0.62	0.37	0.36	0.38
20	8:00 μμ	0.46	0.45	0.43	0.35	0.39	0.43	0.75	0.84	0.66	0.41	0.36	0.39
20	9:00 μμ	0.46	0.46	0.44	0.38	0.43	0.47	0.74	0.79	0.65	0.4	0.38	0.38
20	10:00 μμ	0.43	0.42	0.42	0.35	0.4	0.47	0.74	0.74	0.62	0.38	0.36	0.36
20	11:00 μμ	0.38	0.36	0.36	0.35	0.37	0.43	0.71	0.74	0.6	0.33	0.33	0.36
20	12:00 πμ	0.35	0.32	0.3	0.29	0.34	0.39	0.69	0.71	0.55	0.31	0.29	0.31
21	1:00 πμ	0.32	0.28	0.27	0.25	0.27	0.36	0.65	0.69	0.51	0.28	0.26	0.28
21	2:00 πμ	0.3	0.27	0.25	0.23	0.24	0.33	0.62	0.64	0.47	0.27	0.25	0.27
21	3:00 πμ	0.3	0.26	0.25	0.24	0.25	0.32	0.57	0.59	0.46	0.27	0.25	0.27
21	4:00 πμ	0.3	0.25	0.24	0.24	0.23	0.31	0.56	0.58	0.43	0.26	0.24	0.26
21	5:00 πμ	0.29	0.25	0.24	0.23	0.23	0.3	0.55	0.54	0.42	0.26	0.24	0.26
21	6:00 πμ	0.3	0.27	0.25	0.24	0.23	0.31	0.53	0.53	0.42	0.26	0.25	0.27
21	7:00 πμ	0.31	0.3	0.27	0.27	0.27	0.33	0.54	0.54	0.45	0.29	0.27	0.3
21	8:00 πμ	0.3	0.32	0.28	0.28	0.3	0.35	0.58	0.59	0.47	0.3	0.29	0.3
21	9:00 πμ	0.32	0.33	0.27	0.29	0.32	0.39	0.62	0.63	0.51	0.32	0.26	0.28
21	10:00 πμ	0.35	0.33	0.29	0.29	0.31	0.4	0.67	0.67	0.51	0.31	0.32	0.32
21	11:00 πμ	0.34	0.35	0.3	0.32	0.35	0.44	0.76	0.72	0.57	0.37	0.33	0.3
21	12:00 μμ	0.36	0.33	0.28	0.33	0.37	0.46	0.77	0.72	0.57	0.4	0.32	0.33
21	1:00 μμ	0.35	0.33	0.3	0.34	0.39	0.48	0.74	0.7	0.6	0.4	0.32	0.31

21	2:00 μμ	0.33	0.34	0.28	0.32	0.38	0.48	0.72	0.7	0.58	0.39	0.35	0.31
21	3:00 μμ	0.33	0.34	0.28	0.35	0.36	0.48	0.78	0.7	0.59	0.38	0.34	0.31
21	4:00 μμ	0.36	0.35	0.28	0.35	0.34	0.47	0.78	0.77	0.59	0.41	0.36	0.33
21	5:00 μμ	0.36	0.33	0.29	0.32	0.33	0.45	0.75	0.77	0.55	0.36	0.37	0.38
21	6:00 μμ	0.42	0.36	0.34	0.3	0.32	0.45	0.71	0.77	0.52	0.35	0.41	0.41
21	7:00 μμ	0.48	0.44	0.4	0.33	0.32	0.46	0.72	0.71	0.53	0.41	0.39	0.38
21	8:00 μμ	0.47	0.44	0.42	0.37	0.35	0.45	0.73	0.84	0.56	0.4	0.41	0.38
21	9:00 μμ	0.44	0.45	0.4	0.37	0.36	0.47	0.74	0.79	0.53	0.38	0.39	0.38
21	10:00 μμ	0.41	0.41	0.37	0.37	0.36	0.49	0.75	0.77	0.48	0.36	0.39	0.35
21	11:00 μμ	0.39	0.38	0.33	0.34	0.32	0.45	0.73	0.76	0.45	0.34	0.36	0.34
21	12:00 πμ	0.35	0.33	0.29	0.31	0.3	0.41	0.72	0.74	0.41	0.3	0.31	0.31
22	1:00 πμ	0.33	0.31	0.26	0.26	0.26	0.36	0.67	0.71	0.37	0.29	0.28	0.29
22	2:00 πμ	0.3	0.28	0.24	0.25	0.25	0.33	0.62	0.67	0.35	0.27	0.27	0.27
22	3:00 πμ	0.3	0.29	0.24	0.24	0.25	0.32	0.58	0.64	0.33	0.27	0.26	0.28
22	4:00 πμ	0.29	0.28	0.23	0.23	0.24	0.3	0.56	0.61	0.32	0.26	0.26	0.27
22	5:00 πμ	0.28	0.29	0.23	0.23	0.25	0.3	0.55	0.6	0.31	0.26	0.26	0.27
22	6:00 πμ	0.29	0.3	0.24	0.23	0.26	0.3	0.53	0.57	0.32	0.26	0.28	0.27
22	7:00 πμ	0.31	0.32	0.27	0.24	0.26	0.33	0.53	0.57	0.34	0.28	0.3	0.3
22	8:00 πμ	0.33	0.32	0.29	0.27	0.3	0.34	0.58	0.59	0.33	0.31	0.31	0.29
22	9:00 πμ	0.31	0.35	0.29	0.3	0.32	0.43	0.63	0.62	0.37	0.3	0.3	0.27
22	10:00 πμ	0.34	0.36	0.33	0.3	0.31	0.44	0.6	0.67	0.42	0.34	0.34	0.31
22	11:00 πμ	0.38	0.36	0.32	0.35	0.33	0.47	0.68	0.7	0.43	0.39	0.35	0.33
22	12:00 μμ	0.37	0.35	0.33	0.35	0.32	0.49	0.71	0.76	0.48	0.4	0.32	0.33
22	1:00 μμ	0.35	0.33	0.32	0.34	0.33	0.47	0.74	0.78	0.48	0.4	0.31	0.3
22	2:00 μμ	0.35	0.34	0.3	0.35	0.33	0.48	0.77	0.79	0.46	0.38	0.3	0.27
22	3:00 μμ	0.37	0.35	0.3	0.35	0.35	0.5	0.78	0.88	0.46	0.38	0.3	0.29
22	4:00 μμ	0.39	0.35	0.32	0.35	0.34	0.49	0.8	0.79	0.47	0.37	0.34	0.3
22	5:00 μμ	0.38	0.38	0.34	0.34	0.3	0.48	0.78	0.78	0.45	0.34	0.38	0.32
22	6:00 μμ	0.41	0.42	0.34	0.33	0.31	0.49	0.76	0.75	0.44	0.35	0.43	0.38
22	7:00 μμ	0.45	0.46	0.39	0.33	0.36	0.48	0.77	0.74	0.49	0.4	0.43	0.39
22	8:00 μμ	0.48	0.46	0.4	0.34	0.36	0.49	0.77	0.76	0.51	0.42	0.43	0.37
22	9:00 μμ	0.47	0.46	0.41	0.36	0.37	0.49	0.77	0.77	0.51	0.38	0.41	0.35
22	10:00 μμ	0.44	0.43	0.38	0.35	0.35	0.51	0.77	0.8	0.47	0.36	0.4	0.35
22	11:00 μμ	0.4	0.39	0.33	0.32	0.32	0.47	0.77	0.77	0.45	0.34	0.38	0.31
22	12:00 πμ	0.35	0.33	0.28	0.3	0.27	0.43	0.73	0.77	0.41	0.31	0.34	0.29
23	1:00 πμ	0.31	0.29	0.24	0.27	0.24	0.4	0.68	0.72	0.37	0.28	0.3	0.28
23	2:00 πμ	0.29	0.28	0.24	0.25	0.22	0.37	0.66	0.69	0.35	0.27	0.28	0.27
23	3:00 πμ	0.29	0.28	0.25	0.25	0.23	0.34	0.62	0.64	0.34	0.26	0.28	0.27
23	4:00 πμ	0.28	0.27	0.24	0.23	0.22	0.32	0.6	0.62	0.33	0.26	0.27	0.26
23	5:00 πμ	0.28	0.28	0.24	0.24	0.22	0.31	0.58	0.59	0.33	0.25	0.27	0.26
23	6:00 πμ	0.29	0.3	0.26	0.25	0.22	0.31	0.56	0.58	0.34	0.25	0.28	0.27
23	7:00 πμ	0.33	0.3	0.28	0.26	0.24	0.35	0.57	0.57	0.35	0.3	0.32	0.28
23	8:00 πμ	0.34	0.31	0.3	0.28	0.27	0.37	0.6	0.58	0.37	0.32	0.33	0.28
23	9:00 πμ	0.37	0.31	0.28	0.31	0.29	0.42	0.63	0.61	0.4	0.33	0.3	0.27

23	10:00 πμ	0.39	0.36	0.31	0.28	0.31	0.45	0.65	0.68	0.41	0.32	0.35	0.33
23	11:00 πμ	0.35	0.36	0.3	0.35	0.33	0.49	0.77	0.72	0.45	0.36	0.33	0.33
23	12:00 μμ	0.31	0.36	0.28	0.36	0.34	0.49	0.77	0.75	0.48	0.39	0.31	0.33
23	1:00 μμ	0.33	0.34	0.28	0.36	0.37	0.49	0.78	0.76	0.5	0.38	0.29	0.32
23	2:00 μμ	0.35	0.32	0.28	0.34	0.35	0.49	0.8	0.77	0.49	0.37	0.32	0.33
23	3:00 μμ	0.36	0.32	0.31	0.32	0.35	0.54	0.82	0.76	0.49	0.36	0.33	0.32
23	4:00 μμ	0.41	0.31	0.29	0.32	0.33	0.52	0.81	0.77	0.5	0.34	0.38	0.31
23	5:00 μμ	0.43	0.34	0.29	0.32	0.28	0.51	0.8	0.77	0.48	0.32	0.4	0.33
23	6:00 μμ	0.46	0.38	0.29	0.34	0.29	0.48	0.76	0.72	0.44	0.34	0.45	0.37
23	7:00 μμ	0.49	0.42	0.35	0.35	0.3	0.49	0.76	0.72	0.47	0.4	0.46	0.39
23	8:00 μμ	0.47	0.43	0.41	0.37	0.33	0.52	0.74	0.84	0.52	0.4	0.45	0.39
23	9:00 μμ	0.46	0.43	0.4	0.4	0.38	0.55	0.74	0.79	0.51	0.38	0.42	0.38
23	10:00 μμ	0.45	0.4	0.38	0.39	0.37	0.54	0.74	0.77	0.49	0.35	0.4	0.36
23	11:00 μμ	0.42	0.36	0.35	0.35	0.35	0.51	0.73	0.77	0.45	0.34	0.37	0.32
23	12:00 πμ	0.37	0.32	0.3	0.31	0.29	0.47	0.73	0.76	0.41	0.31	0.34	0.3
24	1:00 πμ	0.32	0.29	0.27	0.28	0.27	0.4	0.69	0.69	0.38	0.28	0.31	0.27
24	2:00 πμ	0.29	0.28	0.24	0.26	0.25	0.39	0.65	0.63	0.36	0.27	0.28	0.27
24	3:00 πμ	0.29	0.28	0.24	0.27	0.26	0.37	0.61	0.62	0.34	0.26	0.27	0.28
24	4:00 πμ	0.28	0.26	0.24	0.25	0.25	0.35	0.59	0.6	0.33	0.26	0.26	0.27
24	5:00 πμ	0.28	0.26	0.24	0.25	0.25	0.35	0.57	0.57	0.32	0.26	0.27	0.28
24	6:00 πμ	0.29	0.29	0.26	0.25	0.24	0.34	0.56	0.56	0.33	0.26	0.27	0.28
24	7:00 πμ	0.31	0.3	0.27	0.28	0.25	0.36	0.58	0.55	0.34	0.3	0.33	0.28
24	8:00 πμ	0.36	0.28	0.28	0.29	0.27	0.4	0.62	0.58	0.38	0.29	0.36	0.29
24	9:00 πμ	0.38	0.27	0.27	0.31	0.28	0.45	0.68	0.64	0.41	0.34	0.33	0.27
24	10:00 πμ	0.42	0.32	0.29	0.3	0.31	0.48	0.7	0.69	0.41	0.32	0.34	0.34
24	11:00 πμ	0.44	0.33	0.28	0.31	0.33	0.54	0.73	0.69	0.49	0.36	0.33	0.35
24	12:00 μμ	0.42	0.33	0.27	0.32	0.34	0.53	0.76	0.69	0.5	0.38	0.33	0.37
24	1:00 μμ	0.39	0.32	0.28	0.32	0.36	0.55	0.77	0.7	0.52	0.4	0.34	0.35
24	2:00 μμ	0.41	0.29	0.27	0.33	0.38	0.57	0.78	0.75	0.52	0.38	0.33	0.36
24	3:00 μμ	0.42	0.31	0.3	0.33	0.38	0.57	0.81	0.72	0.51	0.37	0.34	0.34
24	4:00 μμ	0.43	0.35	0.31	0.33	0.36	0.57	0.84	0.74	0.51	0.37	0.39	0.33
24	5:00 μμ	0.42	0.35	0.31	0.32	0.34	0.58	0.83	0.71	0.5	0.33	0.39	0.36
24	6:00 μμ	0.43	0.37	0.31	0.29	0.34	0.56	0.81	0.7	0.48	0.33	0.43	0.4
24	7:00 μμ	0.48	0.44	0.37	0.29	0.35	0.56	0.8	0.7	0.49	0.37	0.45	0.41
24	8:00 μμ	0.48	0.41	0.38	0.33	0.36	0.57	0.77	0.85	0.51	0.39	0.45	0.42
24	9:00 μμ	0.5	0.42	0.38	0.39	0.41	0.57	0.79	0.79	0.49	0.37	0.44	0.39
24	10:00 μμ	0.45	0.42	0.39	0.36	0.38	0.57	0.83	0.71	0.47	0.35	0.39	0.38
24	11:00 μμ	0.39	0.38	0.36	0.32	0.38	0.56	0.8	0.72	0.44	0.32	0.38	0.35
24	12:00 πμ	0.34	0.32	0.32	0.28	0.31	0.52	0.77	0.72	0.42	0.3	0.35	0.32
25	1:00 πμ	0.31	0.29	0.27	0.25	0.28	0.48	0.72	0.67	0.37	0.27	0.32	0.3
25	2:00 πμ	0.29	0.27	0.26	0.25	0.26	0.44	0.65	0.64	0.35	0.26	0.3	0.28
25	3:00 πμ	0.29	0.27	0.25	0.24	0.26	0.41	0.61	0.59	0.34	0.26	0.3	0.28
25	4:00 πμ	0.28	0.26	0.24	0.24	0.26	0.39	0.58	0.57	0.33	0.25	0.28	0.28
25	5:00 πμ	0.27	0.27	0.24	0.24	0.25	0.37	0.59	0.54	0.33	0.25	0.29	0.29

25	6:00 πμ	0.28	0.27	0.24	0.24	0.26	0.37	0.57	0.53	0.33	0.26	0.29	0.3
25	7:00 πμ	0.3	0.28	0.27	0.27	0.27	0.38	0.57	0.54	0.36	0.3	0.31	0.31
25	8:00 πμ	0.32	0.29	0.31	0.29	0.29	0.43	0.64	0.56	0.39	0.31	0.31	0.3
25	9:00 πμ	0.33	0.29	0.31	0.31	0.33	0.47	0.69	0.63	0.45	0.33	0.29	0.31
25	10:00 πμ	0.39	0.33	0.31	0.28	0.35	0.47	0.73	0.69	0.44	0.32	0.36	0.37
25	11:00 πμ	0.37	0.31	0.27	0.31	0.38	0.53	0.76	0.71	0.44	0.36	0.4	0.39
25	12:00 μμ	0.37	0.34	0.31	0.3	0.36	0.55	0.77	0.71	0.49	0.36	0.39	0.37
25	1:00 μμ	0.37	0.35	0.32	0.29	0.36	0.57	0.8	0.7	0.49	0.36	0.37	0.34
25	2:00 μμ	0.36	0.36	0.3	0.29	0.37	0.58	0.81	0.71	0.49	0.35	0.36	0.32
25	3:00 μμ	0.41	0.35	0.3	0.3	0.37	0.59	0.82	0.72	0.48	0.35	0.38	0.32
25	4:00 μμ	0.42	0.36	0.3	0.3	0.35	0.6	0.84	0.74	0.48	0.34	0.38	0.32
25	5:00 μμ	0.41	0.33	0.29	0.3	0.34	0.58	0.83	0.74	0.46	0.33	0.39	0.33
25	6:00 μμ	0.44	0.38	0.3	0.29	0.32	0.55	0.8	0.7	0.44	0.32	0.44	0.37
25	7:00 μμ	0.48	0.42	0.37	0.29	0.36	0.58	0.79	0.74	0.46	0.36	0.43	0.38
25	8:00 μμ	0.48	0.41	0.4	0.31	0.36	0.56	0.75	0.86	0.48	0.37	0.41	0.37
25	9:00 μμ	0.48	0.4	0.39	0.36	0.43	0.55	0.74	0.79	0.48	0.36	0.4	0.35
25	10:00 μμ	0.45	0.38	0.36	0.37	0.4	0.55	0.76	0.74	0.46	0.35	0.39	0.35
25	11:00 μμ	0.4	0.34	0.34	0.32	0.36	0.56	0.77	0.72	0.41	0.31	0.36	0.32
25	12:00 πμ	0.35	0.32	0.31	0.29	0.31	0.54	0.76	0.7	0.38	0.29	0.33	0.3
26	1:00 πμ	0.33	0.28	0.28	0.25	0.28	0.49	0.68	0.67	0.36	0.27	0.3	0.29
26	2:00 πμ	0.31	0.28	0.28	0.23	0.26	0.44	0.64	0.62	0.34	0.26	0.29	0.28
26	3:00 πμ	0.29	0.29	0.26	0.23	0.26	0.42	0.61	0.6	0.33	0.25	0.29	0.28
26	4:00 πμ	0.29	0.27	0.27	0.23	0.25	0.4	0.58	0.58	0.32	0.24	0.28	0.27
26	5:00 πμ	0.29	0.27	0.28	0.23	0.24	0.39	0.57	0.57	0.32	0.25	0.28	0.28
26	6:00 πμ	0.29	0.27	0.26	0.24	0.25	0.38	0.56	0.54	0.32	0.25	0.29	0.28
26	7:00 πμ	0.33	0.27	0.26	0.26	0.26	0.41	0.58	0.55	0.35	0.28	0.29	0.29
26	8:00 πμ	0.34	0.29	0.28	0.27	0.31	0.45	0.63	0.57	0.35	0.31	0.31	0.29
26	9:00 πμ	0.36	0.29	0.29	0.3	0.34	0.51	0.7	0.63	0.4	0.32	0.27	0.27
26	10:00 πμ	0.39	0.34	0.29	0.28	0.36	0.52	0.67	0.67	0.41	0.33	0.32	0.3
26	11:00 πμ	0.4	0.36	0.36	0.32	0.36	0.54	0.77	0.68	0.44	0.38	0.38	0.33
26	12:00 μμ	0.38	0.36	0.35	0.33	0.37	0.58	0.78	0.67	0.45	0.35	0.36	0.33
26	1:00 μμ	0.38	0.33	0.36	0.3	0.38	0.59	0.8	0.7	0.45	0.32	0.37	0.33
26	2:00 μμ	0.39	0.33	0.33	0.32	0.35	0.6	0.82	0.71	0.46	0.33	0.36	0.32
26	3:00 μμ	0.38	0.34	0.31	0.32	0.37	0.61	0.85	0.71	0.47	0.31	0.36	0.31
26	4:00 μμ	0.4	0.33	0.3	0.32	0.38	0.66	0.83	0.71	0.45	0.32	0.33	0.32
26	5:00 μμ	0.4	0.34	0.3	0.3	0.36	0.63	0.76	0.71	0.45	0.34	0.35	0.36
26	6:00 μμ	0.43	0.34	0.28	0.3	0.36	0.59	0.75	0.7	0.44	0.33	0.39	0.41
26	7:00 μμ	0.47	0.39	0.31	0.3	0.35	0.59	0.74	0.68	0.45	0.39	0.41	0.39
26	8:00 μμ	0.45	0.37	0.37	0.32	0.37	0.6	0.75	0.81	0.5	0.41	0.41	0.4
26	9:00 μμ	0.44	0.39	0.41	0.36	0.42	0.58	0.77	0.76	0.48	0.38	0.4	0.4
26	10:00 μμ	0.44	0.38	0.37	0.34	0.4	0.59	0.77	0.72	0.45	0.36	0.38	0.39
26	11:00 μμ	0.4	0.38	0.34	0.3	0.36	0.6	0.75	0.69	0.42	0.33	0.35	0.35
26	12:00 πμ	0.35	0.33	0.31	0.27	0.33	0.55	0.73	0.67	0.38	0.3	0.31	0.33
27	1:00 πμ	0.33	0.28	0.26	0.25	0.29	0.5	0.67	0.64	0.35	0.28	0.29	0.3

27	2:00 πμ	0.3	0.26	0.24	0.24	0.27	0.45	0.64	0.61	0.33	0.27	0.28	0.29
27	3:00 πμ	0.29	0.26	0.25	0.24	0.27	0.43	0.61	0.55	0.33	0.27	0.27	0.28
27	4:00 πμ	0.29	0.26	0.24	0.23	0.26	0.42	0.58	0.53	0.32	0.26	0.27	0.27
27	5:00 πμ	0.29	0.25	0.24	0.23	0.25	0.41	0.57	0.5	0.31	0.26	0.28	0.29
27	6:00 πμ	0.29	0.27	0.24	0.23	0.25	0.41	0.56	0.49	0.32	0.26	0.29	0.3
27	7:00 πμ	0.33	0.27	0.27	0.25	0.27	0.44	0.57	0.47	0.35	0.28	0.33	0.31
27	8:00 πμ	0.33	0.28	0.28	0.25	0.27	0.45	0.62	0.5	0.36	0.33	0.34	0.32
27	9:00 πμ	0.37	0.3	0.29	0.28	0.32	0.48	0.66	0.59	0.41	0.35	0.31	0.3
27	10:00 πμ	0.45	0.37	0.29	0.28	0.35	0.51	0.67	0.63	0.4	0.33	0.35	0.33
27	11:00 πμ	0.43	0.36	0.31	0.31	0.4	0.57	0.72	0.64	0.44	0.36	0.35	0.34
27	12:00 μμ	0.44	0.33	0.3	0.31	0.38	0.55	0.72	0.62	0.46	0.34	0.36	0.31
27	1:00 μμ	0.42	0.32	0.29	0.32	0.38	0.57	0.73	0.64	0.46	0.32	0.35	0.31
27	2:00 μμ	0.4	0.33	0.29	0.31	0.39	0.57	0.74	0.66	0.47	0.34	0.35	0.31
27	3:00 μμ	0.42	0.31	0.3	0.32	0.39	0.58	0.76	0.67	0.47	0.38	0.36	0.32
27	4:00 μμ	0.44	0.29	0.3	0.31	0.38	0.59	0.77	0.69	0.45	0.38	0.39	0.34
27	5:00 μμ	0.48	0.28	0.27	0.3	0.36	0.58	0.73	0.69	0.46	0.37	0.42	0.36
27	6:00 μμ	0.5	0.32	0.28	0.31	0.36	0.57	0.72	0.66	0.43	0.34	0.44	0.41
27	7:00 μμ	0.52	0.36	0.3	0.31	0.39	0.56	0.73	0.66	0.46	0.39	0.45	0.41
27	8:00 μμ	0.52	0.37	0.33	0.33	0.39	0.56	0.71	0.8	0.49	0.36	0.44	0.4
27	9:00 μμ	0.52	0.37	0.36	0.38	0.4	0.54	0.71	0.76	0.49	0.34	0.41	0.39
27	10:00 μμ	0.51	0.36	0.35	0.36	0.39	0.55	0.72	0.74	0.46	0.33	0.4	0.38
27	11:00 μμ	0.45	0.33	0.32	0.31	0.37	0.54	0.66	0.71	0.43	0.3	0.37	0.35
27	12:00 πμ	0.41	0.29	0.29	0.28	0.32	0.53	0.62	0.68	0.38	0.27	0.33	0.32
28	1:00 πμ	0.37	0.27	0.26	0.25	0.3	0.47	0.55	0.65	0.35	0.23	0.3	0.3
28	2:00 πμ	0.33	0.25	0.24	0.23	0.27	0.42	0.53	0.6	0.33	0.22	0.28	0.28
28	3:00 πμ	0.33	0.25	0.24	0.23	0.27	0.39	0.51	0.56	0.33	0.22	0.28	0.28
28	4:00 πμ	0.32	0.25	0.23	0.22	0.26	0.38	0.48	0.54	0.32	0.21	0.26	0.28
28	5:00 πμ	0.32	0.25	0.23	0.23	0.25	0.37	0.48	0.5	0.31	0.21	0.23	0.28
28	6:00 πμ	0.33	0.26	0.24	0.24	0.25	0.37	0.47	0.53	0.31	0.22	0.25	0.29
28	7:00 πμ	0.35	0.28	0.27	0.25	0.26	0.38	0.49	0.51	0.32	0.23	0.28	0.31
28	8:00 πμ	0.36	0.3	0.27	0.27	0.31	0.41	0.52	0.54	0.36	0.31	0.29	0.31
28	9:00 πμ	0.38	0.29	0.31	0.29	0.34	0.49	0.56	0.63	0.4	0.35	0.3	0.29
28	10:00 πμ	0.4	0.32	0.29	0.3	0.34	0.53	0.58	0.68	0.39	0.35	0.36	0.33
28	11:00 πμ	0.43	0.33	0.32	0.33	0.36	0.56	0.64	0.75	0.44	0.37	0.36	0.36
28	12:00 μμ	0.44	0.31	0.3	0.32	0.37	0.59	0.65	0.71	0.46	0.36	0.35	0.36
28	1:00 μμ	0.39	0.32	0.3	0.31	0.36	0.61	0.64	0.72	0.49	0.37	0.34	0.36
28	2:00 μμ	0.39	0.32	0.29	0.29	0.37	0.62	0.64	0.71	0.49	0.41	0.35	0.34
28	3:00 μμ	0.39	0.31	0.32	0.34	0.37	0.58	0.67	0.68	0.49	0.42	0.36	0.34
28	4:00 μμ	0.43	0.33	0.3	0.33	0.34	0.61	0.67	0.74	0.48	0.39	0.36	0.35
28	5:00 μμ	0.46	0.33	0.28	0.32	0.32	0.6	0.68	0.76	0.45	0.37	0.38	0.35
28	6:00 μμ	0.52	0.33	0.29	0.3	0.35	0.59	0.64	0.83	0.44	0.35	0.43	0.4
28	7:00 μμ	0.55	0.4	0.3	0.3	0.37	0.57	0.62	0.75	0.45	0.36	0.43	0.41
28	8:00 μμ	0.56	0.37	0.36	0.34	0.35	0.58	0.61	0.75	0.49	0.41	0.44	0.42
28	9:00 μμ	0.53	0.38	0.38	0.38	0.39	0.62	0.64	0.77	0.49	0.38	0.44	0.41

28	10:00 μμ	0.5	0.36	0.36	0.36	0.39	0.62	0.66	0.74	0.47	0.38	0.43	0.39
28	11:00 μμ	0.46	0.32	0.31	0.33	0.36	0.61	0.62	0.74	0.42	0.36	0.38	0.36
28	12:00 πμ	0.41	0.28	0.28	0.29	0.32	0.56	0.59	0.7	0.38	0.32	0.33	0.32
29	1:00 πμ	0.39	-	0.25	0.26	0.28	0.5	0.53	0.66	0.34	0.29	0.3	0.29
29	2:00 πμ	0.35	-	0.23	0.25	0.25	0.46	0.52	0.62	0.33	0.27	0.28	0.28
29	3:00 πμ	0.34	-	0.24	0.24	0.25	0.43	0.49	0.59	0.33	0.27	0.28	0.28
29	4:00 πμ	0.33	-	0.24	0.24	0.25	0.41	0.47	0.55	0.31	0.26	0.27	0.27
29	5:00 πμ	0.32	-	0.23	0.23	0.24	0.41	0.45	0.53	0.31	0.26	0.27	0.27
29	6:00 πμ	0.33	-	0.24	0.24	0.26	0.4	0.46	0.5	0.32	0.27	0.29	0.29
29	7:00 πμ	0.34	-	0.29	0.24	0.29	0.42	0.45	0.49	0.35	0.3	0.32	0.31
29	8:00 πμ	0.37	-	0.29	0.26	0.3	0.45	0.51	0.53	0.36	0.31	0.32	0.3
29	9:00 πμ	0.39	-	0.31	0.29	0.33	0.52	0.57	0.59	0.4	0.31	0.31	0.29
29	10:00 πμ	0.45	-	0.29	0.31	0.32	0.57	0.6	0.65	0.4	0.35	0.36	0.34
29	11:00 πμ	0.47	-	0.31	0.36	0.34	0.57	0.69	0.69	0.45	0.34	0.34	0.34
29	12:00 μμ	0.52	-	0.29	0.36	0.36	0.59	0.68	0.72	0.44	0.35	0.34	0.35
29	1:00 μμ	0.5	-	0.28	0.36	0.37	0.61	0.67	0.84	0.46	0.35	0.34	0.33
29	2:00 μμ	0.5	-	0.28	0.34	0.37	0.63	0.7	0.76	0.47	0.35	0.34	0.31
29	3:00 μμ	0.45	-	0.29	0.34	0.37	0.64	0.74	0.77	0.5	0.34	0.34	0.36
29	4:00 μμ	0.47	-	0.29	0.34	0.37	0.67	0.72	0.72	0.5	0.28	0.38	0.38
29	5:00 μμ	0.47	-	0.3	0.33	0.35	0.63	0.69	0.71	0.5	0.28	0.4	0.38
29	6:00 μμ	0.49	-	0.3	0.31	0.34	0.6	0.66	0.72	0.49	0.33	0.44	0.43
29	7:00 μμ	0.52	-	0.31	0.32	0.36	0.63	0.68	0.74	0.51	0.32	0.46	0.46
29	8:00 μμ	0.51	-	0.38	0.36	0.37	0.61	0.69	0.75	0.52	0.32	0.48	0.45
29	9:00 μμ	0.52	-	0.39	0.4	0.4	0.61	0.72	0.77	0.51	0.31	0.46	0.46
29	10:00 μμ	0.51	-	0.36	0.38	0.39	0.61	0.68	0.75	0.47	0.29	0.44	0.43
29	11:00 μμ	0.48	-	0.31	0.33	0.36	0.6	0.65	0.77	0.43	0.27	0.4	0.4
29	12:00 πμ	0.42	-	0.29	0.3	0.32	0.57	0.62	0.7	0.41	0.24	0.33	0.35
30	1:00 πμ	0.38	-	0.25	0.26	0.28	0.52	0.58	0.66	0.37	0.22	0.31	0.31
30	2:00 πμ	0.35	-	0.23	0.25	0.26	0.49	0.54	0.64	0.35	0.22	0.29	0.3
30	3:00 πμ	0.34	-	0.24	0.25	0.26	0.46	0.51	0.59	0.34	0.21	0.28	0.29
30	4:00 πμ	0.33	-	0.22	0.24	0.26	0.44	0.49	0.57	0.33	0.21	0.28	0.29
30	5:00 πμ	0.32	-	0.22	0.24	0.25	0.43	0.48	0.55	0.32	0.22	0.28	0.3
30	6:00 πμ	0.34	-	0.22	0.24	0.25	0.42	0.47	0.53	0.33	0.24	0.29	0.3
30	7:00 πμ	0.38	-	0.26	0.24	0.27	0.44	0.47	0.5	0.35	0.25	0.33	0.31
30	8:00 πμ	0.4	-	0.27	0.26	0.27	0.47	0.54	0.51	0.36	0.28	0.35	0.31
30	9:00 πμ	0.37	-	0.29	0.27	0.33	0.54	0.59	0.57	0.39	0.29	0.32	0.3
30	10:00 πμ	0.42	-	0.28	0.3	0.32	0.59	0.6	0.61	0.39	0.28	0.36	0.36
30	11:00 πμ	0.39	-	0.32	0.32	0.36	0.64	0.68	0.66	0.46	0.26	0.35	0.39
30	12:00 μμ	0.39	-	0.31	0.35	0.37	0.64	0.74	0.69	0.47	0.29	0.35	0.39
30	1:00 μμ	0.42	-	0.3	0.35	0.35	0.64	0.74	0.71	0.48	0.31	0.35	0.38
30	2:00 μμ	0.44	-	0.29	0.35	0.37	0.61	0.75	0.7	0.5	0.32	0.33	0.37
30	3:00 μμ	0.44	-	0.3	0.36	0.38	0.7	0.75	0.7	0.47	0.32	0.36	0.35
30	4:00 μμ	0.5	-	0.3	0.34	0.37	0.73	0.74	0.7	0.44	0.32	0.39	0.37
30	5:00 μμ	0.48	-	0.29	0.29	0.33	0.71	0.72	0.69	0.41	0.31	0.39	0.36

30	6:00 μμ	0.49	-	0.29	0.28	0.36	0.69	0.7	0.68	0.43	0.34	0.45	0.41
30	7:00 μμ	0.51	-	0.29	0.29	0.36	0.71	0.66	0.69	0.45	0.36	0.45	0.44
30	8:00 μμ	0.52	-	0.33	0.33	0.37	0.7	0.69	0.74	0.51	0.37	0.46	0.44
30	9:00 μμ	0.52	-	0.37	0.34	0.39	0.69	0.73	0.8	0.48	0.35	0.43	0.43
30	10:00 μμ	0.48	-	0.36	0.32	0.4	0.7	0.73	0.72	0.46	0.32	0.4	0.41
30	11:00 μμ	0.43	-	0.32	0.32	0.35	0.69	0.71	0.71	0.44	0.29	0.37	0.36
30	12:00 πμ	0.39	-	0.28	0.29	0.3	0.67	0.69	0.66	0.4	0.26	0.34	0.34
31	1:00 πμ	0.35	-	0.24	-	0.27	-	0.63	0.63	-	0.23	-	0.31
31	2:00 πμ	0.33	-	0.24	-	0.25	-	0.59	0.6	-	0.25	-	0.3
31	3:00 πμ	0.31	-	0.23	-	0.26	-	0.55	0.53	-	0.24	-	0.3
31	4:00 πμ	0.3	-	0.23	-	0.25	-	0.53	0.5	-	0.24	-	0.29
31	5:00 πμ	0.3	-	0.23	-	0.24	-	0.52	0.48	-	0.24	-	0.29
31	6:00 πμ	0.32	-	0.24	-	0.24	-	0.51	0.46	-	0.25	-	0.29
31	7:00 πμ	0.35	-	0.27	-	0.27	-	0.51	0.48	-	0.28	-	0.29
31	8:00 πμ	0.36	-	0.27	-	0.3	-	0.59	0.49	-	0.29	-	0.29
31	9:00 πμ	0.38	-	0.31	-	0.32	-	0.66	0.59	-	0.29	-	0.3
31	10:00 πμ	0.38	-	0.32	-	0.34	-	0.65	0.62	-	0.34	-	0.35
31	11:00 πμ	0.38	-	0.35	-	0.36	-	0.69	0.62	-	0.34	-	0.38
31	12:00 μμ	0.37	-	0.35	-	0.36	-	0.73	0.63	-	0.34	-	0.37
31	1:00 μμ	0.36	-	0.35	-	0.36	-	0.77	0.66	-	0.34	-	0.37
31	2:00 μμ	0.35	-	0.32	-	0.38	-	0.77	0.69	-	0.32	-	0.41
31	3:00 μμ	0.34	-	0.32	-	0.38	-	0.79	0.68	-	0.33	-	0.4
31	4:00 μμ	0.38	-	0.33	-	0.38	-	0.8	0.67	-	0.33	-	0.41
31	5:00 μμ	0.43	-	0.34	-	0.36	-	0.79	0.68	-	0.34	-	0.41
31	6:00 μμ	0.47	-	0.33	-	0.36	-	0.76	0.68	-	0.37	-	0.46
31	7:00 μμ	0.48	-	0.34	-	0.37	-	0.73	0.66	-	0.4	-	0.47
31	8:00 μμ	0.48	-	0.38	-	0.38	-	0.76	0.65	-	0.38	-	0.47
31	9:00 μμ	0.49	-	0.41	-	0.4	-	0.77	0.71	-	0.32	-	0.48
31	10:00 μμ	0.47	-	0.38	-	0.4	-	0.78	0.77	-	0.32	-	0.42
31	11:00 μμ	0.42	-	0.35	-	0.36	-	0.75	0.69	-	0.29	-	0.38
31	12:00 πμ	0.39	-	0.29	-	0.32	-	0.61	0.7	-	0.27	-	0.36

Παράρτημα ΙΙΙ. Υπολογισμός Παραγωγής Ανεμογεννητριών Αναφοράς

Για τον υπολογισμό των συναρτήσεων που περιγράφουν την καμπύλη παραγωγής των ανεμογεννητριών θεωρήθηκαν 26 σημεία από τις καμπύλες ισχύος εξόδου το κατασκευαστή. Στη συνέχεια με δοκιμές προσδιορίστηκε ο τύπος της συνάρτησης που περιγράφει καλύτερα την καμπύλη καθώς και τα σημεία καμπής, όπου ο χρειάζεται να αλλάξει ο τύπος συνάρτησης περιγραφής. Στη συνέχεια ακολούθησε ανάλυση παλινδρόμησης με ελαχιστοποίηση των σφαλμάτων/αποκλίσεων από τις καταγεγραμμένες τιμές της καμπύλης ισχύος εξόδου προκειμένου να προσδιοριστούν οι συντελεστές των συναρτήσεων περιγραφής.

ΙΙΙ(Α) Συναρτήσεις Περιγραφής Καμπύλης Ισχύος

Η ισχύς εξόδου των ανεμογεννητριών συναρτήσει της ταχύτητας ανέμου περιγράφεται στις ακόλουθες μαθηματικές εκφράσεις. Συγκεκριμένα για την ανεμογεννήτρια DW54(250kW) προκύπτει:

$$Pout_{ws} = \begin{cases} 0 & 0 \le ws < 2.5 \\ c_1/\left(1 + a_1 \cdot e^{-b_1 \cdot ws}\right) & 2.5 \le ws \le 4.9 \\ A \cdot \sin\left(B \cdot (ws - h)\right) + k & 4.9 < ws < 7 \\ c_2/\left(1 + a_2 \cdot e^{-b_2 \cdot ws}\right) & 7 \le ws < 8.8 \\ 250 & 8.8 \le ws \end{cases} \qquad (I.1)$$

Όπου,

ws , η ταχύτητα ανέμου [m/s]

a_1, b_1, c_1 και a_2, b_2, c_2 οι συντελεστές λογιστικής συνάρτησης

A, B, h και k οι συντελεστές ημιτονοειδούς συνάρτησης

Ενώ για την ανεμογεννήτρια DW54(500kW) προκύπτει:

$$Pout_{ws} = \begin{cases} 0 & 0 \le ws < 2.5 \\ c_1/\left(1 + a_1 \cdot e^{-b_1 \cdot ws}\right) & 2.5 \le ws < 7 \\ A \cdot ws^2 + B \cdot ws + C & 7 \le ws < 9.1 \\ c_2/\left(1 + a_2 \cdot e^{-b_2 \cdot ws}\right) & 9.1 \le ws < 10 \\ 500 & 10 \le ws \end{cases} \qquad (I.2)$$

Όπου,

ws , η ταχύτητα ανέμου [m/s]

a_1, b_1, c_1 και a_2, b_2, c_2 οι συντελεστές λογιστικής συνάρτησης

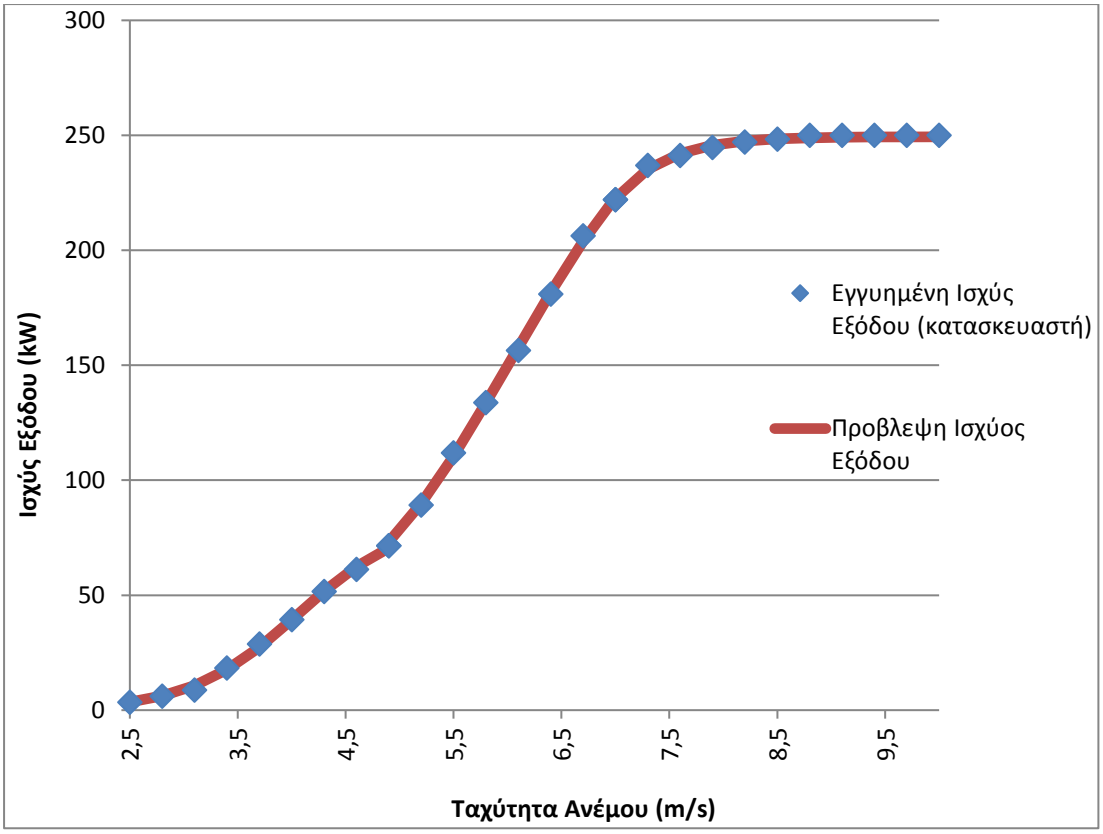
A, B και C οι συντελεστές πολυωνυμικής συνάρτησης

III(Β) Ανάλυση Παλινδρόμησης

Πίνακας III.1 Αποτελέσματα υπολογισμού Ισχύος εξόδου με ανάλυσης παλινδρόμησης για την Α/Γ DW54(250kW)[9]

DW54 250kW	Ονομαστική ταχύτητα ανέμου [m/s]		8.8	m/s
Ταχύτητα Ανέμου [m/s]	Ισχύς Εξόδου	Υπολογισμός Ισχύος εξόδου (πρόβλεψη)	Σφάλμα	Τετραγωνικό Σφάλμα
2.5	3.470	3.526767596	-0.056768	0.003223
2.8	6.080	6.220870049	-0.140870	0.019844
3.1	8.740	10.69777342	-1.957773	3.832877
3.4	18.350	17.66042867	0.689571	0.475509
3.7	28.840	27.4467504	1.393250	1.941144
4	39.330	39.41089312	-0.080893	0.006544
4.3	51.570	51.77481558	-0.204816	0.041949
4.6	61.180	62.51976551	-1.339766	1.794972
4.9	71.520	70.53961005	0.980390	0.961164
4.9	71.520	73.17668503	-1.656685	2.744605
5.2	89.160	89.87721319	-0.717213	0.514395
5.5	111.890	110.4303359	1.459664	2.130619
5.8	133.740	133.5697627	0.170237	0.028981
6.1	156.470	157.8698592	-1.399859	1.959606
6.4	180.940	181.8334813	-0.893481	0.798309
6.7	206.290	203.9842156	2.305784	5.316642
7	222.030	222.9573417	-0.927342	0.859963
7	222.030	222.5671565	-0.537157	0.288537
7.3	236.890	235.2148186	1.675181	2.806233
7.6	241.260	242.0886129	-0.828613	0.686599
7.9	244.760	245.6759107	-0.915911	0.838892
8.2	247.100	247.5084619	-0.408462	0.166841
8.5	248.350	248.4343921	-0.084392	0.007122
8.8	250.000	248.8996412	1.100359	1.210790
8.8	250.000	250.000	0	0
9.1	250.000	250.000	0	0
9.4	250.000	250.000	0	0
9.7	250.000	250.000	0	0
10	250.000	250.000	0	0

[9] Με καφέ απεικονίζονται τα αποτελέσματα πρόβλεψης ισχύος εξόδου για λογιστική ανάλυση παλινδρόμησης, με μωβ για ημιτονοειδή, με κίτρινο για γραμμική ενώ με πράσινο απεικονίζεται η ονομαστική ισχύς εξόδου.



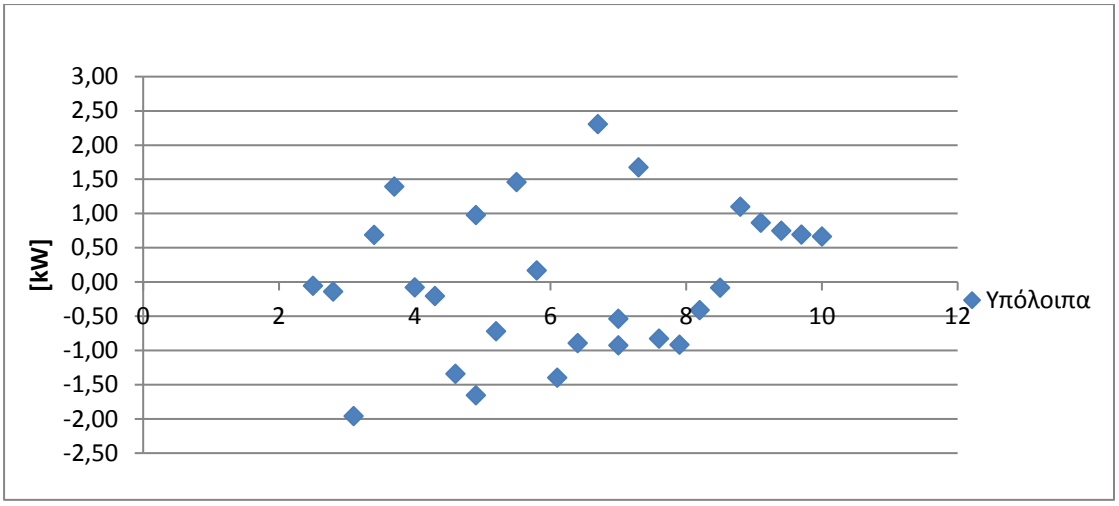
Σχήμα III.1 Διάγραμμα πρόβλεψης ισχύος εξόδου συναρτήσει την ταχύτητας ανέμου για την Α/Γ DW54(250kW).

Πίνακας III.2 Ελαχιστοποιημένα Αθροίσματα τετραγωνικών σφαλμάτων ανάλυσης παλινδρόμησης για την Α/Γ DW54(250kW).

Άθροισμα Τετραγωνικών τιμών Σφαλμάτων	31.66983249
Άθροισμα Τετραγωνικών Σφαλμάτων Παλινδρόμησης 1	9.077226
Άθροισμα Τετραγωνικών Σφαλμάτων Παλινδρόμησης 2	11.608513
Άθροισμα Τετραγωνικών Σφαλμάτων Παλινδρόμησης 3	6.864977

Πίνακας III.3 Τα υπόλοιπα και η τυπική απόκλιση από τις τιμές ισχύος εξόδου των προδιαγραφών της Α/Γ DW54(250kW).

Μέγιστο Υπόλοιπο	**2.305784**
Ελάχιστο Υπόλοιπο	**-1.957773**
Τυπική Απόκλιση [kW]	**1.082813**



Σχήμα III.2 Υπόλοιπα/αποκλίσεις πρόβλεψης εξόδου ισχύος από τις εγγυημένες από την κατασκευάστρια εταιρία τιμές για την Α/Γ DW54(250kW).

Πίνακας III.4 Αποτελέσματα συντελεστών συναρτήσεων περιγραφής καμπύλης ισχύος εξόδου για την Α/Γ DW54(250kW).

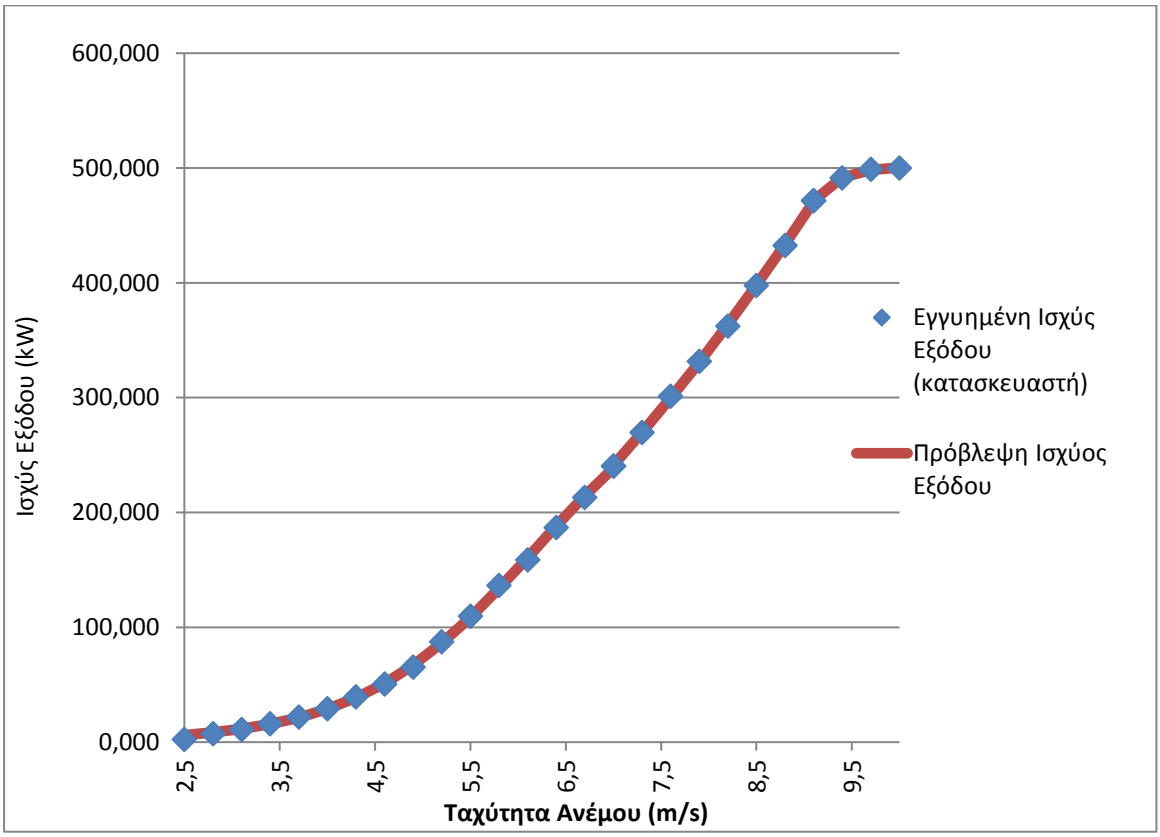
DW54 250kW					
Παλινδρόμηση 1		**Παλινδρόμηση 2**		**Παλινδρόμηση 3**	
Λογιστική Παλινδρόμηση		**Ημιτονοειδής Παλινδρόμηση**		**Λογιστική Παλινδρόμηση**	
Για Ταχ. ανέμου:2.5 – 4.9 [m/s]		Για Ταχ. ανέμου:4.9 – 7 [m/s]		Για Ταχ. ανέμου:7 – 8.8 [m/s]	
Συντελεστές		***Συντελεστές***		***Συντελεστές***	
a_1	**3416.782**	A	**98.131**	a_2	**1293058.89**
b_1 ·	**2.006**	B	**47.528**	b_2	**2.31**
c_1	**83.520**	h	**-1.542**	c_2	**249.37**
		k	**152.409**		

Πίνακας III.5 Αποτελέσματα υπολογισμού Ισχύος εξόδου με ανάλυσης παλινδρόμησης για την Α/Γ DW54(500kW)[10]

DW54 500kW	**Ονομαστική ταχύτητα ανέμου [m/s]**		**10.0**	**m/s**
Ταχύτητα Ανέμου [m/s]	**Ισχύς Εξόδου**	**Υπολογισμός Ισχύος εξόδου (πρόβλεψη)**	**Σφάλμα**	**Τετραγωνικό Σφάλμα**
2.5	2.460	6.106518307	-3.64652	13.29709576
2.8	7.380	8.393019415	-1.01302	1.026208336
3.1	11.060	11.50597105	-0.44597	0.198890182
3.4	16.040	15.71841641	0.32158	0.103416008
3.7	22.030	21.37206538	0.65793	0.432877959
4	29.250	28.87691956	0.37308	0.139189018
4.3	39.400	38.69485981	0.70514	0.497222681
4.6	50.610	51.29655865	-0.68656	0.471362786

[10] Με καφέ απεικονίζονται τα αποτελέσματα πρόβλεψης ισχύος εξόδου για λογιστική ανάλυση παλινδρόμησης, με μωβ για ημιτονοειδή, με κίτρινο για γραμμική ενώ με πράσινο απεικονίζεται η ονομαστική ισχύς εξόδου.

4.9	65.500	67.0818306	-1.58183	2.502188061
5.2	87.430	86.26212872	1.16787	1.363923338
5.5	109.710	108.7240834	0.98592	0.97203161
5.8	136.480	133.9210002	2.55900	6.548479786
6.1	158.870	160.8569894	-1.98699	3.94812679
6.4	187.050	188.2094951	-1.15950	1.344428876
6.7	213.050	214.5730312	-1.52303	2.319624133
7	240.550	238.7360679	1.81393	3.290349769
7	240.550	241.3562511	-0.80625	0.650040809
7.3	269.700	269.7297808	-0.02978	0.000886897
7.6	301.120	299.5682838	1.55172	2.407823126
7.9	331.680	330.8717601	0.80824	0.653251765
8.2	362.270	363.6402096	-1.37021	1.877474404
8.5	397.780	397.8736324	-0.09363	0.008767032
8.8	432.570	433.5720285	-1.00203	1.004061128
9.1	471.670	470.7353979	0.93460	0.873481171
9.1	471.670	471.6222959	0.04770	0.002275679
9.4	491.310	491.6342424	-0.32424	0.105133103
9.7	499.000	498.2937278	0.70627	0.498820445
10	500.000	500.4287433	-0.42874	0.183820854
10	500	0	0	0



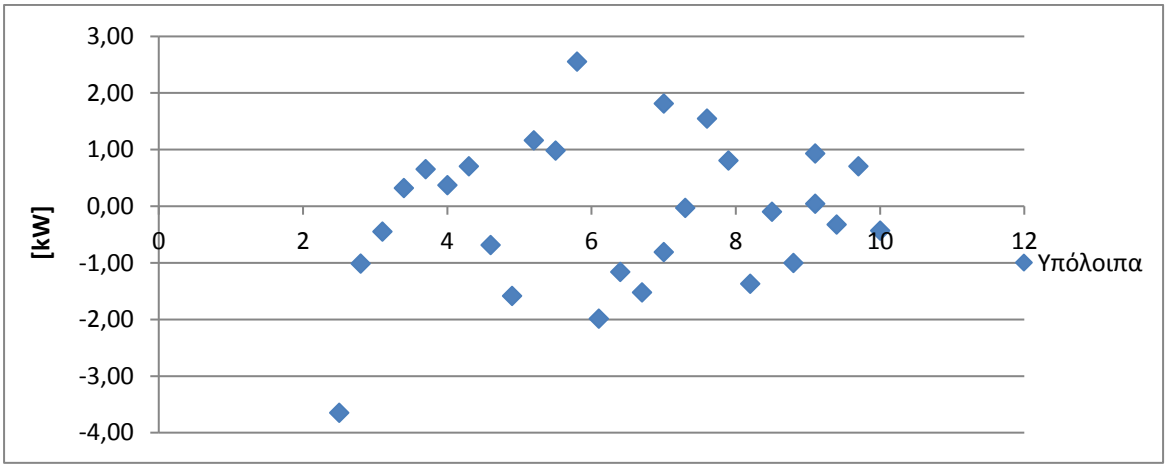
Σχήμα III.3 Διάγραμμα πρόβλεψης ισχύος εξόδου συναρτήσει την ταχύτητας ανέμου για την Α/Γ DW54(500kW).

Πίνακας III.6 Ελαχιστοποιημένα Αθροίσματα τετραγωνικών σφαλμάτων ανάλυσης παλινδρόμησης για την Α/Γ DW54(500kW).

Άθροισμα Τετραγωνικών Σφαλμάτων	46.72125151
Άθροισμα Τετραγωνικών Σφαλμάτων Παλινδρόμησης 1	38.4554151
Άθροισμα Τετραγωνικών Σφαλμάτων Παλινδρόμησης 2	7.475786332
Άθροισμα Τετραγωνικών Σφαλμάτων Παλινδρόμησης 3	0.790050082

Πίνακας III.7 Τα υπόλοιπα και η τυπική απόκλιση από τις τιμές ισχύος εξόδου των προδιαγραφών της Α/Γ DW54(500kW).

Μέγιστο Υπόλοιπο	**2.559000**
Ελάχιστο Υπόλοιπο	**-3.646518**
Τυπική Απόκλιση [kW]	**1.285807**



Σχήμα III.4 Υπόλοιπα/αποκλίσεις πρόβλεψης εξόδου ισχύος από τις εγγυημένες από την κατασκευάστρια εταιρία τιμές για την Α/Γ DW54(500kW).

Πίνακας III.8 Αποτελέσματα συντελεστών συναρτήσεων περιγραφής καμπύλης ισχύος εξόδου για την Α/Γ DW54(500kW).

DW54 500kW					
Παλινδρόμηση 1		**Παλινδρόμηση 2**		**Παλινδρόμηση 3**	
Λογιστική Παλινδρόμηση		**Γραμμική Παλινδρόμηση**		**Λογιστική Παλινδρόμηση**	
Για Ταχ. ανέμου:2.5 – 7 [m/s]		Για Ταχ. ανέμου:7 – 9.1 [m/s]		Για Ταχ. ανέμου:9.1 – 10 [m/s]	
Συντελεστές		***Συντελεστές***		***Συντελεστές***	
a_1	**814.746**	A	**8.139**	a_2	**1.05E+14**
b_1 ·	**1.083**	B	**-21.806**	b_2	**3.85**
c_1	**337.805**	C	**-4.803**	c_2	**501.42**

III(Γ) Αποτελέσματα Παλινδρόμησης και τελική μορφή των συναρτήσεων Περιγραφής Καμπύλης Ισχύος της Α/Γ αναφοράς

Σύμφωνα με τον προσδιορισμό των συντελεστών από την ανάλυση παλινδρόμησης οι συναρτήσεις περιγραφής καμπύλης ισχύος υπολογίστηκαν ως εξής:

Η καμπύλη Ισχύος Εξόδου της Α/Γ DW54(250kW) περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$Pout_{ws} = \begin{cases} 0 & 0 \le ws < 2.5 \\ 83.52/(1 + 3416.782 \cdot e^{-2.006 \cdot ws}) & 2.5 \le ws \le 4.9 \\ 98.131 \cdot \sin\big(47.528 \cdot (ws + 1.542)\big) + 152.409 & 4.9 < ws < 7 \\ 249.37/(1 + 1293058.89 \cdot e^{-2.31 \cdot ws}) & 7 \le ws < 8.8 \\ 250 & 8.8 \le ws \end{cases} \quad (III.3)$$

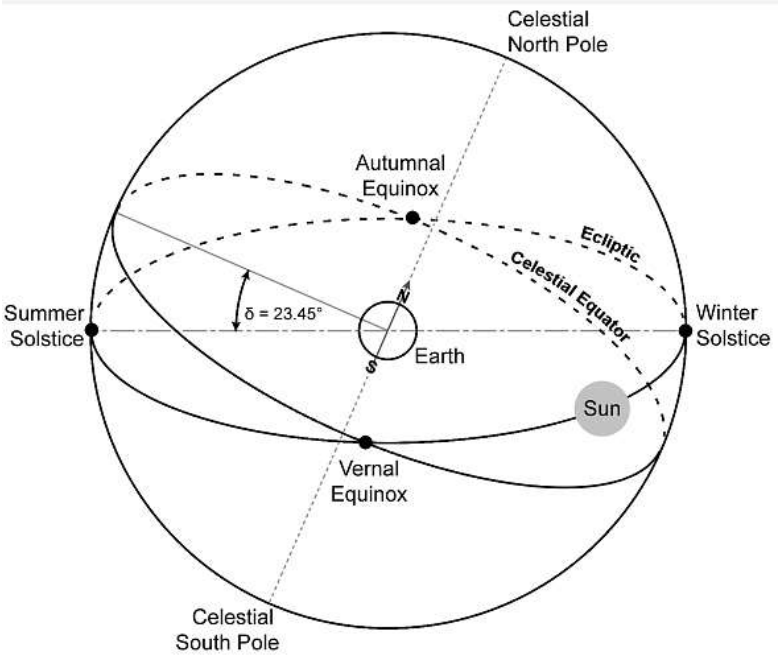
Η καμπύλη Ισχύος Εξόδου της Α/Γ DW54(500kW) περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$Pout_{ws} = \begin{cases} 0 & 0 \le ws < 2.5 \\ 337.805/(1 + 814.746 \cdot e^{-1.083 \cdot ws}) & 2.5 \le ws < 7 \\ 8.139 \cdot ws^2 - 21.806 \cdot ws - 4.803 & 7 \le ws < 9.1 \\ 501.42/(1 + 1.05 \cdot 10^{14} \cdot e^{-3.85 \cdot ws}) & 9.1 \le ws < 10 \\ 500 & 10 \le ws \end{cases} \quad (III.4)$$

Παράρτημα IV. Υπολογισμός Παραγωγής Φωτοβολταϊκών

IV(A) Υπολογισμός προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας σε κεκλιμένο επίπεδο

Γωνία λόξωσης δ: Ένας άλλος τρόπος για να παρατηρήσουμε την κίνηση της Γης γύρω από τον Ήλιο είναι να θεωρήσουμε τη Γη ως ακίνητη και να σχεδιάσουμε την φαινομενική κίνηση του Ήλιου καθ' όλη τη διάρκεια ενός έτους, μια τέτοια άποψη ονομάζεται ουράνια σφαίρα και φαίνεται στο ακόλουθο σχήμα. Σε αυτό το μοντέλο ο Ήλιος κινείται γύρω από την εκλειπτική και ο ισημερινός της Γης προβάλλεται πάνω στην ουράνια σφαίρα ως ουράνιος ισημερινός. Η διακύμανση της κλίσης καθ' όλη τη διάρκεια του έτους φαίνεται σαφώς στο σχήμα, όπου η γωνία λόξωσης, δ είναι η γωνία μεταξύ των γραμμών που ενώνουν το κέντρο της γης με την εκλειπτική και τον ουράνιο ισημερινό.



Σχήμα IV.1 κίνηση ηλιακής σφαίρας στην εκλειπτική και ορισμός γωνίας λόξωσης δ

Η γωνία λόξωσης μπορεί να υπολογιστεί σε μοίρες για κάθε μέρα του χρόνου από την εξίσωση

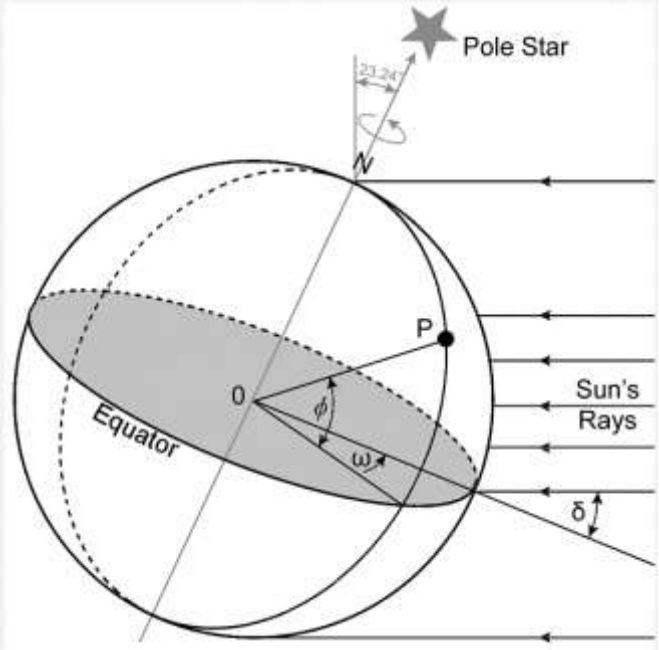
$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left[\frac{360}{365} \cdot (n + 284)\right] \qquad (A\ 1)$$

Όπου:

δ , η γωνία λόξωσης σε μοίρες

n , ο αριθμός της ημέρας του έτους, έτσι ώστε $n = 1$ την 1η Ιανουαρίου.

Η γωνία λόξωσης είναι η ίδια για ολόκληρη τη Γη σε οποιαδήποτε δεδομένη ημέρα. Επειδή η περίοδος της πλήρους περιστροφής της γης γύρω από τον Ήλιο δεν συμπίπτει ακριβώς με το ημερολογιακό έτος, η κλίση ποικίλλει ελαφρά την ίδια μέρα από έτος σε έτος [1].



Σχήμα IV.2 Γωνία λόξωσης δ και η ωρική γωνία ω

Η θέση του Ήλιου στον ουρανό, όπως φαίνεται από οποιοδήποτε σημείο της επιφάνειας της Γης, μπορεί να οριστεί χρησιμοποιώντας μια ποικιλία γωνιών. Η γωνία λόξωσης δ και η ωρική γωνία ω ορίζονται πιο εύκολα παρατηρώντας το σχήμα της Γης (Σχήμα IV.2).

Η ωρική γωνία ω:Η ωρική γωνία ω σε ένα σημείο P στην επιφάνεια της Γης είναι η γωνία μεταξύ του μεσημβρινού που περιέχει το σημείο P και του μεσημβρινού που είναι παράλληλη με τις ακτίνες του Ήλιου. Η ωρική γωνία είναι αρνητική το πρωί, μειώνεται στο μηδέν στο ηλιακό μεσημέρι (όταν Ήλιος βρίσκεται κάθετα το σημείο P) και γίνεται θετική και σταδιακά μεγαλύτερη καθώς προχωράει το απόγευμα. Ουσιαστικά η ωρική γωνία μετατρέπει τον τοπικό ηλιακό χρόνο, LST, σε μοίρες κίνησης του ηλίου στον ουρανό. Εξ ορισμού, η ωρική γωνία είναι 0 ° το ηλιακό μεσημέρι. Δεδομένου ότι η Γη ολοκληρώνει μία περιστροφή κάθε 24 ώρες, η ωρική γωνία θα αλλάζει κατά 15 °(360/15) κάθε ώρα. Με αυτό τον τρόπο κάθε ώρα μακριά από το ηλιακό μεσημέρι θα αντιστοιχεί σε μια γωνιακή κίνηση του ηλίου κατά 15 ° στον ουρανό. Αξίζει να σημειωθεί ότι η ωρική γωνία σε οποιαδήποτε συγκεκριμένη χρονική στιγμή είναι η ίδια για όλα τα σημεία σε κάθε συγκεκριμένο μεσημβρινό (δηλαδή σημεία με το ίδιο γεωγραφικό μήκος).

Η ακόλουθη εξίσωση μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμό της ωρικής γωνίας :

$$\omega = 15^o \cdot (LST - 12) \qquad (A\ 2)$$

Όπου, LST η τοπική ηλιακή ώρα, η οποία μπορεί να υπολογιστεί από την ακόλουθη εξίσωση που χρησιμοποιεί δύο διορθώσεις για να ρυθμίσει την τοπική ώρα (LT):

$$LST = LT + \frac{TC}{60} \qquad (A\ 3)$$

Όπου, LT είναι η τοπική ώρα

TC είναι ένας συντελεστής διόρθωσης χρόνου (σε λεπτά) που υπολογίζει τη μεταβολή της τοπικής ηλιακής ώρας (LST) μέσα σε μια δεδομένη ζώνη ώρας εξαιτίας της διακύμανσης του γεωγραφικού μήκους εντός αυτής της ζώνης ώρας. Ο συντελεστής διόρθωσης TC μπορεί να υπολογιστεί ως εξής:

$$TC = 4\ (LSTM - \lambda) + EoT \qquad (A\ 4)$$

Όπου,

- λ , είναι το γεωγραφικό μήκος της τοποθεσίας
- $LSTM$ (Local Solar Time Meridian), είναι ο μεσημβρινός τοπικής ώρας. Πρόκειται για ένα μεσημβρινός αναφοράς που χρησιμοποιείται για μια συγκεκριμένη ζώνη ώρας ενώ υπολογίζεται ως εξής:

  $$LSTM = 15^o \cdot \Delta T_{GMT} \qquad (A\ 5)$$

  Όπου,ΔT_{GMT}είναι η διαφορά της τοπικής ώρας (LT) από τη μέση ώρα Greenwich (GMT) σε ώρες. (Για την ελληνική ώρα ΔT_{GMT} = 2 για την χειμερινή και ΔT_{GMT} = 3 για την θερινή)

- EoT (Equation of time), είναι η εξίσωση χρόνου (σε λεπτά),η οποία διορθώνει την εκκεντρότητα της τροχιάς και της αξονικής κλίσης της Γης όσον αφορά το χρόνο που ο ήλιος διασχίζει τον μεσημβρινό του παρατηρητή. Η πιο ακριβής εκδοχή αυτής της εξίσωσης είναι η ακόλουθη:

  $$EoT = 229.2\ (0.000075 + 0.001868\cos B - 0.030277\sin B - 0.014615\cos 2B - 0.04089\sin 2B) \qquad (A\ 6)$$

  Όπου B,

  $$B = (n-1) \cdot \frac{360}{365} \qquad (A\ 7)$$

  n , ο αριθμός της ημέρας του έτους, έτσι ώστε $n = 1$ την 1η Ιανουαρίου.

Το Αζιμούθιο ή γωνία γ αζιμούθιου είναι η κατεύθυνση προς την οποία είναι προσανατολισμένη η επιφάνεια. Μηδενική γωνία αζιμούθιου 0° ισοδυναμεί με προσανατολισμό προς το Νότο ενώ θετικές τιμές της γωνίας αναφέρονται σε δυτικούς προσανατολισμούς. Ενδεικτικά γωνία αζιμούθιου -45° αντιστοιχεί σε νοτιοανατολικό προσανατολισμό ενώ γωνία αζιμούθιου 90° αντιστοιχεί σε δυτικό προσανατολισμό.

Η γωνία πρόσπτωσης θ είναι η γωνία μεταξύ των ακτίνων του ηλίου και του κάθετου προς την επιφάνεια διανύσματος (normal to the surface) και υπολογίζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\cos\theta = \sin\delta \cdot \sin\varphi \cdot \cos\beta - \sin\delta \cdot \cos\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\beta \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\varphi \cdot \sin\beta \cdot \cos\gamma \cdot \cos\omega + \cos\delta \cdot \sin\beta \cdot \sin\gamma \cdot \sin\omega \qquad (A\ 8)$$

Όπου,
δ , η γωνία λόξωσης[°]
β , η κλίση της επιφάνειας ως προς το οριζόντιο επίπεδο [°]
γ , το αζιμούθιο της επιφάνειας (γωνία αζιμούθιου)[°]
φ , το γεωγραφικό πλάτος [°]
ω , η ωρική γωνία [°]

Μια γωνία πρόσπτωσης ιδιαίτερης σημασίας είναι η **ζενίθια γωνία $\boldsymbol{\theta_z}$**, η οποία είναι η γωνία που σχηματίζει η κατακόρυφη γραμμή από το έδαφος με τις ακτίνες του ηλίου. Η γωνία ζενίθ είναι 0° όταν ο ήλιος βρίσκεται ακριβώς κάθετα με την επιφάνεια του εδάφους και 90° όταν ο ήλιος βρίσκεται στον ορίζοντα. Η γωνία ζενίθ θ_z υπολογίζεται από την προηγούμενη εξίσωση για κλίση β = 0°:

$$\cos\theta_z = \sin\delta \cdot \sin\varphi + \cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot \cos\omega \qquad (A\ 9)$$

Ηλιακή ακτινοβολία

Για να υπολογιστεί η ηλιακή ακτινοβολία που φθάνει πάνω σε ένα συγκεκριμένο σημείο στην επιφάνεια της Γής πρέπει να υπολογιστεί πρωτίστως η ηλιακή ακτινοβολία που εκπέμπει ο ήλιος. Στους περισσότερους υπολογισμούς η ακτινοβολία αυτή θεωρείται σταθερή όμως η ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στην κορυφή της ατμόσφαιρας της Γής μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια του χρόνου εξαιτίας της μεταβολής της απόστασης μεταξύ Γης και Ήλιου που προκύπτει από την εκκεντρότητα της τροχιάς της Γής. Για να υπολογίσουμε την **κάθετη ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει στην Γή** (perpendicular extraterrestrial normal radiation), $\boldsymbol{G_{on}}$, χρησιμοποιούμε την ακόλουθη εξίσωση:

$$G_{on} = G_{sc} \cdot \left(1 + 0.033 \cdot \cos\frac{360n}{365}\right) \qquad (A\ 10)$$

Όπου,
G_{on}, η ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει στην Γή [kW/m^2]
G_{sc} , η ηλιακή σταθερά [1.367 kW/m^2] που ορίζεται ως η ροή της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει σε μια μοναδιαία επιφάνεια κάθετη στις ακτίνες του ήλιου στο όριο της ατμόσφαιρας.
n , ο αριθμός της ημέρας του έτους, έτσι ώστε $n = 1$ την 1^η Ιανουαρίου (αριθμός μεταξύ 1 και 365).

Για να υπολογίσουμε την **προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο** στην κορυφή της ατμόσφαιρα της Γής $\boldsymbol{G_o}$ χρησιμοποιούμε την ακόλουθη εξίσωση:

$$G_o = G_{on} \cdot \cos\theta_Z \qquad (A\ 11)$$

Όπου,

G_{on}, η ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει κάθετα στην Γή
θ_Z , η ζενίθια γωνία

Στην παρούσα μελέτη που το πρόβλημα του υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας προσεγγίζεται με ωριαίο χρονικό βήμα, προσαρμόζουμε την παραπάνω εξίσωση προκειμένου να υπολογίζει την μέση προσπίπτουσα ακτινοβολία στην κορυφή της ατμόσφαιρα της Γής σε διάρκεια μίας ώρας, $\overline{\boldsymbol{G_o}}$,με την ακόλουθη εξίσωση:

$$\overline{G_o} = \frac{12}{\pi} \cdot G_{on} \cdot \left[\cos\delta \cdot \cos\varphi \cdot (\sin\omega_2 - \sin\omega_1) + \frac{\pi \cdot (\omega_2 - \omega_1)}{180^\circ} \cdot \sin\delta \cdot \sin\varphi \right] \quad (A\ 12)$$

Όπου,
$\overline{G_o}$, η μέση προσπίπτουσα ακτινοβολία στην κορυφή της ατμόσφαιρα της Γής κατά την διάρκεια του χρονικού βήματος (μιας ώρας)
G_{on}, η ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει κάθετα στην Γή
ω_1, η ωρική γωνία ω στην αρχή του χρονικού βήματος
ω_2, η ωρική γωνία ω στο τέλος του χρονικού βήματος

Η παραπάνω εξίσωση δίνει τη μέση ποσότητα ηλιακής ακτινοβολίας που χτυπά μια οριζόντια επιφάνεια στην κορυφή της ατμόσφαιρας σε οποιοδήποτε χρονικό βήμα. Τα ηλιακά δεδομένα εισαγωγής (προϊόντα μετρήσεων/εκτιμήσεων) δίνουν τη μέση ποσότητα ηλιακής ακτινοβολίας που χτυπά μια οριζόντια επιφάνεια στο κάτω μέρος της ατμόσφαιρας (η επιφάνεια της γης) σε κάθε χρονικό βήμα. Ο λόγος της επιφανειακής ακτινοβολίας προς την ακτινοβολία στην κορυφή της ατμόσφαιρα της Γής ονομάζεται **δείκτης αιθριότητας, $\boldsymbol{k_T}$**. Η ακόλουθη εξίσωση ορίζει τον δείκτη αιθριότητας:

$$k_T = \frac{\bar{G}}{\overline{G_o}} \qquad (A\ 13)$$

Όπου,
$\bar{G}$, η μέση προσπίπτουσα ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο στην επιφάνεια της Γης για κάθε χρονικό βήμα (ώρα)
$\overline{G_o}$, η μέση προσπίπτουσα ακτινοβολία στην κορυφή της ατμόσφαιρα της Γής κατά την διάρκεια του χρονικού βήματος (μιας ώρας)

Όσον αφορά την ηλιακή ακτινοβολία στην επιφάνεια της γης, αυτή είναι είτε **ακτινοβολία δέσμης**, είτε **διάχυτη ακτινοβολία**. Η ακτινοβολία δέσμης ορίζεται ως η ηλιακή ακτινοβολία που ταξιδεύει από τον ήλιο στην επιφάνεια της γης χωρίς να διασκορπιστεί από την ατμόσφαιρα. Η ακτινοβολία δέσμης (μερικές φορές αποκαλείται άμεση ακτινοβολία) είναι υπεύθυνη για τη δημιουργία σκίασης από παρεμβαλλόμενα αντικείμενα . Η υπόλοιπη ακτινοβολία είναι διάχυτη ακτινοβολία, η οποία ορίζεται ως ηλιακή ακτινοβολία η κατεύθυνση της οποίας έχει αλλάξει από την ατμόσφαιρα της γης. Η διάχυτη ακτινοβολία προέρχεται από όλα τα μέρη του ουρανού και δεν δημιουργεί σκίαση. Το άθροισμα της δέσμης και της διάχυτης ακτινοβολίας καλείται **παγκόσμια ηλιακή ακτινοβολία ή ολική προσπίπτουσα ακτινοβολία**, μια σχέση που εκφράζεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$\bar{G} = \overline{G_b} + \overline{G_d} \qquad (A\ 14)$$

Όπου,
$\overline{G_b}$, η μέση ακτινοβολία δέσμης κατά την διάρκεια του χρονικού βήματος [kW/m^2]
$\overline{G_d}$, η μέση διάχυτη ακτινοβολία κατά την διάρκεια του χρονικού βήματος [kW/m^2]

Η διάκριση μεταξύ ακτινοβολίας δέσμης και διάχυτης ακτινοβολίας είναι σημαντική κατά τον υπολογισμό της ποσότητας ακτινοβολίας που προσπίπτει σε κεκλιμένη επιφάνεια. Ο προσανατολισμός της επιφάνειας έχει ισχυρότερη επίδραση στην ακτινοβολία δέσμης, η οποία προέρχεται μόνο από ένα μέρος του ουρανού, απ' ότι στην διάχυτη ακτινοβολία που προέρχεται από όλα τα μέρη του ουρανού.
Η ηλιακή ακτινοβολία ή ηλιακή ροή στην επιφάνεια της γης περιγράφεται καλύτερα από τις συνιστώσες που την αποτελούν, οι οποίες είναι ποσοτικές και μετρήσιμες.

- Ολική ακτινοβολία (Global Normal Irradiance, GNI), είναι η συνολική ακτινοβολία σε επίπεδη επιφάνεια κάθετη στην ηλιακή ροή. Αυτή αποτελείται από τρεις συνιστώσες, την άμεση, τη διάχυτη και την ανακλώμενη ακτινοβολία,
- Άμεση ακτινοβολία (Direct Normal Irradiance, DNI), είναι η με σχεδόν παράλληλες ακτίνες δέσμη που έρχεται από το δίσκο του ήλιου σε επίπεδη επιφάνεια κάθετη στην ηλιακή ροή,
- Διάχυτη ακτινοβολία (Diffuse Irradiance, DFI), είναι η ακτινοβολία που προέρχεται από ολόκληρο το θόλο της ατμόσφαιρας λόγω σκέδασης από άτομα, μόρια και αιωρούμενα σωματίδια,
- Ανακλώμενη ακτινοβολία (Reflected Irradiance, RFI), είναι η ακτινοβολία που προέρχεται από ανακλάσεις νεφών, γειτονικών επιφανειών κτιρίων, υψωμάτων ή από το έδαφος,
- Ολική οριζόντια ακτινοβολία (Global Horizontal Irradiance, GHI), είναι η ολική ακτινοβολία σε οριζόντια επίπεδη επιφάνεια,
- Ολική ακτινοβολία σε κεκλιμμένη επιφάνεια (Total-Fixed Irradiance (TFI), ολική ακτινοβολία σε σταθερή, κεκλιμένη επιφάνεια.

Η σχέση μεταξύ των τεσσάρων πρώτων είναι:

GNI = DNI + DFI + RFI

Ωστόσο, στις περισσότερες περιπτώσεις, μετράμε μόνο την οριζόντια ακτινοβολία, όχι τη δέσμη και την διάχυτη ακτινοβολία. Στην παρούσα μελέτη τα δεδομένα εισαγωγής αφορούν την **ολική προσπίπτουσα ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο ανά ώρα**. Στη συνέχεια, για τον ορθό υπολογισμό της προσπίπτουσας ακτινοβολίας στην κεκλιμένη επιφάνεια πρέπει σε κάθε χρονικό βήμα να αναλυθεί η ολική προσπίπτουσα ακτινοβολία σε ακτινοβολία δέσμης και διάχυτη ακτινοβολία. Για το σκοπό αυτό, στην παρούσα μελέτη χρησιμοποιούμε τον συσχετισμό των Erbs et al. (1982), που δίνει το κλάσμα διάχυσης ως συνάρτηση του δείκτη αιθριότητας ως εξής [8]:

$$\frac{\overline{G_d}}{\bar{G}} = \begin{cases} 1.0 - 0.09 \cdot k_T \,|k_T \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604 \cdot k_T + 4.388 \cdot {k_T}^2 - 16.638 \cdot {k_T}^3 + 12.336 \cdot {k_T}^4 |0.22 \leq k_T \leq 0.80 \\ 0.165 \,|k_T > 0.80 \end{cases} \quad (A\ 15)$$

Για κάθε χρονικό βήμα, η μέση οριζόντια ολική ηλιακή ακτινοβολία, ως δεδομένο εισαγωγής μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τον υπολογισμό του δείκτη αιθριότητας και κατόπιν της διάχυτη ακτινοβολίας. Στη συνέχεια μπορούμε να υπολογίσουμε την ακτινοβολία δέσμης αφαιρώντας τη διάχυτη ακτινοβολία από την ολική οριζόντια ακτινοβολία.

Για να υπολογιστεί **η ολική προσπίπτουσα ακτινοβολία που χτυπά την κεκλιμένη επιφάνεια (του φωτοβολταϊκού στοιχείου), $\overline{G_T}$**, στην παρούσα μελέτη χρησιμοποιήθηκε το **μοντέλο HDKR**[6] [9], το οποίο υποθέτει ότι υπάρχουν τρία μέρη τα οποία αποτελούν την διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία: (α) ένα ισότροπο μέρος που προέρχεται εξίσου από όλα τα σημεία του ουρανού, (β) να μέρος που προέρχεται από την κατεύθυνση του ήλιου και (γ) ένα μέρος που προέρχεται από τον ορίζοντα. Πριν από την εφαρμογή αυτού του μοντέλου, πρέπει πρώτα να ορίσουμε άλλους τρεις παράγοντες.

Η ακόλουθη εξίσωση ορίζει το **R_b, το λόγο της ακτινοβολίας δέσμης στην κεκλιμένη επιφάνεια προς την ακτινοβολία δέσμης στην οριζόντια επιφάνεια**:

$$R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_Z} \quad (A\ 16)$$

Ο δείκτης ανισοτροπίας, A_i, είναι ένα μέτρο της ατμοσφαιρικής διαπερατότητας της ακτινοβολίας δέσμης. Αυτός ο παράγοντας χρησιμοποιείται για την εκτίμηση της ποσότητας της περιφερειακής διάχυτης ακτινοβολίας, η οποία ονομάζεται επίσης πρόσθια διάσπαρτη ακτινοβολία. Ο δείκτης ανισοτροπίας δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$A_i = \frac{\overline{G_b}}{\overline{G_o}} \quad (A\ 17)$$

Τέλος, πρέπει να ορίσουμε έναν παράγοντα που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της φωτεινότητας του ορίζοντα ή το γεγονός ότι η διάχυτη ακτινοβολία προέρχεται από τον ορίζοντα παρά από τον υπόλοιπο ουρανό. Ο όρος αυτός σχετίζεται με την **θολερότητα, f,** και δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$f = \sqrt{\frac{\overline{G_b}}{\bar{G}}} \quad (A\ 18)$$

Το μοντέλο HDKR υπολογίζει την ολική προσπίπτουσα ακτινοβολία $\overline{G_T}$ στην κεκλιμένη επιφάνεια (φωτοβολταϊκό στοιχείο) σύμφωνα με την ακόλουθη εξίσωση:

$$\overline{G_T} = (\overline{G_b} + \overline{G_d} \cdot A_i) \cdot R_b + \overline{G_d} \cdot (1 - A_i) \cdot \left(\frac{1 + \cos\beta}{2}\right) \cdot \left[1 + f \cdot \sin^3\left(\frac{\beta}{2}\right)\right] + \overline{G} \cdot \rho_g \cdot \left(\frac{1 - \cos\beta}{2}\right)$$

$$(A\ 19)$$

Όπου,
β, η κλίση της επιφάνειας των φωτοβολταϊκών στοιχείων ως προς το οριζόντιο επίπεδο [°]
ρ_g, η ανακλαστικότητα του εδάφους, η οποία ονομάζεται επίσης albedo [%]. Για την περίπτωση της νήσου Μεγίστης έγινε η παραδοχή για albedo 0.2[11]

IV(B) Υπολογισμός εξόδου ισχύος φωτοβολταϊκού στοιχείου

Η φωτοβολταϊκή απόδοση ισχύος P_{PV} υπολογίζεται από το γινόμενο:

$$P_{PV} = A \cdot \eta_c \cdot \overline{G_T} \cdot PR \qquad (B\ 1)$$

Όπου,
A, η επιφάνεια του φωτοβολταϊκού στοιχείου [m^2]
η_c, η απόδοση ή η αποδοτικότητα του φωτοβολταϊκού στοιχείου [%]
$\overline{G_T}$, η ολική προσπίπτουσα ακτινοβολία στην κεκλιμένη επιφάνεια (φωτοβολταϊκό στοιχείο) ανά μονάδα επιφανείας [kW/m^2]
PR, ο δείκτης απόδοσης, συντελεστής απωλειών (με εύρος μεταξύ 0,5 και 0,9, τυπική τιμή = 0,75)

Η απόδοση ή η αποδοτικότητα του φωτοβολταϊκού στοιχείου, r, υπολογίζεται από τον λόγο της ονομαστικής ισχύος της φωτοβολταϊκής διάταξης, δηλαδή της ισχύος εξόδου υπό πρότυπες δοκιμαστικές συνθήκες ανά μονάδα επιφανείας προς την προσπίπτουσα ακτινοβολία σε πρότυπες δοκιμαστικές συνθήκες[kW/m^2]

$$\eta_c = \frac{Y_{PV}/A}{\overline{G_{T,STC}}} \qquad (B\ 2)$$

Όπου,
Y_{PV} , ονομαστική ισχύς της φωτοβολταϊκής διάταξης, δηλαδή η ισχύς εξόδου υπό πρότυπες δοκιμαστικές συνθήκες [kW]
A , η επιφάνεια του φωτοβολταϊκού στοιχείου [m^2]
$\overline{G_{T,STC}}$, προσπίπτουσα ακτινοβολία ανά μονάδα επιφανείας σε πρότυπες δοκιμαστικές συνθήκες [1 kW/m^2]

***Πρότυπες δοκιμαστικές συνθήκες*:** Οι κατασκευαστές φωτοβολταϊκών υπολογίζουν την ισχύ εξόδου των φωτοβολταϊκών μονάδων τους σε πρότυπες δοκιμαστικές συνθήκες (STC), οι

[11]Η συγκεκριμένη παραδοχή βασίζεται σε επεξεργασία των τιμών αναφοράς για διάφορους τύπους επιφανείας. Ενδεικτικά η επιφάνεια της θάλασσας σύμφωνα με την βιβλιογραφία έχει τιμές ανακλαστικότητας 0.1-1 (με τις μικρότερες τιμές να αντιστοιχούν σε θαλάσσια επιφάνεια με υψηλότερο βάθος), ενώ του στεγνού αργιλικού χώματος 0.15 – 0.35 [10]

οποίες είναι ακτινοβολία 1 kW/m^2, θερμοκρασία κυψελών 25 °C και Ηλιακό φάσμα AM1,5, (Air Mass 1,5). Οι πρότυπες δοκιμαστικές συνθήκες δεν αντικατοπτρίζουν πλήρως τις συνήθεις συνθήκες λειτουργίας, επειδή οι θερμοκρασίες λειτουργίας φωτοβολταϊκών στοιχείων τείνουν να είναι πολύ υψηλότερες ή και χαμηλότερες από τους 25 °C.

Συμβατικά, το μήκος της διαδρομής της ηλιακής ακτινοβολίας μέσα στη γήινη ατμόσφαιρα μέχρι τη στάθμη της θάλασσας, που είναι σε άμεση συνάρτηση με τη θέση του ήλιου, χαρακτηρίζεται από μια κλίμακα «μάζας αέρος» (οπτική αέρια μάζα, Air Mass), που δείχνει πόσες φορές μεγαλύτερη είναι η διαδρομή της ηλιακής ακτινοβολίας στην ατμόσφαιρα σε σύγκριση με την κατακόρυφη διαδρομή της. Η διαβάθμιση AM0 (Air Mass 0) είναι για τις συνθήκες στο διάστημα (έλλειψη ατμόσφαιρας), AM1 είναι για την κατάσταση που η θέση του ήλιου είναι στο ζενίθ που αντιστοιχεί στο ελάχιστο μήκος διαδρομής, AM1,5 είναι οι συνθήκες ακτινοβολίας που η θέση του ήλιου είναι σε 45^0 από το ζενίθ, AM2 με τον ήλιο σε γωνία 60^0 από το ζενίθ κλπ. Όσο μεγαλύτερο είναι το μέγεθος στην κλίμακα AM τόσο μειώνεται η ηλιακή ακτινοβολία.

Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι ο όρος αυτός AM έχει δύο διαφορετικές χρήσεις. Η μία χρήση είναι σχετική με την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας, πχ για AM0 είναι 1.353W/m^2, για AM1,5 είναι 833W/m^2, κλπ. Η άλλη χρήση είναι σχετική με το φάσμα της ηλιακής ακτινοβολίας και τις μετρήσεις απόδοσης των φωτοβολταϊκών. Για αυτό το σκοπό έχει καθορισθεί από την φωτοβολταϊκή κοινότητα το AM1,5 φάσμα για τις σχετικές αποδόσεις των φωτοβολταϊκών στοιχείων για τις επίγειες εφαρμογές.

Ο συντελεστής απωλειών, PR, αποτελείται από ένα μέρος που εκφράζει την επίδραση της θερμοκρασίας στη φωτοβολταϊκή διάταξη, και ένα μέρος που εκφράζει τη μειωμένη απόδοση σε πραγματικές συνθήκες λειτουργίας σε σύγκριση με τις συνθήκες υπό τις οποίες βαθμολογήθηκε το φωτοβολταϊκό πάνελ εξαιτίας της ρύπανσης των πλαισίων, των απωλειών καλωδίων, σκίασης, κάλυψη χιονιού, γήρανση κ.ο.κ. [12]

$$PR = f_{PV} \cdot \left[1 + \alpha_P \cdot \left(T_c - T_{c,STC}\right)\right] \qquad (B\ 3)$$

Όπου,

- f_{PV}, συντελεστής μείωσης απόδοσης σε πραγματικές συνθήκες λειτουργίας (ρύπανσης πλαισίων). Στην παρούσα μελέτη έγινε η παραδοχή μείωσης της απόδοσης κατά 14% εξαιτίας της ρύπανσης της επιφανείας των φωτοβολταϊκών στοιχείων [12] [13]. [%]
- α_P, ο θερμοκρασιακός συντελεστής ισχύος, ο οποίος υποδεικνύει κατά πόσο η ισχύς εξόδου της συστοιχίας ΦΒ εξαρτάται από τη θερμοκρασία της φωτοβολταϊκής διάταξης, δηλαδή τη επιφανειακή θερμοκρασία της φωτοβολταϊκής γεννήτριας. Πρόκειται για ένα αρνητικό αριθμό, επειδή η ισχύς εξόδου μειώνεται με την αύξηση της θερμοκρασίας του στοιχείου. Οι κατασκευαστές φωτοβολταϊκών στοιχείων παρέχουν συνήθως αυτόν τον συντελεστή στα φυλλάδια των προϊόντων τους, συχνά

[12]Στην προκειμένη περίπτωση οι απώλειες καλωδίων δεν συμμετέχουν στον υπολογισμό απωλειών PR, οι οποίες θα συνυπολογιστούν στις ολικές απώλειες του δικτύου διανομής

επισημασμένο είτε ως συντελεστής θερμοκρασίας ισχύος (temperature coefficient of power), είτε ως θερμοκρασιακό συντελεστή ισχύος (power temperature coefficient)ή ως μέγιστο θερμοκρασιακό συντελεστή ισχύος (max. Power temperature coefficient).

- T_c, η θερμοκρασία των φωτοβολταϊκών στοιχείων[°C]
- $T_{c,STC}$η θερμοκρασία των φωτοβολταϊκών στοιχείων υπό πρότυπες δοκιμαστικές συνθήκες [25 °C]

Η θερμοκρασία των φωτοβολταϊκών στοιχείων, T_cσύμφωνα με την εξίσωση ενεργειακής ισορροπίας όπως αυτή έχει εκφραστεί από τους Duffie και Beckman [14] μπορεί να υπολογιστεί από τον παρακάτω τύπο:

$$\tau \cdot \alpha \cdot G_T = \eta_c \cdot G_T + U_L \cdot (T_c - T_a) \qquad (B\ 4)$$

Όπου,
τ, οσυντελεστής ηλιακή διαπερατότητας οποιασδήποτε επιφάνειας κάλυψης πάνω από το φωτοβολταϊκό στοιχείο [%]
α, ο συντελεστής ηλιακής απορρόφηση του φωτοβολταϊκού στοιχείου[%]
G_T, η ολική προσπίπτουσα ακτινοβολία στο φωτοβολταϊκό στοιχείο ανά μονάδα επιφανείας [kW/m^2]
η_c, η απόδοση ηλεκτρικής μετατροπής του φωτοβολταϊκού στοιχείου [%]
U_L, ο συντελεστής μεταφοράς θερμότητας στο περιβάλλον [kW/m^2° C]
T_c, η θερμοκρασία των φωτοβολταϊκών στοιχείων [°C]
T_α, η θερμοκρασία περιβάλλοντος [°C]

Η συγκεκριμένη εξίσωση δηλώνει ότι υπάρχει ισορροπία μεταξύ, αφενός, της ηλιακής ενέργειας που απορροφάται από τη φωτοβολταϊκή γεννήτρια και, αφετέρου, της ηλεκτρικής ισχύος και της μεταφοράς θερμότητας στο περιβάλλον. Μπορούμε να λύσουμε αυτή την εξίσωση ως προς την θερμοκρασία του φωτοβολταϊκού στοιχείου T_c, αποδίδοντας την ως εξής:

$$T_c = T_a + G_T \cdot \left(\frac{\tau \cdot \alpha}{U_L}\right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau \cdot \alpha}\right) \qquad (B\ 5)$$

Είναι δύσκολο να μετρηθεί άμεσα η τιμή του συντελεστή $\left(\frac{\tau \cdot \alpha}{U_L}\right)$, οπότε οι κατασκευαστές αναφέρουν την ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας των φωτοβολταϊκών στοιχείων (NOCT), η οποία ορίζεται ως η θερμοκρασία των στοιχείων που προκύπτει με προσπίπτουσα ακτινοβολία 0,8 kW / m^2, θερμοκρασία 20 ° C, και λειτουργία χωρίς φορτίο (που σημαίνει η_c = 0). Με την αντικατάσταση αυτών των τιμών στην παραπάνω εξίσωση και λύνοντας την ως προς $\left(\frac{\tau \cdot \alpha}{U_L}\right)$ προκύπτει η ακόλουθη εξίσωση:

$$\frac{\tau \cdot \alpha}{U_L} = \frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}} \qquad (B\ 6)$$

Όπου,
$T_{c,NOCT}$, η ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας του φωτοβολταϊκού στοιχείου[°C][13]
$T_{a,NOCT}$, η ονομαστική θερμοκρασία περιβάλλοντος στην οποία επιτυγχάνεται η ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας του φωτοβολταϊκού στοιχείου [20°C]
$G_{T,NOCT}$, η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στην οποία επιτυγχάνεται η ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας του φωτοβολταϊκού στοιχείου [0.8 kW/m^2]

Αν υποθέσουμε ότι ο όρος $\left(\frac{\tau \cdot \alpha}{U_L}\right)$ είναι σταθερός, μπορούμε να υποκαταστήσουμε αυτή την εξίσωση στην εξίσωση θερμοκρασίας ΦΒ στοιχείων για να δώσουμε:

$$T_c = T_a + G_T \cdot \left(\frac{T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{T,NOCT}}\right) \cdot \left(1 - \frac{\eta_c}{\tau \cdot \alpha}\right) \qquad (B\ 7)$$

Οι Duffie και Beckman(1991) [14] προκρίνουν παραδοχή τιμής 0.9 για τον όρο $\tau \cdot \alpha$ και κατ' επέκταση τιμές ηλιακής διαπερατότητας τ και ηλιακής απορρόφησης α που προσεγγίζουν το 0.95 οι οποίες χρησιμοποιήθηκαν στην παρούσα μελέτη.

IV(Γ) Βελτιστοποίηση κλίσης ΦΒ στοιχείων

Η βελτιστοποίηση της κλίσης φωτοβολταϊκών στοιχείων μπορεί να έχει δύο προσεγγίσεις η μια είναι γεωμετρική και η άλλη είναι βελτιστοποίηση της παραγωγής ισχύος η οποία προϋποθέτει την πρόβλεψη του καιρού και επομένως και της ωριαίας νέφωσης. Στην παρούσα μελέτη προκειμένου να προσεγγίσουμε ρεαλιστικά το πρόβλημα της βέλτιστης κλίσης ΦΒ στοιχείων με κίνηση σε ένα άξονα έχει γίνει υπόθεση ότι η ωριαία νέφωση είναι άγνωστη οπότε και η βέλτιστη κλίση θα προσδιορίζεται από τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά της τροχιάς του ηλίου. Επομένως θα επιλέξουμε να βελτιστοποιήσουμε το λόγο της ακτινοβολίας δέσμης στην κεκλιμένη επιφάνεια προς την ακτινοβολία δέσμης στην οριζόντια επιφάνειαR_bυποθέτοντας μηδενική νέφωση.

Σύμφωνα με την εξίσωση $(A\ 16)$, $R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_Z}$, αν υποθέσουμε ότι στην διάρκεια της χρονικής περιόδου T υπάρχουν ηγωνιακές παρατηρήσεις ανά χρονικό διάστημα t τότε η αντικειμενική συνάρτηση μεγιστοποίησης που θα προκύψει μεγιστοποιώντας τον μέσο λόγο της ακτινοβολίας δέσμης στην κεκλιμένη επιφάνεια προς την ακτινοβολία δέσμης στην οριζόντια επιφάνειαR_b για κάθε χρονική περίοδο T,θα είναι η ακόλουθη:

$$R_{b,average_T} = \frac{1}{n} \cdot \sum_t^n R_{b_t} = \frac{1}{n} \cdot \sum_t^n \frac{\cos\theta_1}{\cos\theta_{Z_1}} + \frac{\cos\theta_2}{\cos\theta_{Z_2}} + \cdots \frac{\cos\theta_n}{\cos\theta_{Z_n}} \qquad (\Gamma\ 1)$$

[13] Η ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας φωτοβολταϊκών (PV) είναι η θερμοκρασία επιφάνειας στοιχείου όταν αυτό εκτίθεται σε 0,8 kW / m^2 ηλιακής ακτινοβολίας, θερμοκρασία περιβάλλοντος 20 ° C και ταχύτητα ανέμου 1 m / s. Μερικές φορές ονομάζεται "κανονική θερμοκρασία λειτουργίας στοιχείων" (normal operating cell temperature) και συχνά συντομογραφείται ως NOCT. Οι κατασκευαστές ΦΒ συνήθως αναφέρουν την ονομαστική θερμοκρασία λειτουργίας των ΦΒ στοιχείων στα φυλλάδια προδιαγραφών τους.

Επομένως αν υπάρχει μόνο μία παρατήρηση στην αρχή μια χρονικής περιόδου Τη (Γ 1) εξίσωση μετασχηματίζεται:

$$R_{b,average_T} = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{\cos \theta_T}{\cos \theta_{Z_T}} + \frac{\cos \theta_{T+1}}{\cos \theta_{Z_{T+1}}} \right) \qquad (\Gamma\ 2)$$

Η μεγιστοποίηση του λόγου της ακτινοβολίας δέσμης στην κεκλιμένη επιφάνεια προς την ακτινοβολία δέσμης στο οριζόντιο επίπεδο στα πλαίσια της συγκεκριμένης μελέτης πραγματοποιήθηκε με το μη γραμμικό solver GRG του excel με σύγκλιση της τάξεως 10^{-4} και μέγεθος πληθυσμού 100.

IV(Δ) Δεδομένα Εισαγωγής

ΦΒ στοιχεία: Για τον υπολογισμό της παραγωγής ηλιακής ενέργειας χρησιμοποιήθηκε σαν ΦΒ πλαίσιο αναφοράς το πλαίσιο μονοκρυσταλικού πυριτίουPV-MLU255HC της Mitsubishi του οποίου οι προδιαγραφές δίδονται στο Παράρτημα IV(ΣΤ).

Η διαθέσιμη **παγκόσμια ηλιακή ακτινοβολία ή ολική προσπίπτουσα ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο** και **η θερμοκρασία περιβάλλοντος** ελήφθησαν υπόψη για το τυπικό μετεωρολογικό έτος για το Καστελλόριζο (συντεταγμένες: 29.59 , 36.15 , υψόμετρο:168m) από την βάση δεδομένων Photovoltaic Geographical Information System(PVGIS) European Commission [5]. Το τυπικό μετεωρολογικό έτος ορίστηκε από τα ανά μήνα ωριαία προφίλ ηλιακής ακτινοβολίας της περιόδου 2007-2016 που προσέγγιζαν περισσότερο τη μέση προσπίπτουσα ακτινοβολία για το συγκεκριμένο διάστημα[14]. Συγκεκριμένα τα επιλεγμένα ωριαία προφίλ παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας IV.1 Επιλεγμένα ωριαία προφίλ ηλιακή ακτινοβολίας και θερμοκρασίας

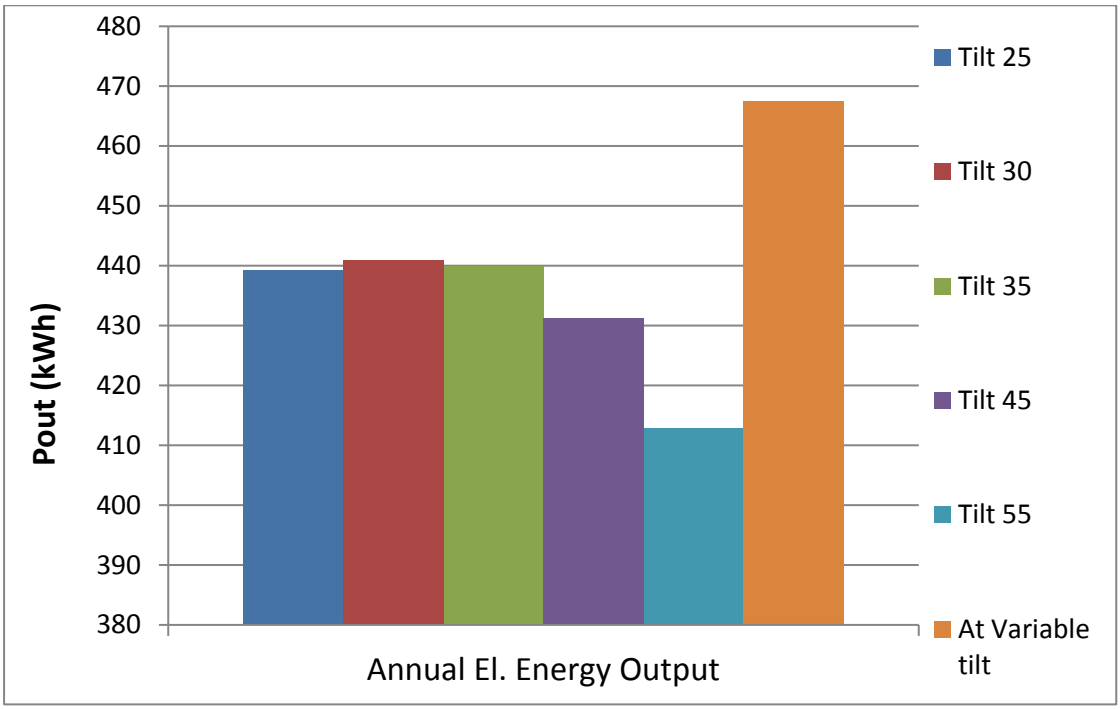
Μήνας	Επιλεγόμενο Έτος
Ιανουάριος	2015
Φεβρουάριος	2015
Μάρτιος	2015
Απρίλιος	2007
Μάιος	2011
Ιούνιος	2013
Ιούλιος	2013
Αύγουστος	2011
Σεπτέμβριος	2013
Οκτώβριος	2011

[14]Ενα τυπικό μετεωρολογικό έτος (ΤΜΥ) είναι ένα σύνολο μετεωρολογικών δεδομένων με τιμές δεδομένων για κάθε ώρα ενός έτους για μια συγκεκριμένη γεωγραφική θέση. Τα δεδομένα επιλέγονται από ωριαία δεδομένα σε μεγαλύτερο χρονικό διάστημα (κανονικά 10 έτη ή περισσότερο). Το εργαλείο ΤΜΥ μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την οπτική απεικόνιση όλων των δεδομένων ή για τη λήψη των δεδομένων ως αρχείο κειμένου.

Νοέμβριος	2011
Δεκέμβριος	2007

Η βάση δεδομένων PVGIS υπολογίζει επίσης την σκίαση του ορίζοντα με βάση την δυνατότητα τρισδιάστατης απεικόνισης εδάφους που διαθέτει.

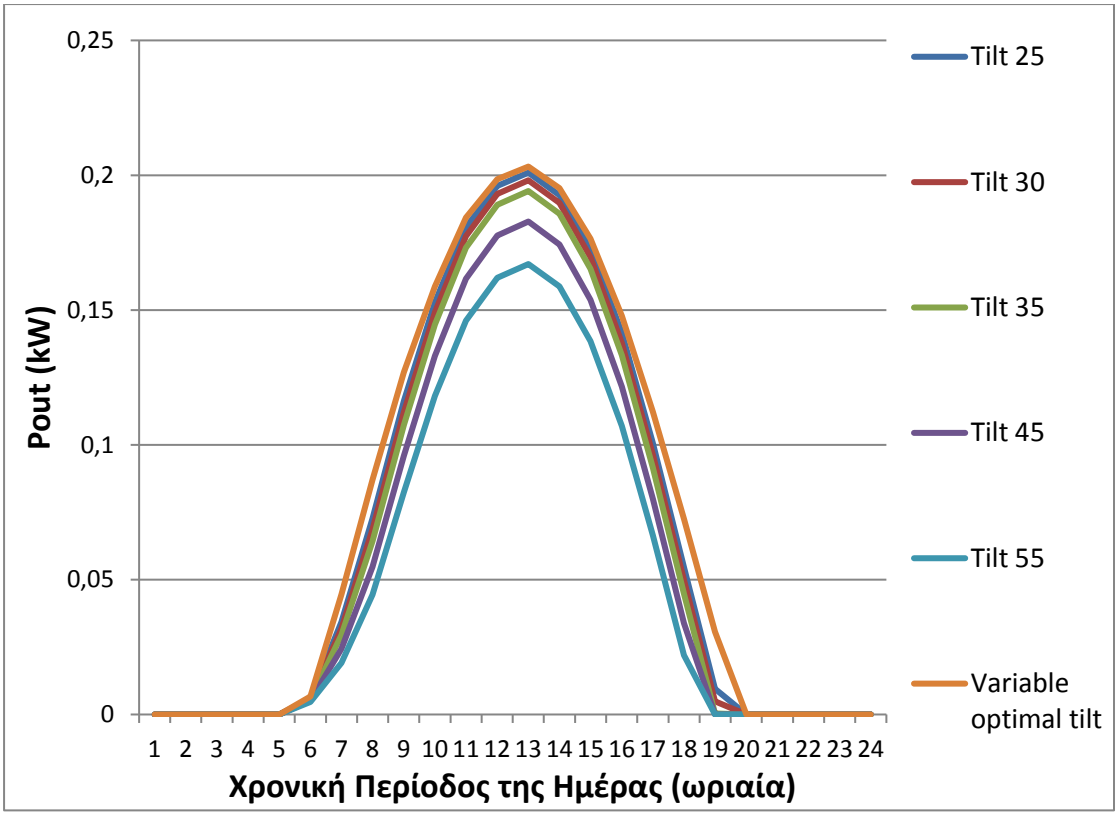
IV(E) Αποτελέσματα



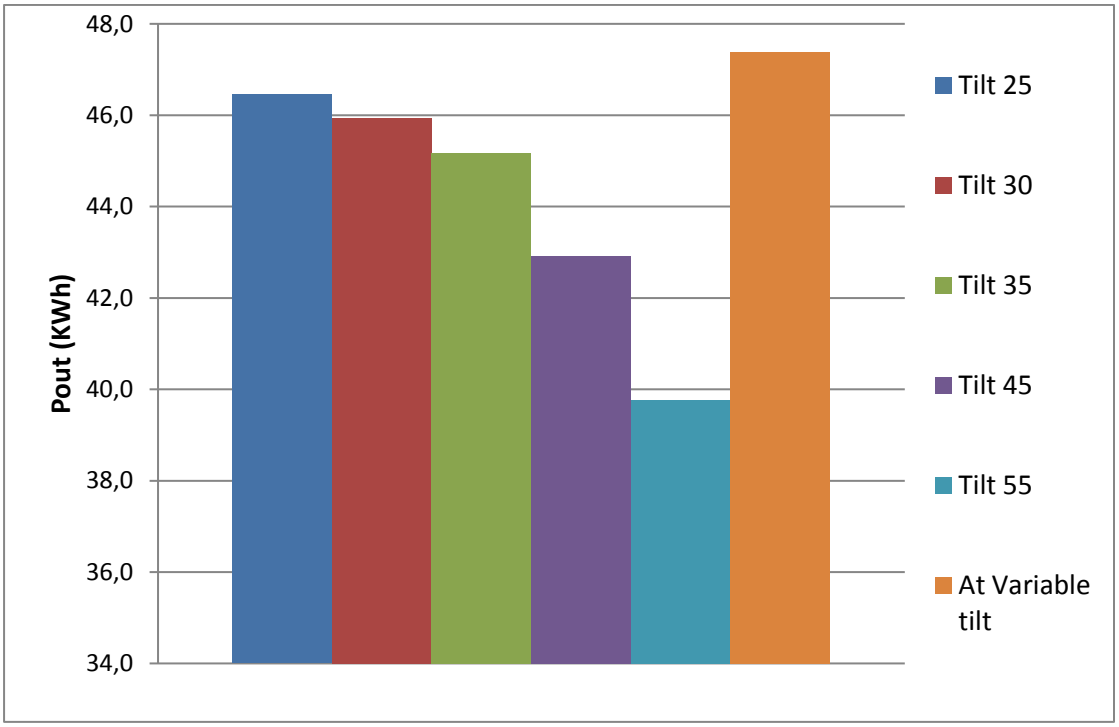
Σχήμα IV.3 Ετήσια Παραγωγή Ηλ. Ενέργειας του πλαισίου αναφοράς

Το ΦΒ πλαίσιο αναφοράς με την μεταβλητή ωριαία κλίση ΦΒ πλαισίου (βέλτιστη) υπολογίστηκε να έχει ετήσια ηλεκτροπαραγωγή 467.4 kWh, 6.1% περισσότερο από την ηλεκτροπαραγωγή του πλαισίου αναφοράς υπό κλίση 30° από το οριζόντιο επίπεδο.

Εδώ πρέπει να αναφέρουμε ότι κατά περίπτωση στα αποτελέσματα εμφανίζονται ωριαία αποτελέσματα στα οποία η ηλεκτροπαραγωγή είναι μεγαλύτερη στο πλαίσιο υπό σταθερή κλίση από ότι στο πλαίσιο που βρίσκεται σε μεταβαλλόμενη βέλτιστη κλίση. Αυτό συμβαίνει γιατί η βελτιστοποίηση έχει πραγματοποιηθεί με την υπόθεση ότι υπάρχει μηδενική νέφωση. Επομένως η νέφωση στα δεδομένα εισαγωγής ενδέχεται να δώσει μεγαλύτερα αποτελέσματα στην ηλεκτροπαραγωγή του πλαισίου υπό σταθερή κλίση για κάποιες χρονικές περιόδους. Παρακάτω παρουσιάζονται ενδεικτικά αποτελέσματα ωριαίας και μηνιαίας ηλεκτροπαραγωγής του πλαισίου αναφοράς για διάφορες κλίσεις ως προς το οριζόντιο επίπεδο, β.



Σχήμα IV.4 Ωριαία Παραγωγή Ηλ. Ενέργειας του πλαισίου αναφοράς την 03/06 (3η Ιουλίου)

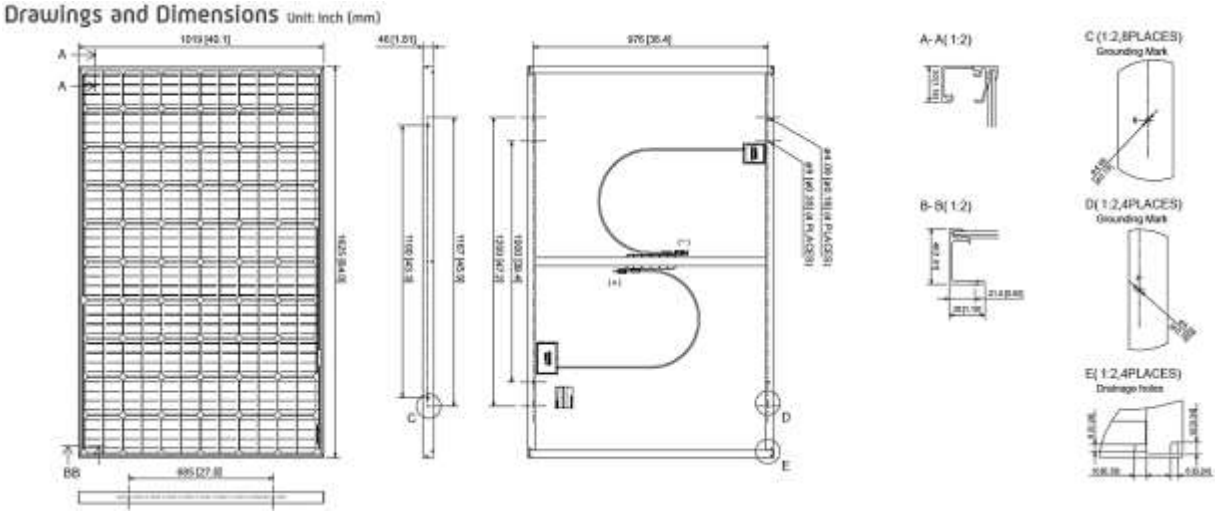


Σχήμα IV.5 Μηνιαία Παραγωγή Ηλ. Ενέργειας του πλαισίου αναφοράς τον μήνα Αύγουστο (ενδεικτικά)

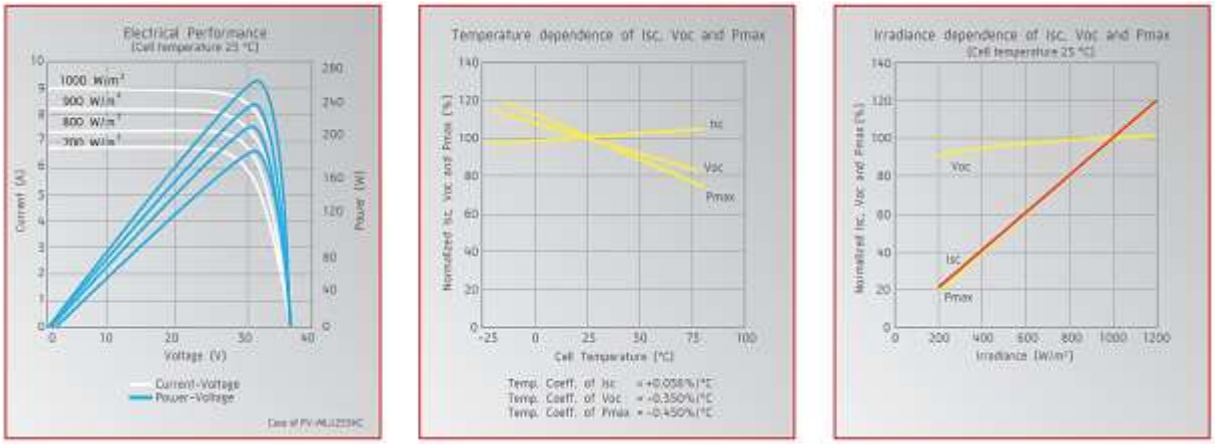
IV(ΣΤ) Τεχνικά Χαρακτηριστικά Φωτοβολταϊκού πλαισίου αναφοράς

Πίνακας IV.2 Τεχνικά Χαρακτηριστικά Φωτοβολταϊκού πλαισίου αναφοράς

Manufacturer	MITSUBISHI ELECTRIC	
Model name	PV-MLU255HC	PV-MLU250HC
Cell type	Monocrystalline Silicon, 78mm x 156 mm	
Number of cells	120 cells	
Maximum power rating (Pmax)	255Wp	250Wp
Warranted minimum Pmax	247.4Wp	242.5Wp
PV USA test condition rating (PTC)	230.5Wp	225.8Wp
Open circuit voltage (Voc)	37.8V	37.6V
Short circuit current (Isc)	8.89A	8.79A
Maximum power voltage (Vmp)	31.2V	31.0V
Maximum power current (Imp)	8.18A	8.08A
Module efficiency	15.4%	15.1%
Aperture efficiency	16.7%	16.4%
Tolerance of maximum power rating	+3/-3%	
Static load test passed	5,400 Pa	
Number of bus bars per cell	4 Bus bars	
Normal operating cell temperature (NOCT)	45.7°C	
Maximum system voltage	DC 600V	
Fuse rating	15A	
Dimensions	64.0 x 40.1 x 1.81 inch (1625 x 1019 x 46 mm)	
Weight	44 lbs (20kg)	
Number of modules per pallet	20	
Number of modules per container (40 ft. container)	560	
Output terminal	(+) 800mm (-) 1250mm with MC connector (PV-KTB4/6 II-UR, PV-KST4/6 II-UR)	
Certifications	IEC 61215 2nd Edition, UL1703	
Fire rating	Class C	



Σχήμα IV.6 Σχέδια και διαστάσεις Φωτοβολταϊκού Πλαισίου Αναφοράς (Μονάδα: ίντσα (mm))



Σχήμα IV.7 Ηλεκτρικά χαρακτηριστικά Φωτοβολταϊκού Πλαισίου Αναφοράς

IV(Ζ) Βιβλιογραφικές Αναφορές Υπολογισμού

[1] C.B.Honsberg and S.G.Bowden, "Photovoltaics Education Website," www.pveducation.org , 2019

[2] P. Gilman, A. Dobos, N. DiOrio, J. Freeman, S. Janzou and D. Ryberg, (2018), "SAM Photovoltaic Model Technical Reference Update", US National Renewable Energy Laboratory. Διαθέσιμο στον ιστότοπο: https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/67399.pdf

[3] S. Ghosh, (2016), "A Real-time Management of Distribution Voltage Fluctuations due to High Solar Photovoltaic (PV) Penetrations". Διαθέσιμο στον ιστότοπο: https://vtechworks.lib.vt.edu/bitstream/handle/10919/74424/Ghosh_S_D_2017.pdf?sequence=1

[4] E. Arici et al., Chapter 7 -Solar radiation, Theory and Exercises – Handbook of the course "Principles of Energy Conversion" MEEM 4200, Michigan Technological University. Διαθέσιμο στον ιστότοπο: http://pages.mtu.edu/~jstallen/courses/MEEM4200/lectures/solar/Arici_Chp_VII.pdf

[5] Photovoltaic Geographical Information system, (2017), European Commission, Διαθέσιμο στον ιστότοπο:http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html
http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_static/methods.html

[6] How HOMER Calculates the Radiation Incident on the PV Array (Homer Pro 3.11), Διαθέσιμο στον ιστότοπο: https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/how_homer_calculates_the_radiation_incident_on_the_pv_array.html

[7] Ε. Αμανατίδης, «Ήπιες Μορφές Ενέργειας - Ενότητα 2: Ηλιακή Ενέργεια», Πολυτεχνική Σχολή Πανεπιστημίου Πατρών, Τμήμα Χημικών Μηχανικών, Διαθέσιμο στον ιστότοπο: https://eclass.upatras.gr/modules/document/file.php/CMNG2115/2015/%CE%91%CE%9D%CE%9F%CE%99%CE%9A%CE%A4%CE%91%20%CE%9C%CE%91%CE%98%CE%97%CE%9C%CE%91%CE%A4%CE%91-%CE%A0%CE%91%CE%A1%CE%91%CE%94%CE%9F%CE%A3%CE%95%CE%99%CE%A3/%CE%9C%CE%AC%CE%B8%CE%B7%CE%BC%CE%B1%202%20_%20%CE%97%CE%BB%CE%B9%CE%B1%CE%BA%CE%AE%20%CE%95%CE%BD%CE%AD%CF%81%CE%B3%CE%B5%CE%B9%CE%B1.pdf

[8] D. G. Erbs, S. A. Klein, J. A. Duffie, (1982), "Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation", Solar Energy, Volume 28, Issue 4, 1982, Pages 293-302

[9] K.N. Shukla, SarojRangnekar, K. Sudhakar, "Comparative study of isotropic and anisotropic sky models to estimate solar radiation incident on tilted surface: A case study for Bhopal, India",Energy Reports,Volume 1,2015,Pages 96-103,ISSN 2352-4847, Διαθέσιμο στον ιστότοπο:

https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484715000177

[10] E. Dobos, (2003), “Albedo”, University of Miskolc, Miskolc-Egyetemva´ros, Hungary, Διαθέσιμο στον ιστότοπο: http://www.uni-miskolc.hu/~ecodobos/14334.pdf

[11] How HOMER Calculates the PV Array Power Output (Homer Pro 3.11), Διαθέσιμο στον ιστότοπο:
https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/how_homer_calculates_the_pv_array_power_output.html

[12] M. R. Maghami, H. Hizam, C. Gomes, M. A. Radzi, M. I. Rezadad, S. Hajighorbani, “Power loss due to soiling on solar panel: A review”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 59, 2016, P 1307-1316, ISSN 1364-0321, Διαθέσιμο στον ιστότοπο:
https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.044

[13] A. Ibrahimet al. (2003), “Effect of shadow and dust on the performance of silicon solar cell”, Journal of Basic and Applied Scientific Research, Volume 1, Issue 3, Pages 222-230

[14] Duffie JA, Beckman WA (1991), Solar Engineering of Thermal Processes 2nd edition, Wiley, New York, NY.

[15] How HOMER Calculates the PV Cell Temperature (Homer Pro 3.11), Διαθέσιμο στον ιστότοπο:
https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.11/how_homer_calculates_the_pv_cell_temperature.html

Παράρτημα V. Χρονοσειρά ταχύτητας ανέμου

Οι χρονοσειρές μέσης ταχύτητας ανέμου και μέγιστης ριπής για μέσες ταχύτητες 6,5 και 7,5 m/s, οι οποίες χρησιμοποιήθηκαν στη παρούσα μελέτη βασίστηκαν σε ανάλυση ανεμολογικών μετρήσεων με χρονικό βήμα 10 λεπτών που έχουν γίνει στο σταθμό «12_01 Ρόδος» του ΚΑΠΕ κατά τη χρονική περίοδο από 01/09/1999 έως 31/08/2000. Τα πρωτογενή δεδομένα είναι προϊόν μετρήσεων του συγκεκριμένου σταθμού αιολικών μετρήσεων, ο οποίος είναι τοποθετημένος σε υψόμετρο 195 μέτρα και έχει ύψος ιστού 10 μ.. Το συγκεκριμένο προφίλ ανέμου παρουσιάζει μέση ταχύτητα ανέμου 8,2 m/s, ένταση τύρβης 9,5% και μέγιστη ταχύτητα ανέμου (μέση τιμή δεκαλέπτου) 24,3 m/s.

Τα συγκεκριμένα πρωτογενή αιολικά δεδομένα είναι διαθέσιμα από το ΚΑΠΕ, στην «Τεχνική έκθεση: CRES.WIND.TN292-01 - Αποτελέσματα επεξεργασίας ανεμολογικών δεδομένων από σταθμό του ΚΑΠΕ στη νήσο Ρόδο» ή οποία επανεκδόθηκε για λογαριασμό του ΙΕΝΕ από το ΚΑΠΕ την 01/08/2018.

Η προσαρμογή των χρονοσειρών ταχύτητας ανέμου και μέγιστης ριπής ανέμου έγινε αναλογικά ως προς την μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου για δύο προφίλ έντασης στα 6,5 και 7,5 m/s και αποτελεί χονδροειδή προσέγγιση η οποία εξυπηρετεί ένα μέσο ντετερμινιστικό αιολικό προφίλ το οποίο ανταποκρίνεται ρεαλιστικά στο μέσο αιολικό δυναμικό του Καστελλόριζου.

Τα εκλιπόντα δεδομένα (0.8%) από την χρονοσειρά του ΚΑΠΕ έχουν συμπληρωθεί με σταθμικούς μέσους των ακραίων χρονικά παρατηρήσεων των εκάστοτε χρονικών περιόδων έλλειψης μετρήσεων.

Οι επεξεργασμένη μορφή των χρονοσειρών μέσης ταχύτητας ανέμου και μέγιστης ριπής ανέμου είναι διαθέσιμες στη βάση δεδομένων του ΙΕΝΕ με τίτλο **Kastellorizo_adt.xls**

Παράρτημα VI. Ερωτηματολόγιο Ενεργειακής Αποδοτικότητας Κτιριακού Αποθέματος Μεγίστης

Το ερωτηματολόγιο στοχεύει στην καταγραφή της χρήσης ενέργειας στον κτιριακό τομέα της νήσου Μεγίστης, στα πλαίσια της υλοποίησης της μελέτης «Ενεργειακής Αυτάρκειας του Καστελλόριζου»

Οι απαντήσεις σας θα μείνουν *αυστηρά εμπιστευτικές* και θα χρησιμοποιηθούν αποκλειστικά για ερευνητικούς σκοπούς.

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΙΔΙΩΤΗ/ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΗΣ	
Όνομα Ιδιώτη/Επιχείρησης	
Διεύθυνση	
Τηλέφωνο / Φαξ	**/**
Email	
Ονοματεπώνυμο υπεύθυνου επικοινωνίας	
Θέση στην επιχείρηση	

1. Τι μέγεθος έχει το κτίριο (εμβαδόν επιφανείας εσωτερικών χώρων) ..... m^2

2. Πόσα δωμάτια διαθέτει το κτίριο (υπνοδωμάτια) .....

3. Πόση είναι η τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στο κτίριο ανά μήνα (βάση λογαριασμών ΔΕΔΔΗΕ) ..... kWh /μήνα

4. Ποια είναι η περίοδος κατοίκησης / πληρότητας (αν πρόκειται για μονάδα εστίασης)

Από ..... Μέχρι .....

6. Τι δυνατότητες θέρμανσης κλιματισμού υπάρχουν στις κτιριακές εγκαταστάσεις ;

ΜΟΝΑΔΑ	**ΑΡΙΘΜΟΣ ΜΟΝΑΔΩΝ**	**ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΜΟΝΑΔΩΝ - ΕΥΡΟΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ (BTU/ΩΡΑ, KW, KCAL/ΩΡΑ)**
Λέβητας Πετρελαίου ☐		-
Κεντρική Κλιματιστική Μονάδα ☐		-
Αυτόνομη Κλιματιστική μονάδα ☐		-
Ανεμιστήρας οροφής ☐		-
Άλλο ……		-

7. Τι δυνατότητες θέρμανσης νερού υπάρχουν στις κτιριακές εγκαταστάσεις;

ΜΟΝΑΔΑ	**ΑΡΙΘΜΟΣ ΜΟΝΑΔΩΝ**	**ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΜΟΝΑΔΩΝ - ΕΥΡΟΣ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗΣ (BTU/ΩΡΑ, KW, KCAL/ΩΡΑ)**
Ηλιακός θερμοσίφωνας ☐		X
Ηλεκτρικός Θερμοσίφωνας ☐		-
Άλλο ……		-

8. Διαθέτει το κτίριο μόνωση; ΝΑΙ ☐ ΟΧΙ ☐

9. Διαθέτει το κτίριο κουφώματα αλουμινίου; ΝΑΙ ☐ ΟΧΙ ☐

10. Διαθέτει το κτίριο αυτοματισμούς φωτισμού; ΝΑΙ ☐ ΟΧΙ ☐

11. Διαθέτει το κτίριο λαμπτήρες εξοικονόμησης ενέργειας; ΝΑΙ ☐ ΟΧΙ ☐

Αν ναι, τι ενεργειακής κλάσης λαμπτήρες χρησιμοποιείτε; ……..

12. Τι χρησιμοποιείτε για το μαγείρεμα; Υγραέριο (LPG) ☐ Ηλεκτρική Ενέργεια ☐ Άλλο ☐

Αν χρησιμοποιείτε υγραέριο τι κατανάλωση κάνετε ανά μήνα; ……..

Άλλο (περιγράψτε) ……..

Παράρτημα VII. Τεχνικές προδιαγραφές αφαλάτωσης και Σύμβασης Υδροδότησης νήσου Μεγίστης

Η Μεγίστη διαθέτει δυο φορητές μονάδες αφαλάτωσης θαλασσινού νερού με τη μέθοδο της αντίστροφης ώσμωσης και δυνατότητα παραγωγής 200 κμ/ημέρα έκαστη (συνολικά 400κμ/ημέρα). Οι μονάδες κα είναι εγκατεστημένες εντός container διαστάσεων 2,5mX6m και είναι τοποθετημένες σε οικόπεδο ιδιοκτησίας του Δήμου Μεγίστης, όμορο του Δημοτικού Βενζινάδικου στην περιοχή Μανδράκι. Η εγκατάσταση της οποίας την διαχείριση διατηρεί η ανάδοχη εταιρία WATERA HELLAS ή οποία έχει πραγματοποιήσει και την μελέτη και εγκατάσταση του εξοπλισμού περιλαμβάνει τα ακόλουθα:

Α. Υδροληψία θαλασσινού νερού

Για την τροφοδοσία της κάθε μονάδας αφαλάτωσης διενεργείται υδροληψία θαλασσινού νερού μέσω υδρογεώτρησης και η αποθήκευση του σε κατάλληλη δεξαμενή αποθήκευσης – εξισορρόπησης. Η γεώτρηση βρίσκεται σε βάθος τέτοιο ώστε να εξασφαλίζεται η απαιτούμενη παροχή για την λειτουργία των μ/α ήτοι 40m^3/ώρα (20 m^3/ώρα για έκαστη μ/α).

Η αναρρόφηση του θαλασσινού νερού, γίνεται μέσω δύο κατάλληλων αντλιών – η μία εφεδρική, εγκατεστημένη –, οι οποίες και αναρροφούν το νερό, με αγωγούς από HDPE PN10atm, διαμέτρου Φ75 mm (υλικό κατάλληλο για τέτοιου είδους εγκαταστάσεις, υψηλής αντοχής στη διάβρωση από θαλασσινό νερό), ενώ οι δύο αγωγοί καταλήγουν στη δεξαμενή θαλασσινού νερού. Στην κατάθλιψη των αντλιών υπάρχει ενσωματωμένη βαλβίδα αντεπιστροφής.

Οι εγκατεστημένες αντλίες κα είναι εμβαπτιζόμενες φυγοκεντρικές, κατασκευασμένες από ανοξείδωτο χάλυβα Duplex SS. Οι εγκατεστημένοι ηλεκτροκινητήρες είναι ασύγχρονοι βραχυκυκλωμένου δρομέα, υψηλής αντοχής στις διαβρώσεις του θαλασσινού νερού, ισχύος 1,5 kW, προστασίας IP55 και κλάσης μόνωσης F. Οι αντλίες έχουν παροχή 20 m_3/h έκαστη σε μανομετρικό 10 μ.

Β. Δεξαμενή αποθήκευσης – εξισορρόπησης

Το θαλασσινό νερό οδηγείται σε μια προκατασκευασμένη δεξαμενή εξισορρόπησης χωρητικότητας 20 m^3, η οποία είναι εγκατεστημένη εντός του χώρου του οικοπέδου. Η δεξαμενή φέρει τις κατάλληλες διατάξεις (ανώτερη – κατώτερη στάθμη) που δίνουν εντολή έναρξης και παύσης των αντλιών των γεωτρήσεων και διατάξεις που διακόπτουν τη λειτουργία της μονάδας όταν η ποσότητα του θαλασσινού νερού μειώνεται. Επίσης, φέρει διατάξεις υπερχείλισης και εκκένωσης.

Γ. Μονάδες Αφαλάτωσης Αντίστροφης Ώσμωσης

Οι δύο μονάδες αφαλάτωσης αντίστροφης ώσμωσης 200m^3/ώρα έκαστη είναι τοποθετημένες σε μεταλλικά κιβώτια (Container) διαστάσεων 2,5mx6m. Τα κιβώτια είναι κατασκευασμένα εξ' ολοκλήρου από χάλυβα, φέρουν Θύρα στη μία πλευρά τους και επιτρέπουν την είσοδο και επίσκεψη (ελεύθερη πρόσβαση) σε κάθε σημείο τους, καθώς επίσης και κάθε απαραίτητο άνοιγμα για την σωστή επισκεψιμότητα των φίλτρων και

διαφόρων εξαρτημάτων (για επισκευή, αντικατάσταση, γέμισμα των φίλτρων και εξαρτημάτων).

Για την εξασφάλιση των άνετων συνθηκών εργασίας εντός των κιβωτίων, κα υπάρχει διάταξη εξαερισμού (για την απαγωγή της θερμότητας) και σύστημα κλιματισμού κατάλληλης θερμαντικής και ψυκτικής απόδοσης (διαιρούμενες κλιματιστικές μονάδες – split unit). Το σύστημα κλιματισμού δεν είναι μόνιμο σε λειτουργία αλλά συνδέεται μόνο κατά τον χρόνο που οι τεχνικοί προβαίνουν σε επισκευή η συντήρηση των μονάδων.

Το κάθε container εσωτερικά κα περιλαμβάνει τα ακόλουθα:

- <u>Διάταξη χλωρίωσης</u>

Το θαλασσινό νερό κατά την είσοδο του στη δεξαμενή αποθήκευσης – εξισορρόπησης χλωριώνεται με διάλυμα υποχλωριώδους νατρίου 14% (προχλωρίωση). Η χλωρίωση θα επιτυγχάνεται με μια δοσομετρική αντλία (συν μία εφεδρική) η οποία είναι παράλληλα συνδεδεμένη με τις αντλίες παροχής θαλασσινού νερού και όταν αυτές τίθενται σε λειτουργία, τότε γίνεται ταυτόχρονα δοσομέτρηση και τροφοδοσία της απαιτούμενης ποσότητας χλωρίου. Το σύστημα χλωρίωσης αποτελείται από:
i. δύο δοσομετρικές αντλίες διαφραγματικού τύπου (η μία εφεδρική) ρυθμιζόμενης παροχής, ηλεκτρονικού τύπου.
ii. κάδο διαλύματος 100 lt ο οποίος χρησιμοποιείται και για την προκατεργασία και για την μετακατεργασία (μεταχλωρίωση), ο οποίος είναι κατασκευασμένος από ανθεκτικό στις ουσίες αυτές συνθετικό υλικό και φέρει δείκτη στάθμης και σύστημα εκκένωσης.

- <u>Αντλιοστάσιο τροφοδοσίας (ανά μονάδα αφαλάτωσης)</u>

Η τροφοδοσία του θαλασσινού νερού από τη δεξαμενή αποθήκευσης – εξισορρόπησης προς την επεξεργασία, γίνεται μέσω δύο κατάλληλων αντλιών (μία εν λειτουργία και μία εφεδρική) δυναμικότητας 20 m^3/h εκάστη σε μανομετρικό 4 bar, οι οποίες αναρροφούν το νερό από τη δεξαμενή εξισορρόπησης, με αγωγούς από PVC, ενδεικτικής διατομής Φ63 PN 10 atm και το καταθλίβουν προς τη κάθε μονάδα αφαλάτωσης δηλαδή στα πολυχρωματικά φίλτρα και στη συνέχεια στο φίλτρο φυσιγγίων και στην αναρρόφηση της αντλίας υψηλής πίεσης.

Στη κατάθλιψη της αντλίας υπάρχει βαλβίδα αντεπιστροφής και βάνα απομόνωσης. Οι αντλίες είναι φυγοκεντρικού τύπου και τα τμήματα τους που έρχονται σε επαφή με το θαλασσινό νερό είναι κατασκευασμένα από ανοξείδωτο χάλυβα AISI 316/316L με επεξεργασία υψηλής αντοχής στη θαλάσσια διάβρωση. Οι ηλεκτροκινητήρες είναι ασύγχρονοι βραχυκυκλωμένου δρομέα, υψηλής αντοχής στις διαβρώσεις του θαλασσινού νερού, ισχύος 5,5 kW, προστασίας IP55 και κλάσης μόνωσης F.

- <u>Φίλτρανση με φίλτρο παρακράτησης αιωρούμενων σωματιδίων</u>

Το νερό κατόπιν, οδεύει προς δύο φίλτρα παρακράτησης θολότητας, όπου κατακρατούνται η θολότητα, διάφορα αιωρούμενα σωματίδια, σίδηρος και άλλες βλαπτικές για την επεξεργασία ουσίες και περιορίζεται η ρυπαρότητα του θαλασσινού νερού (SDI) εντός των αποδεκτών για τις μεμβράνες ορίων. Ο αριθμός των φίλτρων και η ποσότητα των υλικών

πλήρωσης, είναι τέτοιος ώστε να εξασφαλίζεται η κατάλληλη ταχύτητα διέλευσης και ελάχιστο ύψος κλίνης 1 m (υλικά φίλτρανσης και υποστρώματα χαλικιών) σε συνάρτηση με την άριστη καθαρότητα. Τα φίλτρα καθαρίζονται με τη βοήθεια αυτοματισμών που αντιστρέφουν τη ροή εντός του φίλτρου (backwash), παρασύροντας τις επικαθίσεις. Κατόπιν το φίλτρο ξεπλένεται και κατά την κανονική ροή παρασύροντας οποιαδήποτε άλλη επικάθιση που τυχόν δεν απομακρύνθηκε προετοιμάζοντας το πάλι για κανονική λειτουργία. Οι έξοδοι των αποχετεύσεων κάθε φίλτρου (αντίστροφης πλύσης και κανονικής πλύσης) είναι εφοδιασμένες με ρυθμιστές ροής για την τήρηση των σωστών παροχών. Η λειτουργία του κάθε φίλτρου κα ελέγχεται από τον ηλεκτρονικό πίνακα, ο οποίος προγραμματίζεται και εκτελεί αυτόματα τους κύκλους απόπλυσης. Ο αριθμός των φίλτρων και η επιφάνεια φίλτρανσης είναι τέτοια ώστε να τηρείται μέγιστη ταχύτητα φίλτρανσης 16 m/h.

- Σύστημα αποχλωρίωσης (δοσομέτρηση $NaHSO_3$)

Για εξουδετέρωση του υπολειμματικού χλωρίου μετά τα φίλτρα πολλαπλών στρώσεων λειτουργεί δοσομετρικό σύστημα αποχλωρίωσης με διάλυμα όξινου θειώδους νατρίου ($NaHSO_3$). Το σύστημα αποτελείται από μετρητή οξειδοαναγωγής (REDOX) μέσω καταλλήλου ηλεκτροδίου μέτρησης και είναι εφοδιασμένο με κατάλληλο αναδευτήρα. Για την εξουδετέρωση του υπολειμματικού χλωρίου λειτουργεί δοσομετρικό σύστημα αποχλωρίωσης με μπισουλφίτ (NaHSO3).

- Σύστημα έγχυσης αντικαθαλατωτικού

Στη συνέχεια γίνεται έγχυση αντικαθαλατωτικού χημικού, για την αποφυγή καθαλατώσεων και μείωσες της απόδοσης των μεμβρανών. Το σύστημα αυτό αποτελείται από: (i.) Δύο τροφοδοτικές αντλίες (η μία εφεδρική) τροφοδοσίας αντικαθαλατωτικού, διαφραγματικού τύπου αυτόματης αναρρόφησης, ρυθμιζόμενης παροχής, ηλεκτρονικού τύπου και (ii.) κάδο διαλύματος 100 lt, απ' τον οποίο θα γίνεται παροχή με αναρρόφηση του διαλύματος του αντικαθαλατωτικού.

- Φίλτρανση μέσω φίλτρου φυσιγγίων

Το νερό στο τέλος της φάσης της κατεργασίας διέρχεται από συστοιχίες φίλτρων φυσιγγίων. Το φίλτρο έχει ως σκοπό την κατακράτηση όλων των σωματιδίων μεγέθους μεγαλύτερου του 1μm, που τυχόν διέφυγαν από τα προηγούμενα στάδια φίλτρανσης. Το φίλτρο αυτό, κατασκευασμένο από κατάλληλο συνθετικό υλικό, περιλαμβάνει αντικαθιστάμενα φυσίγγια μήκους 1 μέτρου, η παροχή καθενός από τα οποία είναι μικρότερη από 3 m^3/h.

- Αντλία υψηλής πίεσης

α. Αντλία: Για την επίτευξη της υψηλής πίεσης, η οποία είναι απαραίτητη για την πραγματοποίηση της αντίστροφης ώσμωσης, χρησιμοποιείται κατάλληλη περιστροφική εμβολοφόρος αντλία, παροχής 9 m^3/h σε 65 bar, κατασκευασμένη από ανοξείδωτο χάλυβα πάρα πολύ καλής ποιότητας και αντοχής στη διάβρωση του θαλασσινού νερού (από ανοξείδωτο χάλυβα DUPLEX).

β. Ηλεκτροκινητήρας οδήγησης αντλίας υψηλής πίεσης: Ο ηλεκτροκινητήρας εξασφαλίζει την οδήγηση της αντλίας υψηλής πίεσης και είναι κλειστού τύπου, τριφασικός, ισχύος 22 kW, προστασίας IP55 και κλάσης μόνωσης F.

γ. Διάταξη ομαλής εκκίνησης – στάσης της αντλίας υψηλής πίεσης: Για την αποφυγή των ισχυρών καταπονήσεων των μονάδων κατά τη φάση εκκίνησης και στάσης της αντλίας υψηλής πίεσης (υδραυλικό πλήγμα), λειτουργεί κατάλληλη διάταξη προστασίας, συγκεκριμένα λειτουργεί διάταξη ρύθμισης στροφών (inverter) για την αντιμετώπιση του φαινομένου αυτού.

- Διάταξη ανάκτησης ενέργειας (energy recovery)

Οι μονάδες διαθέτουν διάταξη ανάκτησης ενέργειας (energy recovery), τύπου εναλλάκτη πίεσης (pressure exchanger), από ανοξείδωτο χάλυβα DUPLEX, διάταξη η οποία θα εκμεταλλεύεται την υψηλή πίεση του απορριπτόμενου από της μεμβράνες νερού (άλμη), προσδίδοντας επιπλέον ενέργεια στο σύστημα κατάθλιψης υψηλής πίεσης, με αποτέλεσμα την αύξηση της στα απαιτούμενα λειτουργικά επίπεδα και εξοικονόμηση επομένως σημαντικού ποσού ενέργειας. Το σύστημα έχει ικανότητα υποδοχής άλμης 21 m^3/h και το ποσοστό εξοικονόμησης ενέργειας είναι της τάξεως του 45%.

- Μεμβράνες αντίστροφης ώσμωσης (κυρίως επεξεργασίας)

Εν συνεχεία της φίλτρανσης, μέσω των εμβολοφόρων αντλιών υψηλής πίεσης το προϊόν προκατεργασίας τροφοδοτείται στις συστοιχίες των μεμβρανών αντίστροφης ώσμωσης. Μέσω της διαδικασίας της αντίστροφης ώσμωσης που περιγράφεται παρακάτω προκύπτουν δυο ρεύματα νερού. Ένα ρεύμα υψηλής πίεσης και αλατότητας (άλμη), το οποίο είναι το νερό απόρριψης που οδηγείται στην αποχέτευση, και ένα ρεύμα αφαλατωμένου νερού , το οποίο οδηγείται για μετακατεργασία.

- Διαδικασία Αντίστροφης Ώσμωσης

Η αντίστροφη ώσμωση είναι μία διεργασία κατά την οποία διαχωρίζεται το καθαρό νερό από το νερό που περιέχει άλατα με τη βοήθεια μιας ημιπερατής μεμβράνης, η οποία δρα σαν μοριακό και ιοντικό φίλτρο. Το σύστημα μεμβρανών που εφαρμόζεται στα συστήματα αφαλάτωσης θαλασσινού νερού είναι ικανό να κατακρατήσει περισσότερο από το 99% των αλάτων που βρίσκονται σε διάλυση στο θαλασσινό νερό. Σε ένα σύστημα αντίστροφης ώσμωσής, το πλούσιο σε άλατα νερό, μέσω μιας αντλίας, συμπιέζεται σε μία πίεση μεγαλύτερη από την οσμωτική του πίεση και τροφοδοτείται στη μεμβράνη της αντίστροφης ώσμωσης.

- Σύστημα Απόπλυσης μεμβρανών

Το σύστημα των μεμβρανών διαθέτει διάταξη αυτόματης απόπλυσης, για να ξεπλένονται οι μεμβράνες, η αντλία υψηλής πίεσης και η διάταξη ανάκτησης ενέργειας, από το θαλασσινό νερό κάθε φορά που η κάθε μονάδα σταματά να λειτουργεί ώστε να αποφεύγονται οι διαβρώσεις λόγω στασιμότητας των αλάτων. Το σύστημα αυτό αποτελείται από δεξαμενή αφαλατωμένου νερού χωρητικότητας 1000 l και από αντλία παροχής 30 m^3/h στα 3 bar, ισχύος 4 kW, κατασκευασμένη από ανοξείδωτο χάλυβα AISI 316/316L στα διαβρεχόμενα μέρη.

- Μονάδα χημικών καθαρισμών (Κοινή με τη μονάδα απόπλυσης)

Είναι απαραίτητο στο σύστημα των μεμβρανών να γίνεται σε τακτά χρονικά διαστήματα καθαρισμός με χημικά μέσα, για την απομάκρυνση ακαθαρσιών και επικαθήσεων, που

μπορεί να οδηγήσουν σε έμφραξη και καταστροφή των μεμβρανών. Το σύστημα χημικού καθαρισμού αποτελείται από:
i. δοχείο αποθήκευσης χημικών ουσιών, από πολυαιθυλένιο με υψηλή αντοχή στη διάβρωση, η χωρητικότητα του οποίου επαρκεί πλήρως για τον καθαρισμό των μεμβρανών (1000 l),
ii. φυγοκεντρική αντλία τροφοδοσίας από ανοξείδωτο χάλυβα 316L στα διαβρεχόμενα μέρη παροχής 30 m3/h στα 3 bar, ισχύος 4 kW,
iii. ρυθμιστή παροχής διαλύματος.

- Σύστημα ελάττωσης του pH (έγχυση H2SO4) παραγόμενου νερό

Χρησιμοποιείται για την ελάττωση του pH του παραγόμενου πόσιμου νερού και αποτελείται από:
i. Δύο τροφοδοτικές αντλίες (η μία εφεδρική), διαφραγματικού τύπου αυτόματης αναρρόφησης, ρυθμιζόμενης παροχής ηλεκτρονικού τύπου.
ii. κάδο διαλύματος 100 lt, απ' τον οποίο αναρροφάται το διάλυμα του θειικού οξέος.

- Σύστημα αύξησης σκληρότητας και διόρθωση pH

Για να καταστεί το αφαλατωμένο νερό πόσιμο σύμφωνα με την ισχύουσα υγειονομική διάταξη του Ελληνικού Κράτους, είναι απαραίτητο, πλην της εξουδετέρωσης του pH, το οποίο έχει το αφαλατωμένο νερό, να γίνει και αύξηση της σκληρότητάς του καθώς επίσης και ανάλογη αύξηση της αλκαλικότητας, ώστε να φθάσουν σε επίπεδο τέτοιο, που το νερό δεν θα είναι διαβρωτικό. Οι δύο αυτές διεργασίες επιτυγχάνονται δια της διελεύσεως του αφαλατωμένου νερού μέσω ενός κλειστού δοχείου με υψηλή αντοχή σε χημικές ουσίες, πίεση και διάβρωση (όπως τα αμμόφιλτρα), το οποίο περιέχει $CaCO_3$, που προοδευτικά διαλύεται καθώς περνά το νερό, αντιδρώντας με το περιεχόμενο σ' αυτό CO_2, με συνέπεια την αύξηση της σκληρότητάς του και του pH. Επειδή όμως η αύξηση της σκληρότητας μ' αυτόν τον τρόπο δεν φθάνει στα επιθυμητά επίπεδα, γίνεται πριν την είσοδο στο δοχείο έγχυση ποσότητας θειικού οξέος όπως περιγράφεται ανωτέρω. Το θειικό οξύ αντιδρά με το ανθρακικό ασβέστιο και έτσι το νερό εξέρχεται από το φίλτρο με διορθωμένα στα προβλεπόμενα επίπεδα τα ως άνω χαρακτηριστικά.

Το σύστημα αποτελείται από:

- φίλτρο αποτελούμενο από δοχείο κατασκευασμένο από υλικό με υψηλή αντοχή σε χημικές ουσίες, πίεση και διάβρωση (όπως τα αμμόφιλτρα) και το οποίο περιέχει CaCO3, που διαλύεται προοδευτικά κατά την διέλευση του παραγόμενου νερού, προσδίδοντάς του τα επιθυμητά χαρακτηριστικά (ταχύτητα διέλευσης <20 m/h)

Με pHμετρο ελέγχεται το pH του τελικού πόσιμου νερού, και γίνεται η τελική διόρθωση με την έγχυση ελάχιστης δόσης υδροξειδίου του νατρίου (σόδας). Το σύστημα έγχυσης σόδας αποτελείται από:

- Δύο τροφοδοτικές αντλίες διαφραγματικού τύπου (η μία εφεδρική) αυτόματης αναρρόφησης, ρυθμιζόμενης παροχής, ηλεκτρονικού τύπου.
- κάδο διαλύματος 100 lt, απ' τον οποίο κα αναρροφά το διάλυμα της σόδας.

- Σύστημα μεταχλωρίωσης

Χρησιμοποιείται για την χλωρίωση του παραγόμενου πόσιμου νερού και αποτελείται από:

- Δύο τροφοδοτικές αντλίες διαφραγματικού τύπου (η μία εφεδρική) αυτόματης αναρρόφησης, ρυθμιζόμενης παροχής, ηλεκτρονικού τύπου.
- κάδο υποχλωριώδους νατρίου (κοινός με την προχλωρίωση).

- Όργανα ελέγχου

Στην κάθε μονάδα αφαλάτωσης είναι εγκατεστημένα τα απαραίτητα όργανα ελέγχου, που επιτηρούν πλήρως τις διαδικασίες προεπεξεργασίας του θαλασσινού νερού (πιέσεις, παράμετροι λειτουργίας φίλτρων, καθαρισμός αυτών, λειτουργία όλων των δοσομετρητών κ.ά.), μετεπεξεργασίας παραγόμενου νερού (έλεγχος ποιότητας και σύστασης, πιέσεις, παράμετροι λειτουργίας των διαφόρων διατάξεων, δοσομετρητές κ.ά.) και διαδικασίας αντίστροφης ώσμωσης (πιέσεις, παράμετροι λειτουργίας συγκροτήματος υψηλής πίεσης και ωσμωτικών μεμβρανών, απόπλυση μεμβρανών, χημικών καθαρισμών κ.ά.)

- Διατάξεις ασφαλείας κάθε μονάδας.

Για την απόλυτη προστασία κάθε μονάδας από εκτός παραμέτρων λειτουργίας της, είναι εγκατεστημένες διατάξεις ασφαλείας, οι οποίες επικοινωνούν με τον πίνακα ελέγχου για να διακόψουν τη λειτουργία της, αν αυτό χρειαστεί.

- Πίνακας

Ο πίνακας των μονάδων είναι κατασκευασμένος σύμφωνα με τις προδιαγραφές της Ευρωπαϊκής Ένωσης, φέρει πιστοποιητικό πιστότητας (CE), κατάλληλης στεγανότητας, προστασίας και διαστάσεων, μέσα στον οποίο βρίσκονται τα ηλεκτρολογικά όργανα τροφοδότησης κανονικής λειτουργίας και εκκίνησης των ηλεκτροκινητήρων, τα όργανα προστασίας, τα όργανα ενδείξεων και αυτοματισμού. Περιλαμβάνει PLC που ελέγχει απόλυτα τον κύκλο λειτουργίας, δηλαδή υδροληψία και αποθήκευση θαλασσινού νερού, τροφοδοσία - προκατεργασία θαλασσινού νερού (λειτουργία αντλιών, φίλτρων, δοσομετρητών κ.λπ.), αντίστροφη ώσμωση (λειτουργία συγκροτήματος υψηλής πίεσης, ποιότητα παραγόμενου νερού, διάταξη αντίστροφης ώσμωσης R.O., προγραμματισμός απόπλυσης και χημικών καθαρισμών κ.λ.π.) μετακατεργασία παραγόμενου νερού (λειτουργία δοσομετρητών, ποιότητα παραγόμενου νερού κ.λ.π.), και πρώτη αποθήκευση παραγόμενου νερού.

- Ισχύς μηχανολογικού εξοπλισμού

Η συνολική κινητήρια ισχύς των μηχανημάτων, που σχετίζονται άμεσα με την παραγωγική διαδικασία, είναι 91,6 KW (45,8 KW και 45,8 KW). Η συνολική θερμική ισχύς των μηχανημάτων, που σχετίζονται άμεσα με την παραγωγική διαδικασία είναι 0 KW. Επομένως, η συνολική κινητήρια και θερμική ισχύς των μηχανημάτων είναι 91,6 KW. Επιπλέον, η συνολική κινητήρια & θερμική ισχύς των μηχανημάτων που δε σχετίζονται άμεσα με την παραγωγική διαδικασία (π.χ. μηχανήματα κλιματισμού, φωτισμός, εξαερισμός) εκτιμάται ότι φτάνει τα 5,8 KW (2,9 KW και 2,9 KW).

Πίνακας VII.1 Συνολική Εγκατεστημένη Ισχύς Εγκατάστασης Αφαλάτωσης ανά μονάδα εξοπλισμού

ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΣΧΥΣ ΤΩΝ ΔΥΟ Μ/Α & ΤΩΝ ΑΝΤΛΙΩΝ ΥΔΡΟΛΗΨΙΑΣ: 97,4 kW			
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΙΣΧΥΣ ΑΝΑ ΜΟΝΑΔΑ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ: 48,7 kW			
Α/Α	**ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ**	**Α/Α**	**ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ**
1	ΑΝΤΛΙΑ ΓΕΩΤΡΗΣΗΣ 1,5 kW	8	ΣΥΣΤΗΜΑ ΕΓΧΥΣΗΣ NaOCl 2x0,017 kW
2	ΑΝΤΛΙΑ ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑΣ 5,5 kW	9	ΣΥΣΤΗΜΑ ΕΓΧΥΣΗΣ $NaHSO_3$ 0,017 kW
3	ΑΝΤΛΙΑ ΥΨΗΛΗΣ ΠΙΕΣΗΣ 22 kW	10	ΣΥΣΤΗΜΑ ΕΓΧΥΣΗΣ H_2SO_4 0,017 kW
4	ΑΝΤΛΙΑ 1-SAVE 5,5 kW	11	ΣΥΣΤΗΜΑ ΕΓΧΥΣΗΣ NaOH 0,017 kW
5	ΑΝΤΛΙΕΣ ΔΙΑΝΟΜΗΣ 5,5 kW	12	ΣΥΣΤΗΜΑ ΕΓΧΥΣΗΣ ΑΝΤΙΚΑΘΑΛΑΤΩΤΙΚΟΥ, 0,017 kW
6	ΑΝΤΛΙΑ ΕΚΠΛΥΣΗΣ-ΧΗΜΙΚΟΥ ΚΑΘΑΡΙΣΜΟΥ 4 kW	13	ΚΛΙΜΑΤΙΣΜΟΣ, 1,5 kW
7	ΑΝΑΔΕΥΤΗΡΑΣ 0,12 kW	14	ΦΩΤΙΣΜΟΣ 0,9 kW
8	ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΣ ΠΙΝΑΚΑΣ ΜΕ PLC 1x0,1 kW	15	ΕΞΑΕΡΙΣΜΟΣ 0,5 kW
9	ΚΟΜΠΡΕΣΕΡ 1,5 kW		

Δ. Δεξαμενή αποθήκευσης παραγόμενου νερού

Η αποθήκευση του πόσιμου νερού που παράγεται από τις μονάδες αφαλάτωσης γίνεται σε δεξαμενή χωρητικότητας 15 m^3, εγκατεστημένη παραπλεύρως των μονάδων. Στη δεξαμενή αυτή είναι τοποθετημένες κατάλληλες διατάξεις που δίνουν εντολή έναρξης και παύσης αυτόματα της λειτουργίας της κάθε μονάδας όταν η ποσότητα του νερού αυξομειώνεται μέσα σε αυτή. Επίσης, φέρει διατάξεις υπερχείλισης και εκκένωσης.

Ε. Δίκτυο Διανομής Πόσιμου Νερού

Η δεξαμενή αποθήκευσης παραγόμενου νερού συνδέεται με την υφιστάμενη δεξαμενή του πόσιμου νερού του Δήμου. Από τη δεξαμενή προσωρινής αποθήκευσης πόσιμου νερού δύο αντλίες (μία κανονικής λειτουργίας και μια εφεδρική) δυναμικότητας 10 m^3/h εκάστη σε μανομετρικό τουλάχιστον 5 bar, αναρροφούν το νερό από την δεξαμενή προσωρινής αποθήκευσης πόσιμου νερού, με αγωγούς από HDPE, 16atm, Φ75, μήκους περίπου 1000 μ, και κα το καταθλίβουν προς την υφιστάμενη δεξαμενή πόσιμου νερού. Στην κατάθλιψη, οι σωληνώσεις φέρουν βαλβίδα αντεπιστροφής και βάνα απομόνωσης και συναντώνται σε κοινό συλλέκτη, από τον οποίο κα αναχωρεί ένας αγωγός. Οι αντλίες είναι φυγοκεντρικού τύπου και οι ηλεκτροκινητήρες είναι ασύγχρονοι βραχυκυκλωμένου δρομέα, ισχύος 5,5 kW, προστασίας IP55 και κλάσης μόνωσης F.

Η Σύμβαση του Έργου της Αφαλάτωσης

Η Σύμβαση του έργου είναι διαθέσιμη από το πρόγραμμα διαύγεια του Υπουργείου Διοικητικής Ανασυγκρότησης, με τίτλο ΑΔΑ Ω1Γ64653ΠΩ-ΧΓΔ, η οποία αναθεωρήθηκε εξαιτίας της αδυναμίας λειτουργίας της υφιστάμενης μονάδας αφαλάτωσης. Αρχικά η σύμβαση προέβλεπε παραδοτέες ποσότητες νερού από την νέα και την υφιστάμενη μονάδα αφαλάτωση όπως παρουσιάζονται στο πίνακα VII.2. Ωστόσο, με την αντικατάσταση της υφιστάμενης μονάδας με νέα οι παραδοτέες ποσότητες προσαρμοστήκαν κατά τέτοιο τρόπο ώστε να τηρείται το συνολικό άθροισμα των παραδοτέων ποσοτήτων της αρχικής σύμβασης

Πίνακας VII.2 Παραδοτέες ποσότητες νερού από τον διαχειριστή συστήματος Αφαλάτωση προς το Δήμο Μεγίστης σύμφωνα με την αρχική σύμβαση.

Τρίμηνο	Ποσότητες		από Υφιστάμενη μ/α	Από Νέα μ/α
	ΑΠΟ	ΕΩΣ		
Α΄	7.000 κ.μ.	12.000 κ.μ.	4.000 κ.μ.	11.000 κ.μ.
Β΄	11.000 κ.μ.	21.000 κ.μ.	8.000 κ.μ.	13.000 κ.μ.
Γ΄	15.000 κ.μ.	35.000 κ.μ.	11.000 κ.μ.	18.000 κ.μ.
Δ΄	7.000 κ.μ.	12.000 κ.μ.	4.000 κ.μ.	11.000 κ.μ.
ΣΥΝΟΛΟ	40.000 κ.μ.	80.000 κ.μ.	27.000 κ.μ.	53.000 κ.μ.

Παράρτημα VIII. Αποτελέσματα Προσομοίωσης Συστήματος Παραγωγής ΑΠΕ

Σενάριο 1

Α/Γ : (α) 2 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 7,5 m/s (β) 1 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 6,5 m/s

Φ/Β : (α) 1 X 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 2 X 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55°

Πίνακας VIII.1 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 1

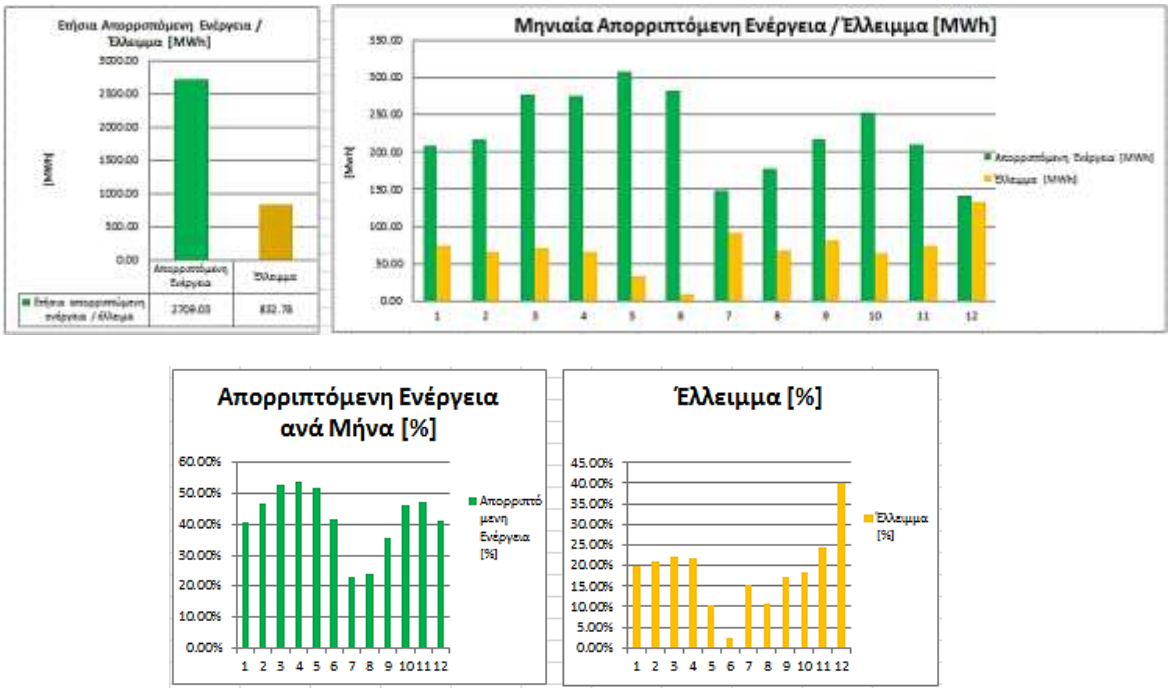
Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ, Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
1	144,52	363,351	375,35	207,40	40,84%	300,48	80,05%
2	148,43	315,060	313,22	216,37	46,68%	247,12	78,90%
3	212,84	313,986	319,71	277,35	52,65%	249,48	78,03%
4	226,33	282,944	299,57	274,61	53,92%	234,66	78,33%
5	219,62	370,732	315,80	307,16	52,03%	283,19	89,67%
6	219,06	456,247	403,76	281,33	41,66%	393,98	97,58%
7	231,22	422,945	598,03	148,28	22,67%	505,89	84,59%
8	240,83	493,273	624,85	176,49	24,04%	557,62	89,24%
9	248,66	357,471	471,77	216,09	35,65%	390,05	82,68%
10	214,24	330,484	357,05	252,55	46,36%	292,18	81,83%
11	187,30	256,463	308,97	209,81	47,28%	233,95	75,72%
12	140,75	202,169	334,60	141,60	41,29%	201,32	60,17%
Ετησίως	2433,81	4165,13	4722,68	2709,03	41,05%	3889,91	82,37%

Πίνακας VIII.2 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 1

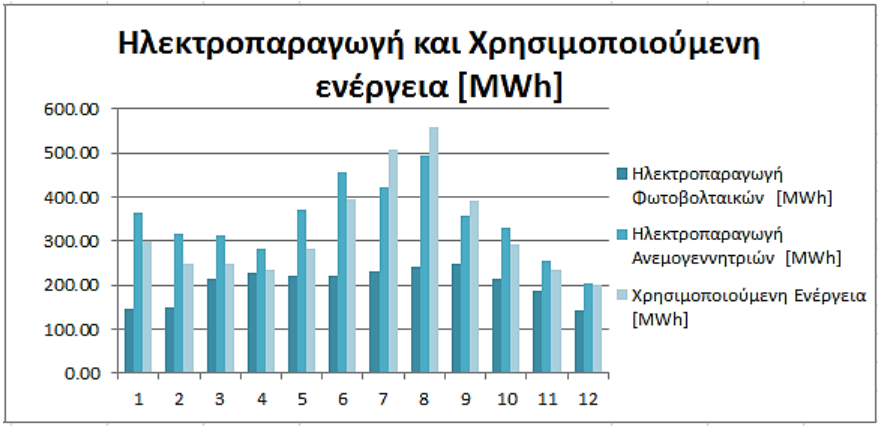
Μήνας	Έλλειμμα [MWh]	Έλλειμμα [%][15]	Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα[16]	Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα[17]	Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]	Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]
1	**74,87**	19,95%	9	241	632	10,53
2	**66,10**	21,10%	6	199	597	8,10
3	**70,24**	21,97%	4	240	594	6,56
4	**64,90**	21,67%	5	239	493	2,98

[15] Το έλλειμμα ενέργειας αναφέρεται σε ωριαία βάση. Ενώ [%] πρόκειται για το λόγο του ελλείμματος ενέργειας ως προς την ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.
[16] Αριθμός ημερών με έλλειμμα : Είναι ο αριθμός των ημερών που η ημερήσια παραγωγή του συστήματος δεν είναι ικανή να καλύψει τη ζήτηση
[17] Αριθμός ωρών με έλλειμμα. Είναι ο αριθμός των ωρών που η ωριαία παραγωγή του συστήματος δεν είναι ικανή να καλύψει τη ζήτηση

5	**32,61**	10,33%	3	152	521	1,21
6	**9,78**	2,42%	0	81	363	0,00
7	**92,14**	15,41%	8	356	932	10,25
8	**67,24**	10,76%	3	364	852	4,05
9	**81,72**	17,32%	9	261	905	7,42
10	**64,87**	18,17%	5	225	544	2,41
11	**75,02**	24,28%	7	311	577	2,90
12	**133,28**	39,83%	18	400	597	7,78
Ετησίως	**832,78**	**17,63%**	**77**	**3069**	**932**	**10,53**



Σχήμα VIII.1 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 1



Σχήμα VIII.2 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 1

Σενάριο 2

Α/Γ : (α) 1 X DWE 500kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 7,5 m/s (β) 1 X DWE 500kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 6,5 m/s

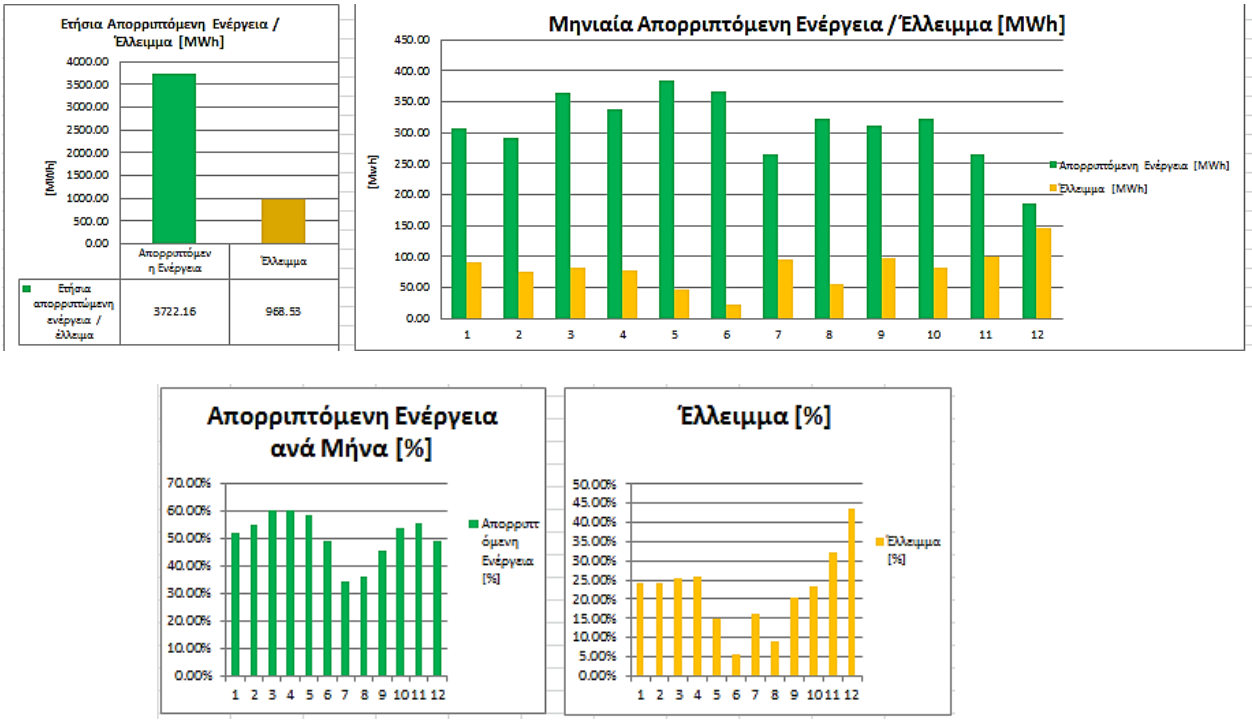
Φ/Β : (α) 2 X 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 2 X 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55°

Πίνακας VIII.3 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 2

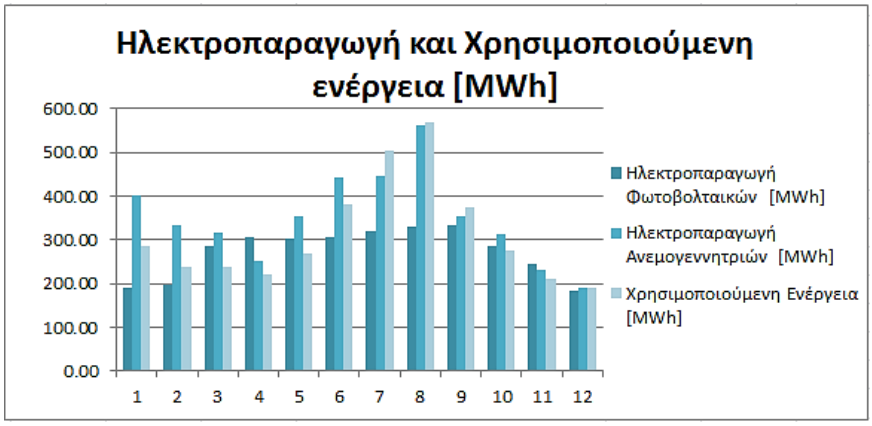
Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ, Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
1	189,76	402,036	375,35	307,00	51,88%	284,79	75,87%
2	196,40	333,517	313,22	292,48	55,19%	237,44	75,81%
3	284,42	317,110	319,71	363,55	60,44%	237,98	74,43%
4	307,17	251,691	299,57	337,12	60,32%	221,74	74,02%
5	302,09	351,970	315,80	384,87	58,84%	269,19	85,24%
6	304,39	443,614	403,76	366,30	48,97%	381,71	94,54%
7	320,09	446,675	598,03	264,07	34,44%	502,70	84,06%
8	328,84	562,802	624,85	321,83	36,09%	569,82	91,19%
9	334,00	352,883	471,77	311,63	45,37%	375,25	79,54%
10	283,83	313,739	357,05	323,40	54,12%	274,17	76,79%
11	245,62	229,973	308,97	265,47	55,82%	210,12	68,01%
12	184,24	189,448	334,60	184,44	49,36%	189,25	56,56%
Ετησίως	3280,85	4195,46	4722,68	3722,16	49,79%	3754,15	79,49%

Πίνακας VIII.4 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 2

Μήνας	Έλλειμμα [MWh]	Έλλειμμα [%]	Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα	Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα	Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]	Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]
1	90,56	24,13%	9	276	634	10,57
2	75,78	24,19%	6	241	597	8,33
3	81,73	25,57%	3	283	600	6,87
4	77,82	25,98%	3	290	493	3,75
5	46,61	14,76%	0	220	522	0,00
6	22,05	5,46%	0	140	417	0,00
7	95,33	15,94%	8	252	932	7,79
8	55,03	8,81%	3	213	852	2,47
9	96,52	20,46%	8	256	905	5,80
10	82,88	23,21%	3	278	560	3,19
11	98,85	31,99%	5	360	577	5,03
12	145,36	43,44%	15	417	597	8,27
Ετησίως	**968,53**	**20,51%**	**63**	**3226**	**932**	**10,57**



Σχήμα VIII.3 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 2



Σχήμα VIII.4 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 2

Σενάριο 3

Α/Γ : (α) 1 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 7,5 m/s (β) 1 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 6,5 m/s

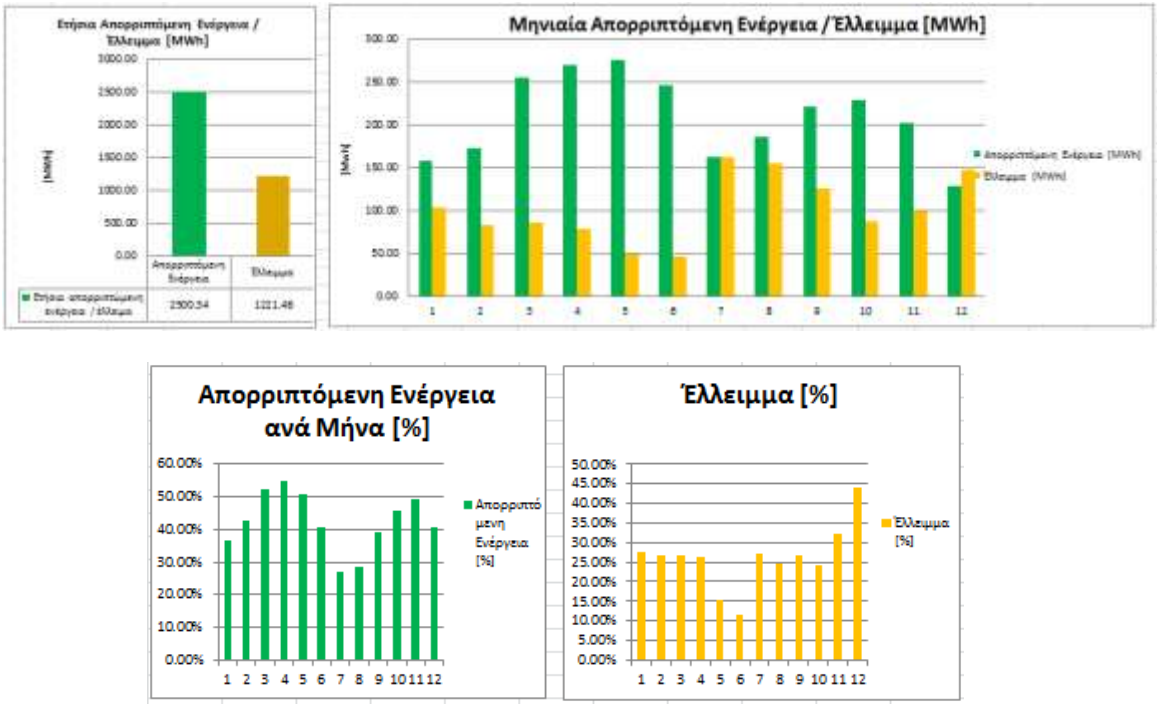
Φ/Β : (α) 2 X 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 2 X 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55°

Πίνακας VIII.5 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 2

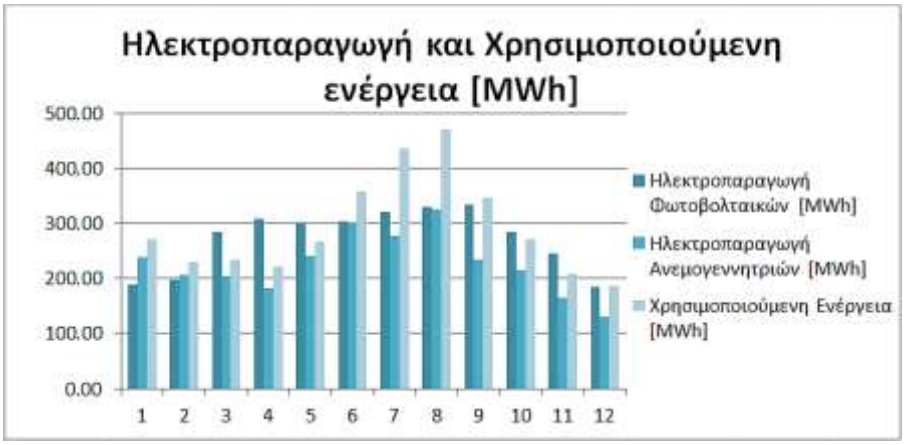
Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ, Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
1	189,76	238,850	375,35	157,03	36,64%	271,58	72,35%
2	196,40	206,485	313,22	172,78	42,89%	230,11	73,47%
3	284,42	204,985	319,71	254,85	52,07%	234,55	73,36%
4	307,17	182,878	299,57	269,20	54,93%	220,85	73,72%
5	302,09	240,964	315,80	275,81	50,79%	267,24	84,62%
6	304,39	298,685	403,76	245,44	40,70%	357,64	88,58%
7	320,09	277,782	598,03	162,41	27,17%	435,46	72,82%
8	328,84	326,301	624,85	185,04	28,24%	470,10	75,23%
9	334,00	233,352	471,77	220,95	38,94%	346,40	73,43%
10	283,83	214,372	357,05	227,69	45,70%	270,52	75,76%
11	245,62	165,034	308,97	201,28	49,01%	209,38	67,77%
12	184,24	131,024	334,60	127,86	40,56%	187,40	56,01%
Ετησίως	3280,85	2720,71	4722,68	2500,34	41,66%	3501,22	74,14%

Πίνακας VIII.6 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 3

Μήνας	**Έλλειμμα [MWh]**	**Έλλειμμα [%]**	**Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα**	**Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα**	**Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]**	**Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]**
1	103,78	27,65%	10	405	635	10,50
2	83,11	26,53%	6	336	597	8,36
3	85,17	26,64%	3	339	601	6,71
4	78,72	26,28%	3	316	493	4,15
5	48,56	15,38%	0	270	522	0,00
6	46,12	11,42%	0	314	401	0,00
7	162,57	27,18%	10	449	932	7,71
8	154,75	24,77%	9	444	852	3,83
9	125,37	26,57%	8	406	905	5,56
10	86,53	24,24%	4	356	560	3,27
11	99,59	32,23%	5	407	577	4,95
12	147,20	43,99%	18	461	597	8,12
Ετησίως	**1221,46**	**25,86%**	**76**	**4503**	**932**	**10,50**



Σχήμα VIII.5 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 3



Σχήμα VIII.6 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 3

Σενάριο 4

Α/Γ : (α) 2 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 7,5 m/s (β) 1 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 6,5 m/s

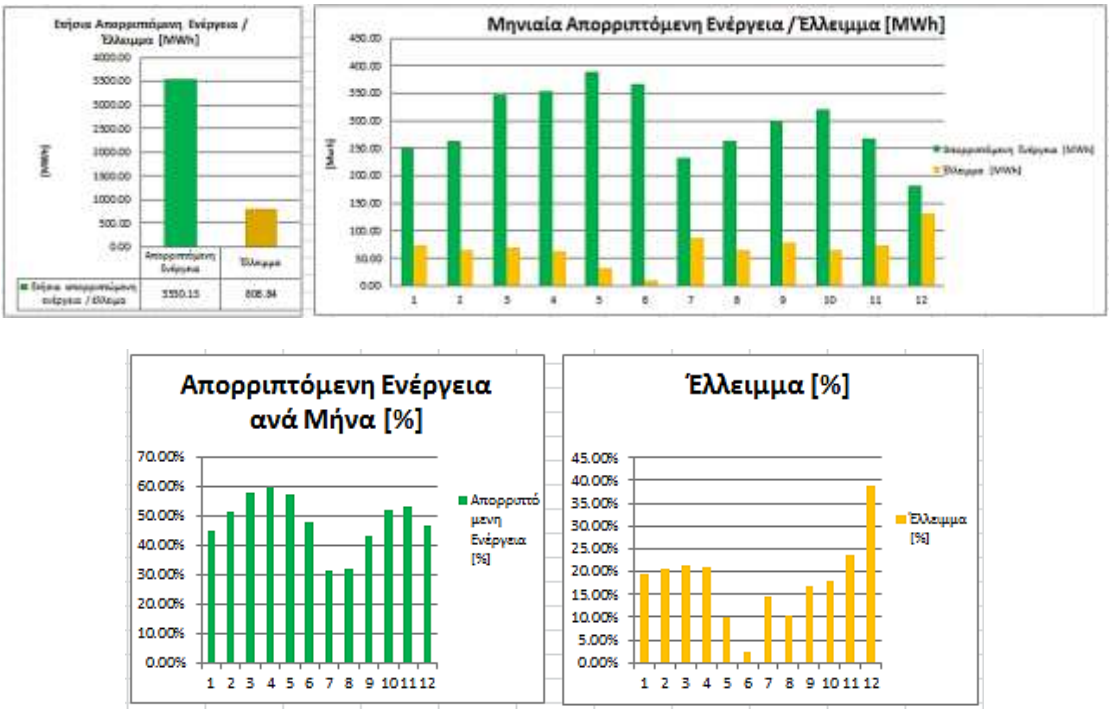
Φ/Β : (α) 2 X 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 2 X 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55°

Πίνακας VIII.7 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 4

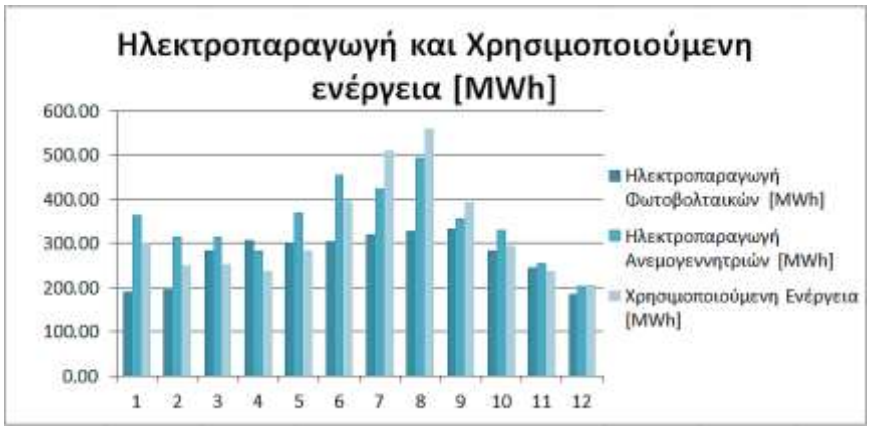
Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ, Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
1	189,76	363,351	375,35	250,68	45,32%	302,42	80,57%
2	196,40	315,060	313,22	262,66	51,35%	248,80	79,43%
3	284,42	313,986	319,71	346,98	57,99%	251,42	78,64%
4	307,17	282,944	299,57	353,15	59,84%	236,96	79,10%
5	302,09	370,732	315,80	388,08	57,68%	284,74	90,16%
6	304,39	456,247	403,76	366,23	48,15%	394,41	97,68%
7	320,09	422,945	598,03	232,37	31,27%	510,67	85,39%
8	328,84	493,273	624,85	262,41	31,92%	559,71	89,57%
9	334,00	357,471	471,77	298,53	43,17%	392,94	83,29%
10	283,83	330,484	357,05	321,10	52,27%	293,21	82,12%
11	245,62	256,463	308,97	266,36	53,05%	235,72	76,29%
12	184,24	202,169	334,60	181,59	46,99%	204,82	61,21%
Ετησίως	3280,85	4165,13	4722,68	3530,13	47,41%	3915,84	82,92%

Πίνακας VIII.8 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 4

Μήνας	**Έλλειμμα [MWh]**	**Έλλειμμα [%]**	**Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα**	**Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα**	**Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]**	**Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]**
1	72,93	19,43%	6	233	632	10,24
2	64,41	20,57%	5	193	597	7,54
3	68,30	21,36%	2	232	594	6,06
4	62,60	20,90%	3	225	493	2,13
5	31,06	9,84%	0	139	521	0,00
6	9,35	2,32%	0	80	363	0,00
7	87,36	14,61%	5	337	932	7,33
8	65,15	10,43%	2	353	852	1,17
9	78,83	16,71%	5	246	905	4,61
10	63,83	17,88%	1	221	544	0,36
11	73,24	23,71%	2	303	577	2,38
12	129,78	38,79%	12	383	597	7,36
Ετησίως	**806,84**	**17,08%**	**43**	**2945**	**932**	**10,24**



Σχήμα VIII.7 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 4



Σχήμα VIII.8 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 4

Σενάριο 5

Α/Γ : (α) 2 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 7,5 m/s (β) 1 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 6,5 m/s

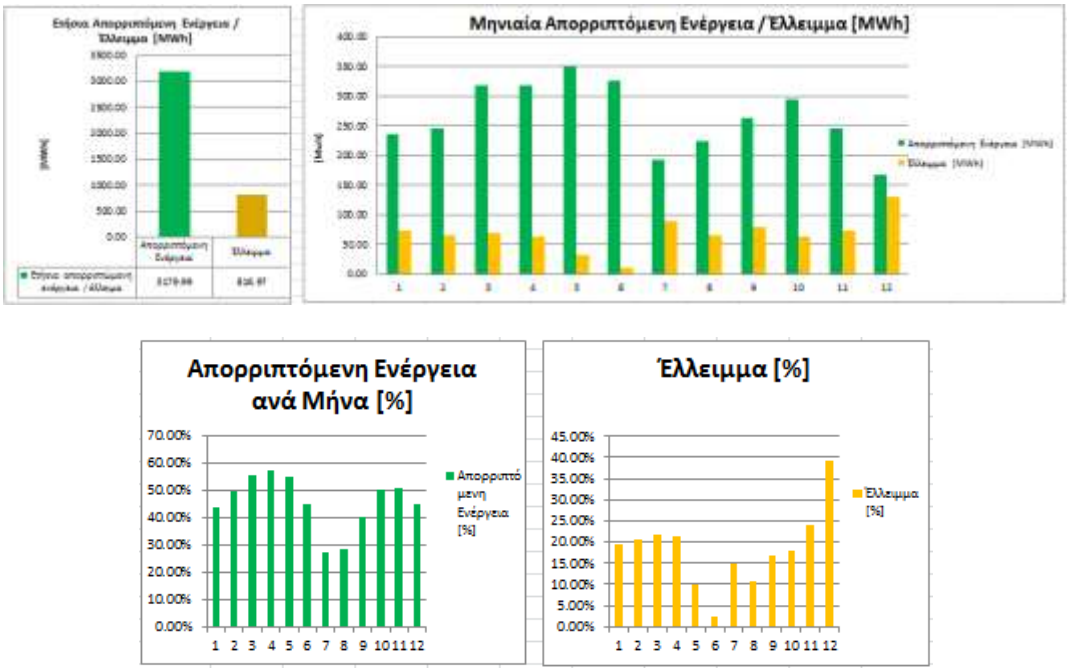
Φ/Β : (α) 1 X 600 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 2 X 600 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55°

Πίνακας VIII.9 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 5

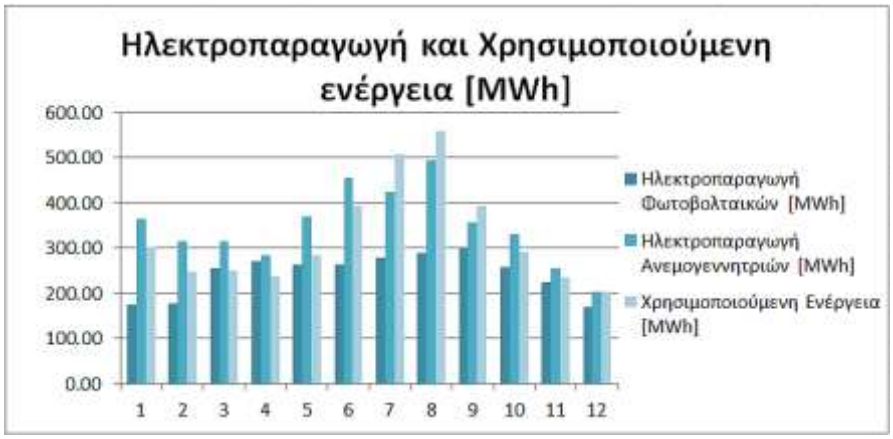
Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ, Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
1	173,43	363,351	375,35	235,09	43,80%	301,68	80,37%
2	178,12	315,060	313,22	244,99	49,68%	248,18	79,24%
3	255,41	313,986	319,71	318,73	55,98%	250,67	78,40%
4	271,60	282,944	299,57	318,44	57,42%	236,10	78,81%
5	263,54	370,732	315,80	350,19	55,21%	284,08	89,95%
6	262,88	456,247	403,76	324,95	45,19%	394,17	97,62%
7	277,47	422,945	598,03	192,00	27,41%	508,41	85,01%
8	289,00	493,273	624,85	223,52	28,57%	558,75	89,42%
9	298,39	357,471	471,77	263,93	40,24%	391,94	83,08%
10	257,09	330,484	357,05	294,71	50,16%	292,86	82,02%
11	224,75	256,463	308,97	246,09	51,14%	235,13	76,10%
12	168,91	202,169	334,60	167,33	45,09%	203,75	60,89%
Ετησίως	2920,58	4165,13	4722,68	3179,99	44,88%	3905,71	82,70%

Πίνακας VIII.10 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 5

Μήνας	**Έλλειμμα [MWh]**	**Έλλειμμα [%]**	**Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα**	**Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα**	**Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]**	**Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]**
1	73,67	19,63%	7	236	632	10,37
2	65,04	20,76%	5	195	597	7,78
3	69,04	21,60%	2	236	594	6,28
4	63,47	21,19%	4	235	493	2,52
5	31,72	10,05%	0	142	521	0,00
6	9,59	2,38%	0	80	363	0,00
7	89,62	14,99%	8	344	932	8,70
8	66,10	10,58%	3	357	852	2,44
9	79,83	16,92%	7	251	905	5,83
10	64,19	17,98%	4	222	544	0,80
11	73,84	23,90%	4	307	577	2,49
12	130,86	39,11%	13	388	597	7,53
Ετησίως	**816,97**	**17,30%**	**57**	**2993**	**932**	**10,37**



Σχήμα VIII.9 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 5



Σχήμα VIII.10 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 5

Σενάριο 6

Α/Γ : (α) 2 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 7,5 m/s (β) 1 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 6,5 m/s

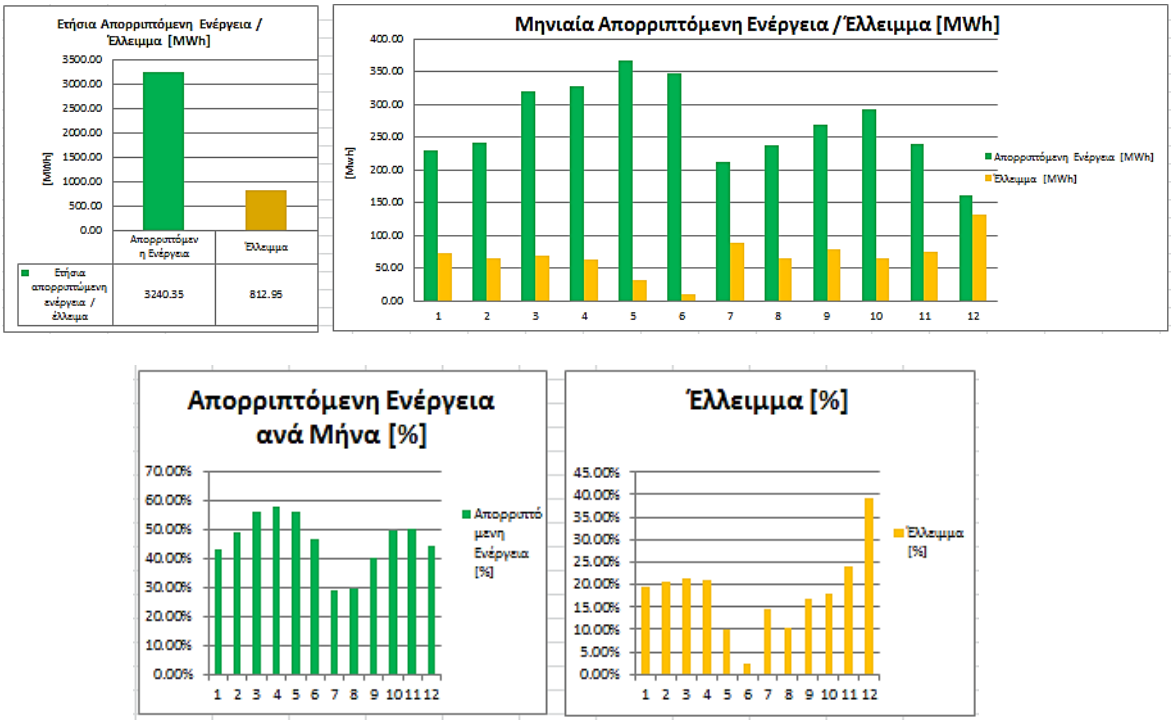
Φ/Β : (α) 2 X 600 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 1 X 600 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55°

Πίνακας VIII.11 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 6

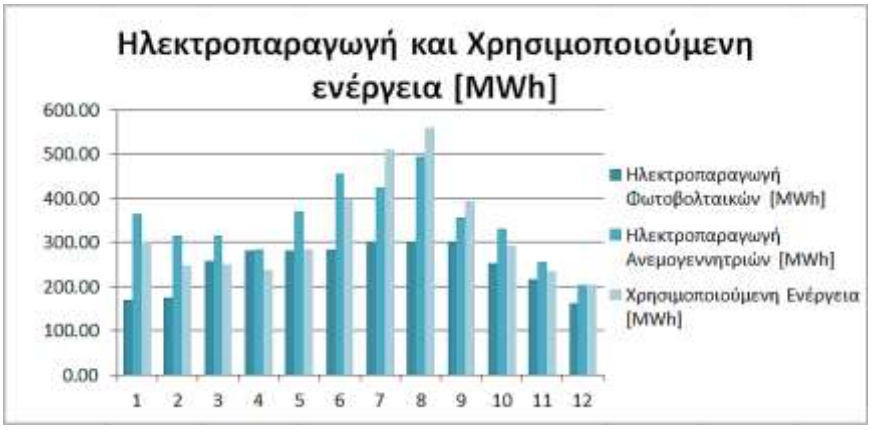
Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ, Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
1	168,13	363,351	375,35	229,69	43,22%	301,79	80,40%
2	175,40	315,060	313,22	242,18	49,38%	248,28	79,27%
3	256,54	313,986	319,71	319,70	56,04%	250,82	78,45%
4	281,31	282,944	299,57	327,73	58,08%	236,53	78,96%
5	280,22	370,732	315,80	366,38	56,28%	284,57	90,11%
6	285,02	456,247	403,76	346,88	46,80%	394,39	97,68%
7	298,70	422,945	598,03	211,26	29,28%	510,38	85,34%
8	302,92	493,273	624,85	236,77	29,74%	559,42	89,53%
9	302,81	357,471	471,77	268,06	40,60%	392,22	83,14%
10	253,81	330,484	357,05	291,43	49,88%	292,87	82,02%
11	217,36	256,463	308,97	238,77	50,39%	235,06	76,08%
12	162,72	202,169	334,60	161,49	44,26%	203,40	60,79%
Ετησίως	2984,95	4165,13	4722,68	3240,35	45,32%	3909,74	82,79%

Πίνακας VIII.12 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 6

Μήνας	**Έλλειμμα [MWh]**	**Έλλειμμα [%]**	**Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα**	**Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα**	**Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]**	**Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]**
1	73,56	19,60%	7	237	632	10,33
2	64,94	20,73%	5	195	597	7,72
3	68,89	21,55%	2	235	594	6,22
4	63,04	21,04%	3	229	493	2,38
5	31,23	9,89%	0	140	521	0,00
6	9,37	2,32%	0	79	363	0,00
7	87,65	14,66%	5	340	932	8,07
8	65,43	10,47%	2	355	852	2,08
9	79,55	16,86%	7	250	905	5,54
10	64,18	17,98%	4	223	544	0,99
11	73,91	23,92%	5	308	577	2,48
12	131,20	39,21%	13	394	597	7,53
Ετησίως	**812,95**	**17,21%**	**53**	**2985**	**932**	**10,33**



Σχήμα VIII.11 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 6



Σχήμα VIII.12 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 6

Σενάριο 7

Α/Γ : (α) 1 X DWE 500kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 7,5 m/s (β) 1 X DWE 500kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 6,5 m/s

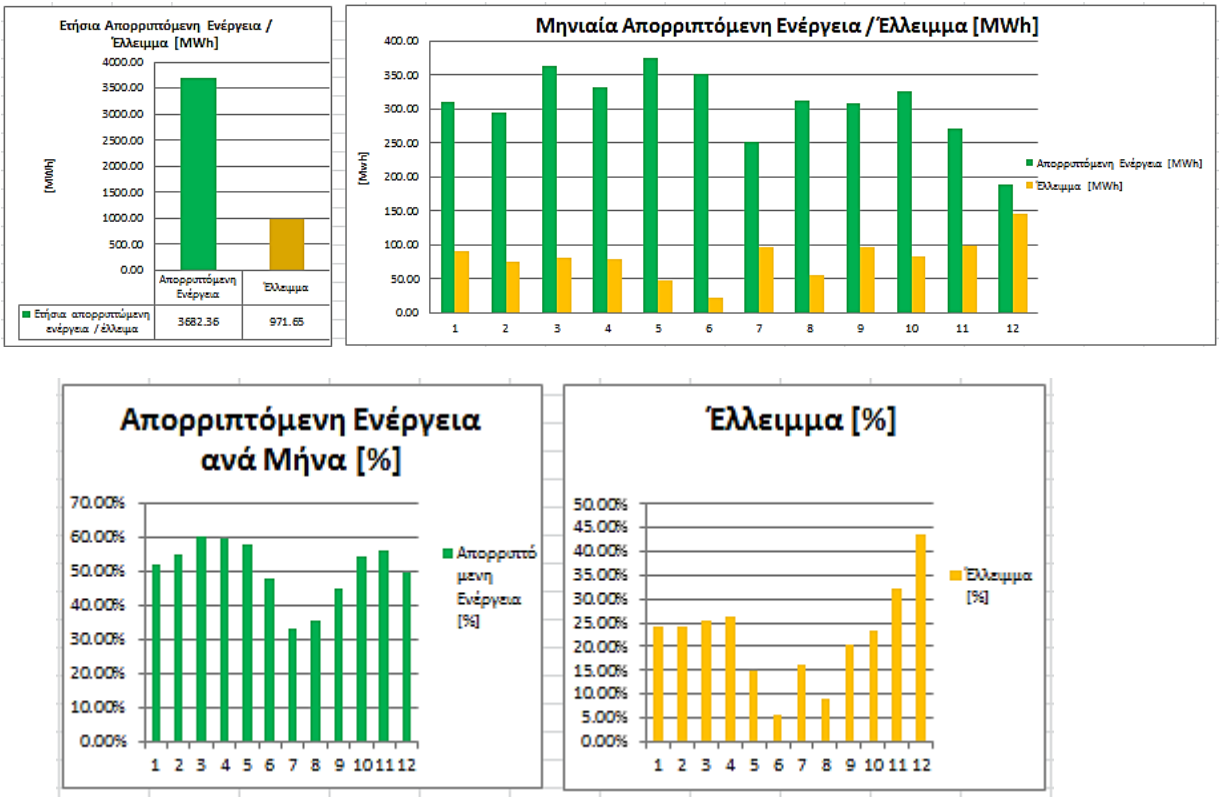
Φ/Β : (α) 1 X 600 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 2 X 700 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55°

Πίνακας VIII.13 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 7

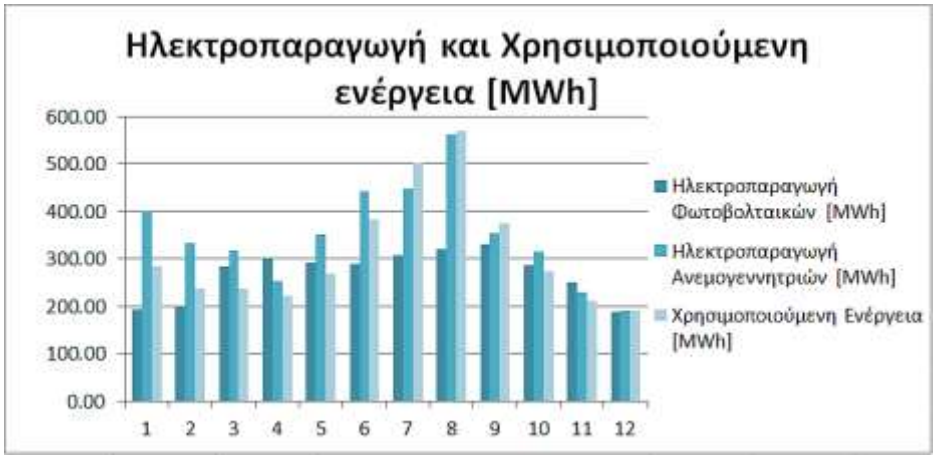
Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ, Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
1	193,29	402,036	375,35	310,60	52,17%	284,72	75,85%
2	198,21	333,517	313,22	294,37	55,36%	237,35	75,78%
3	283,67	317,110	319,71	362,91	60,41%	237,86	74,40%
4	300,69	251,691	299,57	330,95	59,91%	221,43	73,92%
5	290,97	351,970	315,80	374,13	58,19%	268,81	85,12%
6	289,63	443,614	403,76	351,80	47,98%	381,44	94,47%
7	305,94	446,675	598,03	251,36	33,40%	501,25	83,82%
8	319,56	562,802	624,85	312,96	35,47%	569,40	91,13%
9	331,06	352,883	471,77	308,88	45,16%	375,06	79,50%
10	286,02	313,739	357,05	325,60	54,29%	274,16	76,78%
11	250,55	229,973	308,97	270,38	56,27%	210,14	68,01%
12	188,36	189,448	334,60	188,41	49,87%	189,39	56,60%
Ετησίως	3237,93	4195,46	4722,68	3682,36	49,54%	3751,03	79,43%

Πίνακας VIII.14 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 7

Μήνας	**Έλλειμμα [MWh]**	**Έλλειμμα [%]**	**Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα**	**Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα**	**Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]**	**Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]**
1	90,63	24,15%	9	277	634	10,59
2	75,87	24,22%	6	240	597	8,37
3	81,85	25,60%	3	283	600	6,91
4	78,13	26,08%	4	293	493	3,84
5	46,99	14,88%	1	226	522	0,10
6	22,32	5,53%	0	141	422	0,00
7	96,78	16,18%	8	257	932	8,21
8	55,45	8,87%	4	215	852	2,71
9	96,71	20,50%	8	257	905	5,99
10	82,89	23,22%	2	277	560	3,18
11	98,82	31,99%	4	358	577	5,04
12	145,21	43,40%	15	414	597	8,27
Ετησίως	**971,65**	**20,57%**	**64**	**3238**	**932**	**10,59**



Σχήμα VIII.13 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 7



Σχήμα VIII.14 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 7

Σενάριο 8

Α/Γ : (α) 2 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 7,5 m/s (β) 1 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 6,5 m/s

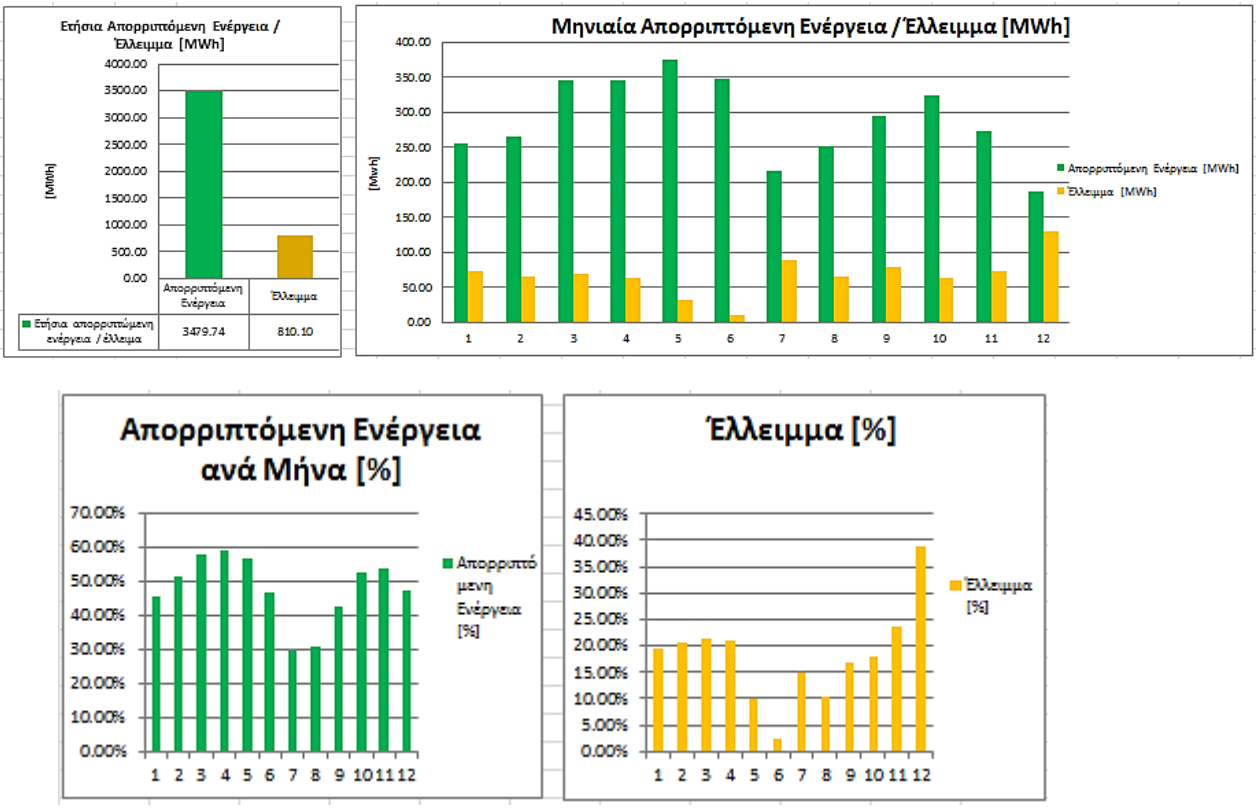
Φ/Β : (α) 1 X 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 3 X 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55°

Πίνακας VIII.15 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 8

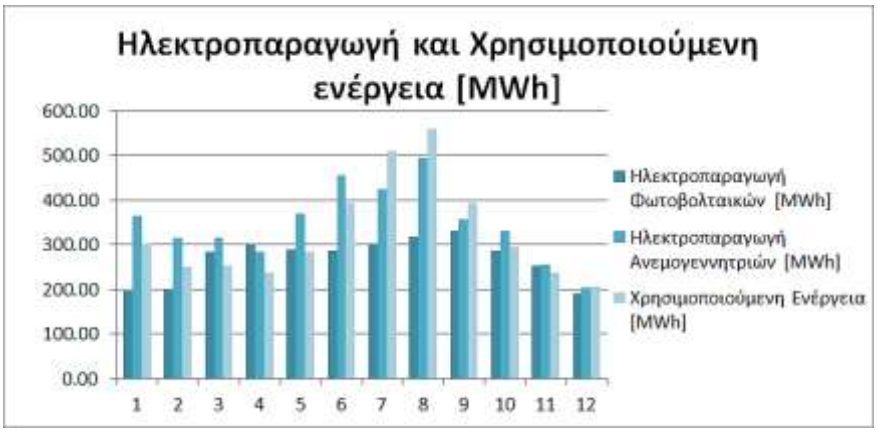
Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ, Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
1	194,17	363,351	375,35	255,20	45,77%	302,32	80,54%
2	198,66	315,060	313,22	265,00	51,59%	248,71	79,41%
3	283,48	313,986	319,71	346,16	57,94%	251,31	78,60%
4	299,07	282,944	299,57	345,30	59,33%	236,71	79,02%
5	288,19	370,732	315,80	374,55	56,84%	284,37	90,05%
6	285,94	456,247	403,76	347,96	46,88%	394,23	97,64%
7	302,40	422,945	598,03	216,16	29,80%	509,18	85,14%
8	317,24	493,273	624,85	251,33	31,01%	559,18	89,49%
9	330,32	357,471	471,77	295,04	42,90%	392,75	83,25%
10	286,56	330,484	357,05	323,84	52,48%	293,20	82,12%
11	251,78	256,463	308,97	272,52	53,62%	235,73	76,29%
12	189,39	202,169	334,60	186,68	47,68%	204,88	61,23%
Ετησίως	3227,20	4165,13	4722,68	3479,74	47,07%	3912,59	82,85%

Πίνακας VIII.16 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 8

Μήνας	Έλλειμμα [MWh]	Έλλειμμα [%]	Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα	Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα	Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]	Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]
1	73,03	19,46%	6	233	632	10,26
2	64,50	20,59%	5	193	597	7,58
3	68,41	21,40%	2	232	594	6,11
4	62,85	20,98%	3	226	493	2,24
5	31,43	9,95%	0	141	521	0,00
6	9,53	2,36%	0	80	363	0,00
7	88,85	14,86%	5	340	932	7,85
8	65,67	10,51%	2	354	852	1,48
9	79,02	16,75%	5	248	905	4,85
10	63,84	17,88%	1	221	544	0,35
11	73,24	23,71%	2	300	577	2,39
12	129,72	38,77%	11	380	597	7,36
Ετησίως	**810,10**	**17,15%**	**42**	**2948**	**932**	**10,26**



Σχήμα VIII.15 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 8



Σχήμα VIII.16 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 8

Σενάριο 9

Α/Γ : (α) 2 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 7,5 m/s (β) 1 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 6,5 m/s

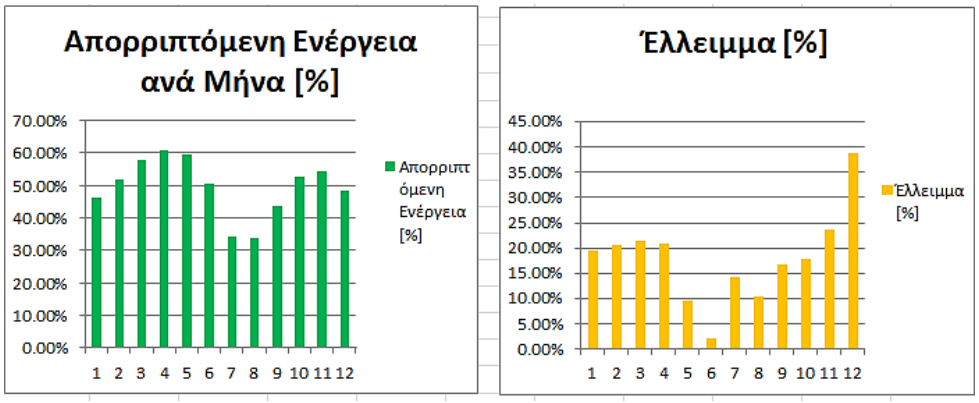
Φ/Β : 2,000 kWp με εποχιακή χειροκίνητη προσαρμογή κλίσης ως προς το οριζόντιο επίπεδο (Οκτώβριος – Μαρτίος: 55°, Απρίλιος – Σεπτέμβριος: 31°)

Πίνακας VIII.17Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 9

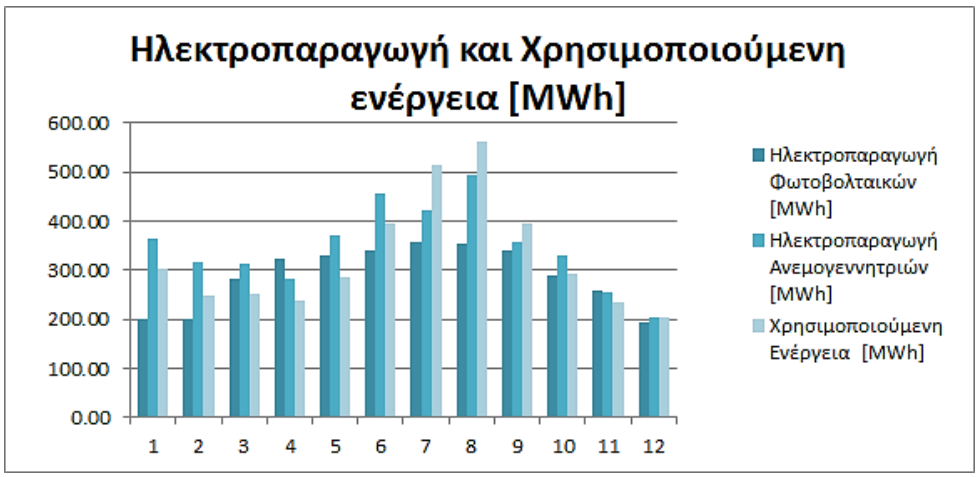
Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ, Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
1	198,58	363,351	375,35	259,72	46,22%	302,21	80,51%
2	200,92	315,060	313,22	267,36	51,82%	248,62	79,38%
3	282,54	313,986	319,71	345,34	57,89%	251,19	78,57%
4	323,37	282,944	299,57	368,91	60,85%	237,40	79,25%
5	329,90	370,732	315,80	415,24	59,27%	285,39	90,37%
6	341,29	456,247	403,76	402,86	50,51%	394,68	97,75%
7	355,48	422,945	598,03	265,07	34,05%	513,36	85,84%
8	352,05	493,273	624,85	284,74	33,68%	560,58	89,71%
9	341,36	357,471	471,77	305,53	43,72%	393,30	83,37%
10	289,29	330,484	357,05	326,58	52,69%	293,19	82,12%
11	257,94	256,463	308,97	278,72	54,18%	235,68	76,28%
12	194,54	202,169	334,60	191,78	48,34%	204,93	61,24%
Ετησίως	3467,27	4165,13	4722,68	3711,85	48,63%	3920,54	83,02%

Πίνακας VIII.18 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 9

Μήνας	Έλλειμμα [MWh]	Έλλειμμα [%]	Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα	Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα	Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]	Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]
1	73,14	19,49%	6	233	632	10,29
2	64,60	20,62%	5	193	597	7,63
3	68,52	21,43%	2	234	594	6,17
4	62,17	20,75%	2	223	493	1,91
5	30,41	9,63%	0	137	521	0,00
6	9,08	2,25%	0	75	363	0,00
7	84,67	14,16%	4	332	932	6,28
8	64,27	10,29%	1	349	852	0,57
9	78,47	16,63%	5	246	905	4,26
10	63,85	17,88%	1	221	544	0,34
11	73,28	23,72%	2	300	577	2,40
12	129,68	38,76%	9	233	597	7,36
Ετησίως	**802,14**	**16,98%**	**37**	**2776**	**932**	**10,29**



Σχήμα VIII.17 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 9



Σχήμα VIII.18 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 9

Σενάριο 10

Α/Γ : (α) 2 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 7,5 m/s (β) 1 X DWE 250kW σε τοποθεσία με μέση ταχύτητα νέμου 6,5 m/s.

Φ/Β : (α) 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 31° (β) 500 kWp μονοκρυσταλικών Φ/Β υπό κλίση 55° (γ) 1,000 kWp με εποχιακή χειροκίνητη προσαρμογή κλίσης ως προς το οριζόντιο επίπεδο (Οκτώβριος – Μαρτίος: 55°, Απρίλιος – Σεπτέμβριος: 31°)

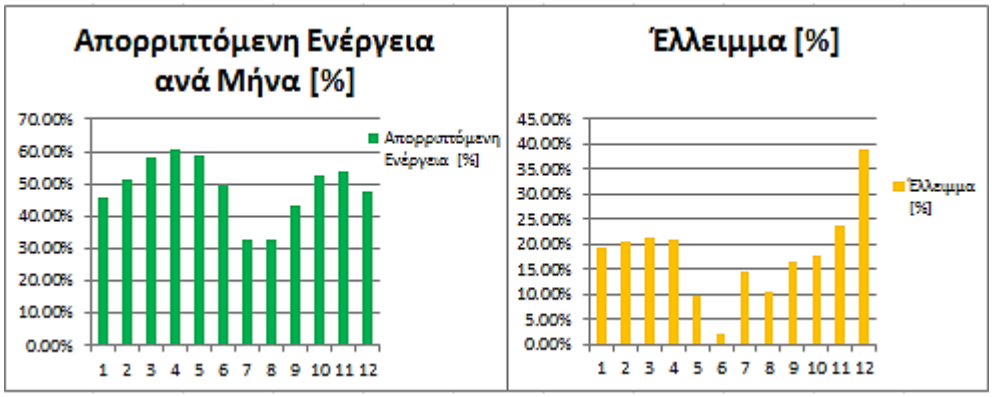
Πίνακας VIII.19 Ηλεκτροπαραγωγή συστήματος και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 10

Μήνας	Ηλεκτροπαραγωγή Φωτοβολταϊκών [MWh]	Ηλεκτροπαραγωγή Ανεμογεννητριών [MWh]	Ζήτηση Ηλ, Ενέργειας [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [MWh]	Απορριπτόμενη Ενέργεια [%]	Χρησιμοποιούμενη Ενέργεια [MWh]	Διείσδυση ΑΠΕ [%]
1	194,17	363,351	375,35	255,20	45,77%	302,32	80,54%
2	198,66	315,060	313,22	265,00	51,59%	248,71	79,41%
3	283,48	313,986	319,71	346,16	57,94%	251,31	78,60%

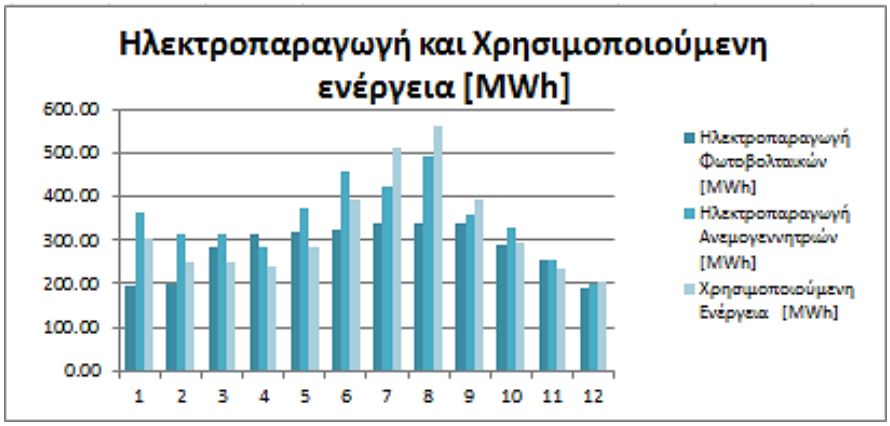
4	315,27	282,944	299,57	361,02	60,35%	237,19	79,18%
5	315,99	370,732	315,80	401,64	58,49%	285,09	90,27%
6	322,84	456,247	403,76	384,51	49,35%	394,58	97,73%
7	337,79	422,945	598,03	248,66	32,69%	512,07	85,63%
8	340,45	493,273	624,85	273,55	32,81%	560,17	89,65%
9	337,68	357,471	471,77	302,03	43,45%	393,12	83,33%
10	286,56	330,484	357,05	323,84	52,48%	293,20	82,12%
11	251,78	256,463	308,97	272,52	53,62%	235,73	76,29%
12	189,39	202,169	334,60	186,68	47,68%	204,88	61,23%
Ετησίως	**3374,06**	**4165,13**	**4722,68**	**3620,80**	**48,03%**	**3918,38**	**82,97%**

Πίνακας VIII.20 Έλλειμμα Παραγωγής Ενέργειας Σεναρίου 10

Μήνας	Έλλειμμα [MWh]	Έλλειμμα [%]	Αριθμός Ημερών με Έλλειμμα	Αριθμός Ωρών με Έλλειμμα	Μέγιστο Ωριαίο Έλλειμμα [kWh/h]	Μέγιστο Ημερήσιο Έλλειμμα [MWh]
1	73,03	19,46%	6	233	632	10,26
2	64,50	20,59%	5	193	597	7,58
3	68,41	21,40%	2	232	594	6,11
4	62,37	20,82%	2	224	493	2,02
5	30,71	9,73%	0	139	521	0,00
6	9,18	2,27%	0	77	363	0,00
7	85,96	14,37%	4	335	932	6,80
8	64,68	10,35%	1	350	852	0,87
9	78,65	16,67%	5	246	905	4,37
10	63,84	17,88%	1	221	544	0,35
11	73,24	23,71%	2	300	577	2,39
12	129,72	38,77%	11	233	597	7,36
Ετησίως	**804,30**	**17,03%**	**39**	**2783**	**932**	**10,26**



Σχήμα VIII.19 Ετήσιο και Μηνιαίο Έλλειμμα και Απορριπτόμενη Ενέργεια Σεναρίου 10



Σχήμα VIII.20 Ετήσια και Μηνιαία Ηλεκτροπαραγωγή και χρησιμοποιούμενη ενέργειας Ενέργεια Σεναρίου 10

Παράρτημα IX. Το μοντέλο βελτιστοποίησης συστήματος αποθήκευσης BAT-OP

(α) Η παρακάτω περιγραφή του μοντέλου βελτιστοποίησης του μεικτού ακεραίου γραμμικού προβλήματος ελαχιστοποίησης της χωρητικότητας αποθήκευσης του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας:

Η εξίσωση ισορροπίας εξασφαλίζει ότι κάθε χρονική περίοδο t το άθροισμα της ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος με την αποφόρτιση του συστήματος αποθήκευσης θα ισούται με την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας συν την φόρτιση του συστήματος αποθήκευσης.

$$P_P{}^t + P_d{}^t = P_D{}^t + P_c{}^t + P_E{}^t \quad (1)$$

όπου $P_P{}^t$ η ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος τη χρονική περίοδο t
$P_d{}^t$ η αποφόρτιση του συστήματος αποθήκευσης τη χρονική περίοδο t
$P_D{}^t$ η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας τη χρονική περίοδο t
$P_c{}^t$ η φόρτιση του συστήματος αποθήκευσης τη χρονική περίοδο t
$P_E{}^t$ η απορριπτόμενη ενέργεια τη χρονική περίοδο t

Το σύστημα για κάποιες χρονικές περιόδους t αναμένεται να μην είναι έχει εφικτές λύσεις με μόνο το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ οπότε πρέπει να καθοριστεί μια μαθηματική σχέση για την συνολική ηλεκτροπαραγωγή:

$$P_P{}^t = P_{RES}{}^t + P_{CR}{}^t \quad (2)$$

Όπου $P_{RES}{}^t$ η ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος ΑΠΕ τη χρονική περίοδο t
$P_{CR}{}^t$ η ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος ζευγών πετρελαίου (σε ψυχρή εφεδρεία) τη χρονική περίοδο t

Επίσης το σύστημα έχει απαιτήσεις για την διείσδυση των ΑΠΕ:

$$\frac{\sum_{t=0}^{T} P_{CR}{}^t}{\sum_{t=0}^{T} P_D{}^t} \leq 1 - RP \quad (3)$$

Το άθροισμα της ηλεκτροπαραγωγής του συστήματος πετρελαίου – η ετήσια ηλεκτροπαραγωγή από το σύστημα πετρελαίου προς την ετήσια ζήτηση πρέπει να είναι μικρότερη από 100%- την επιζητούμενη διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή της νήσου, RP.

Για λόγους γραμμικότητας η εισάγεται ο όρος DGP, οποίος εκφράζει την διείσδυση των συμβατικών μονάδων (γεννητριών diesel) στην ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος, για τον οποίο ισχύει:

$$DGP = 1 - RP \quad (4)$$

Συνεπώς η σχέση (3) θα προσαρμοστεί σε:

$$\sum_{t=0}^{T} {P_{CR}}^t \leq DGP \cdot \sum_{t=0}^{T} {P_D}^t \quad (5)$$

Η λειτουργία της αποθήκευσης ενέργειας εκφράζεται από την εξίσωση:

$$E^{t+1} = E^t + n_c \cdot {P_c}^t - n_d \cdot {P_d}^t \quad (6)$$

Όπου η E^{t+1}, η κατάσταση φόρτισης (state of charge (SOC)) του συστήματος αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας την χρονική περίοδο $t+1$, διαμορφώνεται από το την κατάσταση φόρτισης της προηγούμενης περιόδου E^t συν την ροή ηλεκτρική ενέργειας για αποθήκευση τη χρονική περίοδο t, ${P_c}^t$ επί την απόδοση φόρτισης n_c μείον την ροή ηλεκτρικής ενέργειας εκφόρτισης την χρονική περίοδο t, ${P_d}^t$ επί την απόδοση συστήματος διανομής (1-απώλειες διανομής), n_d.[18]

Το μοντέλο λαμβάνει επίσης υπόψη περιορισμούς για την μέγιστη ροή ηλεκτρικής ενέργειας φόρτισης και εκφόρτισης με βάση την διαθέσιμη τεχνολογία:

$$0 \leq {P_c}^t \leq P_{max} \quad (7)$$
$$0 \leq {P_d}^t \leq P_{max} \quad (8)$$

Όπου P_{max} ο μέγιστος ρυθμός φόρτισης/εκφόρτισης των μπαταριών αποθήκευσης (kWh/h). Το P_{max} εξαρτάται άμεσα από την τοπολογία του συστήματος, συγκεκριμένα από την χωρητικότητα των εγκατεστημένων μπαταριών και την δυνατότητα φόρτισης /αποφόρτισης τους (π.χ. 1C, 0.5C, 0.2C)[19], ενώ η τοπολογία σε περίπτωση που έχουμε περισσότερες της μίας μονάδας αποθήκευσης μπορεί να εκφραστεί με ένα δείκτη s τέτοιον ώστε $0 \leq {P_d}_s^t \leq P_{max_s}$, $0 \leq {P_c}_s^t \leq P_{max_s}$.

Επίσης το μοντέλο δεν επιτρέπει ταυτόχρονη φόρτιση και εκφόρτιση και ως εκ τούτου για να εξασφαλιστεί κάτι τέτοιο εισάγεται η δυαδική μεταβλητή j η οποία παίρνει την τιμή 1 όταν το σύστημα αποθήκευσης φορτίζει και την τιμή 0 όταν το σύστημα αποθήκευσης αποφορτίζεται για να καλύψει τις ενεργειακές ανάγκες του δικτύου, διαμορφώνοντας τους περιορισμούς (7) και (8) σε:

$$0 \leq {P_c}^t \leq j \cdot P_{max} \quad (9)$$

$$0 \leq {P_d}^t \leq (1 - j) \cdot P_{max} \quad (10)$$

[18] Λήφθηκαν υπόψη συντελεστές, n_c = 0.85, n_d= 1/0.85
[19] Εξετάζονται 2 σενάρια για δυνατότητα φόρτισης/ παροχής ισχύος 0.5C και 0.3C

Η χωρητικότητα του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας δεν μπορεί να υπερβαίνει την ονομαστική χωρητικότητα των μπαταριών ενώ αυτή θα καθορίζεται από την αρχική κατάσταση φόρτισης στο 100% την πρώτη χρονική περίοδο $t = 0$ (αρχικό set point)

$$l \cdot E^{t=0} \leq E^{t} \leq E^{t=0} \text{ (11)}$$

Όπου l ένας συντελεστής (%) χαμηλότερης επιτρεπόμενης κατάστασης φόρτισης προκειμένου να αποφεύγεται η επιτάχυνση της προοδευτικής αποδόμησης των στοιχείων μπαταριών εξαιτίας της «βαθιάς εκφόρτισης» (deep discharge).

Επιπλέον η τελική κατάσταση φόρτισης για λόγους συνέπειας της μεθόδου θα πρέπει να ισούται με 100%, δηλαδή με το αρχικό set point πλήρους φόρτισης $E^{t=0}$. Επομένως θα πρέπει να ισχύει:

$$E^{t=T} = E^{t=0} \text{ (12)}$$

Η αντικειμενική συνάρτηση (βελτιστοποίησης) του μοντέλου είναι η ακόλουθη:

$$min \quad B_{cap} = E^{t=0} \text{ (13)}$$

Όπου, η B_{cap} είναι η χωρητικότητα του συνολικού συστήματος αποθήκευσης, ενώ αυτό πρέπει να είναι πλήρως φορτισμένο σε χρονικά τακτά διαστήματα (set points), όπως λ.χ. όταν $t = 0$

(β) Εναλλακτική προσέγγιση του συγκεκριμένου προβλήματος μπορεί να εφαρμοστεί στην οποία θα δίνεται η χωρητικότητας αποθήκευσης του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας και το μοντέλο θα διενεργεί μεγιστοποίηση της διείσδυσης του συστήματος ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος.

Επομένως η αντικειμενική συνάρτηση βελτιστοποίησης του προβλήματος (α) θα γίνει περιορισμός με καταχώριση τιμής χωρητικότητας συστήματος αποθήκευσης: $B_{cap} = E^{t=0}$ Ενδεικτικά $B_{cap} = 3000\ MWh$

Συμπερασματικά η εξίσωση (5) θα προσαρμοστεί προκειμένου να γίνει η αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος.

$$min\ DGP = \frac{\sum_{t=0}^{T} {P_{CR}}^{t}}{\sum_{t=0}^{T} {P_D}^{t}} \text{ (14)}$$

Ως εκ τούτου, επειδή ο όρος $\sum_{t=0}^{T} {P_D}^{t}$ που αφορά στη συνολική ετήσια ζήτηση είναι σταθερή παράμετρος η ελαχιστοποίηση της διείσδυσης των συμβατικών μονάδων DGP αρκεί εκφραστεί ως:

$$\min \sum_{t=0}^{T} {P_{CR}}^{t} \quad (15)$$

<u>Επεξήγηση προβλήματος ισοζυγίου ενέργειας</u>

Στο μοντέλο BAT-Op η εξίσωση ισορροπίας:

$${P_P}^{t} + {P_d}^{t} = {P_D}^{t} + {P_c}^{t} + {P_E}^{t} \quad (16)$$

όπου ${P_P}^{t}$ η ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος τη χρονική περίοδο t

$${P_P}^{t} = {P_{RES}}^{t} + {P_{CR}}^{t} \quad (17)$$

Όπου ${P_{RES}}^{t}$ η ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος ΑΠΕ τη χρονική περίοδο t

${P_{CR}}^{t}$ η ηλεκτροπαραγωγή του συστήματος ζευγών πετρελαίου (σε ψυχρή εφεδρεία) τη χρονική περίοδο t

${P_d}^{t}$ η αποφόρτιση του συστήματος αποθήκευσης τη χρονική περίοδο t

${P_D}^{t}$ η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας τη χρονική περίοδο t

${P_c}^{t}$ η φόρτιση του συστήματος αποθήκευσης τη χρονική περίοδο t

${P_E}^{t}$ η απορριπτόμενη ενέργεια τη χρονική περίοδο t

Τη συγκεκριμένη εξίσωση οι decision variables ${P_d}^{t}$, ${P_c}^{t}$, ${P_E}^{t}$ δημιουργούν ένα λογιστικό black box που πρέπει να εξορθολογηστεί. Έτσι αφού υπολογιστεί από το BAT-Op πρώτα το ${P_P}^{t}$, δηλαδή ουσιαστικά το ${P_{CR}}^{t}$, θα πρέπει λογιστικά πρώτα να υπολογιστεί λογιστικά η ενέργεια εκφόρτισης την χρονική περίοδο t, ${P_d}^{t}$ ως εξής:

$${P_d}^{t} = {P_D}^{t} - {P_{CR}}^{t} - {P_{RU}}^{t} \quad (18)$$

όπου ${P_{RU}}^{t}$ η χρησιμοποιούμενη ενέργεια ΑΠΕ την χρονική περίοδο t

$${P_{RU}}^{t} = \begin{cases} {P_{RES}}^{t} & \forall\ t\ \exists\ {P_{RES}}^{t} < {P_D}^{t} - {P_{CR}}^{t} \\ {P_D}^{t} - {P_{CR}}^{t} & \forall\ t\ \exists\ {P_{RES}}^{t} \geq {P_D}^{t} - {P_{CR}}^{t} \end{cases} \quad (19)$$

Οι απώλειες φόρτισης υπολογίζονται ως εξής (υποθέτοντας χρονική περίοδο $t\alpha$ στην οποία συμβαίνει η φόρτιση και χρονική περίοδο $t\beta$ στην οποία συμβαίνει η αποφόρτιση):

$$({P_c}^{t\alpha} \cdot 0{,}85) \cdot 0{,}85 = {P_d}^{t\beta} \Longrightarrow$$

$${P_c}^{t\alpha} \cdot (0{,}7225) = {P_d}^{t\beta} \Longrightarrow {P_c}^{t\alpha} = {P_d}^{t\beta} \cdot 1{,}384083 \Longrightarrow$$

$${P_c}^{t\alpha} - {P_d}^{t\beta} = {P_d}^{t\beta} \cdot 0{,}384083 \quad (20)$$

Επομένως η απορριπτόμενη ενέργεια θα υπολογιστεί ως εξής (θεωρώντας ότι όλη η ενέργεια που αποθηκεύεται στο σύστημα αποθήκευσης αποφορτίζεται: <u>αληθές,</u> αφού έχουμε εκκίνηση και τερματισμό της χρονικής περιόδου με πλήρη φόρτιση μπαταριών):

$$\sum_t {P_E}^t = \sum_t ({P_{RES}}^t - {P_{RU}}^t - {P_d}^t)$$

(21)

Παράρτημα Χ. Μοντέλο Υπολογισμού Απόκρισης Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας Αφαλάτωσης

Το μοντέλο απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αφαλάτωσης που προτείνεται προβλέπει την σωρευτική αποθήκευση νερού για μελλοντική χρήση τις ώρες που το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ παρουσιάζει περίσσεια /απορριπτόμενη ενέργεια, ενώ προβλέπεται η παύση λειτουργίας της αφαλάτωσης κατά τις ώρες που παρουσιάζεται έλλειμμα ηλεκτρικής ενέργειας, κατά τις οποίες προβλέπεται εκτόνωση του αποθεματικού αποθήκευσης νερού, το οποίο σωρεύτηκε κατά την απόκριση ζήτησης.

Κατ' αυτόν τον τρόπο, η δυνατότητα του συστήματος αφαλάτωσης να προσφέρει υπηρεσίες απόκρισης ζήτησης υπολογίστηκε ως εξής:

Το μέγιστο δυναμικό απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αφαλάτωσης υπολογίζεται ως το περιθώριο μεταξύ μέγιστης και μέσης ωριαίας ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αφαλάτωσης:

$$MDRP = IPD - MDD \quad (1)$$

Όπου,

$MDRP$: Μέγιστο δυναμικό απόκρισης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αφαλάτωσης

IPD: Μέγιστη ηλεκτρική ενέργεια ζήτησης για αφαλάτωση

MDD : Μέση ωριαία κατανάλωση αφαλάτωσης

Ενώ το ωριαίο δυναμικό απόκρισης ζήτησης την χρονική περίοδο t, DRP_t, προσδιορίζεται λαμβάνοντας υπόψη την διαθεσιμότητα περίσσειας ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ την χρονική περίοδο t, PE_t, ενώ δεν μπορεί να υπερβαίνει το μέγιστο δυναμικό $MDRP$.

$$DRP_t = \begin{cases} PE_t & \forall\ t\ \exists\ 0 < PE_t < MDRP \\ MDRP & \forall\ t\ \exists\ \ PE_t \geq MDRP \\ 0 & \forall\ t\ \exists\ PE_t = 0 \end{cases} \quad (2)$$

Όπου,

DRP_t : Δυνατότητα απόκρισης ζήτησης αφαλάτωσης την χρονική περίοδο t

PE_t : Πλεόνασμα Ηλεκτροπαραγωγής ΑΠΕ την χρονική περίοδο t

Η εξοικονόμηση ενέργειας αφαλάτωσης την χρονική περίοδο t πρέπει να λαμβάνει υπόψη το σωρευμένο αποθεματικό νερού την χρονική περίοδο t, $LDRB_t$ και την μέση ωριαία ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αφαλάτωσης, MDD, του τρέχοντος μηνός η οποία μπορεί να αφαιρεθεί από το σύστημα για την προσφορά υπηρεσιών εξισορρόπησης και μείωσης του ελλείμματος το οποίο καλύπτεται από τις συμβατικές μονάδες την χρονική περίοδο t, PCR_t. Επομένως

για τον προσδιορισμό της εξοικονόμηση ενέργειας αφαλάτωσης την χρονική περίοδο t έχει χρησιμοποιηθεί ο ακόλουθος υπολογισμός.

$$ES_t = \begin{cases} PCR_t & \forall\ t\ \exists\ LDRB_t \geq MDD\ \cap\ 0 < PCR_t < MDD \\ MDD & \forall\ t\ \exists\ LDRB_t \geq MDD\ \cap\ MDD < PCR_t \\ 0 & \forall\ t\ \exists\ PCR_t \leq 0\ \cup\ LDRB_t < MDD \end{cases} \quad (3)$$

Όπου,

ES_t : Εξοικονόμηση Ενέργειας Αφαλάτωσης την χρονική περίοδο t

PCR_t : Ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικές μονάδες πετρελαίου την χρονική περίοδο t

$LDRB_t$:Επίπεδο αποθήκευσης νερού για απόκριση ζήτησης την χρονική περίοδο t

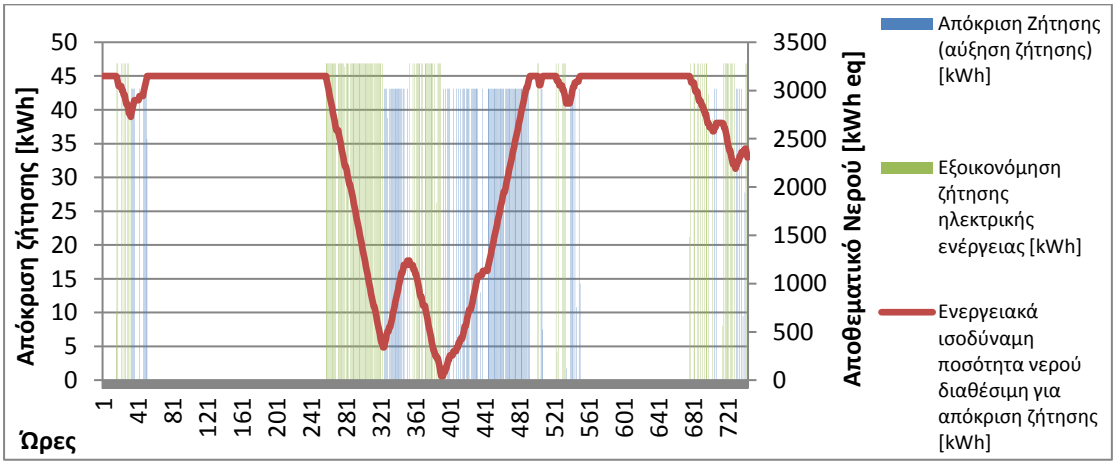
Το επίπεδο αποθήκευσης νερού για απόκριση ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αφαλάτωσης την χρονική περίοδο t πρέπει να ισούται με το επίπεδο αποθήκευσης την προηγούμενη περίοδο $LDRB_{t-1}$ μείον την εκτόνωση του αποθεματικού νερού (εξοικονόμηση ενέργειας) την προηγούμενη περίοδο ES_{t-1} συν την δυνατότητα απόκρισης ζήτησης ηλ. ενέργειας αφαλάτωσης την τρέχουσα περίοδο DRP_t, ενώ δεν πρέπει να υπερβαίνει την μέγιστη δυνατότητα αποθήκευσης νερού για απόκριση ζήτησης, DRB.

$$LDRB_t = \begin{cases} DRP_t + LDRB_{t-1} - ES_{t-1} & \forall\ t\ \exists\ DRP + LDRB_{t-1} - ES_{t-1} < DRB \\ DRB & \forall\ t\ \exists\ DRP + LDRB_{t-1} - ES_{t-1} \geq DRB \end{cases} \quad (4)$$

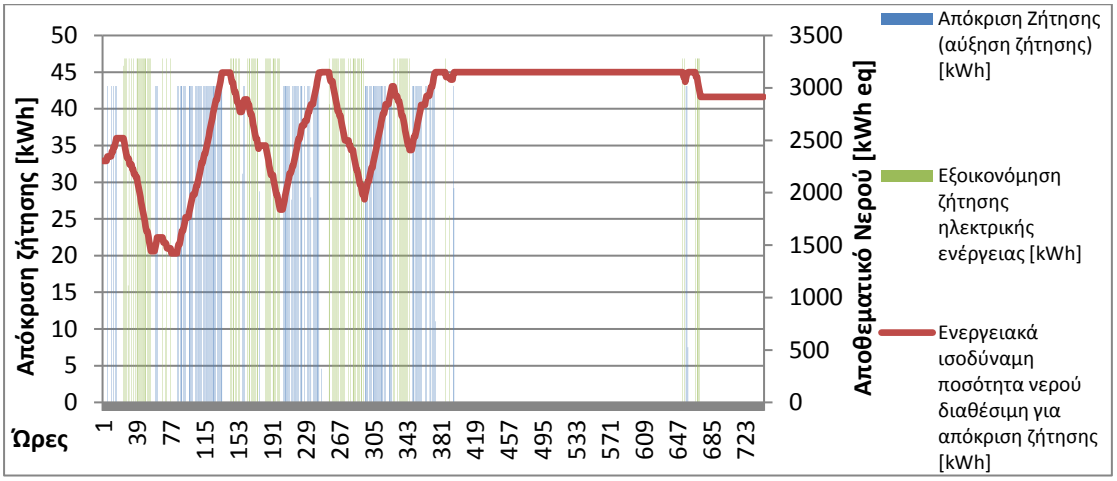
Όπου,

DRB: Μέγιστη δυνατότητα αποθήκευσης νερού για απόκριση ζήτησης (Desalination Demand Response Buffer)

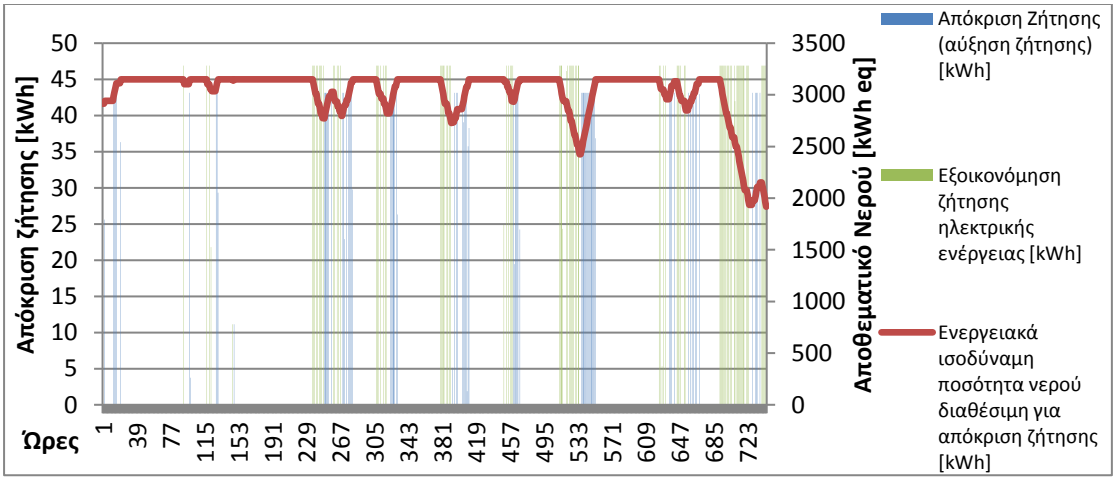
Η λειτουργικότητα του μοντέλου απόκρισης ζήτησης παρουσιάζεται στα ακόλουθα διαγράμματα προσομοίωσης:



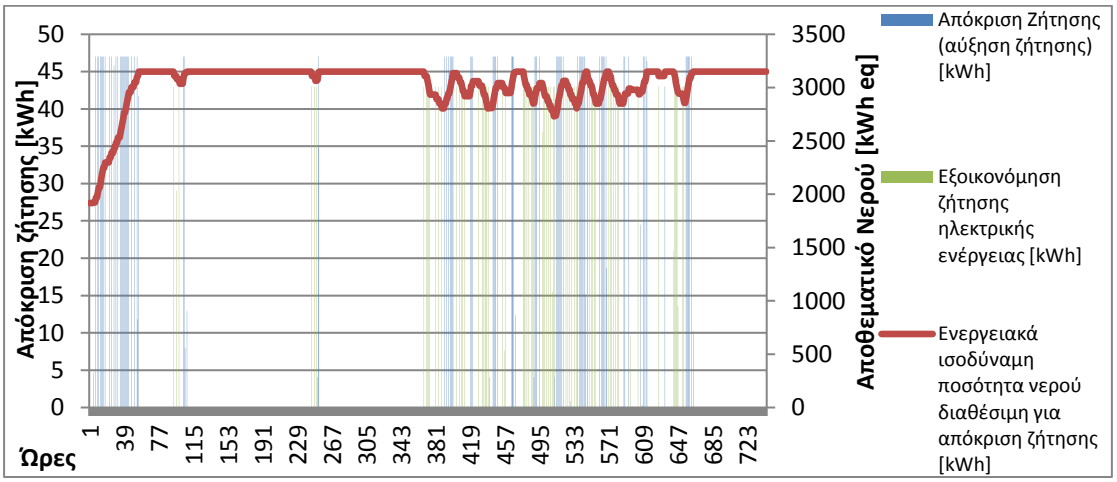
Σχήμα Χ.1 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Ιανουάριο



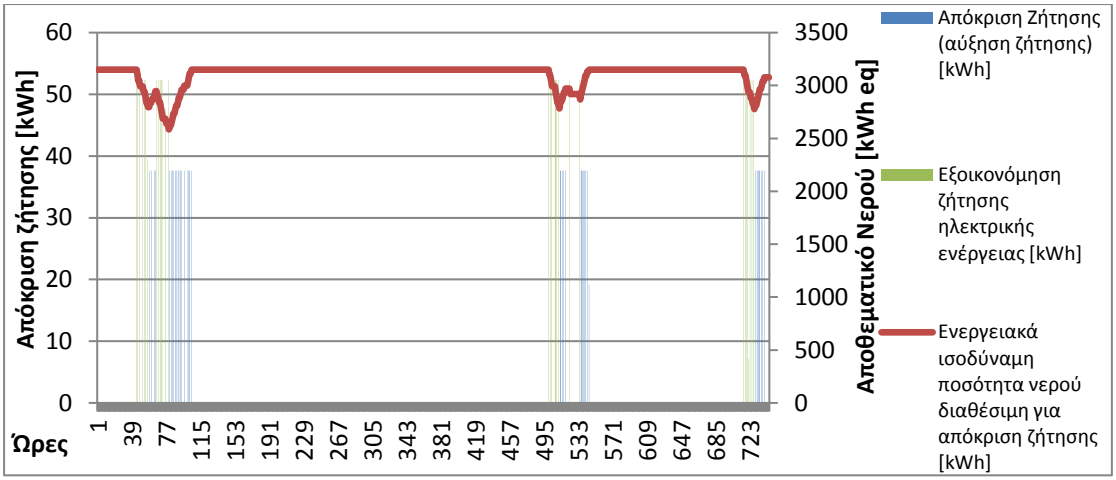
Σχήμα Χ.2 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Φεβρουάριο



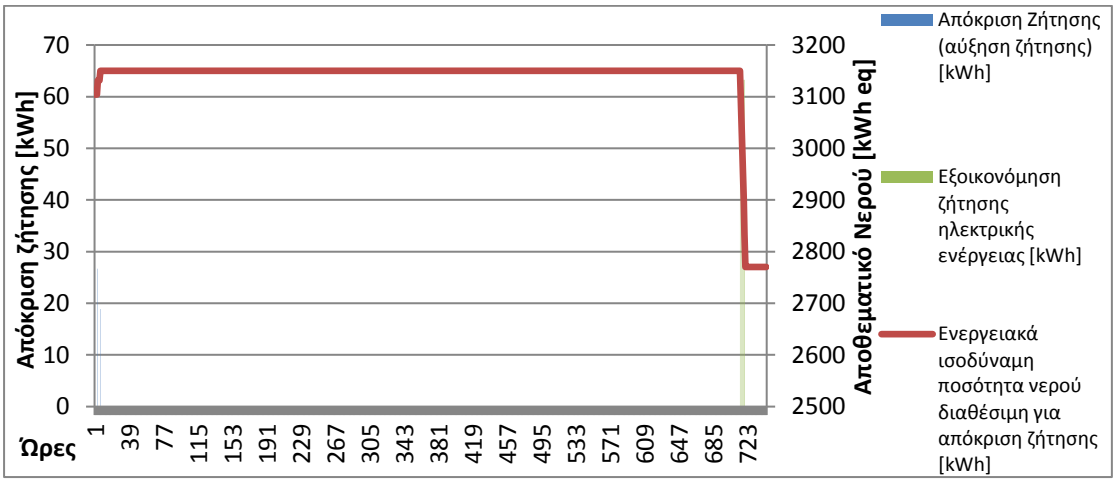
Σχήμα Χ.3 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Μάρτιο



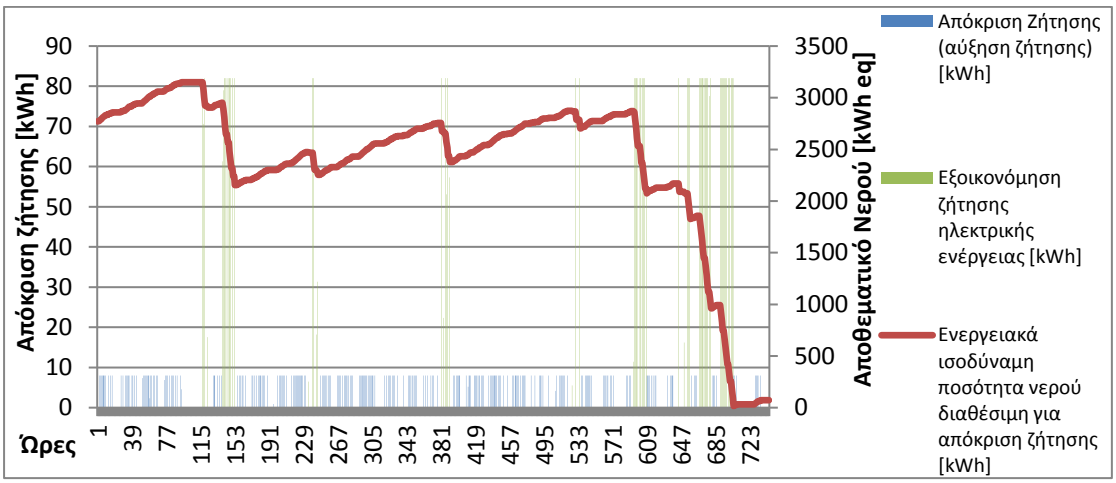
Σχήμα Χ.4 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Απρίλιο



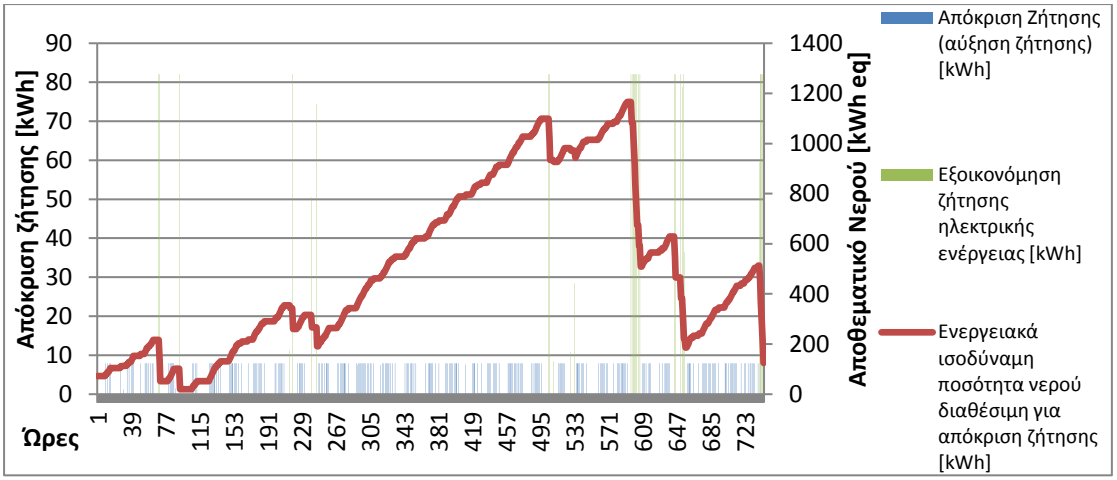
Σχήμα Χ.5 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Μάιο



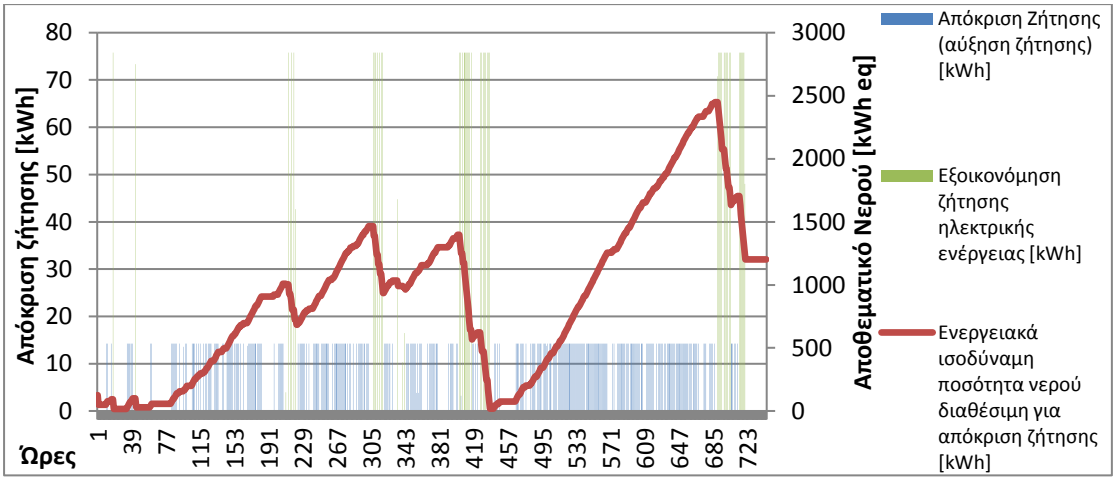
Σχήμα Χ.6 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Ιούνιο



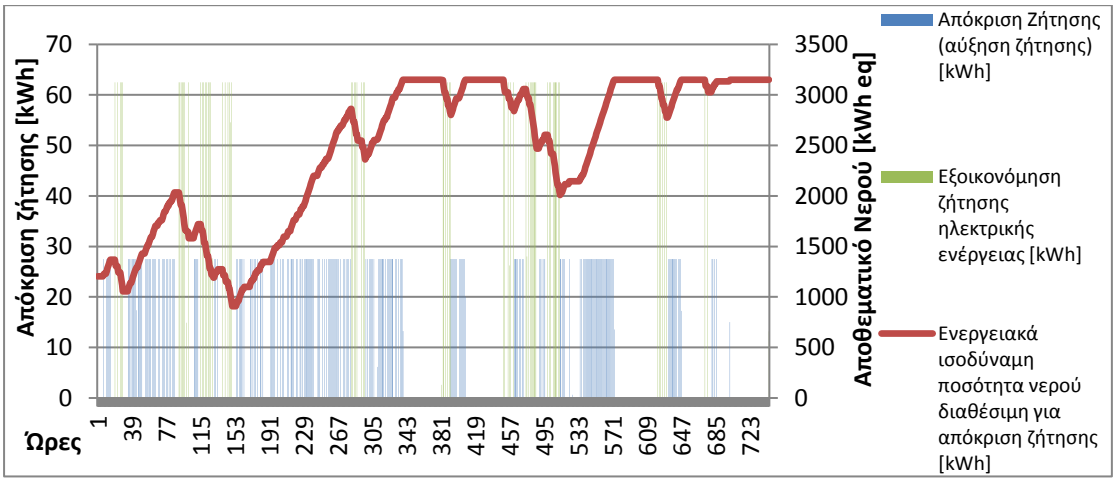
Σχήμα Χ.7 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Ιούλιο



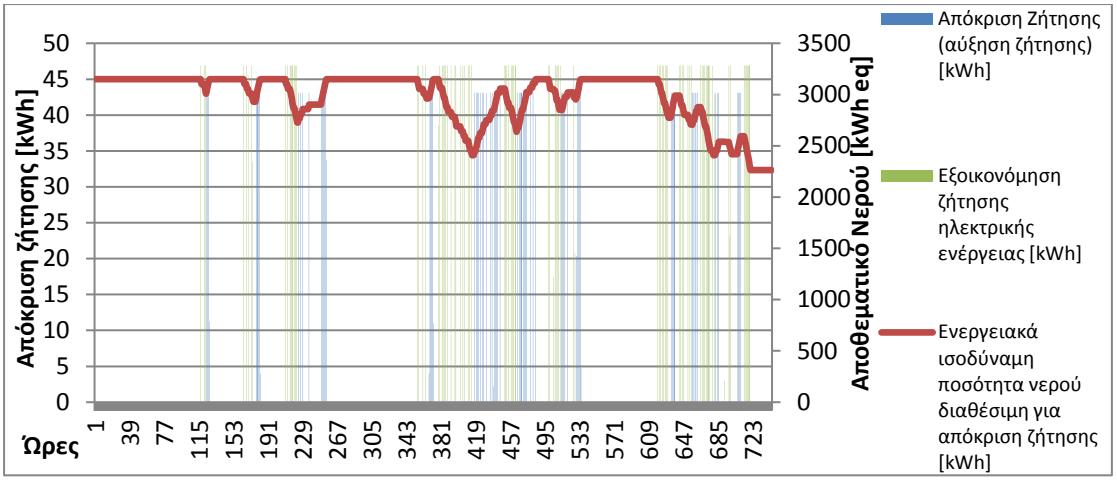
Σχήμα Χ.8 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Αύγουστο



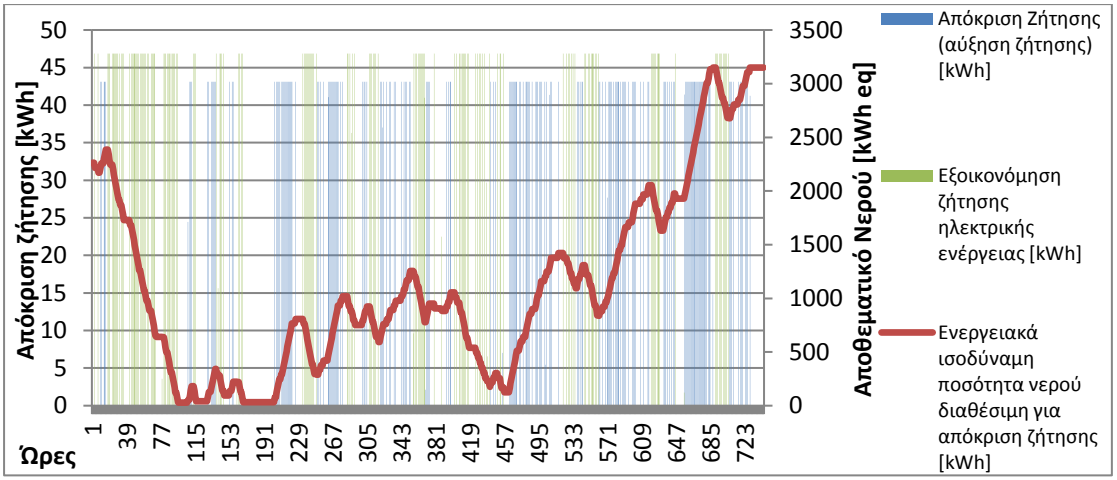
Σχήμα Χ.9 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Σεπτέμβριο



Σχήμα Χ.10 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Οκτώβριο



Σχήμα Χ.11 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Νοέμβριο



Σχήμα Χ.12 Απόκριση ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας αφαλάτωσης για τον μήνα Δεκέμβριο

Παράρτημα XI. Προϋπολογιστικό κόστος και εκτιμώμενος χρόνος ολοκλήρωσης έργου διασύνδεσης Μεγίστης – Στρογγύλης

Προϋπολογιστικό κόστος: Το προϋπολογιστικό κόστος της υλοποίησης της διασύνδεσης Μεγίστης - Στρογγύλης με υ/β καλώδιο 12/20kV 3x35mm^2 Cu/XLPE σύμφωνα με την πλέον πρόσφατη προδιαγραφή του ΔΕΔΔΗΕ παρουσιάζεται στον ακόλουθο πίνακα :

Περιγραφή υλικών/εργασιών	Προϋπολογιστικό κόστος
➢ Μελέτη θαλάσσιων και παράκτιων τμημάτων κατά μήκος της διαδρομής	€ 300.000
➢ Παραγωγή και παράδοση στο εργοστάσιο 5km υ/β καλωδίου 3x35mm2 Cu/XLPE κατασκευής σύμφωνα με τα συνημμένα τεχνικά στοιχεία	€ 600.000 (120 €/m) [3]
➢ Φόρτωση επί Κ/Π, μεταφορά και πόντιση υ/β καλωδίου	€ 1.230.000
➢ Προστασία υ/β καλωδίου από σημεία κατασκευής συνδέσμων μετάβασης μεταξύ χερσαίων-υ/β καλωδίου στις ακτές και για 200m μέσα στην θάλασσα σε κάθε περιοχή προσαιγιάλωσης	€ 715.000
➢ Προμήθεια και κατασκευή δυο συνδέσμων μετάβασης σε κάθε περιοχή προσαιγιάλωσης	€ 60.000
Υποσύνολο :	**€ 2.905.000 [2]**
➢ Παραγωγή και παράδοση 800m εφεδρικού υ/β καλωδίου για την επισκευή του καλωδίου σε περίπτωση βλάβης του από εξωγενή αίτια (προαιρετικό υλικό [1])	€ 96.000
➢ Κόστος μεταλλικού στροφείου για την τύλιξη και αποθήκευση του εφεδρικού Καλωδίου (προαιρετικό υλικό [1])	€ 14.000
➢ Προμήθεια δυο συνδέσμων επισκευής υ/β καλωδίου για την επισκευή του καλωδίου σε περίπτωση βλάβης του (προαιρετικό υλικό)	€ 200.000
Σύνολο:	**€ 3.215.000**

[1]Τα υλικά τα οποία αναφέρονται ως προαιρετικό υλικό δεν είναι απαραίτητα για την υλοποίηση της διασύνδεσης αλλά αποτελούν εφεδρικά υλικά τα είναι απαραίτητα για την υλοποίηση μιας επισκευής σε περίπτωση βλάβης του καλωδίου στο μέγιστο βάθος της διασύνδεσης. Καθώς οι χρόνοι από την παραγγελία μέχρι την παράδοση εφεδρικού υλικού συνήθως ανέρχονται σε αρκετούς μήνες και η τιμή για την παραγωγή ενός μικρού μήκους εφεδρικού υ/β καλωδίου θα είναι υψηλότερη από την τιμή του στην αρχική παραγγελία προτείνεται όπως συνηθίζεται από όλους τους πελάτες η αρχική παραγγελία να περιλαμβάνει και τα εφεδρικά υλικά.

[2]Επισημαίνεται ότι οι παραπάνω προϋπολογιστικές τιμές δεν περιλαμβάνουν τα χερσαία καλώδια που θα απαιτηθούν για την ολοκλήρωση της διασύνδεσης και την εγκατάσταση των χερσαίων καλωδίων από εργολάβο από τον υποσταθμό σε κάθε νησί όπου αυτά θα τερματισθούν και μέχρι τον σύνδεσμο μετάβασης.

[3] Οι παραπάνω προϋπολογιστική τιμή για το υ/β καλώδιο έχει υπολογισθεί με τιμές βάσης μετάλλων CU: 5.711,76 EUR/MT και PB:1.717,51 EUR/MT (LME της 16/04/2019) και θα αναπροσαρμοσθεί ως προς τα μέταλλα σύμφωνα με τις αντίστοιχες τιμές LME που θα ισχύουν για τον CU και το PB την επόμενη εργάσιμη ημέρα μετά από την ημερομηνία της σχετικής παραγγελίας.

[4] Όλες οι παραπάνω τιμές δεν περιλαμβάνουν τον ισχύοντα ΦΠΑ κατά τον χρόνο της σχετικής παραγγελίας, δασμούς εφόσον αυτοί υφίστανται, ασφαλιστικές καλύψεις κατά τον χρόνο εκτέλεσης του έργου, το κόστος τραπεζικών εγγυητικών επιστολών εφόσον απαιτούνται και οποιεσδήποτε κρατήσεις ή έξοδα υπέρ τρίτων.

Εκτιμώμενος χρόνος ολοκλήρωσης έργου: Στο συγκεκριμένο έργο ο χρόνος παράδοσης των υλικών στο εργοστάσιο κατασκευής της καλωδίωσης (Fulgor -Σουσάκι, Κορίνθιας) έτοιμων προς φόρτωση στο κατάλληλα εξοπλισμένο πλοίο το οποίο θα αναλάβει την εγκατάσταση του καλωδίου εξαρτάται από την τον φόρτο παραγωγής του εργοστασίου κατά τον χρόνο της σχετικής παραγγελίας. Σύμφωνα με τον κατασκευαστή το χρονικό αυτό διάστημα εκτιμάται

σε 8 περίπου μήνες, ενώ ο χρόνος υλοποίησης του έργου εξαρτάται από την διαθεσιμότητα του πλοίου και των μέσων που απαιτούνται για την εγκατάσταση και προστασία του υ/β καλωδίου διασύνδεσης. Για λόγους προγραμματισμού ο κατασκευαστής και εγκαταστάτης (Fulgor) θεωρεί ότι το χρονικό διάστημα υλοποίησης του έργου ανέρχεται σε 14 περίπου μήνες από την ημερομηνία της σχετικής παραγγελίας.

Παράρτημα XII. Βιογραφικά Μελετητών

Ιωάννης Χατζηβασιλειάδης,
Μηχανολόγος Ηλεκτρολόγος, Σύμβουλος Μηχανικός, Πρόεδρος ΙΕΝΕ

Ο Ιωάννης Χατζηβασιλειάδης είναι Διπλωματούχος Μηχανολόγος-Ηλεκτρολόγος του ΕΜΠ (1960) και ασχολήθηκε με την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και αειφόρων ηλεκτρικών συστημάτων. Εργάσθηκε στην ΔΕΗ (1962-1990), στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ως διευθυντής υδροηλεκτρικών σταθμών Λούρου και Άγρα-Εδεσσαίου-Ναούσης-Βεροίας-Σερρών, στην μελέτη-κατασκευή μεγάλων υδροηλεκτρικών και λιγνιτικών σταθμών και σε γεωθερμικές έρευνες.

Από το 1975 ανέλαβε την ανάπτυξη της αιολικής και ηλιακής ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή με διεθνείς συνεργασίες, που οδήγησαν στην εγκατάσταση του αιολικού πάρκου στην Κύθνο, του πρώτου στην Ευρώπη και του πρώτου φωτοβολταϊκού σταθμού, με μεγάλη διεθνή απήχηση, συμβάλλοντας στην ανάπτυξη καινοτόμων τεχνολογιών.

Από το 1990 εργάσθηκε ως Σύμβουλος Μηχανικός, ειδικότερα στην ανάπτυξη των ΑΠΕ, στην ενεργειακή απόδοση και στην αειφόρο ανάπτυξη. Επί σειρά ετών στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή ως αξιολογητής ερευνητικών προτάσεων και έργων, στη διαχείριση ερευνητικών προγραμμάτων στην ενέργεια και βιώσιμα ενεργειακά συστήματα και ως τεχνικός σύμβουλος σε μεγάλα ερευνητικά έργα για τα μελλοντικά ηλεκτρικά δίκτυα με ενσωμάτωση των ΑΠΕ.

Μέλος εθνικών και διεθνών αποστολών για συνεργασία στην επιστημονική έρευνα και τεχνολογία στον ενεργειακό τομέα και μέλος επιστημονικών επιτροπών διεθνών και εθνικών συνεδρίων όπου και παρουσίασε πάνω από 80 εργασίες. Ιδρυτικό μέλος της European Wind Energy Association (EWEA, 1982) και επί σειρά ετών μέλος του ΔΣ, ιδρυτικό μέλος του ΙΕΝΕ και Γενικός Γραμματέας, Εθνικός Αντιπρόσωπος στην Ευρωπαϊκή Τεχνολογική Πλατφόρμα Φωτοβολταϊκών, μέλος της Επιστημονικής Επιτροπής Πανελληνίου Συλλόγου Διπλωματούχων Μηχανολόγων-Ηλεκτρολόγων (ΠΣΔΜΗ) και έφεδρος ταγματάρχης Τεχνικού Σώματος.

Έλαβε τιμητικές διακρίσεις: «Βραβείο Αίολος» σε αναγνώριση του έργου και της προσφοράς του στην ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας, από την Ελληνική Επιστημονική Ένωση Αιολικής Ενέργειας (2009) και τον τίτλο του «Διακεκριμένου Μηχανικού» για τη συμβολή του στην έρευνα και στην ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, του Παραρτήματος Ισχύος & Ενέργειας (PES Chapter Outstanding Engineer 2010) του IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers).

Κωστής Σταμπολής
Αρχιτέκτων – Ενεργειολόγος A.A.Dip.Grad., Εκτελεστικός Διευθυντής, ΙΕΝΕ

Απόφοιτος του Κολλεγίου Αθηνών, με σπουδές στην Φυσική, την Αρχιτεκτονική, στην Στρατηγική και Καινοτομία σε Λονδίνο (University of London, NELP, Architectural Association) και Οξφόρδη (Said Business School, University of Oxford). Είναι κάτοχος των μεταπτυχιακών διπλωμάτων AADip.Grd και MA (Oxford).

Με έδρα το Λονδίνο εργάσθηκε επί σειρά ετών ως ανεξάρτητος μελετητής πάνω σε εφαρμογές ηλιακής ενέργειας στα κτίρια έχοντας ιδρύσει και διευθύνει ένα από τα πρώτα γραφεία μελετών ΑΠΕ καθώς και εργαστήριο ηλιακής ενέργειας στη Μεγάλη Βρετανία (1975-1982). Έχει ασχοληθεί ιδιαίτερα με θέματα καινοτομίας και εφαρμογών ΑΠΕ σε αναπτυσσόμενες χώρες. Έχει διατελέσει σύμβουλος σε διεθνείς οργανισμούς, μεγάλες εταιρείες και κυβερνήσεις πάνω σε θέματα ενεργειακών υποδομών και αγορών και ενεργειακής πολιτικής.

Έχει διδάξει ως επισκέπτης καθηγητής σε Πανεπιστήμια και εκπαιδευτικούς οργανισμούς σε Ελλάδα, ΗΠΑ, Ευρώπη και Ασία. Έχει αρθρογραφήσει εκτενώς για θέματα ενέργειας, περιβάλλοντος και τεχνολογίας στους Financial Times, στην Καθημερινή, στην Ημερήσια και σε πολλές άλλες εφημερίδες και περιοδικά στην Ελλάδα και στο εξωτερικό. Υπήρξε εκδότης και διευθυντής του περιοδικού «Ενέργεια» (1994-2002), ενώ από το 2001 μέχρι σήμερα διευθύνει τον εξειδικευμένο διαδικτυακό χώρο www.energia.gr.

Ίδρυσε και οργανώνει ανελλιπώς από το 1996 μέχρι σήμερα το ετήσιο εθνικό συνέδριο «Ενέργεια & Ανάπτυξη». Έχει λάβει μέρος σε πολλά επιστημονικά συνέδρια στην Ελλάδα και το εξωτερικό ως προσκεκλημένος ομιλητής και έχει δημοσιεύσει πολλές εργασίες σε επιστημονικά περιοδικά και έχει εκδώσει βιβλία σχετικά με ενεργειακά θέματα.

Ιδρυτικό μέλος του Ινστιτούτου Ενέργειας Ν.Α. Ευρώπης (ΙΕΝΕ), (2003), του οποίου εξελέγη δύο φορές πρόεδρος (2003, 2005), ενώ σήμερα είναι Αντιπρόεδρος και Εκτελεστικός Διευθυντής. Είναι μέλος του Εθνικού Συμβουλίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ).

Αλέξανδρος Περέλλης
Μηχανολόγος Μηχανικός MSc, Ερευνητής ΙΕΝΕ

Ο Αλέξανδρος Περέλλης είναι ερευνητής του ΙΕΝΕ και διπλωματούχος Μηχανικός Παραγωγής και Διοίκησης του Δημοκρίτειου Πανεπιστημίου Θράκης (2010). Επιπλέον, είναι κάτοχος μεταπτυχιακού διπλώματος στην Μηχανική της Βιώσιμης Ενέργειας από το Πολυτεχνείο της Δανίας (DTU) (2013). Μέσα από τις σπουδές του, έχει αναπτύξει ισχυρές δεξιότητες στην εκπόνηση μελετών που σχετίζονται με συστήματα ηλιακής ενέργειας, τη μοντελοποίηση και ανάλυση συστημάτων ενέργειας, μελέτες σκοπιμότητας ενεργειακών έργων, ενεργειακή αποδοτικότητα και εσωκλίμα. Ως μεταπτυχιακός φοιτητής, συμμετείχε στο έργο TOPWASTE σε συνεργασία με το ερευνητικό κέντρο Risø DTU, όπου συνέβαλε στην ανάπτυξη του υπολογιστικού μοντέλου βελτιστοποίησης OptiWaste, το οποίο διαχειρίζεται προβλήματα βελτιστοποίησης ροής αποβλήτων και ενέργειας μεγάλης κλίμακας και μπορεί να ενσωματωθεί σε άλλα εργαλεία βελτιστοποίησης διαχείρισης ενέργειας .

Εργάζεται στο ΙΕΝΕ από τον Νοέμβριο του 2017. Είναι υπεύθυνος για την εβδομαδιαία έκδοση του ΙΕΝΕ “SEE Electricity Market Analysis”, την περιοδική έκδοση του ΙΕΝΕ «Ηλεκτροκίνηση στον Κόσμο και στην Ελλάδα» και συμμετέχει στην εκπόνηση μελετών και αναλύσεων του Ινστιτούτου με κύριο άξονα τις ΑΠΕ και τη βιώσιμη ανάπτυξη. Είναι ο κύριος συγγραφέας της πρόσφατης μελέτης του ΙΕΝΕ "Prospects for the Electric Vehicle Market in Greece and Business Opportunities".

Η Μελέτη Υποστηρίχτηκε από τις παρακάτω εταιρείες:

Ελληνικά Πετρέλαια

ΔΕΗ Ανανεώσιμες

ΔΕΔΔΗΕ

AEGEAN Airlines