



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΤΜΗΜΑ ΧΗΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΑΦΑΛΑΤΩΣΗ ΜΕ ΑΠΕ ΣΕ ΑΝΥΔΡΑ ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΝΗΣΙΑ

ΓΕΩΡΓΟΠΟΥΛΟΥ ΜΑΡΙΑ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ
ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ

Δ. ΑΣΗΜΑΚΟΠΟΥΛΟΣ

ΑΘΗΝΑ 2013

Περιεχόμενα

Εικόνες	3
Πίνακες.....	4
Πίνακας συμβόλων	5
ΠΡΟΛΟΓΟΣ	8
ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	9
1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	11
1.1 Περιγραφή του προβλήματος	11
1.1.1 Έλλειψη νερού και μεγάλη διακύμανση ζήτησης στο έτος	11
1.1.2 Κάλυψη ζήτησης νερού με υδροφόρα πλοία.....	13
1.2 Σκοπός εργασίας.....	17
2 ΑΦΑΛΑΤΩΣΗ	19
2.1 Ιστορικά Στοιχεία	19
2.2 Εγκατεστημένα συστήματα αφαλάτωσης στην Ελλάδα.....	20
2.3 Μέθοδοι αφαλάτωσης	22
2.4 Αφαλάτωση αντίστροφης όσμωσης.....	23
2.4.1 Φαινόμενο της αντίστροφης όσμωσης	23
2.4.2 Περιγραφή διεργασίας	24
2.4.3 Οικονομική και ενεργειακή αξιολόγηση διεργασίας	26
2.5 Συνδυασμός αφαλάτωσης και ΑΠΕ.....	26
2.5.1 Πλεονεκτήματα συνδυασμού αφαλάτωσης με ΑΠΕ.....	27
2.5.2 Μειονεκτήματα συνδυασμού αφαλάτωσης με ΑΠΕ.....	28
2.5.3 Συνδυασμός αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης με φωτοβολταϊκά	29
2.5.4 Συνδυασμός αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης με ανεμογεννήτρια	29
2.6 Νομοθετικό πλαίσιο για εγκατάσταση αφαλάτωσης – ΑΠΕ στα Ελληνικά νησιά.....	30
3 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ	33
3.1 Περιγραφή αλγορίθμου	33
3.1.1 Υποσύστημα αφαλάτωσης	34
3.1.2 Υποσύστημα ενέργειας.....	35

3.2	Μαθηματικό μοντέλο	37
3.2.1	Μοντέλο αφαλάτωσης	37
3.2.2	Ενεργειακό μοντέλο.....	40
3.2.3	Ετήσιες τιμές.....	44
3.2.4	Δείκτες.....	44
3.3	Οικονομικό μοντέλο	45
3.4	Παράμετροι σχεδιασμού	47
3.5	Δυνατότητες αλγορίθμου	48
3.5.1	Αποτελέσματα αφαλάτωσης.....	48
3.5.2	Ενεργειακά αποτελέσματα	49
3.5.3	Οικονομικά αποτελέσματα.....	49
4	ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ	51
4.1	Ελληνικά άνυδρα νησιά.....	51
4.2	Περιπτώσεις προς εξέταση για κάθε νησί.....	53
4.3	Δεδομένα	54
4.3.1	Δεδομένα αφαλάτωσης.....	54
4.3.2	Ενεργειακά δεδομένα.....	55
4.3.3	Οικονομικά δεδομένα	57
4.3.4	Νομικοί περιορισμοί.....	59
4.4	Παράμετροι σχεδιασμού	59
4.4.1	Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ	59
4.4.2	Δυναμικότητα μονάδων αφαλάτωσης.....	60
4.5	Μέθοδος επιμερισμού συνολικής δυναμικότητας σε δύο μονάδες αφαλάτωσης.....	61
4.6	Κριτήρια αξιολόγησης των συστημάτων.....	62
4.6.1	Δείκτης κόστους-οφέλους	62
4.6.2	Τιμή πώλησης νερού	62
4.6.3	Μέσο κόστος νερού για τον καταναλωτή	63
5	ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ.....	65
5.1	Φολέγανδρος.....	66
5.1.1	1 ^η Περίπτωση: Μία μονάδα αφαλάτωσης χωρίς ΑΠΕ	66

5.1.2	2 ^η Περίπτωση: Δύο μονάδες αφαλάτωσης χωρίς ΑΠΕ	69
5.1.3	3 ^η Περίπτωση: Μία μονάδα αφαλάτωσης με ΑΠΕ	71
5.1.4	4 ^η Περίπτωση: Δύο μονάδες αφαλάτωσης με ΑΠΕ.....	80
5.1.5	Συγκεντρωτικά αποτελέσματα για τη Φολέγανδρο	91
5.2	Σύγκριση αποτελεσμάτων Φολεγάνδρου με τη Θηρασιά και την Πάτμο	93
5.2.1	1 ^η Περίπτωση: Μία μονάδα αφαλάτωσης χωρίς ΑΠΕ	93
5.2.2	2 ^η Περίπτωση: Δύο μονάδες αφαλάτωσης χωρίς ΑΠΕ	94
5.2.3	3 ^η Περίπτωση: Μία μονάδα αφαλάτωσης με ΑΠΕ	95
5.2.4	4 ^η Περίπτωση: Δύο μονάδες με ΑΠΕ	98
6	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	100
	ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ	103
	Αλγόριθμος προσομοίωσης	103
	Βιβλιογραφικές Αναφορές	121

Εικόνες

ΕΙΚΟΝΑ 1: ΠΟΣΟΣΤΟ ΤΟΥ ΠΛΗΘΥΣΜΟΥ ΠΟΥ ΕΧΕΙ ΠΡΟΣΒΑΣΗ ΣΕ ΠΟΣΙΜΟ ΝΕΡΟ, [1]	11
ΕΙΚΟΝΑ 2: ΔΑΠΑΝΕΣ ΔΗΜΟΣΙΟΥ ΑΝΑ ΕΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΝΕΡΟΥ ΣΤΑ ΝΗΣΙΑ (ΕΠΕΞΕΡΓΑΣΙΑ ΣΤΟΙΧΕΙΩΝ ΠΙΝΑΚΑ 3) ...	16
ΕΙΚΟΝΑ 3: ΜΕΣΗ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ, [8]	21
ΕΙΚΟΝΑ 4: ΠΕΡΙΓΡΑΦΗ ΤΩΝ ΦΑΙΝΟΜΕΝΩΝ ΤΗΣ ΦΥΣΙΚΗΣ ΚΑΙ ΤΗΣ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΗΣ ΟΣΜΩΣΗΣ.....	23
ΕΙΚΟΝΑ 5: ΣΧΗΜΑΤΙΚΗ ΑΠΕΙΚΟΝΙΣΗ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ ΜΕ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΗ ΟΣΜΩΣΗ	24
ΕΙΚΟΝΑ 6: ΣΥΝΔΥΑΣΜΟΙ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΜΕΘΟΔΩΝ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ, [18]	27
ΕΙΚΟΝΑ 7: ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ	34
ΕΙΚΟΝΑ 8: ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΡΟΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ.....	35
ΕΙΚΟΝΑ 9: ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΡΟΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΑΠΕ.....	36
ΕΙΚΟΝΑ 10: ΠΑΡΑΔΕΙΓΜΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΙΑΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ ΣΕ ΜΙΑ ΗΜΕΡΑ.....	40
ΕΙΚΟΝΑ 11: ΝΗΣΙΑ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ ΤΟΥ ΑΛΓΟΡΙΘΜΟΥ	48
ΕΙΚΟΝΑ 12: ΘΗΡΑΣΙΑ.....	51
ΕΙΚΟΝΑ 13: ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ	52
ΕΙΚΟΝΑ 14: ΠΑΤΜΟΣ.....	53
ΕΙΚΟΝΑ 15: ΚΟΣΤΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ ΩΣ ΣΥΝΑΡΤΗΣΗ ΤΗΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ ΤΗΣ ΜΟΝΑΔΑΣ ΜΕ ΣΥΝΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟ ΟΙΚΟΝΟΜΙΑΣ ΚΛΙΜΑΚΑΣ	58
ΕΙΚΟΝΑ 16: ΕΙΔΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΝΕΡΟΥ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ- 1 ^η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ)	67
ΕΙΚΟΝΑ 17: ΜΕΣΗ ΗΜΕΡΗΣΙΑ ΖΗΤΗΣΗ ΝΕΡΟΥ ΑΝΑ ΜΗΝΑ ΓΙΑ ΤΗ ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟ	68
ΕΙΚΟΝΑ 18: ΜΕΣΟ ΕΙΔΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΝΕΡΟΥ ΓΙΑ ΤΟΝ ΚΑΤΑΝΑΛΩΤΗ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ-1 ^η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ)	68
ΕΙΚΟΝΑ 19: ΕΙΔΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΝΕΡΟΥ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 2 ^η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	70
ΕΙΚΟΝΑ 20: ΕΙΔΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΝΕΡΟΥ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 3 ^η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	71
ΕΙΚΟΝΑ 21: ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΛΥΨΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΑΝΑΓΚΩΝ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ ΑΠΟ ΑΠΕ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 3 ^η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ)....	72
ΕΙΚΟΝΑ 22: ΔΕΙΚΤΗΣ BCR ΓΙΑ ΠΩΛΗΣΗ ΣΤΗΝ ΤΙΜΗ ΚΟΣΤΟΥΣ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 3 ^η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	73

ΕΙΚΟΝΑ 23: ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΠΩΛΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 3 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	74
ΕΙΚΟΝΑ 23: ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΤΙΜΩΝ ΠΩΛΗΣΗΣ ΜΕ PV ΚΑΙ WEC.....	75
ΕΙΚΟΝΑ 25: ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΝΟΜΟΥ ΣΤΑ ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 3 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ)	76
ΕΙΚΟΝΑ 26: ΕΤΗΣΙΑ ΕΣΟΔΑ ΓΙΑ ΑΓΟΡΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 3 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	77
ΕΙΚΟΝΑ 27: ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΝΟΜΟΥ ΓΙΑ ΤΟΝ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟ ΤΗΣ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ PV ΣΤΗΝ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 3 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	78
ΕΙΚΟΝΑ 27: ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΝΟΜΟΥ ΓΙΑ ΤΟΝ ΠΕΡΙΟΡΙΣΜΟ ΤΗΣ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗΣ ΙΣΧΥΟΣ WEC ΣΤΗΝ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 3 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	78
ΕΙΚΟΝΑ 28: ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΠΙΔΡΑΣΗ ΝΟΜΟΥ ΣΤΗΝ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΝΕΡΟΥ- ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕ WEC (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 3 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	79
ΕΙΚΟΝΑ 30: ΕΙΔΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΝΕΡΟΥ – ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕ PV (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ)	80
ΕΙΚΟΝΑ 31: ΕΙΔΙΚΟ ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΝΕΡΟΥ – ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕ WEC (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ)	81
ΕΙΚΟΝΑ 32: ΔΕΙΚΤΗΣ BCR – ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕ PV (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ)	81
ΕΙΚΟΝΑ 33: ΔΕΙΚΤΗΣ BCR – ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕ WEC (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	82
ΕΙΚΟΝΑ 34: ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΑΝΑΓΚΩΝ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ ΠΟΥ ΚΑΛΥΠΤΕΤΑΙ	83
ΕΙΚΟΝΑ 35: ΠΟΣΟΣΤΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΑΝΑΓΚΩΝ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ ΠΟΥ ΚΑΛΥΠΤΕΤΑΙ	83
ΕΙΚΟΝΑ 36: ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΝΕΡΟΥ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ 20%-80% (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	84
ΕΙΚΟΝΑ 37: ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΝΟΜΟΥ ΣΤΑ ΕΣΟΔΑ ΑΠΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ 20%-80% (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	85
ΕΙΚΟΝΑ 38: ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΝΟΜΟΥ ΓΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ PV ΣΤΟ ΔΕΙΚΤΗ BCR ΤΗΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ 20%-80% (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	86
ΕΙΚΟΝΑ 39: ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΝΟΜΟΥ ΓΙΑ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥ WEC ΣΤΟ ΔΕΙΚΤΗ BCR ΤΗΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ 20%-80% (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	87
ΕΙΚΟΝΑ 40: ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΝΟΜΟΥ ΣΤΟ ΔΕΙΚΤΗ BCR ΤΗΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ 20%-80% ΜΕ PV (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	88
ΕΙΚΟΝΑ 41: ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΝΟΜΟΥ ΣΤΗΝ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΝΕΡΟΥ ΤΗΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ 20%-80% ΜΕ PV (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	89
ΕΙΚΟΝΑ 42: ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΝΟΜΟΥ ΣΤΟ ΔΕΙΚΤΗ BCR ΤΗΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ 20%-80% ΜΕ WEC (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	90
ΕΙΚΟΝΑ 40: ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΠΙΠΤΩΣΗ ΝΟΜΟΥ ΣΤΗΝ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΝΕΡΟΥ ΤΗΣ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ 20%-80% ΜΕ WEC (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	90
ΕΙΚΟΝΑ 44: ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΕΞΟΔΩΝ ΣΤΗΝ ΕΛΑΧΙΣΤΗ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΝΕΡΟΥ	92
ΕΙΚΟΝΑ 45: ΣΥΜΜΕΤΟΧΗ ΕΞΟΔΩΝ ΣΤΗΝ ΕΛΑΧΙΣΤΗ ΤΙΜΗ ΠΩΛΗΣΗΣ ΝΕΡΟΥ (ΜΕ ΑΠΕ).....	93
ΕΙΚΟΝΑ 46: ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΑΠΟ PV ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	96
ΕΙΚΟΝΑ 47: ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΑΠΟ WEC ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	97

Πίνακες

ΠΙΝΑΚΑΣ 1: ΜΕΤΑΦΕΡΟΜΕΝΕΣ ΠΟΣΟΤΗΤΕΣ ΝΕΡΟΥ ΤΟ ΕΤΟΣ 2004 ΣΕ ΝΗΣΙΑ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ (ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΑΙΓΑΙΟΥ)	14
ΠΙΝΑΚΑΣ 2: ΜΕΤΑΦΕΡΟΜΕΝΕΣ ΠΟΣΟΤΗΤΕΣ ΝΕΡΟΥ ΤΟ ΕΤΟΣ 2004 ΣΕ ΝΗΣΙΑ ΤΩΝ ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΩΝ (ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΑΙΓΑΙΟΥ) .	14
ΠΙΝΑΚΑΣ 3 : ΠΟΣΟΤΗΤΕΣ ΜΕΤΑΦΕΡΟΜΕΝΟΥ ΝΕΡΟΥ ΚΑΙ ΔΑΠΑΝΕΣ ΑΝΑ ΕΤΟΣ (ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΑΙΓΑΙΟΥ)	15
ΠΙΝΑΚΑΣ 4: ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ ΑΝΤΙΣΤΡΟΦΗΣ ΟΣΜΩΣΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	21
ΠΙΝΑΚΑΣ 5: ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΠΟΥ ΠΩΛΕΙΤΑΙ ΣΤΟ ΔΙΚΤΥΟ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΟ ΝΟΜΟ 3851/2010	31
ΠΙΝΑΚΑΣ 6: ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΕΤΗΣΙΩΝ ΤΙΜΩΝ ΔΙΑΦΟΡΩΝ ΜΕΓΕΘΩΝ.....	44
ΠΙΝΑΚΑΣ 7: ΜΕΤΑΦΕΡΟΜΕΝΕΣ ΠΟΣΟΤΗΤΕΣ ΝΕΡΟΥ ΑΝΑ ΜΗΝΑ ΚΑΙ ΝΗΣΙ ΤΟ 2008	54
ΠΙΝΑΚΑΣ 8: ΖΗΤΗΣΗ ΝΕΡΟΥ ΑΝΑ ΜΗΝΑ ΚΑΙ ΝΗΣΙ	55
ΠΙΝΑΚΑΣ 9: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΚΑΜΠΥΛΗΣ ΙΣΧΥΟΣ ΑΝΕΜΟΓΕΝΝΗΤΡΙΑΣ.....	56

ΠΙΝΑΚΑΣ 10: ΠΑΡΑΜΕΤΡΟΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ	60
ΠΙΝΑΚΑΣ 11: ΠΕΡΙΠΤΩΣΕΙΣ ΕΠΙΜΕΡΙΣΜΟΥ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ ΓΙΑ ΔΥΟ ΜΟΝΑΔΕΣ	61
ΠΙΝΑΚΑΣ 12: ΤΙΜΕΣ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ ΓΙΑ ΕΠΙΛΟΓΗ ΛΥΣΗΣ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 1 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	69
ΠΙΝΑΚΑΣ 13: ΤΙΜΕΣ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ ΓΙΑ ΕΠΙΛΟΓΗ ΛΥΣΗΣ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 2 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	71
ΠΙΝΑΚΑΣ 14: ΤΙΜΕΣ ΚΡΙΤΗΡΙΩΝ ΓΙΑ ΕΠΙΛΟΓΗ ΛΥΣΗΣ (ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟΣ – 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ).....	91
ΠΙΝΑΚΑΣ 15: ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΟΣ ΠΙΝΑΚΑΣ ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΩΝ ΓΙΑ ΤΗ ΦΟΛΕΓΑΝΔΡΟ	91
ΠΙΝΑΚΑΣ 16: ΕΠΙΛΕΓΜΕΝΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΗΝ 1 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ	94
ΠΙΝΑΚΑΣ 17: ΕΠΙΛΕΓΜΕΝΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΗΝ 2 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ	94
ΠΙΝΑΚΑΣ 18: ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗ ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΠΕ	97
ΠΙΝΑΚΑΣ 19: ΕΠΙΛΕΓΜΕΝΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΗΝ 3 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ	98
ΠΙΝΑΚΑΣ 20: ΕΠΙΛΕΓΜΕΝΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΓΙΑ ΤΗΝ 4 ^Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ	99

Πίνακας συμβόλων

a_{inf}	Επιτρεπόμενο ποσοστό πώλησης ενέργειας προς το δίκτυο
BCR	Δείκτης κόστους-οφέλους
CDR	Ποσοστό κάλυψης της ζήτησης νερού από αφαλάτωση
CF	Ποσοστό λειτουργίας μονάδας αφαλάτωσης
CHM	Κόστος χημικών επεξεργασίας για την αφαλάτωση
CN	Κόστος αναλώσιμων αφαλάτωσης
Dem_m	Μηνιαία ζήτηση νερού
E_B	Ετήσια ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο
EC	Ειδικό κόστος παραγωγής ενέργειας
EC_{SP}	Ειδικό κόστος αγοράς ενέργειας από το δίκτυο
E_{DES}	Ενεργειακές ανάγκες αφαλάτωσης
E_{DESan}	Ετήσιες ενεργειακές ανάγκες αφαλάτωσης
E_{Dump}	Ενέργεια που απορρίπτεται
E_{Dumpan}	Ετήσια ενέργεια που απορρίπτεται
eff_{PV}	Βαθμός απόδοσης φωτοβολταϊκών
$E_{Fromgrid}$	Ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο
E_{NET}	Πλεόνασμα ενέργειας μετά τη λειτουργία της αφαλάτωσης
E_{NEXPan}	Ετήσια ενέργεια από ΑΠΕ που δε χρησιμοποιείται από την αφαλάτωση
E_{PV}	Ενέργεια που παράγεται από φωτοβολταϊκά
E_{RES}	Συνολική ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ
E_{RESan}	Ετήσια συνολική ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ
E_{RESav}	Διαθέσιμη ενέργεια που παράγεται από ΑΠΕ
E_{rest}	Ενέργεια που δε χρησιμοποιείται από την αφαλάτωση
E_s	Ετήσια ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο
ES_{SPV}	Τιμή πώλησης ενέργειας παραγόμενης από φωτοβολταϊκά στο δίκτυο
ES_{SPWEC}	Τιμή πώλησης ενέργειας παραγόμενης από ανεμογεννήτρια στο δίκτυο

E_{ToGridav}	Ενέργεια που μπορεί να πωληθεί στο δίκτυο
$E_{\text{WEC}}(t)$	Ενέργεια που παράγεται από ανεμογεννήτρια ανά ώρα του χρόνου
Expenses	Ετήσια έξοδα για την αγορά ενέργειας
f_{PV}	Ποσοστό συμμετοχής φωτοβολταϊκών στο ενεργειακό μείγμα
$H(t)$	Χρονοσειρά πρόσπτωσης της ηλιακής ακτινοβολίας
IC	Συνολικό κόστος κεφαλαίου
IC_{an}	Ετήσιο κόστος κεφαλαίου
IC_{EN}	Κόστος κεφαλαίου εγκατάστασης ΑΠΕ
IC_{PV}	Κόστος κεφαλαίου εγκατάστασης φωτοβολταϊκών
IC_{RO}	Κόστος κεφαλαίου εγκατάστασης αφαλάτωσης
IC_{SPPV}	Κόστος εγκατάστασης ανά kW εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών
IC_{SPWEC}	Κόστος εγκατάστασης ανά kW εγκατεστημένης ισχύος ανεμογεννήτριας
IC_{WEC}	Κόστος κεφαλαίου εγκατάστασης ανεμογεννήτριας
IN	Κόστος ασφάλισης
Income	Ετήσια έσοδα από την πώληση ενέργειας στο δίκτυο
IN_{EN}	Κόστος ασφάλισης ΑΠΕ
LB	Κόστος ανθρώπινου δυναμικού
MR	Κόστος Αντικατάστασης μεμβρανών
n_{inv}	Βαθμός απόδοσης αντιστροφέα
n_{loss}	Συντελεστής απωλειών
n_{oeff}	Βαθμός απόδοσης συνδεσμολογίας φωτοβολταϊκών
N_{pv}	Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών
NPV	Καθαρή παρούσα αξία
N_{units}	Πλήθος μονάδων αφαλάτωσης
OM	Ετήσια έξοδα για τη λειτουργία και συντήρηση της αφαλάτωσης
$Op_i(t)$	Χρονοσειρά λειτουργίας μονάδας αφαλάτωσης i
P_{DES}	Ισχύς που καταναλώνει η μονάδα αφαλάτωσης
P_{flush}	Ειδική κατανάλωση ισχύος για τον καθαρισμό των μεμβρανών της αφαλάτωσης
$P_{\text{WEC}}(V(t))$	Ισχύς ανεμογεννήτριας ανάλογα με την ταχύτητα του ανέμου
PV	Φωτοβολταϊκά
PV_{area}	Επιφάνεια φωτοβολταϊκών
$PV(t)$	Παρούσα αξία επένδυσης το έτος t
Q_{cap}	Δυναμικότητα μονάδας αφαλάτωσης
Q_{daily}	Μέση ημερήσια ζήτηση νερού
R	Συντελεστής ετήσιας προσόδου
RO	Αντίστροφη όσμωση
RW	Ποσοστό κάλυψης των ενεργειακών αναγκών αφαλάτωσης από ΑΠΕ
S_p	Ειδική ενέργεια
T	Θερμοκρασία στα φωτοβολταϊκά πλαίσια
t_{op}	Ώρες λειτουργίας μονάδας αφαλάτωσης
T_{op}	Πραγματικές ώρες λειτουργίας μονάδας αφαλάτωσης

TransferPrice	Τιμή αγοράς νερού που μεταφέρεται στο νησί με υδροφόρα πλοία
WaterPrice	Ελάχιστη τιμή πώλησης νερού
WaterProfit	Ειδικό κέρδος νερού
WC	Ειδικό κόστος παραγωγής νερού
W_{deficit}	Έλλειμμα νερού
W_{Dem}	Ετήσια ζήτηση νερού
WP	Ετήσια παραγωγή νερού
$W_{\text{production}}$	Ημερήσια παραγωγή νερού

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε με σκοπό την ολοκλήρωση του Προπτυχιακού Κύκλου Σπουδών της Σχολής Χημικών Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, ενώ μέρος αυτής (το τμήμα αυτής που αφορά σε μία μονάδα αφαλάτωσης) παρουσιάστηκε στο 12th International Conference on Environmental Science and Technology (CEST2011) στη Ρόδο το 2011.

Θα ήθελα να ευχαριστήσω τον υπεύθυνο καθηγητή Δ. Ασημακόπουλο για την υποστήριξή του και την ευκαιρία που μου έδωσε να μελετήσω το ενδιαφέρον θέμα της αφαλάτωσης και της ενέργειας. Επίσης ευχαριστώ θερμά τον υποψήφιο διδάκτορα Α. Καρταλίδη για τις γνώσεις που μου προσέφερε και για τη βοήθεια ειδικά στις δυσκολίες που αντιμετώπισα. Τέλος, ευχαριστώ για την υπομονή τους και για τη συμπαράστασή τους την οικογένειά μου, το Ν. Ισχνίδη και την οικογένεια του, τη Δ. Θεοχάρη καθώς και την Γ. Καρτσάνη.

Μάρα Γεωργοπούλου

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η έλλειψη νερού αποτελεί μόνιμο πρόβλημα για τα ελληνικά νησιά και παραμένει άλυτο για τα περισσότερα από αυτά. Αντιμετωπίζεται συνήθως παροδικά με τη μεταφορά νερού από την ηπειρωτική χώρα με υδροφόρα πλοία, τα οποία επιδοτούνται από την ελληνική κυβέρνηση. Ως αποτέλεσμα, το κόστος νερού προκύπτει πολύ υψηλό, με τιμή που μπορεί να φτάσει μέχρι και $10€/m^3$. Το πρόβλημα αυτό δημιουργείται από ένα συνδυασμό παραγόντων που σχετίζονται με την προσφορά και ζήτηση νερού.

Όσον αφορά στην προσφορά νερού, τα περισσότερα από τα νησιά είναι μικροί βραχώδεις σχηματισμοί με περιορισμένες βροχοπτώσεις κατά τη διάρκεια του έτους, ενώ τα πηγάδια τους παράγουν υφάλμυρο νερό το οποίο είναι ακατάλληλο για κατανάλωση. Όσον αφορά στη ζήτηση νερού, η πιο κρίσιμη παράμετρος που επηρεάζει το πρόβλημα έλλειψης νερού είναι η υψηλή ζήτηση κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, λόγω του αυξημένου εποχιακού τουρισμού. Παρά το γεγονός ότι σε μερικά νησιά μπορεί να ικανοποιείται η ζήτηση του χειμώνα, η ποιότητα του νερού δεν είναι τόσο καλή όσο αυτή της ηπειρωτικής χώρας. Η πλειοψηφία όμως των νησιών δεν έχουν επαρκείς πόρους ούτε για να καλύψουν τη χαμηλή ζήτηση του χειμώνα.

Η αφαλάτωση θεωρείται η καταλληλότερη μακροπρόθεσμη λύση στο πρόβλημα της έλλειψης νερού, αν και πρέπει να ελεγχθούν αρκετοί παράγοντες μέχρι να αποφασιστεί αν κρίνεται ως η καλύτερη λύση σε κάθε περίπτωση. Η επιλογή της μεθόδου αφαλάτωσης είναι κρίσιμη για κάθε νησί καθώς επηρεάζει τη βιωσιμότητα αλλά και τα τεχνικά ζητήματα. Το 2008 η ελληνική κυβέρνηση κάλεσε ειδικούς καθώς και τα ενδιαφερόμενα μέρη σε ένα δημόσιο διάλογο σχετικά με τη βιωσιμότητα και τα τεχνικά ζητήματα για την εγκατάσταση μονάδων αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης σε 15 νησιά των Κυκλάδων και των Δωδεκανήσων.

Η δυνατότητα να καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες μιας μονάδας αφαλάτωσης με τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι μια πολλά υποσχόμενη προοπτική για τα ελληνικά νησιά, που έχουν άφθονους ανανεώσιμους πόρους (υψηλή ταχύτητα ανέμου και ηλιακή ακτινοβολία), των οποίων η αιχμή συμπίπτει γενικά με την αιχμή της ζήτησης νερού σε επίπεδο έτους αλλά και ημέρας.

Στην παρούσα εργασία υπολογίζεται το κόστος παραγωγής νερού σε κάποια από τα άνυδρα ελληνικά νησιά επιλεκτικά, εξετάζοντας μια σειρά από πιθανά συστήματα και κανόνες λειτουργίας. Ο σημαντικότερος παράγοντας που καθορίζει τη βιωσιμότητα μιας μονάδας αφαλάτωσης είναι η χρήση της. Συχνά κατασκευάζεται έτσι ώστε να ικανοποιεί την υψηλή ζήτηση αιχμής του καλοκαιριού (υψηλό κόστος εγκατάστασης), ενώ το υπόλοιπο διάστημα του έτους η παραγωγή νερού είναι

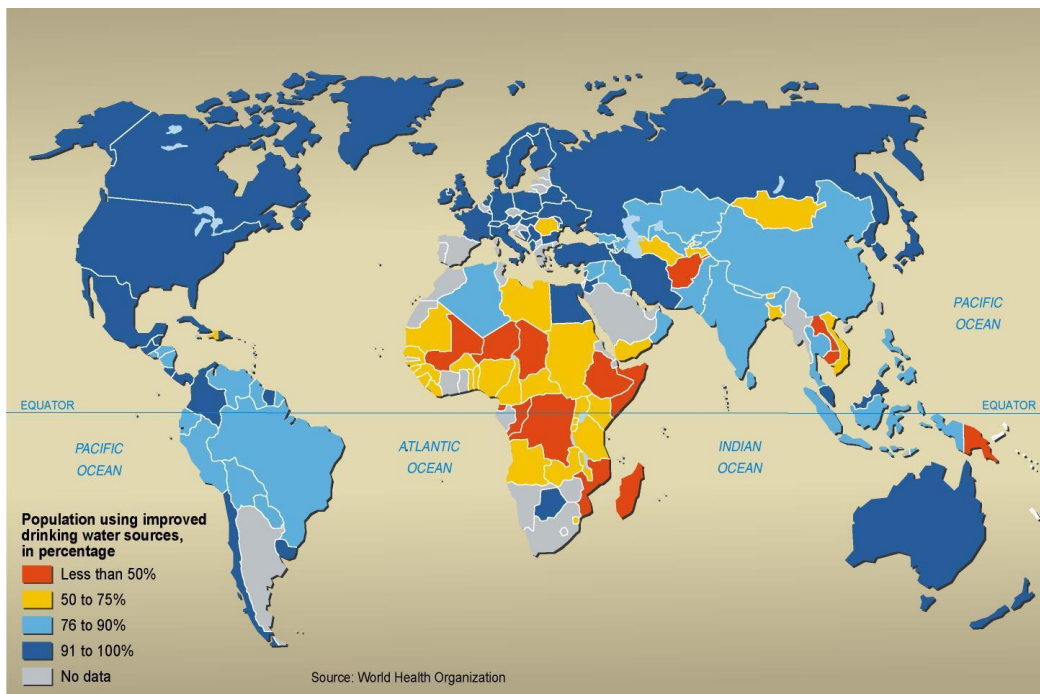
περιορισμένη. Το υψηλό κόστος εγκατάστασης σε συνδυασμό με την περιορισμένη παραγωγή μπορεί να οδηγήσει σε υψηλό κόστος νερού. Παρόλα αυτά η χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μπορεί να μειώσει το λειτουργικό κόστος και να επιφέρει ένα επιπλέον έσοδο από την πώληση του πλεονάσματος ενέργειας. Πρόσθετοι παράγοντες, που μπορούν να επηρεάσουν τη λειτουργία του συστήματος και κατ' επέκταση το οικονομικό ισοζύγιο της επένδυσης, είναι το πλήθος των μονάδων αφαλάτωσης και η δυναμικότητά τους, η χρονική περίοδος λειτουργίας τους καθώς και ο καθορισμός του συστήματος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Στην παρούσα εργασία ελέγχονται όλοι οι παράγοντες που προαναφέρθηκαν με σκοπό την επιλογή βέλτιστης εγκατάστασης συστήματος σε οικονομικούς όρους.

1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Περιγραφή του προβλήματος

1.1.1 Έλλειψη νερού και μεγάλη διακύμανση ζήτησης στο έτος

Τα τελευταία χρόνια το πρόβλημα της έλλειψης πόσιμου νερού εντείνεται σε πολλές από τις αναπτυσσόμενες αλλά και αναπτυγμένες χώρες του κόσμου. Το 1/3 του πλανήτη αντιμετωπίζει έλλειψη νερού λόγω της κακής διαχείρισης των υδάτινων πόρων και της αυξανόμενης 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: Ποσοστό του πληθυσμού που έχει πρόσβαση σε πόσιμο νερό, [1]

Παγκοσμίως, η συνολική χρήση του νερού έχει αυξηθεί κατά έξι φορές τα τελευταία 100 χρόνια, ενώ αναμένεται ότι ο αριθμός αυτός θα διπλασιασθεί έως το 2050, [2]. Σύμφωνα με έρευνα της UNESCO, που πραγματοποιήθηκε το 2003 για τα παγκόσμια αποθέματα νερού, μέχρι το 2023 η ποσότητα του νερού που αντιστοιχεί κατά άτομο προβλέπεται να μειωθεί κατά 30%, [3].

Σύμφωνα με στοιχεία της Ε.Ε., έχει καταγραφεί αξιοσημείωτη αύξηση τις τελευταίες τρεις δεκαετίες σε εκτάσεις και πληθυσμό που επηρεάζονται από την ξηρασία στην Ευρωπαϊκή ήπειρο. Το ποσοστό του πληθυσμού που πλήττεται έχει

αυξηθεί από το 6% στο 13%, με εκτιμώμενο κόστος για την Ευρωπαϊκή οικονομία της τάξης των 100 δισεκατομμυρίων Ευρώ τουλάχιστον.

Η Ελλάδα, παρά την αφθονία των υδατικών πόρων της ($783\text{m}^3/\text{κάτοικο}$) [3], είναι μια από τις 7 χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης που αντιμετωπίζουν το μεγαλύτερο πρόβλημα έλλειψης νερού μαζί με την Μάλτα, την Ισπανία, την Κύπρο, το Βέλγιο, την Πορτογαλία και την Ιταλία. Παρόλα αυτά το πρόβλημα δεν εμφανίζεται με την ίδια ένταση σε όλη την έκταση της χώρας. Το υδατικό δυναμικό συγκεντρώνεται στα δυτικά και βόρεια της χώρας, ενώ στα νησιά είναι ανεπαρκές έως και ανύπαρκτο. Η ανισοκατανομή αυτή του υδατικού δυναμικού, καθώς και η ανορθολογική διαχείρισή του είναι οι λόγοι της εμφάνισης σημαντικού προβλήματος έλλειψης νερού κυρίως στα νησιά του Αιγαίου.

Στα νησιά του Αιγαίου συναντάται το τυπικό μεσογειακό ξηρό κλίμα. Στην πλειοψηφία τους έχουν περιορισμένους υδάτινους πόρους, ιδιαίτερα όσον αφορά στις Κυκλάδες και στα Δωδεκάνησα. Επιπλέον, η είσοδος θαλασσινού νερού στον υδροφόρο ορίζοντα, δυσχεραίνει ακόμα περισσότερο την εξεύρεση πόσιμου νερού. Ως αποτέλεσμα, τα αποθέματα υδάτινων πόρων δεν επαρκούν για την κάλυψη των αναγκών του τοπικού πληθυσμού, [4, 5].

Το πρόβλημα γίνεται ακόμα μεγαλύτερο κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, όταν οι ανάγκες για πόσιμο νερό αυξάνουν έως και πέντε φορές σε σχέση με το χειμώνα, χάρη στην μεγάλη εγχώρια και αλλοδαπή τουριστική προσέλευση. Η μεγάλη αυτή διακύμανση της ζήτησης κατά τη διάρκεια του έτους δυσχεραίνει την αντιμετώπιση του προβλήματος της έλλειψης νερού, [6,7].

Σύμφωνα με τα στοιχεία μελέτης που εκπόνησε η Κοινοπραξία Υδατοσυστημάτων Αιγαίου για λογαριασμό του Υπουργείου Ανάπτυξης, οι σημερινές ανάγκες των νησιών του Αιγαίου είναι $170,942,219 \text{ m}^3$ ετησίως και το συνολικό έλλειμμα $19,049,212 \text{ m}^3$ ετησίως (περίπου 11%). Το 2020 οι συνολικές ανάγκες προβλέπεται να ανέλθουν σε $224,157,511 \text{ m}^3/\text{έτος}$ και το συνολικό έλλειμμα σε $24,462,470 \text{ m}^3/\text{έτος}$ (περίπου 13%). Οι προβλέψεις στηρίχθηκαν σε σειρά παραμέτρων όπως την αναμενόμενη αύξηση του πληθυσμού και της τουριστικής δραστηριότητας, τη μείωση της κατανάλωσης σε γεωργία και κτηνοτροφία και τα υδρογεωλογικά χαρακτηριστικά κάθε νησιού. Η μελέτη αυτή κρίθηκε υπεραισιόδοξη καθώς βασίζεται σε μια σειρά αυθαίρετων παραδοχών όπως μείωση των αρδεύσεων, αποδοτικότητα των ταμιευτήρων και χαμηλή ένταση του φαινομένου της υφαλμύρωσης. Για το λόγο αυτό αναμένεται οι προβλέψεις για την κατάσταση των νησιών του Αιγαίου το 2020 να είναι ακόμα πιο δυσσείωνες, με έλλειμμα που πιθανόν να ξεπερνάει το 13% της συνολικής ζήτησης, [8].

Τα νησιά που αντιμετωπίζουν το μεγαλύτερο πρόβλημα έλλειψης νερού είναι οι Κυκλάδες και τα Δωδεκάνησα. Αποτελούνται από 79 νησιά στο σύνολό τους, εκ των οποίων κατοικούνται τα 48. Σύμφωνα με μελέτη του Εργαστηρίου Εγγειοβελτιωτικών Έργων και Διαχείρισης Υδάτινων Πόρων της Σχολής Αγρονόμων και Τοπογράφων του Ε.Μ.Π. σε είκοσι νησιά των Κυκλάδων και των Δωδεκανήσων αναμένεται να υπάρξει αύξηση του ελλείμματος νερού της τάξεως του 25-40% στα επόμενα χρόνια, [9]. Από το σύμπλεγμα των Κυκλάδων η μελέτη αναφέρεται στα νησιά Τήνος, Κίμωλος, Μήλος, Αμοργός, Φολέγανδρος, Σίκινος, Σχοινούσα, Δονούσα, Κουφονήσια, Ηρακλειά, Θειρασιά και από τα Δωδεκάνησα στα νησιά Λειψοί, Μεγίστη, Αγαθονήσι, Νίσυρος, Πάτμος, Σύμη, Χάλκη, Κάλυμνος και Ψέριμος.

Μέχρι τώρα έχουν διεξαχθεί διάφορες μελέτες πάνω στο αντικείμενο της αντιμετώπισης της λειψυδρίας στα άνυδρα νησιά. Κάποιες από τις κυριότερες λύσεις που έχουν προταθεί είναι, [10]:

- Η μεταφορά νερού από γειτονικά νησιά ή από την ηπειρωτική χώρα
- Η εγκατάσταση μονάδων αφαλάτωσης νερού
- Η κατασκευή ταμιευτήρων νερού (όπως στη Μύκονο και την Αστυπάλαια) που έχουν μικρό λειτουργικό κόστος και μεγάλη διάρκεια ζωής
- Η κατασκευή νέων φραγμάτων
- Η βελτίωση των υποδομών των νησιών, όπως η συντήρηση του δικτύου παροχής νερού, ώστε να μειωθούν οι απώλειες νερού

Από τις λύσεις αυτές οι πιο δημοφιλείς φαίνεται να είναι η μεταφορά νερού και η εγκατάσταση μονάδων αφαλάτωσης. Η μεταφορά νερού από άλλες περιοχές όμως, όπως αναλύεται εκτενώς στην παράγραφο 1.1.2, ως λύση, ενέχει διάφορα μειονεκτήματα και δημιουργεί προβλήματα τόσο στα ίδια τα νησιά και τους κατοίκους τους όσο και σε ολόκληρη τη χώρα.

1.1.2 Κάλυψη ζήτησης νερού με υδροφόρα πλοία

Η έλλειψη νερού στις περισσότερες περιπτώσεις νησιών αντιμετωπίζεται με τη μεταφορά νερού με υδροφόρα πλοία. Στους Πίνακες 1 και 2 φαίνονται οι μεταφερόμενες ποσότητες ανά νησί για τις Κυκλάδες και τα Δωδεκάνησα αντίστοιχα, για το έτος 2004 σύμφωνα με στοιχεία του Υπουργείου Αιγαίου, [4].

Πίνακας 1: Μεταφερόμενες ποσότητες νερού το έτος 2004 σε νησιά των Κυκλάδων, [4]

Νησί	Μεταφερόμενη ποσότητα νερού το 2004 (m ³ /έτος)
Κυκλάδες	
Αμοργός	9,050
Κουφονήσια	39,600
Κίμωλος	27,922
Ηρακλειά	14,408
Σχοινούσα	31,846
Φολέγανδρος	36,270
Σίκινος	10,748
Θειρασιά	9,168
Μήλος	159,800
Σύνολο	338,812

Πίνακας 2: Μεταφερόμενες ποσότητες νερού το έτος 2004 σε νησιά των Δωδεκανήσων, [4]

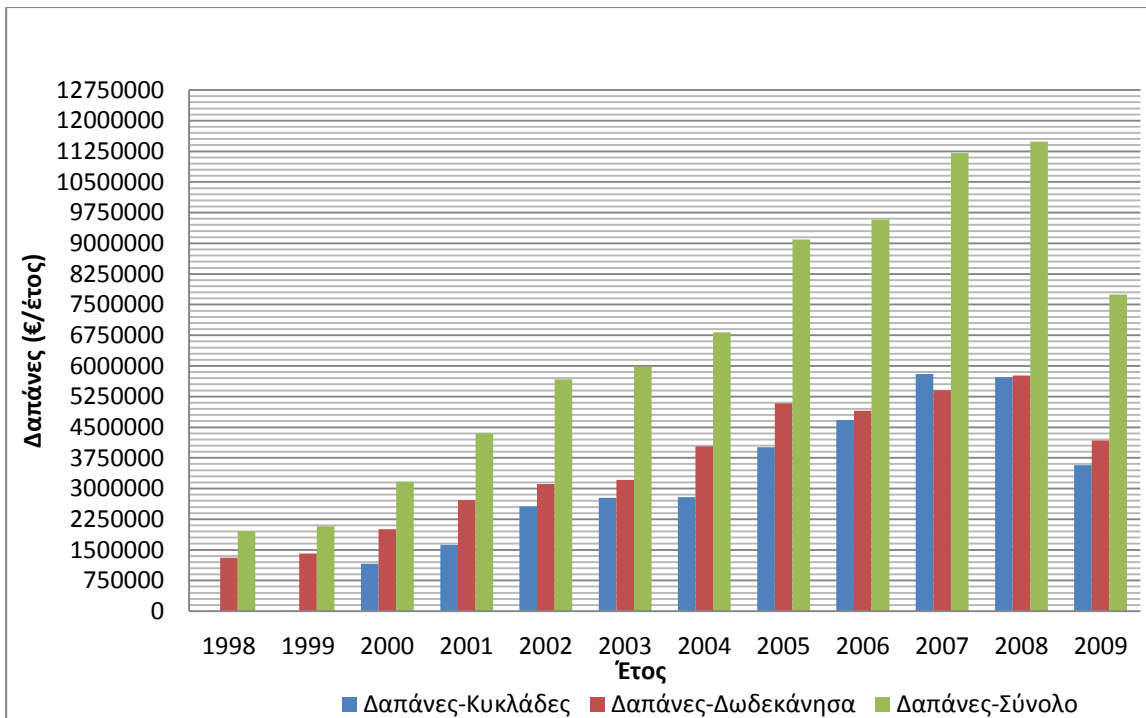
Νησί	Μεταφερόμενη ποσότητα νερού το 2004 (m ³ /έτος)
Δωδεκάνησα	
Αγαθονήσι	12,120
Λειψοί	41,672
Μεγίστη	58,934
Νίσυρος	22,766
Πάτμος	249,325
Σύμη	277,140
Χάλκη	53,180
Παλιόνησος	900
Ψέριμος	1,300
Λέρος	42,150
Σύνολο	759,487

Η κάλυψη των αναγκών των νησιών σε νερό αποτελεί πάγια δαπάνη του ελληνικού κράτους. Στον Πίνακα 3 φαίνονται οι δαπάνες αυτές ανά έτος για τις Κυκλάδες και τα Δωδεκάνησα κατά την περίοδο 1998 έως 2009, σύμφωνα με τα επίσημα στοιχεία του Υπουργείου Αιγαίου.

Πίνακας 3: Ποσότητες μεταφερόμενου νερού και δαπάνες ανά έτος, [4]

Έτος	Κυκλάδες			Δωδεκάνησα			Σύνολα	
	Ποσότητες (m ³ /έτος)	Δαπάνες (€/έτος)	Δαπάνες ανά m ³ (€/m ³)	Ποσότητες (m ³ /έτος)	Δαπάνες (€/έτος)	Δαπάνες ανά m ³ (€/m ³)	Ποσότητες (m ³ /έτος)	Δαπάνες (€/έτος)
1998	91,000	650,000	7.14	484,000	1,312,000	2.71	575,000	1,962,000
1999	87,000	672,000	7.72	461,000	1,407,000	3.05	548,000	2,079,000
2000	145,000	1,158,000	7.99	555,000	2,004,000	3.61	700,000	3,162,000
2001	202,000	1,625,000	8.04	621,000	2,722,000	4.38	823,000	4,347,000
2002	329,343	2,561,178	7.78	617,745	3,109,358	5.03	947,088	5,670,637
2003	336,777	2,772,718	8.23	605,019	3,214,680	5.31	941,796	5,987,398
2004	338,812	2,787,235	8.23	759,737	4,034,203	5.31	1,098,549	6,821,438
2005	464,562	4,006,916	8.63	969,676	5,082,935	5.24	1,434,238	9,089,852
2006	567,719	4,677,686	8.24	1,005,338	4,905,044	4.88	1,573,057	9,582,730
2007	697,117	5,802,509	8.32	1,101,628	5,403,900	4.91	1,798,745	11,206,409
2008	687,731	5,721,921	8.32	1,141,724	5,765,706	5.05	1,829,455	11,487,628
2009	429,075	3,569,904	8.32	826,910	4,175,895	5.05	1,255,985	7,745,799

Στο γράφημα της Εικόνας 2 φαίνονται οι συνολικές δαπάνες ανα έτος όπως προκύπτουν από τον Πίνακα 3. Είναι εμφανής η αυξητική τάση των δαπανών λόγω της συνεχούς αύξησης των αναγκών των κατοίκων σε νερό αλλά και του κόστους μεταφοράς του νερού. Είναι σημαντικό να αναφερθεί ότι το 50% περίπου των ποσοτήτων νερού για κάθε έτος, που αναγράφονται στον Πίνακα 3, μεταφέρθηκαν για την κάλυψη των αναγκών κατά τους τρεις καλοκαιρινούς μήνες.



Εικόνα 2: Δαπάνες δημοσίου ανά έτος για τη μεταφορά νερού στα νησιά (Επεξεργασία στοιχείων Πίνακα 3)

Εκτός από τις δαπάνες του κράτους, που δημιουργεί η μεταφορά νερού, ένα βασικό μειονέκτημα είναι ότι αποτελεί μονοπώλιο, γεγονός που προκαλεί από μόνο του ακόμα περισσότερα προβλήματα. Για παράδειγμα το 2007 η εταιρεία Υδροδοτική Α.Ε., που κάλυπτε την υδροδότηση των νησιών, αποφάσισε να διακόψει τη μεταφορά νερού σε νησιά όπως η Κίμωλος διότι δεν είχε καλυφθεί το χρέος των 2 εκατομμυρίων Ευρώ από το κράτος. Κάτι παρόμοιο συνέβη και το 2009 όπου η εταιρεία ακύρωσε τη σύμβασή της με το δημόσιο λόγω υψηλού κόστους μεταφοράς, με αποτέλεσμα να υδροδοτηθούν τα νησιά εκτάκτως με τις υδροφόρες του Πολεμικού Ναυτικού, [11]. Εφόσον, λοιπόν, δεν υπάρχει ανταγωνιστική εταιρεία για τη μεταφορά του νερού στα νησιά, οι κάτοικοι πολλές φορές βρίσκονται αντιμέτωποι με την έλλειψη πόσιμου νερού λόγω κακής διαχείρισης του θέματος από την πλευρά του κράτους ή της εταιρείας.

Το μονοπώλιο ως αποτέλεσμα έχει και το υψηλό κόστος ανά κυβικό μέτρο νερού για την υδροδότηση των νησιών. Για παράδειγμα, ενώ για όλο το 2009 η δαπάνη ανά κυβικό ήταν 5.05 €/m³ για τα Δωδεκάνησα και 8.32 €/m³ για τις Κυκλάδες, το Υπουργείο Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων προχώρησε σε απευθείας ανάθεση των υπηρεσιών μεταφοράς και παράδοσης πόσιμου νερού με τιμή 12.49 €/m³ για το μήνα Μάρτιο 2010 και 10.71 €/m³ για το μήνα Απρίλιο 2010 [29,30]. Παράλληλα πρέπει να σημειωθεί ότι στην προκήρυξη του εν εξελίξει διαγωνισμού, σύμφωνα με την Πράξη 77/2010 του Ελεγκτικού Συνεδρίου, προβλεπόταν ότι η αντίστοιχη τιμή

δε θα ξεπερνούσε τα 6.30 €/m³ για το νομό Δωδεκανήσου και τα 8.60 €/m³ για το νομό Κυκλάδων. Το γεγονός αυτό δείχνει ότι η ανάγκη ανάθεσης της υπηρεσίας μεταφοράς νερού σε κάποια εταιρεία οδηγεί σε τιμές οι οποίες συνήθως είναι υψηλές λόγω έλλειψης ανταγωνιστικότητας. Επιπλέον, τα τελευταία χρόνια άλλαξε η εταιρεία που υδροδοτεί τα νησιά, αντικαθιστώντας την προϋπάρχουσα. Επί 30 χρόνια η προηγούμενη εταιρεία, η Υδροδοτική Α.Ε., κατείχε και τα υδροφόρα πλοία αλλά και πρόσφερε την υπηρεσία μεταφοράς νερού. Πλέον η νέα εταιρεία, η Έξαντας Α.Ε. προσφέρει τις ίδιες υπηρεσίες νοικιάζοντας όμως τα πλοία της Υδροδοτικής Α.Ε.. Λόγω της χρήσης ενοικιαζόμενων πλοίων όμως, αυξάνονται τα έξοδα μεταφοράς του νερού που ως αποτέλεσμα έχει την αύξηση της τιμής πώλησης νερού προς τους καταναλωτές, [11].

Η απουσία ελέγχου οδηγεί επιπλέον σε αυθαιρεσίες λόγω κερδοσκοπίας από την πλευρά της υδροδοτικής εταιρείας. Για παράδειγμα, στη Νίσυρο πραγματοποιήθηκαν κατά τη περίοδο Δεκεμβρίου 2009-Ιανουαρίου 2010 πέντε μεταφορές νερού που φαίνονται να είναι περιττές καθώς οι ανάγκες του νησιού κατά την περίοδο αυτή υπερκαλύπτονταν από τη μονάδα αφαλάτωσης. Αυτό οδήγησε στη διενέργεια ποινικής προκαταρκτικής εξέτασης για την διαπίστωση τυχόν τελέσεως ποινικά κολάσιμων πράξεων από πλευράς της αρμόδιας εταιρείας, [11].

Τέλος, η υδροδότηση των νησιών με υδροφόρα πλοία εξαρτάται πάντα από τα καιρικά φαινόμενα, με αποτέλεσμα κατά τους χειμερινούς κυρίως μήνες, να αντιμετωπίζουν έντονο πρόβλημα έλλειψης νερού. Ακόμα η χωρητικότητα των δεξαμενών των πλοίων είναι περιορισμένη και δεν αποκλείεται σαφώς η πιθανότητα βλάβης σε κάποιο από αυτά.

Τα μειονεκτήματα αυτά οδηγούν στο συμπέρασμα ότι η εναλλακτική της μεταφοράς νερού στα νησιά από γειτονικές περιοχές είναι μεν μια εύκολη προσέγγιση για την επίλυση του προβλήματος έλλειψης νερού, αλλά δεν είναι ούτε συμφέρουσα, ούτε αποδοτική πάντα.

1.2 Σκοπός εργασίας

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η ανάπτυξη ενός μοντέλου προσομοίωσης της ωριαίας συμπεριφοράς συστήματος με μία ή περισσότερες μονάδες αφαλάτωσης με ή χωρίς τη χρήση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ).

Η ανάπτυξη του μοντέλου πραγματοποιείται με το λογισμικό Mathcad[®] και μπορεί να εφαρμοστεί σε 13 άνυδρα νησιά του Αιγαίου. Στην παρούσα εργασία εφαρμόζεται ενδεικτικά σε τρία νησιά που επιλέγονται εξαιτίας του μεγέθους της ζήτησης νερού τους. Για τα νησιά αυτά, στόχος της εφαρμογής του μοντέλου είναι η

επιλογή οικονομικά βέλτιστου συστήματος αφαλάτωσης – ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από επενδυτική σκοπιά αλλά και από τη σκοπιά του καταναλωτή, δηλαδή οδηγώντας σε χαμηλή τιμή νερού. Εξετάζονται για το σκοπό αυτό οι περιπτώσεις συστήματος μίας ή δύο μονάδων αφαλάτωσης με χρήση ενέργειας προερχόμενης από το δίκτυο ή χρήση ενέργειας προερχόμενης από φωτοβολταϊκά είτε ανεμογεννήτρια.

Τέλος, ένας ακόμη σκοπός της εργασίας είναι να εξετασθεί η ισχύουσα νομοθεσία για την εγκατάσταση αφαλάτωσης και ΑΠΕ σε άνυδρα νησιά ως προς την επίδρασή της στην οικονομική επένδυση.

2 ΑΦΑΛΑΤΩΣΗ

2.1 Ιστορικά Στοιχεία

Η αφαλάτωση είναι μια διεργασία, η οποία έχει ως αποτέλεσμα την αφαίρεση άλατος από το νερό. Διακρίνεται σε φυσική και τεχνητή. Η φυσική αφαλάτωση είναι μια συνεχής διεργασία που αποτελεί μέρος του κύκλου του νερού και πραγματοποιείται με την εξάτμιση του νερού λόγω της θερμότητας και της ηλιακής ακτινοβολίας. Η τεχνητή αφαλάτωση αποτελεί ανθρώπινη προσπάθεια αφαίρεσης των αλάτων από το νερό με τη βοήθεια ειδικών συσκευών, [12].

Παρ' ότι από την αρχαιότητα έως το μεσαίωνα υπήρχαν αναφορές για τη μετατροπή του θαλασσινού νερού σε γλυκό νερό, παρέμεναν πάντα σε θεωρητικό και φιλοσοφικό επίπεδο, χωρίς καμία πρακτική εφαρμογή. Τις πρώτες εφαρμογές για την απόδειξη της λειτουργίας αφαλάτωσης με απόσταξη αποτέλεσαν τρεις αποστακτήρες, που εγκαταστάθηκαν το 1683, οι δύο στα νησιά της Μάγχης και ο ένας στην Ηπειρωτική Αγγλία. Το 1724 γίνεται η πρώτη αναφορά αφαλάτωσης θαλασσινού νερού σε ποντοπόρα πλοία από το Γάλλο Ναύαρχο A.F.B. Deslanes. Στις Η.Π.Α. κατατίθεται το 1870 το πρώτο δίπλωμα ευρεσιτεχνίας για την αφαλάτωση με ηλιακή ενέργεια, το οποίο περιγράφει με λεπτομέρεια όσα ακόμα και σήμερα εφαρμόζονται με τη μέθοδο αυτή. Αναφέρεται, για παράδειγμα, μεγάλη απόδοση του συστήματος με περιστροφή του αποστακτήρα ώστε να ακολουθεί την πρόσπτωση της ηλιακής ακτινοβολίας.

Το 1872 σχεδιάστηκε και κατασκευάστηκε η πρώτη μεγάλη εγκατάσταση αφαλάτωσης με ηλιακή ενέργεια δυναμικότητας $22.5 \text{ m}^3/\text{ημέρα}$. Οι αποστακτήρες εγκαταστάθηκαν σε μία περιοχή της Χιλής σε υψόμετρο 1,200 μέτρων, όπου λειτουργούσαν ορυχεία ορυκτών αλάτων και αργύρου. Η εγκατάσταση λειτούργησε επί 40 συνεχή χρόνια και σταμάτησε όταν τα ορυχεία της περιοχής εξαντλήθηκαν.

Έως τις αρχές του 20^{ου} αιώνα η πρόοδος στην εφαρμογή της αφαλάτωσης ήταν πολύ βραδεία και παρά τη διαρκή βελτίωση της τεχνολογίας, οι βιομηχανικές εφαρμογές ήταν λίγες και μικρής σημασίας.

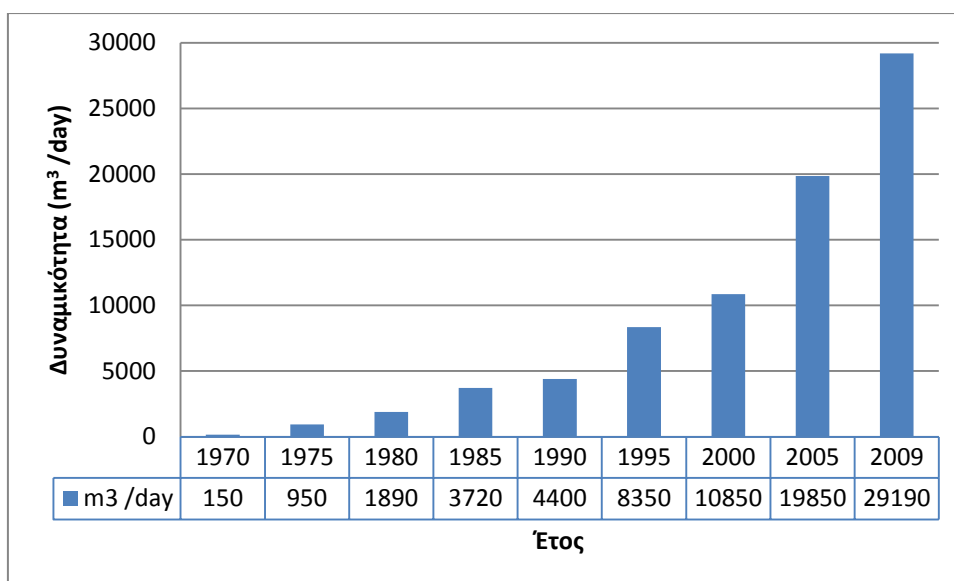
Κατά τη διάρκεια του Β' παγκοσμίου πολέμου, σε διάφορες περιοχές στην Αφρική αλλά και σε νησιά του Ειρηνικού Ωκεανού όπου έδρευαν συμμαχικά στρατεύματα, υπήρξε έντονο πρόβλημα έλλειψης νερού, ειδικά πόσιμου, ενώ υπήρχε διαθέσιμο μόνο θαλασσινό νερό. Προκειμένου να αντιμετωπιστεί το πρόβλημα αυτό, διεξήχθησαν μεγάλες έρευνες σε διάφορα Πανεπιστήμια των Η.Π.Α. για λογαριασμό του Υπουργείου των Ναυτικών. Το αποτέλεσμα των ερευνών αυτών ήταν να κατασκευαστούν ατομικές συσκευές αφαλάτωσης με ηλιακή ενέργεια.

Μετά το τέλος του Β΄ παγκοσμίου πολέμου άρχισε να εκδηλώνεται τεράστιο ενδιαφέρον για την αναζήτηση νέων πηγών καθαρού νερού. Η έντονη πίεση είχε ως αποτέλεσμα την εντατική έρευνα για την ανεύρεση νέων υδάτινων πόρων αλλά και την προώθηση της αφαλάτωσης σε περιοχές που είχαν μόνο αλμυρό νερό. Οι Η.Π.Α. πρωτοπόροι στην έρευνα της αφαλάτωσης διέθεσαν από το 1952 έως το 1965 περίπου 100 εκατομμύρια δολάρια για το σχεδιασμό και την κατασκευή πέντε πιλοτικών μονάδων αφαλάτωσης με συνολική δυναμικότητα 3,785 m³/ημέρα. Στις εγκαταστάσεις αυτές έγινε εκτεταμένη μελέτη των παραμέτρων που επηρεάζουν την απόδοση των μονάδων, ερευνήθηκαν δηλαδή οι βέλτιστες συνθήκες λειτουργίας, η τεχνολογία και τα υλικά κατασκευής. Οι εγκαταστάσεις αυτές λειτούργησαν υπό την επίβλεψη του Γραφείου Αφαλάτωσης (OSW-Office of Saline Water) μέχρι το 1965, όπου την επίβλεψη ανέλαβε η ιδιωτική βιομηχανία. Συγχρόνως διάφορα άλλα κράτη προωθούσαν την έρευνα στον τομέα της αφαλάτωσης με σημαντικά επιτεύγματα, [13].

Σήμερα λειτουργούν περισσότερες από 15,000 μονάδες αφαλάτωσης ανά τον κόσμο με συνολική παροχή καθαρού νερού περίπου 45,500,000 m³/ημέρα, [31], ενώ ήδη βρίσκονται υπό σχεδιασμό ή εγκατάσταση κι άλλες μονάδες. Το πυκνότερο δίκτυο εγκαταστάσεων βρίσκεται στις Αραβικές χώρες. Οι μεγαλύτερες μονάδες βρίσκονται στα Ενωμένα Αραβικά Εμιράτα, στη Σαουδική Αραβία και στο Ισραήλ. Οι μεγαλύτερες εγκαταστάσεις στη μέχρι στιγμής ιστορία της αφαλάτωσης βρίσκονται υπό κατασκευή και είναι οι Ras Azzour και Shoaiiba στη Σαουδική Αραβία με δυναμικότητες 1,025,000 και 1,030,000 m³/ημέρα αντίστοιχα που αναμένεται να ολοκληρωθούν το 2014, [14].

2.2 Εγκατεστημένα συστήματα αφαλάτωσης στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα οι πρώτες εφαρμογές αφαλάτωσης έγιναν στα τέλη της δεκαετίας του '60 με μικρές πιλοτικές μονάδες ηλιακής απόσταξης. Λίγο αργότερα εγκαταστάθηκαν μονάδες ηλιακής απόσταξης για την υδροδότηση στα νησιά Νίσυρος, Κίμωλος, Κεφαλονιά, Ιθάκη, Πάτμο, Καστελόριζο, Σύμη και Αίγινα, με πιο σημαντική αυτή της Πάτμου με επιφάνεια εξάτμισης 8,665 m² και μέση παραγωγική ικανότητα 25 m³/ημέρα. Από τότε μέχρι σήμερα έχουν εγκατασταθεί συνολικά 50 μονάδες αφαλάτωσης δημόσιας χρήσης σε όλη την Ελλάδα βασιζόμενες κυρίως στην τεχνολογία της αντίστροφης όσμωσης, με συνολική εγκατεστημένη δυναμικότητα περίπου 35,000 m³/ημέρα, ενώ λειτουργούν και μερικές εκατοντάδες μικρές μονάδες αφαλάτωσης ιδιωτικής χρήσης. Στο γράφημα της Εικόνας 3 φαίνεται η πρόοδος στην εφαρμογή της αφαλάτωσης νερού δημόσιας χρήσης στην Ελλάδα από το 1970 μέχρι το 2009 ανά πενταετία, μέσω της δυναμικότητας των μονάδων αφαλάτωσης, [8].



Εικόνα 3: Μέση ημερήσια δυναμικότητα αφαλάτωσης στην Ελλάδα, [8]

Στον Πίνακα 4 καταγράφονται οι σημαντικότερες μονάδες αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης που έχουν εγκατασταθεί στην Ελλάδα, σύμφωνα με στοιχεία μελέτης που διεξήγαγε η Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, [8].

Πίνακας 4: Εγκατεστημένες μονάδες αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης στην Ελλάδα

Μονάδα	Έτος κατασκευής	Τύπος	Δυναμικότητα (m ³ /ημέρα)	Αρχικό Κόστος (€)	Λειτουργικό Κόστος (€/m ³)
Σύρος 1 ^η (Ερμούπολη)	1992	RO(SW)	800	583,000	1.25
Σύρος 2 ^η (Ερμούπολη)	1997	RO(SW)	800	1,482,000	1.25
Σύρος 3 ^η (Ερμούπολη)	2001	RO(SW)	2x250	346,000	1
Σύρος 4 ^η (Ανω Σύρος)	2000	RO(SW)	250	215,000	0.5
Σύρος 5 ^η (Ανω Σύρος)	2002	RO(SW)	500	400,000	0.5
Σύρος 6 ^η (Ερμούπολη)	2002	RO(SW)	4x500	313,000	1
Σύρος 7 ^η (Ανω Σύρος)	2005	RO(SW)	2x500	1,000,000	0.4
Ποσειδωνίας(Δήμος) 1 ^η , Σύρος	2002	RO(SW)	2x250	464,000	0.56
Ποσειδωνίας(Δήμος) 2 ^η , Σύρος	2005	RO(SW)	2x500	574,000	0.45
Σχοινούσα	2004	RO(SW)	100	120,000	0.7
Μύκονος (Κόρφου) παλαιά	1989	RO(SW)	2x550	N/A	N/A
Μύκονος (Κόρφου) νέα	2001	RO(SW)	3x650	1,276,000	0.5
Πάρος (Νάουσα)	2001	RO(SW)	1200	415,000	0.5
Τήνος (Παλαιά)	2001	RO(SW)	500	434,000	0.62
Τήνος (Νέα)	2005	RO(SW)	500	376,000	0.62
Οίας, Σαντορίνη 1 ^η	1994	RO	220	N/A	N/A
Οίας, Σαντορίνη 2 ^η	2000	RO	320	211,000	2
Οίας, Σαντορίνη 3 ^η	2002	RO	160	N/A	N/A
Θήρας, Σαντορίνη	2009	RO	1000	N/A	N/A
Θηρασιά	1997	RO	48	N/A	N/A
Σίφνος	2002	RO(BW)	500	224,000	3.5
Ομηρούπολης (Δήμος), Χίου	2000	RO(BW)	600	205,000	0.3
Ομηρούπολης (Δήμος), Χίου	2005	RO	3x1000	710,000	0.26
Ομηρούπολης (Δήμος), Χίου	2005	RO	500	200,000	0.26

Μονάδα	Έτος κατασκευής	Τύπος	Δυναμικότητα (m ³ /ημέρα)	Αρχικό Κόστος (€)	Λειτουργικό Κόστος (€/m ³)
Νίσυρος (Παλαιά)	1991	RO	300	572,000	N/A
Νίσυρος (Νέα)	2002	RO	350	295,000	0.66
Ιθάκη, Κεφαλονιάς 1 ^η	1981	RO	620	264,000	2.88
Ιθάκη, Κεφαλονιάς 2 ^η	2003	RO	520	587,000	0.58
Λέρου (ΔΕΥΑ)	2001	RO	200	74,000	0.13
Μήλου (Δήμος)	2007	RO (με Α/Γ)	2x1200	N/A	N/A
Κασσωπαίων (Δήμος)	2001	RO	500	117,000	0.13
Αγίου Γεωργίου (Δήμος)	2002	RO	500	102,000	0.3
Παξών (Δήμος) 1 ^η	2005	RO	330	260,000	0.51
Παξών (Δήμος) 2 ^η	2005	RO	150	162,000	0.59
Παξών (Δήμος) 3 ^η	2007	RO(SW)	250	211,000	0.51
Δυστίων (Δήμος)	2006	RO(BW)	400	200,000	0.3
Σίφνος (Δήμος)	2007	RO(SW)	250	N/A	N/A
Ίος (Δήμος)	2003	RO(SW)	1000	N/A	N/A
Ιθάκη (Δήμος)	2005	RO(SW)	200	220,000	N/A
Οινούσες (Δήμος)	2005	RO(SW)	500	N/A	N/A
Πόρου (Δήμος)	2006	RO(BW)	1000	200,000	0.3
Γαξίου (Δήμος), Αλμυρός ποταμός, Ηρακλείου	2008	RO(BW)	1000	N/A	N/A
Ηρακλειά (Πλωτή μονάδα, Υδριάδα)	2008	RO (με Α/Γ)	70	2,800,000	0.2

2.3 Μέθοδοι αφαλάτωσης

Έχουν αναπτυχθεί διάφορες μέθοδοι αφαλάτωσης και παραλλαγές τους για την παραγωγή πόσιμου νερού οι οποίες είναι οι εξής:

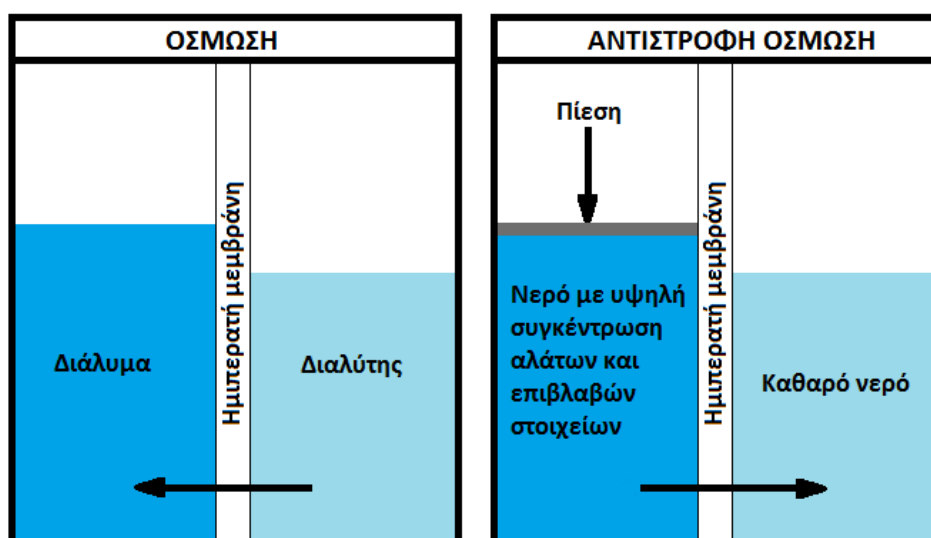
- Απόσταξη
 - Πολυβάθμια εκτόνωση (Multi stage flash, MSF)
 - Πολυβάθμια εξάτμιση (Multiple effect evaporation, ME)
 - Συμπύκνωση ατμού (Vapor compression evaporation, VC)
 - Εξαέρωση-Συμπύκνωση (Evaporation/Condensation)
- Μέθοδοι με μεμβράνες
 - Ηλεκτροδιάλυση (Electro dialysis reversal, EDR)
 - Αντίστροφη όσμωση (Reverse osmosis, RO)
 - Νανόφιλτρα (Nanofiltration, NF)
 - Ευθεία όσμωση (Forward osmosis, FO)
 - Διύλιση με μεμβράνες (Membrane distillation, MD)
- Πάγωμα (Freezing)
- Γεωθερμική αφαλάτωση (Geothermal desalination)
- Κρυσταλλοποίηση με υδρικό αιθάνιο (Methane hydrate crystallization)
- Υψηλής ποιότητας ανακύκλωση νερού (High grade water recycling)
- Αφαλάτωση με χρήση ηλιακών συλλεκτών (Solar humidification HDH,MEH)

Η μέθοδος της αντίστροφης όσμωσης (Reverse Osmosis-RO), όπως φαίνεται και από τον Πίνακα 4, είναι η πιο ευρέως χρησιμοποιούμενη μέθοδος αφαλάτωσης θαλασσινού νερού. Η μέθοδος αυτή, που περιγράφεται εκτενώς στην παράγραφο 2.4, περιγράφεται με την εξαναγκασμένη ροή του νερού δια μέσου μεμβρανών, ενάντια στην φυσική οσμωτική πίεση προκειμένου να επιτευχθεί ο διαχωρισμός νερού και αλάτων.

2.4 Αφαλάτωση αντίστροφης όσμωσης

2.4.1 Φαινόμενο της αντίστροφης όσμωσης

Η αντίστροφη όσμωση είναι, όπως υποδηλώνει και η ονομασία της, η αντιστροφή του φυσικού φαινομένου της όσμωσης (Εικόνα 4). Κατά το φαινόμενο της όσμωσης, ο διαλύτης κινείται αυθόρμητα μέσω μεμβράνης που είναι διαπερατή για τα μόριά του όχι όμως και για τα μόρια της διαλυμένης ουσίας, [15]. Η όσμωση έχει ως αποτέλεσμα να εξισωθούν οι συγκεντρώσεις των διαλυμάτων στις δύο πλευρές της ημιπερατής μεμβράνης. Η πίεση που πρέπει να ασκηθεί στην πλευρά του διαλύματος προκειμένου να μη λάβει χώρα το φαινόμενο της όσμωσης, ονομάζεται «οσμωτική πίεση». Κατά το φαινόμενο της αντίστροφης όσμωσης, ασκείται πίεση υψηλότερη της οσμωτικής στο πυκνότερο διάλυμα, το οποίο στην περίπτωση της αφαλάτωσης είναι θαλασσινό ή υφάλμυρο νερό, ώστε στην άλλη πλευρά να διέλθει νερό υψηλής καθαρότητας.

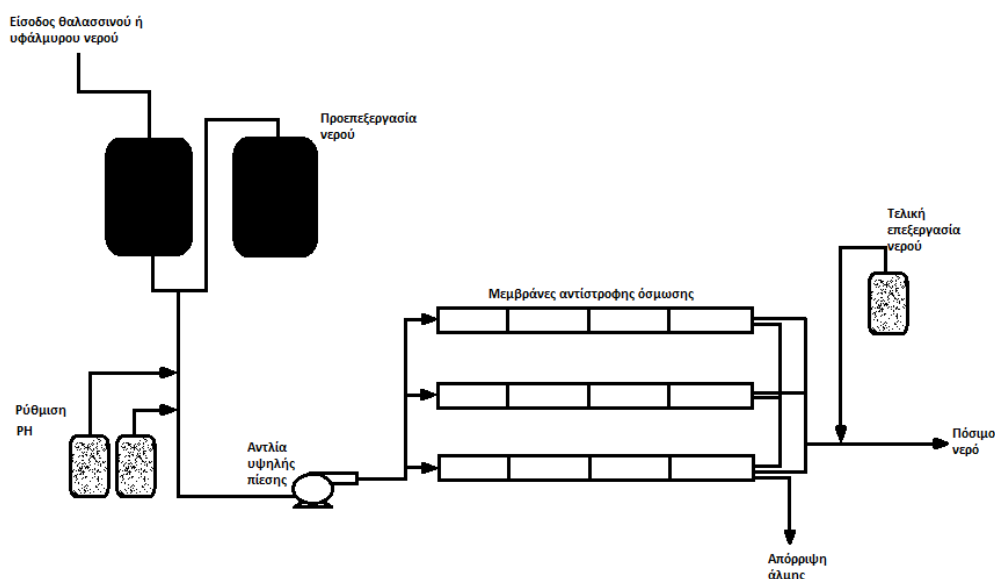


Εικόνα 4: Περιγραφή των φαινομένων της φυσικής και της αντίστροφης όσμωσης

2.4.2 Περιγραφή διεργασίας

Ένα τυπικό σύστημα αφαλάτωσης RO, όπως φαίνεται στην Εικόνα 5 αποτελείται από τέσσερα κύρια υποσυστήματα, [16]:

- Σύστημα προεπεξεργασίας νερού
- Αντλία υψηλής πίεσης
- Μемβράνες αντίστροφης όσμωσης
- Σύστημα τελικής επεξεργασίας νερού



Εικόνα 5: Σχηματική απεικόνιση αφαλάτωσης με αντίστροφη όσμωση

Σύστημα προεπεξεργασίας νερού

Η προεπεξεργασία του νερού τροφοδοσίας είναι κρίσιμος παράγοντας στη λειτουργία ενός συστήματος R.O. εξαιτίας της μεγάλης ευαισθησίας των μεμβρανών. Στο στάδιο αυτό πρέπει να καταστραφούν οι μικροοργανισμοί και να αφαιρεθούν τα αιωρούμενα σωματίδια για να αποφευχθούν οι εναποθέσεις στις μεμβράνες. Η προεπεξεργασία θαλασσινού νερού μπορεί να περιλαμβάνει, [9]:

- Φίλτρο εισόδου με τοποθέτηση σχάρας στην αναρρόφηση προκειμένου να μην εισέλθουν στο σύστημα ψάρια, φύκια και απορρίμματα
- Προχλωρίωση με διάλυμα υποχλωριώδους νατρίου
- Προσθήκη συνήθως θεικού οξέος για τη ρύθμιση της οξύτητας και την αποφυγή απόθεσης αλάτων
- Συσσωμάτωση κολλοειδών οργανικών ουσιών με προσθήκη χλωριούχου σιδήρου και πολυηλεκτρολύτη

- Φίλτρο άμμου που περιλαμβάνει άμμο, χαλίκια και ανθρακίτη για την κατακράτηση ακόμα μικρότερων σωματιδίων
- Φίλτρα πολυπροπυλενίου για την κατακράτηση σωματιδίων μεγέθους έως και 1μm
- Αποχλωρίωση με θειούχο νάτριο ή φίλτρο ενεργού άνθρακα διότι οι μεμβράνες καταστρέφονται σε περιβάλλον χλωρίου
- Αποστείρωση με υπεριώδη ακτινοβολία

Αντλία υψηλής πίεσης

Μετά από την προεπεξεργασία το νερό τροφοδοσίας εξαναγκάζεται από αντλία υψηλής πίεσης σε ροή διαμέσου της επιφάνειας της μεμβράνης. Η πίεση αυτή κυμαίνεται από 17-27 bar για υφάλμυρο νερό τροφοδοσίας και 55-82 bar για θαλασσινό νερό. Με τον τρόπο αυτό εξασφαλίζεται η πίεση ώστε να λάβει χώρα το φαινόμενο της αντίστροφης όσμωσης.

Μεμβράνες αντίστροφης όσμωσης

Καθώς ένα μέρος του νερού περνάει μέσα από τις μεμβράνες, στο υπόλοιπο νερό αυξάνεται η συγκέντρωση των αλάτων, σύμφωνα με την αρχή που περιγράφηκε στην παράγραφο 2.4.1, ενώ την ίδια στιγμή ένα μέρος του νερού τροφοδοσίας απορρίπτεται χωρίς να περάσει μέσα από αυτές. Χωρίς την ελεγχόμενη αυτή απόρριψη, η συγκέντρωση των αλάτων στο νερό θα συνέχιζε να αυξάνει με αποτέλεσμα την εναπόθεση των υπερκορεσμένων αλάτων και την αύξηση της οσμωτικής πίεσης κατά μήκος των μεμβρανών. Η ποσότητα νερού που απορρίπτεται κυμαίνεται μεταξύ του 20% και 70% του νερού τροφοδοσίας και εξαρτάται από τη συγκέντρωση των αλάτων σε αυτό.

Σύστημα τελικής επεξεργασίας νερού

Στο τελικό στάδιο γίνεται προετοιμασία για τη διανομή του νερού ως πόσιμο. Το στάδιο αυτό αποτελείται συνήθως από:

- Απομάκρυνση αερίων, όπως το υδρόθειο
- Ρύθμιση της οξύτητας
- Αύξηση της σκληρότητας με προσθήκη ειδικά επεξεργασμένου ασβέστη και διοξειδίου του άνθρακα
- Τελική χλωρίωση

Η ποσότητα νερού που απορρίπτεται μαζί με τα άλατα που έχουν κατακρατηθεί από τις μεμβράνες, απομακρύνονται με υψηλή πίεση ως ένα πυκνό ρεύμα που

ονομάζεται άλμη. Η μεγαλύτερη κατανάλωση ενέργειας λαμβάνει χώρα κατά την τροφοδοσία νερού στις μεμβράνες αντίστροφης όσμωσης, λόγω της ύπαρξης της αντλίας υψηλής πίεσης, ενώ αρκετά μεγάλη κατανάλωση ενέργειας συμβαίνει και κατά την απόρριψη της άλμης. Για το λόγο αυτό, κυρίως σε μεγάλες μονάδες, εγκαθίστανται συστήματα ανάκτησης της ενέργειας αυτής με απόδοση που κυμαίνεται από 20% έως 40% της συνολικής καταναλισκόμενης ενέργειας, [20].

2.4.3 Οικονομική και ενεργειακή αξιολόγηση διεργασίας

Η αφαλάτωση R.O. έχει χαμηλό κόστος εγκατάστασης σε σχέση με άλλες μεθόδους αφαλάτωσης, αλλά αρκετά υψηλό κόστος συντήρησης και αντικατάστασης μεμβρανών. Οι ανάγκες σε συντήρηση αυξάνουν όσο αυξάνει ο αριθμός των μεμβρανών και των συνδέσεων μεταξύ των σωλήνων, ενώ η αντικατάσταση των μεμβρανών πραγματοποιείται περίπου κάθε πέντε χρόνια.

Για την αξιολόγηση της ενεργειακής κατανάλωσης των μεθόδων αφαλάτωσης, ένα αποδεκτό μέγεθος είναι η ειδική ενέργεια η οποία ορίζεται ως εξής, [17]:

$$\text{Ειδική ενέργεια} = \frac{\text{Κατανάλωση ενέργειας}}{\text{Παραγωγή νερού}}$$

Προκειμένου όμως να περιγραφεί πλήρως το κόστος ενέργειας δεν αρκεί μόνο η ειδική ενέργεια αφού οι ποικίλες μέθοδοι αφαλάτωσης χρησιμοποιούν διαφορετικές μορφές ενέργειας που διαφέρουν ως προς το ειδικό κόστος τους, [17].

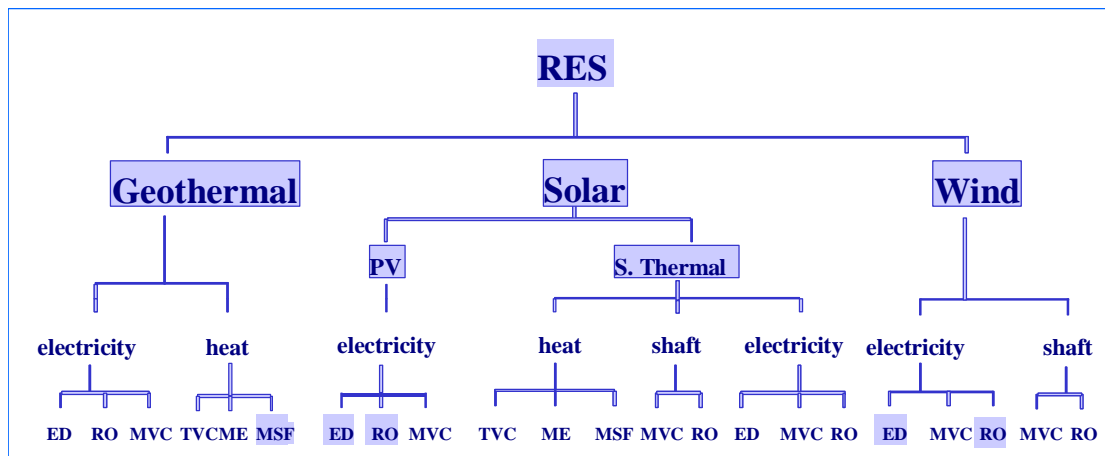
Η μέθοδος της αντίστροφης όσμωσης έχει αρκετά χαμηλή τιμή ειδικής ενέργειας σε σχέση με άλλες μεθόδους. Το γεγονός αυτό σημαίνει ότι η αντίστροφη όσμωση είναι η λιγότερο ενεργοβόρα διεργασία αλλά αυτό δε συνεπάγεται ότι είναι και η οικονομικότερη αφού χρησιμοποιεί μια ακριβή μορφή ενέργειας, τον ηλεκτρισμό. Για μεγάλες μονάδες αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης θαλασσινού νερού η ειδική κατανάλωση ενέργειας είναι από 4 έως 6 kWh/m^3 , ενώ για μικρές μπορεί να φτάσει μέχρι και 15 kWh/m^3 , [20].

Λόγω του υψηλού ειδικού κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικά καύσιμα, αναπτύχθηκε η ανάγκη σχεδιασμού συστημάτων αφαλάτωσης με αντίστροφη όσμωση και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, έτσι ώστε να μειωθεί το κόστος κάλυψης των ενεργειακών αναγκών.

2.5 Συνδυασμός αφαλάτωσης και ΑΠΕ

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και οι μονάδες αφαλάτωσης μπορούν να συνδυαστούν με ποικίλους τρόπους, όπως φαίνεται στην Εικόνα 6. Η ενέργεια που

παράγεται από τις ΑΠΕ προωθείται στη μονάδα αφαλάτωσης και μπορεί να έχει διάφορες μορφές ανάλογα με τη μορφή που απαιτείται για τη διεργασία, όπως θερμική, ηλεκτρική ενέργεια κλπ.



Εικόνα 6: Συνδυασμοί ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και μεθόδων αφαλάτωσης, [18]

Τα συστήματα αφαλάτωσης-ΑΠΕ μπορεί να είναι αυτόνομα, σε περιοχές που είναι απομακρυσμένη η σύνδεση με το δίκτυο ή δεν υπάρχει καθόλου, ή διασυνδεδεμένα, όταν είναι εφικτή η σύνδεση τους. Στα αυτόνομα συστήματα είναι συνήθως απαραίτητη η παρουσία μπαταρίας με σκοπό να αποθηκεύεται η παραγόμενη ενέργεια, καθώς το ανανεώσιμο δυναμικό είναι απρόβλεπτο ως προς την έντασή του. Αντίθετα σε περιπτώσεις διασυνδεδεμένου συστήματος, είναι δυνατή η παροχή ενέργειας από το δίκτυο όταν η παραγόμενη ενέργεια δεν επαρκεί, με αποτέλεσμα να μην είναι αναγκαία η ύπαρξη μπαταρίας.

2.5.1 Πλεονεκτήματα συνδυασμού αφαλάτωσης με ΑΠΕ

Είναι σύνηθες φαινόμενο, στις απομονωμένες περιοχές όπου παρουσιάζεται η έλλειψη νερού, να υπάρχει δυσκολία στην παροχή ενέργειας από συμβατικές πηγές, αλλά να υπάρχει διαθεσιμότητα ανανεώσιμου δυναμικού ενεργείας σε τέτοια μεγέθη ώστε να επιτρέπεται η εκμετάλλευσή του, [19]. Σε τέτοιες περιπτώσεις η επιλογή των ΑΠΕ αποτελεί βιώσιμη λύση για τη λειτουργία κυρίως αυτόνομων συστημάτων αφαλάτωσης.

Κλιματικοί παράγοντες επηρεάζουν την διαθεσιμότητα των ΑΠΕ σε εποχική βάση. Παρόλα αυτά, στα νησιά κατά τις εποχές που η ζήτηση νερού είναι αυξημένη, όπως το καλοκαίρι όπου η τουριστική προσέλευση γίνεται μέγιστη, είναι μεγάλη και η διαθεσιμότητα των ΑΠΕ, όπως της ηλιακής ακτινοβολίας και συχνά και της αιολικής ενέργειας, οπότε η ζήτηση ενέργειας μπορεί πιο εύκολα να καλυφθεί. Με τη χρήση

των ΑΠΕ, η αφαλάτωση δεν επιβαρύνει περαιτέρω το δίκτυο ηλεκτροδότησης των νησιών, αφού κατά την περίοδο αυτή η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι ήδη υψηλή για κάλυψη άλλων αναγκών.

Τέλος τα περιβαλλοντικά οφέλη είναι σημαντικά αφού η απαιτούμενη ενέργεια για τη λειτουργία της αφαλάτωσης δεν προέρχεται από συμβατικά καύσιμα που προκαλούν εκπομπή CO₂. Έτσι, οι ΑΠΕ φαντάζουν ως ιδανική λύση για την αφαλάτωση, μιας και η κατανάλωση ενέργειας είναι ιδιαίτερα υψηλή.

2.5.2 Μειονεκτήματα συνδυασμού αφαλάτωσης με ΑΠΕ

Η διείσδυση των ΑΠΕ στις εφαρμογές αφαλάτωσης που υπάρχουν ανά τον κόσμο είναι πολύ μικρή αν και γενικά έχουν γίνει σημαντικές προσπάθειες τα τελευταία χρόνια. Οι αιτίες για αυτή την μικρή συμμετοχή είναι ποικίλες και συχνά συνδέονται μεταξύ τους.

Ο πρώτος λόγος έχει να κάνει με τεχνολογικά ζητήματα, που αφορούν τόσο τις ΑΠΕ όσο και τις διάφορες διαδικασίες αφαλάτωσης. Αν και αυτές οι τεχνολογίες είναι σχετικά ώριμες όταν εφαρμόζονται μεμονωμένα, υπάρχουν περιθώρια για περαιτέρω βελτίωση, μέχρι την επίτευξη του βέλτιστου τεχνολογικού σχεδιασμού του συστήματος που θα αφορά τόσο την εκμετάλλευση των ΑΠΕ όσο και την διαδικασία της αφαλάτωσης.

Ανασταλτικός παράγοντας για την εγκατάσταση συστήματος ΑΠΕ και αφαλάτωσης είναι και το κόστος της επένδυσης κυρίως για την παραγωγή της ενέργειας. Αν και οι τιμές των φωτοβολταϊκών πλαισίων και των ανεμογεννητριών είναι σε διαρκή καθοδική πορεία, μέχρι στιγμής το κόστος των τεχνολογιών ΑΠΕ (συνοδευτικών εξαρτημάτων κλπ) είναι μεγάλο και μπορεί να καταστήσει τις επενδύσεις μη βιώσιμες.

Αν και οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν εξαντλούνται, ο απρόβλεπτος χαρακτήρας τους θέτει περιορισμούς στην μέγιστη αξιοποίηση τους. Η γεωγραφική τους διασπορά προκαλεί ένα ακόμα πρόβλημα καθώς η θέση στην οποία συμφέρει να γίνει η εκμετάλλευση τους μπορεί να μην συμπίπτει με τον τόπο όπου υπάρχει το πρόβλημα έλλειψης νερού.

Συμπερασματικά, η χρήση των ΑΠΕ αυξάνει κατά πολύ το κόστος της επένδυσης, και ιδιαίτερα, όσο πιο πολύπλοκος είναι ο συνδυασμός των ΑΠΕ, όπως σε ένα υβριδικό σύστημα, τόσο πιο ακριβή γίνεται η επένδυση. Το κόστος αυτό όμως συχνά αντισταθμίζεται από τα πολλαπλά οφέλη και σε ορισμένα συστήματα αποτελεί τη μοναδική λύση.

2.5.3 Συνδυασμός αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης με φωτοβολταϊκά

Ο σταθμός παραγωγής ενέργειας αποτελείται από έναν αριθμό φωτοβολταϊκών πλαισίων, τα οποία μετατρέπουν την ηλιακή ενέργεια σε συνεχές ηλεκτρικό ρεύμα. Η μέθοδος της αντίστροφης όσμωσης χρησιμοποιεί συνήθως εναλλασσόμενο ρεύμα, γεγονός που προϋποθέτει την ύπαρξη αντιστροφέα για τη μετατροπή του συνεχούς ρεύματος. Σε περιπτώσεις μη διασυνδεδεμένης περιοχής με το δίκτυο, είναι απαραίτητη και η ύπαρξη μπαταρίας στο σύστημα προκειμένου να ελέγχεται και να εξασφαλίζεται η λειτουργία του ακόμα και όταν δεν επαρκεί η παραγόμενη ενέργεια, [20].

2.5.4 Συνδυασμός αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης με ανεμογεννήτρια

Η συχνότητα εφαρμογής του συνδυασμού αυτού συνεχώς αυξάνει. Ο σταθμός παραγωγής ενέργειας αποτελείται είτε από μία μεμονωμένη ανεμογεννήτρια είτε από ένα αιολικό πάρκο. Το κύριο χαρακτηριστικό των αιολικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας είναι η τυχαία κατανομή της ταχύτητας ανέμου κατά τη διάρκεια μιας ημέρας που δεν έχει προβλεπόμενη διακύμανση, σε αντίθεση με την τυπική μορφή απόδοσης ημέρας/νύχτας των φωτοβολταϊκών. Επομένως η παραγόμενη ισχύς είναι πολύ δύσκολο να υπολογιστεί εκ των προτέρων για μια κοντινή χρονική στιγμή. Προκειμένου η ενέργεια να εισαχθεί στην μονάδα αφαλάτωσης με τη μορφή εναλλασσόμενου ρεύματος, χρησιμοποιούνται αντιστροφείς για τη μετατροπή του συνεχούς ρεύματος που συνήθως παράγει η ανεμογεννήτρια. Σε περίπτωση αυτόνομου συστήματος είναι απαραίτητη και η ύπαρξη μπαταρίας για την αποθήκευση της παραγόμενης ενέργειας και επιλεκτική χρήση της ανάλογα με τις ανάγκες της μονάδας.

Εκτός από τους διάφορους συνδυασμούς ανάμεσα σε ΑΠΕ και τεχνολογίες αφαλάτωσης, υπάρχει και η λύση του υβριδικού συστήματος για την παραγωγή ενέργειας για την αφαλάτωση. Συνήθως τα υβριδικά συστήματα περιλαμβάνουν γεννήτρια συμβατικών καυσίμων και μία τεχνολογία ΑΠΕ είτε δύο συνδυασμένες τεχνολογίες ΑΠΕ, όπως ανεμογεννήτρια και φωτοβολταϊκά. Τα υβριδικά συστήματα είναι κατάλληλα για την κάλυψη ενεργειακών αναγκών για μικρά έως και μεσαία φορτία αφαλάτωσης.

2.6 Νομοθετικό πλαίσιο για εγκατάσταση αφαλάτωσης – ΑΠΕ στα Ελληνικά νησιά

Όπως δημοσιεύτηκε στις 4 Ιουνίου 2010 στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως με αριθμό φύλλου 85, ο Νόμος υπ' αριθμόν 3851 στο άρθρο 3 και παράγραφο 12 ορίζει:

«12. Κατά τη χορήγηση της άδειας παραγωγής ή εξαίρεσης από την υποχρέωση λήψης της άδειας αυτής για τους σταθμούς Α.Π.Ε. σε νησιά, οι αιτήσεις για την εγκατάσταση σταθμών Α.Π.Ε. που συνδυάζονται με εγκατάσταση μονάδας παραγωγής πόσιμου νερού ή νερού άλλης χρήσης, μέσω αφαλάτωσης, εξετάζονται κατ' απόλυτη προτεραιότητα, εφόσον η εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού Α.Π.Ε. δεν υπερβαίνει κατά 25% την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας αφαλάτωσης και υπό την προϋπόθεση ότι έχουν συναφθεί συμβάσεις μεταξύ του αιτούντος και της Γενικής Γραμματείας Αιγαίου και Νησιωτικής Πολιτικής ή του οικείου ή των οικείων Ο.Τ.Α. για τη διάθεση των παραγόμενων ποσοτήτων νερού... Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τη μονάδα Α.Π.Ε. συμψηφίζεται, σε ωριαία βάση, με την καταναλισκόμενη από τη μονάδα αφαλάτωσης. Το πλεόνασμα της ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να διατίθεται στο δίκτυο μέχρι ποσοστού 20% της παραγόμενης ισχύος σύμφωνα με τα ισχύοντα για τους αυτοπαραγωγούς...»

Επομένως, ορίζει τις εξής βασικές προϋποθέσεις για τη λήψη άδειας εγκατάστασης συστήματος αφαλάτωσης με ΑΠΕ στα Ελληνικά νησιά, οι οποίες και θα εφαρμοστούν όσο είναι δυνατό στην παρούσα μελέτη:

- Να έχουν συναφθεί συμβάσεις μεταξύ του αιτούντος και της Γενικής Γραμματείας Αιγαίου και Νησιωτικής Πολιτικής ή του οικείου ή των οικείων Ο.Τ.Α. για τη διάθεση των παραγόμενων ποσοτήτων νερού.
- Η εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού Α.Π.Ε. να μην υπερβαίνει κατά 25% την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας αφαλάτωσης.
- Η παραγόμενη ενέργεια από τη μονάδα Α.Π.Ε. συμψηφίζεται, σε ωριαία βάση, με την καταναλισκόμενη από τη μονάδα αφαλάτωσης και το πλεόνασμα ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να διατίθεται στο δίκτυο μέχρι ποσοστού 20% της παραγόμενης ισχύος.

Το Δεκέμβριο του 2010 πραγματοποιήθηκε η Ενοποίηση των διατάξεων του ν.3468/2006 όπως τροποποιήθηκαν από τους ν.3734/2009, ν.3851/2010, ν.3889/2010, η οποία ισχύει μέχρι σήμερα και περιλαμβάνει αυτούσια την παράγραφο 12 του άρθρου 3 του Νόμου 3851/2010 που αναπτύχθηκε στην αρχή της παραγράφου 2.6, [28].

Στην ενοποίηση αυτή ορίζεται και η τιμολόγηση της ενέργειας που παράγεται από Α.Π.Ε. στην περίπτωση αυτή, και απορροφάται από το Σύστημα ή το Δίκτυο. Στην παρούσα εργασία ενδιαφέρουν οι τιμές αιολικής ενέργειας και ενέργειας από φωτοβολταϊκά, οι οποίες σύμφωνα με το Νόμο διαμορφώνονται όπως φαίνονται στον Πίνακα 5.

Πίνακας 5: Τιμολόγηση ενέργειας που πωλείται στο Δίκτυο με βάση την ενοποίηση των διατάξεων του ν.3468/2006 όπως τροποποιήθηκαν από τους ν.3734/2009, ν.3851/2010, ν.3889/2010, [28]

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από:	Τιμή Ενέργειας (€/MWh)			
	Διασυνδεδεμένο Σύστημα		Μη διασυνδεδεμένα νησιά	
	> 100kW	≤ 100kW	> 100kW	≤ 100kW
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος μεγαλύτερης των 50 kW	87.85		99.45	
Αιολική ενέργεια που αξιοποιείται με χερσαίες εγκαταστάσεις ισχύος μικρότερης ή ίσης των 50 kW	250			
Φωτοβολταϊκά (Αύγουστος 2011)	351.01	394.88	394.88	438.76
Φωτοβολταϊκά (Αύγουστος 2013)	281.38	316.55	316.55	316.55

Κατά το χρονικό διάστημα που διεξάχθηκε η παρούσα εργασία ίσχυαν για τα φωτοβολταϊκά οι τιμές του Αυγούστου 2011 (Πίνακας 5) και αυτές χρησιμοποιούνται ως δεδομένα για την επίλυση του οικονομικού μοντέλου.

Η εφαρμογή αυτού του νομοθετικού πλαισίου έχει προκαλέσει ήδη αρκετές αντιδράσεις. Για παράδειγμα, ο Ελληνικός Σύνδεσμος Αφαλάτωσης και Επεξεργασίας Νερού έχει ήδη καταθέσει τις ενστάσεις και τις προτάσεις του για βελτίωση του Νόμου στην Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας από τις 10/05/2011.

Οι ενστάσεις αυτές έχουν ως θέμα την αδειοδότηση, το χρόνο υποβολής αιτήσεων, την έκταση στην οποία πρόκειται να γίνει η εγκατάσταση και τις προϋποθέσεις για τη λήψη της άδειας. Πιο συγκεκριμένα για τις προϋποθέσεις που έχουν ήδη αναφερθεί αιτείται να αλλάξει η νομοθεσία ως εξής, [21]:

- Οι συμβάσεις των παραγωγών με τους Ο.Τ.Α. ή τη Γενική Γραμματεία Αιγαίου και Νησιωτικής Πολιτικής για την απορρόφηση του παραγόμενου νερού, συνήθως συστήνονται αφού έχει πραγματοποιηθεί η εγκατάσταση της μονάδας αφαλάτωσης. Προκειμένου να γίνει ταυτόχρονα η αίτηση αδειοδότησης και η κατάθεση της σύμβασης θα πρέπει αντί συμβάσεως να αρκεί η κατάθεση προσυμφώνου.
- Η πλειοψηφία των μονάδων αφαλάτωσης έχουν μικρή εγκατεστημένη ισχύ, γεγονός που οδηγεί σε εγκαταστάσεις χαμηλής ισχύος ΑΠΕ, αφού ο Νόμος ορίζει ότι η εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού Α.Π.Ε. δεν πρέπει να υπερβαίνει περισσότερο από 25% την εγκατεστημένη ισχύ της μονάδας αφαλάτωσης. Αιτείται, λοιπόν, να ισχύει μόνο ο περιορισμός στην πώληση ενέργειας και όχι ο περιορισμός της εγκατεστημένης ισχύος των ΑΠΕ.

Αναφέρει επίσης τη δυσκολία προσομοίωσης της συμπεριφοράς του συστήματος αφαλάτωσης – ΑΠΕ, προκειμένου να συμψηφίζεται σε ωριαία βάση η παραγωγή και κατανάλωση ενέργειας και να προκύπτει το ποσό της ενέργειας που μπορεί να απορροφηθεί από το δίκτυο. Προτείνει, αντί για ωριαίο συμψηφισμό της παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας, η μελέτη αυτή να γίνεται σε μηνιαία βάση. **Με έναυσμα αυτόν τον προβληματισμό και εφόσον η ωριαία προσομοίωση κρίνεται απαραίτητη για την αδειοδότηση, στην παρούσα εργασία γίνεται προσπάθεια να προσομοιωθεί το σύστημα αφαλάτωσης – Α.Π.Ε. και να εξαχθούν συμπεράσματα που αφορούν εκτός των άλλων και το συγκεκριμένο Νόμο.**

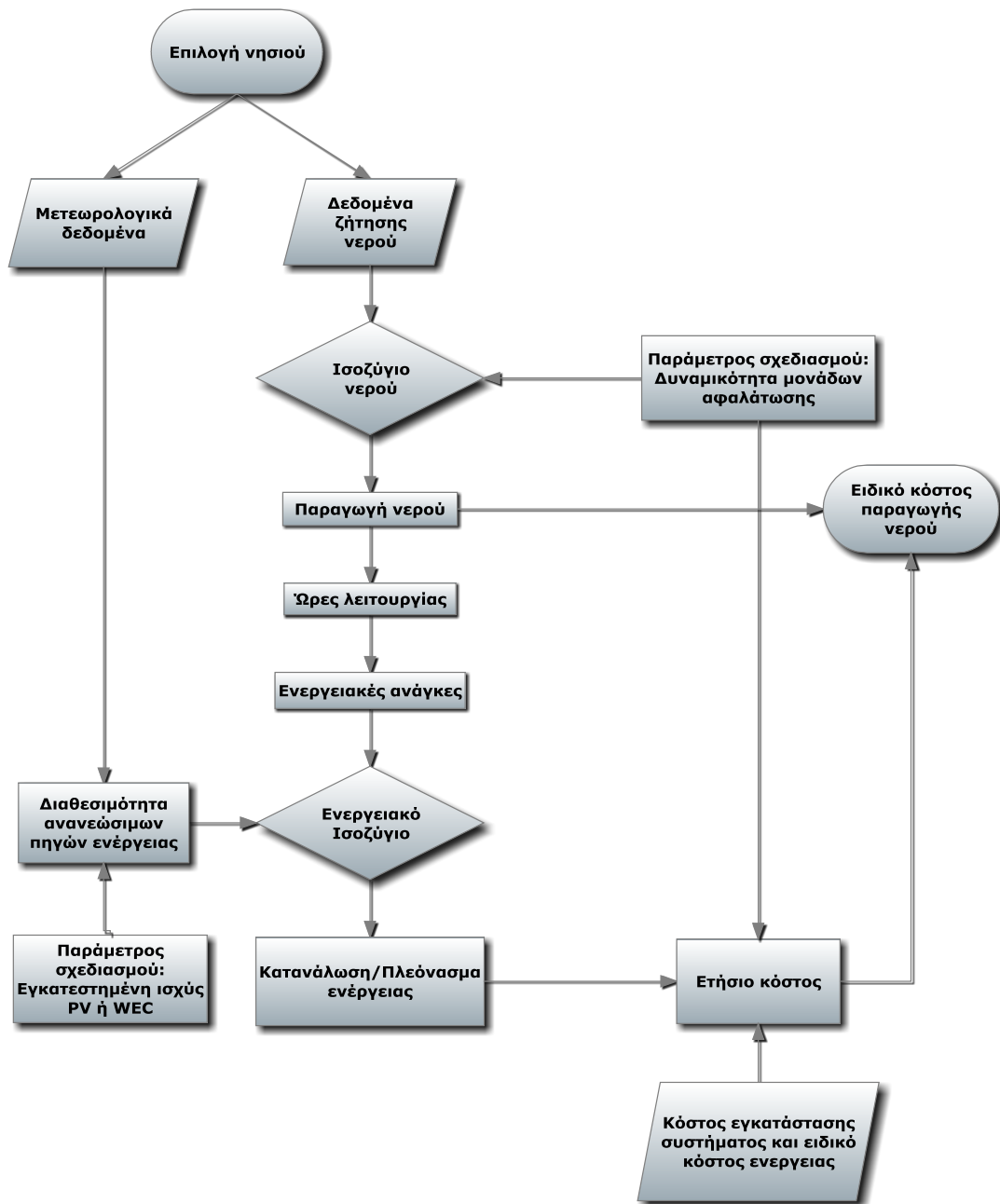
3 ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ

3.1 Περιγραφή αλγορίθμου

Με σκοπό να μελετηθεί η ωριαία συμπεριφορά συστήματος αφαλάτωσης και ΑΠΕ και να εξαχθούν αποτελέσματα, αναπτύχθηκε ένας αλγόριθμος προσομοίωσης του συστήματος με το λογισμικό Mathcad®. Στο Παράρτημα 1 παρατίθεται ολοκληρωμένος ο αλγόριθμος με τις σχετικές διευκρινίσεις, ενώ το λογικό διάγραμμα ροής στο οποίο βασίζεται παρουσιάζεται στην Εικόνα 7.

Το πρώτο βήμα, όπως φαίνεται και στο διάγραμμα ροής της Εικόνας 7, είναι η επιλογή νησιού από μια βάση δεδομένων. Ο καθορισμός του νησιού εντάσσει στον αλγόριθμο τα δεδομένα της ζήτησης νερού καθώς και τα μετεωρολογικά δεδομένα της περιοχής.

Αφού επιλεγθεί η κατάλληλη δυναμικότητα για τη μία ή τις περισσότερες μονάδες αφαλάτωσης καθώς και η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ, επιλύεται το μαθηματικό μοντέλο λειτουργίας του συστήματος και έπειτα το οικονομικό μοντέλο, τα οποία περιγράφονται στις ενότητες 3.2 και 3.3 αντίστοιχα με σκοπό να εξαχθούν αποτελέσματα για την αξιολόγηση.



Εικόνα 7: Διάγραμμα αλγορίθμου

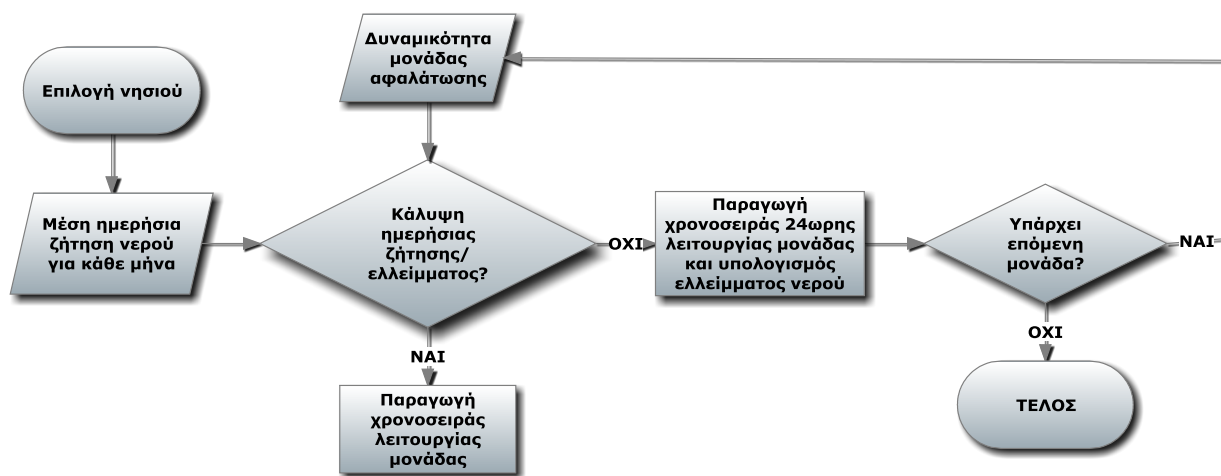
Ο αλγόριθμος χωρίζεται κατά βάση σε δύο τμήματα τα οποία στην Εικόνα 7 φαίνονται ως ισοζύγιο νερού και ενεργειακό ισοζύγιο. Τα τμήματα αυτά αφορούν στο υποσύστημα αφαλάτωσης και στο υποσύστημα ενέργειας αντίστοιχα, τα οποία αναλύονται εκτενέστερα στις παραγράφους 3.1.1 και 3.1.2.

3.1.1 Υποσύστημα αφαλάτωσης

Το υποσύστημα αφαλάτωσης αποτελείται από μία ή περισσότερες μονάδες αφαλάτωσης που λειτουργούν με τη μέθοδο της αντίστροφης όσμωσης (RO), η λειτουργία της οποίας παρουσιάστηκε στην παράγραφο 2.4. Η λογική στην οποία

βασίζεται η λειτουργία των μονάδων αφαλάτωσης είναι η παραγωγή του νερού της επόμενης μέρας και η εναπόθεσή του στις δεξαμενές των νησιών που ήδη υπάρχουν. Η χωρητικότητα των δεξαμενών, εφόσον τα δεδομένα ζήτησης προκύπτουν από τις μεταφερόμενες ποσότητες από τα υδροφόρα πλοία, θεωρείται ότι επαρκούν για την ποσότητα του παραγόμενου νερού κάθε μέρας.

Το σενάριο λειτουργίας των μονάδων αφαλάτωσης που υποθέτουμε, παρουσιάζεται στο διάγραμμα ροής της Εικόνας 8. Αναλυτικότερα, η ζήτηση νερού επιχειρείται να καλυφθεί από τη μία εκ των μονάδων αφαλάτωσης. Εάν καλύπτεται, τότε παράγεται η χρονοσειρά λειτουργίας της μονάδας και ολοκληρώνεται η διαδικασία. Αντίθετα, στην περίπτωση που δεν καλύπτεται, παράγεται μία χρονοσειρά λειτουργίας της πρώτης μονάδας και υπολογίζεται το έλλειμμα νερού της ημέρας. Εάν υπάρχει επόμενη μονάδα αφαλάτωσης τότε το έλλειμμα επιχειρείται να καλυφθεί από τη δεύτερη μονάδα. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται έως ότου καλυφθεί η ημερήσια ζήτηση νερού ή μέχρι να εξαντληθεί η δυνατότητα παραγωγής νερού από όλες τις μονάδες και να υπολογιστεί το τελικό έλλειμμα.



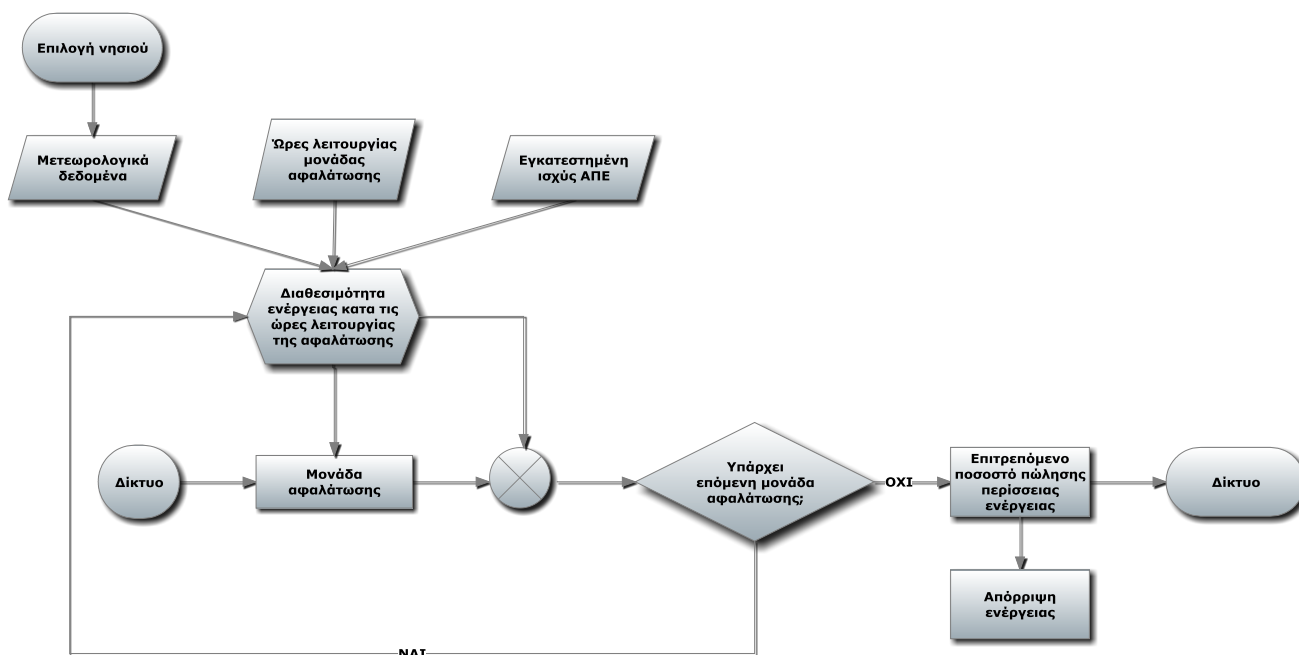
Εικόνα 8: Διάγραμμα ροής λειτουργίας μονάδων αφαλάτωσης

Το μαθηματικό μοντέλο το οποίο περιγράφει τη λειτουργία των μονάδων αφαλάτωσης αναλύεται εκτενώς στην παράγραφο 3.2.1.

3.1.2 Υποσύστημα ενέργειας

Το υποσύστημα ενέργειας αποτελείται από συστοιχίες φωτοβολταϊκών, ανεμογεννήτρια ή συνδυασμό και των δύο. Σε κάθε περίπτωση το σύστημα είναι διασυνδεδεμένο με το δίκτυο έτσι ώστε να επιτρέπεται η αγορά και πώληση

ενέργειας από και προς αυτό. Το διάγραμμα ροής που περιγράφει τη διαδικασία λειτουργίας του υποσυστήματος φαίνεται στην Εικόνα 9.



Εικόνα 9: Διάγραμμα ροής λειτουργίας ΑΠΕ

Μετά από την επίλυση του μοντέλου του υποσυστήματος αφαλάτωσης, προκύπτουν οι ώρες κατά τις οποίες λειτουργεί η πρώτη μονάδα αφαλάτωσης και υπολογίζονται οι ενεργειακές ανάγκες της μονάδας. Έτσι, προκύπτει η ωριαία ζήτηση ενέργειας καθώς και, λαμβάνοντας υπόψη την εγκατεστημένη ισχύ του σταθμού ΑΠΕ, η ωριαία παραγόμενη ενέργεια. Κατά τις ώρες λειτουργίας του υποσυστήματος αφαλάτωσης η παραγόμενη ενέργεια καταναλώνεται με σκοπό να καλυφθούν οι ενεργειακές ανάγκες του. Σε περίπτωση που αυτές δεν καλύπτονται απαιτείται η αγορά του ελλείμματος ενέργειας από το δίκτυο, ενώ στην αντίθετη περίπτωση υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας. Το πλεόνασμα αυτό καθώς και η ενέργεια που παράγεται από τις ΑΠΕ κατά τις ώρες όπου δε λειτουργεί η μονάδα προστίθενται και διατίθενται στο δίκτυο σε ωριαία βάση, αφού συνυπολογιστεί το επιτρεπόμενο ποσοστό που ορίζει ο Νόμος.

Εάν το υποσύστημα αφαλάτωσης περιλαμβάνει περισσότερες από μία μονάδες αφαλάτωσης τότε το πλεόνασμα ή το έλλειμμα ενέργειας υπολογίζεται αφού ληφθούν υπόψη οι ενεργειακές ανάγκες όλων των μονάδων.

Εκτός από το υποσύστημα ενέργειας που αναπτύχθηκε, στη μελέτη που διεξάγεται εξετάζεται και η περίπτωση απουσίας ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπου η

κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της αφαλάτωσης γίνεται εξ ολοκλήρου από το δίκτυο.

Το μαθηματικό μοντέλο, που περιγράφει τη διαδικασία που αναπτύχθηκε για το υποσύστημα ενέργειας, αναλύεται στην παράγραφο 3.2.2.

3.2 Μαθηματικό μοντέλο

3.2.1 Μοντέλο αφαλάτωσης

Η ημερήσια ζήτηση νερού για κάθε νησί μπορεί να προκύψει από πραγματικά ιστορικά δεδομένα, από μέσες μηνιαίες τιμές ή άλλες μεθόδους. Στην παρούσα εργασία η μέση ημερήσια ζήτηση νερού (Q_{daily}) για κάθε νησί προκύπτει από μέσες μηνιαίες τιμές ($Dem_m - m^3/month$). Έτσι γίνεται η υπόθεση ότι η ζήτηση είναι ίδια για κάθε μέρα ενός μήνα.

Το πλήθος των μονάδων αφαλάτωσης αποτελεί παράμετρο σχεδιασμού. Το σύστημα μπορεί να περιλαμβάνει από 1 έως N_{units} μονάδες αφαλάτωσης. Έστω ότι ο δείκτης i στις σχέσεις υπολογισμού που ακολουθούν υποδηλώνει την εκάστοτε μονάδα αφαλάτωσης και ισχύει:

$$1 \leq i \leq N_{units}$$

Η δυναμικότητα της κάθε μονάδας αφαλάτωσης ($Q_{cap_i} - m^3/day$) αποτελεί επίσης παράμετρο σχεδιασμού. Σύμφωνα με το σενάριο λειτουργίας που αναπτύχθηκε, **οι ώρες που θα πρέπει να λειτουργήσει** η πρώτη μονάδα (t_{op_1}) προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση προκύπτουν από τη σχέση:

$$t_{op_1} = \frac{Q_{daily}}{\frac{Q_{cap_1}}{24hr}} \quad (1)$$

Η μονάδα αφαλάτωσης πρέπει να καλύψει τη ζήτηση εντός μιας ημέρας. Έτσι οι **πραγματικές ώρες** λειτουργίας της πρώτης μονάδας είναι:

$$T_{op_1} = \min(t_{op_1}, 24hr) \quad (2)$$

Το σύμβολο \min στη σχέση (2) υποδηλώνει ότι οι ώρες λειτουργίας της πρώτης μονάδας δεν μπορούν να ξεπεράσουν τις 24. Με βάση το σενάριο λειτουργίας και τη σχέση (2) προκύπτουν 3 περιπτώσεις:

- Αν $t_{op_1} \leq 24hr$, τότε ανεξάρτητα από το αν υπάρχουν άλλες μονάδες, η ζήτηση νερού καλύπτεται εξολοκλήρου από την 1^η μονάδα αφαλάτωσης και ισχύει:

$$T_{op_1} = t_{op_1} \quad (3)$$

- Αν $t_{op_1} > 24hr$ και η 1^η μονάδα αφαλάτωσης είναι η μοναδική του συστήματος, τότε από τη (2) $T_{op_1} = 24hr$ και προκύπτει έλλειμμα νερού οποίο είναι ίσο με:

$$W_{deficit_1} = Q_{daily} - W_{production_1} = Q_{daily} - \frac{T_{op_1} Q_{cap_1}}{24hr} \quad (4)$$

- Αν $t_{op_1} > 24hr$ και υπάρχει άλλη μονάδα στο σύστημα εκτός της 1^{ης} , τότε από σχέση (2) $T_{op_1} = 24hr$ και το έλλειμμα νερού που προκύπτει από την πρώτη μονάδα αφαλάτωσης εισάγεται ως ζήτηση νερού που πρέπει να καλυφθεί από την επόμενη σε σειρά μονάδα αφαλάτωσης. Η διαδικασία επαναλαμβάνεται έως ότου καλυφθεί η ζήτηση ή μέχρι να λειτουργήσουν όλες οι μονάδες αφαλάτωσης του συστήματος για 24 ώρες και να υπολογιστεί το τελικό έλλειμμα ($W_{deficit_{N_{units}}}$). Δηλαδή προκύπτει το σύστημα:

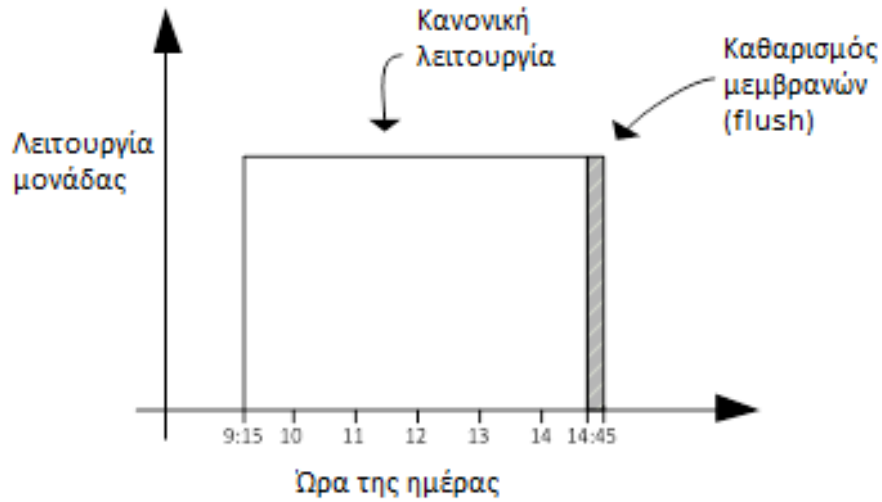
$$\left. \begin{aligned} W_{deficit_{i-1}} &= Q_{daily_{i-1}} - \frac{T_{op_{i-1}} Q_{cap_{i-1}}}{24hr} \\ Q_{daily_i} &= W_{deficit_{i-1}} \\ t_{op_i} &= \frac{Q_{daily_i}}{\frac{Q_{cap_i}}{24hr}} \\ T_{op_i} &= \min(t_{op_i}, 24hr) \end{aligned} \right\} i > 1 \Rightarrow T_{op_i} \quad (5)$$

$$W_{deficit_{N_{units}}} = Q_{daily_1} - \sum_{i=1}^{N_{units}} \frac{T_{op_i} Q_{cap_i}}{24hr} \quad (6)$$

Η κατανομή των ωρών λειτουργίας σε μία ημέρα είναι κρίσιμος σχεδιαστικός παράγοντας για την εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Σε

περίπτωση που η ανανεώσιμη πηγή είναι η ηλιακή ενέργεια, η ιδανική κατανομή είναι γύρω από το μεσημέρι, καθώς εκεί γίνεται μέγιστη η απόδοση των φωτοβολταϊκών. Εάν η ανανεώσιμη πηγή είναι η αιολική ενέργεια, τότε η μέγιστη απόδοση των ανεμογεννητριών εξαρτάται από την περιοχή εγκατάστασης του συστήματος. Συνήθως, τότε η κατανομή των ωρών λειτουργίας ιδανικά τοποθετείται γύρω από το απόγευμα. Στην παρούσα εργασία η κατανομή των ωρών λειτουργίας γίνεται γύρω από το μεσημέρι όπου μπορεί να επιτευχθεί μέγιστη εκμετάλλευση του ηλιακού δυναμικού και ικανοποιητική εκμετάλλευση του αιολικού δυναμικού.

Εφόσον έχουν υπολογιστεί οι ώρες λειτουργίας κάθε μονάδας αφαλάτωσης του συστήματος για κάθε μέρα του χρόνου και έχουν κατανεμηθεί γύρω από το μεσημέρι, δημιουργούνται χρονοσειρές λειτουργίας των μονάδων αφαλάτωσης που προσομοιώνουν τη λειτουργία τους κατά τη διάρκεια ενός έτους. Οι χρονοσειρές αυτές ($Op_i(t)$, $1 \leq t \leq 8760$) περιλαμβάνουν τα **ποσοστά** των ωριαίων διαστημάτων σε ένα χρόνο κατά τη διάρκεια των οποίων λειτουργούν οι μονάδες. Αυτό σημαίνει, επομένως, ότι η $Op_i(t)$ παίρνει την τιμή 1 αν η μονάδα i λειτουργεί όλη την ώρα t , 0 αν δεν λειτουργεί και οποιαδήποτε τιμή ανάμεσα στο 0 και 1 αν ξεκινάει ή τερματίζει τη λειτουργία της μέσα στο ωριαίο αυτό διάστημα. Έτσι, για παράδειγμα, αν $Op_2(200) = 0.25$, συνεπάγεται ότι η δεύτερη μονάδα αφαλάτωσης λειτουργεί μόνο στο $\frac{1}{4}$ του ωριαίου διαστήματος της 200^{ns} - 201^{ns} ώρας του χρόνου, δηλαδή 15 λεπτά. Αυτό σημαίνει ότι η μονάδα αυτή είτε λειτουργούσε πριν και στο ωριαίο αυτό διάστημα τερματίζει τη λειτουργία της είτε ξεκινάει τη λειτουργία της εντός του ωριαίου αυτού διαστήματος. Κατά τον τερματισμό της ημερήσιας λειτουργίας κάθε μονάδας προστίθενται 15 λεπτά επιπλέον λειτουργίας, μέσα στα οποία πραγματοποιείται ο καθαρισμός των μεμβρανών (flushing) των μονάδων. Στην Εικόνα 10 φαίνεται ένα παράδειγμα λειτουργίας μιας μονάδας σε μία ημέρα.



Εικόνα 10: Παράδειγμα λειτουργίας μιας μονάδας αφαλάτωσης σε μία ημέρα

Η ενέργεια που χρειάζεται η μονάδα αφαλάτωσης προκειμένου να παραχθεί ένα κυβικό μέτρο νερού, όπως αναφέρθηκε και στην παράγραφο 2.4.3 ονομάζεται ειδική ενέργεια ($S_p - kWh/m^3$) και έχει συγκεκριμένη τιμή ανάλογα με τη μέθοδο αφαλάτωσης που χρησιμοποιείται και την αλατότητα του νερού. Έτσι η μέση ισχύς που χρειάζεται κατά τη λειτουργία της μονάδας είναι ίση με:

$$P_{DES} = S_p \cdot \frac{Q_{cap_i}}{24hr} \quad (kW) \quad (7)$$

Επομένως οι ενεργειακές ανάγκες της μονάδας κάθε ώρα του χρόνου είναι:

$$E_{DES_i}(t) = Op_i(t) \cdot P_{DES} \cdot \Delta t \quad (kWh) \quad (8)$$

όπου Δt , το βήμα μίας ώρας το οποίο ακολουθεί ο αλγόριθμος.

3.2.2 Ενεργειακό μοντέλο

Η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών ($N_{PV} - kWp$) αποτελεί παράμετρο σχεδιασμού. Η ενέργεια που παράγεται κάθε ώρα του χρόνου από μια συστοιχία φωτοβολταϊκών είναι:

$$E_{PV}(t) = n_{inv} \cdot n_{loss} \cdot N_{PV} \cdot \frac{H(t)}{H_{ref}} \cdot T \quad (kWh) \quad (9)$$

Αντίστοιχα η εγκατεστημένη ισχύς των ανεμογεννητριών ($N_{WEC} - kW$) αποτελεί επίσης παράμετρο σχεδιασμού και η ενέργεια που παράγεται από αυτές είναι:

$$E_{WEC}(t) = n_{loss} \cdot P_{WEC}(V(t)) \cdot T \quad (kWh) \quad (10)$$

Η συνολική ενέργεια που παράγεται από τις ανανεώσιμες πηγές είναι:

$$E_{RES}(t) = E_{PV}(t) + E_{WEC}(t) \quad (11)$$

Κατά τις ώρες λειτουργίας της πρώτης μονάδας αφαλάτωσης, η διαθέσιμη ενέργεια που μπορεί να χρησιμοποιηθεί είναι:

$$E_{RES_{av_1}}(t) = E_{RES} \cdot Op_1(t) \quad (12)$$

Η ενέργεια που δε χρησιμοποιείται, δηλαδή που παράγεται κατά τις ώρες που η 1^η μονάδα αφαλάτωσης δε λειτουργεί είναι:

$$E_{rest_1}(t) = E_{RES}(t) - E_{RES_{av_1}}(t) \quad (13)$$

Η ενεργειακή διαφορά που προκύπτει από τη διαθέσιμη ενέργεια κατά τις ώρες λειτουργίας της μονάδας και τις ενεργειακές ανάγκες της μονάδας είναι:

$$E_{NET_1}(t) = E_{RES_{av_1}}(t) - E_{DES_1}(t) \quad (14)$$

1^η Περίπτωση: Μία μονάδα αφαλάτωσης

Στην περίπτωση που η πρώτη μονάδα αφαλάτωσης αποτελεί και τη μοναδική του συστήματος, προκύπτουν τρεις περιπτώσεις με βάση τη σχέση (14).

- Αν $E_{NET_1}(t) > 0$, τότε η πρώτη μονάδα αφαλάτωσης χρησιμοποιεί όλη την ενέργεια που χρειάζεται και περισσεύει ενέργεια που μπορεί να πωληθεί στο δίκτυο.
- Αν $E_{NET_1}(t) = 0$, τότε η πρώτη μονάδα αφαλάτωσης καλύπτει τις ενεργειακές της ανάγκες χρησιμοποιώντας όλη τη διαθέσιμη ενέργεια από τις ανανεώσιμες πηγές.
- Αν $E_{NET_1}(t) < 0$, τότε η πρώτη μονάδα δεν καλύπτει τις ενεργειακές τις ανάγκες από τη διαθέσιμη ενέργεια των ανανεώσιμων πηγών και το έλλειμμα που δημιουργείται καλύπτεται από το δίκτυο.

Έτσι προκύπτει η συνάρτηση που εκφράζει την ενέργεια που μπορεί να πωληθεί στο δίκτυο:

$$E_{Togrid_{av}}(t) = \begin{cases} E_{NET_1}(t) + E_{rest_1}(t) & E_{NET_1}(t) \geq 0 \\ E_{rest_1}(t) & E_{NET_1}(t) < 0 \end{cases} \quad (15)$$

Τέλος, η ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο είναι:

$$E_{Fromgrid}(t) = |E_{NET_1}(t)| \quad E_{NET_1}(t) < 0 \quad (16)$$

2^η Περίπτωση: Πλήθος μονάδων αφαλάτωσης $N_{units} > 1$

Στην περίπτωση που υπάρχουν περισσότερες από μία μονάδες αφαλάτωσης, για την πρώτη μονάδα ισχύουν οι σχέσεις (1) έως (16) ενώ για τις υπόλοιπες μονάδες ισχύει για τη διαθέσιμη ενέργεια κατά τις ώρες λειτουργίας τους:

$$E_{RES_{av}_i}(t) = \begin{cases} (E_{NET_{i-1}}(t) + E_{rest_{i-1}}(t)) \cdot Op_i(t) & E_{NET_{i-1}}(t) \geq 0 \\ E_{rest_{i-1}}(t) \cdot Op_i(t) & E_{NET_{i-1}}(t) < 0 \end{cases} \quad i > 1 \quad (17)$$

$$\text{Όπου,} \quad E_{NET_i}(t) = E_{RES_{av}_i}(t) - E_{DES_i}(t) \quad i > 1 \quad (18)$$

το πλεόνασμα ενέργειας μετά τη λειτουργία της μονάδας και

$$E_{rest_i}(t) = \begin{cases} (E_{NET_{i-1}}(t) + E_{rest_{i-1}}(t)) \cdot (1 - Op_i(t)) & E_{NET_{i-1}}(t) \geq 0 \\ E_{rest_{i-1}}(t) \cdot (1 - Op_i(t)) & E_{NET_{i-1}}(t) < 0 \end{cases} \quad i > 1 \quad (19)$$

η ενέργεια που μένει ανεκμετάλλευτη όταν δε λειτουργεί η μονάδα.

Η ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο προκειμένου να καλυφθούν οι ανάγκες των μονάδων αφαλάτωσης είναι:

$$E_{Fromgrid}(t) = \sum_{i=1}^{N_{units}} |E_{NET_i}(t)| \quad E_{NET_i}(t) < 0 \quad (20)$$

Η ενέργεια που μπορεί να πωληθεί στο δίκτυο είναι:

$$E_{Togrid_{av}}(t) = \begin{cases} E_{NET_k}(t) + E_{rest_k}(t) & E_{NET_k}(t) \geq 0 \\ E_{rest_k}(t) & E_{NET_k}(t) < 0 \end{cases} \quad (21)$$

Όπου ο δείκτης k υποδηλώνει την τελευταία σε σειρά από τις μονάδες η οποία λειτούργησε κάποια συγκεκριμένη ώρα t , με $1 < k \leq N_{units}$.

Και στις δύο γενικές περιπτώσεις, δηλαδή είτε το σύστημα περιλαμβάνει μια μονάδα αφαλάτωσης είτε πολλαπλές μονάδες, σύμφωνα με τον ελληνικό Νόμο

(Παράγραφος 2.6), υπάρχει ένα ποσοστό a_{inf} που περιορίζει την ενέργεια που μπορεί να πωληθεί στο δίκτυο κάθε ώρα του έτους. Σύμφωνα λοιπόν με τον Νόμο, για την ενέργεια που τελικά πωλείται στο δίκτυο ισχύει:

$$E_{Togrid}(t) = \min(E_{Togrid_{av}}(t), E_{RES}(t) \cdot a_{inf}) \quad (22)$$

Η σχέση (22) υποδηλώνει ότι η ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο δεν μπορεί να ξεπερνάει την ποσότητα $E_{RES} \cdot a_{inf}$.

Η ενεργειακή ποσότητα που δεν μπορεί να πωληθεί στο δίκτυο κάθε ώρα t απορρίπτεται και είναι:

$$E_{Dump}(t) = E_{Togrid_{av}}(t) - E_{Togrid}(t) \quad (23)$$

3.2.3 Ετήσιες τιμές

Στον Πίνακα 6 φαίνονται οι σχέσεις υπολογισμού των ετήσιων τιμών των μεγεθών που περιλαμβάνονται στο μοντέλο.

Πίνακας 6: Υπολογισμός ετήσιων τιμών διαφόρων μεγεθών

Περιγραφή	Σύμβολο	Σχέση υπολογισμού
Ζήτηση νερού	W_{Dem}	$W_{Dem} = \sum_{m=1}^{12} Dem_m \quad (24)$
Παραγωγή νερού	WP	$WP = \sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^{N_{units}} \frac{Q_{cap_i}}{24hr} \cdot Op_i(t) \quad (25)$
Έλλειμμα νερού	$W_{Deficit}$	$W_{Deficit} = W_{Dem} - W \quad (26)$
Ενεργειακές ανάγκες μονάδων αφαλάτωσης	$E_{DES_{an}}$	$E_{DES_{an}} = \sum_{t=1}^{8760} \sum_{i=1}^{N_{units}} E_{DES_i}(t) \quad (27)$
Ενέργεια παραγόμενη από ανανεώσιμες πηγές	$E_{RES_{an}}$	$E_{RES_{an}} = \sum_{t=1}^{8760} E_{RES}(t) \quad (28)$
Ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο	E_B	$E_B = \sum_{t=1}^{8760} E_{Fromgrid}(t) \quad (29)$
Ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο	E_S	$E_S = \sum_{t=1}^{8760} E_{Togrid}(t) \quad (30)$
Ενέργεια από ΑΠΕ που δε χρησιμοποιείται για αφαλάτωση	$E_{NEXP_{an}}$	$E_{NEXP_{an}} = \sum_{t=1}^{8760} E_{Togrid_{av}}(t) \quad (31)$
Ενέργεια που απορρίπτεται	$E_{Dump_{an}}$	$E_{Dump_{an}} = \sum_{t=1}^{8760} E_{Dump}(t) \quad (32)$

3.2.4 Δείκτες

Προκειμένου να αξιολογηθεί το σύστημα αφαλάτωσης-ΑΠΕ κρίνεται χρήσιμος ο υπολογισμός δεικτών. Οι δείκτες αυτοί είναι:

- RW (“Renewable Water”): Εκφράζει το «ανανεώσιμο νερό», δηλαδή είναι το ποσοστό της ενέργειας που παράγεται από τις ανανεώσιμες πηγές και

καταναλώνεται για αφαλάτωση προς τις συνολικές ενεργειακές ανάγκες των μονάδων αφαλάτωσης. Υπολογίζεται από τη σχέση:

$$RW = \frac{E_{RES_{an}} - E_{NEXP_{an}}}{E_{DES_{an}}} \quad (33)$$

- *CDR* (“Cover Demand Ratio”): Εκφράζει το ποσοστό κάλυψης της ζήτησης νερού από τις μονάδες αφαλάτωσης:

$$CDR = \frac{WP}{W_{Dem}} \quad (34)$$

- *CF* (“Capacity Factor”): Εκφράζει το ποσοστό λειτουργίας των μονάδων αφαλάτωσης. Είναι το παραγόμενο νερό προς τη συνολική δυναμικότητα των μονάδων σε ένα χρόνο:

$$CF = \frac{WP}{\sum_{i=1}^{N_{units}} Q_{cap_i} \cdot 365} \quad (35)$$

3.3 Οικονομικό μοντέλο

Το συνολικό κόστος κεφαλαίου (*IC*) για την εγκατάσταση του συστήματος περιλαμβάνει τα κόστη εγκατάστασης των μονάδων αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης (*IC_{RO}*) και των ανανεώσιμων πηγών (*IC_{EN}*). Δηλαδή ισχύει:

$$IC = IC_{RO} + IC_{EN} \quad (36)$$

Όπου,

- $IC_{RO} = \sum_{i=1}^{N_{units}} IC_{RO_i}$ και IC_{RO_i} το κόστος εγκατάστασης της κάθε μονάδας αφαλάτωσης
- $IC_{EN} = IC_{PV} + IC_{WEC}$ και IC_{PV}, IC_{WEC} τα κόστη εγκατάστασης των φωτοβολταϊκών και της ανεμογεννήτριας αντίστοιχα.

Τα ετήσια έξοδα κεφαλαίου είναι:

$$IC_{an} = IC \cdot R \quad (37)$$

Όπου, *R* ο συντελεστής ετήσιας προσόδου για τον οποίο ισχύει:

$$R = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (38)$$

Όπου, i το επιτόκιο και n η διάρκεια της επένδυσης.

Τα ετήσια έξοδα για τη λειτουργία και συντήρηση του συστήματος υπολογίζονται από τη σχέση:

$$OM = CN + CHM + MR + LB + IN \quad (39)$$

Όπου,

- CN είναι τα ετήσια έξοδα για τα αναλώσιμα (φίλτρα, ανταλλακτικά)
- CHM είναι τα ετήσια έξοδα για τα χημικά που χρησιμοποιούνται κατά την επεξεργασία πριν και μετά τις μεμβράνες της αφαλάτωσης.
- MR είναι τα ετήσια έξοδα για την αντικατάσταση των μεμβρανών
- LB είναι τα ετήσια έξοδα εργασίας του ανθρώπινου δυναμικού
- IN είναι τα ετήσια έξοδα ασφάλισης της εγκατάστασης

Από τα παραπάνω έξοδα, κάποια προκύπτουν ως συνάρτηση της δυναμικότητας της μονάδας αφαλάτωσης, κάποια ως συνάρτηση της παραγωγής νερού και κάποια είναι πάγια. Οι τιμές των μεγεθών αναλύονται στην παράγραφο 4.3.3.

Τα ετήσια έξοδα για την αγορά ενέργειας υπολογίζονται από τη σχέση:

$$Expences = EC_{SP} \cdot E_B \quad (40)$$

Όπου EC_{SP} το ειδικό κόστος αγοράς ενέργειας από το δίκτυο (€/kWh).

Τα έσοδα από την πώληση ενέργειας είναι:

$$Income = ES_{SP_{PV}} \cdot \sum_{t=1}^{8760} E_{Togrid}(t) \cdot f_{PV}(t) + ES_{SP_{WEC}} \cdot \sum_{t=1}^{8760} E_{Togrid}(t) \cdot (1 - f_{PV}(t)) \quad (41)$$

Όπου,

- $ES_{SP_{PV}}$, η τιμή πώλησης παραγόμενης από φωτοβολταϊκά στο δίκτυο (€/kWh)
- $ES_{SP_{WEC}}$, η τιμή πώλησης ενέργειας παραγόμενης από ανεμογεννήτρια στο δίκτυο (€/kWh)

- $f_{PV}(t)$, το ποσοστό συμμετοχής των φωτοβολταϊκών στο ενεργειακό μίγμα από ΑΠΕ που παράγεται κάθε ώρα του έτους, το οποίο προκύπτει από τη σχέση:

$$f_{PV}(t) = \frac{E_{PV}(t)}{E_{RES}(t)} \quad (42)$$

Στην σχέση (41) είναι απαραίτητη η ύπαρξη του συντελεστή $f_{PV}(t)$ αφού η τιμή πώλησης ενέργειας στο δίκτυο διαφέρει όταν παράγεται από ανεμογεννήτρια και από φωτοβολταϊκά σύμφωνα με τις ισχύουσες διατάξεις του Νόμου 3851/2010.

Υπολογίζεται το ειδικό κόστος παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, το οποίο θεωρείται ως έξοδο για την επένδυση της αφαλάτωσης, ως εξής:

$$EC = \frac{IC_{EN} \cdot R + IN_{EN}}{E_{RES_{an}}} \quad (\text{€/kWh}) \quad (43)$$

Όπου,

- IC_{EN} , το κόστος εγκατάστασης του σταθμού ΑΠΕ
- R , ο συντελεστής ετήσιας προσόδου
- IN_{EN} , το ετήσιο κόστος ασφάλισης του σταθμού ΑΠΕ
- $E_{RES_{an}}$, η παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ σε ένα έτος

Τέλος, υπολογίζεται το ειδικό κόστος παραγωγής νερού σύμφωνα με τη σχέση:

$$WC = \frac{IC_{RO} \cdot R + Expenses + OM - IN_{EN} + RW \cdot EC \cdot E_{DES_{an}}}{WP} \quad (\text{€/m}^3) \quad (44)$$

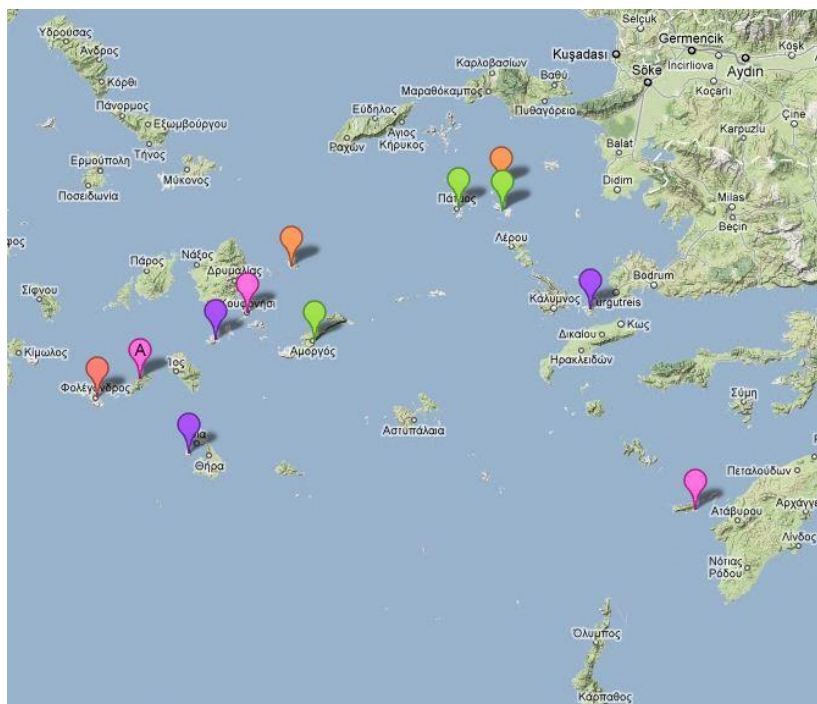
3.4 Παράμετροι σχεδιασμού

Με τον τρόπο που επιλύεται ο αλγόριθμος δίνεται η δυνατότητα μελέτης της επίδρασης διαφόρων παραμέτρων στη συμπεριφορά του συστήματος. Μπορεί να μελετηθεί:

- Η ύπαρξη πολλαπλών μονάδων αφαλάτωσης στο σύστημα με σκοπό να διερευνηθεί κατά πόσο μπορεί να οδηγήσει η εγκατάστασή τους σε βιώσιμη επένδυση.
- Η δυναμικότητα των μονάδων, που αποτελεί ακόμα μία παράμετρο καθοριστική για τη μελέτη του συστήματος.
- Το είδος και η εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού ΑΠΕ καθώς και η περίπτωση κατανάλωσης ενέργειας εξολοκλήρου από το δίκτυο.
- Ο Νόμος, ο οποίος, όπως έχει διατυπωθεί (Παράγραφος 2.6), καθορίζει τη μέγιστη επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ισχύ του σταθμού ΑΠΕ ανάλογα με τη δυναμικότητα της αφαλάτωσης καθώς και το επιτρεπόμενο ποσοστό πώλησης της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ στο δίκτυο.

3.5 Δυνατότητες αλγορίθμου

Ο αλγόριθμος, όπως έχει διαμορφωθεί μέχρι τώρα η βάση δεδομένων, μπορεί να εφαρμοστεί σε 13 νησιά των Κυκλάδων και των Δωδεκανήσων, τα οποία φαίνονται στην Εικόνα 11. Τα νησιά αυτά είναι τα εξής: Φολέγανδρος, Δονούσα, Θηρασιά, Λειψοί, Μεγίστη, Χάλκη, Πάτμος, Κουφονήσια, Ηρακλεία, Ψέριμος, Αρκοί, Αμοργός και Σίκινος. Η βάση δεδομένων μπορεί να εμπλουτιστεί περαιτέρω με στοιχεία άλλων νησιών με σκοπό να εφαρμοστεί ο αλγόριθμος.



Εικόνα 11: Νησιά εφαρμογής του αλγορίθμου

Τα αποτελέσματα, που μπορούν να εξαχθούν χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες ανάλογα με το θέμα που αφορούν:

1. Αφαλάτωσης
2. Ενεργειακά
3. Οικονομικά

Τις δυνατότητες αυτές εξαγωγής αποτελεσμάτων μπορεί ο χρήστης να τις εκμεταλλευτεί κατά περίπτωση ανάλογα με τις ανάγκες του. Στις παραγράφους 3.5.1 έως 3.5.3 αναφέρονται τα κυριότερα αποτελέσματα των τριών κατηγοριών.

3.5.1 Αποτελέσματα αφαλάτωσης

Ο αλγόριθμος δίνει τη δυνατότητα να εξεταστούν συστήματα αφαλάτωσης που περιλαμβάνουν από μια έως N μονάδες αφαλάτωσης. Για κάθε μία από τις μονάδες αυτές δημιουργείται μία **χρονοσειρά λειτουργίας**, η οποία περιγράφει τη

λειτουργία της μονάδας σε κάθε ωριαίο διάστημα ενός έτους. Περιλαμβάνει ακόμα την ακριβή ώρα έναρξης και τερματισμού της λειτουργίας για κάθε ημέρα αφού περιέχει και ποσοστά των ωριαίων διαστημάτων, όπως αναλύθηκε στην παράγραφο 3.2.1, γεγονός που οδηγεί σε πιο ακριβή προσομοίωση του συστήματος. Ο υπολογισμός της χρονοσειράς λειτουργίας κάθε μονάδας είναι σημαντικός καθώς, όπως αναφέρθηκε, η προσομοίωση του συστήματος αποτελεί προϋπόθεση από το Νόμο 3851/2010 για την αδειοδότηση εγκατάστασης του συστήματος αφαλάτωσης- Α.Π.Ε.

Εφόσον εξάγονται οι χρονοσειρές λειτουργίας, μπορούν μέσω αυτών να υπολογιστούν οι ακριβείς **ποσότητες του παραγόμενου νερού** από την κάθε μονάδα, καθώς και το **έλλειμμα** που προκύπτει σε περίπτωση που οι μονάδες δεν καταφέρνουν να καλύψουν τη ζήτηση νερού του εκάστοτε νησιού.

Τέλος υπολογίζονται δείκτες, όπως το **ποσοστό χρησιμοποίησης** των μονάδων αφαλάτωσης (Capacity Factor – CF) και το **ποσοστό κάλυψης της ζήτησης** νερού (Cover Demand Ration – CDR).

3.5.2 Ενεργειακά αποτελέσματα

Κατά την είσοδο των δεδομένων μπορεί να επιλεγεί η ύπαρξη ή μη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα που μελετάται. Το είδος των ΑΠΕ αλλά και η εγκατεστημένη ισχύς τους επιλέγεται από το χρήστη.

Τα ενεργειακά αποτελέσματα, όπως και τα αποτελέσματα αφαλάτωσης, βασίζονται σε χρονοσειρές. Με βάση τη χρονοσειρά λειτουργίας των μονάδων αφαλάτωσης, υπολογίζεται η **χρονοσειρά των ενεργειακών αναγκών** τους. Σε περίπτωση που το σύστημα περιλαμβάνει ΑΠΕ τότε υπολογίζονται οι **χρονοσειρές**:

- **Παραγόμενης ενέργειας**
- **Καταναλισκόμενης ενέργειας από την κάθε μονάδα αφαλάτωσης**
- **Ενέργειας που πωλείται στο δίκτυο**
- **Ενέργειας που αγοράζεται από το δίκτυο**
- **Ενέργειας που απορρίπτεται**

Επιπλέον, υπολογίζεται ο δείκτης που έχει αναφερθεί ως «ανανεώσιμο νερό» (Renewable Water-RW) και εκφράζει το **ποσοστό των ενεργειακών αναγκών για αφαλάτωση που καλύπτεται από τις ΑΠΕ** του συστήματος.

3.5.3 Οικονομικά αποτελέσματα

Τα οικονομικά αποτελέσματα προκύπτουν ως συνέπεια των προηγούμενων δύο κατηγοριών. Έτσι, με βάση την επιλεγμένη δυναμικότητα και το πλήθος των μονάδων αφαλάτωσης, προκύπτει το **κόστος κεφαλαίου** για την εγκατάσταση

καθώς και τα **κόστη για τη λειτουργία, συντήρηση και ασφάλισή** τους. Αντίστοιχα υπολογίζεται το κόστος εγκατάστασης και του σταθμού ΑΠΕ με βάση την εγκατεστημένη ισχύ τους.

Από τις χρονοσειρές αγοράς και πώλησης ενέργειας από και προς το δίκτυο, προκύπτουν αντίστοιχα **τα έξοδα και τα έσοδα από την ενέργεια.**

Τέλος, όλα τα μεγέθη συνυπολογίζονται με σκοπό την εξαγωγή του **ειδικού κόστους παραγωγής ενέργειας** και στη συνέχεια του **ειδικού κόστους παραγωγής νερού** από την αφαλάτωση.

4 ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΕΦΑΡΜΟΓΗΣ

4.1 Ελληνικά άνυδρα νησιά

Από το σύνολο των 13 νησιών στα οποία μπορεί να γίνει η εφαρμογή του αλγορίθμου, επιλέγονται ως δείγμα τρία νησιά, που αντιστοιχούν σε τρία αντιπροσωπευτικά μεγέθη «μικρό, μεσαίο και μεγάλο νησί», ανάλογα με τη ζήτηση νερού που παρουσιάζουν. Ως «μικρό» νησί επιλέγεται η Θηρασιά με μέση ετήσια ζήτηση νερού $12,100 m^3$, ως «μεσαίο» νησί επιλέγεται η Φολέγανδρος με ζήτηση $53,900 m^3$ και ως «μεγάλο» νησί η Πάτμος με ζήτηση $172,500 m^3$. **Ως βάση για την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων λαμβάνεται το «μεσαίο» νησί, δηλαδή η Φολέγανδρος, ενώ για τη σύγκριση των αποτελεσμάτων χρησιμοποιούνται τα δύο άλλα νησιά, που θεωρούνται ακραίες περιπτώσεις ζήτησης νερού.**

Μικρό νησί – Θηρασιά

Η Θηρασιά ενώ ως την έκρηξη του ηφαιστείου αποτελούσε ενιαίο νησί με τη Σαντορίνη, πλέον αποτελεί το δυτικό όριο της καλντέρας της. Έχει έκταση $9.24 km^2$ και το μήκος των ακτών της είναι $17km$.



Εικόνα 12: Θηρασιά

Έχει 268 μόνιμους κατοίκους κυρίως συγκεντρωμένους στον μεγαλύτερο οικισμό του νησιού, τον Μανωλά. Εώς τη δεκαετία του 1960 στο νησί λειτουργούσαν ορυχεία εξόρυξης ηφαιστειακών υλικών. Οι κάτοικοι ασχολούνταν παραδοσιακά με τη ναυτιλία, ενώ σήμερα ασχολούνται κυρίως με τον τουρισμό. Η Θηρασιά υπάγεται διοικητικά στην κοινότητα Οίας και στο Επαρχείο Θήρας. Το λιμάνι του Κόρφου εξασφαλίζει την επικοινωνία με τη Θήρα μέσω τοπικών δρομολογίων.

Στη νησί της Θηρασιάς έχει ήδη εγκατασταθεί από το 1997 μονάδα αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης με ημερήσια δυναμικότητα $48 m^3/day$. Η μονάδα αυτή φαίνεται πως είτε υπολειτουργεί, είτε δεν τίθεται καθόλου σε λειτουργία, αφού οι μεταφερόμενες ποσότητες νερού το 2008 δείχνουν ότι το νησί δεν είναι σε καμία περίπτωση αυτόνομο σε νερό, [16]. Το ετήσιο έλλειμμα νερού του νησιού ανέρχεται στα $12,100 m^3$ ετησίως, ενώ το μέγιστο μέσο ημερήσιο έλλειμμα το οποίο παρουσιάζεται τον Αύγουστο είναι $67.7 m^3/day$. Κατά την εφαρμογή του αλγορίθμου για το νησί δε λαμβάνεται υπόψη η υπάρχουσα εγκατεστημένη μονάδα αφαλάτωσης.

Μεσαίο νησί – Φολέγανδρος

Η Φολέγανδρος ανήκει στις νοτιοδυτικές Κυκλάδες και βρίσκεται ανάμεσα στα νησιά Σίκινος και Μήλος. Έχει έκταση $32.28 km^2$, μήκος ακτών $42 km$ και μέγιστο ύψος $455 m$. Από το 1991 όπου είχε μόνιμο πληθυσμό 558 κατοίκους, παρουσίασε έως το 2001 αύξηση 19.53% και σήμερα ο πληθυσμός της ανέρχεται στους 667 κατοίκους.



Εικόνα 13: Φολέγανδρος

Η Φολέγανδρος παρουσίασε τις τελευταίες δύο δεκαετίες ήπια τουριστική ανάπτυξη. Έτσι διατηρήθηκε η φυσιογνωμία του νησιού ενώ παράλληλα αναπτύχθηκαν σύγχρονες υποδομές και οργανωμένες τουριστικές υπηρεσίες. Παρά την συνολική πρόοδο όμως του νησιού, δεν έχει εγκατασταθεί ακόμα καμία μονάδα αφαλάτωσης, με αποτέλεσμα το νησί να παρουσιάζει ανάγκες για μεταφορά νερού της τάξεως των $53,900 m^3$ ετησίως. Η μέση μέγιστη ημερήσια τιμή των αναγκών αυτών παρουσιάζεται κατά τον Αύγουστο και είναι $322.6 m^3/day$.

Μεγάλο νησί- Πάτμος

Η Πάτμος είναι το βορειότερο νησί των Δωδεκανήσων. Βρίσκεται μεταξύ της Λέρου και της Ικαρίας. Έχει έκταση $34.5 km^2$ και μήκος ακτών $63 km$. Το νησί είναι άνυδρο, ηφαιστειογενές, έντονα βραχώδες με ψηλότερο σημείο στα $269 m$ στο

κεντρικό τμήμα της. Υπάγεται μαζί με τα νησιά Αστυπάλαια και Λέρος στην επαρχία της Καλύμνου και ο κυριότερος οικισμός της είναι η Χώρα που αποτελεί ίδιο Δήμο. Ο πληθυσμός της ανέρχεται στους 3,044 μόνιμους κάτοικους.



Εικόνα 14: Πάτμος

Το νησί θεωρείται θρησκευτικός προορισμός. Έτσι, παρά το ότι η Πάτμος δεν είναι μεγάλο σε έκταση νησί, παρουσιάζει πολύ μεγάλη τουριστική προσέλευση. Οι κάτοικοί της ασχολούνται κατά κύριο λόγο με τον τουρισμό που αποτελεί τον σημαντικότερο οικονομικό πόρο για το νησί.

Η μεγάλη τουριστική προσέλευση ειδικά κατά τους μήνες Αύγουστο-Σεπτέμβρη αυξάνει τη μέση ημερήσια ζήτηση σε νερό κατά 7 φορές περίπου παραπάνω σε σχέση με τον Ιανουάριο. Έτσι η Πάτμος ενώ παρουσιάζει $145 m^3/day$ μέση ημερήσια ζήτηση νερού τον Ιανουάριο, το Σεπτέμβρη η ημερήσια ζήτηση ανέρχεται στα $1,000 m^3/day$. Οι ετήσιες ανάγκες μεταφοράς νερού για το νησί της Πάτμου είναι, όπως αναφέρθηκε, $172,500 m^3$.

4.2 Περιπτώσεις προς εξέταση για κάθε νησί

Σκοπός όπως αναπτύχθηκε, της περίπτωσης εφαρμογής είναι η επιλογή βέλτιστου συστήματος εγκατάστασης σε οικονομικούς όρους. Προκειμένου να διερευνηθεί η κάθε περίπτωση για τα νησιά που εξετάζονται, επιλέγονται να αναλυθούν 4 διαφορετικοί συνδυασμοί αφαλάτωσης και ΑΠΕ, που οδηγούν σε 4 διαφορετικά συστήματα. Τα συστήματα αυτά είναι:

1. Μία μονάδα αφαλάτωσης χωρίς ΑΠΕ
2. Δύο μονάδες αφαλάτωσης χωρίς ΑΠΕ
3. Μία μονάδα αφαλάτωσης με ΑΠΕ
4. Δύο μονάδες αφαλάτωσης με ΑΠΕ

Σημειώνεται ότι ο αλγόριθμος, που έχει αναπτυχθεί στα πλαίσια της εργασίας, μπορεί να εφαρμοστεί για την ανάλυση συστήματος με περισσότερες των δύο μονάδων αφαλάτωσης. Καθώς, όμως, η ζήτηση νερού που παρουσιάζουν τα νησιά είναι περιορισμένη και προκειμένου να μη γίνει μελέτη όλων των δυνατών περιπτώσεων, κρίνεται σκόπιμο οι μονάδες των συστημάτων που εξετάζονται να είναι το πολύ μέχρι δύο.

4.3 Δεδομένα

4.3.1 Δεδομένα αφαλάτωσης

Η ζήτηση νερού εισάγεται στον αλγόριθμο με τη μορφή μέσω μηνιαίων τιμών. Τα δεδομένα αυτά προκύπτουν από τις πραγματικές ποσότητες που μεταφέρθηκαν στα νησιά Κουφονήσια, Φολέγανδρος, Πάτμος το έτος 2008. Οι ποσότητες αυτές ανά μήνα φαίνονται στον Πίνακα 7.

Πίνακας 7: Μεταφερόμενες ποσότητες νερού ανά μήνα και νησί το 2008

Μήνας	Θηρασιά ($m^3/month$)	Φολέγανδρος ($m^3/month$)	Πάτμος ($m^3/month$)
Ιανουάριος	400	1,300	4,500
Φεβρουάριος	400	1,300	6,000
Μάρτιος	500	2,500	6,000
Απρίλιος	600	3,500	10,000
Μάιος	1,000	4,500	15,000
Ιούνιος	1,200	7,000	20,000
Ιούλιος	2,000	9,500	25,000
Αύγουστος	2,100	10,000	25,000
Σεπτέμβριος	1,500	7,000	30,000
Οκτώβριος	1,200	3,800	15,000
Νοέμβριος	800	2,200	10,000
Δεκέμβριος	400	1,300	6,000
Σύνολο	12,100	53,900	172,500

Οι ποσότητες αυτές, προκειμένου να υπάρχει ασφάλεια στο σχεδιασμό εισάγονται αυξημένες κατά 20%. Στον Πίνακα 8 φαίνονται οι τελικές τιμές ζήτησης νερού ανά μήνα και νησί.

Πίνακας 8: Ζήτηση νερού ανά μήνα και νησί

Μήνας	Θηρασιά ($m^3/month$)	Φολέγανδρος ($m^3/month$)	Πάτμος ($m^3/month$)
Ιανουάριος	480	1,560	5,400
Φεβρουάριος	480	1,560	7,200
Μάρτιος	600	3,000	7,200
Απρίλιος	720	4,200	12,000
Μάιος	1,200	5,400	18,000
Ιούνιος	1,440	8,400	24,000
Ιούλιος	2,400	11,400	30,000
Αύγουστος	2,520	12,000	30,000
Σεπτέμβριος	1,800	8,400	36,000
Οκτώβριος	1,440	4,560	18,000
Νοέμβριος	960	2,640	12,000
Δεκέμβριος	480	1,560	7,200
Σύνολο	14,520	64,680	207,000

Η ενεργειακή κατανάλωση μια τυπικής μονάδας αντίστροφης όσμωσης για την παραγωγή ενός κυβικού μέτρου νερού από θαλασσινό νερό ισούται με 3 έως 6 kWh/m^3 . Στην παρούσα εργασία η ειδική ενέργεια της μονάδας αφαλάτωσης θεωρείται ίση με:

$$S_p = 4 kWh/m^3$$

Ο καθαρισμός των μεμβρανών, όπως αναφέρθηκε, πραγματοποιείται κάθε μέρα αμέσως μετά το τέλος της λειτουργίας της κάθε μονάδας αφαλάτωσης. Θεωρείται ότι διαρκεί 15 λεπτά και η ειδική κατανάλωση της διεργασίας αυτής είναι:

$$P_{flush} = 4 kW/m^3$$

4.3.2 Ενεργειακά δεδομένα

Τα μετεωρολογικά δεδομένα για τη μέση ημερήσια πρόσπτωση της ηλιακής ακτινοβολίας και τη μέση ημερήσια ταχύτητα του ανέμου, λαμβάνονται από δεδομένα της NASA, [34]. Τα δεδομένα αυτά περιλαμβάνονται στο σχεδιαστικό πρόγραμμα Retscreen[®], [32] και κατόπιν μετατρέπονται σε ωριαία χρονοσειρά από το σχεδιαστικό πρόγραμμα HOMER Energy, [33].

Τα μετεωρολογικά στοιχεία εξαρτώνται από την περιοχή, δηλαδή το γεωγραφικό μήκος και πλάτος του κάθε νησιού. Δεν υπάρχουν όμως στη βάση δεδομένων στοιχεία για κάθε νησί που εξετάζεται. Για το λόγο αυτό γίνεται η παραδοχή ότι τα μετεωρολογικά δεδομένα γειτονικών νησιών, για τα οποία υπάρχουν στοιχεία, μπορούν να θεωρηθούν ίδια με αυτά των υπό εξέταση νησιών. Έτσι για τη Θηρασιά

και τη Φολέγανδρο αντιστοιχίζονται η μέση ημερήσια πρόσπτωση ηλιακής ακτινοβολίας και η μέση ημερήσια ταχύτητα του ανέμου της Σαντορίνης και για την Πάτμο της Καλύμνου.

Για τις συστοιχίες φωτοβολταϊκών λαμβάνονται τα εξής χαρακτηριστικά:

- Επιφάνεια φωτοβολταϊκού πλαισίου: $PV_{area} = 1.26 \text{ m}^2$
- Βαθμός απόδοσης φωτοβολταϊκών: $\overrightarrow{eff_{PV}} = 0.119$
- Βαθμός απόδοσης αντιστροφεία: $\overrightarrow{n_{inv}} = 0.95$
- Βαθμός απόδοσης συνδεσμολογίας: $\overrightarrow{n_{eff}} = 0.95$

Η ανεμογεννήτρια θεωρείται πως διαθέτει τα τεχνικά χαρακτηριστικά της Enercon E-33/ 330 kW, [35]. Στον Πίνακα 9 παρουσιάζονται τα δεδομένα της καμπύλης ισχύος της ανεμογεννήτριας.

Πίνακας 9: Δεδομένα καμπύλης ισχύος ανεμογεννήτριας, [35]

Ταχύτητα ανέμου (m/sec)	Απόδοση ανεμογεννήτριας σε σχέση με την ονομαστική ισχύ της
0	0
1	0
2	0
3	0.015
4	0.041
5	0.09
6	0.164
7	0.275
8	0.412
9	0.585
10	0.746
11	0.872
12	0.955
13	1
≥14	1

Από τα δεδομένα αυτά, προκειμένου να βρεθεί η απόδοση της ανεμογεννήτριας σε ενδιάμεσες τιμές της ταχύτητας του ανέμου πραγματοποιείται γραμμική παρεμβολή.

4.3.3 Οικονομικά δεδομένα

Το κόστος αγοράς ενέργειας από το δίκτυο θεωρείται ίσο με:

$$EC_{SP} = 0.1 \text{ €/kWh}$$

Η τιμή πώλησης ενέργειας προς το δίκτυο είναι διαφορετική όταν η ενέργεια παράγεται από τα φωτοβολταϊκά και όταν παράγεται από την ανεμογεννήτρια. Έτσι οι τιμές αυτές ορίζονται ως:

$$ES_{SP_{PV}} = 0.45 \text{ €/kWh}$$

$$ES_{SP_{WEC}} = 0.1 \text{ €/kWh}$$

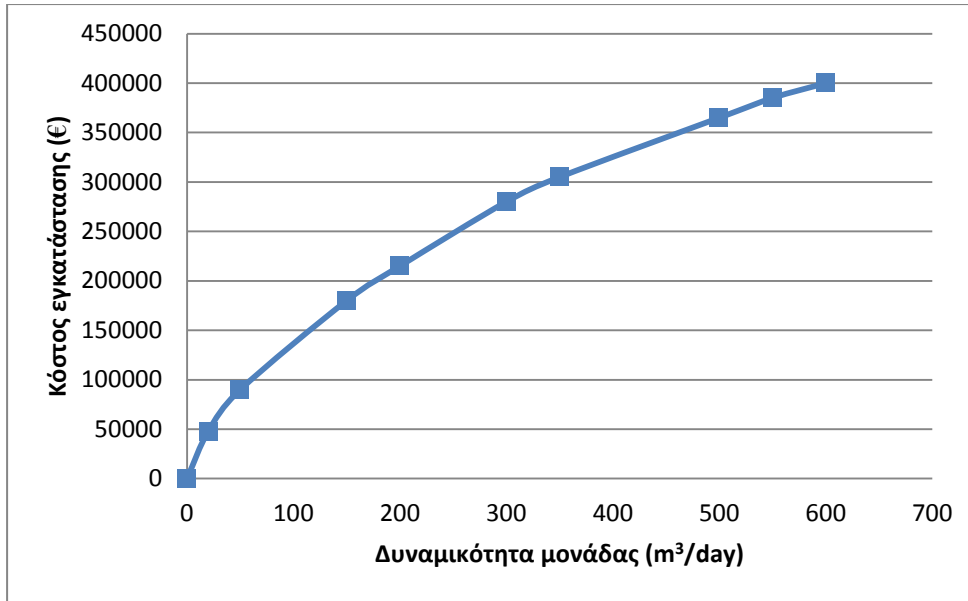
Το κόστος εγκατάστασης ανά kW εγκατεστημένης ισχύος των φωτοβολταϊκών θεωρείται ίσο με:

$$IC_{SP_{PV}} = 3,000 \text{ €/kW}$$

Αντίστοιχα το κόστος εγκατάστασης ανά kW εγκατεστημένης ισχύος της ανεμογεννήτριας είναι:

$$IC_{SP_{WEC}} = 1,500 \text{ €/kW}$$

Το κόστος εγκατάστασης κάθε μονάδας αφαλάτωσης διαφέρει με βάση το μέγεθος της. Η δυναμικότητα ωστόσο δεν είναι γραμμική με το κόστος εγκατάστασης καθώς στον καθορισμό της τιμής λαμβάνεται υπόψη η οικονομία κλίμακας η οποία φαίνεται στο γράφημα της Εικόνας 15. Για την εύρεση του κόστους σε ενδιάμεσες ή μεγαλύτερες τιμές δυναμικότητας πραγματοποιείται γραμμική παρεμβολή.



Εικόνα 15: Κόστος εγκατάστασης αφαλάτωσης ως συνάρτηση της δυναμικότητας της μονάδας με συνυπολογισμό οικονομίας κλίμακας

Το επιτόκιο και ο χρόνος ζωής της επένδυσης είναι αντίστοιχα:

$$i = 4\%$$

$$n = 20\text{yrs}$$

Τα έξοδα λειτουργίας και συντήρησης του συστήματος αφαλάτωση-ΑΠΕ περιλαμβάνουν, όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 3.3, τα εξής επιμέρους έξοδα, [22, 23, 24, 25, 26]:

- $CN(WP)$, έξοδα για τα αναλώσιμα ανάλογα με την ετήσια παραγωγή νερού που ισούνται με:

$$CN(WP) = 0.04 \left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3} \right) \cdot WP$$

- $CHM(WP)$, έξοδα για τα χημικά που χρησιμοποιούνται κατά την επεξεργασία πριν και μετά τις μεμβράνες της αφαλάτωσης, επίσης ανάλογα με την ετήσια παραγωγή νερού και ισούνται με:

$$CHM(WP) = 0.065 \left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3} \right) \cdot WP$$

- $MR(WP)$, έξοδα για την αντικατάσταση των μεμβρανών ανάλογα με την ετήσια παραγωγή νερού:

$$MR(WP) = 0.15 \left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3} \right) \cdot WP$$

- LB , έξοδα εργασίας του ανθρώπινου δυναμικού που θεωρούνται σταθερά για κάθε υπό εξέταση περίπτωση και νησί:

$$LB = 25,000\text{€}$$

- $IN(IC)$, έξοδα ασφάλισης της εγκατάστασης ανάλογα του κόστους εγκατάστασης του συστήματος:

$$IN(IC) = 0.05 \cdot IC (\text{€})$$

4.3.4 Νομικοί περιορισμοί

Η πρώτη συνιστώσα του Νόμου αφορά στο επιτρεπόμενο ποσοστό ενέργειας που μπορεί να πωληθεί στο δίκτυο. Όπως αναφέρθηκε και στην παράγραφο 2.5, το ποσοστό ορίζεται ως το πλεόνασμα της ενέργειας μετά την κάλυψη των αναγκών της αφαλάτωσης που ισούται με το 20% της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ σε ωριαία βάση. Επομένως:

$$a_{inf} = 0.2$$

Η δεύτερη συνιστώσα αφορά στη μέγιστη επιτρεπόμενη εγκατεστημένη ισχύ του σταθμού ΑΠΕ. Για κάθε σύστημα με ΑΠΕ η εγκατεστημένη ισχύς τους προκύπτει ως συνάρτηση της εγκατεστημένης ισχύος της αφαλάτωσης ως εξής:

$$N_{PV} \text{ ή } N_{WEC} = 1.25 \cdot Q_{cap} \cdot S_p \quad (45)$$

Όπου,

- Q_{cap} , η ημερήσια δυναμικότητα των μονάδων αφαλάτωσης
- S_p , η ειδική κατανάλωση ενέργειας των μονάδων αφαλάτωσης

4.4 Παράμετροι σχεδιασμού

4.4.1 Εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ

Στα συστήματα που εξετάζονται δεν περιλαμβάνεται η περίπτωση υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτρια, παρά μόνο οι μεμονωμένες περιπτώσεις PV και WEC.

Η γενική περίπτωση εφαρμογής περιλαμβάνει σταθμούς ΑΠΕ των οποίων η εγκατεστημένη ισχύς ορίζεται από το Νόμο σύμφωνα με τη σχέση (45). Παρόλα αυτά για την ανάλυση αποτελεσμάτων, εξετάζεται και παραμετρικά η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών για τις τιμές 50 kWp και 100 kWp και η εγκατεστημένη ισχύς της ανεμογεννήτριας για τις τιμές 50 kW και 100kW.

Επομένως είναι:

$$N_{pv} = 50, 100 \text{ kWp} \text{ και } N_{WEC} = 50, 100 \text{ kW}$$

4.4.2 Δυναμικότητα μονάδων αφαλάτωσης

Όπως αναφέρθηκε στην παράγραφο 4.2, τα συστήματα που εξετάζονται περιλαμβάνουν το πολύ μέχρι δύο μονάδες αφαλάτωσης. Έτσι η παράμετρος της δυναμικότητας όταν πρόκειται για δύο μονάδες αφαλάτωσης υποδηλώνει τη συνολική ημερήσια δυναμικότητα των μονάδων, δηλαδή το άθροισμα των δυναμικοτήτων των επιμέρους μονάδων.

Για κάθε υπό εξέταση νησί η παράμετρος της συνολικής δυναμικότητας των μονάδων αφαλάτωσης λαμβάνει τιμές οι οποίες προκύπτουν από το μέγεθος της μέγιστης μέσης ημερήσιας ζήτησης νερού.

Θηρασιά

Η μέγιστη μέση ημερήσια ζήτηση νερού εμφανίζεται τον Αύγουστο και είναι ίση με $81.3 \text{ m}^3/\text{day}$. Για το λόγο αυτό η δυναμικότητα της μίας μονάδας ή η συνολική δυναμικότητα των δύο μονάδων αφαλάτωσης κατά περίπτωση, λαμβάνει τιμές από 20 έως $100 \text{ m}^3/\text{day}$ και εξετάζεται με βήμα $20 \text{ m}^3/\text{day}$.

Φολέγανδρος

Η μέγιστη μέση ημερήσια ζήτηση νερού εμφανίζεται επίσης τον Αύγουστο και είναι $387 \text{ m}^3/\text{day}$. Έτσι η δυναμικότητα της μίας μονάδας ή η συνολική δυναμικότητα των δύο μονάδων παίρνει τιμές από 50 έως $450 \text{ m}^3/\text{day}$ με βήμα $50 \text{ m}^3/\text{day}$.

Πάτμος

Η μέγιστη μέση ημερήσια ζήτηση εμφανίζεται το Σεπτέμβριο και είναι $1,200 \text{ m}^3/\text{day}$. Η παράμετρος της δυναμικότητας της μίας μονάδας ή της συνολικής δυναμικότητας των δύο μονάδων λαμβάνει τιμές από 100 έως $1,300 \text{ m}^3/\text{day}$, με βήμα $100 \text{ m}^3/\text{day}$.

Συνοπτικά ο τρόπος εξέτασης της παραμέτρου της δυναμικότητας των μονάδων αφαλάτωσης φαίνεται στον Πίνακα 10.

Πίνακας 10: Παράμετρος δυναμικότητας μονάδων αφαλάτωσης

(m^3/day)	Θηρασιά	Φολέγανδρος	Πάτμος
Μέγιστη μέση ημερήσια ζήτηση	81.3	387	1,200
Εύρος ημερήσιας δυναμικότητας μονάδων αφαλάτωσης	20-100	50-450	100-1,300
Βήμα	20	50	100

4.5 Μέθοδος επιμερισμού συνολικής δυναμικότητας σε δύο μονάδες αφαλάτωσης

Στην παράγραφο 4.4.2 αναφέρονται οι συνολικές ημερήσιες δυναμικότητες των μονάδων που επιλέγονται ως παράμετροι σχεδιασμού. Στις περιπτώσεις που το σύστημα περιλαμβάνει μόνο μία μονάδα αφαλάτωσης, δηλαδή στις περιπτώσεις 1 και 3 της παραγράφου 4.2, η συνολική δυναμικότητα αναφέρεται στη δυναμικότητα της μίας μονάδας αφαλάτωσης. Στις περιπτώσεις, όμως, 2 και 4 της παραγράφου 4.2 το σύστημα περιλαμβάνει δύο μονάδες αφαλάτωσης και η συνολική δυναμικότητα που περιγράφεται στην παράγραφο 4.4.2 αφορά στο άθροισμα των επιμέρους δυναμικότητων των μονάδων.

Με σκοπό να εξετασθούν οι περιπτώσεις των δύο μονάδων αφαλάτωσης, εφαρμόζεται μία μέθοδος επιμερισμού της συνολικής δυναμικότητας στις δύο μονάδες.

Οι μονάδες αναφέρονται ως μονάδα βάσης (Base Unit) και μονάδα κορυφής (Peak Unit), όπου μονάδα βάσης είναι η πρώτη σε σειρά μονάδα που ορίζεται από το χρήστη και μονάδα κορυφής η δεύτερη. Έτσι ισχύει, για παράδειγμα, αν ο επιμερισμός μεταξύ μονάδας βάσης και μονάδας κορυφής είναι 80-20:

$$\text{Δυναμικότητα}_{\text{Βάσης}} = 20\% \cdot \text{Συνολική Δυναμικότητα}, \text{ και}$$

$$\text{Δυναμικότητα}_{\text{Κορυφής}} = (100\% - 20\%) \cdot \text{Συνολική Δυναμικότητα}.$$

Με τον τρόπο αυτό προκύπτουν οι περιπτώσεις που φαίνονται στον Πίνακα 11.

Πίνακας 11: Περιπτώσεις επιμερισμού συνολικής δυναμικότητας για δύο μονάδες

Περίπτωση	Μονάδα Βάσης (%)	Μονάδα Κορυφής (%)
1	20	80
2	40	60
3	50	50
4	60	40
5	80	20

4.6 Κριτήρια αξιολόγησης των συστημάτων

Μετά την επίλυση του αλγορίθμου, για τις περιπτώσεις που εξετάζονται, τα αποτελέσματα χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό μεγεθών τα οποία αποτελούν και τα κριτήρια αξιολόγησης των συστημάτων που μελετώνται. Τα κριτήρια αυτά για την επιλογή του οικονομικά βέλτιστου συστήματος είναι ο οικονομικός δείκτης κόστους- οφέλους (Benefit – Cost Ratio, BCR), η τιμή πώλησης του νερού και το μέσο ειδικό κόστος νερού για τον καταναλωτή.

4.6.1 Δείκτης κόστους-οφέλους

Αναλυτικότερα, ο οικονομικός δείκτης κόστους-οφέλους, BCR (Benefit-Cost Ratio), ο οποίος υπολογίζεται με βάση τη σχέση:

$$BCR = \frac{NPV + IC}{IC} \quad (46)$$

όπου NPV η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης και IC το αρχικό κόστος κεφαλαίου, αποτελεί το βασικό κριτήριο αξιολόγησης της επένδυσης. Η τιμή του για κάθε σύστημα που εξετάζεται θα πρέπει να είναι μεγαλύτερη ή ίση του 1, διαφορετικά η επένδυση θεωρείται ζημιογόνα.

4.6.2 Τιμή πώλησης νερού

Η τιμή πώλησης του νερού προκύπτει με βάση τον υπολογισμό του BCR. Στις περιπτώσεις, δηλαδή, όπου ο δείκτης κόστους-οφέλους είναι μικρότερος από 1, υπολογίζεται το ειδικό κέρδος το οποίο θα πρέπει να προστεθεί στο ειδικό κόστος νερού, έτσι ώστε να προκύψει η τελική τιμή πώλησής του.

Σκοπός είναι, λοιπόν, να βρεθεί η **ελάχιστη τιμή πώλησης νερού** έτσι ώστε η επένδυση να ξεκινά να είναι συμφέρουσα ($BCR = 1$). Ο υπολογισμός της τιμής πώλησης νερού εμπεριέχεται στην σχέση BCR αρκεί να αναπτυχθεί ο όρος NPV που βρίσκεται στον αριθμητή (46).

Για την καθαρή παρούσα αξία NPV σε κάποιο έτος t ισχύει γενικά:

$$NPV(t) = -IC + \sum_{t=1}^t PV(t) \quad (47)$$

Όπου $PV(t)$ η παρούσα αξία της επένδυσης σε κάποιο έτος t για την οποία ισχύει:

$$PV(t) = CF \cdot \frac{1}{(1+i)^t} \quad (48)$$

με CF (*Cash Flow*) τη χρηματοροή, δηλαδή το κέρδος της επένδυσης, το οποίο στην περίπτωση που μελετάται είναι ίδιο για κάθε έτος ζωής της.

Ο όρος $\frac{1}{(1+i)^t}$ περιλαμβάνει το επιτόκιο i της επένδυσης και αναγάγει τη χρηματοροή σε παρούσα αξία.

Το κέρδος της επένδυσης σε ένα έτος υπολογίζεται:

$$CF = \text{Έσοδα} - \text{Έξοδα} \quad (49)$$

Όπου,

$$\text{Έσοδα} = \text{Income} + WP * \text{WaterPrice} \quad (50)$$

με *Income* τα έσοδα από την πώληση ενέργειας στο δίκτυο σε ένα έτος, *WP* το παραγόμενο νερό σε ένα έτος και *WaterPrice* την τιμή πώλησης νερού που ζητείται και

$$\text{Έξοδα} = \text{Expenses} + OM \quad (51)$$

με *Expenses* τα έξοδα για αγορά ενέργειας και *OM* τα έξοδα λειτουργίας, συντήρησης και ασφάλισης.

Έτσι αν για κάποια επένδυση προκύπτει $BCR < 1$, επιλύεται το σύστημα:

$$\left. \begin{array}{l} BCR = 1 \\ BCR = \frac{NPV + IC}{IC} \end{array} \right\} \Leftrightarrow NPV = 0 \Leftrightarrow -IC + CF \sum_{t=1}^{20} \frac{1}{(1+i)^t} = 0 \quad (52)$$

Με υπολογισμούς από την εξίσωση (52) προκύπτει τελικά :

$$\text{WaterPrice} = \frac{IC_{an} + OM + \text{Expenses} - \text{Income}}{WP} \quad (53)$$

Όπου IC_{an} τα ετήσια έξοδα κεφαλαίου.

Αντίθετα, αν για κάποιο σύστημα προκύπτει $BCR \geq 1$, τότε θεωρείται πως η ελάχιστη τιμή πώλησης του νερού είναι ίση με το ειδικό κόστος παραγωγής του, δηλαδή:

$$\text{WaterPrice} = WC \quad (54)$$

4.6.3 Μέσο κόστος νερού για τον καταναλωτή

Προκειμένου τα συμπεράσματα να προκύψουν σε πραγματική βάση υπολογίζεται ακόμα ένα μέγεθος το οποίο ονομάζεται μέσο κόστος νερού για τον καταναλωτή. Στο μέγεθος αυτό συνυπολογίζονται το κόστος για αγορά νερού από την εγκατάσταση αφαλάτωσης από την πλευρά του καταναλωτή, αλλά και το κόστος για αγορά του ελλείμματος νερού από υδροφόρες. Έτσι η σχέση προκύπτει:

$$MWC = \frac{WP \cdot \text{WaterPrice} + (\text{Dem} - WP) \cdot \text{TransferPrice}}{\text{Dem}} \quad (55)$$

Όπου, Dem η συνολική ζήτηση νερού του νησιού και $TransferPrice$ η τιμή αγοράς νερού που μεταφέρεται στο νησί με υδροφόρες, η οποία λαμβάνεται ίση με 8.32 €/m^3 για τις Κυκλάδες και 5.05 €/m^3 για τα Δωδεκάνησα (δεδομένα έτους 2009 – Πίνακας 3).

Με τον τρόπο αυτό δημιουργείται ακόμα ένα κριτήριο με το οποίο ελέγχονται περαιτέρω τα αποτελέσματα. Για παράδειγμα, σε κάποια επένδυση μπορεί η ελάχιστη τιμή πώλησης να προκύπτει για δυναμικότητα αφαλάτωσης που καλύπτει μόλις το 20% της συνολικής ζήτησης. Για να καλυφθεί στην περίπτωση αυτή το έλλειμμα που δημιουργείται θα πρέπει να μεταφερθεί στο νησί η αντίστοιχη ποσότητα νερού, το κόστος της οποίας, όμως, επιβαρύνει τον καταναλωτή. Έτσι σκοπός είναι βρεθεί ένα σύστημα που οδηγεί σε χαμηλή τιμή πώλησης αλλά και χαμηλό μέσο κόστος καταναλωτή.

5 ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

Τα αποτελέσματα που εξάγονται από την παρούσα περίπτωση εφαρμογής χωρίζονται στα τρία υπό εξέταση νησιά, τη Θηρασιά, τη Φολέγανδρο και την Πάτμο. Η βασική ανάλυση αποτελεσμάτων γίνεται αρχικά για τη Φολέγανδρο, ενώ τα άλλα δύο νησιά χρησιμοποιούνται για σύγκριση, καθώς αποτελούν ακραίες περιπτώσεις ζήτησης. Κατόπιν διακρίνονται οι τέσσερις περιπτώσεις συστημάτων, όπως αυτές αναλύθηκαν στην παράγραφο 4.2. Δηλαδή:

- Μία μονάδα αφαλάτωσης χωρίς ΑΠΕ
- Δύο μονάδες αφαλάτωσης χωρίς ΑΠΕ
- Μία μονάδα αφαλάτωσης με ΑΠΕ
- Δύο μονάδες αφαλάτωσης με ΑΠΕ

Όπου το σύστημα περιλαμβάνει δύο μονάδες αφαλάτωσης, οι δυναμικότητες αυτών καθορίζονται με τη μέθοδο επιμερισμού της συνολικής δυναμικότητας που αναπτύχθηκε στην παράγραφο 4.5.

Για τα συστήματα που περιλαμβάνουν σταθμό ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, τα αποτελέσματα εξάγονται ξεχωριστά για σταθμό φωτοβολταϊκών και ανεμογεννήτριας. Σε κάθε περίπτωση, ως βασική προϋπόθεση θεωρείται η εφαρμογή του Νόμου. Επομένως, η εγκατεστημένη ισχύς του σταθμού προκύπτει με συνυπολογισμό της εγκατεστημένης ισχύος της μονάδας αφαλάτωσης και η πώληση ενέργειας προς το δίκτυο περιορίζεται με τον τρόπο που καθορίζει ο Νόμος.

Αυθαίρετες, σε σχέση με το Νόμο, τιμές εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ και η δυνατότητα να πωλείται όλο το πλεόνασμα της παραγόμενης ενέργειας στο δίκτυο, εξετάζονται μόνο για τον έλεγχο των επιπτώσεων του Νόμου στη βιωσιμότητα της επένδυσης.

Αναλυτικότερα, για κάθε περίπτωση συστήματος που αναφέρθηκε, υπολογίζονται μια σειρά από αποτελέσματα τα οποία χωρίζονται σε ενότητες ως εξής:

1. Αρχικά υπολογίζονται και παρουσιάζονται τα γραφήματα που περιλαμβάνουν το ειδικό κόστος παραγωγής νερού και τον οικονομικό δείκτη κόστους-οφέλους, που προκύπτει για πώληση στην τιμή κόστους παραγωγής του νερού, ως προς τη δυναμικότητα της αφαλάτωσης. Όπου υπάρχουν ΑΠΕ, παρουσιάζεται επίσης γράφημα με το ποσοστό κάλυψης των ενεργειακών αναγκών της αφαλάτωσης από τις ΑΠΕ, δηλαδή με τον δείκτη RW ως προς τη δυναμικότητα της αφαλάτωσης.
2. Υπολογίζεται η ελάχιστη τιμή πώλησης νερού, δηλαδή το κέρδος που πρέπει να προστεθεί στο ειδικό κόστος νερού έτσι ώστε η τιμή του δείκτη BCR να

προκύπτει ίση με 1. Στις περιπτώσεις όπου ο δείκτης, με πώληση στην τιμή κόστους του νερού, υπολογίζεται ίσος ή μεγαλύτερος του 1, ως τελική τιμή πώλησης λαμβάνεται το ειδικό κόστος παραγωγής νερού. Δηλαδή:

$$WaterPrice = \begin{cases} WC & BCR \geq 1 \\ WC + WaterProfit & BCR < 1 \end{cases}$$

3. Στις περιπτώσεις όπου το σύστημα περιλαμβάνει ΑΠΕ, εξετάζονται οι επιπτώσεις του Νόμου στη βιωσιμότητα της επένδυσης και στην τιμή πώλησης νερού. Οι δύο βασικές συνιστώσες του Νόμου, για την εγκατεστημένη ισχύ και την πώληση ενέργειας, εξετάζονται ξεχωριστά και στη συνέχεια αναλύονται οι επιπτώσεις από την συνολική εφαρμογή του.
4. Τέλος υπολογίζεται το μέσο ειδικό κόστος νερού που επιβαρύνεται ο καταναλωτής, συνυπολογίζοντας το έλλειμμα που τελικά καλύπτεται με μεταφορά νερού από την ηπειρωτική χώρα. Επιλέγεται το σύστημα αφαλάτωσης και ΑΠΕ (αν υπάρχουν) για κάθε περίπτωση προς εξέταση που οδηγεί σε χαμηλή τιμή πώλησης νερού από την αφαλάτωση αλλά και σε χαμηλό μέσο κόστος νερού για τον καταναλωτή.

Παρατήρηση:

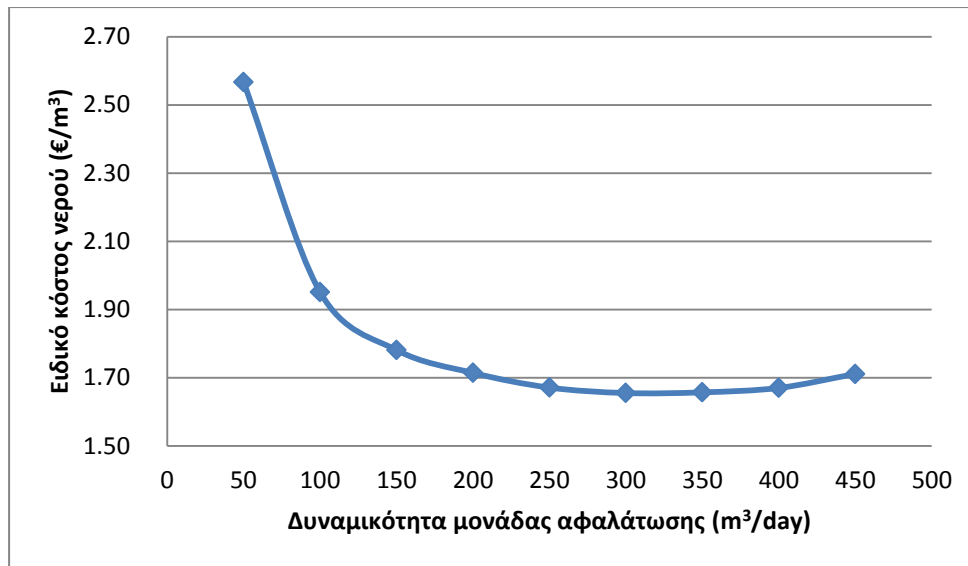
- Στα συστήματα που δεν περιλαμβάνουν ΑΠΕ, η βασική περίπτωση, όπου ο δείκτης κόστους-οφέλους υπολογίζεται για πώληση στην τιμή κόστους, δεν οδηγεί σε κάποιο συμπέρασμα αφού αυτός προκύπτει πάντα 1. Ενδιαφέρον παρουσιάζεται όταν περιλαμβάνονται ΑΠΕ στο σύστημα και προστίθενται σε αυτό τα έξοδα για την παραγωγή ενέργειας και οι περιορισμοί του Νόμου που δεν επιτρέπουν την πώληση του συνολικού πλεονάσματός της.

5.1 Φολέγανδρος

5.1.1 1^η Περίπτωση: Μία μονάδα αφαλάτωσης χωρίς ΑΠΕ

Μεταβολή ειδικού κόστους νερού

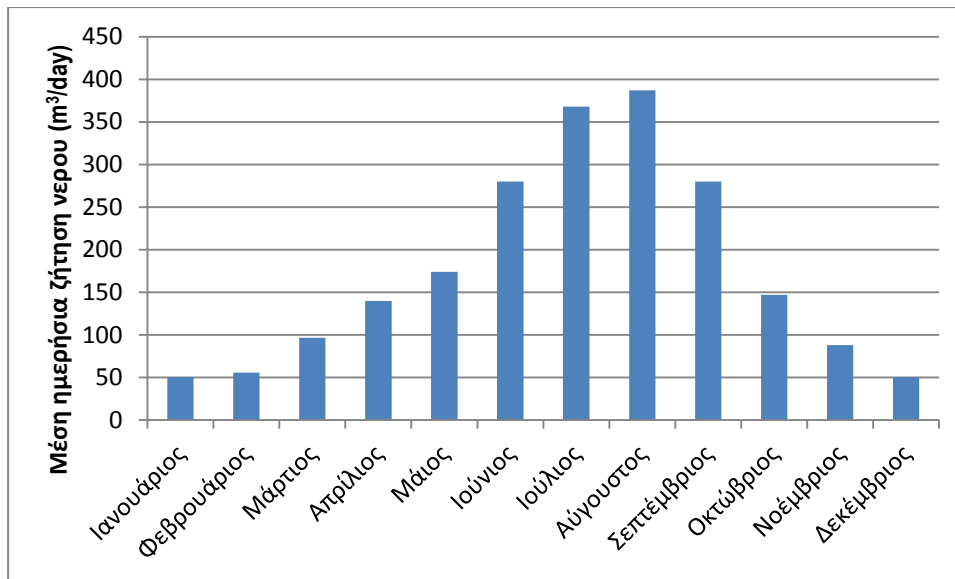
Το γράφημα του ειδικού κόστους παραγωγής νερού ως συνάρτηση της δυναμικότητας της μονάδας αφαλάτωσης παρουσιάζεται στην Εικόνα 16. Η παράμετρος της δυναμικότητας της μονάδας αφαλάτωσης εξετάζεται για τη Φολέγανδρο με βήμα $50 \text{ m}^3/\text{day}$ και παίρνει τιμές από 50 έως $450 \text{ m}^3/\text{day}$, ενώ η μέγιστη ζήτηση καλύπτεται με δυναμικότητα περίπου $400 \text{ m}^3/\text{day}$.



Εικόνα 16: Ειδικό κόστος παραγωγής νερού (Φολέγανδρος- 1^η περίπτωση)

Το μέγιστο ειδικό κόστος (2.567 €/m^3) παρατηρείται όταν η δυναμικότητα της μονάδας αφαλάτωσης είναι $50 \text{ m}^3/\text{day}$. Παρόλο που το κόστος εγκατάστασης αλλά και όλα τα επιμέρους έξοδα (ενέργειας, συντήρησης κλπ) είναι σχετικά χαμηλά, η ποσότητα του παραγόμενου νερού είναι μικρή. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα ο παρονομαστής στην σχέση (44) να είναι μικρός και το πηλίκο να δίνει υψηλές τιμές.

Το ελάχιστο ειδικό κόστος παραγωγής νερού παρατηρείται για δυναμικότητα αφαλάτωσης $300 \text{ m}^3/\text{day}$ όπου παίρνει την τιμή 1.655 €/m^3 . Μετά από το σημείο αυτό, το ειδικό κόστος παραγωγής νερού συνεχώς αυξάνεται όσο αυξάνεται η τιμή δυναμικότητας της μονάδας αφαλάτωσης. Το γεγονός αυτό εξηγείται παρατηρώντας τη μέση ημερήσια ζήτηση νερού ανά μήνα για τη Φολέγανδρο (Εικόνα 17). Κατά το μεγαλύτερο μέρος του έτους αρκεί για την κάλυψη της μέσης ημερήσιας ζήτησης νερού μονάδα αφαλάτωσης μικρότερης ή ίσης δυναμικότητας με $280 \text{ m}^3/\text{day}$. Μόνο κατά τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο απαιτείται μεγαλύτερης δυναμικότητας μονάδα αφαλάτωσης. Επομένως, **από τη σκοπιά του επενδυτή** συμφέρει οικονομικά η εγκατάσταση μονάδας $300 \text{ m}^3/\text{day}$, ενώ, αντίθετα, προκύπτει ότι η εγκατάσταση μονάδας μεγαλύτερης δυναμικότητας αποτελεί «υπερδιαστασιολόγηση» σε σχέση με τις πραγματικές ανάγκες του νησιού σε νερό καθόλη τη διάρκεια του έτους.

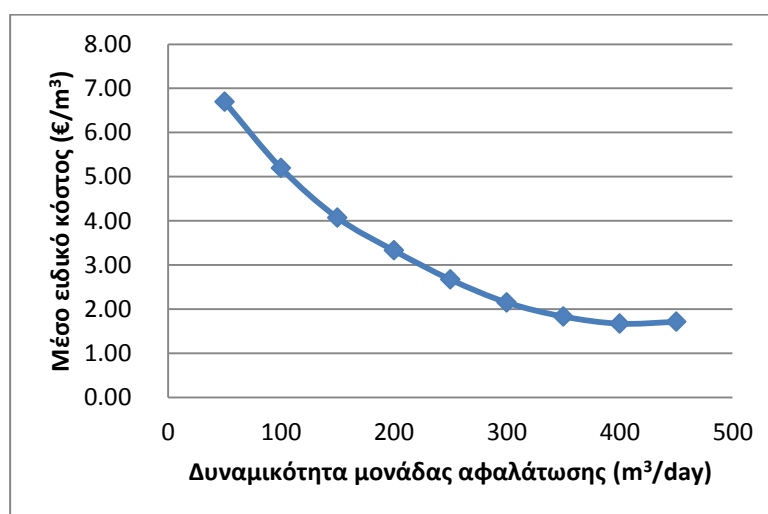


Εικόνα 17: Μέση ημερήσια ζήτηση νερού ανά μήνα για τη Φολέγανδρο

Στην περίπτωση που αναλύεται, για πώληση νερού στην τιμή του ειδικού κόστους παραγωγής του, όπως αναφέρθηκε και στις παρατηρήσεις στην αρχή του Κεφαλαίου 5, δεν προκύπτει κάποιο συμπέρασμα από το δείκτη BCR, αφού για κάθε τιμή δυναμικότητας της μονάδας προκύπτει ίσος με 1. Έτσι, η τιμή πώλησης νερού προκύπτει ίση με το ειδικό κόστος παραγωγής του, αφού με την τιμή αυτή η επένδυση ξεκινά να είναι συμφέρουσα (BCR=1).

Επιλογή βέλτιστου οικονομικά συστήματος

Το μέσο ειδικό κόστος νερού για τον καταναλωτή φαίνεται στην Εικόνα 18.



Εικόνα 18: Μέσο ειδικό κόστος νερού για τον καταναλωτή (Φολέγανδρος-1^η περίπτωση)

Η ελάχιστη τιμή παρατηρείται για δυναμικότητα αφαλάτωσης ίση με $400 \text{ m}^3/\text{day}$, αφού με τη δυναμικότητα αυτή καλύπτεται πλήρως η ζήτηση και δεν απαιτείται μεταφορά νερού από την ηπειρωτική χώρα.

Οι τιμές των κριτηρίων επιλογής βέλτιστης λύσης φαίνονται στον Πίνακα 12. Η ελάχιστη τιμή πώλησης νερού προκύπτει για δυναμικότητα αφαλάτωσης $300 \text{ m}^3/\text{day}$, όμως για το σύστημα αυτό η τιμή του μέσου κόστους νερού για τον καταναλωτή ανέρχεται στα 2.15 €/m^3 . Ο καλύτερος συνδυασμός τιμής νερού και μέσου κόστους καταναλωτή προκύπτει για δυναμικότητα αφαλάτωσης ίση με $400 \text{ m}^3/\text{day}$, όπου και τα δύο μεγέθη είναι ίσα με 1.67 €/m^3 .

Πίνακας 12: Τιμές κριτηρίων για επιλογή λύσης (Φολέγανδρος – 1^η περίπτωση)

	Τιμή	Περιγραφή συστήματος
Ελάχιστη τιμή πώλησης	1.655 €/m^3	$300 \text{ m}^3/\text{day}$
Ελάχιστο μέσο κόστος καταναλωτή	1.67 €/m^3	$400 \text{ m}^3/\text{day}$

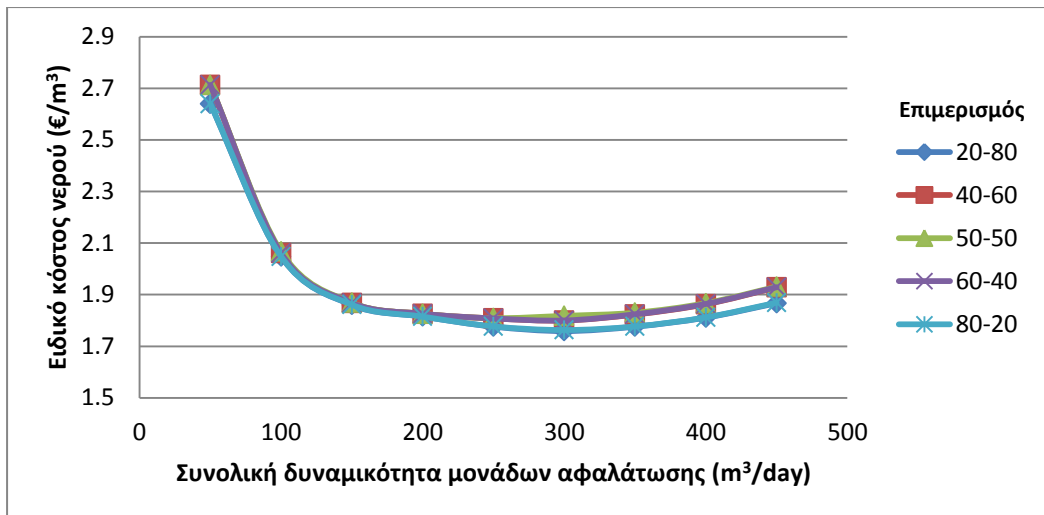
Επομένως ως βέλτιστο για την περίπτωση αυτή λαμβάνεται το σύστημα που περιέχει μονάδα αφαλάτωσης δυναμικότητας $400 \text{ m}^3/\text{day}$.

5.1.2 2^η Περίπτωση: Δύο μονάδες αφαλάτωσης χωρίς ΑΠΕ

Μεταβολή ειδικού κόστους νερού

Στην περίπτωση αυτή, θεωρείται πως το σύστημα της αφαλάτωσης αποτελείται από τη μονάδα βάσης και τη μονάδα κορυφής. Η μονάδα βάσης λειτουργεί κατά προτεραιότητα, ενώ η μονάδα κορυφής λειτουργεί ως συμπληρωματική της μονάδας βάσης σε περίπτωση που η τελευταία δεν επαρκεί για να καλυφθεί η ζήτηση νερού μιας ημέρας.

Προκειμένου να διαχωριστεί η συνολική δυναμικότητα στις επιμέρους μονάδες, αναπτύσσεται η μέθοδος συμπληρωματικών ποσοστών που έχει ήδη αναφερθεί στην παράγραφο 4.5. Το διάγραμμα ειδικού κόστους της 2^{ης} περίπτωσης παρουσιάζεται στην Εικόνα 19 και περιλαμβάνει όλα τα συστήματα δύο μονάδων των οποίων η δυναμικότητα προκύπτει με τη μέθοδο αυτή.



Εικόνα 19: Ειδικό κόστος παραγωγής νερού (Φολέγανδρος – 2^η περίπτωση)

Το μέγιστο ειδικό κόστος νερού παρατηρείται, όπως και στην 1^η περίπτωση της μίας μονάδας, για συνολική δυναμικότητα $50 \text{ m}^3/\text{day}$. Το ελάχιστο ειδικό κόστος παρατηρείται για συνολική δυναμικότητα $300 \text{ m}^3/\text{day}$ και επιμερισμό αυτής σε 20% - 80%. Δηλαδή το ελάχιστο ειδικό κόστος, το οποίο είναι ίσο με 1.759 €/m^3 , προκύπτει για μονάδα βάσης $60 \text{ m}^3/\text{day}$ και μονάδα κορυφής $240 \text{ m}^3/\text{day}$.

Στο γράφημα της Εικόνας 19 παρατηρείται ελάχιστο για συνολική δυναμικότητα μονάδων αφαλάτωσης $300 \text{ m}^3/\text{day}$, όπως ακριβώς και στην 1^η περίπτωση που εξετάστηκε στην Παράγραφο 5.1.1 (Εικόνα 16). Εξηγείται επίσης κατά ανάλογο τρόπο αφού, ανεξάρτητα από το αν επιχειρείται να καλυφθεί η ημερήσια ζήτηση από 2 μονάδες αφαλάτωσης αντί για μία (Παράγραφος 5.1.1), κατά το μεγαλύτερο μέρος του έτους (εκτός από τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο) η εγκατάσταση αφαλάτωσης συνολικής δυναμικότητας μεγαλύτερης των $300 \text{ m}^3/\text{day}$ αποτελεί «υπερδιαστασιολόγηση» για την περίπτωση ζήτησης του νησιού.

Επομένως η ελάχιστη τιμή πώλησης είναι 1.759 €/m^3 και αντιστοιχεί σε σύστημα με μονάδα βάσης $60 \text{ m}^3/\text{day}$ και μονάδα κορυφής $240 \text{ m}^3/\text{day}$.

Επιλογή βέλτιστου οικονομικά συστήματος

Το μέσο ειδικό κόστος νερού για τον καταναλωτή προκύπτει ελάχιστο όταν καλύπτεται η ζήτηση νερού, δηλαδή για δυναμικότητα αφαλάτωσης $400 \text{ m}^3/\text{day}$ και επιμερισμό αυτής σε 20% - 80% και είναι ίσο με την τιμή πώλησης νερού (1.811 €/m^3).

Πίνακας 13: Τιμές κριτηρίων για επιλογή λύσης (Φολέγανδρος – 2^η περίπτωση)

	Τιμή	Περιγραφή συστήματος	
Ελάχιστη τιμή πώλησης	1.759 €/m ³	300m ³ /day	20% - 80%
Ελάχιστο μέσο κόστος καταναλωτή	1.811 €/m ³	400m ³ /day	20% - 80%

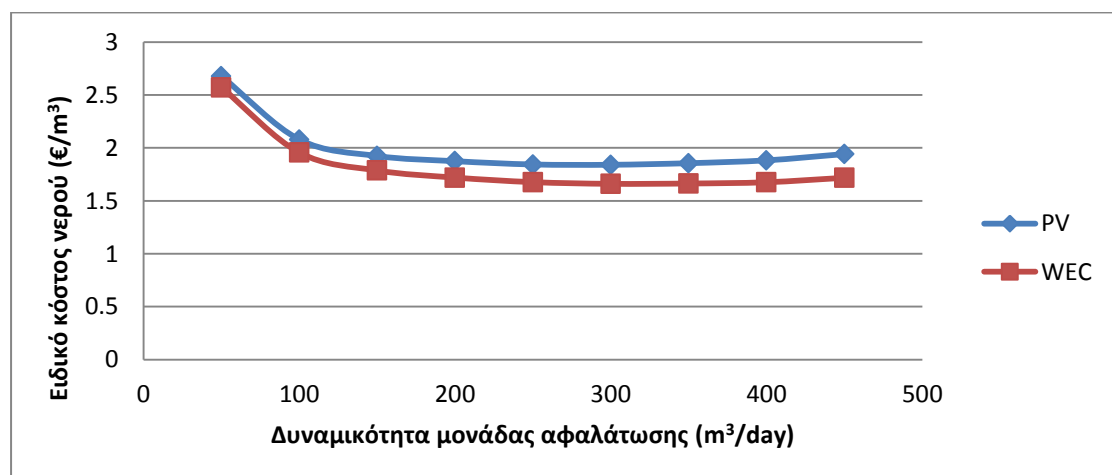
Παρά το ότι η τιμή πώλησης είναι ελάχιστη όταν η συνολική δυναμικότητα είναι 300 m³/day, το μέσο κόστος καταναλωτή για την περίπτωση αυτή προκύπτει σχετικά υψηλό (2.25 €/m³). Ως βέλτιστο οικονομικά αποτέλεσμα θεωρείται το σύστημα με μονάδα βάσης δυναμικότητας 80 m³/day και μονάδα κορυφής 320 m³/day, το οποίο οδηγεί σε τιμή πώλησης νερού και μέσο κόστος καταναλωτή ίσα με 1.811 €/m³.

5.1.3 3^η Περίπτωση: Μία μονάδα αφαλάτωσης με ΑΠΕ

Μεταβολή ειδικού κόστους και BCR

Στην 3^η περίπτωση, στο σύστημα εμπεριέχεται σταθμός ΑΠΕ που περιλαμβάνει φωτοβολταϊκά ή ανεμογεννήτρια. Η ισχύς του σταθμού προκύπτει σε κάθε περίπτωση συναρτήσει της δυναμικότητας της μονάδας αφαλάτωσης, αφού όπως ορίζει ο Νόμος δεν πρέπει να ξεπερνά κατά 25% την εγκατεστημένη ισχύ της αφαλάτωσης.

Στην Εικόνα 20 φαίνεται το γράφημα του ειδικού κόστους παραγωγής νερού για σύστημα με ανεμογεννήτρια και φωτοβολταϊκά. Οι τιμές του ειδικού κόστους στην περίπτωση εγκατάστασης ανεμογεννήτριας εμφανίζονται χαμηλότερες σε σχέση με αυτές της περίπτωσης των φωτοβολταϊκών.

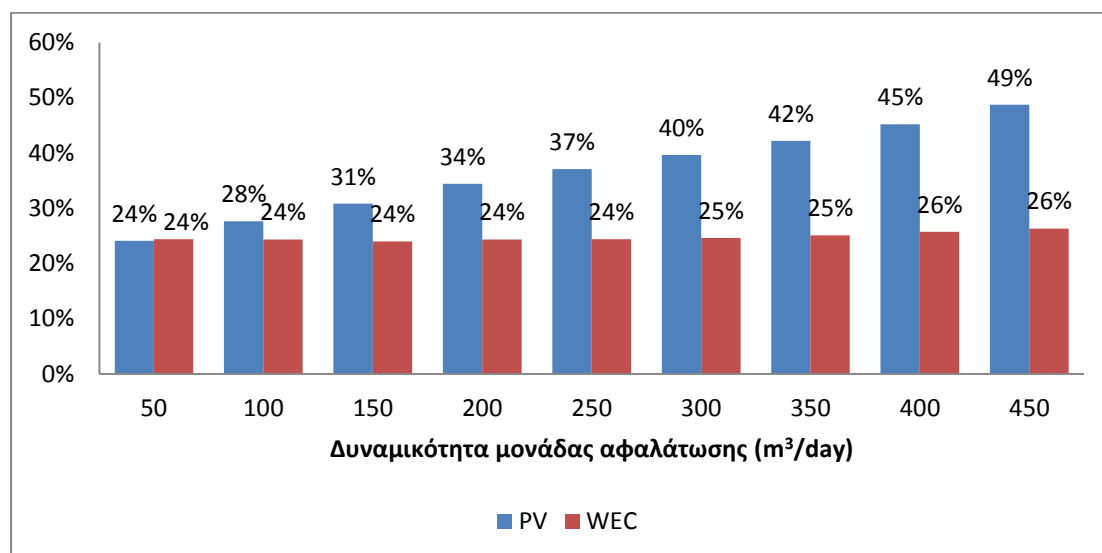


Εικόνα 20: Ειδικό κόστος παραγωγής νερού (Φολέγανδρος – 3^η περίπτωση)

Η διαφορά στο ειδικό κόστος νερού που προκύπτει από σύστημα με ανεμογεννήτρια σε σχέση με τα φωτοβολταϊκά, οφείλεται στο χαμηλότερο κόστος εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας αλλά και στον τρόπο με τον οποίο αντιμετωπίζεται η επένδυση κατά την επίλυση του αλγορίθμου.

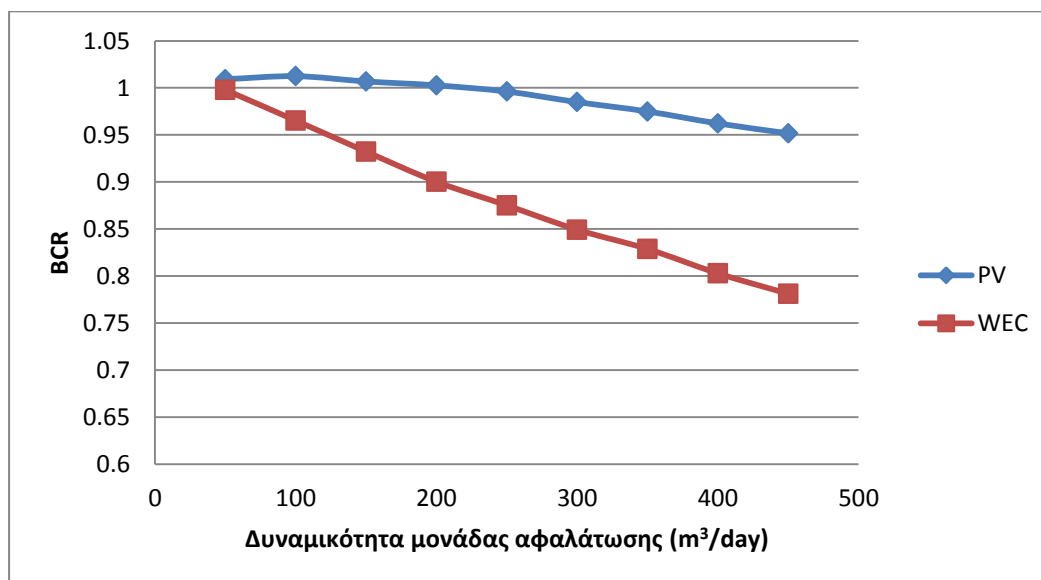
Για τον υπολογισμό του ειδικού κόστους παραγωγής νερού, η κατανάλωση ενέργειας που παράγεται από τις ΑΠΕ αντιμετωπίζεται ως έξοδο της επένδυσης της αφαλάτωσης (44). Δηλαδή, θεωρείται ότι συνυπάρχουν δύο ξεχωριστές επενδύσεις: αφαλάτωσης και ενέργειας. Η ενέργεια που καταναλώνει η μονάδα αφαλάτωσης αγοράζεται από το σύστημα ενέργειας, όπως αντίστοιχα αγοράζεται και από το δίκτυο. Για να επιτευχθεί αυτό υπολογίζεται ένα ειδικό κόστος παραγωγής ενέργειας (43) και θεωρείται ως η τιμή αγοράς ενέργειας από τις ΑΠΕ, η οποία συνήθως προκύπτει υψηλότερη από την τιμή αγοράς ενέργειας από το δίκτυο. Επομένως, μόνο το ποσό ενέργειας που εκμεταλλεύεται η αφαλάτωση από τις ΑΠΕ λαμβάνεται υπόψη στον υπολογισμό του ειδικού κόστους παραγωγής νερού και όχι το συνολικό κόστος εγκατάστασης και ασφάλισης των ΑΠΕ.

Όπως φαίνεται στην Εικόνα 21, το ποσοστό κάλυψης των ενεργειακών αναγκών είναι χαμηλότερο για σύστημα με ανεμογεννήτρια. Αυτό σημαίνει ότι τα έξοδα αγοράς ενέργειας από την επένδυση των ΑΠΕ είναι λιγότερα και τα έξοδα για αγορά ενέργειας από το δίκτυο είναι περισσότερα. Καθώς όμως η τιμή αγοράς ενέργειας από το δίκτυο είναι χαμηλότερη από την αγορά από ΑΠΕ, το ειδικό κόστος νερού προκύπτει χαμηλότερο για την περίπτωση χαμηλής κατανάλωσης ενέργειας από ΑΠΕ, δηλαδή για την περίπτωση εγκατάστασης ανεμογεννήτριας.



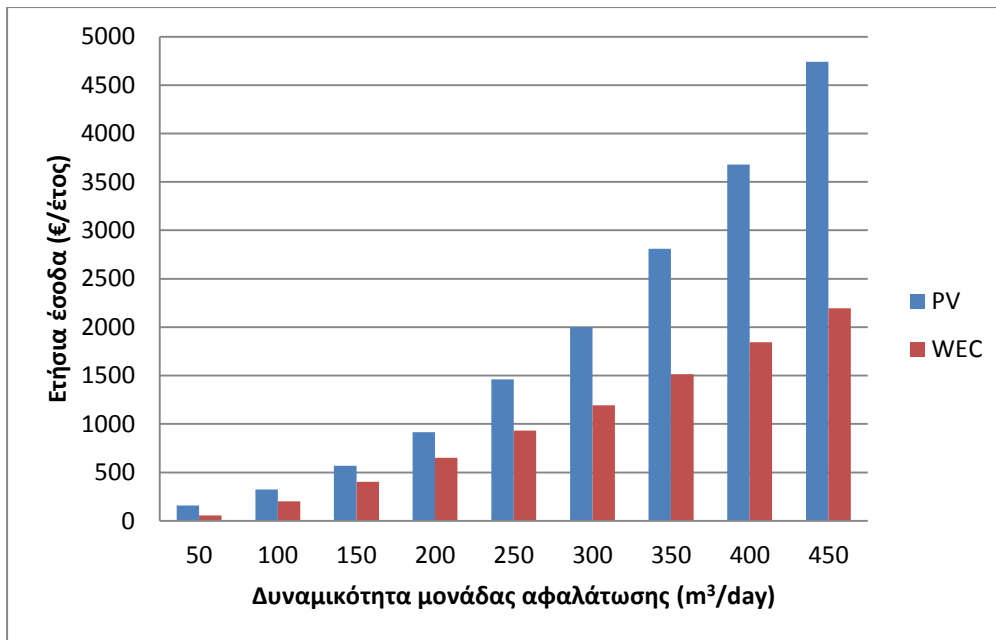
Εικόνα 21: Ποσοστό κάλυψης ενεργειακών αναγκών αφαλάτωσης από ΑΠΕ (Φολέγανδρος – 3^η περίπτωση)

Όταν, όμως, συνυπολογίζονται όλες οι οικονομικές παράμετροι για τον υπολογισμό του δείκτη κόστους-οφέλους, όπως φαίνεται στην Εικόνα 22, η επένδυση προκύπτει περισσότερο ζημιογόνα όσο αυξάνει η δυναμικότητα της αφαλάτωσης σε σύστημα που περιλαμβάνει ανεμογεννήτρια.



Εικόνα 22: Δείκτης BCR για πώληση στην τιμή κόστους (Φολέγανδρος – 3^η περίπτωση)

Η επίδραση των οικονομικών οφελών από την πώληση ενέργειας εξηγείται παρατηρώντας τα ετήσια έσοδα από την ενέργεια για τις δύο περιπτώσεις σταθμών ΑΠΕ (Εικόνα 23). Τα έσοδα από την πώληση ενέργειας παραγόμενης από PV είναι εμφανώς περισσότερα για κάθε περίπτωση και επιπλέον, όσο αυξάνει η δυναμικότητα η διαφορά μεταξύ των εσόδων των δύο συστημάτων αυξάνει επίσης και φτάνει μέχρι τις 2,500 €/έτος περίπου.

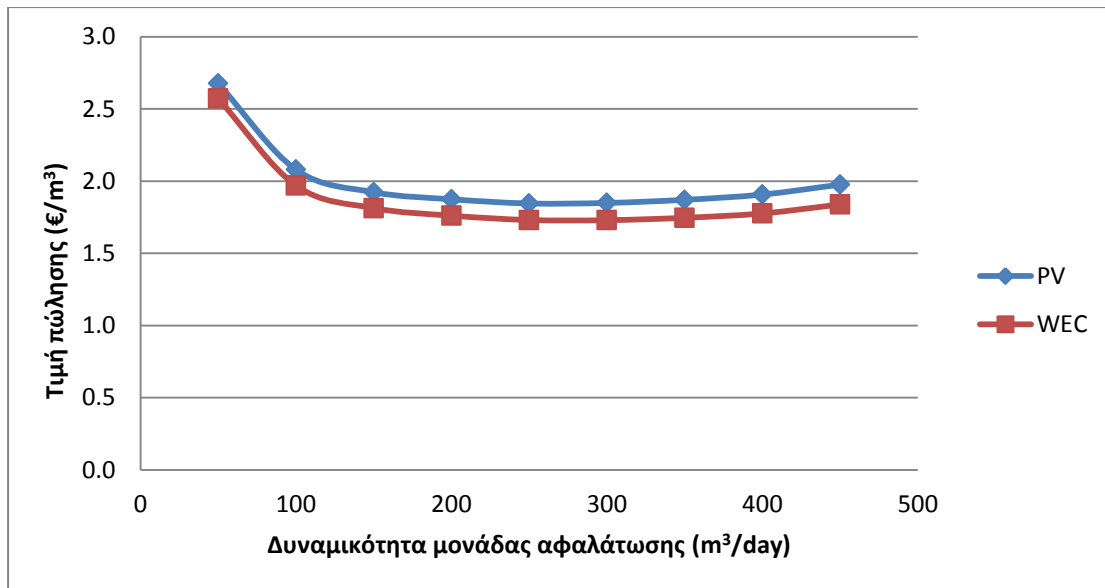


Εικόνα 23: Ετήσια έσοδα από πώληση ενέργειας (Φολέγανδρος – 3^η περίπτωση)

Τιμή πώλησης

Από την Εικόνα 22 προκύπτει ότι για το σύστημα με την ανεμογεννήτρια χρειάζεται να προστεθεί μεγαλύτερο κέρδος στο ειδικό κόστος παραγωγής νερού, προκειμένου να υπολογιστεί η τιμή πώλησης που οδηγεί σε βιώσιμη επένδυση. Πράγματι, το κέρδος που προστίθεται ανά κυβικό μέτρο νερού για το σύστημα με ανεμογεννήτρια παίρνει τιμές από 0 έως 0.12 €/m³, ενώ για το σύστημα με φωτοβολταϊκά, το αντίστοιχο εύρος είναι από 0 έως 0.03 €/m³.

Οι τιμές πώλησης που διαμορφώνονται αφού προστεθεί το ειδικό κέρδος, φαίνονται στην Εικόνα 24. Παρατηρείται πως, παρά τα μειονεκτήματα χρήσης της, η ανεμογεννήτρια οδηγεί σε χαμηλότερες τιμές πώλησης.



Εικόνα 24: Σύγκριση τιμών πώλησης με PV και WEC (Φολέγανδρος – 3^η περίπτωση)

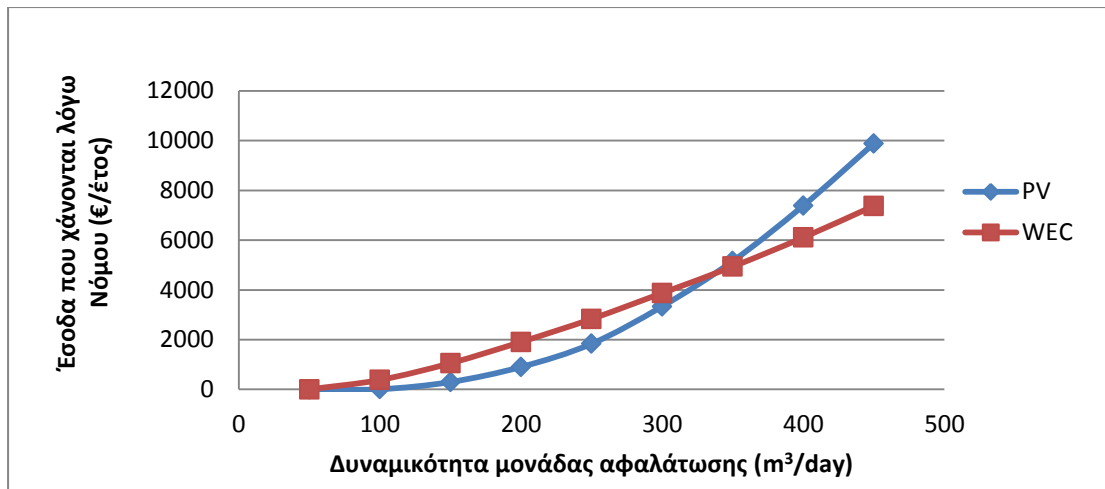
Η ελάχιστη τιμή πώλησης (1.73 €/m³) παρατηρείται για σύστημα με αφαλάτωση δυναμικότητας 300 m³/day και ανεμογεννήτρια εγκατεστημένης ισχύος 62.5 kW.

Επιπτώσεις εφαρμογής Νόμου 3851/2010

Η εφαρμογή του Νόμου (Παράγραφος 2.6) περιορίζει τόσο την εγκατεστημένη ισχύ του σταθμού ΑΠΕ, όσο και την ενέργεια που μπορεί να πωληθεί στο δίκτυο. Οι συνιστώσες αυτές του Νόμου επιδρούν στη συμπεριφορά του συστήματος με διαφορετικό τρόπο. Για το λόγο αυτό αναλύεται ξεχωριστά η επίδραση της καθεμίας, ενώ στο τέλος περιγράφεται η επίπτωση που επιφέρει συνολικά ο Νόμος στο σύστημα.

i. Μη εφαρμογή περιορισμού πώλησης ενέργειας

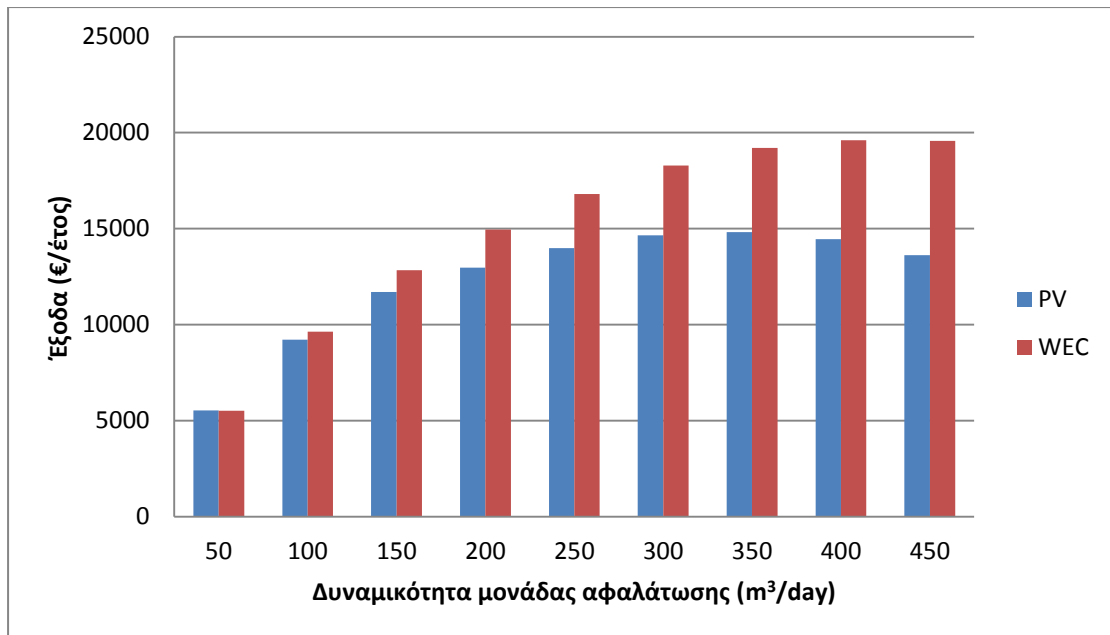
Το επιτρεπόμενο ποσοστό πώλησης ενέργειας περιορίζει τα έσοδα της επένδυσης. Η επίπτωση αυτή στα έσοδα από την ενέργεια παρουσιάζεται στο γράφημα της Εικόνας 25. Η ανοδική τάση των καμπυλών είναι αποτέλεσμα της αυξανόμενης εγκατεστημένης ισχύος όσο αυξάνει η δυναμικότητα της μονάδας αφαλάτωσης. Μέχρι το σημείο όπου η δυναμικότητα της μονάδας αφαλάτωσης γίνεται 350 m³/day, χάνονται περισσότερα έσοδα για το σύστημα που περιλαμβάνει ανεμογεννήτρια. Μετά από αυτή την τιμή δυναμικότητας που αποτελεί το σημείο τομής των δύο καμπυλών, το σύστημα με PV είναι αυτό που χάνει τα περισσότερα έσοδα ανά έτος εξαιτίας του Νόμου 3851/2010.



Εικόνα 25: Επίπτωση Νόμου στα έσοδα από ενέργεια (Φολέγανδρος – 3^η περίπτωση)

Αρχικά χάνονται περισσότερα έσοδα από το σύστημα που περιλαμβάνει ανεμογεννήτρια, διότι σε επίπεδο ημέρας, παράγεται ενέργεια κατά τις ώρες που δεν λειτουργεί η μονάδα αφαλάτωσης με αποτέλεσμα η πλεονάζουσα ενέργεια να μην μπορεί να πωληθεί στο δίκτυο εξαιτίας του Νόμου. Αντίθετα, τα φωτοβολταϊκά παράγοντας ενέργεια που μπορεί να εκμεταλλευτεί η μονάδα αφαλάτωσης τις ώρες γύρω από το μεσημέρι, δημιουργούν ένα μικρότερο πλεόνασμα μη χρησιμοποιούμενης ενέργειας η οποία οδηγεί σε μικρότερη απώλεια εσόδων.

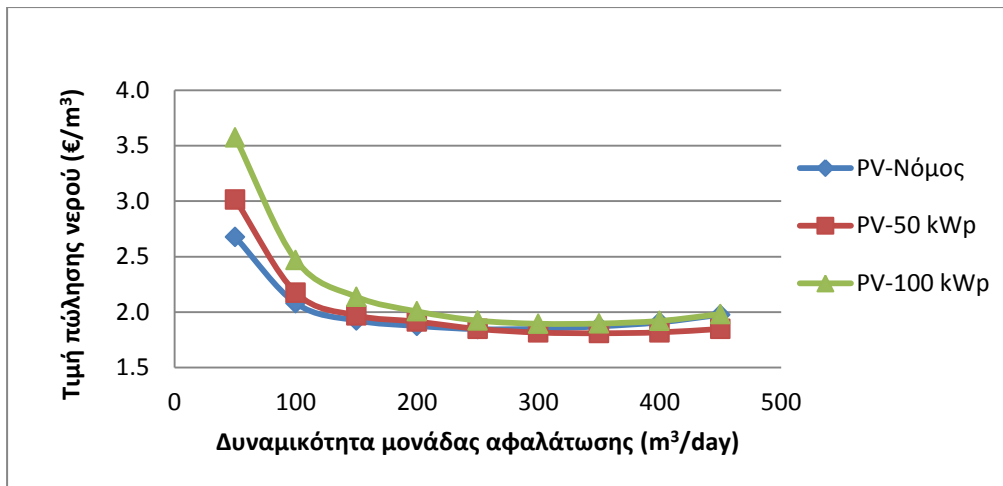
Το σημείο τομής είναι το σημείο όπου το πλεόνασμα της ενέργειας παραγόμενης από τα φωτοβολταϊκά γίνεται μεγαλύτερο και εξαιτίας του ισχύοντα Νόμου που εξετάζεται, δεν μπορεί να πωληθεί εξολοκλήρου στο δίκτυο. Το γεγονός αυτό εξηγείται αν παρατηρηθεί το διάγραμμα της Εικόνας 26 όπου παρουσιάζονται τα έξοδα για αγορά ενέργειας και εμμέσως φαίνεται το κατά πόσο η ενέργεια που παράγεται από PV ή WEC είναι ωφέλιμη για την αφαλάτωση. Στο σημείο όπου η δυναμικότητα της μονάδας αφαλάτωσης είναι $350 \text{ m}^3/\text{day}$, εμφανίζεται το μέγιστο των εξόδων για το σύστημα με φωτοβολταϊκά. Δηλαδή από εκείνο το σημείο και μετά η πλεονάζουσα ενέργεια δεν περιλαμβάνει μόνο την ενέργεια που παράγεται τις ώρες που δε λειτουργεί η μονάδα αλλά και την ενέργεια που περισσεύει μετά από τη λειτουργία της αφαλάτωσης. Αντίθετα για το σύστημα με ανεμογεννήτρια τα έξοδα συνεχώς αυξάνουν όσο αυξάνει η δυναμικότητα, γεγονός που σημαίνει ότι δεν καλύπτονται οι ανάγκες της αφαλάτωσης και το πλεόνασμα περιλαμβάνει μόνο την ενέργεια κατά τις ώρες που δε λειτουργεί η μονάδα. Η διαφορά αυτή στο πλεόνασμα της ενέργειας δημιουργεί και την αλλαγή της μορφής των καμπυλών μετά το σημείο τομής τους στην Εικόνα 25.



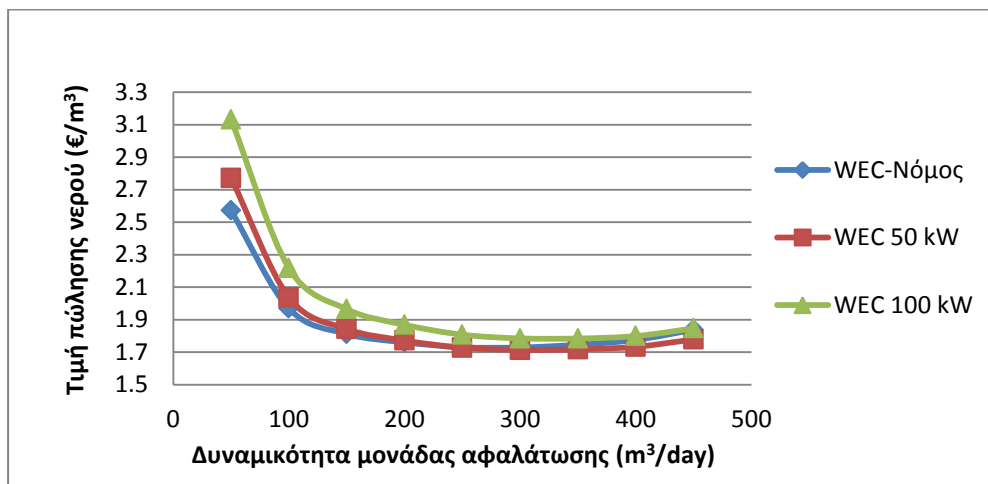
Εικόνα 26: Ετήσια έξοδα για αγορά ενέργειας (Φολέγανδρος – 3^η περίπτωση)

ii. Μη εφαρμογή περιορισμού εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ

Και για τα δύο είδη ΑΠΕ όταν τοποθετούνται σταθμοί παραγωγής ενέργειας με μεγαλύτερη εγκατεστημένη ισχύ από όση ορίζει ο Νόμος, η τιμή πώλησης νερού είναι υψηλότερη μέχρι την τιμή δυναμικότητας της μονάδας αφαλάτωσης, η οποία οδηγεί βάσει Νόμου σε εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ ίση με 50 kW. Για παράδειγμα, στην Εικόνα 27 παρουσιάζεται το γράφημα της τιμής πώλησης νερού για φωτοβολταϊκά με βάση τον Νόμο, για 50 και 100 kW. Όπως παρατηρείται, για δυναμικότητα αφαλάτωσης ίση με 250 m³/day, οι καμπύλες PV-Νόμος και PV-50 kWp τέμνονται και από το σημείο εκείνο και μετά η τιμή πώλησης νερού είναι χαμηλότερη για PV 50kW, ενώ πριν από εκεί είναι χαμηλότερη για εγκατεστημένη ισχύ με βάση το Νόμο 3851/2010. Το ίδιο σημείο είναι αυτό όπου η εγκατεστημένη ισχύς των PV βάσει Νόμου ξεκινά να είναι μεγαλύτερη των 50 kW. Το ίδιο φαινόμενο παρατηρείται και για εγκατάσταση ανεμογεννήτριας (Εικόνα 28).



Εικόνα 27: Επίπτωση Νόμου για τον περιορισμό της εγκατεστημένης ισχύος PV στην τιμή πώλησης (Φολέγανδρος – 3^η περίπτωση)



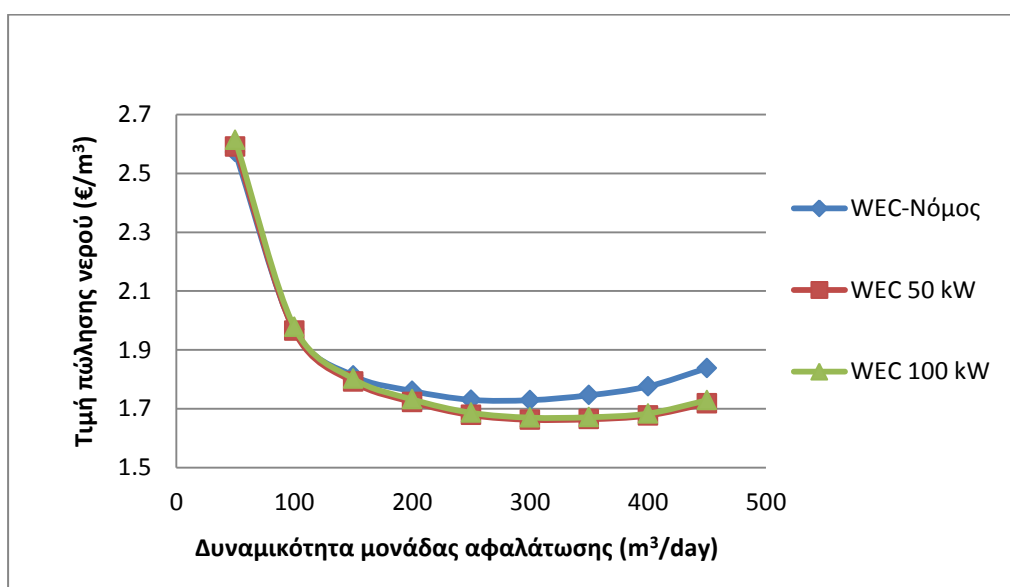
Εικόνα 28: Επίπτωση Νόμου για τον περιορισμό της εγκατεστημένης ισχύος WEC στην τιμή πώλησης (Φολέγανδρος – 3^η περίπτωση)

Επομένως, συμπεραίνεται ότι όταν ισχύει η συνιστώσα του Νόμου που περιορίζει την πώληση ενέργειας, η μικρότερη εγκατεστημένη ισχύς οδηγεί σε πιο συμφέρουσα επένδυση και χαμηλότερη τιμή πώλησης νερού. Αυτό συμβαίνει διότι η εγκατεστημένη ισχύς επιδρά ως αρνητικός παράγοντας στην επένδυση. Αυξάνει τα έξοδα εγκατάστασης αλλά όχι και τόσο τα έσοδα από την πώληση ενέργειας, αφού αυτά περιορίζονται από το επιτρεπόμενο ποσοστό του Νόμου.

iii. Μη εφαρμογή Νόμου 3851/2010

Προκειμένου να μελετηθεί η συνολική επίδραση του Νόμου στην επένδυση, παρατηρείται η τιμή πώλησης νερού. Όταν το σύστημα περιλαμβάνει PV, η μορφή των καμπυλών είναι αντίστοιχη με την Εικόνα 27. Δηλαδή, το σύνολο των

παραμέτρων του Νόμου ευνοούν την επένδυση μέχρι το σημείο όπου η εγκατεστημένη ισχύς ξεπερνά τα 50 kW . Όταν, όμως, το σύστημα περιλαμβάνει ανεμογεννήτρια η μορφή του γραφήματος αλλάζει όπως φαίνεται στην Εικόνα 29. Παρατηρείται πως η εφαρμογή του Νόμου στο σύνολό της επιδρά αρνητικά στην επένδυση και οδηγεί σε υψηλότερες τιμές πώλησης νερού για κάθε τιμή δυναμικότητας της μονάδας αφαλάτωσης. Επομένως στην περίπτωση της ανεμογεννήτριας, υπερिशύει η συνιστώσα του Νόμου που περιορίζει την πώληση ενέργειας. Έτσι, παρά την επίδραση του κόστους εγκατάστασης, στο γράφημα οι δύο περιπτώσεις αυθαίρετης εγκατεστημένης ισχύος έχουν το πλεονέκτημα της εξολοκλήρου πώλησης της πλεονάζουσας ενέργειας στο δίκτυο και οι τιμές πώλησης νερού προκύπτουν χαμηλότερες.



Εικόνα 29: Συνολική επίδραση Νόμου στην τιμή πώλησης νερού- Σύστημα με WEC (Φολέγανδρος – 3^η περίπτωση)

Επιλογή βέλτιστου οικονομικά συστήματος

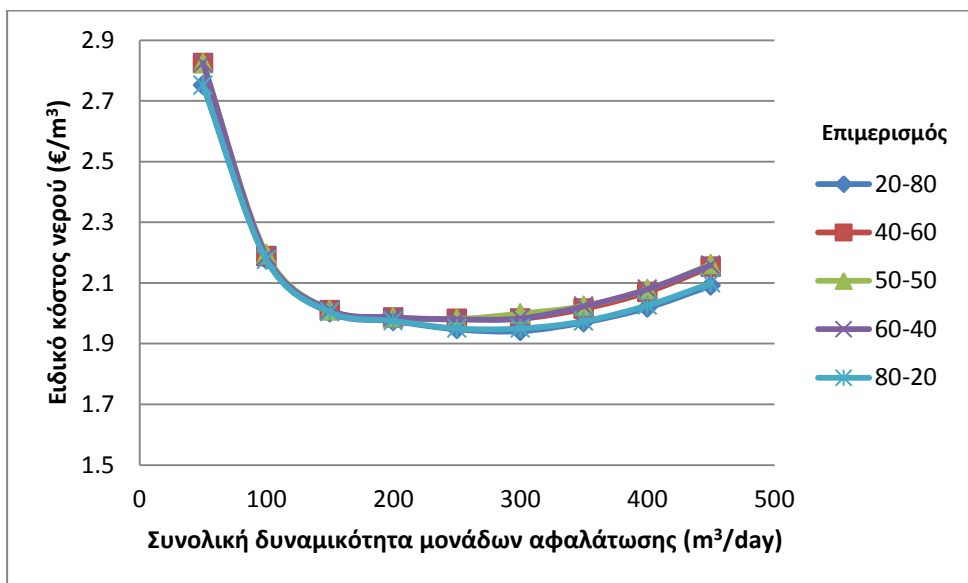
Η ελάχιστη τιμή πώλησης (1.73 €/m^3) παρατηρείται για σύστημα με αφαλάτωση δυναμικότητας $300\text{ m}^3/\text{day}$ και ανεμογεννήτρια εγκατεστημένης ισχύος 62.5 kW . Όμως, για το σύστημα αυτό το μέσο ειδικό κόστος για τον καταναλωτή είναι 2.22 €/m^3 , καθώς προκύπτει μεγάλο έλλειμμα που καλύπτεται με μεταφορά νερού από την ηπειρωτική χώρα.

Ως βέλτιστη λαμβάνεται η λύση που περιλαμβάνει σύστημα με μονάδα αφαλάτωσης $400\text{ m}^3/\text{day}$ και ανεμογεννήτρια 83.3 kW , το οποίο οδηγεί σε τιμή πώλησης νερού και μέσο ειδικό κόστος καταναλωτή ίσα με 1.78 €/m^3 .

5.1.4 4^η Περίπτωση: Δύο μονάδες αφαλάτωσης με ΑΠΕ

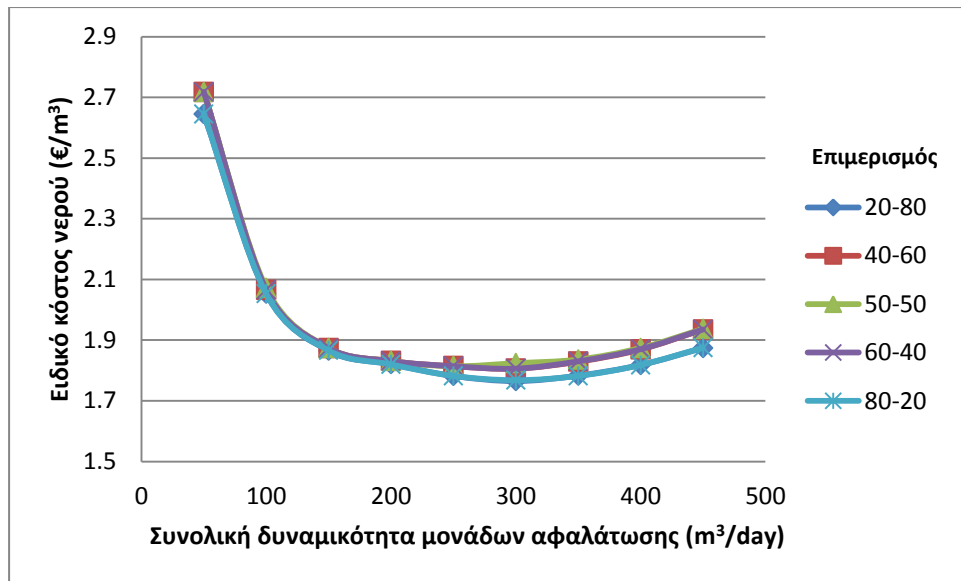
Μεταβολή ειδικού κόστους νερού και BCR

Στην 4^η περίπτωση οι καμπύλες ειδικού κόστους παραγωγής νερού και BCR παρουσιάζονται η κάθε μία σε δύο γραφήματα εξαιτίας των πολλών περιπτώσεων συστημάτων. Συνολικά εξετάζονται ο επιμερισμός της συνολικής δυναμικότητας αλλά και το είδος των ΑΠΕ. Έτσι για κάθε μέγεθος προκύπτει ένα γράφημα για την περίπτωση εγκατάστασης φωτοβολταϊκών και ένα για ανεμογεννήτρια. Το ειδικό κόστος παραγωγής νερού για τις διάφορες περιπτώσεις επιμερισμού δυναμικότητας και για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών φαίνεται στην Εικόνα 30, ενώ για εγκατάσταση ανεμογεννήτριας στην Εικόνα 31.



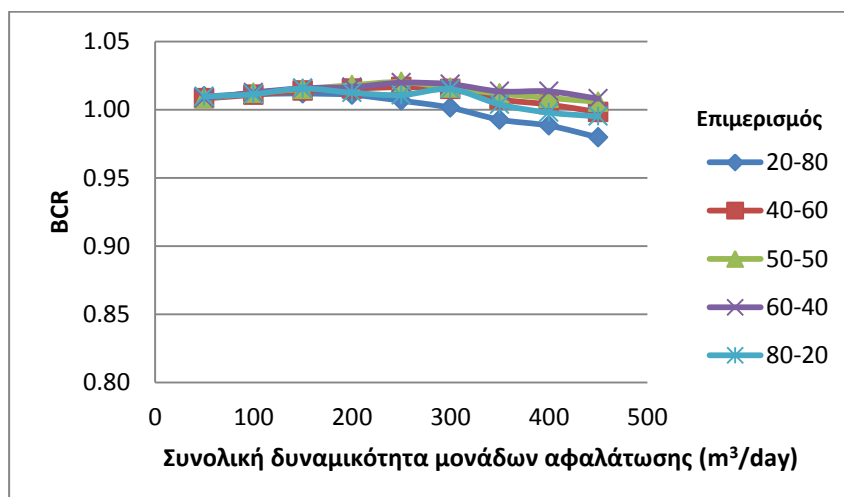
Εικόνα 30: Ειδικό κόστος παραγωγής νερού – Σύστημα με PV (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

Το ελάχιστο ειδικό κόστος νερού (1.941 €/m^3) προκύπτει στην περίπτωση εγκατάστασης φωτοβολταϊκών για το σύστημα με δυναμικότητα αφαλάτωσης $300 \text{ m}^3/\text{day}$, επιμερισμό αυτής σε 20%-80% και εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών 62.5 kWp . Στην περίπτωση εγκατάστασης ανεμογεννήτριας, το ελάχιστο ειδικό κόστος (1.765 €/m^3) προκύπτει για αφαλάτωση $300 \text{ m}^3/\text{day}$, επιμερισμό σε 20% - 80% και εγκατεστημένη ισχύ WEC 62.5 kW . Παρατηρείται πως, αντίστοιχα με την 1^η, 2^η και 3^η Περίπτωση συστήματος που εξετάζονται για τη Φολέγανδρο και για τους ίδιους λόγους που εξηγούνται στις Παραγράφους 5.1.1, 5.1.2 και 5.1.3 αντίστοιχα, το ειδικό κόστος νερού εμφανίζει ελάχιστο για συνολική δυναμικότητα αφαλάτωσης $300 \text{ m}^3/\text{day}$ ανεξάρτητα από το αν εγκαθίστανται φωτοβολταϊκά ή ανεμογεννήτρια.



Εικόνα 31: Ειδικό κόστος παραγωγής νερού – Σύστημα με WEC (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

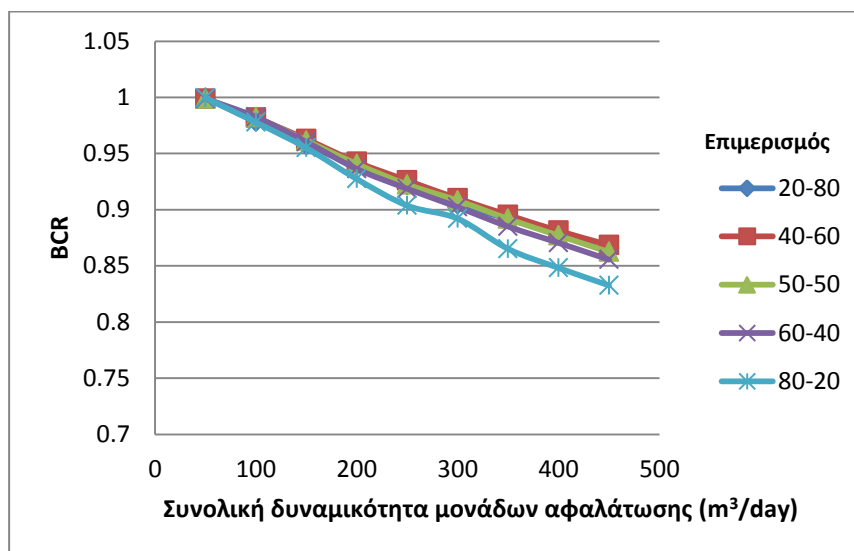
Κατά ανάλογο τρόπο με το ειδικό κόστος νερού, ο δείκτης κόστους-οφέλους παρουσιάζεται στις Εικόνες 32 και 33 για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών και ανεμογεννήτριας αντίστοιχα. Για πώληση στην τιμή κόστους, σε περίπτωση εγκατάστασης φωτοβολταϊκών το ευνοϊκότερο σύστημα προκύπτει για συνολική δυναμικότητα αφαλάτωσης ίση με $250 \text{ m}^3/\text{day}$ και επιμερισμό αυτής σε 50% – 50%. Η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών στην περίπτωση αυτή είναι 52.1 kWp .



Εικόνα 32: Δείκτης BCR – Σύστημα με PV (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

Η μορφή της καμπύλης του δείκτη κόστους-οφέλους διαφέρει στην περίπτωση εγκατάστασης ανεμογεννήτριας σε σχέση με τα φωτοβολταϊκά. Έτσι, ενώ στην

Εικόνα 32 οι περισσότερες καμπύλες εκτός από την περίπτωση 20% – 80% εμφανίζουν μέγιστο περίπου στα $250 \text{ m}^3/\text{day}$, στην Εικόνα 33 για συστήματα με ανεμογεννήτρια οι καμπύλες δείκτη κόστους-οφέλους όλων των περιπτώσεων είναι σχεδόν ευθείες που φθίνουν όσο αυξάνει η συνολική δυναμικότητα της αφαλάτωσης.

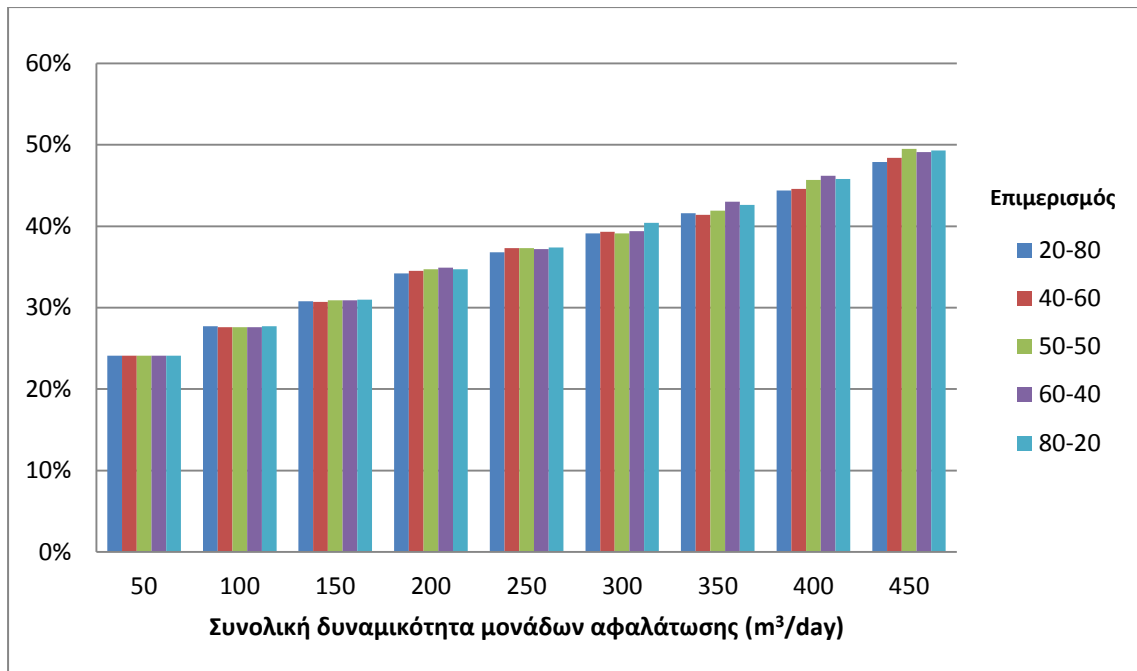


Εικόνα 33: Δείκτης BCR – Σύστημα με WEC (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

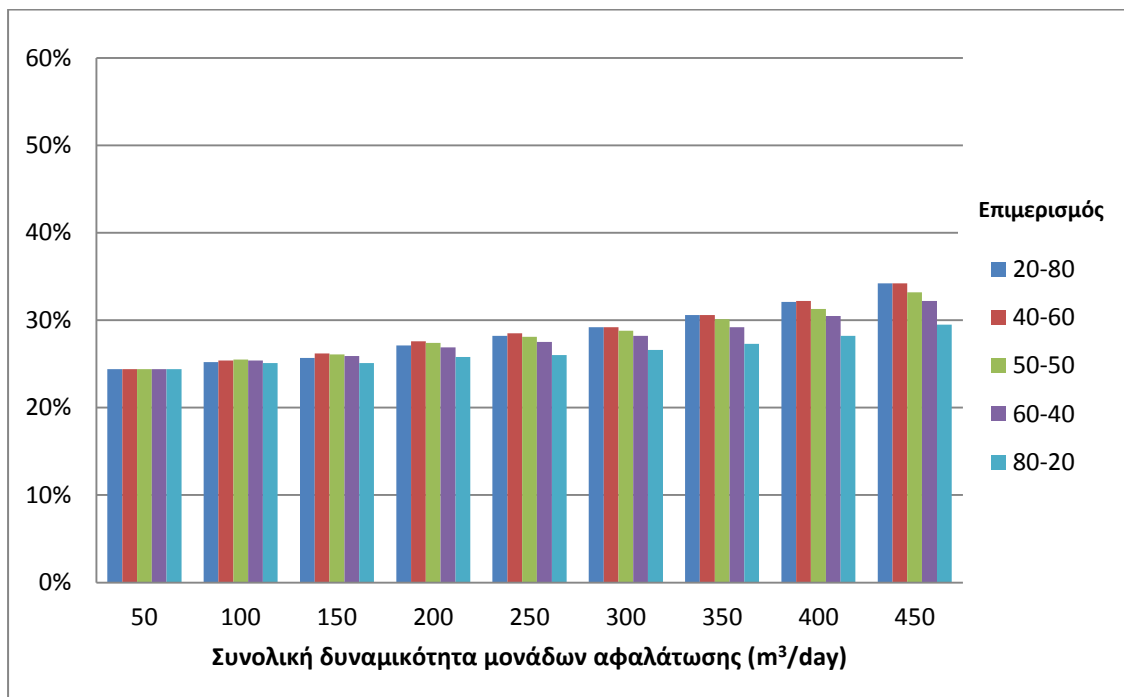
Η μέγιστη τιμή του δείκτη κόστους-οφέλους στην περίπτωση της ανεμογεννήτριας εμφανίζεται για την μικρότερη δυναμικότητα που εξετάζεται ($50 \text{ m}^3/\text{day}$). Παρόλα αυτά ακόμα και στην περίπτωση αυτή, η τιμή του δείκτη κόστους-οφέλους είναι μικρότερη του 1.

Επομένως, συγκρίνοντας τις δύο περιπτώσεις εγκατάστασης ΑΠΕ, προκύπτει ότι το σύστημα με φωτοβολταϊκά είναι συμφέρον μέχρι κάποια τιμή συνολικής δυναμικότητας, ενώ το σύστημα με WEC δεν οδηγεί ποτέ σε βιώσιμη επένδυση για πώληση στην τιμή κόστους. Τα αίτια του φαινομένου αυτού, όπως εξηγήθηκε και για την 3^η περίπτωση, είναι τρία: το κόστος εγκατάστασης του σταθμού ΑΠΕ, τα έξοδα για αγορά ενέργειας και τα έσοδα από την πώληση ενέργειας.

Αναλυτικότερα, το κόστος εγκατάστασης ανεμογεννήτριας, αν και μικρότερο σε σχέση με τα PV αντίστοιχης ισχύος, επιβαρύνει την επένδυση χωρίς η απόδοση της ανεμογεννήτριας να βοηθάει στην απόσβεσή του. Δηλαδή, κατά τις ώρες λειτουργίας της αφαλάτωσης γύρω από το μεσημέρι, οι ενεργειακές ανάγκες της καλύπτονται καλύτερα από τα PV σε σχέση με την ανεμογεννήτρια, όπως φαίνεται στις Εικόνες 34 και 35. Κατά συνέπεια απαιτούνται περισσότερα έξοδα για την αγορά του ελλείμματος ενέργειας στην περίπτωση με WEC, ενώ δεν είναι αρκετά και τα έσοδα που προκύπτουν από την πώληση της περίσσειας ενέργειας.



Εικόνα 34: Ποσοστό ενεργειακών αναγκών αφαλάτωσης που καλύπτεται από PV (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

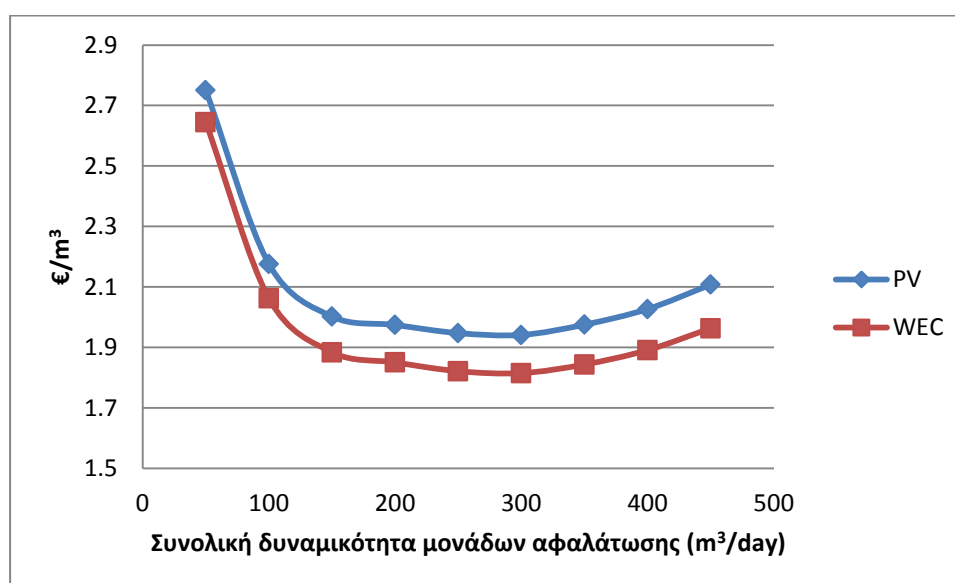


Εικόνα 35: Ποσοστό ενεργειακών αναγκών αφαλάτωσης που καλύπτεται από WEC (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

Το γενικότερο συμπέρασμα που προκύπτει για το «μεσαίο» νησί σε σχέση με την τοποθέτηση PV ή WEC στο σύστημα είναι πως η ανεμογεννήτρια, για πώληση νερού στην τιμή κόστους του, οδηγεί σε χαμηλότερες τιμές BCR, δηλαδή σε λιγότερο συμφέρουσα επένδυση για τους λόγους που αναφέρθηκαν στις Παραγράφους 5.1.3 και 5.1.4. Παρόλα αυτά το ειδικό κόστος παραγωγής νερού είναι πάντα χαμηλότερο σε σχέση με τις τιμές του για τα συστήματα με PV.

Τιμή πώλησης

Η τιμή πώλησης νερού ακολουθώντας τη μορφή των καμπυλών του ειδικού κόστους νερού, προκύπτει μικρότερη και στις δύο περιπτώσεις ΑΠΕ για επιμερισμό της συνολικής δυναμικότητας σε 20% – 80%, με χαμηλότερη όπως φαίνεται στην Εικόνα 36 για εγκατάσταση ανεμογεννήτριας. Το κέρδος που προστίθεται προκειμένου να ισχύει $BCR = 1$ είναι μεγαλύτερο για εγκατάσταση ανεμογεννήτριας. Εφόσον, όμως, το ειδικό κόστος παραγωγής νερού είναι πιο χαμηλό, τελικά η τιμή πώλησης που προκύπτει, είναι ευνοϊκότερη για τον καταναλωτή στην περίπτωση αυτή.



Εικόνα 36: Τιμή πώλησης νερού για την περίπτωση 20%-80% (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

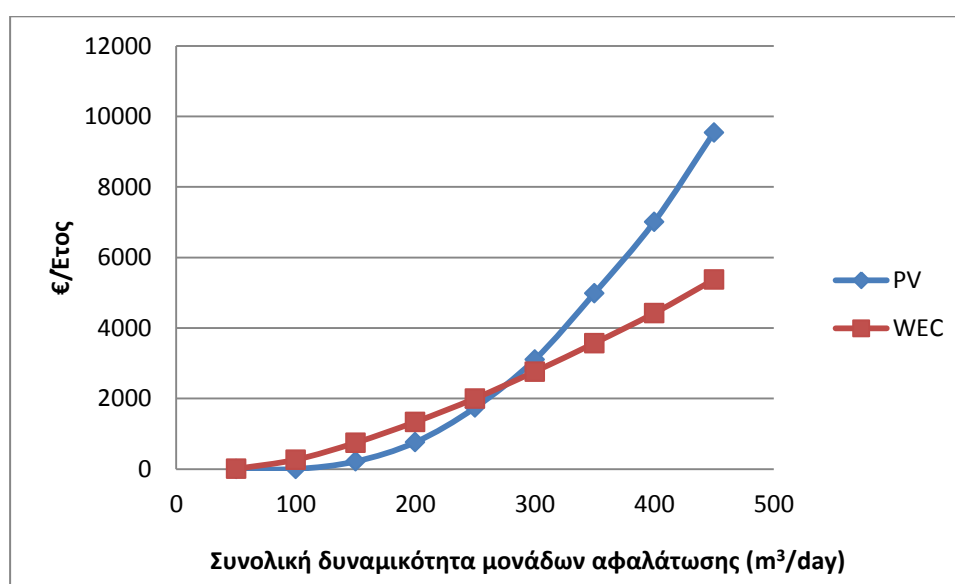
Η ελάχιστη τιμή πώλησης είναι ίση με 1.815 €/m^3 και αντιστοιχεί σε σύστημα με δυναμικότητα μονάδας βάσης $60 \text{ m}^3/\text{day}$, μονάδας κορυφής $240 \text{ m}^3/\text{day}$ και εγκατεστημένη ισχύ ανεμογεννήτριας ίση με 62.5 kW .

Επιπτώσεις εφαρμογής Νόμου 3851/2010

Οι επιπτώσεις εφαρμογής του ισχύοντα Νόμου, όπως και στην περίπτωση της μίας μονάδας αφαλάτωσης, χωρίζονται σε τρεις διαφορετικές περιπτώσεις: την περίπτωση εφαρμογής του Νόμου για το επιτρεπόμενο ποσοστό πώλησης ενέργειας, την εφαρμογή του Νόμου για την εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ και τη συνολική εφαρμογή του. Εφόσον η περίπτωση επιμερισμού 20% – 80% της συνολικής δυναμικότητας οδηγεί στις χαμηλότερες τιμές πώλησης, κρίνεται σκόπιμο η σύγκριση για τις επιπτώσεις του Νόμου να γίνει μόνο στην περίπτωση αυτή, ώστε να αποφευχθεί η σύγχυση χάρη στο πλήθος των καμπυλών των διαφορετικών περιπτώσεων.

i. Μη εφαρμογή περιορισμού πώλησης ενέργειας

Για την περίπτωση επιμερισμού 20% – 80%, όπως φαίνεται στην Εικόνα 37, ο Νόμος επιφέρει μεγαλύτερη μείωση εσόδων για συνολική δυναμικότητα μεγαλύτερη των $250 m^3/day$ όταν εγκαθίστανται φωτοβολταϊκά, ενώ για δυναμικότητα μικρότερη των $250 m^3/day$ όταν εγκαθίσταται ανεμογεννήτρια. Οι λόγοι που οδηγούν σε αυτή τη μορφή του γραφήματος είναι ίδιοι με την 3^η περίπτωση, δηλαδή την παράγραφο 5.1.3, όπου αναλύεται η μη εφαρμογή του περιορισμού της πώλησης ενέργειας σε σύστημα με μία μονάδα αφαλάτωσης και ΑΠΕ.

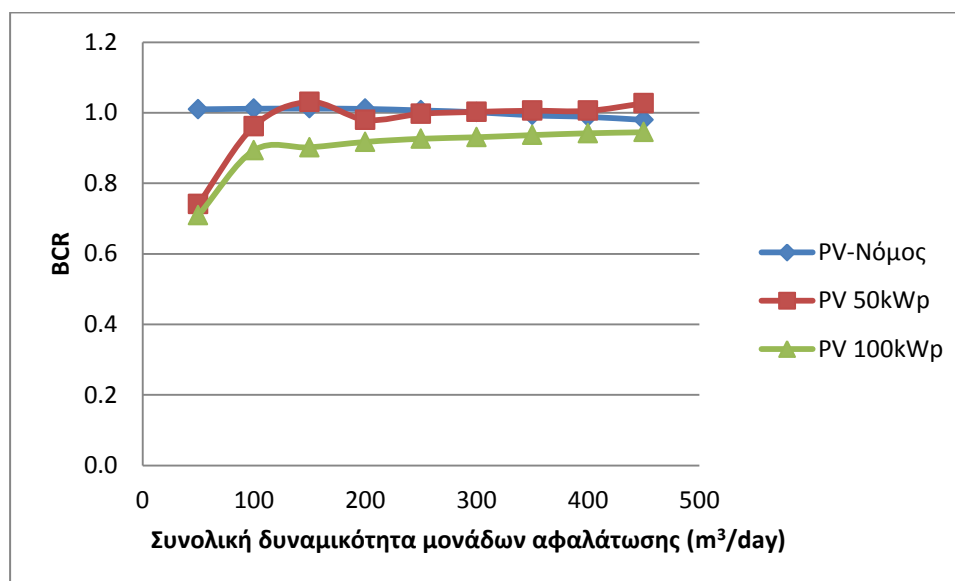


Εικόνα 37: Επίπτωση Νόμου στα έσοδα από ενέργεια για την περίπτωση 20%-80% (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

ii. Μη εφαρμογή περιορισμού εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ

Για την περίπτωση επιμερισμού της συνολικής δυναμικότητας των μονάδων αφαλάτωσης 20%-80%, αναπτύσσονται δυο γραφήματα για τη μελέτη της επίπτωσης του περιορισμού της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ: ο δείκτης κόστους-οφέλους για σύστημα με φωτοβολταϊκά (Εικόνα 38) και ο ίδιος δείκτης για σύστημα με ανεμογεννήτρια (Εικόνα 39).

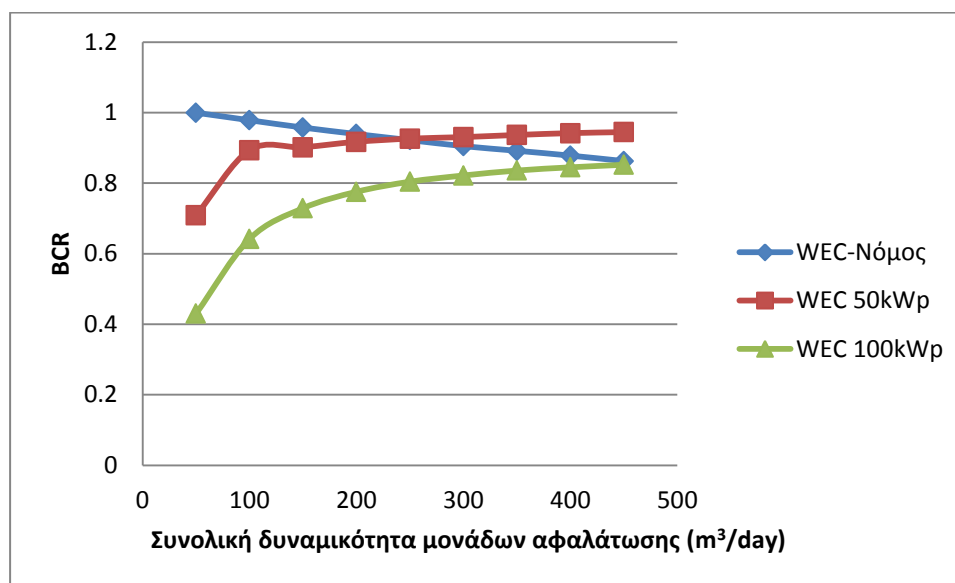
Τα συμπεράσματα που προκύπτουν είναι όμοια με την 3^η περίπτωση της Φολεγάνδρου. Δηλαδή, όταν ισχύει ο περιορισμός στην πώληση της περίσσειας ενέργειας, η μικρότερη δυνατή εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ οδηγεί σε πιο συμφέρουσα επένδυση και κατ' επέκταση σε πιο χαμηλή τιμή πώλησης νερού. Αυτό συμβαίνει διότι όσο αυξάνει η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ αυξάνει και το κόστος εγκατάστασης, ενώ τα έσοδα από την πώληση ενέργειας παραμένουν πολύ περιορισμένα χάρη στο ισχύοντα Νόμο. Έτσι, και στις δυο περιπτώσεις ΑΠΕ όταν η δυναμικότητα των μονάδων είναι $250 \text{ m}^3/\text{day}$ η εγκατεστημένη ισχύς βάσει Νόμου είναι 52.1 kW . Από το σημείο αυτό και μετά η πιο συμφέρουσα λύση φαίνεται να είναι το σύστημα με 50 kW εγκατεστημένη ισχύ, ενώ πριν, όσο η ισχύς παραμένει μικρότερη των 50 kW , η πιο συμφέρουσα λύση είναι το σύστημα που υπαγορεύει ο Νόμος.



Εικόνα 38: Επίπτωση Νόμου για εγκατεστημένη ισχύ PV στο δείκτη BCR της περίπτωσης 20%-80% (Φολεγάνδρος – 4^η περίπτωση)

Έτσι, και στις δυο περιπτώσεις ΑΠΕ όταν η δυναμικότητα των μονάδων είναι $250 \text{ m}^3/\text{day}$ η εγκατεστημένη ισχύς βάσει Νόμου είναι 52.1 kW . Από το σημείο αυτό και μετά η πιο συμφέρουσα λύση φαίνεται να είναι το σύστημα με 50 kW

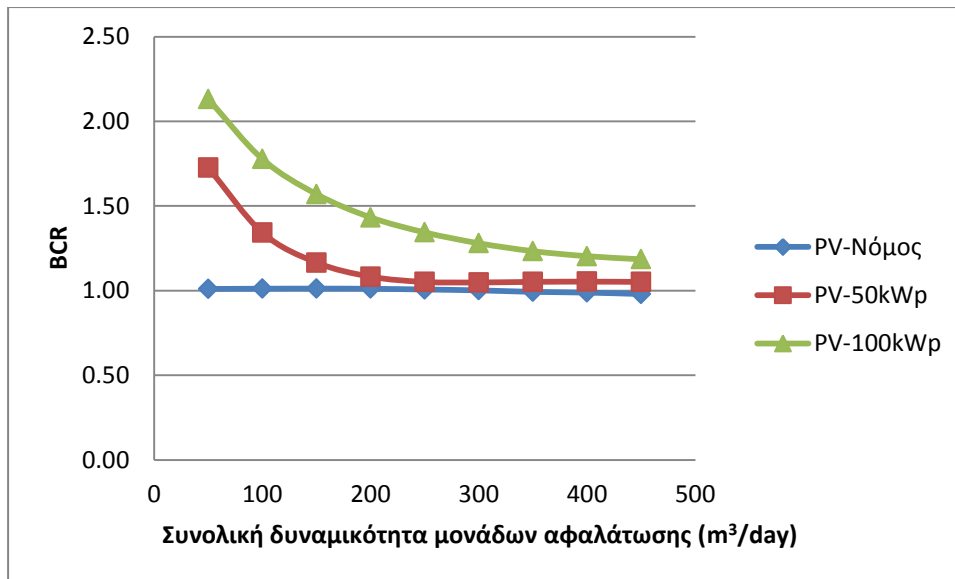
εγκατεστημένη ισχύ, ενώ πριν, όσο η ισχύς βάσει Νόμου παραμένει μικρότερη των 50 kW, η πιο συμφέρουσα λύση είναι το σύστημα που υπαγορεύει ο Νόμος.



Εικόνα 39: Επίπτωση Νόμου για εγκατεστημένη ισχύ WEC στο δείκτη BCR της περίπτωσης 20%-80% (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

iii. Μη εφαρμογή Νόμου 3851/2010

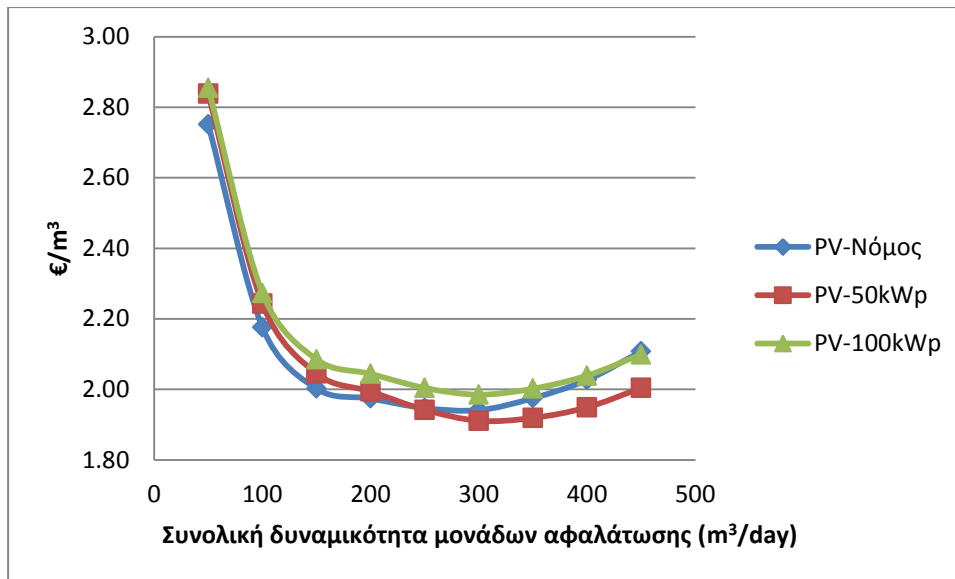
Η συνολική εφαρμογή του Νόμου έχει διαφορετικές επιδράσεις στα συστήματα με φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτρια. Στην Εικόνα 40 φαίνεται το γράφημα της περίπτωσης επιμερισμού 20%-80% με φωτοβολταϊκά. Παρατηρείται πως για κάθε τιμή συνολικής δυναμικότητας, η επένδυση είναι πιο συμφέρουσα για τη μέγιστη εγκατεστημένη ισχύ που εξετάζεται, δηλαδή την περίπτωση με PV 100 kWp. Οι καμπύλες 100 kWp και 50 kWp φθίνουν όσο αυξάνει η δυναμικότητα αφού έτσι αυξάνουν και οι ενεργειακές ανάγκες της αφαλάτωσης και μειώνεται η περίσσεια ενέργειας που πωλείται στο δίκτυο. Επομένως όταν μπορεί να πωληθεί όλη η περίσσεια ενέργειας στο δίκτυο, στο σύστημα με φωτοβολταϊκά όσο μεγαλύτερη είναι η εγκατεστημένη ισχύς, τόσο πιο συμφέρουσα είναι η επένδυση για κάθε τιμή δυναμικότητας των μονάδων αφαλάτωσης.



Εικόνα 40: Συνολική επίπτωση Νόμου στο δείκτη BCR της περίπτωσης 20%-80% με PV (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

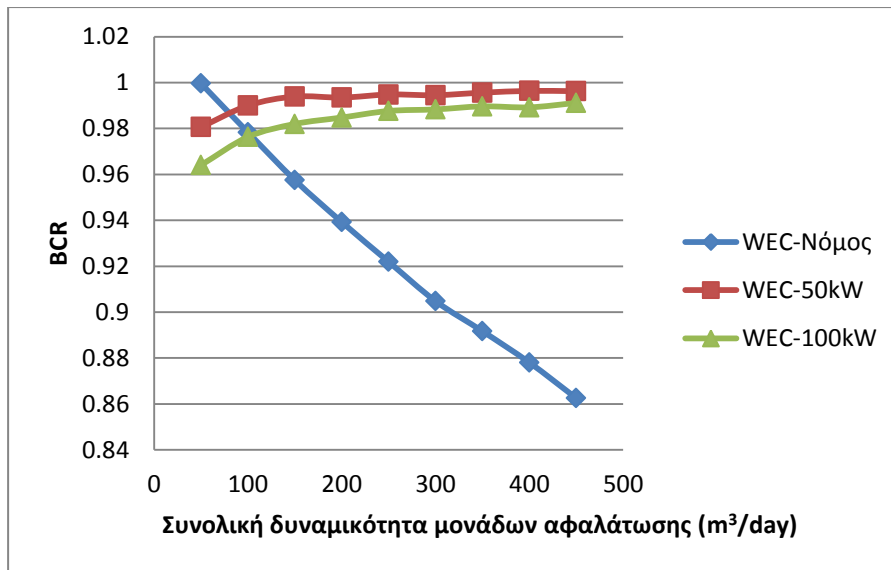
Παρά τα συμπεράσματα που προκύπτουν από το γράφημα στην Εικόνα 40, ο τρόπος με τον οποίο υπολογίζεται η τιμή πώλησης νερού στην παρούσα μελέτη, οδηγεί σε αντίθετα συμπεράσματα παρατηρώντας το γράφημα στην Εικόνα 41. Υπενθυμίζεται ότι για τις περιπτώσεις όπου ο δείκτης κόστους-οφέλους προκύπτει μεγαλύτερος του 1, η τιμή πώλησης του νερού υπολογίζεται ίση με το ειδικό κόστος παραγωγής του. Δηλαδή, ενώ για την αντίθετη περίπτωση όπου $BCR < 1$, υπολογίζεται το κέρδος που πρέπει να προστεθεί για να ισχύει $BCR = 1$, για την περίπτωση όπου $BCR > 1$, δεν υπολογίζεται κάποια μείωση του κόστους παραγωγής έτσι ώστε $BCR = 1$.

Έτσι για τον υπολογισμό του δείκτη BCR λαμβάνονται υπόψη τα έσοδα από την πώληση ενέργειας και παρατηρείται στο γράφημα ότι είναι συμφέρουσα η επένδυση που περιλαμβάνει σύστημα με PV μεγαλύτερης εγκατεστημένης ισχύος. Αντίθετα παρατηρώντας την τιμή πώλησης, που στις περισσότερες περιπτώσεις είναι ίση με το ειδικό κόστος παραγωγής, δεν συνυπολογίζονται τα έσοδα από πώληση ενέργειας και επικρατεί η επίδραση του υψηλού κόστους εγκατάστασης. Επομένως η χαμηλότερη τιμή πώλησης προκύπτει για την χαμηλότερη εγκατεστημένη ισχύ.



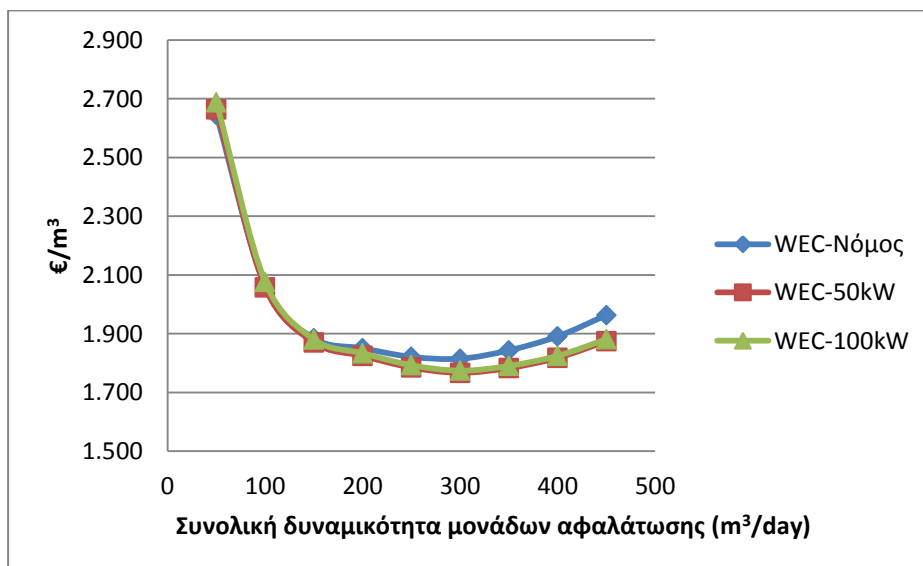
Εικόνα 41: Συνολική επίπτωση Νόμου στην τιμή πώλησης νερού της περίπτωσης 20%-80% με PV (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

Η επίπτωση του Νόμου 3851/2010 στην περίπτωση του συστήματος που περιλαμβάνει ανεμογεννήτρια, οδηγεί σε διαφορετικά συμπεράσματα από ότι για τα φωτοβολταϊκά. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 42, για κάθε περίπτωση εγκατεστημένης ισχύος της ανεμογεννήτριας που εξετάζεται, η επένδυση δεν είναι ποτέ συμφέρουσα. Για τις περιπτώσεις 50 kW και 100 kW, τα έσοδα από την πώληση ενέργειας παρόλο που δεν ισχύει ο περιορισμός από το Νόμο, δεν είναι αρκετά, αφού η περίσσεια ενέργειας στην περίπτωση της ανεμογεννήτριας είναι μικρή. Επομένως τα έσοδα δεν επαρκούν για να αντισταθμιστεί το κόστος εγκατάστασης και η επένδυση προκύπτει ζημιογόνα αν και πολύ λιγότερο από όταν εφαρμόζεται ο Νόμος (καμπύλη WEC-Νόμος).



Εικόνα 42: Συνολική επίπτωση Νόμου στο δείκτη BCR της περίπτωσης 20%-80% με WEC (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

Εφόσον δεν προκύπτει $BCR > 1$, η τιμή πώλησης ανάλογα με τη δυναμικότητα οδηγεί σε αναμενόμενα συμπεράσματα κατά αντιστοιχία με το δείκτη κόστους-οφέλους, όπως φαίνεται στην Εικόνα 43. Δηλαδή, η υψηλότερη τιμή πώλησης προκύπτει όταν εφαρμόζεται ο Νόμος αφού, όπως συμπεραίνεται από την Εικόνα 42, πρέπει να προστεθεί μεγαλύτερο κέρδος για να προκύψει $BCR = 1$ στην περίπτωση του Νόμου. Η χαμηλότερη τιμή προκύπτει για WEC 50 kW αφού η περίπτωση αυτή οδηγεί και στην υψηλότερη τιμή BCR.



Εικόνα 43: Συνολική επίπτωση Νόμου στην τιμή πώλησης νερού της περίπτωσης 20%-80% με WEC (Φολέγανδρος – 4^η περίπτωση)

Επιλογή βέλτιστου οικονομικά συστήματος

Όπως προκύπτει από τον Πίνακα 14, η ελάχιστη τιμή προκύπτει για συνολική δυναμικότητα $300 \text{ m}^3/\text{day}$. Σε αυτό όμως το σύστημα το μέσο κόστος για τον καταναλωτή υπολογίζεται στα 2.29 €/m^3 , τιμή που είναι σχετικά υψηλή, αφού περίπου το 10% της συνολικής ζήτησης πρέπει να καλυφθεί από μεταφερόμενες ποσότητες. Επομένως η τιμή αυτή κρίνεται ακατάλληλη.

Πίνακας 14: Τιμές κριτηρίων για επιλογή λύσης (Φολέγανδρος - 4^η περίπτωση)

	Τιμή		Σύστημα	
Ελάχιστη τιμή πώλησης	1.81€	20-80	$300 \text{ m}^3/\text{day}$	WEC
Μέγιστη τιμή BCR	1.02	50-50	$250 \text{ m}^3/\text{day}$	PV
Ελάχιστο μέσο κόστος καταναλωτή	1.89€	20-80	$400 \text{ m}^3/\text{day}$	WEC

Η τελική επιλογή του βέλτιστου συστήματος, με βάση τα κριτήρια της μελέτης, περιλαμβάνει δυναμικότητα μονάδας βάσης $80 \text{ m}^3/\text{day}$ και μονάδα κορυφής $320 \text{ m}^3/\text{day}$, ενώ ως σταθμό ΑΠΕ έχει ανεμογεννήτρια ισχύος 83.3 kW .

Επιλέγοντας το σύστημα αυτό ως βέλτιστο, επιτυγχάνεται χαμηλή τιμή πώλησης αλλά και χαμηλό μέσο κόστος καταναλωτή, ίσα με 1.89 €/m^3 .

5.1.5 Συγκεντρωτικά αποτελέσματα για τη Φολέγανδρο

Στον Πίνακα 15 συγκεντρώνονται όλα τα συστήματα που επιλέγονται ως βέλτιστα για κάθε περίπτωση που εξετάζεται.

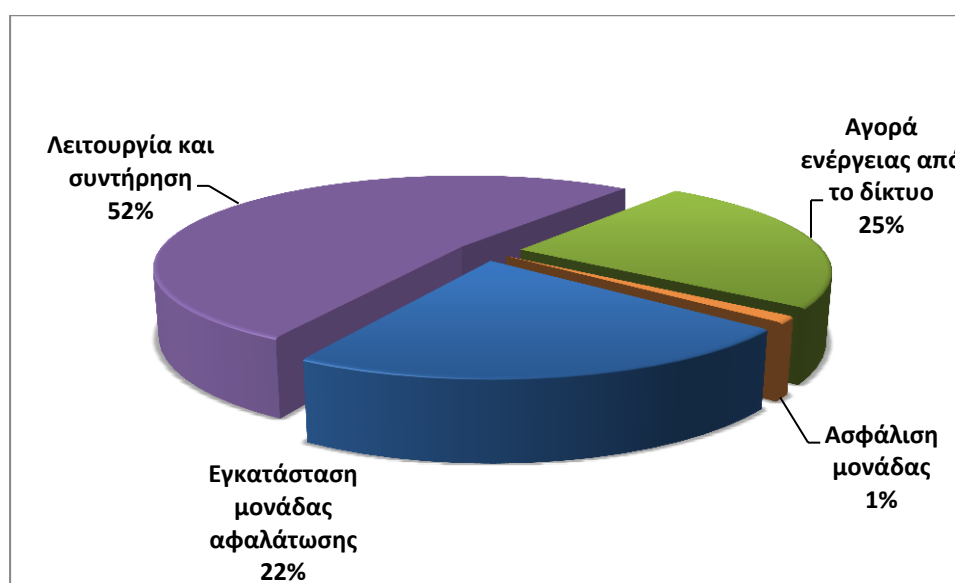
Πίνακας 15: Συγκεντρωτικός πίνακας αποτελεσμάτων για τη Φολέγανδρο

	Τιμή πώλησης νερού $\left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3}\right)$	Μέσο κόστος καταναλωτή $\left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3}\right)$	Περιγραφή συστήματος		
			Συνολική Δυναμικότητα $\left(\frac{\text{m}^3}{\text{day}}\right)$	Επιμερισμός	ΑΠΕ
1 ^η Περίπτωση	1.67	1.67	400	-	-
2 ^η Περίπτωση	1.81	1.81	400	20%-80%	-
3 ^η Περίπτωση	1.77	1.77	400	-	WEC 83.3 kW
4 ^η Περίπτωση	1.89	1.89	400	20%-80%	WEC 83.3 kW

Παρατηρείται πως οι χαμηλότερες τιμές πώλησης προκύπτουν όταν το σύστημα αφαλάτωσης περιλαμβάνει μόνο μία μονάδα. Συμπεραίνεται επομένως, πως το κόστος εγκατάστασης των δύο μονάδων, που είναι πάντα μεγαλύτερο σε σχέση με το κόστος εγκατάστασης μίας μονάδας λόγω οικονομίας κλίμακας, επιβαρύνει σημαντικά την επένδυση.

Ακόμη η ύπαρξη σταθμού ΑΠΕ στο σύστημα αφαλάτωσης ενός νησιού με «μεσαία» ζήτηση δεν είναι συμφέρουσα λόγω της ισχύος του Νόμου που εμποδίζει την πώληση της πλεονάζουσα ενέργειας σε συνδυασμό με το υψηλό κόστος εγκατάστασής του.

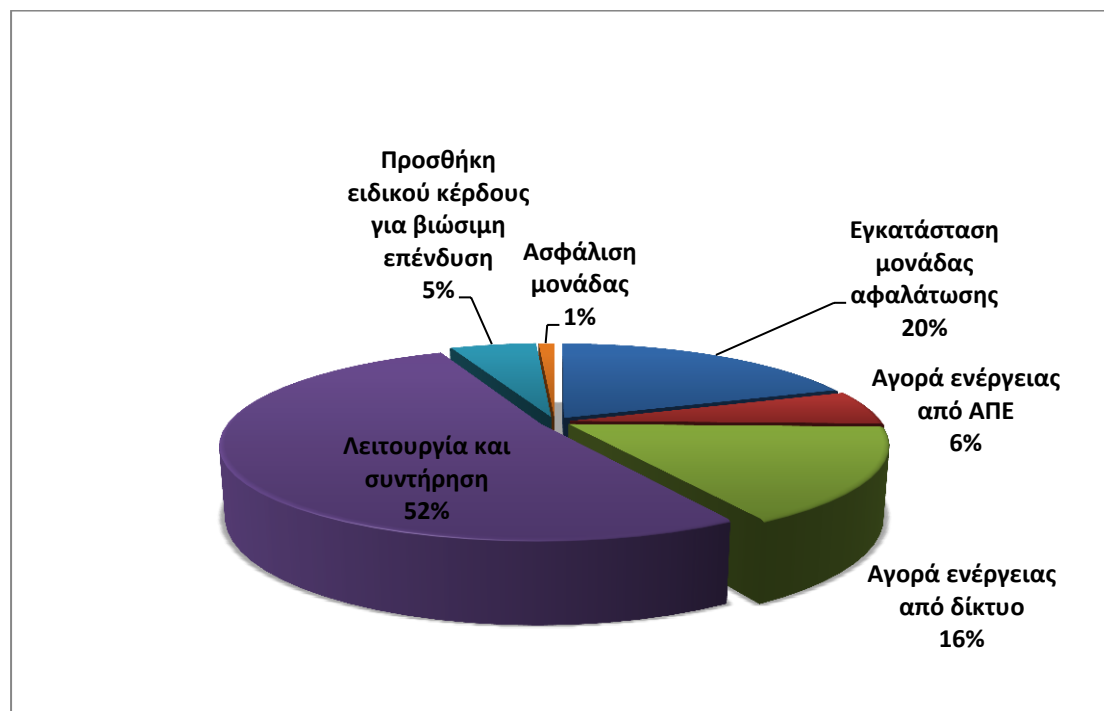
Τελικά, η ελάχιστη τιμή πώλησης και το ελάχιστο μέσο κόστος νερού για τον καταναλωτή προκύπτουν για το σύστημα που περιλαμβάνει μόνο μία μονάδα αφαλάτωσης δυναμικότητας $400 \text{ m}^3/\text{day}$ χωρίς ΑΠΕ. Η διαμόρφωση της τιμής αυτής, ανάγεται σε ποσοστά συμμετοχής των επιμέρους εξόδων της, όπως φαίνεται στην Εικόνα 44. Τα έξοδα για τη λειτουργία και συντήρηση της μονάδας είναι αυτά που επιβαρύνουν κατά το μεγαλύτερο ποσοστό την επένδυση, γεγονός που είναι αναμενόμενο για εγκατάσταση μονάδας αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης.



Εικόνα 44: Συμμετοχή εξόδων στην ελάχιστη τιμή πώλησης νερού

Σύμφωνα με το Νόμο για την αδειοδότηση εγκατάστασης νέας μονάδας αφαλάτωσης σε νησί, είναι απαραίτητη η ταυτόχρονη εγκατάσταση σταθμού ΑΠΕ. Υπό αυτήν την προϋπόθεση, η χαμηλότερη τιμή πώλησης νερού για τη Φολέγανδρο προκύπτει για μία μονάδα αφαλάτωσης δυναμικότητας $400 \text{ m}^3/\text{day}$ και

ανεμογεννήτρια εγκατεστημένης ισχύος 83.3 kW. Η συμμετοχή των επιμέρους εξόδων στη διαμόρφωση της τιμής αυτής φαίνεται στην Εικόνα 45.



Εικόνα 45: Συμμετοχή εξόδων στην ελάχιστη τιμή πώλησης νερού (με ΑΠΕ)

5.2 Σύγκριση αποτελεσμάτων Φολεγάνδρου με τη Θηρασιά και την Πάτμο

5.2.1 1^η Περίπτωση: Μία μονάδα αφαλάτωσης χωρίς ΑΠΕ

Για την 1^η περίπτωση, η καμπύλη του ειδικού κόστους παραγωγής νερού συναρτήσκει της δυναμικότητας της μονάδας αφαλάτωσης έχει σε κάθε νησί την ίδια μορφή με τη Φολεγάνδρο (Εικόνα 16), μετατοπισμένη ανάλογα στον κάθετο άξονα. Δηλαδή, τις υψηλότερες τιμές εμφανίζει το «μικρό» νησί, η Θηρασιά, ενώ τις χαμηλότερες τιμές ειδικού κόστους παραγωγής εμφανίζει το «μεγάλο» νησί, η Πάτμος.

Για κάθε νησί που εξετάζεται, για πώληση στην τιμή κόστους παραγωγής του νερού, ο δείκτης *BCR* προκύπτει πάντα 1 αφού δεν υπάρχουν ΑΠΕ στο σύστημα. Επομένως δεν προστίθεται κάποιο ειδικό κέρδος στην τιμή πώλησης για να προκύψει συμφέρουσα επένδυση και η τελική τιμή πώλησης νερού είναι ίση με το ειδικό κόστος παραγωγής του.

Οι τελικές τιμές πώλησης και τα συστήματα που τελικά επιλέγονται για την 1^η περίπτωση κάθε νησιού που εξετάζεται παρουσιάζονται στον Πίνακα 16.

Πίνακας 16: Επιλεγμένα συστήματα για την 1^η περίπτωση

	Τιμή πώλησης νερού $\left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3}\right)$	Δυναμικότητα μονάδας αφαλάτωσης $\left(\frac{\text{m}^3}{\text{day}}\right)$
Θηρασιά	3.327	80
Φολέγανδρος	1.670	400
Πάτμος	1.130	1,200

5.2.2 2^η Περίπτωση: Δύο μονάδες αφαλάτωσης χωρίς ΑΠΕ

Όπως και στην πρώτη περίπτωση σύγκρισης, τις υψηλότερες τιμές του ειδικού κόστους παραγωγής νερού εμφανίζει η Θηρασιά ενώ τις χαμηλότερες η Πάτμος. Καθώς για την περίπτωση αυτή δεν προστίθεται ειδικό κέρδος ($BCR = 1$), έτσι ώστε η επένδυση να ξεκινά να είναι συμφέρουσα, το ειδικό κόστος παραγωγής νερού είναι τελικά η τιμή πώλησης που προτείνεται.

Ο Πίνακας 17 περιλαμβάνει τις επιλεγμένες τιμές πώλησης και την περιγραφή των συστημάτων που οδηγούν σε αυτές, για κάθε νησί που εξετάζεται.

Πίνακας 17: Επιλεγμένα συστήματα για την 2^η περίπτωση

	Τιμή πώλησης νερού $\left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3}\right)$	Περιγραφή αφαλάτωσης	
		Συνολική δυναμικότητα μονάδας αφαλάτωσης $\left(\frac{\text{m}^3}{\text{day}}\right)$	Επιμερισμός συνολικής δυναμικότητας
Θηρασιά	3.495	80	80% - 20%
Φολέγανδρος	1.811	400	20% - 80%
Πάτμος	1.228	1,200	20% - 80%

Παρατηρείται ότι και για τα τρία νησιά οι περιπτώσεις 20% – 80% και 80% – 20% είναι αυτές που οδηγούν στις χαμηλότερες τιμές πώλησης νερού για κάθε νησί. Αυτοί οι επιμερισμοί της συνολικής δυναμικότητας έχουν τις χαμηλότερες τιμές κόστους εγκατάστασης λόγω οικονομίας κλίμακας σε σχέση με τους υπόλοιπους επιμερισμούς, καθώς προσεγγίζουν καλύτερα το κόστος εγκατάστασης της μίας μονάδας αφαλάτωσης. Ο λόγος αυτός οδηγεί σε πιο συμφέρουσες λύσεις με χαμηλότερες τιμές πώλησης καθώς στις πρώτες δύο περιπτώσεις, όπου δεν υπάρχουν ΑΠΕ, το κόστος εγκατάστασης είναι η βασική παράμετρος που καθορίζει την επένδυση.

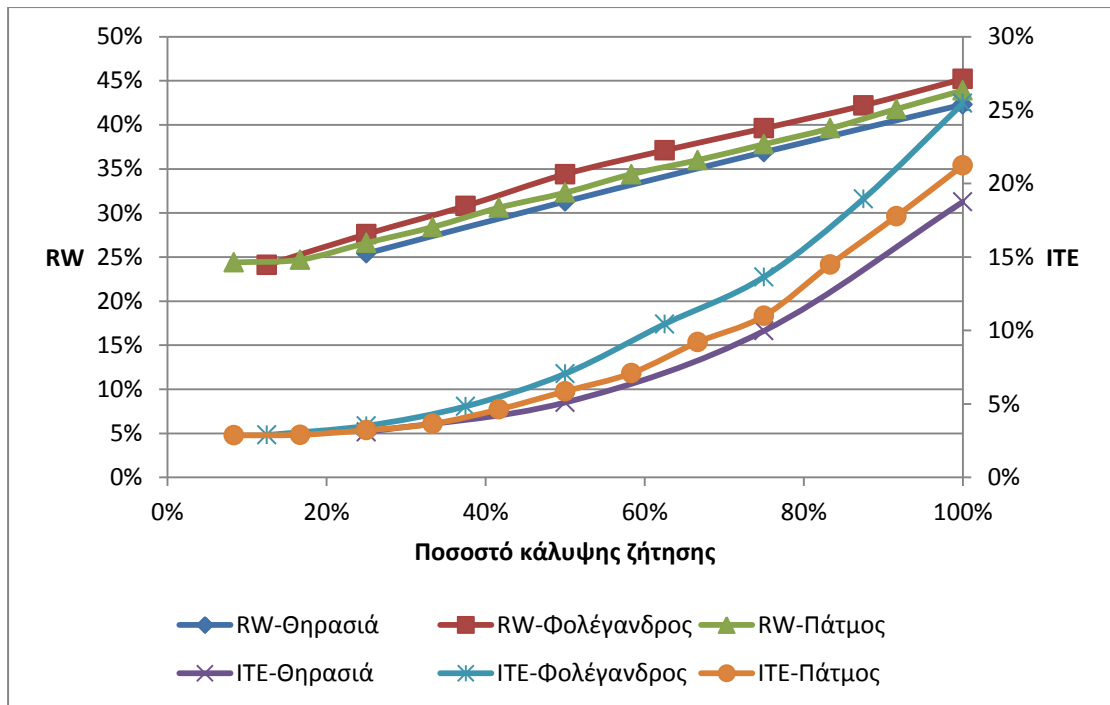
5.2.3 3^η Περίπτωση: Μία μονάδα αφαλάτωσης με ΑΠΕ

Για τα δύο νησιά που εξετάζονται προς σύγκριση με τη Φολέγανδρο, τα γραφήματα ειδικού κόστους νερού και δείκτη BCR για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών και ανεμογεννήτριας της 3^η περίπτωσης, έχουν την ίδια μορφή με την αντίστοιχη 3^η περίπτωση της Φολεγάνδρου. Η καμπύλη του κόστους παραγωγής νερού, όπως φαίνεται και στην Εικόνα 20 για τη Φολέγανδρο, είναι για κάθε νησί υψηλότερα μετατοπισμένη για εγκατάσταση PV ενώ χαμηλότερα για εγκατάσταση WEC. Αυτό σημαίνει πως η παραγωγή νερού όταν το σύστημα περιλαμβάνει PV κοστίζει περισσότερο από όταν περιλαμβάνει ανεμογεννήτρια για κάθε τιμή δυναμικότητας της μονάδας αφαλάτωσης.

Αντίστοιχα με την Εικόνα 22, η καμπύλη του δείκτη BCR για τα νησιά της Θηρασιάς και της Πάτμου, εμφανίζει την ίδια συμπεριφορά. Δηλαδή, για εγκατάσταση PV όσο αυξάνει η δυναμικότητα της μονάδας αφαλάτωσης, η τιμή του δείκτη BCR ελαττώνεται μέχρι την τιμή 0.95 περίπου για τη Φολέγανδρο και την Πάτμο, και μέχρι την τιμή 0.98 για τη Θηρασιά. Όμως, στην περίπτωση εγκατάστασης ανεμογεννήτριας, ο δείκτης BCR εμφανίζει πολύ μεγαλύτερη ελάττωση (σχεδόν γραμμική) με την αύξηση της δυναμικότητας της αφαλάτωσης. Έτσι, ο δείκτης BCR για την ελάχιστη τιμή δυναμικότητας που εξετάζεται για κάθε νησί, παίρνει τη μέγιστη τιμή του (περίπου 1) και μειώνεται με κάθε βήμα δυναμικότητας μέχρι την τιμή 0.86 για τη Θηρασιά, 0.78 για τη Φολέγανδρο και 0.71 για την Πάτμο, που αντιστοιχεί στη μέγιστη τιμή δυναμικότητας που εξετάζεται για το κάθε νησί.

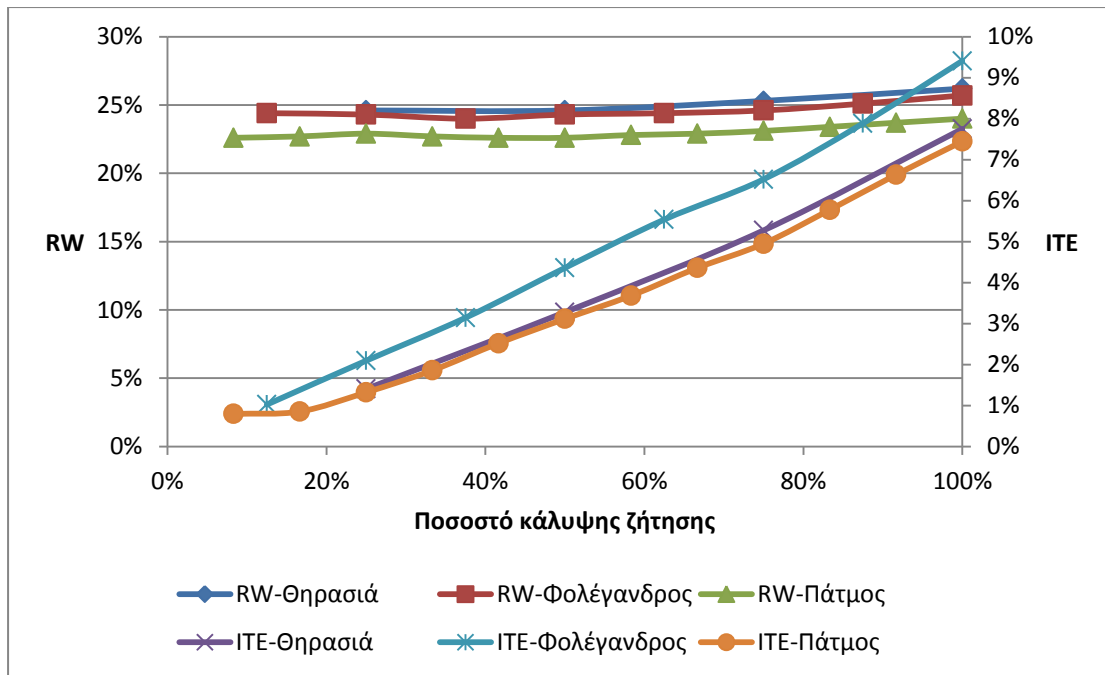
Αυτό σημαίνει ότι το χαμηλότερο κόστος εγκατάστασης της ανεμογεννήτριας και η μικρότερη κατανάλωση της ενέργειας που παράγεται από αυτή πλεονεκτούν όταν υπολογίζεται το ειδικό κόστος παραγωγής νερού και οδηγούν σε χαμηλότερες τιμές του. Όταν όμως υπολογίζεται ο δείκτης BCR (52), τότε πλεονεκτεί η εγκατάσταση PV οδηγώντας σε καλύτερες τιμές BCR και άρα σε πιο συμφέρουσα επένδυση για πώληση στην τιμή κόστους.

Στο γράφημα της Εικόνας 46 παρουσιάζεται και για τα τρία νησιά ο τρόπος με τον οποίο το κάθε εξεταζόμενο σύστημα διαχειρίζεται την παραγόμενη ενέργεια από PV. Η τετμημένη κάθε σημείου είναι η δυναμικότητα της μονάδας αφαλάτωσης εκφρασμένη σε ποσοστό κάλυψης ζήτησης, ενώ η τεταγμένη είναι το ποσοστό των ενεργειακών αναγκών της αφαλάτωσης RW (Εξίσωση 33) που καλύπτεται από τα PV ή το ποσοστό $ITE = \frac{\text{Έσοδα από πώληση ενέργειας στο δίκτυο}}{\text{Έξοδα για αγορά ενέργειας από το δίκτυο}} \cdot 100\%$, (ITE - Income To Expenses).



Εικόνα 46: Εκμετάλλευση παραγόμενης από PV ενέργειας

Από τα τρία νησιά, όπως φαίνεται στο γράφημα, οι σταθμοί PV που εγκαθίστανται στη Φολέγανδρο καλύπτουν το μεγαλύτερο ποσοστό των ενεργειακών αναγκών της αφαλάτωσης και έχουν καλύτερο ποσοστό εσόδων – εξόδων, για κάθε δυναμικότητα της μονάδας αφαλάτωσης.



Εικόνα 47: Εκμετάλλευση παραγόμενης από WEC ενέργειας

Το αντίστοιχο γράφημα για την παραγόμενη από ανεμογεννήτρια ενέργεια παρουσιάζεται στην Εικόνα 47. Είναι εμφανείς οι διαφορές στα μεγέθη των ποσοστών RW και ITE μεταξύ των δύο μορφών ΑΠΕ, καθώς οι μέγιστη τιμή του RW φτάνει μέχρι 26% ενώ αντίστοιχα για τα PV φτάνει το 45%, και το ποσοστό εσόδων – εξόδων (ITE) φτάνει μέχρι το 9% περίπου ενώ για τα PV μέχρι 25%. Για την περίπτωση της ανεμογεννήτριας δεν μπορεί να εξαχθεί κάποιο συμπέρασμα για το νησί στο οποίο γίνεται η καλύτερη εκμετάλλευση παραγόμενης ενέργειας, καθώς μεγαλύτερο ποσοστό ITE εμφανίζει η Φολέγανδρος για κάθε δυναμικότητα αφαλάτωσης, ενώ μεγαλύτερο ποσοστό RW εμφανίζει, με ελάχιστη διαφορά από τη Φολέγανδρο, η Θηρασιά.

Ως παράδειγμα για τη σύγκριση μεταξύ των νησιών και των μορφών ΑΠΕ στον Πίνακα 18 παρουσιάζονται το ποσοστό RW, τα έξοδα για αγορά ενέργειας, τα έσοδα από πώληση ενέργειας στο δίκτυο αλλά και υπολογίζεται το ποσοστό ITE, για τις περιπτώσεις κάλυψης ζήτησης νερού των τριών νησιών.

Πίνακας 18: Εκμετάλλευση παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ

	Θηρασιά		Φολέγανδρος		Πάτμος	
	PV	WEC	PV	WEC	PV	WEC
RW	48.7%	26.2%	45.2%	25.7%	43.9%	24%
Έσοδα από ενέργεια (€/έτος)	638	337	3,680	1,845	10,066	4,781
Έξοδα για ενέργεια (€/έτος)	3,400	4,348	14,454	19,608	47,403	64,225
ITE	18.8%	7.8%	25.4%	9.4%	21.3%	7.4%

Για κάθε νησί, τη μέγιστη εκμετάλλευση της παραγόμενης ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές προσφέρουν τα φωτοβολταϊκά. Η απόδοσή τους οδηγεί σε μεγαλύτερη κάλυψη της ζήτησης ενέργειας της μονάδας αφαλάτωσης άρα σε λιγότερα έξοδα για αγορά ενέργειας, αλλά και σε περισσότερα έσοδα από την πώληση ενέργειας.

Στον Πίνακα 19 παρουσιάζονται για τα τρία νησιά τα επιλεγμένα συστήματα που οδηγούν στις βέλτιστες τιμές πώλησης σύμφωνα με τα κριτήρια της περίπτωσης εφαρμογής.

Πίνακας 19: Επιλεγμένα συστήματα για την 3^η περίπτωση

	Τιμή πώλησης νερού $\left(\frac{\text{€}}{\text{m}^3}\right)$	Δυναμικότητα μονάδας αφαλάτωσης $\left(\frac{\text{m}^3}{\text{day}}\right)$	Περιγραφή ΑΠΕ	
			Είδος	Εγκατεστημένη ισχύς (kW)
Θηρασιά	3.411	80	WEC	16.7
Φολέγανδρος	1.776	400	WEC	83.3
Πάτμος	1.233	1,200	WEC	250

Και για τα τρία νησιά τις χαμηλότερες τιμές πώλησης εμφανίζει η περίπτωση εγκατάστασης ανεμογεννήτριας. Οι λόγοι αυτού του αποτελέσματος είναι οι ίδιοι που περιγράφηκαν στην παράγραφο 5.1.3 για τη Φολέγανδρο.

5.2.4 4^η Περίπτωση: Δύο μονάδες με ΑΠΕ

Οι καμπύλες ειδικού κόστους νερού για τη Θηρασιά και την Πάτμο και όλες τις υποπεριπτώσεις που περιλαμβάνει η 4^η περίπτωση, έχουν την ίδια συμπεριφορά με αυτές στις Εικόνες 30 και 31 για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών και ανεμογεννήτριας αντίστοιχα, μετατοπισμένες στον άξονα των τεταγμένων ανάλογα με το νησί. Τις υψηλότερες τιμές ειδικού κόστους έχει η Θηρασιά, ενώ τις χαμηλότερες η Πάτμος.

Για κάθε νησί χαμηλότερες τιμές ειδικού κόστους παραγωγής νερού εμφανίζονται για εγκατάσταση ανεμογεννήτριας. Οι λόγοι που οδηγούν σε αυτό το αποτέλεσμα, όπως εξηγήθηκε και στην σύγκριση της 3^{ης} περίπτωσης στην παράγραφο 5.2.3, αφορούν στην υπόθεση του αλγορίθμου για αγορά ενέργειας από την ξεχωριστή επένδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Με τον τρόπο αυτό δημιουργείται ένα ειδικό κόστος παραγωγής ενέργειας που στις περισσότερες περιπτώσεις προκύπτει μεγαλύτερο από την τιμή αγοράς ενέργειας από το δίκτυο. Εφόσον η ενέργεια που χρησιμοποιείται από την ανεμογεννήτρια είναι λιγότερη σε σχέση με τα PV λόγω χαμηλότερης απόδοσής της, προκύπτει ότι συμφέρει περισσότερο η εγκατάστασή της οδηγώντας σε χαμηλότερο ειδικό κόστος παραγωγής νερού. Τα

γενικά συμπεράσματα χρήσης των ΑΠΕ εξηγούνται αναλυτικά στο κεφάλαιο 6. Τα επιλεγμένα συστήματα και οι τιμές πώλησης για την 4^η περίπτωση του κάθε νησιού φαίνονται στον Πίνακα 20.

Πίνακας 20: Επιλεγμένα συστήματα για την 4^η περίπτωση

	Τιμή πώλησης νερού ($\frac{\text{€}}{m^3}$)	Περιγραφή μονάδων αφαλάτωσης		Περιγραφή ΑΠΕ	
		Συνολική δυναμικότητα ($\frac{m^3}{day}$)	Επιμερισμός δυναμικότητας	Είδος	Εγκατεστημένη ισχύς (kW)
Θηρασιά	3.56	80	20% - 80%	WEC	16.7
Φολέγανδρος	1.89	400	20% - 80%	WEC	83.3
Πάτμος	1.31	1,200	20% - 80%	WEC	250

Και για τα τρία νησιά οι βέλτιστες τιμές πώλησης εμφανίζονται για δυναμικότητα μονάδας βάσης ίση με το 20% της συνολικής και για δυναμικότητα μονάδας κορυφής ίσης με το 80% της συνολικής. Επίσης τα συστήματα που οδηγούν στις βέλτιστες λύσεις για κάθε νησί περιλαμβάνουν ανεμογεννήτρια ως σταθμό ΑΠΕ.

6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Με βάση τα αποτελέσματα που εξάγονται από την περίπτωση εφαρμογής του κεφαλαίου 5 το γενικότερο συμπέρασμα που προκύπτει για την επιλογή συστήματος αφαλάτωσης με ή χωρίς ΑΠΕ είναι ότι ως βέλτιστο προκύπτει σε κάθε περίπτωση το σύστημα με συνολική δυναμικότητα αφαλάτωσης ίση με τη μέγιστη μέση δυναμικότητα για την κάλυψη ζήτησης των αναγκών σε νερό του κάθε νησιού.

Το αποτέλεσμα αυτό είναι αναμενόμενο καθώς η βέλτιστη λύση σε κάθε περίπτωση επιλέγεται μετά από τον συνυπολογισμό του μέσου ειδικού κόστους νερού για τον καταναλωτή. Με τον τρόπο αυτό η περίπτωση εφαρμογής οδηγείται σε «κοινωνικο-κεντρικές» λύσεις. Δηλαδή σε λύσεις που έχουν ως στόχο την ελαχιστοποίηση του κόστους χρήσης νερού για τους κατοίκους των νησιών.

Εάν δεν λαμβανόταν υπόψη η παράμετρος του μέσου κόστους καταναλωτή τότε οι χαμηλότερες τιμές πώλησης δε θα προέκυπταν για κάλυψη ζήτησης. Σε αυτήν την περίπτωση η αντιμετώπιση του προβλήματος θα γινόταν από επενδυτικής σκοπιάς, δηλαδή με βάση το ελάχιστο ειδικό κόστος νερού.

Από την σκοπιά του επενδυτή, ως βέλτιστο σε κάθε περίπτωση, όπως προκύπτει από τα αντίστοιχα αποτελέσματα του ειδικού κόστους νερού, θα ήταν για τη Φολέγανδρο σύστημα με συνολική δυναμικότητα μονάδων αφαλάτωσης ίση με $300 m^3/day$. Με τη συνολική αυτή δυναμικότητα δεν καλύπτεται η ζήτηση νερού του νησιού και θα απαιτούσαν η μεταφορά νερού στο νησί με υδροφόρα πλοία, γεγονός που θα επιβάρυνε με επιπλέον κόστος τον καταναλωτή.

Σε κάθε περίπτωση για ίδια συνολική δυναμικότητα αφαλάτωσης προκύπτει πιο συμφέρουσα η εγκατάσταση μίας μονάδας αφαλάτωσης αντί για δύο. Το γεγονός αυτό εξηγείται παρατηρώντας τον τρόπο λειτουργίας του αλγορίθμου.

Γενικά, δεν έχουν δοθεί πολλά προνόμια στον αλγόριθμο για την εγκατάσταση δύο ή περισσότερων μονάδων αφαλάτωσης έτσι ώστε να προκύψει συμφέρουσα λύση σε αυτή την περίπτωση. Αντίθετα, οι περισσότερες της μίας μονάδες αφαλάτωσης αντιμετωπίζονται κυρίως ως κόστος εγκατάστασης, το οποίο αθροιστικά, συνυπολογίζοντας και την οικονομία κλίμακας, προκύπτει πάντα υψηλότερο από αυτό για εγκατάσταση μίας μονάδας αφαλάτωσης δυναμικότητας ίσης με τη συνολική των επιμέρους δύο μονάδων. Αυτό εξηγεί και το γεγονός ότι στις περιπτώσεις εφαρμογής όπου εγκαθίστανται δύο μονάδες αφαλάτωσης, οι πιο συμφέρουσες λύσεις προκύπτουν για επιμερισμό της συνολικής δυναμικότητας 20%-80% ή 80%-20%, όπου το συνολικό κόστος εγκατάστασης είναι το πιο χαμηλό σε σχέση με τις άλλες περιπτώσεις επιμερισμού.

Εφόσον οι δύο μονάδες αφαλάτωσης λειτουργούν κατά προτεραιότητα, δηλαδή λειτουργεί πρώτα η μονάδα βάσης και αν δεν καλυφθεί η ζήτηση λειτουργεί η μονάδα κορυφής, η εγκατάστασή τους θα μπορούσε να οδηγήσει σε πιο συμφέρουσες λύσεις μόνο χάρη στην καλύτερη εκμετάλλευση της παραγόμενης από ΑΠΕ ενέργειας. Όμως χάρη στους περιορισμούς του νομοθετικού πλαισίου για την εγκατάσταση των συστημάτων αφαλάτωσης – ΑΠΕ, το πλεόνασμα της ενέργειας δεν μπορεί να πωληθεί εξολοκλήρου στο δίκτυο, με αποτέλεσμα να υπάρχει απόρριψη παραγόμενης ενέργειας και μειωμένα έσοδα.

Λαμβάνοντας υπόψη την προϋπόθεση της ισχύουσας νομοθεσίας για την εγκατάσταση αφαλάτωσης που υποχρεώνει την ταυτόχρονη εγκατάσταση συστήματος ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, σε πιο συμφέρουσες λύσεις οδηγεί η εγκατάσταση ανεμογεννήτριας σε σχέση με την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών.

Όπως εξηγήθηκε αναλυτικά στην παράγραφο 5.1.3, η εγκατάσταση ανεμογεννήτριας, παρά το ότι οδηγεί σε πιο κακή εκμετάλλευση της παραγόμενης ενέργειας από την αφαλάτωση σε σχέση με τα φωτοβολταϊκά, οδηγεί σε χαμηλότερες τιμές νερού. Και σε αυτή την περίπτωση υπεύθυνος για το αποτέλεσμα αυτό είναι ο τρόπος με τον οποίο αντιμετωπίζεται το πρόβλημα στον αλγόριθμο. Η χρήση ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ θεωρείται ως έξοδο, όπως ακριβώς αντιμετωπίζεται και η χρήση ενέργειας από το δίκτυο. Το υποσύστημα της ενέργειας θεωρείται ξεχωριστή επένδυση από την οποία το υποσύστημα αφαλάτωσης αγοράζει ενέργεια. Η τιμή αγοράς ενέργειας από το δίκτυο είναι χαμηλότερη σε σχέση με αυτή που υπολογίζεται ως τιμή πώλησης ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ, αφού στην τελευταία συνυπολογίζονται τα έξοδα εγκατάστασης, συντήρησης αλλά και ασφάλισης. Επομένως όπως έχει δημιουργηθεί ο αλγόριθμος, όσο λιγότερη ενέργεια χρησιμοποιείται από ΑΠΕ και αντίστοιχα όσο περισσότερη ενέργεια αγοράζεται από το δίκτυο τόσο περισσότερο ωφελείται οικονομικά το σύστημα αφαλάτωσης. Η ανεμογεννήτρια κατά τις ώρες λειτουργίας της αφαλάτωσης, οι οποίες στην παρούσα εργασία κυμαίνονται γύρω από το μεσημέρι, έχει χαμηλότερη απόδοση σε σχέση με τα φωτοβολταϊκά και δημιουργείται περισσότερο έλλειμμα ενέργειας που πρέπει να καλυφθεί από το δίκτυο. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα η εγκατάσταση ανεμογεννήτρια να οδηγεί σε χαμηλότερα έξοδα αγοράς ενέργειας ενώ παράλληλα καλύπτει την προϋπόθεση της ισχύουσας νομοθεσίας για την ταυτόχρονη εγκατάσταση αφαλάτωσης και ΑΠΕ.

Τέλος όσον αφορά στην ισχύουσα νομοθεσία για την εγκατάσταση αφαλάτωσης με ΑΠΕ, στην περίπτωση της Φολεγάνδρου όταν ισχύει μόνο η συνιστώσα του Νόμου 3851/2010, όπως αναγράφεται στο άρθρο 3 και παράγραφο 12, που περιορίζει την πώληση ενέργειας, η μικρότερη εγκατεστημένη ισχύς οδηγεί σε πιο συμφέρουσα επένδυση και χαμηλότερη τιμή πώλησης νερού. Αυτό συμβαίνει διότι η

εγκατεστημένη ισχύς επιδρά ως αρνητικός παράγοντας στην επένδυση. Αυξάνει τα έξοδα εγκατάστασης αλλά όχι και τόσο τα έσοδα από την πώληση ενέργειας, αφού αυτά περιορίζονται από το επιτρεπόμενο ποσοστό του Νόμου. Το συμπέρασμα αυτό είναι αντίθετο με την ένσταση του Ελληνικού Συνδέσμου Αφαλάτωσης και Επεξεργασίας Νερού που αναπτύχθηκε στην παράγραφο 2.6. Το συμπέρασμα αυτό που προκύπτει για τη Φολέγανδρο δεν ισχύει για κάθε νησί στο οποίο μπορεί να εφαρμοστεί ο αλγόριθμος. Επομένως κρίνεται σκόπιμη η περαιτέρω έρευνα των επιπτώσεων του συγκεκριμένου νομοθετικού πλαισίου προτού εξαχθούν σαφή συμπεράσματα υπέρ ή κατά των άρθρων του νομοθετικού πλαισίου.

Γενικά, προτείνεται η περαιτέρω έρευνα και μελέτη των εξής παραμέτρων αντιμετώπισης του προβλήματος εγκατάστασης αφαλάτωσης με ΑΠΕ στα άνυδρα Ελληνικά νησιά:

- Σχεδίαση του συστήματος αφαλάτωσης έτσι ώστε οι μονάδες να λειτουργούν πιο «έξυπνα» και όχι μόνο κατά προτεραιότητα ανάλογα με το πώς ορίζονται τα δεδομένα από το χρήστη. Δηλαδή κρίνεται σκόπιμο να δημιουργηθούν περισσότερα σενάρια λειτουργίας για τη σωστή εξαγωγή των συμπερασμάτων.
- Σχεδίαση καλύτερου οικονομικού μοντέλου και μελέτη της περίπτωσης ενιαίας επένδυσης ενέργειας και αφαλάτωσης, που αντίθετα στην παρούσα εργασία θεωρούνται ως δύο διαφορετικές επενδύσεις.
- Καλύτερος προγραμματισμός του συστήματος ενέργειας στον αλγόριθμο αφού αυτό οδηγεί σε συμπεράσματα που βασίζονται στις παραμέτρους σχεδιασμού που έχουν δοθεί και δεν μπορούν να προσφέρουν ασφαλείς και πραγματοποιήσιμες βέλτιστες λύσεις.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

Αλγόριθμος προσομοίωσης

ΠΡΟΣΟΜΟΙΩΣΗ ΑΦΑΛΑΤΩΣΗΣ ΜΕ ΑΠΕ (Για 1 έως N μονάδες αφαλάτωσης)

▼ Μονάδες

• Μονάδες

Euro := 1

kWh := kW·hr

ORIGIN := 0

▲ Μονάδες

▼ Τεχνικά δεδομένα ΑΠΕ

Δεδομένα PV

$N_{pv} := 50 \text{ kW}$

$pv_area := 1.26 \text{ m}^2$

$eff_pv := 0.119$

$n_{inv} := 0.95$

$n_{oeff} := 0.95$

Εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών

Επιφάνεια φωτοβολταϊκού

Συντελεστής απόδοσης φωτοβολταϊκών

Συντελεστής απόδοσης αντιστροφέα

Συντελεστής απόδοσης συνδεσμολογίας

Δεδομένα WT

$N_{wt} := 0kW$

Εγκατεστημένη ισχύς ανεμογεννήτριας

WTdata :=

0	0
1	0
2	0
3	0.015
4	0.041
5	0.09
6	0.164
7	0.275
8	0.412
9	0.585
10	0.746
11	0.872
12	0.955
13	1

Δεδομένα καμπύλης ισχύος ανεμογεννήτριας

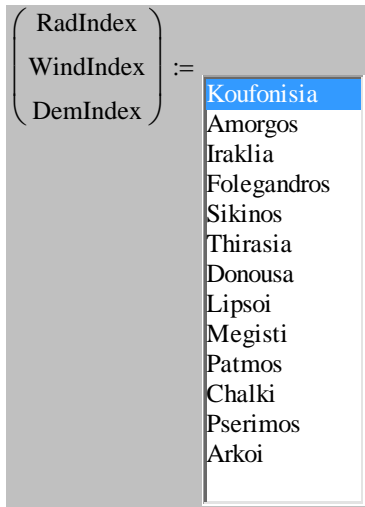
$$P(N_{wt}, V) := \text{linterp}(WTdata^{(0)}, WTdata^{(1)}, V) \cdot N_{wt}$$

Χρονοσειρά παραγόμενης ισχύος μέσω γραμμικής παρεμβολής των δεδομένων της καμπύλης ισχύος WT

Τεχνικά δεδομένα ΑΠΕ

Επιλογή νησιού

Επιλογή νησιού



TSR :=
xronoseira_αιθηνολιας.xlsx

Αρχείο Excel δεδομένων

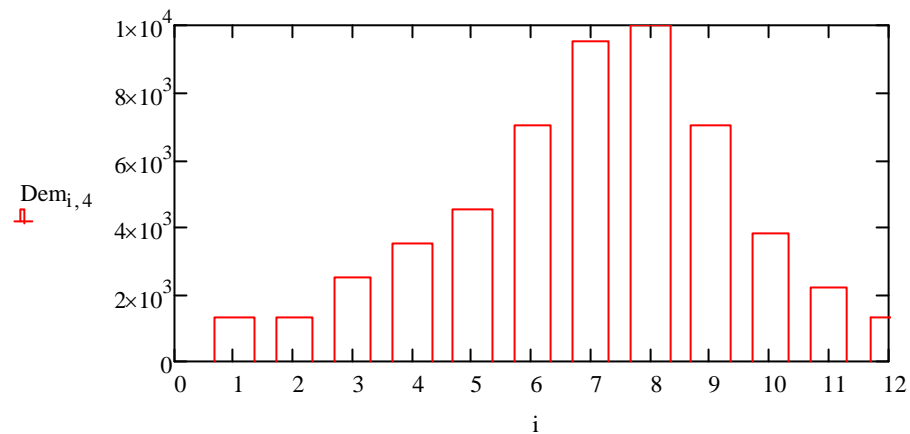
Dem :=
xronoseira_αιθηνολιας.xlsx

Μηνιαία ποσότητα νερού που μεταφέρθηκε στα νησιά το 2008, όπου εδώ θεωρείται ως μηνιαία ζήτηση νερού

	0	1	2	3
0	0	"Κουφονήσια"	"Αμοργός"	"Ηρακλεία"
1	"jan"	$1.3 \cdot 10^3$	900	600
2	"feb"	$1.3 \cdot 10^3$	800	600
3	"mar"	$1.5 \cdot 10^3$	700	800
4	"apr"	$3 \cdot 10^3$	$1.7 \cdot 10^3$	800
5	"may"	$4 \cdot 10^3$	$1.7 \cdot 10^3$	100

Dem =				
6	"jun"	$5.5 \cdot 10^3$	$2.2 \cdot 10^3$	$1.8 \cdot 10^3$
7	"jul"	$7.5 \cdot 10^3$	$4.2 \cdot 10^3$	$2.2 \cdot 10^3$
8	"aug"	$8.5 \cdot 10^3$	$4.5 \cdot 10^3$	$3 \cdot 10^3$
9	"sept"	$4.5 \cdot 10^3$	$3.4 \cdot 10^3$	$1.8 \cdot 10^3$
10	"oct"	$2.5 \cdot 10^3$	$2.2 \cdot 10^3$	$1.3 \cdot 10^3$
11	"nov"	$1.5 \cdot 10^3$	$2.2 \cdot 10^3$	800
12	"dec"	$1.5 \cdot 10^3$	900	...

i := 1..12



Επιλογή νησιού

Δεδομένα εισόδου αλγορίθμου

Δεδομένα

WRP := 0.2

Ποσοστό προσαύξησης ζήτησης χάριν ασφάλειας σχεδιασμού

$$S_p := 4 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}$$

Ενεργειακή κατανάλωση για την παραγωγή ενός m³ νερού από την αφαλάτωση

$$P_{\text{flush}} := 4 \frac{\text{kW}}{\text{m}^3}$$

Ισχύς ανα κυβικό μέτρο για τον καθαρισμό των μεμβρανών

$$\text{Percentage} := 0.2$$

Ποσοστό από την παραγωγή που πωλείται

$$ES_{\text{SP.PV}} := 0.45 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}}$$

Τιμή πώλησης kWh από PV στο δίκτυο

$$ES_{\text{SP.WEC}} := 0.1 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}}$$

Τιμή πώλησης kWh από WEC στο δίκτυο

$$EC_{\text{SP}} := 0.1 \frac{\text{Euro}}{\text{kWh}}$$

Τιμή αγοράς kWh από το δίκτυο

$$Q_{\text{cap}} := \left(\frac{400}{100} \right) \cdot \text{m}^3$$

Ημερήσιες δυναμικότητες μονάδων

$$WC_{\text{Trans}} := 8 \cdot \frac{\text{Euro}}{\text{m}^3}$$

Ειδικό κόστος μεταφοράς νερού

$$i := 4\%$$

Επιτόκιο

$$n := 20$$

Χρόνος ζωής επένδυσης

Δεδομένα εισόδου αλγορίθμου

Ημέρες

Αλγόριθμος

```

TM(Qcap, Npv, Nwt, ESSP.PV, ESSP.WEC, ECSP) := for j ∈ 1 .. 8760
|
| IRj-1 ← TSRj+1, RadIndex · kW ·  $\frac{\text{hr}}{\text{m}^2}$ 
|
| WSj-1 ← TSRj+1, WindIndex
|
| Epvj-1 ← IRj-1 · Npv · noeff · ninv ·  $\frac{1}{1000} \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ 
|
| Ewtj-1 ← P(Nwt, WSj-1) · 1hr
|
| Etotj-1,0 ← Ewtj-1 + Epvj-1
|
| aj-1 ← Etotj-1,0
|
| fPVj-1 ←  $\frac{E_{pvj-1}}{a_{j-1}}$ 
|
a
for z ∈ 0 .. rows(Qcap) - 1
|
| TS ← 0
|
| counter ← 0
|
|  $Q_z \leftarrow \frac{Q_{cap_z}}{24}$ 
|
| for n ∈ 1 .. 12
|
| Dn ← (1 + WRP) Demn, DemIndex · m3
|
| Ddn-1 ←  $\begin{cases} \frac{D_n}{\text{DaysPerMonth}_{n-1}} & \text{if } z = 0 \\ (k_{n-1, 2}) \cdot 2 \cdot Q_{z-1} & \text{otherwise} \end{cases}$ 
|
| HourDemn-1 ←  $\begin{cases} \frac{D_{d_{n-1}}}{Q_z} & \text{if } Q_z \neq 0 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$ 

```

```

k
kn-1,1,z ←  $\begin{cases} \frac{\text{HourDem}_{n-1}}{2} & \text{if } \text{HourDem}_{n-1} \leq 24 \\ 12 & \text{otherwise} \end{cases}$ 
kn-1,2,z ←  $\begin{cases} \left( \frac{\text{HourDem}_{n-1}}{2} - 12 \right) & \text{if } \text{HourDem}_{n-1} \geq 24 \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases}$ 
Xz ← k

k
HourPerf(i) ← for j ∈ 0..10
     $\begin{cases} k_{0,1} & \text{if } \text{MonthDay}_0 \geq i \geq 0 \\ k_{j+1,1} & \text{if } \text{MonthDay}_{j+1} \geq i > \text{MonthDay}_j \end{cases}$ 

OnOff ← counter ← 0
for i ∈ 1..365
    for j ∈ 1..24
        counter ← counter + 1
         $\begin{cases} \text{TS}_{i,j} \leftarrow 1 & \text{if } \text{ceil}(12 + \text{HourPerf}(i)) \geq j \geq \text{floor}(13 - \text{HourPerf}(i)) \\ \text{TS}_{i,j} \leftarrow 0 & \text{otherwise} \end{cases}$ 
    TS

TS ← 0
counter ← 0
for i ∈ 1..365
    for j ∈ 1..23
         $\begin{cases} \text{TS}_{\text{counter},1} \leftarrow 0 & \text{if } \text{OnOff}_{i,j} = 0 \\ \text{TS}_{\text{counter},1} \leftarrow \begin{cases} 1 & \text{if } \text{HourPerf}(i) - \text{floor}(\text{HourPerf}(i)) = 0 \\ (\text{HourPerf}(i) - \text{floor}(\text{HourPerf}(i))) & \text{otherwise} \end{cases} & \text{if } \text{OnOff}_{i,j-1} = 0 \wedge \text{OnOff}_{i,j} = 1 \\ \text{TS}_{\text{counter},1} \leftarrow \begin{cases} 1 & \text{if } \text{HourPerf}(i) - \text{floor}(\text{HourPerf}(i)) = 0 \\ (\text{HourPerf}(i) - \text{floor}(\text{HourPerf}(i))) & \text{otherwise} \end{cases} & \text{if } \text{OnOff}_{i,j} = 1 \wedge \text{OnOff}_{i,j+1} = 0 \\ \text{TS}_{\text{counter},1} \leftarrow 1 & \text{otherwise} \end{cases}$ 
        TScounter,2 ← i

```

```

    TS_counter,3 ← j
    counter ← counter + 1
    TS_counter,1 ← 0 if OnOff_i,24 = 0
    TS_counter,1 ← HourPerf(i) - floor(HourPerf(i)) if OnOff_i,24 = 1 ∧ (HourPerf(i) - floor(HourPerf(i)) ≠ 0)
    TS_counter,1 ← 1 if HourPerf(i) - floor(HourPerf(i)) = 0 ∧ OnOff_i,24 = 1
    TS_counter,3 ← 24
    TS_counter,2 ← i
    counter ← counter + 1
for i ∈ 1 .. 8758
    Op_wash_i+1 ← 0
    Op_wash_i ← 0.25 if 0 < TS_i,1 ≤ 0.75 ∧ TS_i+1,1 = 0
    if 0.75 < TS_i,1 ≤ 1 ∧ TS_i+1,1 = 0
        Op_wash_i ← 1 - TS_i,1
        Op_wash_i+1 ← 0.25 - (1 - TS_i,1)
for i ∈ 0 .. 8759
    E_tot_i,z ← 
$$\begin{cases} a_i & \text{if } z = 0 \\ E_{rest_{i,z-1}} + \max(E_{des_{i,z-1}}, 0) & \text{otherwise} \end{cases}$$

    f_PV_i,0 ← f_PV_i
    E_wash_i,z ← Op_wash_i · P_flush · 1hr · Q_z
    E_opdes_i,z ← S_P · Q_z · TS_i,1
    E_op_i,z ← E_opdes_i,z + E_wash_i,z
    E_pvdes_i,z ← E_tot_i,z · TS_i,1
    E_des_i,z ← E_pvdes_i,z - E_op_i,z

```


$$E_{rest_{i,z}} \leftarrow E_{tot_{i,z}} - E_{pvdes_{i,z}}$$

$$E_{buy_{i,z}} \leftarrow -\min(E_{des_{i,z}}, 0)$$

$$E_{sell_{i,z}} \leftarrow \max(E_{des_{i,z}}, 0) + E_{rest_{i,z}}$$

$$E_{forSale_{i,z}} \leftarrow \min\left[\left(\max(E_{des_{i,z}}, 0) + E_{rest_{i,z}}\right), \text{Percentage} \cdot E_{tot_{i,0}}\right]$$

$$\text{Income}_{i,z} \leftarrow E_{forSale_{i,z}} \cdot \text{ES}_{SP.PV} \cdot f_{PV_{i,0}} + E_{forSale_{i,z}} \cdot \text{ES}_{SP.WEC} \cdot (1 - f_{PV_{i,0}})$$

$$\text{Expences}_{i,z} \leftarrow -\min(E_{des_{i,z}}, 0) \cdot \text{EC}_{SP}$$

$$\text{RESparticipationIndex} \leftarrow \frac{\sum_{i=0}^{8759} E_{tot_{i,0}} - \sum_{z=0}^{\text{rows}(Q_{cap})-1} \sum_{i=0}^{8759} E_{sell_{i,z}}}{\sum_{z=0}^{\text{rows}(Q_{cap})-1} \sum_{i=0}^{8759} E_{op_{i,z}}}$$

$$\sum_{i=0}^{8759} \text{Income}_{i, \text{rows}(Q_{cap})-1}$$

$$\text{NetIncome} \leftarrow \sum_{i=0}^{8759} \text{Income}_{i, \text{rows}(Q_{cap})-1} - \sum_{z=0}^{\text{rows}(Q_{cap})-1} \sum_{i=0}^{8759} \text{Expences}_{i,z}$$

$$\text{WaterProduction} \leftarrow \frac{\sum_{z=0}^{\text{rows}(Q_{cap})-1} \sum_{i=0}^{8759} E_{opdes_{i,z}}}{S_p \cdot m^3}$$

$$\text{Demand} \leftarrow \frac{\sum_{i=1}^{12} D_i}{m^3}$$

$$\sum_{i=0}^{8759} E_{tot_{i,0}}$$

$$\text{RESproduction} \leftarrow \frac{1=0}{\text{kWh}}$$

$$\text{DesalEnerConsum} \leftarrow \frac{\sum_{z=0}^{\text{rows}(Q_{\text{cap}})-1} \sum_{i=0}^{8759} E_{\text{op}_{i,z}}}{\text{kWh}}$$

$$\text{EnerBuy} \leftarrow \frac{\sum_{z=0}^{\text{rows}(Q_{\text{cap}})-1} \sum_{i=0}^{8759} E_{\text{buy}_{i,z}}}{\text{kWh}}$$

$$\text{EnerSell} \leftarrow \frac{\sum_{i=0}^{8759} E_{\text{forSale}_{i, \text{rows}(Q_{\text{cap}})-1}}}{\text{kWh}}$$

$$\text{EnerDumped} \leftarrow \text{RESproduction} - (\text{DesalEnerConsum} - \text{EnerBuy}) - \text{EnerSell}$$

$$\text{ResUsedPercent} \leftarrow \frac{\sum_{i=0}^{8759} E_{\text{tot}_{i,0}} - \text{EnerDumped} \cdot \text{kWh}}{\sum_{i=0}^{8759} E_{\text{tot}_{i,0}}}$$

$$\text{Demand} - \text{WaterProduction} \leftarrow \frac{\sum_{z=0}^{\text{rows}(Q_{\text{cap}})-1} \sum_{i=0}^{8759} \text{Expences}_{i,z}}{\text{kWh}}$$

▲ Αλγόριθμος

▼ Έξοδοι Αλγορίθμου

Ετήσιες Τιμές

1. Ποσοστό συμμετοχής ΑΠΕ για την κάλυψη των αναγκών αφαλάτωσης

$$RPI(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) := TM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})_0$$

2. Ποσοστό της συνολικής ενέργειας από ΑΠΕ που χρησιμοποιείται

$$REU(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) := TM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})_{10}$$

3. Ζήτηση νερού

$$W_{Dem}(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) := TM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})_4 \cdot m^3$$

4. Παραγωγή νερού

$$WP(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) := TM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})_3 \cdot m^3$$

5. Έλλειμμα νερού

$$W_{Deficit}(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) := TM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})_{12} \cdot m^3$$

6. Παραγόμενη ενέργεια από ΑΠΕ

$$E_{RES.an}(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) := TM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})_5 \cdot kWh$$

7. Ενέργεια που καταναλώνεται για αφαλάτωση

$$E_{DES.an}(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) := TM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})_6 \cdot kWh$$

8. Ενέργεια που αγοράζεται από το δίκτυο

$$E_B(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) := TM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})_7 \cdot kWh$$

9. Ενέργεια που πωλείται στο δίκτυο

$$E_S(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) := TM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})_8 \cdot kWh$$

10. Ενέργεια που απορρίπτεται

$$E_{Dump.an}(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) := TM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})_9 \cdot kWh$$

Ετήσιες Οικονομικές Τιμές

1. $\text{Income}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}, \text{ES}_{\text{SP.PV}}, \text{ES}_{\text{SP.WEC}}, \text{EC}_{\text{SP}}) := \text{TM}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}, \text{ES}_{\text{SP.PV}}, \text{ES}_{\text{SP.WEC}}, \text{EC}_{\text{SP}})_1 \cdot \text{Euro}$ Έσοδα από πώληση ενέργειας
2. $\text{Expences}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}, \text{ES}_{\text{SP.PV}}, \text{ES}_{\text{SP.WEC}}, \text{EC}_{\text{SP}}) := \text{TM}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}, \text{ES}_{\text{SP.PV}}, \text{ES}_{\text{SP.WEC}}, \text{EC}_{\text{SP}})_{11} \cdot \text{Euro}$ Έξοδα για αγορά ενέργειας
3. $\text{NetIncome}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}, \text{ES}_{\text{SP.PV}}, \text{ES}_{\text{SP.WEC}}, \text{EC}_{\text{SP}}) := \text{TM}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}, \text{ES}_{\text{SP.PV}}, \text{ES}_{\text{SP.WEC}}, \text{EC}_{\text{SP}})_2 \cdot \text{Euro}$ Κέρδος από ενέργεια

▣ Έξοδοι Αλγορίθμου

▣ Κόστος Κεφαλαίου

Κόστος Εγκατάστασης Ενεργειακής Μονάδας

$$\text{IC}_{\text{SP.PV}} := 3000 \frac{\text{Euro}}{\text{kW}}$$

$$\text{IC}_{\text{SP.WEC}} := 1500 \frac{\text{Euro}}{\text{kW}}$$

$$\text{IC}_{\text{dsl}} := 0$$

$$\text{IC}_{\text{BT}} := 0$$

$$\text{IC}_{\text{PV}}(N_{\text{pv}}) := N_{\text{pv}} \cdot \text{IC}_{\text{SP.PV}}$$

$$\text{IC}_{\text{WT}}(N_{\text{wt}}) := \text{IC}_{\text{SP.WEC}} \cdot N_{\text{wt}}$$

$$\text{IC}_{\text{EN}}(N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}) := \text{IC}_{\text{WT}}(N_{\text{wt}}) + \text{IC}_{\text{PV}}(N_{\text{pv}}) + \text{IC}_{\text{dsl}} + \text{IC}_{\text{BT}}$$

Κόστος Εγκατάστασης Μονάδων RO

$$\text{Cap} := \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 20 & 45000 \\ 50 & 80000 \\ 150 & 180000 \\ 200 & 215000 \\ 300 & 280000 \\ 350 & 305000 \\ 500 & 365000 \\ 550 & 385000 \\ 600 & 400000 \end{pmatrix}$$

$$\text{IC}_{\text{RO}}(\text{Q}_{\text{cap}}) := \begin{array}{l} \text{for } i \in 0 \dots \text{rows}(\text{Q}_{\text{cap}}) - 1 \\ \left| \begin{array}{l} \text{IC}_{\text{RO.unit}_i} \leftarrow \text{linterp} \left(\text{Cap}^{\langle 0 \rangle}, \text{Cap}^{\langle 1 \rangle}, \frac{\text{Q}_{\text{cap}_i}}{\text{m}^3} \right) \\ \text{IC}_{\text{RO.unit}} \\ \sum_{i=0}^{\text{rows}(\text{Q}_{\text{cap}})-1} \text{IC}_{\text{RO.unit}_i} \end{array} \right. \end{array}$$

Συνολικό Κόστος Κεφαλαίου

$$\text{IC}(\text{Q}_{\text{cap}}, \text{N}_{\text{pv}}, \text{N}_{\text{wt}}) := \text{IC}_{\text{RO}}(\text{Q}_{\text{cap}}) + \text{IC}_{\text{EN}}(\text{N}_{\text{pv}}, \text{N}_{\text{wt}})$$

Ετήσια Έξοδα Εγκατάστασης

$$\underline{\underline{\text{R}}}_{\text{w}} := \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}}$$

Συντελεστής ετήσιας προσόδου

$$IC_{an}(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}) := IC(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}) \cdot R$$

Κόστος Κεφαλαίου

Κόστος Λειτουργίας

Επιμέρους ετήσια λειτουργικά έξοδα

$$IN(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}) := 0.05 \cdot IC(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}) \quad \text{Κόστος ασφάλισης}$$

$$LB := 25000 \text{Euro} \quad \text{Κόστος εργασίας ανθρώπινου δυναμικού}$$

$$CHM(Q) := 0.065 \frac{\text{Euro}}{\text{m}^3} \cdot Q \quad \text{Κόστος χημικών}$$

$$CN(Q) := 0.04 \frac{\text{Euro}}{\text{m}^3} \cdot Q \quad \text{Κόστος αναλωσίμων}$$

$$MR(Q) := 0.15 \frac{\text{Euro}}{\text{m}^3} \cdot Q \quad \text{Κόστος αντικατάστασης μεμβρανών}$$

Κόστος Λειτουργίας Ετησίως

$$OM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, Q) := CHM(Q) + CN(Q) + MR(Q) + LB + IN(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt})$$

Κόστος Λειτουργίας

Υπολογισμοί

Υπολογισμός δεικτών

$$FR(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) := \frac{WP(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})}{W_{Dem}(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})}$$

Ποσοστό κάλυψης ζήτησης νερού

$$CF(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) := \frac{WP(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})}{\left(\sum_{i=0}^{rows(Q_{cap})-1} Q_{cap_i} \right) \cdot 365}$$

Capacity Factor

$$RW(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}) := \begin{cases} A \leftarrow E_B(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) \\ B \leftarrow E_{DES.an}(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, 0, 0, 0) \\ \frac{B - A}{B} \end{cases}$$

Ποσοστό ενεργειακών αναγκών ασφαλάτωσης που καλύπτονται από ΑΠΕ

$$LWC(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}) := \begin{cases} Q \leftarrow WP(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) \\ NetInc \leftarrow NetIncome(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) \\ A \leftarrow IC_{an}(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}) \\ D \leftarrow OM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, Q) \\ \frac{A - NetInc + D}{Q} \end{cases}$$

Υπολογισμός ειδικού κόστους

ενέργειας και νερού

$$\begin{aligned}
 \text{Results}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}) := & \left[\begin{array}{l}
 \text{IC}_{\text{en}} \leftarrow \text{IC}_{\text{EN}}(N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}) \\
 E_{\text{res}} \leftarrow \frac{E_{\text{RES.an}}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}, \text{ES}_{\text{SP.PV}}, \text{ES}_{\text{SP.WEC}}, \text{EC}_{\text{SP}})}{\text{kWh}} \\
 \text{WP} \leftarrow \frac{\text{WP}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}, \text{ES}_{\text{SP.PV}}, \text{ES}_{\text{SP.WEC}}, \text{EC}_{\text{SP}})}{\text{m}^3} \\
 E_{\text{cons}} \leftarrow \frac{E_{\text{DES.an}}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}, \text{ES}_{\text{SP.PV}}, \text{ES}_{\text{SP.WEC}}, \text{EC}_{\text{SP}})}{\text{kWh}} \\
 \text{LWC} \leftarrow \text{LWC}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}) \\
 \text{Exp} \leftarrow \text{Expences}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}, \text{ES}_{\text{SP.PV}}, \text{ES}_{\text{SP.WEC}}, \text{EC}_{\text{SP}}) \\
 \text{RW} \leftarrow \text{RW}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}) \\
 \text{IC}_{\text{ro}} \leftarrow \text{IC}_{\text{RO}}(Q_{\text{cap}}) \cdot R \\
 \text{OM} \leftarrow \text{OM}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}, \text{WP} \cdot \text{m}^3) \\
 \text{Income} \leftarrow \text{Income}(Q_{\text{cap}}, N_{\text{pv}}, N_{\text{wt}}, \text{ES}_{\text{SP.PV}}, \text{ES}_{\text{SP.WEC}}, \text{EC}_{\text{SP}}) \\
 \text{IC} \leftarrow \text{IC}_{\text{ro}} + \text{IC}_{\text{en}} \cdot R \\
 \left[\begin{array}{l}
 \text{EC} \leftarrow \frac{\text{IC}_{\text{en}} \cdot (R + 0.05)}{(E_{\text{res}})} \\
 \text{WC} \leftarrow \frac{\text{IC}_{\text{ro}} + \text{Exp} + \text{OM} - 0.05 \cdot \text{IC}_{\text{en}} + \text{RW} \cdot \text{EC} \cdot E_{\text{cons}}}{\text{WP}} \\
 \text{BCR} \leftarrow \frac{\text{Income} + \text{WP} \cdot (\text{WC}) - \text{WP} \cdot \text{WC}}{\text{IC} + \text{OM} + \text{Exp}}
 \end{array} \right]
 \end{array} \right.
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 WC(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}) := & \left\{ \begin{array}{l}
 IC_{en} \leftarrow IC_{EN}(N_{pv}, N_{wt}) \\
 E_{res} \leftarrow \frac{E_{RES.an}(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})}{kWh} \\
 WP \leftarrow \frac{WP(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})}{m^3} \\
 E_{cons} \leftarrow \frac{E_{DES.an}(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP})}{kWh} \\
 Exp \leftarrow Expences(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, ES_{SP.PV}, ES_{SP.WEC}, EC_{SP}) \\
 RW \leftarrow RW(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}) \\
 IC_{ro} \leftarrow IC_{RO}(Q_{cap}) \cdot R \\
 OM \leftarrow OM(Q_{cap}, N_{pv}, N_{wt}, WP \cdot m^3) \\
 EC \leftarrow \frac{IC_{en} \cdot (R + 0.05)}{(E_{res})} \\
 WC \leftarrow \frac{IC_{ro} + Exp + OM - 0.05 \cdot IC_{en} + RW \cdot EC \cdot E_{cons}}{WP}
 \end{array} \right.
 \end{aligned}$$

Βιβλιογραφικές Αναφορές

1. <http://www.millenniumassessment.org/en/GraphicResources.aspx> Δικτυακός τόπος του Millennium Ecosystem Assessment. (2002)
2. **Σαμακίδης Δ.** (2009) «Αυτόνομο Σύστημα Αφαλάτωσης με Χρήση ΑΠΕ: Διαστασιολόγηση & Στρατηγικές Ελέγχου». Θεσσαλονίκη, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο
3. **Σπύρου Ι.Δ.** (2009) «Ανάπτυξη Αλγορίθμου για Προσομοίωση και Βέλτιστο Σχεδιασμό Αυτόνομου Συστήματος Αφαλάτωσης Τροφοδοτούμενο από Υβριδικό Σύστημα Α.Π.Ε. με Αντλησιοταμίευση». Αθήνα, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
4. **Karagiannis I.C., Soldatos P.G.** (2008) «Current Status of water desalination in the Aegean Islands». *Desalination*, Volume 223, Issues 1–3, Pages 448–456
5. **Stefopoulou A. et al** (2008) «Institutional and policy framework analysis in relation to the application of autonomous desalination systems-Greece». *Desalination*, Volume 220, Issues 1–3, Pages 455–467
6. **Spyrou I.D., Anagnostopoulos J.S.** (2010) «Design study of a stand alone desalination system powered by renewable energy sources and a pumped storage unit». *Desalination*, Volume 257, Issue 1-3, Pages 137-149
7. **Kaldellis J.K., Kondili E.M.** (2007) «The water shortage problem in the Aegean archipelago islands:cost-effective desalination prospects». *Desalination*, Volume 216, Pages 123-138
8. **Δαγκαλίδης Α.** (2009) «Αφαλάτωση Νερού». *Κλαδική Μελέτη 12, ΤΡΑΠΕΖΑ ΠΕΙΡΑΙΩΣ*.
9. **Μουτάφης Π.** (2008) «Κάλυψη της ζήτησης ενέργειας και νερού με αιολική ενέργεια και αφαλάτωση στη νήσο Σίκινο». Αθήνα, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
10. **Παλιεράκης Γ.** (2007) «Αφαλάτωση με χρήση ηλιακών συλλεκτών». Αθήνα, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
11. <http://www.zougla.gr/page.ashx?pid=2&aid=75857&cid=4>. Δικτυακός τόπος zougla.gr, Μειμαράκης Μ. (2009)
12. **Καρταλίδης Α.** (2011) «Σχεδιασμός υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ για την κάλυψη αναγκών ηλεκτρικής ενέργειας και νερού με αφαλάτωση». Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο-Πανεπιστήμιο Πειραιά

13. **Δεληγιάννη Ε. & Μπελεσιώτης Β.** (1995) *Μέθοδοι και Συστήματα Αφαλάτωσης, Αρχές Διεργασιών Αφαλάτωσης*. Γραφικές Τέχνες, Αθήνα
14. <http://www.water.vic.gov.au/programs/desalination/desalination/desalination-around-the-world>. Department of Sustainability and Environment/ Victorian Desalination Project, Australia (2009)
15. **Φουντουκίδης Γ.Ε.** «Αφαλάτωση νερού με αντίστροφη όσμωση», ΤΕΙ Πειραιά
16. **Ενεργειακό Γραφείο Αιγαίου** (2010) «Αφαλάτωση με ΑΠΕ στα νησιά του Αιγαίου», Σαντορίνη
17. **Wagner W.M. & Finnegan D.R.** (1983) «Select a seawater-desalting process». *Chemical Engineering*, Volume 90
18. **Voivontas D., Misirlis K., Manoli E., Arampatzis G., Assimacopoulos D.** (2001) «The design of a desalination plant powered by renewable energies». *Desalination*, Volume 133, Pages 175-198
19. **Καραγιάννης Ι.Χ.** (2010) «Οικονομική και περιβαλλοντική αξιολόγηση συστημάτων αφαλάτωσης νερού με χρήση ανανεώσιμων και μη πηγών ενέργειας. Εναλλακτικές στρατηγικές στον ελληνικό νησιωτικό χώρο». Αθήνα, Γεωπονικό Πανεπιστήμιο
20. **Center for Renewable Energy Sources** (1998) *DESALINATION GUIDE-Using Renewable Energies*, Athens
21. **Γερασίμου, Α.** *Επιστολή προς Ρ.Α.Ε.: Δημόσια διαβούλευση σχετικά με τον νέο κανονισμό αδειών παραγωγής από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ*. Γλυφάδα : Ελληνικός Σύνδεσμος Αφαλάτωσης & Επεξεργασίας νερού, 2011.
22. **Ebrahim S. & Abdel-Jawad M.** (1994) «Economics of seawater desalination by reverse osmosis». *Desalination*, Volume 99, Issue 1, Pages 39–55
23. **Andrienne J. & Alardin F.** (2003) «Thermal and membrane processes economics: optimized selection for seawater desalination». *Desalination*, Volume 153, Issues 1–3, Pages 305–311
24. **Vince F. et al.** (2008) «Multi-objective optimization of RO desalination plants», *Desalination*, Volume 222, Issues 1–3, Pages 96–118
25. **Avlonitis S.A.** (2002) «Operational water cost and productivity improvements for small-size RO desalination plants», *Desalination*, Volume 142, Issue 3, Pages 295–304

26. **Karagiannis I.C. & Soldatos P.G.** (2008) «Water desalination cost literature: review and assessment». *Desalination*, Volume 223, Issues 1–3, Pages 448–456
27. **Σταματόπουλος Χ.** (2007) «Συνδυασμός παραγωγής ηλεκτρισμού και πόσιμου νερού με αφαλάτωση από αιολική ενέργεια – Εφαρμογή στη Νίσυρο». Αθήνα, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
28. <http://www.ypeka.gr>. Δικτυακός τόπος του Υπουργείου Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής/Δελτία Τύπου (2013)
29. <http://www.dimokratiki.gr>. Δικτυακός τόπος «Η Δημοκρατική Online»/ Ρεπορτάζ (2013)
30. <http://www.kathimerini.gr>. Δικτυακός τόπος «Η Καθημερινή»/ Διάλογος (2013)
31. **Μιχαλακόπουλος Α.** (2010) «Ενεργειακή προσομοίωση και τεχνικοοικονομική μελέτη υβριδικού υδροηλεκτρικού συστήματος αφαλάτωσης και παραγωγής υδρογόνου». Αθήνα, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
32. <http://www.etscreen.net>. Δικτυακός τόπος του προγράμματος Retscreen® (2013)
33. <http://homerenergy.com>. Δικτυακός τόπος του προγράμματος HOMER Energy (2013)
34. <http://www.nasa.gov>. Δικτυακός τόπος της NASA
35. <http://www.enercon.de/en-en/57.htm>. Δικτυακός τόπος της εταιρίας Enercon/ Wind Turbines