



Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Σχολή Χημικών Μηχανικών
Τομέας Ανάλυσης, Σχεδιασμού και
Ανάπτυξης Διεργασιών και Συστημάτων

*ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ Α.Π.Ε. ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΟΧΗ
ΙΣΧΥΟΣ ΣΕ ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ
ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΑ ΑΝΥΔΡΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ
ΑΙΓΑΙΟΥ*

Διπλωματική Εργασία

Νικόλαος Διαγγελάκης

Ακαδημαϊκός Υπεύθυνος: Διονύσης Ασημακόπουλος

Αθήνα

2011

Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο



Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Σχολή Χημικών Μηχανικών
Τομέας Ανάλυσης, Σχεδιασμού και
Ανάπτυξης Διεργασιών και Συστημάτων

*ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ
ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ Α.Π.Ε. ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΟΧΗ
ΙΣΧΥΟΣ ΣΕ ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ
ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΑ ΑΓΝΥΔΡΑ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ
ΑΙΓΑΙΟΥ*

Διπλωματική Εργασία

Νικόλαος Διαγγελάκης

Ακαδημαϊκός Υπεύθυνος: Διονύσης Ασημακόπουλος

Αθήνα

2011

Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ

Στο σημείο αυτό θα ήθελα να ευχαριστήσω τον καθηγητή κ. Διονύση Ασημακόπουλο για την αμέριστη συμπαράστασή του και το χρόνο που αφιέρωσε στην επίβλεψη της εκπόνησης της διπλωματικής εργασίας. Θα ήθελα επίσης να τον ευχαριστήσω για το ευχάριστο κλίμα συνεργασία που αναπτύχθηκε.

Ευχαριστήσω τον Δρ. Χημικό Μηχανικό κ. Γεώργιο Αραμπατζή για την υποστήριξη, τη συνεργασία και την πολύτιμη βοήθειά του, χωρίς την οποία η ολοκλήρωση της διπλωματικής εργασίας θα ήταν αδύνατη.

Ευχαριστώ τα μέλη της Μονάδας Διαχείρισης Ενεργειακών και Περιβαλλοντικών Συστημάτων και ιδιαίτερα τους κ.κ. Αθανάσιο Αγγελή – Δημάκη και Αβραάμ Καρταλίδη για το ευχάριστο κλίμα συνεργασίας.

Τέλος, νιώθω την ανάγκη να ευχαριστήσω τους φίλους και την οικογένεια μου για την ανοχή, την κατανόηση και την υποστήριξη που έδειξαν κατά το σύνολο των σπουδών μου.

Νίκος Διαγγελάκης
nick.diaggelakis@gmail.com

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η λειψυδρία στα νησιά του Αιγαίου είναι ένα συνεχώς αυξανόμενο πρόβλημα που χρήζει άμεσης λύσης. Μιας λύσης τόσο οικονομικά όσο και περιβαλλοντικά αποδεκτής. Η παρούσα μελέτη επιχειρεί μια πρόταση λύσης του προβλήματος μέσα από το σχεδιασμό και κυρίως την αξιολόγηση υβριδικών και μη συστημάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την τροφοδότηση μονάδων αντίστροφης όσμωσης στα νησιά του Αιγαίου Πελάγους. Με χρήση του λογισμικού Homer πραγματοποιείται ο σχεδιασμός συστημάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (αιολικής ενέργειας με χρήση ανεμογεννητριών και ηλιακής ενέργειας με χρήση φωτοβολταϊκών στοιχείων). Για κάθε εξεταζόμενη περίπτωση μελετώνται πέντε διαφορετικά συστήματα που περιλαμβάνουν τους οικονομικότερους συνδυασμούς παραγωγής ενέργειας για σχετικά ποσοστά συμμετοχής ανεμογεννητριών – φωτοβολταϊκών 100% - 0%, 75% - 25%, 50% - 50%, 25% - 75%, 0% - 100%. Εξετάζεται επίσης, τόσο η διασύνδεση των συστημάτων αυτών στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο των νησιών όσο και η αυτόνομη λειτουργία τους με υποστήριξη από συμβατικές μορφές ενέργειας. Οι υπολογισμοί έγιναν με χρήση μέσων μηνιαίων τιμών μετεωρολογικών δεδομένων και στο επίπεδο δυναμικότητας των μονάδων αφαλάτωσης.

Κριτήριο καταλληλότητας των συστημάτων αποτελεί το κόστος του παραγόμενου αφαλατωμένου νερού καθώς και η περιβαλλοντική επιβάρυνση που αποφέρει η χρήση συμβατικών μορφών ενέργειας υπό τη μορφή υποστήριξης και διασφάλισης της συνεχούς λειτουργίας. Η πολυκριτηριακή ανάλυση σε κάθε νησί ξεχωριστά βοηθά στην κατανόηση της λειτουργίας των συστημάτων και στην επιλογή του καταλληλότερου συστήματος για τη διασφάλιση οικονομικής και περιβαλλοντικά αποδεκτής λύσης.

Τα εξεταζόμενα νησιά είναι οι Αρκοί, η Ψέριμος, η Ηρακλεία, η Θηρασιά, η Δονούσα, η Αμοργός, η Σίκινος, οι Λειψοί, η Πάτμος, τα Κουφονήσια, η Μεγίστη, η Χάλκη και η Φολέγανδρος.

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

Πίνακας Περιεχομένων.....	I
Κατάλογος Πινάκων.....	III
Κατάλογος Διαγραμμάτων.....	VII
Κατάλογος Εικόνων.....	XI
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. Εισαγωγή.....	1
1.1 Περιγραφή του προβλήματος και της υφιστάμενης κατάστασης.....	1
1.2 Αφαλάτωση.....	6
1.3 Μέθοδοι Αφαλάτωσης.....	8
1.4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Αφαλάτωση.....	11
1.5 Σκοπός της Διπλωματικής Εργασίας.....	14
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. Μεθοδολογική Προσέγγιση.....	17
2.1 Σχεδιασμός Συστήματος Παραγωγής Ισχύος.....	17
2.1.1 Το Σύστημα Κατανάλωσης Ενέργειας.....	17
2.1.2 Ηλεκτρικό Δίκτυο.....	18
2.1.3 Τεχνολογίες Παραγωγής Ενέργειας.....	19
2.1.4 Τεχνολογίες Εκμετάλλευσης Α.Π.Ε.....	19
2.1.5 Συμβατικές Πηγές Ενέργειας.....	21
2.1.6 Αποθήκευση Ενέργειας.....	21
2.1.7 Μετατροπείς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	23
2.2 Μεθοδολογία Σχεδιασμού.....	24
2.2.1 Σχεδιασμός Αυτόνομων Συστημάτων.....	24
2.2.2 Σχεδιασμός Συστημάτων Συνδεδεμένων στο Τοπικό Δίκτυο.....	33
2.2.3 Αξιολόγηση των Συστημάτων.....	34
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3. Αποτελέσματα.....	41
3.1 Σύνοψη Αποτελεσμάτων – Συμπεράσματα.....	41
3.1.1 Συνολικά Επικρατέστερα Συστήματα.....	41
3.1.2 Συστήματα Ελάχιστου Κόστους.....	43
3.1.3 Συστήματα Ελάχιστης Παραγωγής CO ₂ και Μέγιστης Διείδυσης Α.Π.Ε.....	44
3.1.4 Αυτόνομα Συστήματα.....	45
3.1.5 Συνδεδεμένα στο Τοπικό Δίκτυο Συστήματα.....	47
3.2 Αποτελέσματα Προσομοίωσης και Αξιολόγησης.....	50
3.2.1 Αρκοί.....	50
3.2.2 Ψέρμιος.....	53

Πίνακας Περιεχομένων

3.2.3	Ηρακλεία.....	56
3.2.4	Θηρασιά	59
3.2.5	Δονούσα.....	62
3.2.6	Αμοργός Τοποθεσία Αιγιάλη.....	65
3.2.7	Αμοργός Τοποθεσία Κατάπολα	68
3.2.8	Σίκινος.....	71
3.2.9	Λειψοί	74
3.2.10	Πάτμος	77
3.2.11	Κουφονήσια	80
3.2.12	Μεγίστη.....	83
3.2.13	Χάλκη	86
3.2.14	Φολέγανδρος.....	89
	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. Προτάσεις	93
	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5. Βιβλιογραφία	95
	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6. Παράρτημα Ι – Στοιχεία για τις Α.Π.Ε.	97
6.1	Αιολική Ενέργεια	97
6.2	Ηλιακή Ακτινοβολία	103
	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7. Παραρτημα ΙΙ – Το λογισμικο HOMER.....	109
7.1	Προσομοίωση.....	112
7.1.1	Προσομοίωση Πρωτεύοντος Φορτίου (Primary Load Modeling).....	115
7.1.2	Πόροι του Συστήματος	115
7.2	Βελτιστοποίηση.....	117
7.3	Ανάλυση Ευαισθησίας	119
7.4	Στοιχεία του συστήματος	122
7.4.1	Φωτοβολταϊκά Στοιχεία.....	123
7.4.2	Ανεμογεννήτριες.....	124
7.4.3	Ηλεκτρογεννήτριες	125
7.4.4	Συστοιχία Συσσωρευτών Ηλεκτρικής Ενέργειας	126
7.4.5	Ηλεκτρικό Δίκτυο	130
	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8. Παράρτημα ΙΙΙ – Αφαλάτωση με Αντίστροφη Όσμωση	133
	ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9. Παράρτημα ΙV - Μετεωρολογικά Δεδομένα	137

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1.1 Εγκατεστημένες μονάδες αφαλάτωσης στις νήσους του Αιγαίου (Κάραλης Γ. et al., 2008)	7
Πίνακας 1.2 Προτεινόμενοι συνδυασμοί τεχνολογιών Α.Π.Ε., αλατότητας νερού, τεχνολογίας αφαλάτωσης (Tzen E. et al., 2003).....	12
Πίνακας 2.1 Μετεωρολογικοί σταθμοί για ανάλυση δεδομένων	26
Πίνακας 2.2 Δυναμικότητα μονάδων αντίστροφης όσμωσης - Διαβούλευση Μαρτίου 2010.....	27
Πίνακας 2.3 Πίνακας μεγεθών και δεικτών πολυκριτηριακής ανάλυσης.....	36
Πίνακας 3.1 Συγκεντρωτικός πίνακας επικρατέστερων συστημάτων.....	41
Πίνακας 3.2 Συγκεντρωτικός πίνακας συστημάτων ελάχιστου κόστους νερού.....	43
Πίνακας 3.3 Συγκεντρωτικός πίνακας συστημάτων ελάχιστης παραγωγής CO ₂	44
Πίνακας 3.4 Συγκεντρωτικός πίνακας συστημάτων μέγιστης διείσδυσης Α.Π.Ε.	45
Πίνακας 3.5 Αντιδιαστολή επικρατέστερων αυτόνομων συστημάτων με Α.Π.Ε. και συμβατικών συστημάτων.....	47
Πίνακας 3.6 Αντιδιαστολή επικρατέστερων συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο με Α.Π.Ε. και συμβατικών συστημάτων	48
Πίνακας 3.7 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	50
Πίνακας 3.8 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων.....	50
Πίνακας 3.9 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	50
Πίνακας 3.10 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	53
Πίνακας 3.11 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων...53	
Πίνακας 3.12 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	53
Πίνακας 3.13 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	56
Πίνακας 3.14 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων...56	
Πίνακας 3.15 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	56
Πίνακας 3.16 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	59
Πίνακας 3.17 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων...59	
Πίνακας 3.18 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	59
Πίνακας 3.19 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	62
Πίνακας 3.20 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων...62	
Πίνακας 3.21 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	62
Πίνακας 3.22 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	65
Πίνακας 3.23 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων...65	

Πίνακας 3.24 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	65
Πίνακας 3.25 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	68
Πίνακας 3.26 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων... 68	
Πίνακας 3.27 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	68
Πίνακας 3.28 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	71
Πίνακας 3.29 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων... 71	
Πίνακας 3.30 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	71
Πίνακας 3.31 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	74
Πίνακας 3.32 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων... 74	
Πίνακας 3.33 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	74
Πίνακας 3.34 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	77
Πίνακας 3.35 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων... 77	
Πίνακας 3.36 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	77
Πίνακας 3.37 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	80
Πίνακας 3.38 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων... 80	
Πίνακας 3.39 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	80
Πίνακας 3.40 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	83
Πίνακας 3.41 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων... 83	
Πίνακας 3.42 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	83
Πίνακας 3.43 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	86
Πίνακας 3.44 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων... 86	
Πίνακας 3.45 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	86
Πίνακας 3.46 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης	89
Πίνακας 3.47 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων... 89	
Πίνακας 3.48 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο	89
Πίνακας 6.1 Χαρακτηριστική ημέρα και απόκλιση δ.....	105
Πίνακας 7.1 Διάστημα αναζήτησης.....	118
Πίνακας 7.2 Αποτελέσματα επίλυσης διαστήματος αναζήτησης Πίνακα 7.1	119
Πίνακας 9.1 Μετεωρολογικά δεδομένα Θήρας	137
Πίνακας 9.2 Μετεωρολογικά δεδομένα Καλύμνου	138
Πίνακας 9.3 Μετεωρολογικά δεδομένα Νάξου	138

Πίνακας 9.4 Μετεωρολογικά δεδομένα Ρόδου..... 139

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ

Διάγραμμα 1.1 Ποσότητες μεταφερόμενου νερού στις νήσους του Αιγαίου (Kaldellis J.K. et al., 2007).....	5
Διάγραμμα 1.2 Ποσοστά χρήσης τεχνολογιών αφαλάτωσης με Α.Π.Ε. (Tzen E. et al., 2003)	13
Διάγραμμα 1.3 Ποσοστά χρήσης τεχνολογιών Α.Π.Ε. στην αφαλάτωση (Tzen E. et al., 2003)	13
Διάγραμμα 2.1 Κόστος εγκατάστασης μονάδας αφαλάτωσης με αντίστροφη όσμωση (Ασημακόπουλος Δ. et al.,2010).....	18
Διάγραμμα 2.2 Καμπύλη λειτουργίας συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας	23
Διάγραμμα 2.3 Καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας 10 kW	31
Διάγραμμα 3.1 Κόστος νερού επικρατέστερων συστημάτων	42
Διάγραμμα 3.2 Εκπομπές CO ₂ επικρατέστερων συστημάτων	42
Διάγραμμα 3.3 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων....	51
Διάγραμμα 3.4 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων...51	
Διάγραμμα 3.5 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	51
Διάγραμμα 3.6 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	52
Διάγραμμα 3.7 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	52
Διάγραμμα 3.8 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων....	54
Διάγραμμα 3.9 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων...54	
Διάγραμμα 3.10 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	54
Διάγραμμα 3.11 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	55
Διάγραμμα 3.12 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	55
Διάγραμμα 3.13 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων..57	
Διάγραμμα 3.14 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων.57	
Διάγραμμα 3.15 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	57
Διάγραμμα 3.16 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	58
Διάγραμμα 3.17 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	58
Διάγραμμα 3.18 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων..60	
Διάγραμμα 3.19 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων.60	
Διάγραμμα 3.20 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	60

Διάγραμμα 3.21 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	61
Διάγραμμα 3.22 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	61
Διάγραμμα 3.23 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων..	63
Διάγραμμα 3.24 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων.	63
Διάγραμμα 3.25 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	63
Διάγραμμα 3.26 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	64
Διάγραμμα 3.27 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	64
Διάγραμμα 3.28 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων..	66
Διάγραμμα 3.29 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων.	66
Διάγραμμα 3.30 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	66
Διάγραμμα 3.31 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	67
Διάγραμμα 3.32 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	67
Διάγραμμα 3.33 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων..	69
Διάγραμμα 3.34 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων.	69
Διάγραμμα 3.35 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	69
Διάγραμμα 3.36 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	70
Διάγραμμα 3.37 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	70
Διάγραμμα 3.38 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων..	72
Διάγραμμα 3.39 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων.	72
Διάγραμμα 3.40 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	72
Διάγραμμα 3.41 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	73
Διάγραμμα 3.42 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	73
Διάγραμμα 3.43 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων..	75
Διάγραμμα 3.44 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων.	75
Διάγραμμα 3.45 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	75
Διάγραμμα 3.46 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	76
Διάγραμμα 3.47 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	76
Διάγραμμα 3.48 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων..	78
Διάγραμμα 3.49 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων.	78

Διάγραμμα 3.50 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	78
Διάγραμμα 3.51 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	79
Διάγραμμα 3.52 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	79
Διάγραμμα 3.53 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων..	81
Διάγραμμα 3.54 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων.	81
Διάγραμμα 3.55 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	81
Διάγραμμα 3.56 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	82
Διάγραμμα 3.57 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	82
Διάγραμμα 3.58 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων..	84
Διάγραμμα 3.59 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων.	84
Διάγραμμα 3.60 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	84
Διάγραμμα 3.61 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	85
Διάγραμμα 3.62 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	85
Διάγραμμα 3.63 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων..	87
Διάγραμμα 3.64 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων.	87
Διάγραμμα 3.65 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	87
Διάγραμμα 3.66 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	88
Διάγραμμα 3.67 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	88
Διάγραμμα 3.68 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων..	90
Διάγραμμα 3.69 Εκπομπές CO ₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων.	90
Διάγραμμα 3.70 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	90
Διάγραμμα 3.71 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων	91
Διάγραμμα 3.72 Τελική κατάταξη συστημάτων.....	91
Διάγραμμα 6.1 Διάγραμμα διάρκειας πνοής ανέμου (α) και πυκνότητας πιθανότητας ταχύτητας ανέμου (β).....	98
Διάγραμμα 6.2 Επίδραση παράγοντα k στην καμπύλη Weibull	99
Διάγραμμα 6.3 Επίδραση του παράγοντα c στην καμπύλη Weibull	100
Διάγραμμα 6.4 Καμπύλη τυπικής ανεμογεννήτριας WES 18	103
Διάγραμμα 6.5 Η εξάρτηση της ηλιακής ακτινοβολίας από την ώρα της ημέρας (Ζερβός Α., 2008)	106

Διάγραμμα 6.6 Η εξάρτηση της ηλιακής ακτινοβολίας από την εποχή του έτους (Ζερβός Α., 2008)	106
Διάγραμμα 7.1 Μια εβδομάδα του Ιουνίου σε σύστημα WT - PV - Diesel Engine - Battery	114
Διάγραμμα 7.2 Μεταβλητές ανάλυσης ευαισθησίας	121
Διάγραμμα 7.3 Αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας	122
Διάγραμμα 7.4 Καμπύλη χωρητικότητας	127
Διάγραμμα 7.5 Συσχέτιση βάθους εκφόρτισης και κύκλων φόρτισης συσσωρευτή ηλεκτρικής ενέργειας	129

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ

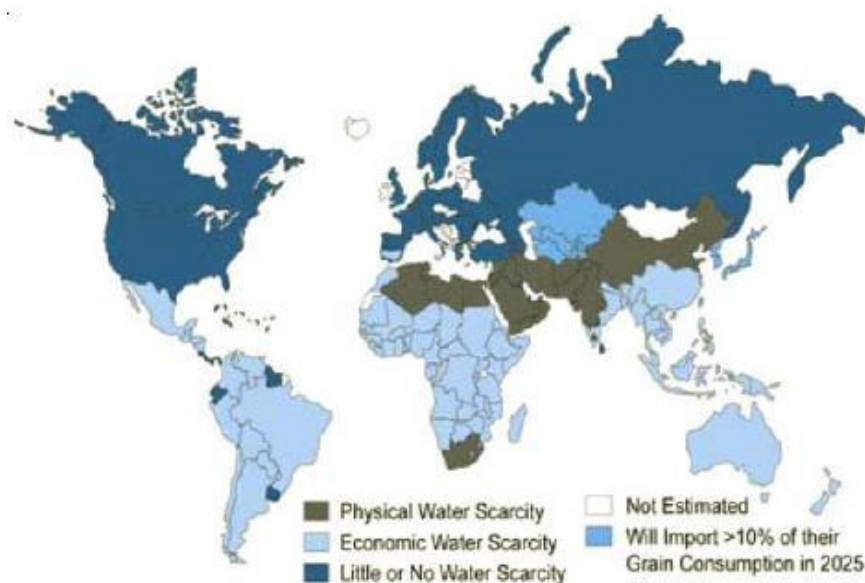
Εικόνα 1.1 Χάρτης παγκόσμιας διαθεσιμότητας υδατικών πόρων (Σπύρου Ι., 2009) ..	1
Εικόνα 1.2 Χάρτης διαθεσιμότητας υδατικών πόρων (Μανωλάκος Δ., 2009)	2
Εικόνα 1.3 Χάρτης υφαλμύρωσης (Μανωλάκος Δ., 2009)	3
Εικόνα 1.4 Χάρτης διαθεσιμότητας υδατικών πόρων νήσων Αιγαίου (Μανωλάκος Δ., 2009)	4
Εικόνα 1.5 Κόστος μεταφοράς νερού στις νήσους του Αιγαίου (Ελευθεροτυπία)	5
Εικόνα 1.6 Το φαινόμενο της οσμωτικής πίεσης.....	9
Εικόνα 2.1 Μετεωρολογικοί σταθμοί ανάλυσης	25
Εικόνα 6.1 Αιολικός χάρτης της Ελλάδας (http://aims.cres.gr/)	102
Εικόνα 6.2 Η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στην Ευρώπη	105
Εικόνα 6.3 Χάρτης φωτοβολταϊκού δυναμικού Ευρώπης.....	107
Εικόνα 7.1 Σχεδιαστική προσομοίωση λειτουργίας λογισμικού Homer	111
Εικόνα 7.2 Παράδειγμα συστημάτων προς επίλυση με το λογισμικό Homer	112
Εικόνα 7.3 Απεικόνιση του μοντέλου Kinetic Battery Model	128

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Περιγραφή του προβλήματος και της υφιστάμενης κατάστασης

Το νερό αποτελεί το πιο βασικό συστατικό της ζωής καθώς χωρίς αυτό η ανθρώπινη ύπαρξη και εξέλιξη θα ήταν αδύνατη. Το γλυκό νερό αποτελεί μόλις το 3% του συνολικού υδάτινου αποθέματος. Από αυτό το 30.1% είναι τα υπόγεια ύδατα και μόλις το 0.3% τα επιφανειακά. Τα υπόγεια και τα επιφανειακά ύδατα αποτελούν την πρώτη μέχρι σήμερα επιλογή για παροχή πόσιμου νερού. Ωστόσο, τα αποθέματα που είναι κατάλληλα προς χρήση συνεχώς μειώνονται. Αυτό οφείλεται αφενός στην συνεχώς αυξανόμενη κατανάλωση των υδατικών πόρων, αφετέρου στη ρύπανση που προέρχεται από τις ανθρώπινες δραστηριότητες και επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό τόσο τα επιφανειακά ύδατα (από ρίψη υγρών αποβλήτων σε ποταμούς, λίμνες κλπ) όσο και τα υπόγεια ύδατα (με μόλυνση του υδροφόρου ορίζοντα από εκτεταμένη χρήση λιπασμάτων, ταφή αποβλήτων κλπ).

Το πρόβλημα της λειψυδρίας είναι παγκόσμιας κλίμακας. Η διαθεσιμότητα του πόσιμου νερού δεν επαρκεί για την κάλυψη των αναγκών των σύγχρονων κοινωνιών και τα αποθέματα συνεχώς μειώνονται. Το 1/3 του πλανήτη αντιμετωπίζει έλλειψη νερού λόγω της κακής διαχείρισης των υδατικών πόρων και της εντεινόμενης χρήσης τους ενώ σύμφωνα με στοιχεία του Παγκόσμιου Οργανισμού Υγείας περίπου 1.1 δισεκατομμύριο άνθρωποι δεν έχουν πρόσβαση σε καθαρό και πόσιμο νερό.



Εικόνα 1.1 Χάρτης παγκόσμιας διαθεσιμότητας υδατικών πόρων (Σπύρου Ι., 2009)

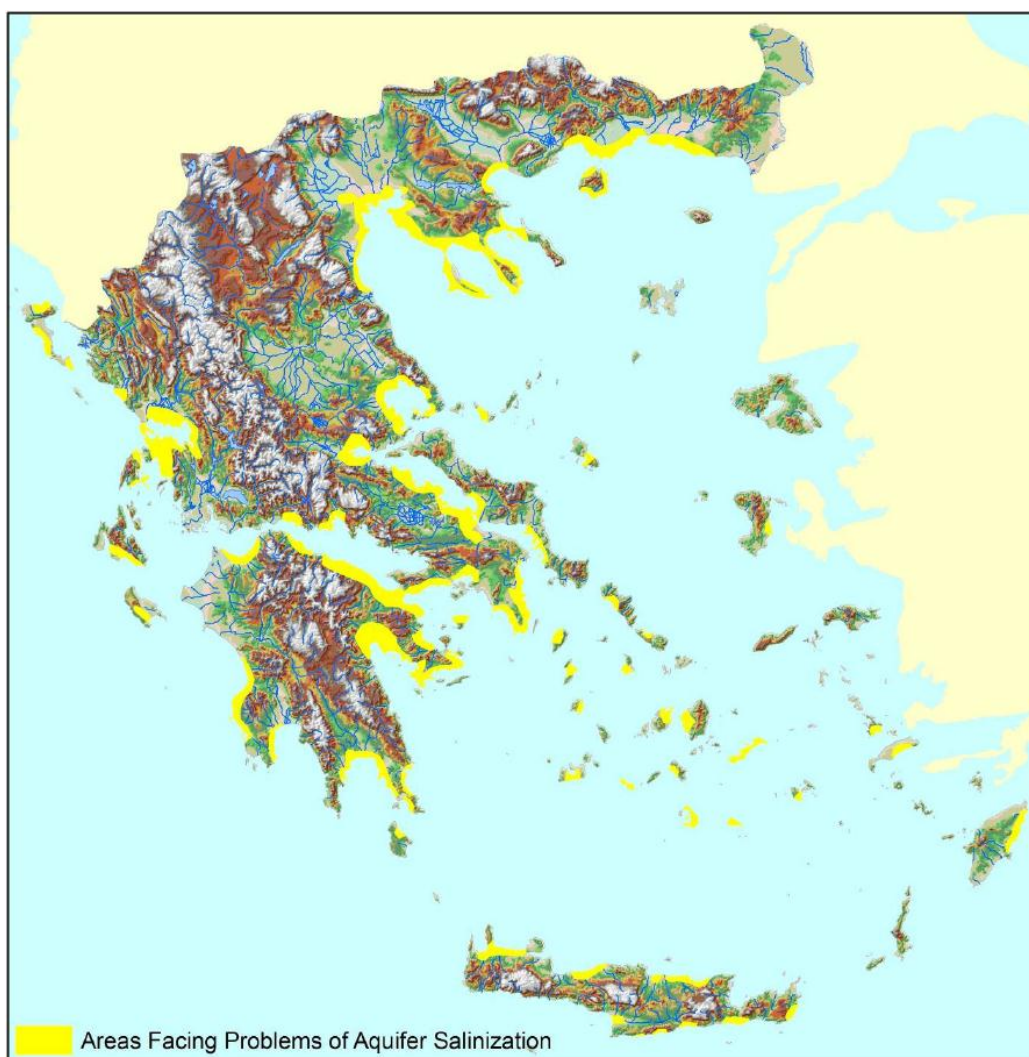
Αρκετές από τις χώρες που παρουσιάζουν έλλειμμα βρίσκονται στη Μέση Ανατολή και γύρω από τη λεκάνη της Μεσογείου. Σε παγκόσμια κλίμακα, η Ελλάδα ανήκει στις χώρες χωρίς μεγάλο πρόβλημα λειψυδρίας. Σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης ωστόσο, η Ελλάδα είναι μια από τις εφτά χώρες που παρουσιάζουν έντονα προβλήματα λειψυδρίας μαζί με τη Μάλτα, την Ισπανία, την Κύπρο, το Βέλγιο, την Πορτογαλία και την Ιταλία. Στην εικόνα 1.2 εμφανίζεται η διαθεσιμότητα υδατικών πόρων στην Ελλάδα.



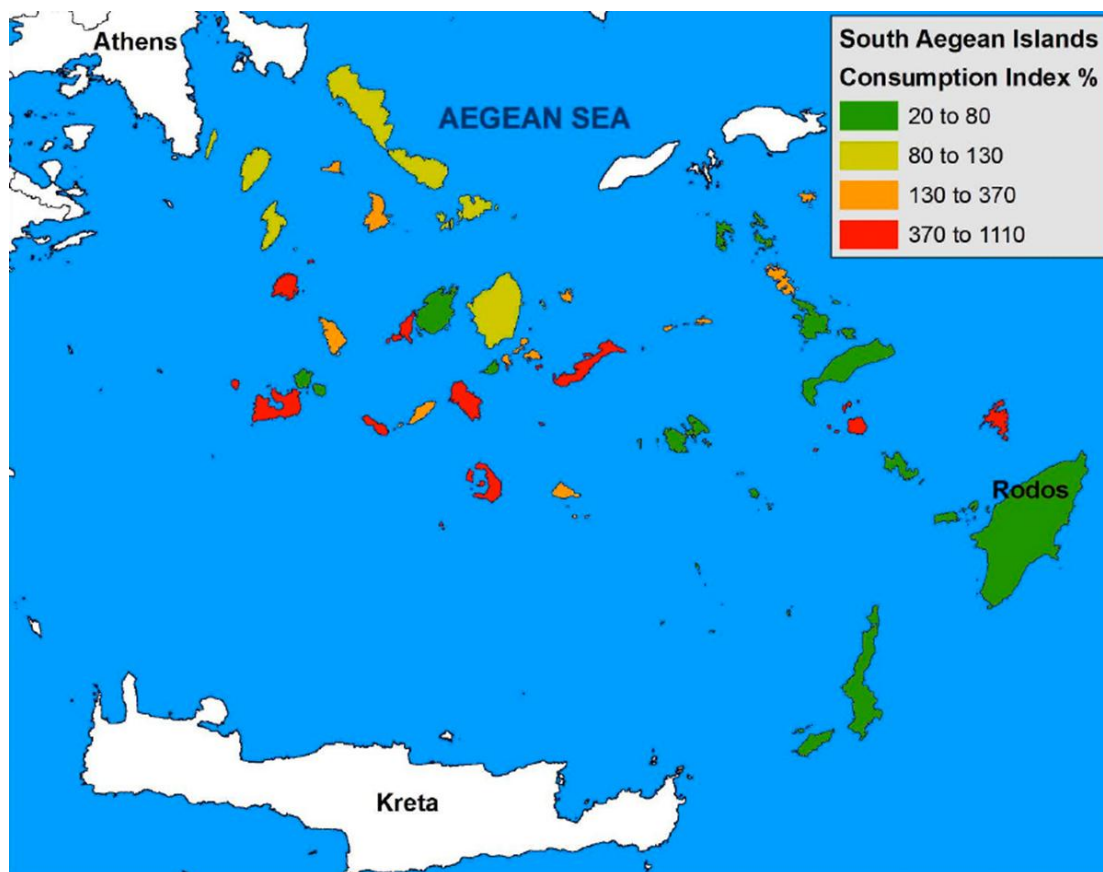
Εικόνα 1.2 Χάρτης διαθεσιμότητας υδατικών πόρων (Μανωλάκος Δ., 2009)

Το γεγονός ότι η Ελλάδα θεωρείται πλούσια χώρα σε υδάτινα αποθέματα σε παγκόσμιο επίπεδο ενώ ανήκει σε μία από τις εφτά χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης με πρόβλημα λειψυδρίας, οφείλεται στο ότι οι υδατικοί πόροι είναι ανομοιόμορφα κατανομημένοι. Από τον χάρτη της εικόνας 1.2 φαίνεται πως 3 από τα 14 Υδατικά Διαμερίσματα της χώρας παρουσιάζουν πλεόνασμα, δηλαδή η διαθέσιμη ποσότητα νερού υπερβαίνει τη ζήτηση, και σε 3 από τα 14 Υδατικά Διαμερίσματα παρουσιάζεται έλλειμα. Η άνιση αυτή κατανομή των υδατικών πόρων σε συνδυασμό με τη δυσχερή μεταφορά νερού από τις πλούσιες σε υδάτινα αποθέματα περιοχές στις

φτωχότερες λόγω της σύνθετης γεωγραφίας της χώρας, είναι τα βασικά στοιχεία που συνθέτουν το πρόβλημα της λειψυδρίας. Ο χάρτης της εικόνας 1.2 επιβεβαιώνεται εμμέσως από το γεγονός ότι στη χώρα η κατανάλωση του νερού οφείλεται προτίστως στην κάλυψη των γεωργικών αναγκών σε ποσοστό 87% και δευτερευόντως στην κάλυψη των αναγκών που δημιουργεί η αστική και τουριστική χρήση σε ποσοστό 10%. Το υπόλοιπο 3% της εγχώριας κατανάλωσης οφείλεται στη χρήση από τη βιομηχανία (Κωστάκη Α., 2010). Στα νησιά του Αιγαίου πελάγους η μορφολογία του εδάφους, οι ελάχιστες πηγές νερού και η υφαλμύρωση αποτελούν τις συνιστώσες του προβλήματος λειψυδρίας. Το πρόβλημα λειψυδρίας στα νησιά του Αιγαίου επιδεινώνεται κατά τους καλοκαιρινούς μήνες. Οι υψηλές θερμοκρασίες και η ξηρασία κάνουν το πρόβλημα πιο έντονο. Οι κάτοικοι των νησιών του Αιγαίου έχουν διαμορφώσει τον τρόπο ζωής τους ως προς τα μικρά αποθέματα νερού. Το πρόβλημα λειψυδρίας ωστόσο διογκώνεται με τον τουρισμό. Στους χάρτες των εικόνων 1.3 και 1.4 παρουσιάζονται περιοχές που εμφανίζουν υφαλμύρωση των υδάτινων πόρων γεγονός που τους καθιστά μη εκμεταλλεύσιμους καθώς και οι δείκτες κατανάλωσης στα νησιά του Αιγαίου.

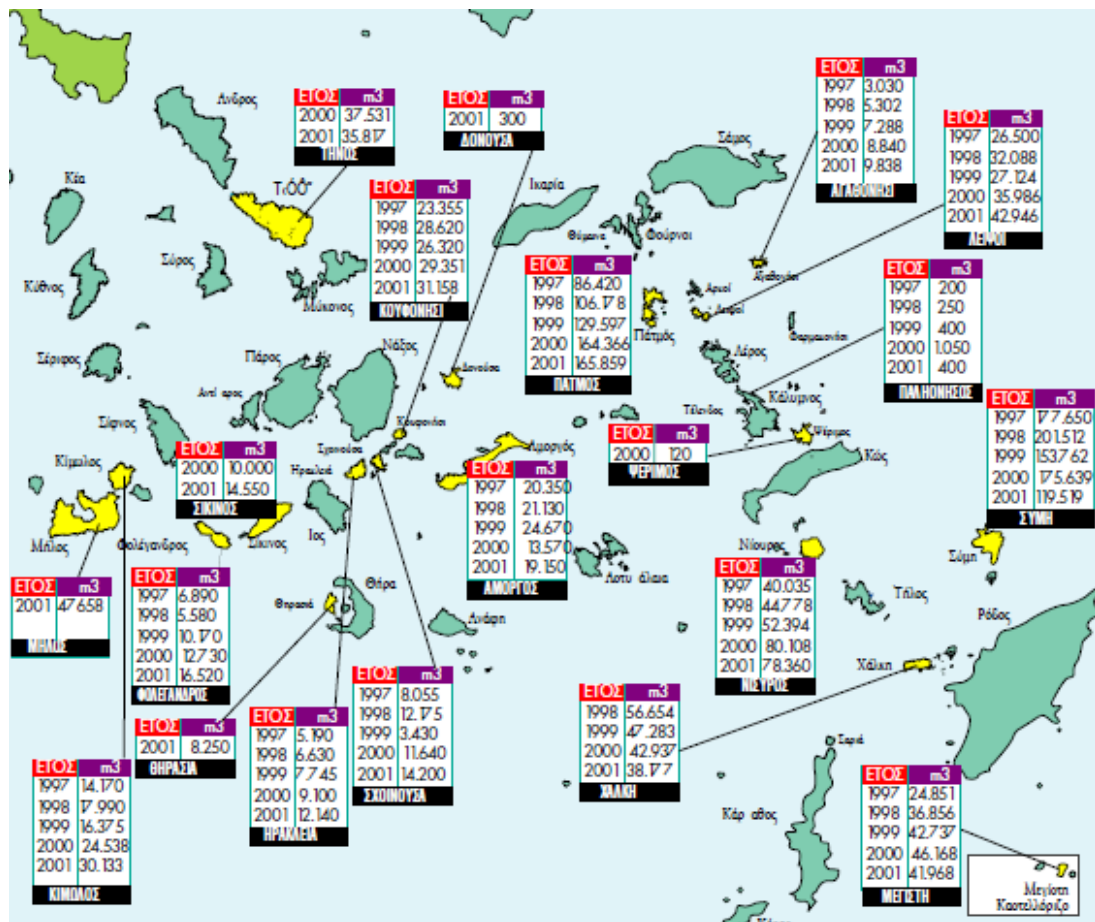


Εικόνα 1.3 Χάρτης υφαλμύρωσης (Μανωλάκος Δ., 2009)

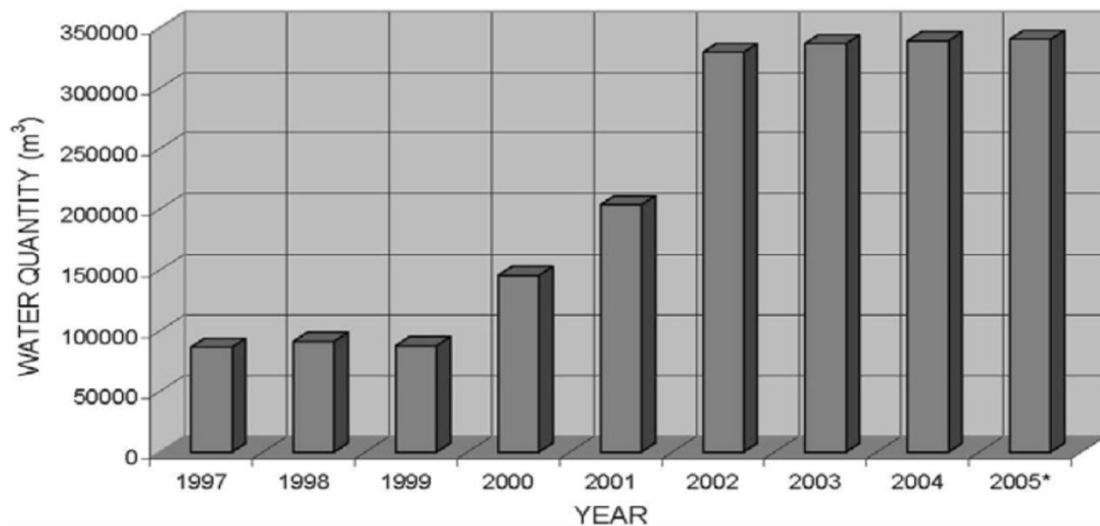


Εικόνα 1.4 Χάρτης διαθεσιμότητας υδατικών πόρων νήσων Αιγαίου (Μανωλάκος Δ., 2009)

Λύση στο πρόβλημα της υδροδότησης των νησιών του Αιγαίου μπορεί να αποτελέσει η μεταφορά νερού με δεξαμενόπλοια από την ενδοχώρα ή από πιο «πλούσια» σε υδατικά αποθέματα γειτονικά νησιά. Τα χρήματα που δόθηκαν για τη μεταφορά νερού έχουν αυξηθεί δραματικά τα τελευταία χρόνια. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι μεταξύ 1997 και 2007 το κόστος μεταφοράς έχει δεκαπλασιαστεί (από 1.244.881 Euro το 1997 σε 11.206.409 Euro το 2007). Αυτό οφείλεται στην αύξηση του κόστους του μεταφερόμενου νερού στα 4.91 Euro/m³ νερού για τα Δωδεκάνησα και 8.32 Euro/m³ για τις Κυκλάδες (στοιχεία Υπ.Αν. 2007). Το κόστος του μεταφερόμενου νερού αυξήθηκε στη δεκαετία 1997 – 2007 κατά μέσο όρο κατά 3.7 Euro/m³. Η αύξηση των «εισαγόμενων» ποσοτήτων νερού στις Κυκλάδες και τα Δωδεκάνησα συμβάλλει στη διόγκωση του οικονομικού προβλήματος.



Εικόνα 1.5 Κόστος μεταφοράς νερού στις νήσους του Αιγαίου (Ελευθεροτυπία)



Διάγραμμα 1.1 Ποσότητες μεταφερόμενου νερού στις νήσους του Αιγαίου (Kaldellis J.K. et al., 2007)

Οι οικονομικές επιπτώσεις της λύσης του προβλήματος της λειψυδρίας με μεταφορά ποσοτήτων νερού από την ενδοχώρα ή από πιο «πλούσια» σε υδατικά αποθέματα γειτονικά νησιά είναι πολύ μεγάλες καθώς το κόστος είναι ασύμφορο. Ενδεχομένως,

η λύση μεταφοράς ποσοτήτων νερού να είναι ασύμφορη και από περιβαλλοντικής σκοπιάς καθώς η μεταφορά νερού με δεξαμενόπλοια μόνο φιλική προς το περιβάλλον δεν μπορεί να χαρακτηριστεί.

Ο κακός προγραμματισμός σε συνδυασμό με τις κακές καιρικές συνθήκες που επικρατούν ειδικά τους χειμερινούς μήνες κάνουν τη λύση της μεταφοράς ποσοτήτων νερού στα νησιά ακόμα λιγότερο κατάλληλη.

Μια ακόμα λύση στο πρόβλημα της λειψυδρίας στα νησιά του Αιγαίου αποτελεί η κατασκευή φραγμάτων. Το ανάγλυφο του εδάφους των νησιών με τις απότομες κλίσεις δημιουργεί δυσκολίες στην φυσική κατακράτηση των υδάτων. Ωστόσο, το ανάγλυφο αυτό μπορεί να λειτουργήσει θετικά με τη δημιουργία φραγμάτων. Το βρόχινο νερό, που χύνεται στη θάλασσα υπό τη μορφή χειμάρρων που σχηματίζονται από το ανώμαλο ανάγλυφο των νησιωτικών περιοχών μπορεί να κατακρατείται με χρήση φραγμάτων. Με τον τρόπο αυτό εξοικονομούνται λίγα εκατομμύρια κυβικά μέτρα νερού τα οποία είναι ικανά να λύσουν το πρόβλημα της λειψυδρίας σε τοπικό επίπεδο. Στην περιοχή της Μυκόνου για παράδειγμα έχουν κατασκευαστεί 2 φράγματα συνολικής χωρητικότητας 4 εκ. κυβικών μέτρων νερού.

Τα φράγματα ωστόσο, παρά το γεγονός ότι παρέχουν μια τοπικού χαρακτήρα λύση αποτελούν μόνιμη παρέμβαση και συνεπώς περιβαλλοντική αλλοίωση. Το πλήθος των απαιτούμενων υποδομών έχει ως αποτέλεσμα πολύ υψηλό κόστος κατασκευής και συντήρησης. Αρκετά νησιά του Αιγαίου δεν είναι κατάλληλα για την κατασκευή φραγμάτων αφού το μικρό ύψος βροχοπτώσεων καθ' όλη τη διάρκεια του έτους κάνει την κατασκευή τους ασύμφορη.

1.2 Αφαλάτωση

Η λύση που φαίνεται να κερδίζει έδαφος έναντι των υπολοίπων την τελευταία δεκαετία είναι η αφαλάτωση θαλασσινού και υφάλμυρου νερού. Με τη διεργασία της αφαλάτωσης επιτυγχάνεται απομάκρυνση των αλάτων από το νερό προς παραγωγή νερού κατάλληλου για κατανάλωση από τον άνθρωπο ή άρδευση. Η αφαλάτωση είναι δυνατόν να γίνει με πολλές διαφορετικές μεθόδους. Η επιλεγόμενη μέθοδος έχει να κάνει με ένα εύρος παραγόντων που αφορά την:

- 1) Τοποθεσία
- 2) Προέλευση του νερού
- 3) Διαθεσιμότητα σε πηγές ενέργειας
- 4) Παραγωγή αξιόπιστης ποσότητας νερού σε χαμηλό κόστος
- 5) Παραγωγή αξιόπιστης ποιότητας νερού σε χαμηλό κόστος

Οι περισσότερες διεργασίες αφαλάτωσης προϋποθέτουν μια προεπεξεργασία του νερού τροφοδοσίας με σκοπό αφενός τη διασφάλιση της ποιότητας του παραγόμενου

νερού, αφετέρου τη διασφάλιση σωστής και αποδοτικής λειτουργίας των συστημάτων αφαλάτωσης.

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται τα νησιά του Αιγαίου στα οποία έχουν εγκατασταθεί μονάδες αφαλάτωσης. Χαρακτηριστικό είναι το γεγονός ότι πρόκειται αποκλειστικά για μονάδες αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης (Πίνακας 1.1).

Πίνακας 1.1 Εγκατεστημένες μονάδες αφαλάτωσης στις νήσους του Αιγαίου (Κάραλης Γ. et al., 2008)

Εγκατεστημένες Μονάδες Αφαλάτωσης στο Αιγαίο			
Μονάδα	Έτος Κατασκευής	Τύπος	Δυναμικότητα (m ³ /day)
Σύρος	1992	RO (SW)	800
	1997		800
	2001		2x250
	2000		250
	2002		500
	2002		4x500
	2005		2x500
Σχοινούσα	2004	RO (SW)	100
Μύκονος	2001	RO (SW)	3x650
Πάρος	2001	RO (SW)	1200
Τήνος	2001	RO (SW)	500
	2005		500
Σαντορίνη	1994	RO	220
	2000		320
	2002		160
Σίφνος	2002	RO (SW)	500
Χίος	2000	RO (SW)	600
	2005		3x1000
	2005		500
Νίσυρος	1991	RO	300
	2002		350
Λέρος	2001	RO	200
Ποσειδωνία	2002	RO (SW)	2x250
	2005		2x500
Σίφνος	2007	RO (SW)	250
Ίος	2003	RO (SW)	1000
Οινούσα	2005	RO (SW)	500

Το κόστος του παραγόμενου νερού εξαρτάται άμεσα από το κόστος της διαθέσιμης ενέργειας τροφοδότησης της μονάδας αφαλάτωσης. Για το λόγο αυτό, και με σκοπό την κάλυψη της αιχμής της ζήτησης συχνά τα συστήματα αφαλάτωσης υπερδιαστασιολογούνται με αποτέλεσμα ένα πολύ μικρό συντελεστή χρησιμοποίησης του παραγόμενου νερού ως προς τη δυναμικότητα του συστήματος αφαλάτωσης.

Η συνεχώς εξελισσόμενη τεχνολογία έχει ως αποτέλεσμα τη πτώση του κόστους εγκατάστασης μονάδων αφαλάτωσης. Το κόστος λειτουργίας εξαρτάται κυρίως από τη μορφή ενέργειας που χρησιμοποιείται. Η αφαλάτωση με αντίστροφη όσμωση χρησιμοποιείται ευρέως τα τελευταία χρόνια λόγω της εξέλιξης στην τεχνολογία παραγωγής των μεμβρανών, γεγονός που μειώνει την ενεργειακή ζήτηση. Οι διαδικασίες ηλεκτροδιάλυσης έχουν δείξει επίσης ελκυστικά αποτελέσματα στη παροχή γλυκού νερού παραγωγής.

Περιβαλλοντικά, οι επιπτώσεις του συστήματος αφαλάτωσης είναι τόσο επιβαρυντικές όσο και η πηγή ενέργειας που χρησιμοποιείται. Συνεπώς, κύριο λόγο στις περιβαλλοντικές επιπτώσεις έχει η ειδική κατανάλωση της μονάδας αφαλάτωσης, δηλαδή το ποσό ενέργειας που χρειάζεται η μονάδα αφαλάτωσης προς παραγωγή αφαλατωμένου νερού.

1.3 Μέθοδοι Αφαλάτωσης

Οι μέθοδοι αφαλάτωσης μπορούν να ταξινομηθούν ανάλογα με το μηχανισμό διαχωρισμού. Στην πρώτη περίπτωση ανήκουν οι μέθοδοι αφαλάτωσης στις οποίες το μέσο αλλάζει φάση εκμεταλλευόμενο κάποια πηγή θερμότητας, ενώ στη δεύτερη φάση ανήκουν αυτές που μέσω μεμβρανών επιτυγχάνουν το διαχωρισμό των αλάτων από το νερό.

Είναι επίσης δυνατόν οι μέθοδοι να διαχωριστούν σύμφωνα με τη μορφή ενέργειας που χρησιμοποιούν για το διαχωρισμό των αλάτων από το νερό. Έτσι σύμφωνα με αυτή την κατηγοριοποίηση οι μέθοδοι μπορούν να χωριστούν σε ηλεκτρικές, θερμικές και μηχανικές (με επιβολή πίεσης).

Η θερμική είναι η πιο διαδεδομένη μέθοδος αφαλάτωσης. Καλύπτει περίπου το 70% των μεθόδων καθαρισμού νερού. Συχνά, καλύπτει ανάγκες για πάνω από 4000 m³/ημέρα και χρησιμοποιείται κυρίως σε βιομηχανικές εγκαταστάσεις όπως για παράδειγμα στην κάλυψη των αναγκών σε νερό ψύξης μονάδας ηλεκτροπαραγωγής του ατμοηλεκτρικού σταθμού της Δ.Ε.Η. στο Λαύριο Αττικής. Η αρχή λειτουργίας της βασίζεται στη μεταφορά θερμότητας με ατμό θέρμανσης στο προς αφαλάτωση νερό. Σε μερικές περιπτώσεις περιορισμένης δυναμικότητας χρησιμοποιείται ηλεκτρική ενέργεια για θέρμανση από συμβατικές πηγές ενέργειας. Ένας εναλλακτικός τρόπος θα ήταν και η προσφορά θερμότητας από ανανεώσιμες πηγές θερμότητας όπως γεωθερμία

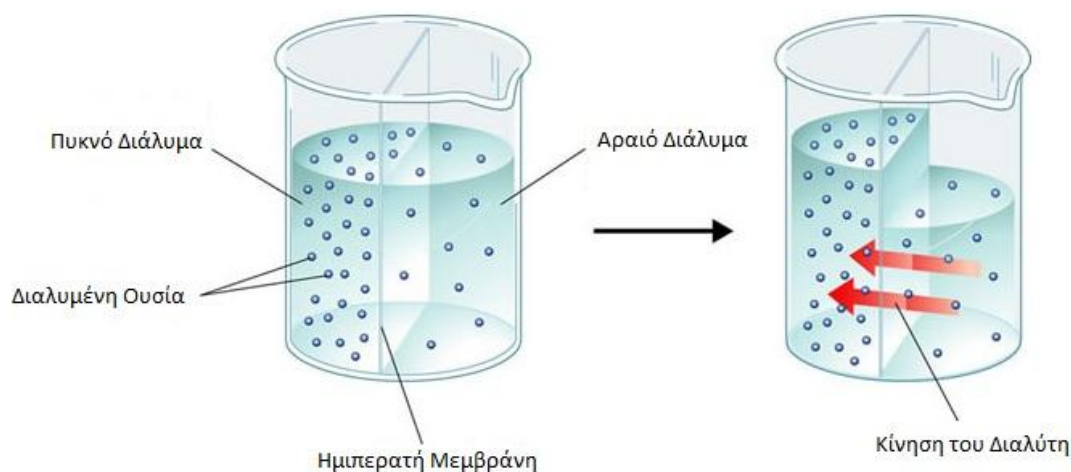
Η αφαλάτωση με θερμικές μεθόδους είναι μια διεργασία στην οποία λαμβάνει χώρα αλλαγή φάσης. Το θαλασσινό ή υφάλμυρο νερό εισέρχεται στη διάταξη υπό τη μορφή υγρού. Στη συνέχεια λόγω της προσφερόμενης θερμότητας περνά στην αέρια φάση και διαχωρίζεται έτσι από τα άλατα. Με συμπύκνωση του ατμού παράγεται απαλλαγμένο από άλατα νερό.

Η ηλεκτροδιάλυση αντιπροσωπεύει περίπου το 3% της παραγωγής νερού. Χρησιμοποιείται για εγκαταστάσεις με ανάγκες σε αφαλατωμένο νερό μεγαλύτερες

από 4000 m³/ημέρα. Βασίζεται στον διαχωρισμό των αλάτων από το νερό με χρήση ιοντικών μεμβρανών και εφαρμογή τάσης. Η χρήση της εντοπίζεται κυρίως στην αφαλάτωση υφάλμυρου νερού με περιεκτικότητα σε άλατα μικρότερη των 5 mg/L. Περιοριστικός παράγοντας της απόδοσής της αποτελούσαν οι ιοντικές μεμβράνες. Η εξέλιξη της τεχνολογίας των ιοντικών μεμβρανών είχε ως αποτέλεσμα την καθιέρωση της μεθόδου ως εμπορικής βιομηχανικής λύσης για αφαλάτωση και θαλασσινού προεπεξεργασμένου νερού.

Η αντίστροφη όσμωση ανήκει στην τρίτη κατηγορία μεθόδων, εκείνης της επιβολής μηχανικής ενέργειας στο προς αφαλάτωση νερό. Ανήκει επίσης στην κατηγορία των μεθόδων αφαλάτωσης με χρήση μεμβρανών.

Όταν δύο υγρά διαφορετικής συγκέντρωσης σε διαλυμένη ουσία έρθουν σε επαφή τότε η διαλυμένη ουσία τείνει να κατανεμηθεί ομοιόμορφα σε όλη την ποσότητα του υγρού μέσω διάχυσης, δημιουργώντας ένα διάλυμα σταθερής σε όλο τον όγκο του συγκέντρωσης. Στην περίπτωση που στο σημείο επαφής των δύο υγρών τοποθετηθεί ημιπερατή μεμβράνη η οποία επιτρέπει μόνο την κίνηση του διαλύτη τότε παρατηρείται το φαινόμενο της όσμωσης. Διαλύτης από το αραιότερο διάλυμα κινείται διαμέσου της ημιπερατής μεμβράνης προς το πυκνότερο διάλυμα προκαλώντας αραιώση. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την ανάπτυξη διαφοράς πίεσης στην ημιπερατή μεμβράνη η οποία εκφράζεται με τη διαφορά στάθμης των δύο υγρών. Η πίεση αυτή ονομάζεται οσμωτική πίεση (Εικόνα 1.6).



Εικόνα 1.6 Το φαινόμενο της οσμωτικής πίεσης

Με εφαρμογή εξωτερικής πίεσης μεγαλύτερης της οσμωτικής στην πλευρά του πυκνού διαλύματος παρατηρείται αντιστροφή του φαινομένου. Ο διαλύτης οδηγείται προς το αραιότερο διάλυμα μειώνοντας τη συγκέντρωσή ακόμα περισσότερο. Η προαναφερθείσα διαδικασία καθιστά δυνατό το διαχωρισμό των διαλυμένων ιόντων καθώς και μεγαλύτερο σε μέγεθος σωματιδίων από ένα ρεύμα νερού. Τα ποσοστά απόρριψης του άλατος πλησιάζουν το 100%.

Το 1748 καταγράφονται οι πρώτες αναφορές στις ημιπερατές μεμβράνες. Τότε παρατηρήθηκε για πρώτη φορά το φαινόμενο της οσμωτικής πίεσης. Το 1850 έγιναν οι πρώτες παρατηρήσεις με χρήση κεραμικών μεμβρανών. Η χρήση του φαινομένου της οσμωτικής πίεσης όπως το ξέρουμε σήμερα ξεκινάει πολύ αργότερα. Μόλις τη δεκαετία του 1940 αρχίζουν οι έρευνες για τις ιδιότητες του cellophane στο UCLA. Ο Dr. Gerald Hassler αρχικά πίστευε ότι το φαινόμενο λαμβάνει χώρα εξαιτίας εξάτμισης του διαλυτικού μέσου του αραιότερου διαλύματος και συμπύκνωσή του στην επιφάνεια του πυκνότερου. Η προαναφερθείσα διαδικασία φαίνεται να πίστευε ότι γινόταν διαμέσου ενός στρώματος αέρα. Στις μέρες μας γνωρίζουμε ότι οι ιδιότητες της μεμβράνης είναι εκείνες που χαρακτηρίζουν το φαινόμενο. Η μελέτη της αντίστροφης όσμωσης και ορισμένων μεμβρανών να συγκρατούν τα άλατα από το νερό έγινε σχεδόν 20 χρόνια αργότερα. Οι μεμβράνες που εξετάστηκαν ήταν μεμβράνες οξικής κυτταρίνης. Την εποχή αυτή η διαδικασία φαινόταν μη βιώσιμη λόγω της περιορισμένης ροής νερού που διέρχεται δια μέσου της μεμβράνης καθώς και της αντοχής της μεμβράνης.

Η μελέτη που επέτρεψε τη βιωσιμότητα της αντίστροφης όσμωσης σαν διεργασία και προδιέγραψε το εμπορικό της μέλλον έγινε ένα χρόνο αργότερα. Η διαφορά ήταν στη μεμβράνη που χρησιμοποιήθηκε. Αυτή τη φορά ήταν κατασκευασμένη από ασύμμετρη οξική κυτταρίνη. Η μεμβράνη αυτή μπορούσε να υποστηρίξει έως και δέκα φορές μεγαλύτερη ροή σε σχέση με τις προαναφερθείσες. Με το πέρασμα των χρόνων αναπτύχθηκαν θεωρητικά μοντέλα στον τομέα της μεταφοράς μάζας διαμέσου των μεμβρανών και αυξήθηκε η αποδοτικότητα της διεργασίας. Σημαντικό ρόλο στην αύξηση της αποδοτικότητας έπαιξε και η χρήση της τεχνολογίας ανάκτησης ενέργειας. Η χρήση της τεχνολογίας αυτής είχε ως αποτέλεσμα τη μείωση του ποσού ενέργειας ανά μονάδα αφαλατωμένου νερού. Έτσι άνοιξε ο δρόμος της εκμετάλλευσης εναλλακτικών πηγών ενέργειας για τροφοδότηση της αφαλάτωσης.

Η αντίστροφη όσμωση είναι η επικρατέστερη μέθοδος σήμερα αφού έχει τη χαμηλότερη ενεργειακή κατανάλωση αλλά και μπορεί να συνεργαστεί με τις πιο διαδεδομένες τεχνολογίες Α.Π.Ε, όπως είναι τα φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες.

Όλες οι μέθοδοι της αφαλάτωσης απαιτούν σημαντική ποσότητα ενέργειας για να πετύχουν τον διαχωρισμό αλάτων από το θαλάσσιο νερό. Αυτό δημιουργεί πρόβλημα διότι η καύση μεγάλων ποσοτήτων συμβατικών καυσίμων (πετρέλαιο, είδη ορυκτού άνθρακα, φυσικό αέριο) μολύνει το περιβάλλον. Επίσης πρόβλημα αποτελεί και η εύρεση των μεγάλων ποσοτήτων των συμβατικών καυσίμων. Αποτέλεσμα είναι η ανάπτυξη και εξέλιξη τεχνικών αφαλάτωσης με χρήση ΑΠΕ, οι οποίες έχουν μικρό κόστος και διατίθενται ελεύθερα και καθιστούν τις εγκαταστάσεις αυτοδύναμες. Παρά τα πλεονεκτήματα των ΑΠΕ η χρήση τους δεν έχει ακόμα αναπτυχθεί τεχνολογικά σε βαθμό τέτοιο ώστε να είναι ανταγωνιστικές των συμβατικών πηγών ενέργειας.

1.4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Αφαλάτωση

Εκτιμήσεις δείχνουν ότι ο εθνικός στόχος για το 20% της ηλεκτροπαραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ως το 2020 δεν πρόκειται να επιτευχθεί αν δεν υπάρξει μια εκτεταμένη προσφυγή στην αιολική και ηλιακή ενέργεια, ιδιαίτερα στα νησιά του Αιγαίου όπου και το μεγαλύτερο δυναμικό (Κάραλης Γ. et al., 2008). Η επίτευξη του στόχου προϋποθέτει 8000-10000 MW σε επίπεδο χώρας για αυτό το χρονικό διάστημα, αλλά το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος το 2008 δεν ξεπερνούσε το 900MW με μόλις 71MW για τα νησιά του Αιγαίου (Κάραλης Γ. et al., 2008).

Η αφαλάτωση με αντίστροφη όσμωση στα νησιά του Αιγαίου αποδεικνύεται μονόδρομος για τη λύση του προβλήματος της λειψυδρίας. Η χαμηλή ενεργειακή κατανάλωση της μεθόδου της αντίστροφης όσμωσης σε συνδυασμό με τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας φαίνεται να έχουν διπλό αποτέλεσμα. Αφενός, παρέχουν τοπικού χαρακτήρα λύση στο πρόβλημα της υδροδότησης εκμεταλλεζόμενες το τοπικό ανανεώσιμο δυναμικό αφετέρου συμβάλλουν στη μείωση των εκπομπών των αέριων ρύπων από τη χρήση συμβατικών μορφών ενέργειας καθώς και στην επίτευξη του στόχου του 2020.

Η επιλογή των κατάλληλων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για χρήση σε συνδυασμό με μονάδες αφαλάτωσης και δη αντίστροφης όσμωσης εξαρτάται από ένα εύρος παραγόντων. Οι παράγοντες αυτοί συμπεριλαμβάνουν:

- 1) Τη δυναμικότητα της μονάδας αφαλάτωσης
- 2) Την αλατότητα του νερού προς αφαλάτωση
- 3) Την αυτονομία
- 4) Τη διαθεσιμότητα τοπικού ηλεκτρικού δικτύου
- 5) Τη διαθεσιμότητα του ανανεώσιμου δυναμικού στις περιοχές εγκατάστασης.

Ανάμεσα στους διάφορους πιθανούς συνδυασμούς τεχνολογιών αφαλάτωσης και τεχνολογιών ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μερικοί φαίνεται να είναι περισσότερο υποσχόμενοι σε σχέση με άλλους σε επίπεδο οικονομικής βιωσιμότητας και ενεργειακής κάλυψης. Στον πίνακα 1.2 εμφανίζονται μερικοί από τους αποδεκτούς και προτεινόμενους συνδυασμούς σύμφωνα με το *Desalination Guide Using Renewable Energies*, 1998.

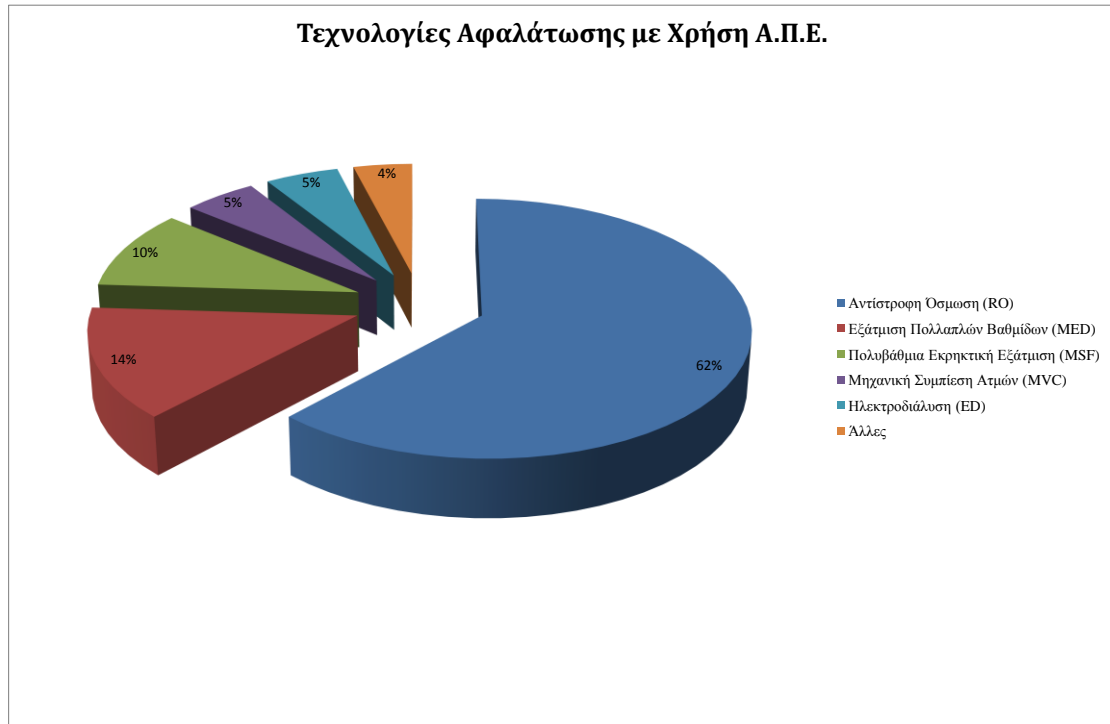
Πίνακας 1.2 Προτεινόμενοι συνδυασμοί τεχνολογιών Α.Π.Ε., αλατότητας νερού, τεχνολογίας αφαλάτωσης (Tzen E. et al., 2003)

Τεχνολογία Α.Π.Ε.	Αλατότητα Νερού Εισόδου	Τεχνολογία Αφαλάτωσης
Ηλιακή Ενέργεια	Θερμική Ενέργεια	Θαλασσινό Νερό
	Ηλεκτρική Ενέργεια (Φωτοβολταϊκά)	Θαλασσινό Νερό
		Θαλασσινό Νερό
		Υφάλμυρο Νερό
Αιολική Ενέργεια	Θαλασσινό Νερό	Αντίστροφη Όσμωση(RO)
	Υφάλμυρο Νερό	Ηλεκτροδιάλυση (ED)
	Θαλασσινό Νερό	Αντίστροφη Όσμωση(RO)
Γεωθερμική Ενέργεια	Θαλασσινό Νερό	Μηχανική Συμπίεση Ατμών (MVC)
	Θαλασσινό Νερό	Εξάτμιση Πολλαπλών Βαθμίδων (MED)

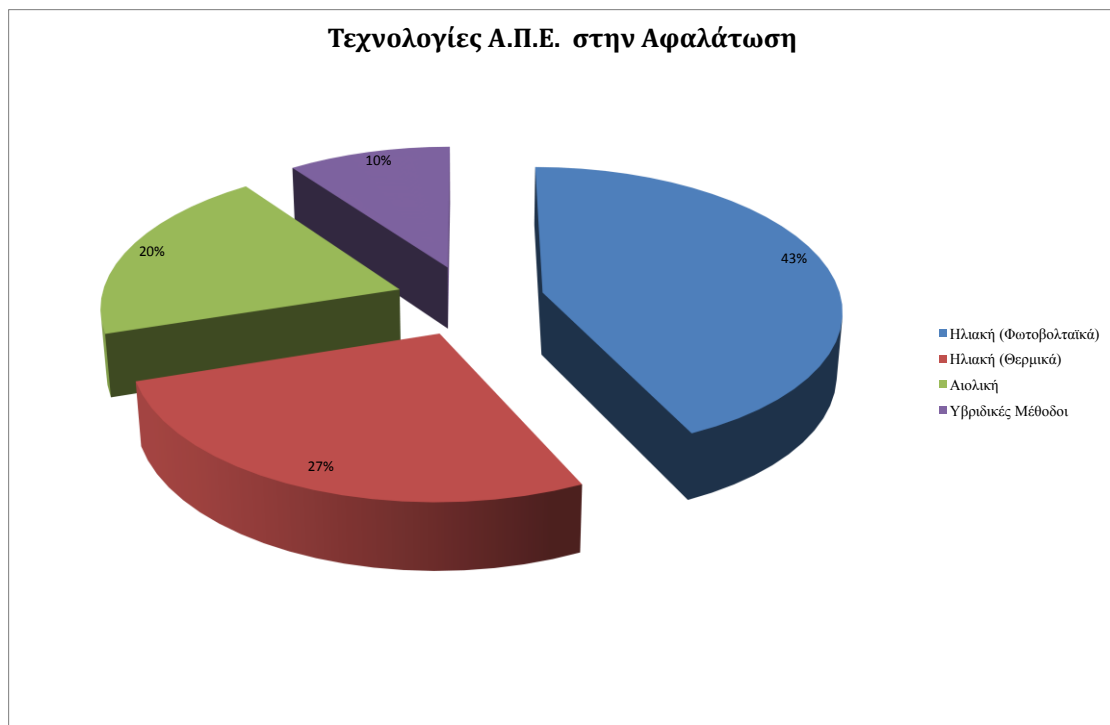
Στον πίνακα 1.2 είναι εμφανές ότι ο συνδυασμός της τεχνολογίας αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης με χρήση των τεχνολογιών Α.Π.Ε. για εκμετάλλευση τόσο της ηλιακής ακτινοβολίας με χρήση φωτοβολταϊκών στοιχείων όσο και της αιολικής ενέργειας αποτελούν συνδυασμούς προτεινόμενους τόσο για υψηλή όσο και μέση αλατότητα νερού προς αφαλάτωση.

Οι παράγοντες της επιλογής κατάλληλου συνδυασμού τεχνολογίας Α.Π.Ε. και τεχνολογίας αφαλάτωσης θα πρέπει να συμπεριλαμβάνουν την επάρκεια ισχύος, την ευκολία της διαχείρισης και λειτουργίας το χαμηλό κόστος συντήρησης, το πρακτικό μέγεθος και την απλότητα της διεργασίας προεπεξεργασία και άντλησης του προς αφαλάτωση νερού για την εξασφάλιση της σωστής λειτουργία του συστήματος (χωρίς διακοπές λόγω συχνών βλαβών για παράδειγμα). Η προϋπάρχουσα εμπειρία έχει δείξει ότι στους προαναφερθέντες συνδυασμούς του πίνακα δεν έχουν υπάρξει σημαντικά τεχνικής φύσεως προβλήματα (Tzen E., Morris R., 2003).

Ο συνηθέστερος συνδυασμός Α.Π.Ε. και αφαλάτωσης είναι η χρήση συστοιχιών φωτοβολταϊκών στοιχείων για την τροφοδότηση μονάδας αντίστροφης όσμωσης. Παρά τις απαιτήσεις σε έκταση που ενέχει η εγκατάσταση συστοιχιών φωτοβολταϊκών στοιχείων, αποτελεί τον ιδανικό συνδυασμό σε περιπτώσεις όπου η δυναμικότητα της μονάδας αντίστροφης όσμωσης είναι μικρή και η περιοχή εγκατάστασης είναι ηλιόλουστη. Για μεγαλύτερες μονάδες και για περιοχές με μικρότερη διαθέσιμη έκταση ο συνδυασμός αντίστροφης όσμωσης με ανεμογεννήτριες αποτελεί πολύ καλή λύση. Σ' αυτή την περίπτωση βρίσκονται και τα νησιά του Αιγαίου. Οι απαιτήσεις των νησιών σε νερό καλύπτονται από μικρού και μεσαίου μεγέθους μονάδες αφαλάτωσης ενώ πρόκειται για περιοχές με υψηλό ηλιακό και αιολικό δυναμικό. Οι μέθοδοι απόσταξης χρησιμεύουν κυρίως σε περιπτώσεις μεγάλης δυναμικότητας λόγω υψηλών απωλειών θερμότητας από τη χρήση της τεχνολογίας αυτής (Διαγράμματα 1.2 και 1.3).



Διάγραμμα 1.2 Ποσοστά χρήσης τεχνολογιών αφαλάτωσης με Α.Π.Ε. (Tzen E. et al., 2003)



Διάγραμμα 1.3 Ποσοστά χρήσης τεχνολογιών Α.Π.Ε. στην αφαλάτωση (Tzen E. et al., 2003)

Η επιλογή τεχνολογίας αφαλάτωσης επηρεάζεται σημαντικά και από τη δυνατότητα σύνδεσης του συστήματος αφαλάτωσης με το δίκτυο. Συγκεκριμένα, σε περιπτώσεις σύνδεσης του συστήματος αφαλάτωσης – Α.Π.Ε. με το δίκτυο έχει ως αποτέλεσμα τη διασφάλιση συνεχούς λειτουργίας του συστήματος. Στις περιπτώσεις αυτές οι τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας δρουν συνήθως ως συμπληρωματική πηγή ενέργειας ως προς τις συμβατικές. Σε περιπτώσεις αδυναμίας σύνδεσης του συστήματος αφαλάτωσης με το δίκτυο τότε οι τεχνολογίες Α.Π.Ε. δρουν ως η βασική μορφή ενέργειας και οι συμβατικές μορφές δρουν υποστηρικτικά. Στις περιπτώσεις αυτές, δηλαδή των αυτόνομων συστημάτων, το σύστημα των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας οφείλει να είναι η βασική πηγή ενέργειας, με τις ανάλογες επιπτώσεις στο σχεδιασμό των συστημάτων.

1.5 Σκοπός της Διπλωματικής Εργασίας

Στα πλαίσια της εξεύρεσης λύσης του προβλήματος λειψυδρίας των νησιών του Αιγαίου τον Μάρτιο του 2010 τέθηκε υπό δημόσια διαβούλευση «η προμήθεια πόσιμου νερού και η παράδοση του σε δεξαμενές των Οργανισμών Τοπικής Αυτοδιοίκησης άνδρων νησιών των Νομών Δωδεκανήσου και Κυκλάδων, μέσω συστημάτων εξυγίανσης θαλασσινού νερού (αφαλάτωση) από μονάδες που θα εγκατασταθούν σε κάθε νησί». Στα πλαίσια της δημόσιας διαβούλευσης τέθηκε και η εγκατάσταση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας για την κάλυψη εύλογου ποσοστού των ενεργειακών αναγκών των μονάδων.

Διαπιστώνεται πως ένα μεγάλο μέρος του κόστους του παραγόμενου νερού οφείλεται στο κόστος της ενέργειας. Εάν ληφθεί υπόψη και το συνεχώς αυξανόμενο κόστος της ενέργειας, είτε αυτό προέρχεται από το ηλεκτρικό δίκτυο είτε από κάποιο τοπικό συμβατικό σύστημα ντίζελ, τότε είναι σαφές πως πρέπει να αναζητηθούν μη συμβατικοί τρόποι παροχής ενέργειας στις μονάδες αφαλάτωσης. Οι ανανεώσιμες πηγές μπορούν να δώσουν ικανοποιητική λύση.

Σκοπός είναι η μελέτη εγκατάστασης μονάδων αφαλάτωσης με αντίστροφη όσμωση και χρήση υβριδικών ή μη συστημάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Εξετάστηκαν 13 νησιωτικά συστήματα που περιλαμβάνονταν στη δημόσια διαβούλευση. Οι περιπτώσεις αυτές εξετάστηκαν τόσο σε επίπεδο συνδεδεμένου στο τοπικό δίκτυο συστήματος όσο και αυτόνομου. Στόχος ήταν να αποδειχθεί ότι η χρήση Α.Π.Ε. στα συστήματα αντίστροφης όσμωσης είναι μια πρακτική με οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη και να προταθεί αξιοποιήσιμη λύση σε κάθε περίπτωση ξεχωριστά.

Στα κεφάλαια 2 και 3 ακολουθεί η διαδικασία που εφαρμόστηκε για την εύρεση της καταλληλότερης λύσης σε κάθε περίπτωση ξεχωριστά. Με χρήση ελάχιστων δεδομένων εισόδου επιχειρήθηκε να δοθούν απαντήσεις σε ερωτήματα όπως:

- 1) Χρήση αυτόνομου ή συνδεδεμένου συστήματος

- 2) Χρήση ανεμογεννητριών, φωτοβολταϊκών στοιχείων ή και τα δύο και σε ποιο ποσοστό
- 3) Ποια περίπτωση είναι η καλύτερη οικονομικά, ποια περιβαλλοντικά και ποια συνδυάζει επιτυχέστερα και τα δύο στοιχεία
- 4) Το κόστος του παραγόμενου νερού είναι βιώσιμο σε σχέση με την υπάρχουσα κατάσταση;

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2. ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΗ ΠΡΟΣΕΓΓΙΣΗ

Κάθε νησί αποτελεί μία περίπτωση αλλά οι αρχές σχεδιασμού που χρησιμοποιήθηκαν ήταν κοινές. Ο σχεδιασμός αφορούσε στο ενεργειακό σύστημα της μονάδας αφαλάτωσης και όχι το σχεδιασμό του συστήματος αντίστροφης όσμωσης. Το σύστημα αφαλάτωσης και παραγωγής νερού θεωρήθηκε ως ένα ηλεκτρικό φορτίο προς κάλυψη. Ο σχεδιασμός του συστήματος κάλυψης του ενεργειακού αυτού φορτίου παρουσιάζεται στο παρόν κεφάλαιο και στηρίχθηκε στη χρήση του λογισμικού HOMER (<http://www.homerenergy.com>).

2.1 Σχεδιασμός Συστήματος Παραγωγής Ισχύος

Η ανάλυση συμπεριέλαβε τόσο αυτόνομα συστήματα όσο και συνδεδεμένα στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο. Συνεπώς, άλλος ένα παράγοντας σχεδιασμού του συστήματος είναι το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο το οποίο δρα τόσο ως καταναλωτής όσο και ως παραγωγός ενέργειας.

2.1.1 Το Σύστημα Κατανάλωσης Ενέργειας

2.1.1.1 Μονάδα Αφαλάτωσης με Αντίστροφης Όσμωσης

Η ανάλυση αναφέρεται σε δύο εναλλακτικά συστήματα. Το πρώτο, χρησιμοποιεί σύστημα ανάκτησης ενέργειας ενώ το δεύτερο όχι. Το σύστημα ανάκτησης ενέργειας σε μονάδα αντίστροφης όσμωσης αξιοποιεί την υψηλή πίεση του ρεύματος της άλμης με σκοπό την αύξηση της πίεσης του νερού του ρεύματος εισόδου. Το αποτέλεσμα είναι η μείωση της κατανάλωσης ενέργειας για τη λειτουργία των αντλιών που χρησιμοποιεί η αντίστροφη όσμωση συνεπώς και της απαιτούμενης προσφερόμενης ενέργειας. Το κριτήριο χρήσης συστήματος ανάκτησης ενέργειας είναι η δυναμικότητα του συστήματος αντίστροφης όσμωσης.

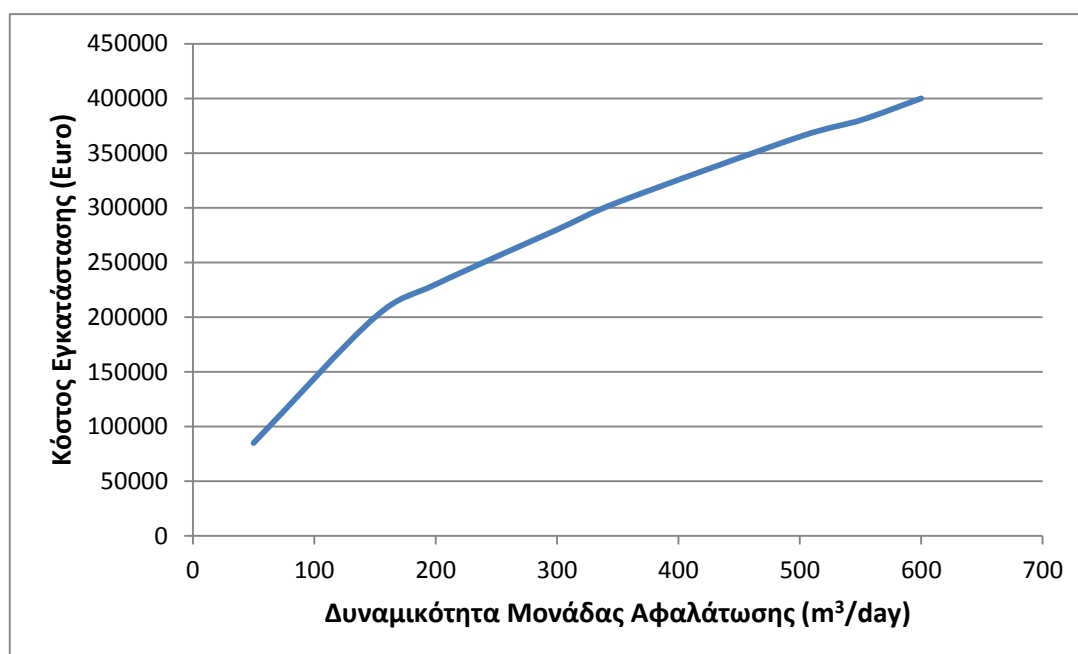
Τα στοιχεία που απαιτούνται για τον υπολογισμό της καταναλισκόμενης ενέργειας από την μονάδα αφαλάτωσης με αντίστροφη όσμωση είναι η:

- 1) ημερήσια παραγωγή νερού
- 2) ειδική κατανάλωση ενέργειας της μονάδας ανά κυβικό μέτρο παραγόμενου νερού

Για την οικονομική αξιολόγηση του παραγόμενου αφαλατωμένου νερού από τη μονάδα αφαλάτωσης με αντίστροφης όσμωσης απαιτείται πληροφορία για:

- 1) Το κόστος εγκατάστασης της μονάδας αφαλάτωσης με αντίστροφης όσμωσης
- 2) Ο χρόνος ζωής της μονάδας αφαλάτωσης με αντίστροφη όσμωση

Το κόστος εγκατάστασης των μονάδων αφαλάτωσης με αντίστροφη όσμωση προέκυψε μετά από επεξεργασία στοιχείων υφιστάμενων μονάδων (Διάγραμμα 2.1).



Διάγραμμα 2.1 Κόστος εγκατάστασης μονάδας αφαλάτωσης με αντίστροφη όσμωση (Ασημακόπουλος Δ. et al.,2010)

Ο χρόνος ζωής της μονάδας αφαλάτωσης με αντίστροφη όσμωση θεωρήθηκε ότι ανέρχεται στα 25 έτη.

2.1.1.2 Διαχείριση Περίσσειας Ενέργειας

Το σύστημα διαχείρισης περίσσειας ενέργειας καταναλώνει την περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας που πιθανώς να παράχθηκε από το σύστημα παραγωγής με σκοπό την εξασφάλιση της ορθής λειτουργίας του.

2.1.2 Ηλεκτρικό Δίκτυο

Θεωρήθηκε ότι στις περιπτώσεις συνδεδεμένων με το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο συστημάτων το ηλεκτρικό δίκτυο ήταν σε θέση να απορροφήσει ηλεκτρική ενέργεια το ποσό και η τιμολόγηση της οποίας καθορίζονται πλήρως από το νόμο περί ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ν.3851/2010, άρθρο 5, παράγραφος 2 β.

Σύμφωνα με το νόμο ν.3851/2010 η πώληση ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε. στο δίκτυο ανέρχεται στα 0.09945 Euro/kWh.

Θεωρήθηκε ότι στις περιπτώσεις συνδεδεμένου συστήματος, το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο λειτούργησε ως συμπληρωματική πηγή ενέργειας για την κάλυψη των ενεργειακών απαιτήσεων της μονάδας αντίστροφης όσμωσης. Το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που αγοράστηκε από το δίκτυο καθορίστηκε από το ενεργειακό

βιομηχανικό τιμολόγιο της Δ.Ε.Η. και αφορά μέση τάση, αφού αυτή χρησιμοποιείται συνήθως σε εγκαταστάσεις αφαλάτωσης νερού με αντίστροφη όσμωση.

Με βάση το κόστος του βιομηχανικού ρεύματος μέσης τάσης η αγορά ηλεκτρικής ισχύος από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο θεωρήθηκε ίση με 0.06083 Euro/kWh σύμφωνα με το τιμολόγιο της ΔΕΗ για το 2011.

2.1.3 Τεχνολογίες Παραγωγής Ενέργειας

Οι τεχνολογίες παραγωγής των σχεδιαζόμενων συστημάτων χωρίζονται σε δύο κατηγορίες:

- 1) Τεχνολογίες εκμετάλλευσης Α.Π.Ε.
- 2) Τεχνολογίες εκμετάλλευσης συμβατικών πηγών ενέργειας

Οι δύο κατηγορίες συνυπήρξαν σε κάθε σχεδιαζόμενο σύστημα. Ο ρόλος της δεύτερης κατηγορίας ήταν υποστηρικτικός και δεν αποτέλεσε τη βασική πηγή ενέργειας του συστήματος.

2.1.4 Τεχνολογίες Εκμετάλλευσης Α.Π.Ε.

Αξιοποιούνται δύο τύποι τεχνολογιών εκμετάλλευσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

- 1) Αιολικής ενέργειας με ανεμογεννήτριες.
- 2) Ηλιακής ακτινοβολίας με φωτοβολταϊκά στοιχεία.

Πρόκειται αφενός για τις πιο διαδεδομένες τεχνολογίες εκμετάλλευσης Α.Π.Ε. σε μικρής και μεσαίας κλίμακας συστήματα παραγωγής ενέργειας, αφετέρου αξιοποιούν το υψηλό ηλιακό και αιολικό δυναμικό των νησιών των Κυκλάδων και των Δωδεκανήσων. Αναλύθηκε τόσο η λειτουργία της κάθε τεχνολογίας ξεχωριστά όσο και ο συνδυασμός τους υπό τη μορφή υβριδικών συστημάτων.

2.1.4.1 Ανεμογεννήτριες

Τα απαραίτητα στοιχεία και χαρακτηριστικά μεγέθη για τον υπολογισμό της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από μια ανεμογεννήτρια είναι:

- 1) Η μέση ταχύτητα ανέμου της περιοχής
- 2) Το ύψος στο οποίο έγινε η μέτρηση των δεδομένων ταχύτητας ανέμου
- 3) Η καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας
- 4) Η απόσταση της ατράκτου της ανεμογεννήτριας από το έδαφος

Για την οικονομική αξιολόγηση της εγκατάστασης των ανεμογεννητριών χρησιμοποιήθηκαν τα παρακάτω μεγέθη:

- 1) Κόστος εγκατάστασης του τεχνικού εξοπλισμού του αιολικού πάρκου

- 2) Κόστος αντικατάστασης των ανεμογεννητριών
- 3) Μέσος χρόνος ζωής των ανεμογεννητριών

Λόγω της εξάρτησης του κόστους των ανεμογεννητριών από την ονομαστική τους ισχύ, χρησιμοποιήθηκε μια απλουστευμένη προσέγγιση που στηρίζεται σε έρευνα αγοράς:

- 1) Για ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος έως 50 kW το κόστος εκτιμήθηκε στα 3500 Euro/kW
- 2) Για ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος έως 100 kW το κόστος εκτιμήθηκε στα 2500 Euro/kW
- 3) Για ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος άνω των 100 kW το κόστος εκτιμήθηκε στα 1500 Euro/kW (Ασημακόπουλος Δ. et al., 2010)

Ο χρόνος ζωής των ανεμογεννητριών θεωρήθηκε ίσος με 15 έτη. Το ύψος της ατράκτου θεωρήθηκε ότι βρίσκεται 35 μέτρα πάνω από το έδαφος και τα μετεωρολογικά δεδομένα ανέμου μετρήθηκαν σε ύψος 10 μέτρων από το έδαφος.

2.1.4.2 Φωτοβολταϊκά Στοιχεία

Για τον υπολογισμό της παραγόμενης ενέργειας από φωτοβολταϊκά στοιχεία χρειάζονται δεδομένα:

- 1) Ηλιακή ακτινοβολία της περιοχής
- 2) Κλίση των φωτοβολταϊκών στοιχείων ίση με το γεωγραφικό πλάτος
- 3) Γωνία αζιμούθιου
- 4) Παράγοντας μείωσης απόδοσης (derating factor)
- 5) Ανακλαστικότητα του εδάφους (ground reflectance)
- 6) Επιλογή τοποθέτησης ηλιοστάτη

Η οικονομική αξιολόγηση της παραγωγής ενέργειας από τα φωτοβολταϊκά στοιχεία στηρίζεται στα μεγέθη:

- 1) Κόστος εγκατάστασης τεχνικού εξοπλισμού του φωτοβολταϊκού πάρκου
- 2) Κόστος αντικατάστασης των στοιχείων
- 3) Μέσος χρόνος ζωής των στοιχείων

Οι υπολογισμοί έγιναν θεωρώντας μηδενική γωνία αζιμούθιου που αποτελεί τον προσανατολισμό μέγιστης απόδοσης. Δε χρησιμοποιήθηκε ηλιοστάτης. Ο παράγοντας μείωσης απόδοσης θεωρήθηκε ίσος με 80% τιμή που αποτελεί την εναρκτήρια τιμή του λογισμικού προσομοίωσης. Η ανακλαστικότητα του εδάφους θεωρήθηκε ίση με 20%.

Το κόστος των φωτοβολταϊκών στοιχείων θεωρήθηκε ίσο με 4300 Euro/kWp. Ο μέσος χρόνος ζωής φωτοβολταϊκών στοιχείων ανέρχεται στα 25 έτη. (<http://www.solarbuzz.com>, Μάιος 2010)

2.1.5 Συμβατικές Πηγές Ενέργειας

Στα συστήματα που μελετήθηκαν οι συμβατικές πηγές ενέργειας είχαν υποστηρικτικό ρόλο. Δηλαδή, σε περιπτώσεις που το αιολικό και ηλιακό δυναμικό δεν ήταν επαρκές για τη τροφοδότηση της εγκατάστασης αντίστροφης όσμωσης με τα απαραίτητα ποσά ενέργειας, τότε κάποια μορφή συμβατικής μορφής ενέργειας κάλυπτε το έλλειμμα. Μελετήθηκε ξεχωριστά η χρήση τόσο ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ, όσο και σύνδεσης στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο. Οι δύο αυτές μορφές ενέργειας δεν συνυπήρξαν σε κανένα σύστημα.

2.1.5.1 Ηλεκτρογεννήτρια Ντίζελ

Για την εκτίμηση της ενέργειας που παράχθηκε από την ηλεκτρογεννήτρια ντίζελ χρησιμοποιήθηκαν τα παρακάτω μεγέθη:

- 1) Καμπύλη λειτουργίας της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ
- 2) Ονομαστική ισχύς της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ

Η οικονομική αξιολόγηση της παραγωγής ενέργειας από την ηλεκτρογεννήτρια ντίζελ βασίζεται στο:

- 1) Κόστος απόκτησης της γεννήτριας
- 2) Κόστος αντικατάστασης της γεννήτριας
- 3) Μέσος χρόνος ζωής της γεννήτριας
- 4) Κόστος του καυσίμου της γεννήτριας, δηλαδή του ντίζελ

Η καμπύλη λειτουργίας της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ υπολογίστηκε από το λογισμικό Homer εισάγοντας το καύσιμο το ντίζελ κατώτερης θερμογόνου δύναμης 43.2 MJ/kg.

Το κόστος της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ εκτιμήθηκε στα 250 Euro/kW ονομαστικής ισχύος (Kaldellis J.K. et al., 2007). Ο μέσος χρόνος ζωής μιας ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ μετράται συνήθως σε ώρες λειτουργίας. Στην παρούσα διπλωματική θεωρήθηκε ότι μια ηλεκτρογεννήτρια ντίζελ έχει χρόνο ζωής που αντιστοιχεί σε 15000 ώρες λειτουργίας.

2.1.6 Αποθήκευση Ενέργειας

Με τη χρήση συσσωρευτών επιτυγχάνεται αποδοτικότερη εκμετάλλευση του διαθέσιμου ανανεώσιμου δυναμικού. Στοιχεία αποθήκευσης ενέργειας

χρησιμοποιήθηκαν μόνο στις περιπτώσεις των αυτόνομων συστημάτων. Στις περιπτώσεις των συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο συστημάτων το ποσό της περίσσειας ενέργειας που ενδεχομένως θα παραχθεί θεωρήθηκε ότι ήταν δυνατό να απορροφηθεί από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο της περιοχής.

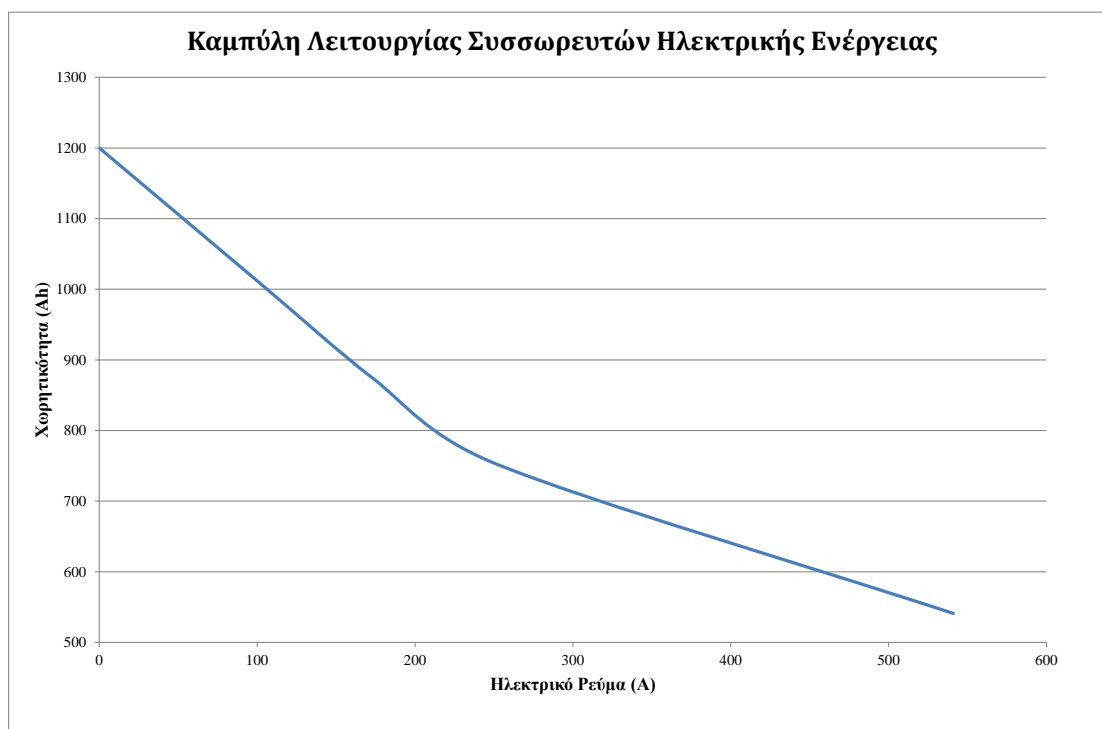
Οι συσσωρευτές θεωρήθηκε ότι τοποθετούνται με τέτοια διάταξη ούτως ώστε να είναι σε θέση να αποδώσουν στο σύστημα ηλεκτρικό ρεύμα τάσης 48 Volt για χρονικό διάστημα 24 ωρών. Το χρονικό διάστημα των 24 ωρών προϋποθέτει φόρτιση της συστοιχίας συσσωρευτών στο 100%. Τα στοιχεία συσσωρευτή αποθηκεύουν και αποδίδουν ηλεκτρική ενέργεια υπό τη μορφή συνεχούς ρεύματος. Η οικονομική αξιολόγηση της εγκατάστασης των συσσωρευτών στηρίζεται σε:

- 1) Καμπύλη λειτουργίας του στοιχείου συσσωρευτή
- 2) Χαρακτηριστικά του στοιχείου συσσωρευτή που αποδίδονται από τον κατασκευαστή (ονομαστική χωρητικότητα, τάση αποδιδόμενου ρεύματος, μέγιστο βάθος εκφόρτισης)
- 3) Αριθμός των στοιχείων συσσωρευτή εν σειρά
- 4) Αριθμός των εν παραλλήλω στοιχείων (σειρές συσσωρευτών)

Ο υπολογισμός του κόστους εγκατάστασης και αντικατάστασης των στοιχείων συσσωρευτή βασίζεται σε:

- 1) Κόστος απόκτησης του ενός στοιχείου συσσωρευτή
- 2) Κόστος αντικατάστασης του ενός στοιχείου συσσωρευτή

Η καμπύλη λειτουργίας του συσσωρευτή ηλεκτρικής ενέργειας που θεωρήθηκε αναφέρεται στο συσσωρευτή Horpecke 10 OPzS 1000 (Λογισμικό Homer) παρουσιάζεται στο διάγραμμα 2.2:



Διάγραμμα 2.2 Καμπύλη λειτουργίας συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας

Θεωρήθηκε συσσωρευτής ηλεκτρικής ενέργειας:

Ονομαστική Χωρητικότητα: 1000 Ah

Τάση Αποδιδόμενου ρεύματος: 2 V

Μέγιστο Βάθος Εκφόρτισης: 30%

Δεδομένου ότι η τάση αποδιδόμενου ρεύματος ήταν 2 V, ο αριθμός συσσωρευτών εν σειρά ήταν 24 ούτως ώστε να επιτευχθεί η επιθυμητή τάση των 48 V.

Το κόστος των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας 0.35Euro/Wh (Kaldellis J.K. et al., 2007). Ο χρόνος ζωής των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας θεωρήθηκε ίσος με 20 έτη.

2.1.7 Μετατροπέας Ηλεκτρικής Ενέργειας

Για το σχεδιασμό του μετατροπέα χρειάστηκαν τα παρακάτω μεγέθη:

- 1) Η απόδοση μετατροπής από συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο ρεύμα
- 2) Η απόδοση μετατροπής από εναλλασσόμενο ρεύμα σε συνεχές ρεύμα
- 3) Ο λόγος ονομαστικής ισχύος μετατροπής από εναλλασσόμενο ρεύμα σε συνεχές προς την ονομαστική ισχύ μετατροπής συνεχούς ρεύματος σε εναλλασσόμενο.

Η οικονομική αξιολόγηση της εγκατάστασης και αντικατάστασης του μετατροπέα στηρίζεται στο:

- 1) Κόστος απόκτησης του μετατροπέα
- 2) Κόστος αντικατάστασης του μετατροπέα
- 3) Μέσο χρόνο ζωής του μετατροπέα

Το κόστος απόκτησης του μετατροπέα ηλεκτρικής ενέργειας θεωρήθηκε ίσο με 350 Euro/kW (<http://www.solarbuzz.com>) και ο χρόνος ζωής του ίσος με 15 έτη. Η απόδοση των δύο διεργασιών για τις οποίες χρησιμοποιήθηκε ήταν:

- 90% για μετατροπή από συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο
- 85% για μετατροπή από εναλλασσόμενο ρεύμα σε συνεχές.

2.2 Μεθοδολογία Σχεδιασμού

Σχεδιάστηκαν συστήματα με χρήση μόνο ανεμογεννητριών ή μόνο φωτοβολταϊκών στοιχείων αλλά και σε συνδυασμό τους με αναλογίες ονομαστικής ισχύος 25%, 50% και 75% (ως προς την ονομαστική ισχύ των εγκατεστημένων ανεμογεννητριών). Σκοπός ήταν ο προσδιορισμός της βέλτιστης εκμετάλλευσης του δυναμικού Α.Π.Ε. με στόχο την παραγωγή αφυαλατωμένου νερού χαμηλού κόστους και χαμηλής παραγωγής ρύπων. Η αναφορά σε ρύπους γίνεται καθώς είναι απαραίτητη η χρήση των συμβατικών μορφών ενέργειας.

Ο σχεδιασμός έχει ως στόχο την:

- 1) Ελαχιστοποίηση της χρήσης συμβατικών πηγών ενέργειας
- 2) Ελαχιστοποίηση των παραγόμενων ρύπων
- 3) Κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών του συστήματος αντίστροφης όσμωσης σε ποσοστό 100% σε οποιαδήποτε χρονική στιγμή
- 4) Σταθερή λειτουργία του συστήματος αντίστροφης όσμωσης

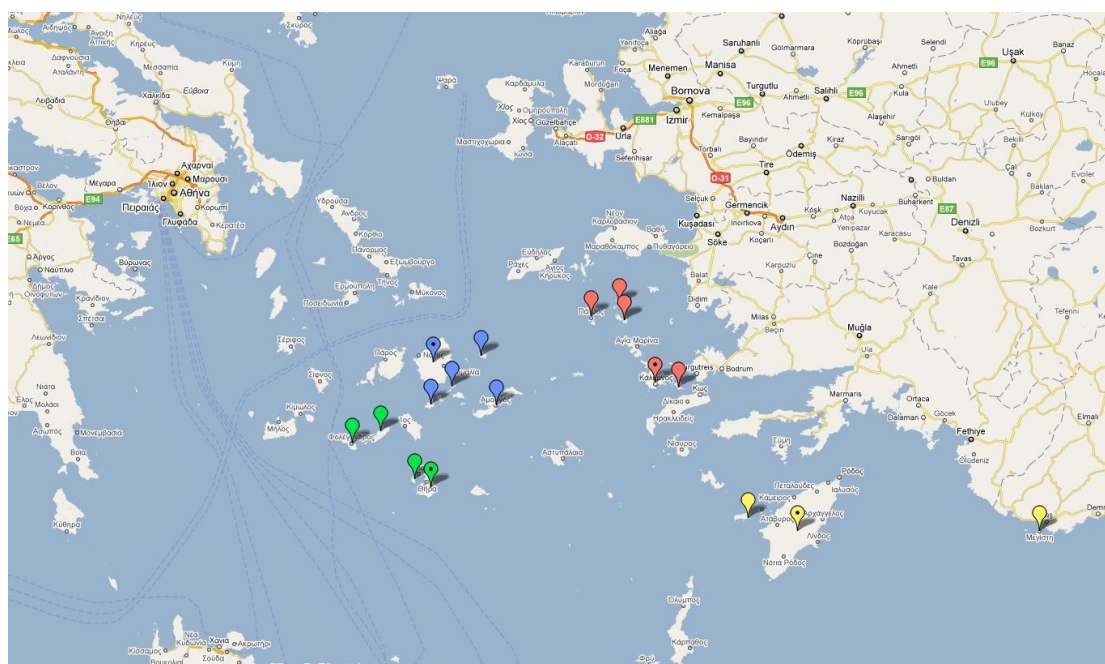
2.2.1 Σχεδιασμός Αυτόνομων Συστημάτων

Ο σχεδιασμός των αυτόνομων συστημάτων μπορεί να περιγραφεί σε 6 απλουστευμένα βήματα. Το πρώτο βήμα αφορά την εύρεση των κατάλληλων μετεωρολογικών δεδομένων. Το δεύτερο βήμα αφορά στον υπολογισμό των απαιτήσεων σε ηλεκτρική ενέργεια της μονάδας αντίστροφης όσμωσης. Το τρίτο και το τέταρτο βήμα αφορούν τους υπολογισμούς των μεγεθών των ηλεκτρογεννητριών ντίζελ καθώς και των συστοιχιών συσσωρευτών. Τα στοιχεία των βημάτων ένα έως τέσσερα αποτέλεσαν αποφάσεις σχεδιασμού των σχεδιαζόμενων συστημάτων. Λειτουργήσαν ως δεδομένα εισόδου στο λογισμικό Homer. Το πέμπτο βήμα αφορά το σχεδιασμό του συστήματος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το έκτο βήμα αφορά

το σχεδιασμό του μετατροπέα που χρησιμοποιήθηκε στο σύστημα. Το πέμπτο βήμα ήταν το καθοριστικό ολόκληρης της διαδικασίας σχεδιασμού.

2.2.1.1 Βήμα 1^ο

Η καταλληλότητα των μετεωρολογικών δεδομένων εξαρτάται από τη δυνατότητα επεξεργασίας τους από το λογισμικό προσομοίωσης Homer και τη μέγιστη δυνατή ακρίβειά τους. Δηλαδή, αναζητήθηκαν μετεωρολογικά δεδομένα υπό τη μορφή χρονοσειρών που συμπεριελάμβαναν τόσο την ηλιοφάνεια της εξεταζόμενης περιοχής, όσο και το προφίλ ταχυτήτων ανέμου της περιοχής. Για την εκτίμηση της ηλιοφάνειας είναι απαραίτητη η εισαγωγή των δεδομένων της γεωγραφικής θέσης του συστήματος. Η έλλειψη χρονοσειρών οδήγησε σε χρήση μέσω μηνιαίων τιμών. Στην πλειοψηφία των περιπτώσεων δεν ήταν δυνατή η εύρεση μετεωρολογικών δεδομένων που να αφορούν το συγκεκριμένο νησί. Η έλλειψη δεδομένων οδήγησε σε ομαδοποίηση των περιοχών που εξετάστηκαν και την άντληση δεδομένων από άλλες κοντινές τοποθεσίες (εικόνας 2.1).



Εικόνα 2.1 Μετεωρολογικοί σταθμοί ανάλυσης

Στην εικόνα 2.1 φαίνονται οι γεωγραφικές θέσεις των νησιών που εξετάζονται καθώς και των νησιών που αποτέλεσαν τη βάση μετεωρολογικών δεδομένων. Με ίδιο χρώμα δείκτη συμβολίζονται τα νησιά που έχουν κοινή βάση δεδομένων. Ο πίνακας 2.1 συνοψίζει σε ποιες περιοχές αντιστοιχούν τα μετεωρολογικά δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν.

Πίνακας 2.1 Μετεωρολογικοί σταθμοί για ανάλυση δεδομένων

Περιοχή Ανάλυσης	Μετεωρολογικός Σταθμός
Ηρακλεία	Νάξος
Δονούσα	
Αμοργός	
Αιγιάλη Κατάπολα	
Κουφονήσια	Σαντορίνη
Θηρασιά	
Σίκινος	
Φολέγανδρος	Ρόδος
Μεγίστη	
Χάλκη	Κάλυμνος
Αρκοί	
Ψέριμος	
Λειψοί	
Πάτμος	

Στην αναζήτηση και χρήση μετεωρολογικών δεδομένων έγιναν τρεις παραδοχές:

- 1) Ομαδοποίηση των υπάρχοντων μετεωρολογικών δεδομένων
- 2) Χρήση μηνιαίων μέσων τιμών αντί για ωριαίες χρονοσειρές
- 3) Παραδοχή σταθερών μετεωρολογικών δεδομένων για το χρόνο ζωής του συστήματος

Η πρώτη παραδοχή θεωρείται επιτρεπτή καθώς αφενός ήταν αδύνατη η εύρεση τοπικών δεδομένων ξεχωριστά για κάθε νησί, αφετέρου αξιολογήθηκε ως καλύτερη από την άντληση μετεωρολογικών δεδομένων από τις βάσεις δεδομένων της NASA. Τα δεδομένα αυτά δεν προτιμήθηκαν γιατί δεν προέρχονται από επίγειες μετρήσεις αλλά αποτελούν υπολογιστικά δεδομένα με βάση τη γεωγραφική θέση των περιοχών σε συνδυασμό με παρατηρήσεις από μετεωρολογικούς δορυφόρους.

Η χρήση μηνιαίων μέσων τιμών αντί ωριαίων χρονοσειρών κρίθηκε ότι δεν επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό την ακρίβεια των αποτελεσμάτων και στηρίχθηκε στο γεγονός ότι το λογισμικό Homer παρέχει τη δυνατότητα μετατροπής των μηνιαίων μέσων τιμών σε ωριαίες χρονοσειρές με μαθηματικά μοντέλα όπως η καμπύλη Weibull, η αυτοσυσχέτιση (η τάση μιας μέρας να μοιάζει μετεωρολογικά με την προηγούμενη), το επαναλαμβανόμενο ημερήσιο προφίλ ταχύτητας ανέμων (diurnal pattern) και η ώρα εμφάνισης μέγιστης ταχύτητας ανέμου (στατιστικά ανά δωδεκάωρο).

Η τρίτη παραδοχή είναι αναγκαία καθώς είναι αδύνατη η πρόβλεψη των μετεωρολογικών δεδομένων για όλο το χρόνο ζωής του συστήματος. Έτσι ήταν απαραίτητο να θεωρηθεί ότι η συμπεριφορά ενός χρόνου λειτουργίας του συστήματος επαναλαμβάνεται για όλο το χρόνο ζωής του.

Τα μετεωρολογικά δεδομένα που συλλέχθηκαν αποτέλεσαν δεδομένα εισόδου στο λογισμικό προσομοίωσης.

2.2.1.2 Βήμα 2^ο

Στη συνέχεια της διαδικασίας σχεδιασμού, ήταν απαραίτητος ο υπολογισμός των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια της εγκατάστασης αφαλάτωσης. Για τον υπολογισμό των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια ήταν απαραίτητη η γνώση των δυναμικοτήτων των μονάδων αντίστροφης όσμωσης καθώς και της ειδικής κατανάλωσης της εκάστοτε μονάδας. Η ανάλυση βασίστηκε στη δημόσια διαβούλευση για την υλοποίηση μονάδων αφαλάτωσης σε νησιά του νομού Δωδεκανήσων και Κυκλάδων. Η διαβούλευση όριζε όχι μόνο την ελάχιστη εγγυημένη ποσότητα νερού ανά έτος, αλλά και τη δυναμικότητα των μονάδων αφαλάτωσης σε κυβικά μέτρα την ημέρα. Ο πίνακας 2.2 ορίζει τα πλαίσια λειτουργίας των σχεδιαζόμενων συστημάτων.

Πίνακας 2.2 Δυναμικότητα μονάδων αντίστροφης όσμωσης - Διαβούλευση Μαρτίου 2010

Περιοχή	Δυναμικότητα (m ³ /day)	Εγγυημένη Ελάχιστη Ποσότητα (m ³ /year)	Συντελεστής Χρησιμοποίησης	
Αρκοί	50	1500	0.082	
Ψέριμος	50	1200	0.066	
Ηρακλειά	150	13500	0.247	
Θηρασιά	150	10300	0.188	
Δονούσα	200	14900	0.204	
Αμοργός	Αιγιάλη	200	11800	0.162
	Κατάπολα	300	10000	0.091
Σίκινος	2x300	19000	0.087	
Λειψοί	2x350	34500	0.135	
Πάτμος	2x500	110000	0.301	
Κουφονήσια	2x500	37100	0.0102	
Μεγίστη	2x550	53300	0.133	
Χάλκη	2x550	53500	0.133	
Φολέγανδρος	2x600	45300	0.103	

Το τρίτο μέγεθος που παρουσιάζεται στον πίνακα 2.2, ο συντελεστής χρησιμοποίησης, είναι ένα μέγεθος ενδεικτικό του χρόνου χρήσης λειτουργίας της μονάδος. Υπολογίζεται από την εξίσωση 2.1:

$$\text{Συντελεστής Χρησιμοποίησης} = \frac{\text{Εγγυημένη Ελάχιστη Ποσότητα} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{year}} \right)}{365 \left(\frac{\text{days}}{\text{year}} \right) \cdot \text{Δυναμικότητα} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{day}} \right)} \quad (2.1)$$

Θεωρήθηκε σκόπιμο ο υπολογισμός των ενεργειακών αναγκών να γίνει με βάση την παραδοχή λειτουργίας της μονάδας αφαλάτωσης στο επίπεδο δυναμικότητάς της σε

όλη τη διάρκεια του έτους. Απαραίτητη προϋπόθεση ήταν η γνώση της ειδικής κατανάλωσης της μονάδας αντίστροφης όσμωσης καθώς και ο ημερήσιος χρόνος λειτουργίας της μονάδας. Η εκτίμηση της κατανάλωσης της αντίστροφης όσμωσης στηρίχθηκε σε 3 διαφορετικές πηγές. Η πρώτη αφορούσε βιβλιογραφική έρευνα (Tzen E. et al., 2003), η δεύτερη έρευνα αγοράς (Ασημακόπουλος Δ. et al., 2010) και η τρίτη προσομοίωση με χρήση λογισμικού σχεδιασμού μονάδων αντίστροφης όσμωσης (ROSA, <http://www.dowwaterandprocess.com/>)

Η πρώτη μέθοδος έδειξε ότι η κατανάλωση της αντίστροφης όσμωσης ανέρχεται σε τιμές:

- 1) Χωρίς χρήση συστήματος ανάκτησης ενέργειας: 5.9kWh/m³
- 2) Με χρήση συστήματος ανάκτησης ενέργειας: 3-4kWh/m³

Η δεύτερη επαλήθευσε τα παραπάνω ποσά με μια απόκλιση μικρότερη του 10%.

Η τρίτη μέθοδος πραγματοποιήθηκε με χρήση του λογισμικού ROSA της DOW Water & Process Solutions. Χρησιμοποιήθηκαν μεμβράνες τύπου SW30XLE-400i με ενεργό επιφάνεια 37.2m². Το ποσοστό ανάκτησης ορίστηκε στο 45%. Ως νερό τροφοδοσίας θεωρήθηκε θαλασσινό νερό των 42000 rpm σε θερμοκρασία 25°C. Δεδομένου ότι το τελικό προϊόν είχε συνολικά διαλυμένα στερεά περίπου 350rpm η τιμή των 5.44kWh/m³ που προέκυψε είναι μικρή σε σχέση με την τιμή ειδικής ενεργειακής κατανάλωσης που θα προέκυπτε από την παραγωγή νερού κάτω των 200rpm, όριο κάτω από το οποίο το νερό μπορεί να θεωρηθεί πόσιμο. Η παραπάνω τιμή αποτελεί ειδική ενεργειακή κατανάλωση άνευ συστήματος ανάκτησης.

Τα μεγέθη που τελικά χρησιμοποιήθηκαν ήταν αυξημένα κατά 10% σε σχέση με τα προτεινόμενα της βιβλιογραφίας και ανέρχονταν σε:

- 1) Χωρίς χρήση συστήματος ανάκτησης ενέργειας: 6.5kWh/m³
- 2) Με χρήση συστήματος ανάκτησης ενέργειας: 3.5kWh/m³

Σύστημα ανάκτησης ενέργειας χρησιμοποιήθηκε σε όλα τα συστήματα αφαλάτωσης πλην των συστημάτων δυναμικότητας μικρότερης των 100m³/day.

Θεωρήθηκε ότι η μονάδα αφαλάτωσης λειτουργεί υπό σταθερές συνθήκες 24 ώρες την ημέρα. Η παραπάνω παραδοχή στηρίζεται στο γεγονός ότι η μονάδα παραγωγής αφαλατωμένου νερού είναι συνδεδεμένη με δεξαμενή απόθηκευσης του αφαλατωμένου ύδατος.

Από τα παραπάνω προκύπτουν οι σχέσεις 2.2 υπολογισμού ημερησίων αναγκών σε ενέργεια καθώς και οι σταθερές σε ισχύ απαιτήσεις της μονάδας αφαλάτωσης.

$$\begin{aligned} \text{Ημερήσιες _ Ανάγκες} &= \text{Ειδική _ Κατανάλωση} \cdot \text{Δυναμικότητα _ Μονάδας} \\ \text{Απαιτούμενη _ Ισχύς} &= \frac{\text{Ημερήσιες _ Ανάγκες}}{24\text{hr}} \end{aligned} \quad (2.2)$$

Όπου,

Ημερήσιες _ Ανάγκες : οι ημερήσιες ανάγκες σε ενέργεια της μονάδας αφαλάτωσης

Ειδική_Κατανάλωση: η ειδική κατανάλωση ενέργειας της μονάδας ανάλογα με την ύπαρξη ή μη συστήματος ανάκτησης ενέργειας

Δυναμικότητα_Μονάδας: η δυναμικότητα της μονάδας αντίστροφης όσμωσης

Απαιτούμενη_Ισχύς: η απαιτούμενη σταθερή ισχύς για 24ωρη λειτουργία της μονάδας.

2.2.1.3 Βήμα 3^ο

Στο 3^ο βήμα υπολογίστηκε η ονομαστική ισχύς της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ ώστε να υπάρχει η δυνατότητα παραγωγής αρκετής ισχύος για την τροφοδότηση της μονάδας αφαλάτωσης, ακόμα και χωρίς την ύπαρξη τεχνολογιών εκμετάλλευσης Α.Π.Ε. στο σύστημα, με σταθερή και συνεχή λειτουργία της μονάδας υπό οποιοσδήποτε συνθήκες. Ο σκοπός ύπαρξης της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ είναι σαφώς υποστηρικτικός στο σύστημα παραγωγής ωστόσο, σε περιπτώσεις βλάβης ή συντήρησης των μονάδων παραγωγής που χρησιμοποιούν τις Α.Π.Ε. η ύπαρξη ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ που μπορεί να καλύψει τη ζήτηση είναι πρακτικά αναγκαία. Θεωρήθηκε σταθερή τιμή κόστους πετρελαίου για 25 έτη, όσο δηλαδή και ο χρόνος ζωής του συστήματος.

2.2.1.4 Βήμα 4^ο

Στο 4^ο βήμα υπολογίστηκε το μέγεθος των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας στη βάση των ημερήσιων απαιτήσεων της μονάδας αφαλάτωσης σε ενέργεια. Συγκεκριμένα, σε κάθε σύστημα, θεωρήθηκε συσσωρευτής χωρητικότητας τέτοιας ώστε στην περίπτωση φόρτισής του σε ποσοστό 100% να είναι σε θέση να καλύψει τις ανάγκες του συστήματος αφαλάτωσης σε ηλεκτρική ενέργεια για χρονική περίοδο 24 ωρών χωρίς χρήση οποιασδήποτε άλλης μορφής ενέργειας.

Για τον υπολογισμό του αριθμού των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας ανά σειρά ήταν απαραίτητη η γνώση της ονομαστικής τάσης αποδιδόμενου ρεύματος του συσσωρευτή. Κάθε συσσωρευτής είναι ονομαστικής τάσης 2 Volt. Έτσι, για την επίτευξη των επιθυμητών 48 Volt ήταν απαραίτητη η χρήση 24 συσσωρευτών ανά σειρά. Ο αριθμός των εν παραλλήλω τοποθετημένων σειρών υπολογίστηκε με βάση τον τύπο της συνολικά αποθηκευμένης ενέργειας σε περίπτωση φόρτισης σε επίπεδο 100%. Δεδομένης της 24ωρης αυτονομίας του συστήματος, η συνολικά αποδιδόμενη ενέργεια των συσσωρευτών έπρεπε να ισούται με τις ενεργειακές ανάγκες της μονάδας αντίστροφης όσμωσης για 24 ώρες (Εξίσωση 2.3).

$$\begin{aligned} \text{Ημερήσιες_Ανάγκες} &= \text{Αποθηκευμένη_Ενέργεια} \\ \text{Αποθηκευμένη_Ενέργεια} &= \text{Σειρές_Συσσωρευτών} \cdot \text{Συσσωρευτές_ανά_σειρά} \cdot \\ &\cdot \text{Αποδιδόμενη_Τάση} \cdot \text{Ονομαστική_Χωρητικότητα} \cdot (1 - \text{Μέγιστο_Βάθος_Εκφόρτισης}) \end{aligned} \quad (2.3)$$

Όπου,

Ημερήσιες_Ανάγκες : οι ημερήσιες ανάγκες σε ενέργεια της αντίστροφης όσμωσης (kWh)

Αποθηκευμένη_Ενέργεια : η συνολικά αποθηκευμένη ενέργεια στις συστοιχίες συσσωρευτών σε περίπτωση φόρτισής τους στο 100% (kWh)

Σειρές_Συσσωρευτών : ο αριθμός των ένα παραλλήλω σειρών συσσωρευτών

Συσσωρευτές_ανά_σειρά : ο αριθμός των συσσωρευτών τοποθετημένων εν σειρά

Αποδιδόμενη_Τάση : η ονομαστική τάση του αποδιδόμενου ρεύματος (Volt)

Ονομαστική_Χωρητικότητα : η ονομαστική χωρητικότητα του ενός συσσωρευτή (Ah)

Μέγιστο_Βάθος_Εκφόρτισης : το μέγιστο βάθος εκφόρτισης του συσσωρευτή

2.2.1.5 Βήμα 5^ο

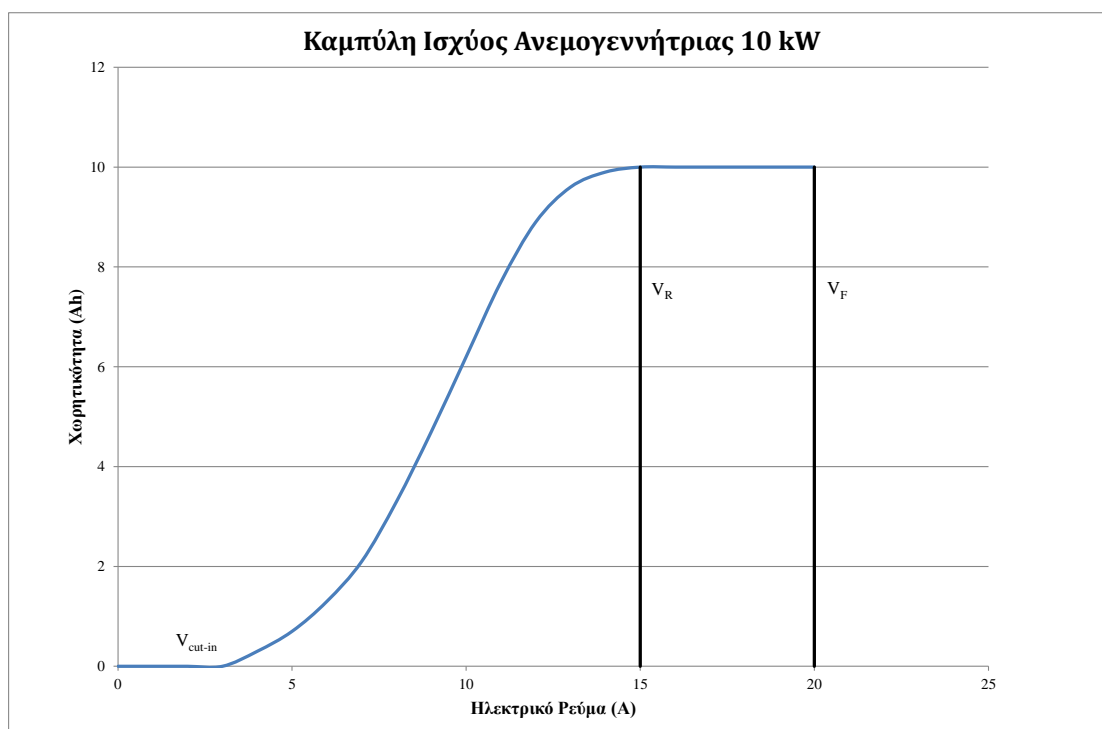
Στο 5^ο βήμα και αφού έχουν υπολογιστεί παράγοντες όπως η ονομαστική ισχύς της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ, το μέγεθος των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας, οι ενεργειακές ανάγκες της μονάδας αντίστροφης όσμωσης και έχουν βρεθεί τα μετεωρολογικά στοιχεία, σχεδιάζονται, για κάθε νησί, πέντε διαφορετικά μεταξύ τους αυτόνομα συστήματα. Καθένα από τα πέντε συστήματα διαθέτει ηλεκτρογεννήτρια ντίζελ ίδιας ονομαστικής ισχύος, συσσωρευτές ηλεκτρικής ενέργειας ίδιας χωρητικότητας και τροφοδοτεί μονάδα αφαλάτωσης ίδιας δυναμικότητας, συνεπώς και ίδιων απαιτήσεων σε ηλεκτρική ενέργεια. Αυτό που κάνει καθένα από τα πέντε συστήματα ξεχωριστό είναι ο λόγος εγκατεστημένης αιολικής ισχύος προς την εγκατεστημένη ισχύ συστοιχιών φωτοβολταϊκών στοιχείων. Μελετήθηκαν σε κάθε νησί πέντε διαφορετικοί λόγοι. Ξεκινώντας από λόγο 100% ανεμογεννήτριες (WT) – 0% συστοιχίες φωτοβολταϊκών στοιχείων (PV), με βήμα 25% για να καταλήξει σε 0% ανεμογεννήτριες – 100% συστοιχίες φωτοβολταϊκών στοιχείων. Τα πέντε συστήματα αξιολογούνται με βάση τον οικονομικό παράγοντα, δηλαδή το κόστος ηλεκτρικής ενέργειας που παράγουν.

Ο λόγος WT – PV δεν ορίζει το μέγεθος του συστήματος των τεχνολογιών εκμετάλλευσης των Α.Π.Ε., αλλά μόνο τη σχετική τους αναλογία. Το μέγεθος του συστήματος προσδιορίζεται από τη χρήση του λογισμικού Homer. Ο προσδιορισμός του μεγέθους του συστήματος για τον κάθε λόγο WT – PV γίνεται με βάση το κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας του κάθε εξεταζόμενου συστήματος. Ορίστηκε βήμα σταδιακής αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος με βάση το οποίο το λογισμικό πραγματοποιεί την ανάλυση. Τα 10 kW εγκατεστημένης ισχύος θεωρήθηκαν ένα επαρκές βήμα. Ανά περίπτωση:

- 1) Για λόγο 100% WT – 0% PV, η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ανεμογεννητριών δεν επηρεάζει την εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών στοιχείων η οποία παραμένει μηδενική (σύστημα μόνο με αιολικό πάρκο).

- 2) Για λόγο 75% WT – 25% PV, 10 kW αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών στοιχείων συνεπάγεται 30 kW αύξηση εγκατεστημένης ισχύος των ανεμογεννητριών.
- 3) Για λόγο 50% WT – 50% PV, 10 kW αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών στοιχείων συνεπάγεται 10 kW αύξηση εγκατεστημένης ισχύος των ανεμογεννητριών.
- 4) Για λόγο 25% WT – 75% PV, 10 kW αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των ανεμογεννητριών συνεπάγεται 30 kW αύξηση εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών στοιχείων.
- 5) Για λόγο 0% WT – 100% PV, η αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών στοιχείων δεν επηρεάζει την εγκατεστημένη ισχύ των ανεμογεννητριών η οποία παραμένει μηδενική (σύστημα μόνο με φωτοβολταϊκό πάρκο).

Εξασφαλίστηκε έτσι αφενός η διατήρηση του λόγου WT – PV, αφετέρου η εύρεση του οικονομικότερου συστήματος ανεξαρτήτως μεγέθους. Για την έρευνα που περιγράφεται χρησιμοποιήθηκε ανεμογεννήτρια των 10 kW με καμπύλη ισχύος που περιγράφεται από το διάγραμμα 2.3.



Διάγραμμα 2.3 Καμπύλη ισχύος ανεμογεννήτριας 10 kW

Όπου,

V_{cut-in} : ταχύτητα ανέμου έναρξης παραγωγής ισχύος

V_R : ταχύτητα ανέμου λειτουργίας ανεμογεννήτρια στη μέγιστη ισχύ της

V_F : ταχύτητα ανέμου διακοπής λειτουργίας της ανεμογεννήτριας

Η καμπύλη του διαγράμματος αποτελεί τυπική καμπύλη λειτουργίας ανεμογεννήτριας. Είναι προσαρμογή της καμπύλης WES18 της εταιρίας Wind Energy Solutions (<http://www.windenergysolutions.nl>) σε κλίμακα 1:8.

Το απλοποιημένο μοντέλο οικονομίας κλίμακας που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του κόστους για εγκατεστημένη ισχύ ανεμογεννητριών είναι:

- 1) κάτω των 50 kW, 3500 Euro/kW
- 2) 50 kW – 100 kW, 2500 Euro/kW
- 3) άνω των 100 kW, 1500 Euro/kW

(Ε.Μ.Π., έρευνα αγοράς, επεξεργασία από υφιστάμενες μονάδες)

Στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών στοιχείων ο υπολογισμός του κόστους είναι αναλογικός ως προς τη συνολικά εγκατεστημένη ισχύ τους.

2.2.1.6 Βήμα 6^ο

Αφού είχαν σχεδιαστεί τα υπόλοιπα στοιχεία του συστήματος, χρησιμοποιήθηκε το λογισμικό Homer για τον υπολογισμό του μεγέθους του μετατροπέα. Η ανάλυση πραγματοποιήθηκε σε ένα πλήθος από πιθανές ονομαστικές ισχείς. Με βήμα που διέφερε από το προηγούμενο κατά 10 kW.

Τα συστήματα αξιολογήθηκαν, αρχικά με βάση το οικονομικό αποτέλεσμα. Δηλαδή, θεωρήθηκε ως καταλληλότερο το σύστημα εκείνο που θα προσέφερε παραγωγή ενέργειας με το μικρότερο κόστος. Στη συνέχεια η αξιολόγηση συμπεριέλαβε άλλους δύο παράγοντες που αφορούν τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις από τη χρήση της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ καθώς και το συνολικό ποσοστό συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών στο σύστημα με βάση τα ποσά ενεργειακής παραγωγής. Τα οικονομικά αποτελέσματα ήταν δεδομένα εξόδου της χρήσης του λογισμικού Homer. Αφορούσαν δε, την παραγόμενη ενέργεια χωρίς να υπολογιστεί το κόστος της μονάδας αφαλάτωσης. Χρησιμοποιήθηκε η εξίσωση 2.4 στον υπολογισμό του ανηγμένου κόστους του παραγόμενου νερού.

$$\begin{aligned} \text{Ανηγμένο_Κόστος_Νερού} &= \\ &= \frac{\text{Κόστος_Ενεργειακής_Μονάδας} + \text{Κόστος_Μονάδας_Αφαλάτωσης}}{\text{Χρόνος_Ζωής_Συστήματος}} \quad (2.4) \\ &= \frac{\text{Δυναμικότητα_Μονάδας_Αφαλάτωσης} \cdot \text{Συντελεστής_Χρησιμοποίησης} \cdot 365}{\text{Χρόνος_Ζωής_Συστήματος}} \end{aligned}$$

Όπου,

Κόστος_Ενεργειακής_Μονάδας: το κόστος της μονάδας παραγωγής ενέργειας (Euro)

Κόστος_Μονάδας_Αφαλάτωσης: το κόστος της μονάδας αντίστροφης όσμωσης (Euro)

Χρόνος_Ζωής_Συστήματος: ο χρόνος ζωής του συστήματος παραγωγής και αφαλάτωσης ίσος με 25 έτη

Δυναμικότητα_Μονάδας: η δυναμικότητα της μονάδας αφαλάτωσης (m^3/day)

Συντελεστής_Χρησιμοποίησης: ο συντελεστής χρησιμοποίησης της μονάδας ($m^3/year$)

Ο υπολογισμός του κόστους της ενεργειακής μονάδας έγινε με βάση της αποπληρωμή των ενεργειακών στοιχείων του συστήματος σε βάθος 25ετίας και με επιτόκιο ίσο με 6%.

Η αξιολόγηση της επιβάρυνσης κάθε συστήματος ακολούθησε δύο διαφορετικές προσεγγίσεις. Η πρώτη αφορούσε το ποσό διοξειδίου του άνθρακα που απελευθερώνεται στην ατμόσφαιρα κατά μέσο όρο από τη χρήση του συστήματος. Η δεύτερη μορφή προϋπέθετε το σχεδιασμό ενός συστήματος βασισμένο εξ' ολοκλήρου σε συμβατική μορφή ενέργειας και στη συγκεκριμένη περίπτωση πετρελαίου. Σκοπός ήταν ο υπολογισμός της ποσότητας διοξειδίου του άνθρακα που εξοικονομείται από τη χρήση των Α.Π.Ε. για την τροφοδότηση του συστήματος αφαλάτωσης.

2.2.2 Σχεδιασμός Συστημάτων Συνδεδεμένων στο Τοπικό Δίκτυο

Η διαδικασία που ακολουθήθηκε περιορίστηκε στην αντικατάσταση τόσο της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ όσο και του συστήματος συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας με τη σύνδεση του ενεργειακού συστήματος στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο. Το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο θεωρήθηκε ικανό να προσφέρει την απαραίτητη ενέργεια και ισχύ όταν οι απαιτήσεις του συστήματος ήταν μεγαλύτερες από τη διαθέσιμη από Α.Π.Ε.. Επίσης, θεωρήθηκε ότι το ηλεκτρικό δίκτυο ήταν σε θέση να απορροφήσει χωρίς κανένα πρόβλημα ηλεκτρική ενέργεια από το σύστημα παραγωγής που έφτανε έως το 20% της συνολικά παραγόμενης ενέργειας σε ετήσιο επίπεδο.

Στις περιπτώσεις χρήσης 100% WT – 0% PV δεν ήταν απαραίτητη η χρήση μετατροπέα καθώς όλα τα στοιχεία (τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο, ανεμογεννήτριες, μονάδα αφαλάτωσης) κάνουν χρήση ηλεκτρικής ενέργειας υπό τη μορφή του εναλλασσόμενου ηλεκτρικού ρεύματος.

Ο υπολογισμός των ποσοτήτων πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο έγινε εκτός του λογισμικού Homer για τη διασφάλιση των νομικών δεσμεύσεων (ν.3851/2010, άρθρο 5, παρ. 2β)

Τα συστήματα αντιμετωπίστηκαν με τον ίδιο τρόπο σε σχέση με τα αυτόνομα, τόσο σε οικονομικούς όρους όσο και σε περιβαλλοντικούς. Ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός ότι για την εκτίμηση των περιβαλλοντικών ελαφρύνσεων που προσφέρει η χρήση Α.Π.Ε. σε κάθε σύστημα χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα που αφορούν την παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα από το σύνολο της χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας

στη χώρα. Δηλαδή, υπολογίστηκε το ποσό διοξειδίου του άνθρακα από το οποίο δεν επιβαρύνεται η ατμόσφαιρα σε σύγκριση με χρήση μόνο συμβατικών μορφών ενέργειας στο σύστημα (στην περίπτωση αυτή ηλεκτρικού δικτύου). Για το συγκεκριμένο υπολογισμό χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα συνολικά εκλυόμενων ρύπων σύμφωνα με την Τεχνική Οδηγία του Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδος για το έτος 2010.

2.2.3 Αξιολόγηση των Συστημάτων

Η αξιολόγηση των συστημάτων που σχεδιάστηκαν έγινε σε τρία επίπεδα. Το πρώτο επίπεδο αξιολόγησης πραγματοποιήθηκε στο πέμπτο βήμα της περιγραφόμενης μεθοδολογίας και αφορούσε την επιλογή του επικρατέστερου συστήματος ανάμεσα σε συστήματα με ίδιο λόγο ονομαστικής ισχύος τεχνολογιών Α.Π.Ε.. Το δεύτερο και το τρίτο επίπεδο αξιολόγησης πραγματοποιήθηκε μετά το πέρας και των έξι βημάτων της μεθοδολογίας. Αφορούσε δε, την επιλογή του συνολικά επικρατέστερου συστήματος για κάθε νησί τόσο σε περίπτωση αυτόνομου συστήματος όσο και διασυνδεδεμένου.

2.2.3.1 Επίπεδο 1^ο

Όπως περιγράφεται στο πέμπτο βήμα, το λογισμικό Homer χρησιμοποιήθηκε μεταξύ άλλων για το σχεδιασμό του επικρατέστερου συστήματος με δεδομένο λόγο ονομαστικής ισχύος εγκατεστημένων ανεμογεννητριών προς ονομαστική ισχύ των εγκατεστημένων συστοιχιών φωτοβολταϊκών στοιχείων. Από τις προσομοιώσεις που πραγματοποιήθηκαν με το λογισμικό προέκυπταν συστήματα με ίδιο λόγο WT-PV. Παρά το γεγονός ότι τα συστήματα αυτά είχαν ίδιο λόγο WT-PV η συνολικά εγκατεστημένη ανανεώσιμη ισχύς διέφερε από περίπτωση σε περίπτωση. Η χρήση μη συμβατικών μορφών ενέργειας για κάλυψη της ζήτησης σε περιπτώσεις ελλείμματος περιέπλεξαν τα δεδομένα. Το σύστημα με τη μικρότερη συνολικά εγκατεστημένη ισχύ που κάλυπτε πλήρως τη ζήτηση δεν ήταν απαραίτητα και το βέλτιστο σε όρους λειτουργικού κόστους και κόστους απόκτησης. Για το λόγο αυτό κρίθηκε απαραίτητο να δημιουργηθεί ένας απλός κανόνας αξιολόγησης συστημάτων κοινού λόγου WT-PV για το ίδιο νησί με σκοπό την επιλογή του οικονομικότερου συστήματος.

Ο κανόνας που χρησιμοποιήθηκε ήταν αυτός της μέγιστης καθαρής παρούσας αξίας του κάθε συστήματος μετά το πέρας της 25ετίας. Το σύστημα, μεταξύ συστημάτων με κοινό λόγο WT-PV σε ένα νησί, με τη μεγαλύτερη καθαρή παρούσα αξία θεωρήθηκε ως το καταλληλότερο σύστημα για το δεδομένο λόγο WT-PV. Στη συνέχεια, τα στοιχεία του συστήματος αυτού καταχωρήθηκαν για τη συνέχιση αφενός της μεθοδολογίας όπως περιγράφεται στο έκτο βήμα αφετέρου για τα επόμενα επίπεδα της διαδικασίας αξιολόγησης.

2.2.3.2 Επίπεδο 2^ο

Έχοντας πλέον ολοκληρωθεί η διαδικασία της μεθοδολογίας, καθώς και το πρώτο επίπεδο αξιολόγησης, προέκυψε για κάθε νησί ένα σύνολο συστημάτων με διαφορετικό λόγο WT-PV το καθένα. Κάθε σύστημα αποτελείται από ένα συνδυασμό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και μετατροπέων και συνδυάζεται με μια τεχνολογία παραγωγής ενέργειας από συμβατικές πηγές. Συνεπώς, δημιουργήθηκαν δέκα περιπτώσεις για κάθε νησί. Πέντε από τις περιπτώσεις αφορούν αυτόνομα συστήματα ενώ οι υπόλοιπες διαθέτουν ακριβώς την ίδια εγκατεστημένη ισχύ με τα αυτόνομα όντας όμως συνδεδεμένα με το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο της περιοχής. Σκοπός του δεύτερου επιπέδου αξιολόγησης ήταν η εύρεση του επικρατέστερου αυτόνομου και επικρατέστερου συνδεδεμένου συστήματος ανάμεσα σε συστήματα με διαφορετικούς λόγους WT-PV. Η μέθοδος αξιολόγησης στηρίχθηκε στο ανηγμένο κόστος του παραγόμενου αφαλατωμένου νερού. Το ανηγμένο κόστος του αφαλατωμένου νερού προέκυψε σύμφωνα με την εξίσωση 2.4. Στο κεφάλαιο των αποτελεσμάτων παρουσιάζονται διαγράμματα τα οποία δείχνουν τη διακύμανση του ανηγμένου κόστους νερού σε συνάρτηση με τη συνολικά εγκατεστημένη ονομαστική ισχύ από Α.Π.Ε. του εκάστοτε συστήματος καθώς και το λόγο WT-PV για κάθε νησί, τόσο στα αυτόνομα όσο και στα συνδεδεμένα στο τοπικό δίκτυο συστήματα.

2.2.3.3 Επίπεδο 3^ο

Σκοπός του τρίτου επιπέδου ήταν η αξιολόγηση των συστημάτων με συνδυασμό τριών παραγόντων. Σημαντικό ρόλο στο 3^ο επίπεδο αξιολόγησης έπαιξε το κόστος του παραγόμενου αφαλατωμένου νερού, οι εκπεμπόμενοι ρύποι διοξειδίου του άνθρακα καθώς και το συνολικό ποσοστό συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο κάθε σύστημα. Για την ταυτόχρονη χρήση όλων των μεγεθών στην αξιολόγηση έγινε πολυκριτηριακή ανάλυση. Τα πρωτογενή μεγέθη που χρησιμοποιήθηκαν ως δείκτες ήταν:

- 1) Το κόστος του παραγόμενου αφαλατωμένου νερού
- 2) Το διοξείδιο του άνθρακα που εκπέμπεται στην ατμόσφαιρα από τη λειτουργία του συστήματος
- 3) Το ποσοστό διείσδυσης των Α.Π.Ε. στο σύστημα

Μόνο το τρίτο μέγεθος μπορεί να λειτουργήσει σαν θετικός δείκτης, αφού αύξηση του ποσοστού διείσδυσης συνεπάγεται καλύτερο σύστημα. Τα υπόλοιπα δύο μεγέθη θεωρούνται αρνητικά καθώς αύξηση του κόστους νερού ή των εκπεμπόμενων ρύπων είναι παράγοντες αποτρεπτικοί για την επιλογή του συστήματος. Ήταν λοιπόν αναγκαία η μετατροπή των μεγεθών αυτών σε θετικά μεγέθη.

Το κόστος του παραγόμενου αφαλατωμένου νερού εκφράζεται σε Euro/m³. Με μια απλή αντιστροφή των όρων και έκφρασή του ως m³/Euro αφενός αντικατοπτρίζει εμμέσως το ίδιο μέγεθος αφετέρου μετατρέπεται σε θετικό μέγεθος. Δηλαδή η

αύξησή του συνεπάγεται μεγαλύτερη καταλληλότητα του συστήματος καθώς στο κόστος του 1 Euro παράγεται μεγαλύτερη ποσότητα αφαλατωμένου νερού.

Για την μετατροπή των εκπομπών σε θετικό μέγεθος η διαδικασία που ακολουθήθηκε ήταν διαφορετική. Κρίθηκε αναγκαία η δημιουργία ενός σημείου αναφοράς σύμφωνα με το οποίο θα αξιολογούνται τα συστήματα. Ως σημείο αναφοράς θεωρήθηκε για κάθε νησί ένα σύστημα αποτελούμενο αποκλειστικά από συμβατικές πηγές ενέργειας. Με τον τρόπο αυτό δημιουργείται ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής για κάλυψη των αναγκών της μονάδας αφαλάτωσης το οποίο παράγει τη μέγιστη δυνατή ποσότητα ρύπων. Στα μεν αυτόνομα συστήματα μελετήθηκε σύστημα αφαλάτωσης τροφοδοτούμενο αποκλειστικά από ηλεκτρογεννήτρια ντίζελ στα δε συνδεδεμένα στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο συστήματα μελετήθηκε σύστημα αντίστροφης όσμωσης τροφοδοτούμενο αποκλειστικά από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο. Τα αποτελέσματα αναφορικά με τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα που προέκυψαν από τη μελέτη των συστημάτων αποκλειστικά αποτελούμενων από συμβατικές πηγές ενέργειας δείχνουν το ποσό των ρύπων που θα εκπεμπόταν στην ατμόσφαιρα σε περίπτωση απουσίας ανανεώσιμων πηγών. Η διαφορά των εκπεμπόμενων ρύπων από τα συστήματα που περιγράφηκαν σε σχέση με τα συστήματα εφοδιασμένα μόνο με συμβατικές μορφές ενέργειας δείχνει τα περιβαλλοντικά οφέλη που έχει η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα. Με τον τρόπο αυτό μετατράπηκαν οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα σε θετικό μέγεθος και έγινε εφικτή η πολυκριτηριακή ανάλυση του συστήματος.

Τα αποτελέσματα για κάθε νησί χωρίστηκαν σε δύο κατηγορίες. Τα αυτόνομα συστήματα και τα συνδεδεμένα στο τοπικό δίκτυο συστήματα. Ο λόγος που μελετήθηκαν ξεχωριστά οφείλεται στο γεγονός ότι τα τρία μεγέθη της πολυκριτηριακής ανάλυσης είχαν μεγάλη διαφορά ανάμεσα στις δύο κατηγορίες καθιστώντας τα συνδεδεμένα στο τοπικό δίκτυο συστήματα τα επικρατέστερα στη συντριπτική πλειοψηφία των περιπτώσεων.

Για τη διατύπωση εξισώσεων περιγραφής της πολυκριτηριακής ανάλυσης κρίθηκε αναγκαίος ο συμβολισμός των μεγεθών όπως παρουσιάζεται στον πίνακα 2.3.

Πίνακας 2.3 Πίνακας μεγεθών και δεικτών πολυκριτηριακής ανάλυσης

	Εξεταζόμενο Νησί	Μεγέθη			Θετικά Μεγέθη			Κανονικοποιημένοι Δείκτες			Συνολική Βαθμολόγηση
	Συστήματα	R1	R2	R3	C1	C2	C3	EC1	EC2	EC3	TotalEC
Αυτόνομα Συστήματα	S1	R1 _{S1}	R2 _{S1}	R3 _{S1}	C1 _{S1}	C2 _{S1}	C3 _{S1}	EC1 _{S1}	EC2 _{S1}	EC3 _{S1}	TEC1 _{S1}
	S2	R1 _{S2}	R2 _{S2}	R3 _{S2}	C1 _{S2}	C2 _{S2}	C3 _{S2}	EC1 _{S2}	EC2 _{S2}	EC3 _{S2}	TEC1 _{S2}
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	S6	R1 _{S6}	R2 _{S6}	R3 _{S6}	-	-	-	-	-	-	-
Συνδεδεμένα Συστήματα	S7	R1 _{S7}	R2 _{S7}	R3 _{S7}	C1 _{S7}	C2 _{S7}	C3 _{S7}	EC1 _{S7}	EC2 _{S7}	EC3 _{S7}	TEC1 _{S7}
	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
	S12	R1 _{S12}	R2 _{S12}	R3 _{S12}	-	-	-	-	-	-	-

Τα διαφορετικά συστήματα περιγράφονται με το σύμβολο S. Έτσι όπου:

- S1: Αυτόνομο σύστημα με λόγο 100% WT – 0% PV
- S2: Αυτόνομο σύστημα με λόγο 75% WT – 25% PV
- S3: Αυτόνομο σύστημα με λόγο 50% WT – 50% PV
- S4: Αυτόνομο σύστημα με λόγο 25% WT – 75% PV
- S5: Αυτόνομο σύστημα με λόγο 0% WT – 100% PV
- S6: Αυτόνομο σύστημα με αποκλειστική χρήση συμβατικών μορφών ενέργειας
- S7: Συνδεδεμένο σύστημα με λόγο 100% WT – 0% PV
- S8: Συνδεδεμένο σύστημα με λόγο 75% WT – 25% PV
- S9: Συνδεδεμένο σύστημα με λόγο 50% WT – 50% PV
- S10: Συνδεδεμένο σύστημα με λόγο 25% WT – 75% PV
- S11: Συνδεδεμένο σύστημα με λόγο 0% WT – 100% PV
- S12: Συνδεδεμένο σύστημα με αποκλειστική χρήση συμβατικών μορφών ενέργειας

Τα διαφορετικά μεγέθη προς αξιολόγηση περιγράφονται με το σύμβολο R. Όπου:

- R1: το ανηγμένο κόστος του παραγόμενου νερού
- R2: το ποσό των παραγόμενων ρύπων
- R3: το ποσοστό συμμετοχής Α.Π.Ε. στο κάθε σύστημα

Τα διαφορετικά θετικά μεγέθη προς αξιολόγηση περιγράφονται με το σύμβολο C. Όπου:

- C1: το αντίστροφο του ανηγμένου κόστους του παραγόμενου νερού
- C2: το ποσό των ρύπων που δεν επιβαρύνει την ατμόσφαιρα λόγω χρήσης Α.Π.Ε.
- C3: το ποσοστό συμμετοχής Α.Π.Ε. στο κάθε σύστημα

Ο υπολογισμός των θετικών μεγεθών C1, C2 και C3 πραγματοποιείται σύμφωνα με τις εξισώσεις 2.5 –2.7:

Αντίστροφο κόστους του παραγόμενου νερού:

$$C1_{Sx} = \frac{1}{R1_{Sx}} \quad (2.5)$$

Ρύποι που δεν επιβαρύνουν την ατμόσφαιρα:

$$C2_{Sx} = \text{Max}(R2_{Si}) - R2_{Sx}$$

(2.6)

Ποσοστό συμμετοχής των Α.Π.Ε.:

$$C3_{Sx} = R3_{Sx} \quad (2.7)$$

(Ο δείκτης x συμβολίζει τα συστήματα με διαφορετικό λόγο WT – PV και παίρνει τιμές 1-5 και 7-12)

Τα μεγέθη που προέκυψαν είναι θετικά μεγέθη, δηλαδή αύξησή τους συνεπάγεται και αύξηση της καταλληλότητας του συστήματος.

Τα διαφορετικά κανονικοποιημένα θετικά μεγέθη προς αξιολόγηση περιγράφονται με το σύμβολο EC. Όπου:

EC1: το κανονικοποιημένο αντίστροφο του ανηγμένου κόστους του παραγόμενου νερού

EC2: το κανονικοποιημένο ποσό των ρύπων που δεν επιβαρύνει την ατμόσφαιρα λόγω χρήσης Α.Π.Ε.

EC3: το κανονικοποιημένο ποσοστό συμμετοχής Α.Π.Ε. στο κάθε σύστημα

Για τον υπολογισμό των κανονικοποιημένων θετικών μεγεθών χρησιμοποιούνται τα ελάχιστα και τα μέγιστα των θετικών μεγεθών, χωρίς να συμπεριληφθούν στους υπολογισμούς τα συστήματα S6 και S12 αφού αποτελούν βάση αναφοράς.

Η εξίσωση που περιγράφει τη διαδικασία κανονικοποίησης είναι η 2.8:

$$ECj_{Sx} = \frac{Cj_{Sx} - \underset{i=1...5,7...12}{Min} (Cj_{Si})}{\underset{i=1...5,7...12}{Max} (Cj_{Si}) - \underset{i=1...5,7...12}{Min} (Cj_{Si})} \quad (2.8)$$

$j = 1...3$

Το σύνολο των αποτελεσμάτων των κανονικοποιημένων θετικών μεγεθών (EC) παρουσιάζεται στα αραχνοειδή διαγράμματα του κεφαλαίου 3.

Για την τελική βαθμολόγηση των συστημάτων προτιμήθηκε η ισοβαρής αξιολόγηση των κανονικοποιημένων θετικών μεγεθών (EC), δηλαδή η χρήση ίσων συντελεστών βαρύτητας για τα τρία κανονικοποιημένα θετικά μεγέθη. Συνεπώς η συνολική βαθμολογία του κάθε συστήματος (TotalEC, TEC) υπολογίζεται από την εξίσωση 2.9:

$$TEC_{Sx} = \sum_{j=1...3} W_{Cj} ECj_{Sx} \quad (2.9)$$

$$\sum_{j=1...3} W_{Cj} = 1$$

Όπου,

W_{C_j} : συντελεστής βαρύτητας

και

$$W_{C_j} = \frac{\sum_{j=1...3} W_{C_j}}{3} = 0.33 \quad (2.10)$$

Τα αποτελέσματα αξιολόγησης των τριών επιπέδων παρουσιάζονται αναλυτικά στο κεφάλαιο 3.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζεται και συνοψίζεται το σύνολο των αποτελεσμάτων όπως προέκυψε από το σχεδιασμό και την ανάλυση για κάθε νησί που περιγράφηκε στο Κεφάλαιο 2. Τα αποτελέσματα χωρίστηκαν σε δύο κατηγορίες. Στην πρώτη κατηγορία ανήκουν τα αυτόνομα συστήματα ενώ στη δεύτερη τα συστήματα συνδεδεμένα στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο. Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζεται τόσο η οικονομική όσο και η περιβαλλοντική αξιολόγηση των συστημάτων.

Τα συνολικά αποτελέσματα για κάθε νησί, καθώς και τα δεδομένα εισόδου του λογισμικού Homer παρατίθενται υπό τη μορφή τυποποιημένης φόρμας στις παραγράφους 3.2.1 – 3.2.14.

3.1 Σύνοψη Αποτελεσμάτων - Συμπεράσματα

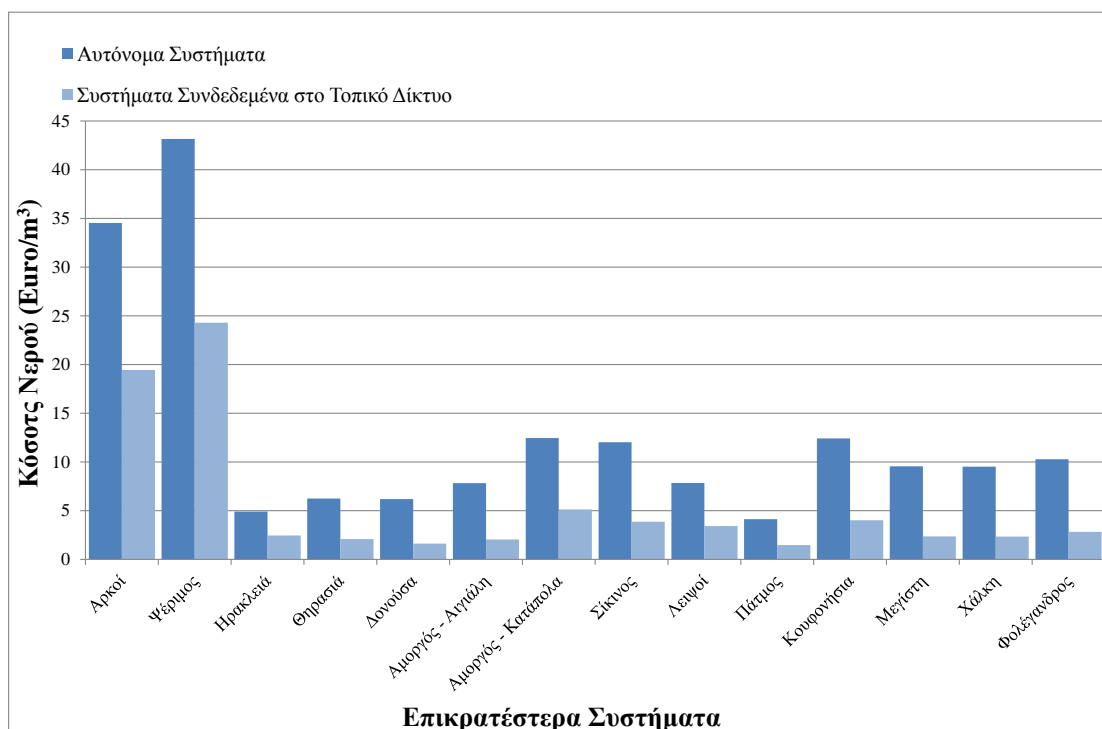
Τα συστήματα των νησιών που μελετήθηκαν αποτελούν ξεχωριστές περιπτώσεις. Ωστόσο, είναι δυνατή η εξαγωγή συνολικών συμπερασμάτων για τη λειτουργία των μονάδων αφαλάτωσης τροφοδοτούμενης από Α.Π.Ε.. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται συγκεντρωτικά στις παραγράφους 3.1.1-3.1.3.

3.1.1 Συνολικά Επικρατέστερα Συστήματα

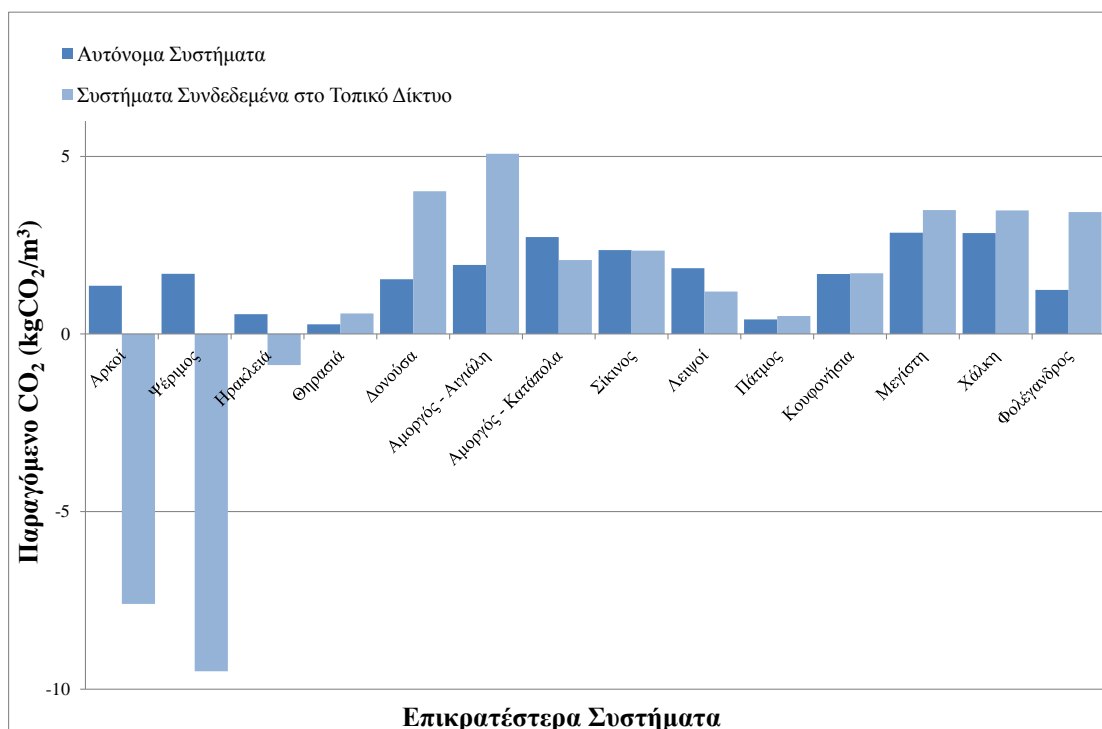
Πίνακας 3.1 Συγκεντρωτικός πίνακας επικρατέστερων συστημάτων

	Επικρατέστερα Συστήματα								
	Αυτόνομα Συστήματα				Συστήματα Συνδεδεμένα στο Τοπικό Δίκτυο				
	Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)	Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)	
Αρκοί	50% WT - 50% PV	34.527	1.36	98.8%	75% WT - 25% PV	19.431	-7.60	86.9%	
Ψέριμος	50% WT - 50% PV	43.159	1.70	98.8%	75% WT - 25% PV	24.288	-9.50	86.9%	
Ηρακλεία	75% WT - 25% PV	4.912	0.56	97.3%	75% WT - 25% PV	2.443	-0.88	86.1%	
Θηρασιά	75% WT - 25% PV	6.251	0.27	99.1%	100% WT - 0% PV	2.083	0.58	81.9%	
Δονούσα	50% WT - 50% PV	6.194	1.54	90.7%	100% WT - 0% PV	1.617	4.02	67.9%	
Αμοργός	Αιγάλη	50% WT - 50% PV	7.821	1.95	90.7%	100% WT - 0% PV	2.040	5.08	67.9%
	Κατάπολα	50% WT - 50% PV	12.458	2.73	92.8%	75% WT - 25% PV	5.132	2.08	80.3%
Σίκινος	75% WT - 25% PV	12.022	2.36	95.1%	100% WT - 0% PV	3.867	2.35	80.4%	
Λειψοί	75% WT - 25% PV	7.836	1.85	93.8%	75% WT - 25% PV	3.411	1.20	80.7%	
Πάτμος	25% WT - 75% PV	4.126	0.41	96.5%	75% WT - 25% PV	1.474	0.51	80.9%	
Κουφονήσια	25% WT - 75% PV	12.414	1.69	95.0%	75% WT - 25% PV	4.013	1.71	80.3%	
Μεγίστη	25% WT - 75% PV	9.558	2.85	89.1%	100% WT - 0% PV	2.356	3.49	76.0%	
Χάλκη	25% WT - 75% PV	9.522	2.84	89.1%	100% WT - 0% PV	2.347	3.48	76.0%	
Φολέγανδρος	50% WT - 50% PV	10.273	1.24	96.5%	100% WT - 0% PV	2.829	3.43	77.8%	

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.1 Κόστος νερού επικρατέστερων συστημάτων



Διάγραμμα 3.2 Εκπομπές CO₂ επικρατέστερων συστημάτων

Στο σύνολο των νησιών, το συνολικά επικρατέστερο σύστημα συμπίπτει με το επικρατέστερο συνδεδεμένο σύστημα στο τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο. Αυτό οφείλεται

στο ότι τα επικρατέστερα συνδεδεμένα συστήματα παράγουν αφαλατωμένο νερό με εξαιρετικά μικρότερο κόστος. Στις περιπτώσεις των Αρκών, της Ψερίμου, της Ηρακλειάς, της Αμοργού (στην τοποθεσία Κατάπολα), της Σικίνου και των Λειψών τα επικρατέστερα συνδεδεμένα συστήματα στο τοπικό δίκτυο παράγουν αφαλατωμένο νερό με μικρότερη παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα σε σχέση με τα επικρατέστερα αυτόνομα συστήματα. Σε επίπεδο διείσδυσης των Α.Π.Ε. τα αυτόνομα επικρατέστερα συστήματα υπερέχουν των επικρατέστερων συνδεδεμένων συστημάτων. Αυτή είναι και η συμβολή των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας στα αυτόνομα συστήματα. Οι περιπτώσεις της Ηρακλειάς και των Λειψών είναι οι μόνες για τις οποίες το επικρατέστερο αυτόνομο σύστημα ταυτίζεται με το επικρατέστερο συνδεδεμένο σύστημα στο τοπικό δίκτυο.

3.1.2 Συστήματα Ελάχιστου Κόστους

Πίνακας 3.2 Συγκεντρωτικός πίνακας συστημάτων ελάχιστου κόστους νερού

	Συστήματα Ελάχιστου Κόστους Νερού								
	Αυτόνομα Συστήματα				Συστήματα Συνδεδεμένα στο Τοπικό Δίκτυο				
	Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετογή Α.Π.Ε. (%)	Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετογή Α.Π.Ε. (%)	
Αρκοί	100% WT - 0% PV	29.643	11.60	91.0%	100% WT - 0% PV	14.570	4.78	80.9%	
Ψερίμος	100% WT - 0% PV	37.053	14.50	91.0%	100% WT - 0% PV	18.213	5.98	80.9%	
Ηρακλειά	100% WT - 0% PV	4.738	2.38	86.9%	100% WT - 0% PV	1.590	1.52	77.8%	
Θηρασιά	100% WT - 0% PV	5.941	1.91	92.6%	100% WT - 0% PV	2.083	0.58	81.9%	
Δουούσα	75% WT - 25% PV	6.145	3.01	81.8%	100% WT - 0% PV	1.617	4.02	67.9%	
Αμοργός	Αιγάλη	75% WT - 25% PV	7.760	3.80	81.8%	100% WT - 0% PV	2.040	5.08	67.9%
	Κατάπολα	75% WT - 25% PV	11.977	3.59	91.9%	100% WT - 0% PV	3.492	7.14	72.0%
Σίκινος	75% WT - 25% PV	12.022	2.36	95.1%	100% WT - 0% PV	3.867	2.35	80.4%	
Λειψοί	75% WT - 25% PV	7.836	1.85	93.8%	100% WT - 0% PV	2.372	4.02	74.3%	
Πάτμος	75% WT - 25% PV	3.439	0.83	93.9%	100% WT - 0% PV	1.006	1.80	74.2%	
Κουφονήσια	75% WT - 25% PV	10.521	3.20	92.0%	100% WT - 0% PV	2.783	4.77	74.7%	
Μεγίστη	100% WT - 0% PV	8.308	5.01	84.1%	100% WT - 0% PV	2.356	3.49	76.0%	
Χάλκη	100% WT - 0% PV	8.277	4.99	84.1%	100% WT - 0% PV	2.347	3.48	76.0%	
Φολέγανδρος	75% WT - 25% PV	9.724	1.95	95.2%	100% WT - 0% PV	2.829	3.43	77.8%	

Ανάμεσα στα συστήματα με το μικρότερο κόστος τα αυτόνομα συστήματα παρουσιάζουν διακύμανση από 3.439 Euro/m³ έως 37.053 Euro/m³. Οι αντίστοιχες τιμές για τα συνδεδεμένα συστήματα με το μικρότερο κόστος κυμαίνονται από 1.006 Euro/m³ έως 18.213 Euro/m³. Τα συστήματα των Αρκών και της Ψερίμου παρουσιάζουν εξαιρετικά μεγαλύτερο κόστος σε σύγκριση με τα υπόλοιπα. Αυτό οφείλεται στην απουσία συστήματος ανάκτησης ενέργειας στα συστήματα των νησιών αυτών. Τα κόστη των 3.439 Euro/m³ και 18.213 Euro/m³ ανήκουν στο αυτόνομο και συνδεδεμένο σύστημα αντίστοιχα της Πάτμου. Αυτό οφείλεται στο μεγάλο συντελεστή χρησιμοποίησης του παραγόμενου νερού που έχει το συγκεκριμένο νησί. Τα αυτόνομα συστήματα με το μικρότερο κόστος των Αρκών,

Αποτελέσματα

της Ψερίμου, της Ηρακλείας, της Θηρασιάς, της Μεγίστης και της Χάλκης ταυτίζονται με τα συνδεδεμένα συστήματα με το μικρότερο κόστος. Σε όλες τις περιπτώσεις πρόκειται για συστήματα που χρησιμοποιούν μόνο ανεμογεννήτριες. Γενικότερα, σε επίπεδο συνδεδεμένων συστημάτων στο δίκτυο, τα συστήματα που χρησιμοποιούν αποκλειστικά ανεμογεννήτριες ως τεχνολογία εκμετάλλευσης Α.Π.Ε. είναι πάντα τα συστήματα με το μικρότερο κόστος. Στα αυτόνομα συστήματα, εκτός των προαναφερθέντων περιπτώσεων, αυτά με το μικρότερο κόστος είναι τα συστήματα 75% WT – 25% PV.

Στις περιπτώσεις που ταυτίζεται το αυτόνομο σύστημα με το μικρότερο κόστος με το σύστημα συνδεδεμένο στο τοπικό δίκτυο με το μικρότερο κόστος παρατηρείται ότι το αυτόνομο σύστημα παράγει νερό υψηλότερου κόστους, με μεγαλύτερη παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα και μεγαλύτερο ποσοστό διείσδυσης των Α.Π.Ε.. Αντίθετα, στις περιπτώσεις που δεν υπάρχει ταύτιση αυτόνομου με συνδεδεμένου στο τοπικό δίκτυο συστήματος το αυτόνομο σύστημα παράγει νερό με μικρότερη παραγωγή διοξειδίου του άνθρακα σε σχέση με το συνδεδεμένο στο τοπικό δίκτυο σύστημα. Τα μεγέθη του κόστους νερού και της διείσδυσης των Α.Π.Ε. παραμένουν μεγαλύτερα για το αυτόνομο σύστημα και στις περιπτώσεις μη ταύτισης.

3.1.3 Συστήματα Ελάχιστης Παραγωγής CO₂ και Μέγιστης Διείσδυσης Α.Π.Ε.

Πίνακας 3.3 Συγκεντρωτικός πίνακας συστημάτων ελάχιστης παραγωγής CO₂

	Συστήματα Ελάχιστης Παραγωγής CO ₂								
	Αυτόνομα Συστήματα				Συστήματα Συνδεδεμένα στο Τοπικό Δίκτυο				
	Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT PV)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετογή Α.Π.Ε. (%)	Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT PV)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετογή Α.Π.Ε. (%)	
Αρκοί	50% WT - 50% PV	34.527	1.36	98.8%	75% WT - 25% PV	19.431	-7.60	86.9%	
Ψερίμος	50% WT - 50% PV	43.159	1.70	98.8%	75% WT - 25% PV	24.288	-9.50	86.9%	
Ηρακλεία	75% WT - 25% PV	4.912	0.56	97.3%	75% WT - 25% PV	2.443	-0.88	86.1%	
Θηρασιά	75% WT - 25% PV	6.251	0.27	99.1%	75% WT - 25% PV	3.154	-1.75	87.4%	
Δονούσα	50% WT - 50% PV	6.194	1.54	90.7%	50% WT - 50% PV	3.192	2.15	75.4%	
Αμοργός	Αιγάλη	50% WT - 50% PV	7.821	1.95	90.7%	50% WT - 50% PV	4.028	2.72	75.4%
	Κατάπολα	50% WT - 50% PV	12.458	2.73	92.8%	75% WT - 25% PV	5.132	2.08	80.3%
Σίκινος	50% WT - 50% PV	12.740	2.06	94.9%	75% WT - 25% PV	5.312	1.03	81.9%	
Λειψοί	75% WT - 25% PV	7.836	1.85	93.8%	75% WT - 25% PV	3.411	1.20	80.7%	
Πάτμος	25% WT - 75% PV	4.126	0.41	96.5%	75% WT - 25% PV	1.474	0.51	80.9%	
Κουφονήσια	25% WT - 75% PV	12.414	1.69	95.0%	75% WT - 25% PV	4.013	1.71	80.3%	
Μεγίστη	25% WT - 75% PV	9.558	2.85	89.1%	75% WT - 25% PV	3.159	2.52	77.6%	
Χάλκη	25% WT - 75% PV	9.522	2.84	89.1%	75% WT - 25% PV	3.147	2.51	77.6%	
Φολέγανδρος	50% WT - 50% PV	10.273	1.24	96.5%	75% WT - 25% PV	4.162	0.89	81.9%	

Πίνακας 3.4 Συγκεντρωτικός πίνακας συστημάτων μέγιστης διείσδυσης Α.Π.Ε.

	Συστήματα Μέγιστης Διείσδυσης Α.Π.Ε.							
	Αυτόνομα Συστήματα				Συστήματα Συνδεδεμένα στο Τοπικό Δίκτυο			
	Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)	Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
Αρκοί	75% WT - 25% PV	36.287	1.65	98.8%	75% WT - 25% PV	19.431	-7.60	86.9%
Ψέριμος	75% WT - 25% PV	45.358	2.06	98.8%	75% WT - 25% PV	24.288	-9.50	86.9%
Ηρακλεία	75% WT - 25% PV	4.912	0.56	97.3%	75% WT - 25% PV	2.443	-0.88	86.1%
Θηρασιά	75% WT - 25% PV	6.251	0.27	99.1%	75% WT - 25% PV	3.154	-1.75	87.4%
Δονούσα	50% WT - 50% PV	6.194	1.54	90.7%	50% WT - 50% PV	3.192	2.15	75.4%
Αμοργός - Αιγιάλη	50% WT - 50% PV	7.821	1.95	90.7%	50% WT - 50% PV	4.028	2.72	75.4%
Αμοργός - Κατάπολα	50% WT - 50% PV	12.458	2.73	92.8%	75% WT - 25% PV	5.132	2.08	80.3%
Σίκινος	75% WT - 25% PV	12.022	2.36	95.1%	75% WT - 25% PV	5.312	1.03	81.9%
Λειψοί	75% WT - 25% PV	7.836	1.85	93.8%	75% WT - 25% PV	3.411	1.20	80.7%
Πάτμος	25% WT - 75% PV	4.126	0.41	96.5%	75% WT - 25% PV	1.474	0.51	80.9%
Κουφονήσια	25% WT - 75% PV	12.414	1.69	95.0%	75% WT - 25% PV	4.013	1.71	80.3%
Μεγίστη	25% WT - 75% PV	9.558	2.85	89.1%	75% WT - 25% PV	3.159	2.52	77.6%
Χάλκη	25% WT - 75% PV	9.558	2.85	89.1%	75% WT - 25% PV	3.147	2.51	77.6%
Φολέγανδρος	50% WT - 50% PV	10.273	1.24	96.5%	75% WT - 25% PV	4.162	0.89	81.9%

Στο σύνολο των περιπτώσεων, αυτόνομων και συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο, η ελάχιστη ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα παράγεται από το σύστημα με τη μέγιστη διείσδυση Α.Π.Ε.. Εξαίρεση αποτελούν τα αυτόνομα συστήματα των Αρκών, της Ψερίμου και της Σικίνου. Ωστόσο, στις τρεις αυτές περιπτώσεις, η διαφορά στο ποσοστό διείσδυσης των Α.Π.Ε. μεταξύ του συστήματος μέγιστης διείσδυσης και του συστήματος μικρότερης παραγωγής διοξειδίου του άνθρακα είναι μικρότερο του 0.2%.

Σε όρους κόστους και ποσοστού διείσδυσης των Α.Π.Ε. τα αυτόνομα συστήματα με τη μικρότερη παραγωγή ρύπων καθώς και τα αυτόνομα συστήματα με τη μέγιστη διείσδυση Α.Π.Ε. παρουσιάζουν υψηλότερες τιμές από τα αντίστοιχα συστήματα συνδεδεμένα στο τοπικό δίκτυο. Σε όρους παραγωγής διοξειδίου του άνθρακα τα αυτόνομα συστήματα με τη μικρότερη παραγωγή ρύπων καθώς και τα αυτόνομα συστήματα με τη μέγιστη διείσδυση Α.Π.Ε. παρουσιάζουν υψηλότερες τιμές από τα αντίστοιχα συστήματα συνδεδεμένα στο τοπικό δίκτυο. Ωστόσο, η Δονούσα, η Αμοργός στην τοποθεσία Αιγιάλη, η Πάτμος και τα Κουφονήσια αποτελούν εξαιρέσεις.

3.1.4 Αυτόνομα Συστήματα

Στο σύνολο των περιπτώσεων το σύστημα που αφαλατώνει νερό με το μικρότερο κόστος σπανίως ταυτίζεται με το σύστημα που παράγει τους λιγότερους ρύπους. Σε συστήματα που η ελάχιστη παραγωγή ρύπων παρουσιάζεται στο λόγο 75% WT – 25% PV το ελάχιστο κόστος παρουσιάζεται συννηθέστερα στο λόγο 100% WT – 0% PV. Αυτό αποδεικνύει ότι η συμμετοχή μικρού ποσοστού συστοιχιών φωτοβολταϊκών στοιχείων στο σύστημα έχει θετικά αποτελέσματα στη μείωση των εκπομπών όταν αυτή δεν ξεπερνά το ένα τέταρτο της συνολικά εγκατεστημένης ισχύος, ωστόσο έχει επίπτωση στο συνολικό κόστος του παραγόμενου νερού. Το συγκεκριμένο

συμπέρασμα είναι αρκετά κοινότοπο όμως καταδεικνύει ότι θα ήταν απαραίτητη η ανάλυση συστημάτων με επί τοις εκατό εγκατεστημένης ισχύος ανεμογεννητριών - συστοιχιών φωτοβολταϊκών στοιχείων μεταξύ 100% WT – 0% PV και 75% WT – 25% PV.

Στην πλειοψηφία των περιπτώσεων που η ελάχιστη παραγωγή ρύπων επιτυγχάνεται με το σύστημα 50% WT – 50% PV το ελάχιστο κόστος επιτυγχάνεται συνηθέστερα με το σύστημα 75% WT – 25% PV. Η παρατήρηση αυτή ανήκει σε συστήματα με δυναμικότητα μονάδας αφαλάτωσης άνω των 200 m³/day και ζήτηση ισχύος άνω των 25 kW. Εξαιρέση αποτελούν τα νησιά Μεγίστη και Χάλκη. Είναι ασφαλές λοιπόν το συμπέρασμα ότι σε περιπτώσεις αυξανόμενης ζήτησης ο συνδυασμός τεχνολογιών Α.Π.Ε. έχει ως αποτέλεσμα την παραγωγή ενέργειας με μικρότερο κόστος. Το όριο των 200 m³/day και των 25 kW ζήτησης ισχύος είναι μεταβλητό και εξαρτάται άμεσα, αφενός από το κόστος του πετρελαίου, αφετέρου από το κόστος απόκτησης της τεχνολογίας εκμετάλλευσης των Α.Π.Ε. με το υψηλότερο κόστος, δηλαδή των φωτοβολταϊκών στοιχείων. Η συνεχιζόμενη αύξηση της τιμής του πετρελαίου και η ταυτόχρονη μείωση του κόστους απόκτησης των φωτοβολταϊκών στοιχείων τείνουν να μεταβάλλουν την επί τοις εκατό εγκατεστημένη ισχύ ανεμογεννητριών - φωτοβολταϊκών στοιχείων υπέρ των φωτοβολταϊκών στοιχείων.

Στη πλειοψηφία των νησιών το σύστημα το οποίο αναδεικνύεται ως το επικρατέστερο από την πολυκριτηριακή ανάλυση αποτελεί και το σύστημα με τη μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ σε τεχνολογίες εκμετάλλευσης Α.Π.Ε.. Αυτό είναι εμφανές στους συγκεντρωτικούς πίνακες αποτελεσμάτων των παραγράφων 3.2.3 – 3.2.7, 3.2.9, 3.2.14 στους οποίους φαίνεται ότι στα νησιά Ηρακλεία, Θηρασιά, Δονούσα, Αμοργό (τοποθεσία Αιγιάλη και Κατάπολα) Λειψοί και Φολέγανδρο ισχύει η παραπάνω παρατήρηση. Στα νησιά Σίκινο, Πάτμο, Κουφονήσια, Μεγίστη και Χάλκη παρατηρήθηκε ίδια εγκατεστημένη ισχύς τεχνολογιών Α.Π.Ε. σε παραπάνω από ένα σύστημα. Στα πέντε νησιά, ένα από τα δύο συστήματα για τα οποία παρουσιάζεται μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς αποτελεί το σύστημα 75% WT – 25% PV. Το σύστημα αυτό είναι επικρατέστερο σε σχέση με το σύστημα ίσης εγκατεστημένης ισχύος αλλά διαφορετικής επί τοις εκατό εγκατεστημένης ισχύος ανεμογεννητριών - φωτοβολταϊκών στοιχείων. Αυτό αποδεικνύει ότι το σύστημα 75% WT – 25% PV σε συνθήκες ίσης εγκατεστημένης ισχύος είναι το επικρατέστερο, γεγονός που αποδεικνύει τον ισχυρισμό ότι ο συνδυασμός ανεμογεννητριών με μικρό ποσοστό συστοιχιών φωτοβολταϊκών στοιχείων αποτελεί ιδανικό συνδυασμό για την εκμετάλλευση του ανανεώσιμου δυναμικού συνολικά. Στις περιπτώσεις των Αρκών και της Ψερίμου, παρά το γεγονός ότι το σύστημα με τη μέγιστη εγκατεστημένη ισχύ είναι το 75% WT – 25% PV το επικρατέστερο σύστημα είναι το σύστημα 100% WT – 0% PV. Πιθανότατα αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι τα δύο αυτά νησιά ήταν τα μοναδικά εξεταζόμενα χωρίς σύστημα ανάκτησης ενέργειας και ταυτοχρόνως με τους μικρότερους συντελεστές χρησιμοποίησης 0.082 και 0.066 σε Αρκούς και Ψέριμο αντίστοιχα.

Στόχος της παρούσας μελέτης όπως έχει ήδη αναφερθεί ήταν να δειχθεί ότι είναι δυνατή η αφαλάτωση νερού με χαμηλό κόστος και με περιορισμένες εκπομπές ρύπων και συγκεκριμένα διοξειδίου του άνθρακα. Σε επίπεδο αυτόνομων συστημάτων αυτό ήταν εφικτό και παρουσιάζεται συγκεντρωτικά στον πίνακα 3.5.

Πίνακας 3.5 Αντιδιαστολή επικρατέστερων αυτόνομων συστημάτων με Α.Π.Ε. και συμβατικών συστημάτων

	Αυτόνομα Συστήματα						
	Σύμβατικό Σύστημα		Προτεινόμενο Σύστημα				
	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Παραγόμενοι Ρύποι (kgCO ₂ /m ³)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Διαφορά Κόστους (%)	Παραγόμενοι Ρύποι (kgCO ₂ /m ³)	Διαφορά Ρύπων (%)	
Αρκοί	35.24	73.51	29.64	-15.9%	11.60	84.2%	
Ψέρμος	44.05	91.89	37.05	-15.9%	14.50	84.2%	
Ηρακλειά	5.50	10.99	4.91	-10.7%	0.56	94.9%	
Θηρασιά	7.21	14.40	6.25	-13.3%	0.27	98.1%	
Δονούσα	6.50	13.14	6.19	-4.7%	1.54	88.3%	
Αμοργός	Αιγιάλη	8.21	16.60	7.82	-4.7%	1.95	88.3%
	Κατάπολα	14.27	29.38	11.98	-16.0%	3.59	87.8%
Σίκινος	15.02	30.92	12.02	-19.9%	2.36	92.4%	
Λειψοί	9.63	19.95	7.84	-18.6%	1.85	90.7%	
Πάτμος	4.23	8.87	3.44	-18.7%	0.83	90.7%	
Κουφονήσια	14.82	29.88	10.52	-29.0%	3.20	89.3%	
Μεγίστη	9.59	20.19	8.42	-12.2%	4.09	79.8%	
Χάλκη	9.55	20.12	8.39	-12.2%	4.07	79.8%	
Φολέγανδρος	12.26	25.86	9.72	-20.7%	1.95	92.4%	

Με χρήση του προτεινόμενου συστήματος έναντι του συμβατικού το κόστος του παραγόμενου αφαλατωμένου νερού παρουσιάζει μείωση από 4.7% έως 29%. Αντίστοιχα, οι εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα παρουσιάζουν μείωση από 79.8% έως 98.1%.

3.1.5 Συνδεδεμένα στο Τοπικό Δίκτυο Συστήματα

Στην ανάλυση των συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο συστημάτων τα συμπεράσματα είναι διαφορετικά. Στην συντριπτική πλειοψηφία των συστημάτων, το σύστημα 100% WT – 0% PV είναι το σύστημα παραγωγής αφαλατωμένου νερού με το μικρότερο κόστος. Η χαμηλή τιμή του βιομηχανικού ρεύματος μέσης τάσης που προμηθεύεται το σύστημα από το δίκτυο, το υψηλό κόστος των φωτοβολταϊκών στοιχείων καθώς και η τιμή πώλησης της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο είναι καταλυτικοί παράγοντες στα παραπάνω αποτελέσματα.

Σε επίπεδο παραγωγής ρύπων, τα συστήματα 75% WT – 25% PV παράγουν τη μικρότερη ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα. Η συμμετοχή φωτοβολταϊκών στοιχείων στο σύστημα μειώνει το παραγόμενο διοξείδιο του άνθρακα καθώς δίνει τη δυνατότητα εκμετάλλευσης μέρους του ηλιακού δυναμικού της περιοχής. Εξαιρέση στην παραπάνω παρατήρηση αποτελούν τα συστήματα της Δονούσας και της

Αμοργού στην τοποθεσία Αιγιάλη στα οποία παρουσιάζεται ελάχιστη παραγωγή ρύπων στο σύστημα 50% WT – 50% PV. Ωστόσο, τα συστήματα 75% WT – 25% PV και 50% WT – 50% PV της Δονούσας και της Αμοργού στην τοποθεσία Αιγιάλη παρουσιάζουν πολύ μικρές διαφορές στην παραγωγή ρύπων της τάξεως του 12%. Η εμφάνιση ελάχιστου κόστους στα συστήματα 100% WT – 0% PV και η εμφάνιση ελάχιστων ρύπων στα συστήματα 75% WT – 25% PV δείχνει ότι ενδεχομένως σύστημα με επί τοις εκατό εγκατεστημένη PV μεταξύ 0% και 25% είναι σε θέση να συνδυάσει αποτελεσματικότερα τα δύο μεγέθη.

Στον πίνακα 3.6 παρουσιάζεται η σύγκριση σε επίπεδο κόστους και παραγόμενων ρύπων των προτεινόμενων συστημάτων καθώς και των συμβατικών συστημάτων που προέκυψαν από τη μελέτη.

Πίνακας 3.6 Αντιδιαστολή επικρατέστερων συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο με Α.Π.Ε. και συμβατικών συστημάτων

	Συνδεδεμένα στο Τοπικό Δίκτυο Συστήματα					
	Σύμβατικό Σύστημα		Προτεινόμενο Σύστημα			
	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Παραγόμενοι Ρύποι (kgCO ₂ /m ³)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Διαφορά Κόστους (%)	Παραγόμενοι Ρύποι (kgCO ₂ /m ³)	Διαφορά Ρύπων (%)
Αρκοί	7.24	80.86	19.43	168.4%	-7.60	109.4%
Ψέριμος	9.05	101.08	24.29	168.4%	-9.50	109.4%
Ηρακλειά	1.34	12.19	1.59	18.4%	1.52	87.6%
Θηρασιά	1.76	15.98	2.08	18.4%	0.58	96.4%
Δονούσα	1.51	14.54	1.62	6.9%	4.02	72.3%
Αμοργός <i>Αιγιάλη</i>	1.91	18.36	2.04	6.9%	5.08	72.3%
<i>Κατάπολα</i>	3.12	32.49	3.49	12.0%	7.14	78.0%
Σίκινος	3.28	34.20	3.87	17.8%	2.35	93.1%
Λειψοί	2.07	22.10	2.37	14.8%	4.02	81.8%
Πάτμος	0.87	9.85	1.01	15.5%	1.80	81.7%
Κουφονήσια	2.38	26.54	2.78	17.1%	4.77	82.0%
Μεγίστη	1.95	22.43	2.36	20.8%	3.49	84.4%
Χάλκη	1.94	22.35	2.35	20.8%	3.48	84.4%
Φολέγανδρος	2.47	28.69	2.83	14.5%	3.43	88.0%

Με εξαίρεση τους Αρκοί και την Ψέριμο, για τους λόγους που αναφέρθηκαν, τα προτεινόμενα συστήματα παρουσιάζουν εξαιρετικά χαμηλά ποσά παραγόμενων ρύπων σε ποσοστό που κυμαίνεται από 72% έως 96% σε σχέση με τα συμβατικά. Ωστόσο, το κόστος παραγωγής αφαλατωμένου νερού είναι αυξημένο σε σχέση με το κόστος παραγωγής από συμβατικά συστήματα. Το κόστος παρουσιάζει αύξηση που κυμαίνεται από 6.9% έως 20.8%. Τα παραπάνω συμπεράσματα είναι αποτέλεσμα χρήσης ακριβών αλλά «καθαρών» ανανεώσιμων μορφών ενέργειας έναντι φτηνής συμβατικής μορφής ενέργειας. Ωστόσο, το κόστος του αφαλατωμένου νερού είναι χαμηλό ακόμα και στις περιπτώσεις των προτεινόμενων συστημάτων.

Αναλύοντας τις περιπτώσεις των 14 νησιών τόσο σε επίπεδο συνδεδεμένου όσο και σε επίπεδο αυτόνομου συστήματος συνολικά προτεινόμενη λύση θα ήταν η τροφοδότηση των μονάδων αντίστροφης όσμωσης με χρήση μόνο ανεμογεννητριών

Αποτελέσματα

και σύνδεση του συστήματος παραγωγής με το τοπικό δίκτυο. Σε περιπτώσεις που αυτό δεν είναι εφικτό λόγω αστάθμητων παραγόντων όπως η αστάθεια του δικτύου, η αδυναμία προσφοράς της πλεονάζουσας ενέργειας στο δίκτυο και γενικότερα παραγόντων που καθιστούν τη χρήση δικτύου μη εφικτή τότε προτείνεται για το κάθε νησί η συνολικά επικρατέστερη λύση

3.2 Αποτελέσματα Προσομοίωσης και Αξιολόγησης

3.2.1 Αρκοί

Πίνακας 3.7 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	50 m ³ /d (18250 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	1500 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.082
Ειδική Κατανάλωση	6.5 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Καλύμνου
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίζελ	15 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	10

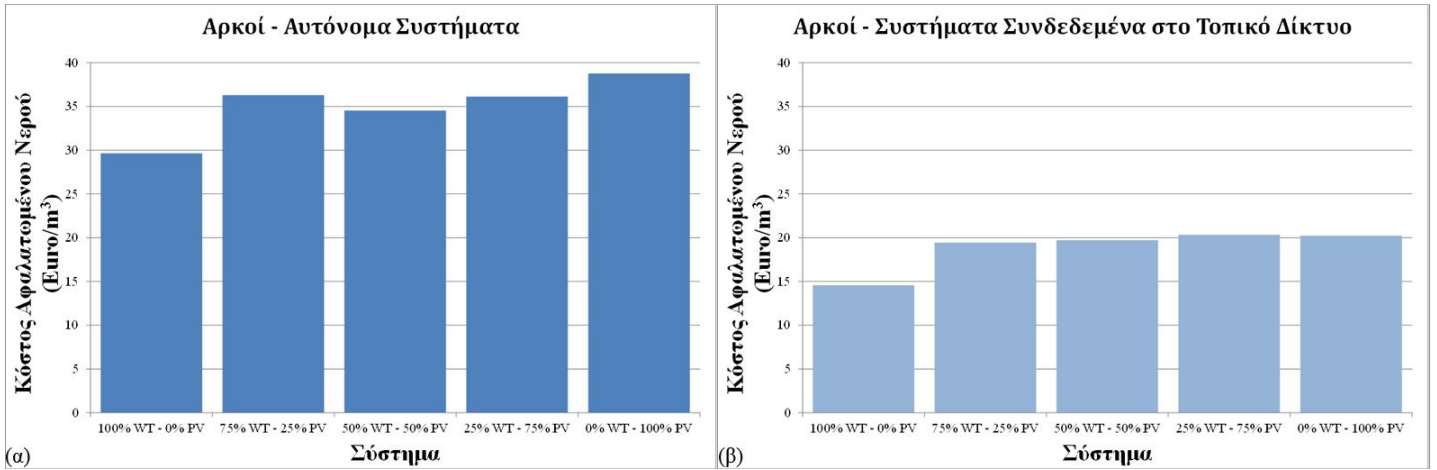
Πίνακας 3.8 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	100	0	40	29.643	11.60	91.0%
75% WT - 25% PV	90	30	20	36.287	1.65	98.8%
50% WT - 50% PV	50	50	30	34.527	1.36	98.8%
25% WT - 75% PV	20	60	40	36.111	5.83	93.5%
0% WT - 100% PV	0	70	50	38.761	14.72	82.8%

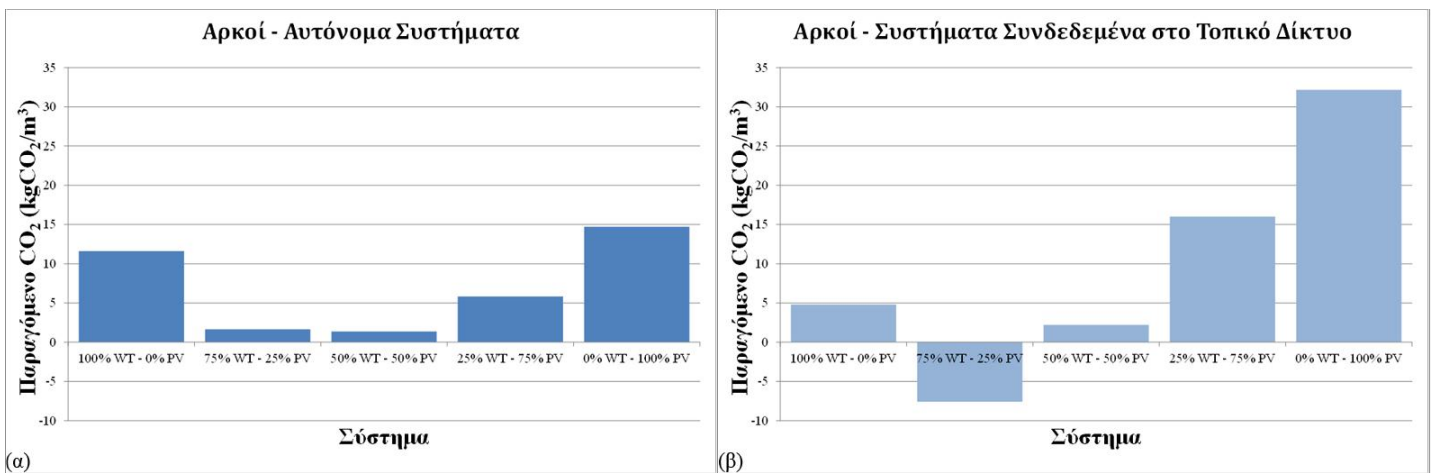
Πίνακας 3.9 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	100	0	0	14.570	4.78	80.9%
75% WT - 25% PV	90	30	20	19.431	-7.60	86.9%
50% WT - 50% PV	50	50	30	19.717	2.20	82.1%
25% WT - 75% PV	20	60	40	20.341	15.99	73.1%
0% WT - 100% PV	0	70	50	20.227	32.17	62.5%

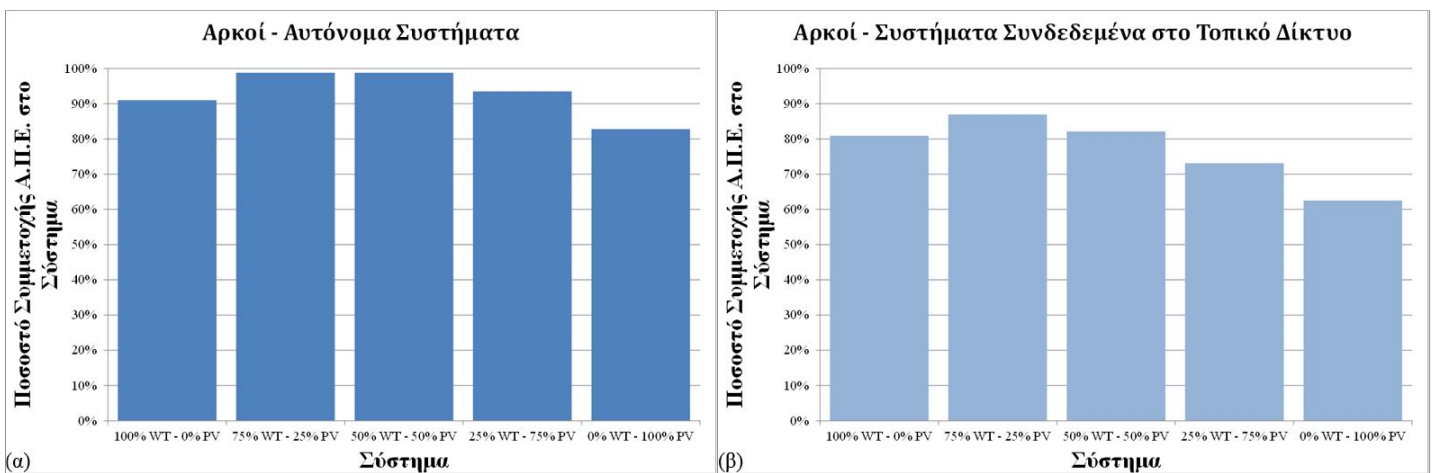
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.3 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

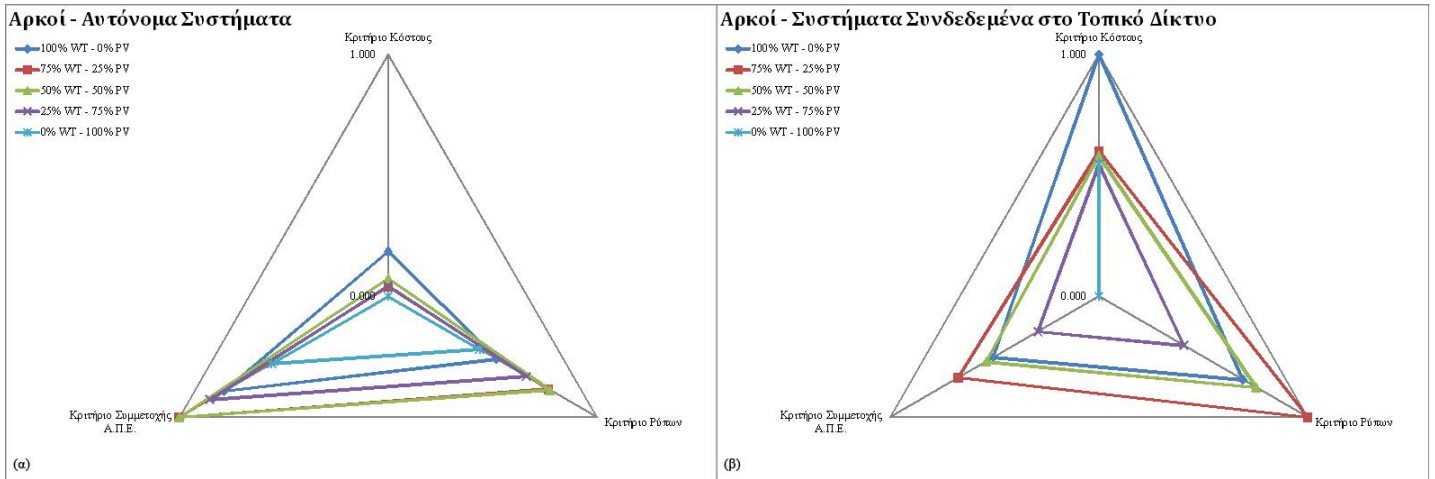


Διάγραμμα 3.4 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

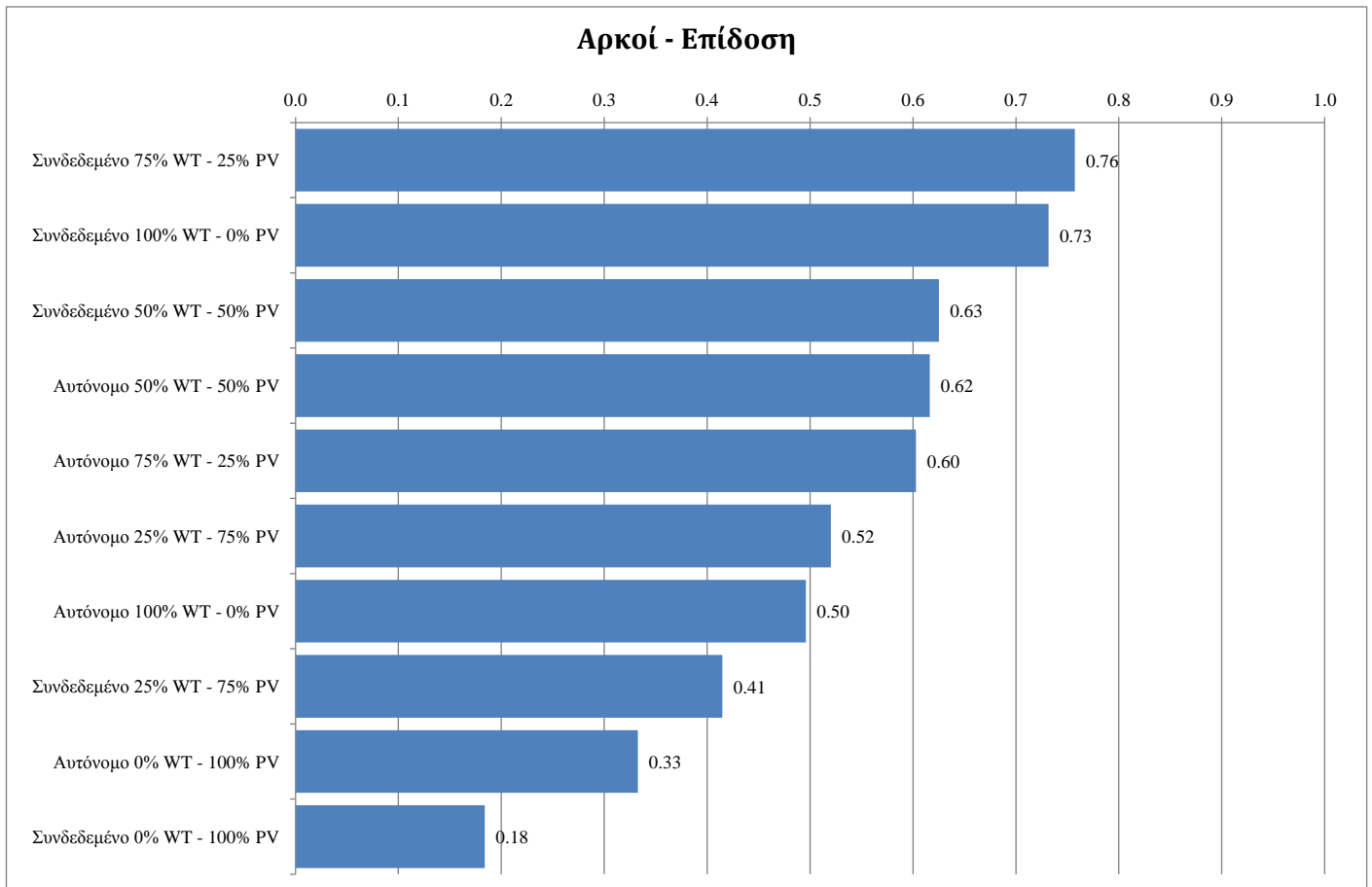


Διάγραμμα 3.5 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.6 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.7 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.2 Ψέριμος

Πίνακας 3.10 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	50 m ³ /d (18250 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	1200 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.066
Ειδική Κατανάλωση	6.5 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Καλύμνου
Όνομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	15 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	10

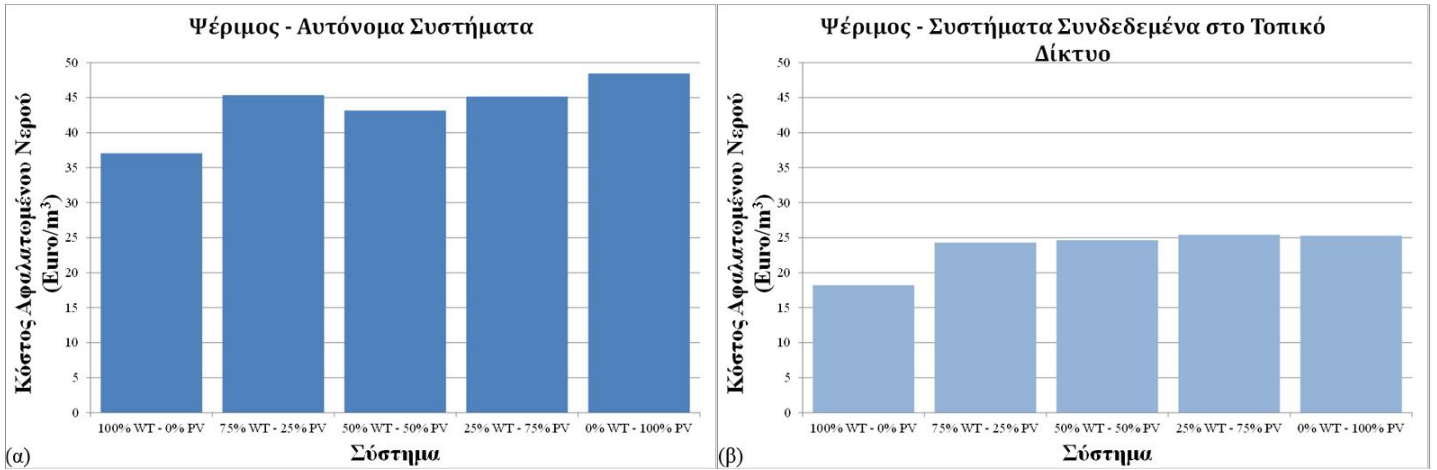
Πίνακας 3.11 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	100	0	40	37.053	14.50	91.0%
75% WT - 25% PV	90	30	20	45.358	2.06	98.8%
50% WT - 50% PV	50	50	30	43.159	1.70	98.8%
25% WT - 75% PV	20	60	40	45.139	7.28	93.5%
0% WT - 100% PV	0	70	50	48.451	18.40	82.8%

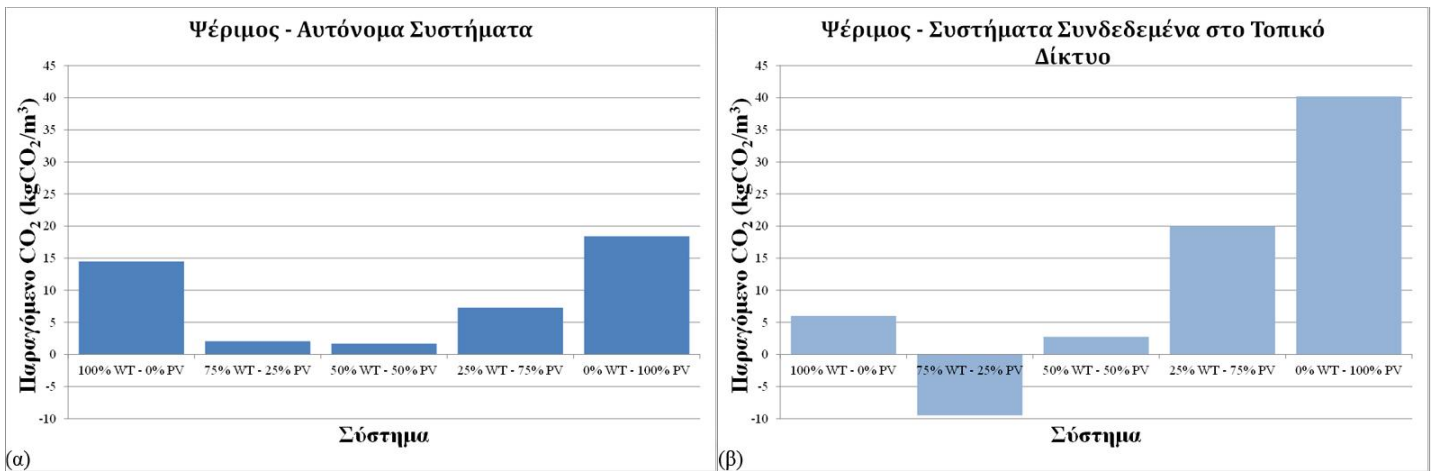
Πίνακας 3.12 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	100	0	0	18.213	5.98	80.9%
75% WT - 25% PV	90	30	20	24.288	-9.50	86.9%
50% WT - 50% PV	50	50	30	24.647	2.75	82.1%
25% WT - 75% PV	20	60	40	25.426	19.99	73.1%
0% WT - 100% PV	0	70	50	25.283	40.22	62.5%

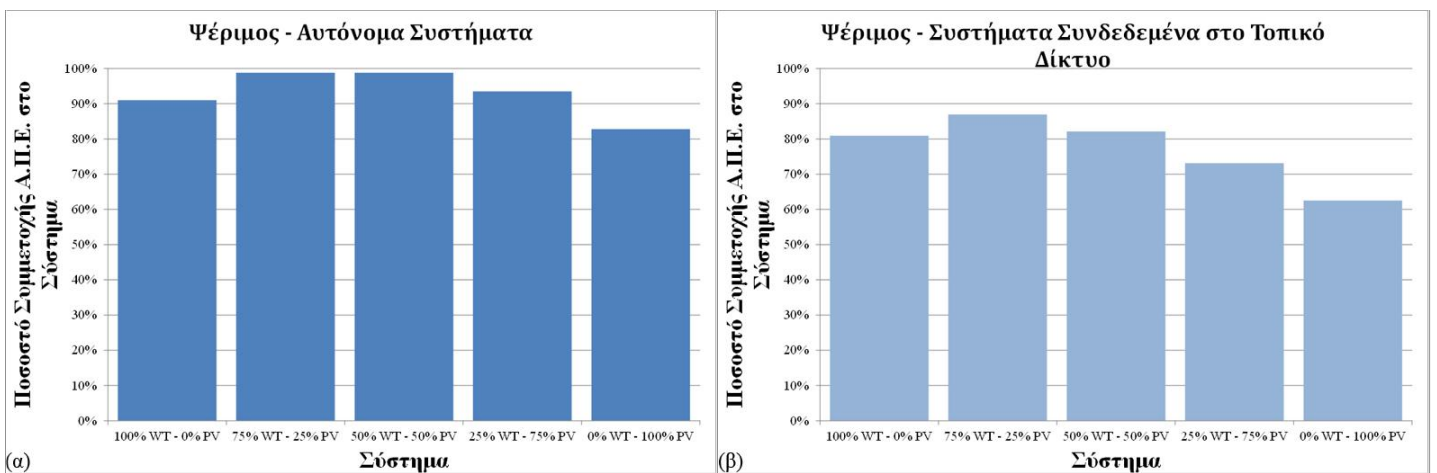
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.8 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

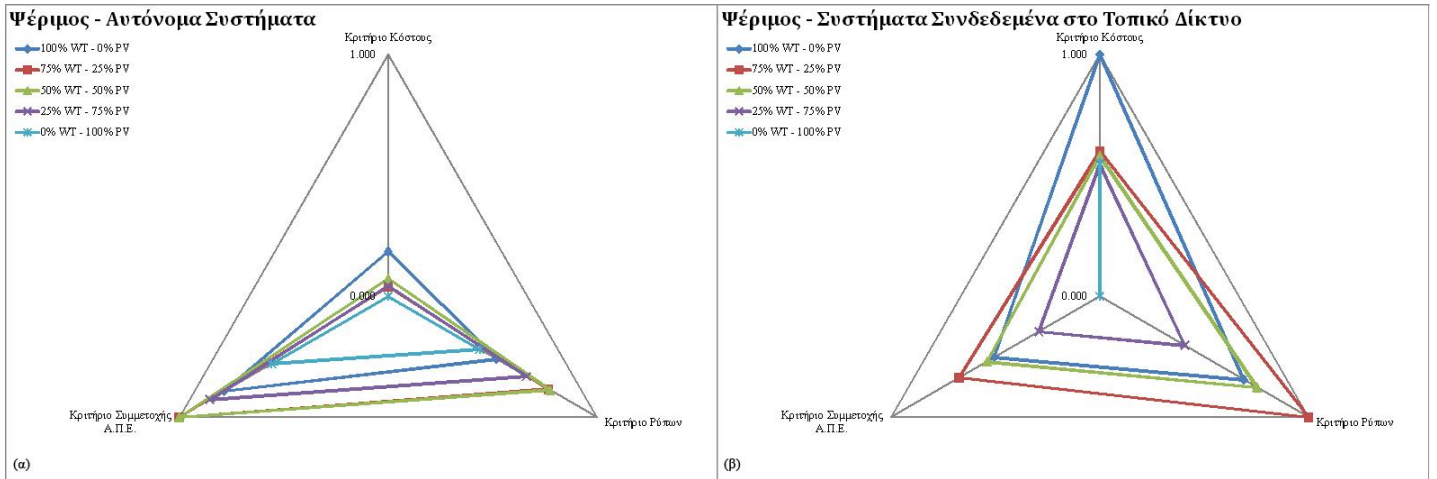


Διάγραμμα 3.9 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

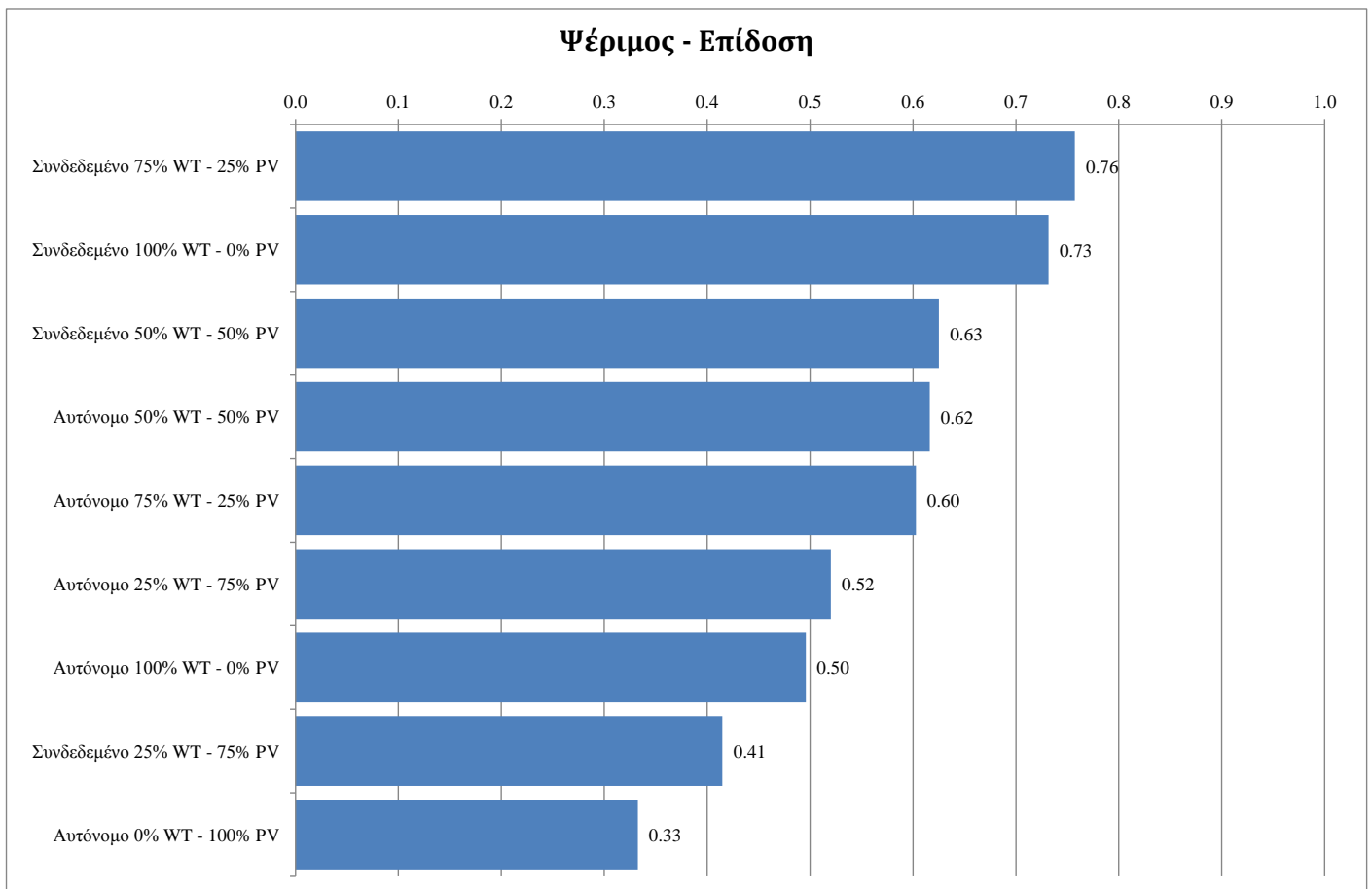


Διάγραμμα 3.10 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.11 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.12 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.3 Ηρακλεία

Πίνακας 3.13 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	150 m ³ /d (54750 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	13500 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.247
Ειδική Κατανάλωση	3 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Νάξου
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	20 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	14

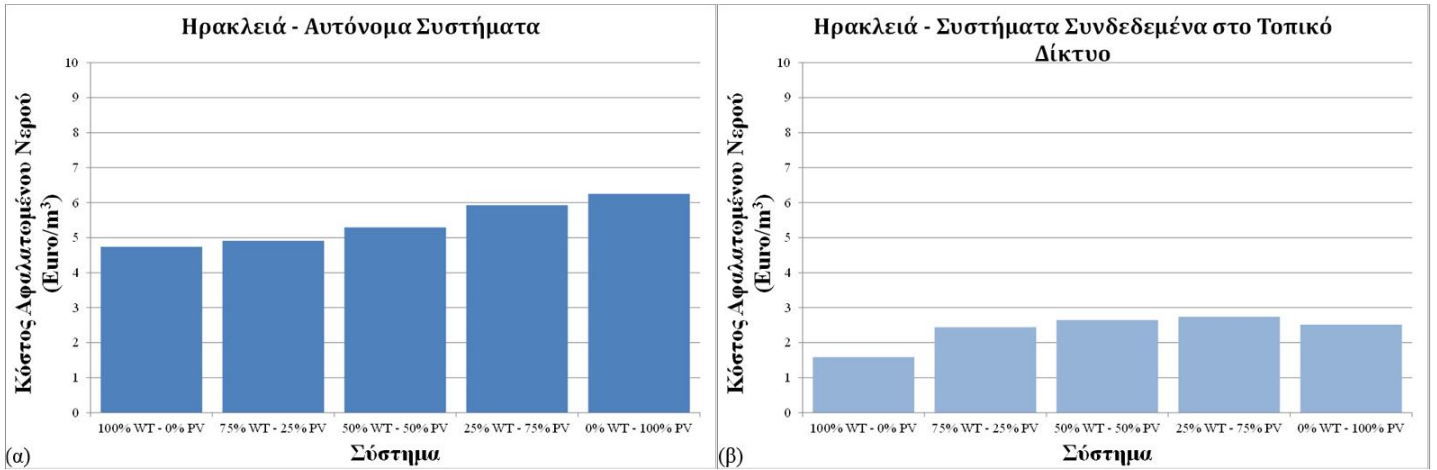
Πίνακας 3.14 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	120	0	40	4.738	2.38	86.9%
75% WT - 25% PV	120	40	20	4.912	0.56	97.3%
50% WT - 50% PV	50	50	30	5.295	1.59	88.1%
25% WT - 75% PV	20	60	40	5.927	3.33	72.7%
0% WT - 100% PV	0	60	40	6.250	5.69	52.5%

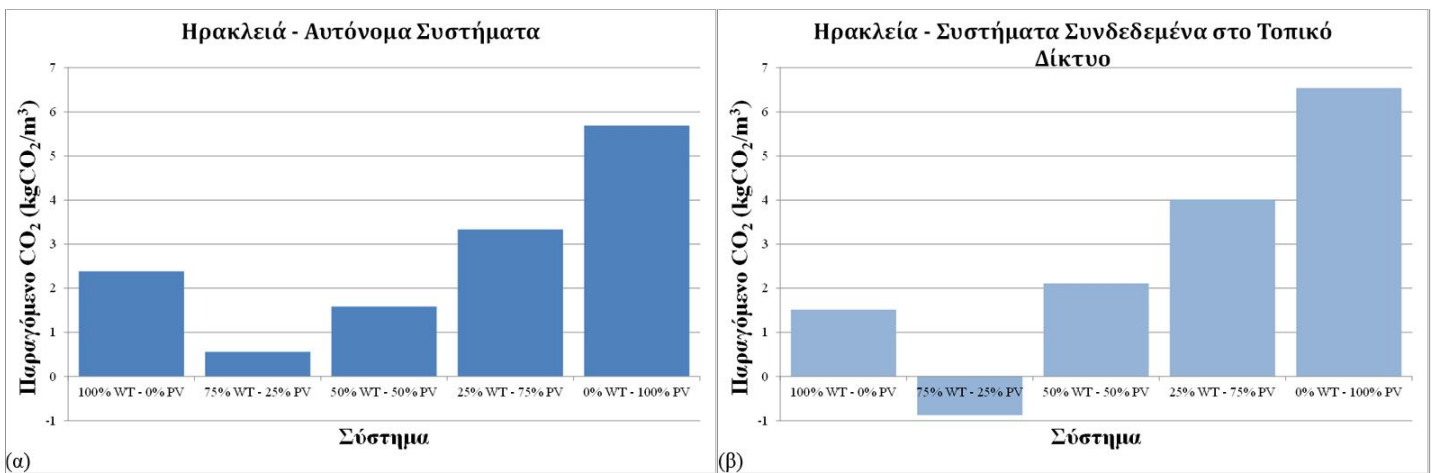
Πίνακας 3.15 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	120	0	0	1.590	1.52	77.8%
75% WT - 25% PV	120	40	20	2.443	-0.88	86.1%
50% WT - 50% PV	50	50	30	2.649	2.11	73.6%
25% WT - 75% PV	20	60	40	2.742	4.01	62.6%
0% WT - 100% PV	0	60	40	2.515	6.54	47.3%

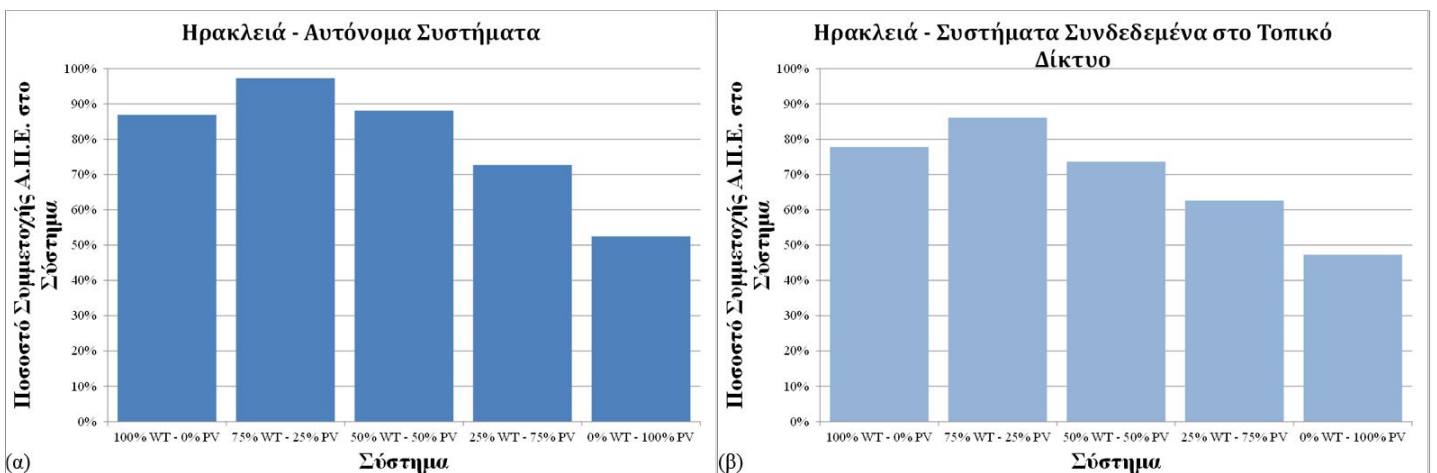
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.13 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

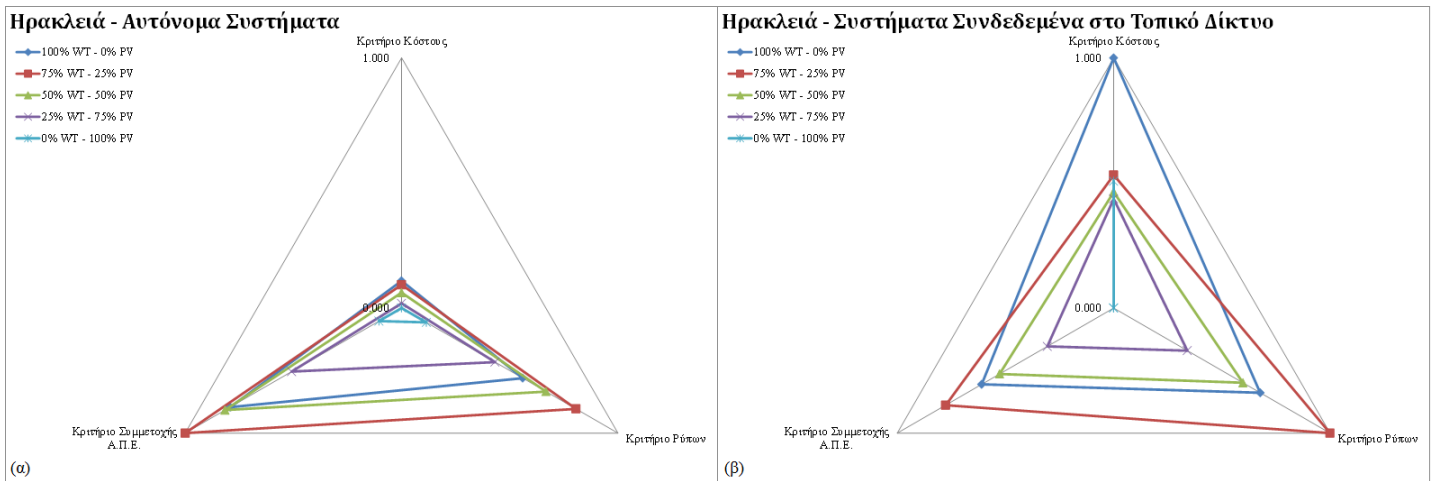


Διάγραμμα 3.14 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

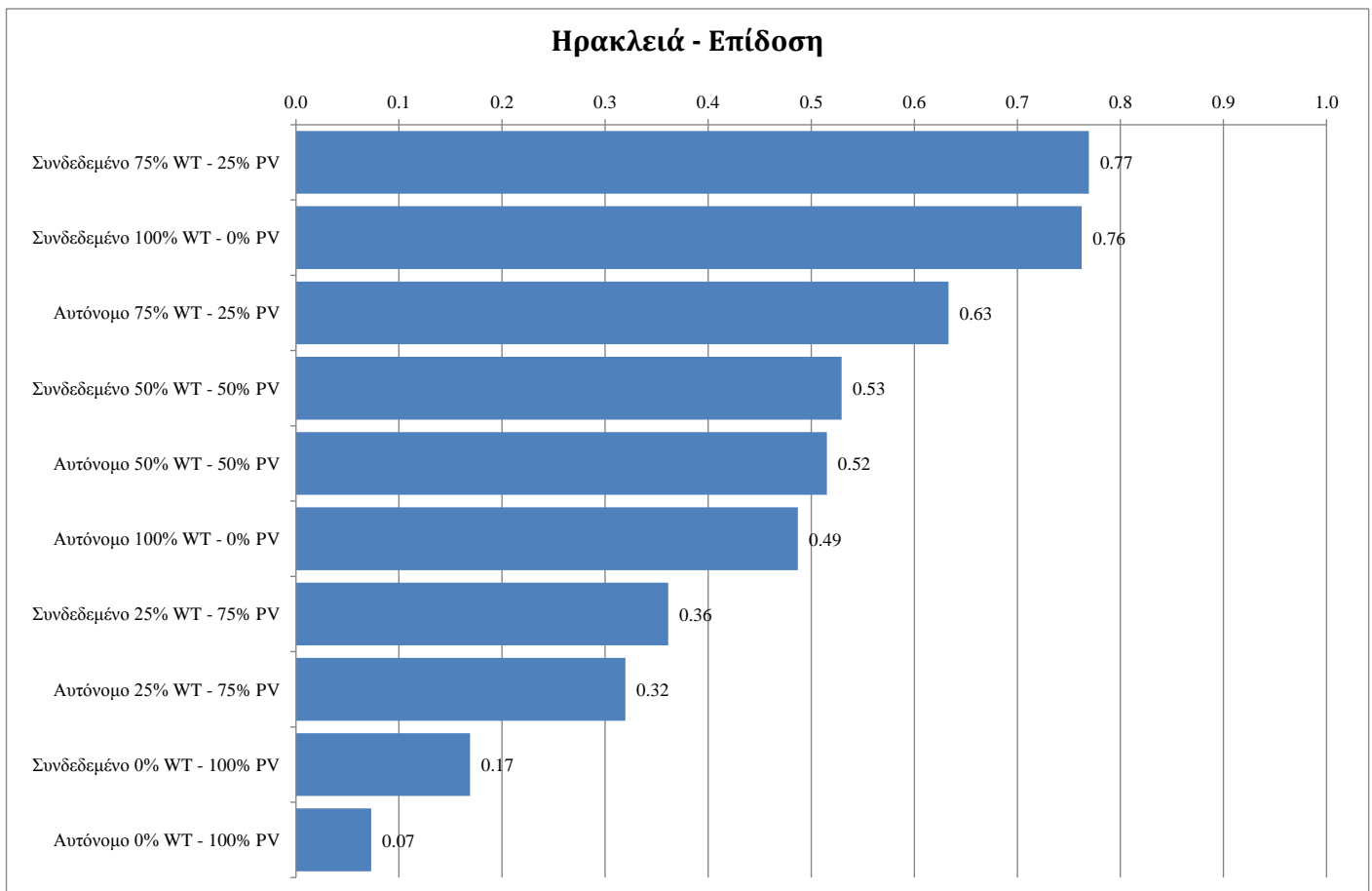


Διάγραμμα 3.15 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.16 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.17 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.4 Θηρασιά

Πίνακας 3.16 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	150 m ³ /d (54750 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	10300 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.188
Ειδική Κατανάλωση	3 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Θήρας
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	20 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	14

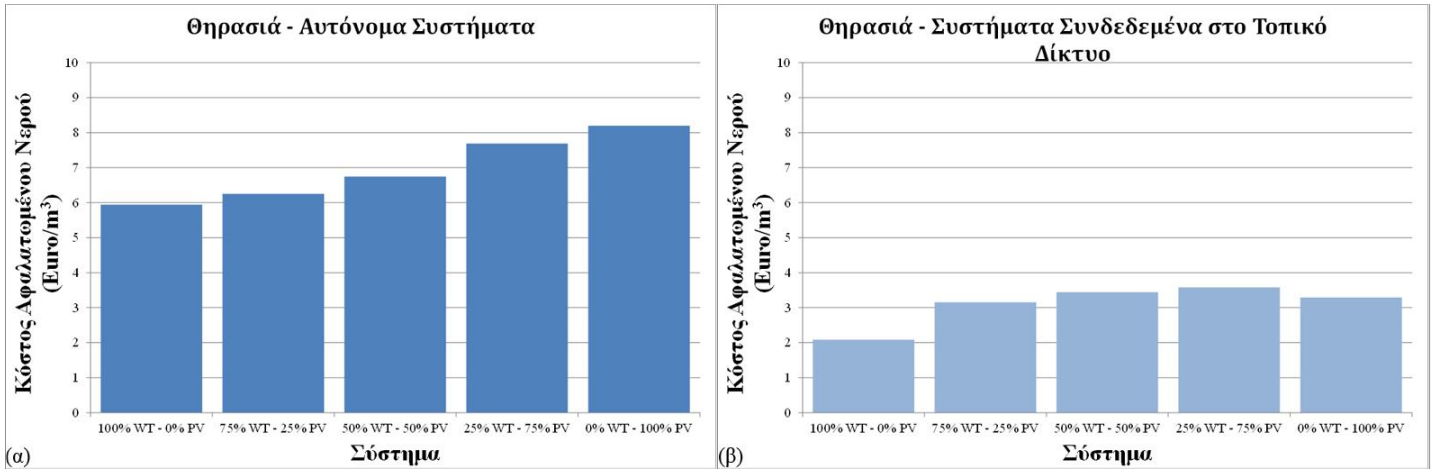
Πίνακας 3.17 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	130	0	50	5.941	1.91	92.6%
75% WT - 25% PV	120	40	20	6.251	0.27	99.1%
50% WT - 50% PV	50	50	30	6.747	1.64	90.7%
25% WT - 75% PV	20	60	40	7.690	4.21	73.7%
0% WT - 100% PV	0	60	40	8.197	7.47	52.3%

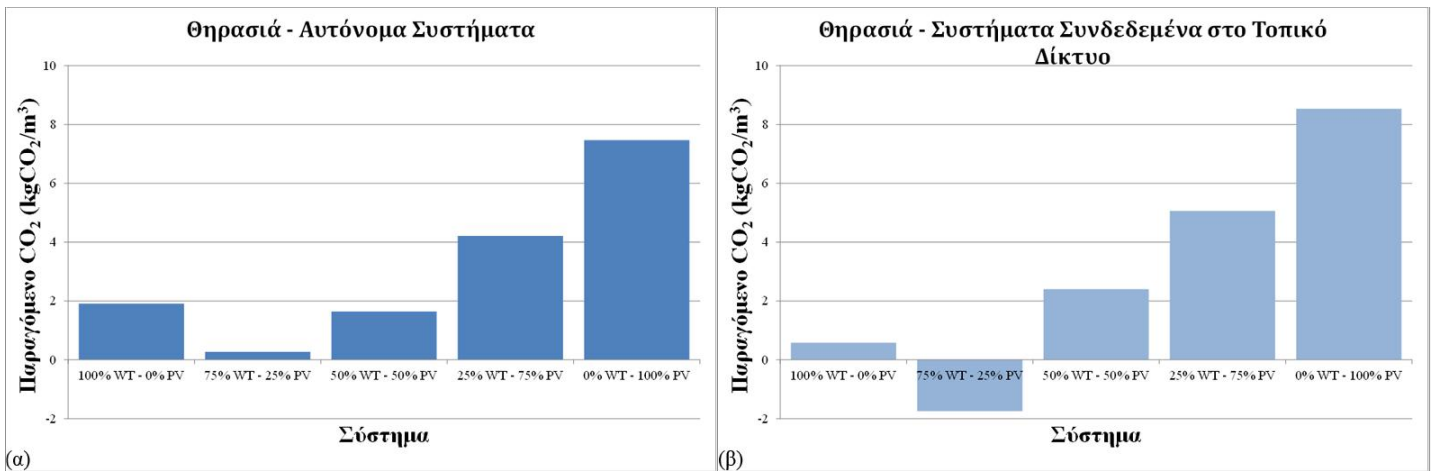
Πίνακας 3.18 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	130	0	0	2.083	0.58	81.9%
75% WT - 25% PV	120	40	20	3.154	-1.75	87.4%
50% WT - 50% PV	50	50	30	3.445	2.40	75.0%
25% WT - 75% PV	20	60	40	3.580	5.06	63.4%
0% WT - 100% PV	0	60	40	3.295	8.53	47.2%

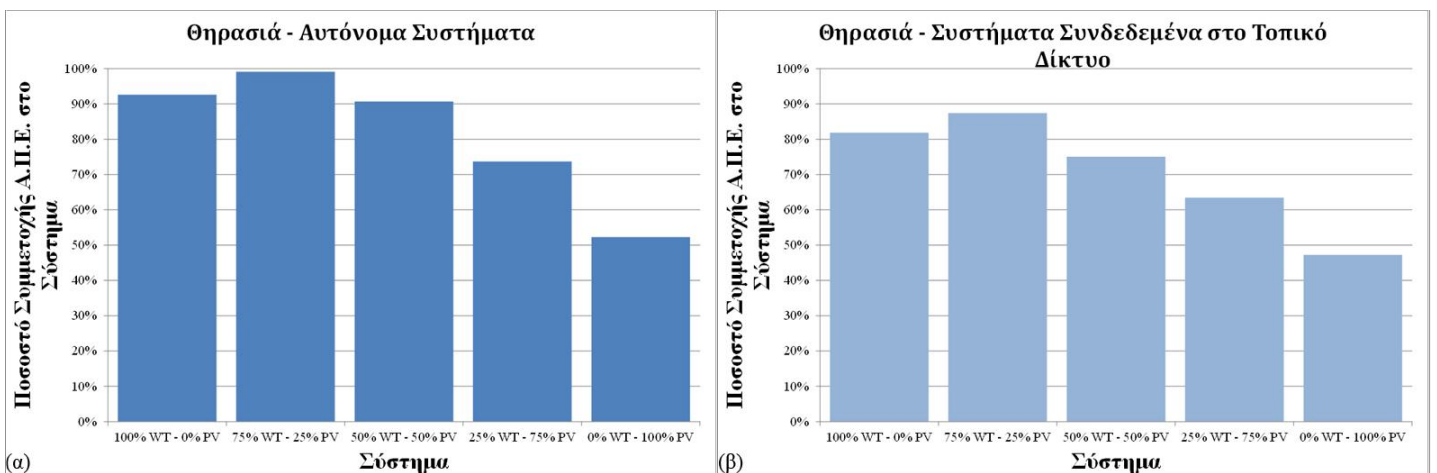
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.18 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

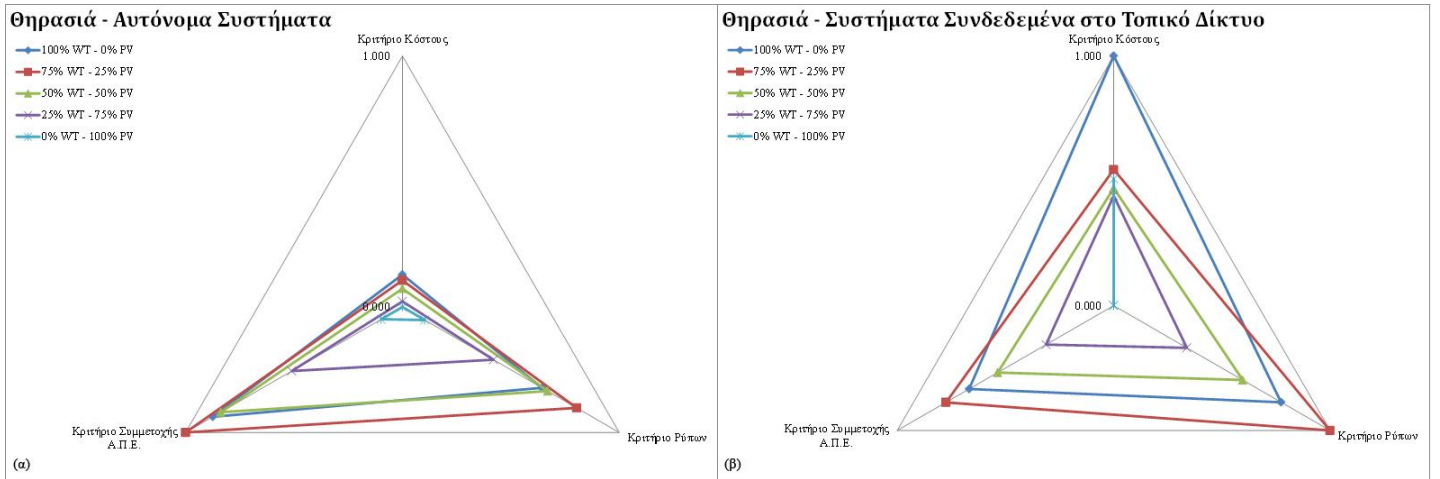


Διάγραμμα 3.19 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

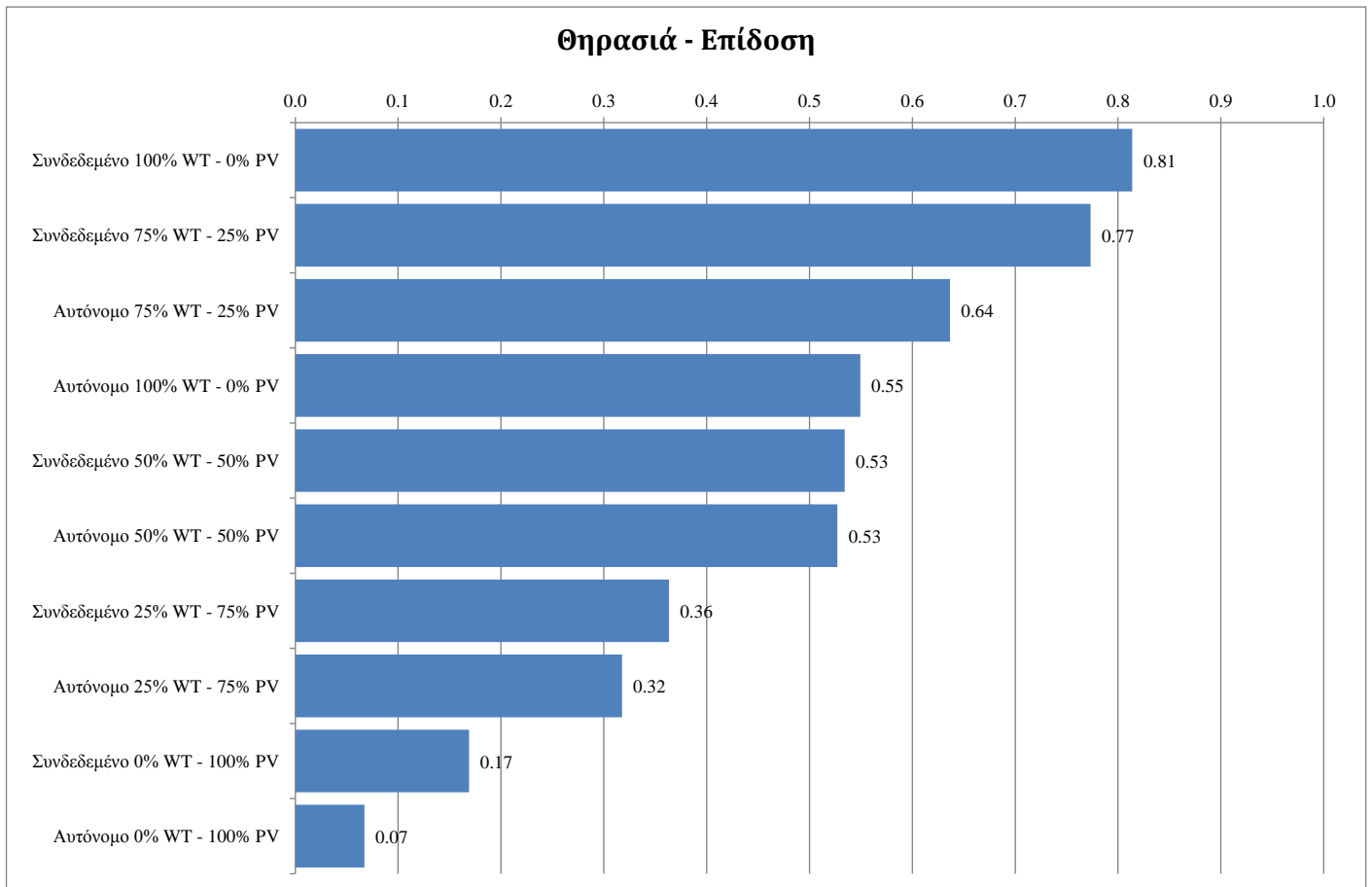


Διάγραμμα 3.20 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.21 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.22 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.5 Δονούσα

Πίνακας 3.19 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	200 m ³ /d (73000 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	14900 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.204
Ειδική Κατανάλωση	3 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Νάξου
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	25 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	18

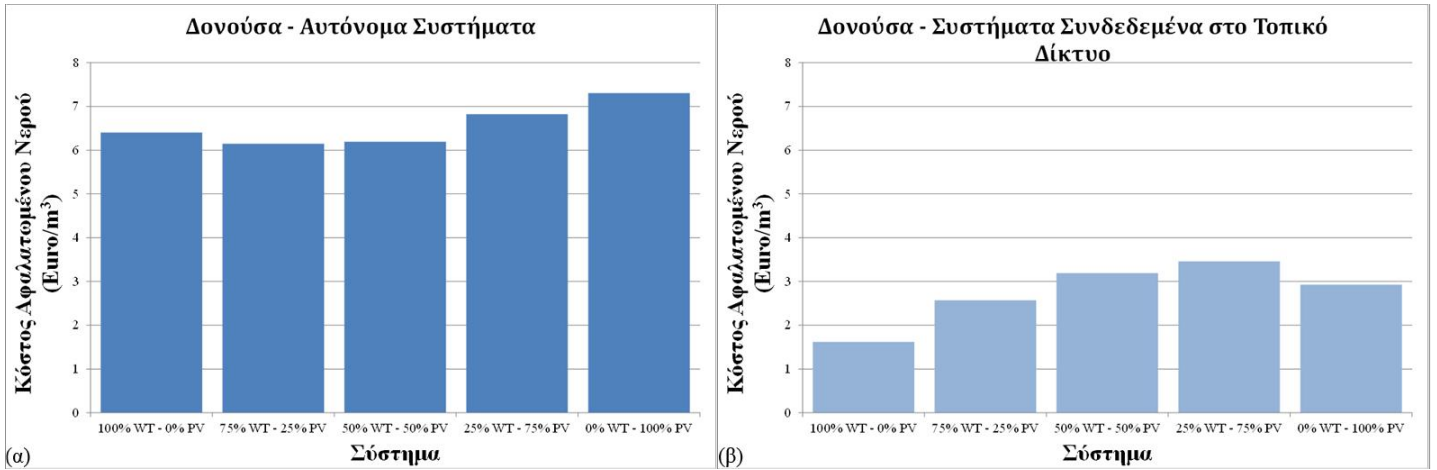
Πίνακας 3.20 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	110	0	60	6.402	4.21	75.6%
75% WT - 25% PV	90	30	20	6.145	3.01	81.8%
50% WT - 50% PV	70	70	40	6.194	1.54	90.7%
25% WT - 75% PV	30	90	60	6.824	2.74	81.5%
0% WT - 100% PV	0	80	50	7.303	6.65	53.3%

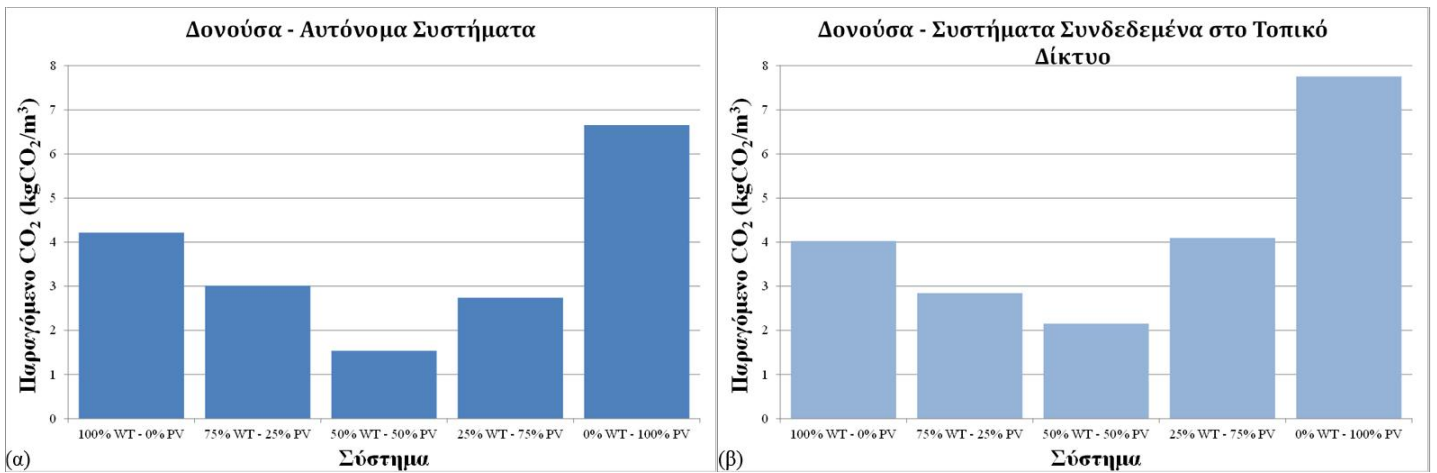
Πίνακας 3.21 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	110	0	0	1.617	4.02	67.9%
75% WT - 25% PV	90	30	20	2.569	2.84	72.2%
50% WT - 50% PV	70	70	40	3.192	2.15	75.4%
25% WT - 75% PV	30	90	60	3.457	4.10	66.7%
0% WT - 100% PV	0	80	50	2.926	7.75	47.7%

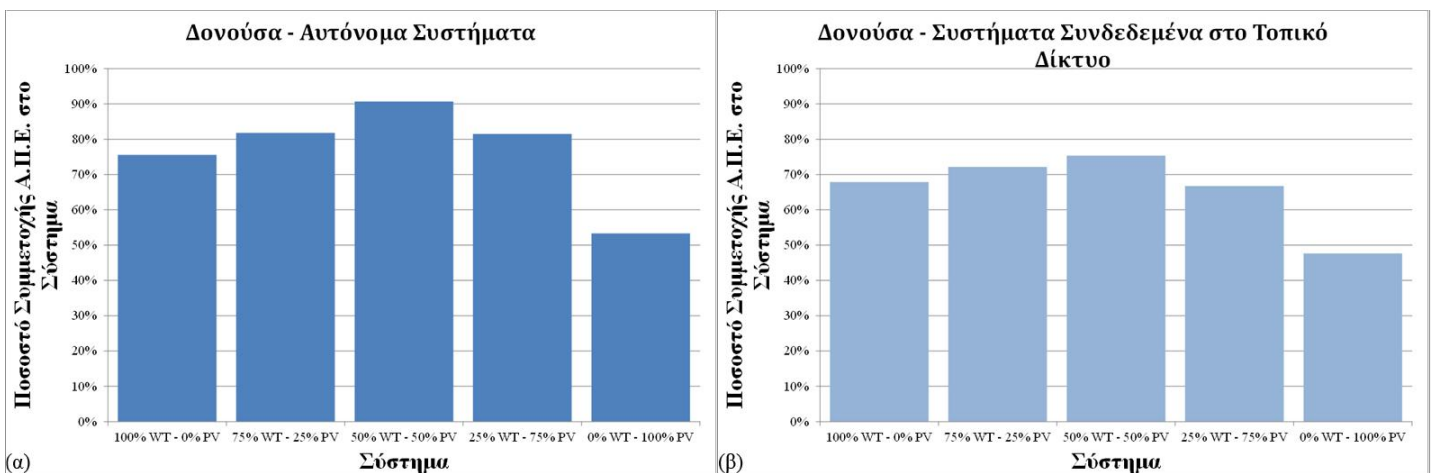
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.23 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

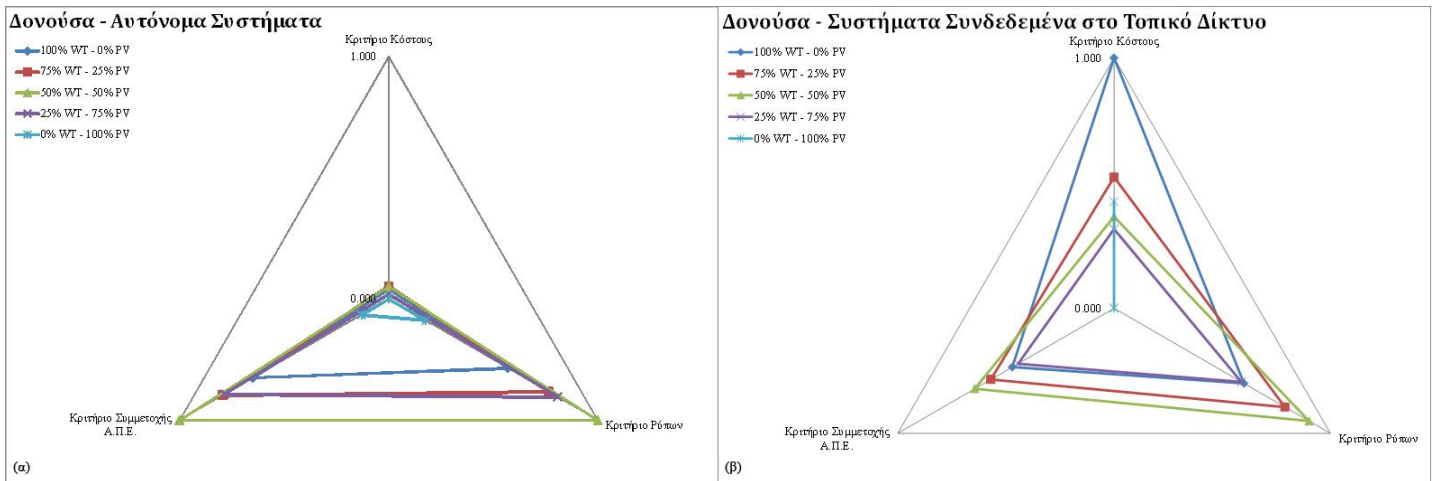


Διάγραμμα 3.24 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

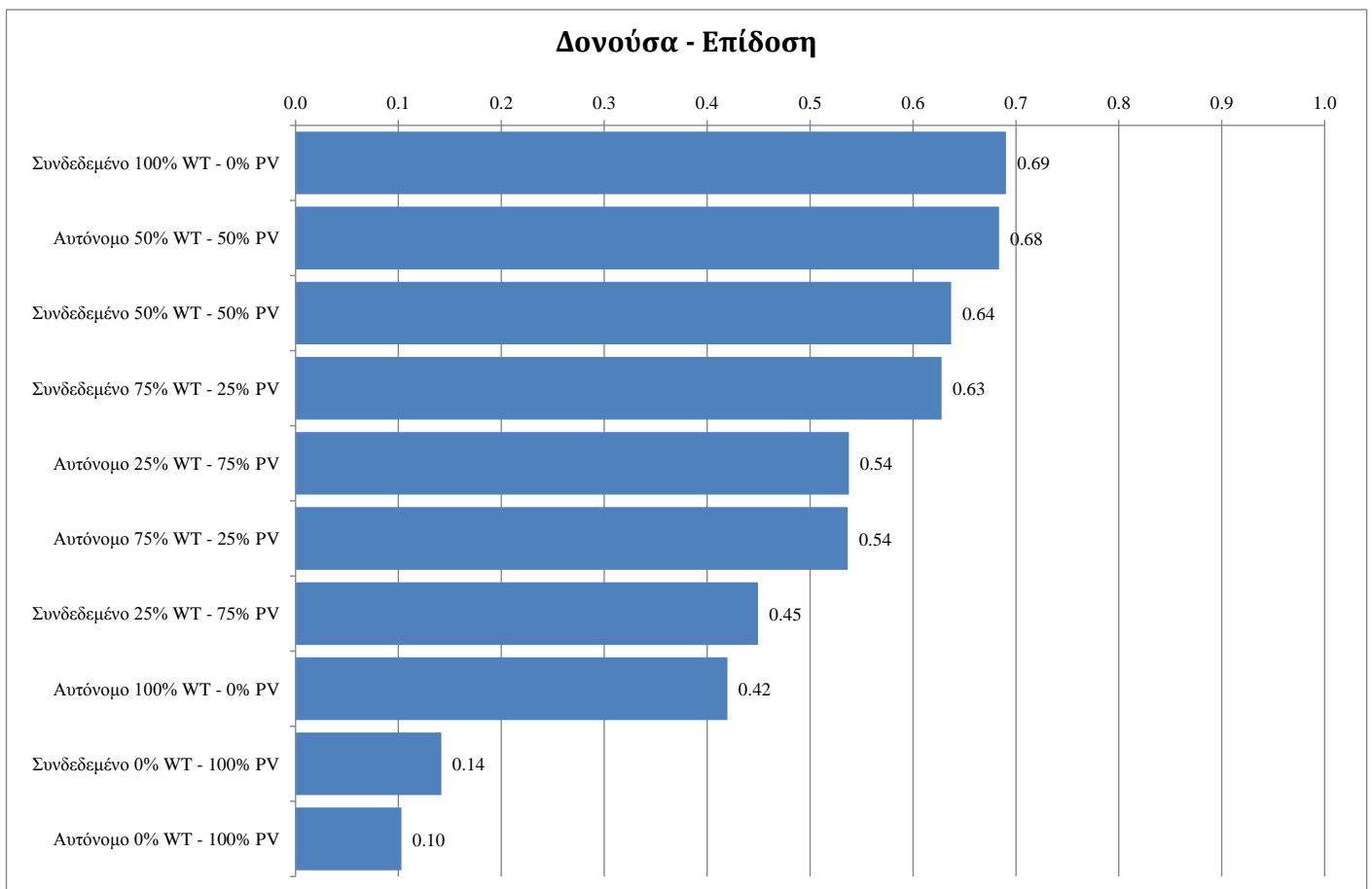


Διάγραμμα 3.25 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.26 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.27 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.6 Αμοργός Τοποθεσία Αιγιάλη

Πίνακας 3.22 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	200 m ³ /d (73000 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	11800 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.162
Ειδική Κατανάλωση	3 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Νάξου
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	25 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	18

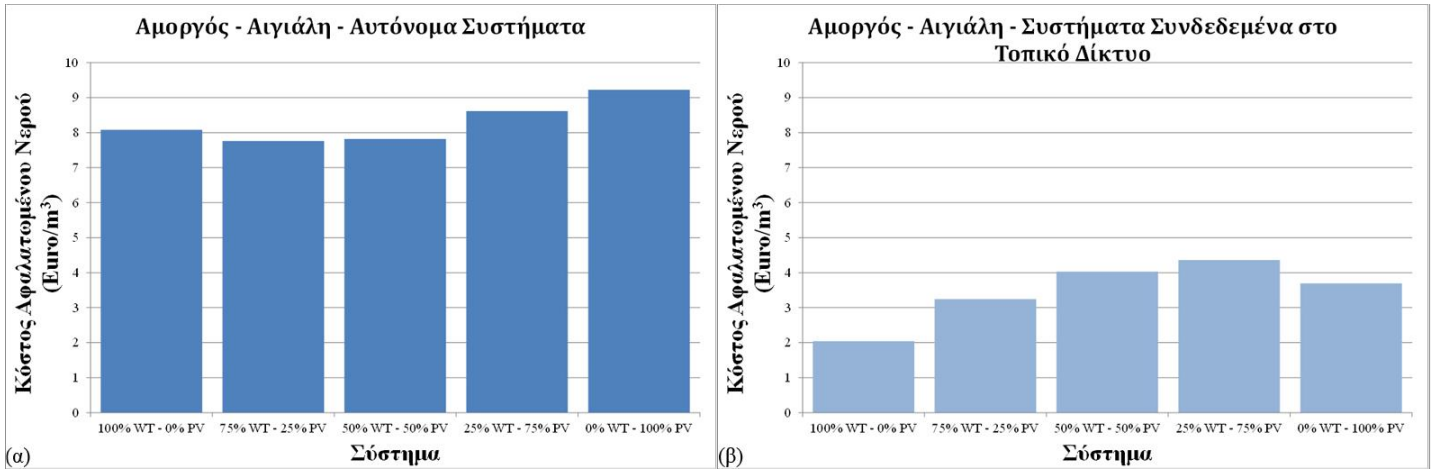
Πίνακας 3.23 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	110	0	60	8.084	5.32	75.6%
75% WT - 25% PV	90	30	20	7.760	3.80	81.8%
50% WT - 50% PV	70	70	40	7.821	1.95	90.7%
25% WT - 75% PV	30	90	60	8.617	3.46	81.5%
0% WT - 100% PV	0	80	50	9.221	8.40	53.3%

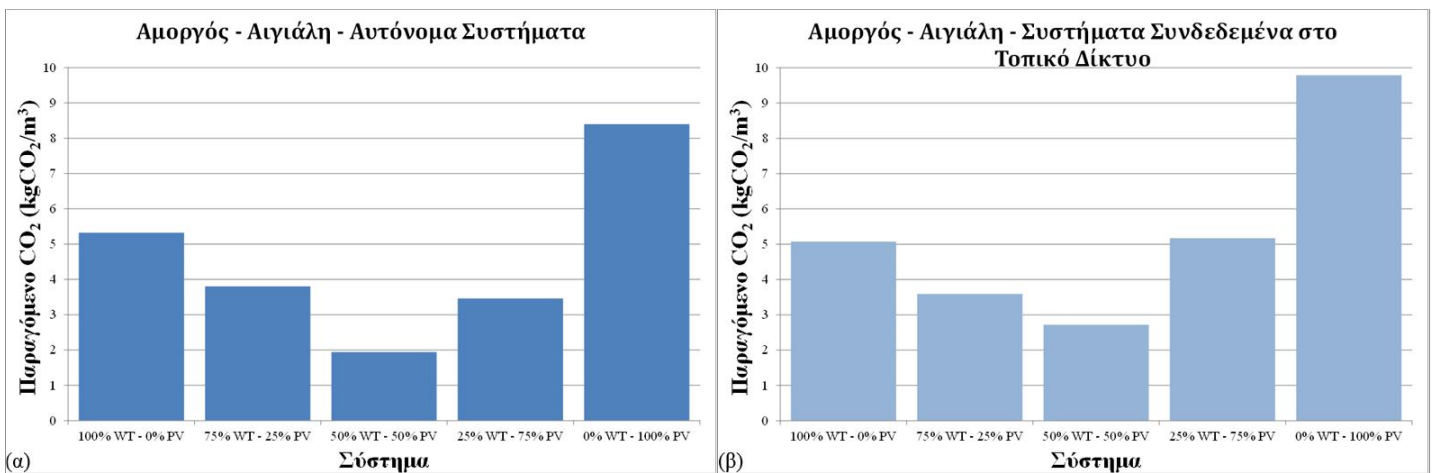
Πίνακας 3.24 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	110	0	0	2.040	5.08	67.9%
75% WT - 25% PV	90	30	20	3.243	3.59	72.2%
50% WT - 50% PV	70	70	40	4.028	2.72	75.4%
25% WT - 75% PV	30	90	60	4.363	5.17	66.7%
0% WT - 100% PV	0	80	50	3.693	9.79	47.7%

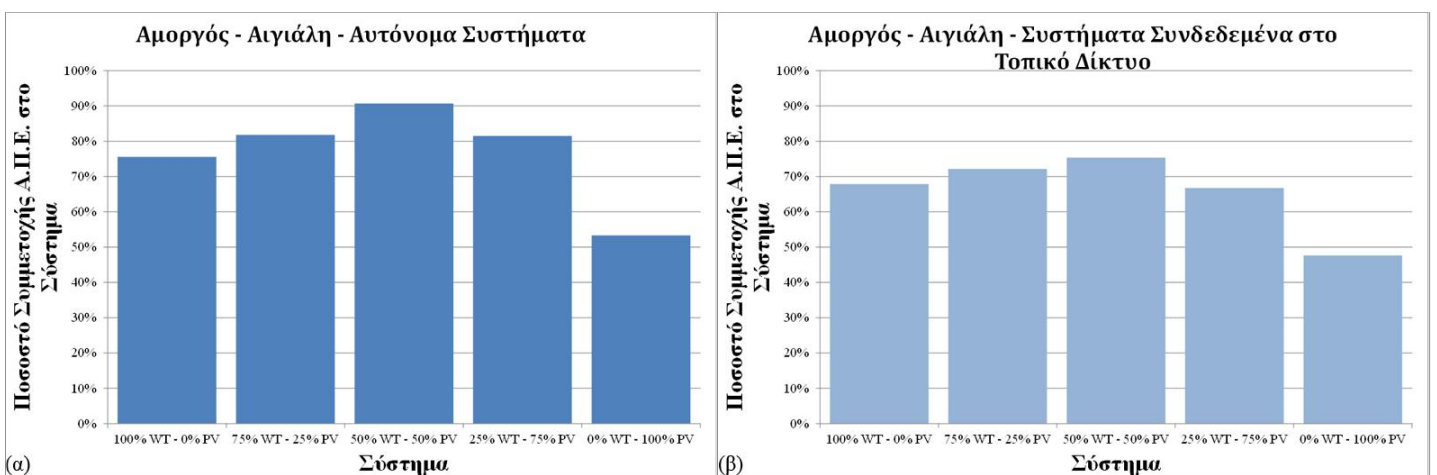
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.28 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

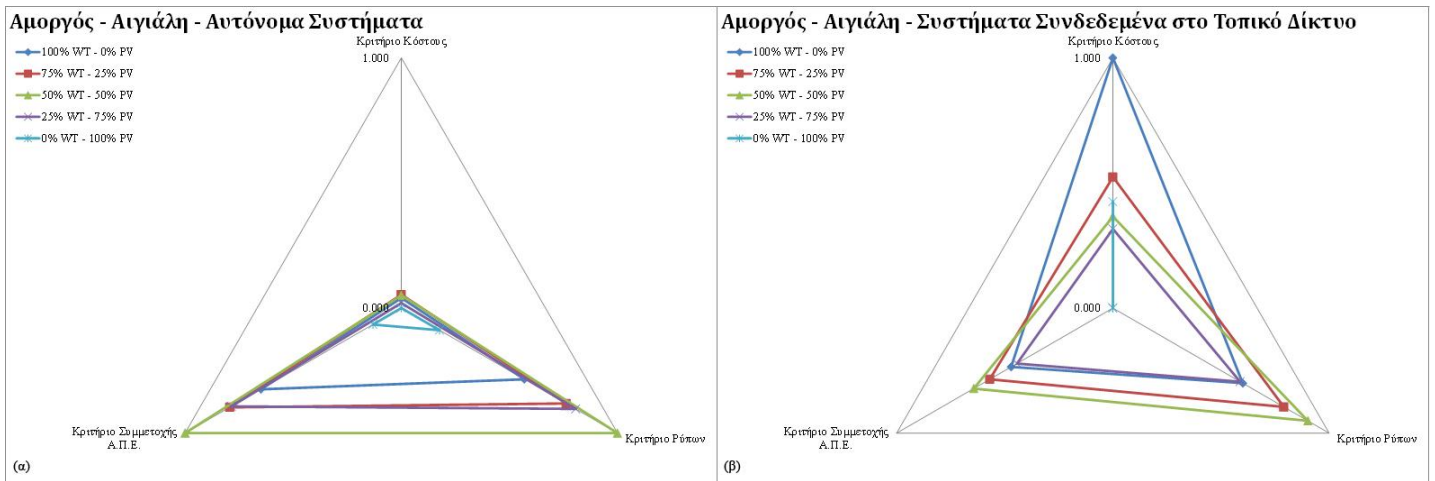


Διάγραμμα 3.29 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

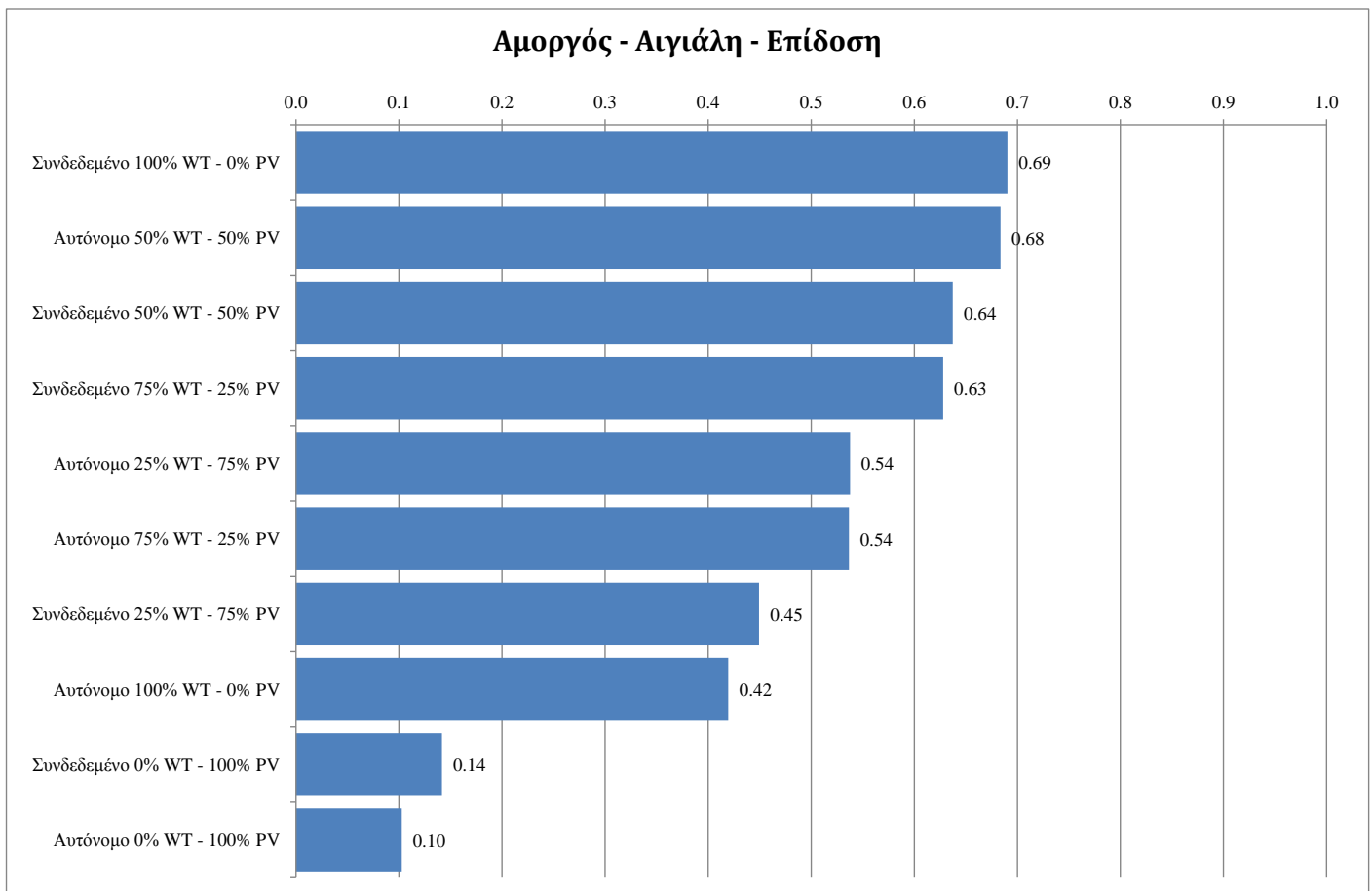


Διάγραμμα 3.30 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.31 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.32 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.7 Αμοργός Τοποθεσία Κατάπολα

Πίνακας 3.25 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	300 m ³ /d (109500 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	10000 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.091
Ειδική Κατανάλωση	3 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Νάξου
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	40 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	27

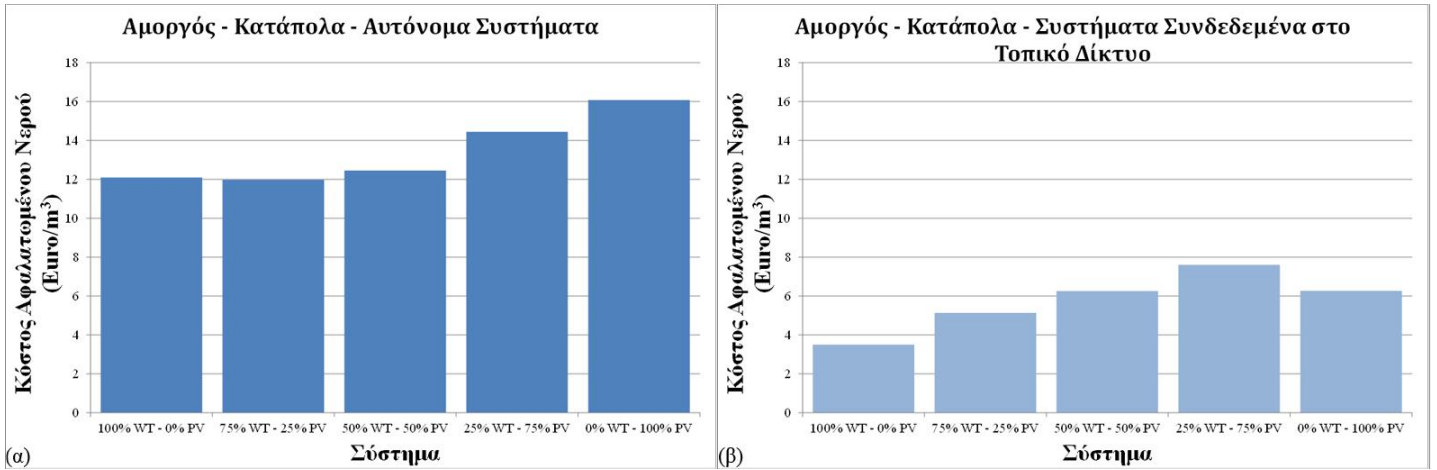
Πίνακας 3.26 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	190	0	80	12.097	8.09	80.6%
75% WT - 25% PV	180	60	40	11.977	3.59	91.9%
50% WT - 50% PV	110	110	70	12.458	2.73	92.8%
25% WT - 75% PV	50	150	90	14.445	4.26	87.6%
0% WT - 100% PV	0	120	70	16.080	14.87	53.3%

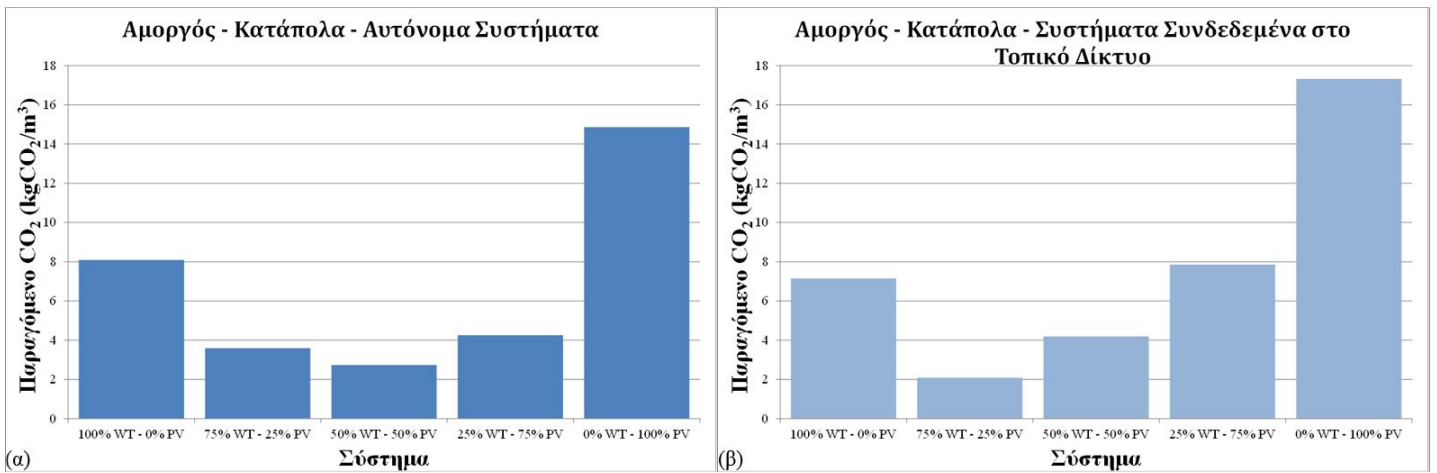
Πίνακας 3.27 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	190	0	0	3.492	7.14	72.0%
75% WT - 25% PV	180	60	40	5.132	2.08	80.3%
50% WT - 50% PV	110	110	70	6.250	4.19	76.6%
25% WT - 75% PV	50	150	90	7.607	7.86	69.9%
0% WT - 100% PV	0	120	70	6.263	17.32	47.7%

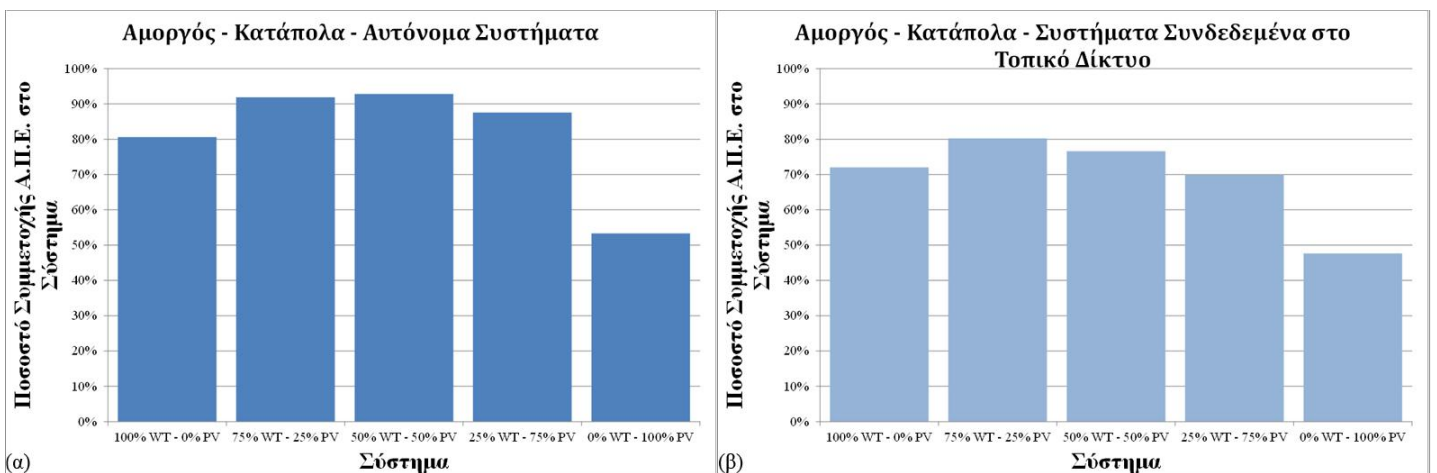
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.33 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

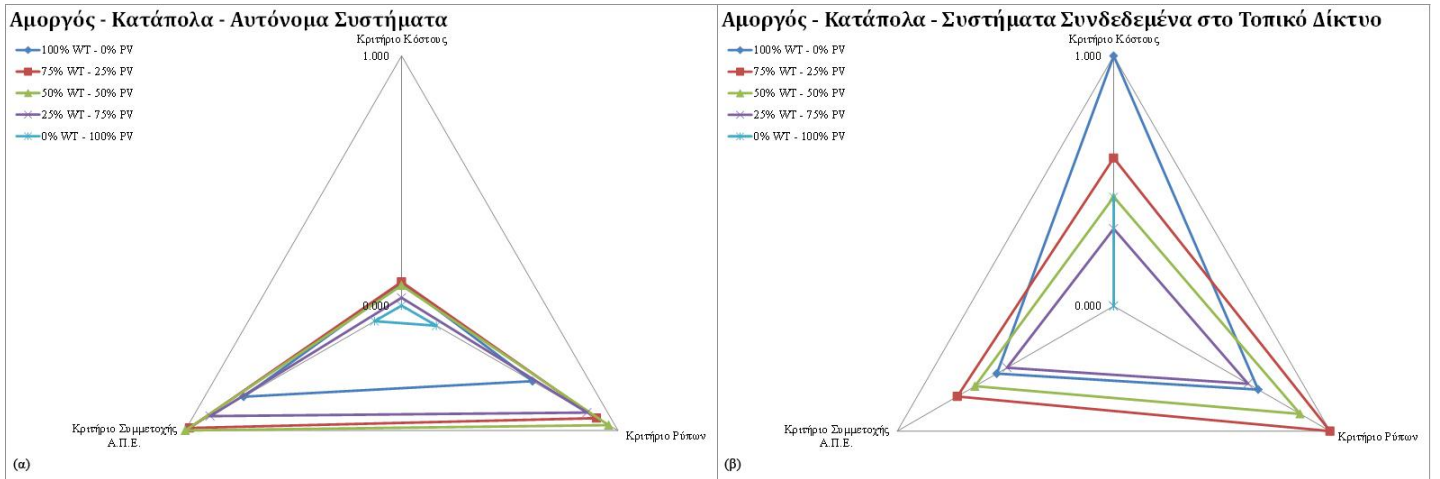


Διάγραμμα 3.34 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

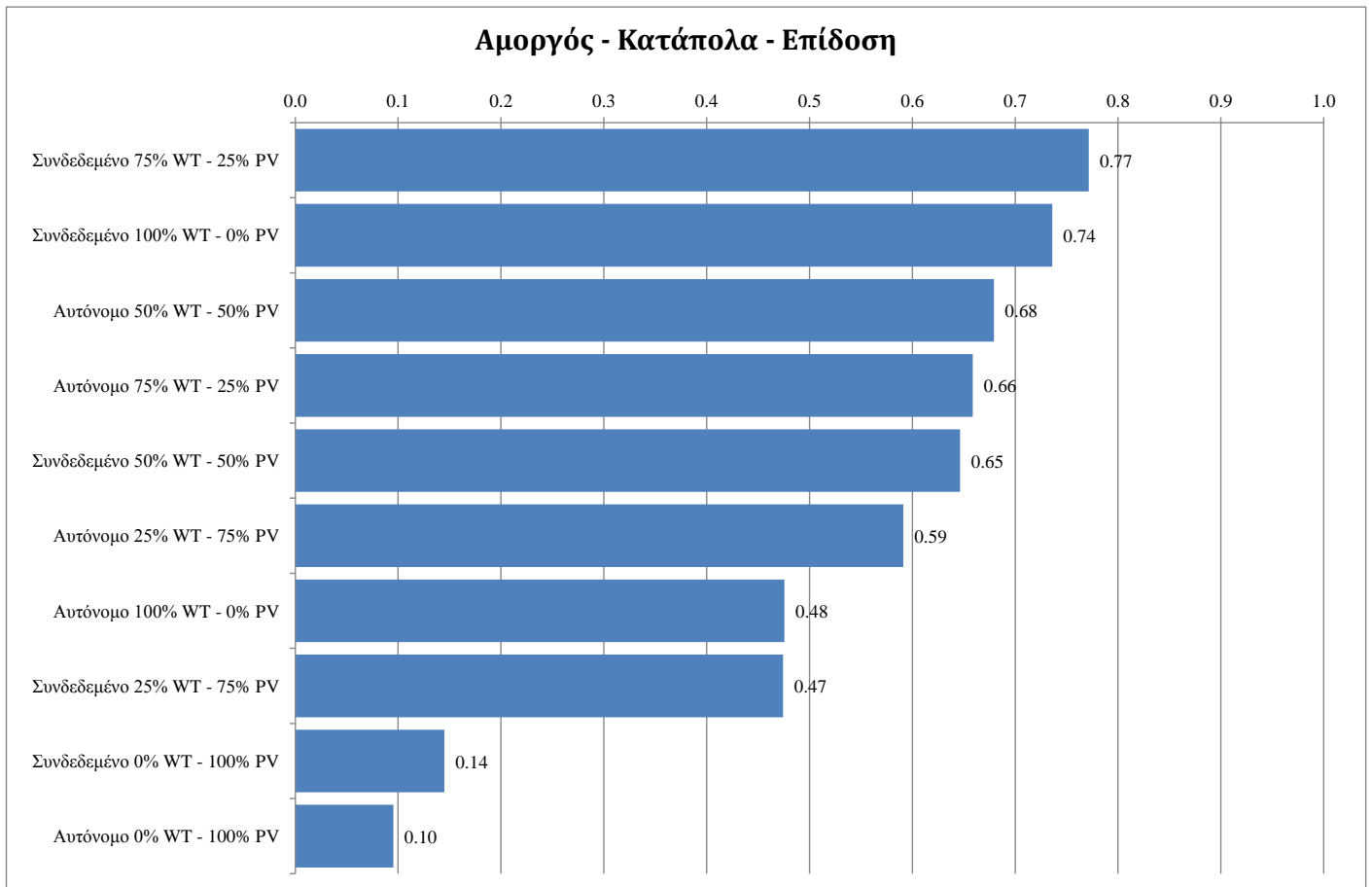


Διάγραμμα 3.35 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.36 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.37 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.8 Σίκινος

Πίνακας 3.28 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	300 m ³ /d (109500 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	19000 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.174
Ειδική Κατανάλωση	3 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Θήρας
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	40 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	27

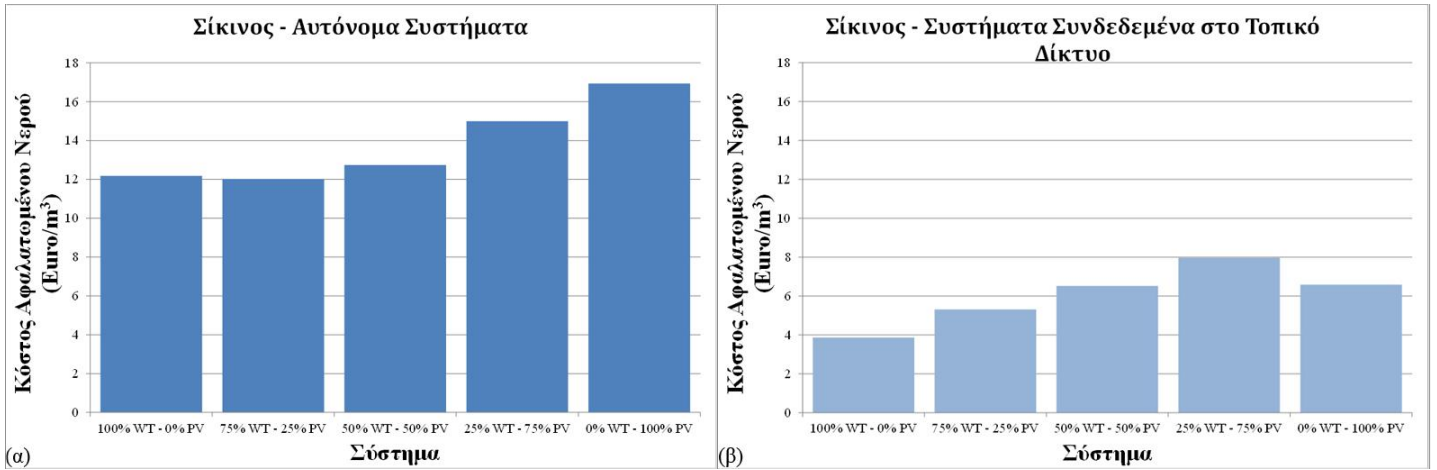
Πίνακας 3.29 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	240	0	90	12.182	4.90	90.8%
75% WT - 25% PV	180	60	40	12.022	2.36	95.1%
50% WT - 50% PV	110	110	70	12.740	2.06	94.9%
25% WT - 75% PV	50	150	90	14.998	3.93	89.1%
0% WT - 100% PV	0	120	70	16.934	15.76	52.9%

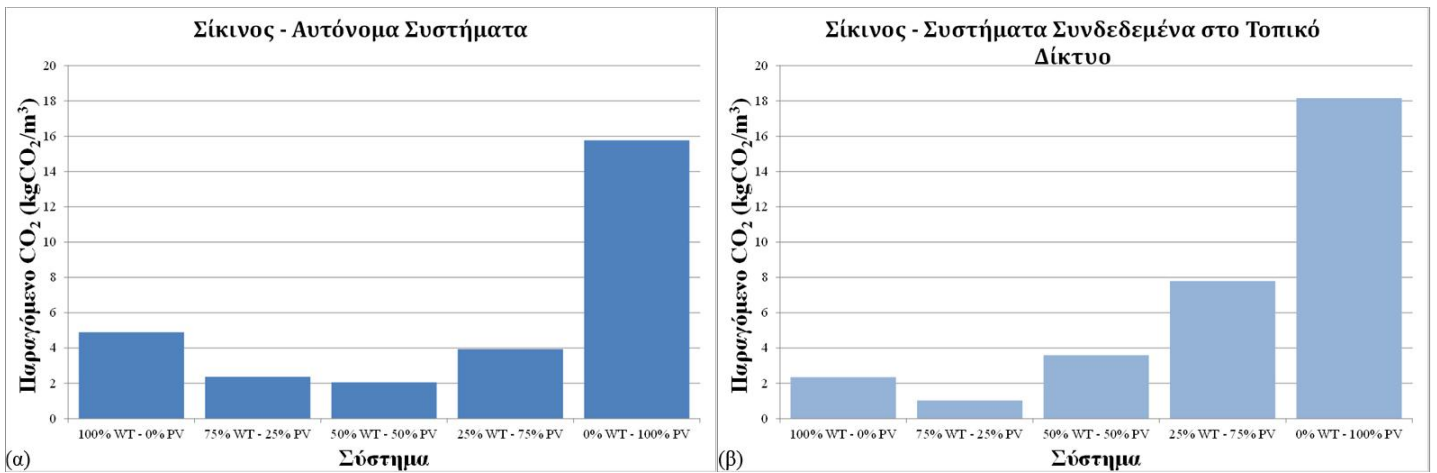
Πίνακας 3.30 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	240	0	0	3.867	2.35	80.4%
75% WT - 25% PV	180	60	40	5.312	1.03	81.9%
50% WT - 50% PV	110	110	70	6.518	3.59	77.9%
25% WT - 75% PV	50	150	90	7.974	7.79	70.7%
0% WT - 100% PV	0	120	70	6.589	18.16	47.6%

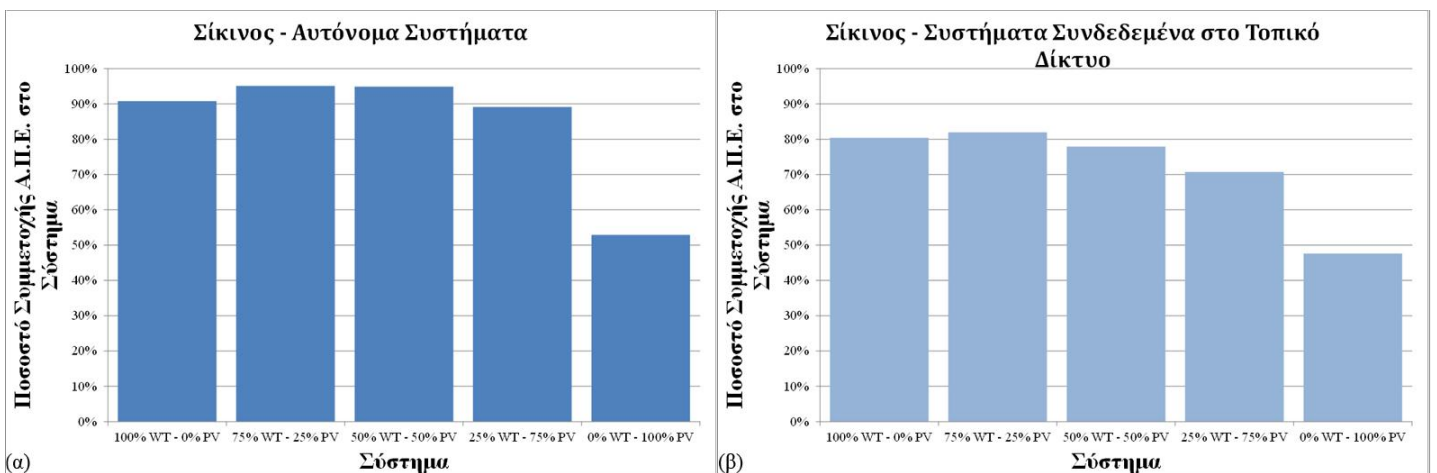
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.38 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

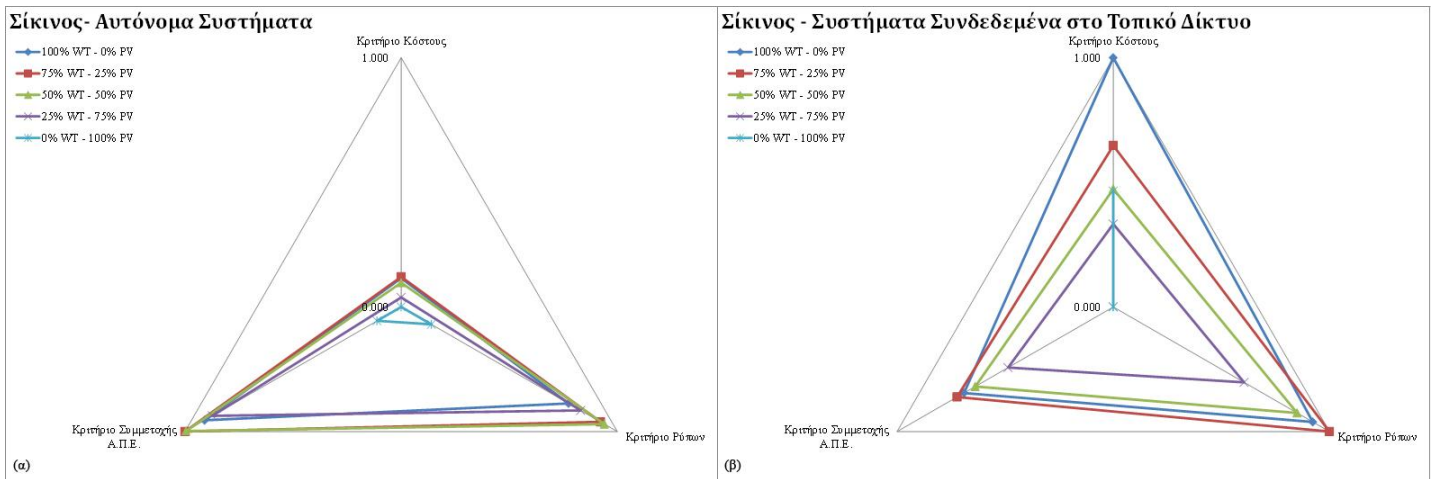


Διάγραμμα 3.39 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

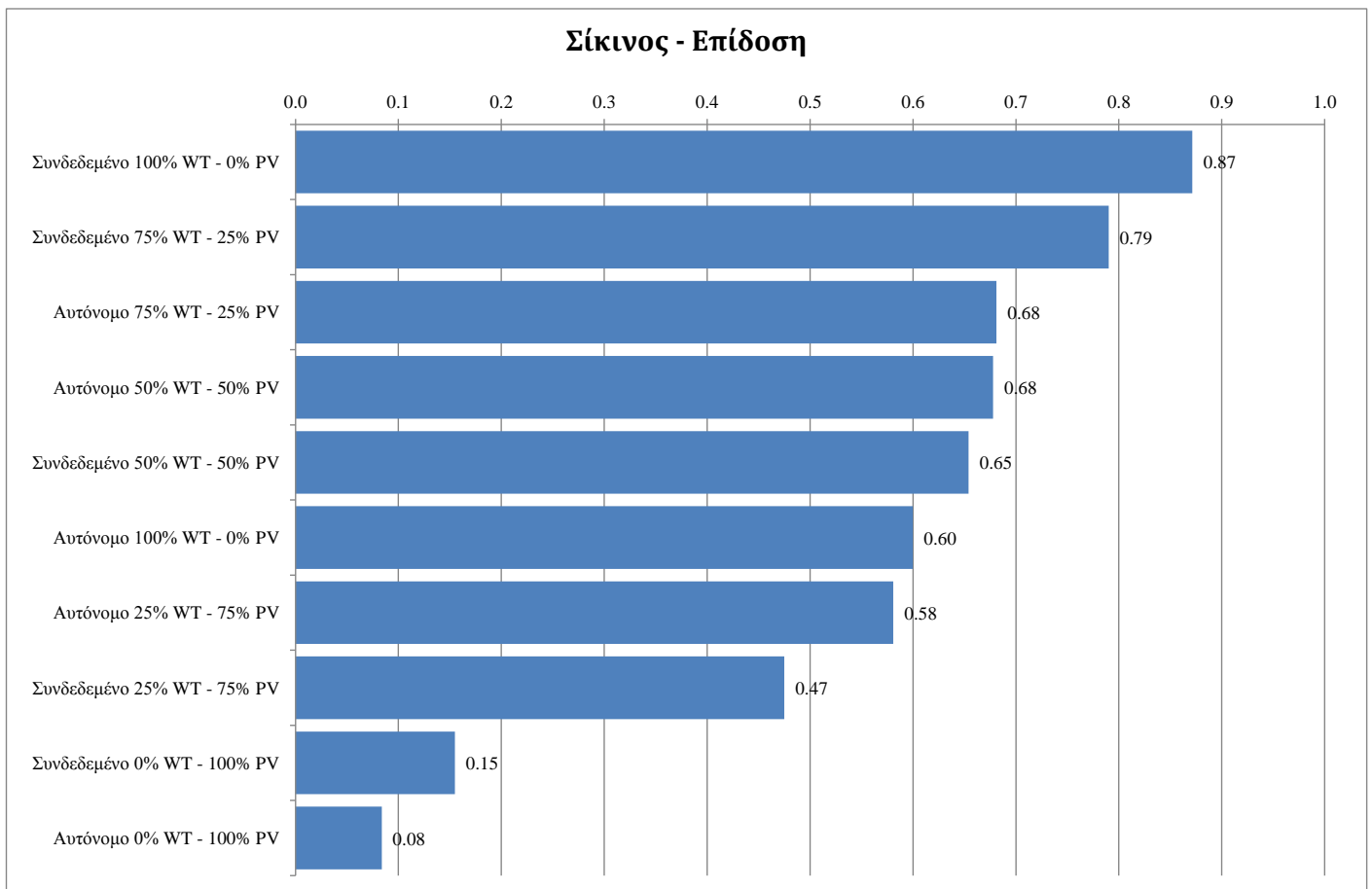


Διάγραμμα 3.40 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.41 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.42 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.9 Λειψοί

Πίνακας 3.31 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	350 m ³ /d (127750 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	34500 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.135
Ειδική Κατανάλωση	3 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Κάλυμνος
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	45 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	32

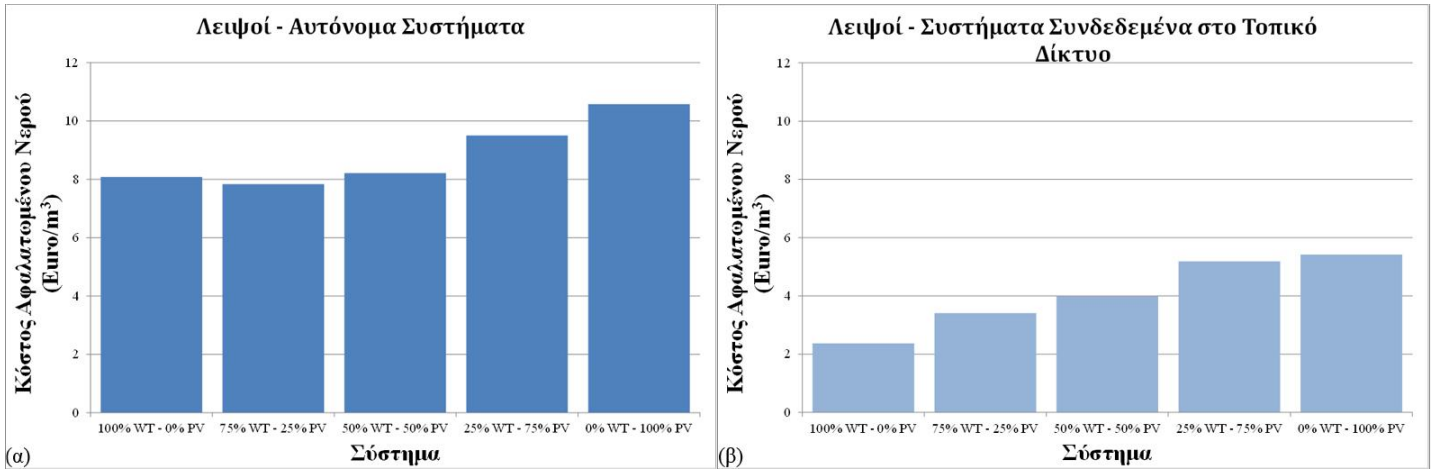
Πίνακας 3.32 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	240	0	90	8.080	4.78	83.7%
75% WT - 25% PV	210	70	50	7.836	1.85	93.8%
50% WT - 50% PV	120	120	80	8.215	1.95	92.1%
25% WT - 75% PV	60	180	120	9.503	1.92	91.9%
0% WT - 100% PV	0	210	140	10.578	4.49	80.4%

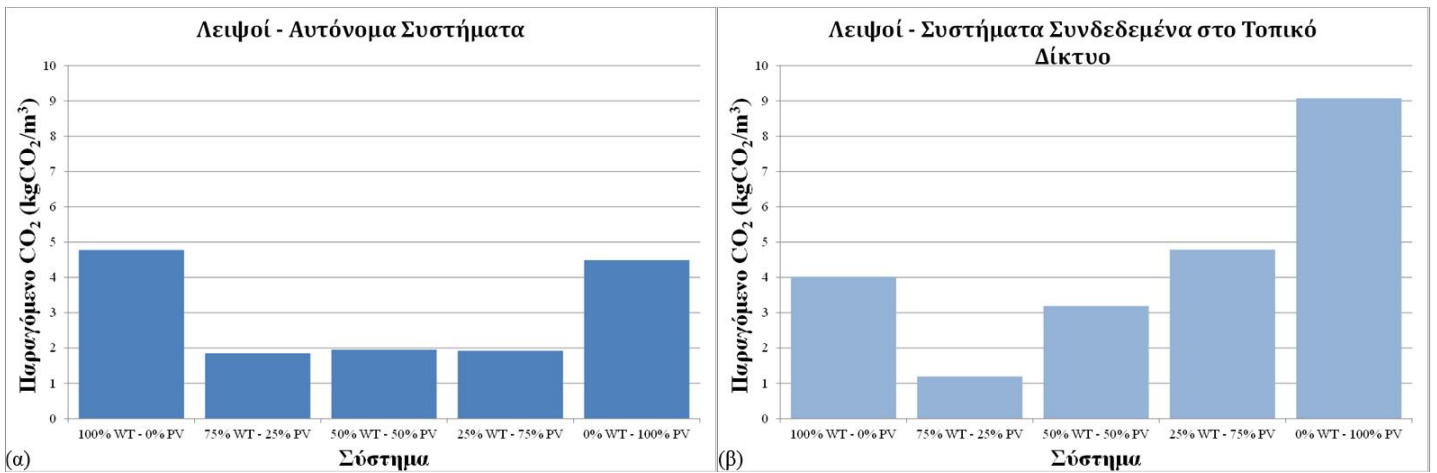
Πίνακας 3.33 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	240	0	0	2.372	4.02	74.3%
75% WT - 25% PV	210	70	50	3.411	1.20	80.7%
50% WT - 50% PV	120	120	80	3.986	3.19	75.5%
25% WT - 75% PV	60	180	120	5.188	4.78	71.8%
0% WT - 100% PV	0	210	140	5.419	9.08	61.3%

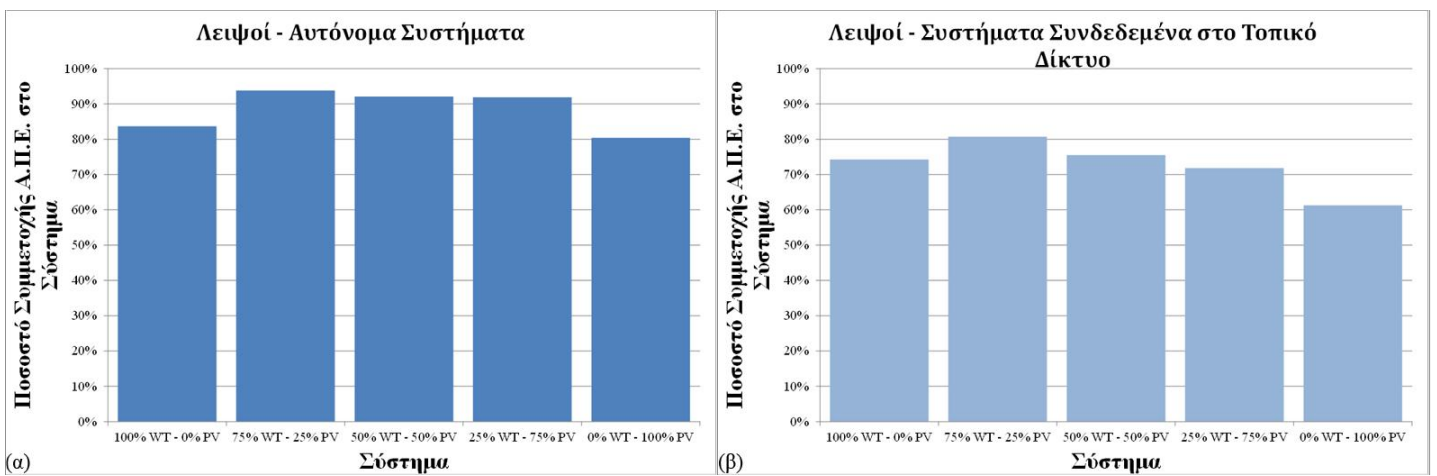
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.43 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

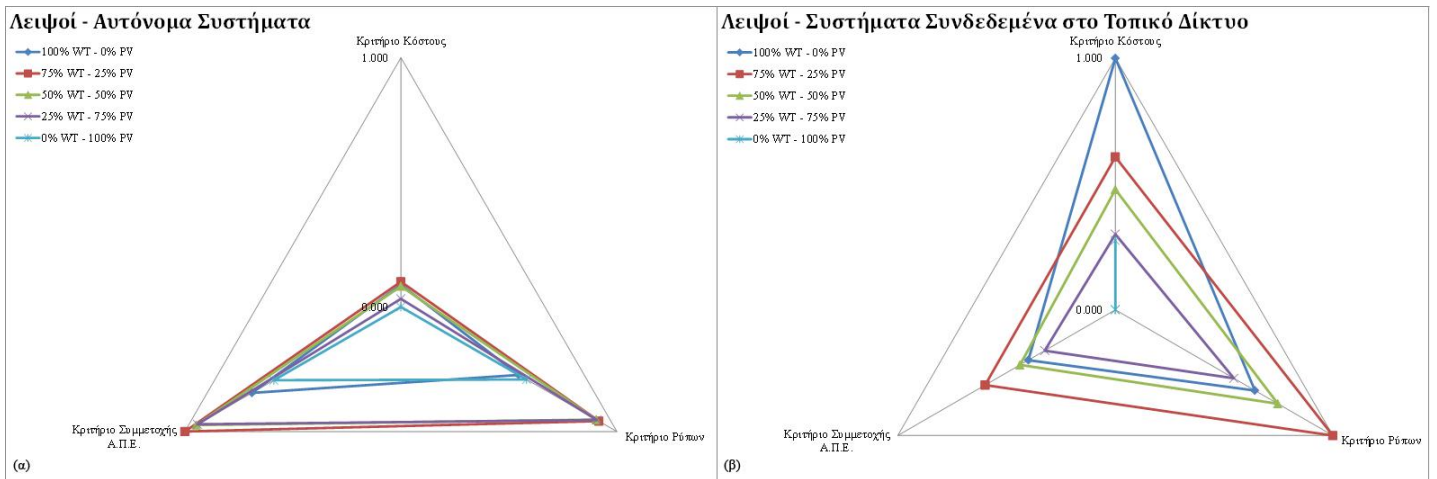


Διάγραμμα 3.44 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

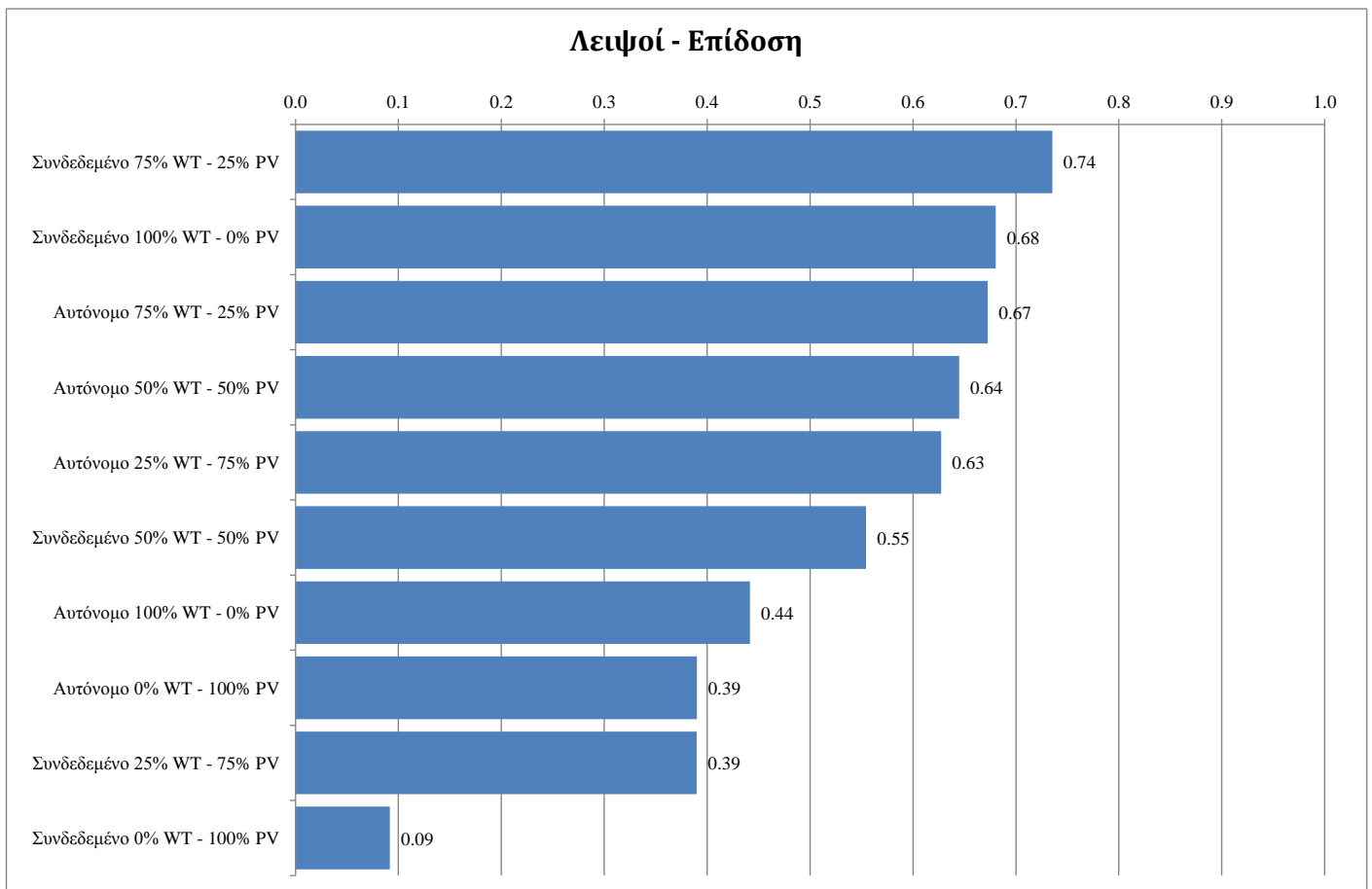


Διάγραμμα 3.45 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.46 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.47 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.10 Πάτμος

Πίνακας 3.34 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	500 m ³ /d (182500 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	110000 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.301
Ειδική Κατανάλωση	3 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Κάλυμνος
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	65 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	45

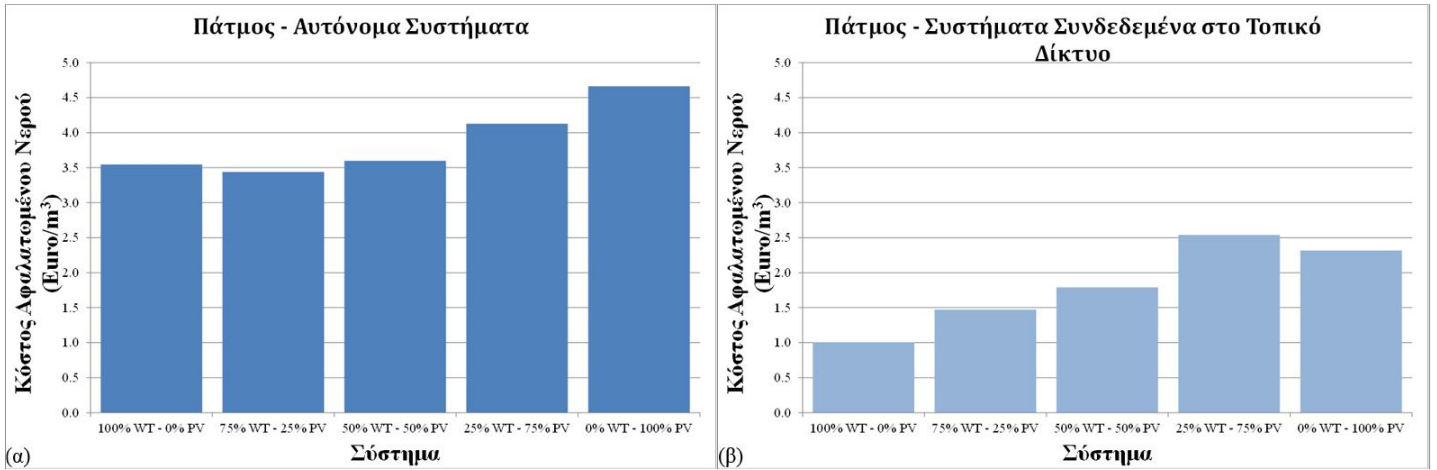
Πίνακας 3.35 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	340	0	150	3.546	2.08	83.9%
75% WT - 25% PV	300	100	70	3.439	0.83	93.9%
50% WT - 50% PV	180	180	120	3.598	0.66	94.3%
25% WT - 75% PV	100	300	190	4.126	0.41	96.5%
0% WT - 100% PV	0	290	190	4.662	2.17	78.7%

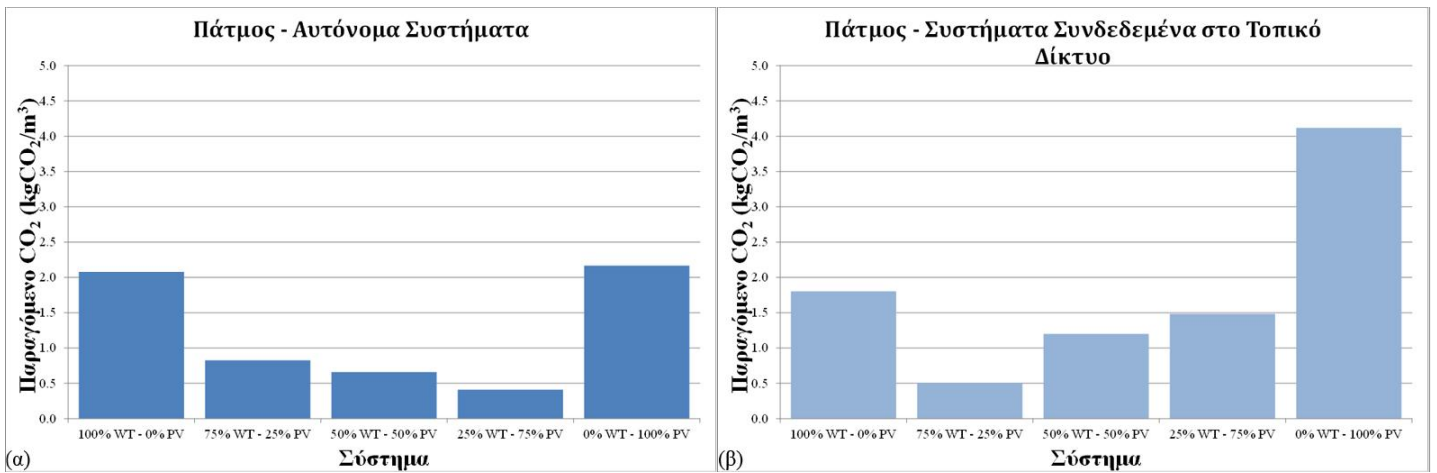
Πίνακας 3.36 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	340	0	0	1.006	1.80	74.2%
75% WT - 25% PV	300	100	70	1.474	0.51	80.9%
50% WT - 50% PV	180	180	120	1.789	1.20	77.0%
25% WT - 75% PV	100	300	190	2.540	1.48	76.1%
0% WT - 100% PV	0	290	190	2.316	4.12	60.5%

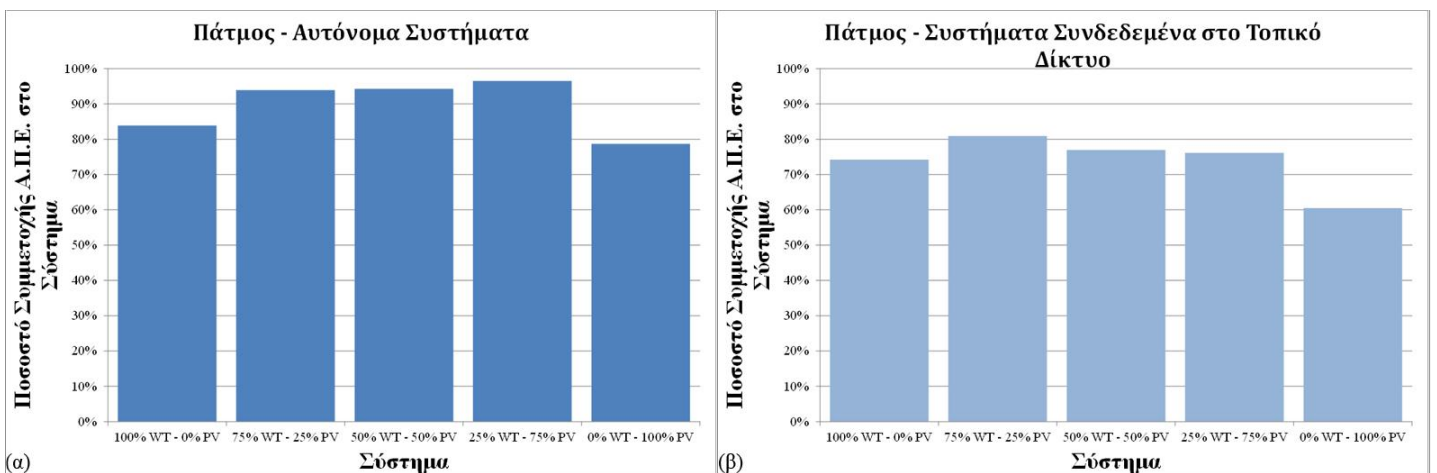
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.48 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

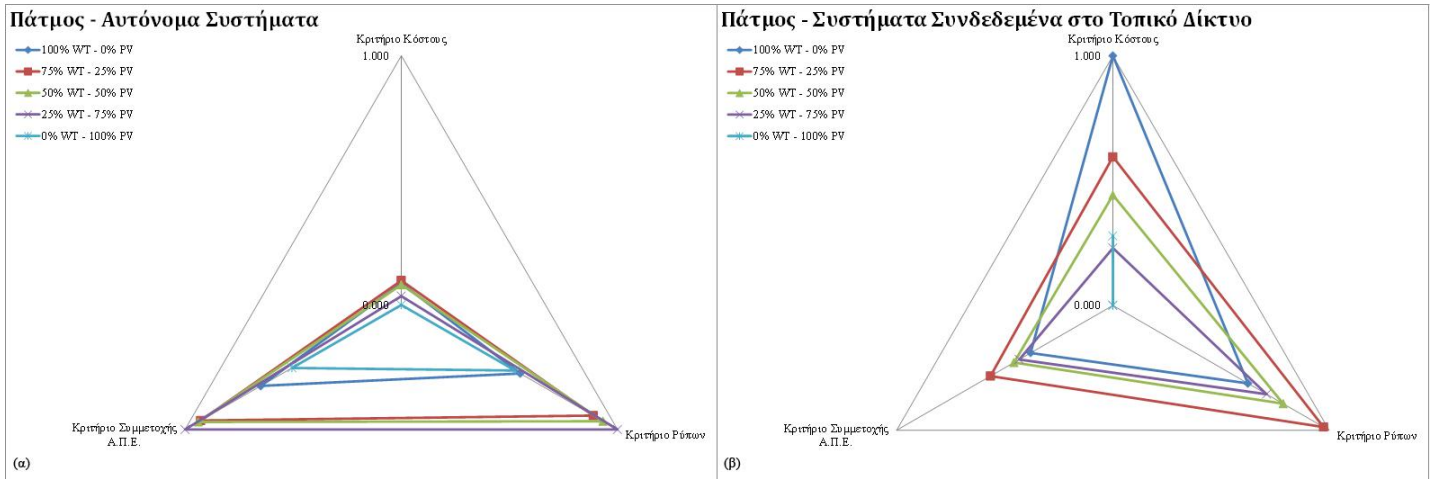


Διάγραμμα 3.49 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

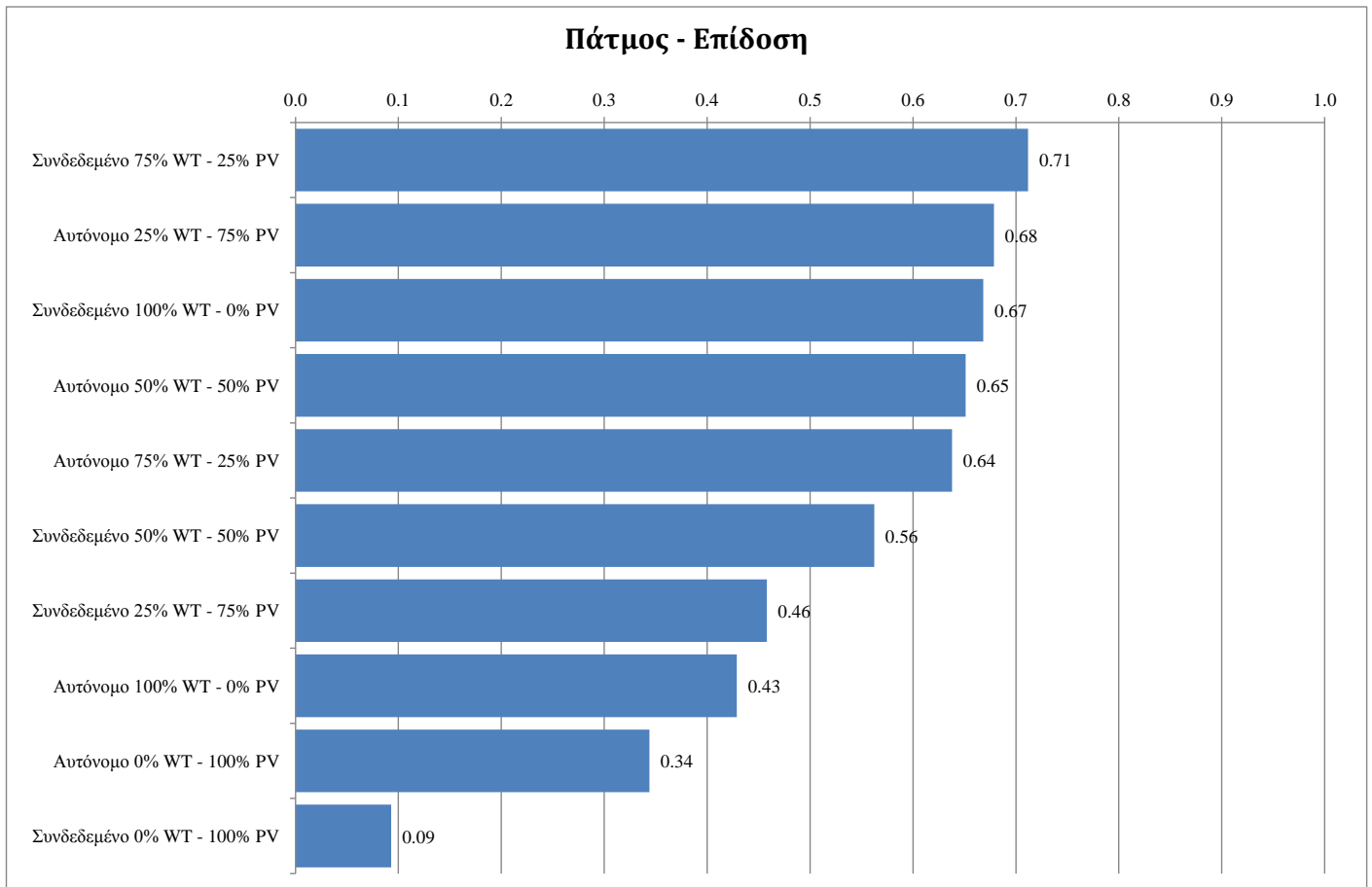


Διάγραμμα 3.50 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.51 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.52 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.11 Κουφονήσια

Πίνακας 3.37 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	500 m ³ /d (182500 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	110000 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.301
Ειδική Κατανάλωση	3 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Νάξος
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	65 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	45

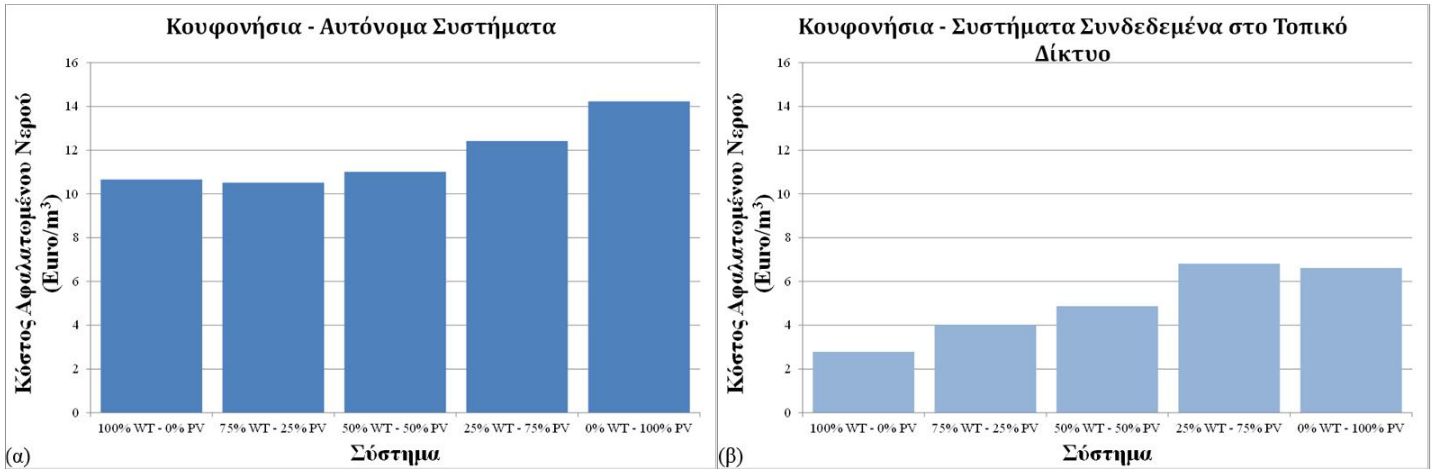
Πίνακας 3.38 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	350	0	130	10.655	6.64	83.5%
75% WT - 25% PV	300	100	60	10.521	3.20	92.0%
50% WT - 50% PV	180	180	110	11.015	2.73	91.9%
25% WT - 75% PV	100	300	110	12.414	1.69	95.0%
0% WT - 100% PV	0	310	190	14.226	6.65	78.0%

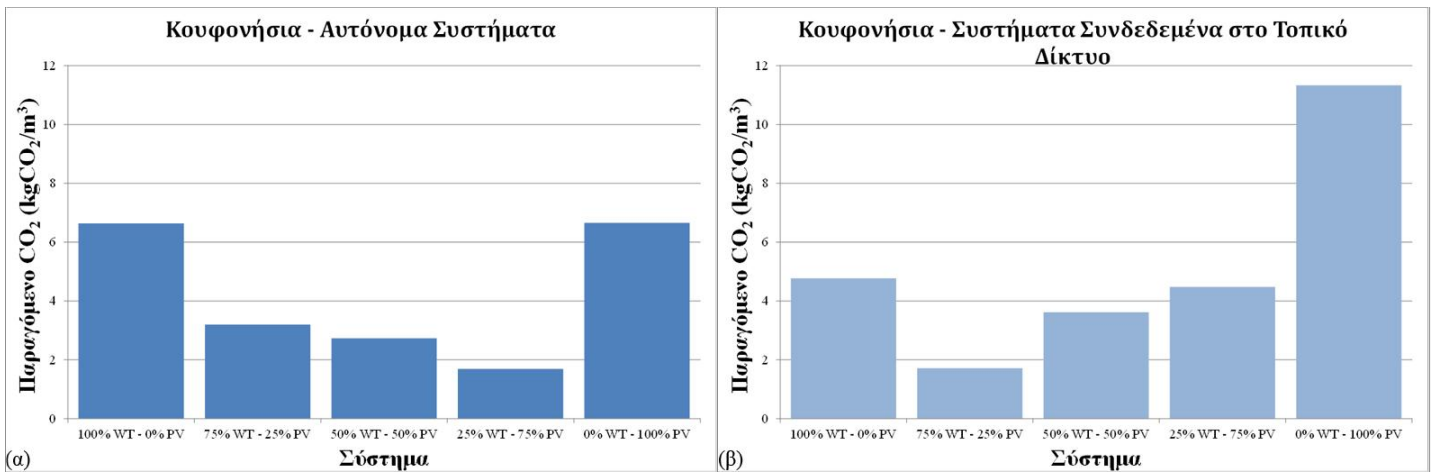
Πίνακας 3.39 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	350	0	0	2.783	4.77	74.7%
75% WT - 25% PV	300	100	60	4.013	1.71	80.3%
50% WT - 50% PV	180	180	110	4.869	3.62	76.1%
25% WT - 75% PV	100	300	110	6.811	4.47	75.0%
0% WT - 100% PV	0	310	190	6.616	11.33	60.1%

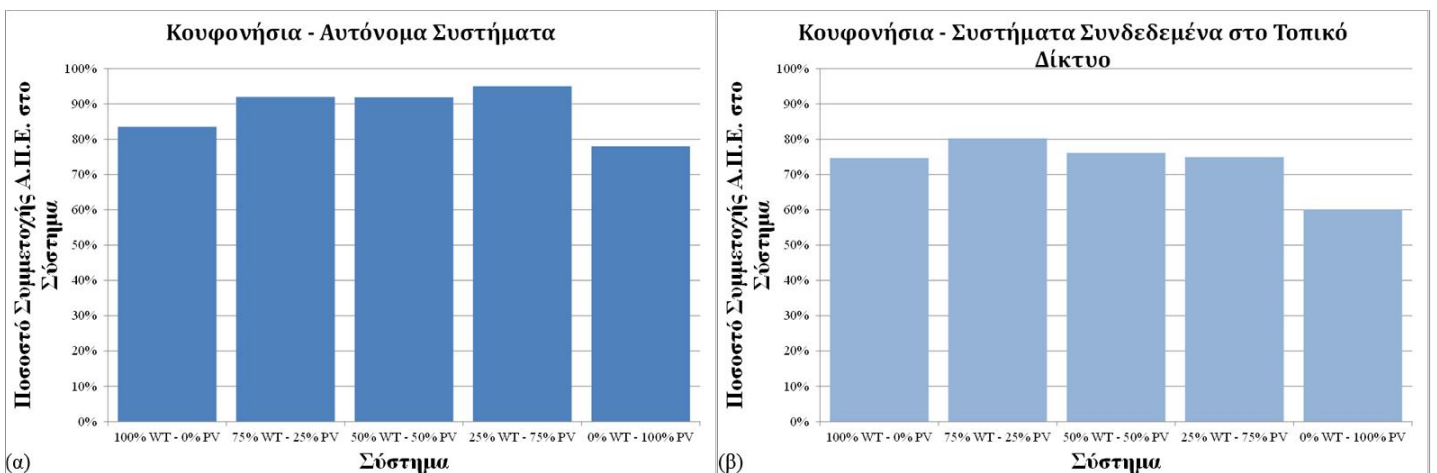
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.53 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

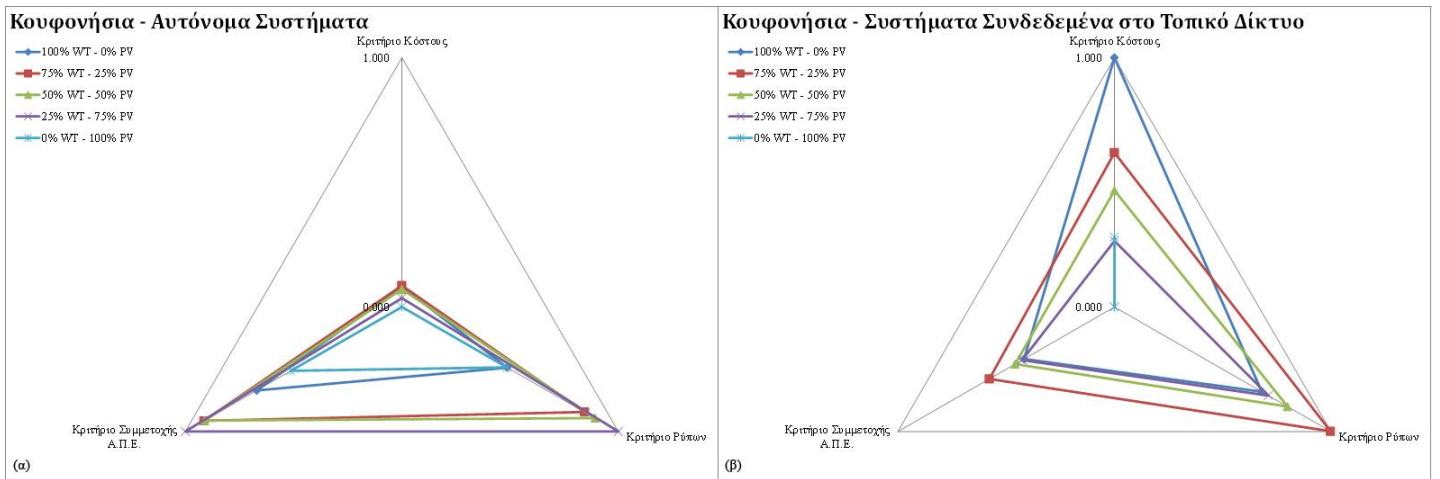


Διάγραμμα 3.54 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

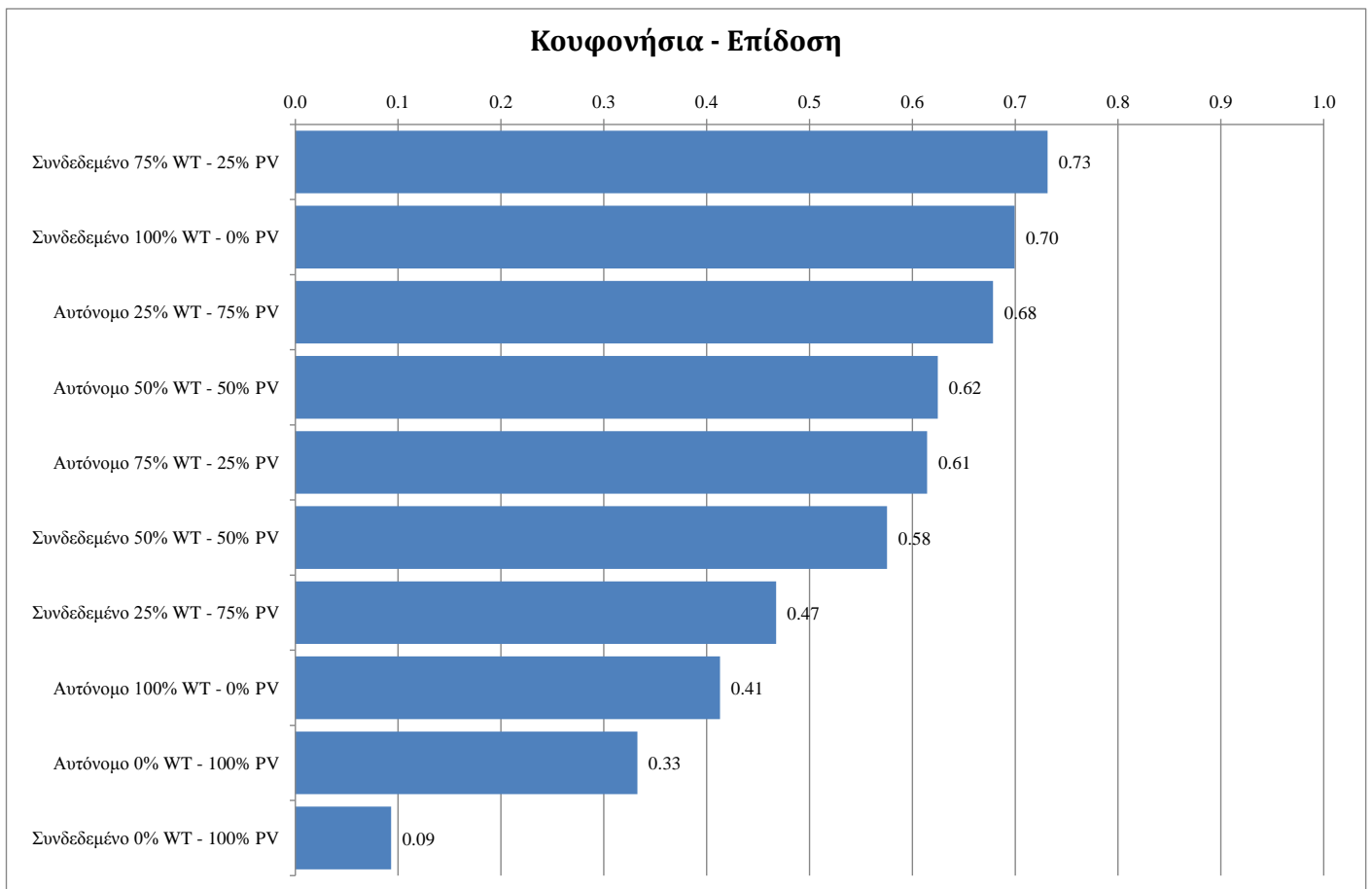


Διάγραμμα 3.55 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.56 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.57 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.12 Μεγίστη

Πίνακας 3.40 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	550 m ³ /d (200750 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	53300 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.1327
Ειδική Κατανάλωση	3 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Ρόδος
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	70 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	50

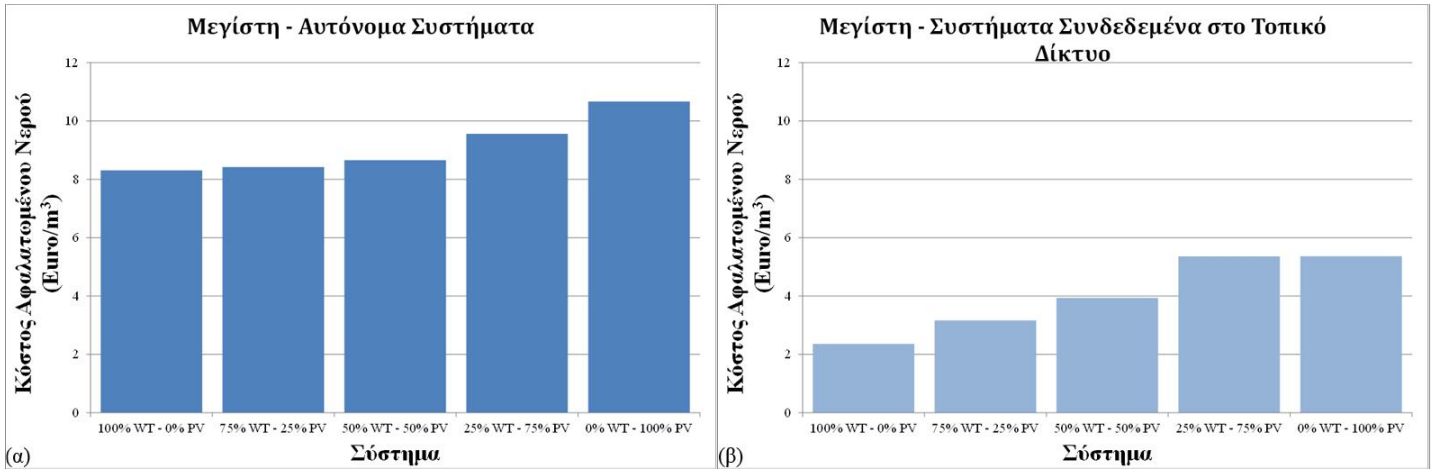
Πίνακας 3.41 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	410	0	180	8.308	5.01	84.1%
75% WT - 25% PV	300	100	70	8.421	4.09	86.0%
50% WT - 50% PV	190	190	120	8.652	3.60	86.4%
25% WT - 75% PV	100	300	190	9.558	2.85	89.1%
0% WT - 100% PV	0	330	220	10.666	4.82	79.3%

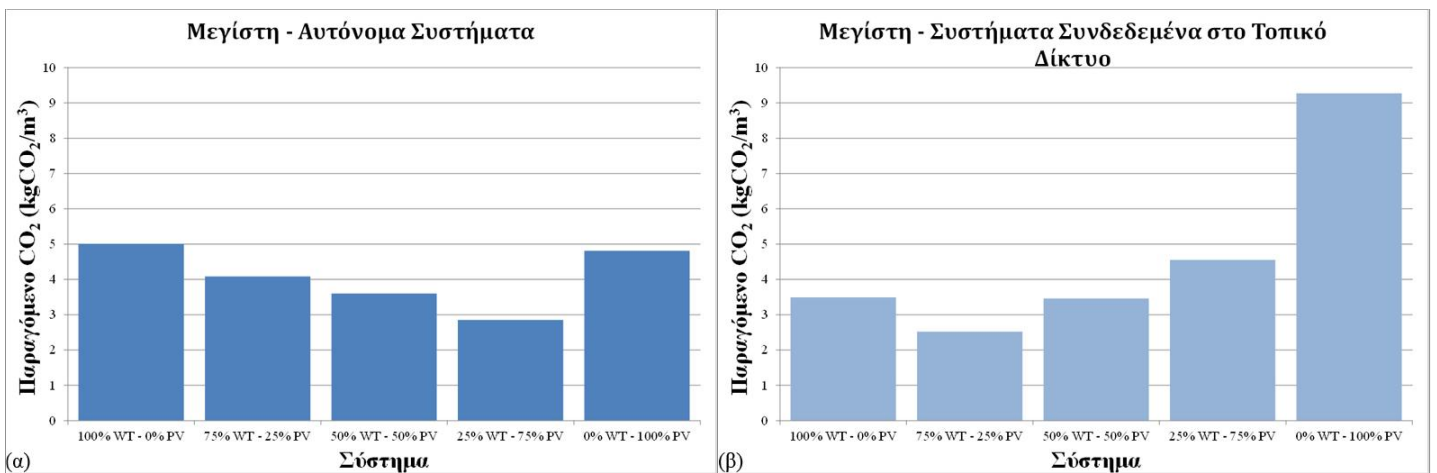
Πίνακας 3.42 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	410	0	0	2.356	3.49	76.0%
75% WT - 25% PV	300	100	70	3.159	2.52	77.6%
50% WT - 50% PV	190	190	120	3.938	3.46	75.0%
25% WT - 75% PV	100	300	190	5.360	4.55	72.9%
0% WT - 100% PV	0	330	220	5.368	9.27	60.9%

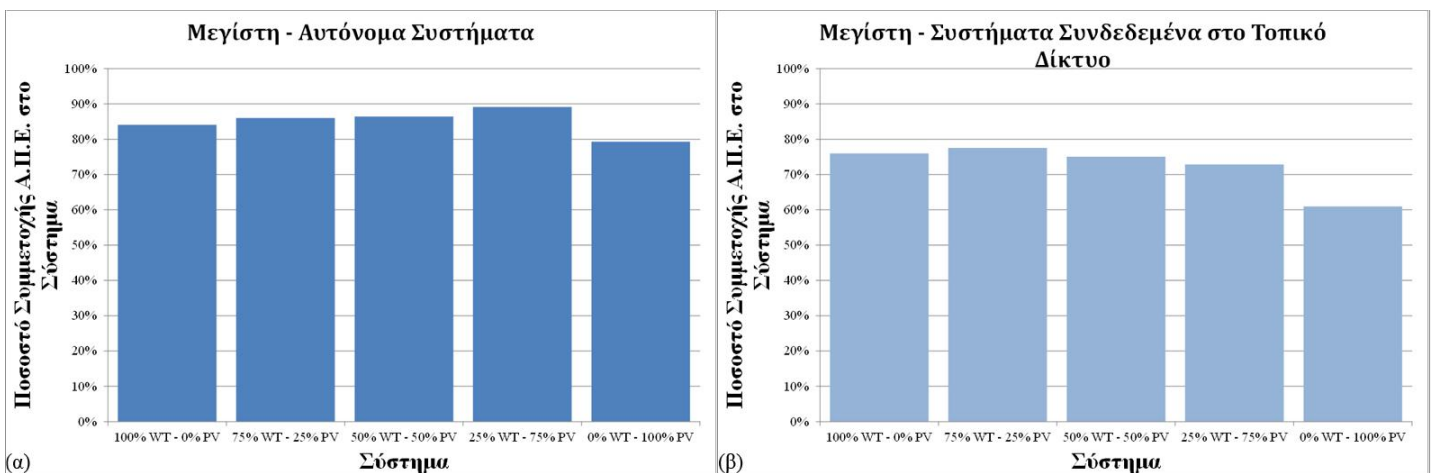
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.58 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

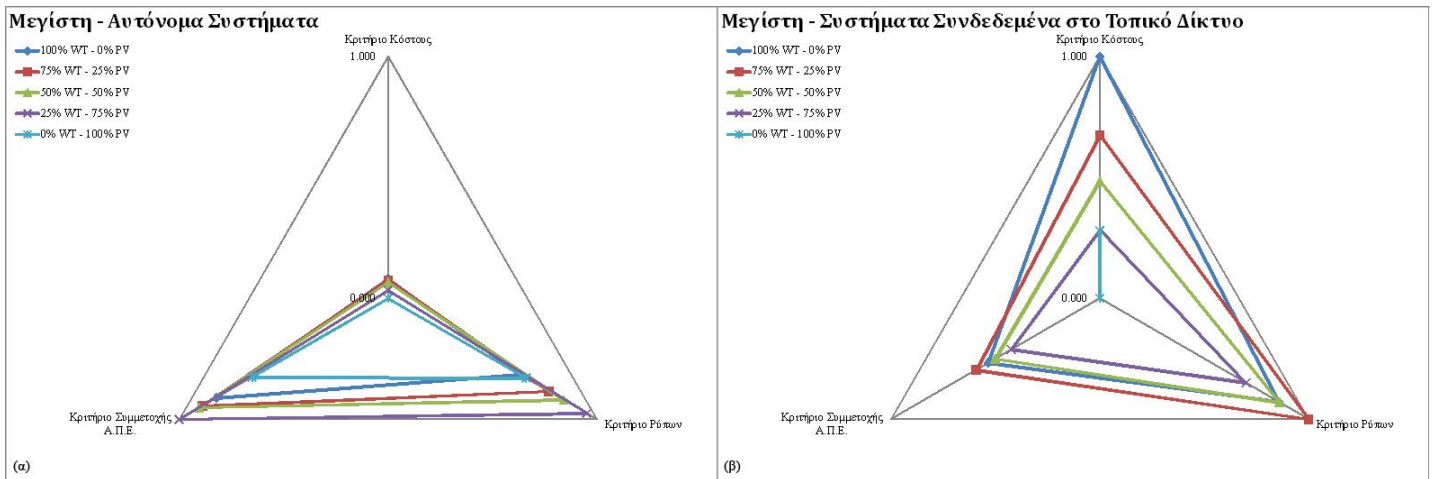


Διάγραμμα 3.59 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

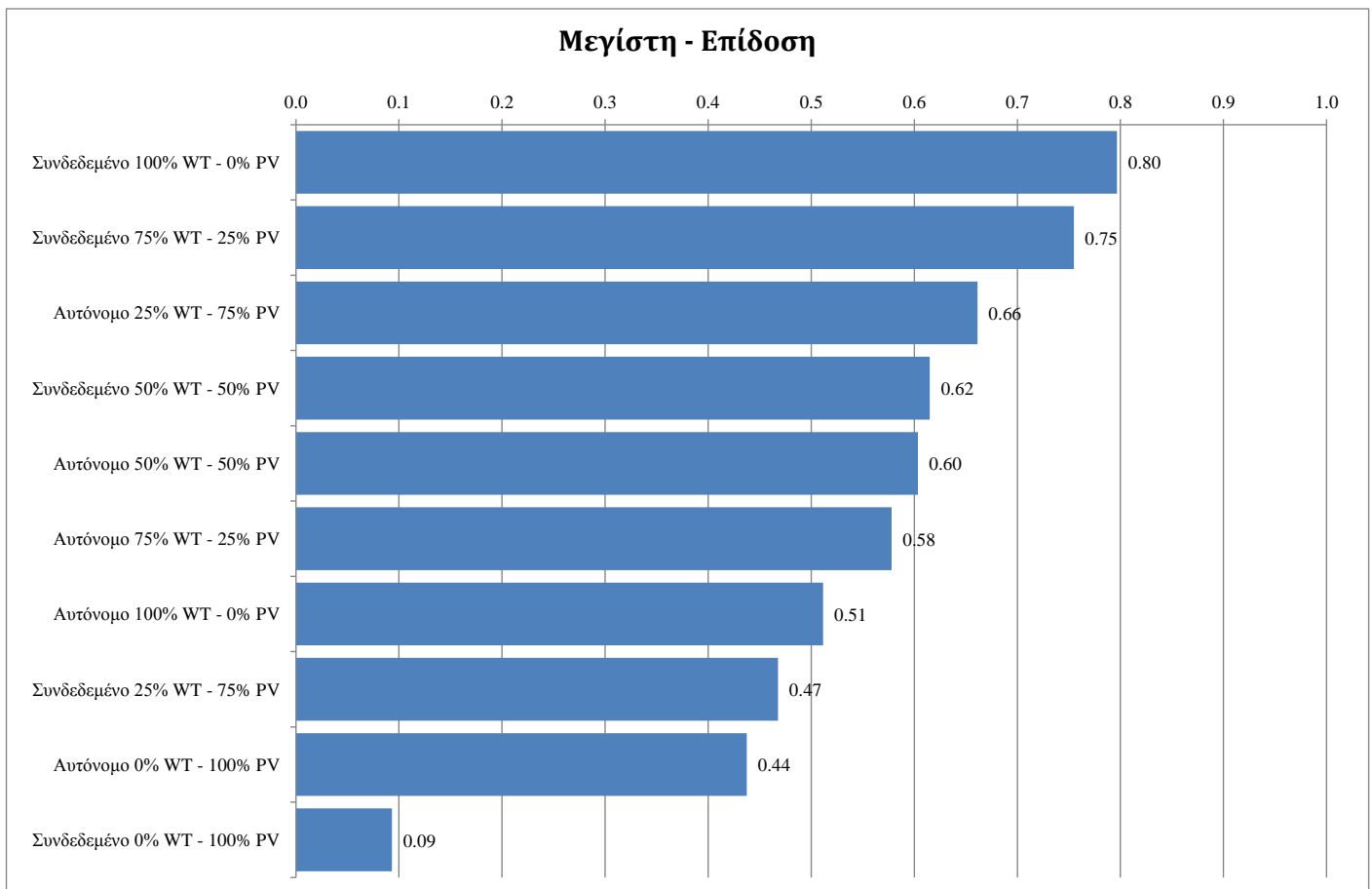


Διάγραμμα 3.60 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.61 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.62 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.13 Χάλκη

Πίνακας 3.43 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	550 m ³ /d (200750 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	53500 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.1333
Ειδική Κατανάλωση	3 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Ρόδος
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	70 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	50

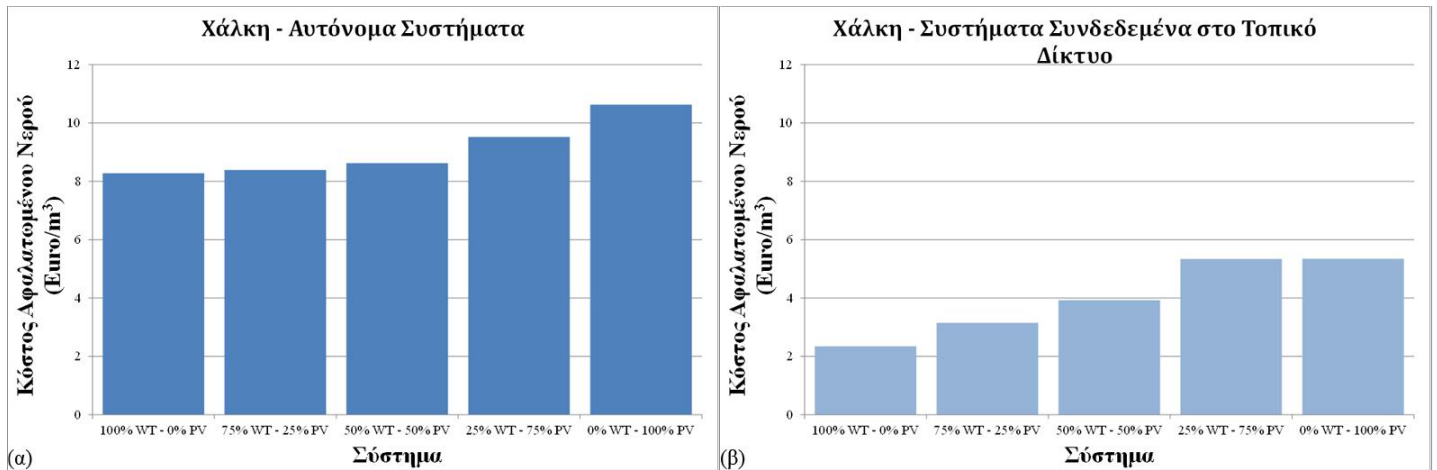
Πίνακας 3.44 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	410	0	180	8.277	4.99	84.1%
75% WT - 25% PV	300	100	70	8.389	4.07	86.0%
50% WT - 50% PV	190	190	120	8.620	3.58	86.4%
25% WT - 75% PV	100	300	190	9.522	2.84	89.1%
0% WT - 100% PV	0	330	220	10.626	4.80	79.3%

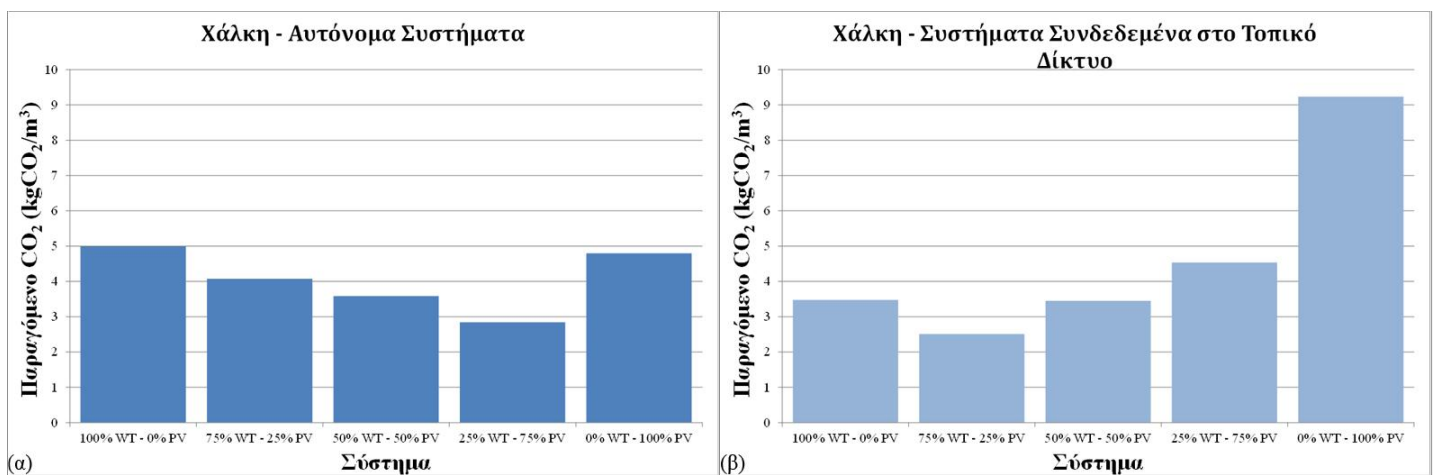
Πίνακας 3.45 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	410	0	0	2.347	3.48	76.0%
75% WT - 25% PV	300	100	70	3.147	2.51	77.6%
50% WT - 50% PV	190	190	120	3.923	3.45	75.0%
25% WT - 75% PV	100	300	190	5.340	4.54	72.9%
0% WT - 100% PV	0	330	220	5.348	9.24	60.9%

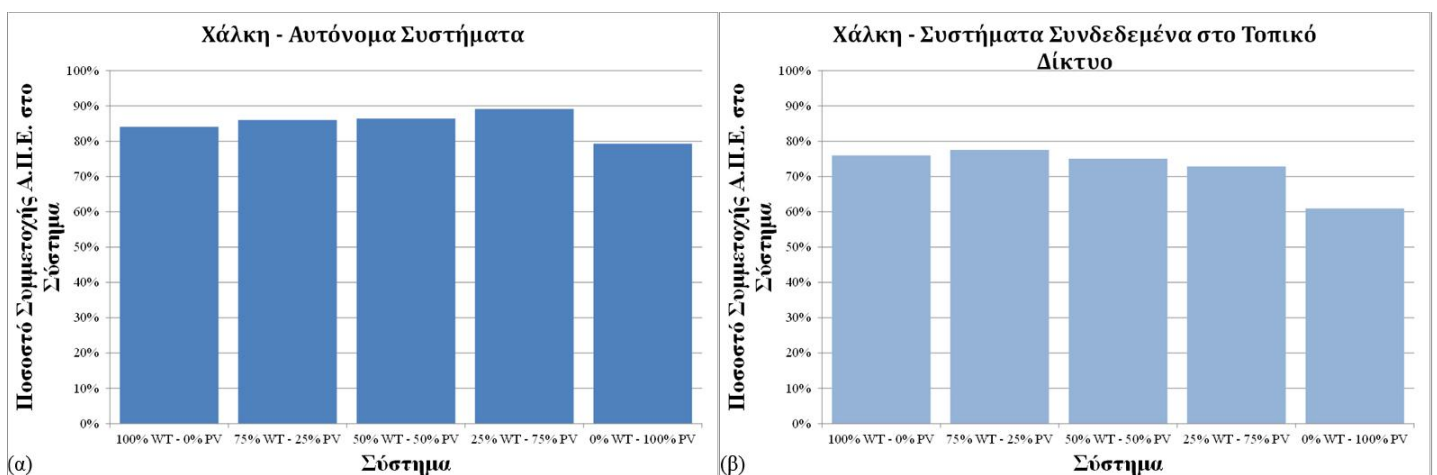
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.63 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

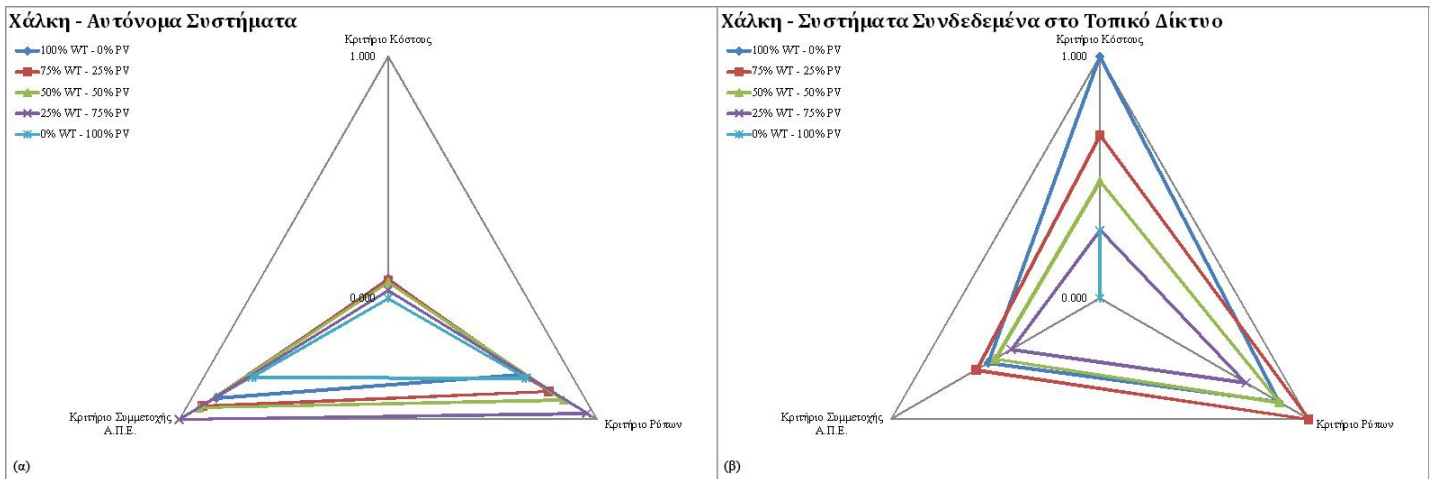


Διάγραμμα 3.64 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

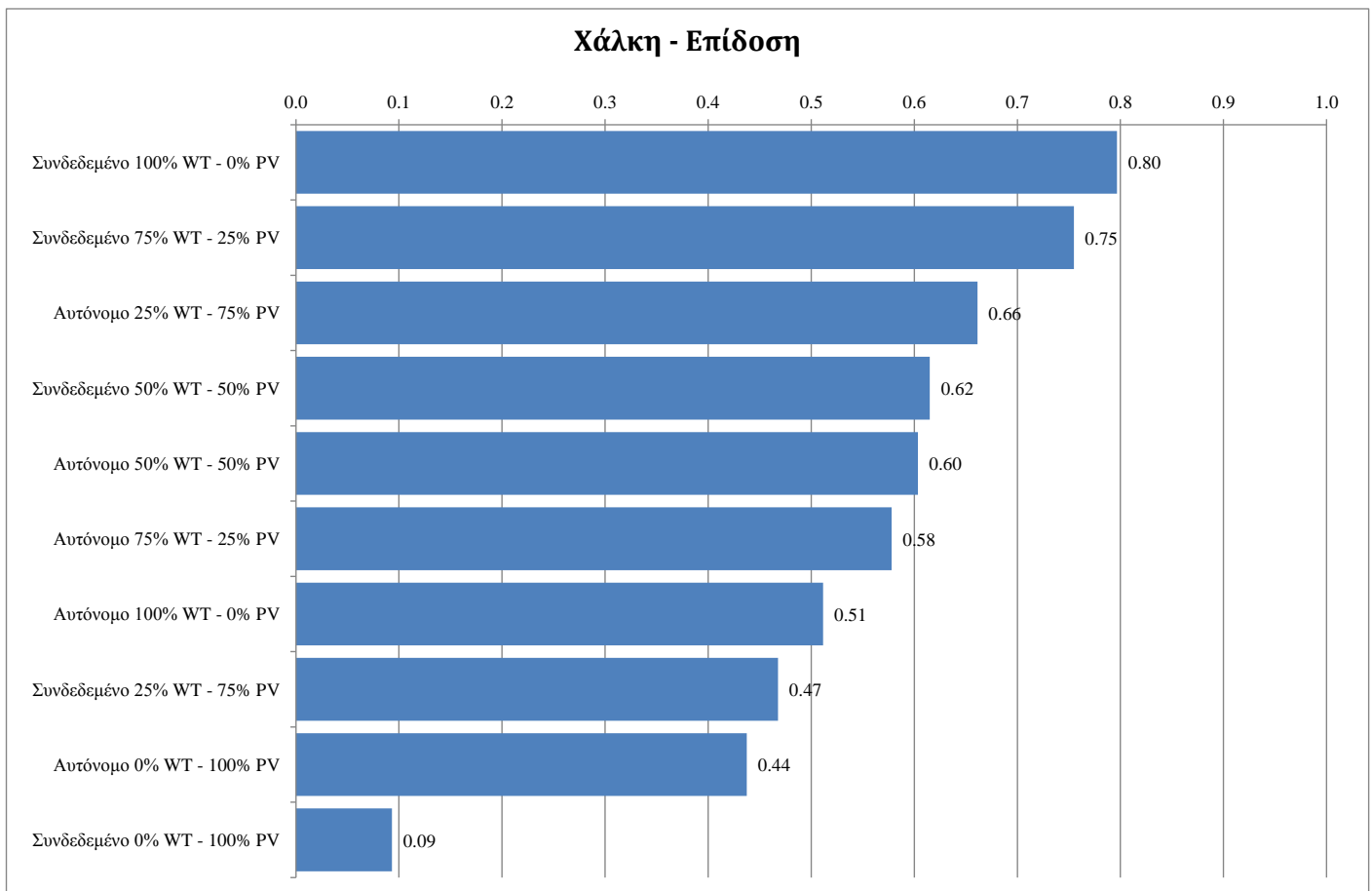


Διάγραμμα 3.65 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.66 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.67 Τελική κατάταξη συστημάτων

3.2.14 Φολέγανδρος

Πίνακας 3.46 Δεδομένα εισόδου προσομοίωσης

Δυναμικότητα Μονάδας Αφαλάτωσης	600 m ³ /d (219000 m ³ /yr)
Ελάχιστη Εγγυημένη Ποσότητα	45300 m ³ /yr
Συντελεστής Χρησιμοποίησης	0.103
Ειδική Κατανάλωση	3 kWh/m ³
Μετεωρολογικά Δεδομένα	Θήρας
Ονομαστική Ισχύς Ηλεκτρογεννήτριας Ντίτζελ	75 kW
Αριθμός Σειρών Συσσωρευτών	54

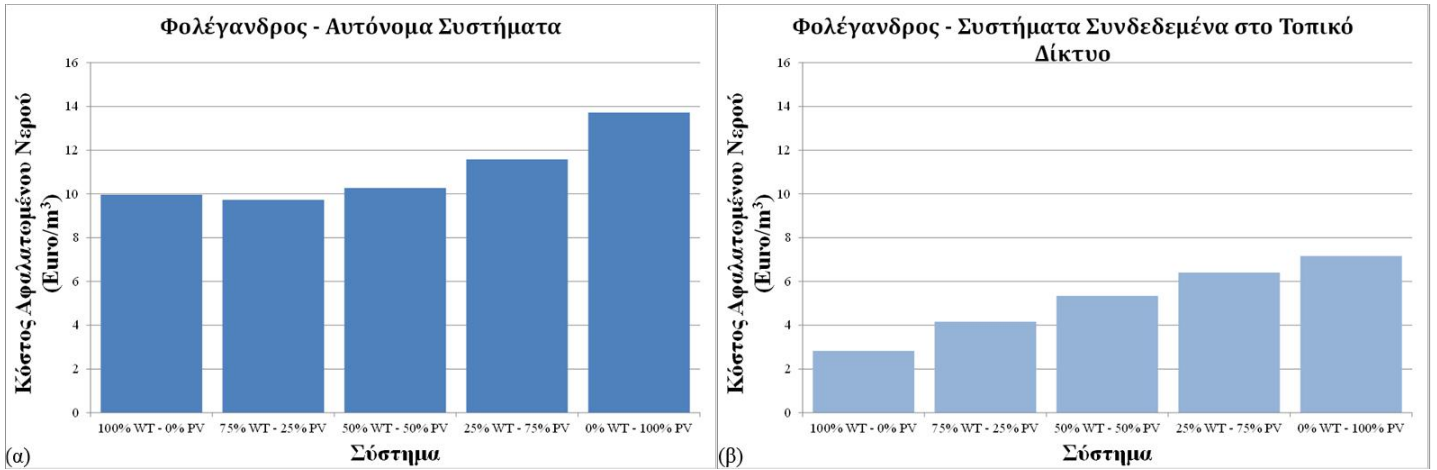
Πίνακας 3.47 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα αυτόνομων συστημάτων

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	430	0	150	9.965	5.14	87.6%
75% WT - 25% PV	360	120	70	9.724	1.95	95.2%
50% WT - 50% PV	230	230	140	10.273	1.24	96.5%
25% WT - 75% PV	100	300	180	11.579	3.24	89.2%
0% WT - 100% PV	0	380	230	13.723	6.22	79.1%

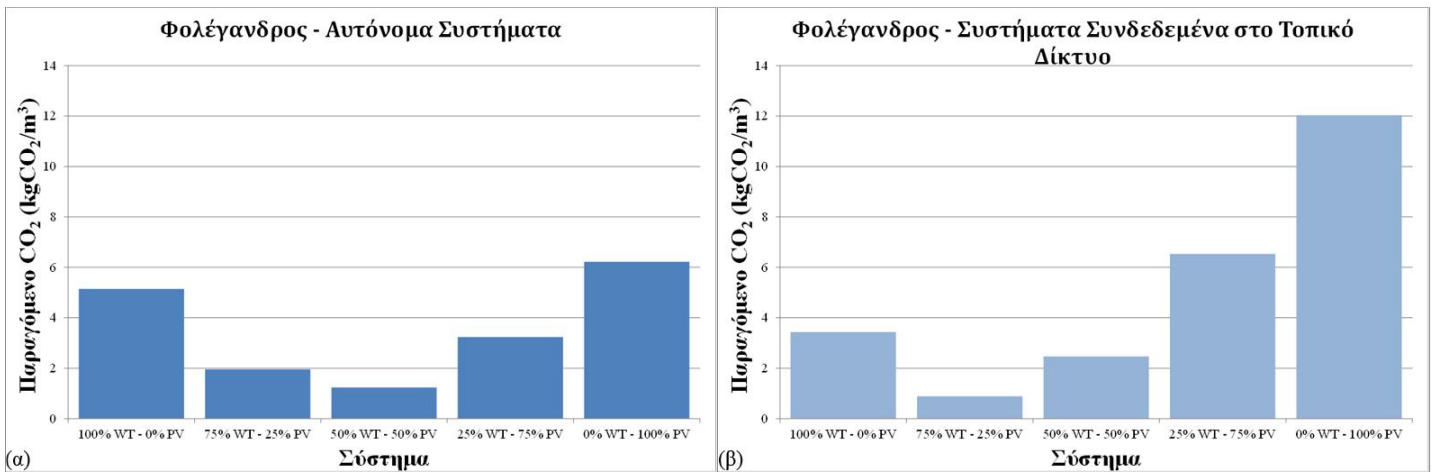
Πίνακας 3.48 Τεχνικές προδιαγραφές και αποτελέσματα συστημάτων συνδεδεμένων στο τοπικό δίκτυο

Σύστημα (% Εγκ. Ισχύς WT - PV)	Ον. Ισχύς WT (kW)	Ον. Ισχύς PV (kWp)	Ον. Ισχύς Μετατροπέα (kW)	Κόστος Νερού (Euro/m ³)	Εκπομπές CO ₂ (kg/m ³)	Συμμετοχή Α.Π.Ε. (%)
100% WT - 0% PV	430	0	0	2.829	3.43	77.8%
75% WT - 25% PV	360	120	70	4.162	0.89	81.9%
50% WT - 50% PV	230	230	140	5.339	2.47	79.0%
25% WT - 75% PV	100	300	180	6.406	6.54	70.7%
0% WT - 100% PV	0	380	230	7.159	12.04	60.6%

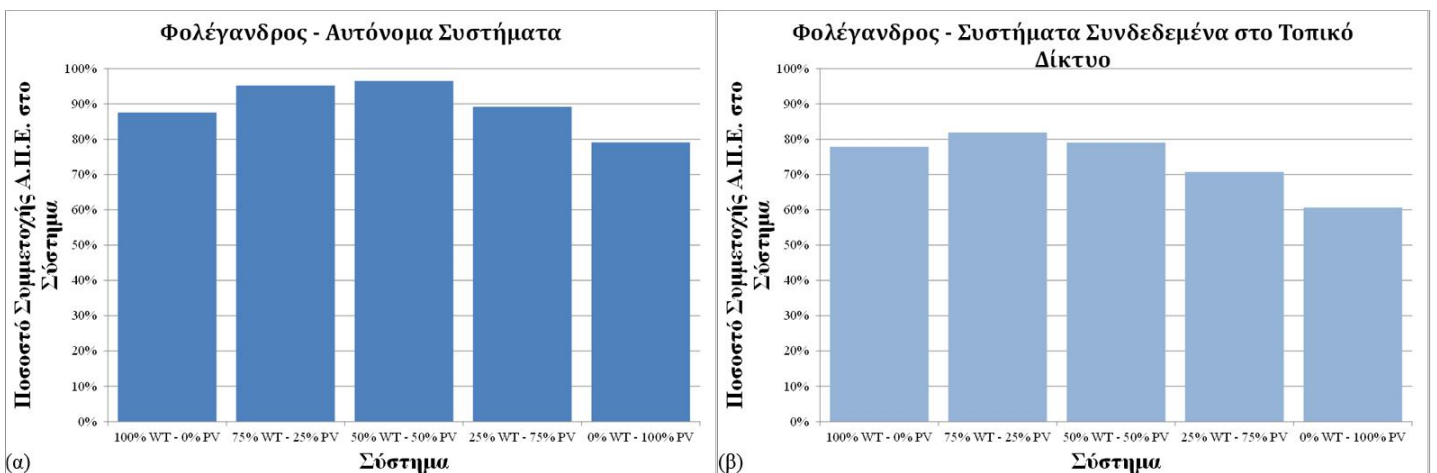
Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.68 Κόστος νερού (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

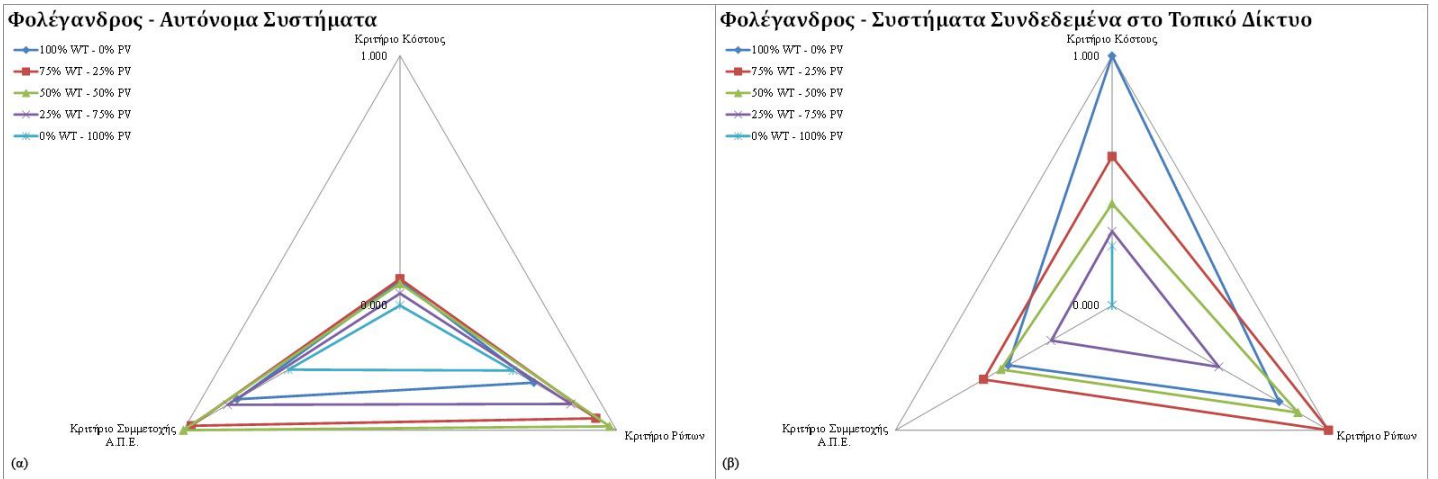


Διάγραμμα 3.69 Εκπομπές CO₂ (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

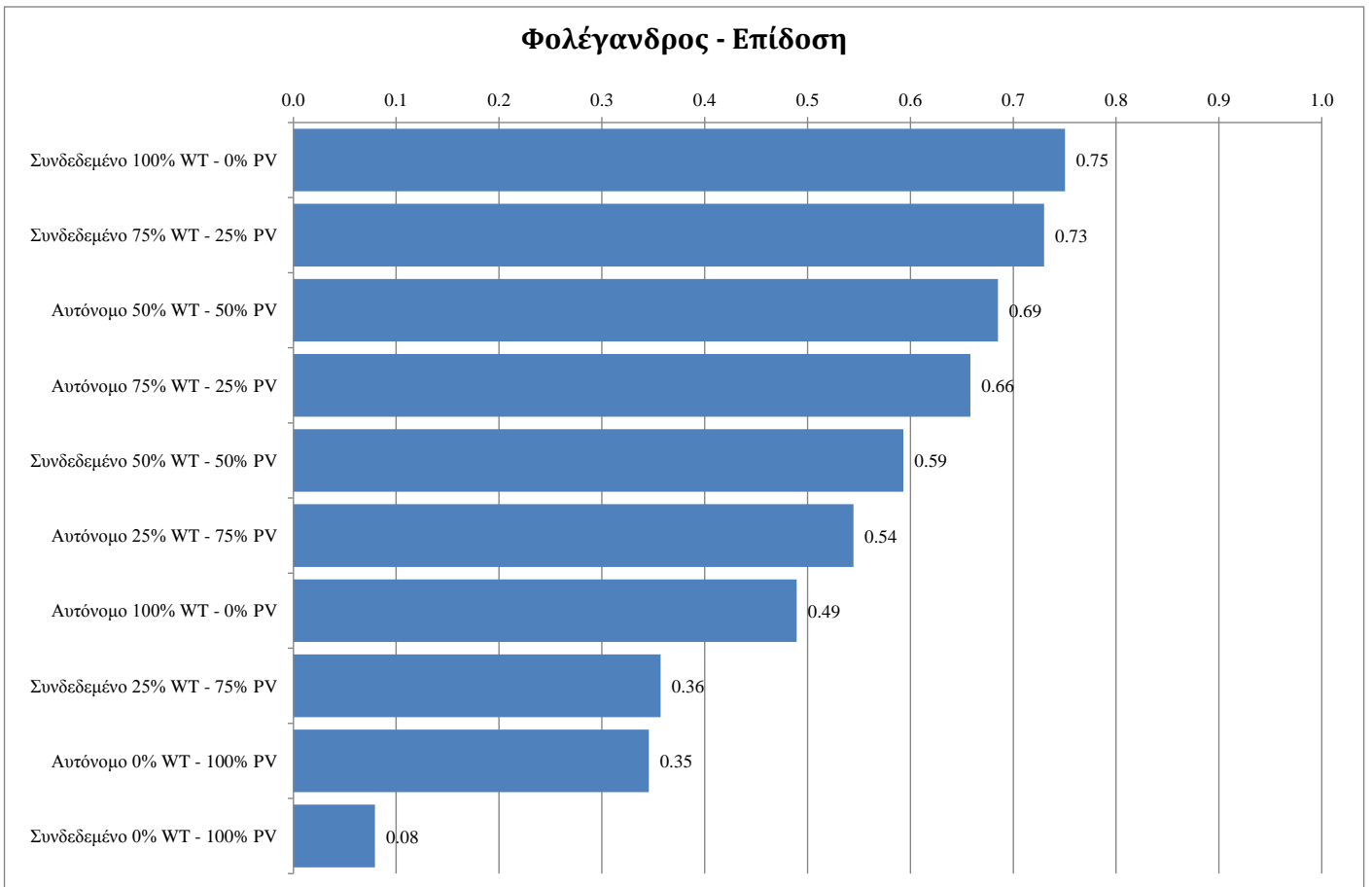


Διάγραμμα 3.70 Συμμετοχή των Α.Π.Ε. (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων

Αποτελέσματα



Διάγραμμα 3.71 Αραχνοειδή διαγράμματα (α) αυτόνομων και (β) συνδεδεμένων συστημάτων



Διάγραμμα 3.72 Τελική κατάταξη συστημάτων

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4. ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ

Το παρόν αποτελεί μελέτη μεμονωμένων συστημάτων στην οποία έχει γίνει χρήση παραδοχών όπως η 24ωρη λειτουργία της μονάδας αντίστροφης όσμωσης, η ανάγκη αφαλατωμένου νερού 365 ημέρες το χρόνο και η σταθερή ζήτηση της μονάδας αντίστροφης όσμωσης στα επίπεδα που επιβάλλονται από τη δυναμικότητά της. Έτσι ως πρόταση συνέχισης του παρόντος εγχειρήματος προτείνεται:

Α) Άρση της παραδοχής 24ωρης λειτουργίας. Στην περίπτωση αυτή θα πρέπει να μελετηθεί η συμπεριφορά του συστήματος, το κόστος του παραγόμενου νερού καθώς και η παραγωγή ρύπων για ώρες τις ημέρας για τις οποίες το δυναμικό των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας παρουσιάζει μέγιστο. Μελέτες πάνω στο προφίλ ταχυτήτων του ανέμου έχουν δείξει ότι η ταχύτητα του ανέμου παρουσιάζει μέγιστο τις πρώτες πρωινές ώρες και 12 ώρες μετά. Επίσης, οι συστοιχίες φωτοβολταϊκών στοιχείων παράγουν ενέργεια μόνο κατά τη διάρκεια της ημέρας. Αυτά τα στοιχεία οδηγούν στη σκέψη ότι η περιορισμένη λειτουργία του συστήματος ενδεχομένως να έχει θετικά αποτελέσματα τόσο στο κόστος όσο και στην εκπομπή ρύπων.

Β) Άρση της παραδοχής λειτουργίας επί 365 το χρόνο. Σε ορισμένες περιπτώσεις νησιών η δυναμικότητα της μονάδας ξεπερνά κατά πολύ την απαιτούμενη ποσότητα νερού που είναι σε θέση να καταναλωθεί από τους μόνιμους κατοίκους των νησιών αυτών. Για παράδειγμα, με την παραδοχή της χρήσης 20 λίτρων νερού της ημέρας από κάθε κάτοικο 50 m³/day αντιστοιχούν σε τροφοδότηση νερού σε 2500 κατοίκους. Ωστόσο, νησιά όπως οι Αρκοί και η Ψέριμος έχουν πολύ μικρότερο πληθυσμό κυρίως τους χειμερινούς μήνες. Αυτό οδηγεί σε σκέψη ότι η δυναμικότητες των μονάδων αντίστροφης όσμωσης που αναφέρονται στο κείμενο της δημόσιας διαβούλευσης αφορούν κυρίως την κάλυψη των αναγκών σε νερό κατά τους θερινούς μήνες που ο πληθυσμός των νησιών του Αιγαίου λόγω τουρισμού αυξάνεται κατακόρυφα. Συνεπώς, θα μπορούσε να μελετηθεί η χρήση των μονάδων αφαλάτωσης μόνο τους θερινούς μήνες ή θα μπορούσε να μελετηθεί ο ρόλος των ανανεώσιμων πηγών ως ενισχυτικός μόνο κατά τους θερινούς μήνες.

Γ) Άρση της παραδοχής σταθερής ζήτησης. Η σταθερή ζήτηση ενέργειας από τη μονάδα αντίστροφης όσμωσης έγκειται στο γεγονός ότι η μονάδα παράγει σταθερή ποσότητα νερού καθ' όλη τη διάρκεια του 24ώρου. Ωστόσο, το παραγόμενο νερό δεν διοχετεύεται άμεσα προς χρήση. Σκοπός είναι η κάλυψη της απαραίτητης ποσότητας νερού σε ημερήσιο, όχι ωριαίο επίπεδο. Έτσι, θα μπορούσε να μελετηθεί η πλήρης λειτουργία της μονάδας κατά τη διάρκεια της ημέρας και η λειτουργία της κάτω από τα επίπεδα δυναμικότητάς της κατά τη διάρκεια της νύχτας. Η ημερήσια παραγωγή αφαλατωμένου νερού θα παρέμενε στα ίδια επίπεδα, ωστόσο η εκμετάλλευση του διαθέσιμου ανανεώσιμου δυναμικού θα ήταν περισσότερο στοχευμένη.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Assimacopoulos D., «Water, Water Everywhere Desalination Powered by Renewable Energy Sources», ReFocus, July/August 2001, 38-43
2. Ασημακόπουλος Δ., Καρταλίδης Α, Αραμπατζής Γ., «Αφαλάτωση με Α.Π.Ε. στα Άνυδρα Νησιά», Παρουσίαση, Ημερίδα ProDES, 9 Σεπτεμβρίου 2010
3. Boyle G. «Renewable Electricity and the Grid: The Challenge of Variability», Earthscan, London Sterling, 2007
4. Dufo-Lopez R., Bernal-Agustin J.L. «Multi-objective design of PV– wind– diesel– hydrogen– battery systems» Renewable Energy Vol. 33 (2008) 2559–2572
5. El-Dessouky H.T. and Ettouney H.M. «Fundamentals Of Salt Water Desalination», Elsevier Inc., 2002
6. Ζερβός Α. «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας», Εκδόσεις Ε.Μ.Π., Αθήνα 2008
7. Graham V. A., Hollands K. G. T, «A method to generate synthetic hourly solar radiation globally», Solar Energy, Vol. 44 (1990) 399-405
8. Henderson C.R. et al. «A wind/diesel hybrid system with desalination for Star Island, NH: feasibility study results» Desalination 237 (2009) 318–329
9. Hobbs B.F., Meier P. «Energy Decisions and the Environment: A guide to the Use of Multicriteria Methods», Kluwer’s International Series, 2000
10. Kaldellis J.K., Kavadias K.A., « Cost–benefit analysis of remote hybrid wind– diesel power stations:Case Study Aegean Sea Islands», Energy Policy, Vol. 35 (2007) 1525-1538
11. Kaldellis J.K., Kondili E.M., « The water shortage problem in the Aegean archipelago islands: cost-effective desalination prospects », Desalination, Vol.216 (2007) 123-138
12. Kalogirou S. ,«Seawater desalination using renewable energy sources», Progress in Energy and Combustion Science, Vol. 31, Issue 3, (2005) 242-281
13. Kalogirou S., «Solar energy engineering: processes and systems», Elsevier Inc., 2009
14. Κάραλης Γ., Εμμανουηλίδης Γ., Ευθυμιόπουλος Η. «Στρατηγική Μελέτη για την Εξοικονόμηση Ενέργειας, την Προώθηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και τη Μείωση των Εκπομπών στα Νησιά του Αιγαίου», Ενεργειακό Γραφείο Ίου – Αιγαίου, Αθήνα, 2008
15. Καρταλίδης Α., «Σχεδιασμός Υβριδικού Συστήματος Παραγωγής Ενέργειας από ΑΠΕ για την Κάλυψη Αναγκών Ηλεκτρικής Ενέργειας και Νερού με Αφαλάτωση», Διπλωματική Εργασία Μεταπτυχιακού Προγράμματος «Οργάνωση και Διοίκηση Βιομηχανικών Συστημάτων», Ε.Μ.Π., Πα.Πει., Ακαδημαϊκός Υπεύθυνος Ασημακόπουλος Δ., Αθήνα 2011
16. Kucera J., «Reverse Osmosis, Industrial Applications and Processes», Scrivener, 2010
17. Κωστάκη Α, «Αφαλάτωση με Χρήση Ηλιακής και Αιολικής Ενέργειας», Διπλωματική Εργασία Προπτυχιακού, Τμήμα Γεωγραφίας, Χαροκόπειο Πανεπιστήμιο Αθηνών, Ακαδημαϊκή Υπεύθυνος Λαζαρίδη Κ., Αθήνα 2010

18. Manwell J. F., McGowan J. G., «Lead acid battery storage model for hybrid energy systems», *Solar Energy*, Vol. 50 (1993) 333-341
19. Μανωλάκος Δ., «Συστήματα Αφαλάτωσης στον νησιωτικό χώρο», Παρουσίαση, Ημερίδα για τη Χωροθέτηση των Α.Π.Ε. για τους υδάτινους πόρους στο Αιγαίο και την Αφαλάτωση, 5 Οκτωβρίου 2008
20. Sathyajith M., «Wind Energy, Fundamentals, Resources Analysis and Economics», Springer, 2006
21. Σπύρου Ι, «Ανάπτυξη Αλγορίθμου για Προσομοίωση και Βέλτιστο Σχεδιασμό Αυτόνομου Συστήματος Αφαλάτωσης Τροφοδοτούμενο από Υβριδικό Σύστημα Α.Π.Ε. με Αντλησιοταμίευση», Διπλωματική Εργασία Προπτυχιακού Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών Ε.Μ.Π., Ακαδημαϊκός Υπεύθυνος Αναγνωστόπουλος Ι., Αθήνα 2009
22. Tzen E, Morris R., «Renewable energy sources for desalination», *Solar Energy* Vol. 75, (2003) 375-379
23. Voivontas D., Misirlis K., Manoli E., Arampatzis G., Assimacopoulos D., Zervos A., «A tool for the design of desalination plants powered by renewable energies», *Desalination* 133 (2001) 175-198

Ιστότοποι

24. <http://aims.cres.gr/>
25. <http://www.cres.gr>
26. <http://www.dowwaterandprocess.com/>
27. <http://www.enet.gr/>
28. <http://www.enthesis.net/>
29. <http://www.homerenergy.com/>
30. <http://www.kykladesnews.gr/>
31. <http://www.naxos-news.gr/>
32. <http://www.solarbuzz.com>
33. <http://www.yme.gr/>

Εγχειρίδια

34. Lambert Tom, Gilman Paul, Lilienthal Peter, “Micropower System Modeling with Homer
35. Τεχνικό Επιμελητήριο Ελλάδας, «Τεχνική Οδηγία Τεχνικού Επιμελητηρίου Ελλάδας Τ.Ο.Τ.Ε.Ε. 20701-1/2010 Αναλυτικές Εθνικές Προδιαγραφές Παραμέτρων για τον Υπολογισμό της Ενεργειακής Απόδοσης Κτηρίων και την Έκδοση του Πιστοποιητικού Ενεργειακής Απόδοσης», Α' Έκδοση, 2010

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Ι – ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΓΙΑ ΤΙΣ Α.Π.Ε.

6.1 Αιολική Ενέργεια

Αιολική ενέργεια ορίζεται ως η κινητική ενέργεια που φέρει ο άνεμος. Η κυριότερη χρήση της αιολικής ενέργειας στις μέρες μας, σε ενεργειακό επίπεδο, είναι η ηλεκτροπαραγωγή με τη χρήση ανεμογεννητριών.

Λόγω του ιξώδους του αέρα και της σχετικής κίνησης της ατμόσφαιρας σε σχέση με τη Γη δημιουργείται ένα οριακό στρώμα ατμόσφαιρας. Οι τιμές ταχύτητας του ανέμου στο οριακό αυτό στρώμα ξεκινούν από τη μηδενική, στην επιφάνεια της Γης, και αυξάνονται καθώς αυξάνεται το ύψος από την επιφάνειά της.

Τα χαρακτηριστικά του οριακού στρώματος καθορίζονται από:

- 1) Την τραχύτητα του εδάφους
- 2) Την ταχύτητα του ανέμου
- 3) Άλλους ατμοσφαιρικοί παράγοντες

Κάθε υπολογισμός σχετιζόμενος με την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας γίνεται εντός του οριακού στρώματος. Η ταχύτητα του ανέμου σε οποιοδήποτε ύψος υπολογίζεται με βάση τον εκθετικό νόμο (εξίσωση 6.1) ή το λογαριθμικό (Εξίσωση 6.2) νόμο.

$$U(z) = U(z_0) \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right)^a \quad (6.1)$$

$$U(z) = \frac{U_*}{k} \cdot \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (6.2)$$

Όπου,

- $U(z)$: η ταχύτητα του ανέμου
 z : η υψομετρική διαφορά από το έδαφος
 U_* : η ταχύτητα τριβής
 a : ο εκθέτης του εκθετικού νόμου
 k : η σταθερά von Karman

z_0 : η παράμετρος τραχύτητας (ή μήκος τραχύτητας)

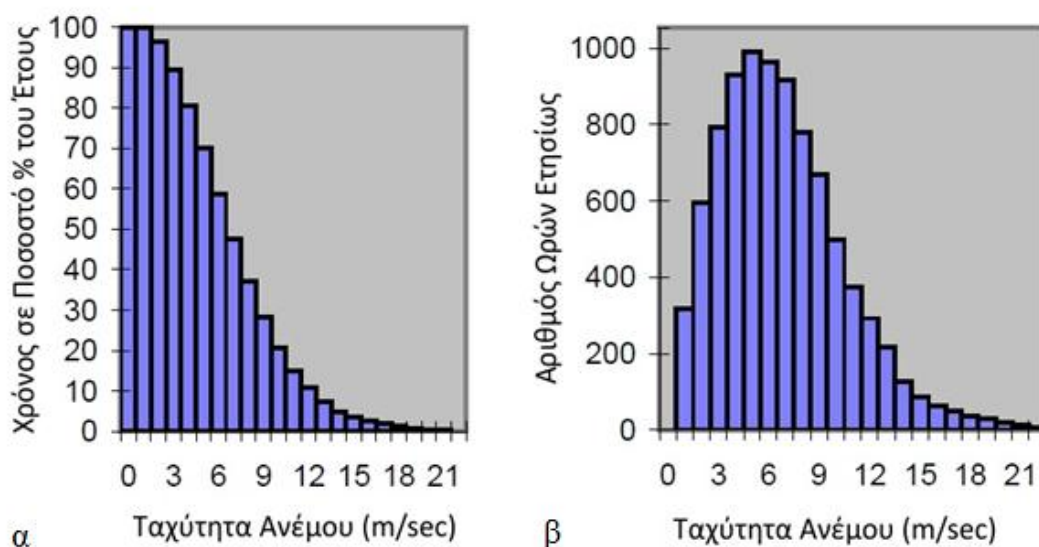
Συχνότερη χρήση φαίνεται να έχει ο εκθετικός νόμος λόγω της απλότητάς του. Η φυσική σημασία του εκθέτη στον εκθετικό νόμο είναι η μορφή του εδάφους. Η τιμή του βασίζεται σε πειραματικές προσεγγίσεις. Όσο η μορφολογία του εδάφους γίνεται πιο σύνθετη η τιμή του εκθέτη αυξάνεται. Ενώ για ανοιχτά πεδία η τιμή είναι περίπου 0.17, για πυκνοκατοικημένες πόλεις με ψηλά κτήρια πλησιάζει το 0.25.

Τα εμπειρικά μοντέλα σε περιπτώσεις ανώμαλης τοπογραφίας δίνουν πιο αξιόπιστες λύσεις σε σχέση με τα θεωρητικά μοντέλα.

Από την καθημερινότητά μας γνωρίζουμε ότι ο άνεμος μεταβάλλεται όχι μόνο τοπικά αλλά και χρονικά. Η μεταβολή αφορά όχι μόνο την ταχύτητα του ανέμου αλλά και την διεύθυνσή του. Στατιστικά μεγέθη που παρουσιάζουν ενδιαφέρον για τα ανεμολογικά δεδομένα αποτελούν:

- 1) Η μέση τιμή του ανέμου
- 2) Η τυπική απόκλιση
- 3) Ο βαθμός τύρβης.

Η διάρκεια πνοής του ανέμου, αποτελεί σημαντικό στοιχείο για τον υπολογισμό της παραγόμενης ισχύος μιας ανεμογεννήτριας. Δύο τύποι διαγραμμάτων παρουσιάζουν στοιχεία για τη διάρκεια πνοής του ανέμου. Η καμπύλη διάρκειας πνοής ανέμου (Διάγραμμα 6.1α) απεικονίζει το χρόνο σε ποσοστό του έτους για το οποίο η ταχύτητα του ανέμου βρίσκεται πάνω από μια ορισμένη τιμή. Με παραγωγή της καμπύλης αυτής προκύπτει το διάγραμμα πυκνότητας πιθανότητας (Διάγραμμα 6.1β) το οποίο απεικονίζει την πιθανότητα (εκπεφρασμένη σε ώρες) η ταχύτητα του ανέμου να έχει μια συγκεκριμένη τιμή.



Διάγραμμα 6.1 Διάγραμμα διάρκειας πνοής ανέμου (α) και πυκνότητας πιθανότητας ταχύτητας ανέμου (β)

Η καμπύλη πυκνότητας πιθανότητας μπορεί να περιγραφεί ικανοποιητικά σε θεωρητικό επίπεδο από την κατανομή Weibull (Εξίσωση 6.3).

$$P(V) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right] \quad (6.3)$$

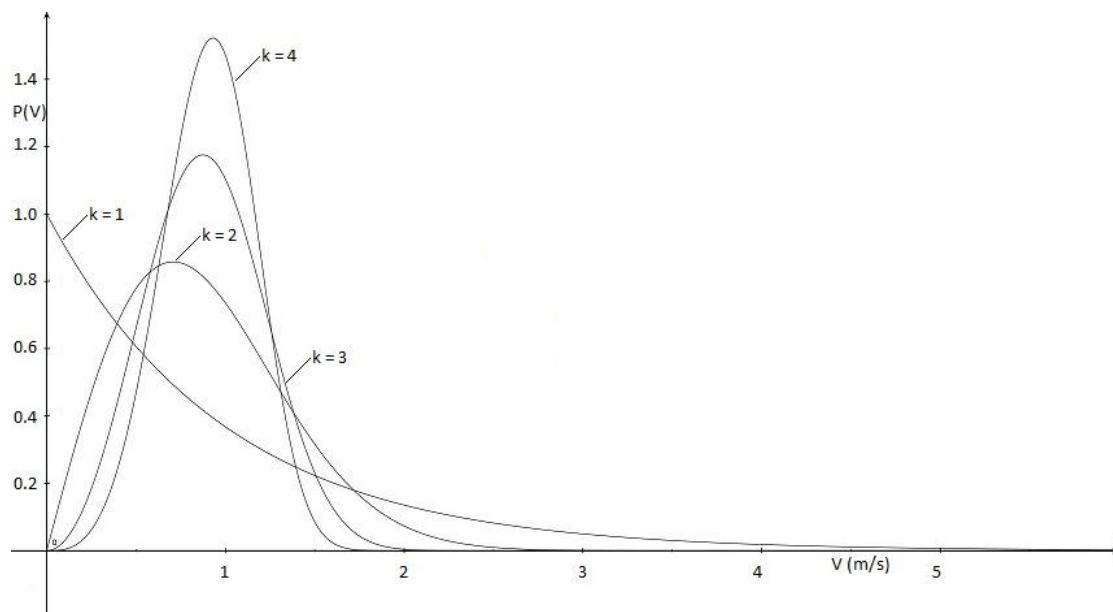
Όπου,

V : η ταχύτητα του ανέμου

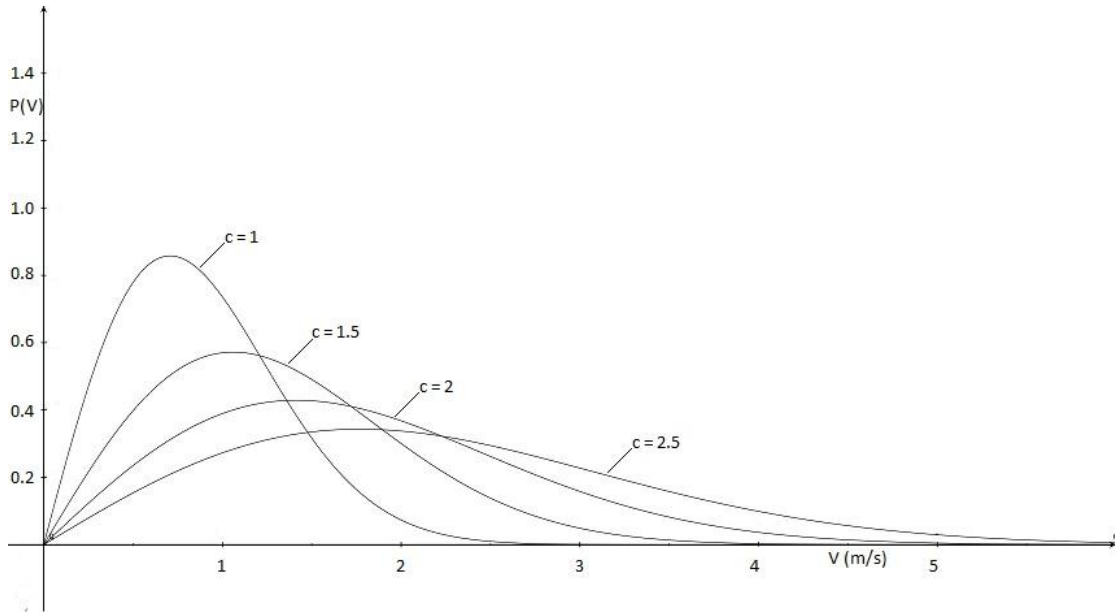
k : η παράμετρος που καθορίζει το ύψος της κατανομής Weibull

c : η παράμετρος που καθορίζει το εύρος της κατανομής στον οριζόντιο άξονα

Η επίδραση των παραγόντων k και c στην κατανομή Weibull παρουσιάζονται στα διαγράμματα 6.2 και 6.3 αντίστοιχα.



Διάγραμμα 6.2 Επίδραση παράγοντα k στην καμπύλη Weibull



Διάγραμμα 6.3 Επίδραση του παράγοντα c στην καμπύλη Weibull

Με βάση λοιπόν τα παραπάνω προκύπτει ότι η μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου με χρήση της κατανομής Weibull μπορεί να υπολογιστεί από την εξίσωση 6.4.

$$\bar{V} = \int_{V=0}^{\infty} V \cdot P(V) dV = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (6.4)$$

Όπου,

Γ : η συνάρτηση Γάμα.

Οι παράμετροι κλίμακας ταχύτητας και μορφής c και k της κατανομής Weibull μπορούν να υπολογιστούν με βάση μετεωρολογικών μετρήσεων. Η παραπάνω κατανομή δεν μπορεί να αντικαταστήσει πλήρως τα πειραματικά δεδομένα αλλά προσφέρει μια ακριβή προσέγγιση του προφίλ της ταχύτητας του ανέμου.

Όπως προαναφέρθηκε η κινητική ενέργεια του ανέμου είναι εκμεταλλεύσιμη με τη χρήση ανεμογεννητριών. Η ισχύς του ανέμου ορίζεται ως η κινητική του ενέργεια ανά μονάδα χρόνου (Εξίσωση 6.5).

$$E_{κιν} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot V^2 \quad (6.5)$$

Εισάγοντας το μέγεθος του χρόνου στην εξίσωση 6.5 προκύπτει η εξίσωση 6.6.

$$P = \dot{E}_{κιν} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot V^2 \quad (6.6)$$

Όπου,

P η ισχύς του ανέμου

\dot{m} η μάζα του αέρα ανά μονάδα χρόνου.

Ο ρυθμός μάζας μέσα διέρχεται διαμέσου επιφάνειας εμβαδού A, τότε με εισαγωγή του μεγέθους της πυκνότητας του αέρα προκύπτει η εξίσωση 6.7.

$$\dot{m} = \rho \cdot A \cdot V \quad (6.7)$$

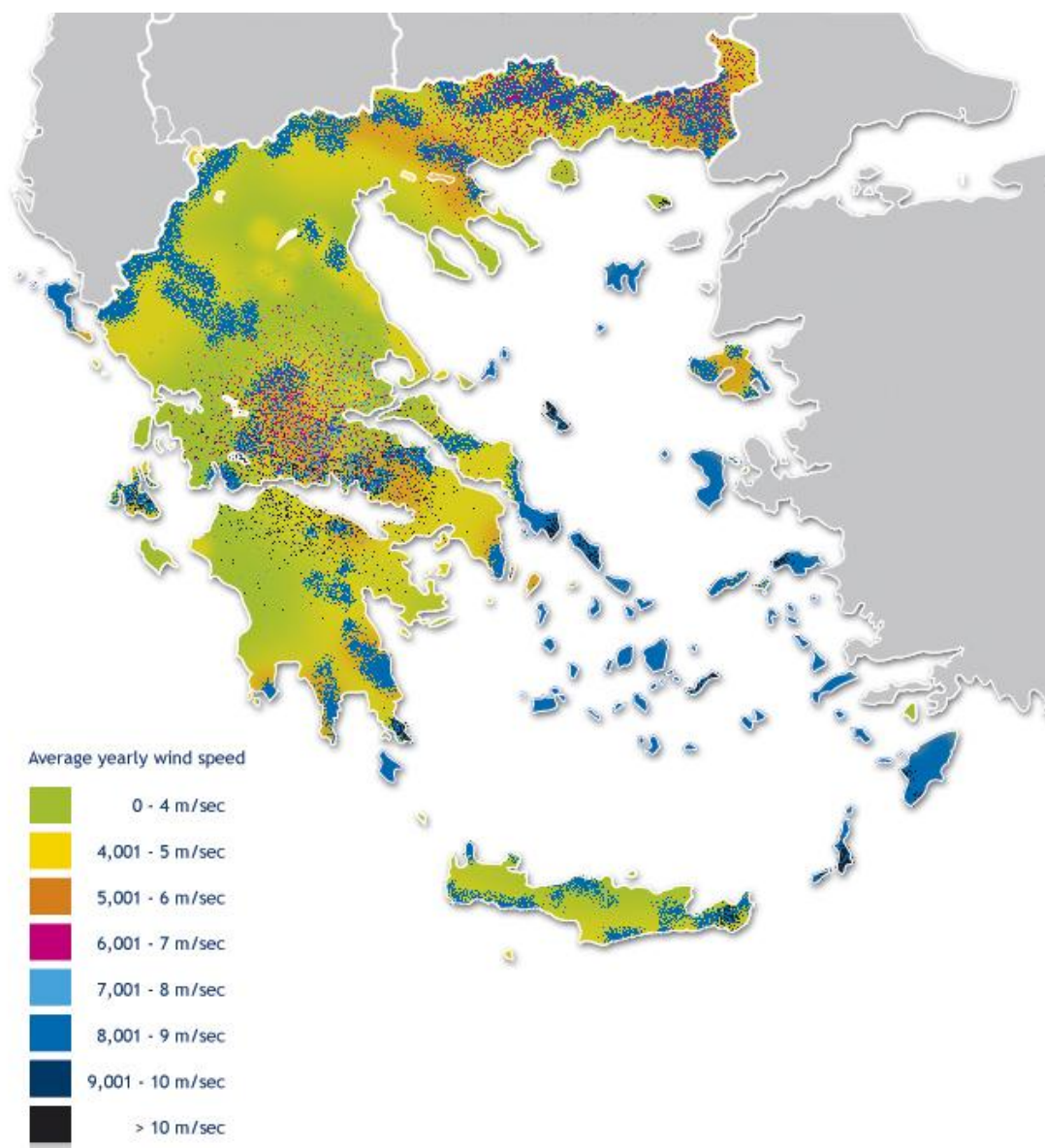
Συνεπώς η ισχύς του αέρα δίνεται από την εξίσωση 6.8.

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (6.8)$$

Άρα η ισχύς του αέρα εξαρτάται:

- 1) Από την επιφάνεια ,έσω της οποίας διέρχεται ο αέρας
- 2) Από την πυκνότητα του αέρα
- 3) Από το κύβο της ταχύτητας του αέρα

Η ισχύς που υπολογίζεται παραπάνω αποτελεί το σύνολο της ισχύος που μεταφέρει ο άνεμος. Η διαθέσιμη και η αξιοποιήσιμη ισχύς του ανέμου διαφέρουν κατά πολύ λόγω σημαντικών απωλειών που επιφέρει η διαδικασία δέσμευσης και παραγωγής ενέργειας.

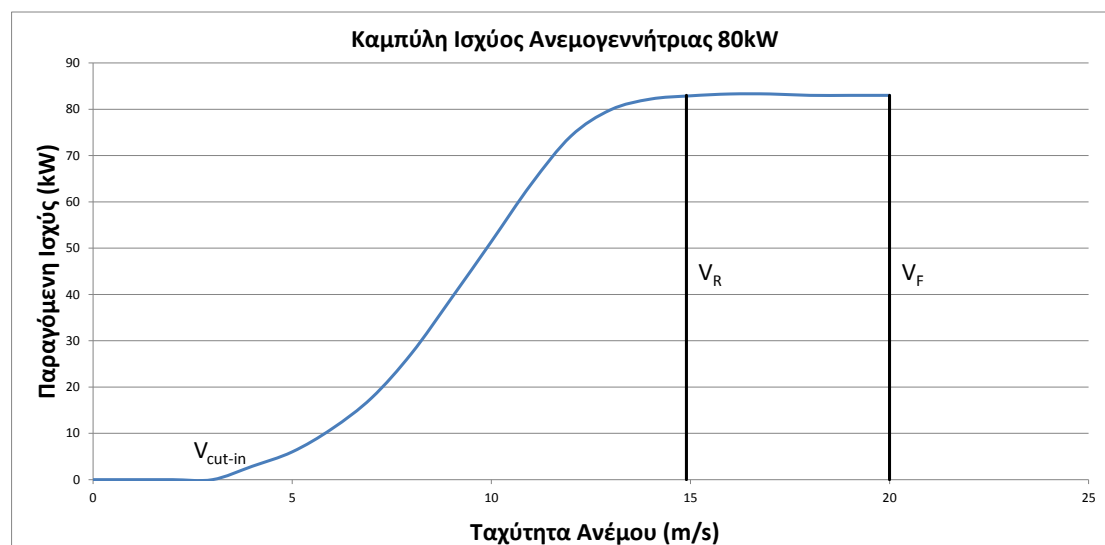


Εικόνα 6.1 Αιολικός χάρτης της Ελλάδας (<http://aims.cres.gr/>)

Η καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας είναι ένα γράφημα που προσδιορίζει την παραγόμενη ισχύ της ανεμογεννήτριας συναρτήσει της ταχύτητας του ανέμου. Η μορφή της καμπύλης εξαρτάται από τα γεωμετρικά χαρακτηριστικά της ανεμογεννήτριας καθώς και από το σχεδιασμό της. Χαρακτηριστικά μεγέθη της καμπύλης ισχύος αποτελούν:

- 1) Η ταχύτητα έναρξης λειτουργίας (V_{cut-in})
- 2) Η ταχύτητα διακοπής λειτουργίας (V_F)
- 3) Η ονομαστική ταχύτητα (V_R)

Τα παραπάνω μεγέθη γίνονται πιο κατανοητά στο διάγραμμα καμπύλης ισχύος της ανεμογεννήτριας WES18 της Wind Solutions ονομαστικής ισχύος 80kW (Διάγραμμα 6.4).



Διάγραμμα 6.4 Καμπύλη τυπικής ανεμογεννήτριας WES 18

Η παραγόμενη ενέργεια εξαρτάται όχι μόνο από την καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας αλλά και από το ρόδο ανέμου της περιοχής που βρίσκεται η ανεμογεννήτρια, δηλαδή από τη διεύθυνση του αέρα. Για κάθε ταχύτητα ανέμου εντός ορίων λειτουργίας της ανεμογεννήτριας, δηλαδή ανάμεσα στην V_{cut-in} και V_F , η παραγόμενη ενέργεια αντιστοιχεί στο γινόμενο του αριθμού των ωρών εμφάνισης της συγκεκριμένης ταχύτητας ετησίως με την ισχύ που αντιστοιχεί σύμφωνα με την καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας.

Επιπλέον, η παραγόμενη ισχύς επηρεάζεται από τους παράγοντες το συντελεστή εκμεταλλευσιμότητα ο οποίος ορίζεται ως ο λόγος της παραγόμενης ενέργειας ως προς το ποσό της ενέργειας που θα παραγόταν αν η ανεμογεννήτρια λειτουργούσε 8760 ώρες το χρόνο με την ονομαστική της ισχύ. Ένας συντελεστής της τάξεως του 0.25 – 0.35 θεωρείται ικανοποιητικός.

6.2 Ηλιακή Ακτινοβολία

Ένα ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει στην ατμόσφαιρα διαχέεται λόγω νέφωσης. Μόνο ένα κλάσμα της διάχυτης ακτινοβολίας φτάνει στην επιφάνεια της Γης. Η άμεση ακτινοβολία είναι το ποσοστό της ακτινοβολίας που φτάνει απ' ευθείας στην επιφάνεια της Γης. Παρά το γεγονός ότι η διάχυτη ακτινοβολία είναι εκείνη που μας παρέχει το φως ημέρας, μόνο η άμεση μπορεί να χρησιμοποιηθεί για παραγωγή υψηλών θερμοκρασιών.

Η μέση μηνιαία ακτινοβολία που φτάνει στην κορυφή της ατμόσφαιρας δεν είναι σταθερή εξαιτίας της περιστροφής της Γης γύρω από τον ήλιο και γύρω από τον άξονά της. Η μέση μηνιαία τιμή της ακτινοβολίας στην κορυφή της ατμόσφαιρας υπολογίζεται από την εξίσωση 6.9.

$$\overline{H_0} = \frac{24 \cdot 3600}{\pi} \cdot G_{sc} \cdot \left[1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365}\right) \right] \cdot \left(\cos \varphi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_s + \frac{2 \cdot \pi \cdot \omega_s}{360} \cdot \sin \varphi \cdot \sin \delta \right) \quad (6.9)$$

‘Όπου,

G_{sc} : Ηλιακή Σταθερά (1353 W/m²)

n : Ημέρα του χρόνου ($1 < n < 365$)

φ : Γεωγραφικό πλάτος

δ : Ηλιακή απόκλιση (declination), η γωνία της ευθείας που συνδέει τα κέντρα Γης και ήλιου με το επίπεδο του ισημερινού

ω_s : Ωριαία γωνία δύσης ή ανατολής, η γωνία για την οποία ο ήλιος δέει η ανατέλλει

Η ηλιακή απόκλιση δ υπολογίζεται με βάση την ημέρα του έτους από την εξίσωση 6.10.

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(360 \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad (6.10)$$

Ενώ η ωριαία γωνία δύσης είναι συνάρτηση του γεωγραφικού πλάτους και της ηλιακής απόκλισης (Εξίσωση 6.11).

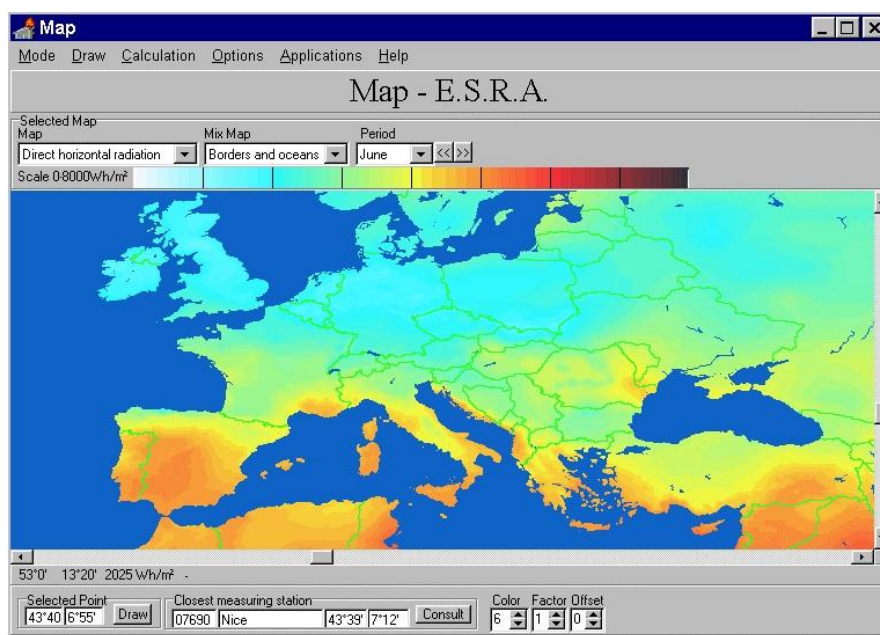
$$\cos \omega_s = -\tan(\varphi) \cdot \tan(\delta) \quad (6.11)$$

Για τον υπολογισμό της μέσης μηνιαίας ακτινοβολίας χρησιμοποιείται μια χαρακτηριστική μέρα του κάθε μήνα (Πίνακας 6.3).

Πίνακας 6.1 Χαρακτηριστική ημέρα και απόκλιση δ

Μήνας	Ημέρα Μήνα	Τιμές Μέσης Ημέρας Μήνα		
		Ημέρα	Ημέρα Έτους	Ηλιακή Απόκλιση
Ιανουάριος	i	17	17	-20.94
Φεβρουάριος	31+i	16	47	-13.01
Μάρτιος	59+i	16	75	-2.49
Απρίλιος	90+i	15	105	9.34
Μάιος	120+i	15	135	18.74
Ιούνιος	151+i	11	162	23.07
Ιούλιος	181+i	17	198	21.23
Αύγουστος	212+i	16	228	13.54
Σεπτέμβριος	243+i	15	258	2.33
Οκτώβριος	273+i	15	288	-9.49
Νοέμβριος	304+i	14	318	-18.84
Δεκέμβριος	334+i	10	344	-23.03

Στον χάρτη της εικόνας 6.2 φαίνεται η προσπίπτουσα ακτινοβολία για την Ευρώπη τον μήνα Ιούλιο όπως αυτή υπολογίζεται από το πακέτο λογισμικού του E.S.R.A. (European Solar Radiation Atlas).



Εικόνα 6.2 Η προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία στην Ευρώπη

Η ηλιακή ακτινοβολία μεταβάλλεται κατά τη διάρκεια του 24ώρου. Οι ώρες ανατολής και δύσης του ηλίου διαφέρουν ανάλογα με την εποχή και το γεωγραφικό πλάτος γεγονός που έχει ως αποτέλεσμα τη διαφοροποίηση των ωρών στις οποίες είναι διαθέσιμη η ηλιακή ακτινοβολία ανάμεσα στις μέρες του έτους. Σημαντική είναι και η διαφοροποίηση που παρουσιάζεται εξαιτίας νεφώσεων κατά τη διάρκεια μιας συγκεκριμένης μέρας. Η επίδραση της νέφωσης είναι τόσο σημαντική που για

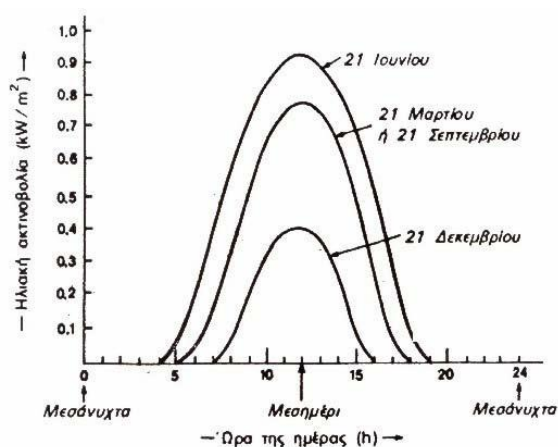
ορισμένες μέρες του έτους ένα ηλιακό ή ένα φωτοβολταϊκό σύστημα να καθίσταται αδρανές.

Η νέφωση αποτελεί τον πλέον αστάθμητο παράγοντα στο σχεδιασμό ενός συστήματος συλλογής ηλιακής ακτινοβολίας. Οι λοιποί παράγοντες που επηρεάζουν την απόδοση του, δηλαδή η γεωγραφική θέση και η εποχή του έτους, μπορούν να εξαλειφθούν ή να ελαχιστοποιηθούν με σωστή τοποθέτηση της επιφάνειας συλλογής. Ο προσανατολισμός του συλλέκτη πρέπει να είναι σε τέτοια θέση ώστε να εξασφαλίζεται η βέλτιστη απόδοση. Ο νότιος προσανατολισμός είναι ο ενδεικνυόμενος για το βόρειο ημισφαίριο. Η κλίση των συλλεκτών έχει να κάνει με την εποχή του έτους. Μικρότερη κλίση, σχεδόν οριζόντια, το καλοκαίρι και μεγαλύτερη το χειμώνα λόγω της υψηλότερης και χαμηλότερης αντίστοιχα θέσης του ηλίου σε σχέση με τον ορίζοντα. Σε περιπτώσεις που δεν είναι δυνατή η ρύθμιση της κλίσης και του προσανατολισμού του συλλέκτη ανάλογα με την εποχή του έτους και την ώρα της ημέρας αντίστοιχα οι ενδεικνυόμενες θέσεις είναι:

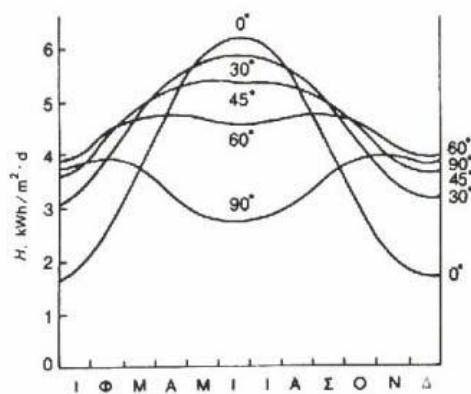
- 1) Κλίση ίση με το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής
- 2) Νότιος προσανατολισμός

Κατά τη διάρκεια μιας μέρας η ακτινοβολία φτάνει στο ζενίθ της περίπου στις 12:00. Η ώρα αναφέρεται στο ηλιακό μεσημέρι και όχι στο ωρολογιακό. Η διαφορά ηλιακού και ωρολογιακού μεσημεριού εξαρτάται από την ημέρα του έτους.

Ακολουθούν δύο διαγράμματα (6.5 και 6.6) που περιγράφουν την εξάρτηση της ηλιακής ακτινοβολίας ανάλογα με την ώρα της ημέρας και τον μήνα του έτους. Στο διάγραμμα Ι.6 οι διαφορετικές καμπύλες υποδηλώνουν διαφορετικό γεωγραφικό πλάτος.



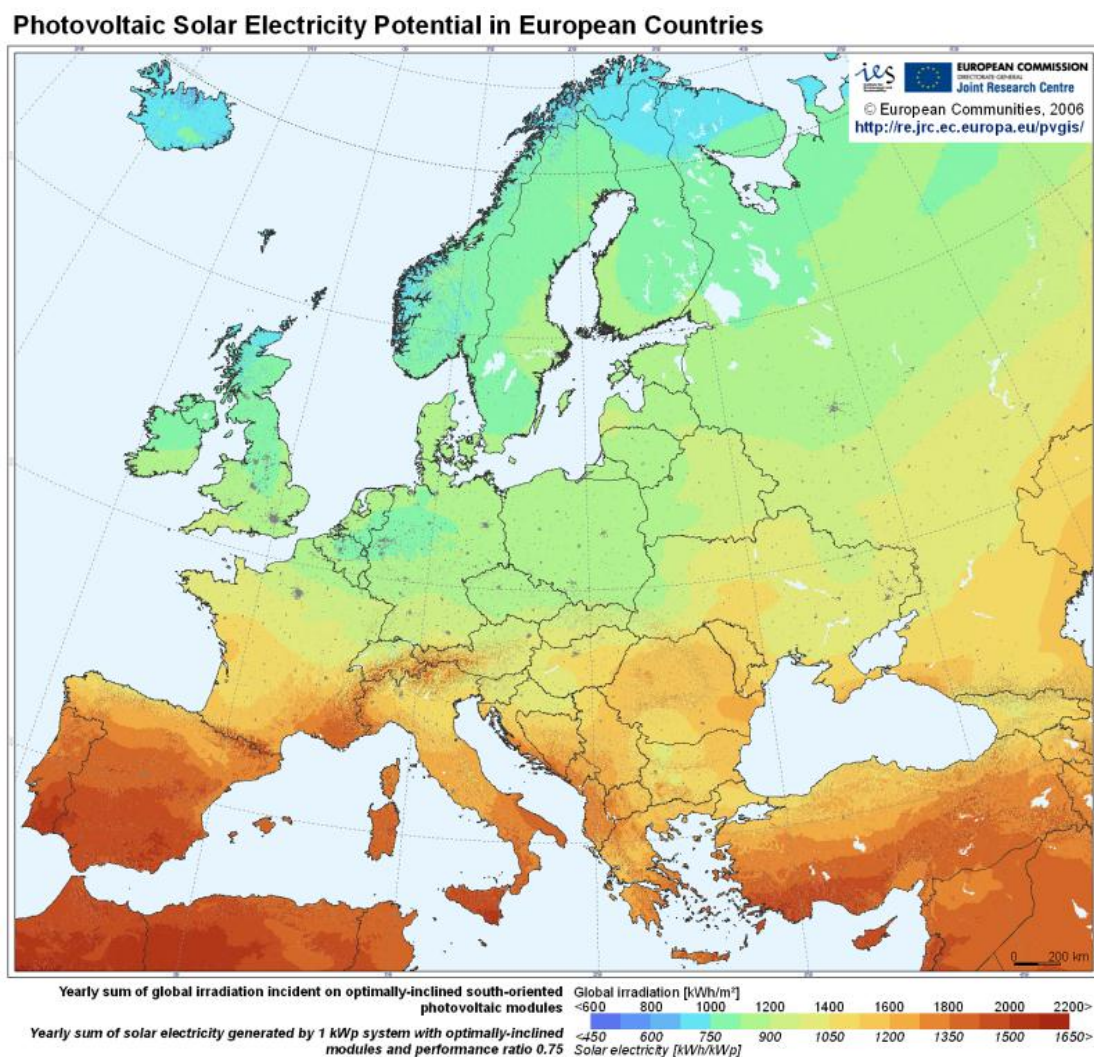
Διάγραμμα 6.5 Η εξάρτηση της ηλιακής ακτινοβολίας από την ώρα της ημέρας (Ζερβός Α., 2008)



Διάγραμμα 6.6 Η εξάρτηση της ηλιακής ακτινοβολίας από την εποχή του έτους (Ζερβός Α., 2008)

Η συνεισφορά της ηλιακής ακτινοβολίας στο ενεργειακό ισοζύγιο δεν περιορίζεται λοιπόν από τη διαθεσιμότητά της αλλά από οικονομικούς και κοινωνικούς παράγοντες.

Χαρακτηριστικό παράδειγμα διαθεσιμότητας αποτελεί ο χάρτης (Εικόνα 6.3) που ακολουθεί. Πρόκειται για ευρωπαϊκό χάρτη που παρουσιάζει το ηλιακό και φωτοβολταϊκό δυναμικό. Το δυναμικό παρουσιάζεται υπό τη μορφή προσπίπτουσας ακτινοβολίας σε επιφάνεια με κλίση και προσανατολισμό ανάλογο της εκάστοτε περιοχής.



Εικόνα 6.3 Χάρτης φωτοβολταϊκού δυναμικού Ευρώπης

Μέχρι τα μέσα του προηγούμενου αιώνα η χρήση των φωτοβολταϊκών στοιχείων ήταν απαγορευτική λόγω της μικρής απόδοσής τους. Ως απόδοση του φωτοβολταϊκού στοιχείου ορίζεται το ποσοστό της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει στην επιφάνειά του και μετατρέπεται σε ηλιακή ενέργεια. Η μεγάλη πρόοδος στην ανάπτυξη τεχνολογίας φωτοβολταϊκών στοιχείων υψηλής απόδοσης έγινε από τα Bell Telephone Laboratories κατά τη διάρκεια έρευνας της επίδρασης της ηλιακής

ακτινοβολίας σε ημιαγωγούς. Κατασκευάστηκαν για πρώτη φορά στοιχεία από πυρίτιο με απόδοση περίπου 6%. Το 1958 χρησιμοποιήθηκαν φωτοβολταϊκά στοιχεία για την παροχή ενέργειας σε ραδιοφωνικό πομπό του δεύτερου διαστημικού δορυφόρου των Η.Π.Α.. Η κίνηση αυτή αποτέλεσε την αρχή της χρήσης φωτοβολταϊκών στοιχείων στους δορυφόρους ως πηγή ενέργειας.

Το αυξημένο κόστος κατασκευής των στοιχείων αυτών αποτέλεσε άλλον ένα περιοριστικό παράγοντα στη γενικευμένη χρήση τους. Τις τελευταίες δεκαετίες όμως η πρόοδος στη μείωση του κόστους με ταυτόχρονη αύξηση της απόδοσης των φωτοβολταϊκών στοιχείων είναι αλματώδης. Οι πρώτες γενικευμένες εφαρμογές έγιναν στην αεροδιαστημική βιομηχανία και στη βιομηχανία ηλεκτρονικών. Στις μέρες μας, οι επίγειες εφαρμογές τους είναι πολύ διαδεδομένες ιδιαίτερα σε περιοχές όπου η παροχή ηλεκτρισμού με συμβατικά μέσα είναι ασύμφορη ή ακατόρθωτη. Η χρήση τους σε τηλεπικοινωνίες αποτελεί χαρακτηριστικό παράδειγμα.

Στην απόδοση και στο κόστος του φωτοβολταϊκού στοιχείου μεγάλη ρόλο παίζει η επιλογή των κατάλληλων υλικών. Ο σχεδιασμός φωτοβολταϊκών στοιχείων με παραπάνω από ένα υλικά έχει ως σκοπό την απορρόφηση μεγαλύτερου ενεργειακού φάσματος, συνεπώς και την βελτιστοποίηση της απόδοσης. Η θεωρητική απόδοση φωτοβολταϊκών στοιχείων μπορεί ν' αγγίξει το 66%. Στην πράξη όμως είναι πολύ μικρότερη.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙ – ΤΟ ΛΟΓΙΣΜΙΚΟ HOMER

Το Homer (HOMER Micropower Optimization Model) αποτελεί ένα λογισμικό προσομοίωσης – μοντελοποίησης σχεδιασμένο από την NREL (U.S. National Renewable Energy Laboratory) που σκοπός του είναι ο σχεδιασμός ενεργειακών συστημάτων μικρής ισχύος. Παρέχει δε τη δυνατότητα επιλογής ανάμεσα σε ένα μεγάλο εύρος τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας. Το Homer μοντελοποιεί τόσο τη συμπεριφορά του συστήματος σε όλο το χρόνο ζωής του, καθώς και τα κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας. Το Homer επιτρέπει στο χρήστη να σχεδιάσει ένα σύνολο διαφορετικών συστημάτων ως προς τις εκάστοτε μεταβλητές σχεδιασμού και να συγκρίνει τα συστήματα αυτά ως προς αυτές. Οι προαναφερθείσες μεταβλητές μπορεί να είναι τεχνικής ή οικονομικής φύσης. Σημαντικό χαρακτηριστικό του λογισμικού αποτελεί το γεγονός ότι δίνεται στο χρήστη η δυνατότητα της κατανόησης και της ποσοτικής αξιολόγησης του ρίσκου ανάλογα με τις σχεδιαστικές μεταβλητές.

Ένα ενεργειακό σύστημα μικρής ισχύος (micropower system) είναι ένα σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ενδεχομένως και θερμότητας, που εγκαθίσταται για να καλύψει τις ανάγκες τοπικής ζήτησης. Ένα τέτοιο σύστημα μπορεί να συνδυάζει μεγάλο εύρος τεχνολογιών παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Το σύστημα μπορεί να είναι συνδεδεμένο ή όχι στο δίκτυο ηλεκτροδότησης της περιοχής. Μερικά παραδείγματα ενεργειακών συστημάτων μικρής ισχύος που μπορούν να μοντελοποιηθούν με το Homer είναι:

- Σύστημα φωτοβολταϊκών στοιχείων και συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας για οικιακή χρήση
- Σύστημα ανεμογεννητριών και γεννήτριας ντίζελ για ηλεκτροδότηση κάποιου απομονωμένου χωριού
- Σύστημα μικροτουρμπίνας φυσικού αερίου και δικτύου ηλεκτροδότησης για την ηλεκτροδότηση και θέρμανση ενός εργοστασίου

Τα ενεργειακά συστήματα που παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια σε δίκτυο υψηλής τάσης δεν ανήκουν στην κατηγορία ενεργειακών συστημάτων μικρής ισχύος. Το Homer μπορεί να διαχειριστεί σχεδόν οποιονδήποτε συνδυασμό μεταξύ:

- 1) Φωτοβολταϊκών στοιχείων
- 2) Ανεμογεννητριών
- 3) Υδροηλεκτρικών μικρής ισχύος
- 4) Βιομάζας
- 5) Ηλεκτρογεννητριών ντίζελ
- 6) Μικροτουρμπινών

- 7) Κελιών καυσίμων
- 8) Συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας
- 9) Αποθηκών υδρογόνου

Η ανάλυση και ο σχεδιασμός συστημάτων παραγωγής ενέργειας είναι διαδικασίες απαιτητικές λόγω του μεγάλου εύρους των σχεδιαστικών παραμέτρων που πρέπει να ληφθούν υπ' όψιν του μηχανικού. Το μέγεθος και η διακύμανση του φορτίου που πρέπει να καλυφθεί, η τιμή του καυσίμου και κυρίως η διακύμανσή της στο μέλλον είναι κάποιοι από αυτούς. Αν το σύστημα που σχεδιάζεται συνδυάζει και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας η λύση του προβλήματος γίνεται πιο σύνθετη. Αυτό οφείλεται στις επιπλέον παραμέτρους που πρέπει να προσδιοριστούν και να αξιολογηθούν κατά την επίλυση, καθώς και στην εξάρτηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από τις κλιματολογικές συνθήκες του σημείου εγκατάστασης. Το Homer παρέχει τη δυνατότητα να υπολογιστούν οι παραπάνω παράμετροι και να αξιολογηθούν με απώτερο σκοπό τη λήψη αποφάσεων σχετικά με το ενεργειακό σύστημα, την εγκατάστασή του και τη λειτουργία του.

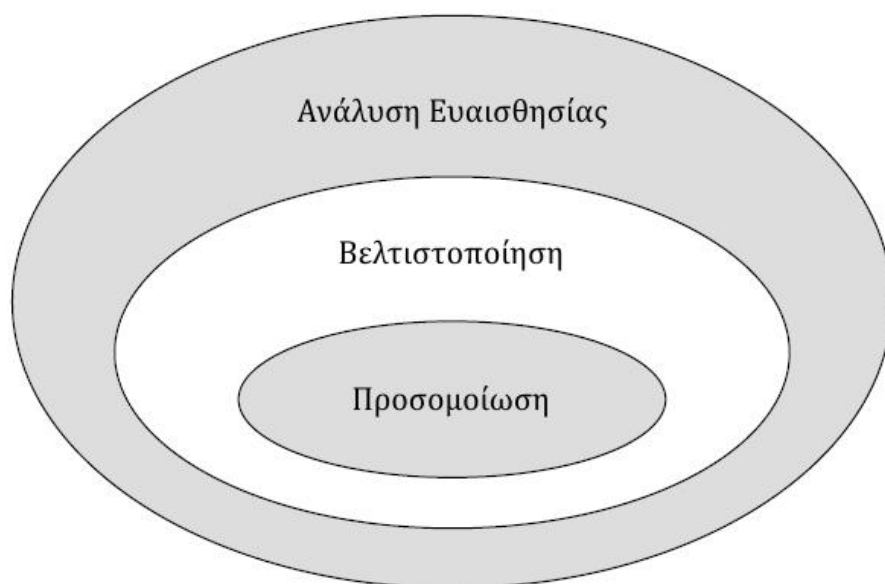
Το Homer εκτελεί τρεις βασικές εργασίες. Προσομοίωση, βελτιστοποίηση και ανάλυση ευαισθησίας. Στο πρώτο κομμάτι το Homer προσομοιώνει τη λειτουργία κάποιου ενεργειακού συστήματος μικρής ισχύος. Ο χρήστης εισάγει τα δεδομένα εισόδου που χαρακτηρίζουν το σύστημα που θέλει να προσομοιωθεί. Η προσομοίωση αυτή περιλαμβάνει τον υπολογισμό ενεργειακών μεγεθών όπως παραγωγή, κατανάλωση και αποθήκευση ενέργειας αλλά και οικονομικών μεγεθών όπως τα έξοδα εγκατάστασης και τα λειτουργικά έξοδα που προκύπτουν από το σύστημα σε όλο το χρόνο ζωής του. Η προσομοίωση γίνεται σε ωριαίο επίπεδο και για διάρκεια ενός έτους το οποίο επαναλαμβάνεται για το χρόνο ζωής του συστήματος.

Στο δεύτερο κομμάτι, αυτό της βελτιστοποίησης, το λογισμικό προσομοιώνει πολλά συστήματα τα οποία χαρακτηρίζονται από διαφορετικές παραμέτρους με σκοπό να βρει εκείνο που απαιτεί λιγότερα έξοδα καθ' όλη τη διάρκεια της λειτουργίας του. Συγκεκριμένα, ο χρήστης εισάγει ένα εύρος δεδομένων εισόδου για κάθε παράμετρο που χαρακτηρίζει το σύστημα. Σε ένα σύστημα ανεμογεννητριών – ηλεκτρογεννήτριας ντίτζελ ο χρήστης εισάγει το είδος της ανεμογεννήτριας, γεγονός το οποίο καθορίζει και την ονομαστική της ισχύ, και ένα εύρος αριθμού ανεμογεννητριών που θα εγκατασταθούν. Ομοίως στην ηλεκτρογεννήτρια ντίτζελ εισάγει ένα εύρος ηλεκτρογεννητριες διαφορετικής ονομαστικής ισχύος. Με τον τρόπο αυτό το Homer θα προσπαθήσει να προσομοιώσει όλα τα πιθανώς συνδυαζόμενα συστήματα. Αφού το Homer απορρίψει τα συστήματα που δεν καλύπτουν τη ζήτηση, θα προτείνει στο χρήστη το σύστημα εκείνο που έχει το μικρότερο κόστος στο συνολικό χρόνο ζωής του. Η βελτιστοποίηση χρησιμοποιείται κυρίως για σχεδιαστικά μεγέθη.

Το τρίτο κομμάτι είναι η ανάλυση ευαισθησίας. Στο μέρος αυτό, δίνεται στο χρήστη η δυνατότητα να γνωρίζει τη συμπεριφορά του συστήματος για ένα εύρος μεταβαλλόμενων παραγόντων όπως για παράδειγμα η μέση ταχύτητα ανέμου και οι

μεταβολές της, η τιμή του πετρελαίου και η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας. Με την ανάλυση ευαισθησίας, μπορούν να υπολογιστούν σαφώς τα όρια του συστήματος που προσδιορίζουν αν το σύστημα θα καλύπτει τις ανάγκες για τις οποίες δημιουργήθηκε. Με την ανάλυση ευαισθησίας που προσφέρει το Homer ο χρήστης είναι σε θέση να προσδιορίσει τις άριστες παραμέτρους λειτουργίας του συστήματος και να χαράξει στρατηγική λειτουργίας. Για παράδειγμα, σε μια συνεχιζόμενη αύξηση της τιμής πετρελαίου, ο χρήστης μπορεί να προβεί σε αγορά μεγάλων ποσοτήτων πετρελαίου προτού η τιμή του ξεπεράσει το άριστο σημείο λειτουργίας του συστήματός του, γεγονός το οποίο θα έχει σαν αποτέλεσμα την εξοικονόμηση χρημάτων στο εγγύς μέλλον.

Από τις έννοιες της προσομοίωσης, της βελτιστοποίησης και της ανάλυσης ευαισθησίας, είναι γνωστή η σχέση που αυτές οι τρεις σχέσεις έχουν μεταξύ τους. Κάθε ανάλυση ευαισθησίας εμπεριέχει ένα μεγάλο αριθμό βελτιστοποιήσεων σε ένα εύρος παραμέτρων και με την σειρά της, κάθε βελτιστοποίηση χρειάζεται έναν μεγάλο αριθμό προσομοιώσεων για να βρεθεί η βέλτιστη λύση. Σχηματικά οι παραπάνω έννοιες θα μπορούσαν να αποδοθούν κάπως έτσι (Εικόνα :



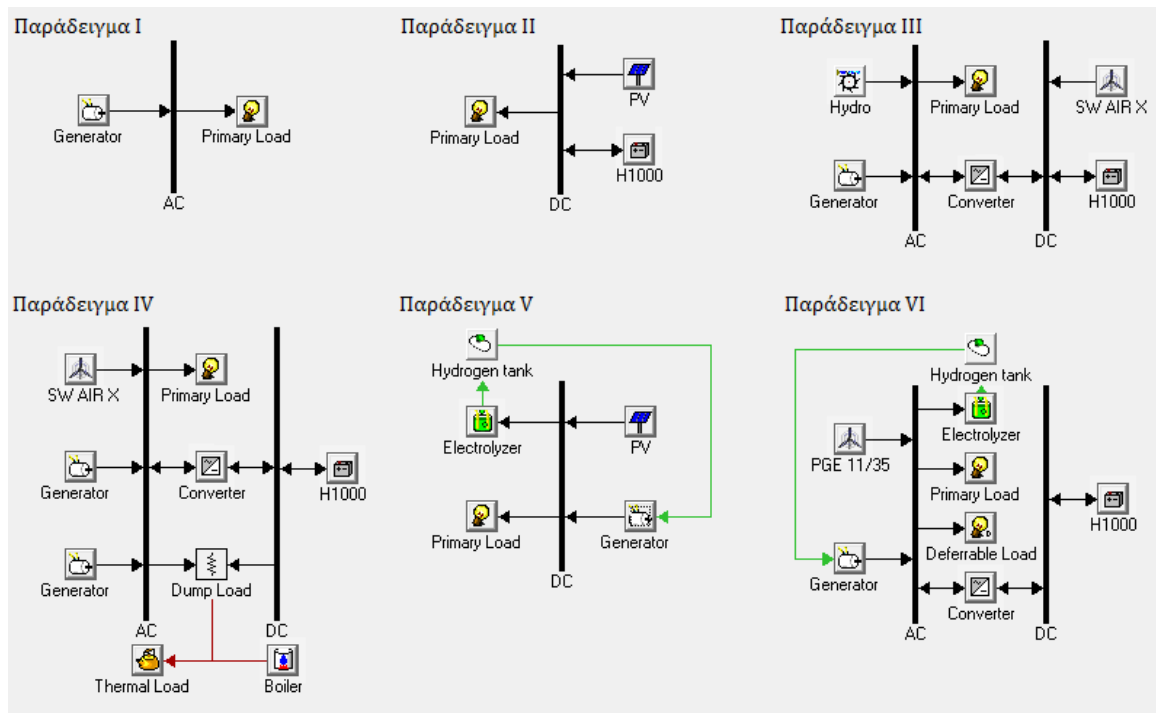
Εικόνα 7.1 Σχεδιαστική προσομοίωση λειτουργίας λογισμικού Homer

Με σκοπό τη μείωση του όγκου των δεδομένων εισόδου αλλά και το μικρό χρόνο υπολογισμών, η μέθοδος προσομοίωσης του Homer είναι λιγότερο σύνθετη σε σύγκριση με παρόμοια λογισμικά. Το γεγονός όμως ότι στηρίζει τους υπολογισμούς του σε χρονοσειρές δεδομένων το καθιστά πιο λεπτομερές από ένα λογισμικό που βασίζεται σε στατιστικά μεγέθη. Για το λόγο αυτό το Homer θεωρήθηκε το καταλληλότερο λογισμικό για την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας.

7.1 Προσομοίωση

Η βασική λειτουργία του Homer είναι η προσομοίωση λειτουργίας ενεργειακών συστημάτων μικρής ισχύος. Οι άλλες δύο λειτουργίες του στηρίζονται στην ικανότητά του να προσδιορίζει τον τρόπο με τον οποίο ένα σύνολο επιμέρους στοιχείων ορισμένου μεγέθους, το οποίο διέπεται από ορισμένους κανόνες και στρατηγικές λειτουργίας μπορεί, να λειτουργήσει σαν ένα σύστημα, για μεγάλα χρονικά διαστήματα και σε δεδομένες συνθήκες λειτουργίας (π.χ. κλιματολογικές συνθήκες, ενεργειακές απαιτήσεις). Χαρακτηριστικά αναφέρεται ότι το λογισμικό είναι σε θέση να προσομοιώσει τη λειτουργία συστήματος που καλύπτει ανάγκες τόσο για συνεχές όσο και για εναλλασσόμενο ρεύμα καθώς και για θερμικές ανάγκες.

Παρακάτω παρατίθενται εικόνες (Εικόνα 7.2) από το λογισμικό που δείχνουν ορισμένα παραδείγματα συστημάτων που είναι σε θέση το Homer να προσομοιώσει:



Εικόνα 7.2 Παράδειγμα συστημάτων προς επίλυση με το λογισμικό Homer

Όπως φαίνεται από την εικόνα 7.2 το Homer μπορεί να προσομοιώσει τη λειτουργία συστήματος που έχει ηλεκτρογεννήτρια ντίζελ και συστοιχία συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτή αποτελεί μια από τις περιπτώσεις που ο χρήστης πρέπει να ορίσει κάποιους κανόνες σχετικά με τον τρόπο φόρτισης της συστοιχίας συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας. Δίνεται, λοιπόν, στο χρήστη η δυνατότητα να επιλέξει αν η συσσωρευτές ηλεκτρικής ενέργειας θα φορτίζονται μόνο από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ή και από την ηλεκτρογεννήτρια ντίζελ. Στη δεύτερη περίπτωση γίνεται σαφές ότι οι ώρες χρήσης της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ θα είναι

περισσότερες αφού δευτερεύον σκοπός της θα είναι και η φόρτιση της συστοιχίας συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας.

Η προσομοίωση σαν διαδικασία εξυπηρετεί δύο βασικούς σκοπούς. Αρχικά, αποφαινεται για το αν το σύστημα είναι πραγματοποιήσιμο, δηλαδή για το αν είναι σε θέση να καλύψει σε ικανοποιητικό βαθμό το ηλεκτρικό ή/και το θερμικό φορτίο που καλείται να καλύψει. Στην περίπτωση αυτή λαμβάνονται υπόψη και άλλες παράμετροι που ενδεχομένως να έχει θέσει ο χρήστης. Σε δεύτερο στάδιο το λογισμικό υπολογίζει το κόστος εγκατάστασης και το λειτουργικό κόστος του συστήματος σε ολόκληρο τον κύκλο ζωής του. Το συνολικό αυτό κόστος αποτελεί το κυριότερο μέτρο σύγκρισης ανάμεσα σε διαφορετικά συστήματα και αποτελεί τη βάση για τη διαδικασία βελτιστοποίησης όπως θα φανεί παρακάτω.

Το Homer μοντελοποιεί ένα σύστημα υπολογίζοντας μεγέθη του συστήματος καθ' όλη τη διάρκεια ενός χρόνου λειτουργίας. Το βήμα των υπολογισμών είναι ωριαίο. Δημιουργεί έτσι για κάθε υπολογιζόμενο μέγεθος μια ωριαία χρονοσειρά που αποτελείται από 8760 δεδομένα. Για κάθε μια από τις 8760 ώρες του έτους το λογισμικό υπολογίζει την ισχύ που προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Στη συνέχεια, αν η προσφερόμενη ισχύς είναι μεγαλύτερη από αυτή της ζήτησης τότε, με βάση τη διαμόρφωση του συστήματος καθώς και τους κανόνες που έχει ορίσει ο χρήστης, αποφασίζει για τη χρήση της. Αντίστοιχα, σε περιπτώσεις που η προσφερόμενη ισχύς είναι μικρότερη από τη ζήτηση προσπαθεί να καλύψει το έλλειμμα από συμβατικές πηγές ενέργειας που αποτελούν τμήμα του συστήματος. Μετά το πέρας της προσομοίωσης για ένα έτος, εφόσον πληρούνται οι καθορισμένοι από το χρήστη περιορισμοί, υπολογίζονται οικονομικά μεγέθη, όπως τα συνολικά έξοδα του συστήματος καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του. Σ' αυτά συμπεριλαμβάνονται όχι μόνο τα λειτουργικά κόστη, αλλά και τα κόστη εγκατάστασης και αντικατάστασης στοιχείων του συστήματος. Για τα επιμέρους στοιχεία του συστήματος υπολογίζονται μεγέθη όπως η συνολική κατανάλωση καυσίμου της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ, οι συνολικές ώρες λειτουργίας της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ, ο αναμενόμενος χρόνος ζωής της συστοιχίας συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας, η ποσότητα ενέργειας που αγοράζεται και πωλείται προς και από το δίκτυο και γενικότερα μεγέθη που τελικά μεταφράζονται σε λειτουργικό κόστος συστήματος. Υπολογίζονται, επίσης, οι συνολικοί ρύποι που παράγει το σύστημα, τα συνολικά ποσά ενέργειας που παράγονται και καταναλώνονται, το ποσοστό της ζήτησης που τελικά ικανοποιείται και το ποσοστό συμμετοχής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα.

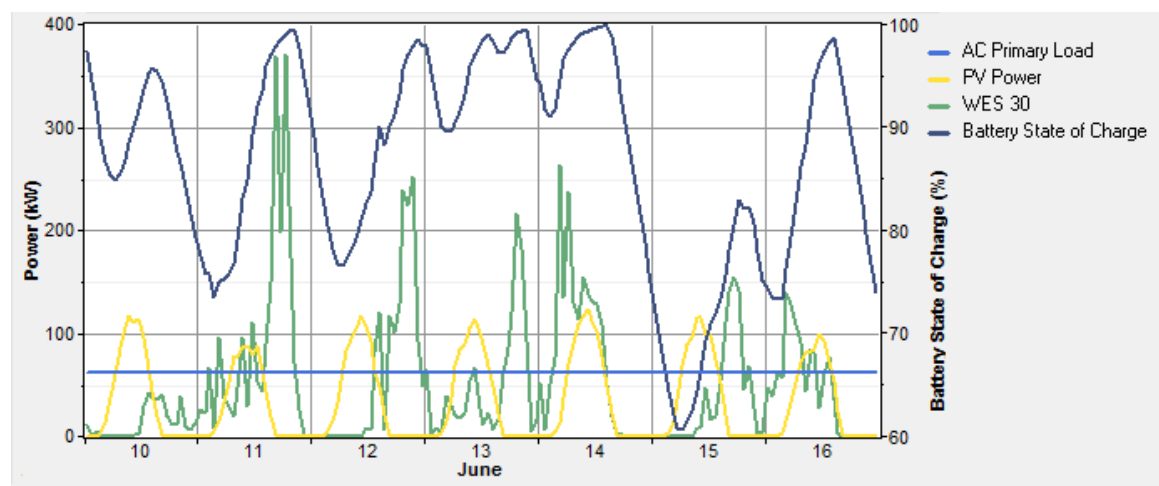
Το μέγεθος εκείνο το οποίο χρησιμοποιείται για να περιγράψει το κόστος του συστήματος σε όλο το χρόνο ζωής του είναι η καθαρή παρούσα αξία. Αυτό το μέγεθος περιλαμβάνει όλες τις χρηματικές ροές και τα έσοδα που προκύπτουν κατά τη διάρκεια της ζωής του συστήματος ανάγοντας μελλοντικές χρηματικές ροές στο παρόν. Η καθαρή παρούσα αξία περιλαμβάνει το αρχικό κεφάλαιο κίνησης των επιμέρους στοιχείων του συστήματος, το κόστος τυχών αντικαταστάσεων*, το κόστος

συντήρησης και καυσίμου καθώς και το κόστος/κέρδος από την αγορά/πώληση ενέργειας από/στο δίκτυο.

Σε πολλές περιπτώσεις μικρής ισχύος ενεργειακά συστήματα είναι απαραίτητη η ωριαία μοντελοποίηση. Αυτό συμβαίνει κυρίως σε περιπτώσεις όπου η παραγωγή ισχύος από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας είναι διακοπτόμενη. Για παράδειγμα στην περίπτωση ανεμογεννητριών, των οποίων η λειτουργία εξαρτάται από την ισχύ του ανέμου, τα ωριαία δεδομένα ταχύτητας ανέμου παρέχουν πολύ ακριβέστερα αποτελέσματα σε σύγκριση με τις μέσες μηνιαίες τιμές των ταχυτήτων ανέμου. Σε σύστημα ανεμογεννητριών – ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ ο υπολογισμός των ωρών λειτουργίας είναι ακριβέστερος όσο τα μετεωρολογικά δεδομένα πλησιάζουν τη μορφή ωριαίας χρονοσειράς. Στην περίπτωση που ο χρήστης του λογισμικού δεν έχει στη διάθεσή του ωριαία δεδομένα, τότε το Homer είναι σε θέση με τις μέσες μηνιαίες τιμές ταχύτητας ανέμου καθώς και τη μέση ημερήσια και ωριαία διακύμανση της μέσης μηνιαίας τιμής ταχύτητας ανέμου να δημιουργήσει ωριαία δεδομένα τα οποία θα μπορούσαν να αντικαταστήσουν ικανοποιητικά μια πραγματική χρονοσειρά.

Το Homer υπολογίζει τα ενεργειακά μεγέθη για τη διάρκεια ενός έτους και θεωρεί ότι με τον ίδιο τρόπο θα λειτουργεί το σύστημα για όλο το χρόνο ζωής του. Δηλαδή δεν λαμβάνει υπόψη αλλαγές στο σύστημα που έχουν να κάνουν με την αλλαγή της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια με την πάροδο του χρόνου αλλά ούτε και με τη μείωση της απόδοσης των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας.

Παρακάτω απεικονίζεται (Διάγραμμα 7.1) μια εβδομάδα του Ιουνίου για ένα σύστημα ανεμογεννητριών – φωτοβολταϊκών – ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ – συστοιχίας συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας. Το σύστημα καλύπτει τις ανάγκες ενός φορτίου με σταθερή ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια και ότι στο απεικονιζόμενο διάστημα η χρήση της ηλεκτρογεννήτριας ήταν μηδενική.



Διάγραμμα 7.1 Μια εβδομάδα του Ιουνίου σε σύστημα WT - PV - Diesel Engine - Battery

Ακολουθεί μια λεπτομερέστερη περιγραφή των επιμέρους στοιχείων και δεδομένων που χρησιμοποιήθηκαν στα συστήματα της παρούσης διπλωματικής εργασίας.

7.1.1 Προσομοίωση Πρωτεύοντος Φορτίου (Primary Load Modeling)

Το πρωτεύον φορτίο είναι το ηλεκτρικό φορτίο εκείνο το οποίο πρέπει να καλυφθεί τη στιγμή της ζήτησης. Κοινώς είναι η ηλεκτρική ενέργεια που χρειάζεται κανείς στην καθημερινότητά του για να καλύψει τις ηλεκτρικές ανάγκες συσκευών όπως λαμπτήρων, τηλεοράσεων, ηλεκτρικών κουζινών, γενικότερα οικιακών συσκευών. Ονομάζεται πρωτεύον φορτίο γιατί τη στιγμή που πατήσσει κανείς το διακόπτη του λαμπτήρα το σύστημα ηλεκτροδότησης πρέπει άμεσα να καλύψει την ηλεκτρική αυτή ανάγκη. Η κάλυψη του φορτίου αυτή δεν μπορεί να αναβληθεί. Το αναβαλλόμενο φορτίο (deferrable load) είναι το ηλεκτρικό φορτίο εκείνο το οποίο μπορεί να καλυφθεί σε ένα χρονικό εύρος. Δεν είναι δηλαδή απαραίτητη η άμεση κάλυψή του. Αντλίες νερού, ψυγεία, φόρτιση συστοιχίας συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούν παραδείγματα που λειτουργούν με τέτοιου είδους φορτίο. Στην παρούσα διπλωματική εργασία το πρωτεύον φορτίο θα αναφέρεται απλώς ως φορτίο.

Ο χρήστης του λογισμικού Homer καλείται να εισάγει στο λογισμικό δεδομένα ζήτησης φορτίου για κάθε μια από τις 8760 ώρες ενός έτους. Ωστόσο, με διαδικασία παρόμοια με εκείνη που περιγράφηκε παραπάνω, το λογισμικό είναι σε θέση να κατασκευάσει τα δεδομένα αυτά. Το Homer είναι σε θέση να διαχειριστεί και ημερήσια προφίλ ζήτησης που παραμένουν σταθερά κατά τη διάρκεια του χρόνου ή μεταβαλλόμενα ανά μήνα. Το σύνολο ηλεκτρικών φορτίων που μπορεί να διαχειριστεί το Homer ταυτόχρονα είναι δύο, καθένα εκ των οποίων μπορεί να είναι συνεχούς ή εναλλασσόμενου ρεύματος. Από τα τρία είδη φορτίου που διαχειρίζεται το λογισμικό (πρωτεύον ηλεκτρικό φορτίο, αναβαλλόμενο ηλεκτρικό φορτίο και θερμικό φορτίο) το πρωτεύον χαίρει ιδιαίτερης μεταχείρισης καθώς εφαρμόζεται τακτική στρεφόμενης εφεδρείας ούτως ώστε το σύστημα να μπορεί να διαχειριστεί ξαφνική αύξηση ζήτησης ισχύος ή πτώση προσφοράς ισχύος από τις Α.Π.Ε..

7.1.2 Πόροι του Συστήματος

Με τον όρο πόροι του συστήματος περιγράφονται όλα τα δεδομένα τα οποία δεν αποτελούν μέρος των στοιχείων παραγωγής ή κατανάλωσης ενέργειας του συστήματος αλλά του περιβάλλοντος στο οποίο αυτό βρίσκεται. Οι πόροι του συστήματος συμπεριλαμβάνουν την ηλιοφάνεια, την ταχύτητα του ανέμου, την τιμή του πετρελαίου κλπ. Γίνεται έτσι κατανοητό ότι οι πόροι είναι εκείνοι που, λόγω της διαφοροποίησής τους από περιοχή σε περιοχή, καθορίζουν τη συμπεριφορά του συστήματος. Η ηλιοφάνεια εξαρτάται τόσο από το γεωγραφικό μήκος και πλάτος ενός τόπου όσο και από το κλίμα του. Η ταχύτητα του ανέμου εξαρτάται από τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά του τόπου και από τις ευρείας κλίμακας μετακινήσεις αερίων μαζών της ατμόσφαιρας. Το είδος και η διαθεσιμότητα των ανανεώσιμων πόρων είναι που καθορίζουν σχεδόν εξ' ολοκλήρου τα ενεργειακά και οικονομικά

μεγέθη που υπολογίζει το Homer, αφού οι πόροι καθορίζουν το ποσό και το χρόνο παραγωγής ισχύος από τις Α.Π.Ε..

7.1.2.1 Ηλιοφάνεια

Για την προσομοίωση συστήματος που περιέχει φωτοβολταϊκά στοιχεία ο χρήστης πρέπει να εισάγει στο Homer δεδομένα ηλιοφάνειας. Τα δεδομένα αυτά υποδεικνύουν το ποσό ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει στην επιφάνεια της γης στη διάρκεια ενός χρόνου. Τα δεδομένα αυτά είναι δυνατόν να έχουν μια από τις παρακάτω μορφές:

Μέση ημερήσια τιμή ακτινοβολίας σε οριζόντια επιφάνεια (kW/m²)

Μέση μηνιαία τιμή ακτινοβολίας σε οριζόντια επιφάνεια (kW/m²)

Μέση μηνιαία τιμή δείκτη περατότητας της ατμόσφαιρας (0 – 1)

Η τρίτη μορφή αναφέρεται στο κλάσμα της ηλιακής ακτινοβολίας που φτάνει στην επιφάνεια της γης ως προς την ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει στα όρια της ατμόσφαιρας. Αν ο χρήστης επιλέξει την περίπτωση της μέσης μηνιαίας τιμής ακτινοβολίας σε οριζόντια επιφάνεια το Homer μετατρέπει τις τιμές σε ωριαία δεδομένα με τον αλγόριθμο των Graham και Hollands. Ο αλγόριθμος είναι σε θέση να δημιουργήσει δεδομένα 8760 ωρών από 12 μέσες τιμές με στατιστικές ιδιότητες. Χρησιμοποιεί, για παράδειγμα, την αυτοσυσχέτιση (γνωστότερη ως autocorrelation) που περιγράφει την τάση μιας μέρας να είναι όμοια με την προηγούμενη μέρα και μιας ώρας να είναι όμοια με την προηγούμενη ώρα. Στην περίπτωση των μέσων μηνιαίων τιμών είναι απαραίτητη και η χρήση του γεωγραφικού πλάτους του σημείου εγκατάστασης της συστοιχίας φωτοβολταϊκών στοιχείων.

7.1.2.2 Προφίλ Ταχύτητας Ανέμου

Για την προσομοίωση συστήματος με ανεμογεννήτριες ο χρήστης πρέπει να εισάγει στο Homer το προφίλ της ταχύτητας του ανέμου στην περιοχή εγκατάστασης του συστήματος. Ιδανικά, ένα ωριαίο προφίλ ενός έτους. Στην περίπτωση που τα δεδομένα έχουν τη μορφή μέσης μηνιαίας τιμής τότε, με διαδικασία παρόμοια με την προαναφερθείσα για την ηλιοφάνεια, το λογισμικό παράγει την κατάλληλη χρονοσειρά. Το Homer στηρίζεται στα παρακάτω μεγέθη:

- Στον παράγοντα του σχήματος της καμπύλης Weibull
- Στην τάση αυτοσυσχέτισης
- Στην επίδραση του ημερήσιου προφίλ (diurnal pattern strength)
- Στις ώρες μέγιστης ταχύτητας ανέμου (από στατιστικά μεγέθη γύρω από τις 5:00 και 17:00)

Το Homer παρέχει default τιμές για τα παραπάνω μεγέθη. Ζητά από τον χρήστη όμως να ορίσει:

- την απόσταση του ανεμομέτρου από το έδαφος
- τη διαφορά ύψους του ανεμομέτρου από την άτρακτο της ανεμογεννήτριας
- το υψόμετρο

Τα δύο πρώτα μεγέθη ανάγονται με τη χρήση λογαριθμικών ή εκθετικών μοντέλων στην ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της άτρακτου. Το τρίτο μέγεθος χρησιμοποιείται για την εύρεση της τιμής της πυκνότητας του αέρα σύμφωνα με τα δεδομένα του U.S. Standard Atmosphere.

7.1.2.3 Καύσιμο

Το λογισμικό παρέχει στο χρήστη μια βάση δεδομένων για ορισμένους τύπους καυσίμων όπως ντίζελ ή υδρογόνο. Στη βάση περιέχονται μεγέθη όπως η πυκνότητα του καυσίμου, η κατώτερη θερμογόνος δύναμη, η περιεκτικότητα σε άνθρακα και θείο. Τέλος, καθορίζεται η τιμή του πετρελαίου και το ανώτατο ποσό χρήσης του καυσίμου αν υφίσταται.

7.2 Βελτιστοποίηση

Σε αντίθεση με την προσομοίωση, κατά τη βελτιστοποίηση το Homer εξετάζει ένα εύρος συστημάτων και κρίνει ποιο είναι το καταλληλότερο. Η ενεργειακά και οικονομικά αποδεκτή λύση αποτελεί το σύστημα εκείνο για το οποίο ικανοποιούνται όλοι οι περιορισμοί που έχουν καθοριστεί από το χρήστη με τη μικρότερη δυνατή καθαρή παρούσα αξία. Η εύρεση της βέλτιστης λύσης συμπεριλαμβάνει παράγοντες όπως αποφάσεις για τα στοιχεία που θα αποτελούν το σύστημα, το μέγεθος και την ποσότητα του κάθε στοιχείου καθώς και τη στρατηγική φόρτισης των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας ή διαχείρισης του δικτύου.

Σκοπός της διαδικασίας βελτιστοποίησης είναι η εύρεση της κατάλληλης τιμής των παραμέτρων που ενδιαφέρουν το χρήστη. Δηλαδή, το λογισμικό προσφέρει στο χρήστη βοήθεια ως προς την απόφαση των τιμών των μεταβλητών σχεδιασμού. Οι μεταβλητές σχεδιασμού στο Homer μπορεί να είναι:

- Η ονομαστική ισχύς των φωτοβολταϊκών στοιχείων
- Ο αριθμός των ανεμογεννητριών
- Η ονομαστική ισχύς των ηλεκτρογεννητριών
- Ο αριθμός και η σύνδεση των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας
- Το μέγεθος του μετατροπέα ενέργειας
- Το σύνολο των κανόνων που διέπουν τη λειτουργία του συστήματος

Η βελτιστοποίηση βοηθά τον χρήστη να βρει την κατάλληλη διαμόρφωση του συστήματος μεταξύ πολλών περιπτώσεων. Ας πάρουμε, για παράδειγμα, ένα σύστημα ανεμογεννητριών, συστοιχίας συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας και ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ για κάλυψη εναλλασσόμενου φορτίου. Ο χρήστης δεν γνωρίζει εκ των προτέρων τον ακριβή αριθμό των ανεμογεννητριών, ούτε την ονομαστική ισχύ τους. Δεν γνωρίζει την ονομαστική ισχύ της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ, τον αριθμό και τον τρόπο σύνδεσης της συστοιχίας συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας ούτε το μέγεθος του μετατροπέα που ελαχιστοποιεί τα έξοδα σε όλο το χρόνο ζωής του συστήματος. Για το λόγο αυτό τα μεγέθη που περιγράφονται χρήζουν απόφασης ως μεταβλητές σχεδιασμού. Για το λόγο αυτό το λογισμικό επιτρέπει στο χρήστη να εισάγει τα παραπάνω μεγέθη με τη μορφή πίνακα που παρουσιάζεται παρακάτω. Στο παράδειγμα του πίνακα Π.1 παρουσιάζονται διαφορετικός αριθμός ανεμογεννητριών, διαφορετικός αριθμός συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας και διαφορετικό μέγεθος μετατροπέα. Φαίνεται δε, ότι δεν είναι απαραίτητο να υπάρχει κάποιο σταθερό βήμα στα μεγέθη που εισάγονται. Ο πίνακας αυτός για το Homer αποτελεί ένα διάστημα αναζήτησης (search space) της λύσης μεγέθους 140 περιπτώσεων.

Πίνακας 7.1 Διάστημα αναζήτησης









































































	FL30 (Quantity)	Gen (kW)	Batteries (Quantity)	Converter (kW)
1	0	135.00	0	0.00
2	1		16	30.00
3	2		32	60.00
4	3		48	120.00
5	4		64	
6			96	
7			128	
8				

Υπάρχουν 5 διαφορετικές περιπτώσεις ανεμογεννητριών, 7 περιπτώσεις συστοιχίας συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας και 4 περιπτώσεις μεγέθους μετατροπέα ηλεκτρικής ενέργειας.

$$5 \times 4 \times 7 = 140 \text{ περιπτώσεις.}$$

Η διαδικασία της βελτιστοποίησης αποτελείται από ένα σύνολο προσομοιώσεων. Το Homer απορρίπτει τις μη ενεργειακά εφικτές λύσεις (ή αυτές που δεν ικανοποιούν τους προκαθορισμένους περιορισμούς) και κατατάσσει τις υπόλοιπες ανάλογα με την καθαρά παρούσα αξία τους σε μορφή πίνακα ξεκινώντας από την φθηνότερη και καταλήγοντας στην ακριβότερη. Στον πίνακα 7.2 παρατίθεται η μορφή των αποτελεσμάτων της επίλυσης του διαστήματος αναζήτησης του πίνακα I.1:

Πίνακας 7.2 Αποτελέσματα επίλυσης διαστήματος αναζήτησης Πίνακα 7.1

				FL30	Gen (kW)	Batt.	Conv. (kW)	Initial Capital	Total NPC	COE (\$/kWh)	Diesel (L)	Gen (hrs)
				1	135	64	30	\$ 216,500	\$ 849,905	0.273	75,107	4,528
				2	135	64	30	\$ 346,500	\$ 854,660	0.274	54,434	3,350
				1	135	48	30	\$ 200,500	\$ 855,733	0.275	78,061	4,910
				2	135	48	30	\$ 330,500	\$ 856,335	0.275	57,654	3,685
				2	135	32	30	\$ 314,500	\$ 873,322	0.280	62,394	4,139
				2	135	96	60	\$ 401,000	\$ 878,370	0.282	48,139	2,603
				2	135	64	60	\$ 369,000	\$ 880,421	0.282	52,999	3,195
					135	64	30	\$ 86,500	\$ 885,175	0.284	101,290	5,528
				1	135	96	30	\$ 248,500	\$ 887,379	0.285	74,193	4,346
					135	48	30	\$ 70,500	\$ 888,528	0.285	104,009	6,067
				1	135	32	30	\$ 184,500	\$ 889,688	0.285	85,310	5,615
				2	135	96	30	\$ 378,500	\$ 890,504	0.286	52,442	3,136
				2	135	48	60	\$ 353,000	\$ 891,896	0.286	57,316	3,615
				2	135	32	60	\$ 337,000	\$ 905,959	0.291	62,312	4,080
				2	135	128	60	\$ 433,000	\$ 907,508	0.291	45,596	2,226
				1	135	64	60	\$ 239,000	\$ 911,667	0.292	77,753	4,613
					135	96	30	\$ 118,500	\$ 912,410	0.293	101,003	5,330

Οι τέσσερις πρώτες στήλες αναφέρονται στην ύπαρξη των τεσσάρων στοιχείων στο σύστημα. Οι επόμενες τέσσερις δείχνουν είτε την ποσότητα ή την ονομαστική ισχύ των στοιχείων του συστήματος. Στην περίπτωση των ανεμογεννητριών και των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας αναφέρεται η ποσότητά τους στο σύστημα αφού η επιλογή του είδους της ανεμογεννήτριας και των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας έχει προηγηθεί και δεν αποτελεί μέγεθος που χρήζει βελτιστοποίησης. Οι στήλες που αναφέρονται στον μετατροπέα και στη ηλεκτρογεννήτρια ντίζελ δείχνουν την ονομαστική τους ισχύ σε kiloWatts. Οι υπόλοιπες πέντε στήλες δείχνουν τα βασικά χαρακτηριστικά του συστήματος. Αναφέρονται σε αρχικό κεφάλαιο, καθαρά παρούσα αξία, συνολικό κόστος συστήματος ανά κιλοβατώρα, κατανάλωση σε καύσιμο (ντίζελ) καθώς και ώρες λειτουργίας της γεννήτριας. Το λογισμικό προσφέρει αναλυτικά στοιχεία του κάθε συστήματος. Αυτός ο πίνακας αποτελεί μια περίληψή τους.

7.3 Ανάλυση Ευαισθησίας

Στην προηγούμενη παράγραφο έγινε περιγραφή της λειτουργίας βελτιστοποίησης του λογισμικού Homer κατά την οποία το λογισμικό βρίσκει την καταλληλότερη λύση για ορισμένο εύρος δεδομένων εισόδου. Στην ανάλυση ευαισθησίας το λογισμικό τρέχει ένα εύρος βελτιστοποιήσεων κάθε μια εκ των οποίων έχει διαφορετικά δεδομένα εισόδου με σκοπό να υπολογίσει την επιρροή της αλλαγής των δεδομένων εισόδου στα αποτελέσματα του συστήματος.

Στην ανάλυση ευαισθησίας ο χρήστης εισάγει ένα εύρος τιμών για μια μεταβλητή. Η μεταβλητή αυτή ονομάζεται μεταβλητή ευαισθησίας. Μεταβλητή ευαισθησίας μπορεί να είναι κάθε αριθμητική τιμή που ορίζει ο χρήστης στο λογισμικό εκτός από τις

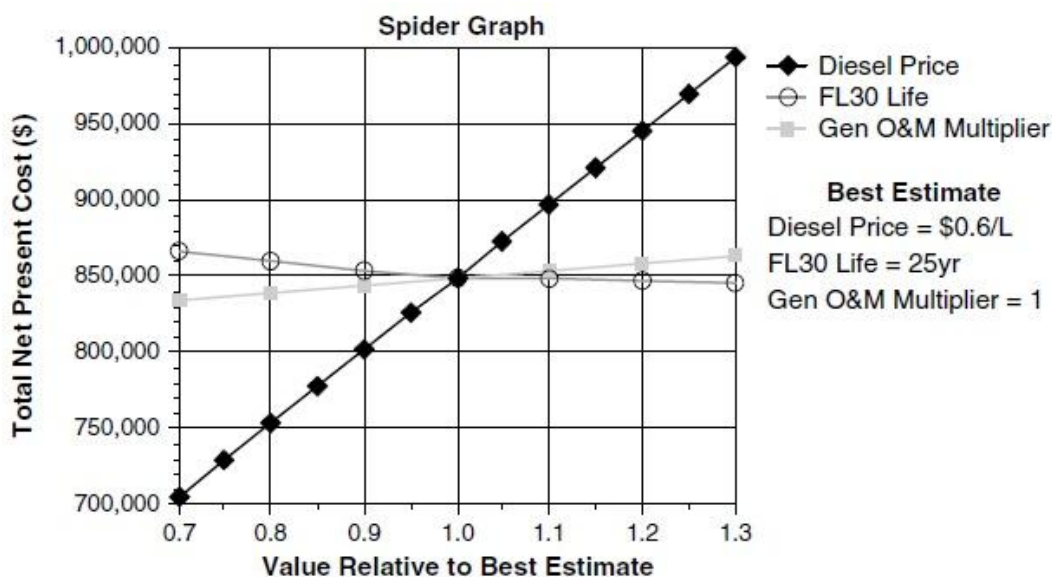
μεταβλητές σχεδιασμού. Μερικά παραδείγματα μεγεθών που μπορούν να αντιμετωπιστούν σαν μεταβλητές ανάλυσης είναι η τιμή του δικτύου παροχής ηλεκτρισμού, η τιμή του καυσίμου της ηλεκτρογεννήτριας ή ο χρόνος ζωής των φωτοβολταϊκών στοιχείων. Ακόμα και η διαθεσιμότητα των ανανεώσιμων πόρων μπορούν να ανήκουν σ' αυτή την κατηγορία. Η ανάλυση ευαισθησίας προσφέρει απαντήσεις σε ερωτήματα όπως:

- 1) Πόσο επιπλέον κεφάλαιο χρειάζεται για να αυξηθεί η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α.Π.Ε από 50% σε 75%;
- 2) Ποιες μορφές ενέργειας πρέπει να χρησιμοποιηθούν υπό δεδομένες συνθήκες;
- 3) Η χρήση ανεμογεννητριών, φωτοβολταϊκών ή ο συνδυασμός τους θα παράγει φθηνότερη ηλεκτρική ενέργεια με χαμηλές εκπομπές καυσαερίων;

Η σημαντικότερη όμως υπηρεσία της ανάλυσης ευαισθησίας στο Homer είναι η βοήθεια που προσφέρει στο χρήστη σε θέματα αβεβαιότητας. Σε περιπτώσεις που ο χρήστης δεν είναι δυνατόν να γνωρίζει την τιμή μιας μεταβλητής ορίζει ένα εύρος τιμών και μέσω της ανάλυσης ευαισθησίας μπορεί να εξετάσει πως συμπεριφέρεται το σύστημα ανάλογα με την μεταβλητή αυτή.

Η αβεβαιότητα είναι μια παράμετρος που συναντάται συχνά στο σχεδιασμό ενεργειακών συστημάτων μικρής ισχύος. Είναι πολύ πιθανό να οδηγήσει σε λάθος αποφάσεις και σε υπέρογκα κόστη κατά τη διάρκεια ζωής του συστήματος. Για παράδειγμα κατά το σχεδιασμό ενός συστήματος που συνδυάζει ανεμογεννήτρια, ηλεκτρογεννήτρια ντίζελ και συσσωρευτές ηλεκτρικής ενέργειας για την κάλυψη φορτίου η τιμή του καυσίμου δεν παραμένει σταθερή καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του συστήματος. Οι συνθήκες λειτουργίας είναι δυνατόν να επηρεάσουν το χρόνο ζωής στοιχείων του συστήματος. Το φορτίο που καλύπτεται μπορεί να αλλάξει. Η ανάλυση ευαισθησίας μπορεί να βοηθήσει το χρήστη να κατανοήσει τον τρόπο που επηρεάζεται η δυναμική του συστήματος από τέτοιες μεταβολές. Με άλλα λόγια, η ανάλυση ευαισθησίας λέει στο χρήστη αν όλα τα σενάρια για το σύστημά που σχεδιάζει βρίσκονται κοντά στην βέλτιστη λειτουργία ή ποια από αυτά απέχουν από αυτή.

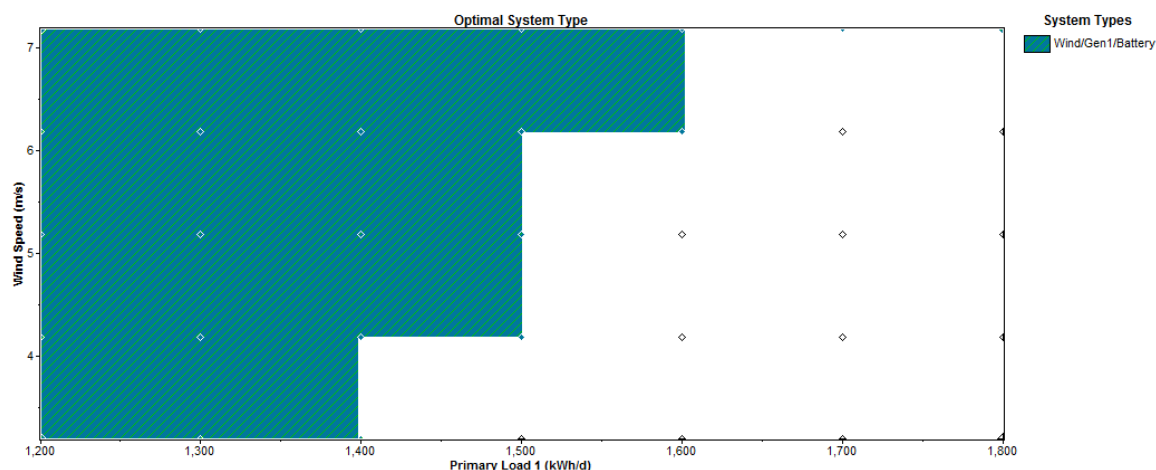
Τα παραπάνω παρουσιάζονται στο χρήστη με τη μορφή διαγράμματος αράχνης. Ένα παράδειγμα ενός τέτοιου διαγράμματος παρουσιάζεται παρακάτω. Πρόκειται για ανάλυση ευαισθησίας του συστήματος του παραπάνω παραδείγματος. Οι μεταβλητές ευαισθησίας είναι ο χρόνος ζωής της ανεμογεννήτριας, η τιμή του πετρελαίου ντίζελ και κόστος λειτουργίας και συντήρησης της ηλεκτρογεννήτριας ντίζελ. Όλα τα μεγέθη παρουσιάζονται στο διάγραμμα 7.2 ως ποσοστά επί της βέλτιστης συνθήκης λειτουργίας (άξονας X) ως προς την καθαρά παρούσα αξία (άξονας Y).



Διάγραμμα 7.2 Μεταβλητές ανάλυσης ευαισθησίας

Το λογισμικό έκανε ανάλυση ευαισθησίας στις παραπάνω μεταβλητές για μια απόκλιση από την βέλτιστη κατάσταση της τάξης του 30%. Η ποσοστιαία απόκλιση έχει καθοριστεί από το χρήστη. Με τον τρόπο αυτό γίνεται κατανοητό ότι η τιμή του καυσίμου επηρεάζει σε πολύ μεγάλο βαθμό την καθαρά παρούσα αξία του συστήματος, σε αντίθεση με τις άλλες δύο μεταβλητές ευαισθησίας.

Πολύ χρήσιμη λειτουργία αποτελεί και η δυνατότητα ανάλυσης ευαισθησίας σε ωριαία μεγέθη. Ο χρήστης μπορεί να κάνει ανάλυση ευαισθησίας σε μεγέθη όπως το φορτίο που πρέπει να ικανοποιηθεί και οι μεταβολές του και η διαθεσιμότητα ανανεώσιμων πόρων στην περιοχή εγκατάστασης του συστήματος. Κάθε σετ δεδομένων εμπεριέχει 8760 τιμές καθώς και μια μέση τιμή σε ορισμένη χρονική περίοδο. Ο χρήστης μπορεί να ορίσει ένα ποσοστό διακύμανσης του ωριαίου μεγέθους ως προς τη μέση τιμή. Με τη μεταβολή της διακύμανσης αλλάζει και η συμπεριφορά του συστήματος. Για παράδειγμα, στο προαναφερθέν σύστημα, μπορεί να γίνει ανάλυση ευαισθησίας ως προς το μέσο φορτίο προς κάλυψη και την μέση ταχύτητα του ανέμου σε ετήσιο επίπεδο. Ο χρήστης ορίζει τις επιθυμητές μέσες ετήσιες τιμές για τις οποίες θέλει να γίνει η ωριαία ανάλυση ευαισθησίας. Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα για την κάλυψη φορτίου μέσης ημερήσιας ζήτησης 1200 – 1800kWh με μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου 3.2 - 7.2m/s. Οι ρόμβοι που εμφανίζονται στο διάγραμμα αποτελούν τα διαφορετικά συστήματα τα οποία ορίζονται για τις προαναφερθείσες μέσες τιμές φορτίου και ταχύτητας ανέμου. Γύρω από κάθε ρόμβο το Homer έχει πραγματοποιήσει πάνω από 5000 βελτιστοποιήσεις ώστε να βρεθεί η συμπεριφορά του συστήματος σε όλο το εύρος τιμών.



Διάγραμμα 7.3 Αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας

Από το διάγραμμα 7.3 αποσαφηνίζονται οι οριακές συνθήκες λειτουργίας του συστήματος. Το παραπάνω διάγραμμα θα είχε περισσότερο νόημα αν εκτός από ανεμογεννήτριες χρησιμοποιούνταν και φωτοβολταϊκά στοιχεία στο σύστημα γεγονός το οποίο θα δημιουργούσε άλλη μια ωριαία μεταβλητή ευαισθησίας, την ηλιοφάνεια. Το παραπάνω απλό διάγραμμα θα γινόταν πιο σύνθετο με την ύπαρξη άλλης μιας σκιαγράφησης η οποία θα υποδήλωνε τη δυνατότητα κάλυψης μεγαλύτερου μέρους φορτίου και δημιουργία νέων συνθηκών οριακής λειτουργίας.

7.4 Στοιχεία του συστήματος

Ως στοιχείο του συστήματος ορίζεται κάθε μέρος που απαρτίζει το σύστημα και είτε παράγει, αποθηκεύει, εναλλάσσει ή μετατρέπει μορφή ενέργειας. Το Homer μπορεί να μοντελοποιήσει 10 τύπους στοιχείων. Τρεις από αυτούς μετατρέπουν ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές. Πρόκειται για τα φωτοβολταϊκά στοιχεία, για τις ανεμογεννήτριες και για τις υδροηλεκτρικές τουρμπίνες. Τα φωτοβολταϊκά στοιχεία μετατρέπουν την ηλιακή ακτινοβολία σε συνεχές ρεύμα. Οι ανεμογεννήτριες μετατρέπουν την αιολική ενέργεια σε συνεχές ή εναλλασσόμενο ρεύμα. Οι υδροηλεκτρικές τουρμπίνες μετατρέπουν την ενέργεια του τρεχούμενου νερού σε συνεχές ή εναλλασσόμενο ρεύμα. Αξίζει να σημειωθεί ότι το λογισμικό δεν έχει τη δυνατότητα να μοντελοποιήσει δεξαμενές αντλησιοταμίευσης.

Άλλα τρία στοιχεία που μοντελοποιεί το Homer παράγουν ενέργεια από συμβατικές πηγές ενέργειας. Τα στοιχεία αυτά μπορεί να χρησιμοποιηθούν από το σύστημα σε περιπτώσεις έλλειψης ανανεώσιμων πηγών για κάλυψη της ζήτησης και όχι σαν βασικές πηγές ενέργειας. Πρόκειται για τις ηλεκτρογεννήτριες, για το ηλεκτρικό δίκτυο και για τα μπόιλερ. Οι ηλεκτρογεννήτριες καταναλώνουν καύσιμο για την παραγωγή συνεχούς ή εναλλασσόμενου ρεύματος. Δύνεται η δυνατότητα να καταναλώσουν ντίζελ ή βιομάζα. Αξίζει να σημειωθεί ότι αν ως καύσιμό των ηλεκτρογεννητριών οριστεί το υδρογόνο τότε αυτές μοντελοποιούνται ως κελιά καυσίμου (fuel cells). Οι ηλεκτρογεννήτριες παράγουν συνεχές ή εναλλασσόμενο

ρεύμα. Τέλος, εκτός από την μοντελοποίηση των μπόιλερ, δύνεται η δυνατότητα εκμετάλλευσης της θερμότητας που παράγεται και από τη λειτουργία των ηλεκτρογεννητριών.

Δύο από τα δέκα στοιχεία εναλλάσσουν το ηλεκτρικό ρεύμα. Ο μεν μετατροπέας εναλλάσσει το ρεύμα από συνεχές σε εναλλασσόμενο και αντίστροφα τα δε κελιά ηλεκτρόλυσης εναλλάσσουν το πλεόνασμα εναλλασσόμενου ή συνεχούς ηλεκτρικού ρεύματος σε υδρογόνο μέσω της διαδικασίας ηλεκτρόλυσης του νερού. Το παραγόμενο υδρογόνο αποθηκεύεται σε δεξαμενές υδρογόνου που αποτελούν και το ένα από τα δύο στοιχεία αποθήκευσης ενέργειας που μοντελοποιεί το λογισμικό. Το δεύτερο στοιχείο αποθήκευσης είναι η συστοιχία συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας. Οι συσσωρευτές ηλεκτρικής ενέργειας αποθηκεύουν συνεχές ρεύμα.

Ακολουθεί η περιγραφή της αρχής μοντελοποίησης του κάθε στοιχείου που χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα διπλωματική εργασία.

7.4.1 Φωτοβολταϊκά Στοιχεία

Το Homer μοντελοποιεί τα φωτοβολταϊκά στοιχεία σαν μια συσκευή που παράγει ηλεκτρική ενέργεια σε ευθεία αναλογία προς τη ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει στην επιφάνειά του. Στον υπολογισμό δεν περιλαμβάνονται η θερμοκρασία λειτουργίας, ούτε το ηλεκτρικό δυναμικό που δημιουργείται στα στοιχεία. Η παραγόμενη ισχύς υπολογίζεται από την εξίσωση 7.1:

$$P_{PV} = f_{PV} \cdot Y_{PV} \cdot \frac{I_T}{I_S} \quad (7.1)$$

Όπου,

f_{PV} : παράγοντας απόκλισης από την ιδανική λειτουργία (0 – 1, αδιάστατο)

Y_{PV} : ονομαστική ισχύς του φωτοβολταϊκού στοιχείου (kW)

I_T : προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία (kW/m²)

I_S : 1kW/m²

Το μέγεθος I_T δείχνει τη μέγιστη ισχύ του φωτοβολταϊκού στοιχείου. Δηλαδή, το ποσό ισχύος που θα παρήγαγε υπό άριστες συνθήκες. Αυτές αντιστοιχούν σε 25°C και προσπίπτουσα ακτινοβολία ίση με 1kW/m². Το μέγεθος I_S δείχνει το ποσό της ηλιακής ακτινοβολίας που χρησιμοποιείται για τη διαστασιολόγηση του φωτοβολταϊκού στοιχείου, για την εύρεση δηλαδή της ισχύος άριστης λειτουργίας I_T (peak). Το μέγεθος f_{PV} θα μπορούσε να χαρακτηριστεί ως απόδοση του φωτοβολταϊκού στοιχείου. Ωστόσο, συμπεριλαμβάνει και παράγοντες όπως η συγκέντρωση σκόνης στην επιφάνεια του στοιχείου, οι απώλειες των καλωδιώσεων,

η αυξημένη θερμοκρασία και γενικότερα οτιδήποτε θα μπορούσε να προκαλέσει απώλειες στην παραγωγή ισχύος του στοιχείου.

Η εξάρτηση της παραγόμενης ισχύος του φωτοβολταϊκού στοιχείου από το ηλεκτρικό δυναμικό που δημιουργείται είναι άμεση και πολύ σημαντική. Αυτό μπορεί να γίνει κατανοητό από το γεγονός ότι διαφέρει το ποσοστό φόρτισης των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας συνδεδεμένης με ένα φωτοβολταϊκό στοιχείο αν το δυναμικό που δημιουργείται είναι μικρότερο του μέγιστου. Το Homer δεν εξετάζει τις περιπτώσεις αυτές διότι θεωρεί ότι μεταξύ του στοιχείου και της τροφοδότησης οποιουδήποτε άλλου στοιχείου του συστήματος παρεμβάλλεται διορθωτής τάσης. Η υπόθεση αυτή καλύπτει εν μέρει το κενό που δημιουργείται, ωστόσο ο χρήστης πρέπει να συμπεριλάβει, στον οικονομικό σχεδιασμό, στην τιμή κόστους του στοιχείου και την τιμή κόστους του διορθωτή.

Για τον οικονομικό σχεδιασμό του φωτοβολταϊκού στοιχείου απαιτείται ο ορισμός κόστους εγκατάστασης, συντήρησης, αντικατάστασης και ο χρόνος ζωής του στοιχείου. Το κόστος αντικατάστασης αναφέρεται στο ποσό που θα δαπανηθεί μετά το πέρας του χρόνου ζωής του στοιχείου για την αντικατάστασή του. Μπορεί να είναι ίδιο με το κόστος εγκατάστασης ωστόσο υπάρχουν μεγάλες πιθανότητες να διαφέρει καθώς ο χρόνος ζωής ενός μέσου φωτοβολταϊκού στοιχείου αγγίζει την 25ετία.

Το λογισμικό, για κάθε ώρα του έτους, χρησιμοποιώντας το μοντέλο HDKR, υπολογίζει το ποσό της προσπίπτουσας στο στοιχείο ηλιακής ακτινοβολίας. Το μοντέλο αυτό χρησιμοποιεί τη προσπίπτουσα ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντια επιφάνεια, τον προσανατολισμό του στοιχείου, την γεωγραφική τοποθεσία, την ημέρα του χρόνου και την ώρα της ημέρας για τους υπολογισμούς του. Αξίζει να σημειωθεί ότι ο προσανατολισμός του στοιχείου μπορεί να χρησιμοποιηθεί τόσο ως σταθερός παράγοντας όσο και ως μεταβλητός με τη χρήση κάποιου συστήματος ορισμένης τροχιάς.

7.4.2 Ανεμογεννήτριες

Το Homer μοντελοποιεί τις ανεμογεννήτριες σαν συσκευές που μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική ενέργεια. Για να μοντελοποιήσει την μετατροπή στηρίζεται στη καμπύλη ισχύος που χαρακτηρίζει τον εκάστοτε τύπο ανεμογεννήτριας. Η καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας, όπως προαναφέρθηκε, είναι ένα διάγραμμα που συσχετίζει την παραγόμενη από την ανεμογεννήτρια ισχύ με την ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της ατράκτου της και σε πυκνότητα αέρα ίση με 1.225kg/m^3 . Η πυκνότητα αυτή αναφέρεται σε ιδανικές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας.

Για κάθε ώρα το λογισμικό υπολογίζει την ισχύ που παράγεται από την ανεμογεννήτρια με μια διαδικασία τεσσάρων βημάτων.

- 1) Υπολογίζει τη μέση ταχύτητα του αέρα στο ύψος του ανεμομέτρου σύμφωνα με τα δεδομένα που έχει εισάγει ο χρήστης.
- 2) Υπολογίζει τη μέση ταχύτητα του ανέμου στο ύψος του ανεμομέτρου με βάση το λογαριθμικό ή τον εκθετικό νόμο (εξαρτάται από τις ρυθμίσεις του χρήστη).
- 3) Αντιστοιχίζει την τιμή ταχύτητας ανέμου σε παραγωγή ισχύος με βάση τη χαρακτηριστική καμπύλη, υποθέτοντας σταθερή πυκνότητα αέρα 1.225kg/m^3
- 4) Πολλαπλασιάζει την παραγόμενη ισχύ με τον συντελεστή πυκνότητας όπως αυτός προκύπτει από το U.S. Standard Atmosphere λόγω υψομέτρου.

Το Homer υποθέτει σταθερή πυκνότητα αέρα καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου.

Ο χρήστης ορίζει πλήρως το στοιχείο της ανεμογεννήτριας στο σύστημα εισάγοντας επιπλέον τα παρακάτω δεδομένα:

- 1) Την χαρακτηριστική καμπύλη ισχύος της ανεμογεννήτριας
- 2) Το ύψος που βρίσκεται η άτρακτος
- 3) Τον αναμενόμενο χρόνο ζωής της ανεμογεννήτριας
- 4) Τα κόστη εγκατάστασης, αντικατάστασης, λειτουργίας και συντήρησης

7.4.3 Ηλεκτρογεννήτριες

Οι ηλεκτρογεννήτριες καταναλώνουν κάποιας μορφής καύσιμο για παραγωγή ενέργειας και θερμότητας σαν παραπροϊόν. Το λογισμικό μπορεί να μοντελοποιήσει ένα εύρος γεννητριών. Σ' αυτές συμπεριλαμβάνονται γεννήτριες με μηχανές εσωτερικής καύσης, μικροτουρμπίνες, κελιά καυσίμου, μηχανές Stirling και άλλες. Ο αριθμός των ηλεκτρογεννητριών που μπορούν αν συμμετάσχουν σε ένα σύστημα είναι τρεις. Δύνεται η δυνατότητα κάθε μια από αυτές να χρησιμοποιεί διαφορετικό τύπο καυσίμου και να παράγει συνεχές ή εναλλασσόμενο ρεύμα.

Τα μεγέθη που προσδιορίζουν τη λειτουργία μιας ηλεκτρογεννήτριας είναι:

- 1) Η ελάχιστη και μέγιστη ισχύς που παράγει
- 2) Ο χρόνος ζωής σε ώρες λειτουργίας
- 3) Ο τύπος του καυσίμου που καταναλώνει
- 4) Η καμπύλη καυσίμου που συσχετίζει την ποσότητα του καταναλισκόμενου καυσίμου με την παραγόμενη ισχύ

Ο χρήστης μπορεί να χρησιμοποιήσει ένα εκ των συμβατικών καυσίμων του λογισμικού, να χρησιμοποιήσει ένα εκ των εναλλακτικών καυσίμων (υδρογόνο, βιομάζα) ή να εισάγει δεδομένα καυσίμου στο λογισμικό για να μοντελοποιήσει κάποια ειδική περίπτωση.

Το λογισμικό υποθέτει πως η καμπύλη του καυσίμου είναι ευθεία γραμμή. Για οποιαδήποτε καμπύλη λοιπόν, χρησιμοποιεί τη μέθοδο ελαχίστων τετραγώνων. Η κατανάλωση του καυσίμου παρουσιάζεται υπό τη μορφή της εξίσωσης 7.2:

$$F = F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen} \quad (7.2)$$

Όπου:

Y_{gen} : η ονομαστική ισχύς της ηλεκτρογεννήτριας (kW) – άξονας y

P_{gen} : η παραγόμενη ισχύς στις εκάστοτε συνθήκες λειτουργίας (kW)

F_1 : η ανά μονάδα ισχύος κατανάλωση καυσίμου – κλίση καμπύλης

F_0 : ο λόγος της κατανάλωσης καυσίμου κατά την έναρξη λειτουργίας της ηλεκτρογεννήτριας προς την ονομαστική της ισχύ

F : η κατανάλωση του καυσίμου – άξονας x

Η κατανάλωση του καυσίμου μπορεί να μετριέται σε μονάδες κιλά, λίτρα ή κυβικά μέτρα ανά ώρα. Δεδομένου ότι η κλίση και ο όρος F_0 εξαρτώνται από τη μονάδα μέτρησης της κατανάλωσης, μετρώνται σε kg/h/kW, litre/h/kW ή m³/h/kW αντίστοιχα.

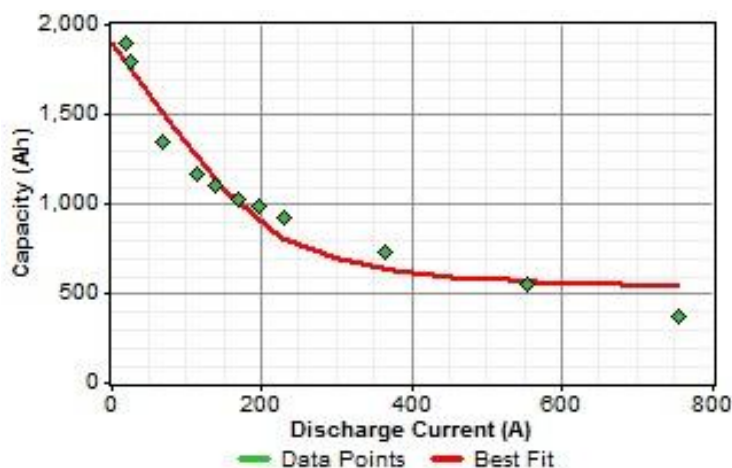
Η θερμότητα που παράγεται από τη χρήση της ηλεκτρογεννήτριας συνήθως απορρίπτεται. Δύνεται όμως η δυνατότητα χρήσης μέρους της για την κάλυψη θερμικού φορτίου. Στην περίπτωση αυτή ο χρήστης δίνει στο λογισμικό ένα συντελεστή θερμότητας που αποτελεί το ποσοστό της θερμότητας που μπορεί να χρησιμοποιηθεί.

Τέλος δίνεται η δυνατότητα να οριστούν περιορισμοί στο χρόνο χρήσης της ηλεκτρογεννήτριας. Το λογισμικό υπολογίζει τις απαραίτητες ώρες χρήσης της γεννήτριας για την κάλυψη των αναγκών του συστήματος, ωστόσο ο χρήστης μπορεί να περιορίσει τις ώρες χρήσης όπως κρίνει σκόπιμο.

7.4.4 Συστοιχία Συσσωρευτών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ως συστοιχία συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας ορίζεται το σύνολο των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούνται στο σύστημα για αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας. Το λογισμικό προσομοιώνει τον κάθε συσσωρευτή ηλεκτρικής ενέργειας σαν συσκευή αποθήκευσης συγκεκριμένης ποσότητας συνεχούς ρεύματος, με σταθερή απόδοση, όρια ως προς το χρόνο φόρτισης και εκφόρτισης, το μέγιστο βάθος εκφόρτισης και χρόνο ζωής που μετράται σε ποσό ενέργειας που τον διέρρευσε μέχρι την αντικατάσταση. Το Homer δεν συνυπολογίζει τη φθορά του συσσωρευτή ηλεκτρικής ενέργειας από τη χρήση, θεωρώντας σταθερή την απόδοσή του καθ' όλο το χρόνο ζωής του και ανεξάρτητη από τις εξωτερικούς παράγοντες, όπως η θερμοκρασία.

Τα βασικά χαρακτηριστικά των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιεί το λογισμικό για την μοντελοποίηση είναι το ονομαστικό δυναμικό, η καμπύλη χωρητικότητας, η καμπύλη του χρόνου ζωής, η ελάχιστη στάθμη φόρτισης και η απόδοση τους. Ένα παράδειγμα καμπύλης χωρητικότητας παρουσιάζεται στο διάγραμμα 7.4:



Διάγραμμα 7.4 Καμπύλη χωρητικότητας

Η καμπύλη δείχνει τα αμπερώρια που δίνει ο συσσωρευτής ηλεκτρικής ενέργειας όταν εκφορτίζεται με συγκεκριμένης έντασης ρεύμα. Για να σχεδιαστεί μια τέτοιου είδους καμπύλη, ο κατασκευαστής των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιεί έναν πλήρως φορτισμένο συσσωρευτή και τον εκφορτίζει πλήρως αναγκάζοντάς τον να δώσει ρεύμα σταθερής έντασης. Με τον τρόπο αυτό σχεδιάζεται καθένα από τα σημεία που απαρτίζουν το διάγραμμα. Συνήθως όσο μεγαλύτερο είναι το ρεύμα εκφόρτισης, δηλαδή η ένταση του ρεύματος με την οποία εκφορτίζεται ο συσσωρευτής ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο μικρότερη είναι η χωρητικότητά του.

Η καμπύλη χρόνου ζωής των συσσωρευτών ηλεκτρικής ενέργειας συσχετίζει τον αριθμό κύκλων φόρτισης – εκφόρτισης με το βάθος εκφόρτισης. Όσο μεγαλύτερο είναι το βάθος εκφόρτισης του συσσωρευτή ηλεκτρικής ενέργειας τόσο λιγότεροι είναι οι κύκλοι ζωής του. Αυτό συμβαίνει γιατί οι περισσότεροι συσσωρευτές ηλεκτρικής ενέργειας φθείρονται ανεπανόρθωτα σε μεγάλα βάθη εκφόρτισης. Το μέγιστο βάθος εκφόρτισης είναι το όριο εκφόρτισης του συσσωρευτή κάτω από το οποίο επέρχονται οι προαναφερθείσες φθορές. Το Homer κατά το σχεδιασμό του συστήματος αποτρέπει το συσσωρευτή από το να φτάσει σε εκφόρτιση μεγαλύτερη του μέγιστου βάθους εκφόρτισης. Ως απόδοση του συσσωρευτή ορίζεται ο λόγος της ενέργειας που αποδίδεται στο σύστημα από το συσσωρευτή προς την ενέργεια που αυτή απορροφά για να φορτιστεί.

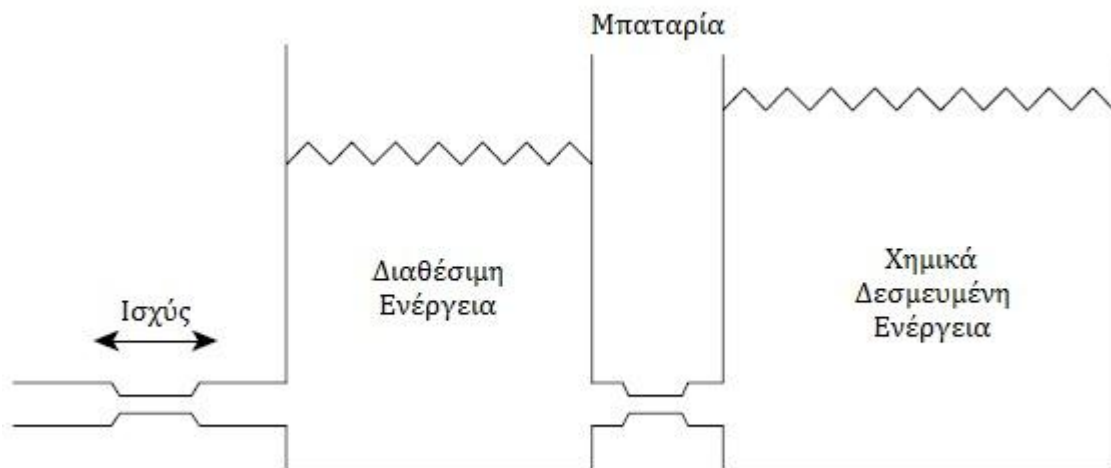
Για τον υπολογισμό του ανώτατου βαθμού φόρτισης και εκφόρτισης του συσσωρευτή ηλεκτρικής ενέργειας το Homer χρησιμοποιεί το kinetic battery model το οποίο θεωρεί τους συσσωρευτές ηλεκτρικής ενέργειας σαν ένα σύστημα δύο αποθηκών

ενέργειας. Σύμφωνα με το μοντέλο, η μια εκ των δύο δεξαμεμών είναι διαθέσιμη για φόρτιση ή εκφόρτιση άμεσα, αλλά η άλλη δεξαμεμή είναι χημικά δεσμευμένη. Ο ρυθμός με τον οποίο η ενέργεια μεταβάλλεται από κατάσταση χημικής δέσμευσης σε διαθέσιμη κατάσταση και αντίστροφα, εξαρτάται από τη «διαφορά στάθμης» των δύο δεξαμεμών. Με τον τρόπο αυτό, και με τη βοήθεια του παρακάτω σχήματος, τα τρία μεγέθη που περιγράφουν πλήρως τους συσσωρευτές ηλεκτρικής ενέργειας ορίζονται ως εξής:

Μέγιστη χωρητικότητα: Το άθροισμα του μεγέθους των δύο δεξαμεμών

Capacity ratio: Ο λόγος της δεξαμεμής διαθεσιμότητας προς τη δεξαμεμή χημικής δέσμευσης

Rate constant (ρυθμός εναλλαγής κατάστασης): Είναι μέγεθος ανάλογο του σωλήνα που συνδέει τις δύο δεξαμεμές.



Εικόνα 7.3 Απεικόνιση του μοντέλου Kinetic Battery Model

Η καμπύλη χρόνου ζωής είναι το διάγραμμα που συσχετίζει τον αριθμό των κύκλων φόρτισης – εκφόρτισης με το βάθος εκφόρτισης του συσσωρευτή. Το ποσό της ενέργειας που διαρρέει το συσσωρευτή σε όλο το χρόνο ζωής του μπορεί να βρεθεί ως το γινόμενο του αριθμού των κύκλων ζωής του συσσωρευτή με βάθος εκφόρτισης το ονομαστικό δυναμικό και τη μέγιστη χωρητικότητα του συσσωρευτή. Από το παρακάτω διάγραμμα φαίνεται πόσο μικρότερη είναι η συσχέτιση του ποσού ενέργειας που διαρρέει το συσσωρευτή ηλεκτρικής ενέργειας με το βάθος εκφόρτισης σε σχέση με τον αριθμό κύκλων φόρτισης – εκφόρτισης με το ίδιο μέγεθος. Για το λόγο αυτό το Homer κάνει την υπόθεση ότι η συνολική ενέργεια είναι ανεξάρτητη από το βάθος εκφόρτισης του συσσωρευτή. Αυτό πρακτικά σημαίνει ότι για τον υπολογισμό του χρόνου ζωής το Homer μετρά το ποσό της ενέργειας που διέρχεται από το συσσωρευτή χωρίς να συνυπολογίζει το βάθος εκφόρτισης σύμφωνα με την εξίσωση 7.3:

$$R_{batt} = \min \left(\frac{N_{batt} \cdot Q_{lifetime}}{Q_{thrpt}}, R_{batt,f} \right) \quad (7.3)$$

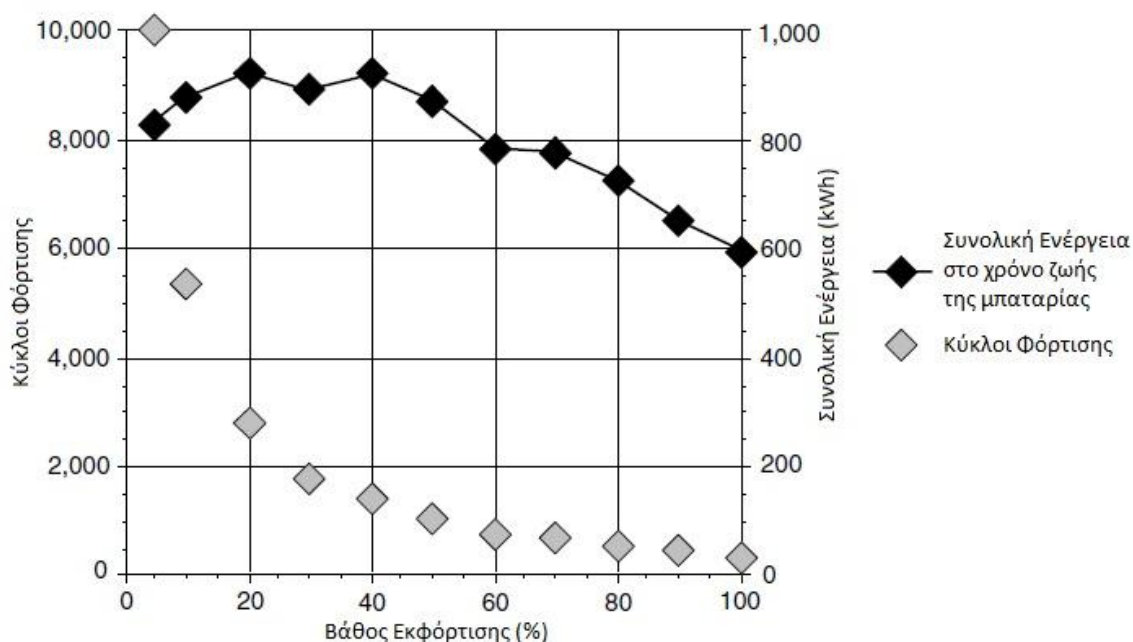
Όπου,

N_{batt} : Αριθμός συσσωρευτών που συμμετέχουν στη συστοιχία

$Q_{lifetime}$: Χρόνος ζωής ενός συσσωρευτή

Q_{thrpt} : Συνολική ενέργεια που διαρρέει το συσσωρευτή σε ένα χρόνο

$R_{batt,f}$: Μέγιστος χρόνος ζωής του συσσωρευτή ανεξάρτητα από την ενέργεια που τη διαρρέει



Διάγραμμα 7.5 Συσχέτιση βάθους εκφόρτισης και κύκλων φόρτισης συσσωρευτή ηλεκτρικής ενέργειας

Ο χρήστης ορίζει το κόστος εγκατάστασης, αντικατάστασης και το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης της συστοιχίας. Το λογισμικό υπολογίζει το σταθερό και οριακό κόστος της ενέργειας κάθε στοιχείου του συστήματος που δεν αποτελεί ανανεώσιμη πηγή ενέργειας. Στην περίπτωση του συσσωρευτή όμως τα πράγματα είναι διαφορετικά. Σε αντίθεση με τη ηλεκτρογεννήτρια ντίζελ, δε χρειάζεται καύσιμο για την παραγωγή ενέργειας. Ως εκ τούτου δεν υπάρχει λειτουργικό κόστος του συσσωρευτή. Το οριακό κόστος ενέργειας ορίζεται ως το άθροισμα του κόστους της ενέργειας που διαρρέει το συσσωρευτή ηλεκτρικής ενέργειας και ο μέσος όρος του κόστους της ενέργειας που βρίσκεται αποθηκευμένη στην συστοιχία.

7.4.5 Ηλεκτρικό Δίκτυο

Το Homer μοντελοποιεί το δίκτυο ηλεκτρικής ενέργειας σαν ένα στοιχείο από το οποίο είναι δυνατή η αγορά και η πώληση ηλεκτρικής ενέργειας. Το δίκτυο παρέχει στο σύστημα εναλλασσόμενο ρεύμα. Το κόστος αγοράς ηλεκτρισμού από το δίκτυο αναφέρεται στην τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας από την εταιρία παραγωγής. Ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να ορίσει μέχρι 16 διαφορετικές τιμές ηλεκτρικής ενέργειας για ένα σύστημα. Η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας εξαρτάται όχι μόνο από το συνολικό ποσό χρήσης ενός συστήματος αλλά και από τη στιγμή της χρήσης. Το λογισμικό παρέχει τη δυνατότητα να ληφθούν υπ' όψιν αυτές οι μεταβολές για την ακριβέστερη οικονομική ανάλυση του συστήματος.

Οι μεταβλητές που περιγράφουν την ικανότητα του συστήματος να αγοράζει και να πουλάει ηλεκτρική ενέργεια είναι δύο. Η πρώτη είναι η μέγιστη ισχύς που μπορεί το σύστημα να δώσει στο δίκτυο. Η δεύτερη είναι η μέγιστη ισχύς την οποία μπορεί να προμηθευτεί το σύστημα από το δίκτυο. Η δεύτερη μεταβλητή αποτελεί μεταβλητή απόφασης, αφού καθορίζει εμμέσως την επιρροή της τιμής του ηλεκτρισμού στο συνολικό λειτουργικό κόστος του συστήματος. Το Homer δεν υπολογίζει σε ωριαία βάση το ποσό της ηλεκτρικής ενέργειας που πρέπει να αγοραστεί από το δίκτυο. Η ηλεκτρική ενέργεια που πρέπει να αγοραστεί από το δίκτυο υπολογίζεται στο τέλος κάθε προσομοίωσης. Για παράδειγμα, αν σε ένα σύστημα συνυπάρχουν ηλεκτρικό δίκτυο και ηλεκτρογεννήτρια ντίζελ, το λογισμικό δεν θα θέσει σε λειτουργία την ηλεκτρογεννήτρια για να αποφύγει χρεώσεις από το δίκτυο, αλλά θα ενεργοποιήσει τη γεννήτρια όταν το δίκτυο είναι ανεπαρκές για την κάλυψη του φορτίου. Δηλαδή, πρωταρχικός στόχος του συστήματος θα είναι η ενεργειακή ολοκλήρωση. Από τα παραπάνω γίνεται αντιληπτό ότι η μέγιστη ισχύς που μπορεί να προμηθευτεί το σύστημα από το δίκτυο αποτελεί καθοριστική μεταβλητή του συστήματος και παράμετρο ελέγχου όχι μόνο του κόστους αλλά και της λειτουργίας του συστήματος.

Ο χρήστης εκτός από τα προαναφερθέντα μεγέθη, ορίζει στο λογισμικό του συντελεστές εκπομπής καυσαερίων του δικτύου. Οι συντελεστές αυτοί είναι οι τιμές εκπομπών καυσαερίου ανά κιλοβατώρα της εγκατάστασης παροχής ηλεκτρισμού. Δύνεται η δυνατότητα να οριστούν έξι τύποι καυσαερίων. Ο υπολογισμός των καυσαερίων έχει να κάνει αφενός με την αγορά της ενέργειας από το δίκτυο, δηλαδή με τα καυσαέρια που παράγει το δίκτυο για τη δεδομένη ποσότητα ηλεκτρισμού που αγοράζει το σύστημα, αλλά και με το ποσό των καυσαερίων που αντιστοιχούν στην ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που το σύστημα πουλάει στο δίκτυο. Τα καυσαέρια δηλαδή που δεν παράγονται από το δίκτυο λόγω αγοράς ισχύος από το σύστημα.

Το οριακό κόστος της χρήσης του δικτύου υπολογίζεται ως το άθροισμα του κόστους ηλεκτρικής ενέργειας που αγοράζει το σύστημα από το δίκτυο και του πιθανού φόρου για εκπομπή καυσαερίων. Το γεγονός ότι η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας είναι δυνατόν να μεταβάλλεται από ώρα σε ώρα συνεπάγεται την αλλαγή του οριακού κόστους από ώρα σε ώρα. Το Homer επιλέγει την κατάλληλη πηγή ενέργειας ανάλογα με το ελάχιστο κόστος χρήσης. Κατ' επέκταση, σε ένα σύστημα δικτύου –

ηλεκτρογεννήτριας, το Homer μπορεί να θέσει σε λειτουργία την ηλεκτρογεννήτρια μόνο τις ώρες που το οριακό κόστος χρήσης του δικτύου υπερβαίνει το οριακό κόστος λειτουργίας της ηλεκτρογεννήτριας με την προϋπόθεση της κάλυψης του φορτίου.

Το τελευταίο, αλλά εξίσου σημαντικό στοιχείο που χρησιμοποιήθηκε στην προσομοίωση των συστημάτων της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι ο μετατροπέας ηλεκτρικής ενέργειας. Σκοπός χρήσης του μετατροπέα είναι η μετατροπή του συνεχούς ρεύματος σε εναλλασσόμενο και αντίστροφα. Η παρουσία του στο σύστημα είναι απαραίτητη αφού το σύνολο των συστημάτων που προσομοιάζονται περιέχουν πηγές τόσο συνεχούς όσο και εναλλασσόμενου ρεύματος. Το μέγεθος του μετατροπέα ορίζεται από την ικανότητά του να μετατρέπει το συνεχές ρεύμα σε εναλλασσόμενο (inversion). Ως εκ τούτου, αυτό το μέγεθος αποτελεί τη μεταβλητή σχεδιασμού για το χρήστη. Η αντίστροφη διαδικασία (rectification) προσδιορίζεται ως ένα ποσοστό του inversion. Για το λόγο αυτό δεν αποτελεί διαφορετική μεταβλητή σχεδιασμού.

Σημαντική παράμετρος λειτουργίας του μετατροπέα στο σύστημα αποτελεί η ικανότητα του να λειτουργεί παράλληλα με κάποια πηγή εναλλασσόμενου ρεύματος και να δίνουν ταυτόχρονα ενέργεια στο δίκτυο. Μερικοί μετατροπείς δεν έχουν αυτή τη δυνατότητα. Το Homer υπολογίζει τη λειτουργία του μετατροπέα με δεδομένο ότι η απόδοση του παραμένει σταθερή κατά τη διάρκεια ολόκληρου του χρόνου ζωής του. Οι οικονομικές παράμετροι που προσδιορίζουν τον μετατροπέα είναι το κόστος εγκατάστασης, το κόστος αντικατάστασης και το κόστος λειτουργίας και συντήρησής του.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ ΙΙΙ – ΑΦΑΛΑΤΩΣΗ ΜΕ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΗ ΌΣΜΩΣΗ

Η αφαλάτωση χαρακτηρίζεται από ορισμένα μεγέθη όπως η οσμωτική πίεση του νερού τροφοδοσίας, το ποσοστό ανάκτησης και το ποσοστό απόρριψης.

Η τιμή της οσμωτικής πίεσης του προς αφαλάτωση νερού εξαρτάται από τη συγκέντρωση του διαλυμένου άλατος. Η οσμωτική πίεση δίνεται από την εξίσωση 8.1.

$$\Pi = R \cdot T \cdot \sum_i \nu_i \cdot c_i \quad (8.1)$$

Όπου,

- ν : ο συντελεστής van't Hoff για το ιόν του διαλυμένου άλατος
- c : η συγκέντρωση του ιόντος του διαλυμένου άλατος
- i : το πλήθος των διαφορετικών ειδών διαλυμένων ιόντων στο διάλυμα

Δηλαδή, σε διάλυμα χλωριούχου νατρίου σε νερό συγκέντρωσης 30000ppm και σε θερμοκρασία 25°C η οσμωτική πίεση θα ήταν 2.66 MPa.

Ο συντελεστής van't Hoff ορίζεται ως ο λόγος της πραγματικής συγκέντρωσης των ιόντων ενός διαλύματος προς τη συγκέντρωση υπολογισμένη με βάση τη μάζα της διαλυμένης ουσίας. Η αρχή λειτουργίας που διέπει την διεργασία της αντίστροφης όσμωσης έγκειται στο γεγονός ότι για εφαρμοζόμενη υδροστατική πίεση μεγαλύτερη της οσμωτικής διαφοράς πίεσης μεταξύ νερού τροφοδοσίας και αφαλατωμένου νερού το νερό τροφοδοσίας υφίσταται αφαλάτωση με όσμωση. Δηλαδή, νερό ρέει από το πυκνό διάλυμα του νερού τροφοδοσίας προς το καθαρό νερό.

Το ποσοστό ανάκτησης είναι το μέγεθος που δείχνει την απόδοση της αντίστροφης όσμωσης αφού ορίζεται ως ο λόγος του καθαρού νερού προς το νερό τροφοδοσίας. Υπολογίζεται με βάση την εξίσωση 8.2.

$$R.R. = \frac{Q_{permeate}}{Q_{feed}} \cdot 100\% \quad (8.2)$$

Όπου,

- $R.R.$: το ποσοστό ανάκτησης
- $Q_{permeate}$: η ροή καθαρού νερού
- Q_{feed} : η ροή νερού τροφοδοσίας

Η ανάκτηση των μονάδων αντίστροφης όσμωσης αυξάνεται καθώς εξελίσσεται η τεχνολογία γύρω από τη διεργασία και τις μεμβράνες που χρησιμοποιούνται. Σήμερα, ένα ποσοστό της τάξεως του 65%-70% είναι εφικτό.

Το ποσοστό απόρριψης υπολογίζεται από το λόγο της διαφοράς αλατότητας του καθαρού νερού από το νερό τροφοδοσίας ως προς την αλατότητα του νερού τροφοδοσίας. Η εξίσωση 8.3 αποτελεί ένα παράδειγμα του ποσοστού απόρριψης με όρους συγκέντρωσης.

$$Rejection(\%) = \frac{c_f - c_p}{c_f} \cdot 100\% \quad (8.3)$$

Όπου,

Rejection: το ποσοστό απόρριψης

c_f : η συγκέντρωση των διαλυμένων αλάτων στο νερό τροφοδοσίας

c_p : η συγκέντρωση των διαλυμένων αλάτων στο καθαρό νερό

Η χρήση ενός θεωρητικού μοντέλου μεταφοράς μάζας και διάχυσης δια μέσου των μεμβρανών αντίστροφης όσμωσης είναι απαραίτητο για τη μελέτη της διεργασίας. Η ροή νερού δια μέσου της μεμβράνης δεν εξαρτάται μόνο από τη διαφορά της εξωτερικά εφαρμοζόμενης πίεσης από την οσμωτική (αποτελεί την κινούσα δύναμη), αλλά και από τους συντελεστές μάζας και διάχυσης του νερού, το μερικό μοριακό του όγκο, το πάχος της ημιπερατής μεμβράνης και τη θερμοκρασία. Η ροή του νερού δίνεται από την εξίσωση 8.4 τύπο:

$$J_v = \frac{-k_w \cdot D_w \cdot \bar{V}_w}{R \cdot T} \cdot \frac{\Delta P - \Delta \Pi}{\delta} \quad (8.4)$$

Όπου,

J_v : η ογκομετρική ροή νερού διαμέσου της μεμβράνης

k_w : ο συντελεστής μεταφοράς μάζας του νερού

D_w : ο συντελεστής διάχυσης του νερού

\bar{V}_w : ο μερικός μοριακός όγκος του νερού

δ : το πάχος της ημιπερατής μεμβράνης

$\Delta P - \Delta \Pi$: η διαφορά εξωτερικά εφαρμοζόμενης και οσμωτικής πίεσης

T : η θερμοκρασία (σε μονάδες αντίστοιχες της σταθεράς τελείων αερίων)

Ομοίως για τη μεταφορά του άλατος δια μέσου της μεμβράνης η μοριακή ροή του άλατος δίνεται από την εξίσωση 8.5. Η κινούσα δύναμη είναι η διαφορά συγκέντρωσης του άλατος από το ρεύμα τροφοδοσίας στο καθαρό νερό.

$$J_s = \frac{k_s \cdot D_s}{\delta} \cdot (c_s^f - c_s^p) \quad (8.5)$$

Όπου,

J_s : η μοριακή ροή άλατος

k_s : ο συντελεστής μεταφοράς μάζας του άλατος

D_s : ο συντελεστής διάχυσης του άλατος

c_s^f : η μοριακή συγκέντρωση του άλατος στο νερό τροφοδοσίας

c_s^p : η μοριακή συγκέντρωση του άλατος στο καθαρό νερό

Παρατηρούμε ότι στη συγκεκριμένη περίπτωση δεν υπάρχει όρος θερμοκρασίας στον παραπάνω τύπο. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το ποσό των συνολικών διαλυμένων στερεών τόσο στο νερό τροφοδοσίας όσο και στο καθαρό νερό εξαρτάται από τη θερμοκρασία τους. Συνεπώς, η θερμοκρασία «κρύβεται» στους όρους συγκέντρωσης.

Η ισχύς της αντλίας που χρησιμοποιείται για την επίτευξη της εξωτερικά εφαρμοζόμενης πίεσης για να λάβει χώρα η διαδικασία της αντίστροφης όσμωσης δίνεται από την εξίσωση 8.6:

$$P_{pump} = \frac{Q_{feed} \cdot (P_{feed} - P_{in})}{\eta_{pump}} \quad (8.6)$$

Όπου,

P_{feed} : η πίεση στην αρχή της μεμβράνης

P_{in} : η πίεση του ρεύματος τροφοδοσίας

η_{pump} : ο βαθμός απόδοσης της αντλίας

Ο παραπάνω τύπος δεν καλύπτει περιπτώσεις στις οποίες χρησιμοποιείται σύστημα ανάκτησης ενέργειας. Συνήθως, σύστημα ανάκτησης ενέργειας χρησιμοποιείται σε μεσαίας και μεγάλης δυναμικότητας συστήματα, με την προϋπόθεση ότι η πίεση του ρεύματος προς απόρριψης είναι αρκετά υψηλή. Τα συστήματα ανάκτησης ενέργειας

που χρησιμοποιούνται στις εφαρμογές αντίστροφης ώσμωσης μπορούν να χωριστούν σε δύο κατηγορίες:

- 1) «Εναλλάκτες πίεσης» (Pressure exchangers), οι οποίοι μεταφέρουν άμεσα πίεση από την άλμη σε μέρος του ρεύματος τροφοδοσίας.
- 2) Συστήματα στροβίλων (Turbine systems), οι οποίοι μετατρέπουν την ενέργεια της ρεύματος της άλμης σε μηχανική, είτε τροφοδοτώντας την αντλία σαν συμπλήρωμα, είτε άμεσα το ρεύμα τροφοδοσίας.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ IV - ΜΕΤΕΩΡΟΛΟΓΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ

Τα αιολικά και ηλιακά δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για την προσομοίωση αφορούν στα μετεωρολογικά δεδομένα τεσσάρων νησιών και αντλήθηκαν από τη βάση δεδομένων του λογισμικού Retscreen. Τα νησιά αυτά είναι η Θήρα, η Κάλυμνος, η Νάξος, και η Ρόδος. Τα αιολικά και ηλιακά δεδομένα παρουσιάζονται στους πίνακες 9.1 έως 9.4.

Πίνακας 9.1 Μετεωρολογικά δεδομένα Θήρας

Μήνας	Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Δείκτης Διαύγειας	Ακτινοβολία (kWh/m ² /day)
Ιανουάριος	3.3	0.505	2.48
Φεβρουάριος	3.9	0.544	3.4
Μάρτιος	3.9	0.585	4.74
Απρίλιος	3.9	0.604	5.97
Μάιος	4.5	0.660	7.32
Ιούνιος	5.2	0.718	8.3
Ιούλιος	5.8	0.726	8.2
Αύγουστος	5.7	0.720	7.42
Σεπτέμβριος	4.9	0.702	6.1
Οκτώβριος	3.7	0.641	4.35
Νοέμβριος	3.2	0.548	2.85
Δεκέμβριος	3.1	0.476	2.14
	Γεωγραφικό Πλάτος	36.4 μοίρες	
	Γεωγραφικό Μήκος	28.1 μοίρες	

Πίνακας 9.2 Μετεωρολογικά δεδομένα Καλύμνου

Μήνας	Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Δείκτης Διαύγειας	Ακτινοβολία (kWh/m ² /day)
Ιανουάριος	5.9	0.505	2.4
Φεβρουάριος	6.5	0.536	3.27
Μάρτιος	5.6	0.582	4.65
Απρίλιος	4.9	0.620	6.1
Μάιος	4.3	0.670	7.42
Ιούνιος	4.4	0.721	8.34
Ιούλιος	5.3	0.739	8.35
Αύγουστος	4.9	0.733	7.52
Σεπτέμβριος	4.6	0.715	6.15
Οκτώβριος	4.9	0.656	4.36
Νοέμβριος	5.3	0.555	2.8
Δεκέμβριος	5.7	0.476	2.06
	Γεωγραφικό Πλάτος	37 μοίρες	
	Γεωγραφικό Μήκος	27 μοίρες	

Πίνακας 9.3 Μετεωρολογικά δεδομένα Νάξου

Μήνας	Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Δείκτης Διαύγειας	Ακτινοβολία (kWh/m ² /day)
Ιανουάριος	7.7	0.449	2.13
Φεβρουάριος	8.1	0.487	2.97
Μάρτιος	7.3	0.548	4.38
Απρίλιος	5.2	0.598	5.88
Μάιος	4.8	0.650	7.2
Ιούνιος	4.4	0.712	8.23
Ιούλιος	6.6	0.722	8.16
Αύγουστος	6.1	0.714	7.33
Σεπτέμβριος	6.0	0.687	5.91
Οκτώβριος	7.1	0.612	4.07
Νοέμβριος	7.2	0.498	2.51
Δεκέμβριος	7.3	0.416	1.8
	Γεωγραφικό Πλάτος	37.1 μοίρες	
	Γεωγραφικό Μήκος	25.4 μοίρες	

Πίνακας 9.4 Μετεωρολογικά δεδομένα Ρόδου

Μήνας	Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Δείκτης Διαύγειας	Ακτινοβολία (kWh/m ² /day)
Ιανουάριος	3.3	0.505	2.48
Φεβρουάριος	3.9	0.544	3.4
Μάρτιος	3.9	0.585	4.74
Απρίλιος	3.9	0.604	5.97
Μάιος	4.5	0.660	7.32
Ιούνιος	5.2	0.718	8.3
Ιούλιος	5.8	0.726	8.2
Αύγουστος	5.7	0.720	7.42
Σεπτέμβριος	4.9	0.702	6.1
Οκτώβριος	3.7	0.641	4.35
Νοέμβριος	3.2	0.548	2.85
Δεκέμβριος	3.1	0.476	2.14
	Γεωγραφικό Πλάτος	36.4 μοίρες	
	Γεωγραφικό Μήκος	28.1 μοίρες	