

# ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ



ΔΙΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΟ - ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ  
ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
(Δ.Π.Μ.Σ.) "ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΑΙ ΑΝΑΠΤΥΞΗ"

**Σχεδιασμός, Περιβαλλοντική και Οικονομική  
Ανάλυση Υβριδικού Συστήματος Αιολικής,  
Ηλιακής Ενέργειας και Diesel για την  
Ενεργειακή Αυτονομία των Νησιών. Η  
Περίπτωση της Αστυπάλαιας**

**Νικόλαος Γεωργαντέας**

Μεταπτυχιακή (Διπλωματική) Εργασία η οποία υποβάλλεται  
για μερική εκπλήρωση των απαιτήσεων  
για το Διεπιστημονικό - Διατμηματικό  
Δίπλωμα Ειδίκευσης  
του Δ.Π.Μ.Σ. του Ε.Μ.Πολυτεχνείου  
"Περιβάλλον και Ανάπτυξη"

**Αθήνα, Οκτώβριος 2011**

**Επιτροπή Παρακολούθησης:**

Επισκέπτης Καθηγητής Χ. Κορωναίος (επιβλέπων)  
Καθηγητής Κ. Κουτσόπουλος  
Καθηγητής Δ. Καλιαμπάκος

**Περιβάλλον  
και  
Ανάπτυξη**

# ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ



ΔΙΕΠΙΣΤΗΜΟΝΙΚΟ - ΔΙΑΤΜΗΜΑΤΙΚΟ  
ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ  
(Δ.Π.Μ.Σ.) "ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΑΙ ΑΝΑΠΤΥΞΗ"

**Σχεδιασμός, Περιβαλλοντική και Οικονομική  
Ανάλυση Υβριδικού Συστήματος Αιολικής,  
Ηλιακής Ενέργειας και Diesel για την  
Ενεργειακή Αυτονομία των Νησιών. Η  
Περίπτωση της Αστυπάλαιας**

**Νικόλαος Γεωργαντέας**

Μεταπτυχιακή (Διπλωματική) Εργασία η οποία υποβάλλεται  
για μερική εκπλήρωση των απαιτήσεων  
για το Διεπιστημονικό - Διατμηματικό  
Δίπλωμα Ειδίκευσης  
του Δ.Π.Μ.Σ. του Ε.Μ.Πολυτεχνείου  
"Περιβάλλον και Ανάπτυξη"

**Αθήνα, Οκτώβριος 2011**

**Επιτροπή Παρακολούθησης:**

Επισκέπτης Καθηγητής Χ. Κορωναίος (επιβλέπων)  
Καθηγητής Κ. Κουτσόπουλος  
Καθηγητής Δ. Καλιαμπάκος

**Περιβάλλον  
και  
Ανάπτυξη**

*Στον άνθρωπο που μεγαλώσαμε μαζί,  
την Ειρήνη*

## Πρόλογος

Η παρούσα διπλωματική εργασία με τίτλο «Σχεδιασμός, Περιβαλλοντική και Οικονομική Ανάλυση Υβριδικού Συστήματος Αιολικής, Ηλιακής Ενέργειας και Diesel για την Ενεργειακή Αυτονομία των Νησιών. Η Περίπτωση της Αστυπάλαιας» υποβάλλεται για μερική εκπλήρωση των απαιτήσεων για το Διατμηματικό-Διεπιστημονικό Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών (Δ.Π.Μ.Σ.) του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου «Περιβάλλον και Ανάπτυξη» της 1<sup>ης</sup> κατεύθυνσης μεταπτυχιακών σπουδών.

Από την αρχή της πραγμάτωσης αυτής της δουλειάς, προσπάθησα να αντιμετωπίσω τα θέματα της ενέργειας και των ΑΠΕ με τρόπο πολυδιάστατο, έτσι ώστε να βρίσκονται σε διαλεκτική σχέση με την κοινωνία και το περιβάλλον. Η τεχνοοικονομική και περιβαλλοντική αξιολόγηση των διάφορων συστημάτων ενεργειακής παραγωγής, η οποία αποτελεί δομικό μέρος της παρούσας εργασίας, έγινε με άξονα το κοινωνικό συμφέρον και ουδέποτε αντιμετωπίστηκε αποκλειστικά ως οικονομική επένδυση, δηλαδή με τον τρόπο που επιβάλλει το σημερινό status quo.

Παρόλο που εδώ και χρόνια πολλοί κατηλεύονται την άποψη πως οι ΑΠΕ μπορούν να αποτελέσουν μοχλό ανάπτυξης για την Ελλάδα, μη μπορώντας, ταυτόχρονα, να χαράξουν ένα μακρόπνοο και υγιές σχέδιο αξιοποίησής τους, αποτελεί πεποίθησή μου πως πράγματι οι εναλλακτικές μορφές ενέργειας μπορούν να βοηθήσουν όχι μόνο στην οικονομική ανάπτυξη του τόπου, αλλά και στην κοινωνική, τεχνολογική, πολιτιστική και πολιτική πρόοδό του. Σε ένα γενικότερο πλαίσιο, η συγκεκριμένη άποψη δεν αποτελεί τίποτα περισσότερο από μια διαπίστωση πως απέναντι από τον δρόμο που έχουν οδηγήσει σήμερα τη χώρα οι πολιτικοί και πιστωτές μας, υπάρχει μια άλλη πορεία, αυτή της ολοκληρωμένης ανάπτυξης.

Καθ' όλη τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας ήρθα αντιμέτωπος με δυσκολίες, ερωτήματα και προβληματισμούς, στα οποία ως μηχανικός έπρεπε να απαντήσω με σαφήνεια, ειλικρίνεια και επιστημονικότητα. Σήμερα, ένα χρόνο μετά, αισθάνομαι πως η συγκεκριμένη προσέγγιση με έκανε λίγο περισσότερο «σοφό», λίγο περισσότερο «επαγγελματία» και πολύ περισσότερο ανυπόμονο να συναντήσω το μέλλον. Για αυτούς ακριβώς τους λόγους θέλω να ευχαριστήσω τον καθηγητή μου Κορωναίο Χριστοφή, ο οποίος μου έδωσε την ευκαιρία να ασχοληθώ με ένα θέμα που με «κέρδισε» ως επιστήμονα από την πρώτη στιγμή και μου παρείχε γνώσεις για την επαγγελματική μου καριέρα.

Ακόμα, θα ήθελα να ευχαριστήσω το συνάδελφο Μηχανολόγο Μηχανικό Ζαφειράκη Δημήτρη για την πολύτιμη βοήθεια του και τις πλούσιες πληροφορίες που μου παρείχε. Τέλος, θέλω να εκφράσω ένα τεράστιο ευχαριστώ στην οικογένειά μου που με στήριζε, στηρίζει και θα με στηρίζει σε περιόδους μεγάλων δυσκολιών.

Νίκος Γεωργαντέας

Οκτώβριος 2011

# Πίνακας Περιεχομένων

<b>ΠΕΡΙΛΗΨΗ .....</b>	<b>XVI</b>
ABSTRACT.....	XVIII
ΣΥΝΟΨΗ .....	XX
<b>Κεφάλαιο 1<sup>ο</sup> : ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....</b>	<b>1</b>
<b>Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup> : ΤΟ ΣΗΜΕΡΙΝΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΣΚΗΝΙΚΟ.....</b>	<b>5</b>
2.1. Το Ενεργειακό Πρόβλημα .....	6
2.2. Ενέργεια και Ευρωπαϊκή Ένωση.....	7
2.3. Η Ελληνική Ενεργειακή Κατάσταση.....	9
2.4. Η Ενέργεια, το Περιβάλλον και η Ανάγκη για Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ....	10
2.4.1. Η Χάραξη Παγκόσμιας Πολιτικής .....	10
2.4.2. Η Πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τις ΑΠΕ .....	11
2.4.3. Η Εξέλιξη του Θεσμικού Πλαισίου για τις ΑΠΕ στην Ελλάδα.....	14
<b>Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup> : ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΚΑΙ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΩΝ ΠΗΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....</b>	<b>19</b>
3.1. Εισαγωγικά.....	20
3.2. Αιολική Ενέργεια .....	21
3.2.1. Η Αιολική Ενέργεια στην Παγκόσμια Αγορά .....	22
3.2.2. Η Αιολική Ενέργεια στην Ελληνική Αγορά.....	24
3.2.3. Κυριότερες Κατηγορίες και Μέρη Ανεμογεννητριών .....	25
3.2.4. Χαρακτηριστικά Μεγέθη Ανεμογεννητριών .....	26
3.2.5. Επεξεργασία Ανεμολογικών Δεδομένων.....	28
3.2.6. Καμπύλη Ισχύος Ανεμογεννήτριας και Υπολογισμός Μέσης Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας .....	30
3.3. Ηλιακή Ενέργεια .....	31
3.3.1. Η Παγκόσμια Αγορά Συστημάτων Εκμετάλλευσης ηλιακής Ενέργειας .....	31
3.3.1.1. Φωτοβολταϊκά Συστήματα.....	31
3.3.1.2. Θερμικά Ηλιακά Συστήματα.....	33
3.3.2. Η Ελληνική Αγορά Συστημάτων Εκμετάλλευσης Ηλιακής Ενέργειας.....	34
3.3.2.1. Φωτοβολταϊκά Συστήματα.....	34
3.3.2.2. Θερμικά Ηλιακά Συστήματα.....	36
3.3.3. Η Ηλιακή Ακτινοβολία και τα Βασικά Χαρακτηριστικά της.....	37
3.3.3.1. Βασικές Έννοιες της Ηλιακής Ακτινοβολίας .....	37
3.3.3.2. Η Κατεύθυνση της Ηλιακής Ακτινοβολίας .....	38
3.3.3.3. Η Διακύμανση της Ηλιακής Ακτινοβολίας.....	40
3.3.3.4. Υπολογισμός της Ηλιακής Ακτινοβολίας .....	42
3.3.4. Φωτοβολταϊκή Τεχνολογία.....	43
3.3.4.1. Περιγραφή Λειτουργίας Φωτοβολταϊκών Συστημάτων .....	43
3.3.4.2. Φωτοβολταϊκά Στοιχεία Πυριτίου.....	45

3.3.4.3. Χαρακτηριστικά Μεγέθη Φωτοβολταϊκών Στοιχείων.....	46
3.3.4.4. Χαρακτηριστικά των Φωτοβολταϊκών Πλαισίων.....	48
3.3.5. Ηλιακά Συστήματα Θέρμανσης Νερού.....	50
3.3.5.1. Βασικά Στοιχεία.....	50
3.3.5.2. Ηλιακοί Συλλέκτες.....	52
3.3.5.3. Περιγραφή Επίπεδου Ηλιακού Συλλέκτη.....	52
3.3.5.4. Χαρακτηριστικά Μεγέθη Επίπεδου Ηλιακού Συλλέκτη.....	54

## **Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup> : ΥΒΡΙΔΙΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....57**

<b>4.1. Γενικά Στοιχεία.....</b>	<b>58</b>
<b>4.2. Πλεονεκτήματα Υβριδικών Συστημάτων.....</b>	<b>58</b>
<b>4.3. Τρόποι Λειτουργίας Υβριδικών Συστημάτων.....</b>	<b>59</b>
4.3.1. Συστήματα Διασυνδεδεμένα στο Κεντρικό Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας.....	59
4.3.2. Αυτόνομα Υβριδικά Συστήματα.....	60
4.3.3. Τροφοδότηση Απομονωμένων Φορτίων ή Φορτίων Ειδικού Σκοπού.....	60
<b>4.4. Εμπειρία Εφαρμογής Υβριδικών Συστημάτων.....</b>	<b>60</b>
4.4.1. Νησί Utsira.....	60
4.4.2. Νησί King.....	62
4.4.3. Κοινότητα Wales στην Αλάσκα.....	63
4.4.4. Νησί Samsø.....	64
4.4.5. Ελλάδα.....	65
<b>4.5. Περιγραφή Αυτόνομων Υβριδικών Συστημάτων.....</b>	<b>66</b>
4.5.1. Γενικά Χαρακτηριστικά.....	66
4.5.2. Συσσωρευτές.....	67
4.5.2.1. Εισαγωγικά.....	67
4.5.2.2. Αρχή Λειτουργίας και Χαρακτηριστικά Μεγέθη Συσσωρευτών.....	68
4.5.2.3. Τύποι Συσσωρευτών.....	70
4.5.3. Ρυθμιστές, Μετατροπείς, Αντιστροφείς.....	73
4.5.4. Ντιζελογεννήτρια.....	75

## **Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup> : ΔΙΑΜΟΡΦΩΣΗ ΟΛΟΚΛΗΡΩΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗΣ ΑΥΤΟΝΟΜΙΑΣ ΣΕ ΝΗΣΙΑ ΤΟΥ ΑΙΓΑΙΟΥ: ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΣΤΗΝ ΑΣΤΥΠΑΛΛΙΑ.....77**

<b>5.1. Η Συμβολή της Παρούσας Πρότασης.....</b>	<b>78</b>
<b>5.2. Η Περιοχή Μελέτης.....</b>	<b>82</b>
5.2.1. Γενικά Χαρακτηριστικά.....	82
5.2.2. Κλιματολογικές Συνθήκες.....	83
5.2.3. Γενικά Στοιχεία του Ενεργειακού Συστήματος των Δωδεκανήσων και της Αστυπάλαιας.....	85
5.2.4. Παρούσες και Μελλοντικές Ανάγκες της Αστυπάλαιας.....	90
5.2.4.1. Ηλεκτρικό Ρεύμα.....	90
5.2.4.2. Νερό.....	95

5.2.4.3. Θέρμανση Νερού .....	98
<b>5.3. Το Προτεινόμενο Σύστημα Παραγωγής Ενέργειας .....</b>	<b>100</b>
5.3.1. Αρχή Λειτουργίας του Προτεινόμενου Υβριδικού Συστήματος .....	100
5.3.2. Τα Επιμέρους Στοιχεία του Προτεινόμενου Υβριδικού Συστήματος.....	102
5.3.2.1. Αιολικό Πάρκο .....	102
5.3.2.2. Φωτοβολταϊκό Πάρκο .....	107
5.3.2.3. Γεννήτρια Diesel .....	110
5.3.2.4. Συσσωρευτές.....	111
5.3.2.5. Ηλεκτρονικά Στοιχεία .....	113
<b>5.4. Το Προτεινόμενο Σύστημα Θέρμανσης Νερού .....</b>	<b>114</b>
<b>5.5. Η Προτεινόμενη Μονάδα Αφαλάτωσης.....</b>	<b>117</b>
5.5.1. Παρούσα Κατάσταση στα Νησιά του Αιγαίου.....	117
5.5.2. Η Αφαλάτωση ως Εναλλακτικός Τρόπος Κάλυψης των Αναγκών σε Νερό .....	119
5.5.3. Η Αφαλάτωση στην Αστυπάλαια.....	122

## **Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup> : ΟΙΚΟΝΟΜΟΤΕΧΝΙΚΗ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΠΡΟΤΕΙΝΟΜΕΝΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ..... 126**

<b>6.1. Εισαγωγικά.....</b>	<b>127</b>
6.1.1. Βασικές Έννοιες Επενδύσεων .....	127
6.1.2. Οικονομικά Κριτήρια Αξιολόγησης Ενεργειακών Επενδύσεων.....	129
<b>6.2. Αξιολόγηση του Προτεινόμενου Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής. ....</b>	<b>131</b>
6.2.1. Μεθοδολογία και Κριτήρια Αξιολόγησης.....	131
6.2.2. Αποτελέσματα Τεχνοοικονομικής Αξιολόγησης.....	133
6.2.2.1. Γενική Αξιολόγηση.....	133
6.2.2.2. Το Υβριδικό Σύστημα Φ/Β-Α/Γ-Diesel .....	144
6.2.2.3. 100% Ενεργειακή Παραγωγή από ΑΠΕ .....	150
6.2.3. Αποτελέσματα Περιβαλλοντικής Αξιολόγησης .....	158
<b>6.3. Αξιολόγηση του Προτεινόμενου Συστήματος Θέρμανσης Νερού.....</b>	<b>168</b>
6.3.1. Κατοικίες .....	168
6.3.2. Ξενοδοχεία.....	173

## **Κεφάλαιο 7<sup>ο</sup> : ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ..... 178**

<b>ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....</b>	<b>186</b>
--------------------------	------------

## Πίνακας Πινάκων

Πίνακας 2.1: Διαχρονική διαμόρφωση εγχώριου ενεργειακού ισοζυγίου.....	9
Πίνακας 2.2: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύς (MW) μονάδων ΑΠΕ την τελευταία δεκαετία.....	10
Πίνακας 3.1: Συγκριτικά χαρακτηριστικά τεχνολογιών φωτοβολταϊκών στοιχείων.....	46
Πίνακας 4.1: Τα στοιχεία του υβριδικού συστήματος του νησιού Utsira.....	61
Πίνακας 4.2: Τα στοιχεία του υβριδικού συστήματος του νησιού King.....	62
Πίνακας 4.3: Τα στοιχεία του υβριδικού συστήματος της κοινότητας Wales.....	64
Πίνακας 5.1: Ετήσια μετεωρολογικά δεδομένα Αстуπάλαιας.....	83
Πίνακας 5.2: Κατηγοριοποίηση ΑΣΠ των νησιών του Αιγαίου ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ τους.....	86
Πίνακας 5.3: Εξέλιξη ενεργειακών στοιχείων στην Αстуπάλαια για την περίοδο 1982-2006.....	91
Πίνακας 5.4: Κατασκευαστικά στοιχεία υπαρχουσών μονάδων παραγωγής ενέργειας στον ΑΣΠ της Αстуπάλαιας.....	91
Πίνακας 5.5: Στοιχεία κόστους παραγωγής Η/Ε για τον ΑΣΠ της Αстуπάλαιας το 2005.....	92
Πίνακας 5.6: Παρούσες και μελλοντικές ανάγκες Αстуπάλαιας σε νερό.....	97
Πίνακας 5.7: Εξέλιξη πληθυσμού στην Αстуπάλαια.....	97
Πίνακας 5.8: Χρήση ζεστού νερού σε διάφορα κτίρια.....	98
Πίνακας 5.9: Εκτιμώμενη πληρότητα ξενοδοχείων/ενοικιαζόμενων δωματίων στην Αстуπάλαια το 2030.....	98
Πίνακας 5.10: Εκτίμηση ημερήσιου, μηνιαίου και ετήσιου θερμικού φορτίου για τις κατοικίες και τις ξενοδοχειακές εγκαταστάσεις το 2030.....	99
Πίνακας 5.11: Τεχνικά χαρακτηριστικά Α/Γ Enercon E33/330 kW.....	103
Πίνακας 5.12: Ηλεκτρικά και μηχανολογικά χαρακτηριστικά του Φ/Β πλαισίου της BP 4175T.....	107
Πίνακας 5.13: Στοιχεία λειτουργίας αντιστροφέα τάσης υβριδικού συστήματος της Αстуπάλαιας.....	114
Πίνακας 5.14: Υπολογισμός επιφάνειας συλλογής ηλιακής ακτινοβολίας/μήνα για ζεστό νερό χρήσης στην Αстуπάλαια το 2030.....	115
Πίνακας 5.15: Εξέλιξη μεταφερόμενων ποσοτήτων νερού και κόστους μεταφοράς σε Κυκλάδες και Δωδεκάνησα.....	119
Πίνακας 5.16: Σύγκριση του κόστους και της ενεργειακής κατανάλωσης των βασικότερων μεθόδων αφαλάτωσης.....	120
Πίνακας 5.17: Κυριότεροι εκπεμπόμενοι ρύποι ανά τεχνική αφαλάτωσης.....	120
Πίνακας 5.18: Οι υδρευτικές ανάγκες (m <sup>3</sup> /ημέρα) της Αстуπάλαιας το 2030.....	122
Πίνακας 6.1: Οι παράμετροι εισόδου του υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής.....	134
Πίνακας 6.2: Παραγόμενη και πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια για καθένα από τα 11	



αξιολογούμενα συστήματα παροχής ισχύος.....	141
<b>Πίνακας 6.3:</b> Χαρακτηριστικά λειτουργίας του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel με αποθήκευση ενέργειας.....	145
<b>Πίνακας 6.4:</b> Κόστος υλοποίησης του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel με αποθήκευση ενέργειας.....	145
<b>Πίνακας 6.5:</b> Σύγκριση τεχνικών και οικονομικών χαρακτηριστικών τριών συστημάτων παραγωγής ενέργειας τα οποία αποτελούνται αποκλειστικά από ΑΠΕ.....	151
<b>Πίνακας 6.6:</b> Ανάλυση ευαισθησίας στον ΕΒΑ για το υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής Φ/Β-Α/Γ με αποθήκευση ενέργειας .....	156
<b>Πίνακας 6.7:</b> Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ για το υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής Φ/Β-Α/Γ-Συσσωρευτές με επιδότηση 35%.....	157
<b>Πίνακας 6.8:</b> Χαρακτηριστικά καυσίμου για τη μονάδα παραγωγής ηλεκτρισμού από πετρέλαιο (1997) .....	160
<b>Πίνακας 6.9:</b> Συνολική εκπομπή αέριων ρύπων του συστήματος παραγωγής ηλεκτρισμού από πετρέλαιο. ....	161
<b>Πίνακας 6.10:</b> Eco-indicator 95 παράγοντες κανονικοποίησης και αξιολόγησης.....	162
<b>Πίνακας 6.11:</b> Σύγκριση εκπομπών ρύπων μεταξύ των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρισμού. ....	163
<b>Πίνακας 6.12:</b> Οι παράμετροι εισόδου των θερμικών ηλιακών συστημάτων .....	168
<b>Πίνακας 6.13:</b> Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ με εύρος ευαισθησίας 70% σε τοκοχρεολύσιο και αρχικά κόστη.....	170
<b>Πίνακας 6.14:</b> Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ με εύρος ευαισθησίας 70% σε τοκοχρεολύσιο και κόστη συντήρησης και λειτουργίας.....	171
<b>Πίνακας 6.15:</b> Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ με εύρος ευαισθησίας 85% σε αρχικό κόστος επένδυσης και επιτόκιο δανεισμού.....	171
<b>Πίνακας 6.16:</b> Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ με εύρος ευαισθησίας 70% σε περίοδο αποπληρωμής χρέους και αρχικό κόστος επένδυσης .....	171
<b>Πίνακας 6.17:</b> Ανάλυση ευαισθησίας στον IRR με εύρος ευαισθησίας 100% σε περίοδο αποπληρωμής χρέους, ποσοστό δανεισμού και επιτόκιο δανεισμού .....	172
<b>Πίνακας 6.18:</b> Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ με εύρος ευαισθησίας 100% σε περίοδο αποπληρωμής χρέους, ποσοστό δανεισμού και επιτόκιο δανεισμού (8 θερμοσίφωνες) .....	174
<b>Πίνακας 6.19:</b> Ανάλυση ευαισθησίας στον ΕΒΑ με εύρος ευαισθησίας 40% σε περίοδο αποπληρωμής χρέους, ποσοστό δανεισμού και επιτόκιο δανεισμού (5 θερμοσίφωνες) .....	175
<b>Πίνακας 6.20:</b> Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ και στον ΕΒΑ με εύρος ευαισθησίας 100% σε περίοδο αποπληρωμής χρέους, ποσοστό δανεισμού και επιτόκιο δανεισμού (8 θερμοσίφωνες, επιχορήγηση 35%) .....	176

## Πίνακας Σχημάτων

<b>Σχήμα 3.1:</b> Ανεμογεννήτριες οριζόντιου και κατακόρυφου άξονα .....	25
<b>Σχήμα 3.2:</b> Κύρια μέρη ανεμογεννήτριας οριζόντιου άξονα .....	25
<b>Σχήμα 3.3:</b> Καμπύλες αεροδυναμικής απόδοσης ( $C_p$ -λ) πτερωτών Α/Γ .....	28
<b>Σχήμα 3.4:</b> Κατανομή πυκνότητας πιθανότητας των ταχυτήτων του ανέμου .....	29
<b>Σχήμα 3.5:</b> Τυπική καμπύλη ισχύος $N=N(V)$ ανεμογεννήτριας .....	31
<b>Σχήμα 3.6:</b> Σχηματική αναπαράσταση του γεωγραφικού πλάτους και της ηλιακής απόκλισης.....	38
<b>Σχήμα 3.7:</b> Γεωμετρικές παράμετροι θέσης ήλιου-κεκλιμένης επιφάνειας .....	39
<b>Σχήμα 3.8:</b> Εξάρτηση της μέσης ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται μια επίπεδη επιφάνεια κατά τη διάρκεια των διαφόρων μηνών του έτους, σε συνάρτηση με την κλίση της .....	40
<b>Σχήμα 3.9:</b> Διακύμανση της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται μία οριζόντια επιφάνεια στη διάρκεια τριών χαρακτηριστικών ημερών του έτους .....	41
<b>Σχήμα 3.10:</b> Διακύμανση της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας στη διάρκεια των ωρών μιας ημέρας με μερική νέφωση .....	41
<b>Σχήμα 3.11:</b> Αρχή λειτουργίας φωτοβολταϊκού στοιχείου .....	44
<b>Σχήμα 2.12:</b> Ισοδύναμο ηλεκτρικό κύκλωμα ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου .....	46
<b>Σχήμα 3.13:</b> Χαρακτηριστικές καμπύλες ένταση-τάσης και ισχύος-τάσης τυπικού φωτοβολταϊκού στοιχείου .....	47
<b>Σχήμα 3.14:</b> Δομή φωτοβολταϊκού συστήματος. ....	48
<b>Σχήμα 3.15:</b> Ολοκληρωμένο σύστημα συλλέκτη-αποθήκευσης ( $\alpha$ ) και θερμοσιφωνικό σύστημα ( $\beta$ ) .....	51
<b>Σχήμα 3.16:</b> Τομή επίπεδου ηλιακού συλλέκτη .....	53
<b>Σχήμα 4.1:</b> Διάγραμμα εξοικονόμησης καυσίμου συναρτήσει της χωρητικότητας των μπαταριών.....	65
<b>Σχήμα 4.2:</b> Γενικό διάγραμμα αυτόνομου υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας .....	66
<b>Σχήμα 5.1:</b> Σχηματική αναπαράσταση της μεθοδολογίας που προτείνεται για την ενεργειακή αυτονομία της Αστυπάλαιας .....	79
<b>Σχήμα 5.2:</b> Η μεθοδολογία υλοποίησης της τεχνοοικονομικής και περιβαλλοντικής αξιολόγησης των προτεινόμενων ενεργειακών συστημάτων στην Αστυπάλαια .....	81
<b>Σχήμα 5.3:</b> Σχεδιάγραμμα του προτεινόμενου συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας .....	100
<b>Σχήμα 5.4:</b> Ανηγγμένες τιμές κόστους αγοράς αιολικών μηχανών ( $\alpha$ ) και συντελεστής κόστους εγκατάστασης Α/Γ ( $\beta$ ) .....	105
<b>Σχήμα 5.5:</b> Συντελεστής κόστους συντήρησης και λειτουργίας αιολικών μηχανών.....	106
<b>Σχήμα 5.6:</b> Επίδραση της αύξησης της θερμοκρασίας στην απόδοση του Φ/Β πλαισίου ...	108
<b>Σχήμα 5.7:</b> Επίδραση της αύξησης της ηλιακής ακτινοβολίας στην απόδοση του Φ/Β πλαισίου .....	108
<b>Σχήμα 5.8:</b> Ανηγγμένες τιμές κόστους αγοράς φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων.....	110

<b>Σχήμα 5.9:</b> Καμπύλη ειδικού κόστους κατανάλωσης (SFC) γεννητριών diesel .....	110
<b>Σχήμα 5.10:</b> Καμπύλη χωρητικότητας συσσωρευτή Rolls Surrette 4KS25P.....	112
<b>Σχήμα 5.11:</b> Μεταβολή κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης (κίτρινες κουκίδες) και αποδιδόμενης ενέργειας (μαύρες κουκίδες) συναρτήσει του βάθους εκφόρτισης για το συσσωρευτή Rolls Surrette 4KS25P .....	112
<b>Σχήμα 5.12:</b> Μεταβολή απόδοσης αντιστροφέα τάσης 5kW συναρτήσει του φορτίο .....	113
<b>Σχήμα 5.13:</b> Τυπικός ηλιακός θερμοσίφωνας με εναλλάκτη θερμότητας.....	115
<b>Σχήμα 5.14:</b> Τυπική ημερήσια και εποχιακή διακύμανση ζήτησης νερού στα νησιά του Αιγαίου.....	118
<b>Σχήμα 5.15:</b> Εξέλιξη παραγωγής αφαλατωμένου νερού στην Ελλάδα .....	121
<b>Σχήμα 5.16:</b> Πιθανοί συνδυασμοί ΑΠΕ με τεχνολογίες αφαλάτωσης.....	122
<b>Σχήμα 5.17:</b> Διάγραμμα της προτεινόμενης μονάδας αφαλάτωσης Αντίστροφης Όσμωσης στην Αστυπάλαια.....	124
<b>Σχήμα 5.18:</b> Διακύμανση αρχικού κόστους μονάδας αφαλάτωσης συναρτήσει της δυναμικότητας της.....	125
<b>Σχήμα 5.19:</b> Διακύμανση αρχικού κόστους δεξαμενής αποθήκευσης νερού συναρτήσει του όγκου της.....	125
<b>Σχήμα 6.1:</b> Σχηματική παρουσίαση των σταδίων ανάπτυξης της AKZ .....	158
<b>Σχήμα 6.2:</b> Σχηματική παρουσίαση της διαδικασίας Ανάλυσης Κύκλου Ζωής ενός προϊόντος .....	159

## Πίνακας Διαγραμμάτων

<b>Διάγραμμα 2.1:</b> Εξέλιξη της κατά κεφαλήν κατανάλωσης ενέργειας.....	6
<b>Διάγραμμα 2.2:</b> Συνολική κατανάλωση ενέργειας, προβολή έως το έτος 2020 (ΕΕ-25) .....	8
<b>Διάγραμμα 2.3:</b> Κατανάλωση ορυκτών πόρων στην Ε.Ε.-27 .....	8
<b>Διάγραμμα 2.4:</b> Αθροιστικά εγκαθιστώμενη ισχύς σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με χρήση ΑΠΕ .....	10
<b>Διάγραμμα 3.1:</b> Διαχρονική εξέλιξη της συνολικά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος παγκοσμίως .....	22
<b>Διάγραμμα 3.2:</b> Μερίδιο συμμετοχής χωρών στην παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύ μέχρι το τέλος του 2010 .....	23
<b>Διάγραμμα 3.3:</b> Το μέλλον της αιολικής ισχύος την επόμενη πενταετία .....	23
<b>Διάγραμμα 3.4:</b> Η διαχρονική εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα .....	24
<b>Διάγραμμα 3.5:</b> Η εξέλιξη της διεθνούς αγοράς Φ/Β την τελευταία δεκαετία .....	32
<b>Διάγραμμα 3.6:</b> Μερίδιο νέας εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β για το 2009.....	32
<b>Διάγραμμα 3.7:</b> Γεωγραφική κατανομή παραγωγής φωτοβολταϊκών στοιχείων για το 2007.....	32
<b>Διάγραμμα 3.8:</b> Η εξέλιξη της ευρωπαϊκής αγοράς θερμικών ηλιακών συστημάτων την δεκαετία 1999-2009 .....	34
<b>Διάγραμμα 3.9:</b> Εγκατεστημένη ισχύς και $m^2$ ηλιακών θερμικών ανά κάτοικο στις χώρες της ΕΕ σήμερα .....	34
<b>Διάγραμμα 3.10:</b> Η εξέλιξη της ελληνικής αγοράς Φ/Β (αυτόνομα και συνδεδεμένα) .....	35
<b>Διάγραμμα 3.11:</b> Κατανομή διασυνδεδεμένων Φ/Β συστημάτων στην Ελλάδα ανά ισχύ .....	36
<b>Διάγραμμα 3.12:</b> Η εξέλιξη της ελληνικής αγοράς θερμικών ηλιακών συστημάτων σε σχέση με άλλες ευρωπαϊκές χώρες .....	37
<b>Διάγραμμα 5.1:</b> Η μέση μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία και ο δείκτης αιθριότητας στην Αστυπάλαια .....	85
<b>Διάγραμμα 5.2:</b> Η μέση μηνιαία ταχύτητα ανέμου στην Αστυπάλαια .....	85
<b>Διάγραμμα 5.3:</b> Εύρος διακύμανσης και μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου στην Αστυπάλαια .....	85
<b>Διάγραμμα 5.4:</b> Εξέλιξη μόνιμου πληθυσμού στα κύρια νησιωτικά συμπλέγματα του Αιγαίου Πελάγους το χρονικό διάστημα 1991-2005.....	86
<b>Διάγραμμα 5.5:</b> Αντιπροσωπευτικά δείγματα εποχιακής (αριστερά) και ημερήσιας (δεξιά) διακύμανσης ενεργειακής παραγωγής σε νησιά του Αιγαίου.....	87
<b>Διάγραμμα 5.6:</b> Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας στα νησιά Νότιου και Βόρειου Αιγαίου.....	87
<b>Διάγραμμα 5.7:</b> Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας μικρών νησιών του Αιγαίου, συμπεριλαμβανομένου και της Αστυπάλαιας .....	88
<b>Διάγραμμα 5.8:</b> Αφίξεις τουριστών συγκρίσει του μόνιμου πληθυσμού τα έτη 2003 και 2004. ....	88
<b>Διάγραμμα 5.9:</b> Εξέλιξη της συνολικής ενεργειακής παραγωγής και της κατανάλωσης καυσίμου στην Αστυπάλαια για την περίοδο 1982-2006 .....	89

<b>Διάγραμμα 5.10:</b> Κόστος παραγωγής ενέργειας για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά .....	90
<b>Διάγραμμα 5.11:</b> Ετήσιο προφίλ φορτίου της Αστυπάλαιας για το 2006 .....	92
<b>Διάγραμμα 5.12:</b> Ετήσια διακύμανση ενεργειακής παραγωγής για την Αστυπάλαια το 2006 .....	93
<b>Διάγραμμα 5.13:</b> Ποσοστιαία κατανομή ετήσιας ενεργειακής παραγωγής ανά μήνα στην Αστυπάλαια.....	93
<b>Διάγραμμα 5.14:</b> Μέση ημερήσια διακύμανση φορτίου στην Αστυπάλαια για το 2006 .....	94
<b>Διάγραμμα 5.15:</b> Μέση ημερήσια διακύμανση φορτίου στην Αστυπάλαια για κάθε μήνα του έτους 2006.....	94
<b>Διάγραμμα 5.16:</b> Πρόβλεψη ετήσιου μέγιστου φορτίου για το νησί της Αστυπάλαιας .....	95
<b>Διάγραμμα 5.17:</b> Πρόβλεψη ετήσιας παραγόμενης ισχύος για το νησί της Αστυπάλαιας .....	95
<b>Διάγραμμα 5.18:</b> Καμπύλη ισχύος Α/Γ Enercon E33/330 kW .....	103
<b>Διάγραμμα 5.19:</b> Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας εμφάνισης ανέμων σε ύψος τοποθέτησης Α/Γ στα 10m (α) και στα 50m (β) για το νησί της Αστυπάλαιας .....	104
<b>Διάγραμμα 6.1:</b> Αρχικό κόστος αγοράς και εγκατάστασης διαφορετικών υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας.....	136
<b>Διάγραμμα 6.2:</b> Λειτουργικό κόστος διαφορετικών υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας .....	137
<b>Διάγραμμα 6.3:</b> Χρηματοροή της επένδυσης συμβατικού τρόπου παραγωγής ενέργειας. ....	137
<b>Διάγραμμα 6.4:</b> Χρηματοροή της ενεργειακής επένδυσης Α/Γ-Φ/Β-Συσσωρευτές. Στο σχήμα (α) δίνονται οι χρηματοροές βάσει του είδους του κόστους και στο (β) βάσει των τμημάτων που απαρτίζουν το υβριδικό σύστημα .....	138
<b>Διάγραμμα 6.5:</b> Καθαρό Παρόν Κόστος διαφορετικών υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας .....	139
<b>Διάγραμμα 6.6:</b> Κόστος παραγωγής ενέργειας από διαφορετικά υβριδικά συστήματα.....	140
<b>Διάγραμμα 6.7:</b> Παραγωγή και περίσσεια ενέργειας για κάθε ένα από τα 11 εξεταζόμενα συστήματα παροχής ισχύος .....	142
<b>Διάγραμμα 6.8:</b> Πλεονάζουσα ενέργεια ως κλάσμα της συνολικά παραγόμενης σε καθένα από τα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής.....	142
<b>Διάγραμμα 6.9:</b> Ετήσιες εκπομπές CO <sub>2</sub> για τους βέλτιστους συνδυασμούς συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής .....	143
<b>Διάγραμμα 6.10:</b> Κατανάλωση ελαφριού καυσίμου για τα διάφορα συστήματα παραγωγής ενέργειας.....	144
<b>Διάγραμμα 6.11:</b> Συμμετοχή κάθε τεχνολογίας που απαρτίζει το προτεινόμενο σύστημα στα επιμέρους κόστη της επένδυσης .....	145
<b>Διάγραμμα 6.12:</b> Συμμετοχή κάθε μονάδας του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel στη μηνιαία παραγωγή ενέργειας.....	146
<b>Διάγραμμα 6.13:</b> Ετήσιο προφίλ της πλεονάζουσας ενέργειας του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel .....	146
<b>Διάγραμμα 6.14:</b> Ημερήσιο ισοζύγιο ενέργειας για το σύστημα Φ/Β-Α/Γ- Diesel της Αστυπάλαιας τη 15 <sup>η</sup> Αυγούστου.....	147

<b>Διάγραμμα 6.15:</b> Ημερήσιο ισοζύγιο ενέργειας για το σύστημα Φ/Β-Α/Γ- Diesel της Αστυπάλαιας την 5 <sup>η</sup> Μαρτίου .....	148
<b>Διάγραμμα 6.16:</b> Χρηματοροή της ενεργειακής επένδυσης Φ/Β-Α/Γ-Diesel-Συσσωρευτές .....	149
<b>Διάγραμμα 6.17:</b> Άθροισμα χρηματοροών ενεργειακής επένδυσης υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ- Diesel-Συσσωρευτές της Αστυπάλαιας .....	149
<b>Διάγραμμα 6.18:</b> Ανάλυση ευαισθησίας της ενεργειακής επένδυσης υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ- Diesel-Συσσωρευτές της Αστυπάλαιας .....	150
<b>Διάγραμμα 6.19:</b> Ανάλυση κόστους για κάθε ένα από τα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής αποκλειστικά από ΑΠΕ: Φ/Β-Α/Γ-Αποθήκευση (α), Α/Γ-Αποθήκευση (β), Φ/Β-Αποθήκευση (γ).....	152
<b>Διάγραμμα 6.20:</b> Συμμετοχή αιολικής και ηλιακής ισχύος στο ετήσιο ενεργειακό προφίλ του αυτόνομου υβριδικού συστήματος .....	153
<b>Διάγραμμα 6.21:</b> Ενεργειακό ισοζύγιο υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Συσσωρευτές για του μήνες Ιανουάριο (α) και Ιούλιο (β) .....	154
<b>Διάγραμμα 6.22:</b> Εικοσαετής εξέλιξη χρηματοροών για το υβριδικό σύστημα Φ/Β-Α/Γ με αποθήκευση.....	155
<b>Διάγραμμα 6.23:</b> Εικοσαετής εξέλιξη χρηματοροών για το υβριδικό σύστημα Φ/Β-Α/Γ-Συσσωρευτές με επιδότηση 35% και επιτόκιο δανεισμού 8% (α) και επιδότηση 20% και επιτόκιο δανεισμού 4% (β) .....	157
<b>Διάγραμμα 6.24:</b> Ισοδύναμες εκπομπές CO <sub>2</sub> , SO <sub>4</sub> , PO <sub>4</sub> , και SPM για τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις του φαινομένου του θερμοκηπίου (α), της όξινης βροχής (β), του ευτροφισμού (γ) και της αιθαλομίχλης του χειμώνα (δ), αντίστοιχα, για τα δυο συγκρινόμενα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής.....	165
<b>Διάγραμμα 6.25:</b> Κανονικοποίηση του κύκλου ζωής του πετρελαίου για το κάθε σενάριο ηλεκτροπαραγωγής.....	165
<b>Διάγραμμα 6.26:</b> Διάγραμμα – δείκτης συνολικών επιπτώσεων του κύκλου ζωής για το κάθε σενάριο (άθροισμα τιμών κανονικοποίησης).....	166
<b>Διάγραμμα 6.27:</b> Αξιολόγηση του κύκλου ζωής του πετρελαίου για το κάθε σενάριο ηλεκτροπαραγωγής.....	167
<b>Διάγραμμα 6.28:</b> Διάγραμμα – δείκτης συνολικών επιπτώσεων του κύκλου ζωής για το κάθε σενάριο (άθροισμα τιμών αξιολόγησης) .....	167
<b>Διάγραμμα 6.29:</b> Άθροισμα χρηματοροών ενεργειακής επένδυσης ηλιακού θερμοσίφωνα 3,58 m <sup>2</sup> με θερμοδοχείο 200 lt .....	169
<b>Διάγραμμα 6.30:</b> Άθροισμα χρηματοροών ενεργειακής επένδυσης ηλιακού θερμοσίφωνα 7 m <sup>2</sup> με θερμοδοχείο 200 lt .....	170
<b>Διάγραμμα 6.31:</b> Άθροισμα χρηματοροών ενεργειακής επένδυσης 8 θερμικών ηλιακών συστημάτων 4,58 m <sup>2</sup> με θερμοδοχείο 300 lt.....	174
<b>Διάγραμμα 6.32:</b> Άθροισμα χρηματοροών ενεργειακής επένδυσης 8 θερμικών ηλιακών συστημάτων (συλλέκτης 4,58 m <sup>2</sup> , boiler 300 lt) με επιδότηση κεφαλαίου 35%.....	177
<b>Διάγραμμα 6.33:</b> Άθροισμα χρηματοροών ενεργειακής επένδυσης 5 θερμικών ηλιακών συστημάτων (συλλέκτης 4,58 m <sup>2</sup> , boiler 300 lt) με επιδότηση κεφαλαίου 35%. ΚΠΑ=2.110 €, IRR=19,3%, Αναλογία Οφέλους-Κόστους=1,55 .....	177

## Πίνακας Εικόνων

<b>Εικόνα 5.1:</b> Το νησί της Αστυπάλαιας.....	83
<b>Εικόνα 5.2:</b> Οι ζώνες αιολικού και ηλιακού δυναμικού στον ελλαδικό χώρο.....	84
<b>Εικόνα 5.3:</b> Η Α/Γ Epercon E33/330 kW.....	103
<b>Εικόνα 5.4:</b> Το μοντέλο συσσωρευτή 4KS25P της εταιρίας Rolls.....	111
<b>Εικόνα 5.5:</b> Δείκτης κατανάλωσης νερού στα νησιά του Ν. Αιγαίου .....	118
<b>Εικόνα 6.1:</b> Αναπαράσταση του υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέσω του λογισμικού HOMER .....	133
<b>Εικόνα 6.2:</b> Υλοποιήσιμα υβριδικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής για την Αστυπάλαια .....	135
<b>Εικόνα 6.3:</b> Κατηγοριοποιημένα υλοποιήσιμα υβριδικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής για την Αστυπάλαια.....	135

## Κατάλογος Συντομογραφιών

A/Γ:	Ανεμογεννήτρια
ΑΚΖ:	Ανάλυση Κύκλου Ζωής
ΑΠΕ:	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΥΣ:	Αυτόνομα Υβριδικά Συστήματα
ΔΕΗ:	Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΕΕ:	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΕΚ:	Επιτροπή Ευρωπαϊκών Κοινοτήτων
ΜΔΝ:	Μη Διασυνδεδεμένοι Νήσοι
ΜΕΚ:	Μηχανές Εσωτερικής Καύσης
ΣΕΦ:	Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών
ΥΠΑΝ:	Υπουργείο Ανάπτυξης
ΥΠΕΚΑ:	Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας & Κλιματικής Αλλαγής
Φ/Β:	Φωτοβολταϊκό
ΦΠΑ:	Φόρος Προστιθέμενης Αξίας
BCR:	Benefit to Cost Ratio Λόγος Οφέλους/Κόστους
CRF:	Capital Recovery Factor Συντελεστής Ανάκτηση Κεφαλαίου
DBP:	Discounted pay-Back Period Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής
ESTIF:	European Solar Thermal Industry Federation
GWEC:	Global Wind Energy Council
IRR-EBA:	Internal Rate of Return Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης
LCC:	Life Cycle Cost Οικονομικός Κύκλος Ζωής
LCE:	Levelized Cost of Energy Ανηγμένο Κόστος παραγωγής Ενέργειας
LOLP:	Loss of Load Probability
MPPT:	Maximum Power Point Trackers
NPC:	Net Present Cost Καθαρό Παρόν Κόστος
NPV-ΚΠΑ:	Net Present Value Καθαρή Παρούσα Αξία
NOCT:	Nominal Operating Cell Temperature
NREL:	National Renewable Energy Laboratory
SFC:	Special Fuel Cost
SOC:	State Of Charge
SPL:	System Performance Level
UL:	Unmet Load
WCED:	World Commission on Environment and Development



## Περίληψη

Μετά τη βιομηχανική επανάσταση, η άποψη πως υπάρχει τεράστια αφθονία σε φυσικά διαθέσιμα και μεγάλη επάρκεια σε ενεργειακούς πόρους οδήγησε την ανθρωπότητα να βασιστεί σε ένα πρότυπο ανάπτυξης, κύριο χαρακτηριστικό του οποίου ήταν η κατασπατάληση των ενεργειακών και φυσικών πόρων και η συνεχής υποβάθμιση του περιβάλλοντος. Για πάνω από μια εικοσαετία, ο πλανήτης έχει έρθει αντιμέτωπος με τα αρνητικά αποτελέσματα αυτών των πολιτικών, κοινωνικών, οικονομικών και πολιτιστικών επιλογών, για τα οποία ζητά να βρει λύσεις.

Σήμερα, με τη βοήθεια της επιστήμης και της τεχνολογίας, υπάρχει πλήθος επιλογών που μπορούν να εγγυηθούν την ενεργειακή επάρκεια της ανθρωπότητας, την προστασία του περιβάλλοντος, την υψηλή τεχνική αξιοπιστία και την οικονομική εφικτότητα των επενδύσεων. Σε αυτές τις επιλογές, πρωταγωνιστικό ρόλο παίζουν και οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, η αξιοποίηση των οποίων εάν συνδυαστεί με την προσπάθεια εξοικονόμησης συμβατικών ενεργειακών πηγών και με την ορθολογική διαχείριση της ενέργειας θα δώσει τη δυνατότητα ανατροπής του σημερινού ενεργειακού σκηνικού, το οποίο τυγχάνει καταναλωτικά ασύδοτο, οικονομικά άνισο και κοινωνικά άδικο.

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η κατάθεση μια ολοκληρωμένη πρότασης για την ενεργειακή αυτονομία περιοχών που δεν είναι συνδεδεμένα με το κεντρικό δίκτυο ηλεκτροδότησης και εξαρτώνται αποκλειστικά από ρυπογόνες πηγές ενέργειας. Τέτοιες περιοχές μπορούν να θεωρηθούν στη χώρα μας τα περισσότερα νησιά του Αιγαίου Πελάγους και μερικά του Ιονίου, τα οποία, εν γένει, για την ηλεκτροδότηση τους χρησιμοποιούν diesel. Στη συγκεκριμένη περίπτωση εξετάζεται η ενεργειακή αυτονομία του νησιού της Αστυπάλαιας, η οποία έχει ορίζοντα εικοσαετίας και βασίζεται πάνω σε τρεις άξονες: την αδιάκοπη ηλεκτροδότηση του νησιού όλες τις εποχές του χρόνου, την παροχή ζεστού νερού στον οικιακό και ξενοδοχειακό τομέα και την παροχή πόσιμου νερού για όλο τον πληθυσμό, χωρίς να απαιτείται η μεταφορά ύδατος από άλλες περιοχές της χώρας.

Όσον αφορά στην ηλεκτροδότηση της Αστυπάλαιας, αυτή προτείνεται να πραγματοποιείται από μια υβριδική εγκατάσταση παραγωγής ενέργειας, η οποία θα αξιοποιεί ταυτόχρονα την ηλιακή και αιολική ενέργεια, ενώ σε συνθήκες αδυναμίας εξυπηρέτησης του φορτίου από τις ΑΠΕ, αυτό θα ικανοποιείται από κατάλληλης χωρητικότητας αποθηκευτικές μονάδες ή/και συμβατικές πηγές ενέργειας. Παράλληλα, η θέρμανση του νερού θα επιτυγχάνεται από κατάλληλα διαστασιολογημένα θερμικά ηλιακά συστήματα και το πόσιμο νερό θα παρέχεται από κατάλληλης δυναμικότητας μονάδα αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης.

Πέραν της παρουσίασης και του σχεδιασμού των προαναφερθέντων συστημάτων, κύριο μέλημα της εργασίας είναι η τεχνοοικονομική και περιβαλλοντική αξιολόγηση αυτών των ενεργειακών συστημάτων. Κύρια εργαλεία για την εκπόνηση αυτής της ανάλυσης αποτελούν τα ελεύθερα λογισμικά HOMER και RETScreen. Με τη βοήθεια των συγκεκριμένων υπολογιστικών εργαλείων, ο χρήστης μπορεί να αξιολογήσει έναν ή και περισσότερους συνδυασμούς ενεργειακών τεχνολογιών, έπειτα από την εισαγωγή στα προγράμματα μιας σειράς παραμέτρων, όπως κόστη εγκατάστασης και λειτουργίας, κλιματολογικές συνθήκες, ενεργειακές καταναλώσεις κ.α.. Η αξιολόγηση αυτή μπορεί να

είναι οικονομικής φύσεως, εξετάζοντας οικονομικούς δείκτες, όπως η Καθαρή Παρούσα Αξία, ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης, Κόστος Παραγωγής Ενέργειας και η Αναλογία Κόστος-Όφελος, τεχνικής-ενεργειακής φύσεως, λαμβάνοντας υπόψη παραμέτρους σαν το ποσοστό Περίσσειας Ενέργειας ή την Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου, ή και περιβαλλοντικής φύσεως, υπολογίζοντας τους αέριους και στερεούς ρύπους που εκλύονται στην ατμόσφαιρα από τη λειτουργία του κάθε ενεργειακού συστήματος.

Στο τέλος της εργασίας, συνοψίζονται τα σημαντικότερα αποτελέσματα της ανάλυσης, διατυπώνονται προβληματισμοί σχετικά με τη δυνατότητα εφαρμογής των προτάσεων και σε άλλες απομονωμένες περιοχές της χώρας, ενώ ταυτόχρονα κατατίθενται προτάσεις προς περαιτέρω διερεύνηση και τελειοποίηση της συγκεκριμένης εργασίας σε ένα επόμενο στάδιο.

## Abstract

After the industrial revolution, the idea that there is a huge abundance of natural resources and a great sufficiency in energy resources has led humanity to follow a development model, main feature of which was the waste of energy and natural resources and the continued environmental degradation. For over twenty years, the planet is confronted with the negative effects of these political, social, economic and cultural choices, for which seek to find solutions.

Today, with the help of science and technology, there are many options that can guarantee the energy security of mankind, the protection of the environment, the high technical reliability and economic feasibility of investment. In these options, Renewable Energy Sources play a leading role, the use of which, if is combined with the attempt to save conventional energy sources and with the rational energy management, will allow the rollover of the current energy scene, which is supposed to be overconsuming, economically unequal and socially unjust.

The purpose of this thesis is to deposit an integrated proposal for the energy autonomy of areas not connected to the main electricity grid and depend solely on fossil fuels. In our country, such areas are considered to be most of the islands in Aegean Sea and some in Ionian Sea, for the electricity production of which, in general, diesel fuel is used. In this particular case, the twenty-year-energy independence of the island of Astypalea is considered, which is based on three axes: the unstoppable provision of power in the island all year round, the provision of hot water in residential and hotel sector and the provision of drinking water for the entire population without the need of transporting water from other regions.

Regarding the electrification of Astypalea, is proposed to be carried out by a hybrid power plant, which will utilize both solar and wind power. In conditions where the load cannot be satisfied by RES, then the load will be met by suitable capacity storage units and / or conventional energy sources. Moreover, heating the water will be achieved by appropriately dimensioned solar thermal systems and drinking water will be provided by a Reverse Osmosis desalination plant.

Besides the presentation and design of above mentioned systems, the main concern of the this paper is the techno-economic and environmental evaluation of these energy systems. Main tools for the conduct of this analysis are two free software programs, HOMER and RETScreen. With the help of these computational tools, the user can evaluate one or more combinations of energy technologies, after the input of a number of parameters, such as installation and operating costs, climate conditions, energy consumption etc.. This evaluation may be economic, considering the economic indicators such as Net Present Value, the Internal Rate of Return, Cost of Energy Production and Cost-Benefit Ratio, energy-technical, taking into account parameters like the percentage of excess energy or the Loss of Load Probability, or environmental, estimating gaseous and solid pollutants emitted into the atmosphere from the operation of each energy system.

At the end of this thesis, the main results of the analysis are summarized, the concerns about the applicability of the proposals in other isolated areas of the country are expressed and other proposals for further exploration and refinement of this work are made.

## Σύνοψη

Η συνεχής αύξηση της ενεργειακής κατανάλωσης, η μη ορθολογική χρήση της ενέργειας, η διαρκής εξάρτηση από ορυκτές ενεργειακές πηγές, έχουν δημιουργήσει έντονα περιβαλλοντικά, οικονομικά, πολιτικά και κοινωνικά προβλήματα τις τελευταίες δεκαετίες σε παγκόσμιο, ευρωπαϊκό, εθνικό, αλλά και ατομικό επίπεδο. Το ευρύ φάσμα αυτών των προβλημάτων αποτέλεσε πολλές φορές την αφορμή προβληματισμού της διεθνούς κοινότητας σχετικά με το πρότυπο ανάπτυξης που ακολουθείται και τη χάραξη πολιτικής που θα μπορεί να εξυπηρετεί με επάρκεια και δικαιοσύνη τις σημερινές και μελλοντικές ανάγκες του ανθρώπου. Η ανάγκη για ενεργειακή αυτάρκεια και απεξάρτηση των κρατών από εισαγόμενα καύσιμα, ιδίως από χώρες με ασταθείς πολιτικές και κοινωνικές καταστάσεις, καθώς και η ανάγκη για αποκεντρωμένη ανάπτυξη και τόνωση της τοπικής απασχόλησης ενισχύει την αντίληψη για αλλαγή και κυρίως βελτίωση του σημερινού παγκόσμιου ενεργειακού σκηνικού.

Στο ίδιο πρότυπο, από τις αρχές της δεκαετίας του '90, η ευρωπαϊκή κοινότητα έχει ξεκινήσει έναν μακρύ δρόμο για την οριστική ανεξαρτητοποίησή της από τις ορυκτές πηγές ενέργειας και την αντιμετώπιση των περιβαλλοντικών και ενεργειακών προβλημάτων της. Σε αυτό το πλαίσιο, σχεδιάστηκαν οι Πράσινη και Λευκή Βίβλος, οι οποίες αποτελούσαν μια στρατηγική αντιμετώπισης των πολυδιάστατων προβλημάτων που δημιουργούσε το αρνητικό ισοζύγιο ενεργειακών πόρων και κατανάλωσης. Δομικό στοιχείο του εν λόγω σχεδίου δράσης αποτελούν οι εναλλακτικές μορφές ενέργειας. Πρωτίστως, ο άφθονος, χωρικά διάσπαρτος και αποκεντρωμένος χαρακτήρας τους μπορεί να συμβάλλει στην απεξάρτηση από τους εξαντλήσιμους και ρυπογόνους ορυκτούς ενεργειακούς πόρους. Δευτερευόντως, οι ΑΠΕ δημιουργούν νέες θέσεις εργασίας, βοηθούν αποτελεσματικότερα στην ανάπτυξη του Τρίτου Κόσμου, ενώ μέσω της χρησιμοποίησής τους προστατεύεται το κλίμα του πλανήτη, εμποδίζεται η ανάπτυξη των επικίνδυνων πυρηνικών σταθμών, δεν τίθενται σε κίνδυνο βασικές ανθρώπινες ελευθερίες και δικαιώματα και προάγεται η αποκέντρωση αποφάσεων και εξουσιών.

Η Ελλάδα, ακολουθώντας τις οδηγίες και τους κανονισμούς της Ευρωπαϊκής Ένωσης, έχει κάνει την τελευταία δεκαετία σημαντικά βήματα στην αξιοποίηση των ΑΠΕ, τα οποία, όμως, δε μπορούν σε καμιά περίπτωση να θεωρηθούν επαρκή, δεδομένων των σημερινών ενεργειακών αναγκών. Η λειτουργία των θερμικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, οι οποίοι εξυπηρετούν πρωτίστως τις ενεργειακές απαιτήσεις της πρωτεύουσας, η εξάρτηση των πολυπληθών και διάσπαρτων νησιών της χώρας από το πετρέλαιο και η συγκεντρωμένη λειτουργία σταθμών παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, συνθέτουν το ενεργειακό σκηνικό της Ελλάδας, το οποίο πια δε συνάδει με τις σύγχρονες απαιτήσεις της κοινωνίας. Το 2008 το ποσοστό παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ έφτασε μόλις στα μισά του ευρωπαϊκού στόχου, ο οποίος, σύμφωνα με την Κοινοτική Οδηγία 2009/28/ΕΚ, έχει καθοριστεί στο 20% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 2020.

Στο πλαίσιο υλοποίησης της νέας ευρωπαϊκής στρατηγικής «20-20-20», σύμφωνα με την οποία μέχρι το 2020 τα κράτη μέλη της ΕΕ θα πρέπει να μειώσουν τους αέριους ρύπους κατά 20%, το 20% της συνολικής ενεργειακής παραγωγής θα πρέπει να παράγεται από ΑΠΕ και η συνολική ενεργειακή κατανάλωση θα πρέπει να περιοριστεί κατά 20%, η Ελλάδα προσπαθεί να ακολουθήσει τις ευρωπαϊκές επιταγές, εκμεταλλευόμενη το πλούσιο

ανανεώσιμο δυναμικό που διαθέτει. Πιο συγκεκριμένα, στις περιοχές των νησιωτικών συμπλεγμάτων, οι οποίες διαθέτουν υψηλό ποσοστό ηλιοφάνειας και η ταχύτητα του ανέμου διατηρείται σε υψηλά επίπεδα καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου, οι προσπάθειες για εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών μπορεί να είναι διαρκείς και οικονομικά προσοδοφόρες.

Η εγκατάσταση σταθμών ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ σε νησιά των δυο Πελάγων που δεν είναι συνδεδεμένα με το ηπειρωτικό δίκτυο μπορεί να σημάνει πλήθος οικονομικών και περιβαλλοντικών οφελών σε τοπικό και εθνικό επίπεδο. Ο περιορισμός του κόστους παραγωγής ενέργειας, η μη εξάρτηση από ορυκτές πηγές που επιβαρύνουν το τοπικό περιβάλλον, η δημιουργία νέων θέσεων εργασίας, η παραγωγή πόσιμου νερού σε συνεχή βάση και η απαλλαγή από τις μεταφερόμενες και κοστοβόρες ποσότητες νερού, η παραγωγή ζεστού νερού χρήσης με πάρα πολύ χαμηλό κόστος, η επαφή της τοπικής κοινωνίας με νέα τεχνογνωσία που προάγει την περιβαλλοντική ευαισθητοποίηση είναι μερικά από τα οφέλη που μπορούν σε βάθος χρόνου να εγγυηθεί η εγκατάσταση ΑΠΕ σε ένα μικρής κλίμακας ενεργειακό καταναλωτή. Με άλλα λόγια, οι ήπιες μορφές ενέργειας μπορούν να δώσουν μια ολοκληρωμένη λύση για το ενεργειακό μέλλον πολλών περιοχών της χώρας και ιδιαίτερα αυτών των νησιών.

Σε αυτό το πλαίσιο, αντικείμενο της παρούσας εργασίας είναι η κατάθεση μιας ολοκληρωμένης πρότασης που θα μπορεί να εγγυηθεί την ενεργειακή αυτονομία των νησιών της χώρας, με τρόπο παρόμοιο όπως έχει επιτευχθεί σε μη συνδεδεμένες περιοχές άλλων χωρών. Η εν λόγω πρόταση βασίζεται πάνω σε τρεις άξονες: την ενεργειακή αυτονομία των νησιών στο τομέα του ηλεκτρισμού, του ζεστού νερού χρήσης και του πόσιμου νερού, τομείς οι οποίοι σήμερα βάζονται από πολλά προβλήματα, τα οποία αφενός επιβαρύνουν οικονομικά το κράτος και αφετέρου υποβαθμίζουν την ποιότητα ζωής των κατοίκων των νησιών.

Πολλές είναι εκείνες οι προσπάθειες και έρευνες που έχουν καταβληθεί στον τομέα της ενεργειακής αυτονομίας μικρών ή μεγάλων περιοχών σε περιοχές της Ευρώπης και του κόσμου (π.χ. νησιά Utsira, King, Samsø) με μεγάλη ή και μικρότερη επιτυχία, δίνοντας, όμως, πάντα το στίγμα των σημερινών επιταγών που επιβάλλονται από την ανάγκη της κοινωνίας για «καθαρότερες» ενεργειακές μορφές, μικρότερη εξάρτηση από εισαγόμενες πηγές ενέργειας και συστήματα ηλεκτροπαραγωγής με περισσότερη αξιοπιστία. Ο σχεδιασμός και η βελτιστοποίηση αυτών των συστημάτων, τα οποία μπορούν και συνδυάζουν περισσότερες από μία μορφές ενέργειας, είναι το στοίχημα των σημερινών επιστημονικών και τεχνολογικών ερευνών. Σήμερα, ο βέλτιστος συνδυασμός των αυτόνομων υβριδικών ενεργειακών συστημάτων μπορεί να επιτευχθεί μέσω πιθανοτικών, επαναληπτικών, γραφικών ή πολυκριτηριακών τεχνικών, ενώ μέσω της αξιοποίησης των οικονομικών δεικτών (Καθαρή Παρούσα Αξία, Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης, Ανάλυση Κύκλου Ζωής κ.α.) επιτυγχάνεται η οικονομοτεχνική αξιολόγηση των συστημάτων αυτών.

Τα τελευταία χρόνια, δεν είναι λίγα τα λογισμικά που έχουν αναπτυχθεί προκειμένου να βοηθούν στο σχεδιασμό, στην τεχνική και οικονομική αξιολόγηση, ή και ακόμα στην αριστοποίησή των ενεργειακών επενδύσεων. Λογισμικά, όπως το EnergyPLAN, το energyPRO, το H2RES, το TRNSYS16, το RETScreen και το HOMER, χρησιμοποιούνται ως εργαλεία σχεδιασμού, τεχνικοοικονομικής και περιβαλλοντικής αξιολόγησης ενεργειακών συστημάτων, τα οποία συνδυάζουν μία ή και περισσότερες μορφές ενέργειας και

βρίσκονται συνδεδεμένα ή μη στο κεντρικό δίκτυο. Στην περίπτωση της πρότασης της εν λόγω εργασίας χρησιμοποιήθηκαν τα λογισμικά HOMER και RETScreen. Με το πρώτο εργαλείο ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να συνδυάσει πηγές ενέργειας, όπως οι Α/Γ, τα Φ/Β, τα υδροηλεκτρικά, οι κυψέλες υδρογόνου, οι ντιζελογεννήτριες, με μέγεθος που αυτός επιθυμεί, και έπειτα από πλήθος προσομοιώσεων να επιλέξει το σύστημα με τα καλύτερα για αυτόν τεχνικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά χαρακτηριστικά. Από την άλλη, το RETScreen αποτελεί ένα εργαλείο λήψης αποφάσεων, λιγότερο τεχνικό από το HOMER, που αξιοποιείται ευρέως από κυβερνητικούς, εκπαιδευτικούς, επενδυτικούς, ή ιδιωτικούς φορείς. Κύρια λειτουργία του είναι η σύγκριση υβριδικών ή μη ενεργειακών συστημάτων που συνδυάζουν ΑΠΕ με συμβατικούς τρόπους παραγωγής ενέργειας. Δίνει τη δυνατότητα στο χρήστη να επιλέξει από μια ευρεία γκάμα εφαρμογών και να τις αξιολογήσει οικονομικά και περιβαλλοντικά, ακόμα και μέσω αναλύσεων ευαισθησίας παραμέτρων.

Όσον αφορά το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής που αξιολογείται από τα παραπάνω λογισμικά, εν προκειμένω να εξυπηρετήσει τις ενεργειακές ανάγκες της Αστυπάλαιας, αυτό αποτελείται από αιολικές μηχανές, φωτοβολταϊκά συστήματα, γεννήτριες diesel και μονάδες αποθήκευσης ενέργειας. Ο μηχανισμός λειτουργίας του αυτόνομου υβριδικού συστήματος βασίζεται στην εξής αρχή: οι ΑΠΕ αποτελούν τη βασική πηγή ενέργειας του συστήματος, οι οποίες καλύπτουν καθ' όλη τη διάρκεια της ημέρας τις ενεργειακές απαιτήσεις του νησιού. Σε περίπτωση παραγωγής ενέργειας περισσότερης από τις αντίστοιχες απαιτήσεις, οι συσσωρευτές φορτίζονται έως ενός σημείου. Σε περίπτωση μη κάλυψης των ενεργειακών αναγκών, το φορτίο ικανοποιείται από την αποθηκευμένη στους συσσωρευτές ενέργεια, ενώ σε περίπτωση επιπρόσθετης ανάγκης τίθεται σε λειτουργία εφεδρική ντιζελογεννήτρια.

Το φορτίο που καλείται να εξυπηρετήσει το εν λόγω σύστημα χωρίζεται σε πρώτη και δεύτερης προτεραιότητας. Στο πρώτο περιλαμβάνονται όλων των ειδών οι καθημερινές καταναλώσεις του, ιδιωτικές ή κοινοτικές, ενώ στο δεύτερο περιλαμβάνεται το φορτίο που απαιτεί για να λειτουργήσει μια μονάδα αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης δυναμικότητας 500 m<sup>3</sup>/ημέρα. Η διαστασιολόγηση της μονάδας παραγωγής πόσιμου νερού και του υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής έχουν γίνει με τρόπο τέτοιο ώστε να ικανοποιούνται με επάρκεια οι ανάγκες του πληθυσμού (μόνιμου και μη) της Αστυπάλαιας για τα επόμενα 20 έτη. Παράλληλα, κάνοντας λόγο για το θερμικό φορτίο, αυτό ικανοποιείται εξ' ολοκλήρου από ηλιακά θερμοσιφωνικά συστήματα κατάλληλων διαστάσεων, τα οποία μπορούν και παράγουν ζεστό νερό χρήσης για τους τομείς των κατοικιών και των ξενοδοχείων.

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων και της περαιτέρω ανάλυσης έδειξαν πως η πιο συμφέρουσα οικονομικά λύση, που συνδυάζει χαμηλό κόστος υλοποίησης, κόστος παραγωγής ενέργειας χαμηλότερο και από τις σημερινές συνθήκες ηλεκτροπαραγωγής, επίπεδα ρύπων στο -94% σε σχέση με σήμερα, είναι η λειτουργία Φ/Β-Α/Γ-ντιζελογεννήτριας με παράλληλη αποθήκευση ενέργειας. Στην εν λόγω περίπτωση, το 21% της συνολικά παραγόμενης ενέργειας θα προέρχεται από τα Φ/Β συστήματα, το 76% από αιολικές μηχανές και το υπόλοιπο 3% από γεννήτρια ελαφριού καυσίμου. Από τα παραπάνω γίνονται αντιληπτά η πολύ χαμηλή συμμετοχή των ορυκτών πηγών ενέργειας στο ενεργειακό σύστημα της Αστυπάλαιας, ο δραματικός περιορισμός των αέριων και στερεών ρύπων και ο υψηλός δείκτης βιωσιμότητας της επένδυσης, η οποία μέχρι το τέλος

του οικονομικού της κύκλου αναμένεται να έχει υπερδιπλασιάσει το αρχικά απαιτηθέν κεφάλαιο.

Βέβαια, η ανάλυση ευαισθησίας σε παραμέτρους των συστημάτων, όπως τα αρχικά κόστη, το ύψος δανεισμού, το επιτόκιο δανεισμού, η περίοδος χρέους και άλλα, μπορούν να διαμορφώσουν πλήθος συσχετισμών που να επιτρέπουν τη οικονομική βιωσιμότητα συστημάτων θερμικής και ηλεκτρικής παραγωγής, τα οποία με μια πρώτη ανάγνωση μοιάζουν μη εφικτά και οικονομικά μη συμφέροντα. Χαρακτηριστικό παράδειγμα της συγκριμένης διαπίστωσης που απορρέει από την ανάλυση ευαισθησίας είναι πως το ύψος των οικονομικών κινήτρων, όπως οι επιδοτήσεις και τα χαμηλότοκα δάνεια, μπορούν να δώσουν ώθηση στην ανάπτυξη συστημάτων παραγωγής ηλεκτρισμού και θέρμανσης από ΑΠΕ, ακόμα και με αποκλειστική χρήση αυτών.

Όλα τα παραπάνω αναλύονται διεξοδικά σε όλη την έκταση της παρούσας εργασίας και διαρθρώνονται σε επτά κεφάλαια. Συγκεκριμένα, το **Κεφάλαιο 1** αποτελεί εισαγωγή της εργασίας και σε αυτό περιγράφεται η συμβολή άλλων επιστημονικών μελετών στον τομέα της ενεργειακής αυτονομίας, ενώ, παράλληλα, πραγματοποιείται μια ιστορική αναδρομή των μεθόδων και των μεθοδολογιών βελτιστοποίησης των αυτόνομων υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας. Ακόμα, αναφέρονται οι τρόποι τεχνοοικονομικής και περιβαλλοντικής αξιολόγησης των διάφορων ενεργειακών συστημάτων και πως αυτοί έχουν προσεγγισθεί ή τελειοποιηθεί από διάφορες ομάδες επιστημόνων.

Το **Κεφάλαιο 2** αποτελεί μια αναφορά στο σημερινό ενεργειακό πρόβλημα, πως αυτό έχει προσεγγισθεί σε παγκόσμιο, ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο και τι προσπάθειες που γίνονται προκειμένου να αντιμετωπισθεί με αποτελεσματικότητα. Αναφορά γίνεται ταυτόχρονα και στην ενεργειακή κατάσταση στην οποία βρίσκεται η Ελλάδα και πως οι πολιτικές που ακολουθούνται σήμερα συνάδουν με τις Οδηγίες και τους Κανονισμούς της Ευρωπαϊκής Ένωσης για ανατροπή του σύγχρονου ενεργειακού σκηνικού. Ο κύριος σχολιασμός πραγματοποιείται επί των πολιτικών που σχετίζονται με την προώθηση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και πως αυτές μπορούν σήμερα να εγγυηθούν την ενεργειακή αυτονομία, την ασφάλεια στον ενεργειακό εφοδιασμό και την προστασία του περιβάλλοντος.

Στο **Κεφάλαιο 3** αναφέρονται οι βασικές τεχνολογίες και τα χαρακτηριστικά των ΑΠΕ που συμμετέχουν στη δημιουργία των αυτόνομων υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας που προτείνονται για το νησί της Αστυπάλαιας. Συγκεκριμένα, περιγράφονται τα δομικά χαρακτηριστικά των ανεμογεννητριών, των φωτοβολταϊκών συστημάτων και των θερμικών ηλιακών συστημάτων, ενώ πραγματοποιείται μια πρώτη προσέγγιση στην παγκόσμια και ελληνική ενεργειακή αγορά. Επιπρόσθετα, περιγράφεται ο τρόπος υπολογισμού παραγωγής ενέργειας σε κάθε μια από τις προαναφερθείσες ΑΠΕ και αναφέρονται τα βασικά ηλεκτρικά μεγέθη κάθε μίας. Σε γενικές γραμμές, το εν λόγω κεφάλαιο αποτελεί ένα εγχειρίδιο του τρόπου με τον οποίο τα δυο λογισμικά προγράμματα, HOMER και RETScreen, πραγματοποιούν τους υπολογισμούς όλων εκείνων των ενεργειακών μεγεθών και παραμέτρων που απαιτούνται προκειμένου να διενεργηθούν οι προσομοιώσεις και η σύγκριση των ενεργειακών συστημάτων.

Πιο εξειδικευμένα, το **Κεφάλαιο 4** έρχεται να περιγράψει τα δομικά μέρη των υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρισμού και τα χαρακτηριστικά που αυτά



διαθέτουν. Πιο αναλυτική παρουσίαση πραγματοποιείται στα αυτόνομα υβριδικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής, ενώ παρατίθενται η διεθνής εμπειρία στα συγκεκριμένα συστήματα. Τέλος, αναφέρονται τα χαρακτηριστικά και τα μεγέθη των στοιχείων που απαρτίζουν τα αυτόνομα υβριδικά συστήματα, όπως οι συσσωρευτές, οι αντιστροφείς τάσης, οι ανορθωτές τάσης και η γεννήτρια diesel.

Το **Κεφάλαιο 5** αποτελεί το σημείο στο οποίο αναλύεται ο σχεδιασμός του προτεινόμενου ολοκληρωμένου συστήματος ενεργειακής αυτονομίας του νησιού της Αστυπάλαιας. Πρωτίστως, περιγράφεται αναλυτικά η περιοχή μελέτης, οι κλιματολογικές της συνθήκες, ενώ παράλληλα, γίνεται και μια εισαγωγή στο ενεργειακό σύστημα των Δωδεκανήσων και τι συμμετοχή έχει η Αστυπάλαια σε αυτό. Παράλληλα, υπολογίζονται με αναλυτικό τρόπο οι μελλοντικές ανάγκες του νησιού σε ζεστό νερό, νερό άρδευσης και ύδρευσης και ηλεκτρισμό, βάσει στοιχείων που είχαν συλλεχθεί κατά τη διάρκεια εκπόνησης της εργασίας ή βάσει βιβλιογραφικών αναφορών.

Σε δεύτερη φάση, περιγράφεται αναλυτικά η αρχή λειτουργίας του προτεινόμενου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής και το πώς Φ/Β, Α/Γ, μηχανές diesel και συσσωρευτές μπορούν να συνδυαστούν, έτσι ώστε να προκύψει ένας εναλλακτικός και συνάμα εφικτός τρόπος κάλυψης των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρικό ρεύμα, τουλάχιστον μέχρι το 2030. Από την περιγραφή αυτή δε μπορούν να λείψουν τα επιμέρους στοιχεία του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος, τα οποία παρατίθενται με συγκεκριμένα ηλεκτρικά και μηχανικά χαρακτηριστικά και αναλυτικά κόστη, έτσι όπως υπάρχουν στο εμπόριο. Όσον αφορά το κόστος των διάφορων τεχνολογιών, αυτό έχει χωριστεί σε αρχικό κόστος αγοράς και εγκατάστασης, κόστος αντικατάστασης και λειτουργικό κόστος. Ο συγκεκριμένος διαχωρισμός ενδείκνυται για τη μετέπειτα οικονομικά αξιολόγηση των ενεργειακών επενδύσεων μέσω των υπολογιστικών εργαλείων. Στη συνέχεια, περιγράφονται τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά και τα κόστη των θερμικών ηλιακών συστημάτων που θα χρησιμοποιηθούν για την κάλυψη των αναγκών του νησιού σε ζεστό νερό, ενώ στο τέλος παρουσιάζεται αναλυτικά η προτεινόμενη μονάδα αφαλάτωσης για την παραγωγή πόσιμου νερού στην Αστυπάλαια. Πέραν του κόστους εγκατάστασης και λειτουργίας της μονάδας, παρουσιάζεται η κατάσταση που επικρατεί στα νησιά του Αιγαίου γύρω από το θέμα του πόσιμου νερού, ενώ συγκρίνονται τεχνικά και οικονομικά οι διάφορες μέθοδοι αφαλάτωσης.

Στο **Κεφάλαιο 6** πραγματοποιείται η οικονομοτεχνική και περιβαλλοντική αξιολόγηση του προτεινόμενου συστήματος ενεργειακής αυτονομίας της Αστυπάλαιας, με τη βοήθεια των υπολογιστικών εργαλείων HOMER και RETScreen. Συγκεκριμένα, σε πρώτη φάση παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της προσομοίωσης του υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέσω HOMER, σύμφωνα με τα οποία όλοι οι πιθανοί συνδυασμοί πηγών ενέργειας, συμβατικές ή/και ανανεώσιμες, κατατάσσονται σε αύξουσα σειρά βάσει του Καθαρού Παρόντος Κόστους. Ακόμα, μέσω διαγραμμάτων και πινάκων πραγματοποιείται σύγκριση των διάφορων εν δυνάμει υλοποιήσεων και δίνεται μεγάλη έμφαση, κυρίως με τη βοήθεια του RETScreen, στα πλεονεκτήματα της προτεινόμενης λύσης έναντι της αποκλειστικής χρήσης ορυκτών καυσίμων. Πέραν της οικονομικής αξιολόγησης, βάση δίνεται και στα τεχνικά-ενεργειακά χαρακτηριστικά κάθε υλοποίησης, όπως επίσης και στον τομέα των ρύπων.

Στη συνέχεια του κεφαλαίου, με τη βοήθεια του λογισμικού RETScreen, διαστασιολούνται τα θερμικά ηλιακά συστήματα που θα χρησιμοποιηθούν για την ικανοποίηση των αναγκών των κατοικιών και των ξενοδοχειακών μονάδων σε ζεστό νερό. Πλην της οικονομικής και περιβαλλοντικής αξιολόγησης των θερμοσιφωνικών συστημάτων, πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας σε οικονομικές παραμέτρους, όπως η ΚΠΑ και ο ΕΒΑ, βάσει του κόστους, του ύψους δανειοδότησης, του επιτοκίου δανεισμού και της περιόδου αποπληρωμής του δανείου.

Τέλος, στο **Κεφάλαιο 7** συμπυκνώνονται όλα τα συμπεράσματα και οι παρατηρήσεις της τεχνοοικονομικής και περιβαλλοντικής αξιολόγησης των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρισμού και θέρμανσης, ενώ παράλληλα τίθενται ερωτήματα σχετικά με το μέλλον των ΑΠΕ, της ενεργειακής αυτονομίας των μη συνδεδεμένων νήσων, των δυνατοτήτων περιορισμού του κόστους των επενδύσεων και κατατίθενται προτάσεις για την περαιτέρω εφαρμογή των υβριδικών αυτών συστημάτων και σε άλλες περιοχές της χώρας.

Κεφάλαιο 1<sup>ο</sup>

Εισαγωγή

Στο παρελθόν, τα υβριδικά συστήματα παραγωγής ενέργειας εφαρμόζονταν σε απομονωμένα συστήματα όπως τηλεπικοινωνιακούς σταθμούς, δορυφορικούς σταθμούς και περιοχές όπου η σύνδεση με το δίκτυο φαινόταν αδύνατη. Σήμερα, όμως, η ανάπτυξη των ανανεώσιμων ενεργειακών πηγών (ανεμογεννήτριες, φωτοβολταϊκά, μικρά υδροηλεκτρικά, θερμικά ηλιακά συστήματα) παρέχει τη δυνατότητα συνδυασμού τους και σε συνδεδεμένες στο δίκτυο εφαρμογές (Zhou et al., 2010). Παρόλα αυτά, τα συγκεκριμένα συστήματα εξαρτώνται έντονα από την πυκνότητα των ανανεώσιμων δυναμικών (ταχύτητα αέρα, ηλιακή ακτινοβολία), τα οποία διακρίνονται από έντονη στοχαστικότητα. Το συγκεκριμένο χαρακτηριστικό, πολλές φορές, απαιτεί την υπερδιαστασιολόγηση των υβριδικών συστημάτων, γεγονός που οδηγεί σε αυξημένο κόστος σχεδιασμού και κατ' επέκταση στη μη ευρεία εφαρμογή των ΑΠΕ.

Η συνεχής έρευνα, όμως, στον τομέα των ΑΠΕ και συγκεκριμένα των υβριδικών συστημάτων προσπαθεί να βρει τεχνικές έτσι ώστε η τεχνολογία των ΑΠΕ να αριστοποιείται, η συνέργεια των ενεργειακών πηγών να βελτιστοποιείται, ο έλεγχος των συστημάτων να απλοποιείται και τελικά τα υβριδικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής να κατασκευάζονται με χαμηλό κόστος και να λειτουργούν με υψηλό βαθμό αξιοπιστίας.

Η γνώση των μακροπρόθεσμων μετεωρολογικών δεδομένων μιας περιοχής, όπως ταχύτητα ανέμου, ωριαία ηλιακή ακτινοβολία, θερμοκρασία περιβάλλοντος, κρίνεται υψίστης σημασίας για τον σχεδιασμό και τη λειτουργία ενός αυτόνομου, κυρίως, συστήματος ηλεκτροπαραγωγής που κάνει χρήση ΑΠΕ. Μέχρι σήμερα, δεν είναι λίγοι οι ερευνητές που έχουν ασχοληθεί με τη ανάλυση των μετεωρολογικών δεδομένων σε χρονοσειρές και τη δυνατότητα αξιοποίησης των ανανεώσιμων δυναμικών σε πολλές περιοχές του κόσμου. Παράλληλα, η μη δυνατότητα συνεχούς καταγραφής των ανανεώσιμων δυναμικών στις περισσότερες περιοχές του πλανήτη, ώθησε πολλούς επιστήμονες να ασχοληθούν με τη στατιστική επεξεργασία των μετεωρολογικών δεδομένων. Ανάμεσα σε αυτούς τους επιστήμονες ήταν οι Gordon και Reddy (1988), οι οποίοι παρουσίασαν έναν αλγόριθμο υπολογισμού της ηλιακής ακτινοβολίας σε ωριαία και ημερήσια βάση και οι Bakloutsis et al. (1986), οι οποίοι εφάρμοσαν στοχαστικές προσομοιώσεις για τον υπολογισμό μέσω ωριαίων και ημερήσιων τιμών αιολικής ταχύτητας.

Άλλοι επιστήμονες, πάλι, θεωρούν πως η βελτιστοποίηση των υβριδικών συστημάτων μπορεί να προέλθει από τη σε βάθος έρευνα των μεμονωμένων ενεργειακών πηγών. Με άλλα λόγια, η ακριβής γνώση των τεχνολογιών ΑΠΕ (Α/Γ, Φ/Β, κλπ.) και η όσο το δυνατόν ακριβέστερη πρόβλεψη της ενέργειας που αυτές μπορούν να παράγουν, μπορεί να οδηγήσει στην αριστοποίηση των υβριδικών συστημάτων. Η βιβλιογραφία μπορεί να επιδείξει πλήθος ερευνών πάνω στα φωτοβολταϊκά συστήματα, τις αιολικές μηχανές και τις τεχνολογίες αποθήκευσης ενέργειας. Ενδεικτικά, όσον αφορά τα φωτοβολταϊκά συστήματα, οι Overstraeten και Mertens (1986) παρουσίασαν το ισοδύναμο ηλεκτρικό κύκλωμα ενός Φ/Β στοιχείου, το οποίο έθεσε τις βάσεις μετέπειτα ερευνών, οι Radziemska και Klugmann (2002) μελέτησαν την επίδραση της θερμοκρασίας στις κυψέλες πυριτίου, ενώ οι Yang et al. (2007) ανέπτυξαν ένα καινοτόμο μοντέλο υπολογισμού της μέγιστης ενέργειας εξόδου ενός Φ/Β στοιχείου.

Τα βασικότερα κριτήρια κατά το σχεδιασμό και την ανάλυση ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι η αξιοπιστία του συστήματος και το κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας του (Bernal-Agustín, Dufo-López, 2009). Σύμφωνα με

τη βιβλιογραφία, υπάρχουν πολλές μέθοδοι για την αξιολόγηση της αξιοπιστίας ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος. Η πιο σημαντική από αυτές είναι η LPSP (Loss of Power Supply Probability), η οποία αποτελεί την πιθανότητα μη παροχής ισχύος όταν το υβριδικό σύστημα (Α/Γ, Φ/Β, μπαταρίες) δεν είναι ικανό να ικανοποιήσει το φορτίο κατανάλωσης (Yang et al., 2003). Άλλες μέθοδοι αποτελούν η πιθανότητα απώλειας φορτίου (Loss of Load Probability, LOLP), η μη δυνατότητα τροφοδότησης φορτίου (Unmet Load, UL) και το επίπεδο επίδοσης του συστήματος (System Performance Level, SPL). Από την άλλη η οικονομική αξιολόγηση ενός υβριδικού συστήματος μπορεί να βασιστεί σε οικονομικούς δείκτες όπως η καθαρή παρούσα αξία (Net Present Value, NPV), ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης χρημάτων (Internal Rate of Return, IRR) το μέσο κόστος παραγωγής ενέργειας (Levelised Cost of Energy, LCOE) και η ανάλυση κύκλου ζωής (Life Cycle Cost, LCC).

Ταυτόχρονα, πολλές είναι οι έρευνες σχετικά με τις μεθόδους και τις τεχνικές βελτιστοποίησης του σχεδιασμού των αυτόνομων υβριδικών συστημάτων. Σε ένα γενικό πλαίσιο, η βιβλιογραφία αναφέρει πως για την αριστοποίηση τέτοιων συστημάτων χρησιμοποιούνται πιθανοτικές, επαναληπτικές, γραφικές ή πολυκριτηριακές τεχνικές, όπως επίσης και μέθοδοι τεχνικής νοημοσύνης (Zhou et al., 2010).

Πιο συγκεκριμένα, οι Borowy και Salameh (1995) παρουσίασαν μια γραφική τεχνική για το βέλτιστο συνδυασμό αριθμού Φ/Β συστοιχιών και συσσωρευτών για ένα αυτόνομο υβριδικό σύστημα, η οποία έκανε χρήση τιμών ηλιακής ακτινοβολίας και ταχύτητας ανέμου που καταγράφονταν κάθε ώρα της μέρας για 30 ολόκληρα χρόνια. Τα αποτελέσματα της εν λόγω έρευνας έδειξαν πως υπάρχει μια γραμμική εξάρτηση του συνολικού κόστους του υβριδικού συστήματος από τον αριθμό των επιλεγέντων φωτοβολταϊκών ή ανεμογεννητριών και το πλήθος των συσσωρευτών.

Οι Chedid και Saliba (1996) πρότειναν μια μέθοδο για το βέλτιστο σχεδιασμό, βασιζόμενοι σε οικονομικές παραμέτρους, ενός υβριδικού συστήματος που αποτελούνταν από Φ/Β, Α/Γ, μπαταρίες και γεννήτριες diesel, εφαρμόζοντας τεχνικές γραμμικού προγραμματισμού. Την ελαχιστοποίηση του κόστους εγκατάστασης και λειτουργίας ενός πανομοιότυπου υβριδικού σταθμού επιχείρησε και ο Seeling-Hochmuth (1997), με τη βοήθεια γενετικού κώδικα (Genetic Algorithm), ενώ οι Protegeropoulos et al. (1998) μελέτησαν το πώς επιτυγχάνεται η πλήρης ενεργειακή αυτονομία από ένα υβριδικό σύστημα μεταβάλλοντας κατάλληλα τη χωρητικότητα των συσσωρευτών.

Την οικονομική βελτιστοποίηση ενός συστήματος παραγωγής ενέργειας, αποτελούμενο από Φ/Β, Α/Γ και μπαταρίες, με τη βοήθεια γενετικού κώδικα παρουσίασαν το 2006 οι Koutroulis et al., ενώ η ελαχιστοποίηση του κόστους παραγωγής kWh από ένα υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής (Φ/Β, αιολικές μηχανές, ντιζελογεννήτριες, συσσωρευτές και μικρά υδροηλεκτρικά) ήταν το αντικείμενο μελέτης του Ashok (2007). Επίσης, η ελαχιστοποίηση του LCE υβριδικών συστημάτων μελετήθηκε από τους Yang et al. (2009), όπως επίσης και από τους Diaf et al. (2008). Ιδιαίτερα στην πρώτη περίπτωση, οι παράμετροι που έπαιζαν ρόλο στη βελτιστοποίηση των υβριδικών συστημάτων δεν ήταν μόνο ο αριθμός των Φ/Β ή/και των Α/Γ ή/και των συσσωρευτών, αλλά και η κλίση και ο προσανατολισμός των φωτοβολταϊκών συστοιχιών, όπως επίσης και το ύψος τοποθέτησης των αιολικών μηχανών.

Αν και ο συνδυασμός φωτοβολταϊκών συστημάτων, αιολικών μηχανών, μηχανών diesel και τεχνολογιών αποθήκευσης ενέργειας αποτελεί τη συνηθέστερη δομική σύσταση των

σημερινών αυτόνομων υβριδικών συστημάτων, δεν είναι λίγες οι μελέτες που συνδυάζουν και άλλα είδη τεχνολογιών. Χαρακτηριστική είναι η έρευνα των Lehman και Chamberlin (2001), που περιγράφουν τη λειτουργία ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος που συνδυάζει Φ/Β με τεχνολογίες υδρογόνου ή η έρευνα των Cotrell και Pratt (2003) που αναλύουν τον τρόπο συνδυασμού Α/Γ, φωτοβολταϊκών γεννητριών, ηλεκτρολυτών, δεξαμενών αποθήκευσης υδρογόνου, κυψελών καύσιμου και συσσωρευτών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ακόμα, μέρος των αυτόνομων υβριδικών συστημάτων μπορούν να αποτελέσουν οι ηλιακές θερμικές τεχνολογίες (Bakos, Tsagas, 2002), όπως επίσης και οι μονάδες αφαλάτωσης (Karellas et al., 2011).

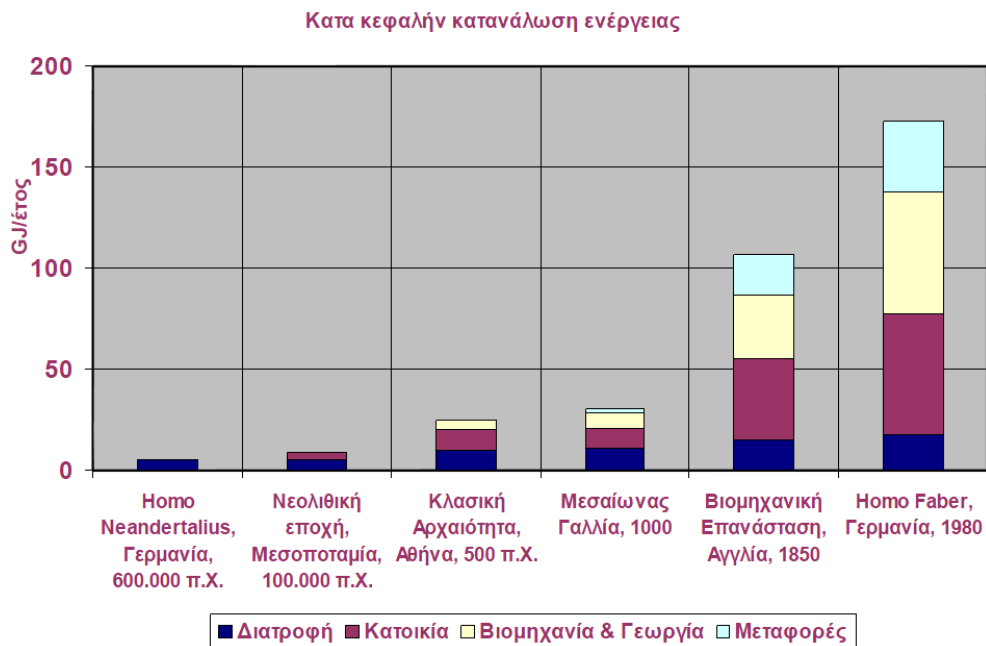
Επιπρόσθετα, η αιεφορία πολλών περιοχών (και κυρίως των νησιών) της ελληνικής επικράτειας και το πώς αυτή μπορεί να επιτευχθεί μέσω της ενεργειακής τους αυτονομίας είναι αντικείμενο εντατικής έρευνας τουλάχιστον την τελευταία δεκαετία. Το 2002 ο σχεδιασμός ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής (Α/Γ-μικρά υδροηλεκτρικά) και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χαμηλού κόστους από αυτό ήταν αντικείμενο μελέτης του Bakos (2002), ενώ την ίδια χρονιά από αυτόν και τους συνεργάτες του παρουσιάστηκε μια τεχνοοικονομική μελέτη για την ενεργειακή αυτονομία μιας ξενοδοχειακής μονάδας στην Ελούντα της Κρήτης (Bakos, Soursos, 2002). Οι Koroneos et al. (2003) εξέτασαν τη δυνατότητα και το επίπεδο διείσδυσης των ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής των Δωδεκανήσων χρησιμοποιώντας πολυκριτηριακές μεθόδους, ενώ για το ίδιο σύμπλεγμα νησιών, οι Kaldellis και Kanadias (2006) επικεντρώθηκαν στην οικονομική ανάλυση ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος, το οποίο αποτελείτο από αιολικές μηχανές, ντιζελογεννήτριες και συσσωρευτές, προκειμένου να επιτευχθεί η ενεργειακή αυτονομία ενός τυπικού καταναλωτή. Επίσης, το 2007 οι Kaldellis et al. σύγκριναν το αιολικό και ηλιακό δυναμικό σε πολλές περιοχές της Ελλάδας και κατέληξαν πως η εφαρμογή ΑΠΕ και συγκεκριμένα υβριδικών συστημάτων μπορεί να αποτελέσουν εγγύηση για την ενεργειακή αιεφορία των περισσότερων περιοχών της χώρας. Η ενεργειακή αιεφορία της Καρπάθου μελετήθηκε από τους Giatrakos et al. (2009), οι οποίοι πρότειναν την ενεργειακή ανεξαρτησία της περιοχής όχι απλώς με χρήση ΑΠΕ, αλλά και με χρήση τεχνολογιών υδρογόνου για την αποθήκευση ενέργειας για τις μεταφορές. Οι Fygiropis et al. (2010) μελέτησαν το πλούσιο ανανεώσιμο ενεργειακό δυναμικό της Νάξου, ενώ οι Kasseris et al. (2006) συνδύασαν ανεμογεννήτριες και κυψέλες καυσίμου για την ηλεκτροδότηση μη διασυνδεδεμένων νήσων του Αιγαίου.

## Κεφάλαιο 2<sup>ο</sup>

# Το Σημερινό Ενεργειακό Σκηνικό

## 2.1. Το Ενεργειακό Πρόβλημα

Η ενέργεια αποτελεί και αποτελεί σημαντική παράμετρο της τεχνολογικής προόδου και πρωταρχικό μοχλό ανάπτυξης, τόσο σε κοινωνικό όσο και ατομικό επίπεδο. Ο άνθρωπος καθ' όλη τη διάρκεια της Ιστορίας του ταύτισε την πρόοδο με την ενέργεια (Διάγραμμα 2.1). Ιδιαίτερα, μετά τη Βιομηχανική Επανάσταση η δυτική κυρίως κοινωνία απέκτησε τον έλεγχο τεράστιων ποσοτήτων ενέργειας, η εξαντλητική χρήση των οποίων σηματοδότησε την τεράστια διαφορά ανάμεσα στον αναπτυγμένο δυτικό και αναπτυσσόμενο τρίτο κόσμο και την ασύγκριτη εξέλιξη του πρώτου από την εποχή του Μεσαίωνα έως σήμερα.



**Διάγραμμα 2.1:** Εξέλιξη της κατά κεφαλήν κατανάλωσης ενέργειας. (Πηγή: Παπαδόπουλος, 2002)

Η Βιομηχανική Επανάσταση σηματοδοτεί την απαρχή της δημιουργίας του κράτους, της πόλης και της ζωής με τη σημερινή τους έννοια. Η μετάβαση από τη φεουδαρχία, τη ζωή στην ύπαιθρο και τις μικρές πόλεις-συναλλακτικά κέντρα στη βιομηχανική και τη μεταβιομηχανική κοινωνία, τις πόλεις-παραγωγούς και τον αστικό τρόπο ζωής, είναι μία από τις δραματικότερες και συντομότερα συντελεσθείσες αλλαγές στην ιστορία του ανθρώπινου πολιτισμού. Οι μεταβολές από την κλασική αρχαιότητα ως το Μεσαίωνα είναι πολύ λιγότερες απ' ό,τι αυτές ανάμεσα στον 18<sup>ο</sup> και τον 20<sup>ο</sup> αιώνα. Η περίοδος της Αναγέννησης και των ανακαλύψεων απέφερε πλούσιες γνώσεις, αλλά ελάχιστες πρακτικές διαφοροποιήσεις στην καθημερινή ζωή του ανθρώπινου γένους στο σύνολό του. Αντίθετα, η δημιουργία της βιομηχανίας και η εμφάνιση του καπιταλισμού και του κομμουνισμού, ως κυρίαρχα και αντιμαχόμενα οικονομικά και πολιτικοκοινωνικά συστήματα, σηματοδοτεί τη μετάβαση σε μία τελείως διαφορετική μορφή κοινωνικού βίου, αυτήν της βιομηχανικής κοινωνίας (Παπαδόπουλος, 2002).

Όπως ο άνθρακας αντικατέστησε το ξύλο, το οποίο μέχρι τον 16<sup>ο</sup> αιώνα αποτελούσε σχεδόν αποκλειστική πηγή ενέργειας, έτσι και στις αρχές του 20<sup>ου</sup> αιώνα το πετρέλαιο ήρθε να υποκαταστήσει τον άνθρακα. Παρόλο που η αξιοποίηση των αποθεμάτων πετρελαίου και άλλων πόρων έδινε τη δυνατότητα στην ανθρωπότητα να βελτιώσει το βιοτικό της επίπεδο, η ξέφρενη πορεία της «ανάπτυξης» οδήγησε στην αλόγιστη χρήση αυτών από



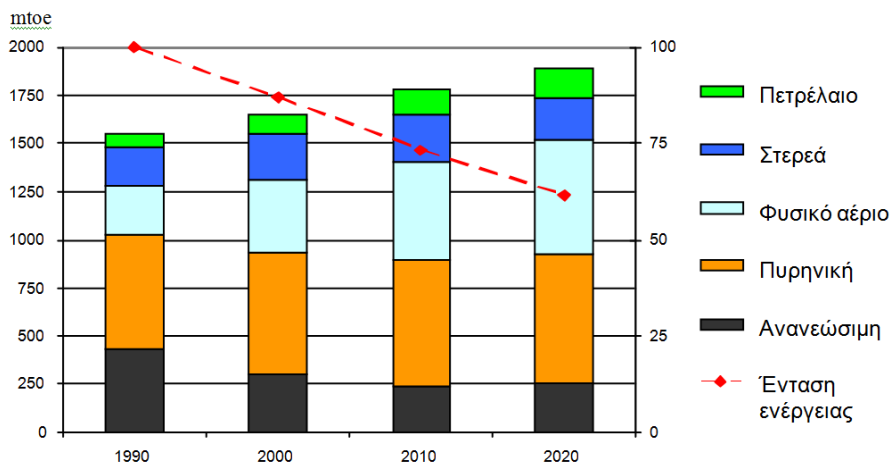
ορισμένους λαούς (Ευρώπη, Β. Αμερική). Χαρακτηριστικό παράδειγμα κατασπατάλησης της ενέργειας αποτελεί το γεγονός πως, ενώ απαιτούνται κατά μέσο όρο 2.500 kcal ημερησίως για τη διατροφή ενός ενήλικα ανθρώπου, η κατά κεφαλήν κατανάλωση ενέργειας από το μέσο κάτοικο των ΗΠΑ υπερβαίνει τις 230.000 kcal την ημέρα (Καλδέλλης, 2005).

Εάν στην συνεχή προσπάθεια του ανθρώπου για βελτίωση του βιοτικού του επιπέδου, κυρίως από τις χώρες με υψηλό κατά κεφαλήν ακαθάριστο εθνικό προϊόν, προστεθεί η διαρκής αύξηση του πληθυσμού της γης, η μη ορθολογική χρήση της ενέργειας, οι απώλειες των συστημάτων παραγωγής και μεταφοράς ενέργειας και η γενική αδιαφορία του πολίτη για την ενεργειακή σπατάλη, μπορεί κανείς να συνθέσει το σκηνικό της αναστάτωσης του ενεργειακού ισοζυγίου του πλανήτη. Το σκηνικό αυτό, όμως, φαίνεται τα τελευταία τριάντα χρόνια να έχει πολλαπλά πολιτικά, κοινωνικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά αρνητικά αποτελέσματα.

Η κλιματική αλλαγή και τα συνεπακόλουθα αυτής, όπως πλημμύρες, ξηρασίες, τυφώνες, μειωμένη αγροτική παραγωγή, επανεμφάνιση ασθενειών, όπως η ελονοσία, σημαντικές οικονομικές ζημιές, καταστροφή οικοσυστημάτων, εξαφάνιση ειδών, σύμφωνα με ειδικούς είναι ένα από τα σημαντικότερα προβλήματα του πλανήτη, το οποίο οφείλεται στο μεγαλύτερο μέρος του στη ζήτηση όλο και περισσότερης ενέργειας. Οι προβλεπόμενες καταστροφές περιλαμβάνουν σημαντικές απώλειες ανθρώπινων ζώων, από τις άμεσες και τις έμμεσες επιπτώσεις των κλιματικών αλλαγών, απώλεια της βιοποικιλότητας, ενώ -κάτω από εξαιρετικά αισιόδοξες υποθέσεις- πιθανολογείται ότι 60-350 εκατομμύρια άνθρωποι θα αντιμετωπίσουν τον κίνδυνο της πείνας, κυρίως στις αναπτυσσόμενες χώρες. Οι οικονομικές απώλειες λόγω φυσικών καταστροφών διπλασιάζονται πλέον κάθε δεκαετία, αγγίζοντας το αστρονομικό ποσό του 1 τρισεκατομμυρίου δολαρίων την τελευταία δεκαετία. Αν οι σημερινές τάσεις συνεχιστούν, εκτιμάται ότι οι απώλειες την ερχόμενη δεκαετία θα αγγίζουν τα 150 δισ. δολάρια ετησίως. Σήμερα, έχουμε ετησίως 4 φορές περισσότερες φυσικές καταστροφές που σχετίζονται με ακραία καιρικά φαινόμενα, απ' ότι είχαμε 40 χρόνια πριν, ενώ το κόστος για την ασφαλιστική βιομηχανία λόγω των καταστροφών αυτών έχει αυξηθεί κατά 11 φορές (Greenpeace, 2003).

## 2.2. Ενέργεια και Ευρωπαϊκή Ένωση

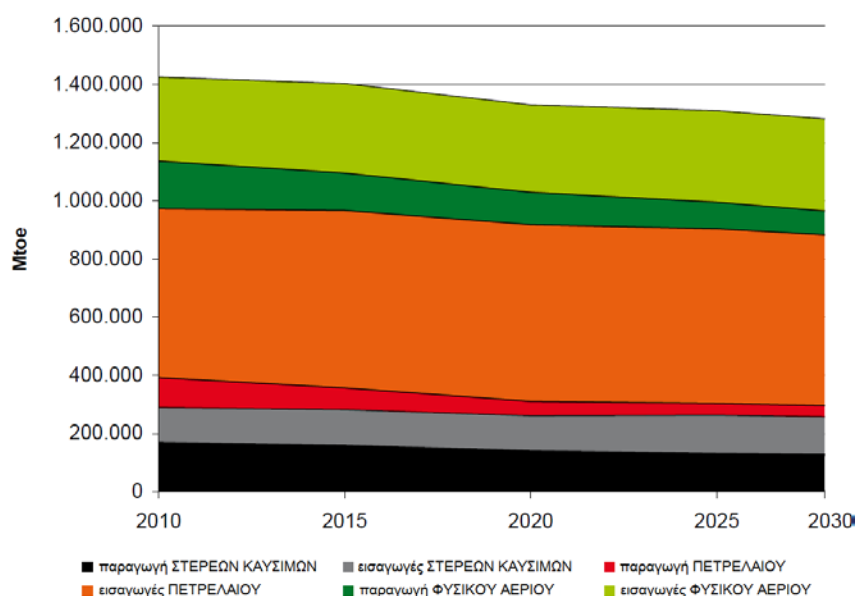
Σήμερα, η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) εισάγει περισσότερο από 50% της ενέργειάς της, κυρίως σε μορφή πετρελαίου και αερίου, από χώρες εκτός Ευρώπης – και συχνά από περιοχές που είναι πολιτικά ασταθείς. Αυτός ο λογαριασμός ευρωπαϊκής ενέργειας ανέρχεται σε αρνητικό εμπορικό ισοζύγιο περίπου 240 δισ. € κάθε χρόνο (Γεωργαντάς, 2009). Με τις παρούσες τάσεις και την αβεβαιότητα σχετικά με τη μελλοντική συμβολή της πυρηνικής ενέργειας, προβλέπεται ότι έως το 2030 η ΕΕ θα στηρίζεται στην εισαγόμενη ενέργεια για το 70 % των συνολικών αναγκών της. Όπως φαίνεται και στο αμέσως επόμενο διάγραμμα, στα 25 κράτη μέλη της Ένωσης καταναλώνεται κάθε χρόνο ενέργεια που αντιστοιχεί σε 1.725 εκατ. τόνους πετρελαίου με κόστος 500 δισ. € – ή περισσότερα από 1.000 € κατά άτομο ανά έτος. Έως το 2015 η ευρωπαϊκή ζήτηση ενέργειας θα μπορούσε να αυξηθεί σε 1.900 εκατ. τόνους.



**Διάγραμμα 2.2:** Συνολική κατανάλωση ενέργειας, προβολή έως το έτος 2020 (ΕΕ-25). (Πηγή: Primes, γραμμή βάσης, «Ευρωπαϊκή ενέργεια και μεταφορές – Σενάρια σχετικά με τους βασικούς οδηγούς», Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2004)

Η Ευρωπαϊκή Ένωση καταλαμβάνει μόνο το 7% της αύξησης της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας μεταξύ 2000 και 2020. Περισσότερο από το ένα τρίτο της αύξησης αυτής αναμένεται στην Κίνα και την Ινδία. Ο μέσος ευρωπαίος πολίτης καταναλώνει το πενταπλάσιο σε ορυκτή ενέργεια του μέσου πολίτη της Αφρικής και της Μέσης ανατολής, ενώ οι πολίτες των ΗΠΑ καταναλώνουν σχεδόν το δεκαπλάσιο (Κορωνάιος, 2006). Η διαρκής αύξηση της κατανάλωσης (1-2% ετησίως) ηλεκτρικής ενέργειας, μεταφορών και θερμότητας οφείλεται κυρίως στα νοικοκυριά και τον τριτογενή τομέα. Παράλληλα, οι μεταφορές στη διευρυμένη ΕΕ απορροφούν το 67% της τελικής ζήτησης πετρελαίου, από το οποίο εξαρτώνται ολοκληρωτικά σε ποσοστό 98%.

Η ΕΕ δεν είναι πλούσια σε ενδογενείς πόρους, ενώ η εξόρυξή τους στοιχίζει περισσότερο από ότι σε άλλα μέρη. Αυτά τα χαρακτηριστικά την κάνουν να αποτελεί μεγάλο βάρος ως πελάτης στη διεθνή ενεργειακή σκηνή. Απορροφά το 14-15% της παγκόσμιας κατανάλωσης ενέργειας και είναι ο μεγαλύτερος εισαγωγέας πετρελαίου (19% της παγκόσμιας κατανάλωσης) και φυσικού αερίου (16% των αναγκών του πλανήτη) στον κόσμο (Διάγραμμα 2.3).



**Διάγραμμα 2.3:** Κατανάλωση ορυκτών πόρων στην Ε.Ε.-27. (Πηγή: European Commission, 2011)

### 2.3. Η Ελληνική Ενεργειακή Κατάσταση

Η ενεργειακή εικόνα της χώρας δεν παρουσιάζει μεγάλες διαφορές από της αντίστοιχες χώρες που δε διαθέτουν δική τους παραγωγή πετρελαίου ή φυσικού αερίου. Η κυριότερη πηγή καυσίμου είναι ο εγχώριος λιγνίτης (70 εκατ. τόνοι) που για το 2008 κάλυψε το 50,5%

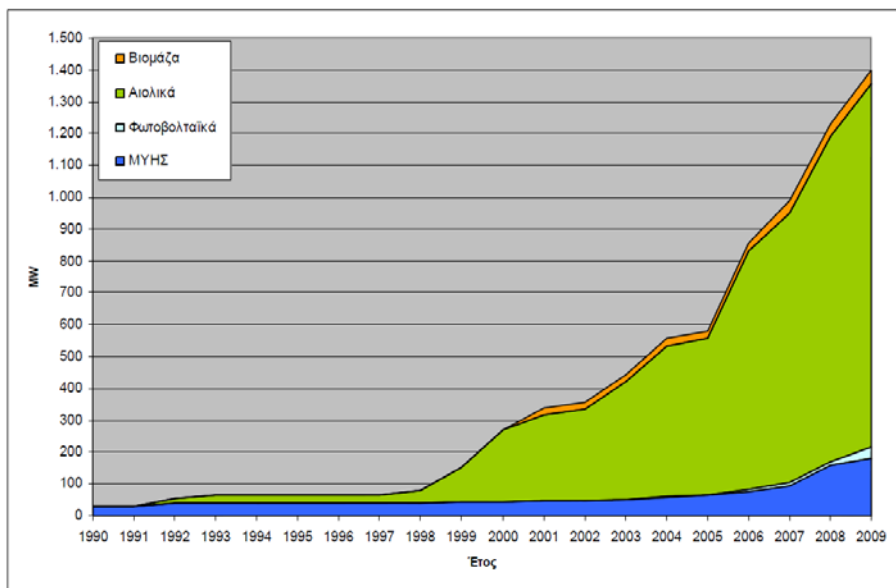
του συνόλου των αναγκών σε ηλεκτρική ενέργεια. Το πετρέλαιο το οποίο χρησιμοποιείται κυρίως για τη λειτουργία ηλεκτροπαραγωγικών εγκαταστάσεων νησιωτικών συστημάτων μη συνδεδεμένων με την ηπειρωτική χώρα, συμμετείχε με ποσοστό 13%. Το φυσικό αέριο προερχόμενο από εισαγωγές από τη Ρωσία και σε μορφή LNG από την Αλγερία κάλυψε το 22,5%. Το έτος 2008, η υδραυλική ενέργεια συμμετείχε με ποσοστό 6%. Τέλος η αιολική ενέργεια, τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα, η βιομάζα και τα Φ/Β συμμετείχαν με ποσοστό 4,3%, ενώ οι εισαγωγές-εξαγωγές καλύπτουν το υπόλοιπο 5,6% (ΥΠΕΚΑ, 2009).

Η ελληνική οικονομία εξακολουθεί να στηρίζεται κατά κύριο λόγο στο εισαγόμενο πετρέλαιο, έστω και εάν η συμμετοχή του στο ενεργειακό ισοζύγιο παρουσιάζει αισθητά μια διαρκή κάμψη (Πίνακας 2.1).

**Πίνακας 2.1:** Διαχρονική διαμόρφωση εγχώριου ενεργειακού ισοζυγίου. (Πηγή: Καλδέλλης, 2005)

Μορφή Ενέργειας	1973	1979	1986	1991	1996	2000	2002
Λιγνίτης- Άνθρακας	18%	22,4%	34,7%	28,9%	28,9%	26%	26,6%
Πετρέλαιο	77,2%	71,6%	58,6%	61,7%	61,8%	61,8%	61,4%
Φυσικό Αέριο	0%	0%	0%	0,6%	0,5%	5,3%	5,2%
ΑΠΕ	4,7%	5,7%	4,8%	5,2%	4,8%	4,4%	4,2%
Εισαγωγές Ηλεκτρικής Ενέργειας	0,1%	0,3%	1,9%	3,6%	4%	2,4%	2,7%
<b>Σύνολο</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Ιδιαίτερα την τελευταία δεκαετία η διεύθυνση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) ήταν αρκετά έντονη (Διάγραμμα 2.4). Το έτος 2008, η ηλεκτροπαραγωγή από τις κλασσικές ΑΠΕ στην Ελλάδα (χωρίς τα μεγάλα υδροηλεκτρικά) ήταν της τάξης του 4,3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Ήδη από τα διαθέσιμα στοιχεία μέχρι το Σεπτέμβριο του 2009, φαίνεται ότι πλέον και τα Φ/Β αρχίζουν να αποτυπώνονται ως τεχνολογία με σημαντικά αυξανόμενη εγκατεστημένη ισχύ, ενώ ο μεγάλος ρυθμός ανάπτυξης (200% μέχρι το 3μηνο του 2009), αναμένεται να διατηρηθεί τα επόμενα χρόνια μέχρι να σταθεροποιηθεί σε χαμηλότερες τιμές ανάπτυξης πιθανά μετά το 2012. Συμπεριλαμβανόμενης και της υδραυλικής ενέργειας από μεγάλα υδροηλεκτρικά, η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ το έτος 2008 ήταν της τάξης του 10,3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (ΥΠΕΚΑ, 2009).



**Διάγραμμα 2.4:** Αθροιστικά εγκαθιστώμενη ισχύς σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με χρήση ΑΠΕ. (Πηγή: ΥΠΕΚΑ, 2009)

Η αντίστοιχη εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το ίδιο έτος ήταν 4.293 MW. Ειδικότερα, τα 27MW εγκατεστημένων αιολικών πάρκων το 1997, έφθασαν τα 1022 MW στο τέλος του 2008 (Πίνακας 2.2). Τα μικρά υδροηλεκτρικά έφθασαν τα 158 MW στο τέλος του 2008 από 43 MW (όλα της ΔΕΗ) το 1997. Τέλος οι εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής από βιοαέριο ΧΥΤΑ στην Θεσσαλονίκη, επεκτάθηκαν κατά 5MW και, συμπαραγωγής από βιοαέριο λυμάτων στα Λιόσια κατά 9,7MW, ανεβάζοντας έτσι το σύνολο ηλεκτρικής ισχύος μαζί με την Ψ υάλλεια, σε 29,6 και 10,4 MW αντίστοιχα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2008, έφθασε τις 6,6 TWh περίπου και προήλθε κατά 63,2% από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (4149 GWh), κατά 34,1% από αιολικά πάρκα (2242 GWh), κατά 2,6% (171 GWh) από βιοαέριο, ενώ υπήρχε και μικρή παραγωγή της τάξης των 5 GWh (ποσοστό 0,1%) από Φ/Β. Η ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας την ίδια χρονιά ήταν 63,7 TWh.

**Πίνακας 2.2:** Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύς (MW) μονάδων ΑΠΕ την τελευταία δεκαετία. (Πηγή: ΥΠΕΚΑ, 2009)

Τεχνολογία ΑΠΕ	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ΜΥΗΣ	42	45	45	50	59	64	77	95	158	180
Φ/Β	0	1	1	1	1	1	5	9	12	37
Αιολικά	226	270	287	371	472	491	749	846	1.022	1.140
Βιομάζα	1	22	22	22	24	24	24	39	40	41
<b>Σύνολο</b>	<b>269</b>	<b>338</b>	<b>355</b>	<b>444</b>	<b>556</b>	<b>581</b>	<b>855</b>	<b>989</b>	<b>1.232</b>	<b>1.398</b>

## 2.4. Η Ενέργεια, το Περιβάλλον και η Ανάγκη για Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

### 2.4.1. Η Χάραξη Παγκόσμιας Πολιτικής

Η χρήση του πετρελαίου και άλλων ορυκτών πόρων, με την ένταση που περιγράφηκε παραπάνω, έφερε την ανθρωπότητα αντιμέτωπη με δυο ενεργειακές κρίσεις τη δεκαετία του '70 (1970 και 1979). Η εξάντληση των φυσικών πόρων, η υποβάθμιση του περιβάλλοντος και η διαρκής αύξηση του παγκόσμιου πληθυσμού έθεσε σημαντικά όρια στην ανάπτυξη, για τα οποία η περίφημη Λέσχη της Ρώμης έκανε λόγο το 1971. Η βαθμιαία συνειδητοποίηση πως η οικονομική ανάπτυξη δεν είναι απεριόριστη και πως το περιβάλλον

πρέπει να διαφυλάσσεται επαρκώς ώστε ο άνθρωπος να συνεχίζει να ευημερεί ως αναπόσπαστο κομμάτι του, οδήγησε τη διεθνή κοινότητα στο να πάρει πρωτοβουλίες περιορισμού της ανεξέλικτης χρήσης φυσικών πόρων και διαφύλαξης της ακεραιότητας του περιβάλλοντος.

Η Παγκόσμια Επιτροπή για το Περιβάλλον και την Ανάπτυξη, με τη μελέτη «Το Κοινό μας Μέλλον» (WCED, 1988) προέβαλε την αειφορία ή βιωσιμότητα ως μια σύγχρονη απάντηση στο πρόβλημα των υλικών ορίων της οικονομικής μεγέθυνσης (Χατζημήτρος, 2007). Η ορθολογική διαχείριση των φυσικών πόρων, με τρόπο ώστε να καλύπτονται οι ανάγκες του παρόντος, χωρίς να υπονομεύεται η κάλυψη των αναγκών των μελλοντικών γενεών, έδωσε το βασικό στίγμα πολιτικής που θα προσπαθούσαν να χαράξουν οι πιο ανεπτυγμένες χώρες στα θέματα της ενεργειακής αυτάρκειας και της διασφάλισης της ποιότητας του περιβάλλοντος.

Η επιδείνωση των περιβαλλοντικών συνθηκών μετά την εμφάνιση του φαινομένου του θερμοκηπίου, η περαιτέρω εξάντληση των ενεργειακών αποθεμάτων και οι υψηλές τιμές των καυσίμων οδήγησαν ή και ανάγκασαν στη θέσπιση του Πρωτοκόλλου του Κιότο (Δεκέμβριος 1997). Το Πρωτόκολλο του Κιότο προέκυψε από τη Σύμβαση-Πλαίσιο για τις Κλιματικές Αλλαγές που είχε υπογραφεί στη Διάσκεψη του Ρίο, τον Ιούνιο του 1992. Κεντρικός άξονας του είναι οι νομικά κατοχυρωμένες δεσμεύσεις των βιομηχανικά αναπτυγμένων κρατών να μειώσουν τις εκπομπές έξι αερίων του θερμοκηπίου (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, HFC, PFC, SF<sub>6</sub>) την περίοδο 2008-2012, σε ποσοστό 5% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Για την επίτευξη των εν λόγω στόχων, το Πρωτόκολλο προτείνει μια σειρά μέτρων:

- Ενίσχυση ή δημιουργία εθνικών πολιτικών μείωσης των εκπομπών (ανάπτυξη ΑΠΕ, αύξηση της ενεργειακής αποτελεσματικότητας)
- Συνεργασία με άλλα συμβαλλόμενα μέρη (ανταλλαγή εμπειριών ή πληροφοριών, συντονισμός εθνικών πολιτών με μέριμνα την αποτελεσματικότητα μέσω μηχανισμών συνεργασίας – εμπορία δικαιωμάτων εκπομπών, μηχανισμοί καθαρής ανάπτυξης, προγράμματα από κοινού)

#### 2.4.2. Η Πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Παράλληλα, και σε ευρωπαϊκό επίπεδο, το ίδιο διάστημα, οι πρωτοβουλίες για την ενεργειακή επάρκεια και την προστασία του περιβάλλοντος είναι σημαντικές. Το 1996 η ΕΕ με την **Πράσινη Βίβλο** (96/576) θέτει ως προτεραιότητες της ενεργειακής πολιτικής της την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της Ένωσης και την κλιματική αλλαγή. Προς επίτευξη αυτού η Πράσινη Βίβλος δίνει κατευθυντήριες γραμμές στα κράτη-μέλη της Ένωσης για ανεξάρτησή τους από τις συμβατικές και ρυπογόνες πηγές ενέργειας, μέσω της συστηματικότερης χρήσης των φιλικών προς το περιβάλλον ΑΠΕ. Με την προώθηση και την χρήση των ΑΠΕ, κατέστη σαφής η ανάγκη να προστατευθεί το περιβάλλον με την μείωση των εκπομπών του CO<sub>2</sub>. Όμως, αυτό δεν είναι το μοναδικό κίνητρο για την Πράσινη Βίβλο. Σε επίπεδο απασχόλησης, με την ανάπτυξη των μονάδων παραγωγής ΑΠΕ, θα αυξηθεί η απασχόληση και η οικονομία, καθώς θα δημιουργηθούν νέες θέσεις εργασίας, ενώ παράλληλα θα αναπτυχθούν και ορισμένες υποβαθμισμένες περιοχές. Σε δεύτερο επίπεδο, αυτές οι επιχειρήσεις τέτοιας ενέργειας θα μπορέσουν να επεκταθούν και να καλύψουν ενεργειακές ανάγκες άλλων περιοχών, αυξάνοντας τα κέρδη τους και συνακόλουθα την πολιτική της ΕΕ. Με προοπτική τα επόμενα είκοσι μέχρι τριάντα έτη η Πράσινη Βίβλος επέστησε την προσοχή στις διαρθρωτικές αδυναμίες και τα γεωπολιτικά, κοινωνικά και

περιβαλλοντικά μειονεκτήματα του ενεργειακού εφοδιασμού της ΕΕ, ιδίως όσον αφορά τις δεσμεύσεις που ανέλαβε η Ευρώπη υπό το Πρωτόκολλο του Κιότο (Κορωνάιος, 2006).

Αφού προηγήθηκαν όλες οι πολιτικές ζυμώσεις που απαιτούνται εντός της ΕΕ, ακολούθησε η **Λευκή Βίβλος** για μια κοινοτική στρατηγική και ένα σχέδιο δράσης (97/599) σχετικά με τις ΑΠΕ. Η στρατηγική αυτή έπρεπε να έχει ως στόχους της, την επίτευξη αυξημένης ανταγωνιστικότητας για την ΕΕ, την ασφάλεια της παροχής ενέργειας και την προστασία του Περιβάλλοντος. Προκειμένου να επιτευχθεί η προαναφερόμενη στρατηγική της Κοινότητας η Λευκή Βίβλος προτείνει και ένα σύνολο στόχων, μέτρων και πολιτικών για όλα τα κράτη-μέλη. Η διάρθρωσή αυτών περιλαμβάνει κάποια σημεία, όπως:

- I. Η δίκαιη πρόσβαση των ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρισμού, που είναι η κυριότερη ενεργειακή αγορά και που έως τώρα κατακλύζεται από πηγές ενέργειας που δεν είναι φιλικές προς το Περιβάλλον.
- II. Η καθιέρωση μέτρων φορολογικής και οικονομικής φύσεως, δηλ. φορολογικά και χρηματοδοτικά κίνητρα και ελαφρύνσεις που θα δοθούν προς τις εταιρείες, αλλά και τους ιδιώτες.
- III. Η χρήση βιοενέργειας για τις μεταφορές, τη θέρμανση και τον ηλεκτρισμό, όπως τα φυτικά έλαια κλπ., παρά το υψηλότατο κόστος παραγωγής τους, που θα πρέπει να επιδοτηθεί προκειμένου να μειώσει αυτό το συγκριτικό έλλειμμα που έχει.
- IV. Η βελτίωση των κανονισμών δομήσεως όλων των οικημάτων, καθώς σημαντικό μέρος της καταναλωμένης ενέργειας γίνεται απ' τα νοικοκυριά κατά την κατασκευής τους, αλλά και κατά τη συντήρησή τους.
- V. Η εφαρμογή και ο συνεχής έλεγχος του σχεδίου. Αυτό θα επιτευχθεί, με την σύνδεση των ευρωπαϊκών πολιτικών και προγραμμάτων με την χρήση των ΑΠΕ, αλλά και την ενσωμάτωση της στρατηγικής και του σχεδίου δράσης για αυτές στο εσωτερικό των κρατών-μελών και η συνεχής συνεργασία μεταξύ αυτών και των κοινοτικών οργάνων.

Ως συνέπεια των δράσεων που προβλέπονται από το σχέδιο της Λευκής Βίβλου, η Ευρωπαϊκή Κοινότητα προχώρησε τα επόμενα χρόνια στη θέσπιση οδηγιών για την ανάπτυξη των ΑΠΕ στον ευρωπαϊκό χώρο. Το 2001 το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο και Κοινοβούλιο ψήφισαν την **Οδηγία 2001/77/ΕΚ**, σύμφωνα με την οποία όλα τα κράτη-μέλη θα έπρεπε να θεσπίσουν εθνικούς στόχους για την κατανάλωση ηλεκτρισμού που παράγεται από ΑΠΕ, επιδιώκοντας μέχρι το τέλος του 2010 το 12% της ενεργειακής παραγωγής στην ΕΕ να προέρχεται από ΑΠΕ. Αν και ορισμένα κράτη-μέλη πλησίασαν στην επίτευξη του στόχου αυτού, αποδείχθηκε ότι η πλειονότητα των κρατών καθυστέρησε, εξαιτίας του υψηλού κόστους των επενδύσεων, των διοικητικών προβλημάτων, των αδιαφανών και μεροληπτικών κανονιστικών διατάξεων για την πρόσβαση στο δίκτυο, της ελλιπούς ενημέρωσης των προμηθευτών και πελατών. Για να επιτευχθεί ο στόχος για το διπλασιασμό της παραγωγής ενέργειας από 6% που ήταν το 1995 σε 12% το 2010, η ΕΕ έθετε ορισμένες προτεραιότητες (Μπαρτζώκας, 2009):

- Πρόσβαση της ενέργειας από ΑΠΕ στα δίκτυα, καθώς ο ηλεκτρισμός αφορά στο 40% της ενεργειακής κατανάλωσης της ΕΕ.
- Δημοσιονομικά και χρηματοδοτικά μέτρα για την παροχή διευκολύνσεων σε έργα που αποσκοπούν στην προστασία του περιβάλλοντος.

- Νέα πρωτοβουλία για τη βιοενέργεια στις μεταφορές, τη θέρμανση και τον ηλεκτρισμό, με προώθηση των βιοκαυσίμων.
- Παρέμβαση στο σχεδιασμό της κτιριακής υποδομής.

Αντίστοιχα, το 2003, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή υιοθέτησε τη νέα **Οδηγία 2003/30/ΕΚ** του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου σχετικά με την προώθηση της χρήσης βιοκαυσίμων ή άλλων ανανεώσιμων καυσίμων προς αντικατάσταση του πετρελαίου ντίζελ ή της βενζίνης στις μεταφορές σε κάθε κράτος-μέλος, προκειμένου να συμβάλλει στην επίτευξη στόχων όπως είναι η τήρηση των δεσμεύσεων σχετικά με τις κλιματικές μεταβολές, η φιλική προς το περιβάλλον ασφάλεια του εφοδιασμού και η προώθηση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

Το 2004, η Ε.Ε. συντάσσει την Έκθεση για την διείσδυση των ΑΠΕ στην Ε.Ε. (COM (2004) 366), ενώ το 2005 ανακοινώνει το Σχέδιο Δράσης για τη Βιομάζα (COM (2005) 628), το οποίο περιλαμβάνει μέτρα για την ταχύτερη ανάπτυξη του τομέα της ενέργειας που παράγεται από βιομάζα ξύλου, αποβλήτων και γεωργικών καλλιεργειών. Πιο συγκεκριμένα, ορίζει κίνητρα για τη δημιουργία αγοράς βιομάζας και την άρση των εμποδίων στα οποία προσκρούει η ανάπτυξη της αγοράς αυτής. Χάρη στα μέτρα αυτά, η Ευρώπη είναι σε θέση να μειώσει την εξάρτησή της από τα ορυκτά καύσιμα, να ελαττώσει τις εκπομπές αερίων που προκαλούν το φαινόμενο του θερμοκηπίου και να τονώσει την οικονομική δραστηριότητα στις αγροτικές περιοχές (Μεμάκη, 2009).

Στις 10 Ιανουαρίου 2007, υπήρξε μια πολύ σημαντική ανακοίνωση της Επιτροπής στο Συμβούλιο και στο Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο, με τίτλο «Χάρτης πορείας για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας». Στο χάρτη πορείας παρουσιάζεται η μακροπρόθεσμη στρατηγική της Επιτροπής στον τομέα των ΑΠΕ στην Ε.Ε.. Με τη στρατηγική αυτή επιδιώκεται να επιτύχει η Ε.Ε. το διττό στόχο της μεγαλύτερης ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού και της μείωσης των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου. Η ανάλυση του μεριδίου των ΑΠΕ στο συνολικό ενεργειακό μίγμα, καθώς και η πρόοδος που έχει συντελεστεί την τελευταία δεκαετία δείχνουν ότι οι ΑΠΕ μπορούν να αξιοποιηθούν περισσότερο και καλύτερα. Στο χάρτη πορείας, η Επιτροπή προτείνει να καθοριστεί ως δεσμευτικός στόχος μερίδιο 20% των ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας της Ε.Ε. για το 2020, καθώς και ένας ελάχιστος δεσμευτικός στόχος ύψους 10% για τα βιοκαύσιμα (ΕΕΚ, 2007). Επίσης, προτείνει νέο νομοθετικό πλαίσιο για την ενίσχυση της προώθησης και της χρήσης ΑΠΕ. Προβλέπει ότι τα κράτη-μέλη θα θεσπίσουν δεσμευτικούς στόχους και σχέδια δράσης που θα είναι προσαρμοσμένα στο αντίστοιχο δυναμικό τους. Τα σχέδια δράσης πρέπει να περιλάβουν ειδικά μέτρα και στόχους στους ακόλουθους τρεις τομείς: ηλεκτρισμός, βιοκαύσιμα και θέρμανση και ψύξη.

Μόλις πριν δυο χρόνια (Απρίλιος 2009) ψηφίστηκε από το Ευρωπαϊκό Κοινοβούλιο και Συμβούλιο η τελευταία **Οδηγία, 2009/28/ΕΚ**, που μεριμνά για την προώθηση της χρήσης ενέργειας από ΑΠΕ. Η εν λόγω Οδηγία αναμένεται να τροποποιήσει και συνακολούθως να καταργήσει τις δυο προηγούμενες Οδηγίες 2001/77/ΕΚ και 2003/30/ΕΚ, θέτοντας ως συνολικό στόχο το 20% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας της ΕΕ-27 να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας το 2020. Η οδηγία παρέχει την απαιτούμενη πολιτική στήριξη στις αγορές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας οι οποίες παρουσιάζουν τεράστιες προοπτικές οικονομικής ανάπτυξης και δημιουργίας θέσεων απασχόλησης. Σύμφωνα με τη νέα οδηγία για τη χρήση ενέργειας από ΑΠΕ (ΥΠΕΚΑ, 2009):

- Τίθεται νομικά δεσμευτικός στόχος 20% συμμετοχή των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2020, συμπεριλαμβανομένου ποσοστού 10% συμμετοχής τους στον τομέα μεταφορών.
- Προβλέπεται για πρώτη φορά αξιοποίηση των ΑΠΕ για όλες τις ενεργειακές χρήσεις (ηλεκτροπαραγωγή, ψύξη/θέρμανση, μεταφορές/βιοκαύσιμα).
- Η εξειδίκευση σε εθνικούς στόχους στηρίζεται στο ΑΕΠ με σημείο εκκίνησης το ποσοστό συμμετοχής των ΑΠΕ σε κάθε κράτος-μέλος κατά το έτος 2005, με το συγκεκριμένο ποσοστό για την Ελλάδα να προσδιορίζεται στο 18%.
- Προτείνεται εμπορία εγγυήσεων προέλευσης και παράλληλα δυνατότητα διατήρησης των εθνικών συστημάτων υποστήριξης (π.χ. feed-in tariffs).

#### 2.4.3. Η Εξέλιξη του Θεσμικού Πλαισίου για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας στην Ελλάδα

Απαρχή της εισόδου των Α.Π.Ε. στη χώρα αποτέλεσε ο **N. 1559/1985** «Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 135) στο πλαίσιο του οποίου η ΔΕΗ, εγκατέστησε 24 MW κυρίως μικρά αιολικά πάρκα και μερικά Φ/Β συστήματα μικρής ισχύος, ενώ οι Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης περιορίστηκαν στο ελάχιστο επίπεδο των 3 MW μέχρι το 1995 και ο ιδιωτικός τομέας παρέμεινε εκτός σκηνής.

Ο **N. 2244/1994** «Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 168) έθεσε βάσεις για ουσιαστική ανάπτυξη των ΑΠΕ. Ο νόμος καθόριζε για το διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας σταθερές τιμές πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ, σε επίπεδο ίσο με το 90% του γενικού τιμολογίου στη μέση τάση και υποχρέωση της Δ.Ε.Η. για αγορά του. Για τη χρέωση του σκέλους ισχύος είχε προβλεφθεί κλιμακωτή αποζημίωση ανάλογα με το είδος του σταθμού ανανεώσιμης ηλεκτροπαραγωγής με την έννοια της χρονικής διαθεσιμότητάς του στο ονομαστικό μέγεθος. Σε απολογιστική βάση το σκέλος ισχύος προσαύξανε την τιμή ενέργειας κατά μικρό ποσοστό τάξης 6,5%, με συνέπεια κατά το 2006 η τιμή αυτή να αντιστοιχεί σε 0,07287 Ευρώ/κιλοβατώρα. Στα νησιά που δεν ανήκουν στο διασυνδεδεμένο σύστημα η τιμολόγηση βασιζόταν στο 90% του τιμολογίου γενικής χρήσης (χαμηλή τάση) και κατά το ίδιο έτος αντιστοιχούσε σε 0,08458 Ευρώ/κιλοβατώρα, ενώ δεν προβλεπόταν αποζημίωση του σκέλους ισχύος.

Ο **N. 2773/1999** για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας διατήρησε το ευνοϊκό τιμολογιακό καθεστώς των Α.Π.Ε. δίνοντας έμφαση και στο θέμα της προτεραιότητας πρόσβασης στο δίκτυο.

Ο **N. 2941/2001** «Απλοποίηση διαδικασιών ίδρυσης εταιρειών, αδειοδότηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ρύθμιση θεμάτων της Α.Ε. 'ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΝΑΥΠΗΓΕΙΑ' και άλλες διατάξεις» αντιμετώπισε αποτελεσματικά το θέμα εγκατάστασης ΑΠΕ σε δάση και δασικές εκτάσεις με διατάξεις που έγιναν αποδεκτές και κρίθηκαν συνταγματικές από το Συμβούλιο της Επικρατείας. Επίσης, κάλυψε σημαντικά κενά του νομοθετικού ιστού και αντιμετώπισε πολλά στοιχεία παθογένειας του αδειοδοτικού καθεστώτος.

Με το **N. 3017/2002** «Κύρωση του Πρωτοκόλλου του Κιότο στη Σύμβαση-Πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος» (ΦΕΚ Α' 117) η ελληνική Βουλή



επισημοποίησε τα δέσμευση της χώρας για δράσεις αντιστρατευόμενες την τάση επιδείνωσης του φαινομένου του θερμοκηπίου.

Ο Ν. 3175/2003 «Αξιοποίηση του γεωθερμικού δυναμικού, τηλεθέρμανση και άλλες διατάξεις» καθιέρωσε για πρώτη φορά συνεκτικό σύνολο κανόνων για την ορθολογική χρήση της γεωθερμικής ενέργειας. Το νέο πλαίσιο είναι συμβατό με το κοινοτικό δίκαιο που θεωρεί ότι η γεωθερμία αποτελεί μορφή ανανεώσιμης ενέργειας που συνεισφέρει στη βιώσιμη ανάπτυξη. Επίσης, μετέβαλλε τον από μακρού εδραιωμένο χαρακτήρα της γεωθερμίας ως ορυκτού υπαγόμενου στις μάλλον αυστηρές ρυθμίσεις του Ν.Δ. 210/1973 "Περί Μεταλλευτικού Κώδικος" (ΦΕΚ Α' 277). Ο Ν. 3175/2003 περιέλαβε περαιτέρω δράσεις μεταξύ των οποίων και η εισαγωγή συντομευμένων και απλουστευμένων διαδικασιών σχετικά με τις απαλλοτριώσεις που είναι αναγκαίες για την ενίσχυση και επέκταση των γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας ώστε να εξυπηρετηθεί και η ανάπτυξη των ΑΠΕ. Πάντως ο κύριος σκοπός του νέου νόμου ήταν η αναθεώρηση του Ν. 2773/1999 προκειμένου να αντιμετωπιστεί η βραδύτητα που σημειώνονταν στη διαδικασία απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρισμού κυρίως εξαιτίας της δεσπόζουσας θέσης της ΔΕΗ Α.Ε. Η αναθεώρηση αυτή ήταν επίσης αναγκαία για να αντικατασταθούν τροποποιήσεις που προμηνύονταν από την Οδηγία 2003/54/ΕΚ σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση της Οδηγίας 96/92/ΕΚ.

Η διαδικασία περιβαλλοντικής αδειοδότησης ακολουθεί ήδη αναθεωρημένη πορεία μετά την ψήφιση του Ν. 3010/2002 «Εναρμόνιση του Ν. 1650/1986 με τις Οδηγίες 97/11/Ε.Ε. και 96/61/Ε.Ε., διαδικασία οριοθέτησης και ρυθμίσεις θεμάτων για τα υδατορέματα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 91) για την προσαρμογή της εθνικής νομοθεσίας που διέπει την προστασία του περιβάλλοντος στο κοινοτικό κεκτημένο.

Σε κανονιστικό επίπεδο, εκδόθηκαν ειδικά για τις ΑΠΕ οι κοινές υπουργικές αποφάσεις Δ6/Φ1/οικ.19500/ 4.11.2004 (ΦΕΚ Β' 1671), με την οποία εγκαταστάσεις ανανεώσιμης ηλεκτροπαραγωγής μικρού μεγέθους μετατάχτηκαν στην κατηγορία μηδενικής όχλησης με συνέπεια να είναι δυνατή η ένταξη τους στον οικιστικό ιστό και οι οικ.104247/ΕΥΠΕ/ΥΠΕΧΩΔΕ/25.5.2006 «Διαδικασία Προκαταρκτικής Περιβαλλοντικής Εκτίμησης και Αξιολόγησης (Π.Π.Ε.Α.) και Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων (Ε.Π.Ο.) έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.), σύμφωνα με το άρθρο 4 του ν. 1650/1986, όπως αντικαταστάθηκε με το άρθρο 2 του ν. 3010/2002» (ΦΕΚ Β' 663) και οικ.104248/ΕΥΠΕ/ΥΠΕΧΩΔΕ/25.5.2006 «Περιεχόμενο, δικαιολογητικά και λοιπά στοιχεία των Προμελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (Π.Π.Ε.), των Μελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (Μ.Π.Ε.), καθώς και συναφών μελετών περιβάλλοντος, έργων Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (Α.Π.Ε.)» (ΦΕΚ Β' 663), ώστε να προσαρμοστεί η συνολική αδειοδότηση εγκαταστάσεων Α.Π.Ε. στο καθεστώς περιβαλλοντικής αποδοχής.

Ο Νόμος 3468/2006 «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 129) εισάγει διατάξεις που στοχεύουν αποκλειστικά στη ρύθμιση θεμάτων ανάπτυξης, ένταξης στο Σύστημα/Δίκτυο και τιμολόγησης έργων ΑΠΕ και Συμπαράγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ). Οι κύριοι άξονες της νομοθετικής παρέμβασης σκιαγραφούνται κατωτέρω:

- Θεσμοθέτηση του εθνικού στόχου για τη συμμετοχή της ηλεκτροπαραγωγής με χρήση Α.Π.Ε. το έτος 2010 σε ποσοστό 20,1% και το 2020 σε 29% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας.
- Απλοποίηση αδειοδοτικής διαδικασίας για ΑΠΕ.
- Διαφοροποίηση του προηγούμενου ενιαίου τιμολογιακού καθεστώτος, κυρίως επ' ωφελεία των φωτοβολταϊκών συστημάτων, ώστε να ενισχυθούν οι επενδύσεις στον εν λόγω τομέα.
- Ολοκλήρωση της εναρμόνισης του εθνικού δικαίου με τις απαιτήσεις του άρθρου 5 παρ. 5 της Οδηγίας 2001/77/ΕΚ σχετικά με τη θεσμοθέτηση δημιουργίας συστήματος εκδόσεως εγγυήσεων προέλευσης της ανανεώσιμης ηλεκτρικής ενέργειας.
- Αποσύνδεση της τιμής πώλησης ενέργειας ΑΠΕ από τα τιμολόγια της ΔΕΗ.
- Αύξηση του Ειδικού Τέλους υπέρ ΟΤΑ σε 3% των ακαθαρίστων εσόδων.
- Πλαίσιο για Υβριδικούς Σταθμούς.
- Μέτρα ουσιαστικής ενίσχυσης ΦΒ και ηλιοθερμικών σταθμών.
- Ενίσχυση των δυνατοτήτων κατασκευής και διαχείρισης έργων σύνδεσης από παραγωγούς ΑΠΕ.
- Αύξηση του ορίου μέχρι του οποίου ένα υδροηλεκτρικό έργο χαρακτηρίζεται ως μικρό από 10 σε 15 MW.

Όσον αφορά στις πιο πρόσφατες εξελίξεις στο θεσμικό πλαίσιο των ΑΠΕ στη χώρα μας, με το **Νόμο 3734/2009** (ΦΕΚ Α' 8/28-1-09) «Πρώθηση της συμπαραγωγής δύο ή περισσότερων χρήσιμων μορφών ενέργειας, ρύθμιση ζητημάτων σχετικών με το Υδροηλεκτρικό Έργο Μεσοχώρας και άλλες διατάξεις» γίνεται εναρμόνιση της ελληνικής νομοθεσίας με την Οδηγία 2004/8/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 11<sup>ης</sup> Φεβρουαρίου 2004 για την πρώθηση της συμπαραγωγής ενέργειας βάσει της ζήτησης για χρήσιμη θερμότητα στην εσωτερική αγορά ενέργειας και για την τροποποίηση της Οδηγίας 92/42/ΕΟΚ (ΕΕ L 52/50) και συμπλήρωση του νομικού πλαισίου για την πρώθηση της συμπαραγωγής δύο ή περισσότερων χρήσιμων μορφών ενέργειας. Ο νόμος αυτός έχει τροποποιητικές διατάξεις σε σχέση με τους Ν.3468/2006 και Ν. 3199/2003, και εισάγει τα παρακάτω βασικά στοιχεία για την ανάπτυξη της αγοράς Φ/Β και των ΑΠΕ γενικότερα:

- Απλοποιείται σε κεντρικό επίπεδο η διαδικασία έκδοσης των αδειών εγκατάστασης και λειτουργίας, οι οποίες πλέον εκδίδονται με Υ.Α. και όχι με Κ.Υ.Α.
- Προς άρση της εικονικής «συμφόρησης» δικτύων προβλέπεται ενιαίο πλαίσιο χορήγησης Προσφορών Σύνδεσης (Π. Σ.) , παύση ισχύος παλαιών Π.Σ. βάσει μεταβατικών διατάξεων και διάρκεια νέων Π.Σ. 3 έτη με δυνατότητα ανανέωσης μόνο εάν έχει εκδοθεί η οικεία άδεια εγκατάστασης.
- Εκλογικεύονται οι αποκλειστικές προθεσμίες που ετέθησαν με το Ν. 3468/2006 κι έτσι αίρεται ο κίνδυνος ακυρότητας των πράξεων.
- Απαλείφεται ο όρος «θεώρηση» αντί οικοδομικής άδειας και γίνεται πρόβλεψη για «έγκριση εργασιών» για τις μη δομικές κατασκευές των αιολικών και Φ/Β σταθμών.
- Προβλέπονται νέες τιμές πώλησης για την παραγόμενη από φωτοβολταϊκούς σταθμούς ηλεκτρική ενέργεια λαμβάνοντας υπόψη την τεχνολογική πρόοδο που οδήγησε σε σημαντική μείωση του κόστους εγκατάστασης κατά τη χρονική περίοδο 2007-2008 αλλά και τις διατυπωμένες προσδοκίες του κλάδου για σημαντική

αύξηση της απόδοσής τους με ταυτόχρονη περαιτέρω μείωση του κόστους προμήθειας και εγκατάστασής τους σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα.

Σε συνέχεια της έκδοσης του Ν.3734/2009, με την Κοινή Υπουργική Απόφαση της 4ης Ιουνίου 2009 (ΦΕΚ Β 1079/4.6.2009) θεσπίστηκε Ειδικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων (ΦΒΣ) σε κτιριακές εγκαταστάσεις και ιδίως σε δώματα και στέγες κτιρίων. Το Πρόγραμμα αφορά στην εγκατάσταση συστημάτων μέχρι 10 kWp σε κατοικίες και πολύ μικρές επιχειρήσεις, στο Ηπειρωτικό Σύστημα και στα Διασυνδεδεμένα Νησιά και εφαρμόζεται από την 1η Ιουλίου 2009.

Ο τελευταίος **Νόμος 3851/2010** «Επιτάχυνση της ανάπτυξης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας για την αντιμετώπιση της Κλιματικής Αλλαγής και άλλες διατάξεις σε θέματα αρμοδιότητας του Υπουργείου Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής» έχει ως στόχο την εναρμόνιση με τις διατάξεις της οδηγίας 28/2009 και την θεσμοθέτηση του νέου εθνικού δεσμευτικού στόχου για τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην κάλυψη της τελικής κατανάλωσης ενέργειας μέχρι το 2020. Οι κυριότερες διατάξεις του νομοσχεδίου έχουν ως εξής:

- Καθορίζεται εθνικός δεσμευτικός στόχος 20% για τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην κάλυψη της τελικής κατανάλωσης ενέργειας το 2020 και 40% για τον ηλεκτρισμό.
- Απλοποιείται η διαδικασία έκδοσης της άδειας παραγωγής έργων ΑΠΕ. Αναβαθμίζεται ο ρόλος της ΡΑΕ και περιορίζεται η διάρκεια της σχετικής αδειοδοτικής διαδικασίας, σε 2 μήνες (από 10-12 μήνες σήμερα). Οι μικρές εγκαταστάσεις ΑΠΕ, εξαιρούνται από την υποχρέωση λήψης άδειας παραγωγής και προωθούνται διεσπαρμένες εφαρμογές ΑΠΕ που αφορούν χιλιάδες μικρομεσαίους επενδυτές.
- Συγχωνεύονται, σε μία ενιαία, οι διαδικασίες Προκαταρκτικής Περιβαλλοντικής Εκτίμησης και Αξιολόγησης (ΠΠΕΑ) και Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων (Ε.Π.Ο.), και περιορίζεται η διάρκεια της σε 8-10 μήνες (από 3 χρόνια σήμερα).
- Δημιουργούνται οι προϋποθέσεις για την κατασκευή ιδιωτικών δικτύων από παραγωγούς ΑΠΕ, αλλά και διασφαλίζεται η πρόσβαση τρίτων στα έργα σύνδεσης. Εκπονείται ο Στρατηγικός Σχεδιασμός Διασυνδέσεων νησιών εντός εξαμήνου.
- Η τιμολόγηση γίνεται περισσότερο ορθολογική, έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η βιωσιμότητα των επενδύσεων, δίχως στρεβλώσεις και κατασπατάληση πόρων. Ενισχύονται τα τιμολόγια για τη βιομάζα, το βιοαέριο, τις μικρές ανεμογεννήτριες και τις μονάδες ΣΗΘΥΑ. Για τα φωτοβολταϊκά εξακολουθεί να ισχύει η κλίμακα των τιμών σύμφωνα με το νόμο 3734/2009.
- Για την προώθηση και ανάπτυξη θαλάσσιων αιολικών πάρκων, την διαδικασία στρατηγικού σχεδιασμού και αδειοδότησης αναλαμβάνει η πολιτεία, ώστε να αντιμετωπισθούν τα μεγάλα διαδικαστικά εμπόδια στη θάλασσα. Τα αδειοδοτικά ώριμα έργα παραχωρούνται για υλοποίηση από ιδιώτες.
- Ενισχύεται η συμμετοχή των πολιτών στα άμεσα οφέλη των ΑΠΕ, με απευθείας απόδοση στους πολίτες μέρος των εσόδων.
- Κατοχυρώνεται νομοθετικά ότι οι περιοχές απολύτου προστασίας της φύσης, αποτελούν ζώνη αποκλεισμού για τις Α.Π.Ε., ενώ στις υπόλοιπες περιοχές, επιτρέπεται η χωροθέτηση των ΑΠΕ με εκτίμηση των επιπτώσεων και αφού ληφθεί μέριμνα για τη διατήρηση κάθε πιθανού προστατευτέου αντικειμένου της περιοχής.

- Μερική κατάργηση των εμποδίων που προέκυπταν κατά την αδειοδοτική διαδικασία με τις γαίες υψηλής παραγωγικότητας.
- Συστήνεται η Αυτοτελής Υπηρεσία για τις Α.Π.Ε. στο ΥΠΕΚΑ, με αποστολή την παροχή πληροφοριών και τη συντονισμένη διεκπεραίωση αιτημάτων των επενδυτών σε ΑΠΕ.
- Ανοίγει η διαδικασία αδειών για φωτοβολταϊκά σε κτίρια και στέγαστρα ανεξαρτήτως ισχύος.
- Ανοίγει η διαδικασία αδειών για φωτοβολταϊκά έως 100kW από τους κατ' επάγγελμα αγρότες με εξέταση κατά προτεραιότητα, αμέσως μετά τη δημοσίευση του νόμου.
- Άμεση προώθηση των φωτοβολταϊκών επενδύσεων σε βιομηχανικές - βιοτεχνικές στέγες.

## Κεφάλαιο 3<sup>ο</sup>

Τεχνολογίες και  
Χαρακτηριστικά  
Ανανεώσιμων  
Πηγών  
Ενέργειας

### 3.1. Εισαγωγικά

Η ευρύτερη έννοια των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αναφέρεται σε κάθε πηγή που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ανανεώνεται μέσω φυσικών φαινομένων μόνιμου κύκλου. Όπως ορίζεται και από την Κοινοτική Οδηγία 2001/77/ΕΚ, στις μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας περιλαμβάνεται η ενέργεια που προέρχεται από τον ήλιο (ηλιακή), η ενέργεια που παρέχει ο άνεμος (αιολική), η ενέργεια από το εσωτερικό της γης (γεωθερμική), η ενέργεια των κυμάτων, των ρευμάτων, των ωκεανών, η ενέργεια των υδατοπτώσεων (υδραυλική), η βιομάζα, τα αέρια εκλυόμενα από χώρους υγειονομικής ταφής, από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού και βιοαέρια.

Οι ΑΠΕ μπορούν να χρησιμοποιηθούν είτε άμεσα (κυρίως για θέρμανση), είτε έμμεσα, μετατρέπομενες σε άλλες μορφές ενέργειας (κυρίως ηλεκτρική ή μηχανική). Όπως ήδη έχει αναφερθεί, οι τελευταίες ενεργειακές κρίσεις, τα ανησυχητικά κλιματολογικά δεδομένα, οι φόβοι ενεργειακής επάρκειας, έστρεψαν το ενδιαφέρον της ανθρωπότητας στους παραδοσιακούς τρόπους παραγωγής ενέργειας και έθεσαν τις βάσεις για τη χάραξη μιας νέας αναπτυξιακής πολιτικής, σύμφωνα με την οποία η αξιοποίηση των ενδογενών αυτών ενεργειακών πόρων μπορεί να επιφέρει σημαντικές θετικές κοινωνικές και οικονομικές επιπτώσεις στην τοπική και περιφερειακή ανάπτυξη. Τα κύρια **πλεονεκτήματα** των ΑΠΕ που μπορούν να εγγυηθούν μια τέτοια τροχιά ανάπτυξης είναι (Στυλιανοπούλου, Χατζηρόδου, 2009):

- Είναι πρακτικά ανεξάντλητες πηγές ενέργειας και συμβάλλουν στη μείωση της εξάρτησης από τους εξαντλήσιμους πόρους (κυρίως ορυκτά καύσιμα).
- Είναι εγχώριες πηγές ενέργειας και συνεισφέρουν στην ενίσχυση της ενεργειακής αυτάρκειας και της ασφάλειας του ενεργειακού εφοδιασμού σε τοπικό, περιφερειακό και εθνικό επίπεδο.
- Είναι διάσπαρτες γεωγραφικά και οδηγούν στην αποκέντρωση του ενεργειακού συστήματος, παρέχοντας τη δυνατότητα κάλυψης των ενεργειακών αναγκών σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο, ανακουφίζοντας έτσι τα συστήματα υποδομής και μειώνοντας τις απώλειες από τη μεταφορά ενέργειας.
- Προσφέρουν τη δυνατότητα ορθολογικής αξιοποίησης των ενεργειακών πόρων καλύπτοντας ένα ευρύ φάσμα των ενεργειακών αναγκών των χρηστών (π.χ. ηλιακή ενέργεια για θερμότητα χαμηλών θερμοκρασιών, αιολική ενέργεια για ηλεκτροπαραγωγή).
- Έχουν συνήθως χαμηλό λειτουργικό κόστος που δεν επηρεάζεται από τις διακυμάνσεις τις διεθνούς οικονομίας και ειδικότερα των τιμών των συμβατικών καυσίμων.
- Οι εγκαταστάσεις εκμετάλλευσης των ΑΠΕ έχουν σχεδιαστεί για να καλύπτουν τις ανάγκες των χρηστών και σε μικρή κλίμακα εφαρμογών ή σε μεγάλη κλίμακα αντίστοιχα, έχουν μικρή διάρκεια κατασκευής, επιτρέποντας έτσι τη γρήγορη ανταπόκριση της προσφοράς προς τη ζήτηση ενέργειας.
- Συμβάλλουν στην δημιουργία πολλών θέσεων εργασίας ιδιαίτερα σε τοπικό και περιφερειακό επίπεδο.
- Μπορούν να αποτελέσουν σε πολλές περιπτώσεις πυρήνα για την αναζωογόνηση οικονομικά και κοινωνικά υποβαθμισμένων περιοχών και πόλο για την τοπική και περιφερειακή ανάπτυξη, με την προώθηση αναλόγων επενδύσεων (π.χ. αιολικά

πάρκα, εργοστάσια ενεργειακής αξιοποίησης γεωργικής βιομάζας, θερμοκηπιακές καλλιέργειες με τη χρήση γεωθερμικής ενέργειας).

- Είναι φιλικές προς το περιβάλλον και τον άνθρωπο και η αξιοποίησή τους είναι γενικά αποδεκτή από το κοινό.
- Πολλές από τις «πράσινες» τεχνολογίες έχουν ωριμάσει και έχουν γίνει οικονομικά ανταγωνιστικές.

Από την άλλη, στις τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας αποδίδονται μια σειρά από **μειονεκτήματα** που τις καθιστούν μη ελκυστικές επενδύσεις. Τα σημαντικότερα από αυτά είναι:

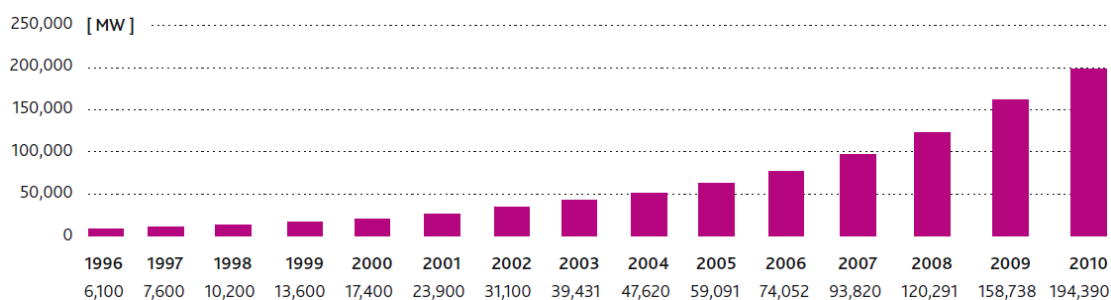
- Έχουν αρκετά μικρό συντελεστή απόδοσης, της τάξης του 30% ή και χαμηλότερο. Συνεπώς απαιτείται αρκετά μεγάλο αρχικό κόστος εφαρμογής σε μεγάλη επιφάνεια γης. Γι' αυτό το λόγο χρησιμοποιούνται κυρίως ως συμπληρωματικές πηγές ενέργειας και δεν μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την κάλυψη των αναγκών μεγάλων αστικών κέντρων.
- Το διασπαρμένο δυναμικό τους είναι δύσκολο να συγκεντρωθεί σε μεγάλα μεγέθη ισχύος και να αποθηκευτεί.
- Η στοχαστικότητα μεγεθών, όπως ο άνεμος και η ηλιακή ακτινοβολία, έχουν σαν αποτέλεσμα η τιμή της παραγόμενης ισχύος να έχει μεγάλες διακυμάνσεις, απαιτώντας έτσι την εφεδρεία άλλων ενεργειακών πηγών ή δαπανηρές μεθόδους αποθήκευσης.
- Η παροχή και απόδοση της αιολικής, υδροηλεκτρικής και ηλιακής ενέργειας εξαρτάται από την εποχή του έτους αλλά και από το γεωγραφικό πλάτος και το κλίμα της περιοχής στην οποία εγκαθίστανται.
- Σε περίπτωση διασύνδεσης με το ηλεκτρικό δίκτυο η παραγόμενη ενέργεια δεν πληροί πάντοτε τις απαιτήσεις του δικτύου με αποτέλεσμα να απαιτείται η τοποθέτηση αυτοματισμών ελέγχου, μηχανημάτων ρυθμίσεως τάσεως και συχνότητας, ελέγχου αέργου ισχύος.
- Το κόστος επένδυσης ανά μονάδα εγκατεστημένης ισχύος, σε σύγκριση με τις σημερινές τιμές συμβατικών καυσίμων, είναι ακόμα υψηλό.
- Οι εγκαταστάσεις συνήθως είναι αισθητικά μη αποδεκτές από το κοινό, μιας και έχουν πολλές φορές εκφραστεί παράπονα για αισθητική και ηχητική ρύπανση όσο αφορά στις ανεμογεννήτριες.
- Για τα υδροηλεκτρικά έργα λέγεται ότι προκαλούν έκλυση μεθανίου από την αποσύνθεση των φυτών που βρίσκονται κάτω από το νερό κι έτσι συντελούν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου.

### 3.2. Αιολική Ενέργεια

Οι αιολικές μηχανές αποτελούν ανθρώπινες επινοήσεις, που έχουν ως σκοπό την αξιοποίηση του μεγαλύτερου δυνατού ποσοστού της κινητικής ενέργειας του ανέμου. Τελικός σκοπός είναι η μετατροπή της αιολικής ενέργειας σε ωφέλιμη ενέργεια, δηλαδή σε οποιαδήποτε εύχρηστη μορφή ενέργειας, άμεσα απολήψιμης από τον άνθρωπο. Λέγεται ότι έχουν επινοηθεί και εφαρμοστεί περισσότεροι τύποι ανεμοκινητήρων, από οποιαδήποτε άλλο τύπο εφεύρεσης, χωρίς όμως να έχει επιτευχθεί μέχρι σήμερα ο επιθυμητός βαθμός εκμετάλλευσής της ενέργειας του ανέμου (Καλδέλλης, 2005).

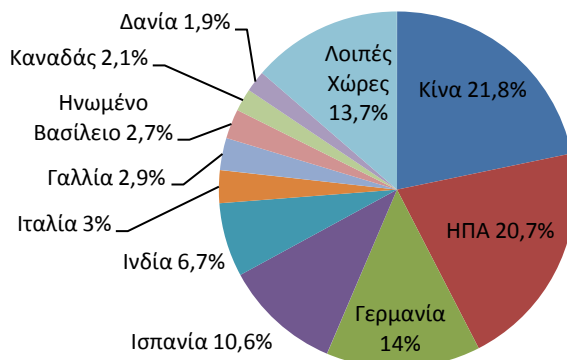
### 3.2.1. Η Αιολική Ενέργεια στην Παγκόσμια Αγορά

Η εξέλιξη των σύγχρονων ανεμογεννητριών ξεκίνησε στα μέσα της δεκαετίας του 1970 ως αποτέλεσμα του αυξανόμενου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, λόγω των υψηλών τιμών πετρελαίου στη διεθνή αγορά. Στα μέσα της δεκαετίας του '90 αναφέρεται ότι υπήρχαν παγκόσμιες αιολικές εγκαταστάσεις της τάξεως των 7.500 MW, εκ των οποίων τα 2000 MW βρίσκονταν στις ΗΠΑ, ενώ περισσότερα από τα 6.000 MW ήταν εγκατεστημένα στις χώρες της ΕΕ. Λιγότερο από δέκα χρόνια μετά η παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύς ξεπερνά τα 40.000 MW, ενώ μέσα στο 2003 μόνο εγκαταστάθηκε περισσότερη αιολική ισχύς (8.100 MW) από αυτή που είχε συνολικά εγκατασταθεί μέχρι το τέλος του 1997 (Καλδέλλης, 2005). Στο διάγραμμα 3.1 φαίνεται η εξέλιξη της συνολικά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος σε παγκόσμιο επίπεδο μέχρι το τέλος του 2010.



**Διάγραμμα 3.1:** Διαχρονική εξέλιξη της συνολικά εγκατεστημένης αιολικής ισχύος παγκοσμίως. (Πηγή: GWEC, 2011)

Ενώ μέχρι τα τέλη του 2008 πρωτοπόρες χώρες στην παγκόσμια αγορά αιολικής ενέργειας θεωρείτο οι ΗΠΑ και η Γερμανία, κατέχοντας η καθεμιά περίπου το 20% της παγκόσμιας εγκατεστημένης ισχύος, η δυναμική άνοδος της Κίνας σε οικονομικό και τεχνολογικό επίπεδο έφερε την αλλαγή στο παγκόσμιο ενεργειακό σκηνικό. Ενδεικτικά, από τα συνολικά 38.500 MW αιολικής ισχύος που εγκαταστάθηκαν στον κόσμο το περασμένο έτος, στην Κίνα ανήκει το 46% (GWEC, 2011). Στο επόμενο διάγραμμα (Διάγραμμα 3.2) παρουσιάζεται η συμμετοχή των χωρών στον παγκόσμιο ενεργειακό χάρτη αιολικής ενέργειας μέχρι τα τέλη του 2010.



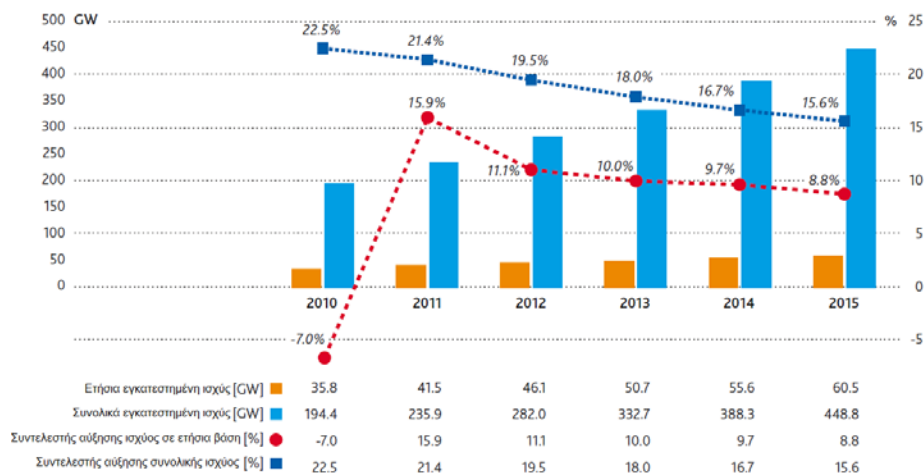


Χώρα	MW	Ποσοστό συμμετοχής
Κίνα	42.287	21,8%
ΗΠΑ	40.180	20,7%
Γερμανία	27.214	14,0%
Ισπανία	20.676	10,6%
Ινδία	13.065	6,7%
Ιταλία	5.797	3,0%
Γαλλία	5.660	2,9%
Ηνωμένο Βασίλειο	5.204	2,7%
Καναδάς	4.009	2,1%
Δανία	3.752	1,9%
Λοιπές Χώρες	26.546	13,7%
Σύνολο	194.390	100,0%

**Διάγραμμα 3.2:** Μερίδιο συμμετοχής χωρών στην παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύ μέχρι το τέλος του 2010. (Πηγή: GWEC, 2011)

Η αιολική ενέργεια εξελίχθηκε σε σημαντικό μέρος της παγκόσμιας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αφού το 2008 οι εγκαταστάσεις ανεμογεννητριών κόστισαν περίπου 36.5 δισ €. Η βιομηχανία της αιολικής ενέργειας επίσης δημιουργεί νέες θέσεις εργασίας αφού απασχολεί πάνω από 400.000 ανθρώπους. Η αιολική ενέργεια είναι μια από τις τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να περιορίσει την εκπομπή επιβλαβών καυσαερίων. Οι περιοχές που οδηγούν την παγκόσμια ανάπτυξή της είναι η Βόρεια Αμερική, η Ευρώπη και η Ασία. Τα 120,8 GW εγκατεστημένης ισχύος μέχρι το 2008 παρήγαγαν 260 TWh ηλεκτρικής ενέργειας, εξοικονομώντας 158 εκατ. τόνους CO<sub>2</sub> κάθε χρόνο (GWEC, 2009).

Τα φιλόδοξα κυβερνητικά σχέδια, το διαρκές ενδιαφέρον για επενδύσεις στο τομέα της αιολικής ενέργειας και η ενεργειακή πολιτική που ακολουθείται τα τελευταία χρόνια οδηγούν στο συμπέρασμα πως η αγορά αιολικής ενέργειας θα συνεχίζει να αυξάνει τα επόμενα χρόνια, έχοντας κυρίως ως πρωτοπόρο την Κίνα. Στο διάγραμμα 3.3 φαίνονται οι προβλέψεις του Παγκόσμιου Συμβούλιο Αιολικής Ενέργειας (GWEC) για την προσεχή πενταετία. Σύμφωνα με το Συμβούλιο μέχρι το τέλος του 2015 η παγκόσμια εγκατεστημένη αιολική ισχύς αναμένεται να φτάσει τα 449 GW, ενώ ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης της ισχύος θα κυμανθεί στο 18,2% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος.



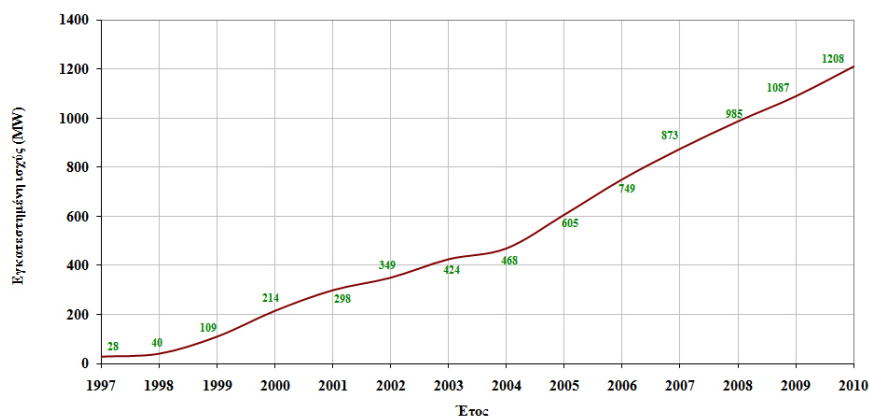
**Διάγραμμα 3.3:** Το μέλλον της αιολικής ισχύος την επόμενη πενταετία. (Πηγή: GWEC, 2011)

### 3.2.2. Η Αιολική Ενέργεια στην Ελληνική Αγορά

Η Ελλάδα είναι μια χώρα με μεγάλη ακτογραμμή και τεράστιο πλήθος νησιών. Ως εκ τούτου, οι ισχυροί άνεμοι που πνέουν κυρίως στις νησιωτικές και παράκτιες περιοχές προσδίδουν ιδιαίτερη σημασία στην ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας στη χώρα. Το εκμεταλλεύσιμο αιολικό δυναμικό εκτιμάται ότι αντιπροσωπεύει το 13,6% του συνόλου των ηλεκτρικών αναγκών της χώρας.

Σύμφωνα με στοιχεία του Υπουργείου Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής που άντλησε από τη ΡΑΕ και τους διαχειριστές του Συστήματος και των Δικτύων η συνολική ισχύς από σταθμούς ΑΠΕ στη χώρα μας αυξήθηκε κατά 290 MW μέσα στο 2010, αθροίζοντας συνολική εγκατεστημένη ισχύ 1.736 MW έναντι των 1.446 MW του τέλους του 2009. Συγκεκριμένα, η νέα αιολική ισχύς που προστέθηκε το 2010 ανέρχεται στα 131 MW οδηγώντας σε σύνολο 1.298 MW, ενώ μόνο το 2008 η Ελλάδα εγκατέστησε 114 MW αιολικής ενέργειας κατατάσσοντας την 12<sup>η</sup> χώρα στην Ευρώπη στην κατασκευή αιολικών πάρκων.

Στην Ελλάδα, η ανάπτυξη της αιολικής ενέργειας, αντιμετωπίζει μέχρι τώρα αρκετά προβλήματα. Παρά τη σημαντική αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος τα τελευταία χρόνια (Διάγραμμα 3.4), είναι κοινά αποδεκτό ότι αυτή η αύξηση είναι πολύ μικρή δεδομένου του πλούσιου αιολικού δυναμικού της χώρας μας.



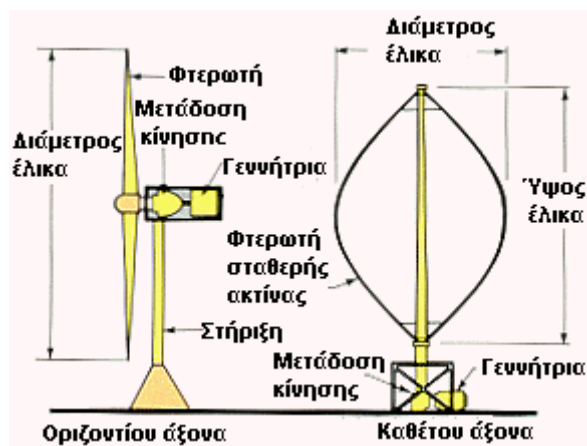
**Διάγραμμα 3.4:** Η διαχρονική εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος αιολικής ενέργειας στην Ελλάδα.  
(Πηγή: Eunice Energy Group)

Κύριος λόγος για τη μικρή ανάπτυξη μέχρι το 2001 ήταν το νομοθετικό καθεστώς και το μονοπωλιακό μοντέλο της οικονομίας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Μετά τις νομοθετικές αλλαγές στο χώρο των ΑΠΕ και την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η κατάσταση βελτιώθηκε σημαντικά. Η Ελλάδα εφαρμόζει το σύστημα feed-in και η νομοθεσία προσφέρει επιπλέον αρκετά ικανοποιητικά κίνητρα για τους επενδυτές. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα το αυξημένο ενδιαφέρον των επενδυτών για ανάπτυξη πολλών MW αιολικής ενέργειας. Όμως το επενδυτικό ενδιαφέρον είναι φανερό ότι δεν είναι αρκετό. Χαρακτηριστικά, ο στόχος της χώρας μας για το 2010 ως προς την ηλεκτροπαραγωγή από αιολική ενέργεια ήταν η εγκατεστημένη ισχύς να φτάσει περίπου τα 3.500MW ενώ στο τέλος του 2010 η πραγματικά εγκατεστημένη ισχύς ανήλθε μόλις στα 1.208 MW (Διάγραμμα 3.4). Είναι φανερό ότι σε μια χώρα για την οποία υπάρχει στόχος και καλή θέληση ενώ και οι επενδυτικές προτάσεις δεν είναι λίγες, η ανάπτυξη των αιολικών πάρκων καθυστερεί σημαντικά, με αποτέλεσμα, ο στόχος να έχει πλέον μετατεθεί για το

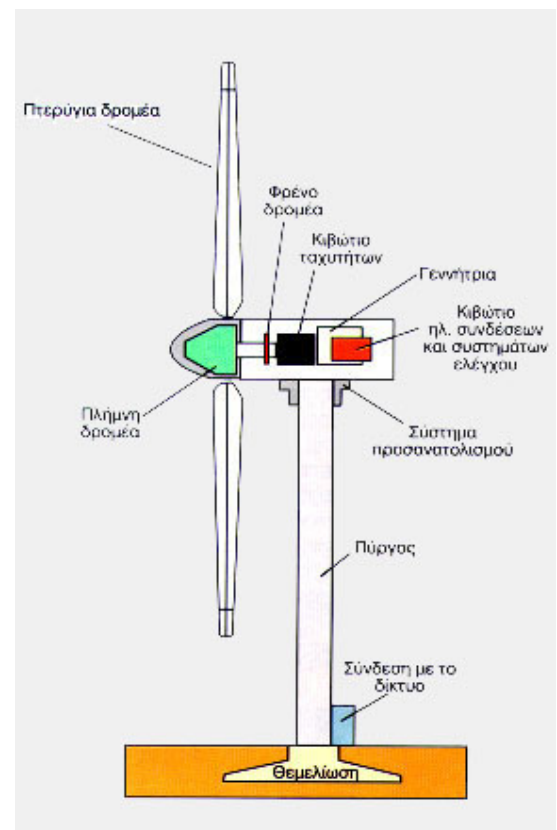
2020 με εγκατεστημένη ισχύ που θα πρέπει να φτάσει περίπου τα 7.500 MW. Οι προβλέψεις μέχρι τώρα δεν είναι ευσίωνες, οι καθυστερήσεις στην έκδοση αδειών παραγωγής και εγκατάστασης είναι σημαντικές και οι προβλέψεις είναι συγκρατημένες. Βέβαια, σύμφωνα με τη ΡΑΕ (2010), μέχρι το τέλος του έτους αναμένεται η συνολικά εγκατεστημένη αιολική ισχύς να φτάσει τα 1.688 MW, ενώ το πρώτο τρίμηνο του 2012 θα έχουν προστεθεί άλλα 100 MW.

### 3.2.3. Κυριότερες Κατηγορίες και Μέρη Ανεμογεννητριών

Οι επικρατέστεροι τύποι ανεμογεννητριών ταξινομούνται κυρίως σύμφωνα με τον προσανατολισμό των αξόνων τους σε σχέση με τη ροή του ανέμου. Ως εκ τούτου, οι πλέον διαδεδομένοι τύποι ανεμοκινητήρων είναι οι ανεμογεννήτριες οριζόντιου και κατακόρυφου άξονα (Σχήμα 3.1). Οι πρώτες έχουν συνήθως τον άξονα τους παράλληλο προς τη κατεύθυνση του ανέμου (head on), ενώ σε μερικές περιπτώσεις έχουμε ανεμογεννήτριες των οποίων ο άξονας είναι παράλληλος προς την επιφάνεια της γης και κάθετος προς την κατεύθυνση του ανέμου. Οι ανεμογεννήτριες κατακόρυφου άξονα εμφανίζουν το σημαντικό πλεονέκτημα της αυτόματης προσαρμογής στη διεύθυνση του ανέμου, δεδομένου ότι ο άξονας τους είναι κάθετος σε αυτή, καθώς και στην επιφάνεια της γης.



Σχήμα 3.1: Ανεμογεννήτριες οριζόντιου και κατακόρυφου άξονα. (Πηγή: [www.e-steki.gr](http://www.e-steki.gr))



Σχήμα 3.2: Κύρια μέρη ανεμογεννήτριας οριζόντιου άξονα. (Πηγή: ΚΑΠΕ)

Μια ανεμογεννήτρια έχει τα εξής κύρια μέρη (Σχήμα 3.2):

1. Τον πύργο: Είναι κυλινδρικής μορφής κατασκευασμένος από χάλυβα και συνήθως αποτελείται από δύο ή τρία συνδεδεμένα τμήματα. Είναι παρόμοιας κατασκευής με τους πύργους που στηρίζουν τα φώτα σε γήπεδα και εθνικούς δρόμους.
2. Τον θάλαμο που περιέχει τα μηχανικά υποσυστήματα (κύριος άξονας, σύστημα πέδησης, κιβώτιο ταχυτήτων και ηλεκτρογεννήτρια) :
  - Ο κύριος άξονας με το σύστημα πέδησης (φρένα) είναι παρόμοιος με τον άξονα των τροχών ενός αυτοκινήτου με υδραυλικά δισκόφρενα.

- Το κιβώτιο ταχυτήτων είναι παρόμοιας κατασκευής με εκείνο του αυτοκινήτου μας με την διαφορά ότι έχει μόνον μια σχέση.
  - Η ηλεκτρογεννήτρια είναι παρόμοια με αυτές που χρησιμοποιούνται από τη ΔΕΗ στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη ή με τις γεννήτριες που έχουμε στα εξοχικά μας.
3. Ηλεκτρονικά συστήματα ελέγχου ασφαλούς λειτουργίας. Αποτελούνται από ένα η περισσότερα υποσυστήματα μικροελεγκτών και «φροντίζουν» για την εύρυθμη και ασφαλή λειτουργία της ανεμογεννήτριας σε όλες τις συνθήκες.
  4. Τα πτερύγια είναι κατασκευασμένα από σύνθετα υλικά (υαλονήματα και ειδικές ρητίνες), παρόμοια με αυτά που κατασκευάζονται τα ιστιοπλοϊκά σκάφη. Είναι δε σχεδιασμένα για να αντέχουν σε μεγάλες καταπονήσεις.

Ως απαραίτητο εξάρτημα λειτουργίας μιας ανεμογεννήτριας σε αιολικό πάρκο, θα μπορούσαμε να συμπεριλάβουμε και τον μετασχηματιστή μετατροπής της χαμηλής τάσης της ανεμογεννήτριας σε μέση τάση προκειμένου να μεταφερθεί η ηλεκτρική ενέργεια από το δίκτυο.

### 3.2.4. Χαρακτηριστικά Μεγέθη Ανεμογεννητριών

Κατά το σχεδιασμό και την επιλογή μιας εγκατάστασης αξιοποίησης της αιολικής ενέργειας οι παράγοντες, οι οποίοι πρέπει να ληφθούν υπόψη και χαρακτηρίζουν μια ανεμογεννήτρια που πρόκειται να επιλεχθεί, είναι:

- Η **διάμετρος πτερωτής της ανεμογεννήτριας «D»**, η οποία καθορίζει το εμβαδόν το οποίο σαρώνει η πτερωτή και συνεπώς την ενεργό επιφάνεια διά μέσον της οποίας επιχειρούμε να αξιοποιήσουμε την αιολική ενέργεια.
- Το **ύψος τοποθέτησης «H»** για μηχανές οριζόντιου άξονα ή απλά το ύψος τον δρομέα για μηχανές κατακόρυφου άξονα. Γνωρίζουμε ότι αυξανόμενου τον ύψους αυξάνεται αφενός το διαθέσιμο αιολικό δυναμικό (μέχρι το τέλος τον ατμοσφαιρικού οριακού στρώματος), αφετέρου το βάρος και το κόστος της εγκατάστασης. Ενδεικτικά, η ταχύτητα του ανέμου εξαρτάται από το ύψος τοποθέτησης του δρομέα μέσω της σχέσης:

$$\frac{V}{V_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^a \quad (3.1)$$

όπου «V» η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος H, «V<sub>0</sub>» η ταχύτητα του ανέμου στο ύψος H<sub>0</sub>, «a» η παράμετρος που εξαρτάται από την τραχύτητα του εδάφους.

Επιπλέον, υπάρχουν και περιορισμοί ελάχιστου ύψους, που βασίζονται στο γεγονός ότι τα πτερύγια δεν πρέπει να βρίσκονται πολύ κοντά στο έδαφος, για να αποφεύγονται φαινόμενα αλληλεπίδρασης εδάφους. Εν γένει, το ύψος της ανεμοκινητήρα καθορίζεται με βάση τη διάμετρο της πτερωτής και οι χρησιμοποιούμενες αριθμητικές τιμές είναι μεταξύ των H/D=1.0 και H/D=1.5.

- Το **πλήθος των πτερυγίων «z»** της πτερωτής, το οποίο συνδέεται και με τη στιβαρότητα «σ» της μηχανής. Η παράμετρος στιβαρότητας δίνει το λόγο του εμβαδού όλων των πτερυγίων της το εμβαδό της επιφάνειας που διαγράφουν τα πτερύγια κατά την περιστροφή της. Για μηχανές οριζόντιου άξονα η στιβαρότητα ορίζεται σαν:

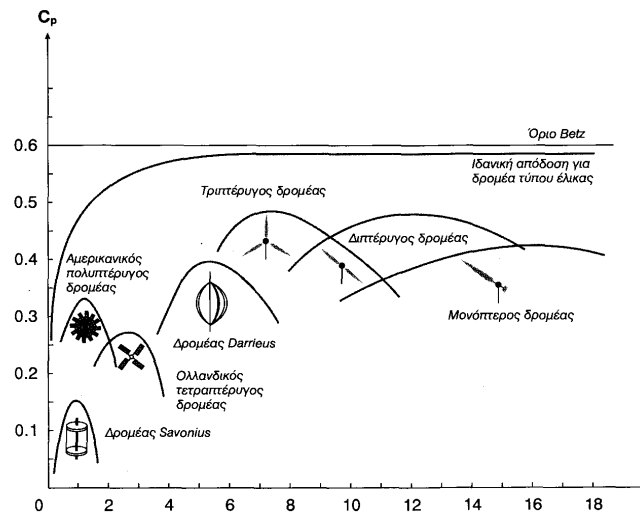
$$\sigma = \frac{z \cdot c \cdot R}{\pi \cdot R^2} \quad (3.2)$$

όπου «z» ο αριθμός των πτερυγίων της πτερωτής, «c» το πλάτος των πτερυγίων της πτερωτής και «R» η ακτίνα της πτερωτής.

Οι ανεμογεννήτριες μεγάλης στιβαρότητας είναι μηχανές αργόστροφες, αποδίδοντας τη μέγιστη ισχύ της σε χαμηλές τιμές της παραμέτρου περιστροφής «λ», έχουν μικρό βαθμό απόδοσης, ενώ είναι ανθεκτικές με ελάχιστες ανάγκες συντήρησης. Γενικά, της σημερινές εφαρμογές χρησιμοποιούνται κατά κανόνα τριπτέρυγες ή διπτέρυγες πτερωτές.

- Το **είδος των πτερυγίων** της πτερωτής, που περιλαμβάνει αφενός τον τύπο των πτερυγίων, δηλαδή εάν αυτά ανήκουν σε κάποια τυποποιημένη κατηγορία ή όχι, το πάχος της, τη συστροφή της, αφετέρου τα υλικά που χρησιμοποιούνται για την κατασκευή της.
- Η **ονομαστική ταχύτητα περιστροφής «n»** της πτερωτής, η οποία καθορίζεται από διάφορους παράγοντες, της η συχνότητα τον ηλεκτρικού δικτύου σε περιπτώσεις διασυνδεδεμένων μηχανών και η αντοχή των πτερυγίων σε φυγόκεντρες τάσεις.
- Το **βήμα της πτερωτής «β=β(r)»**, το οποίο ορίζεται από τη γωνία «β» η οποία σχηματίζεται από τη χορδή της αεροτομής και από το επίπεδο περιστροφής της πτερωτής. Το βήμα της πτερωτής αποτελεί γεωμετρικό στοιχείο της και συνήθως μεταβάλλεται από το πόδι έως το κεφάλι των πτερυγίων, δηλαδή  $\beta = \beta(r)$ . Συνήθως ο ορισμός τον βήματος μιας πτερωτής αναφέρεται κατά σύμβαση σε απόσταση 2/3 της ακτίνας της μηχανής από τον άξονά της ή στη θέση 2/3 τον ύψους τον πτερυγίου, με επικρατέστερη τη δεύτερη άποψη (Καλδέλλης, 2005).
- Ο **συντελεστής ισχύος «C<sub>p</sub>»** της ανεμογεννήτριας αποτελεί στην ουσία τον αεροδυναμικό βαθμό απόδοσης της πτερωτής. Το «C<sub>p</sub>» ισούται με το λόγο της μηχανικής ισχύος που παράγει η Α/Γ της την ισχύ του ανέμου που διαπερνά την επιφάνεια σάρωσης της πτερωτής και περιγράφει το ποσοστό της ισχύος τον ανέμου που εκμεταλλεύεται η πτερωτή της μηχανής. Πρέπει δε να σημειωθεί ότι ακόμα και για μια ιδανική έλικα ο συντελεστής ισχύος δεν είναι δυνατόν να υπερβεί το όριο τον Betz, το οποίο ισούται με:  $C_{p_{max}} = 16/27 = 0,593$ . Οι διάφορες απώλειες και αποκλίσεις που υπάρχουν στην πραγματική ροή, της μηχανικές τριβές ή στροβιλισμοί στον αέρα μειώνουν το μέγιστο συντελεστή ισχύος στο 0,46 με 0,47.

Ο αεροδυναμικός συντελεστής ισχύος «C<sub>p</sub>» σε κάθε ανεμογεννήτρια εξαρτάται από την παράμετρο περιστροφής «λ», όπου ορίζεται ως:  $\lambda = \frac{\omega \cdot r}{V}$ , όπου «ω» η γωνιακή ταχύτητα της πτερωτής, «r» η ακτίνα του ακροπτερυγίου και «V» η ταχύτητα του ανέμου. Η εξάρτηση του «C<sub>p</sub>» συναρτήσεως της παραμέτρου περιστροφής «λ» για διάφορες ανεμογεννήτριες φαίνεται στο επόμενο σχήμα.



Σχήμα 3.3: Καμπύλες αεροδυναμικής απόδοσης ( $C_p$ - $\lambda$ ) πτερωτών ΑΓ. (Πηγή: Καλδέλλης, 2005)

- Η **ονομαστική ισχύς « $N_o$ »** της μηχανής, η οποία καθορίζει το μέγεθος μιας ανεμογεννήτριας και αποτελεί το μέτρο της στιγμιαίας ωφέλιμης παραγόμενης ενέργειας από την αξιοποίηση της αιολικής ισχύος σε μια επιφάνεια εμβαδού « $A$ », όταν η ταχύτητα τον ανέμου είναι « $V$ » και η πυκνότητα τον αέρα είναι « $\rho$ ». Στην περίπτωση αυτή ισχύει η παρακάτω σχέση:

$$N = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \eta \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (3.3)$$

όπου ο βαθμός απόδοσης « $\eta$ » περιλαμβάνει της απώλειες τον μηχανικού συστήματος « $\eta_M$ » (απώλειες τριβής, απώλειες εδράσεων, πολλαπλασιαστής στροφών κ.λπ.) καθώς και της απώλειες της ηλεκτρομηχανικής μετατροπής « $\eta_E$ ». Εν γένει:  $\eta = \eta_M \cdot \eta_E$

### 3.2.5. Επεξεργασία Ανεμολογικών Δεδομένων

Για να καταλήξουμε σε ασφαλή αποτελέσματα για την εγκατάσταση μιας αιολικής μηχανής απαιτούνται μακροχρόνιες και αναλυτικές μετρήσεις. Το κόστος των μετρήσεων και η αναπόφευκτη καθυστέρηση του έργου σε συνδυασμό με την συχνή έλλειψη μακροχρόνιων μετρήσεων της περιοχής που ενδιαφερόμαστε οδηγούν στην χρήση ημειμπερικών μοντέλων. Τα μοντέλα αυτά μπορούν να περιγράψουν το αιολικό δυναμικό μιας περιοχής βάσει μικρού αριθμού παραμέτρων, ώστε να εκτιμηθεί η ενέργεια που μπορούμε να πάρουμε από τον άνεμο. Η κατανομή Weibull περιγράφει ικανοποιητικά τα ανεμολογικά χαρακτηριστικά της περιοχής της εύκρατης ζώνης και για ύψος μέχρι 100m από το έδαφος:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left[ \frac{V}{c} \right]^{k-1} \cdot \exp \left\{ - \left[ \frac{V}{c} \right]^k \right\} \quad (3.4)$$

Η παράμετρος « $C$ » συνδέεται με την μέση ταχύτητα του ανέμου με την σχέση:

$$\bar{V} = C \cdot \Gamma \left( 1 + \frac{1}{k} \right) \quad (3.5)$$

όπου « $\Gamma$ » η αριθμητική συνάρτηση «Γάμμα».

Η δεύτερη παράμετρος της συνάρτησης Weibull, η παράμετρος «k» είναι αντιστρόφως ανάλογη της διακύμανσης «σ<sup>2</sup>» των ταχυτήτων του ανέμου ως της την μέση ταχύτητα, δηλαδή:

$$\sigma^2 = C^2 \cdot \left[ \Gamma \cdot \left(1 + \frac{2}{k}\right) - \left( \Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{k}\right) \right)^2 \right] \quad (3.6)$$

Μεγαλύτερες τιμές του «k» εκφράζουν μικρότερη διασπορά των ταχυτήτων του ανέμου και συνεπώς μεγαλύτερη συγκέντρωση γύρω από την μέση τιμή.

Για την εύρεση της καμπύλης διάρκειας των ταχυτήτων του ανέμου πρέπει να προσδιοριστεί το χρονικό διάστημα για το οποίο η μετρημένη ταχύτητα είναι μικρότερη από κάποια προσδιορισμένη τιμή. Στην περίπτωση της κατανομής Weibull καμπύλη διάρκειας μπορεί να βρεθεί βάσει της συνάρτησης ολικής πιθανότητας, δηλαδή:

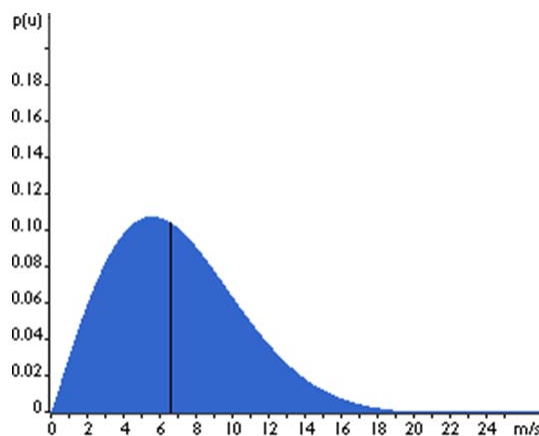
$$F(V \leq V_0) = 1 - \exp \left[ - \left( V_0 / C \right)^k \right] \quad (3.7)$$

η οποία είναι συμπληρωματική (το άθροισμά της ισούται με ένα) της καμπύλης διάρκειας και δίνει την πιθανότητα «F» η ταχύτητα «V» να είναι μικρότερη μιας τιμής «V<sub>0</sub>».

Εναλλακτικά της διανομής «Weibull» χρησιμοποιείται η διανομή «Rayleigh». Η αντίστοιχη διανομή «Rayleigh» είναι μια ειδική μορφή της διανομής «Weibull» και προκύπτει από αυτή, όταν η παράμετρος «k» ληφθεί ίση με 2. Η προτεινόμενη τιμή της παραμέτρου «k» αποτελεί μια αρκετά ρεαλιστική τιμή για την περιοχή τον Αιγαίου (Καλδέλλης, 2005). Με τον τρόπο αυτό απλοποιούνται οι αναλυτικές σχέσεις και για τον προσδιορισμό της διανομής χρειάζεται μόνο η μέση ταχύτητα τον ανέμου « $\bar{V}$ » στην υπό μελέτη περιοχή, δηλαδή:

$$f(V) = \frac{\pi V}{2\bar{V}^2} \cdot \exp \left[ - \frac{\pi V^2}{4\bar{V}^2} \right] \quad (3.8)$$

Για παράδειγμα, η κατανομή της πυκνότητας πιθανότητας για τα ανεμολογικά δεδομένα του σχήματος 3.4 δείχνει πως ο μέσος της κατανομής είναι 6,6m/sec (ίσα εμβαδά), δηλαδή τον μισό χρόνο η ταχύτητα του ανέμου έχει τιμή μικρότερη από 6,6m/sec και τον άλλο μισό μεγαλύτερη από 6,6m/sec, η μέση τιμή ανέμου είναι 7m/sec και συχνότερη τιμή εμφάνισης αποτελούν τα 5,5m/sec.



**Σχήμα 3.4:** Κατανομή πυκνότητας πιθανότητας των ταχυτήτων του ανέμου.  
(Πηγή: [www.windpower.org](http://www.windpower.org))

Η μορφή της κατανομής διαφέρει από τόπο σε τόπο και εξαρτάται από της τοπικές κλιματολογικές συνθήκες, το ανάγλυφο του εδάφους και της γεωγραφικούς παράγοντες. Για την περιοχή του Αιγαίου οι τιμές της παραμέτρου «C» βρίσκονται μεταξύ του 5 και του 7, ενώ οι τιμές της «k» στην περιοχή 1,3 με 2. Γενικά, όσο μικρότερη είναι η τιμή του «C», τόσο μεγαλύτερη είναι η τιμή της μέγιστης πιθανότητας της διανομής, γεγονός που εγγυάται την ύπαρξη αιολικού δυναμικού καλύτερης ποιότητας, ενώ αντίθετη συμπεριφορά εμφανίζει η παράμετρος «k».

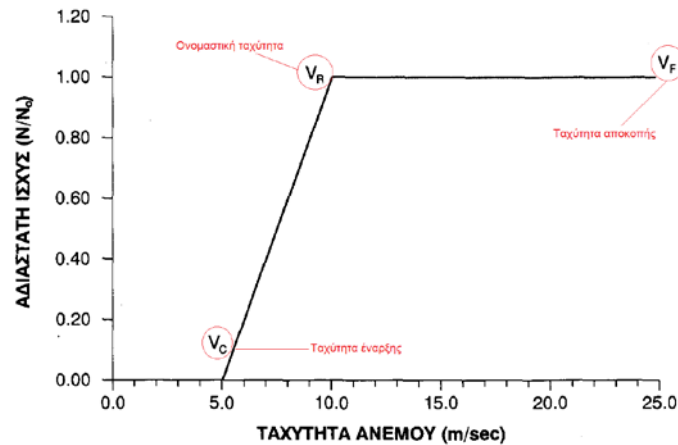
### 3.2.6. Καμπύλη Ισχύος Α/Γ και Υπολογισμός Μέσης Ετήσιας Παραγόμενης Ενέργειας

Στο σχήμα 3.5 παρουσιάζεται μια απλοποιημένη αλλά αντιπροσωπευτική μορφή της καμπύλης παραγόμενης ισχύος μιας ανεμογεννήτριας συναρτήσει της ταχύτητας τον πνέοντος ανέμου. Παρατηρούμε ότι η παραγόμενη ισχύς της ανεμογεννήτριας είναι μηδενική, όταν η ταχύτητα τον ανέμου είναι μικρότερη από την ταχύτητα ενάρξεως λειτουργίας « $V_c$ », δεδομένου ότι η παραγόμενη ισχύς δεν αρκεί να καλύψει της απώλειες κενού φορτίου. Συνεπώς, για ταχύτητες ανέμου μικρότερες της « $V_c$ », δεν έχουμε αξιοποίηση τον διαθέσιμου αιολικού δυναμικού. Οι συνήθεις τιμές της ταχύτητας έναρξης λειτουργίας κυμαίνονται μεταξύ των 3 m/sec και των 6 m/sec.

Όταν η ταχύτητα τον ανέμου υπερβεί την ταχύτητα ενάρξεως λειτουργίας και μέχρι την ταχύτητα ονομαστικής ισχύος « $V_R$ », η ισχύς της ανεμογεννήτριας αυξάνεται, καθώς αυξάνεται η ταχύτητα τον ανέμου. Ο ρυθμός αύξησης της ισχύος στη λεγόμενη «μεταβατική» περιοχή λειτουργίας της ανεμογεννήτριας ποικίλλει και, εκτός από τη γραμμική μορφή τον σχήματος, υπάρχουν παραβολικοί ή και εκθετικοί ρυθμοί μεταβολής, ανάλογα με τον τύπο της συγκεκριμένης μηχανής. Στη βιβλιογραφία οι τιμές της ταχύτητας ονομαστικής ισχύος βρίσκονται από 8 m/sec έως και 15 m/sec.

Από την ταχύτητα ονομαστικής λειτουργίας και μέχρι την ταχύτητα διακοπής λειτουργίας « $V_f$ » μιας ανεμογεννήτριας επιχειρείται η παραγόμενη ισχύς να είναι κατά το δυνατόν σταθερή και ίση με την ονομαστική τιμή της μηχανής, ανεξάρτητα από τη διαθέσιμη ισχύ τον ανέμου. Η σταθεροποίηση της ισχύος της ανεμοκινητήρα αποκαλείται διαδικασία ρύθμισης ισχύος και γίνεται κύρια για να αποφευχθεί η υπερφόρτιση της εγκαταστάσεως. Η ρύθμιση ισχύος, κυρίως σε μηχανές οριζόντιου άξονα, γίνεται μηχανικά με τη χρήση αερόφρενων ή με τη μεταβολή της διεύθυνσης της πτερωτής σε σχέση με αυτήν των ανέμων, καθώς και με τη μεταβολή τον βήματος των πτερυγίων (μηχανές ελέγχου βήματος) ή (και) με τη μεταβολή των στροφών της πτερωτής (μηχανές μεταβλητών στροφών). Οι τιμές της ταχύτητας διακοπής λειτουργίας μεταβάλλονται από 20 m/sec για ελαφριές κατασκευές μέχρι τα 30 m/sec για τις πλέον στιβαρές.





**Σχήμα 3.5:** Τυπική καμπύλη ισχύος  $N=N(V)$  ανεμογεννήτριας. (Πηγή: Καλδέλλης, 2005)

Η μέση ετησίως παραγόμενη ενέργεια από μια αιολική μηχανή ονομαστικής ισχύος « $N_o$ » μπορεί να υπολογιστεί από την εξίσωση:  $E = 8760 \cdot \Omega \cdot N_o$ , όπου « $\Omega$ » συμβολίζεται ο μέσος ετήσιος συντελεστής ισχύος της εγκατάστασης, ο οποίος ορίζεται σαν:

$\Omega = \frac{1}{T} \int_0^T \frac{N(V)}{N_o} \cdot \delta(t) \cdot dt$ , ενώ η παράμετρος « $T$ » αναφέρεται στην χρονική περίοδο ενός έτους. Ένας χρήσιμος τρόπος υπολογισμού του μέσου συντελεστή ισχύος, ιδιαίτερα για ενεργειακές προβλέψεις και προκαταρκτικούς υπολογισμούς, προκύπτει εάν χρησιμοποιήσουμε την ετήσια διαθεσιμότητα « $\Delta$ » της εγκατάστασης (ο λόγος των ωρών που το αιολικό σύστημα είναι σε θέση να παράγει ισχύ προς τον αριθμό των ωρών ενός έτους), καθώς και τη συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας εμφάνισης των ανέμων « $f(V)$ ». Βάσει αυτών η εξίσωση γίνεται:

$$E = 8760 \cdot \Delta \cdot \omega \cdot N_o \quad (3.9), \text{ όπου } \omega = \int_0^\infty \frac{N(V)}{N_o} \cdot f(V) \cdot dV \quad (3.10)$$

Επειδή όμως η παραγόμενη ενέργεια εκ μέρους της ανεμογεννήτριας είναι μηδενική για ταχύτητες ανέμου μικρότερες της ταχύτητας ενάρξεως λειτουργίας « $V_c$ » και μεγαλύτερες της ταχύτητας διακοπής λειτουργίας « $V_f$ », ο μέσος συντελεστής ισχύος υπολογίζεται:

$$\omega = \int_{V_c}^{V_f} \frac{N(V)}{N_o} \cdot f(V) \cdot dV \quad (3.11)$$

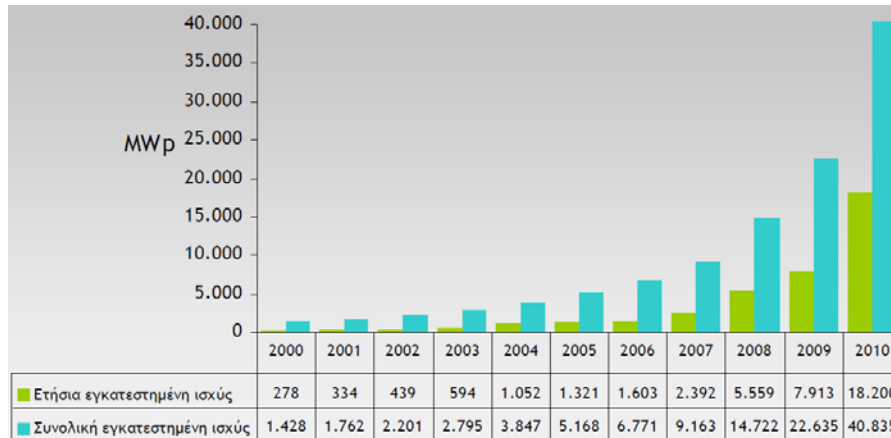
### 3.3. Ηλιακή Ενέργεια

#### 3.3.1. Η Παγκόσμια Αγορά Συστημάτων Εκμετάλλευσης Ηλιακής Ενέργειας

##### 3.3.1.1. Φωτοβολταϊκά Συστήματα

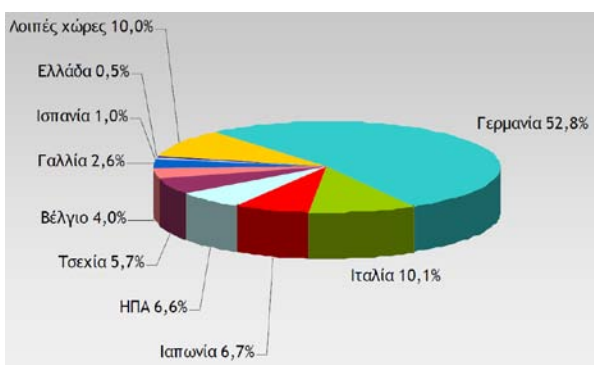
Η χρήση φωτοβολταϊκών συστημάτων συνδεδεμένων με το δίκτυο είναι ο πιο αναπτυγμένος τρόπος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Έτσι η συνολική ισχύς των φωτοβολταϊκών συστημάτων παγκοσμίως μέσα στην πενταετία 2000-2004 αυξήθηκε από 0,16 GW στις αρχές του 2000 σε 1.8 GW στα τέλη του 2004. Έχοντας έτσι ένα ρυθμό ανάπτυξης της τάξης του 60% μέσα σε αυτήν την πενταετία και έχοντας εγκατασταθεί σε περισσότερες από 400.000 οικίες σε Ιαπωνία, Γερμανία και Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής. Κατά τη διάρκεια των ετών 2006 και 2007 υπήρξε αύξηση της τάξης του 50% στην εγκατεστημένη ισχύ των φωτοβολταϊκών στοιχείων, η οποία έφτασε τα 7.8 GW στα τέλη του 2007. Η μεγάλη αύξηση συνεχίστηκε και το 2008 όπου το ποσοστό της άγγιξε το 70%

και στα τέλη του 2008 η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών που συνδέονται με το δίκτυο έφτασε τα 13 GW. Υπήρξε δηλαδή μία αύξηση 5.4 GW σε σχέση με τα επίπεδα του 2007. Αν ληφθεί υπόψη η εγκατεστημένη ισχύς των μη διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών, τότε η ισχύς αυτή αγγίζει τα 16 GW για το έτος 2008. Στο επόμενο διάγραμμα φαίνεται η εξέλιξη της παγκόσμιας εγκατεστημένης φωτοβολταϊκής ισχύος την δεκαετία που πέρασε. Χαρακτηριστικό είναι πως μόνο το 2010 εγκαταστάθηκαν τόσα Φ/Β όσα είχαν εγκατασταθεί τα εννιά χρόνια που προηγήθηκαν (Σαραφιανός, Σειραγάκης, 2009).



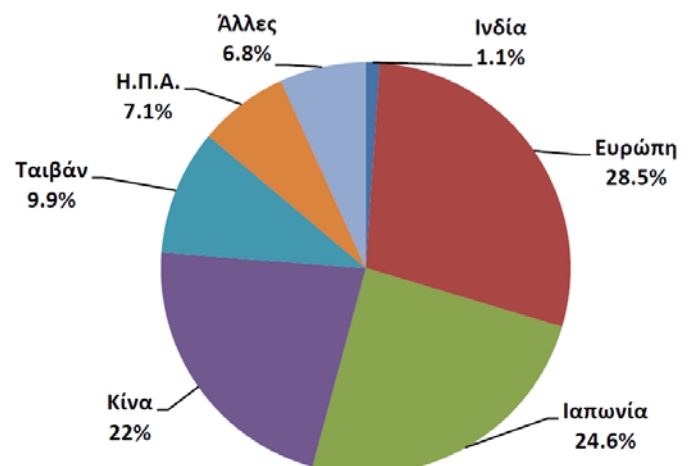
**Διάγραμμα 3.5:** Η εξέλιξη της διεθνούς αγοράς Φ/Β την τελευταία δεκαετία. (Πηγή: [www.helapco.gr](http://www.helapco.gr))

Μέχρι πρότινος η Ισπανία κατείχε το μεγαλύτερο μερίδιο της αγοράς με προσθήκη 2,6 GW εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών το 2008, η οποία ήταν η μισή από τις παγκόσμιες προσθήκες του έτους 2008 και πενταπλάσια από αυτήν των 550 MW του 2007 στην Ισπανία. Παρόλα αυτά, η Γερμανία τα τελευταία χρόνια μπήκε δυναμικά στο χώρο των φωτοβολταϊκών κατέχοντας σήμερα την πρωτιά στην εγκατεστημένη ισχύ μέσα στην ΕΕ (περίπου 9.800 MW). Μέχρι το τέλος του 2009, η Ισπανία είχε εγκαταστήσει 3.520 MW Φ/Β ισχύος, η Ιταλία 1.032 MW, ενώ στο τέλος του ίδιου έτους η Ελλάδα βρισκόταν στην 9<sup>η</sup> θέση με συνολικά εγκατεστημένη Φ/Β ισχύ 55 MW. Στο επόμενο διάγραμμα φαίνεται το μερίδιο της εγκατεστημένης ισχύος μόνο για το 2009, όπου αναδεικνύεται η πρωτοπορία της Γερμανίας και η έντονα περιορισμένη ανάπτυξη των Φ/Β στην Ισπανία τα τελευταία έτη.



**Διάγραμμα 3.7:** Γεωγραφική κατανομή παραγωγής φωτοβολταϊκών στοιχείων για το 2007. (Πηγή: Σαραφιανός, Σειραγάκης, 2009)

**Διάγραμμα 3.6:** Μεριδίο νέας εγκατεστημένης ισχύος Φ/Β για το 2009. (Πηγή: [www.helapco.gr](http://www.helapco.gr))



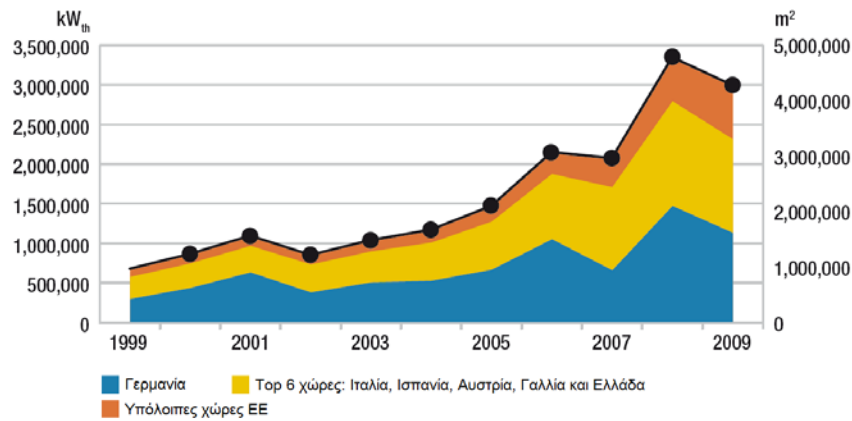
Η παραγωγή φωτοβολταϊκών παγκοσμίως έχει αυξηθεί κατά 51%, από 2.437 MW το 2006 σε 3.733 MW το 2007. Στο παρακάτω σχήμα παρουσιάζεται η γεωγραφική κατανομή της παραγωγής. Αξίζει να αναφερθεί το μεγάλο ποσοστό ανάπτυξης στον τομέα κατασκευής της Κίνας, από 350,5 MW σε 821 MW, αλλά και της Ταϊβάν, από 169,5 MW σε 368 MW. Σημαντικούς ρυθμούς ανάπτυξης παρουσιάζουν η Ευρώπη, από 680,3 MW σε 1.062,8 MW και οι ΗΠΑ, από 179,6 MW σε 266,1 MW. Τέλος, η Κορέα θεωρείται μία πολλά υποσχόμενη αγορά στον συγκεκριμένο τομέα, ενώ οριακή πτώση εμφανίζεται για πρώτη φορά στην ιαπωνική αγορά από 926,9 MW σε 920 MW (Σαραφιανός, Σειραγάκης, 2009).

Οι συνολικές επενδύσεις στην ευρωπαϊκή φωτοβολταϊκή βιομηχανία αυξήθηκαν από 5,7 δισ € σε 9,2 δισ € κατά τα έτη 2006 και 2007. Αυτό οδήγησε σε αύξηση των νέων θέσεων εργασίας στη βιομηχανία. Σήμερα υπάρχουν περισσότερες από 10.000 εταιρίες που σχετίζονται έμμεσα ή άμεσα με τα φωτοβολταϊκά συστήματα. Ως τις αρχές του 2005 είχαν ήδη δημιουργηθεί περίπου 50.000 θέσεις ενώ οι εκτιμήσεις της Greenpeace και της Ευρωπαϊκής Ένωσης Φωτοβολταϊκών Βιομηχανιών (EPIA) κυμαίνονται σε 2,25 εκατ. θέσεις εργασίας στον κλάδο ως το 2020, αν επιτευχθεί ο στόχος για κάλυψη του 1,1% της παγκόσμιας ηλεκτροπαραγωγής από φωτοβολταϊκά ως τότε (Παπακωνσταντίνου, 2011).

### 3.3.1.2. Θερμικά Ηλιακά Συστήματα

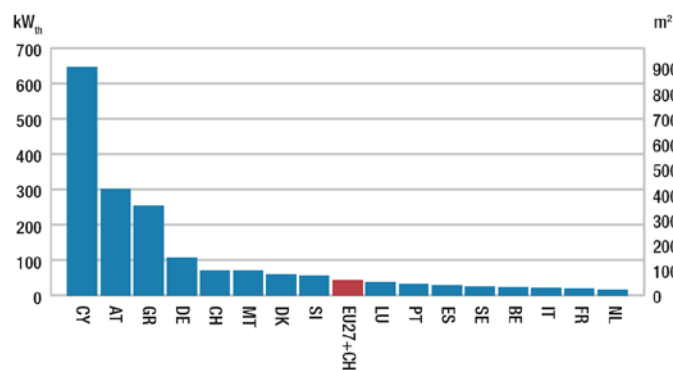
Σε αντίθεση με άλλες ΑΠΕ, η συμβολή της θερμικής ηλιακής ενέργειας παρουσιάζεται συχνά υποτιμημένη σε διεθνές επίπεδο, παρότι της ίδιας τάξης μεγέθους με αυτή των ανεμογεννητριών και 20 φορές μεγαλύτερη από αυτή των φωτοβολταϊκών. Υπολογίζεται ότι είναι σε λειτουργία σήμερα στον κόσμο πάνω από 160 εκατ. τ.μ. θερμικοί ηλιακοί συλλέκτες, ενώ η αγορά εκτιμάται ότι ανέρχεται σε 20 εκατ. τ.μ. το χρόνο, με ετήσιο ρυθμό αύξησης περίπου 20%. Συνυπολογίζοντας τον παράγοντα μέγεθος, η Ευρώπη (9,6%) δεν αποτελεί ιδιαίτερα σημαντική αγορά, σε σύγκριση με χώρες όπως η Κίνα (45%), η Τουρκία (5,1%) ή ακόμα το Ισραήλ (3,5%) (Μαθιουλάκης, 2006).

Στην Ευρώπη υπολογίζεται ότι είναι σήμερα σε λειτουργία πάνω από 16 εκατ. τ.μ. θερμικοί ηλιακοί συλλέκτες, οι οποίοι αντιστοιχούν σε 11,2 GW εγκατεστημένη ισχύ, εξοικονομούν σε ετήσια βάση πάνω από 8.000 GWh, για τις οποίες θα απαιτούνταν 1,2 εκατ. τόνοι πετρελαίου και οδηγούν σε μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> κατά 3,4 εκατ. τόνους, ετησίως. Τα μεγέθη αυτά είναι βέβαια πολύ χαμηλά σε σχέση με το διαθέσιμο ηλιακό δυναμικό ή ακόμα σε σύγκριση με τον στόχο που είχε τεθεί από την Ευρωπαϊκή Ένωση το 1997 με τη «Λευκή Βίβλο», δηλαδή 100 εκατ. τ.μ. ή 70.000 MW<sub>th</sub> για το 2010 (Μαθιουλάκης, 2006). Στο διάγραμμα 3.8 παρουσιάζεται η εξέλιξη της εγκατάστασης νέων ηλιακών θερμικών συστημάτων στην ΕΕ, στο οποίο καταδεικνύεται το έντονο ενδιαφέρον της αγοράς αλλά και επίδραση της οικονομικής κρίσης σε αυτή.



**Διάγραμμα 3.8:** Η εξέλιξη της ευρωπαϊκής αγοράς θερμικών ηλιακών συστημάτων την δεκαετία 1999-2009. (Πηγή: ESTIF)

Μια πιο λεπτομερής ανάλυση των διαθέσιμων στοιχείων αναδεικνύει μεγάλες διαφορές από χώρα σε χώρα, διαφορές που δεν εξηγούνται πάντα από κλιματολογικές συνθήκες. Χαρακτηριστική είναι η σύγκριση μεταξύ μιας μεσογειακής χώρας όπως η Ιταλία, με μόλις 6 τ.μ. ανά 1.000 κατοίκους, με μια βόρεια χώρα όπως η Γερμανία με 55 τ.μ. ανά 1.000 κατοίκους ή ακόμα με την Αυστρία με 200 τ.μ. ανά 1.000 κατοίκους (Διάγραμμα 3.9). Οι διαφορές όμως αυτές καταδεικνύουν από την άλλη ότι υπάρχει ένα τεράστιο δυναμικό για τα θερμικά ηλιακά, το οποίο παραμένει ανεκμετάλλευτο, ειδικότερα στις χώρες με χαμηλή διεύθυνση. Αποδεικνύουν επίσης την καθοριστική επίδραση των εθνικών πολιτικών, με χαρακτηριστικότερα παραδείγματα τη Γερμανία, όπου εφαρμόζονται ενισχυτικά μέσα, εδώ και πολλά χρόνια, και την Ισπανία, όπου παρατηρείται αναθέρμανση της αγοράς, λόγω μιας πιο επιθετικής πολιτικής τα τελευταία χρόνια.



**Διάγραμμα 3.9:** Εγκατεστημένη ισχύς και m<sup>2</sup> ηλιακών θερμικών ανά κάτοικο στις χώρες της ΕΕ σήμερα. (Πηγή: ESTIF)

### 3.3.2. Η Ελληνική Αγορά Συστημάτων Εκμετάλλευσης Ηλιακής Ενέργειας

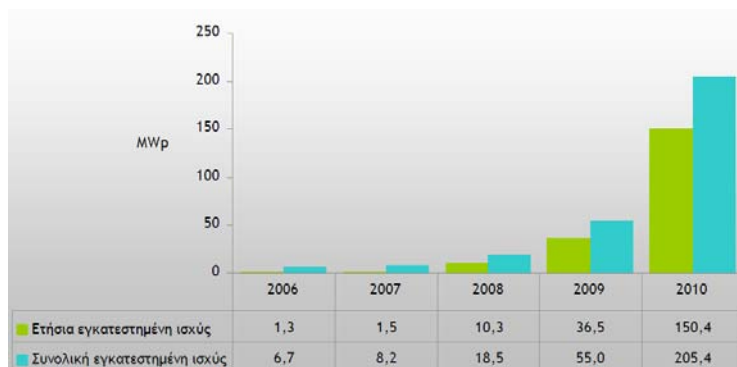
#### 3.3.2.1. Φωτοβολταϊκά Συστήματα

Στην Ελλάδα, που διαθέτει πλούσιο ηλιακό δυναμικό, οι πρώτες εφαρμογές Φ/Β συστημάτων ξεκίνησαν την δεκαετία των 1970 με την αύξηση της ζήτησης από όλα σχεδόν τα ελληνικά νοικοκυριά, λόγω της πετρελαϊκής κρίσης και της ταυτόχρονης αύξησης της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος. Η πρώτη εγκατάσταση ΦΒ σταθμού έγινε το 1982 στην Αγία Ρουμέλη της Νότιας Κρήτης, η δε εγκατεστημένη τον ισχύς ήταν 50 kWp. Ο ΦΒ σταθμός το 1989 διέκοψε τη λειτουργία τον. Το 1983, συνεχίζοντας το πρόγραμμά της ΔΕΗ και της ΔΕΜΕ (Διεύθυνση Εναλλακτικών Μορφών Ενέργειας), εγκαταστάθηκε ένα σταθμός ισχύος

100kWp στην Κύθνο. Οι δραστηριότητές της ΔΕΗ στην ανάπτυξη των Φ/Β, μέχρι το 1988 ήταν 20kWp στη Γαύδο, 25kWp στους Αρκούς και 25kWp στα Αντικύθηρα. Οι παραπάνω σταθμοί αρχικά ήταν εξοπλισμένοι με συσσωρευτές, στη συνέχεια κάποιοι από αυτούς συνδέθηκαν με τούς Τοπικούς Σταθμούς Παραγωγής, όπως ο Φ/Β σταθμός της Σίφνου ισχύος 60kWp που εγκαταστάθηκε μετά το 2001. Με τα έργα αυτά ολοκληρώθηκε η εγκατάσταση 70 μεμονωμένων μονάδων σε 24 πολύ μικρά και απομονωμένα νησιά. Η ηλεκτρική ενέργεια στις περιοχές αυτές παρέχεται δωρεάν ή με ελάχιστο συμβολικό τίμημα, όπως δωρεάν παρέχονταν και ψυγεία, τηλεοράσεις και λαμπτήρες χαμηλής κατανάλωσης (Παπαδάκης, 2010).

Σύμφωνα με έκθεση της ΕΕ το 30% των αναγκών της Ελλάδας σε ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να καλυφθεί από Φ/Β συστήματα τοποθετημένα στις στέγες κτιρίων. Για να επιτευχθεί ο φιλόδοξος αυτός στόχος απαιτείται μία γιγαντιαία προσπάθεια τόσο από την ίδια τη βιομηχανία, όσο και από τις αρμόδιες αρχές, οι οποίες καλούνται όχι μόνο να ενισχύσουν θεσμικά αυτή την πορεία, αλλά και να άρουν τα αντικίνητρα που υπάρχουν σήμερα. Υπολογίζεται, ότι λόγω της διαφημιστικής εκστρατείας πολλών μεγάλων εταιριών, σε συνδυασμό και με τα οικονομικά κίνητρα που θεσπίστηκαν, οι πωλήσεις των Φ/Β πλαισίων (πάνελ) έφθασαν τη διετία 1984-1986 στα 218.000m<sup>2</sup>, ενώ το 2004 εγκαταστάθηκαν συνολικά 1,3 MW περίπου, εκ των οποίων το 55% αφορούσε τις τηλεπικοινωνίες. Έτσι, σύμφωνα με στοιχεία του Συνδέσμου Εταιριών Φωτοβολταϊκών, η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα ήταν στα τέλη του 2004 περί τα 4,5 MW, εκ των οποίων τα τρία τέταρτα ήταν αυτόνομα συστήματα και το ένα τέταρτο διασυνδεδεμένα στο δίκτυο της ΔΕΗ.

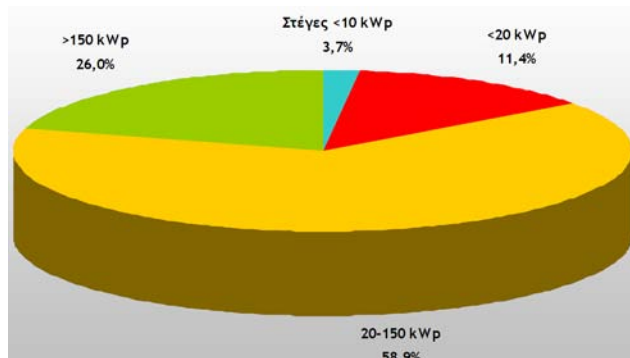
Για πρώτη φορά το 2008, τα εγκατεστημένα συστήματα στην Ελλάδα ξεπέρασαν το ψυχολογικό όριο των 10 MWp, όταν στα τέλη του 2006 η αγορά ήταν της τάξης του ενός μόλις μεγαβάτ και τα προηγούμενα χρόνια φυτοζωούσε (Διάγραμμα 3.10). Την ίδια χρονική περίοδο, η Γερμανία εγκατέστησε 1500 MWp και η Ισπανία 2.500 MWp.



**Διάγραμμα 3.10:** Η εξέλιξη της ελληνικής αγοράς Φ/Β (αυτόνομα και συνδεδεμένα). (Πηγή: [www.helapco.gr](http://www.helapco.gr))

Στο τέλος του 2010 στη χώρα μας ήταν συνολικά εγκατεστημένα 205,4 MWp φωτοβολταϊκών (198,5 MWp διασυνδεδεμένα και 6,9 MWp αυτόνομα), εκ των οποίων το 73% εγκαταστάθηκε εκείνη την χρονιά και περίπου το 60% αυτών αφορούσε σε συστήματα 20-150 kWp (Διάγραμμα 3.11). Είναι χαρακτηριστικό πως το πρόγραμμα της ελληνικής Πολιτείας «Φωτοβολταϊκά στις στέγες», το οποίο και προωθεί την εγκατάσταση Φ/Β στις στέγες των κτιρίων έως και 10 kWp, αύξησε έντονα το ενδιαφέρον των ιδιωτών επενδυτών, των οποίων οι αιτήσεις από τον Ιούλιο του 2009 μέχρι το Δεκέμβριο του 2010 έφτασαν τις 5.384. Το σύνολο αυτό των αιτήσεων που κατατέθηκε μόλις σε ενάμιση έτος αντιστοιχούσε

σε συνολικά εγκατεστημένη ισχύ περίπου 46 MWp, από τις οποίες ενεργοποιήθηκε μόνο το 16,5%.



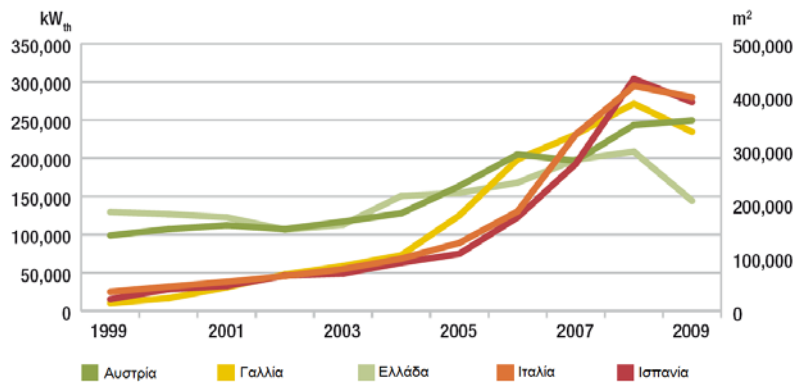
**Διάγραμμα 3.11:** Κατανομή διασυνδεδεμένων Φ/Β συστημάτων στην Ελλάδα ανά ισχύ. (Πηγή: [www.helapco.gr](http://www.helapco.gr))

### 3.3.2.2. Θερμικά Ηλιακά Συστήματα

Η ιστορία της ελληνικής αγοράς ηλιακών συλλεκτών κατηγοριοποιείται σε τέσσερις φάσεις. Κατά τη περίοδο 1975-1984 είχαμε τις πρώτες μαζικές πωλήσεις ηλιακών συλλεκτών, οπότε η εγκατεστημένη επιφάνεια αυξανόταν σταθερά λόγω της πετρελαϊκής κρίσης καθώς και της υιοθέτησης από την ελληνική κυβέρνηση φορολογικών απαλλαγών για τους χρήστες. Κατά την αμέσως επόμενη περίοδο 1984-1986, οι πωλήσεις κυμαίνονταν στα 220.000 m<sup>2</sup> ετησίως ως αποτέλεσμα μεγάλης διαφημιστικής καμπάνιας με χορηγό το ελληνικό κράτος, αλλά και εξαιτίας του φόβου ότι ο φόρος προστιθέμενης αξίας (ΦΠΑ), που για πρώτη φορά θα εφαρμόζονταν την 1η Ιανουαρίου 1987 θα αύξανε τις τιμές των συστημάτων. Την περίοδο αυτή όλα τα συστήματα κατασκευάζονταν από εγχώριες βιομηχανίες και ένα πολύ μικρό ποσοστό εισάγονταν, κυρίως από το Ισραήλ. Από το 1987 έως το 1993 οι πωλήσεις παρέμειναν σταθερές και η εγκατεστημένη επιφάνεια ηλιακών συλλεκτών αυξάνεται με σταθερό ρυθμό. Η οικονομική κρίση που επήλθε στις αρχές του '90, οι κυβερνητικές παρεμβάσεις για τη μείωση της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος, η ελλιπής προώθηση των ηλιακών συστημάτων από τη βιομηχανία και η κατάργηση των οικονομικών κινήτρων από την κυβέρνηση είχαν ως αποτέλεσμα τη μείωση των πωλήσεων προς το τέλος αυτής της περιόδου. Από το 1994 έως και σήμερα η αγορά ηλιακών συστημάτων είναι πρακτικά σταθερή (Μαρτινόπουλος, Τσιλιγκιρίδης, 2006).

Η κατάσταση στην Ελλάδα στον τομέα των θερμικών ηλιακών παρουσιάζει ορισμένες ιδιομορφίες, οι οποίες ανάγονται κατά κύριο λόγο στην ύπαρξη ενός αξιόλογου ηλιακού δυναμικού, στη σχετικά εύρωστη εσωτερική αγορά και στην ύπαρξη ενός δυναμικού βιομηχανικού κλάδου. Στην Ελλάδα εκτιμάται ότι βρίσκονται σε λειτουργία πάνω από 3 εκατ. τ.μ. θερμικοί ηλιακοί συλλέκτες, με εγκατεστημένη θερμική ισχύ που ξεπερνά τα 2.100 MW. Συγκριτικά, αξίζει να αναφερθεί ότι το συνολικό διασυνδεδεμένο δίκτυο είναι της τάξης των 9.000 MW, ενώ ο σταθμός της Μεγαλόπολης είναι 850 MW. Η ετήσια εξοικονόμηση συμβατικής ενέργειας εκτιμάται σε 1.700 GWh, αντικαθιστώντας 275.000 τόνους πετρελαίου με ταυτόχρονη μείωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> κατά περίπου 770.000 τόνους. Πρόκειται ασφαλώς για σημαντικά ποσά, που γίνονται ακόμα πιο ενδιαφέροντα εάν συνυπολογιστούν οι επιπτώσεις στον τομέα της απασχόλησης από τη σχετική οικονομική δραστηριότητα, καθώς και το ότι αρκετές από τις δεκάδες εγχώριες επιχειρήσεις του τομέα έχουν να παρουσιάσουν αξιοσημείωτες εξαγωγικές επιδόσεις (Μαθιουλάκης, 2006).

Ενδεικτικά, μόνο το 2009, η εγκατάσταση νέων θερμικών ηλιακών στην Ελλάδα παρουσίασε μια πτώση της τάξεως του 1/3 σε σχέση με την προηγούμενη χρονιά, από 200.000 m<sup>2</sup> σε 206.000 m<sup>2</sup>, φτάνοντας στα επίπεδα της αγοράς του 2004. Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος νέων θερμικών ηλιακών συστημάτων στην ελληνική αγορά φαίνεται στο διάγραμμα 3.12 σε σύγκριση με άλλες ευρωπαϊκές χώρες, αντίστοιχα ενεργές με την χώρα μας στον τομέα αυτόν.



**Διάγραμμα 3.12:** Η εξέλιξη της ελληνικής αγοράς θερμικών ηλιακών συστημάτων σε σχέση με άλλες ευρωπαϊκές χώρες. (Πηγή: ESTIF)

### 3.3.3. Η Ηλιακή Ακτινοβολία και τα Βασικά Χαρακτηριστικά της

#### 3.3.3.1. Βασικές Έννοιες της Ηλιακής Ακτινοβολίας

Για τη μελέτη και την αποδοτική λειτουργία ενός οποιουδήποτε ηλιακού συστήματος είναι απαραίτητη η διαδικασία μέτρησης και υπολογισμού της διαθέσιμης ηλιακής ενέργειας, μέσω του υπολογισμού της προσπίπτουσας σε μια επιφάνεια ακτινοβολίας, συνυπολογίζοντας την κλίση και τον προσανατολισμό αυτής καθώς και το χρόνο και τον τόπο της μελέτης.

Από υφιστάμενες αναλύσεις υπολογίζεται ότι ο ήλιος εκπέμπει ενέργεια (ανά μονάδα χρόνου) υπό μορφή ακτινοβολίας ισχύος  $3,72 \cdot 10^{23}$  kW. Η ποσότητα εκπεμπόμενης ενέργειας, ανά μονάδα χρόνου, που φτάνει σε μοναδιαία επιφάνεια κάθετη στη διεύθυνση της ακτινοβολίας, στη μέση ετήσια απόσταση γης-ήλιου, ονομάζεται ηλιακή σταθερά, « $G_{sc}$ » και ισούται με  $1.367 \text{ W/m}^2$ . Από διαθέσιμα στοιχεία προκύπτει πως το 99% της ηλιακής ενέργειας περιλαμβάνεται σε μήκη κύματος 0,25 έως 4  $\mu\text{m}$ . Στο ορατό τμήμα της ακτινοβολίας ( $0,39 \div 0,77 \mu\text{m}$ ) περιέχεται το 46,41% της ενέργειας, στο υπεριώδες μήκος κύματος ( $< 0,4 \mu\text{m}$ ) περιέχεται το 8,03%, ενώ η φασματική περιοχή του ηλιακού φωτός με μήκος κύματος  $> 0,77 \mu\text{m}$  περιέχει το 45,56% της ενέργειας της προσπίπτουσας ακτινοβολίας (Καλδέλλης, Καββαδίας, 2001).

Η ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει στην επιφάνεια της γης, χωρίζεται σε άμεση και διάχυτη, ενώ το άθροισμα αυτών αποτελεί την ολική ακτινοβολία. Ως **άμεση** ηλιακή ακτινοβολία « $G_b$ » ορίζεται η ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει στην επιφάνεια της Γης με ελάχιστη ή χωρίς σκέδαση στην ατμόσφαιρα. Η άμεση ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει σε μία επιφάνεια εξαρτάται από την απορρόφηση και διάχυση της ηλιακής ακτινοβολίας μέσα στην ατμόσφαιρα, το ύψος του ηλίου « $\alpha$ », το γεωγραφικό πλάτος του τόπου « $\phi$ », την κλίση της επιφάνειας, την απόσταση ηλίου-γης και την απόκλιση του ηλίου « $\delta$ ». Ως **διάχυτη** ακτινοβολία « $G_d$ » ορίζεται η ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει στην επιφάνεια της γης αφού έχει αλλάξει η διεύθυνσή της από ανάκλαση ή σκέδαση στην ατμόσφαιρα και από την

ανάκλαση στην επιφάνεια της γης. Η διάχυτη ηλιακή ακτινοβολία εξαρτάται από το ύψος του ηλίου, το υψόμετρο του τόπου «z», τη λευκάγεια (δηλ. το συντελεστή ανάκλασης της επιφάνειας ή albedo με συνήθη τιμή 0,2 και σε περίπτωση χιονιού 0,6-0,8 ανάλογα με την ηλικία του χιονιού) του εδάφους, το ποσό και το είδος των νεφών, των σωματιδίων και των αερίων στην ατμόσφαιρα.

### 3.3.3.2. Η Κατεύθυνση της Ηλιακής Ακτινοβολίας

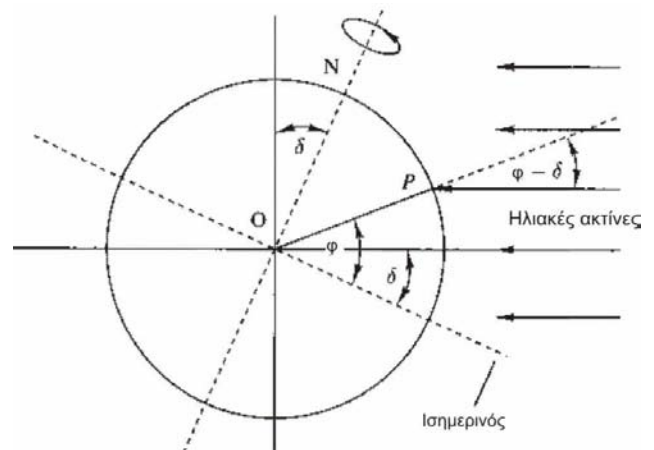
Ο υπολογισμός της κατεύθυνσης της άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας είναι το πιο σημαντικό στοιχείο και απαιτείται όταν επιθυμούμε να υπολογίσουμε την ηλιακή ακτινοβολία σε μία επιφάνεια στη γη. Αν γνωρίζουμε τη σχετική θέση του ηλίου και της επιφάνειας που μελετάμε τότε μπορούμε να υπολογίσουμε και την ακτινοβολία που δέχεται η επιφάνεια μας σε συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Οι βασικές γωνίες που συμπεριλαμβάνονται στους υπολογισμούς αναφέρονται παρακάτω και παρουσιάζονται σχηματικά στα σχήματα 3.6 και 3.7:

Η **ωριαία γωνία «ω»**: Εξ' αιτίας της περιστροφής της Γης περί τον άξονά της κατά  $360/24=15^\circ$  ανά ώρα, κάθε χρονική στιγμή πριν και μετά τη μεσημβρία μπορεί να εκφραστεί είτε μέσω του ηλιακού χρόνου «HX», είτε μέσω της ωριαίας γωνίας για τους μαθηματικούς υπολογισμούς. Η ωριαία γωνία είναι μηδέν την μεσημβρία, έχει αρνητικές τιμές το πρωί και θετικές το απόγευμα. Δίνεται από τη σχέση:  $\omega = 15^\circ \cdot (HX - 12:00)$

Η **ηλιακή απόκλιση «δ»**: Είναι η γωνία του διανύσματος Γης-Ηλίου και του επιπέδου του ισημερινού (Σχήμα 3.6). Η τιμή της δε μεταβάλλεται περισσότερο από  $0,5^\circ$  στη διάρκεια μίας ημέρας οπότε θεωρείται σταθερά κατά τη διάρκεια μίας ημέρας, ενώ οι τιμές της κυμαίνονται από  $23,5^\circ$  (θερινό ηλιοστάσιο) έως  $-23,5^\circ$  (χειμερινό ηλιοστάσιο). Προσδιορίζεται από την εξίσωση του Cooper:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left[ 360 \cdot \frac{D+284}{365} \right],$$
 όπου «D» η ημέρα του χρόνου.

Το γεωγραφικό πλάτος του τόπου «φ»:  
Εκφράζει τη γωνία που σχηματίζει ο τόπος με τον ισημερινό (Σχήμα 3.6), η οποία κυμαίνεται από  $-90^\circ$  έως  $90^\circ$ .



**Σχήμα 3.6:** Σχηματική αναπαράσταση του γεωγραφικού πλάτους και της ηλιακής απόκλισης.

Η **ζενιθιακή γωνία «θ<sub>z</sub>»**: Η γωνία που σχηματίζεται μεταξύ του τοπικού ζενίθ και της ευθείας που ενώνει τη θέση ενός παρατηρητή ή μιας επιφάνειας με τον ήλιο.

Το **ύψος του ήλιου «α»**: Είναι η γωνία που σχηματίζεται ανάμεσα στην κατεύθυνση του ήλιου και στον ορίζοντα. Η γωνία «α» είναι συμπληρωματική της ζενιθιακής και παίρνει τιμές μεταξύ  $0^\circ$  και  $90^\circ$ . Κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού ο ήλιος εμφανίζεται να έχει μεγαλύτερο ύψος σε σχέση με τον ορίζοντα, οπότε και η τιμή της παραμέτρου «α» είναι σχετικά υψηλή (περίπου  $70^\circ$ ). Υπολογίζεται μέσω της σχέσης:

$$\sin \alpha = \sin \delta \cdot \sin \varphi + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega = \cos \theta_z \quad (3.12)$$

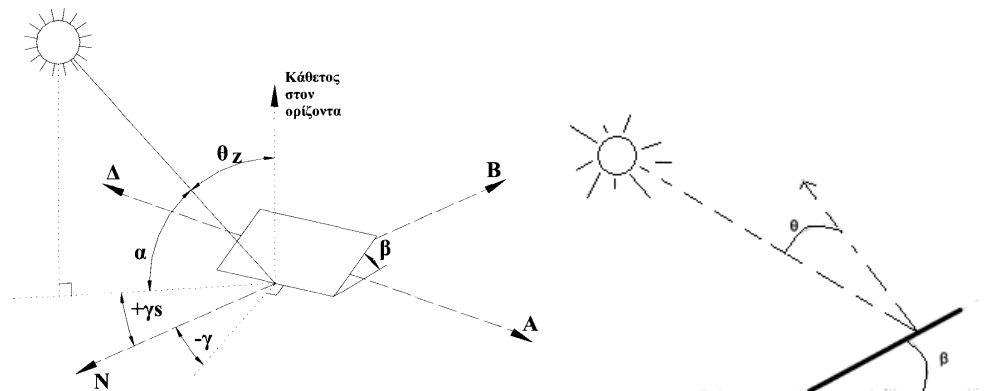


Η **αζιμούθια γωνία «γ»**: Είναι η γωνία μεταξύ του τοπικού μεσημβρινού (νότος) και της προβολής της καθέτου ευθείας μιας επιφάνειας πάνω στον ορίζοντα. Αντίστοιχα η **ηλιακή αζιμούθια γωνία «γ<sub>s</sub>»**, είναι η γωνία μεταξύ του επιπέδου του μεσημβρινού του παρατηρητή και του επιπέδου που ορίζεται από τον κύκλο που περνά από το τοπικό ζενίθ και τον ήλιο. Οι τιμές των αζιμουθιακών τιμών είναι  $-180^\circ$  έως  $180^\circ$ , με αρνητικές τιμές στα ανατολικά, θετικές τιμές στα δυτικά και σημείο αναφοράς των μετρήσεων το Νότο. Η αζιμούθια γωνία μιας επιφάνειας καθορίζει τον προσανατολισμό της και υπολογίζεται μέσω των σχέσεων:

$$\cos \gamma = \frac{\sin \alpha \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \alpha \cdot \cos \varphi} \quad (3.13) \quad \text{και} \quad \sin \gamma = \frac{\cos \delta \cdot \sin \omega}{\cos \alpha} \quad (3.14)$$

Η **γωνία κλίσης «β»**: Η γωνία που σχηματίζεται μεταξύ μια επιφάνειας σε σχέση με τον ορίζοντα.

Η **γωνία πρόσπτωσης «θ»**: Η γωνία που σχηματίζεται από την ευθεία που ενώνει ένα σημείο της κεκλιμένης επιφάνειας με τον ήλιο και από την κάθετη ευθεία στην κεκλιμένη επιφάνεια. Η αντίστοιχη γωνία πρόσπτωσης για μια οριζόντια επιφάνεια είναι η ζενιθιακή γωνία.



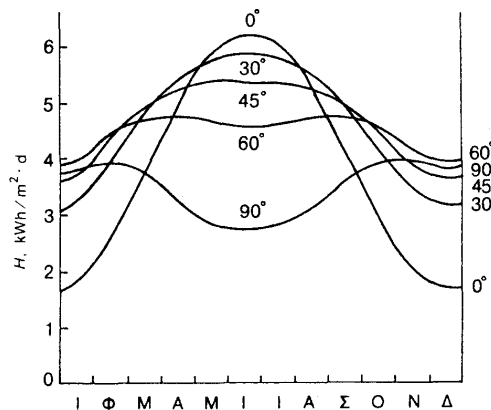
**Σχήμα 3.7:** Γεωμετρικές παράμετροι θέσης ήλιου-κεκλιμένης επιφάνειας. (Πηγή: Καλδέλλης, Καββαδίας, 2001)

Για κεκλιμένες επιφάνειες με τυχαίο προσανατολισμό ( $\gamma \neq 0$ ) και με κλίση επιφάνειας «β», η γωνία πρόσπτωσης της ηλιακής ακτινοβολίας συνδέεται με τις άλλες γωνίες της ηλιακής γεωμετρίας, που αναφέρθηκαν παραπάνω, με τη σχέση :

$$\cos \theta = \sin \delta \cdot \sin \varphi \cdot \cos \beta - \sin \delta \cdot \cos \varphi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \varphi \cdot \sin \beta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \sin \beta \cdot \sin \omega \cdot \sin \gamma \quad (3.15)$$

Οι επίπεδοι συλλέκτες χρησιμοποιούν την άμεση και τη διάχυτη ακτινοβολία και συνήθως τοποθετούνται υπό σταθερή κλίση και προσανατολισμό κατά τη διάρκεια του έτους. Η επιλογή του ευνοϊκού προσανατολισμού και της κλίσης του συλλέκτη είναι το σημαντικότερο μέτρο για τη βελτίωση του ηλιακού κέρδους. Η θέση του συλλέκτη (προσανατολισμός και κλίση) επηρεάζει την απόδοσή του κατά δύο τρόπους. Πρώτα επηρεάζει σημαντικά το ποσό της ηλιακής ενέργειας που προσπίπτει στην επιφάνεια του συλλέκτη. Ακόμα η θέση του συλλέκτη επηρεάζει τον συντελεστή διάβασης των διαφανών καλυμμάτων και τον συντελεστή απορρόφησης του απορροφητήρα, αφού οι δύο συντελεστές είναι συναρτήσεις της γωνίας, που η ακτινοβολία προσπίπτει στην επιφάνεια του συλλέκτη.

Γενικά, η μεγαλύτερη ποσότητα της ηλιακής ενέργειας, λαμβάνεται σε μία νότια προσανατολισμένη κλίση, ενώ απόκλιση κατά  $20^{\circ}$ - $30^{\circ}$  από το νότο έχει μικρή επίδραση στην ετήσια συλλεγόμενη ενέργεια. Στο βόρειο ημισφαίριο, η βέλτιστη κλίση του συλλέκτη, για τη διάρκεια του έτους, είναι ίση με τον γεωγραφικό παράλληλο του τόπου, και η αζιμούθια γωνία είναι  $0^{\circ}$  (προς το νότο). Λόγω όμως της μεταβολής της απόκλισης του ήλιου στη διάρκεια του έτους, η βέλτιστη κλίση του συλλέκτη είναι διαφορετική για κάθε εποχή (Σχήμα 3.8). Έτσι, αν επιδιώκεται να παράγει το σύστημα όσο το δυνατόν περισσότερη ενέργεια στη διάρκεια του καλοκαιριού, η κλίση του συλλέκτη επιλέγεται περίπου  $10^{\circ}$  ως  $15^{\circ}$  μικρότερη από την παράλληλο του τόπου, ενώ για τον χειμώνα η κλίση επιλέγεται περίπου  $10^{\circ}$  ως  $15^{\circ}$  μεγαλύτερη από την παράλληλο του τόπου (Καγκαράκης, 1992).



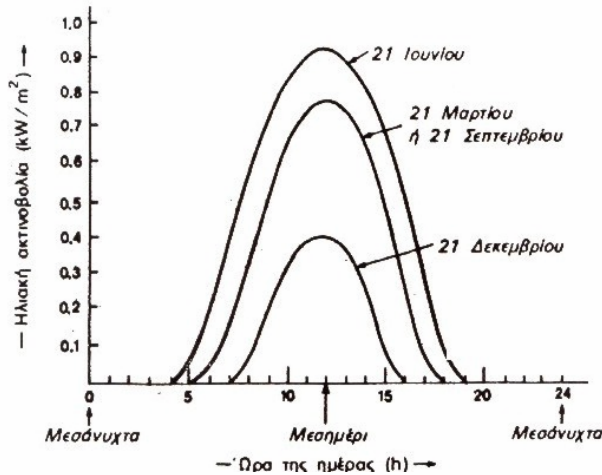
**Σχήμα 3.8:** Εξάρτηση της μέσης ημερήσιας ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται μια επίπεδη επιφάνεια κατά τη διάρκεια των διαφόρων μηνών του έτους, σε συνάρτηση με την κλίση της. Το παράδειγμα είναι για τοποθεσία με γεωγραφικό πλάτος  $\varphi=45^{\circ}$  και αφορά σε κλίσεις του ηλιακού συλλέκτη «β» ίσες με  $0^{\circ}$ ,  $30^{\circ}$ ,  $45^{\circ}$ ,  $60^{\circ}$  και  $90^{\circ}$ . (Πηγή: Καγκαράκης, 1992)

Τα παραπάνω ισχύουν για τη συλλογή της άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας που έρχεται σαν δέσμη από τον ήλιο. Για τις άλλες, από ενεργειακή άποψη λιγότερο σημαντικές, μορφές της ηλιακής ακτινοβολίας, ο κυριότερος παράγοντας είναι η απόλυτη τιμή της κλίσης του συλλέκτη, ανεξάρτητα από τη θέση του ήλιου. Έτσι, όσο η κλίση απέχει περισσότερο από το οριζόντιο, τόσο μεγαλύτερο ποσό ανακλώμενης ακτινοβολίας από το έδαφος δέχεται ο συλλέκτης, αλλά και τόσο μικρότερο ποσό διάχυτης ακτινοβολίας από τον ουρανό. Για παράδειγμα, σε περιοχές με υγρό κλίμα, όπου λόγω των σταγονιδίων του νερού στην ατμόσφαιρα, ένα μεγάλο μέρος της ηλιακής ακτινοβολίας διαχέεται στον ουρανό, η βέλτιστη κλίση του ηλιακού συλλέκτη για τη διάρκεια ολόκληρου του έτους είναι περίπου 10-15% μικρότερη από τη γωνία του τοπικού γεωγραφικού πλάτους. Έτσι, ο συλλέκτης αντικρίζει περισσότερο τον ουρανό και δέχεται αφθονότερα τη διάχυτη ακτινοβολία. Ακόμα, η ποσότητα της ανακλώμενης ηλιακής ακτινοβολίας εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το υλικό που καλύπτει την επιφάνεια που δέχεται την ακτινοβολία. Η ικανότητα της ανάκλασης εκφράζεται από ένα συντελεστή που κυμαίνεται από 0, για πλήρη απορρόφηση της ακτινοβολίας, μέχρι 1, για πλήρη ανάκλαση.

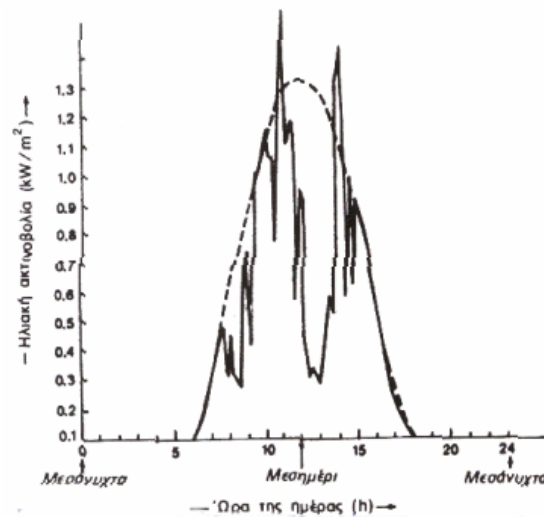
### 3.3.3.3. Η Διακύμανση της Ηλιακής Ακτινοβολίας

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, η ηλιακή ακτινοβολία παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις. Στο σχήμα 3.9 φαίνονται παραδείγματα της ομαλής μεταβολής της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας κατά τη διάρκεια της ημέρας για 3 ενδεικτικές ημερομηνίες (καλοκαίρι, άνοιξη και φθινόπωρο, χειμώνα) σε συνθήκες ιδανικά καθαρού ουρανού. Χαρακτηριστικό μέγεθος είναι η τιμή της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας (ένταση

αιχμής), που μετράται στο ηλιακό μεσημέρι, δηλαδή όταν ο ήλιος βρίσκεται στο μεγαλύτερο ύψος του ορίζοντα, το οποίο δεν είναι αναγκαστικό να συμπίπτει με το ωρολογιακό μεσημέρι.



**Σχήμα 3.9:** Διακύμανση της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται μία οριζόντια επιφάνεια στη διάρκεια τριών χαρακτηριστικών ημερών του έτους. Οι ώρες είναι σε ηλιακές τιμές. (Πηγή: Καγκαράκης, 1992)



**Σχήμα 3.10:** Διακύμανση της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας στη διάρκεια των ωρών μιας ημέρας με μερική νέφωση. Η ασυνεχής καμπύλη δείχνει την αντίστοιχη διακύμανση για καθαρό ουρανό. (Πηγή: Καγκαράκης, 1992)

Όταν ο ουρανός έχει σύννεφα, η μεταβολή της έντασης της ηλιακής ακτινοβολίας στην επιφάνεια της γης γίνεται ανώμαλη, όπως φαίνεται στο σχήμα 3.10. Οι παρατηρούμενες απότομες πτώσεις της έντασης οφείλονται στην παρεμβολή ενός νέφους που μετακινεί ο άνεμος. Επίσης, το γρήγορο πέρασμα ενός σμήνους πουλιών ή ενός αεροπλάνου μέσα από τη δέσμη του ηλιακού φωτός που δέχεται ο συλλέκτης καταγράφεται σε μία πολύ οξεία στιγμιαία πτώση της έντασης της ακτινοβολίας. Παρατηρούμε, ακόμη, εξάρσεις που ξεπερνούν τις κανονικές τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας σε συνθήκες καθαρού ουρανού. Προφανώς στα αντίστοιχα χρονικά διαστήματα θα συμβαίνει αθροιστική επίδραση της άμεσης ακτινοβολίας από τον ήλιο, μέσα από ένα άνοιγμα των νεφών, και της ανακλώμενης από τα σύννεφα.

Στη διάρκεια του έτους, στο βόρειο ημισφαίριο, ο αριθμός των φωτεινών ωρών της ημέρας, η μέγιστη ισχύς καθώς και συνολική ημερήσια ενέργεια που δέχεται μια οριζόντια επιφάνεια, φτάνουν στις μέγιστες τιμές τους στις 21 Ιουνίου (θερινό ηλιοστάσιο) και πέφτουν στις αντίστοιχες ελάχιστες τιμές τους στις 21 Δεκεμβρίου (χειμερινό ηλιοστάσιο). Στις επιφάνειες, όμως π.χ. που βρίσκονται σε κλίση ίση με τον γεωγραφικό παράλληλο του τόπου, η μέγιστη τιμή της ισχύος της ηλιακής ακτινοβολίας είναι στα ηλιακά μεσημέρια των

ισημερινών (21 Μαρτίου και 21 Σεπτεμβρίου), διότι τότε δέχονται κάθετα τις ακτίνες του ήλιου.

### 3.3.3.4. Υπολογισμός της Ηλιακής Ακτινοβολίας

Επειδή η σκέδαση και η απορρόφηση είναι πολύπλοκες διαδικασίες για να περιγραφούν μαθηματικά, η ηλιακή ακτινοβολία που φτάνει στη γη μετράται από ειδικά όργανα μέτρησης. Όπως έχει αναφερθεί παραπάνω η συνολική ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει κάθετα σε μια επιφάνεια στο επίπεδο της γης αποτελείται από δυο συνιστώσες, την άμεση « $G_b$ » και τη διάχυτη « $G_d$ », δηλαδή  $G = G_b + G_d$ . Η συνήθης πρακτική είναι να μετράται η ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο. Από τις μετρήσεις αυτές έπειτα υπολογίζεται η ακτινοβολία σε κεκλιμένο επίπεδο με τη βοήθεια του ανισοτροπικού μοντέλου.

Σύμφωνα με τους Erbs και συνεργάτες (1982), ο λόγος της διάχυτης ακτινοβολίας « $G_d$ » προς την ολική μετρούμενη ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο « $G$ » μεταβάλλεται ως εξής:

$$\frac{G_d}{G} = \begin{cases} 1 - 0,09 \cdot k_T & \text{για } k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604 \cdot k_T + 4,388 \cdot k_T^2 - 16,638 \cdot k_T^3 + 12,336 \cdot k_T^4 & \text{για } 0,22 < k_T \leq 0,8 \\ 0,165 & \text{για } k_T > 0,8 \end{cases} \quad (3.16)$$

Ο παράγοντας « $k_T$ » αποτελεί το δείκτη αιθριότητας, ο οποίος ορίζεται ως το πηλίκο ηλιακής ακτινοβολίας « $G$ » σε οριζόντιο επίπεδο, προς την αντίστοιχη τιμή στο όριο της ατμόσφαιρας « $G_o$ », δηλαδή  $k_T = \frac{G}{G_o}$ .

Αντίστοιχα, ο υπολογισμός της ηλιακής ακτινοβολίας « $G_o$ » για μια οριζόντια επιφάνεια έξω από την ατμόσφαιρα, γίνεται από την εξίσωση:

$$G_o = G_{sc} \cdot \left[ 1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot D}{365}\right) \right] \cdot \cos \theta_z \quad (3.17)$$

όπου « $G_{sc}$ » η ηλιακή σταθερά ίση με  $1.367 \text{ W/m}^2$  και « $D$ » η Ιουλιανή μέρα του χρόνου.

Ολοκληρώνοντας τις στιγμιαίες τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας « $G_o$ » για μια ορισμένη χρονική περίοδο (π.χ. από την ανατολή μέχρι τη δύση του ηλίου), υπολογίζεται η κατάλληλη (π.χ. ημερήσια) τιμή της ακτινοβολίας σε οριζόντιο επίπεδο στο όριο της ατμόσφαιρας.

Το ανισοτροπικό μοντέλο δίνει μια μέθοδο για τον υπολογισμό της ακτινοβολίας σε μία κεκλιμένη επιφάνεια στην επιφάνεια της γης. Ο υπολογισμός γίνεται με βάση τις μετρήσεις που έχουμε για μία περιοχή στο οριζόντιο επίπεδο. Θεώρει ότι η ακτινοβολία που φτάνει σε επιφάνεια στη γη αποτελείται από τέσσερις παράγοντες (Κεραμιτζής, 2010):

- την άμεση ακτινοβολία.
- τη διάχυτη που έχει σκεδαστεί σε ένα κομμάτι γύρω από τον ήλιο αλλά ακολουθεί την κατεύθυνση της άμεση (Circumsolar).
- τη διάχυτη που διαδίδεται από όλο τον ουράνιο θόλο κατά τον ίδιο τρόπο.
- τη διάχυτη από το έδαφος και τον ορίζοντα που δεν έχει την ίδια κατεύθυνση με την άμεση.

Συνολικά, επομένως, η συνολική ακτινοβολία που προσπίπτει σε μια κεκλιμένη επιφάνεια θα αποτελείται από τις εξής συνιστώσες:

$$G_\beta = G_{b,\beta} + G_{d,\beta,iso} + G_{d,\beta,cs} + G_{r,\beta} \quad (3.18)$$

Ο πρώτος όρος υπολογίζει την συνολική άμεση ακτινοβολία που προσπίπτει στην επιφάνεια:

$$G_{b,\beta} = G_b \cdot R_b \quad (3.19)$$

όπου « $R_b$ » ο γεωμετρικός παράγοντας που ισούται με το λόγο της άμεσης ακτινοβολίας στην κεκλιμένη επιφάνεια προς την άμεση ακτινοβολία στο οριζόντιο επίπεδο:

$$R_b = \frac{G_{b,\beta}}{G_b} = \frac{G_{bn} \cdot \cos \theta}{G_{bn} \cdot \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3.20)$$

Ο δεύτερος παράγοντας της εξίσωσης αποτελεί τη συνολική διάχυτη ακτινοβολία, η οποία είναι αποτέλεσμα της σκέδασης του ουράνιου θόλου, ενώ ο τρίτος όρος υπολογίζει την ακτινοβολία που σκεδάζεται από ένα κομμάτι του ουρανού γύρω από τον ήλιο και έπειτα προωθείται μαζί με την άμεση ακτινοβολία:

$$G_{d,\beta} = G_{d,\beta,iso} + G_{d,\beta,cs} = G_d \cdot \left[ (1 - A_i) \cdot \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + A_i \cdot R_b \right] \quad (3.21)$$

Ο παράγοντας « $A_i$ » αποτελεί το δείκτη ανισοτροπίας (Anisotropy Index,  $A_i$ ), ο οποίος είναι ένα μέτρο της μετάδοσης της άμεσης ηλιακής ακτινοβολίας μέσα από την ατμόσφαιρα και δίνεται από την παρακάτω σχέση:

$$A_i = \frac{G_b}{G_o} \quad (3.22)$$

Ο τελευταίος όρος της εξίσωσης εκφράζει την ανακλώμενη από το έδαφος ακτινοβολία:

$$G_{r,\beta} = G \cdot \rho \cdot \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (3.23)$$

όπου  $\rho$  είναι η ανακλαστικότητα του εδάφους.

Συνδυάζοντας τις προηγούμενες εξισώσεις και εισάγοντας τον παράγοντα

$\left[ 1 + f \cdot \left( \sin \frac{\beta}{2} \right)^3 \right]$ , με  $f = \sqrt{\frac{G_b}{G}}$ , ως διόρθωση για την καλύτερη προσέγγιση των υπολογισμών τις συννεφιασμένες μέρες, η ολική ακτινοβολία « $G_\beta$ » σε μία κεκλιμένη επιφάνεια υπολογίζεται από την εξίσωση:

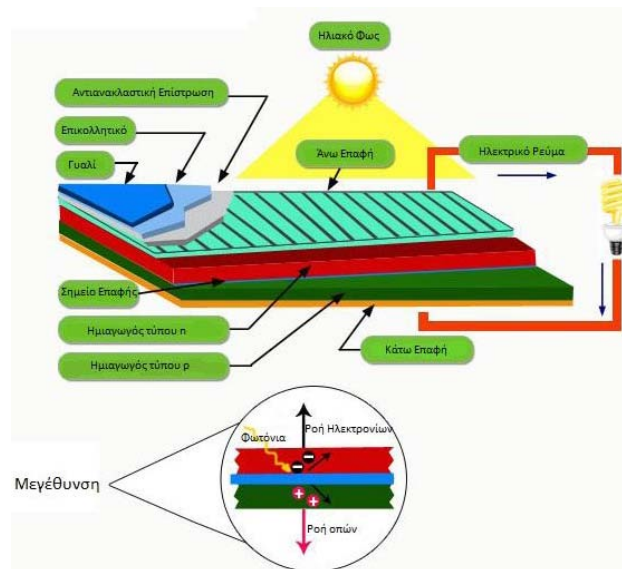
$$G_\beta = (G_b + G_d \cdot A_i) \cdot R_b + G_d \cdot (1 - A_i) \cdot \left( \frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \cdot \left[ 1 + f \cdot \left( \sin \frac{\beta}{2} \right)^3 \right] + G \cdot \rho \cdot \left( \frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (3.24)$$

### 3.3.4. Φωτοβολταϊκή Τεχνολογία

#### 3.3.4.1. Περιγραφή Λειτουργίας Φωτοβολταϊκών Στοιχείων

Η απευθείας μετατροπή της ηλιακής ακτινοβολίας σε ηλεκτρική ενέργεια γίνεται σε επίπεδο πρακτικών εφαρμογών μέχρι σήμερα μέσω τριών γνωστών διαδικασιών που είναι η «Θερμιοκίνητη Γεννήτρια», τα «Θερμοηλεκτρικά Ζεύγη» και τα «Φωτοβολταϊκά Στοιχεία». Και για τις τρεις διαδικασίες το ποσό ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται είναι ανάλογο της έντασης της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας, θεωρώντας δεδομένη τη φασματική της κατανομή. Βασικό πλεονέκτημα της φωτοβολταϊκής μετατροπής αποτελεί η χρήση του πυριτίου «Si» ως βασικό υλικό παραγωγής, αφού αφθονεί (=25%) στο φλοιό του πλανήτη μας.

Τα Φ/Β στοιχεία αποτελούνται από δύο πλάκες ημιαγωγών (δίοδοι p-n, συνήθως πυριτίου), που βρίσκονται σε επαφή (Σχήμα 3.11). Η άνω πλάκα (n) εμπλουτίζεται με πολύ μικρή ποσότητα (π.χ.  $1:10^6$ ) στοιχείου, το οποίο διαθέτει ένα επιπλέον ηλεκτρόνιο (5 ηλεκτρόνια) στην εξωτερική του στιβάδα, σε σχέση με το χρησιμοποιούμενο ημιαγωγό. Τα υλικά που χρησιμοποιούνται στις πλάκες τύπου «n» είναι μόρια αρσενικού «As» ή φωσφόρου «P». Αντίστοιχα η κάτω πλάκα (p) ενισχύεται με προσμίξεις κατάλληλου στοιχείου, που διαθέτει ένα ηλεκτρόνιο λιγότερο στην εξωτερική του στιβάδα (π.χ. Βόριο «B») σε σχέση με το υλικό του ημιαγωγού. Η άνω πλάκα με τα επιπλέον ηλεκτρόνια ονομάζεται ημιαγωγός τύπου "n" (negative – αρνητικό φορτίο), ενώ η κάτω πλάκα με τα λιγότερα ηλεκτρόνια είναι ημιαγωγός τύπου "p" (positive - Θετικό φορτίο).



**Σχήμα 3.11:** Αρχή λειτουργίας φωτοβολταϊκού στοιχείου. (Πηγή: Παπακωνσταντίνου, 2011)

Κατά την κατασκευή του Φ/Β στοιχείου, στην επιφάνεια επαφής των δύο πλακών συγκεντρώνονται τα περίσσια ηλεκτρόνια της πλάκας (n), τα οποία έλκονται από τις κενές θέσεις (οπές) ηλεκτρονίων της πλάκας (p). Εάν η πλάκα (n) δεχτεί ηλιακή ακτινοβολία, τότε τα φωτόνια που διαπερνούν τον ημιαγωγό ενεργοποιούν ορισμένο αριθμό ηλεκτρονίων, τα οποία συσσωρεύονται κοντά στην επιφάνεια επαφής των δύο πλακών. Λόγω των απωστικών δυνάμεων μεταξύ ομώνυμων φορτίων εκκενώνονται επιπλέον θέσεις ηλεκτρονίων της πλάκας (p) οπότε και δημιουργούνται επιπλέον κενές θέσεις (οπές). Στην περίπτωση αυτή δημιουργείται διαφορά τάσεως μεταξύ των δυο πλευρών, που ονομάζεται τάση ανοικτού κυκλώματος « $V_{oc}$ ». Η τιμή της τάσης « $V_{oc}$ » είναι χαμηλή για μικρής έντασης ηλιακή ακτινοβολία, αλλά παραμένει σχεδόν σταθερή για τιμές της ηλιακής ακτινοβολίας που υπερβαίνουν ένα προκαθορισμένο όριο. Το εν λόγω όριο εξαρτάται από το υλικό κατασκευής των Φ/Β κυψελών.

Κατά τη διάρκεια έκθεσης τον Φ/Β στοιχείου στην ηλιακή ακτινοβολία, ενώνοντας με κατάλληλο αγωγό τις δύο πλάκες του στοιχείου (p-n) δημιουργείται κλειστό κύκλωμα, που οδηγεί στην ανάπτυξη κυκλοφορίας των ηλεκτρονίων διαμέσου της επιφάνειας επαφής τους. Στο κλειστό αυτό κύκλωμα (πρακτικά χωρίς φορτίο) η ένταση του ρεύματος είναι σταθερή και ονομάζεται ένταση βραχυκυκλώσεως « $I_{sc}$ ». Η ένταση βραχυκυκλώσεως μεταβάλλεται σχεδόν γραμμικά με την ένταση της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας (Καλδέλλης, Καββαδίας, 2001).

### 3.3.4.2. Φωτοβολταϊκά Στοιχεία Πυριτίου

Το πιο συνηθισμένο μέχρι σήμερα υλικό κατασκευής Φ/Β στοιχείων είναι το πυρίτιο (σε μορφή μονοκρυσταλλική, πολυκρυσταλλική ή άμορφη). Η διαδικασία κατασκευής των φωτοβολταϊκών είναι σχετικά πολύπλοκη, με τελικό αποτέλεσμα το υψηλό κόστος παραγωγής τους. Η συνήθης διαδικασία παραγωγής των ημιαγωγών πυριτίου είναι: Διοξείδιο πυριτίου → Μεταλλουργικό πυρίτιο → Σιλάνια → Καθαρό Πολυκρυσταλλικό → Μονοκρύσταλλοι → Ημιαγωγός. Τα είδη κυψελών που χρησιμοποιούνται σήμερα στην αγορά είναι τα εξής (Αρκούδης, 2007):

- Μονοκρυσταλλικού πυριτίου
- Πολυκρυσταλλικού πυριτίου
- Λεπτής μεμβράνης
- Υβριδικά

Τα **μονοκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά στοιχεία** αποτελούνται από μεγάλους κρυστάλλους με ομοιόμορφο γαλάζιο ή μπλε χρώμα. Έχουν το πλεονέκτημα της καλύτερης σχέσης απόδοσης/επιφάνειας, η απόδοση τους κυμαίνεται από 21% με 24%, ενώ χαρακτηρίζονται από υψηλό κόστος κατασκευής.

Τα **πολυκρυσταλλικά φωτοβολταϊκά στοιχεία** κατασκευάζονται από ράβδους λιωμένου και επανακρυσταλλομένου πυριτίου. Για την παραγωγή τους οι ράβδοι του πυριτίου κόβονται σε λεπτά τμήματα. Τα πολυκρυσταλλικά αποτελούνται από επιμέρους μονοκρυσταλλικές περιοχές, που όσο μεγαλύτερες είναι σε έκταση τόσο μεγαλύτερη είναι και η απόδοση των στοιχείων. Το πολυκρυσταλλικό πυρίτιο είναι χαμηλότερης ποιότητας από το μονοκρυσταλλικό έχοντας ονομαστικές αποδόσεις πλαισίων περίπου 11% έως 15%. Παράλληλα, όμως, εξισορροπώντας τα πολυκρυσταλλικά στοιχεία αυτό τους το μειονέκτημα έχουν χαμηλότερο κόστος κατασκευής, αφού η μέθοδος παραγωγής τους είναι φθηνότερη από αυτήν των μονοκρυσταλλικών. Το πάχος τους είναι επίσης περίπου 0,3 χιλιοστά (Παπακωνσταντίνου, 2011).

Η **τεχνολογία των λεπτών μεμβρανών** χρησιμοποιεί πολύ λεπτά στρώματα (πάχους λίγων μικρών) του ημιαγωγού και με τον τρόπο αυτό μειώνεται το κόστος. Τα πιο γνωστά υλικά που χρησιμοποιούνται στις κυψέλες αυτές είναι (τα δυο πρώτα να είναι τα σημαντικότερα):

- Άμορφο πυρίτιο (a-Si)
- Δισεληνοϊνδιούχος χαλκός (CIS)
- Τελουριούχο Κάδμιο (CdTe)
- Αρσενικούχο Γάλλιο (GaAs)

Το άμορφο πυρίτιο διαφέρει από το κρυσταλλικό στο ότι τα άτομα δεν είναι τοποθετημένα σε ακριβείς αποστάσεις μεταξύ τους και οι γωνίες των δεσμών τους δεν είναι συγκεκριμένες. Σήμερα ένα εμπορικό φ/β πλαίσιο με κυψέλες άμορφου πυριτίου έχει απόδοση 6-8%, ενώ οι κυψέλες μονοκρυσταλλικού ή πολυκρυσταλλικού πυριτίου έχουν αποδόσεις που κυμαίνονται στο 11-14%. Το σημαντικότερο πλεονέκτημα για το φωτοβολταϊκό στοιχείο a-Si είναι το γεγονός ότι δεν επηρεάζεται πολύ από τις υψηλές θερμοκρασίες. Επίσης, πλεονεκτεί στην αξιοποίηση της απόδοσης του σε σχέση με τα κρυσταλλικά ΦΒ, όταν υπάρχει διάχυτη ακτινοβολία (συννεφιά). Το μειονέκτημα των άμορφων πλαισίων είναι η χαμηλή τους ενεργειακή πυκνότητα κάτι που σημαίνει ότι για να

παράγουμε την ίδια ενέργεια χρειαζόμαστε σχεδόν διπλάσια επιφάνεια σε σχέση με τα κρυσταλλικά φωτοβολταϊκά στοιχεία. Επίσης υπάρχουν αμφιβολίες όσον αφορά την διάρκεια ζωής των άμορφων πλαισίων, μιας και δεν υπάρχουν στοιχεία από παλιές εγκαταστάσεις αφού η τεχνολογία είναι σχετικά καινούρια (Ζαπίτης, 2010).

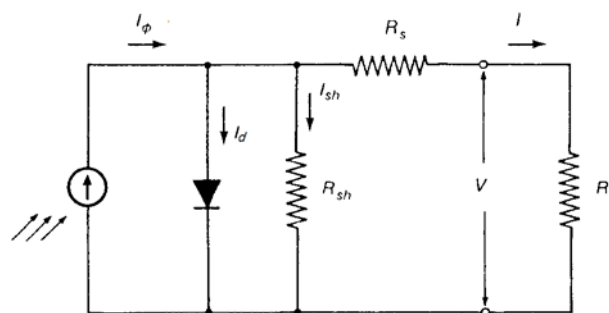
Στον επόμενο πίνακα γίνεται μια σύγκριση της απόδοσης και της επιφάνειας/kWp των Φ/Β στοιχείων πυριτίου που αναφέρθηκαν προηγουμένως.

**Πίνακας 3.1:** Συγκριτικά χαρακτηριστικά τεχνολογιών φωτοβολταϊκών στοιχείων. (Πηγή: [www.helapco.gr](http://www.helapco.gr))

Τύπος	Λεπτή μεμβράνη	Πολυκρυσταλλικά	Μονοκρυσταλλικά	Υβριδικά
Απόδοση	Άμορφα : 5-7% CIS : 7-10%	11-14%	13-16%	16-17%
Επιφάνεια ανά kWp	10-20 m <sup>2</sup>	8-10 m <sup>2</sup>	7-8 m <sup>2</sup>	6-7 m <sup>2</sup>
Μέση ετήσια παραγωγή ενέργειας (kWh/kWp)	1.300	1.300	1.300	1.350
Μέση ετήσια παραγωγή ενέργειας (kWh/m <sup>2</sup> )	65-140	130-160	160-185	190-225
Ετήσια μείωση εκπομπών CO <sub>2</sub> (kgCO <sub>2</sub> /kWp)	1.380-1.485	1.380	1.380	1.435

### 3.3.4.3. Χαρακτηριστικά Μεγέθη Φωτοβολταϊκών Στοιχείων

Το πιο γνωστό μοντέλο που χρησιμοποιείται για την προσομοίωση του τρόπου λειτουργίας ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου, είναι το μοντέλο που περιέχει μία δίοδο και απεικονίζεται στο παρακάτω σχήμα:



**Σχήμα 3.12:** Ισοδύναμο ηλεκτρικό κύκλωμα ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου. (Πηγή: Καγκαράκης, 1992)

Το σημαντικότερο στοιχείο του παραπάνω κυκλώματος είναι η ιδανική πηγή ρεύματος έντασης, της οποίας το φωτορεύμα « $I_\phi$ » είναι ανάλογο της ηλιακής ακτινοβολίας. Το ρεύμα της διόδου « $I_d$ » δίνεται από τη σχέση:

$$I_d = I_0 \cdot \left( e^{\frac{eV_d}{m \cdot K \cdot T}} - 1 \right) \quad (3.25)$$

Όπου « $I_0$ » είναι το αναστροφο ρεύμα κόρου, « $V_d$ » είναι η τάση στα άκρα της διόδου, « $m$ » είναι ο συντελεστής ιδανικότητας της διόδου, « $K$ » είναι η σταθερά του Boltzmann, « $T$ » είναι η απόλυτη θερμοκρασία και « $e$ » το φορτίο του ηλεκτρονίου.



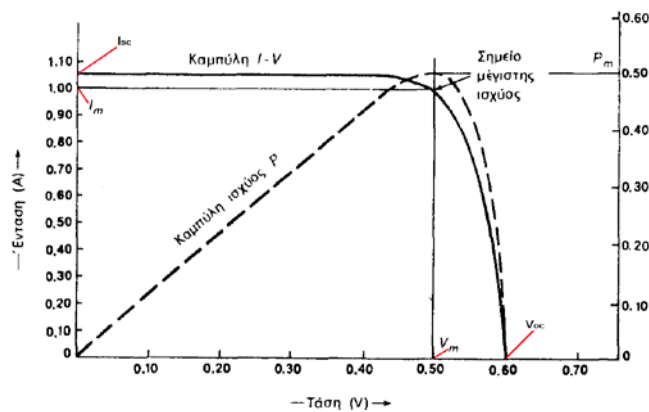
Η παράλληλη αντίσταση « $R_{sh}$ » εκφράζει τις απώλειες του φωτοβολταϊκού στοιχείου, ενώ η σε σειρά αντίσταση « $R_s$ » εκφράζει τις πρόσθετες απώλειες του φωτοβολταϊκού στοιχείου όταν σε αυτό συνδεθεί κάποιο φορτίο.

Αναλύοντας το παραπάνω κύκλωμα που αντιπροσωπεύει τη λειτουργία του φωτοβολταϊκού στοιχείου εξάγεται η εξίσωση:  $I_{\varphi} = I_d + I_{sh} + I$

Στη συνέχεια εφαρμόζοντας το νόμο των τάσεων Kirchoff και αντικαθιστώντας το ρεύμα της διόδου « $I_d$ » από τη σχέση (11), προκύπτει η εξίσωση που δίνει το ρεύμα « $I$ » που διαρρέει το στοιχείο:

$$I = I_{\varphi} - I_0 \cdot \left[ e^{\frac{e \cdot (V + I \cdot R_s)}{m \cdot k \cdot T}} - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (3.26)$$

Στο σχήμα 3.13 φαίνεται η χαρακτηριστική καμπύλη ρεύματος-τάσης (I-V) τους στοιχείου. Όπως φαίνεται από το σχήμα, το ρεύμα για το οποίο έχουμε  $V=0$  είναι το ρεύμα βραχυκύκλωσης « $I_{sc}$ », ενώ η τάση για την οποία ισχύει  $I=0$  είναι η τάση ανοιχτού κυκλώματος « $V_{oc}$ »



**Σχήμα 3.13:** Χαρακτηριστικές καμπύλες ένταση-τάσης και ισχύος-τάσης τυπικού φωτοβολταϊκού στοιχείου. (Πηγή: Καγκαράκης, 1992)

Στη χαρακτηριστική καμπύλη I-V υπάρχει ένα σημείο ( $V_m, I_m$ ) στο οποίο η ισχύς λαμβάνει τη μέγιστη τιμή της (Σχήμα 3.13). Το σημείο αυτό ονομάζεται μέγιστο σημείο ισχύς (maximum power point, MPP). Η μέγιστη ισχύ των φωτοβολταϊκών στοιχείων δίνεται από τη σχέση:  $P_m = V_m \cdot I_m$ . Η μέγιστη ισχύς δίνεται από τους κατασκευαστές μετρημένη υπό ειδικές σταθερές συνθήκες (Standard Test Condition, STC), οι οποίες αντιστοιχούν σε ακτινοβολία  $1000 \text{ W/m}^2$ , τιμή αέριας μάζας  $AM=1,5$  και θερμοκρασία  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Ένα άλλο χαρακτηριστικό μέγεθος των φωτοβολταϊκών στοιχείων είναι ο παράγοντας πλήρωσης FF (fill factor). Ο παράγοντας αυτός δίνεται από το λόγο των εμβαδών του μέγιστου ορθογωνίου που μπορεί να εγγραφεί στην χαρακτηριστική καμπύλη I-V, προς το εμβαδό του ορθογωνίου που ορίζεται από τις τιμές « $V_{oc}$ » και « $I_{sc}$ » (Σχήμα 3.13). Η αριθμητική του τιμή υπολογίζεται από το πηλίκο της μέγιστης ηλεκτρικής ισχύς « $P_m$ » προς το γινόμενο του ρεύματος βραχυκύκλωσης « $I_{sc}$ » και της τάσης ανοιχτού κυκλώματος « $V_{oc}$ » και δίνεται από τη σχέση:

$$FF = \frac{P_m}{V_{oc} \cdot I_{sc}} = \frac{V_m \cdot I_m}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \quad (3.27)$$

Οι τρεις παραπάνω παράγοντες, δηλαδή ο «FF», το « $I_{sc}$ » και η « $V_{oc}$ » είναι τα κυριότερα μεγέθη στην αξιολόγηση της συμπεριφοράς και της λειτουργίας των φωτοβολταϊκών στοιχείων και καθορίζουν την απόδοσή τους. Η απόδοση ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου

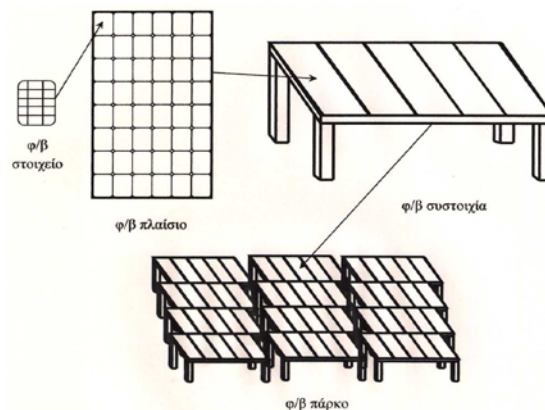
ισούται με το λόγο της μέγιστης αποδιδόμενης ισχύος του, προς την προσπίπτουσα ακτινοβολία ανά μονάδα επιφάνειας. Δηλαδή:

$$n = \frac{P_m}{G} = \frac{V_m \cdot I_m}{G \cdot A} = \frac{FF \cdot V_{oc} \cdot I_{sc}}{G \cdot A} \quad (3.28)$$

όπου «G» η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας που προσπίπτει πάνω στην επιφάνεια «A» του φωτοβολταϊκού στοιχείου.

#### 3.3.4.4. Χαρακτηριστικά των Φωτοβολταϊκών Πλαισίων

Το μοντέλο του φωτοβολταϊκού πλαισίου (PV modules) είναι παρόμοιο με το μοντέλο ενός φωτοβολταϊκού στοιχείου, μόνο που οι παράμετροι του είναι προσαρμοσμένοι στο πλήθος των φωτοβολταϊκών στοιχείων από τα οποία αποτελείται. Πιο συγκεκριμένα αυτό που καθορίζει τις παραμέτρους της φωτοβολταϊκής γεννήτριας, είναι το πλήθος των παραλλήλων και εν σειρά φωτοβολταϊκών στοιχείων. Ο συνδυασμός πολλών πλαισίων σε σειρά ή παράλληλα σε μια επίπεδη επιφάνεια, σταθερή ή περιστρεφόμενη, με αντίστοιχο ηλεκτρολογικό κιβώτιο, αποτελεί τη Φ/Β συστοιχία. Τα πλαίσια συνδέονται σε σειρά κατά κλάδους, ενώ και οι κλάδοι συνδέονται παράλληλα μεταξύ τους. Η σύνδεση σε σειρά αυξάνει την ολική τάση, ενώ η παράλληλη σύνδεση το ολικό ρεύμα. Σε κάθε περίπτωση, κατά την σχεδίαση ενός συστήματος, λαμβάνεται πρόνοια ώστε τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά κάθε τμήματος να συμφωνούν με τα αντίστοιχα του προηγούμενου και του επόμενου. Ένα σύνολο συνεργαζόμενων συστοιχιών αποτελούν ένα Φ/Β πάρκο, το οποίο με όλες τις απαιτούμενες διατάξεις αποτελούν το Φ/Β σταθμό. Η δομή ενός Φ/Β συστήματος φαίνεται στο επόμενο σχήμα.



**Σχήμα 3.14:** Δομή φωτοβολταϊκού συστήματος. (Πηγή: Αντωνακόπουλος, 2010)

Το κάθε Φ/Β πλαίσιο παρουσιάζει τα δικά του ηλεκτρικά χαρακτηριστικά (απόδοση, τάση, ισχύ κλπ.), που προφανώς διαμορφώνονται από τα αντίστοιχα μεγέθη των χωριστών ηλιακών στοιχείων που περιέχει. Επομένως, όμοια με τη σχέση (4.17), ο συντελεστής απόδοσης του Φ/Β πλαισίου « $n_{\pi}$ » εκφράζει τον λόγο της μέγιστης ηλεκτρικής ισχύος που παράγει το Φ/Β πλαίσιο « $P_{\pi}$ », προς την ισχύ της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται στην επιφάνεια του « $S$ ». Προφανώς, την ίδια τιμή θα έχει και ο λόγος της μέγιστης ηλεκτρικής ενέργειας « $E$ » που παράγει το Φ/Β πλαίσιο επί ένα ορισμένο χρονικό διάστημα, προς την ποσότητα της ηλιακής ακτινοβολίας που δέχεται επί το ίδιο χρονικό διάστημα. Δηλαδή:

$$n_{PV} = \frac{P_{\pi} (W)}{H \left( \frac{W}{m^2} \right) \cdot S (m^2)} = \frac{E (kWh)}{G \left( \frac{kWh}{m^2} \right) \cdot S (m^2)} \quad (3.29)$$

όπου «G» η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας για ορισμένο χρονικό διάστημα, έτσι όπως έχει υπολογιστεί στις παραγράφους .

Όλες οι ηλιακές κυψέλες έχουν ένα βαθμό απόδοσης ο οποίος ονομάζεται ονομαστικός και αναφέρεται στην απόδοση της κυψέλης κάτω από μια ορισμένη θερμοκρασία που ονομάζεται θερμοκρασία αναφοράς. Σχεδόν ποτέ όμως μια κυψέλη δεν λειτουργεί στην θερμοκρασία αναφοράς και ποτέ δε λειτουργεί σε σταθερή θερμοκρασία. Άλλη είναι η θερμοκρασία το καλοκαίρι και άλλη το χειμώνα. Ακόμα και την ίδια ημέρα άλλη θερμοκρασία έχουμε αν συννεφιάσει και άλλη αν έχει ηλιοφάνεια. Για το λόγο αυτό πρέπει να υπολογίζεται η απόδοση της κυψέλης στην θερμοκρασία που υπάρχει κάθε φορά. Οι σχέσεις που ακολουθούνται για τον υπολογισμό του συντελεστή θερμοκρασιακής διόρθωσης της απόδοσης του Φ/Β πλαισίου « $\sigma_\theta$ » είναι οι ακόλουθες:

$$\sigma_\theta = 1 - \alpha_p \cdot (T_c - T_r) \quad (3.30)$$

όπου « $\alpha_p$ » είναι ο συντελεστής θερμοκρασίας για την απόδοση της Φ/Β κυψέλης και δίνεται από τον κατασκευαστή, « $T_r$ » είναι η θερμοκρασία αναφοράς (25° C) και « $T_c$ » είναι η θερμοκρασία που συνδέεται με την μέση θερμοκρασία περιβάλλοντος.

Για την θερμοκρασία  $T_c$  ισχύει ο τύπος του Evans :

$$T_c = T_\alpha + (219 + 832 \cdot k_T) \cdot \frac{NOCT-20}{800} \quad (3.31)$$

όπου « $k_T$ » είναι ο μέσος μηνιαίος συντελεστής αιθριότητας, « $T_\alpha$ » είναι η θερμοκρασία περιβάλλοντος και NOCT (Normal Operation Cell Temperature) είναι η θερμοκρασία ονομαστικής λειτουργίας των κυψελών. Η NOCT δίνεται από τον κατασκευαστή και υπολογίζεται υπό τις εξής συνθήκες: Ακτινοβολία 800 W/m<sup>2</sup>, AM 1.5, Θερμοκρασία περιβάλλοντος 20° C, Ταχύτητα ανέμου 1 m/s.

Αν η κλίση των Φ/Β πλαισίων είναι διαφορετική από τη βέλτιστη ( $\beta = |\varphi - \delta|$ ) τότε γίνεται χρήση της σχέσης:

$$T_c = T_\alpha + C_f \cdot (219 + 832 \cdot k_T) \cdot \frac{NOCT-20}{800} \quad (3.32)$$

όπου « $C_f$ » διορθωτικός συντελεστής που είναι ίσος με:  $C_f = 1 - 1,17 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta_m - \beta)^2$ , όπου « $\beta_m$ » η βέλτιστη κλίση συλλέκτη  $\beta_m = |\varphi - \delta|$

Ένας άλλος παράγοντας που μπορεί να μειώσει την ηλεκτροπαραγωγή των Φ/Β πλαισίων, ιδίως όταν έχουν μικρή κλίση, είναι η ρύπανση της επιφάνειάς τους από την επικάλυψη σκόνης, φύλλων, χιονιού, αλατιού από τη θάλασσα, εντόμων και άλλων ακαθαρσιών. Όταν η Φ/Β γεννήτρια βρίσκεται σε μια περιοχή όπου εκτιμάται ότι ο βαθμός ρύπανσης είναι σημαντικός, είναι σκόπιμο να προβλέπεται στους υπολογισμούς η αντίστοιχη μείωση στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα Φ/Β πλαίσια, με τη χρησιμοποίηση ενός αδιάστατου συντελεστή καθαρότητας « $\sigma_p$ », ο οποίος ορίζεται ως ο λόγος της ηλεκτρικής ισχύος που παράγει το ρυπασμένο Φ/Β πλαίσιο προς την ηλεκτρική ισχύ που παράγει όταν η επιφάνειά του είναι εντελώς καθαρή. Η τιμή του « $\sigma_p$ » είναι τόσο μικρότερη από τη μονάδα, όσο εντονότερη είναι η ρύπανση του περιβάλλοντος, όσο μικρότερη είναι η κλίση του Φ/Β πλαισίου, όσο σπανιότερες είναι οι βροχές στην περιοχή κλπ (Καγκαράκης, 1992).

Πέρα από τις διάφορες διορθώσεις, που αναφέρθηκαν παραπάνω για τον υπολογισμό της επιφάνειας των Φ/Β συλλεκτών (θερμοκρασίας, ρυπαρότητας), πρέπει επίσης να προνοήσουμε για τις μικρές ηλεκτρικές απώλειες στους αγωγούς που συνδέουν τα Φ/Β πλαίσια στις Φ/Β συστοιχίες, καθώς και στις συνδέσεις τους με τα άλλα μέρη του Φ/Β συστήματος (διατάξεις ρύθμισης, προστασίας και ελέγχου, συσσωρευτές κλπ.). Πρόσθετες, και μάλιστα σημαντικότερες, απώλειες μπορεί να οφείλονται στη λειτουργία αυτών των άλλων μερών του συστήματος, και κυρίως στη φόρτιση και εκφόρτιση των συσσωρευτών.

Εξάλλου, όπως είδαμε, η τιμή του συντελεστή απόδοσης των Φ/Β πλαισίων που χρησιμοποιείται στους υπολογισμούς, αφορά στις συνθήκες τάσης-έντασης που αντιστοιχούν στη μέγιστη δυνατή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι όμως πολύ πιθανό, ιδίως όταν το σύστημα δεν έχει αξιόπιστο ρυθμιστή ισχύος, ότι κατά τη λειτουργία του θα υπάρχει μια αξιόλογη απόκλιση από τις ιδανικές αυτές συνθήκες, με αποτέλεσμα την εμφάνιση αντίστοιχης απώλειας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Επομένως, κατά τον υπολογισμό της απαιτούμενης επιφάνειας των Φ/Β συλλεκτών ενός συστήματος, πρέπει να γίνεται πρόβλεψη, ανάλογα με την περίπτωση, και για την κάλυψη όλων αυτών των απωλειών, που μπορεί να είναι της τάξης π.χ. περίπου του 20% ως 30% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας ή και περισσότερο. Τέλος, λόγω της φθοράς στα Φ/Β πλαίσια και στα άλλα μέρη του συστήματος, αναμένεται ότι με την πάροδο του χρόνου θα παρουσιάζεται μια μικρή βαθμιαία πτώση στην ποσότητα της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, που συνήθως υπολογίζεται στο 1% ως 2% για κάθε έτος.

Συνολικά, λοιπόν, η ενέργεια που παράγει ένα Φ/Β πλαίσιο κατά τη διάρκεια ενός συγκεκριμένου χρονικού διαστήματος, κάνοντας χρήση της εξίσωσης (3.29), αλλά και της προηγούμενης ανάλυσης για τις διάφορες απώλειες του συστήματος, υπολογίζεται ακολούθως:

$$E = G \cdot S \cdot n_{PV} \cdot \sigma_{\theta} \cdot \sigma_{\rho} \cdot \sigma_{rest} \quad (3.33)$$

όπου με « $\sigma_{rest}$ » υπολογίζονται οι υπόλοιπες απώλειες του συστήματος, δηλαδή από τον μετατροπέα-ρυθμιστή τάσεως συνεχούς, τον μετατροπέα συχνότητας (inverter), τα καλώδια μεταφοράς.

### 3.3.5. Ηλιακά Συστήματα Θέρμανσης Νερού

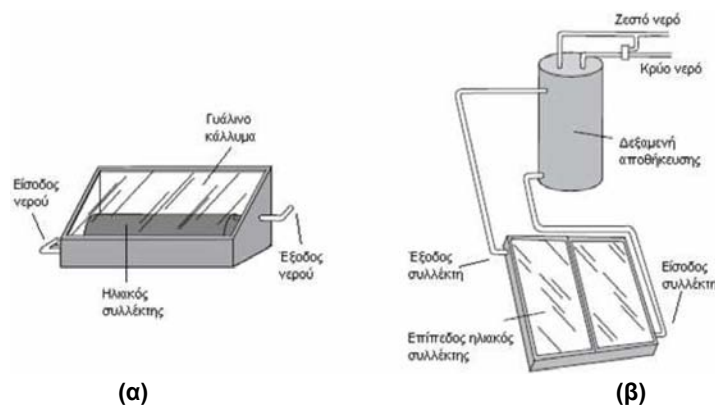
#### 3.3.5.1. Βασικά Στοιχεία

Τα ηλιακά συστήματα θέρμανσης νερού μπορούν να παρέχουν ένα μεγάλο μέρος σε ποσότητα ζεστού νερού για οικιακή χρήση με παράλληλη εξοικονόμηση ενέργειας. Η ποσότητα και η θερμοκρασία του ζεστού νερού που παρέχουν τα συστήματα αυτά, εξαρτάται από το είδος και το μέγεθος του συστήματος, την τοποθεσία εγκατάστασης και τις κλιματολογικές συνθήκες της περιοχής. Τα ηλιακά συστήματα θέρμανσης νερού χρησιμοποιούν την ηλιακή ενέργεια για την άμεση ή έμμεση θέρμανση νερού με χρήση ηλιακών συλλεκτών και την αποθήκευσή του σε θερμομονωτικά δοχεία.

Τα θερμικά ηλιακά συστήματα χωρίζονται σε διάφορες κατηγορίες, ανάλογα με την τεχνολογία που χρησιμοποιούν, το μέγεθός τους, την εφαρμογή για την οποία προορίζονται, το κλίμα της περιοχής κ.α. Τα συστήματα αυτά διαθέτουν μεγάλη ποικιλία στις διατάξεις τους λόγω των διαφορετικών τρόπων που αυτά προστατεύονται από τον παγετό και που επιτυγχάνεται η κυκλοφορία του ζεστού νερού. Τα ηλιακά συστήματα θέρμανσης νερού χωρίζονται σε δύο κατηγορίες: (α) σε συστήματα φυσικής κυκλοφορίας

και (β) σε συστήματα εξαναγκασμένης κυκλοφορίας. Στα συστήματα φυσικής κυκλοφορίας, η κυκλοφορία του ρευστού απολαβής θερμότητας πραγματοποιείται με φυσικά κυκλοφορία χωρίς να απαιτείται εξωτερική παρέμβαση, ενώ στα συστήματα εξαναγκασμένης κυκλοφορίας για την κυκλοφορία του νερού χρησιμοποιούνται ηλεκτρικές αντλίες, βαλβίδες και συστήματα ελέγχου. Στην πρώτη κατηγορία ανήκουν τα θερμοσιφωνικά συστήματα (Thermosiphon systems) και τα ολοκληρωμένα συστήματα συλλέκτη-αποθήκευσης ή, όπως ονομάζονται αλλιώς, συμπαγείς θερμαντήρες νερού (Integrated Collector Storage, ICS) ενώ στη δεύτερη κατηγορία ανήκουν τα ηλιακά θερμικά συστήματα με κύκλωμα διαφορικού ελέγχου (Differential controller operated pump systems). Στα τελευταία συστήματα, οι συλλέκτες που έχουν τοποθετηθεί στην σκεπή ή την ταράτσα του κτιρίου συνδέονται με δεξαμενές νερού που βρίσκονται εντός του κτιρίου ενώ ένας διαφορικός θερμοστάτης φροντίζει για την έναρξη ή την διακοπή της κυκλοφορίας ανάλογα με τη διαφορά θερμοκρασίας του νερού μεταξύ των συλλεκτών και της δεξαμενής (Μακρής, 2009).

Τα θερμοσιφωνικά συστήματα είναι τα πιο διαδεδομένα θερμικά ηλιακά συστήματα θέρμανσης νερού και αποτελούνται από έναν επίπεδο ηλιακό συλλέκτη μέσα στον οποίο κυκλοφορεί το ρευστό απολαβής θερμότητας και μια δεξαμενή αποθήκευσης θερμικά μονωμένη (Σχήμα 3.15). Η είσοδος του ρευστού απολαβής θερμότητας χαμηλής θερμοκρασίας γίνεται από το κάτω μέρος του της δεξαμενής και η έξοδος του από τον συλλέκτη οδηγείται στο επάνω μέρος της δεξαμενής. Το κύκλωμα αυτό είναι ανεξάρτητο και δεν έρχεται σε επαφή με το νερό χρήσης το οποίο εισάγεται από το δίκτυο ύδρευσης στο κάτω μέρος της δεξαμενής και αφού θερμανθεί εξάγεται από το πάνω μέρος. Η κυκλοφορία του ρευστού μέσα στο συλλέκτη και η μεταφορά θερμότητας επιτυγχάνεται με τη φυσική κυκλοφορία που δημιουργείται όταν ο ηλιακός συλλέκτης και το ρευστό το οποίο περιέχει θερμανθούν με την ηλιακή ακτινοβολία. Το θερμό νερό στον σωλήνα εξόδου είναι ελαφρύτερο από το κρύο νερό στον σωλήνα εισόδου κάτι που δημιουργεί μια συνεχή ροή λόγω διαφοράς πυκνότητας στα δύο τμήματα. Για αυτό το λόγο στα θερμοσιφωνικά συστήματα η δεξαμενή αποθήκευσης τοποθετείται σε υψηλότερο σημείο από τον ηλιακό συλλέκτη. Επίσης σε ορισμένες μέσες στο δοχείο αποθήκευσης υπάρχει ηλεκτρική αντίσταση για θέρμανση του νερού χρήσης στην περίπτωση που δεν επαρκεί η ηλιακή ενέργεια. Σε μια ολοκληρωμένη ηλιακή συσκευή (Integrated Collector Storage), ο ηλιακός συλλέκτης αποτελεί ταυτόχρονα και το δοχείο αποθήκευσης του νερού.



**Σχήμα 3.15:** Ολοκληρωμένο σύστημα συλλέκτη-αποθήκευσης (α) και θερμοσιφωνικό σύστημα (β).  
(Πηγή: Μακρής, 2009)

Τα ηλιακά συστήματα θέρμανσης νερού μπορούν να ταξινομηθούν σε **ανοιχτού κυκλώματος** (Open Loop-Direct systems) ή σε **κλειστού κυκλώματος** (Closed Loop-Indirect systems) ανάλογα τον τρόπο θέρμανσης του νερού. Τα συστήματα ανοιχτού κυκλώματος αποτελούνται από ένα κύκλωμα μέσα στο οποίο κυκλοφορεί νερό, το οποίο θερμαίνεται απευθείας από τον ηλιακό συλλέκτη καθώς βρίσκεται σε άμεση επαφή με αυτόν όπου στη συνέχεια αποθηκεύεται σε μια δεξαμενή. Αντίθετα, στα συστήματα κλειστού κυκλώματος το νερό θερμαίνεται με αγωγιμότητα μέσω εναλλακτών θερμότητας από ένα ρευστό (συνήθως μίγμα νερού και αντιψυκτικού) το οποίο κυκλοφορεί σε χωριστό κύκλωμα στη δεξαμενή αποθήκευσης του νερού χρήσης (εξωτερικό μανδύα ή σερπαντίνα). Τα κυριότερα συστήματα ανοιχτού κυκλώματος είναι οι ηλιακές συσκευές ολοκληρωμένου συλλέκτη, ενώ τα θερμοσιφωνικά συστήματα είναι κλειστού κυκλώματος. Τα διαφορικά συστήματα μπορούν να είναι είτε ανοιχτού είτε κλειστού τύπου.

### 3.3.5.2. Ηλιακοί Συλλέκτες

Οι ηλιακοί συλλέκτες αποτελούν το σημαντικότερο τμήμα ενός ηλιακού συστήματος θέρμανσης νερού. Υπάρχουν πολλά είδη ηλιακών συλλεκτών ανάλογα με τον τρόπο λειτουργίας τους και την χρήση για την οποία προορίζονται. Ανάλογα με το μέσο απολαβής θερμότητας, οι ηλιακοί συλλέκτες χωρίζονται σε συλλέκτες υγρού και συλλέκτες αέρα. Οι **ηλιακοί συλλέκτες υγρού** χρησιμοποιούν ως μέσο απολαβής της θερμότητας υγρό στοιχείο (συνήθως νερό) και χρησιμοποιούνται κυρίως για θέρμανση νερού σε σπίτια και σε πισίνες. Αντίθετα, οι **ηλιακοί συλλέκτες αέρα** χρησιμοποιούνται στις περισσότερες εφαρμογές για θέρμανση εσωτερικών χώρων. Αντίστοιχα με του συλλέκτες υγρού τύπου οι συλλέκτες αυτοί χρησιμοποιούν ως μέσο απολαβής θερμότητας τον αέρα.

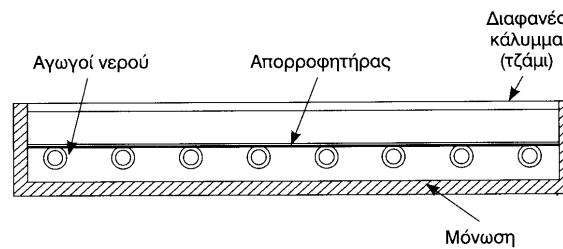
Ανάλογα με τη θερμική τους απόδοση και τα κατασκευαστικά τους χαρακτηριστικά, οι ηλιακοί συλλέκτες χωρίζονται σε επίπεδους ηλιακούς συλλέκτες και συγκεντρωτικούς ηλιακούς συλλέκτες. Οι **επίπεδοι συλλέκτες** είναι οι πιο κοινοί στην αγορά (ιδιαίτερα αυτοί με μονό τζάμι) και χρησιμοποιούνται για θέρμανση νερού χρήσης στον οικιακό τομέα αλλά και στον βιομηχανικό τομέα, καθώς επίσης και για θέρμανση χώρων, ξήρανση προϊόντων, διαδικασίες απόσταξης και άλλες γεωργικές εφαρμογές. Οι επίπεδοι ηλιακοί συλλέκτες έχουν τη δυνατότητα παραγωγής ζεστού νερού θερμοκρασίας από 40-150°C, ανάλογα με το συγκεκριμένο τύπο του συλλέκτη (π.χ. επίπεδος με μονό τζάμι, επίπεδος με διπλό τζάμι, επίπεδος χωρίς τζάμι ή συλλέκτης κενού).

Οι **συγκεντρωτικοί συλλέκτες** αυτοί έχουν τη δυνατότητα επίτευξης θερμοκρασίας εξόδου του εργαζόμενου μέσου υψηλότερης των 150°C. Πιο συγκεκριμένα αναλόγως της τιμής του λόγου συγκέντρωσης (επιφάνεια συλλογής ηλιακής ακτινοβολίας προς επιφάνεια απορρόφησης της συγκεντρωμένης ενέργειας) η θερμοκρασία του εργαζόμενου μέσου είναι δυνατό να προσεγγίσει τους 3.000°C. Η σχέση συγκέντρωσης εξαρτάται και από το είδος κατόπτρου της εγκατάστασης. Οι συγκεντρωτικοί συλλέκτες χρησιμοποιούνται σε βιομηχανικές εφαρμογές καθώς επίσης και σε συστήματα ψύξης χώρων.

### 3.3.5.3. Περιγραφή Επίπεδου Ηλιακού Συλλέκτη

Ο επίπεδος ηλιακός συλλέκτης (Σχήμα 3.16) είναι ένα σύστημα συλλογής της ηλιακής ενέργειας, το οποίο χρησιμοποιείται συνήθως για τη θέρμανση νερού σε χαμηλές θερμοκρασίες, δηλαδή έως και 60°C. Ο πυρήνας ενός ηλιακού συλλέκτη είναι η απορροφητική πλάκα, η οποία έρχεται σε επαφή με το σύστημα σωλήνων, διαμέσου του

οποίου κυκλοφορεί το θερμοαπαγωγό ρευστό και απάγει τη θερμότητα από τον απορροφητήρα και τη μεταφέρει στην κατανάλωση.



**Σχήμα 3.16:** Τομή επίπεδου ηλιακού συλλέκτη. (Πηγή: Καλδέλλης, Σπυρόπουλος, Καββαδίας 2007)

Πιο συγκεκριμένα η απορροφητική πλάκα είναι μια επίπεδη επιφάνεια που συλλέγει την ηλιακή ακτινοβολία. Το υλικό κατασκευής του απορροφητήρα είναι κατά κανόνα χαλκός ή χάλυβας. Η εν λόγω επιφάνεια είναι συνήθως βαμμένη σε σκούρο χρώμα (περίπου το 70% των εμπορικών συλλεκτών στην ελληνική αγορά) ώστε να βελτιώνεται η απορροφητικότητα της, ενώ σε αρκετές περιπτώσεις χρησιμοποιείται επιλεκτική συλλεκτική επιφάνεια.

Μπροστά από την απορροφητική πλάκα βρίσκεται διαφανές κάλυμμα, που λειτουργεί σαν προστατευτικό μέσο μειώνοντας ταυτόχρονα τις θερμικές απώλειες του απορροφητήρα προς το περιβάλλον. Το υλικό του καλύμματος έχει μεγάλη διαπερατότητα στην ορατή ακτινοβολία, ενώ η διαπερατότητα στη θερμική ακτινοβολία (μεγάλου μήκους κύματος ακτινοβολία) είναι μικρή. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα να δημιουργούνται συνθήκες που αντιστοιχούν στο «φαινόμενο του θερμοκηπίου», δηλαδή να εγκλωβίζεται σημαντικό ποσό θερμότητας κάτω από τη διαφανή επιφάνεια του καλύμματος. Η θερμότητα αυτή μεταφέρεται με αγωγή και συναγωγή μέσω του απορροφητήρα στο θερμοαπαγωγό ρευστό. Το διαφανές κάλυμμα μπορεί να είναι μονό ή διπλό ανάλογα με την επιθυμητή θερμοκρασία λειτουργίας του συστήματος και τις κλιματολογικές συνθήκες της περιοχής εγκατάστασης. Σε εφαρμογές που οι απαιτήσεις θερμοκρασίας είναι χαμηλές (π.χ. θέρμανση νερού σε κολυμβητήρια) χρησιμοποιούνται συλλέκτες χωρίς διαφανές κάλυμμα. Με τον τρόπο αυτό μειώνεται σημαντικά το κόστος κατασκευής, αυξάνονται όμως ταυτόχρονα οι θερμικές απώλειες του συστήματος.

Το προστατευτικό πλαίσιο κατασκευάζεται από μεταλλικό αντιδιαβρωτικό υλικό (π.χ. αλουμίνιο), χρησιμοποιείται δε για την προστασία των συλλεκτών από έντονα καιρικά φαινόμενα και την ενίσχυση της αντοχής του. Το πλαίσιο καλύπτει τόσο την πίσω επιφάνεια όσο και τις πλαϊνές πλευρές των ηλιακών συλλεκτών. Τέλος, εσωτερικά του πλαισίου τοποθετείται θερμομόνωση για τη μείωση των θερμικών απωλειών από την απορροφητική πλάκα προς το περιβάλλον.

Ο επίπεδος ηλιακός συλλέκτης μπορεί υπό προϋποθέσεις να τύχει εφαρμογής και σε περιπτώσεις που απαιτούνται θερμοκρασίες έως και 150°C. Οι συλλέκτες κενού διαφέρουν από τους επίπεδους συλλέκτες στον τρόπο απορρόφησης της ηλιακής ακτινοβολίας και αποδίδουν στην κατανάλωση ρευστό με θερμοκρασία της τάξεως 100-150°C. Οι συλλέκτες κενού χρησιμοποιούνται κυρίως σε βιομηχανικές εφαρμογές και για ψύξη χώρων (Καλδέλλης, Καββαδίας, 2001).

## 3.3.5.4. Χαρακτηριστικά Μεγέθη Επίπεδου Ηλιακού Συλλέκτη

Η ωφέλιμη ενέργεια (ισχύς), που παρέχει ένας ηλιακός συλλέκτης, είναι η ενέργεια που απορροφά η απορροφητική επιφάνειά του μειωμένη κατά τις θερμικές απώλειες προς το περιβάλλον από τα διάφορα εξωτερικά στοιχεία του (π.χ. διαφανές κάλυμμα και προστατευτικό πλαίσιο). Η ωφέλιμη ενέργεια από τον ηλιακό συλλέκτη «Q» εκφράζεται ως συνάρτηση της προσπίπτουσας ηλιακής ακτινοβολίας ανά μονάδα επιφάνειας « $G_T$ », της μέσης θερμοκρασίας του συλλέκτη « $T$ » και της θερμοκρασίας περιβάλλοντος « $T_a$ » από τη σχέση:

$$Q = F_R \cdot A_C \cdot [G_T \cdot (\tau \cdot \alpha) - U_L \cdot (T - T_a)] \quad (3.34)$$

όπου:

« $F_R$ » είναι ο συντελεστής θερμικής απολαβής τον συλλέκτη. Ο συντελεστής αυτός εκτιμάται μετά από δοκιμές ποιοτικού ελέγχου του συλλέκτη και εξαρτάται από την κατασκευή του, την παροχή τον ρευστού, τα υλικά της συλλεκτικής επιφάνειας κλπ.

« $A_C$ » είναι η επιφάνεια του συλλέκτη σε  $m^2$ ,

« $G_T$ » είναι η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας, που προσπίπτει κάθετα στην επιφάνεια του συλλέκτη, σε  $W/m^2$  και υπολογίζεται με τη διαδικασία που έχει παρουσιαστεί στην παράγραφο 3.3.3.4,

« $\tau$ » είναι ο συντελεστής διαπερατότητας του διαφανούς καλύμματος στην ηλιακή ακτινοβολία,

« $\alpha$ » είναι ο συντελεστής απορρόφησης της ηλιακής ακτινοβολίας από τον απορροφητήρα,

« $U_L$ » είναι ο συνολικός ισοδύναμος συντελεστής θερμικών απωλειών του συλλέκτη ( $W/m^2 \text{ } ^\circ C$ ),

« $T$ » είναι η μέση θερμοκρασία της επιφάνειας του συλλέκτη ( $^\circ C$ ). Συνήθως λαμβάνεται ίση με το ημίθροισμα της θερμοκρασίας εισόδου « $T_i$ » και εξόδου « $T_o$ » του εργαζόμενου μέσου στο συλλέκτη,

« $T_a$ » είναι η θερμοκρασία ( $^\circ C$ ) του περιβάλλοντος.

Για τον καθορισμό της ενεργειακής συμπεριφοράς τον ηλιακού συλλέκτη χρησιμοποιείται είτε ο στιγμιαίος είτε ο μακροχρόνιος βαθμός απόδοσης, αναλόγως εάν επιχειρείται στιγμιαία ή μακροχρόνια αξιολόγηση της ενεργειακής απολαβής της εγκατάστασης. Στην περίπτωση τον στιγμιαίου βαθμού απόδοσης χρησιμοποιούνται η στιγμιαία ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας και τα αντίστοιχα δεδομένα λειτουργίας. Για τον υπολογισμό του μακροχρόνιου βαθμού απόδοσης, χρησιμοποιούνται οι μέθοδοι των καμπυλών  $f$ ,  $\Phi$  και  $\Phi$ - $f$  (Καλδέλλης, Καββαδίας, 2001).

Αντίστοιχα, ο στιγμιαίος βαθμός απόδοσης του συλλέκτη προσδιορίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$$n = \frac{Q}{A_C \cdot G_T} = F_R \cdot (\tau \cdot \alpha)_n - \frac{[F_R \cdot U_L \cdot (T - T_a)]}{G_T} \quad (3.35)$$

όπου οι παράμετροι « $F_R \cdot (\tau \cdot \alpha)_n$ » και « $F_R \cdot U_L$ », είναι χαρακτηριστικά μεγέθη για κάθε τύπο επίπεδου ηλιακού συλλέκτη και δίνονται κατά κανόνα από τον κατασκευαστή. Οι συντελεστές  $(\tau \cdot \alpha)_n$  με δείκτη ( $n$ ), αναφέρονται σε επίπεδο κάθετο στις ακτίνες του ήλιου. Στις περισσότερες εφαρμογές των ηλιακών συλλεκτών η κλίση τον συλλέκτη επιλέγεται ώστε να «βλέπει» όσο το δυνατόν πιο κάθετα στις ηλιακές ακτίνες. Κατά την επιλογή της κλίσης του συλλέκτη βασικός παράγοντας είναι η προδιαγραφόμενη χρήση του και η περιοχή τοποθέτησης του. Για εφαρμογές θέρμανσης νερού χρήσης με σταθερή παροχή



όλο το χρόνο, προτείνεται γωνία κλίσης ίση περίπου με το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής, ενώ όπως και στα φωτοβολταϊκά συστήματα ο βέλτιστος προσανατολισμός του ηλιακού συλλέκτη, για οποιαδήποτε χρήση, είναι εν γένει ο νότιος έως νοτιοδυτικός (Καλδέλλης, Καββαδίας, 2001).

Πλην του στιγμιαίου βαθμού απόδοσης, σε οικονομοτεχνικούς υπολογισμούς χρησιμοποιείται και ο μακροχρόνιος βαθμός απόδοσης ή αλλιώς ο συντελεστής κάλυψης θερμικού φορτίου, που περιγράφει το ποσοστό της απαιτούμενης θερμότητας εκ μέρους του καταναλωτή που καλύπτεται από το συλλέκτη, σε μια δεδομένη περιοχή, σε ετήσια βάση. Για το μακροχρόνιο βαθμό απόδοσης κατά κανόνα χρησιμοποιούνται οι μηνιαίες τιμές της ηλιακής ενέργειας για την υπό μελέτη περιοχή εγκατάστασης. Όπως αναφέρθηκε η υπολογιστική μέθοδος καμπυλών «f» είναι αυτή που χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση της μακροχρόνιας ενεργειακής απόδοσης ενός συστήματος ηλιακού συλλέκτη και με βάση τη μέθοδο αυτή προσδιορίζεται το ποσοστό κάλυψης «f» του θερμικού φορτίου, μέσω των συντελεστών «X» και «Y»:

$$f = 1,029Y - 0,065X - 0,245Y^2 + 0,0018X^2 + 0,0215Y^3 \quad (3.36)$$

Ο συντελεστής «X» είναι το πηλίκο του ποσού των ενεργειακών απωλειών προς το συνολικό θερμικό φορτίο του μήνα και υπολογίζεται από την εξίσωση:

$$X = F_R U_L \cdot \frac{F'_R}{F_R} \cdot (\theta_{ref} - \theta_a) \cdot \Delta t \cdot (A_c/L) \cdot K_2 \cdot K_3 \quad (3.37)$$

Αντίστοιχα ο συντελεστής «Y» είναι το πηλίκο της ενέργειας που μπορεί να αξιοποιήσει ο ηλιακός συλλέκτης προς το συνολικό θερμικό φορτίο του μήνα «L» και υπολογίζεται από τη εξίσωση:

$$Y = F_R (\tau\alpha)_n \cdot \frac{F'_R}{F_R} \cdot (\tau'\alpha) / (\tau\alpha)_n \cdot H_T \cdot (A_c/L) \cdot K_4 \quad (3.38)$$

όπου:

« $F'_R/F_R$ » διορθωτικός συντελεστής συλλέκτη-εναλλάκτη, σε περίπτωση που παρεμβάλλεται εναλλάκτης θερμότητας όπως σε κλειστό κύκλωμα ηλιακού συλλέκτη,

« $F_R U_L$ » χαρακτηριστικό μέγεθος του συλλέκτη, που δίνεται από τον κατασκευαστή, βάσει της στιγμιαίας απόδοσης του συλλέκτη ( $W/m^2 \cdot ^\circ C$ ), και αντιπροσωπεύει το σύνολο των θερμικών απωλειών προς το περιβάλλον,

« $F_R (\tau\alpha)_n$ » χαρακτηριστικό μέγεθος του συλλέκτη, που δίνεται επίσης από τον κατασκευαστή, και αφορά την ικανότητα εκμετάλλευσης της προσπίπτουσας ηλιακής ενέργειας από τη συλλεκτική επιφάνεια,

« $\theta_{ref}$ » η θερμοκρασία αναφοράς και λαμβάνεται ίση με  $100^\circ C$ ,

« $\theta_a$ » η μέση μηνιαία ημερήσια θερμοκρασία για τον εκάστοτε μήνα, σε  $^\circ C$ ,

« $\Delta t$ » η χρονική περίοδος ενός μήνα εκφρασμένη σε sec,

«L» το μέσο μηνιαίο θερμικό φορτίο για θέρμανση χώρων και παροχή ζεστού νερού, σε Joule

Πιο συγκεκριμένα, το απαιτούμενο φορτίο για παροχή ζεστού νερού « $L_w$ » ενός δεδομένου μήνα υπολογίζεται από τη σχέση:  $L_w = N \cdot V_w \cdot \rho \cdot C_p \cdot (\theta_w - \theta_m)$  (3.39)

όπου « $V_w$ » η μέση ημερήσια κατανάλωση ζεστού νερού (lt/ημέρα), « $\rho$ » η πυκνότητα του νερού (kg/lt), « $C_p$ » η ειδική θερμοχωρητικότητα του νερού, « $\theta_w$ » η επιθυμητή θερμοκρασία

ζεστού νερού, « $\theta_m$ » η μέση θερμοκρασία προσαγωγής του νερού από το δίκτυο (κρύο νερό).

« $H_T$ » η μέση μηνιαία ακτινοβολία που προσπίπτει στη επιφάνεια ενός συλλέκτη, σε  $J/m^2 \cdot mo$

« $(\tau')/(\tau)_n$ » διορθωτικός συντελεστής που λαμβάνει υπόψη του την κλίση τοποθέτησης του συλλέκτη. Ο συντελεστής αυτός χρησιμοποιείται γιατί η ηλιακή ακτινοβολία δεν προσπίπτει πάντα κάθετα στην επιφάνεια του συλλέκτη, με αποτέλεσμα η έντασή της πάνω στην απορροφητική επιφάνεια να είναι μικρότερη,

« $K_2$ » διορθωτικός συντελεστής χωρητικότητας της δεξαμενής:  $K_2 = (75/M)^{0,25}$ , όπου « $M$ » ο αναγμένος όγκος της δεξαμενής ανά τετραγωνικό μέτρο συλλεκτικής επιφάνειας ( $lt/m^2$ ),

« $K_3$ » διορθωτικός συντελεστής ζεστού νερού:  $K_3 = \frac{11,6+1,18\theta_w+3,86\theta_m-2,32\theta_a}{100-\theta_a}$ ,

« $K_4$ » διορθωτικός συντελεστής για τον εναλλάκτη θερμότητας φορτίου-εργαζόμενου μέσου εναλλάκτη:  $K_4 = 0,39 + 0,65 \exp \left[ -\frac{0,139}{\varepsilon_L \cdot C_{min}/(U_L \cdot A_C)_b} \right]$ , όπου « $\varepsilon_L$ » ο βαθμός εκμετάλλευσης του εναλλάκτη, « $C_{min}$ » η μικρότερη θερμική παροχή μεταξύ εργαζόμενου μέσου στο συλλέκτη και του νερού του κυκλώματος θέρμανσης-σύστημα σεξαμενής σε  $W/m^2 \cdot ^\circ C$  και « $(U_L A_C)_b$ » το γινόμενο του συντελεστή μετάδοσης θερμότητας και της περιβάλλουσας επιφάνειας του συλλέκτη σε  $W/^\circ C$ .

Βάσει των ανωτέρω, το ποσοστό « $f$ », υπολογίζεται για κάθε μήνα του χρόνου, ενώ το μέσο μηνιαίο ωφέλιμο φορτίο « $Q_{\omega\phi-mo}$ » που καλύπτει ο ηλιακός συλλέκτης δίνεται από τη σχέση:  $Q_{\omega\phi-mo} = L \cdot f$ . Συνεπώς το συνολικό ετήσιο φορτίο που καλύπτει ο συλλέκτης υπολογίζεται από το άθροισμα των επιμέρους μηνιαίων φορτίων βάσει της ακόλουθης σχέσης:  $Q_{\omega\phi} = \sum f_i \cdot L_i$ . Αντίστοιχα ο μέσος ετήσιος συντελεστής κάλυψης της εγκατάστασης « $F$ », δίνεται από το πηλίκο του « $Q_{\omega\phi}$ » προς το συνολικό ετήσιο θερμικό φορτίο της εγκατάστασης « $L$ », δηλαδή:

$$F = \frac{\sum f_i \cdot L_i}{\sum L_i} \quad (3.40)$$

## Κεφάλαιο 4<sup>ο</sup>

Υβριδικά  
Συστήματα  
Παραγωγής  
Ηλεκτρικής  
Ενέργειας

#### 4.1. Γενικά Στοιχεία

Ο στοχαστικός χαρακτήρας πολλών μορφών ΑΠΕ θέτει ορισμένους τεχνικοοικονομικούς και λειτουργικούς περιορισμούς κατά τη χρήση τους για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών. Για παράδειγμα η αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας προϋποθέτει τη χρήση αποθηκευτικών μέσων εξαιτίας των διακυμάνσεων στη διάθεσή της. Το ίδιο ισχύει και για την αιολική ενέργεια. Παρ' όλα αυτά, υπάρχουν άλλες μορφές ΑΠΕ που παρουσιάζουν μεγαλύτερη σταθερότητα και υπάρχει καλύτερη προβλεψιμότητα τους, όπως η γεωθερμία και η βιομάζα. Τα παραπάνω έχουν οδηγήσει στην έρευνα και ανάπτυξη των υβριδικών συστημάτων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Μάλτας, 2007).

Ο όρος «Υβριδικά Συστήματα Ενέργειας», ή πιο απλά «Υβριδικά Συστήματα», αναφέρεται σε συστήματα όπου χρησιμοποιούνται πολλαπλές διατάξεις ενεργειακής μετατροπής, ή περισσότερα του ενός καύσιμα για την ίδια διάταξη, με σκοπό την παραγωγή ενέργειας. Ένα υβριδικό σύστημα μπορεί να περιλαμβάνει μία συμβατική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με μία τουλάχιστον μορφή ανανεώσιμης πηγής ενέργειας, διατάξεις αποθήκευσης, συστήματα εποπτείας και ελέγχου, καθώς και σύστημα διαχείρισης φορτίου. Με αυτήν την έννοια, τα υβριδικά συστήματα αποτελούν μία εναλλακτική επιλογή αντί των συμβατικών συστημάτων, τα οποία τυπικά βασίζονται στην παραγωγή ενέργειας από ορυκτά καύσιμα (Βρεττός, 2010).

Σύμφωνα με το νόμο 3468/2006, ως υβριδικό σύστημα ή αλλιώς υβριδικός σταθμός ορίζεται κάθε σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που:

α. Χρησιμοποιεί μία, τουλάχιστον, μορφή ΑΠΕ.

β. Η συνολική ενέργεια που απορροφά από το δίκτυο, σε ετήσια βάση, δεν υπερβαίνει το 30% της συνολικής ενέργειας που καταναλώνεται για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του σταθμού αυτού. Ως ενέργεια που απορροφά ο υβριδικός σταθμός από το δίκτυο ορίζεται η διαφορά μεταξύ της ενέργειας που μετράται κατά την είσοδό της στο σταθμό και της ενέργειας που αποδίδεται απευθείας στο δίκτυο από τις μονάδες ΑΠΕ του υβριδικού σταθμού. Η διαφορά αυτή υπολογίζεται, για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, σε ωριαία βάση. Αν για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας εφαρμόζεται τεχνολογία διαφορετική από αυτή των φωτοβολταϊκών, μπορεί να χρησιμοποιείται και συμβατική ενέργεια που δεν απορροφάται στο δίκτυο, εφόσον η χρήση της ενέργειας αυτής κρίνεται αναγκαία για την αξιοποίηση της ηλιακής ενέργειας. Η χρησιμοποιούμενη συμβατική ενέργεια δεν μπορεί να υπερβαίνει το 10% της συνολικής ενέργειας που παράγεται, σε ετήσια βάση, από τις μονάδες αξιοποίησης της ηλιακής ενέργειας.

γ. Η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων ΑΠΕ του σταθμού δε μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%.

#### 4.2. Πλεονεκτήματα Υβριδικών Συστημάτων

Τα υβριδικά συστήματα εκμεταλλεύονται τα καλύτερα χαρακτηριστικά της κάθε τεχνολογίας και παρέχουν ενέργεια τέτοιας ποιότητας όπως αυτής του δικτύου, με ένα εύρος από 1 kW μέχρι πολλές εκατοντάδες kW. Έτσι μπορούν να αναπτυχθούν σαν αυτόνομα καινούρια και ανεξάρτητα συστήματα μέσα σε μικρά συστήματα διανομής ενέργειας (mini-grids) και να ενταχθούν σε υπάρχουσες θερμικές μονάδες βασιζόμενες στο πετρέλαιο μετά από τις απαραίτητες επεμβάσεις στο υπάρχον σύστημα.

Παράλληλα, τα υβριδικά συστήματα βρίσκουν εφαρμογή σε περιοχές όπου η σύνδεση με το ηλεκτρικό δίκτυο αλλά και η μεταφορά του καυσίμου θεωρούνται αντιοικονομικές επιλογές (αγροτικές περιοχές, μη διασυνδεδεμένα νησιά). Παρέχουν επίσης την δυνατότητα μελλοντικής σύνδεσης με το δίκτυο στις περιοχές που γίνεται η εγκατάστασή τους. Επιπλέον, λόγω της υψηλής αποδοτικότητας τους και της αξιοπιστίας τους, τέτοιου τύπου συστήματα μπορούν να φανούν χρήσιμα σαν μία αποτελεσματική λύση παροχής ισχύος σε περιπτώσεις διακοπών παροχής ή ακόμη και σε εξειδικευμένους καταναλωτές, όπως οι τηλεπικοινωνιακοί σταθμοί και οι νοσοκομειακές μονάδες.

Τα υβριδικά συστήματα που περιέχουν τεχνολογία με καύσιμο (ντιζελογεννήτριες, κυψέλες καυσίμου, μονάδες παραγωγής ενέργειας από βιομάζα) λειτουργούν με την ελάχιστη δυνατή κατανάλωση, επειδή προβλέπεται παραγωγή ενέργειας από αυτό μόνο σε περιόδους υψηλής ζήτησης φορτίου ή χαμηλού ανανεώσιμου δυναμικού. Το γεγονός αυτό υποδηλώνει τη μειωμένη κατανάλωση καυσίμου σε σχέση με μία αυτόνομη μονάδα συμβατικής τεχνολογίας μόνη της.

Εάν στα προηγούμενα χαρακτηριστικά προστεθούν τα κλασικά πλεονεκτήματα των ΑΠΕ, όπως η ανυπαρξία κινδύνου ενεργειακού εφοδιασμού από τα ορυκτά καύσιμα, η προβλεψιμότητα του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η γρήγορη εγκατάσταση των τεχνολογιών, η ασφαλής λειτουργία των εγκαταστάσεων και η ανταγωνιστικότητα τους, σε οικονομικό, περιβαλλοντικό, κοινωνικό και πολιτικό επίπεδο, σε σχέση με τις συμβατικές μορφές ενέργειας (κυρίως της πυρηνικής και του πετρελαίου), τα υβριδικά συστήματα παραγωγής ενέργειας μπορούν να αποτελέσουν την καλύτερη αποκεντρωμένη λύση.

### **4.3. Τρόποι Λειτουργίας Υβριδικών Συστημάτων**

Τα υβριδικά συστήματα μπορούν να βρουν εφαρμογή σε διάφορες περιπτώσεις οι πιο σημαντικές από τις οποίες αναφέρονται παρακάτω:

#### **4.3.1. Συστήματα Διασυνδεδεμένα στο Κεντρικό Δίκτυο Ηλεκτρικής Ενέργειας**

Τα κεντρικά ηλεκτρικά δίκτυα απαρτίζονται από τα συστήματα παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας. Χαρακτηριστικό των δικτύων αυτών είναι ότι διαρρέονται από εναλλασσόμενο ρεύμα και ότι η τάση και η συχνότητα δεν επηρεάζονται από την παρουσία επιπρόσθετων γεννητριών ή φορτίων, είναι δηλαδή δίκτυα άπειρου ζυγού. Αν ένας υβριδικός σταθμός συνδεθεί σε ένα τέτοιο δίκτυο, τότε γίνεται λόγος για διεσπαρμένη παραγωγή. Δεδομένου ότι το κεντρικό δίκτυο έχει την ευθύνη για τον έλεγχο της τάσης και της συχνότητας, αλλά και για την παραγωγή αέργου ισχύος, ο σχεδιασμός του υβριδικού συστήματος απλοποιείται καθώς δεν απαιτούνται συστήματα ελέγχου. Τα διασυνδεδεμένα με το δίκτυο υβριδικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής μπορεί να εγκαθίστανται είτε αποκλειστικά για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, είτε ως συστήματα υποστήριξης σε περιπτώσεις διακοπής του ηλεκτρικού δικτύου, είτε μπαίνουν σε λειτουργία τις ώρες αιχμής όταν η τιμή της kWh είναι υψηλή (Μάλτας, 2007). Τα συστήματα αυτά περιλαμβάνουν μονάδες ΑΠΕ οι οποίες είτε διασυνδέονται απευθείας στο δίκτυο, είτε αποθηκεύουν την ενέργειά τους σε μέσα αποθήκευσης ώστε αυτή να χρησιμοποιηθεί όταν αυτό κριθεί απαραίτητο. Συνήθως οι παράγοντες που επηρεάζουν την επιλογή αυτή είναι η τιμή της παραγόμενης kWh από την κάθε μορφή ΑΠΕ και το φορτίο που πρέπει να καλυφθεί όταν αυτό κριθεί απαραίτητο. Σε μερικές περιπτώσεις η παρουσία του υβριδικού σταθμού επηρεάζει την ικανότητα του κεντρικού δικτύου να διατηρεί

σταθερή τάση και συχνότητα, οπότε γίνεται λόγος για ασθενές δίκτυο και συνήθως απαιτείται επιπλέον εξοπλισμός και διατάξεις ελέγχου.

#### 4.3.2. Αυτόνομα Υβριδικά Συστήματα

Τα αυτόνομα υβριδικά συστήματα (ΑΥΣ) χρησιμοποιούνται για την ηλεκτροδότηση απομονωμένων ή νησιωτικών περιοχών που δεν είναι συνδεδεμένες με το κεντρικό ηλεκτρικό δίκτυο, οπότε δεν υπάρχει σύστημα μεταφοράς παρά μόνο σύστημα διανομής. Η μετατροπή ενός συμβατικού αυτόνομου σταθμού σε υβριδικό αποσκοπεί κατά κύριο λόγο στην ελάττωση της κατανάλωσης καυσίμου και των ωρών λειτουργίας των συμβατικών γεννητριών. Η σημαντικότερη διαφορά του αυτόνομου σε σχέση με ένα διασυνδεδεμένο υβριδικό σύστημα είναι ότι πρέπει να μπορεί να παρέχει όλη την ενέργεια που ζητείται οποιαδήποτε χρονική στιγμή ή να κάνει αποκοπή φορτίου όταν αυτό δεν είναι εφικτό. Επιπλέον, πρέπει να έχει την ικανότητα ρύθμισης συχνότητας και παραγωγής έργου ισχύος ώστε να ρυθμίζει την τάση του δικτύου. Όταν η ηλεκτρική παραγωγή από τις μονάδες ΑΠΕ του συστήματος ξεπερνά το φορτίο, η περίσσεια ενέργειας πρέπει να αποθηκευτεί ή και να απορριφθεί με κάποιον τρόπο ώστε να μην προκαλέσει αστάθεια στο σύστημα. Τα αυτόνομα δίκτυα δεν έχουν άπειρο ζυγό, οπότε επηρεάζονται έντονα από την σύνδεση επιπρόσθετου φορτίου ή γεννήτριας. Για τους παραπάνω λόγους, τα περισσότερα αυτόνομα συστήματα περιλαμβάνουν διατάξεις αποθήκευσης ενέργειας και συστήματα ελέγχου και διαχείρισης φορτίου (Βρεττός, 2010).

#### 4.3.3. Τροφοδότηση Απομονωμένων Φορτίων ή Φορτίων Ειδικού Σκοπού

Υβριδικά συστήματα χωρίς δίκτυο διανομής μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την τροφοδότηση απομονωμένων φορτίων ή φορτίων ειδικού σκοπού, τα οποία μπορεί να είναι συνεχούς ή εναλλασσόμενου ρεύματος, ή ακόμα και μεταβλητής τάσης και συχνότητας. Παραδείγματα τέτοιων φορτίων αποτελούν οι ηλεκτρικοί φάροι, ο φωτισμός της σήμανσης στους αυτοκινητόδρομους, η άντληση νερού, τα συστήματα αφαλάτωσης καθώς και οι ηλεκτρικοί μύλοι. Μία εφαρμογή ενός τέτοιου συστήματος θα μπορούσε να περιλαμβάνει φωτοβολταϊκά πανέλα σε συνδυασμό με μπαταρίες και ηλεκτρονικά ισχύος. Σε αυτά τα συστήματα ο έλεγχος συχνότητας και τάσης καθώς και η διαχείριση της περίσσειας ισχύος δεν αποτελούν τις κύριες παραμέτρους σχεδίασης. Υπάρχει επίσης η δυνατότητα χρησιμοποίησης και συμβατικής γεννήτριας που λειτουργεί όποτε η παραγωγή ΑΠΕ δεν επαρκεί, αλλά συνήθως δεν λειτουργεί παράλληλα με τις γεννήτριες ΑΠΕ (Βρεττός, 2010).

### 4.4. Εμπειρία Εφαρμογής Υβριδικών Συστημάτων

#### 4.4.1. Νησί Utsira

Το νησί Utsira βρίσκεται 20 km από τις δυτικές ακτές της Νορβηγίας, έχει έκταση 6.2 km<sup>2</sup> και, με βάση την απογραφή του 2008, πληθυσμό 235 κατοίκους. Η περιοχή έχει εξαιρετικές αιολικές συνθήκες και το φορτίο του νησιού είναι μικρό αλλά εμφανίζει σημαντική διακύμανση. Κατά τη διάρκεια του έτους 2006 η αιχμή του φορτίου ήταν 900 kW και η συνολική ζήτηση ενέργειας 3,5 GWh.

Κατά τη διάρκεια των ετών 2003 και 2004 κατασκευάστηκε στο συγκεκριμένο νησί το πρώτο παγκοσμίως υβριδικό σύστημα αιολικής ισχύος και υδρογόνου πλήρους κλίμακας, σύστημα το οποίο αποτέλεσε αρχικώς ένα έργο έρευνας και ανάπτυξης. Ο βασικός στόχος

του είναι να εξετάσει εάν η αιολική ισχύς σε συνδυασμό με το υδρογόνο μπορούν να αποτελέσουν μία αξιόπιστη ενεργειακή λύση για απομακρυσμένες περιοχές. Η επιλογή του νησιού έγινε λόγω του υψηλού αιολικού του δυναμικού (η μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου υπερβαίνει τα 10 m/s) και της διασύνδεσης με την ενδοχώρα μέσω ενός υποθαλάσσιου καλωδίου 1 MW, στοιχείο που εξασφαλίζει εφεδρεία.

Για τη διασφάλιση της αυτονομίας απαιτείται ένα σύστημα αποθήκευσης ενέργειας, το οποίο στο συγκεκριμένο σύστημα στηρίζεται στη χρήση του υδρογόνου. Η περίσσεια αιολικής ισχύς χρησιμοποιείται για την παραγωγή υδρογόνου με τη βοήθεια ηλεκτρολύτη το οποίο και αποθηκεύεται. Όταν η αιολική παραγωγή δε μπορεί να καλύψει τη ζήτηση το υδρογόνο χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με τη χρήση μίας γεννήτριας καύσης υδρογόνου καθώς και μίας κυψέλης καυσίμου. Επίσης, χρησιμοποιούνται μπαταρίες και ένας σφόνδυλος ως επιπλέον μέσα αποθήκευσης. Τα στοιχεία του υβριδικού συστήματος του νησιού φαίνονται στον πίνακα 4.1.

**Πίνακας 4.1:** Τα στοιχεία του υβριδικού συστήματος του νησιού Utsira. (Πηγή: Βρεττός, 2010)

Στοιχεία Συστήματος	Χαρακτηριστικά Μεγέθη
2 Ανεμογεννήτριες	600 kW
Συστοιχία μπαταριών	35 kWh
1 Σφόνδυλος	5 kWh, 200 kW <sub>max</sub>
1 Σύγχρονη Μηχανή	100 kVA
1 Ηλεκτρολύτης	10 Nm <sup>3</sup> /h - 48 kW
1 Συμπιεστής	11 Nm <sup>3</sup> /h - 5,5 kW
1 Μονάδα Αποθήκευσης Υδρογόνου	12 m <sup>3</sup> υπό πίεση 200 bar → 2400 Nm <sup>3</sup>
1 Μηχανή Εσωτερικής Καύσης Υδρογόνου	55 kW
1 Κυψέλη Καυσίμου	10kW

Μέχρι το έτος 2008 στο έργο επίδειξης του νησιού συμμετείχαν δέκα κατοικίες με συνολική αιχμή περίπου 50 kW και ετήσια κατανάλωση ενέργειας περίπου 200 MWh/έτος. Το υβριδικό σύστημα σχεδιάστηκε για να μπορεί να καλύπτει πλήρως τις ανάγκες αυτών των κατοικιών, ενώ περίσσεια ενέργειας που δεν μπορεί να αξιοποιηθεί ούτε από το σύστημα αποθήκευσης πωλείται στην αγορά. Μάλιστα, η παραγόμενη ισχύς από τη μία εκ των δύο ανεμογεννητριών προορίζεται μόνο για πώληση και όχι για χρήση από το υβριδικό σύστημα.

Τα πιο σημαντικά επιτεύγματα κατά το πρώτο έτος της λειτουργίας ήταν:

- Πάνω από έξι μήνες σε αυτόνομη λειτουργία.
- Διαθεσιμότητα κοντά στο 100% .
- Πολύ καλή λειτουργικότητα.
- Πολύ καλή ποιότητα ισχύος, ευχαριστημένοι οι κάτοικοι της κοινότητας.
- Κανένα ατύχημα.
- Συνεισφορά στις τοπικές δραστηριότητες και στον τουρισμό.

Η μεγαλύτερη καινοτομία αυτού του έργου είναι ο τρόπος που όλα τα επιμέρους στοιχεία του συνεργάζονται μεταξύ τους εξασφαλίζοντας εύρυθμη λειτουργία. Οι μεγαλύτερες προκλήσεις ήταν ο μεγάλος αριθμός διατάξεων του συστήματος, ο έλεγχος του μικροδικτύου όταν η μεγάλη αιολική παραγωγή συμπίπτει με χαμηλή ζήτηση και η παράλληλη λειτουργία

της κυψέλης καυσίμου και της μηχανής εσωτερικής καύσης υδρογόνου. Οι αποκλίσεις τάσης και συχνότητας ήταν αναπόφευκτες τουλάχιστον στην αρχή της λειτουργίας του συστήματος. Το έργο στο Utsira έδειξε ότι σε ανάλογα εγχειρήματα πρέπει να ληφθούν υπόψη προβλήματα αρμονικών και συντονισμού που μπορεί να οφείλονται στην παροχή ισχύος από την κυψέλη καυσίμου (Βρεττός, 2010).

#### 4.4.2. Νησί King

Το νησί King είναι ένα από τα κατοικημένα νησιά που βρίσκονται στον πορθμό Bass μεταξύ Αυστραλίας και Τασμανίας. Έχει έκταση 1098 km<sup>2</sup> και πληθυσμό 1.723 κατοίκους, σύμφωνα με την απογραφή του Ιουνίου του 2007. Το φορτίο του νησιού είναι σχετικά μεγάλο με ελάχιστη τιμή 1,2 MW και τιμή αιχμής 3,3 MW, η οποία παρατηρείται κατά τους κρύους χειμερινούς μήνες.

Το νησί δεν είναι διασυνδεδεμένο ούτε με την Αυστραλία ούτε με την Τασμανία και μέχρι πρόσφατα η ηλεκτρική ισχύς παραγόταν στο νησί αποκλειστικά από ντιζελογεννήτριες. Ωστόσο, σήμερα η αιολική ισχύς συνεισφέρει ένα σημαντικό ποσοστό της ετήσιας ζήτησης ενέργειας. Η αιολική ισχύς εμφανίζεται ανταγωνιστική οικονομικά και αναδεικνύεται σε σημαντική πηγή ενέργειας του νησιού λόγω του εξαιρετικού αιολικού δυναμικού (μέση ετήσια ταχύτητα του ανέμου στο ύψος της πλήμνης 9,2 m/s). Ο υβριδικός σταθμός παραγωγής ενέργειας στο King ξεκίνησε να κατασκευάζεται το 1998 με σκοπό τη συνέργεια ανεμογεννητριών, φωτοβολταϊκών συστημάτων, γεννητριών diesel και συσσωρευτών. Σήμερα ο σταθμός διαθέτει τα στοιχεία, όπως φαίνονται στον παρακάτω πίνακα.

**Πίνακας 4.2:** Τα στοιχεία του υβριδικού συστήματος του νησιού King. (Πηγή: Βρεττός, 2010)

Στοιχεία Συστήματος	Χαρακτηριστικά Μεγέθη
5 Ανεμογεννήτριες	3x250 kW, 2x850 kW
6 Φ/Β συστήματα	100 kW σύνολο
4 Ντιζελογεννήτριες	3x1.600 kW, 1x1.200 kW
Συστοιχία μπαταριών VRB	800 kWh
Σύστημα ελέγχου συχνότητας με ωμικό φορτίο	Τρεις αντιστάτες ονομαστικής ισχύος 500 kW ο καθένας

Η διεύθυνση αιολικής ενέργειας μετά το 1998 (μέχρι τότε ήταν εγκατεστημένες 3 ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος 250 kW έκαστη) και πριν το 2003, όπου και προστέθηκαν άλλες 2 ανεμογεννήτριες ονομαστικής ισχύος 850 kW έκαστη, έφτασε το 13% και αυτό είχε ως αποτέλεσμα 16% λιγότερη ετήσια κατανάλωση καυσίμου, κάτι που μεταφράζεται σε μείωση της κατανάλωσης καυσίμου κατά 590 λίτρα ετησίως. Επιπλέον, κατά το έτος 1999 μετρήθηκε ότι οι ολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου ελαττώθηκαν κατά 2.000 τόνους ετησίως.

Μετά το 2003, με την επέκταση του αιολικού πάρκου και την ενσωμάτωση του συστήματος αποθήκευσης ενέργειας VRB (Vanadium Redox Battery), παρατηρήθηκε αύξηση της μέσης διεύθυνσης ΑΠΕ, η οποία το 2005 έφτασε το 33%. Επιπλέον, το σύστημα αποθήκευσης εξομάλυνε την τάση εξόδου του αιολικού πάρκου αποθηκεύοντας την περίσσεια ενέργειας και παρέχοντας την στο σύστημα όταν αυτή χρειαζόταν. Κατ' αυτόν τον τρόπο, παρέχεται εγγυημένη ισχύς που προέρχεται από αιολική παραγωγή δηλαδή όταν παρατηρηθεί μείωση της αιολικής ισχύος, αντί να ξεκινήσει η δεύτερη ντιζελογεννήτρια δίνεται σήμα στη μονάδα αποθήκευσης να παρέχει στο σύστημα την



υπολειπόμενη ενέργεια. Ο αντιστροφέας του συστήματος αποθήκευσης έχει δυνατότητα ρύθμισης τάσης και συχνότητας και επιτρέπει τη βέλτιστη λειτουργία του υβριδικού συστήματος.

Το σύστημα ελέγχου που εγκαταστάθηκε το 2008 περιλαμβάνει ένα ωμικό φορτίο μεγάλης τιμής το οποίο μπορεί να μεταβάλλεται γρήγορα ώστε να απορροφά την περίσσεια αιολικής ισχύος, η οποία σε διαφορετική περίπτωση θα απορριπτόταν επιβραδύνοντας τις ανεμογεννήτριες. Έτσι, δε μειώνεται η παραγωγή των ανεμογεννητριών και η περίσσεια ισχύος μετατρέπεται στην ουσία σε στρεφόμενη εφεδρεία, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί συμπληρωματικά προς την συμβατική παραγωγή. Με αυτόν τον τρόπο, το ωμικό φορτίο διατηρεί ισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης και συμβάλει στη διατήρηση σταθερής συχνότητας στο μικροδίκτυο. Ακόμα, το σύστημα ελέγχου θα επιτρέπει τη φόρτιση των ντιζελογεννητριών στο τεχνικό τους ελάχιστο όποτε το φορτίο του νησιού είναι μικρότερο από το συνδυασμό αιολικής και ηλιακής παραγωγής, συμβάλλοντας στην περαιτέρω μείωση της κατανάλωσης καυσίμου και των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Εκτιμάται ότι η λειτουργία του συστήματος ελέγχου θα αυξήσει τη διείσδυση ΑΠΕ σε ποσοστό 45% (Βρεττός, 2010).

#### 4.4.3. Κοινότητα Wales στην Αλάσκα

Η κοινότητα Wales των 160 κατοίκων περίπου βρίσκεται στο δυτικότερο άκρο της χερσονήσου Seward στην Αλάσκα, περίπου 180 μίλια νοτιοδυτικά από το Kotzebue, και βρέχεται από το Βερίγγειο Πορθμό. Το μέσο ηλεκτρικό φορτίο της κοινότητας είναι περίπου 70 kW, το φορτίο αιχμής περίπου 140 kW, ενώ επιπλέον υπάρχουν σημαντικά θερμικά φορτία για θέρμανση κτιρίων και νερού.

Το 1995 η Αρχή Ενέργειας της Αλάσκα, ο ηλεκτρικός οργανισμός του Kotzebue, ο ηλεκτρικός συνεταιρισμός των κοινοτήτων της Αλάσκα και το Εθνικό Εργαστήριο ΑΠΕ (NREL) συνεργάστηκαν με σκοπό τη δημιουργία ενός υβριδικού συστήματος που συνδυάζει ντιζελογεννήτριες και ανεμογεννήτριες στην κοινότητα. Διάφορα εμπόδια αντιμετωπίστηκαν κατά τα έτη 1996 – 1999 καθυστερώντας την εγκατάσταση του συστήματος αρκετά χρόνια. Η δοκιμαστική λειτουργία του συστήματος ελέγχου ολοκληρώθηκε την άνοιξη του 2000 στο Εθνικό Κέντρο Αιολικής Τεχνολογίας (NWTC) του NREL. Οι ανεμογεννήτριες, οι πίνακες ελέγχου και ο βοηθητικός εξοπλισμός εγκαταστάθηκαν το καλοκαίρι του 2000. Το υβριδικό σύστημα ξεκίνησε τη μερική λειτουργία του τον Οκτώβριο του 2000, ωστόσο η επιτυχής επίδειξη όλων των καταστάσεων λειτουργίας πραγματοποιήθηκε το φθινόπωρο του 2001.

Το υβριδικό σύστημα, που ξεκίνησε πλήρως την λειτουργία του το Μάρτιο του 2002, συνδυάζει συμβατική παραγωγή, ανεμογεννήτριες, αποθήκευση ενέργειας, μετατροπείς ισχύος καθώς και διάφορες διατάξεις ελέγχου. Τα στοιχεία του συστήματος στον πίνακα 4.3. Ο βασικός στόχος του συστήματος ήταν η ικανοποίηση της ζήτησης της κοινότητας διατηρώντας υψηλή ποιότητα ισχύος και παράλληλα η ελαχιστοποίηση της κατανάλωσης καυσίμου και του χρόνου λειτουργίας των μονάδων diesel. Επιπλέον, το σύστημα διοχετεύει την περίσσεια αιολικής ισχύος σε διάφορα θερμικά φορτία της κοινότητας εξοικονομώντας με αυτόν τον τρόπο καύσιμα θέρμανσης.

**Πίνακας 4.3:** Τα στοιχεία του υβριδικού συστήματος της κοινότητας Wales. (Πηγή: Βρεττός, 2010)

Στοιχεία Συστήματος	Χαρακτηριστικά Μεγέθη
2 Ανεμογεννήτριες	65 kW
3 Ντιζελογεννήτριες	2x168 kW, 1x75 kW
1 Ελεγκτής Τοπικού Ελεγχόμενου Φορτίου	89 kW
1 Ελεγκτής Απομακρυσμένου Ελεγχόμενου Φορτίου	144 kW
1 Περιστροφικός Μετατροπέας	156 kVA
Συστοιχία μπαταριών	1.2 VDC 130 Ah 31.2 kWh
1 Βοηθητικός Φορτιστής Μπαταριών	30 A 300 VDC

Δυστυχώς, υπάρχουν περιορισμένα δεδομένα από τη συμπεριφορά του συστήματος σε όλες τις δυνατές καταστάσεις λειτουργίας. Ωστόσο, τον Αύγουστο του 2002 πραγματοποιήθηκε μία περίοδος δοκιμών διάρκειας 18 ημερών σύμφωνα με την οποία το σύστημα λειτούργησε με σβηστές τις ντιζελογεννήτριες για το 20% του χρόνου. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό αν αναλογιστεί κανείς ότι ο Αύγουστος είναι ένας από τους μήνες με την μικρότερη μέση ταχύτητα ανέμου στο Wales. Κατά τη διάρκεια της περιόδου δοκιμών οι ανεμογεννήτριες κάλυψαν το 41% της ζήτησης, ενώ το υπόλοιπο φορτίο καλύφθηκε από τη συμβατική παραγωγή. Παράλληλα, οι ανεμογεννήτριες παρείχαν 10.000 kWh ηλεκτρικής ενέργειας στα θερμικά φορτία του συστήματος εξοικονομώντας κατ' εκτίμηση 450 λίτρα καυσίμου θέρμανσης. Τα αποτελέσματα από την περίοδο δοκιμών διαφέρουν αρκετά από τα αποτελέσματα των αρχικών προσομοιώσεων. Σύμφωνα με τα τελευταία, η μέση διεύθυνση της αιολικής ισχύος θα ήταν περίπου 70%, η μείωση της κατανάλωσης καυσίμου θα ήταν 45% και ο χρόνος λειτουργίας των μονάδων diesel θα μειωνόταν κατά 25%. Επιπλέον, στο διάστημα δοκιμών, ο συντελεστής χρησιμοποίησης των δύο ανεμογεννητριών ήταν 0,382 και 0,377 (Βρεττός, 2010).

#### 4.4.4. Νησί Samsø

Το νησί Samsø βρίσκεται στον κόλπο Kattegat στη Βόρεια Θάλασσα, δεκαπέντε χιλιόμετρα από τη χερσόνησο της Γιουτλάνδης και ανήκει στη Δανία. Ο πληθυσμός του νησιού το έτος 2009 ανέρχεται σε 4.300 κατοίκους περίπου, η έκταση του είναι 114 km<sup>2</sup>, ενώ ετήσια κατανάλωση ενέργειας το 1997 ανερχόταν σε 29.000 MWh.

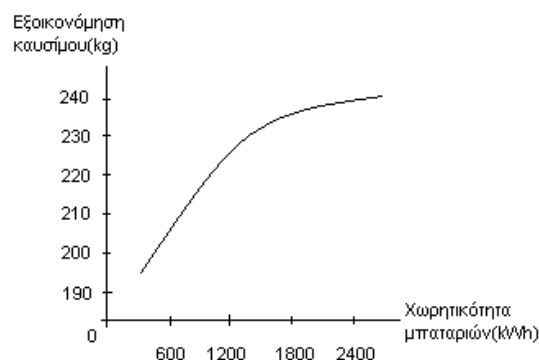
Το 1997 το Samsø κέρδισε το διαγωνισμό του υπουργείου ενέργειας της Δανίας για τη δημιουργία ενός ενεργειακά αυτόνομου και «πράσινου» νησιού. Ο στόχος του προγράμματος ήταν να επιτευχθεί κάλυψη του 100% των ενεργειακών αναγκών του νησιού από ΑΠΕ μέσα σε μία δεκαετία, γεγονός που αποτελεί παγκόσμια καινοτομία καθώς δεν έχει προηγηθεί ανάλογο έργο στο παρελθόν. Για την επίτευξη αυτού του φιλόδοξου στόχου οι ενέργειες που έπρεπε να γίνουν δεν αφορούσαν μόνο τον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά γενικότερα το ενεργειακό προφίλ του νησιού. Εξοικονόμηση ενέργειας και αύξηση του βαθμού απόδοσης στο ηλεκτρικό σύστημα, το σύστημα θέρμανσης και τον τομέα των μεταφορών, επέκταση του δικτύου τηλεθέρμανσης (district heating) σε συνδυασμό με τη χρησιμοποίηση των τοπικών αποθεμάτων βιομάζας, επέκταση των αυτόνομων συστημάτων θέρμανσης με χρήση αντλιών θερμότητας, ηλιακών συλλεκτών,

εγκαταστάσεων βιομάζας και κατασκευή onshore και offshore αιολικών πάρκων ήταν κάποιες από τις ενέργειες που έπρεπε να γίνουν.

Το Samsø είναι διασυνδεδεμένο με τη χερσόνησο της Γιουτλάνδης μέσω υποθαλάσσιου καλωδίου. Για να εξασφαλίζεται η ενεργειακή αυτονομία του νησιού ήταν απαραίτητη εγκατεστημένη ισχύς αιολικών μεγέθους 11 MW. Οι έντεκα Α/Γ ισχύος 1 MW έκαστη τοποθετήθηκαν σε τρεις ομάδες και το ύψος της πλήμνης τους είναι 77 μέτρα. Ο μόνος κατασκευαστής που παρήγαγε ανεμογεννήτριες αυτής της ισχύος και με τέτοιο ύψος πλήμνης ήταν η εταιρία Bonus. Η πρώτη ανεμογεννήτρια εγκαταστάθηκε το 2000, ενώ το συνολικό κόστος επένδυσης ανήλθε σε 8.8 εκατ. ευρώ. Επιπλέον, για την αποζημίωση των εκπομπών CO<sub>2</sub> του τομέα των μεταφορών εγκαταστάθηκαν δέκα offshore Α/Γ ισχύος 2,3 MW έκαστη στα νότια του νησιού με συνολικό κόστος επένδυσης 33.3 εκατ. ευρώ.. Συνολικά, το πρόγραμμα μετατροπής του Samsø σε πράσινο νησί πρέπει να θεωρηθεί σχεδόν απόλυτα επιτυχές, καθώς ικανοποίησε τους περισσότερους από τους στόχους που είχαν τεθεί. Ο πρωταρχικός στόχος της 100% ενεργειακής αυτονομίας με τη χρήση ΑΠΕ επιτεύχθηκε σε οχτώ χρόνια, δηλαδή δύο χρόνια νωρίτερα από το προγραμματισμένο. Επίτευγμα επίσης αποτελεί η κατασκευή τριών νέων εγκαταστάσεων district heating καθώς και δέκα offshore και έντεκα onshore ανεμογεννητριών. Αντίθετα, στον τομέα των μεταφορών και στο στόχο για αλλαγές στις καταναλωτική συμπεριφορά της τοπικής κοινωνίας, το πρόγραμμα σημείωσε λιγότερη επιτυχία (Βρεττός, 2010).

#### 4.4.5. Ελλάδα

Από τα πρώτα υβριδικά μοντέλα Α/Γ-Ντιζελογεννήτριες-μπαταρίες που δημιουργήθηκαν στην Ελλάδα ήταν στο νησί της Κύθνου, ένα νησί με υψηλό κόστος παραγωγής ενέργειας από ντιζελογεννήτριες και ικανοποιητικό αιολικό δυναμικό. Πρόκειται για ένα σύστημα με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 1,7 MW. Οι ντιζελογεννήτριες ποικίλουν από 100-550 kW. Υπάρχουν 5 Α/Γ από 20 kW (σύνολο 100 kW). Τα επίπεδα της μπαταρίας κυμαίνονται από 600-2.400 kWh. Τα αποτελέσματα της εξοικονόμησης καυσίμου φαίνονται στο σχήμα 4.1. Μετά τις 1.800 kWh υπάρχει μία ασήμαντο βελτίωση ενώ μέχρι τις 1.200 kWh είναι περίπου γραμμική.



**Σχήμα 4.1:** Διάγραμμα εξοικονόμησης καυσίμου συναρτήσεως της χωρητικότητας των μπαταριών. (Πηγή: Σαραφιανός, Σειραγάκης, 2009)

Στην Ελλάδα τα υβριδικά συστήματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούνται κυρίως σε αυτόνομες περιοχές (αυτόνομο υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, ΑΥΣΗ). Σημαντικές εφαρμογές ΑΥΣΗ συναντώνται κυρίως στις μονές του Αγίου Όρους όπου η απομονωμένη θέση της χερσονήσου καθιστά ασύμφορη τη

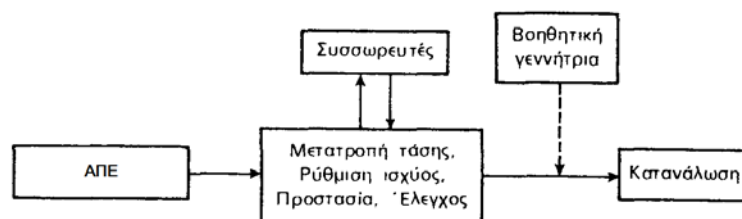
σύνδεση των μονών με το δίκτυο. Ορισμένες από τις μονές αυτές έχουν επαρκή τροφοδοσία και έχουν εγκατασταθεί μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί. Ιδιαίτερης σημασίας είναι το ΑΥΣΗ. της Ιεράς Μονής Σίμωνος Πέτρας, όπου έχει εγκατασταθεί ΑΥΣΗ αποτελούμενο από μικρό υδροηλεκτρικό σταθμό, φωτοβολταϊκά και ντιζελογεννήτρια πετρελαίου. Πριν την εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού σταθμού η ντιζελογεννήτρια κάλυπτε περίπου το 40% των ετήσιων αναγκών της μονής σε ενέργεια και το 71% των αντίστοιχων αναγκών κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού, ενώ με την εγκατάσταση του φωτοβολταϊκού σταθμού τα αντίστοιχα ποσοστά έπεσαν στο 5,5% και 9% αντίστοιχα.

Τα τελευταία δύο έτη εγκαταστάθηκαν περίπου 160 αυτόνομα υβριδικά συστήματα φωτοβολταϊκών σε απομονωμένους σταθμούς βάσης εταιριών κινητής τηλεφωνίας με συνολική ισχύ φωτοβολταϊκών 1,2 MW, ενώ απομένουν προς εγκατάσταση 80 παρόμοια συστήματα με ισχύ περίπου 1 MW. Οι σταθμοί λειτουργούν με γεννήτριες και βρίσκονται σε απομακρυσμένες επαρχιακές και αγροτικές περιοχές της χώρας. Βασικός στόχος της συγκεκριμένης ενάργειας ήταν η αξιοσημείωτη μείωση του χρόνου λειτουργίας της γεννήτριας, με αποτέλεσμα να επιτυγχάνεται σημαντική εξοικονόμηση καυσίμου (με αντίστοιχο περιβαλλοντικό όφελος), δεδομένου ότι αντικαθίσταται η καύση diesel από φωτοβολταϊκή ενέργεια. Παράλληλα, υπάρχει μεγαλύτερη ευελιξία και αξιοπιστία στην παροχή ενάργειας στους τηλεπικοινωνιακούς σταθμούς με αυξημένη αυτονομία λόγω της μεγάλης μείωσης στην κατανάλωση καυσίμου (Σαραφιανός, Σειραγάκης, 2009).

## 4.5. Περιγραφή Αυτόνομων Υβριδικών Συστημάτων

### 4.5.1. Γενικά Χαρακτηριστικά

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε αυτόνομους σταθμούς, μπορεί να στηρίζεται στη συνεργασία ηλεκτρικών πηγών διαφόρου είδους, όπου μια πηγή να δρα συμπληρωματικά προς την άλλη, ώστε να μειώνεται το συνολικό κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας του συστήματος. Ένα απλοποιημένο διάγραμμα ενός τέτοιου αυτόνομου συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας φαίνεται στο σχήμα 4.2, ενώ λεπτομερέστερα διαγράμματα θα παρουσιαστούν στη συνέχεια της εργασίας.



Σχήμα 4.2: Γενικό διάγραμμα αυτόνομου υβριδικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το βασικό συστατικό ενός αυτόνομου υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής είναι οι διάφορες τεχνολογίες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που μπορούν να συνεργαστούν με σκοπό την εξυπηρέτηση των καταναλωτικών αναγκών του συστήματος με αξιόπιστο και οικονομικό τρόπο. Τέτοιες ενεργειακές πηγές μπορούν να αποτελέσουν τα φωτοβολταϊκά, οι ανεμογεννήτριες, τα θερμικά ηλιακά, οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί, ή και ακόμα οι κυψέλες καυσίμου. Ταυτόχρονα, σε ένα αυτόνομο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής κρίνεται απαραίτητη η παρουσία συστοιχιών μπαταρίας οι οποίες δρουν επικουρικά για να καλύψουν τις ταχείες μεταβολές τόσο του φορτίου, όσο και της παραγωγής. Τα τελευταία χρόνια σημαντικό ρόλο στην αποθήκευση ενέργειας έχουν παίξει οι μονάδες ηλεκτρόλυσης

που αποθηκεύουν την περίσσεια ισχύος σε υδρογόνο. Συνήθως, όπως δείχνει και το σχήμα 4.2, το σύστημα μπορεί να περιλαμβάνει επίσης, ανάλογα με το είδος της κατανάλωσης και τον βαθμό αξιοπιστίας, βοηθητικές γεννήτριες, όπως ντιζελογεννήτριες, για την αντιμετώπιση εκτάκτων περιστάσεων (συντήρηση ή βλάβη συστήματος, μειωμένο ανανεώσιμο δυναμικό, τροφοδότηση έκτακτων φορτίων, κ.α.) σε περιπτώσεις που οι συσσωρευτές είναι αδύνατο να ανταποκριθούν. Τέλος, η αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος και η αύξηση της απόδοσής του απαιτούν διατάξεις για τη ρύθμιση και μετατροπή της τάσης, ή άλλες διατάξεις προστασίας και ελέγχου.

Τα διάφορα χαρακτηριστικά, οι σημαντικότερες τεχνολογίες, οι μεθοδολογίες υπολογισμού της ενεργειακής παραγωγής, όπως και των μεγεθών που την επηρεάζουν, των ανανεώσιμων ενεργειακών πηγών που χρησιμοποιούνται περισσότερο στο σχεδιασμό των υβριδικών συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής έχουν παρουσιαστεί στο προηγούμενο κεφάλαιο. Αμέσως παρακάτω αναλύονται τα υπόλοιπα μέρη που μπορούν να απαρτίζουν ένα υβριδικό σύστημα παραγωγής ενέργειας.

#### 4.5.2. Συσσωρευτές

##### 4.5.2.1. Εισαγωγικά

Όπως ήδη έχει αναφερθεί, η στοχαστικότητα του ανανεώσιμου δυναμικού (ηλιακή ακτινοβολία, ταχύτητα αέρα) επιβάλλουν την ύπαρξη αποθηκευτικών μέσων προκειμένου ένα υβριδικό σύστημα παραγωγής να είναι αξιόπιστο. Τα υβριδικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής που είναι συνδεδεμένα με κεντρικά ηλεκτρικά δίκτυα διανομής, αντλούν από αυτά την απαιτούμενη συμπληρωματική ηλεκτρική ενέργεια. Επίσης διοχετεύουν προς τα δίκτυα την ενδεχόμενη περίσσεια της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, όταν υπερβαίνει την κατανάλωση του συστήματος. Όμως, τα απομονωμένα αυτόνομα συστήματα δεν έχουν αυτή τη δυνατότητα ενεργειακής ανταλλαγής. Επομένως, χρειάζεται να αποθηκεύουν μια ποσότητα από την περίσσεια της ηλεκτρικής τους παραγωγής, ώστε να χρησιμοποιηθεί όταν η ζήτηση είναι μεγαλύτερη από την παραγωγή της/ων ενεργειακής/ών πηγής/ών. Ταυτόχρονα, η απαλλαγή του συστήματος από την περίσσεια της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, πέρα από τη ζήτηση της κατανάλωσης και τη δυνατότητα της αποθήκευσης, αναγκαστικά αντιμετωπίζεται με τη διοχέτευσή της στη γη ή σε ηλεκτρικές αντιστάσεις.

Η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που πρέπει να προνοείται να αποθηκεύεται, εξαρτάται από τις τοπικές συνθήκες και απαιτήσεις, και κυρίως το μέγιστο πλήθος των πιθανών συνεχών ημερών συνεφιάς ή/και των διαστημάτων νηνεμίας, τις αιχμές της κατανάλωσης και τον βαθμό αξιοπιστίας που θα πρέπει να παρουσιάζει το σύστημα, σε συνδυασμό με την ύπαρξη ή όχι βοηθητικών ενεργειακών πηγών. Συνήθως, από τα αυτόνομα συστήματα ζητείται να εξασφαλίζουν μια αυτοδυναμία τουλάχιστον 3 ως 10 ημερών περίπου.

Σε ειδικές περιπτώσεις, η φωτοβολταϊκή ενέργεια μπορεί, με νέα μετατροπή, να αποθηκευθεί σε μη ηλεκτρική μορφή. Μπορεί να κινήσει ηλεκτρικές αντλίες που μεταφέρουν νερό σε υπερυψωμένες δεξαμενές, από όπου στη συνέχεια, με την πτώση του νερού παράγεται πάλι ηλεκτρική ενέργεια με τη βοήθεια μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών (αντλιοσταμείωση). Επίσης μπορεί να ηλεκτρολύσει νερό και να παράγει υδρογόνο, το οποίο αποθηκεύεται σε αεριοφυλάκια και χρησιμοποιείται στη συνέχεια ως καύσιμο σε

μικρούς θερμοηλεκτρικούς σταθμούς. Συνήθως, όμως, η αποθήκευση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στα αυτόνομα συστήματα γίνεται σε ηλεκτρικούς συσσωρευτές (Καγκαράκης, 1992).

Η εμπειρία έχει δείξει ότι σε ένα αυτόνομο σύστημα η μπαταρία είναι το πιο αδύνατο σημείο, καθώς η διάρκεια ζωής της είναι γενικά πολύ μικρότερη από όλες τις άλλες μονάδες του συστήματος. Έτσι, το 30% περίπου ή και περισσότερο από τα έξοδα κατά τη διάρκεια ζωής ενός τέτοιου συστήματος δαπανάται στις μονάδες αποθήκευσης. Οι συνθήκες λειτουργίας και η διάρκεια ζωής μιας μπαταρίας καθορίζονται βασικά από τον αριθμό των ημερών που η μπαταρία φορτίζεται στο 100% (που είναι το ιδανικό) και των αριθμό των ημερών που φτάνει την ελάχιστη τάση εκφόρτισης. Αν οι ενεργειακές πηγές είναι υπερδιαστασιολογημένες η μπαταρία θα φτάνει στο 100% σχεδόν κάθε μέρα του χρόνου και η διάρκεια ζωής της θα είναι μεγαλύτερη (Αρκούδης, 2007).

Από τη στιγμή που η διάρκεια ζωής της μπαταρίας είναι ένας από τους παράγοντες-κλειδιά για το κόστος κατά τη διάρκεια ζωής του συστήματος, πρέπει να ακολουθηθεί μια σειρά από κανόνες όταν επιδιώκεται η μεγιστοποίησή της. Πρέπει να επιλεγεί η κατάλληλη τεχνολογία που ταιριάζει στην εφαρμογή του συστήματος, το ανώτατο όριο φόρτισης και το κατώτατο όριο εκφόρτισης, να αποφευχθούν οι πλήρεις εκφορτίσεις (κάτω του κατώτατου ορίου εκφόρτισης) και οι υψηλές θερμοκρασίες της μπαταρίας, να αποφευχθεί η δημιουργία στρωμάτων οξέως στον ηλεκτρολύτη και να εξασφαλιστούν οι συχνές πλήρεις φορτίσεις.

Η συσσώρευση της ηλεκτρικής ενέργειας σε μια μπαταρία και η παράλληλη δυνατότητα συνεχούς απόδοσής τη επιτυγχάνεται όταν η μπαταρία έχει τις εξής ιδιότητες (Σφακιανάκης, 2009):

- Μεγάλη αντοχή σε κύκλους φόρτισης – εκφόρτισης: Ο αριθμός των κύκλων εξαρτάται κατά κύριο λόγο από το βάθος εκφόρτισης. Δηλαδή, όσο πιο μικρό το βάθος εκφόρτισης, τόσο μεγαλύτερος είναι ο κύκλος ζωής της μπαταρίας.
- Ικανοποιητικά υψηλή δεκτικότητα φόρτισης: Χαρακτηρίζεται από την όσο το δυνατό υψηλή ένταση ρεύματος φόρτισης σε δεδομένη τάση φόρτισης με αποφυγή πτώσης τάσης στο εσωτερικό της. Ο συντελεστής απόδοσης της φόρτισης βρίσκεται στο 90% περίπου. Επίσης η μπαταρία πρέπει να μπορεί να φορτίζεται και με ρεύμα χαμηλής τάσης.
- Δυνατότητα επαρκούς επαναφόρτισης: Παρατηρείται για γρήγορη επαναφόρτιση μέχρι την ονομαστική της χωρητικότητα, με αμελητέες απώλειες στη συσσωρευμένη χωρητικότητα.
- Απλή και αξιόπιστη λειτουργία: Στη διάρκεια ενός έτους είναι επιθυμητή η συμπλήρωση υγρών μια με δυο φορές, διατήρηση της μπαταρίας καθαρή, αποφυγή υπερχειλίσης υγρών και τυχόν βραχυκυκλώματα των πόλων.

#### 4.5.2.2. Αρχή Λειτουργίας και Χαρακτηριστικά Μεγέθη Συσσωρευτών

Τα ηλεκτρικά χαρακτηριστικά που προσδιορίζουν τις δυνατότητες ενός συσσωρευτή είναι, η ονομαστική τάση στους πόλους του, που εκφράζεται με την έννοια της Ηλεκτρεγερτικής Δύναμης (ΗΕΔ) και η ονομαστική χωρητικότητα του «C». Η ΗΕΔ μετράται σε Volt και ισούται με την πολική τάση του συσσωρευτή, όταν δεν είναι συνδεδεμένος σε καταναλωτή. Η χωρητικότητα ενός συσσωρευτή αφορά στο ηλεκτρικό φορτίο που μπορεί

να αποθηκευθεί στο εσωτερικό του, με τη μορφή χημικής ενέργειας, κάτω από ορισμένες συνθήκες, καθοριζόμενες, κυρίως, από τη θερμοκρασία και εκφράζεται σε Ah (Αμπερώρια).

Στη βασική του μορφή, ένα στοιχείο ηλεκτρικού συσσωρευτή αποτελείται από δύο μεταλλικά ηλεκτρόδια, συνήθως, με τη μορφή επίπεδων πλακών, εμβαπτισμένα σε ορισμένο διάλυμα ηλεκτρολύτη, ο οποίος αντιδρά επιφανειακά με τις πλάκες. Κατά το στάδιο της φόρτισης του, μια ηλεκτρική πηγή συνεχούς τάσεως, συνδέεται στα άκρα του και δημιουργεί στο εσωτερικό του ηλεκτρικό πεδίο, το οποίο κινεί ευκίνητα ιόντα του ηλεκτρολύτη, προς τις αντίθετα πολωμένες πλάκες του συσσωρευτή (+ και -), όπου αποδίδουν το φορτίο τους. Αποτέλεσμα των χημικών αντιδράσεων που συμβαίνουν στα μεταλλικά ηλεκτρόδια, είναι η αλλοίωση της δομής τους, σε βάθος μερικών μικρών, μετατρεπόμενα σε νέα, διαφορετικά μεταξύ τους σώματα. Τα αλλοιωμένα ηλεκτρόδια εμφανίζουν διαφορετικά ηλεκτροχημικά δυναμικά ως προς το διάλυμα, η δε διαφορά μεταξύ τους ισούται με την ΗΕΔ του συσσωρευτή (Χασιώτη, 2010).

Οι τιμές **ΗΕΔ** των διαφόρων τύπων συσσωρευτών ( $Pb-H_2SO_4$ , Ni-Cd, Ni-Fe, Ni-Zn, Sodium-Sulphur, Zinc-Bromide, Zinc-Chloride, Lithium-Metal Sulphide, Nickel-Hydrogen) βρίσκονται μεταξύ 1 V και ~4 V ανά στοιχείο. Για να προκύψει μια διάταξη συσσώρευσης σε υψηλότερη ΗΕΔ, όμοια ηλεκτρικά στοιχεία συνδυάζονται μεταξύ τους σε σειρά. Για παράδειγμα, η ονομαστική τάση ενός στοιχείου συσσωρευτή μολύβδου είναι 2,25 V. Έτσι, οι τυπικές ονομαστικές τάσεις με τις οποίες κυκλοφορούν, με την γνωστή εμπορική τους μορφή, οι συσσωρευτές μολύβδου, είναι 6V (τρία στοιχεία) και συνηθέστερα, 12 V (έξι στοιχεία) και 24 V (δώδεκα στοιχεία).

Το φορτίο που αποθηκεύει, δηλαδή η χωρητικότητα ενός συσσωρευτή, είναι, σε ιδανικές συνθήκες, το γινόμενο της μέσης έντασης του ρεύματος «I» που δίνει ο συσσωρευτής, ανεξάρτητα από την τάση του, επί το πλήθος των ωρών μέχρι να εκφορτισθεί, ξεκινώντας από πλήρη φόρτιση. Προφανώς, πιο χρήσιμο μέγεθος είναι η ποσότητα της ηλεκτρικής ενέργειας που μπορεί να αποθηκευθεί σε ένα συσσωρευτή, η οποία όμως εξαρτάται από την τάση που δίνει ο συσσωρευτής.

Με τη χρήση, η **χωρητικότητα** των συσσωρευτών μειώνεται λόγω διάβρωσης των πλακών, σχηματισμού επικαθίσεων κλπ. Συνήθως, ένας συσσωρευτής θεωρείται άχρηστος όταν η χωρητικότητά του πέσει κάτω από το 80% περίπου της αρχικής τιμής. Επίσης, δεν πρέπει να παραβλέπεται ότι οι φορτισμένοι συσσωρευτές αυτοεκφορτίζονται με ρυθμό 2 ως 5% της χωρητικότητάς τους ανά μήνα. Ο ρυθμός της αυτοεκφόρτισης αυξάνει με την ηλικία του συσσωρευτή (Καγκαράκης, 1992).

Η χωρητικότητα των συσσωρευτών εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την ισχύ ( $P=VI$ ) με την οποία γίνεται η εκφόρτίσή τους, δηλαδή από την ένταση του ρεύματος που δίνουν προς την κατανάλωση. Ο ρυθμός εκφόρτισης της μπαταρίας αυξάνεται όσο αυξάνεται η ένταση του ρεύματος εκφόρτισης. Επίσης, η χωρητικότητα αυξάνει με τη θερμοκρασία του συσσωρευτή. Συγχρόνως, όμως, επιταχύνονται οι μηχανισμοί διάβρωσης και μειώνεται η διάρκεια της ζωής του.

Εκτός από τη θερμοκρασία, η διάρκεια της χρήσιμης ζωής των συσσωρευτών εξαρτάται κυρίως από το πλήθος των διαδοχικών κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης και από το **βάθος εκφόρτισης**. Στους φτηνότερους τύπους μπαταριών, το βάθος εκφόρτισης δεν επιτρέπεται να ξεπερνά το 10%. Δηλαδή με την εκφόρτιση προσφέρεται μόνο το 10% της

αποθηκευμένης ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ για το υπόλοιπο 90% δεν επιδιώκεται η ανάκτηση, ώστε να αποφευχθεί η πρόωρη καταστροφή του συσσωρευτή. Σε ειδικούς στεγανούς τύπους με ηλεκτρόδια από κράματα (π.χ. Pb-Ca), το βάθος εκφόρτισης μπορεί να φτάσει μέχρι 80%.

Επομένως, σε ένα συσσωρευτή ονομαστικής χωρητικότητας « $C_N$ », η ενεργός, αξιοποιήσιμη χωρητικότητα « $C$ » είναι:

$$C = \beta \cdot C_N \quad (4.1)$$

και η μέγιστη ηλεκτρική ενέργεια που μπορεί να αποταμιευτεί και να ανακτηθεί, σε ιδανικές συνθήκες, σε κάθε κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης είναι:

$$E = C \cdot N = \beta \cdot C_N \cdot V \quad (4.2)$$

όπου « $\beta$ » είναι το βάθος εκφόρτισης του συσσωρευτή σε δεκαδική μορφή.

Ο συντελεστής απόδοσης των συσσωρευτών « $\alpha$ » ορίζεται ως ο λόγος της μέγιστης ποσότητας της ενέργειας που ανακτάται προς την ενέργεια που είχε απορροφηθεί από την όποια ενεργειακή πηγή σε κάθε κύκλο φόρτισης-εκφόρτισης και για συσσωρευτές μολύβδου είναι περίπου 85%. Επομένως, αν η ηλεκτρική ενέργεια που ζητάται να δίνει ο συσσωρευτής είναι « $E$ », η ενεργός χωρητικότητά του « $C$ » θα πρέπει να αντιστοιχεί σε ενέργεια φόρτισης « $E_\phi$ », ίση με:

$$E_\phi = \frac{E}{\alpha} \quad (4.3)$$

και σύμφωνα με τη σχέση (4.2), η ονομαστική του χωρητικότητα να είναι:

$$C_N = \frac{E_\phi}{\beta \cdot V} = \frac{E}{\alpha \cdot \beta \cdot V} \quad (4.4)$$

Ως προς την παρεχόμενη ισχύ, υπολογίζεται πως αν ένας συσσωρευτής απαιτείται να τροφοδοτεί την κατανάλωση με μέση ισχύ « $P$ » επί « $\mu$ » συνεχείς ημέρες, η ενεργός του χωρητικότητα θα πρέπει να είναι:

$$C = \frac{24\mu \cdot P}{\alpha \cdot V} \quad (4.5)$$

#### 4.5.2.3. Τύποι Συσσωρευτών

Οι μπαταρίες **μολύβδου-οξέως** (lead-acid), που εφευρέθηκαν το 1859, αποτελούν την παλαιότερη και πιο διαδεδομένη μορφή επαναφορτιζόμενων ηλεκτροχημικών συσκευών. Έχουν χρησιμοποιηθεί ευρέως σε αυτόνομα υβριδικά συστήματα και αποτελούν πλέον ώριμη τεχνολογία. Στην κατάσταση πλήρους φόρτισης αποτελούνται από ένα ηλεκτρόδιο μολύβδου (άνοδος) και ένα ηλεκτρόδιο διοξειδίου του μολύβδου (κάθοδος) βυθισμένα σε έναν ηλεκτρολύτη με περιεκτικότητα περίπου 37% σε θειικό οξύ.

Η βασικότερη αιτία της τόσο ευρείας διάδοσης των μπαταριών μολύβδου-οξέως είναι το μικρό κόστος τους συγκριτικά με άλλες τεχνολογίες μπαταριών (\$200 – 400 ανά kWh), σε συνδυασμό με την εμπορική διαθεσιμότητα, αλλά και η πολυετής συσσωρευμένη λειτουργική εμπειρία. Επιπρόσθετα, οι μπαταρίες αυτές χαρακτηρίζονται από υψηλούς βαθμούς απόδοσης της τάξης του 70 - 90%, καθώς και από υψηλή αξιοπιστία. Επίσης, πολύ σημαντικά πλεονεκτήματα της τεχνολογίας αυτής είναι οι μικροί ρυθμοί αυτοεκφόρτισης



που παρουσιάζει και η εξαιρετική συμπεριφορά στην παροχή βηματικής τάσης. Για τον τελευταίο λόγο οι μπαταρίες αυτές μπορούν να παρακολουθήσουν αποτελεσματικά τις γρήγορες αλλαγές του φορτίου, ιδιότητα που τις καθιστά κατάλληλες για εφαρμογές ποιότητας ισχύος, UPS, διατήρησης στρεφόμενης εφεδρείας και για power bridging σε υβριδικά συστήματα που χρησιμοποιούν ΑΠΕ (Βρεττός, 2010).

Από την άλλη μεριά, οι εφαρμογές τους για διαχείριση ενέργειας μεγάλης κλίμακας είναι πολύ περιορισμένες εξαιτίας της μικρής διάρκειας ζωής τους (2-5 χρόνια) και της χαμηλής ειδικής ενέργειας, που εν γένει κυμαίνεται μεταξύ 25 και 50 Wh/kg. Επιπρόσθετα αρνητικά χαρακτηριστικά αποτελούν η μειωμένη απόδοση σε πολύ χαμηλές και πολύ υψηλές θερμοκρασίες (σύνηθες θερμοκρασιακό εύρος  $-20^{\circ}\text{C}$  έως  $50^{\circ}\text{C}$ ), η χρήση μη φιλικών προς το περιβάλλον υλικών, η ανάγκη για συχνή αναπλήρωση νερού και το συνιστώμενο μικρό βάθος εκφόρτισης. Γενικά, οι μπαταρίες μολύβδου-οξέως είναι ελκυστικές ως διατάξεις αποθήκευσης ενέργειας για εφαρμογές ισχύος 100 kW έως 10 MW.

Οι μπαταρίες **νικελίου-καδμίου** (Ni-Cd) κατατάσσονται μαζί με τις μολύβδου-οξέως από άποψη δημοτικότητας και τεχνολογικής ωριμότητας, αφού χρησιμοποιούνται για περίπου εκατό χρόνια. Σε κατάσταση πλήρους φόρτισης το θετικό ηλεκτρόδιο περιέχει υδροξείδιο του νικελίου και το αρνητικό κάδμιο. Η ονομαστική τάση εκφόρτισης του κελιού είναι 1,2 Volt σε ρυθμό εκφόρτισης 0,2C και ελαττώνεται με τη μείωση της θερμοκρασίας.

Συγκριτικά με τις μπαταρίες μολύβδου-οξέως, οι νικελίου-καδμίου έχουν μεγαλύτερες τιμές ειδικής ενέργειας (50-75 Wh/kg), μεγαλύτερη διάρκεια ζωής (2.000-2.500 κύκλοι), υποστηρίζουν υψηλότερους ρυθμούς φόρτισης και εκφόρτισης, αλλά έχουν μικρότερη απόδοση (60-75%) είναι και πιο ακριβές. Επιπλέον πλεονεκτήματα τους αποτελούν η αυξημένη αξιοπιστία και οι πολύ μικρές ανάγκες συντήρησης, η δυνατότητα βαθιάς εκφόρτισης και η εξαιρετική παροχή βηματικής τάσης.

Το βασικό μειονέκτημα τους είναι το σχετικά υψηλό κόστος ( $\$1000/\text{kWh}$ ) εξαιτίας της ακριβής κατασκευαστικής διαδικασίας. Επιπλέον, το κάδμιο είναι ένα βαρύ τοξικό μέταλλο που εισάγει προβλήματα διάθεσης και ανακύκλωσης των μπαταριών νικελίου καδμίου. Αρνητικό χαρακτηριστικό αποτελεί και το φαινόμενο μνήμης, σύμφωνα με το οποίο όταν μία μπαταρία Ni-Cd φορτίζεται και εκφορτίζεται εκατοντάδες φορές σε ένα συγκεκριμένο ποσοστό της ονομαστικής χωρητικότητας, τείνει να το «θυμάται» και τελικά μπορεί να εκφορτιστεί αποτελεσματικά μόνο μέχρι το ποσοστό αυτό (Βρεττός, 2010).

Οι μπαταρίες **υδριδίου μετάλλου** (Ni-MH) αποτελούν επέκταση της τεχνολογίας που εφαρμοζόταν στις μπαταρίες νικελίου καδμίου με την κύρια διαφορά να εντοπίζεται στην πλάκα της ανόδου που κατασκευάζεται από υδρίδιο ενός μετάλλου M.

Η χρήση υδριδίου του μετάλλου αντί για κάδμιο εκμηδενίζει τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις των μπαταριών Ni-Cd, ενώ παράλληλα περιορίζεται η επίδραση του φαινομένου μνήμης, το οποίο εδώ αποκαλείται lazy effect. Υπάρχουν εμπορικά διαθέσιμες μπαταρίες που παρουσιάζουν διάρκεια ζωής μεγαλύτερη από 1000 κύκλους εκφόρτισης σε βάθος 80%. Η ειδική ενέργεια των μπαταριών Ni-MH είναι εν γένει 30-50% μεγαλύτερη από των μπαταριών Ni-Cd, με μία αντιπροσωπευτική τιμή 70 Wh/kg. Το σημαντικότερο μειονέκτημα έναντι της τεχνολογίας Ni-Cd είναι τα υψηλότερα ποσοστά αυτοεκφόρτισης που κυμαίνεται μεταξύ 5-10% την πρώτη μέρα και σταθεροποιείται περίπου σε 0,5- 1% την ημέρα σε θερμοκρασία δωματίου. Επιπλέον μειονεκτήματα είναι η χαμηλή αποδοτικότητα

των κελίων τους, ο σχετικά χαμηλός βαθμός αξιοπιστίας, η υψηλή θερμοκρασία που δημιουργείται κατά την φόρτιση και το υψηλό τους κόστος, το οποίο όμως αναμένεται να μειωθεί δραματικά στο μέλλον.

Οι μπαταρίες **νατρίου-θείου** (Na-S) αποτελούν μία νέα τεχνολογία αποθήκευσης που προς το παρόν καταλαμβάνει ένα σχετικά μικρό μερίδιο της αγοράς, αλλά εκτιμάται ότι στο μέλλον θα γίνει εξαιρετικά δημοφιλής. Στα θετικά της τεχνολογίας συμπεριλαμβάνονται οι μεγάλες τιμές πυκνότητα ενέργειας και ισχύος που κυμαίνονται μεταξύ 100-240 Wh/kg και 150-230 W/kg αντίστοιχα. Η τυπική διάρκεια ζωής τους είναι περίπου 2500 κύκλοι, χαρακτηρίζονται από υψηλή απόδοση (75-90%) και από ικανότητα παροχής βηματικής ισχύος για 30 sec πάνω από έξι φορές μεγαλύτερη από την συνεχή ονομαστική ικανότητα. Η τελευταία ιδιότητα καθιστά κατάλληλες και οικονομικές τις μπαταρίες Na-S σε εφαρμογές που συνδυάζουν ποιότητα ισχύος και κάλυψη φορτίου. Ακόμα, εξαιτίας της ύπαρξης του κεραμικού ηλεκτρολύτη που χαρακτηρίζεται από μηδενική αγωγιμότητα ηλεκτρονίων, εξαλείφεται το φαινόμενο της αυτοεκφόρτισης. Ταυτόχρονα, χρησιμοποιούν υλικά φιλικά προς το περιβάλλον, το κόστος τους θεωρείται σχετικά χαμηλό (\$350/kWh), οι ανάγκες συντήρησης ασήμαντες και η περίοδος λειτουργίας πολύ ικανοποιητική. Από την άλλη μεριά, σημαντικό μειονέκτημα της τεχνολογίας αποτελεί η μη καταλληλότητα της για συγκεκριμένες εφαρμογές, δεδομένης της ανάγκης να διατηρείται η θερμοκρασία λειτουργίας τους σε υψηλά επίπεδα (μεταξύ 300°C και 350°C), ώστε να είναι δυνατή η πραγματοποίηση του ηλεκτροχημικού φαινομένου (Βρεττός, 2010).

Οι μπαταρίες **τεχνολογίας λιθίου** συνιστούν μία σχετικά νέα τεχνολογία η οποία σήμερα εφαρμόζεται κυρίως σε φορητές συσκευές, αλλά στο σύντομο μέλλον αναμένεται η χρήση τους σε υβριδικά και ηλεκτρικά οχήματα. Το βασικότερο πλεονέκτημα της τεχνολογίας αυτής είναι οι πολύ υψηλές τιμές ειδικής ενέργειας που κυμαίνονται μεταξύ 80-150 Wh/kg για τις μπαταρίες Li-ion και 100-150 Wh/kg για τις Li-poly, καθώς και οι πολύ μεγάλοι βαθμοί απόδοσης που μπορεί να αγγίξουν και το 100%. Πιο συγκεκριμένα, οι μπαταρίες Li-ion εμφανίζουν αξιοσημείωτη διάρκεια ζωής συνδυασμένη με αρκετά βαθιές εκφορτίσεις, καθώς 3000 κύκλοι φόρτισης-εκφόρτισης με βάθος εκφόρτισης 80% αποτελούν τυπικές τιμές. Επιπρόσθετα πλεονεκτήματα αποτελούν ο χαμηλός ρυθμός αυτοεκφόρτισης (<5% ανά μήνα), η μικρή ανάγκη για συντήρηση και η ικανότητα παροχής ρευμάτων πολύ υψηλής τιμής. Ωστόσο, η διάρκεια ζωής τους επηρεάζεται αρνητικά σε μεγάλο βαθμό από τις υψηλές θερμοκρασίες, ενώ μπορεί να μειωθεί δραστικά σε περίπτωση υπερβολικά βαθιάς εκφόρτισης, γεγονός που τις καθιστά ακατάλληλες για εφαρμογές εφεδρείας.

Κοινό πλεονέκτημα και δύο τεχνολογιών (Li-ion και Li-poly) είναι ότι η ονομαστική τάση του κελιού είναι 3,7 Volt, δηλαδή μεγαλύτερη από τις άλλες τεχνολογίες. Για αυτό το λόγο απαιτείται η σύνδεση μικρότερου αριθμού κελιών σε σειρά ώστε να επιτευχθεί το επιθυμητό επίπεδο τάσης, οδηγώντας ίσως έτσι σε μικρότερο τελικό κόστος κατασκευής. Αντίθετα, σημαντικό κοινό μειονέκτημα συνιστά ο μικρότερος βαθμός αξιοπιστίας συγκριτικά με τις συμβατικές τεχνολογίες μολύβδου-οξέως και νικελίου-καδμίου. Σήμερα η έρευνα στις μπαταρίες τεχνολογίας λιθίου επικεντρώνεται κυρίως στη μείωση του κόστους που κυμαίνεται γενικά μεταξύ \$900 - \$1300/kWh με τη χρήση φθηνότερων υλικών, την αύξηση της διάρκειας ζωής και τη μείωση του κινδύνου αυτανάφλεξης στην περίπτωση της τεχνολογίας Li-ion (Βρεττός, 2010).

Τέλος, οι μπαταρίες **ροής οξειδοαναγωγής** (redox flow batteries), ή πιο απλά μπαταρίες ροής, συνιστούν μία σχετικά νέα τεχνολογία ηλεκτροχημικής αποθήκευσης με δυνατότητα

επαναφόρτισης. Οι τρεις τύποι μπαταριών ροής, μπαταρίες οξειδοαναγωγικών ζευγών βαναδίου (VRB), ψευδαργύρου-βρωμίου (Zn-Br), πολυθειούχου βρωμιδίου (PSB-Regenesys), παρουσιάζουν κάποια κύρια κοινά χαρακτηριστικά. Αρχικά, υπάρχει η δυνατότητα παροχής μεγάλων ποσών ισχύος, αλλά και η δυνατότητα συνεχούς απόδοσης ενέργειας για μεγάλα χρονικά διαστήματα έως και δέκα ώρες. Κατά δεύτερο λόγο, επιτρέπεται η ευέλικτη διαστασιολόγηση του συστήματος αποθήκευσης δεδομένου ότι η χωρητικότητα και η ικανότητα απόδοσης ισχύος είναι ανεξάρτητα μεγέθη. Επιπρόσθετα, οι μπαταρίες ροής εμφανίζουν γρήγορη απόκριση και μπορούν να μεταβούν από λειτουργία φόρτισης σε λειτουργία εκφόρτισης σε περίπου 1 ms επειδή η διάρκεια των αντιδράσεων οξειδοαναγωγής είναι πολύ μικρή. Ακόμα, οι ηλεκτρολύτες μπορούν να αντικατασταθούν εύκολα, ενώ η αύξηση της χωρητικότητας του συστήματος επιτυγχάνεται απλά με την προσθήκη μεγαλύτερων δεξαμενών και περισσότερου ηλεκτρολύτη. Επιπλέον, αυτά τα συστήματα αποθήκευσης δεν υποφέρουν από αυτοεκφόρτιση αφού οι ηλεκτρολύτες είναι αποθηκευμένοι ξεχωριστά και δε μπορούν να αντιδράσουν. Στις αρνητικές ιδιότητες της τεχνολογίας συγκαταλέγονται ο χαμηλός βαθμός απόδοσης λόγω των απωλειών από τη χρήση των αντλιών και των απωλειών των χημικών αντιδράσεων, οι χαμηλές τιμές ειδικής ενέργειας και το αυξημένο κόστος κτήσης και λειτουργικό κόστος (Βρεττός, 2010).

#### 4.5.3. Ρυθμιστές, Μετατροπείς, Αντιστροφείς

Η καλή λειτουργία και η αυξημένη απόδοση των υβριδικών συστημάτων υποβοηθείται συχνά με τη χρησιμοποίηση ειδικών διατάξεων, συνήθως ηλεκτρονικών ισχύος, που επεξεργάζονται την ηλεκτρική ενέργεια που παράγει η κάθε ενεργειακή πηγή. Ο **ρυθμιστής φόρτισης** (charge controller) της μπαταρίας είναι μια τέτοια διάταξη, αποτελεί το σύνδεσμο μεταξύ της όποιας ενεργειακής πηγής, της μπαταρίας και του φορτίου και έχει ως στόχο να αποτρέψει την υπερφόρτιση και την βαθιά εκφόρτιση της μπαταρίας.

Σε περίπτωση που χρησιμοποιούνται στο υβριδικό σύστημα και ανεμογεννήτριες, πριν το ρυθμιστή φόρτισης συνδέεται και ένας **ανορθωτής τάσης** (rectifier) ο οποίος μετατρέπει το εναλλασσόμενο ρεύμα που παράγει η μηχανή σε συνεχές, προκειμένου, μέσω του ρυθμιστή φόρτισης, η περίσσεια ενέργειας να οδηγηθεί και να αποθηκευτεί κατάλληλα στη συστοιχία των συσσωρευτών.

Ο ρυθμιστής φόρτισης φροντίζει να διατηρείται η τάση εξόδου της ενεργειακής πηγής, είτε αυτή προέρχεται από Φ/Β, είτε από ανορθωμένη τάση ανεμογεννήτριας, στην επιθυμητή τιμή, έχοντας ταυτόχρονα την ικανότητα, όταν οι συσσωρευτές του συστήματος φορτισθούν πλήρως, να διοχετεύει την περίσσεια του ηλεκτρικού ρεύματος που παράγεται στην εκάστοτε ενεργειακή πηγή σε κατάλληλες αντιστάσεις ή προς τη γη, προστατεύοντας έτσι τους συσσωρευτές από τους κίνδυνους της υπερφόρτισης.

Επίσης, η τάση φόρτισης των συσσωρευτών μπορεί να ανεξαρτητοποιηθεί εντελώς από την τάση εξόδου της Φ/Β γεννήτριας, με την παρεμβολή ενός **μετατροπέα συνεχούς ρεύματος**. Ο μετατροπέας αυτός παραλαμβάνει την τάση που δίνει η Φ/Β γεννήτρια, που είναι αναγκαστικά ασταθής λόγω των διακυμάνσεων της ηλιακής ακτινοβολίας, τη μετατρέπει στην ευνοϊκή τάση για τη φόρτιση των συσσωρευτών και τη σταθεροποιεί, ώστε να εξασφαλίζονται οι βέλτιστες συνθήκες φόρτισης (Καγκαράκης, 1992).

Παρόλο που ένα υβριδικό σύστημα μπορεί να λειτουργήσει χωρίς ρυθμιστή φόρτισης και αυτό συμβαίνει συχνά σε μικρά συστήματα, η μακροχρόνια λειτουργία των αυτόνομων

υβριδικών συστημάτων απαιτεί τη λειτουργία ρυθμιστή φόρτισης, λαμβάνοντας ταυτόχρονα υπόψη το υψηλό κόστος αγοράς των συσσωρευτών. Τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά ενός ρυθμιστή φόρτισης είναι τα εξής:

- Μικρή εσωτερική κατανάλωση ρεύματος (<5 mA).
- Υψηλό βαθμό απόδοσης (96% - 98%).
- Διακοπή του φορτίου αν εμφανιστεί βαθιά εκφόρτιση.
- Τακτική φόρτιση σε υψηλότερη τάση.
- Προστασία από αντίστροφη πολικότητα.
- Προστασία από υπερφόρτιση.
- Λειτουργία σε θερμοκρασίες 0°C-50°C.

Όσο αυξάνει η πολυπλοκότητα ενός αυτόνομου συστήματος, τότε πρέπει να λαμβάνονται περισσότερα υπόψη στο σχεδιασμό του. Με κατάλληλη διαχείριση της ενέργειας η χρήση των συλλεκτών και η διάρκεια ζωής ευαίσθητων μονάδων του συστήματος μπορούν να βελτιωθούν. Για το λόγο αυτό συνίσταται το σύστημα να έχει **πίνακα ελέγχου** (control panel) που να πληροφορεί το χρήστη για την τρέχουσα κατάσταση του και να του δίνει συμβουλές για το πώς να αντιδράσει σε περίπτωση ανάγκης. Ο πίνακας ελέγχου είναι η μονάδα στην οποία φαίνεται η κατάσταση του συστήματος κάθε στιγμή. Έχει επικοινωνία με όλες τις μονάδες και μπορεί σε περίπτωση που εμφανισθεί κάποιο πρόβλημα να διακόψει τη λειτουργία, ώστε να προστατευθεί το σύστημα (Αρκούδης, 2007).

Συγκεκριμένα για τα Φ/Β συστήματα, εκτός από το ρυθμιστή τάσης, υπάρχουν και άλλες ηλεκτρονικές διατάξεις, όπως είναι οι ρυθμιστές ισχύος, γνωστοί ως **MPPT** (Maximum Power Point Trackers, δηλαδή διατάξεις παρακολούθησης του σημείου της μέγιστης ισχύος). Ο προορισμός τους είναι να επιδιώκουν τη λειτουργία της Φ/Β γεννήτριας στο σημείο της καμπύλης τάσης-έντασης που αντιστοιχεί στη μέγιστη απόδοση, όσο επιτρέπει ο συντελεστής πλήρωσης (FF). Στη συνέχεια, με τον μετατροπέα τάσης, η τάση εξόδου της Φ/Β γεννήτριας μετατρέπεται στην απαιτούμενη για τη φόρτιση των συσσωρευτών του συστήματος. Πάντως, το κόστος των διατάξεων αυτών είναι σημαντικό, και έτσι, συνήθως παραλείπονται στα σχετικά μικρής ισχύος Φ/Β συστήματα (Καγκαράκης, 1992).

Τέλος, μια πολύ σημαντική διάταξη στο σχεδιασμό ενός αξιόπιστου αυτόνομου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί ο **αντιστροφέας τάσης** (inverter). Η συγκεκριμένη ηλεκτρονική συσκευή έχει τη ικανότητα να μετατρέπει το συνεχές ρεύμα των συσσωρευτών ή της εξόδου της Φ/Β γεννήτριας σε εναλλασσόμενο εξυπηρετώντας κατάλληλα το εναλλασσόμενο φορτίο του δικτύου. Κύρια κίνητρα για την προτίμηση της εναλλασσόμενης τάσης, και την τοποθέτηση μεταλλακτών και μετασχηματιστών, είναι ότι οι ηλεκτρικές συσκευές του εμπορίου είναι συνήθως κατασκευασμένες για εναλλασσόμενο ρεύμα και έχουν μικρότερο κόστος από τις αντίστοιχες του συνεχούς ρεύματος. Επίσης, η ανύψωση της τάσης, που γίνεται συγχρόνως με τη μετατροπή της από συνεχή σε εναλλασσόμενη, συνεπάγεται μείωση των απωλειών στους αγωγούς του δικτύου. Σημειώνεται, πάντως, ότι και η λειτουργία των παραπάνω διατάξεων συνοδεύεται με συχνά αξιόλογες απώλειες. Γενικά, συντελεστής απόδοσης των διαφόρων ηλεκτρονικών ισχύος που αναφέρθηκαν είναι συνήθως περίπου 90-95%, εφόσον λειτουργούν κοντά στην ονομαστική τους ισχύ, αλλά γίνεται πολύ μικρότερος όταν η ισχύς είναι μειωμένη.

Τα σημαντικότερα χαρακτηριστικά που πρέπει να έχει ένας αντιστροφέας τάσης αυτόνομου συστήματος είναι τα ακόλουθα (Αρκούδης, 2007):

- Μεγάλο εύρος τάσης εισόδου (-10% με +30% της ονομαστικής τάσης).
- Τάση εξόδου όσο το δυνατόν πιο κοντά στην καμπυλοειδή κυματομορφή.
- Μικρή διακύμανση στην συχνότητα και τάση εξόδου.
- $\pm 8\%$  σταθερότητα τάσης,  $\pm 2\%$  σταθερότητα συχνότητας.
- Υψηλός βαθμό απόδοσης στα μερικά φορτία. Βαθμό απόδοσης τουλάχιστον 90% στο 10% του φορτίου.
- Ικανότητα να υπομένει μικρής διάρκειας υπερφορτώσεις για τις συνθήκες εκκίνησης συσκευών (π.χ. 2 με 3 φορές την ονομαστική ένταση του ρεύματος για 5s για το ψυγείο και το πλυντήριο).
- Ελάχιστες δυνατές υπερ-τάσεις για επαγωγικά και χωρητικά φορτία.
- Ικανότητα να αντέχει βραχυκύκλωμα.

#### 4.5.4. Ντιζελογεννήτρια

Οι αυτόνομοι σταθμοί παραγωγής ενέργειας χρησιμοποιούν κατά κύριο λόγο μηχανές εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ), όπως αυτές που είναι εγκατεστημένες στα περισσότερα νησιά της χώρας μας. Πιο συγκεκριμένα, σύμφωνα με στατιστική μελέτη της Eurostat η εγκατεστημένη ισχύς πετρελαϊκών σταθμών στην Ελλάδα το 2006 για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ήταν 775 MW. Η συνολική παραχθείσα ενέργεια από τους σταθμούς αυτούς ήταν, για το ίδιο έτος, 9.601 GWh. Το σύνολο αυτών των σταθμών βρίσκεται στα μικρά αυτόνομα δίκτυα των νησιών και στα συστήματα της Κρήτης και της Ρόδου, τα οποία ως γνωστόν δεν έχουν διασύνδεση με το ηπειρωτικό δίκτυο διανομής ηλεκτρικής ενέργειας (Σαραφιανός, Σειραγάκης, 2009).

Οι ΜΕΚ ονομάζονται έτσι διότι η καύση του καυσίμου που χρησιμοποιούν γίνεται μέσα σε αυτές, εν αντιθέσει με άλλες τεχνολογίες, όπως οι αεριοστρόβιλοι για παράδειγμα, όπου η καύση γίνεται σε λέβητα. Οι ντιζελοηλεκτρικοί σταθμοί κάνουν χρήση εμβολοφόρων μηχανών. Οι εμβολοφόρες ΜΕΚ, γνωστές και σαν ηλεκτροπαραγωγά ζεύγη, αποτελούν την πιο διαδεδομένη τεχνολογία διανεμημένης παραγωγής. Πρόκειται για μια παραδοσιακή και δοκιμασμένη τεχνολογία που συνδυάζει χαμηλό κόστος προμήθειας ανά εγκατεστημένο kW, μεγάλη διαθεσιμότητα σε μεγέθη, δυνατότητα γρήγορης εκκίνησης, υψηλούς συντελεστές απόδοσης και υψηλή λειτουργική αξιοπιστία. Τα παραπάνω χαρακτηριστικά σε συνδυασμό με την ικανότητα των συστημάτων αυτών να εκκινούν χωρίς ηλεκτρική τροφοδότηση από το δίκτυο, το καθιστούν πρωταρχική επιλογή σε εφαρμογές εφεδρικής. Επιπλέον, αποτελούν σήμερα την πιο διαδεδομένη μορφή συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής για ισχείς μικρότερες από 1 MW. Οι κινητήριες μηχανές λειτουργούν με αέρια και υγρά καύσιμα. Οι μηχανές υγρών καυσίμων χρησιμοποιούν συνήθως πετρέλαιο αν και υπάρχουν συστήματα βενζίνης ή βαρέων κλασμάτων πετρελαίου (τα βαρύτερα χρησιμοποιούνται για τους μεγαλύτερους κινητήρες) και βιοκαυσίμων.

Η ταξινόμηση των μηχανών Ντιζελ μπορεί να γίνει ανάλογα με το μέγιστο αριθμό στροφών που αναπτύσσονται ανά λεπτό, διακρίνονται σε αργόστροφες, μέχρι 350 σ.α.λ., σε μεσαίων στροφών, μέχρι 1.200 σ.α.λ., και σε πολύστροφες που φτάνουν τις 5.000 σ.α.λ. Ανάλογα με την ισχύ που αποδίδουν στις κανονικές στροφές λειτουργίας τους τις διακρίνουμε σε: μηχανές μικρής ισχύος (μέχρι 25 ίππους ανά κύλινδρο), σε μηχανές μέσης ισχύος (από 25-200 ίππους ανά κύλινδρο) και σε μηχανές υψηλής ισχύος (πάνω από 200 ίππους ανά κύλινδρο). Επιπλέον, ανάλογα με τον αριθμό των κυλίνδρων διακρίνονται σε μηχανές μονοκύλινδρες μέχρι και 24κύλινδρες. Ακόμη ανάλογα με τον αριθμό των χρόνων

του κύκλου λειτουργίας τους χωρίζονται σε τετράχρονες και δίχρονες (Σαραφειανός, Σειραγάκης, 2009).

Στα βασικά πλεονεκτήματα των ντιζελομηχανών, πέραν της άμεσης φόρτισης και λειτουργία τους, συγκαταλέγονται η ελαφριά και μικρή δομή τους, οι μη πολύπλοκες εγκαταστάσεις, ο υψηλός βαθμός απόδοσης σε μικρές και μέσες ισχύς (έως 5 MW), οι απαιτήσεις σε λίγο προσωπικό. Βασικά τους μειονεκτήματα αποτελούν η συχνή συντήρηση, η ανάγκη χειρισμού τους από εξειδικευμένο προσωπικό και οι συχνές βλάβες που παθαίνουν.

Ο βαθμός απόδοσης μικρών (75-1.000 kW) και μεσαίων κινητήρων (1.000-6.000 kW) είναι 35-45%, ενώ σε σύγχρονους μεγάλους κινητήρες (άνω των 6.000 kW) φθάνει το 50%. Ο βαθμός απόδοσης ενός συστήματος συμπαραγωγής με εμβολοφόρο κινητήρα εσωτερικής καύσης βρίσκεται στην περιοχή του 80%. Συγκεκριμένα οι μηχανές diesel έχουν καλό βαθμό απόδοσης όταν λειτουργούν στο 75 έως 80% της ονομαστικής τους ισχύος αλλά αυτός μειώνεται πολύ όταν λειτουργούν κάτω από το 50% της ονομαστικής τους ισχύος. Η διάρκεια ζωής είναι 15-20 έτη και εξαρτάται από το μέγεθος της μονάδας, την ποιότητα του καυσίμου και την ποιότητα της συντήρησης. Οι παλινδρομικοί κινητήρες απαιτούν τακτικότερη συντήρηση απ' ό,τι τα προηγούμενα συστήματα με αποτέλεσμα μικρότερη μέση ετήσια διαθεσιμότητα (80-90%).

## Κεφάλαιο 5<sup>ο</sup>

Διαμόρφωση  
Ολοκληρωμένου  
Συστήματος  
Ενεργειακής  
Αυτονομίας σε  
Νησιά του  
Αιγαίου:  
Εφαρμογή στην  
Αστυπάλαια

## 5.1. Η Συμβολή της Παρούσας Πρότασης

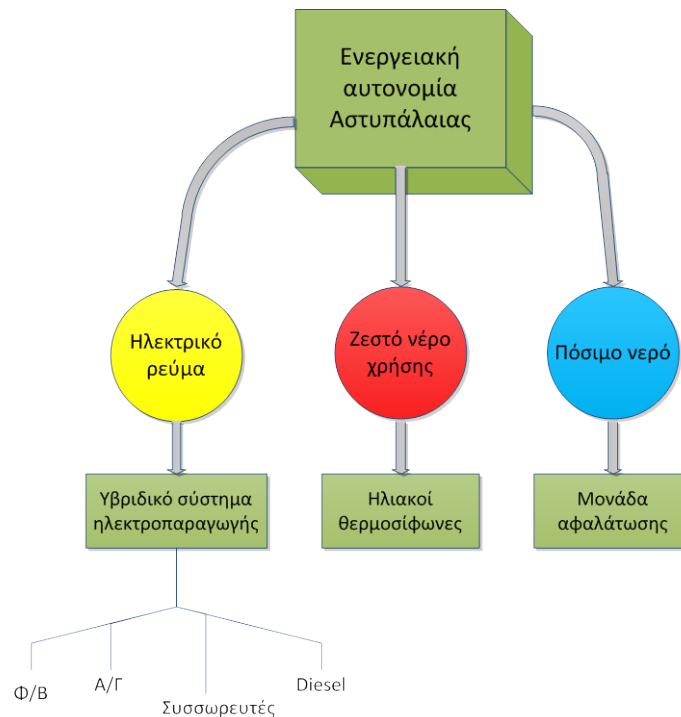
Όπως έχει πολλαπλά τονιστεί, στο ενεργειακό σκηνικό της Ελλάδας εμφανίζεται το εξής παράδοξο γεγονός: από τη μια η χώρα μας έχει την τύχη να διαθέτει ένα εξαιρετικά υψηλό αιολικό και ηλιακό δυναμικό, αφού η ταχύτητα του ανέμου σε πολλές περιοχές ξεπερνά τα 10 m/s στα 30m, ενώ η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας προσεγγίζει τις 1.900 kWh/m<sup>2</sup>, ενώ από την άλλη οι ενεργειακές ανάγκες καλύπτονται από εισαγόμενους ορυκτούς πόρους (πετρέλαιο και φυσικό αέριο), όπως για παράδειγμα το 75% της οικιακής ενεργειακής κατανάλωσης (Kaldellis et al., 2007). Πιο συγκεκριμένα, στα μη διασυνδεδεμένα νησιά μόνο το 11,5% της συνολικής ενεργειακής παραγωγής τους βασίζεται στις ΑΠΕ, ποσοστό το οποίο αγγίζει σχεδόν το 9% στα Δωδεκάνησα, περιοχή με ιδιαίτερα πλούσιο ανανεώσιμο δυναμικό (ΡΑΕ, 2010). Παράλληλα, ο γεωμορφολογικός χαρακτήρας της Ελλάδας, η οποία αποτελείται από πλήθος απομονωμένων καταναλωτών, όπως τα νησιά του Αιγαίου και Ιονίου Πελάγους ή οι απομακρυσμένες περιοχές της περιφέρειας, συντελεί ακόμα περισσότερο στην εξάρτηση από πηγές ενέργειας, οι οποίες είναι εξαιρετικά κοστοβόρες (ΔΕΗ, 2007) και δημιουργούν έντονα περιβαλλοντικά προβλήματα με τις αυξημένες εκπομπές ρυπογόνων αερίων.

Σε αυτό το πλαίσιο, στόχος της παρούσας εργασίας είναι να εξετάσει εάν και σε ποιο βαθμό είναι εφικτή η ενεργειακή αυτονομία απομονωμένων (εκτός δικτύου) καταναλωτών, στους οποίους μέχρι σήμερα η ενέργεια προέρχεται από ρυπογόνες, μη ανανεώσιμες μορφές. Το ενδιαφέρον εστιάζεται περισσότερο σε περιοχές στις οποίες οι ΑΠΕ μπορούν να αξιοποιηθούν σε υψηλό βαθμό και το επίπεδο διεύθυνσής τους σήμερα είναι εξαιρετικά χαμηλό σε σχέση με τις δυνατότητές τους. Πιο συγκεκριμένα, περιοχή μελέτης μας αποτελεί η Αστυπάλαια, ένα μη διασυνδεδεμένο νησί στο δυτικότερο τμήμα των Δωδεκανήσων, το οποίο ικανοποιεί εξ'ολοκλήρου τις ενεργειακές του ανάγκες από ντιζελογεννήτριες, ενώ μηδενικό ποσοστό ενέργειας παράγεται από ανανεώσιμες τεχνολογίες.

Η εν λόγω πρόταση για την πλήρη ανεξαρτητοποίηση της Αστυπάλαιας από τα ορυκτά καύσιμα (στην προκειμένη περίπτωση diesel), ή έστω τον περιορισμό της εξάρτησής της από αυτά στη ελάχιστη δυνατή τιμή, θα χωριστεί σε τρεις άξονες: ο πρώτος θα περιλαμβάνει τον τρόπο παραγωγής του ηλεκτρικού ρεύματος, ο δεύτερος τον τρόπο παραγωγής ζεστού νερού χρήσης, ενώ ο τελευταίος θα μεριμνά για την ικανοποίηση των αναγκών του νησιού σε πόσιμο νερό. Αναλυτικότερα, η ηλεκτροδότηση του νησιού θα πραγματοποιείται μέσω ενός υβριδικού συστήματος παροχής ισχύος, το οποίο θα αποτελείται από αιολικές μηχανές, φωτοβολταϊκές συστοιχίες και συσσωρευτές κατάλληλης χωρητικότητας, έτσι ώστε να τροφοδοτείται αδιαλείπτως το εγκατεστημένο φορτίο και να ικανοποιείται πιθανή μεταβολή αυτού σε ορίζοντα εικοσαετίας. Παράλληλα, στο προτεινόμενο υβριδικό σύστημα δεν αποκλείεται και η συμμετοχή συμβατικών μορφών ενέργειας, όπως ντιζελογεννήτριες, εν προκειμένω να επιτυγχάνεται μεγαλύτερη ευστάθεια ή/και χαμηλότερο κόστος. Όσον αφορά στον τρόπο παραγωγής ζεστού νερού χρήσης, αυτός θα επιτυγχάνεται μέσω ηλιακών θερμικών συστημάτων, τα οποία θα διαστασιολογηθούν έτσι ώστε να καλύπτονται οι ανάγκες των οικιακών καταναλωτών και του τριτογενή τομέα (ξενοδοχεία και ενοικιαζόμενα δωμάτια) μέχρι το 2030. Τέλος, το πόσιμο νερό θα παρέχεται μέσω κατάλληλης μονάδας αφαλάτωσης Αντίστροφής Όσμωσης, η οποία θα τροφοδοτείται από την περίσσεια ενέργειας που θα παράγουν οι ΑΠΕ και δε θα μπορεί να αποθηκευτεί στους συσσωρευτές. Στο σχήμα 5.1 αναπαρίστανται οι τρεις άξονες πάνω στους οποίους βασίζεται η ενεργειακή αυτονομία της Αστυπάλαιας, ενώ στις επόμενες παραγράφους



περιγράφεται αναλυτικά η μεθοδολογία υλοποίησης καθενός από τους προαναφερθέντες άξονες, καθώς και οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται και τα χαρακτηριστικά αυτών.



**Σχήμα 5.1:** Σχηματική αναπαράσταση της μεθοδολογίας που προτείνεται για την ενεργειακή αυτονομία της Αστυπάλαιας.

Όπως σε κάθε ενεργειακό σύστημα, έτσι και στο εξεταζόμενο σύστημα της Αστυπάλαιας, σκοπός είναι να επιλεγεί η λύση η οποία από τη μια θα έχει υψηλό βαθμό αξιοπιστίας, δηλαδή θα καλύπτει χωρίς ασυνέχειες και αστοχίες τις παρούσες και μελλοντικές ανάγκες των καταναλωτών, ενώ από την άλλη θα μπορέσει να υλοποιηθεί και να λειτουργήσει με το χαμηλότερο δυνατό κόστος, εγγυώμενη την οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης παράλληλα με χαμηλό κόστος παραγωγής της ενέργειας. Για την επίτευξη του συγκεκριμένου σκοπού θα χρησιμοποιηθούν τα ελεύθερα λογισμικά HOMER (έκδοση 2.68) και RETScreen (έκδοση 4), με τη βοήθεια των οποίων δύναται να σχεδιαστεί, να διαστασιολογηθεί και να αξιολογηθεί οποιοδήποτε αυτόνομο σύστημα παραγωγής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, το HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) είναι ένα λογισμικό που αναπτύχθηκε από το Εργαστήριο Ανανεώσιμης Ενέργειας (National Renewable Energy Laboratory, NREL) των Ηνωμένων Πολιτειών και χρησιμοποιείται για το σχεδιασμό και τη σύγκριση υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας σε ένα ευρύ πεδίο εφαρμογών (Lambert et al., 2006), ενώ το RETScreen αποτελεί ένα εργαλείο λήψης αποφάσεων που δημιουργήθηκε από το Κέντρο Έρευνας Καθαρών και Ανανεώσιμων Τεχνολογιών Ενέργειας (CanmetENERGY) του Καναδά με την συμβολή μεγάλου αριθμού ειδικών από την καναδική κυβέρνηση, την βιομηχανία και την εκπαίδευση. Το λογισμικό έχει την ικανότητα να αποτιμά την ενεργειακή παραγωγή και εξοικονόμηση, το κόστος κύκλου ζωής, τη μείωση εκπομπών, τα οικονομικά και την ασφάλεια των διαφόρων τεχνολογιών ενεργειακής απόδοσης και ανανεώσιμων πηγών.

Και τα δύο εργαλεία έχουν τη δυνατότητα να κάνουν τεχνοοικονομική και περιβαλλοντική αξιολόγηση σε συστήματα ενέργειας τα οποία ορίζει ο χρήστης, ενώ διαφέρουν στον τρόπο που υλοποιούν την κάθε αξιολόγηση, στα κριτήρια που

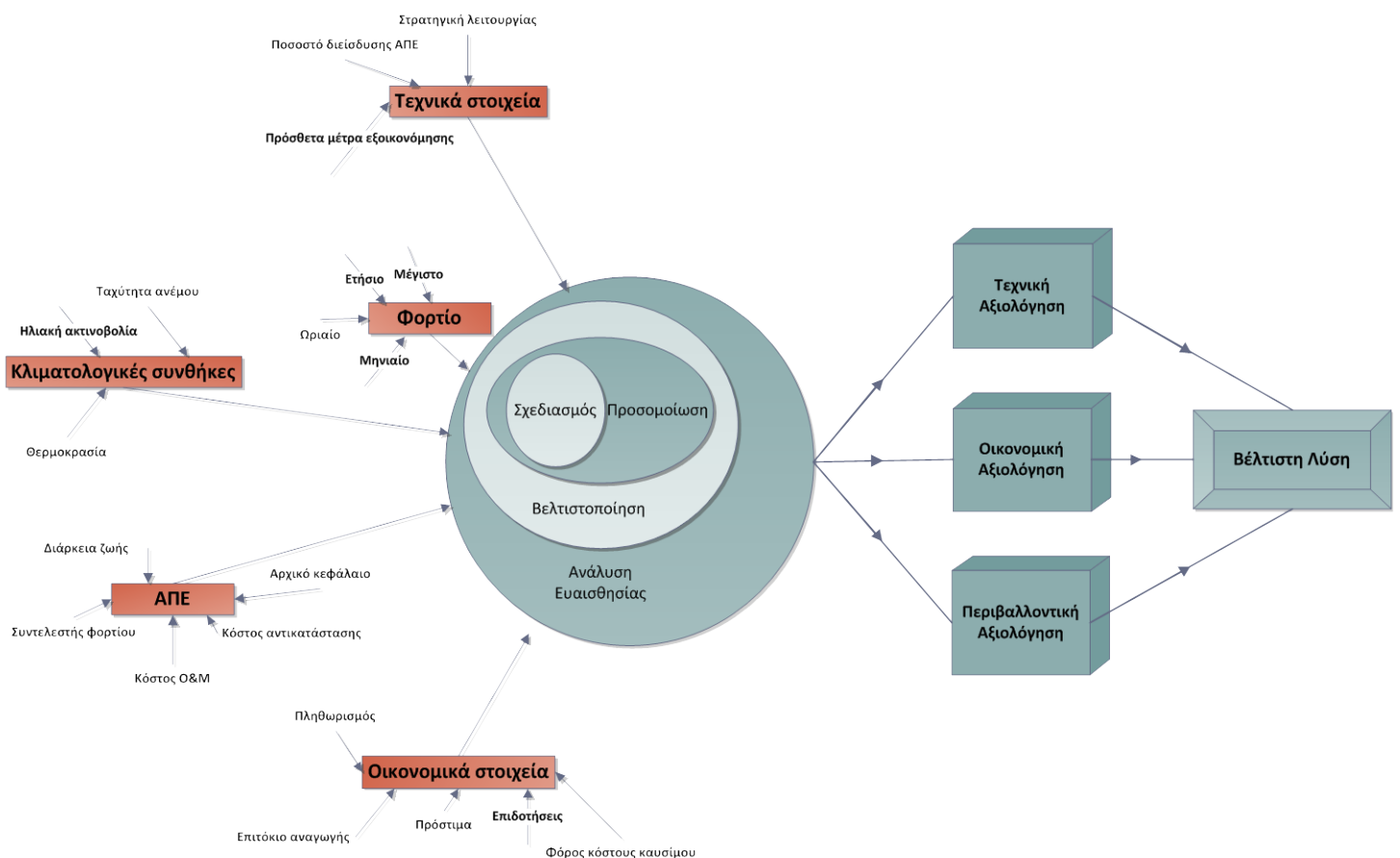
χρησιμοποιούν και στις παραμέτρους που δέχονται ως είσοδο. Θεμελιώδες χαρακτηριστικό του RETScreen είναι πως συγκρίνει μια «βασική περίπτωση», η οποία συνήθως είναι ο συμβατικός τρόπος παραγωγή ενέργειας, με την «προτεινόμενη περίπτωση», η οποία αποτελείται από έργα καθαρής ενέργειας, χρησιμοποιώντας όλα τα κόστη και κάποιους οικονομικούς δείκτες, όπως η Καθαρή Παρούσα Αξία, ο Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης, ο λόγος Κόστους/Οφέλους, κ.α. (Connolly et al., 2010). Από την άλλη, το HOMER δίνει τη δυνατότητα στο χρήστη να σχεδιάσει και να συνδυάσει μια ποικιλία τεχνολογιών (Φ/Β, Α/Γ, κυψέλες καυσίμου, συσσωρευτές, ηλεκτρολύτες, ντιζελογεννήτριες, κ.α.) με τέτοιον τρόπο ώστε να ικανοποιούνται οι απαιτήσεις φορτίου, ενώ, ταυτόχρονα, μπορεί και προσομοιώνει πλήθος πιθανών συστημάτων, από τα οποία επιλέγεται το βέλτιστο βάσει οικονομικών κριτηρίων, όπως η ΚΠΑ και το Ανηγγμένο Κόστος Παραγωγής Ενέργειας (€/KWh). Χαρακτηριστικό είναι πως και στα δυο εργαλεία υπάρχει η δυνατότητα ανάλυσης ευαισθησίας, με τη βοήθεια της οποίας ποσοτικοποιείται η αβεβαιότητα ή οι αλλαγές που μπορεί να συμβούν σε μεταβλητές τις οποίες ο χρήστης δε μπορεί να ελέγξει, όπως ο ρυθμός αύξησης της τιμής των καυσίμων, το επιτόκιο δανεισμού, η ταχύτητα του ανέμου, κ.α.

Ο σχεδιασμός, η προσομοίωση και η βελτιστοποίηση του υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της Αστυπάλαιας θα επιτευχθεί μέσω του HOMER, ενώ η αξιολόγηση του προτεινόμενου συστήματος με βάση τεχνικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια, όπως επίσης και η σύγκριση αυτού με τον παρόν σύστημα ηλεκτροπαραγωγής θα πραγματοποιηθεί με τη βοήθεια και των δυο λογισμικών. Αντίθετα, όσον αφορά τους ηλιακούς θερμαντές νερού, το HOMER δε διαθέτει επιλογή για τέτοιου είδους ενεργειακή παραγωγή και έτσι η τεchnοοικονομική και περιβαλλοντική ανάλυση θα πραγματοποιηθεί μόνο με τη βοήθεια του RETScreen. Τέλος, η μονάδα αφαλάτωσης θα αξιολογηθεί με αναλυτικό τρόπο.

Προκειμένου ένα ενεργειακό σύστημα να διαστασιολογηθεί, να αριστοποιηθεί και τελικώς να αξιολογηθεί τεchnοοικονομικά και περιβαλλοντικά, απαιτείται προγενέστερα ο καθορισμός μιας σειράς παραμέτρων που χαρακτηρίζουν το είδος των τεχνολογιών που θα χρησιμοποιηθεί, η περιοχή στην οποία αυτό ενδέχεται να υλοποιηθεί και τα οικονομικά στοιχεία που χαρακτηρίζουν την οικονομία του παρόντος και εν δυνάμει του μέλλοντος. Σε πρώτη φάση, πρέπει να εισαχθούν πληροφορίες που χαρακτηρίζουν την περιοχή μελέτης, όπως οι κλιματολογικές συνθήκες και το φορτίο που επιδιώκεται να ικανοποιηθεί. Η θερμοκρασία, η ταχύτητα ανέμου, η ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας είναι μερικές από τις παραμέτρους που απαιτούνται για να υπολογιστεί η ωριαία, μηνιαία ή/και ετήσια παραγωγή ενέργειας από τις διάφορες ΑΠΕ, έτσι όπως έχει αναλυθεί στις παραγράφους 3.2.6 και 3.3.4. Ταυτόχρονα, το μέσο ωριαίο φορτίο, οι μέσες ημερήσιες ενεργειακές ανάγκες, η μηνιαία ενεργειακή κατανάλωση και το μέγιστο ετήσιο φορτίο αποτελούν μεγέθη απαραίτητα για την κατάλληλη διαστασιολόγηση του συστήματος, έτσι ώστε τα φορτία στον οικιακό τομέα, τον τριτογενή τομέα και στην μονάδα αφαλάτωσης να ικανοποιούνται αδιάλειπτα για όλο τον οικονομικό κύκλο ζωής του συστήματος. Στη συνέχεια, θα πρέπει να εισαχθούν τα χαρακτηριστικά των τεχνολογιών που χρησιμοποιούνται για κάθε προσομοίωση, όπως κόστος αγοράς, κόστος λειτουργίας και συντήρησης, βαθμός απόδοσης, διάρκεια ζωής, παράμετροι τοποθέτησης, κ.α. Εδώ θα πρέπει να τονιστεί πως και στα δυο λογισμικά υπάρχουν βάσεις δεδομένων για τις περισσότερες τεχνολογίες που απαρτίζουν ένα σύστημα ενεργειακής παραγωγής, από τις οποίες ο χρήστης μπορεί να επιλέξει μάρκες και μοντέλα που κυκλοφορούν στην αγορά με

συγκεκριμένα χαρακτηριστικά. Τέλος, για την αξιολόγηση θα πρέπει να ορισθούν τεχνικά στοιχεία, όπως η στρατηγική λειτουργίας του συστήματος (dispatch strategy), ο τρόπος ελέγχου των ντιζελογεννητριών, το ελάχιστο ποσοστό διείσδυσης ΑΠΕ, κ.α. και οικονομικές παράμετροι, όπως το κόστος συμβατικών καυσίμων, ο κυλιόμενος φόρος κόστους καυσίμου, το ετήσιο πραγματικό επιτόκιο, η τιμή του πληθωρισμού, το ποσοστό επιδότησης της επένδυσης, το πρόστιμο για την παραγωγή αέριων ρύπων περισσότερο από το επιτρεπτό όριο, κ.α.

Μετά την εισαγωγή όλων των παραπάνω παραμέτρων, το λογισμικό HOMER θα είναι σε θέση να εκτελέσει έναν τόσο μεγάλο αριθμό προσομοιώσεων, όσο το πλήθος των τιμών των παραμέτρων απόφασης που θέλει να εξετάσει ο χρήστης, δηλαδή το μέγεθος της Φ/Β συστοιχίας, το πλήθος των ανεμογεννητριών, ο αριθμός των συσσωρευτών, το μέγεθος των ντιζελογεννητριών, το μέγεθος του αντιστροφέα, κ.α.. Από την άλλη, το λογισμικό RETScreen θα μπορεί να συγκρίνει το περιβαλλοντικό και οικονομικό κέρδος ή ζημία που μπορεί να συντελεστεί με την αντικατάσταση του συμβατικού τρόπου παραγωγής ενέργειας από ένα έργο καθαρής ενέργειας. Σε κάθε περίπτωση πάντως, τεχνικά, οικονομικά και περιβαλλοντικά κριτήρια, όπως η ΚΠΑ, ο ΕΒΑ, το κόστος παραγωγής ενέργειας, η μη δυνατότητα τροφοδότησης φορτίου, το ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ, η εκπομπή ισοδύναμων τόνων CO<sub>2</sub> ανά έτος, θα βοηθήσουν στην τεχνοοικονομική και περιβαλλοντική αξιολόγηση του κάθε υλοποιήσιμου συστήματος και στην τελική επιλογή της βέλτιστης λύσης. Αμέσως μετά, παρουσιάζεται με σχηματικό τρόπο η μεθοδολογία υλοποίησης της παρούσας μελέτης μέσω των δυο χρησιμοποιούμενων λογισμικών.



**Σχήμα 5.2:** Η μεθοδολογία υλοποίησης της τεχνοοικονομικής και περιβαλλοντικής αξιολόγησης των προτεινόμενων ενεργειακών συστημάτων στην Αстуπάλεια.

Στις παραγράφους που ακολουθούν περιγράφεται αναλυτικά η μεθοδολογία υπολογισμού των παραμέτρων που απαιτούνται ως είσοδοι στα δυο λογισμικά πακέτα για την προσομοίωση των ενεργειακών συστημάτων που μπορούν να εγγυηθούν την ενεργειακή αυτονομία της Αστυπάλαιας, τουλάχιστον για τα επόμενα είκοσι χρόνια. Στο επόμενο κεφάλαιο, περιγράφονται όλα τα κριτήρια που χρησιμοποιούνται για την τεχνοοικονομική και περιβαλλοντική ανάλυση κάθε δυνατού συνδυασμού ενεργειακού συστήματος, ενώ παράλληλα φαίνεται πως αυτά αξιοποιούνται για την επιλογή της βέλτιστης δυνατής λύσης.

## 5.2. Η Περιοχή Μελέτης

### 5.2.1. Γενικά Χαρακτηριστικά

Το νησί της Αστυπάλαιας (Εικόνα 5.1) διοικητικά αποτελεί το δυτικότερο νησί των Δωδεκανήσων, αλλά γεωγραφικά και πολιτισμικά στέκει ανάμεσα στα Δωδεκάνησα και στις Κυκλάδες. Έχει έκταση 97 km<sup>2</sup>, ακτογραμμή 110 km<sup>2</sup> και 1.238 κατοίκους, σύμφωνα με την απογραφή του 2001. Απέχει από την Κω 23 και από τη Ρόδο 96 ναυτικά μίλια, ενώ από τον Πειραιά 117. Το μεγαλύτερο μέρος του εδάφους του νησιού είναι άδενδρο και χαρακτηρίζεται από πολλούς βράχους και λόφους, ο ψηλότερος των οποίων είναι 482 m.

Οι ακτές της Αστυπάλαιας είναι βραχώδεις με όρμους και παραλίες. Μια μικρή λωρίδα γης περίπου 100 μέτρων, το Στενό, χωρίζει το νησί σε δύο τμήματα το Μέσα (δυτικό) και το Έξω νησί (ανατολικό). Στα νοτιοανατολικά υπάρχουν διάφορα μικρά νησιά όπως η Αγία Κυριακή, ο Χονδρός, το Κουνούπι και ο Κουτσομύτης. Στα Δυτικά βρίσκονται οι νησίδες Οφιδούσα, Χτένια, Ποντικούσα και άλλες. Η Αστυπάλεια δεν χαρακτηρίζεται από πληθώρα οικισμών και τα κατοικήσιμα τμήματά της είναι λίγα. Πρωτεύουσα του νησιού είναι η Αστυπάλεια, ή Αστροπαλιά, ή Χώρα, η οποία ενωμένη με τον παλιό λιμάνι, τον Πέρα Γιαλό (νέο λιμάνι έχει κατασκευαστεί πια στα Βόρεια, στον όρμο του Αγ. Ανδρέα), αριθμεί 1.036 κατοίκους. Εκτός από τη Χώρα, 10 km ανατολικά αυτής υπάρχει ο οικισμός Ανάληψη (παλιά ονομασία Μαλτεζάνα ή Μαρτιζάνα), με μόνιμο πληθυσμό 149 κατοίκους, όπου βρίσκεται και το αεροδρόμιο του νησιού. Ακόμα, σε πολύ μικρή απόσταση από τη Χώρα υπάρχει το πιο εύφορο σημείο του νησιού, ο οικισμός Λιβιάδι στον οποίο κατοικούν μόλις 39 άτομα. Ένας ακόμη μικροσκοπικός οικισμός βρίσκεται στα ΒΑ του νησιού και λέγεται Βαθύ με πληθυσμό 14 ατόμων.



Εικόνα 5.1: Το νησί της Αстуπάλαιας. (Πηγή: [www.ell.gr](http://www.ell.gr))

### 5.2.2. Κλιματολογικές Συνθήκες

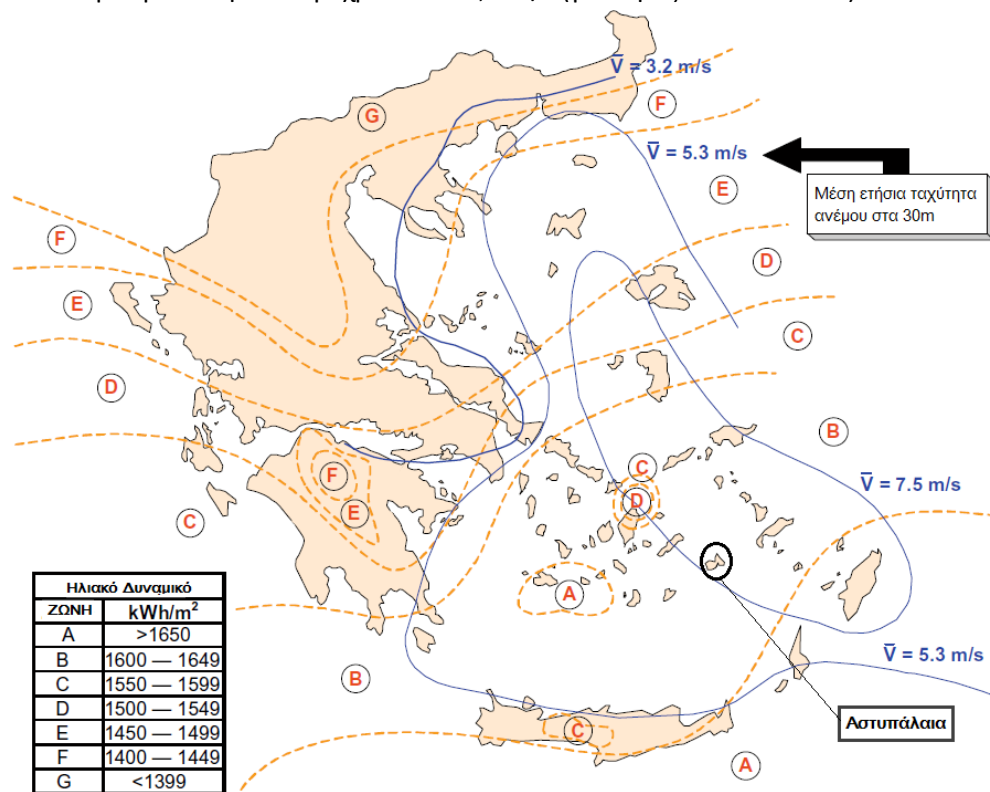
Η Αстуπάλαια, ανήκοντας στα Δωδεκάνησα, ακολουθεί και αυτή τις τυπικές ιδιομορφίες όλου αυτού του Νησιώτικου σχηματισμού. Με λίγα λόγια, το κλίμα του νησιού είναι ήπιο, όλες τις εποχές του χρόνου. Αυτό έχει ως συνέπεια να επικρατούν ικανοποιητικές θερμοκρασίες τόσο το χειμώνα, όσο και το καλοκαίρι, κάτι που δημιουργεί ευχάριστες και άνετες συνθήκες διαβίωσης. Όπως φαίνεται και στον επόμενο πίνακα, η Αстуπάλαια εμφανίζει υψηλές θερμοκρασίες κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού (23-26°C), ενώ ο χειμώνας κρίνεται αρκετά ήπιος (12-14°C). Παράλληλα, όπως είναι λογικό, τα επίπεδα υγρασίας βρίσκονται σε υψηλά επίπεδα καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου (60-70%) και οι βροχοπτώσεις δεν είναι ιδιαίτερα συχνές.

Πίνακας 5.1: Ετήσια μετεωρολογικά δεδομένα Αस्तυπάλαιας. (Πηγή: [www.astypalaia.gr](http://www.astypalaia.gr))

Μήνας	Θερμοκρασία Αέρα (°C)	Θερμοκρασία Θάλασσας (°C)	Σχετική Υγρασία (%)	Βροχόπτωση (mm)
Ιανουάριος	11,9	14,9	74,2	100,3
Φεβρουάριος	11,8	14,4	67,6	53,9
Μάρτιος	13,2	14,5	67	39,4
Απρίλιος	16	16,5	65,2	19,5
Μάιος	19,5	18,8	61,3	16,5
Ιούνιος	22,9	21,2	59,1	2
Ιούλιος	25,2	23	58	0
Αύγουστος	25,8	23,7	62,8	0,4
Σεπτέμβριος	23,6	22,6	68,9	3,3
Οκτώβριος	20,7	19,9	70	25
Νοέμβριος	17,1	17,8	72,9	46,7
Δεκέμβριος	13,8	15,7	71	81,6

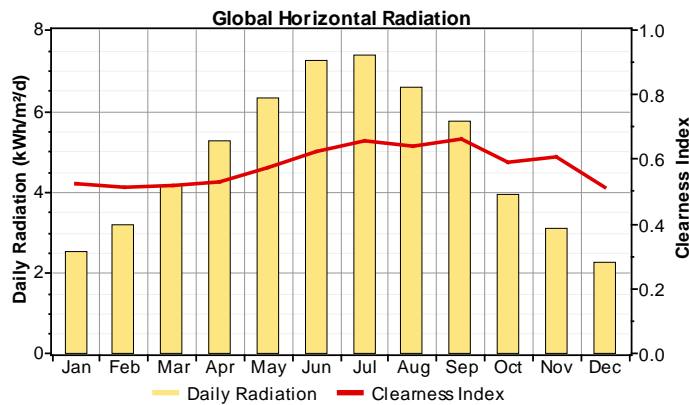
Ενεργειακά, ο ελλαδικός χώρος χωρίζεται σε επτά ζώνες, ανάλογα με τα επίπεδα ηλιακής ακτινοβολίας που παρουσιάζουν τα επιμέρους γεωγραφικά τμήματα. Παρατηρώντας τον εν λόγω χάρτη (Εικόνα 5.2) είναι πασιφανές πως η Αстуπάλαια ανήκει

στη δεύτερη πιο κερδοφόρα, από άποψη ηλιακών κερδών, ζώνη της Ελλάδας, με μέση ετήσια ηλιακή ακτινοβολία (1600-1650 kWh/m<sup>2</sup>). Ταυτόχρονα το αιολικό δυναμικό αυτής φαίνεται πολύ ισχυρό, όπως και των υπόλοιπων νησιών του Αιγαίου, με μέση ταχύτητα ανέμου που μπορεί να φτάσει μέχρι και τα 7,5 m/s (για ύψος πυλώνα 30 m).

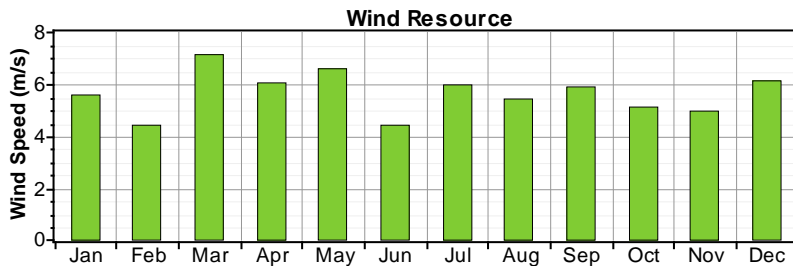


Εικόνα 5.2: Οι ζώνες αιολικού και ηλιακού δυναμικού στον ελλαδικό χώρο. (Πηγή: Kaldellis et al., 2010)

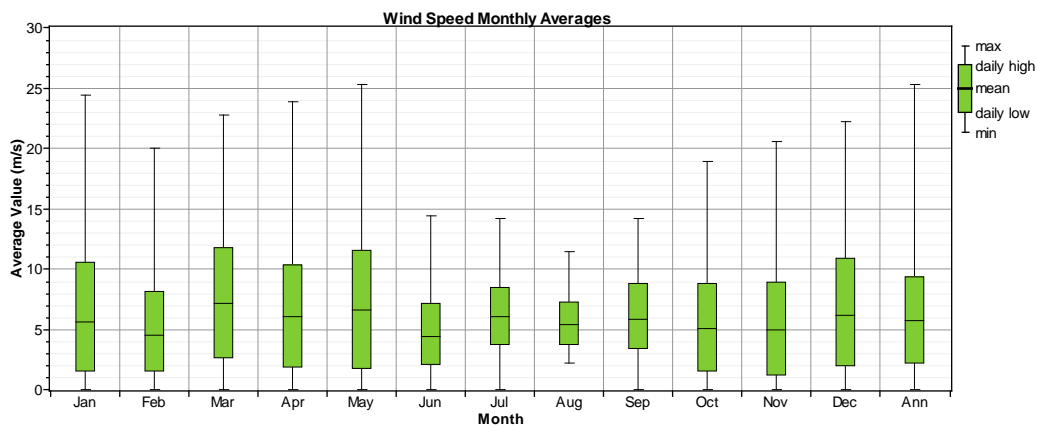
Πιο συγκεκριμένα, ύστερα από επεξεργασία των στοιχείων της Εθνικής Μετεωρολογικής Υπηρεσίας, η Αστυπάλαια εμφανίζει μέση ημερήσια ηλιακή ακτινοβολία σε οριζόντιο επίπεδο ίση με 4,82 kWh/m<sup>2</sup>. Στο διάγραμμα 5.1 φαίνεται χαρακτηριστικά πως η ηλιακή ακτινοβολία εμφανίζει την ελάχιστη τιμή τον μήνα Δεκέμβριο (2,27 kWh/m<sup>2</sup>) και τη μέγιστή της τον Ιούλιο (7,4 kWh/m<sup>2</sup>), ενώ ο δείκτης αιθριότητας (clearness index) κυμαίνεται από 0,5 το χειμώνα έως 0,67 το καλοκαίρι. Επίσης, στο διάγραμμα 5.2 παρουσιάζονται οι μέσες τιμές ταχύτητας ανέμου για κάθε μήνα του έτους ξεχωριστά. Από τον συγκεκριμένο διάγραμμα γίνεται εύκολα αντιληπτό πως η Αστυπάλαια διακρίνεται για το πλούσιο αιολικό δυναμικό της, με μέση ετήσια ταχύτητα ανέμου ίση με 5,67 m/s, η οποία κάποιες φορές μπορεί να φτάνει το Μάρτιο μέχρι και τα 7,14 m/s. Βέβαια, όπως φαίνεται και από το διάγραμμα 5.3, το αιολικό δυναμικό δεν εμφανίζει τη σταθερότητα του αντίστοιχου ηλιακού, κάνοντας έτσι δυνατό να εμφανιστούν και τιμές ανέμου με ταχύτητα που ξεπερνά τα 25 m/s, όταν η αντίστοιχη μέση είναι 6,6 m/s (π.χ. Μάιος).



**Διάγραμμα 5.1:** Η μέση μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία και ο δείκτης αιθριότητας στην Αστυπάλαια.



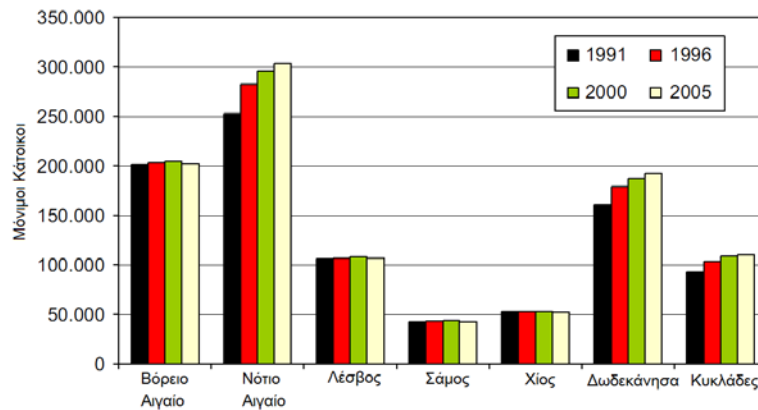
**Διάγραμμα 5.2:** Η μέση μηνιαία ταχύτητα ανέμου στην Αστυπάλαια.



**Διάγραμμα 5.3:** Εύρος διακύμανσης και μέση τιμή της ταχύτητας του ανέμου στην Αστυπάλαια. Οι τιμές δίνονται για κάθε μήνα ξεχωριστά και για όλο το έτος (τελευταία δεξιά στήλη).

### 5.2.3. Γενικά Στοιχεία του Ενεργειακού Συστήματος των Δωδεκανήσων και της Αστυπάλαιας

Τα Δωδεκάνησα μαζί με τα υπόλοιπα νησιωτικά συμπλέγματα του Αιγαίου Αρχιπελάγους, Κυκλάδες, Σάμος-Ικαρία-Φούρνοι, Λέσβος-Λήμνος-Άγιος Ευστράτιος και Χίος-Οινούσες-Ψαρρά, αποτελούνται από έναν πολύ μεγάλο αριθμό κατοικήσιμων νησιών τα οποία ρευματοδοτούνται από τοπικούς ή αυτόνομους σταθμούς παραγωγής ενέργειας, μην έχοντας καμιά σύνδεση με το δίκτυο της ηπειρωτικής χώρας. Την τελευταία εικοσαετία, όπως φαίνεται και το διάγραμμα 5.4, ο πληθυσμός των νησιών του Νότιου Αιγαίου (Κυκλάδες, Δωδεκάνησα) αυξήθηκε κατά 20%, ενώ στα νησιά του Βόρειου Αιγαίου (Σάμος, Χίος, Λέσβος) ο πληθυσμός παρέμεινε τυπικά αμετάβλητος, δημιουργώντας, ειδικά στην πρώτη περίπτωση, πρόσθετες ανάγκες για κατανάλωση ενέργειας.



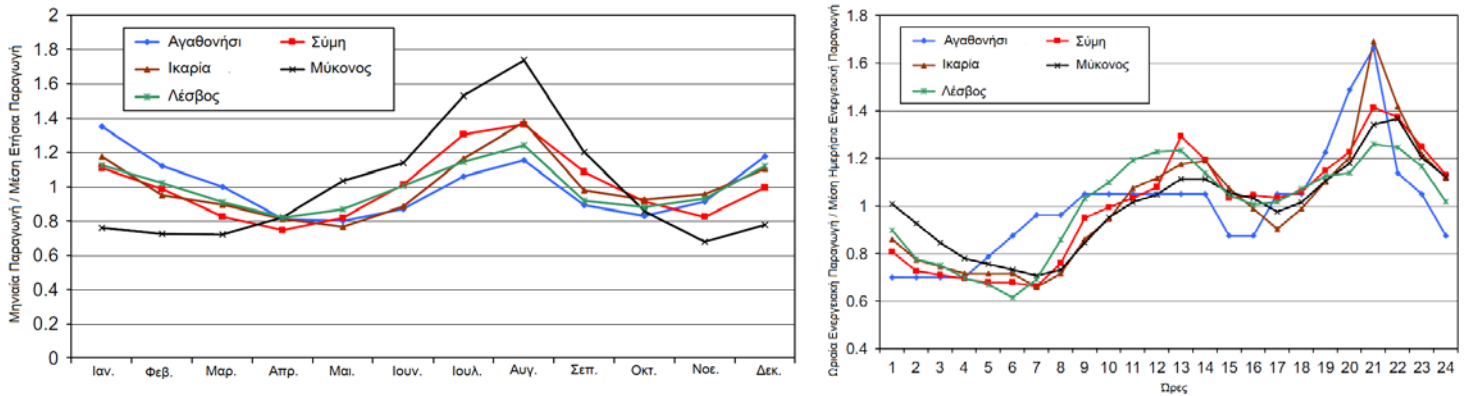
**Διάγραμμα 5.4:** Εξέλιξη μόνιμου πληθυσμού στα κύρια νησιωτικά συμπλέγματα του Αιγαίου Πελάγους το χρονικό διάστημα 1991-2005. (Πηγή: Kaldellis, Zafirakis, 2007)

Σύμφωνα με στοιχεία του 2005, η ηλεκτροδότηση των νησιών του Αιγαίου προέρχεται κυρίως από τους 220 θερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής (η κατάταξή τους ανά εγκατεστημένη ισχύ φαίνεται στον πίνακα 5.2), οι οποίοι μάλιστα βρίσκονται σε λειτουργία για πάνω από είκοσι χρόνια. Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα τη λειτουργία των περισσότερων μηχανών σε ισχύ 15% μικρότερη από την αντίστοιχη ονομαστική τους και τη συχνή βλάβη αυτών για μεγάλα χρονικά διαστήματα. Στα αρνητικά της ενεργειακής αυτής κατάστασης μπορεί να προστεθεί και η μη εγγυημένη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στους κατοίκους των νησιών, αφού η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς των σταθμών παραγωγής ανταποκρίνεται οριακά στο συνολικά εγκατεστημένο φορτίο. Εάν σε αυτό το χαρακτηριστικό προστεθούν και οι έντονες ημερήσιες και εποχιακές διακυμάνσεις της ενεργειακής ζήτησης, γίνεται έντονα αντιληπτή η ανάγκη για εκσυγχρονισμό των αυτόνομων σταθμών παραγωγής (ΑΣΠ). Όπως φαίνεται και από το διάγραμμα 5.5, κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού η αιχμή του φορτίου μπορεί να είναι και πέντε φορές μεγαλύτερη του ελάχιστου φορτίου του χειμώνα, ενώ κατά τη διάρκεια της ίδιας μέρας μπορεί να σημειωθούν διακυμάνσεις φορτίου της τάξεως  $\pm 60\%$  της μέσης τιμής. Οι συγκεκριμένες διακυμάνσεις επηρεάζονται κυρίως από την έντονη τουριστική δραστηριότητα των νησιών κατά τη θερινή περίοδο, γεγονός που δημιουργεί πρόσθετα προβλήματα στα συστήματα παραγωγής ενέργειας, κάνοντας τα να λειτουργούν με αρκετά χαμηλό συντελεστή φορτίου (Kaldellis, Zafirakis, 2007).

**Πίνακας 5.2:** Κατηγοριοποίηση ΑΣΠ των νησιών του Αιγαίου ανάλογα με την εγκατεστημένη ισχύ τους. (Πηγή: Πηγή: Kaldellis, Zafirakis, 2007)

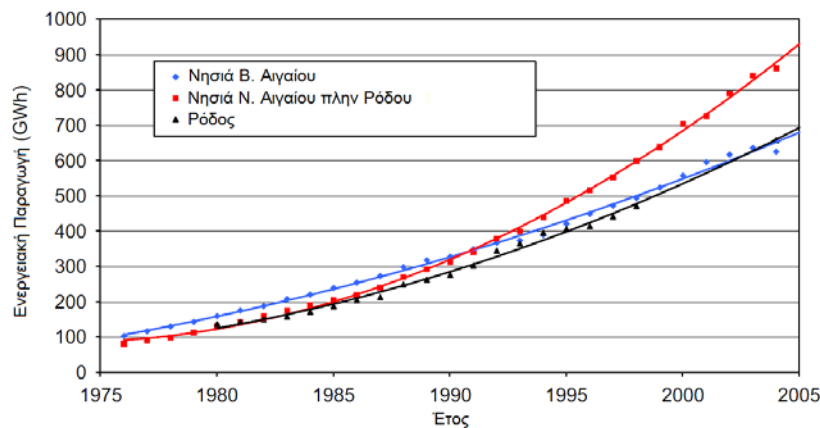
Κατηγορία	Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΣΠ (MW)	Νησιά
Πολύ μικρός	<1	Αγαθονήσι, Άγιος Ευστράτιος, Ανάφη, Αντικύθηρα, Δονούσα, Ερείκουσα, Μεγίστη, Οθωνοί
Μικρός	>1 και <9	Αμοργός, Αστυπάλαια, Κύθνος, Σαμοθράκη, Σέριφος, Σίφνος, Σύμη, Σκύρος
Μικρομεσαίος	>9 και <20	Ικαρία, Ίος, Κάρπαθος, Μήλος, Πάτμος
Μεσαίος	>20 και <50	Άνδρος, Λήμνος, Μύκονος, Σαντορίνη, Σύρος
Μεγάλος	>50	Χίος, Κως-Κάλυμνος, Λέσβος, Πάρος, Ρόδος, Σάμος





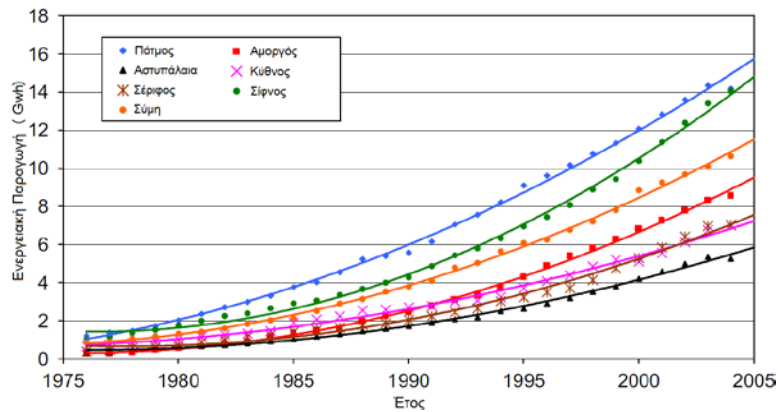
**Διάγραμμα 5.5:** Αντιπροσωπευτικά δείγματα εποχιακής (αριστερά) και ημερήσιας (δεξιά) διακύμανσης ενεργειακής παραγωγής σε νησιά του Αιγαίου. (Πηγή: Kaldellis, Zafirakis, 2007)

Σύμφωνα με μελέτες, μετά το 1975 σημειώνεται μια συνεχής αύξηση στην παραγωγή ενέργειας, η οποία είναι πολύ πιο έντονη για τα νησιά του Νότιου Αιγαίου σε σχέση με αυτά του Βόρειου. Όπως παρουσιάζεται και στο διάγραμμα 5.6, μέχρι τις αρχές της δεκαετίας του 1990 η ενεργειακή παραγωγή για τα νησιά του Βόρειου Αιγαίου ήταν μεγαλύτερη από αυτή των Νοτίων, ενώ η κατάσταση αυτή αντιστράφηκε από το 1992 και μετά. Συγκεκριμένα σήμερα, μόνο η ενεργειακή παραγωγή της Ρόδου ξεπερνά σε τιμή το σύνολο της ενεργειακής παραγωγής της περιοχής του Β. Αιγαίου.



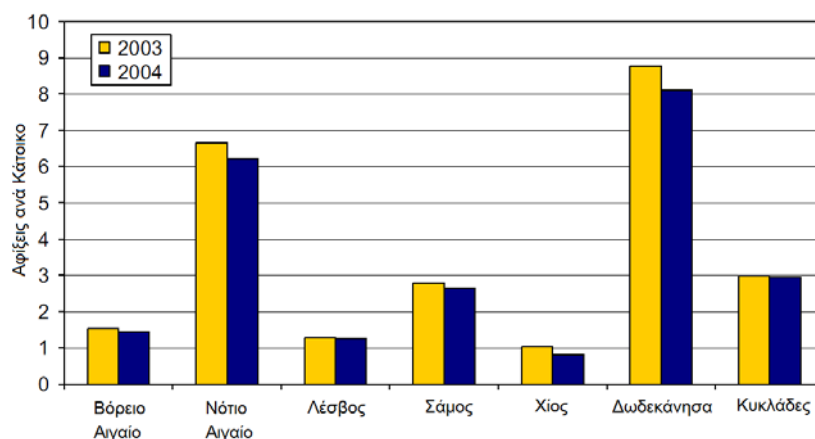
**Διάγραμμα 5.6:** Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας στα νησιά Νότιου και Βόρειου Αιγαίου. (Πηγή: Kaldellis, Zafirakis, 2007)

Όσον αφορά την παραγωγή ενέργειας των μικρών ΑΣΠ του Ν. Αιγαίου αυτή δεν εμφανίζει διαφορετικά χαρακτηριστικά σε σχέση με την γενική τάση. Στην πραγματικότητα, τα περισσότερα νησιά της περιοχής από το 1975 και μετά παρουσιάζουν μια ετήσια αύξηση στην παραγωγή ενέργειας της τάξεως του 10%, ενώ το σύνολο της σημερινής παραγωγής τους μπορεί να εμφανίζει τιμές μέχρι και 10 φορές μεγαλύτερες από αυτές του 1975 (Διάγραμμα 5.7).



**Διάγραμμα 5.7:** Εξέλιξη παραγωγής ενέργειας μικρών νησιών του Αιγαίου, συμπεριλαμβανομένου και της Αστυπάλαιας. (Πηγή: Kaldellis, Zafirakis, 2007)

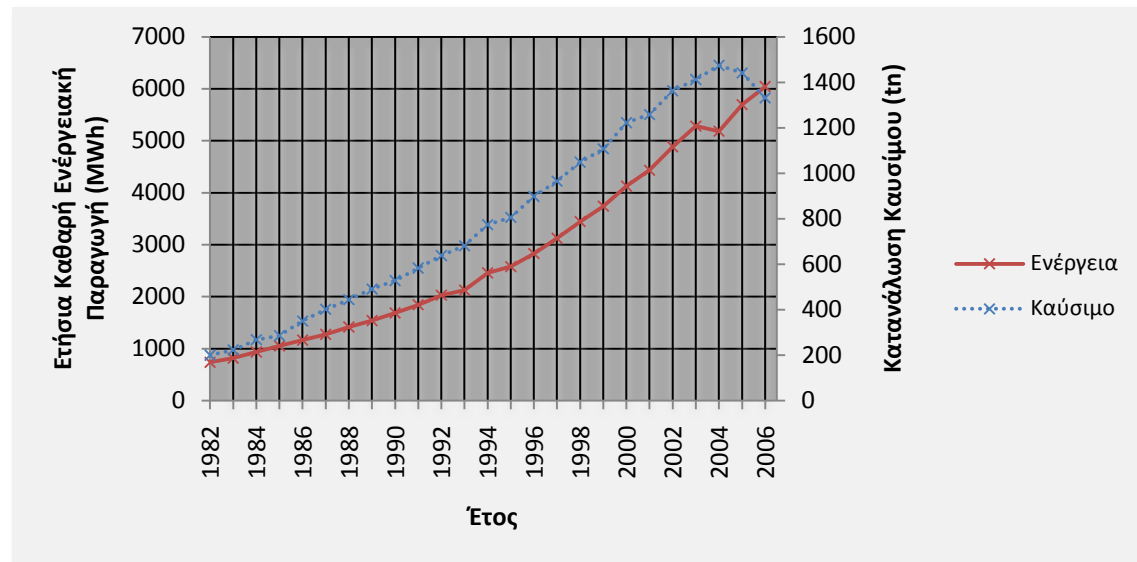
Παρόμοια εικόνα εμφανίζει και η τάση αύξησης του φορτίου αιχμής στα νησιά του Αιγαίου. Πιο αναλυτικά, από το 1975 και μετά η ετήσια μέση αύξηση της αιχμής σημειώνει τιμές μέχρι και 10%, ενώ από το 1992 η αιχμή φορτίου στα νησιά του Ν. Αιγαίου ξεπερνά αυτή των νησιών του Βορείου. Για παράδειγμα, ενώ το 1975 η Λέσβος εμφανίζει τιμές μέγιστης ενεργειακής ζήτησης διπλάσιες από αυτές του συμπλέγματος Κω-Καλύμνου, το 2005 η αιχμή φορτίου του συμπλέγματος ξεπέρασε κατά 20% αυτή της Λέσβου. Εξετάζοντας την περίοδο αύξησης του φορτίου αιχμής και της ενεργειακής παραγωγής μπορεί να εξαχθεί με ασφάλεια το συμπέρασμα πως αυτή η συμπεριφορά οφείλεται όχι τόσο στην αύξηση του μόνιμου πληθυσμού, αλλά στη συνεχή ανοδική πορεία του τουριστικού τομέα. Ενώ η κατάσταση στα νησιά του Β. Αιγαίου είναι πιο ομαλή, εμφανίζοντας πληθυσμό διπλάσιο του μόνιμου κατά τη θερινή περίοδο, ο πληθυσμός στις Κυκλάδες και τα Δωδεκάνησα το καλοκαίρι φαίνεται να είναι τρεις και οκτώ φορές, αντίστοιχα, περισσότερος του μόνιμου (Διάγραμμα 5.8), δημιουργώντας έτσι συνεχείς ανάγκες για ικανοποίηση όλο και μεγαλύτερου φορτίου.



**Διάγραμμα 5.8:** Αφίξεις τουριστών συγκρίσει του μόνιμου πληθυσμού τα έτη 2003 και 2004. (Πηγή: Kaldellis, Zafirakis, 2007)

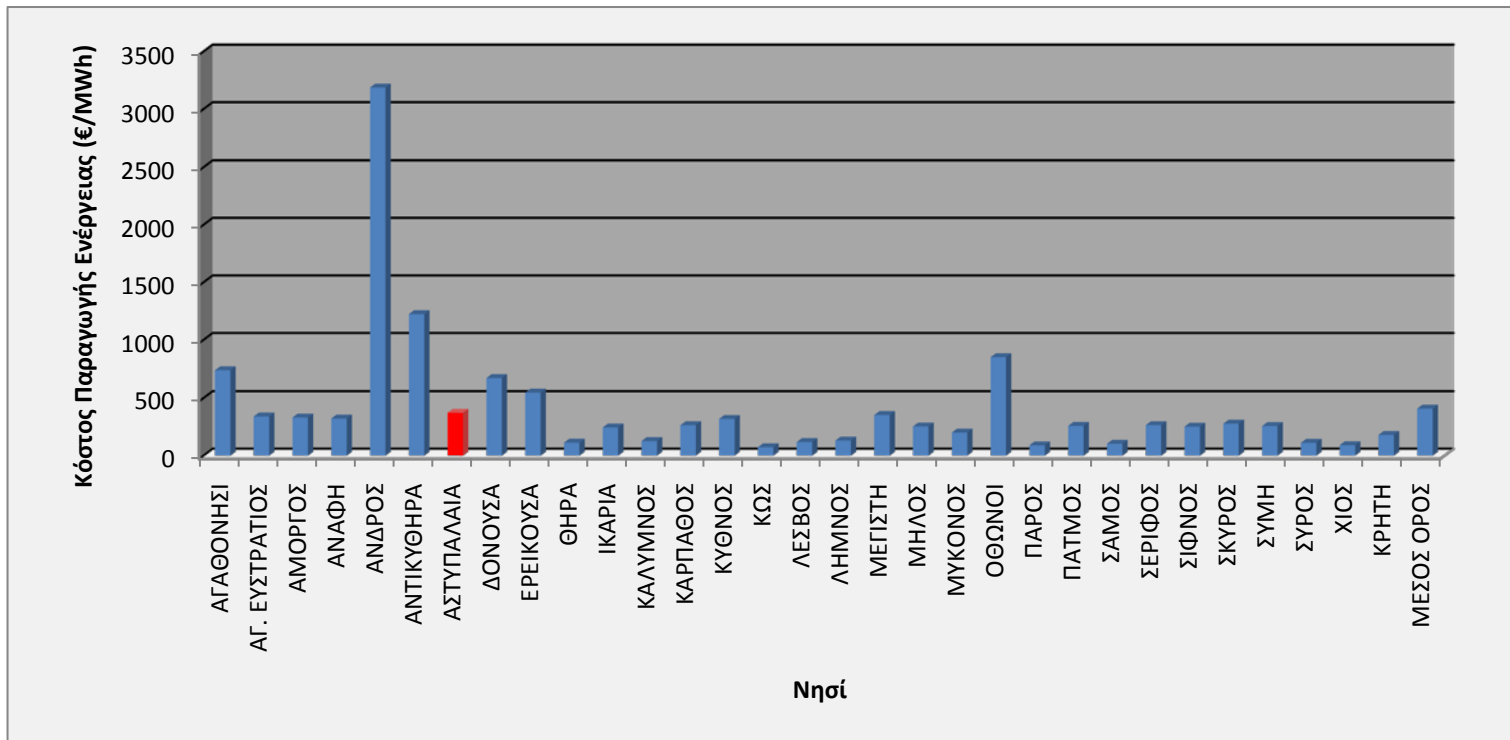
Σύμφωνα με τα διαθέσιμα επίσημα στοιχεία, όλοι οι ανεξάρτητοι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής των νησιών του Αιγαίου λειτουργούν με πετρέλαιο ντίζελ και μαζούτ. Πιο συγκεκριμένα, για το έτος 2006, η ετήσια κατανάλωση diesel όλων των ΑΣΠ της περιοχής ανήλθε σε 100.000 tn, ενώ του μαζούτ σε 400.000 tn, κατανάλωση η οποία συμφωνεί απόλυτα με την έντονα ανοδική πορεία των ενεργειακών απαιτήσεων των νησιών. Πέραν των απολύτων μεγεθών, όσον αφορά την ανά kWh κατανάλωση καυσίμου,

αυτή κυμαίνεται μεταξύ 200-300 gr/kWh. Είναι χαρακτηριστικό πως για το νησί της Αστυπάλαιας, από το 1982 μέχρι το 2006, η ενεργειακή παραγωγή αυξανόταν κατά μέσο όρο κάθε χρόνο πάνω από 9%, αύξηση την οποία ακολούθησε και η κατανάλωση καυσίμου. Αναλυτικότερα, αμέσως παρακάτω φαίνονται οι επιμέρους αυξήσεις της ενεργειακής παραγωγής και της κατανάλωσης diesel στην Αστυπάλαια, όπου παρατηρείται πως για την πιο πρόσφατα διαθέσιμη χρονιά (2006) η ειδική κατανάλωση καυσίμου ανήλθε σε 220 gr/kWh.



**Διάγραμμα 5.9:** Εξέλιξη της συνολικής ενεργειακής παραγωγής και της κατανάλωσης καυσίμου στην Αστυπάλαια για την περίοδο 1982-2006. (Πηγή: ΔΕΗ, 2007)

Η υψηλή κατανάλωση καυσίμου και οι διαρκείς ανάγκες συντήρησης των ΑΣΠ, οι οποίες υπαγορεύονται από το μικρό τους μέγεθος και τις διακυμάνσεις στην ενεργειακή παραγωγή, έχουν ως αποτέλεσμα το υψηλό κόστος παραγωγής ενέργειας, το οποίο σημειωτέον έχει τιμές δεκαπλάσιες σε σχέση με αυτές πριν 20 χρόνια. Για τους μεγάλους ΑΣΠ το συγκεκριμένο κόστος κυμαίνεται μεταξύ 80 και 200 €/MWh, για τους μεσαίους και μικρούς 150-400 €/MWh, ενώ για τους πολύ μικρούς μπορεί να ξεπεράσει και τα 1000 €/MWh. Συγκεκριμένα στην Αστυπάλαια, το κόστος παραγωγής ενέργειας για το 2005 έφτασε τα 373,51 €/MWh (Διάγραμμα 5.10). Είναι αξιοσημείωτο πως η λειτουργία των συγκεκριμένων ΑΣΠ στοιχίζει πολύ περισσότερο από την τιμολόγηση ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενη από αιολικά πάρκα, η οποία σύμφωνα με το Ν.3851/2010 ανέρχεται σε 99,45 €/MWh, ενώ, σύμφωνα με παλαιότερες μελέτες (Kaldellis, Zafirakis, 2007), το ελληνικό κράτος από αυτή την ενεργειακή επιλογή εμφανίζει οικονομικές απώλειες της τάξης των 200.000.000 €/έτος.



**Διάγραμμα 5.10:** Κόστος παραγωγής ενέργειας για τα μη διασυνδεδεμένα νησιά. (Πηγή: ΔΕΗ, 2007)

#### 5.2.4. Παρούσες και Μελλοντικές Ανάγκες της Αστυπάλαιας

##### 5.2.4.1. Ηλεκτρικό Ρεύμα

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η συμπεριφορά του ενεργειακού συστήματος της Αστυπάλαιας δε διαφέρει ουσιαστικά από αυτή των υπόλοιπων νησιών του Αιγαίου. Από το 1982 μέχρι σήμερα η αιχμή φορτίου και η ενεργειακή παραγωγή αυξάνονται με έναν ρυθμό πάνω από 9% κατά μέσο όρο (Πίνακας 5.3), εξαιτίας κυρίως της διόγκωσης του τριτογενή τομέα. Σήμερα, ο ΑΣΠ της Αστυπάλαιας διαθέτει επτά σταθερές και μια φορητή μονάδα ΜΕΚ για την παραγωγή ισχύος, αναλυτικά χαρακτηριστικά των οποίων φαίνονται στον πίνακα 5.4, οι οποίες χρησιμοποιούν ως πρώτη ύλη για τη λειτουργία τους το diesel.

**Πίνακας 5.3:** Εξέλιξη ενεργειακών στοιχείων στην Αστυπάλαια για την περίοδο 1982-2006. (Πηγή: ΔΕΗ, 2007)

Έτος	Αιχμή (kW)	Αύξηση (%)	Καθαρή Παραγωγή (MWh)	Αύξηση (%)	Ελαφρύ Καύσιμο (tn)
1982	210		737		200
1983	250	19	817	11,1	223
1984	310	24	937	14,6	268
1985	300	-3,2	1052	12	286
1986	360	20	1164	11,3	350
1987	410	13,9	1275	11	402
1988	530	29,3	1418	11,3	444
1989	540	1,9	1541	8,8	491
1990	590	9,3	1688	9,2	528
1991	630	6,8	1844	9,4	583
1992	685	8,7	2028	9,6	638
1993	790	15,3	2126	5	681
1994	840	6,3	2457	14,7	774
1995	880	4,8	2580	4,9	806
1996	1125	27,8	2829	9,7	898
1997	1120	-0,4	3124	10,3	965
1998	1350	20,5	3446	10,2	1049
1999	1350	0	3740	8,1	1107
2000	1400	3,7	4127	10,5	1222
2001	1650	17,9	4433	7,1	1258
2002	1900	15,2	4885	10,2	1363
2003	1710	-10	5283	8	1412
2004	1800	5,3	5183	-1,9	1474
2005	1800	0	5696	10,2	1441
2006	2010	11,7	6043	6,2	1331

**Πίνακας 5.4:** Κατασκευαστικά στοιχεία υπάρχουσών μονάδων παραγωγής ενέργειας στον ΑΣΠ της Αστυπάλαιας. (Πηγή: ΔΕΗ, 2007)

A/A	Κατασκευαστής	Τύπος	Παραγόμενη Τάση (kV)	Ισχύς Γεννήτριας (KVA)	Αποδιδόμενη Ισχύς Σταθερών (kW)	Αποδιδόμενη Ισχύς Φορητών (kW)
No1	STORK	ABR-216S	0,4	260	150	
No2	STORK	ABR-216S	0,4	260	150	
No3	STORK	ABR-216S	0,4	260	150	
No4	STORK	ABR-216S	0,4	260	150	
No5	MITSUBISHI	S16R-PTA	0,4	1596	1275	
No6	MITSUBISHI	S16R-PTA	0,4	1596	1275	
No7	MITSUBISHI	S16R-PTA	0,4	1596	1275	
<b>Σύνολο</b>				8828	4425	1600
				<b>Σύνολο Αποδιδόμενης Ισχύος:</b>	<b>6025</b>	

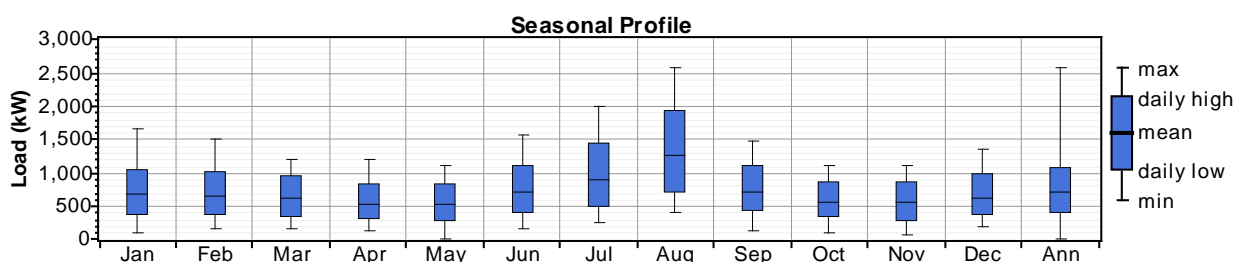
Το κόστος λειτουργίας του ΑΣΠ, λαμβάνοντας υπόψη πάγιες και μεταβαλλόμενες δαπάνες, ανέρχεται σε 2.200.000 € περίπου, από τα οποία περίπου τα μισά δαπανώνται για την καύσιμη ύλη. Λαμβάνοντας ταυτόχρονα υπόψη, πως μόνο το 2005 απαιτήθηκαν 1.441 tn ελαφριού καυσίμου για την κίνηση των γεννητριών, το ειδικό κόστος πετρελαίου για το συγκεκριμένο νησί φτάνει τα 0,535 €/lt. Ο πίνακας 5.5 περιέχει περισσότερες πληροφορίες

σχετικά με τα στοιχεία κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τον ΑΣΠ της Αστυπάλαιας.

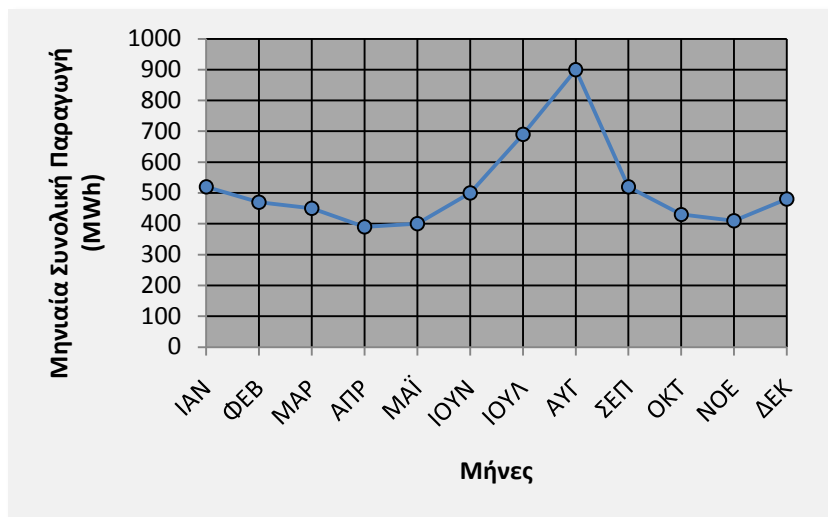
**Πίνακας 5.5:** Στοιχεία κόστους παραγωγής Η/Ε για τον ΑΣΠ της Αστυπάλαιας το 2005. (Πηγή: ΔΕΗ, 2007)

Μισθοδοσία	851,36
Λοιπές Άμεσες Δαπάνες	24,87
Καύσιμα Υλικά	924,53
Έμμεσες Δαπάνες Δραστηριότητες	189,64
Έμμεσες Δαπάνες Διοίκησης	75,88
Αποσβέσεις Παγίων	64,74
Προβλέψεις Εκμετάλλευσης	9,63
Τόκοι & Λοιπά	10,08
Λοιπά Έσοδα (Εξοδα)	-23,30
<b>ΣΥΝΟΛΟ (χιλιάδες €)</b>	<b>2.127,43</b>
Παραγωγή Η/Ε (MWh)	5.696
<b>Κόστος Η/Ε (€/MWh)</b>	<b>373,51</b>

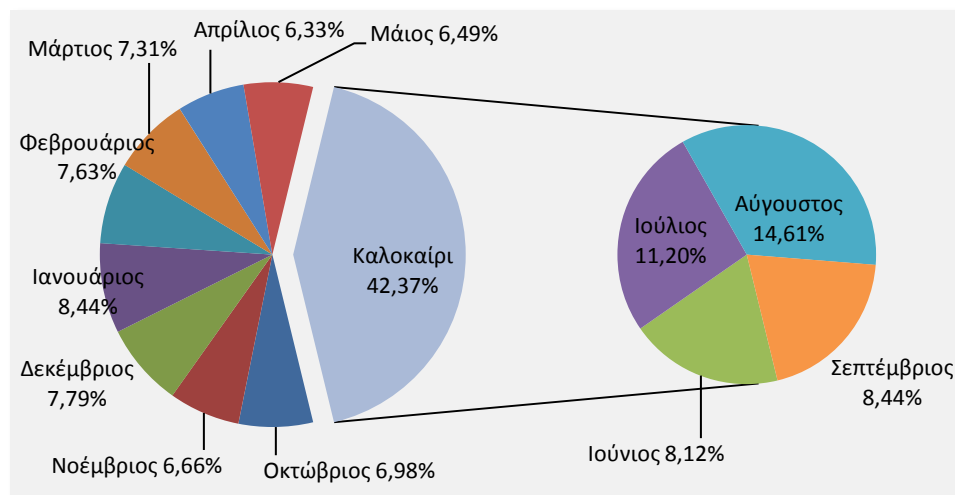
Όσον αφορά τη διακύμανση του φορτίου στο νησί της Αστυπάλαιας, αυτή εμφανίζει παρόμοια χαρακτηριστικά με άλλες αντίστοιχων νησιών του Αιγαίου. Συγκεκριμένα, όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 5.11, το φορτίο εμφανίζει τη μέγιστη τιμή του κατά τη διάρκεια του Αυγούστου, ενώ ο Απρίλιος είναι ο μήνας με τη χαμηλότερη ενεργειακή ζήτηση. Τα στοιχεία του 2006 έδειξαν πως το μέσο μέγιστο φορτίο ήταν τον Αύγουστο στα 1.210 kW, ενώ το μέσο ελάχιστο εντοπίστηκε του μήνες Απρίλιο και Μάιο, περίοδος όπου δεν εντοπίζεται έντονη τουριστική κίνηση και οι ανάγκες για θέρμανση είναι περιορισμένες, γύρω στα 540 kW. Αντίστοιχη, βέβαια, μεταβολή παρουσιάζεται και στη μηνιαία μέση παραγωγή ενέργειας (Διάγραμμα 5.12), όπου μόνο για το 2006 το σύνολο της παραγωγής ανήλθε στις 6.160 MWh, από τις οποίες το 42,4% παρήχθησαν μόνο κατά τη θερινή περίοδο (Ιούνιος-Σεπτέμβριος). Η ετήσια κατανομή της ηλεκτρικής ενέργειας στην Αστυπάλεια παρουσιάζεται στο διάγραμμα 5.13.



**Διάγραμμα 5.11:** Ετήσιο προφίλ φορτίου της Αστυπάλαιας για το 2006. (Πηγή: ΔΕΗ, 2007)

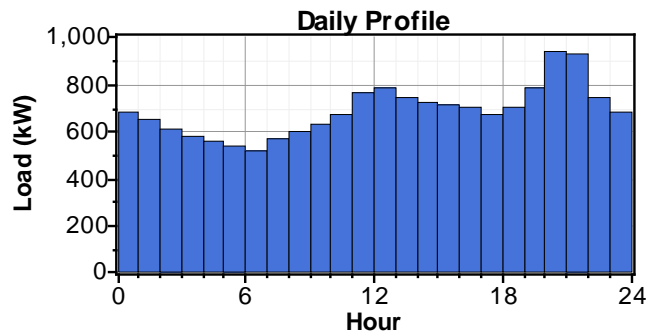


**Διάγραμμα 5.12:** Ετήσια διακύμανση ενεργειακής παραγωγής για την Αστυπάλαια το 2006. (Πηγή: ΔΕΗ, 2007)

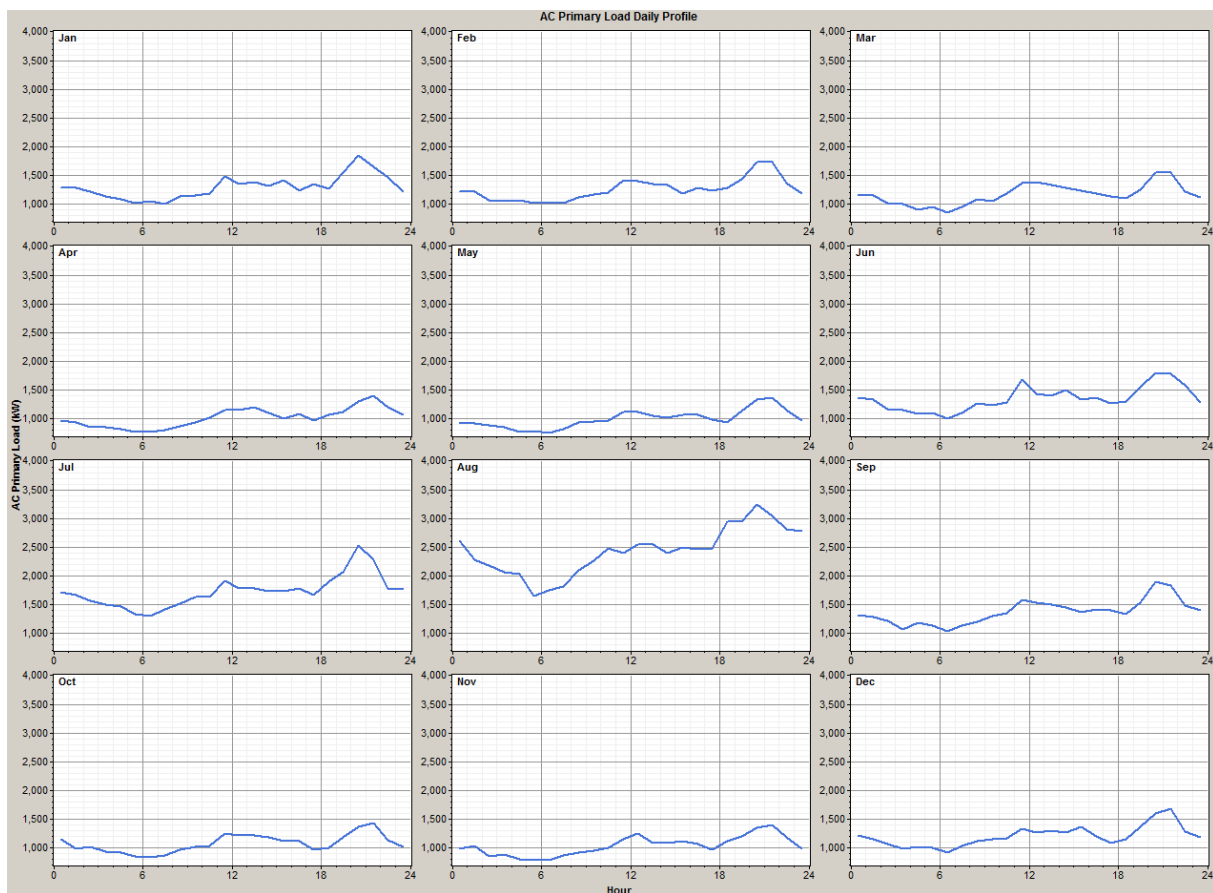


**Διάγραμμα 5.13:** Ποσοστιαία κατανομή ετήσιας ενεργειακής παραγωγής ανά μήνα στην Αστυπάλαια. (Πηγή: ΔΕΗ, 2007)

Επίσης, η μέση ημερήσια κατανάλωση ενέργειας στο νησί της Αστυπάλαιας είναι 16.610 kWh, η διακύμανση της οποίας φαίνεται στο διάγραμμα 5.14. Είναι χαρακτηριστικό πως κατά τη διάρκεια της ημέρας η κατανάλωση παρουσιάζει δυο αιχμές, μία γύρω στη 13:00 το μεσημέρι και μια, μεγαλύτερης τιμής βέβαια, γύρω στις 21:00 το βράδυ. Όπως είναι λογικό ανάλογα με την εποχή η διακύμανση αυτή αλλάζει μορφή, διατηρώντας σε ένα γενικό πλαίσιο τα βασικά χαρακτηριστικά της, δηλαδή τη μέγιστη τιμή της τις βραδινές ώρες 20:00-22:00 και την ελάχιστη τιμή της το διάστημα 05:00-07:00. Αναλυτικά το ημερήσιο προφίλ της μέσης ενεργειακής κατανάλωσης για κάθε μήνα του έτους φαίνεται στο διάγραμμα 5.15.



**Διάγραμμα 5.14:** Μέση ημερήσια διακύμανση φορτίου στην Αστυπάλαια για το 2006. (Πηγή: ΔΕΗ, 2007)

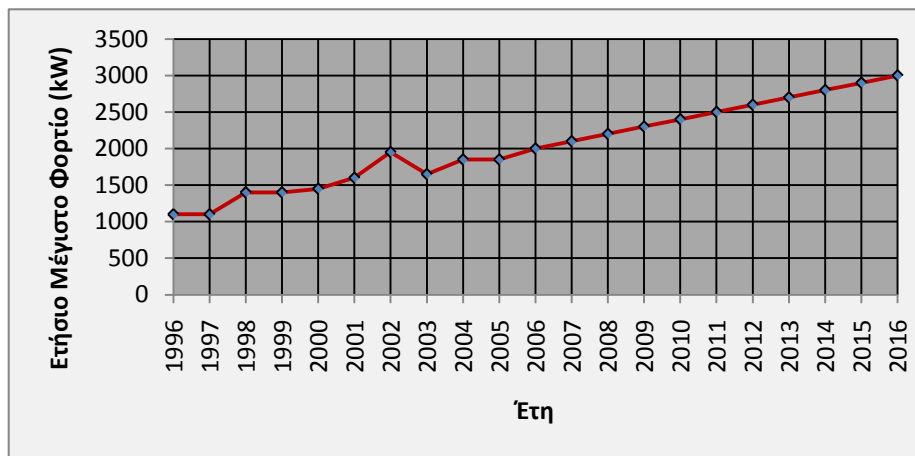


**Διάγραμμα 5.15:** Μέση ημερήσια διακύμανση φορτίου στην Αστυπάλαια για κάθε μήνα του έτους 2006. (Πηγή: ΔΕΗ, 2007)

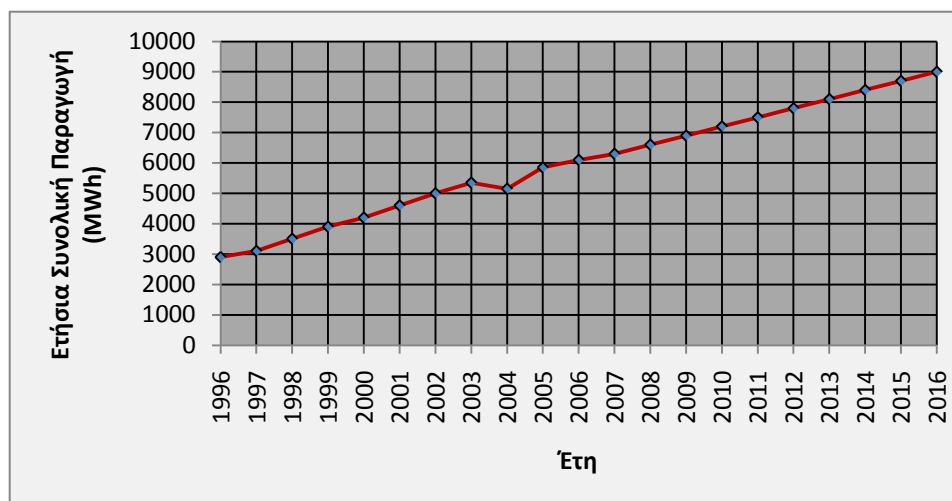
Στα αμέσως επόμενα δυο διαγράμματα φαίνεται η πρόβλεψη της ΔΕΗ για την αύξηση της ετήσιας συνολικής παραγωγής ενέργειας και του φορτίου στο νησί της Αστυπάλαιας. Γενικότερα, θεωρείται μια ετήσια αύξηση της τάξεως του 4% το χρονικό διάστημα 2006-2016, τάση αύξησης αρκετά μικρότερη από τη μέση ετήσια αύξηση που δίνει ο πίνακας 5.3, δηλαδή το 9,22%. Έχοντας αυτές τις προσεγγίσεις ως πρότυπο, η ενεργειακή παραγωγή το 2030 αναμένεται να φτάσει τις  $N_{2030} = N_{2006} \cdot (1+0,04)^{24} = 14.065$  MWh. Επομένως, θεωρώντας μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης φορτίου 4%, οι ενεργειακές ανάγκες του νησιού την επόμενη εικοσαετία, δηλαδή το διάστημα στο οποίο εξετάζεται η οικονομική βιωσιμότητα του προτεινόμενου υβριδικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής, αναμένεται να υπερδιπλασιαστούν. Βέβαια, αν λάβει κανείς υπόψη τον επερχόμενο ενεργειακό κορεσμό από το 2020 και μετά, έτσι όπως προβλέπει και το Ενεργειακό Γραφείο Δωδεκανήσου



(Κορωναίος, 2006), οι συγκεκριμένες ενεργειακές ανάγκες δεν είναι απόλυτα ακριβείς, αλλά αποτελούν μια αξιόπιστη και βάσιμη τιμή που δίνουν περιθώριο μη αστοχίας του συστήματος το χρονικό διάστημα μελέτης.



**Διάγραμμα 5.16:** Πρόβλεψη ετήσιου μέγιστου φορτίου για το νησί της Αστυπάλαιας. (Πηγή: ΔΕΗ, 2007)



**Διάγραμμα 5.17:** Πρόβλεψη ετήσιας παραγόμενης ισχύος για το νησί της Αστυπάλαιας. (Πηγή: ΔΕΗ, 2007)

Εδώ πρέπει να τονιστεί πως στην παραπάνω ηλεκτρική κατανάλωση συμπεριλαμβάνεται και η χρήση ενέργειας για θέρμανση νερού. Σύμφωνα με το Ενεργειακό Γραφείο Δωδεκανήσου, η χρήση ηλεκτρικής ενέργειας για θέρμανση νερού, σε κατοικίες και ξενοδοχειακές μονάδες, αντιστοιχεί στο 25% περίπου της συνολικής χρήσης ηλεκτρικής ενέργειας (Κορωναίος, 2006). Θεωρώντας πως αυτό το ποσοστό είναι σταθερό και αντιπροσωπευτικό για το νησί της Αστυπάλαιας και πως η ενέργεια για ζεστό νερό χρήσης στο προτεινόμενο υβριδικό σύστημα θα παρέχεται εξολοκλήρου από θερμικούς ηλιακούς συλλέκτες, τότε για τη διαστασιολόγηση του συστήματος θα ληφθεί υπόψη το 75% της παραπάνω τιμής, κάτι που αντιστοιχεί σε 10.550 MWh.

#### 5.2.4.2. Νερό

Η χώρα μας παρά την αφθονία ανανεώσιμων υδάτινων πόρων (782 m<sup>3</sup> πόσιμο νερού ανά κάτοικο ετησίως, έναντι 548 της Γαλλίας, 460 της Γερμανίας, 284 της Ιρλανδίας και 50 της Μάλτας) αντιμετωπίζει σημαντικά προβλήματα λόγω της γεωγραφικής κατανομής του

υδατικού δυναμικού (συγκέντρωση στα δυτικά και βόρεια της χώρας), της ανορθολογικής διαχείρισης και των άνυδρων νησιών της. Το 83,8% των συνολικών υδατικών πόρων χρησιμοποιείται στη χώρα μας για άρδευση (έναντι 24% στην ΕΕ), ενώ τα ποσοστά αυτά είναι πολύ υψηλότερα στις περιοχές που αντιμετωπίζουν προβλήματα εξάντλησης-υποβάθμισης των υπογείων υδάτων (Θεσσαλία, Ανατολική Πελοπόννησος, Ανατολική Στερεά). Αρκετά υδατικά διαμερίσματα της χώρας είναι ελλειμματικά κατά τους θερινούς μήνες, λόγω των αυξημένων αναγκών του γεωργικού και του τουριστικού τομέα αλλά και της μη ορθολογικής διαχείρισης των υδατινών πόρων. Το πρόβλημα είναι εντονότερο στα νησιά του Αιγαίου, στη Θεσσαλία, την Ανατολική Πελοπόννησο και Στερεά Ελλάδα.

Την τελευταία δεκαετία η αυξητική τάση των υδρευτικών αναγκών των νησιών είναι πολύ μεγάλη και έχουν επεκταθεί θεαματικά τα έργα υδροληψίας (νέες γεωτρήσεις, αφαλατώσεις, μεταφερόμενες ποσότητες), ενώ παράλληλα δεν υπάρχει σε κανένα επίπεδο (περιορισμός απωλειών, τιμολογιακή πολιτική, ευαισθητοποίηση των πολιτών, σχεδιασμός έργων κ.λ.π.) διαχειριστική πολιτική μείωσης της υδρευτικής ζήτησης. Αυτό αποδεικνύεται τόσο από την αύξηση των μεταφερόμενων ποσοτήτων σε νησιά από το 1996 και μετά, όσο και από τις καταμετρημένες καταναλώσεις, όπου αυτές είναι διαθέσιμες. Η αύξηση υπερβαίνει το 15% και έχει διαρκώς περαιτέρω αυξητική τάση. Αντίστοιχα σημαντική είναι και η συνολική ζήτηση άρδευσης, η οποία αποτελεί περισσότερο από το 50% των σημερινών αναγκών των νησιών. Η ζήτηση για άρδευση είναι μεν γενικά σταθερή και δεν έχει αυξητικές τάσεις, αλλά είναι και στην πλειοψηφία της ανεξέλεγκτη, με αποτέλεσμα να μην είναι σήμερα δυνατή η εφαρμογή ολοκληρωμένης διαχειριστικής πολιτικής (ΥΠΑΝ, 2008).

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 m<sup>3</sup> ετησίως και το συνολικό έλλειμμα 19.049.212 m<sup>3</sup> (περίπου 11%). Πιο αναλυτικά, οι αφαλατώσεις καλύπτουν το 4,1%, οι μεταφερόμενες ποσότητες το 1,4%, οι ταμειυτήρες το 4,4% και τα υπόγεια το 82,6% των υδρευτικών αναγκών που ανέρχονται σε 63.796.792 m<sup>3</sup>. Το μέσο ετήσιο έλλειμμα ανέρχεται σε 6,4%, κατανέμεται κατά κανόνα μόνο στους ξηρούς μήνες, δηλαδή τον Ιούλιο, Αύγουστο και Σεπτέμβριο, αφού οι χειμερινές υδρευτικές ανάγκες καλύπτονται γενικά εύκολα. Επίσης, αποτελεί μέση τιμή 16ετίας, πράγμα που σημαίνει ότι σε ξηρά έτη το μέγεθος αυτό είναι πολλαπλάσιο. Όσον αφορά τις αρδευτικές ανάγκες που αυτές ανέρχονται σε 106.366.859 m<sup>3</sup>, οι αφαλατώσεις καλύπτουν το 2%, οι μεταφερόμενες ποσότητες το 2%, οι ταμειυτήρες το 6,2% και τα υπόγεια το 79,7% των αναγκών, ενώ το μέσο ετήσιο έλλειμμα, το οποίο κατανέμεται κατά κανόνα μόνο στους ξηρούς μήνες, δηλαδή τον Ιούλιο, Αύγουστο και Σεπτέμβριο, ανέρχεται σε 14,1%.

Σήμερα, το νησί της Αστυπάλαιας καλύπτει το 85,9% των συνολικών του υδατικών αναγκών, εμφανίζοντας έλλειμμα στην ύδρευση 11,5% και στην άρδευση 16%. Σύμφωνα με μελέτες, οι συνολικές απαιτήσεις σε νερό φτάνουν τα 388.086 m<sup>3</sup>, τιμή που αναμένεται να φτάσει τα 425.800 m<sup>3</sup> το 2020, εξαιτίας της έντονης τουριστικής κίνησης και της αναμενόμενης αύξησης του μόνιμου πληθυσμού (ΥΠΑΝ, 2008). Στη συγκεκριμένη μελέτη, όσον αφορά τη γεωργία εκτιμάται πως αυτή δεν θα έχει αυξητική τάση, κυρίως εξαιτίας της μεταστροφής των κατοίκων στις τουριστικές δραστηριότητες και της έλλειψης επαρκών ποσοτήτων νερού για ανάπτυξή της. Η κτηνοτροφία, η οποία απαιτεί το 3% των συνολικών αναγκών σε νερό, δεν αποτελεί σημαντική οικονομική δραστηριότητα στην περιοχή και στο

μέλλον δεν αναμένεται κάποια ιδιαίτερη μεταβολή αυτής. Τέλος, η βιομηχανική/βιοτεχνική χρήση ύδατος είναι εξαιρετικά περιορισμένη και δεν ξεπερνά το 1% της υδατικής απαίτησης, χαρακτηριστικό που δεν αναμένεται να αλλάξει ιδιαίτερα στο μέλλον. Αναλυτικότερα, οι παρούσες και μελλοντικές υδατικές ανάγκες, όπως επίσης και ο τρόπος κάλυψης αυτών φαίνονται στον επόμενο πίνακα.

**Πίνακας 5.6:** Παρούσες και μελλοντικές ανάγκες Αστυπάλαιας σε νερό. (Πηγή: ΥΠΑΝ, 2008)

Υφιστάμενη Κατάσταση (1986-2001)						
	Αφαλατώσεις (%)	Μεταφερόμενες Ποσότητες (%)	Ταμιευτήρες (%)	Υπόγεια Ύδατα (%)	Κάλυψη (%)	Απαιτήσεις (m <sup>3</sup> )
Ύδρευση			58,49	30,02	88,51	161.560
Άρδευση			37,75	46,25	83,99	226.526
Πρόβλεψη (2020)						
	Έλλειμμα (%)	Απαιτήσεις (m <sup>3</sup> )				
Ύδρευση	18,2	199.300				
Άρδευση	24,4	226.500				
<b>Σύνολο</b>	<b>21,5</b>	<b>425.800</b>				

Στην Αστυπάλαια ο μόνιμος πληθυσμός άρχισε να μειώνεται αισθητά από τις αρχές της δεκαετίας του 1950 και μετά, όταν μόλις στις αρχές του '80 άρχισε εκ νέου μια σταδιακή άνοδο. Ενώ από το 1951 έως το 1981 ο πληθυσμός μειώθηκε κατά 43%, την περίοδο 1981-1991 εμφάνισε άνοδο 3,6% και την περίοδο 1991-2001 αυξήθηκε κατά 13,3% (Πίνακας 5.7).

**Πίνακας 5.7:** Εξέλιξη πληθυσμού στην Αστυπάλαια. (Πηγή: Κορωναίος, 2006)

Έτος	Μόνιμος Πληθυσμός	Πληθυσμιακή Μεταβολή
1951	1.807	
1961	1.558	-16,0%
1971	1.146	-36,0%
1981	1.034	-10,8%
1991	1.073	3,6%
2001	1.238	13,3%

Σύμφωνα με τη μελέτη της Κοινοπραξίας Υδατοσυστημάτων Αιγαίου, το 2020 ο μελλοντικός πληθυσμός της Αστυπάλαιας την περίοδο του Αυγούστου (κάτοικοι και τουρίστες) εκτιμάται πως θα φτάσει τα 4.950 άτομα. Αν ταυτόχρονα υποτεθεί πως τις περιόδους 2001-2010 και 2010-2020 ο μόνιμος πληθυσμός της περιοχής θα σημειώσει μέση αύξηση 10% ανά δεκαετία (έχοντας πάντα υπόψη την γενικότερη τάση για άνοδο των ενεργειακών απαιτήσεων), το έτος 2020 οι τουρίστες την περίοδο του Αυγούστου, όπου υποτίθεται πως υπάρχει 100% πληρότητα, θα αριθμούν 3.450 άτομα, δηλαδή αριθμό 2,3 φορές μεγαλύτερο από τον μόνιμο πληθυσμό. Κρατώντας σταθερή τη συγκεκριμένη αναλογία τουρίστες/μόνιμοι κάτοικοι και θεωρώντας πάλι πως θα σημειωθεί αύξηση πληθυσμού 10% τη δεκαετία 2020-2030, οι υδρευτικές και αρδευτικές ανάγκες της Αστυπάλαιας το έτος 2030 θα είναι της τάξεως των 468.380 m<sup>3</sup> νερού, δηλαδή 10% περισσότερες από την πρόβλεψη των 425.800 m<sup>3</sup> του έτους 2020. Έχοντας σα δεδομένο τη σημερινή εικόνα, τα 195.058 m<sup>3</sup> νερού θα χρησιμοποιούνται για την κάλυψη των υδρευτικών αναγκών, ενώ το υπόλοιπο ποσοστό, 271.660 m<sup>3</sup> νερού, θα προορίζονται για τις αρδευτικές ανάγκες.

## 5.2.4.3. Θέρμανση Νερού

Για τον υπολογισμό των ενεργειακών απαιτήσεων για θέρμανση νερού στην Αστυπάλαια θα χρησιμοποιηθεί το μοντέλο που έχει παρουσιαστεί στην παράγραφο 3.3.5, όπου οι υπολογισμοί βασίζονται σε ημερήσιες καταναλώσεις. Είναι λογικό πως το ημερήσιο θερμικό φορτίο που θα πρέπει να καλυφθεί θα διαφέρει από εποχή σε εποχή και θα έχει διαφορετική τιμή στις κατοικίες και στα ξενοδοχεία/ενοικιαζόμενα δωμάτια. Οι ημερήσιες ανάγκες σε ζεστό νερό,  $L_w$ , που αναμένεται να καλύψουν οι ηλιακοί θερμοσίφωνες στην Αστυπάλαια το 2030 θα είναι:

$$L_w = N \cdot V_w \cdot \rho \cdot C_p \cdot (\theta_w - \theta_m) \quad (5.1)$$

όπου  $N$  ο αριθμός των ατόμων,  $V_w$  η μέση ημερήσια κατανάλωση ανά άτομο,  $\rho$  η πυκνότητα του νερού ( $=1 \text{ kg/l}$ ),  $C_p$  η ειδική θερμοχωρητικότητα του νερού ( $=4179 \text{ J/kg } ^\circ\text{C}$ ),  $\theta_w$  η μέση θερμοκρασία εξόδου του νερού από το συλλέκτη και  $\theta_m$  η μέση θερμοκρασία του νερού από το δίκτυο παροχής.

Βάσει της ανάλυσης της προηγούμενης παραγράφου, 5.2.4.2, το 2030 η Αστυπάλαια αναμένεται να έχει μόνιμους 1.650 κατοίκους, ενώ τον Αύγουστο θα μπορεί να φιλοξενήσει περίπου 3.800 τουρίστες. Η μέση ημερήσια κατανάλωση ζεστού νερού ανά άτομο σε μια οικία, σύμφωνα και με τον πίνακα 5.8, μπορεί να θεωρηθεί ίση με 50 lt, ενώ σε ξενοδοχειακή μονάδα αυτή μπορεί να ανέβει στα 80 lt. Επίσης, η πληρότητα θεωρείται 100% τους μήνες Ιούλιο και Αύγουστο, ενώ για τους υπόλοιπους μήνες του χρόνου εκτιμάται πως θα εμφανίσει τις τιμές του πίνακα 5.9, οι οποίες μπορεί να μην είναι ακριβείς αλλά θεωρούνται αντιπροσωπευτικές με τα σημερινά δεδομένα.

Πίνακας 5.8: Χρήση ζεστού νερού σε διάφορα κτίρια. (Πηγή: Κορωναίος, 2006)

Είδος Κτιρίου		Μέση Κατανάλωση Νερού (lt/άτομο·d)			
Οικοτροφεία		50			
Σχολεία		5			
Κατοικίες (Μέση)		50			
Κατοικίες (Υψηλή)		100			
Νοσοκομεία		60			
Ξενοδοχεία					
LUX	A' και B'	Γ'	100	80	60
Γραφεία		6			
Αθλοπαιδιές		40			
Κουζίνες (Πλήρες Γεύμα)		9 lt/γεύμα			
Κουζίνες (Πρόχειρο Γεύμα)		2,5 lt/γεύμα			

Πίνακας 5.9: Εκτιμώμενη πληρότητα ξενοδοχείων/ενοικιαζόμενων δωματίων στην Αστυπάλαια το 2030.

Μήνας	Πληρότητα (%)	Ένοικοι	Μήνας	Πληρότητα (%)	Ένοικοι
Ιανουάριος	-	-	Ιούλιος	100	3.800
Φεβρουάριος	-	-	Αύγουστος	100	3.800
Μάρτιος	-	-	Σεπτέμβριος	80	3.040
Απρίλιος	-	-	Οκτώβριος	30	1.140
Μάιος	30	1.140	Νοέμβριος	-	-
Ιούνιος	80	3.040	Δεκέμβριος	-	-

Όσον αφορά τη μέση επιθυμητή θερμοκρασία ζεστού νερού σε μια θερμοσιφωνική εγκατάσταση, μια αντιπροσωπευτική τιμή αυτής είναι  $\theta_w=55$  °C, ενώ η θερμοκρασία του νερού που παρέχεται από το δίκτυο διαφέρει κάθε μήνα (Πίνακας 5.10). Στον πίνακα 5.10 φαίνεται αναλυτικά το ημερήσιο, μηνιαίο και ετήσιο θερμικό φορτίο που επιδιώκεται να καλυφθεί σε κατοικίες και ξενοδοχεία από την εν δυνάμει εγκατάσταση των ηλιακών συλλεκτών. Οι ετήσιες ενεργειακές ανάγκες για τη θέρμανση του νερού στο νησί της Αστυπάλαιας αναμένεται να φτάσουν περίπου τις 2.773 MWh, από τις οποίες το 47% θα απαιτείται για τη θέρμανση του νερού των κατοικιών, ενώ το υπόλοιπο ποσοστό θα απαιτείται για την κάλυψη των ξενοδοχειακών αναγκών. Η μέση ημερήσια κατανάλωση θερμικής ενέργειας για τις κατοικίες θα κυμαίνεται στις 3.560 KWh, ενώ από τον Μάιο έως τον Οκτώβριο, όπου θα εντοπίζεται έντονα η τουριστική κίνηση, η μέση ημερήσια ενεργειακή κατανάλωση των ξενοδοχείων για θέρμανση νερού μπορεί να φτάνει τις 8.022 kWh.

Βέβαια, σε αυτό το σημείο θα πρέπει να τονιστεί ότι, με την συγκεκριμένη ανάλυση υπολογίστηκε πως το σύνολο των θερμοσιφωνικών εγκαταστάσεων θα πρέπει να αποδίδει ενέργεια 2.773 MWh προκειμένου να καλυφθεί το θερμικό φορτίο του νησιού, ενώ με τη θεώρηση της παραγράφου 3.3.5, όπου το 25% της συνολικής ηλεκτρικής κατανάλωσης οφείλεται στην παραγωγή ζεστού νερού, οι απαιτήσεις για θερμική ενέργεια μπορεί να φτάσουν το 2030 τις 3.516 MWh. Παρόλες τις παραδοχές και τις απλοποιήσεις, για τη διαστασιολόγηση του προτεινόμενου από την εργασία συστήματος, θεωρείται πιο αντιπροσωπευτική εκτίμηση η πρώτη, η οποία υπολογίστηκε με πιο ακριβή τρόπο και βασίστηκε σε πιο πρόσφατες έρευνες.

**Πίνακας 5.10:** Εκτίμηση ημερήσιου, μηνιαίου και ετήσιου θερμικού φορτίου για τις κατοικίες και τις ξενοδοχειακές εγκαταστάσεις το 2030.

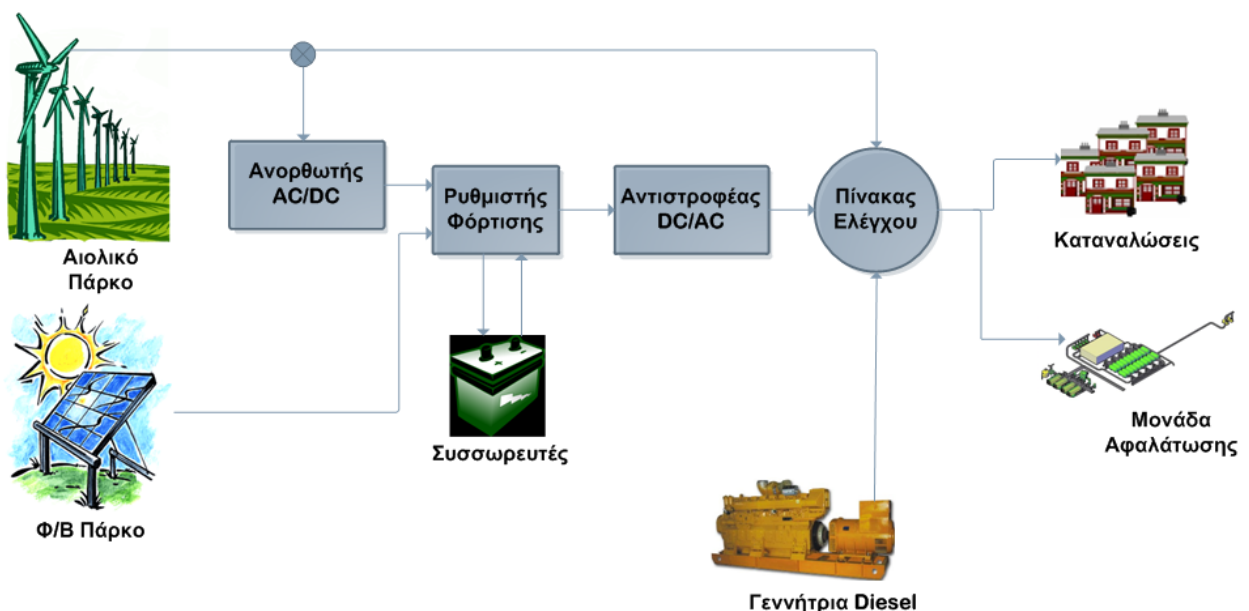
Μήνας	$\theta_m$ (°C)	Κατοικίες			Ξενοδοχεία		
		$L_w$ (kWh/άτομο-d)	$L_w$ (kWh/d)	$L_w$ (kWh/mo)	$L_w$ (kWh/άτομο-d)	$L_w$ (kWh/d)	$L_w$ (kWh/mo)
Ιανουάριος	12	2,50	4.118	127.660	0	0	0
Φεβρουάριος	12	2,50	4.118	115.306	0	0	0
Μάρτιος	14	2,38	3.927	121.722	0	0	0
Απρίλιος	16	2,26	3.735	112.049	0	0	0
Μάιος	19	2,09	3.448	106.878	3,34	3.811	118.149
Ιούνιος	22	1,92	3.160	94.811	3,06	9.316	279.492
Ιούλιος	24	1,80	2.969	92.034	2,88	10.940	339.130
Αύγουστος	24	1,80	2.969	92.034	2,88	10.940	339.130
Σεπτέμβριος	22	1,92	3.160	94.811	3,06	9.316	279.492
Οκτώβριος	19	2,09	3.448	106.878	3,34	3.811	118.149
Νοέμβριος	16	2,26	3.735	112.049	0	0	0
Δεκέμβριος	14	2,38	3.927	121.722	0	0	0
<b>Μέσος Όρος</b>		2,16	3.559	108.163	3,1	8.022	245.590
<b>Σύνολο</b>			1.297.954 KWh		1.473.541 KWh		
<b>Ετήσιες θερμικές ανάγκες: 2.771 MWh</b>							

### 5.3. Το Προτεινόμενο Σύστημα Παραγωγής Ενέργειας

#### 5.3.1. Αρχή Λειτουργίας του Προτεινόμενου Υβριδικού Συστήματος

Όπως έχει αναφερθεί, σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η τεχνική, οικονομική και περιβαλλοντική αξιολόγηση ενεργειακών συστημάτων, ή συνδυασμού αυτών, τα οποία μπορούν να εγγυηθούν την πλήρη ενεργειακή αυτονομία του νησιού της Αστυπάλαιας και την απαλλαγή αυτού από τις παροδοσιακές κοστοβόρες και ρυπογόνες μεθόδους ηλεκτροπαραγωγής. Η εν λόγω πρόταση, η οποία έχει ορίζοντα 20ετίας, βασίζεται πάνω σε τρεις πυλώνες: α) κάλυψη των ηλεκτρικών αναγκών του νησιού από ένα υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, το οποίο θα αποτελείται από αιολικές μηχανές ή/και φωτοβολταϊκές συστοιχίες ή/και γεννήτριες ελαφριού καυσίμου, β) ικανοποίηση του θερμικού φορτίου της Αστυπάλαιας, όσον αφορά τη θέρμανση του νερού χρήσης, από θερμικούς ηλιακούς συλλέκτες και γ) κάλυψη των ετήσιων υδατικών απαιτήσεων του νησιού από μονάδα αφαλάτωσης, η οποία θα ηλεκτροδοτείται από το υβριδικό σύστημα παραγωγής ισχύος.

Ένα σχεδιάγραμμα του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος παραγωγής ενέργειας το οποίο καλείται να καλύψει τις ηλεκτρικές ανάγκες του μη διασυνδεδεμένου νησιού της Αστυπάλαιας, τουλάχιστον μέχρι το 2030, φαίνεται στο σχήμα 5.3. Στόχος είναι να διαστασιοποιηθεί το συγκεκριμένο σύστημα ικανοποιώντας δυο βασικά κριτήρια, την αυξημένη αξιοπιστία και το χαμηλό κόστος. Έτσι, παρόλο που κύριο μέλημα είναι η πλήρης κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού από ΑΠΕ, στη μετέπειτα αξιολόγηση και βελτιστοποίηση του συστήματος δε μπορεί εκ προοιμίου να αποκλειστεί η ταυτόχρονη λειτουργία κάποιων γεννητριών diesel, προκειμένου να επιτευχθεί η ευστάθεια και η οικονομική λειτουργία του συστήματος.



**Σχήμα 5.3:** Σχεδιάγραμμα του προτεινόμενου συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Το δομικά στοιχεία του προτεινόμενου συστήματος ηλεκτροπαραγωγής είναι τα εξής:

- Αιολικό πάρκο συνολικά αποδιδόμενης ισχύος « $N_w$ », το οποίο αποτελείται από Α/Γ ονομαστικής ισχύος « $N_o$ »,
- Φωτοβολταϊκό πάρκο συνολικά αποδιδόμενης ισχύος « $N_{PV}$ »,

- Γεννήτρια ντίζελ αποδιδόμενη ισχύος « $N_D$ »,
- Συσσωρευτές μέγιστης χωρητικότητας « $Q_{max}$ », μέγιστου βάρους εκφόρτισης « $DOD_L$ » και τάσης λειτουργίας « $U_b$ »
- AC/DC ανορθωτής τάσης, ισχύος « $N_W$ » και τάσης λειτουργίας « $U_{AC}/U_{DC}$ »,
- DC/DC ρυθμιστής φόρτισης-τάσης, ονομαστικής ισχύος « $N_{CC} = N_W + N_{PV}$ », ρυθμού φόρτισης « $R_{Ch}$ » και τάσης λειτουργίας « $U_{CC}$ »,
- DC/AC αντιστροφείας τάσης, ονομαστικής ισχύος « $N_{INV}$ », ικανής να ανταποκριθεί στο μέγιστο φορτίο « $N_{peak}$ », συχνότητας λειτουργίας 50 Hz και τάσης λειτουργίας 220/380 V.

Καθ' όλη τη διάρκεια της ζωής του, το συγκεκριμένο υβριδικό σύστημα μπορεί να εμφανίσει τα ακόλουθα στάδια λειτουργίας:

- Η παραγωγή ενέργειας από τις ΑΠΕ να είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση φορτίου  $N_d(t)$ , δηλαδή  $N_{RES}(t) = N_W(t) + N_{PV}(t) > N_d(t)$ . Σε αυτή την περίπτωση η περίσσεια ενέργειας,  $\delta N(t) = N_{RES}(t) - N_d(t)$ , αποθηκεύεται μέσω του AC/DC ανορθωτή (απόδοση  $n_R$ ) και του ρυθμιστή φόρτισης (απόδοση  $n_{CC}$ ) στους συσσωρευτές, δηλαδή

$$\Delta E(\Delta t) = \int_{t_0}^{t_0+\Delta t} (\delta N(t) n_R n_{CC}) dt \quad (5.2)$$

Η αντίστοιχη αύξηση στη χωρητικότητα των συσσωρευτών θα είναι σε αυτή την περίπτωση:

$$\Delta Q(\Delta t) = \frac{\Delta E(t)}{U_b(Q_0)} \quad (5.3)$$

Όταν η χωρητικότητα φτάσει τη μέγιστη τιμή της, δηλαδή  $Q_0 = Q_{max}$  τότε η περίσσεια ενέργειας ή οδηγείται σε άλλα φορτία χαμηλής προτεραιότητας ή χάνεται (excess electricity). Επομένως, σε κάθε περίπτωση θα πρέπει να ισχύει:

$$Q(t_0 + \Delta t) = Q_0 + \Delta Q(\Delta t) \leq Q_{max} \quad (5.4)$$

- Η παραγωγή ενέργειας από τις ΑΠΕ να είναι μικρότερη από τη ζήτηση φορτίου, δηλαδή  $N_{RES}(t) = N_W(t) + N_{PV}(t) < N_d(t)$ . Σε αυτή την περίπτωση το ενεργειακό έλλειμμα,  $\delta' N(t) = N_d(t) - N_{RES}(t)$ , καλύπτεται με δυο τρόπους:

**α)** Από τις συστοιχίες αποθήκευσης ενέργειας, εάν αυτές δεν έχουν αδειάσει πλήρως ( $DOD \leq DOD_L$ ,  $Q_0 \geq Q_{min}$ ). Δεδομένων αυτών των συνθηκών, η μείωση στη χωρητικότητα των συσσωρευτών θα είναι:

$$\Delta' Q(\Delta t) = \frac{\Delta' E(t)}{U_b(Q_0)} \quad (5.5)$$

όπου η ενέργεια « $\Delta' E(t)$ », που παρέχουν στο φορτίο οι μονάδες αποθήκευσης σε χρονικό διάστημα « $\Delta t$ », εξαρτάται από τον αντιστοφέα (απόδοση  $n_{inv}$ ) και τις απώλειες των μπαταριών σε συνθήκες εκφόρτισης (battery discharge efficiency,  $n_{dch}$ ), δηλαδή:

$$\Delta' E(t) = \int_{t_0}^{t_0+\Delta t} \left( \frac{\delta' N(t)}{n_{dch} n_{inv}} \right) dt \quad (5.6)$$

Γενικά, σε αυτή την περίπτωση θα ισχύει:  $Q(t_0 + \Delta t) = Q_0 - \Delta' Q(\Delta t)$  (5.7)

**β)** Από τη γεννήτρια ντίζελ σε περίπτωση που οι συσσωρευτές έχουν αδειάσει πλήρως ( $DOD \leq DOD_L$ ). Η γεννήτρια θα έχει τη δυνατότητα να τροφοδοτεί το φορτίο μέχρι η κατανάλωση πετρελαίου να φτάσει τη μέγιστη τιμή της, δηλαδή  $M_f(t_o) \leq M_{fmax}$ , όπου η συνολική κατανάλωση πετρελαίου το χρονικό διάστημα ( $t_o, t_o + \Delta t$ ) είναι  $M_f = \int_{t_o}^{t_o + \Delta t} m_f dt$ , με ρυθμό κατανάλωσης πετρελαίου ίσο με  $m_f$ . Γενικά, σε αυτή την περίπτωση θα ισχύει:  $M_f(t_o + \Delta t) = M_f(t_o) + \delta m_f(\Delta t)$ , όπου η μεταβολή στο ρυθμό κατανάλωσης του πετρελαίου « $\delta m_f(\Delta t)$ » δίνεται συναρτήσει των απωλειών στις γραμμές μεταφοράς ( $n_{line}$ ), της ειδικής κατανάλωσης πετρελαίου SFC (Specific Fuel Consumption) (gr/kWh) και της ονομαστικής ισχύος της γεννήτριας « $N_D$ ». Πιο αναλυτικά, θα έχουμε:

$$\delta m_f(\Delta t) = \int_{t_o}^{t_o + \Delta t} \frac{\delta' N(t)}{n_{line}} SFC \left( \frac{\delta' N(t)}{N_D} \right) dt \quad (5.8)$$

- Μηδενική παραγωγή ενέργειας από τις ΑΠΕ σε περίπτωση άπνοιας και μηδενικής ηλιακής ακτινοβολίας. Στις συγκεκριμένες συνθήκες, οι απαιτήσεις του φορτίου καλύπτονται από τους συσσωρευτές, εάν  $Q \geq Q_{min}$  ή/και τη ντιζελογεννήτρια, εάν  $M_f \leq M_{fmax}$ . Εάν και πάλι η γεννήτρια με τις μπαταρίες δεν μπορούν να ανταποκριθούν, τότε το φορτίο δεν μπορεί να ικανοποιηθεί (unmet load).

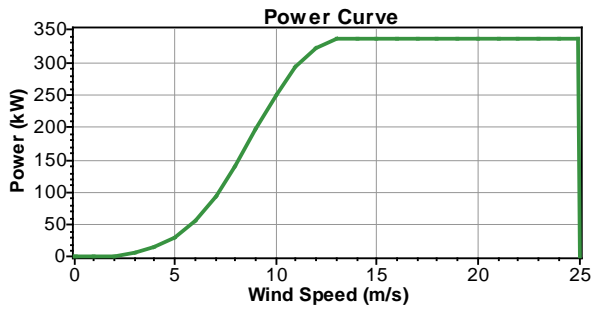
### 5.3.2. Τα Επιμέρους Στοιχεία του Προτεινόμενου Υβριδικού Συστήματος

#### 5.3.2.1. Αιολικό Πάρκο

Η επιλογή των ανεμογεννητριών που θα απαρτίζουν το αιολικό τμήμα του υβριδικού συστήματος έγινε βάσει μελετών για την καταλληλότητα των εμπορικών Α/Γ στην περιοχή του Αιγαίου. Πιο συγκεκριμένα, λόγω των υφιστάμενων περιορισμών σε θέματα υποδομής (κατάσταση οδικού δικτύου, μέγεθος λιμανιών, ύπαρξη γερανού, κ.λπ.), οι επικρατέστεροι τύποι αιολικών μηχανών για τα περισσότερα νησιά του Αρχιπελάγους είναι μηχανές ονομαστικής ισχύος περίπου 250÷300 kW και σε ειδικές περιπτώσεις μηχανές έως 500 kW (Καλδέλλης, 2005). Ενδεικτικά, για τους εν λόγω τύπους μηχανών, σε περιοχές με τυπικό-καλό αιολικό δυναμικό ( $C=8, k=1,7$  στα 30m ύψος) η ετήσια ενεργειακή παραγωγή κυμαίνεται μεταξύ 2.100 και 2.850 kWh/kW·έτος, ενώ για περιοχές με άριστο αιολικό δυναμικό ( $C=10, k=2$  στα 30m ύψος) η ετήσια ενεργειακή παραγωγή κυμαίνεται μεταξύ 3.100 και 3.950 kWh/kW·έτος.

Για αυτούς ακριβώς τους λόγους, για τη διαστασιολόγηση του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος επιλέχθηκε η αιολική μηχανή E33 της Enercon (Εικόνα 5.3), ονομαστικής ισχύος  $N_o=330$  kW, χαρακτηριστικά της οποίας φαίνονται στο διάγραμμα 5.18 και στον πίνακα 5.11. Η συγκεκριμένη τριπτέρυγη μηχανή έχει ταχύτητα έναρξης στα 3 m/s και ταχύτητα αποκοπής περίπου στα 28 m/s





Διάγραμμα 5.18: Καμπύλη ισχύος Α/Γ Enercon E33/330 kW. (Πηγή: [www.enercon.de](http://www.enercon.de))

Ταχύτητα Ανέμου (m/s)	Ισχύς (kW)	Αεροδυναμικός Βαθμός Απόδοσης $C_p$
1	0	0
2	0	0
3	5	0,35
4	13,7	0,4
5	30	0,45
6	55	0,47
7	92	0,5
8	138	0,5
9	196	0,5
10	250	0,47
11	292,8	0,41
12	320	0,35
13	335	0,28
14	335	0,23
15	335	0,18
16	335	0,15
17	335	0,13
18	335	0,11
19	335	0,09
20	335	0,08
21	335	0,07
22	335	0,06
23	335	0,05
24	335	0,05
25	335	0,04

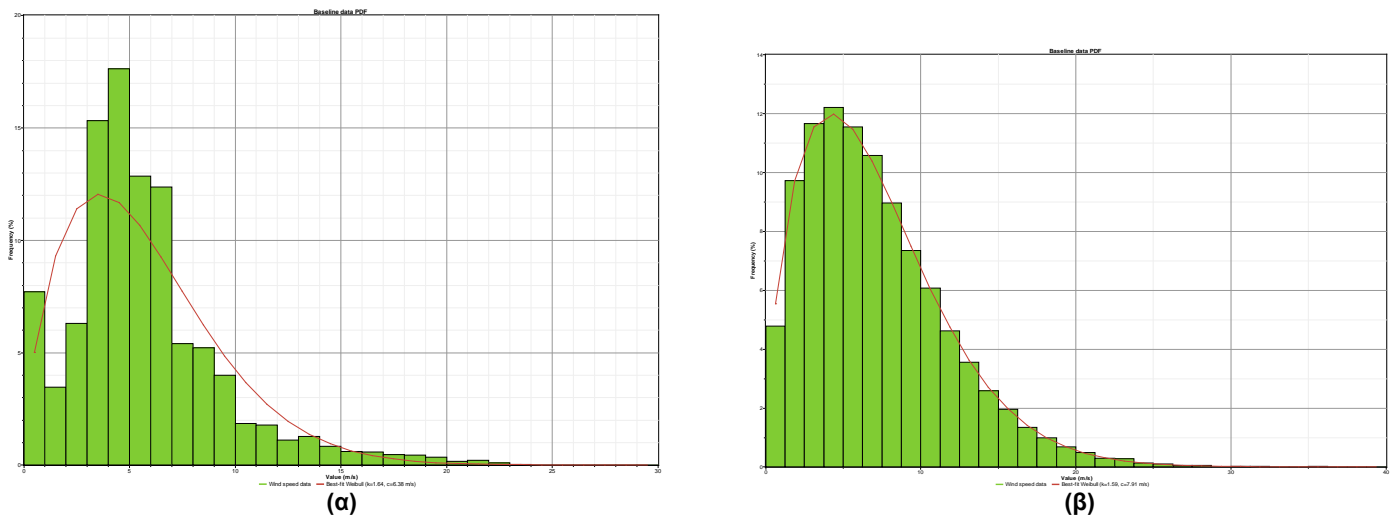


Εικόνα 5.3: Η Α/Γ Enercon E33/330 kW. (Πηγή: [www.enercon.de](http://www.enercon.de))

Πίνακας 5.11: Τεχνικά χαρακτηριστικά Α/Γ Enercon E33/330 kW. (Πηγή: [www.enercon.de](http://www.enercon.de))

Όνομαστική Ισχύς	330 kW
Διάμετρος Δρομέα	33,4 m
Ύψος Πυλώνα	50 m
Τύπος Δρομέα	Προσήμενη διάταξη (upwind) με ρύθμιση βήματος (pitch control)
Αριθμός Πτερυγίων	3
Επιφάνεια Σάρωσης	876 m <sup>2</sup>
Υλικό Πτερυγίων	GRP (εποξική ρητίνη)
Στροφές Πτερυγίων	18-45 rpm
Ταχύτητα Αποκοπής	28-34 m/s

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, κατά την εγκατάσταση ενός αιολικού πάρκου, το ύψος τοποθέτησης του δρομέα κρίνεται υψίστης σημασίας, αφού σε μεγαλύτερα ύψη έχουμε αύξηση του μέτρου της ταχύτητας του ανέμου (Himri et al., 2008), μετατόπιση της συνάρτησης πυκνότητας πιθανότητας σε μεγαλύτερες μέσες τιμές και δυνατότητα εκμετάλλευσης ανέμων μικρότερης ταχύτητας. Όλα τα προηγούμενα οδηγούν στο να αναμένεται από την Α/Γ να παράγει περισσότερη ενέργεια σε μεγαλύτερο ύψος τοποθέτησης. Προς επιβεβαίωση των παραπάνω, στα επόμενα δυο σχήματα φαίνεται η συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας του ανέμου για διαφορετικό ύψος τοποθέτησης της Α/Γ στο νησί της Αστυπάλαιας. Από το διάγραμμα 5.19α είναι εμφανές πως εάν τοποθετηθεί η Α/Γ σε ύψος 10m, τότε αυτή θα εκμεταλλευτεί σε μεγαλύτερο ποσοστό ανέμους ταχύτητας 3-7 m/s, ενώ σε ύψος 50m (Διάγραμμα 5.19β) υπάρχει μεγάλη πιθανότητα να εκδηλωθούν άνεμοι μεγαλύτεροι των 10 m/s, οι οποίοι σύμφωνα με την καμπύλη ισχύος της επιλεγείσας Α/Γ (Διάγραμμα 5.18) φαίνεται πως μπορούν να αξιοποιηθούν καταλληλότερα, κάνοντας την Α/Γ να δουλεύει περισσότερο διάστημα στην ονομαστική της ισχύ.



**Διάγραμμα 5.19:** Συνάρτηση πυκνότητας πιθανότητας εμφάνισης ανέμων σε ύψος τοποθέτησης Α/Γ στα 10m (α) και στα 50m (β) για το νησί της Αστυπάλαιας.

Όσον αφορά το κόστος του αιολικού πάρκου, όπως και κάθε ενεργειακής εγκατάστασης, αυτό αποτελεί συνδυασμό του αρχικού κόστους επένδυσης και του αντίστοιχου κόστους συντήρησης και λειτουργίας της εγκατάστασης. Πιο συγκριμένα, το αρχικό κόστος επένδυσης συνίσταται στο κόστος αγοράς των ανεμογεννητριών και στο κόστος εγκατάστασης (balance of plant) αυτών. Στο κόστος εγκατάστασης περιλαμβάνεται το κόστος μεταφοράς και εκτελωνισμού, το κόστος θεμελίωσης και ανέγερσης των μηχανών, το κόστος διασύνδεσης με τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο ή τις καταναλώσεις, τα έργα οδοποιίας, η διαμόρφωση του περιβάλλοντος χώρου, η αγορά ή ενοικίαση του οικοπέδου ανέγερσης του πάρκου, οι μισθοί μηχανικών και υπαλλήλων, το κόστος των απαραίτητων αδειών εγκρίσεων και περιβαλλοντικών μελετών (Καλδέλλης, 2005).

Σύμφωνα με την πρόσφατη διεθνή βιβλιογραφία, ανάλογα με την περιοχή εγκατάστασης και το μέγεθος της επένδυσης, το αρχικό κόστος εγκατάστασης ενός αιολικού πάρκου κυμαίνεται από 700 €/kW έως 2.200 €/kW, ενώ το κόστος συντήρησης και λειτουργίας αποτελεί σε ετήσια βάση το 2-5% του αρχικού κόστους εγκατάστασης (Türkey, Tellı , 2011). Κοιτάζοντας το διάγραμμα 5.4α, στο οποίο αναπαρίσταται το ανηγμένο κόστος

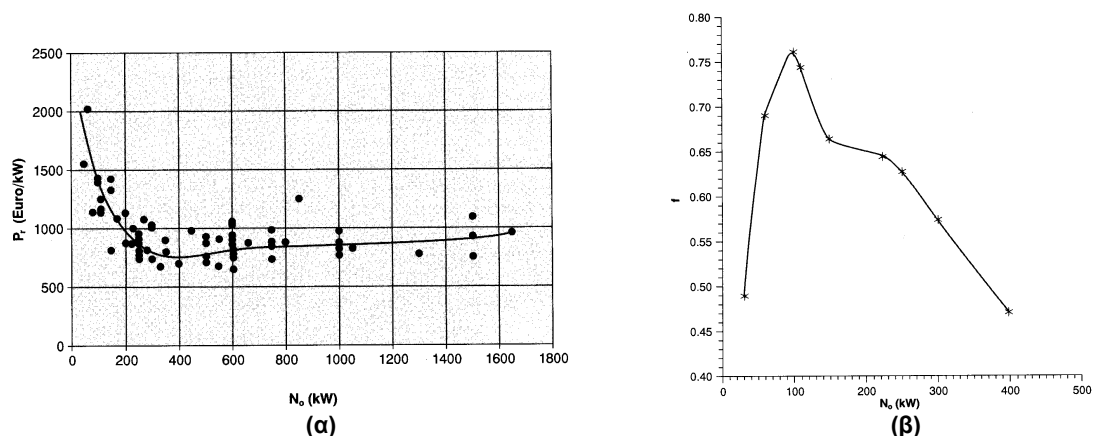
αγοράς αιολικών μηχανών βάσει της διεθνούς αγοράς, μπορεί να παρατηρήσει κάποιος πως μέχρι το επίπεδο των 100 kW υπάρχει μια έντονη μείωση στο ανηγμένο κόστος, ενώ στην περιοχή 100-200 kW εμφανίζεται μια μικρή αύξηση των τιμών η οποία μετατρέπεται σε σχετική μείωση έως τα 500 kW, όπου τελικά το ανηγμένο κόστος αγοράς των αιολικών μηχανών φαίνεται να σταθεροποιείται. Από την προσομοίωση των διαθέσιμων στοιχείων τιμών, η ανηγμένη τιμή αγοράς αιολικών μηχανών «Pr» (€/kW) δίνεται συναρτήσει της ονομαστικής ισχύς της Α/Γ «No» (kW) από την εξίσωση:

$$P_r = 929,2 + 2435,6 \cdot \exp\left[\frac{-N_o}{33,4}\right] \quad (5.9)$$

Έτσι, η επιλεγθείσα για το νησί της Αστυπάλαιας αιολική μηχανή Enercon E33 θα έχει ανηγμένη τιμή αγοράς  $P_r=929$  €/kW περίπου, δηλαδή θα στοιχίζει 307.000 €. Αντίστοιχα, το κόστος εγκατάστασης της συγκεκριμένης μηχανής θα δίνεται ως ένα ποσοστό «f» ( $30 \div 75\%$ ) του κόστους αγοράς της Α/Γ, το οποίο διαμορφώνεται βάσει πλήθους αστάθμητων παραγόντων, και εξαρτάται, σύμφωνα και με το σχήμα 5.4, για την ελληνική αγορά από την ονομαστική ισχύ της Α/Γ (Καλδέλλης, 2005). Στην περίπτωση της Enercon E33 το ποσοστό αυτό «f» ισούται με το 54% της τιμής αγοράς της αιολικής μηχανής. Εδώ θα πρέπει να τονιστεί πως σε περιπτώσεις αιολικών πάρκων σημαντικής ονομαστικής αξίας υπάρχει σημαντική συμπίεση του αρχικού κόστους εγκατάστασης, η οποία μπορεί να φτάσει έως και το 50%. Έτσι και στην περίπτωση της Αστυπάλαιας, όπου αναμένεται η εγκατάσταση σημαντικού αριθμού Α/Γ, το ποσοστό «f» μπορεί να θεωρηθεί ίσο με 30%. Συνοψίζοντας, λοιπόν, το κόστος ίδρυσης του αιολικού πάρκου στην Αστυπάλαια προσεγγιστικά θα είναι:

$$IC_W = P_r \cdot N_o \cdot (1 + f) = 929 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot 330 \text{ kW} \cdot (1 + 0,3) = 1.200 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot 330 \text{ kW} \approx 400.000 \frac{\text{€}}{\text{ανεμογεννήτρια}} \quad (5.10)$$

Επομένως, για την υλοποίηση της επένδυσης, μόνο στο αιολικό τμήμα του υβριδικού συστήματος, θα χρειαστεί ένα αρχικό κεφάλαιο της τάξης των 1.200 €/kW

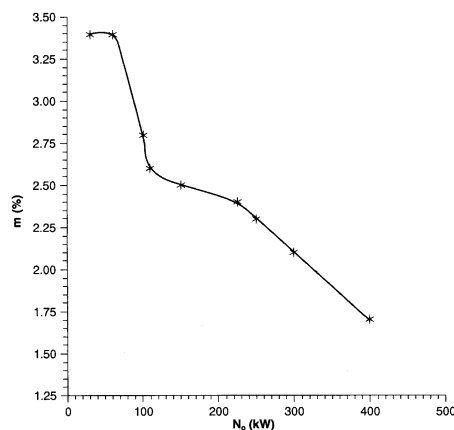


**Σχήμα 5.4:** Ανηγμένες τιμές κόστους αγοράς αιολικών μηχανών (α) και συντελεστής κόστους εγκατάστασης Α/Γ (β). (Πηγή: Καλδέλλης, 2005)

Το κόστος συντήρησης και λειτουργίας μιας αιολικής εγκατάστασης χωρίζεται στο σταθερό και το μεταβλητό κόστος. Στην πρώτη μορφή κόστους περιλαμβάνονται το άμεσο κόστος συντήρησης, το έμμεσο κόστος συντήρησης και λειτουργίας καθώς και το κόστος ασφάλισης της επένδυσης, ενώ η δεύτερη μορφή αφορά στην αντικατάσταση βασικών τμημάτων της εγκατάστασης, τα οποία έχουν μικρότερο χρόνο ζωής από τη συνολική

επένδυση, όπως για παράδειγμα τα πτερύγια της πτερωτής, το κιβώτιο μετάδοσης και η ηλεκτρική γεννήτρια της αιολικής εγκατάστασης.

Το σταθερό ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας των αιολικών μηχανών « $FC_w$ » εκφράζεται ως ένα ποσοστό « $m\%$ » του αρχικού επενδεδυμένου κεφαλαίου, αναπροσαρμοζόμενο κάθε χρόνο με το ρυθμό του ετήσιου πληθωρισμού « $g_j$ ». Όπως είναι λογικό το ποσοστό « $m$ » εμφανίζει σημαντικές διακυμάνσεις, οι οποίες εξαρτώνται από το πλήθος και το μέγεθος των χρησιμοποιούμενων μηχανών του αιολικού πάρκου, από τον κατασκευαστή, τον εγκαταστάτη καθώς και από τοπικές συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή. Από τα διαθέσιμα στοιχεία της εγχώριας αγοράς στο σχήμα 5.5 παρουσιάζεται η μεταβολή του ποσοστού « $m$ » συναρτήσει της ονομαστικής ισχύος μεμονωμένων μηχανών. Στην περίπτωση που συναφθεί συμφωνία ασφάλισης του προσωπικού, της εγκατάστασης, αλλά και μιας ελάχιστης τιμής της ετήσιας ενεργειακής παραγωγής, ο συντελεστής « $m$ » αυξάνεται κατά ένα ποσοστό 1-1,8% (Καλδέλλης, 2005).



**Σχήμα 5.5:** Συντελεστής κόστους συντήρησης και λειτουργίας αιολικών μηχανών. (Πηγή: Καλδέλλης, 2005)

Συνολικά, λοιπόν, το σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας των αιολικών μηχανών καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του έργου (« $N$ » έτη) είναι:

$$FC_w = m \cdot IC_w \cdot \sum_{j=1}^N \left( \frac{1+g_j}{1+i} \right)^j \quad (5.11)$$

Συμβουλευόμενοι το παραπάνω σχήμα και θεωρώντας συντελεστή ασφάλισης  $\delta=1\%$ , ο συνολικός συντελεστής κόστους συντήρησης και λειτουργίας για τις αιολικές μηχανές στην Αстуπάλεια διαμορφώνεται γύρω στο  $m=3\%$ , δηλαδή το ετήσιο σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας του πάρκου θα αποτελεί το 3% της συνολικής αρχικής επένδυσης. Για την πραγματοποίηση της μετέπειτα προσομοίωσης, στην οποία τα οικονομικά στοιχεία της επένδυσης θα αναπτυχθούν περισσότερο, το επιτόκιο αναγωγής « $i$ » (προσδοκώμενη ετήσια απόδοση κεφαλαίου) θεωρείται ίσο με 10%, ο πληρωθισμός λαμβάνεται σταθερός  $g=3\%$ , ενώ το πραγματικό επιτόκιο αναγωγής (annual real interest rate) είναι ίσο με 7%.

Όπως προαναφέρθηκε, το μεταβλητό κόστος συντήρησης και λειτουργίας οφείλεται στην αντικατάσταση « $k_0$ » σημαντικών τμημάτων της μονάδας των οποίων ο χρόνος ζωής « $n_k$ » είναι μικρότερος αυτού της πλήρους εγκατάστασης. Σε ειδικές περιπτώσεις μάλιστα ο ακέραιος αριθμός των εγκαταστάσεων « $I_k$ » μπορεί να είναι μεγαλύτερος της μονάδας στη διάρκεια της ωφέλιμης περιόδου λειτουργίας της μηχανής. Συμβολίζοντας « $r_k$ » το κόστος

αντικατάσταση καθενός από τα « $k_o$ » ( $k=1+k_o$ ) μέρη της Α/Γ, εκφραζόμενο ως ποσοστό του « $IC_o$ » τη στιγμή έναρξης λειτουργίας της εγκατάστασης, το συνολικό μεταβλητό κόστος συντήρησης και λειτουργίας μπορεί να εκφραστεί (σε μελλοντικές αξίες) σαν:

$$VC_W = IC_o \cdot \sum_{k=1}^{k=k_o} \{r_k \cdot \sum_{l=1}^{l=l_k} [(1 + g_k)(1 - \rho_k)^{l \cdot n_k}] \cdot (1 + i)^{n-l \cdot n_k}\} \quad (5.12)$$

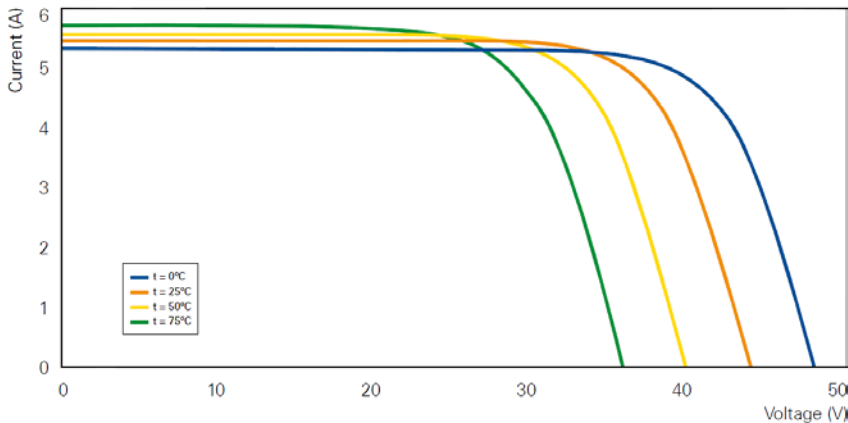
όπου « $g_k$ » ο μέσος ετήσιος ρυθμός αναπροσαρμογής της τιμής του ανταλλακτικού « $k$ », « $\rho_k$ » το επίπεδο πιθανών τεχνολογικών βελτιώσεων, με την πάροδο του χρόνου, των λειτουργικών χαρακτηριστικών του ανταλλακτικού « $k$ » και « $n$ » η περίοδος συνολικής λειτουργίας του αιολικού πάρκου. Η κάθε αιολική μηχανή θεωρείται ενιαία και έχει χρόνο ζωής περίπου 25 έτη.

### 5.3.2.2. Φωτοβολταϊκό Πάρκο

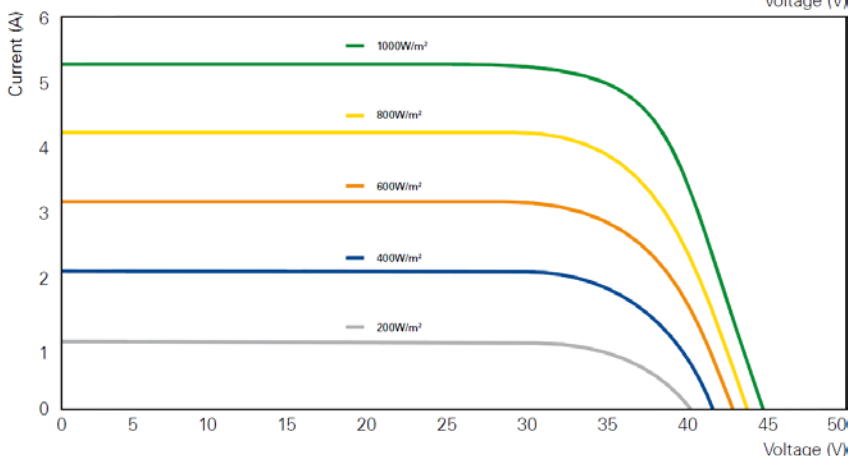
Για την προσομοίωση του υβριδικού συστήματος επιλέχθηκαν φωτοβολταϊκά πλαίσια της εταιρίας BP Solar, τα οποία κατασκευάζονται από μονοκρυσταλλικό πυρίτιο, έχουν βαθμό απόδοσης  $n=14\%$  και σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας (Standard Test Conditions, STC), δηλαδή ένταση φωτός  $1000 \text{ W/m}^2$ , ηλιακό φάσμα AM 1,5 και θερμοκρασία μονάδας  $25^\circ\text{C}$ , αποδίδουν ισχύ  $175 \text{ W}$ . Πιο αναλυτικά, τα ηλεκτρικά και μηχανολογικά χαρακτηριστικά των Φ/Β πλαισίων BP 4175T φαίνονται στον πίνακα 5.12. Είναι χαρακτηριστικό, πως για τα συγκεκριμένα φωτοβολταϊκά στοιχεία η απόδοσή τους μειώνεται κατά  $0,45\%$  με την άνοδο της θερμοκρασίας κατά  $1^\circ\text{C}$ , ενώ μεταβάλλεται με τρόπο ανάλογο της μεταβολής της μέγιστης τάσης και ρεύματος, και κατ' επέκταση της μέγιστης ισχύος, με την αύξηση της θερμοκρασίας και ηλιακής ακτινοβολίας, αντίστοιχα (Σχήματα 5.6 και 5.7).

**Πίνακας 5.12:** Ηλεκτρικά και μηχανολογικά χαρακτηριστικά του Φ/Β πλαισίου της BP 4175T. (Πηγή: [www.bp.com](http://www.bp.com))

Ηλεκτρικά Χαρακτηριστικά		
	STC $1000 \text{ W/m}^2$	NOCT $800\text{W/m}^2$
Μέγιστη Ισχύς ( $P_{max}$ )	175 W	126 W
Τάση στο $P_{max}$ ( $V_{mpp}$ )	35,4 V	31,5 V
Ένταση στο $P_{max}$ ( $I_{mpp}$ )	4,94 A	3,95 A
Ρεύμα Βραχυκυκλώσεως ( $I_{sc}$ )	5,45 A	4,41 A
Τάση Ανοικτού Κυκλώματος ( $V_{oc}$ )	43,6 V	39,7 V
Ανοχή $P_{max}$	-3/+5 %	
Ονομαστική Τάση	24 V	
Μείωση Αποδοτικότητας στα $200\text{W/m}^2$	<5% μείωση (αποδοτικότητα 13,3%)	
Συντελεστής θερμοότητας του $I_{sc}$	0,105 %/ $^\circ\text{C}$	
Συντελεστής θερμοότητας του $V_{oc}$	-0.306 %/ $^\circ\text{C}$	
Συντελεστής θερμοότητας του $P_{max}$	-0.45 %/ $^\circ\text{C}$	
Ονομαστική Θερμοκρασία Λειτουργίας Κυψέλης (NOCT)	47±2 $^\circ\text{C}$	
Μέγιστη Τάση Λειτουργίας Συστήματος	600 V/1000 V	
Μηχανολογικά Χαρακτηριστικά		
Ηλιακές Κυψέλες	72 μονοκρυσταλλικών 5" κυψέλες πυριτίου (125mm x 125mm) σε σειρά	
Πρόσθια Επικάλυψη	Υψηλής διαπερατότητας 3,2mm ενισχυμένο ντιανακλαστικό γυαλί	
Οπίσθια Επικάλυψη	Λευκός πολυεστέρας	
Διαστάσεις	1587x790x50mm	
Βάρος	15,4 kg	



**Σχήμα 5.6:** Επίδραση της αύξησης της θερμοκρασίας στην απόδοση του Φ/Β πλαισίου. (Πηγή: [www.bp.com](http://www.bp.com))



**Σχήμα 5.7:** Επίδραση της αύξησης της ηλιακής ακτινοβολίας στην απόδοση του Φ/Β πλαισίου. (Πηγή: [www.bp.com](http://www.bp.com))

Η διακύμανση της ηλιακής ακτινοβολίας κατά τη διάρκεια της ημέρας καθορίζει την ωφέλιμη ισχύ που παράγει ένα Φ/Β στοιχείο. Δεδομένης της διαρκούς μεταβολής της θέσεως του ήλιου ως προς την επιφάνεια της γης, θα έπρεπε να μεταβάλλεται συνεχώς η κλίση των Φ/Β έτσι ώστε να επιτυγχάνεται κάθετη πρόσπτωση των ηλιακών ακτινών σε αυτό. Κάτι τέτοιο, βέβαια, σήμερα είναι εφικτό με κατάλληλες τεχνολογίες (trackers), οι οποίες όμως αυξάνουν αισθητά το κόστος της εγκατάστασης και δημιουργούν σοβαρές κατασκευαστικές δυσκολίες. Για αυτούς ακριβώς τους λόγους, τις περισσότερες φορές η κλίση των Φ/Β επιλέγεται σταθερή και σε γωνία που εξαρτάται από την επιθυμητή χρήση και την εποχή τους έτους. Έτσι, εάν επιδιώκεται να παράγει το σύστημα όσο το δυνατόν περισσότερη ενέργεια κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού, η κλίση των συλλεκτών επιλέγεται  $10^\circ$  με  $15^\circ$  μικρότερη από την παράλληλο του τόπου, ενώ για τον χειμώνα η κλίση επιλέγεται περίπου  $10^\circ$ - $15^\circ$  μεγαλύτερη από το γεωγραφικό πλάτος της περιοχής (Καλδέλλης, Καββαδίας, 2001).

Δεδομένου πως η Αστυπάλαια βρίσκεται σε γεωγραφικό πλάτος  $\phi=36^\circ 33'$  και πως το σύστημα πρέπει αποδίδει μεγαλύτερη ισχύ κατά τη θερινή περίοδο, εξαιτίας της τουριστικής κίνησης, η γωνία κλίση των Φ/Β πλαισίων «β» επιλέγεται ίση με  $25^\circ$ , ενώ προκειμένω να εκμεταλλεύονται την ηλιακή ακτινοβολία όσο το δυνατόν περισσότερο, ο προσανατολισμός τους πρέπει να είναι νότιος, δηλαδή η αζιμούθια γωνία «γ» μηδενική. Όσον αφορά στην αξιοποίηση της ανακλώμενης ακτινοβολίας, αυτή εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την επιφάνεια τοποθέτησης των Φ/Β. Η ικανότητα ανάκλασης εκφράζεται από ένα συντελεστή που κυμαίνεται από το 0, για πλήρη απορρόφηση της ακτινοβολίας, έως το 1, για πλήρη ανάκλαση αυτής. Στην περίπτωση της Αστυπάλαιας, όπου το σύνολο του

νησιού αποτελείται από βραχώδεις εκτάσεις ο συντελεστής ανάκλασης είναι  $\rho=0,2$  (Καγκαράκης, 1992).

Πρωτίτερα, στην παράγραφο 3.3.4.4, αναφέρθησαν οι λόγοι για τους οποίους η απόδοση ενός Φ/Β δεν είναι τόση όσο η ονομαστική. Σε αυτούς του λόγους περιλαμβάνονται η μείωση της απόδοσης λόγω της λειτουργίας του πλαισίου σε θερμοκρασία πάνω από τους  $25^{\circ}\text{C}$ , η μεταβολή της απόδοσης λόγω των επικαθήσεων σκόνης, των πιθανών σκιάσεων, της γήρανσης των στοιχείων, των απωλειών του δικτύου, κ.α. Κατά τη διαστασιολόγηση του υβριδικού συστήματος της Αστυπάλαιας ο συντελεστής μείωσης της απόδοσης θεωρήθηκε ίσος με 80%, τιμή αρκετά αντιπροσωπευτική εάν αναλογιστεί κάποιος πως μόνο ο συντελεστής θερμοκρασιακής διόρθωσης « $\sigma_{\theta}$ » ισούται με 0,8 στις πιο αντίξοες συνθήκες περιβάλλοντος της μελέτης περιοχής.

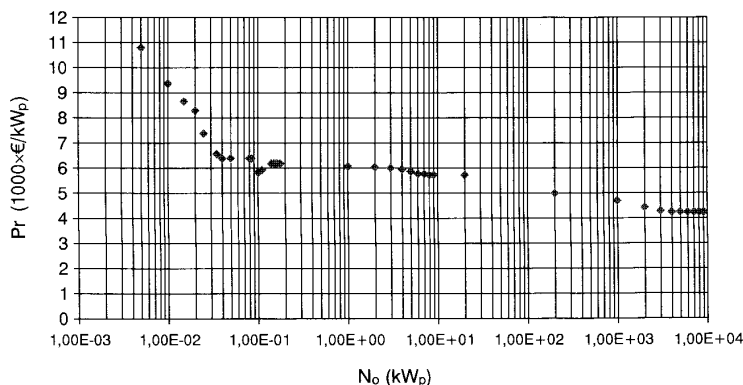
Πιο συγκεκριμένα, για να βρούμε το συντελεστή θερμοκρασιακής διόρθωσης στη δυσμενέστερη περίπτωση εφαρμόζουμε την εξίσωση (3.30) της παραγράφου 3.3.4.4. Θεωρώντας μέγιστη θερμοκρασία περιβάλλοντος « $T_{\alpha}$ » τους  $40^{\circ}\text{C}$ , θερμοκρασία αναφοράς « $T_r$ »  $25^{\circ}\text{C}$ , NOCT  $47^{\circ}\text{C}$ , δείκτη αιθριότητας 0,59 και γνωρίζοντας πως η απόδοση των φωτοβολταϊκών μειώνεται 0,45% για κάθε αύξηση  $1^{\circ}\text{C}$ , ο δυσμενέστερος « $\sigma_{\theta}$ » θα είναι σύμφωνα με την εξίσωση :  $\sigma_{\theta}=1-0,45\%/1^{\circ}\text{C}\cdot(64-25)^{\circ}\text{C}=83\%$ .

Όσον αφορά το αρχικό κόστος εγκατάστασης ενός φωτοβολταϊκού πάρκου, σύμφωνα με τη διεθνή βιβλιογραφία, αυτό κυμαίνεται μεταξύ 4.000 και 9.000 €/kW (Türkay, Telli , 2011), ενώ το κόστος συντήρησης και λειτουργίας θεωρείται πάρα πολύ χαμηλό, με τιμές να κυμαίνονται έως και 0,5% του αρχικού κόστους εγκατάστασης (Giatrakos et al., 2009). Όπως και στην περίπτωση των αιολικών μηχανών, έτσι και στα φωτοβολταϊκά το αρχικό κόστος της επένδυσης αποτελείται από το κόστος αγοράς του εξοπλισμού και το κόστος εγκατάστασής του (balance of system). Για τα ελληνικά κοινωνικοοικονομικά δεδομένα η ανηγμένη τιμή αγοράς φωτοβολταϊκής εγκατάστασης 1-2.000 kW μπορεί να υπολογιστεί από τον ημιεμπειρικό τύπο:

$$P_r = 6186,1 \cdot N_{PV}^{-0,0437} \quad (5.13)$$

ενώ η εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών ανεβάζει το συνολικό αρχικό κόστος « $IC_{PV}$ » κατά 5-15% (Kaldellis, 2004). Άρα, συνολικά, σε περίπτωση εγκατάστασης Φ/Β συστήματος 1kW το συνολικό αρχικό κόστος ανέρχεται σε:  $IC_{PV}=6186,1\cdot(1+0,15)\approx 7.000 \text{ €/kW}$ .

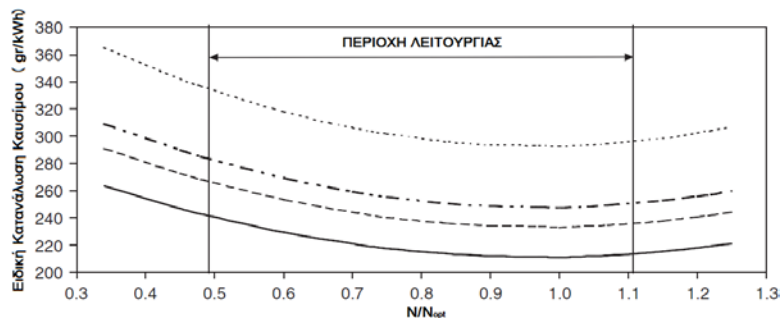
Στην περίπτωση της Αστυπάλαιας, βέβαια, όπου το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ξεπερνά κατά πολύ τα 2MW εγκατεστημένης ισχύος, η ανηγμένη τιμή αγοράς Φ/Β μπορεί να μειωθεί, σύμφωνα με την εξίσωση 5.13 και το σχήμα 5.8, κατά 30% και έτσι το συνολικό αρχικό κόστος επένδυσης Φ/Β να διαμορφωθεί περίπου στα 4.500 €/kW. Ταυτόχρονα, το ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας θεωρείται ίσο με το 0,5% του αρχικού κόστους αγοράς και εγκατάστασης του εξοπλισμού, δηλαδή για χάρη της μετέπειτα προσομοίωσης έχει τιμή 22 €/kW. Βέβαια, σήμερα (2011) οι τιμές των φωτοβολταϊκών στοιχείων διαμορφώνονται σε τιμές που δεν ξεπερνούν τα 2.000 €/KW. Περισσότερα θα αναφερθούν σε μεταγενέστερη παράγραφο. Όπως έχει αναφερθεί και στην προηγούμενη ανάλυση για το αιολικό πάρκο, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας της εγκατάστασης δε θα παραμένει ίσο με 22 €/kW, αλλά θα μεταβάλλεται κάθε χρόνο σύμφωνα με το πραγματικό επιτόκιο αναγωγής, το οποίο για την οικονομική αξιολόγηση του υβριδικού μας συστήματος θεωρείται ίσο με 7%.



**Σχήμα 5.8:** Ανεγμένες τιμές κόστους αγοράς φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων. (Πηγή: Καλδέλλης, Σπυρόπουλος, Καββαδίας, 2007)

### 5.3.2.3. Γεννήτρια Diesel

Όπως έχει ήδη αναφερθεί, τα περισσότερα μη διασυνδεδεμένα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιούν μηχανές εσωτερικής καύσης για την παροχή ισχύος στο δίκτυο. Σε αυτά τα συστήματα, η επιλογή του είδους των γεννητριών που θα χρησιμοποιηθούν θα πρέπει να είναι τέτοια ώστε, η ονομαστική ισχύς του συνόλου των μηχανών « $N_D$ » θα πρέπει να είναι τέτοια ώστε να μπορεί να καλύπτεται το φορτίο αιχμής « $N_p$ » και ταυτόχρονα η ειδική κατανάλωση καυσίμου (SFC) να διατηρείται σε χαμηλά επίπεδα. Στο σχήμα 5.9 φαίνεται χαρακτηριστικά πως η κατανάλωση καυσίμου (gr/kWh) εμφανίζει χαμηλή τιμή όσο η γεννήτρια δουλεύει στην ονομαστική της ισχύ. Εδώ θα πρέπει να σημειωθεί πως ακόμα και για μηδενικό φορτίο, η ντιζελογεννήτρια καταναλώνει σχεδόν το 30% της κατανάλωσης πλήρους ισχύος. Παράλληλα, για να αποφευχθούν σοβαρά προβλήματα συντήρησης, η ντιζελογεννήτρια δεν θα πρέπει να λειτουργεί σε λιγότερο από το 30% του πλήρους φορτίου για μεγάλες χρονικές περιόδους (Kaldellis, 2007).



**Σχήμα 5.9:** Καμπύλη ειδικού κόστους κατανάλωσης (SFC) γεννητριών diesel. (Πηγή: Kaldellis, 2007)

Όπως έχει τονιστεί, στο υβριδικό σύστημα της Αστυπάλαιας, οι ντιζελογεννήτριες θα έχουν επικουρικό ρόλο και θα ξεκινούν τη λειτουργία τους σε περίπτωση μη ικανοποίησης του φορτίου από τα βασικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής (Φ/Β και Α/Γ) ή/και το σύστημα αποθήκευσης ενέργειας (συσσωρευτές). Για τη διαστασιολόγηση και αξιολόγηση του προτεινόμενου συστήματος παραγωγής ισχύος, παρόλο που υπάρχει πρόθεση να αξιοποιηθούν οι υπάρχουσες μηχανές, θα πρέπει να υπάρξει μια ανάλυση κόστους προκειμένου να εκτιμηθεί το κόστος λειτουργίας και συντήρησης, όπως και το κόστος αντικατάστασης των μηχανών.

Συγκεκριμένα, το κόστος αγοράς ή αντικατάστασης των γεννητριών diesel κυμαίνεται μεταξύ 200 και 500 €/kW, κόστος το οποίο αυξάνει με την αύξηση της εγκατεστημένης



ισχύος (Karakoulidis et al., 2011), ενώ το κόστος συντήρησης και λειτουργίας αποτελεί περίπου το 2,5% του αρχικού κόστους της επένδυσης (Giatrakos et al., 2009). Για τις ανάγκες της παρούσας προσομοίωσης θεωρήθηκε πως, για την εύρυθμη λειτουργία του υβριδικού συστήματος, η αντικατάσταση των ντιζελογεννητριών θα πρέπει να γίνεται κάθε οκτώ χρόνια, αντικατάσταση η οποία στοιχίζει περίπου 250 €/kW, ενώ το κόστος λειτουργίας και συντήρησης κυμαίνεται στα 0,10 €/hr (Karakoulidis et al., 2011).

#### 5.3.2.4. Συσσωρευτές

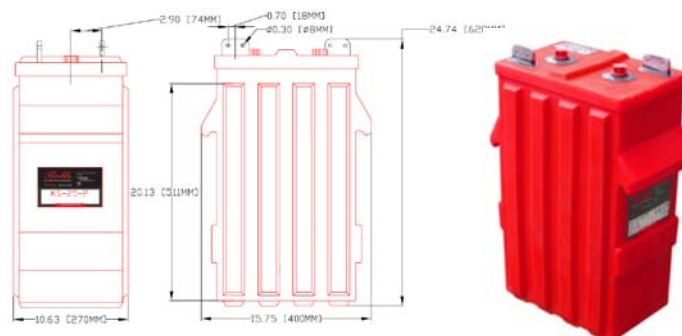
Σε ένα αυτόνομο σύστημα παραγωγής ενέργειας για την επιλογή των χαρακτηριστικών μεγεθών της συστοιχίας των συσσωρευτών, η χωρητικότητα τους εκτιμάται βάσει της απαιτούμενης περιόδου ενεργειακής αυτονομίας (π.χ. « $d_o$ » τυπικές μέρες), της τάσης λειτουργίας των συσσωρευτών « $U_b$ » και του μέγιστου επιτρεπόμενου βαθμού εκφόρτισης « $DOD_L$ » αυτών, δηλαδή ισχύει πως:

$$Q_{max} = d_o \cdot \frac{E}{8760} \cdot \frac{1}{n_{db}(DOD_L)U_b} \quad (5.14)$$

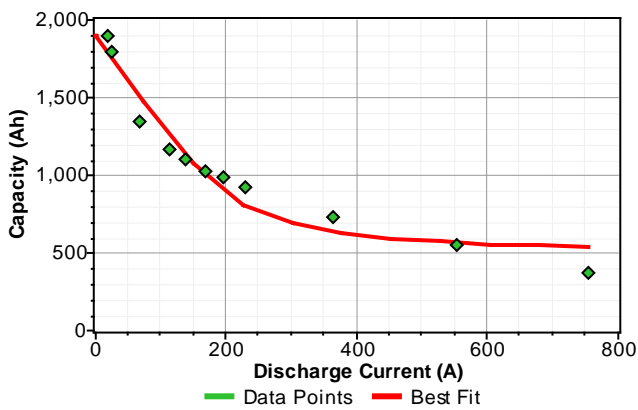
όπου « $E$ » η ετήσια κατανάλωση ενέργειας και « $n_{db}$ » ο βαθμός απόδοσης του κλάδου εκφόρτισης των συσσωρευτών, συμπεριλαμβανομένου του μετατροπέα συχνότητας και των αντίστοιχων καλωδιώσεων.

Είναι σημαντικό να αναφερθεί πως το μέγιστο βάθος εκφόρτισης συνδέεται πολύ στενά με τη με τη διάρκεια ζωής (κύκλοι λειτουργίας  $n_c$ ) των συσσωρευτών, δηλαδή:  $DOD_L n_c \approx (1.200-1.500)$ , ενώ η τάση « $U_b$ » δεν αποτελεί ένα σταθερό μέγεθος, αλλά εξαρτάται από τις συνθήκες φόρτισης και τη θερμοκρασία « $\theta$ » που αναπτύσσεται στα στοιχεία των συσσωρευτών, δηλαδή  $U_b = U_b(Q, \theta) = U_b(DOD, \theta)$ , όπου  $DOD = 1 - Q/Q_{max} \leq DOD_L$  (Kaldellis, 2007). Τέλος, η μέγιστη ισχύς φόρτισης-εκφόρτισης καθορίζεται είτε από το ρεύμα του ρυθμιστή φόρτισης « $I_{ch}$ », δηλαδή  $N_{ch} = U_{cc} I_{ch}$ , είτε από την ισχύ του DC/AC αντιστροφέα τάσης « $N_p$ ». Η τάση « $U_{cc}$ » αποτελεί την τάση εξόδου του ρυθμιστή φόρτισης και λαμβάνεται συνήθως 1-3 V μεγαλύτερη της τάσης λειτουργίας της μπαταρίας.

Για την προσομοίωση του υβριδικού συστήματος της Αστυπάλαιας χρησιμοποιήθηκαν οι συσσωρευτές μολύβδου-οξέως της εταιρίας Rolls Surrette 4KS25P (Εικόνα 4.4), λειτουργίας 4V, μέγιστης χωρητικότητας 1.900 Ah (7,6 kWh) και αναμενόμενης διάρκειας ζωής 12 ετών. Σύμφωνα με τον κατασκευαστή (Σχήμα 5.10), η αποθηκευτική ικανότητα των εν λόγω συσσωρευτών διατηρείται σε υψηλά επίπεδα όσο ο χρόνος φόρτισης-εκφόρτισης είναι μεγάλος ( $R=100$  ώρες,  $Q=1.900$  Ah,  $I_{ch}=19,04$  A), ενώ μειώνεται με την αύξηση του ρεύματος φόρτισης, δηλαδή με τη μείωση του χρόνου φόρτισης ( $R=1$  ώρα,  $Q=459$  Ah,  $I_{ch}=459$  A)



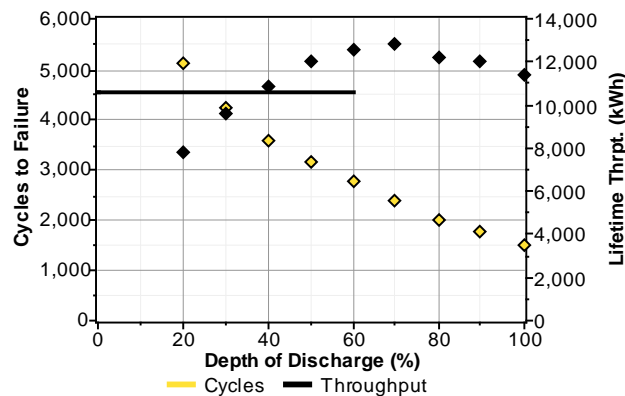
**Εικόνα 5.4:** Το μοντέλο συσσωρευτή 4KS25P της εταιρίας Rolls. (Πηγή: [www.rollsbattery.com](http://www.rollsbattery.com))



Χρόνος Φόρτισης (h)	Χωρητικότητα (Ah)	Ρεύμα (A)
100	1.904	19,04
72	1.796	24,94
50	1.661	33,21
24	1.404	58,5
20	1.350	67,5
15	1.256	83,7
12	1.175	97,9
10	1.121	112,1
8	1.053	131,6
6	959	159,8
5	905	181
4	837	209
3	756	252
2	648	324
1	459	459

**Σχήμα 5.10:** Καμπύλη χωρητικότητας συσσωρευτή Rolls Surrette 4KS25P. (Πηγή: [www.rollsbattery.com](http://www.rollsbattery.com))

Το συγκεκριμένο μοντέλο έχει απόδοση περίπου  $\eta_{ab}=80\%$ , μέγιστο βάθος εκφόρτισης  $DOD_L=60\%$ , ενώ καθόλη τη διάρκεια της ζωής του αναμένεται να αποδώσει ενέργεια της τάξεως των 10.588 kWh. Βέβαια, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, η διάρκεια ζωής των συσσωρευτών και επομένως η συνολικά αποδιδόμενη προς το φορτίο ενέργεια εξαρτάται έντονα από την κατάσταση φόρτισής τους (State Of Charge, SOC). Συγκεκριμένα, όπως φαίνεται και στο σχήμα 5.11, όσο περισσότερο αποφορτίζεται η συστοιχία των συσσωρευτών τόσο μειώνονται οι κύκλοι φόρτισης-εκφόρτισης « $n_c$ » και άρα η διάρκεια ζωής τους.



**Σχήμα 5.11:** Μεταβολή κύκλων φόρτισης-εκφόρτισης (κίτρινες κουκίδες) και αποδιδόμενης ενέργειας (μαύρες κουκίδες) συναρτήσει του βάθους εκφόρτισης για το συσσωρευτή Rolls Surrette 4KS25P. (Πηγή: [www.rollsbattery.com](http://www.rollsbattery.com))

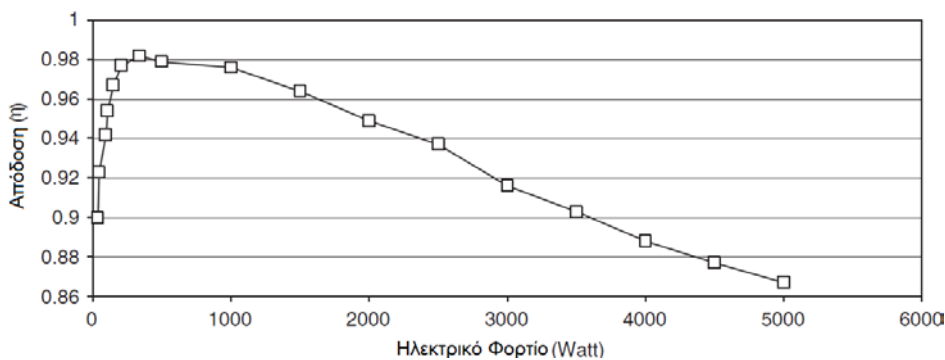
Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία το συγκεκριμένο μοντέλο μπαταρίας στοιχίζει περίπου 1.000 €, ενώ το ετήσιο κόστος συντήρησης και λειτουργίας του ανέρχεται σε 10 € (Rehman, Al-Hadhrami, 2010). Κατά τη διαστασιολόγηση του υβριδικού συστήματος μέσω του προγράμματος HOMER, η απαιτούμενη χωρητικότητα των συσσωρευτών, προκειμένου η Αστυπάλαια να είναι ενεργειακά αυτόνομη, δεν καθορίζεται από την εξίσωση 5.14 αλλά υπολογίζεται βάσει του ισοζυγίου ενέργειας (Φ/Β-Α/Γ-μπαταρίες) σε ωριαία βάση για ένα έτος λειτουργίας της υβριδικής εγκατάστασης. Για την προσομοίωση και αξιολόγηση του προτεινόμενου συστήματος μπορεί να αξιοποιηθεί μεγάλος αριθμός συσσωρευτών συνδεδεμένων εν σειρά, σε ένα ζυγό (string), και εν παραλλήλω, ενώ η αντικατάστασή τους πραγματοποιείται κάθε 12 χρόνια.

## 5.3.2.5. Ηλεκτρονικά Στοιχεία

Για το υπό μελέτη μη διασυνδεδεμένο υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ένας AC/DC ανορθωτής τάσης (rectifier) με ονομαστική ισχύ ίση με αυτή του συνόλου των ανεμογεννητριών « $N_W$ » είναι απαραίτητος για τη μετατροπή της εναλλασσόμενης τάσης εξόδου των Α/Γ « $U_{AC}$ » σε συνεχή « $U_{DC}$ » προκειμένου να είναι εφικτή η αποθήκευση της περίσσειας ενέργειας στους συσσωρευτές. Στη συνέχεια, η έξοδος του ανορθωτή οδηγείται σε έναν DC/DC ρυθμιστή φόρτισης (charge controller) ονομαστικής ισχύος « $N_{CC}$ » και τάσεως « $U_{CC}$ », ελαφρώς υψηλότερης από την τάση λειτουργίας των συσσωρευτών « $U_b$ ». Ο ρυθμός φόρτισης « $R_{ch}$ » του ελεγκτή εξαρτάται από την τάση φόρτισης και το ρεύμα φόρτισης των μπαταριών, ενώ ο ρυθμός εκφόρτισης καθορίζεται από την τάση λειτουργίας των μπαταριών και το αντίστοιχο ρεύμα εκφόρτισης (Kaldellis, 2007). Η ενέργεια που δεν μπορεί να αποθηκευτεί στους συσσωρευτές είτε απορρίπτεται είτε τροφοδοτεί φορτία χαμηλότερης προτεραιότητας, όπως τη μονάδα αφαλάτωσης, στην περίπτωση της Αστυπάλαιας.

Ο κλάδος παροχής ενέργειας από συσσωρευτές ολοκληρώνεται από έναν απαραίτητο DC/AC αντιστροφέα (inverter) ο οποίος μετατρέπει την DC έξοδο των συσσωρευτών σε εναλλασσόμενη τάση 220/380 V. Η μέγιστη ισχύς « $N_{INV}$ » του μετατροπέα πρέπει να τέτοια ώστε να ικανοποιείται το μέγιστο φορτίο « $N_{peak}$ », ενώ η μέγιστη απόδοσή του ισούται με  $n_{INV}^*$ . Σε περίπτωση απαίτησης ικανοποίησης φορτίου « $N_d$ » διαφορετικού από το μέγιστο, η απόδοση του αντιστροφέα εμφανίζει τη μορφή του σχήματος 5.12, δηλαδή

$$n_{INV} = f\left(\frac{N_d}{N_{peak}}\right) \leq n_{INV}^* \quad (5.15)$$



**Σχήμα 5.12:** Μεταβολή απόδοσης αντιστροφέα τάσης 5kW συναρτήσει του φορτίου. (Πηγή: Kaldellis, 2007)

Σε αυτό το σημείο πρέπει να αναφερθεί πως η γεννήτρια diesel ενεργοποιείται όταν οι αιολικής μηχανές, τα φωτοβολταϊκά στοιχεία αλλά και οι συσσωρευτές δεν μπορούν να καλύψουν το φορτίο ζήτησης, έτσι ώστε κάθε στιγμή ο πίνακας ελέγχου να διασφαλίζει την ικανοποίηση του φορτίου, δηλαδή:

$$N_W + N_{PV} + N_{INV} + N_D \geq N_d(t), \quad \forall t \quad (5.16)$$

Εξαιτίας της υπάρξης της συστοιχίας συσσωρευτών, ο πίνακας ελέγχου (control panel) ενεργοποιεί τη ντιζελογεννήτρια στην περίπτωση βαθιάς εκφόρτισης των μπαταριών (DOD  $\rightarrow$  DOD<sub>L</sub>). Με αυτόν τον τρόπο η έναρξη της γεννήτριας μειώνεται, επιτυγχάνεται ευστάθεια στη συχνότητά της και τελικώς περιορίζεται η πιθανότητα βλάβης της.

Για την προσομοίωση του συστήματος της Αστυπάλαιας χρησιμοποιήθηκε ο αντιστροφέας τάσης TOP CLASS 35/48 της εταιρίας ASP, στοιχεία του οποίου φαίνονται στον επόμενο πίνακα. Το συνολικό κόστος εγκατάστασής του ανέρχεται στα 1.000 €/kW, δεν απαιτεί κάποιο ιδιαίτερο κόστος για τη συντήρηση και λειτουργία του, ενώ για την αξιόπιστη λειτουργία όλου του συστήματος απαιτείται η αντικατάστασή του κάθε 8 χρόνια. Τέλος, η απόδοση του μετατροπέα τάσης κυμαίνεται το 93%.

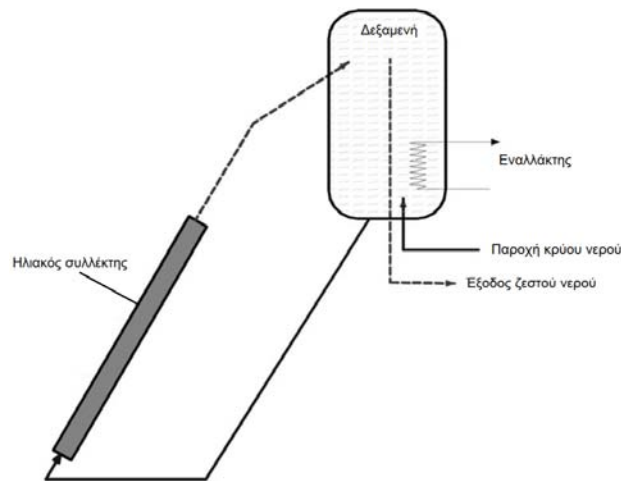
**Πίνακας 5.13:** Στοιχεία λειτουργίας αντιστροφέα τάσης υβριδικού συστήματος της Αστυπάλαιας. (Πηγή: [www.alexakisenergy.com](http://www.alexakisenergy.com))

Αντιστροφέας: Asp Top Class 35/48	
Τάση λειτουργίας συνεχούς	48 V
Εύρος τάσης εισόδου	42V-64 V DC
Ένταση ρεύματος συνεχούς	80 A
Ισχύς σε συνεχή λειτουργία	3,5 kW
Συχνότητα εξόδου	50 Hz
Ένταση εναλλασσόμενου ρεύματος	15,6 A
Απόδοση	93 %
Εύρος θερμοκρασίας περιβάλλοντος	-25°C...+50°C
Διαστάσεις	456x320x211mm
Βάρος	3 kg

Όσον αφορά το κόστος αγοράς και το κόστος συντήρησης και λειτουργίας του AC/DC ανορθωτή τάσης και του ρυθμιστή φόρτισης και αυτά περιλαμβάνονται στο αντίστοιχο κόστος του αντιστροφέα τάσης.

#### 5.4. Το Προτεινόμενο Σύστημα Θέρμανσης Νερού

Όπως ήδη έχει αναφερθεί, μέρος της παρούσας εργασίας είναι και η οικονομοτεχνική αξιολόγηση κατάλληλων συστημάτων τα οποία θα μπορούν να παρέχουν ζεστό νερό χρήσης σε κατοικίες και ξενοδοχεία καθ' όλη τη διάρκεια του χρόνου, με οικονομικό και περιβαλλοντικά φιλικό τρόπο. Βασική επιδίωξη είναι η αξιολόγηση της βιωσιμότητας εγκατάστασης ηλιακών θερμικών συστημάτων σε κάθε κατοικία και ξενοδοχείο της Αστυπάλαιας. Για τις ανάγκες προσομοίωσης των συγκεκριμένων συστημάτων μέσω του λογισμικού Retscreen θα χρησιμοποιηθούν ηλιακοί θερμοσίφωνες διπλής ενέργειας (Σχήμα 5.13), ενώ η ανάλυση θα χωριστεί σε δυο βασικές κατηγορίες: οικονομοτεχνική αξιολόγηση των φωτοθερμικών συστημάτων για κατοικίες τετραμελούς οικογένειας και αξιολόγηση για διάφορα είδη ξενοδοχειακών μονάδων.



**Σχήμα 5.13:** Τυπικός ηλιακός θερμοσίφωνας με εναλλάκτη θερμότητας. (Πηγή: *Kaldellis et al., 2005b*)

Στην παράγραφο 5.2.4.3 υπολογίστηκε πόσο αναμένεται να είναι το θερμικό φορτίο το έτος 2030 στην Αστυπάλαια, φορτίο βάσει του οποίου πρέπει να διαστασιοποιηθεί το προτεινόμενο σύστημα. Θεωρώντας έναν μέσο βαθμό απόδοσης  $\eta=35\%$  για το προτεινόμενο ηλιακό σύστημα, η παραγόμενη από αυτό θερμική ενέργεια θα είναι:

$$Q = H_T \cdot A_c \cdot \eta \quad (5.17)$$

όπου « $H_T$ » η μέση μηνιαία ηλιακή ακτινοβολία που προσπίπτει πάνω σε συλλέκτη επιφάνειας « $A_c$ » και είναι τοποθετημένος σε κλίση τέτοια ώστε να μεγιστοποιείται η ετήσια απολαβή ενέργειας από τον ήλιο. Για την περιοχή της Αστυπάλαιας η μέση ετήσια ενεργειακή απολαβή μεγιστοποιείται σε γωνία τοποθέτησης συλλέκτη  $\beta=30^\circ$ . Εφόσον η ζήτηση καλύπτεται 100% από την ηλιακή ακτινοβολία, θα πρέπει η παραπάνω ενέργεια να είναι μεγαλύτερη ή τουλάχιστον ίση με τις υπολογισμένες για το 2030 μηνιαίες καταναλώσεις του πίνακα 5.14. Έτσι, βάσει του πίνακα 5.14 και της εξίσωσης 5.17, οι απαιτούμενες επιφάνειες ανά μηνά, τόσο στον οικιακό τομέα, όσο και στα ξενοδοχεία, παρουσιάζονται στον επόμενο πίνακα.

**Πίνακας 5.14:** Υπολογισμός επιφάνειας συλλογής ηλιακής ακτινοβολίας/μήνα για ζεστό νερό χρήσης στην Αστυπάλαια το 2030.

Μήνας	$H_T 30^\circ$ (kWh/m <sup>2</sup> )	Κατοικίες		Ξενοδοχεία	
		$L_w$ (kWh/mo)	$A_c$ (m <sup>2</sup> )	$L_w$ (kWh/mo)	$A_c$ (m <sup>2</sup> )
Ιανουάριος	117,49	127.660	3.104	0	0
Φεβρουάριος	130,2	115.306	2.530	0	0
Μάρτιος	178,25	121.722	1.951	0	0
Απρίλιος	194,4	112.049	1.647	0	0
Μάιος	222,27	106.878	1.374	118.149	1.519
Ιούνιος	229,8	94.811	1.179	279.492	3.475
Ιούλιος	241,49	92.034	1.089	339.130	4.012
Αύγουστος	238,08	92.034	1.104	339.130	4.070
Σεπτέμβριος	216	94.811	1.254	279.492	3.697
Οκτώβριος	186,31	106.878	1.639	118.149	1.812
Νοέμβριος	132,3	112.049	2.420	0	0
Δεκέμβριος	106,02	121.722	3.280	0	0
<b>Ετήσιες τιμές</b>	<b>2192,61</b>	<b>1.298 MWh</b>		<b>1.474 MWh</b>	

Όπως είναι αναμενόμενο, στον οικιακό τομέα μέγιστη απαιτούμενη επιφάνεια συλλογής ηλιακής ακτινοβολίας προκύπτει κατά του χειμερινούς μήνες (Νοέμβριο-Φεβρουάριο), όπου η ηλιακή ακτινοβολία είναι λιγότερο αξιοποιήσιμη, ενώ στα ξενοδοχεία εμφανίζεται η αντίθετη τάση, μιας και τα περισσότερα από αυτά λειτουργούν μόνο τους καλοκαιρινούς μήνες. Ιδιαίτερα τον Ιούλιο και τον Αύγουστο, όπου η πληρότητα αγγίζει το 100%, απαιτούνται ηλιακοί συλλέκτες συνολικής επιφάνειας 4.000 m<sup>2</sup> προκειμένου να επιτευχθεί η απόλυτη ενεργειακή αυτονομία των ξενοδοχειακών καταλυμάτων.

Για τη διαστασιολόγηση του συστήματος θα επιλεγεί η κάλυψη τη επιφάνειας για τη δυσμενέστερη περίπτωση που εμφανίζεται κατά τη διάρκεια του έτους. Έτσι, λοιπόν, η απαιτούμενη συλλεκτική επιφάνεια για το σύνολο των κατοικιών προκύπτει 3.280 m<sup>2</sup>, ενώ για το σύνολο των ξενοδοχείων 4.070 m<sup>2</sup>. Πιο αναλυτικά, δεδομένου ότι ο μόνιμος πληθυσμός της Αστυπάλαιας το 2030 θα φτάσει τα 1.650 άτομα, σε κάθε άτομο θα αντιστοιχεί περίπου 2 m<sup>2</sup> συλλεκτικής επιφάνειας, δηλαδή σε κάθε κατοικία η οποία υποτίθεται πως απαρτίζεται από 4 μέλη, θα πρέπει να εγκατασταθεί ηλιακός θερμοσίφωνας 8 m<sup>2</sup>. Η συγκεκριμένη τιμή, βέβαια, έχει υπολογιστεί σε θεωρητική βάση και σύμφωνα με τα δεδομένα του εμπορίου δεν υπάρχει διαθέσιμος ηλιακός θερμοσίφωνας με τόση μεγάλη επιφάνεια συλλέκτη, γεγονός που οδηγεί σε δυο λύσεις: είτε την εγκατάσταση περισσότερων του ενός συστημάτων, εν προκειμένω να επιτευχθεί 100% αυτονομία, είτε την κάλυψη της πρόσθετης ζήτησης από τους συμβατικούς τρόπους θέρμανσης νερού, στην περίπτωση της Αστυπάλαιας ηλεκτρικοί θερμοσίφωνες. Παράλληλα, η επιλογή των δεξαμενών αποθήκευσης (boiler), θα γίνει έτσι ώστε να αντιστοιχούν περίπου 50 lt ζεστού νερού ανά κάτοικο. Έτσι αν επιλεγθούν τυποποιημένα boiler των 200 lt το καθένα, τότε για οικιακή χρήση στο νησί θα πρέπει να υπάρχουν 413 δεξαμενές αποθήκευσης νερού.

Όσον αφορά τα ξενοδοχεία, τα πράγματα είναι κάπως διαφορετικά δεδομένου ότι η πληρότητα μεταβάλλεται κάθε μήνα του χρόνου. Η μέγιστη συλλεκτική επιφάνεια που υπολογίστηκε, έτσι ώστε να μπορεί να καλυφθεί το 100% των αναγκών των ξενοδοχείων του νησιού, είναι 4.070 m<sup>2</sup> για τον μήνα Αύγουστο. Σύμφωνα με τους προηγούμενους υπολογισμούς της παραγράφου 5.2.4.3, την περίοδο του Αυγούστου του 2030 η Αστυπάλαια θα μπορεί να φιλοξενήσει 3.800 τουρίστες, πράγμα που σημαίνει που σε κάθε ένα τουρίστα αντιστοιχεί συλλεκτική επιφάνεια περίπου 1,07 m<sup>2</sup>, τιμή πολύ μικρότερη της αντίστοιχης επιφάνειας/κάτοικο. Με δεδομένη μια κατανάλωση νερού περίπου 80 lt/άτομο και επιλέγοντας boiler χωρητικότητας 300 lt, στα ξενοδοχεία του νησιού θα εγκατασταθούν συνολικά 1.013 ηλιακοί θερμοσίφωνες.

Για την αξιολόγηση των ηλιακών συστημάτων θα χρησιμοποιηθούν τυποποιημένοι θερμοσίφωνες του εμπορίου με συλλεκτική επιφάνεια 3,58 m<sup>2</sup>. Οι συγκεκριμένοι συλλέκτες είναι μαύρου χρώματος, με διπλό τζάμι, με συντελεστή θερμικής απολαβής  $F_R(\tau\alpha)_n=0,7$  και συντελεστή απωλειών  $F_R U_L=4,49$  W/m<sup>2</sup>·°C. Όσον αφορά την ανηγμένη τιμή «P<sub>r</sub>» του κόστους αγοράς ενός ηλιακού θερμοσίφωνα, αυτή θα υπολογιστεί συναρτήσει της χρησιμοποιούμενης συλλεκτικής επιφάνειας «A<sub>c</sub>», καθώς και του λόγου του όγκου του θερμοδοχείου προς το εμβαδό της συλλεκτικής επιφάνειας «V/A<sub>c</sub>», μέσω του παρακάτω ημιεμπειρικού για τα δεδομένα της ελληνικής αγοράς τύπου (Kaldellis et al., 2005a):

$$P_r(A_c, V) = 7,085 \cdot A_c^3 - 56,83 \cdot A_c^2 + 107,5 \cdot A_c + 5,85 \cdot \left(\frac{V}{A_c} - 55\right) + 254,2 \quad (5.18)$$

Πρέπει να σημειωθεί πως η συγκεκριμένη εξίσωση ισχύει μόνο για επιφάνειες συλλέκτη  $1,5 \leq A_c \leq 6 \text{ m}^2$  και λόγο boiler προς επιφάνεια συλλέκτη  $40 \leq V/A_c \leq 85 \text{ lt/m}^2$ . Για την περίπτωση των κατοικιών, όπου απαιτείται θερμοδοχείο 200 lt, το ανηγμένο κόστος υπολογίζεται στα 231 €/m<sup>2</sup>, επομένως ο ηλιακός θερμοσίφωνας θα στοιχίζει περίπου 920 €, συμπεριλαμβανομένου το κόστος εγκατάστασης, το οποίο αποτελεί το 10% της αξίας του εξοπλισμού.

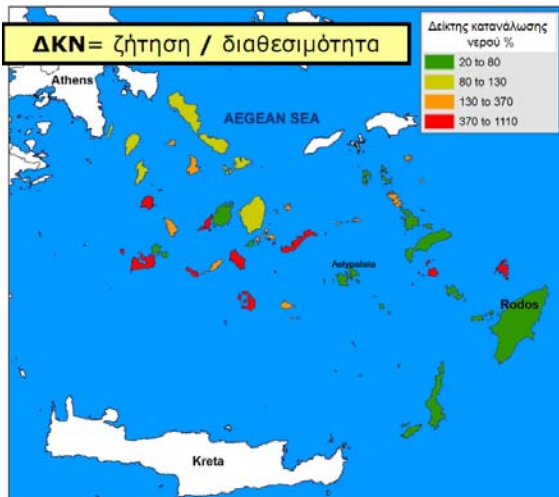
Στην περίπτωση των ξενοδοχείων, όπου απαιτείται μεγαλύτερο boiler, θα πρέπει να επιλεγεί ηλιακός συλλέκτης μεγαλύτερης επιφάνειας προκειμένου να θερμαίνονται τα 300 lt νερού. Η επιλογή ενός θερμοσιφωνικού συστήματος επιφάνειας 4,58 m<sup>2</sup> θεωρείται ικανοποιητική, το οποίο μαζί με το θερμοδοχείο θα στοιχίσει 1.533 € περίπου, συμπεριλαμβανομένης της εγκατάστασης. Περισσότερα για την επιλογή των θερμοσιφωνικών συστημάτων θα αναφερθούν στην οικονομοτεχνική μελέτη του Κεφαλαίου 6.

Σε ότι αφορά τη διάρκεια ζωής των ηλιακών συστημάτων παραγωγής ζεστού νερού, αυτή έχει βελτιωθεί κατά πολύ. Σύμφωνα με την Ένωση Βιομηχανιών Ηλιακής Ενέργειας, η διάρκεια ζωής ενός ηλιακού θερμοσίφωνα ελληνικής κατασκευής πριν το 1985 υπολογιζόταν στα 15 χρόνια, ενώ για τα συστήματα από το 1996 και μετά η διάρκεια ζωής του έχει αυξηθεί στα 20 χρόνια. Βέβαια, η μεγάλη αυτή περίοδος λειτουργίας των ηλιακών απαιτεί ένα κόστος συντήρησης, εν προκειμένω το σύστημα να συνεχίζει να αποδίδει σε ικανοποιητικό βαθμό. Για τα επιλεγθέντα συστήματα της Αστυπάλαιας ο μέσος συντελεστής κόστους συντήρησης και λειτουργίας (M&O), για εργασίες όπως καθαρισμός δοχείου, πλήρωση δοχείου με αντιψυκτικό υγρό, έλεγχος και αντικατάσταση αντίστασης, κυψελών συλλέκτη, σερπαντίνας δοχείου, κ.α., λαμβάνεται ίσος με 3% (Kaldellis et al., 2005)

## 5.5. Η Προτεινόμενη Μονάδα Αφαλάτωσης

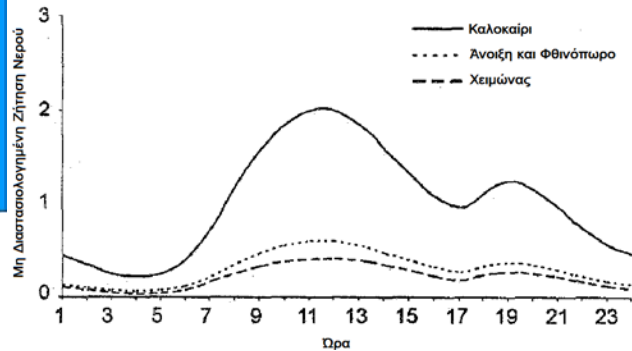
### 5.5.1. Παρούσα Κατάσταση στα Νησιά του Αιγαίου

Λόγω των γεωμορφολογικών και κλιματικών συνθηκών (ποιότητα υδροφορέων, μικρή έκταση, ανάγλυφο εδάφους, υψηλή εξάτμιση, χαμηλό ύψος βροχόπτωσης, κ.τ.λ.) πολλά νησιά του Αιγαίου αντιμετωπίζουν σοβαρά προβλήματα υδροδότησης. Ιδιαίτερα τους θερινούς μήνες (Σχήμα 5.14), όπου υπάρχει έντονη τουριστική δραστηριότητα, ο συνολικός πληθυσμός μπορεί να είναι 10 φορές περισσότερος από τα κανονικά δεδομένα και τελικώς οι ανάγκες για καθαρό νερό να αντιμετωπίζονται μέσω της μεταφοράς υδάτων από την ηπειρωτική χώρα ή μεγαλύτερα νησιά. Στην εικόνα 5.5 φαίνεται ποια νησιά του Αιγαίου παρουσιάζουν το μεγαλύτερο πρόβλημα λειψυδρίας και δεν μπορούν να καλύψουν τις ανάγκες τους λόγω της μεγαλύτερης από τη διαθεσιμότητα ζήτησης.



**Σχήμα 5.14:** Τυπική ημερήσια και εποχιακή διακύμανση ζήτησης νερού στα νησιά του Αιγαίου. (Πηγή: Kaldellis et al., 2004)

**Εικόνα 5.5:** Δείκτης κατανάλωσης νερού στα νησιά του Ν. Αιγαίου. (Πηγή: Μανωλάκος, 2008)



Βέβαια, ο τρόπος αντιμετώπισης του προβλήματος σε κάθε νησί ξεχωριστά εξαρτάται από μια σειρά παραμέτρων, όπως οι ανάγκες κάθε νησιού σε νερό, το μέγεθος και η γεωμορφολογία του, το επίπεδο των βροχοπτώσεων, η οικονομία του, η εποχιακή διακύμανση του πληθυσμού, η διαθεσιμότητα των υπόγειων υδάτων, κ.α., οι οποίες πρέπει να ληφθούν υπόψη προκειμένου να επιλεγεί η μεθοδολογία καταπολέμησης της λειψυδρίας. Προηγούμενες μελέτες έχουν αναφέρει πως το ζήτημα της λειψυδρίας στα ελληνικά νησιά αντιμετωπίζεται μέσω μιας ποικιλίας βραχυ-, μεσο- και μακροπρόθεσμων μέτρων, όπως η κατασκευή μικρών φραγμάτων, η δημιουργία νέων δεξαμενών αποθήκευσης υδάτων, οι μονάδες αφαλάτωσης, η μεταφορά νερού από την ηπειρωτική Ελλάδα ή άλλα πλούσια σε υδάτινο δυναμικό νησιά, η αλλαγή του δικτύου ύδρευσης, μεθόδους επαναχρησιμοποίησης υδάτων, μέτρα τιμολογιακής πολιτικής, κ.α (Kaldellis et al., 2004).

Όμως, η πιο συνήθης πρακτική της ελληνικής πολιτείας για την αντιμετώπιση του προβλήματος ήταν και είναι η μεταφορά νερού από άλλα μέρη της χώρας με τεράστιο κόστος πολλές φορές. Τα χρήματα που δόθηκαν για την μεταφορά νερού έχει αυξηθεί δραματικά τα τελευταία χρόνια. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι μεταξύ 1997 και 2007 το κόστος μεταφοράς έχει δεκαπλασιαστεί (από 1.244.881 € το 1997 σε 11.206.409 το 2007). Το κράτος πλήρωσε 4,91 € ανά  $m^3$  νερού για τα Δωδεκάνησα, το 2007, ενώ για τις Κυκλάδες πλήρωσε 8,32 € ανά  $m^3$ . Παράλληλα το κόστος του μεταφερόμενου νερού ανά  $m^3$  αυξήθηκε από 2,55 € το 1997 (μέση τιμή για Κυκλάδες και Δωδεκάνησα) σε 6,23 € το 2007 (Κάραλης, Εμμανουηλίδης, 2008). Στον πίνακα 5.15 παρουσιάζεται η αυξητική τάση των μεταφερόμενων ποσοτήτων υδάτων και του κόστους μεταφοράς στα άνυδρα νησιά των Κυκλάδων και των Δωδεκανήσων για το χρονικό διάστημα 1997-2004.



**Πίνακας 5.15:** Εξέλιξη μεταφερόμενων ποσοτήτων νερού και κόστους μεταφοράς σε Κυκλάδες και Δωδεκάνησα. (Πηγή: Karagiannis, Soldatos, 2007)

Έτος	Κυκλάδες		Δωδεκάνησα	
	Ποσότητα νερού (χιλιάδες m <sup>3</sup> )	Κόστος (χιλιάδες €)	Ποσότητα νερού (χιλιάδες m <sup>3</sup> )	Κόστος (χιλιάδες €)
1997	86	311	402	933
1998	91	650	484	1.312
1999	87	672	461	1.407
2000	145	1.158	555	2.004
2001	202	1.625	621	2.722
2002	328	2.561	617	3.109
2003	335	2.772	605	3.214
2004	337	2.787	759	4.034

### 5.5.2. Η Αφαλάτωση ως Εναλλακτικός Τρόπος Κάλυψης των Αναγκών σε Νερό

Τα τελευταία χρόνια το πρόβλημα της έλλειψης ύδατος ή της υφαλμύρωσης, εξαιτίας των συνεχών γεωτρήσεων, φαίνεται να αντιμετωπίζεται με επιτυχία από τις μονάδες αφαλάτωσης. Η αφαλάτωση αποτελεί μια διεργασία διαχωρισμού αλάτων και νερού από υδατικά, αλατούχα διαλύματα και εφαρμόζεται σε μεγάλη κλίμακα για την παραγωγή καθαρού νερού για κάθε χρήση (οικιακή, βιομηχανική, αγροτική). Η διάδοση της αφαλάτωσης οφείλεται κυρίως στην ελάττωση του κόστους του παραγόμενου νερού, εξαιτίας της ωριμότητας των τεχνολογιών, του έντονου ανταγωνισμού της αγοράς και της όλο και μεγαλύτερης μείωσης της ειδικής κατανάλωσης ενέργειας (KWh/m<sup>3</sup>) των εγκαταστάσεων (Μανωλάκος, 2008).

Κάνοντας μια γενική κατηγοριοποίηση των μεθόδων μπορούμε να πούμε ότι οι σημαντικότερες ανήκουν στις παρακάτω κατηγορίες: Η πρώτη κατηγορία αποτελείται από τις μεθόδους αφαλάτωσης που βασίζονται στην απόσταξη και στις οποίες το νερό αλλάζει τουλάχιστον δύο φορές φάση, καθώς περνάει από την υγρή στην αέρια φάση και αντίστροφα, μέχρις ότου να συμπυκνωθεί και πάλι σε υγρή μορφή. Η δεύτερη κατηγορία περιλαμβάνει τις μεθόδους όπου εφαρμόζονται διεργασίες που χρησιμοποιούν μεμβράνες για τον διαχωρισμό του νερού από τα άλατα και τις προσμίξεις που έχει. Οι μέθοδοι αφαλάτωσης με βάση την απόσταξη απαιτούν θερμική και ηλεκτρική ενέργεια και οι κυριότερες αντιπρόσωποι αυτών είναι η πολυβάθμια εκρηκτική εξάτμιση (Multi Stage Flash distillation, MSF), η εξάτμιση πολλαπλής επίδρασης (Multiple Effect Evaporator, MED/ME) και η εξάτμιση με επανασυμπίεση ατμού (Vapor Compression, VC). Οι κυριότερες μηχανικές μέθοδοι που χρησιμοποιούν διεργασίες μεμβράνης και απαιτούν μόνο ηλεκτρική ενέργεια είναι η ηλεκτροδιάλυση (Electrodialysis, ED), η αντίστροφη όσμωση (Reverse Osmosis, RO), η μέθοδος νανοφιλτραρίσματος (Nanofiltration, NF) και η απόσταξη μέσω μεμβράνης (Membrane Distillation, MD). Σε όλες τις παραπάνω τεχνολογίες αφαλάτωσης το θαλασσινό ή υφάλμυρο νερό υποβάλλεται σε μια προεπεξεργασία και μια μετεπεξεργασία, ενώ για την παραγωγή καθαρού νερού απαιτούνται μεγάλα ποσά ενέργειας, τα οποία αντιπροσωπεύουν το 40-75% του λειτουργικού κόστους κάθε εγκατάστασης.

Όσον αφορά τη μεταξύ τους σύγκριση, οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούν τη μέθοδο της αντίστροφης όσμωσης μπορούν να παράγουν τις μεγαλύτερες ποσότητες καθαρού νερού (μέχρι και 128.000 m<sup>3</sup>/ημέρα), εφαρμόζονται σε κάθε κλίμακα έργου, εμφανίζουν χαμηλό συντελεστή κόστους αγοράς και συντήρησης εξοπλισμού, ενώ το ειδικό κόστος κατανάλωσης ενέργειας βρίσκεται σε χαμηλά επίπεδα σε σχέση με τις άλλες τεχνολογίες.

Πιο αναλυτικά, στον πίνακα 5.16 γίνεται μια σύγκριση των χαρακτηριστικών και του κόστους των διάφορων τεχνολογιών αφαλάτωσης, από τον οποίο διαφαίνεται η σχετική υπεροχή των τεχνολογιών αντίστροφης όσμωσης.

**Πίνακας 5.16:** Σύγκριση του κόστους και της ενεργειακής κατανάλωσης των βασικότερων μεθόδων αφαλάτωσης. (Πηγή: Loupasis, 2002)

Τεχνική Αφαλάτωσης	Αρχικό Κόστος (€/m <sup>3</sup> /ημέρα)	Κόστος Λειτουργίας & Συντήρησης (€/m <sup>3</sup> )	Κατανάλωση Ενέργειας (KWh/m <sup>3</sup> )	
			Εξέργεια ατμού	Ηλεκτρική κατανάλωση
MSF	1.000-2.000	0,68-2,15	7,5-11	2,5-3,5
MED	900-1.800	0,45-1,53	4-7	~2
VC	900-2.500	0,63-2,83	-	7-15
RO (θαλασσινό νερό)	800-1.600	0,46-1,78	-	4-6 (με ανάκτηση ενέργειας) 7-13 (χωρίς ανάκτηση ενέργειας)
RO (υφάλμυρο νερό)	200-500	0,12-0,75	-	0,5-2,5
ED	266-328	0,15-0,74	-	0,7-2,5

Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις των μονάδων αφαλάτωσης εντοπίζονται σε όλα τα στάδια παραγωγής (τροφοδοσίας, προεπεξεργασίας, αντίστροφης όσμωσης, διάθεσης άλμης, καθαρισμού μεμβρανών). Στο στάδιο της τροφοδοσίας (άντληση θαλασσινού νερού) σημειώνεται θνησιμότητα μικρών οργανισμών, όπως μικρά ψάρια, πλαγκτόν, αυγά ψαριών, αλλά και μεγαλύτερων θαλάσσιων ειδών, λόγω απορρόφησης ή πρόσκρουσης τους στον αγωγό εισροής. Στο στάδιο της προεπεξεργασίας αλλά και της τελικής επεξεργασίας χρησιμοποιούνται διάφορα χημικά (χλώριο, θειικό οξύ, ασβέστιο, διοξείδιο του άνθρακα, κ.τ.λ.) ενώ η όλη διαδικασία απαιτεί σημαντική κατανάλωση ενέργειας (περίπου 3-5 KWh/m<sup>3</sup> για θαλασσινό και 0,5-3 KWh/m<sup>3</sup> για το υφάλμυρο). Πρέπει να σημειωθεί όμως ότι η μέθοδος της Αντίστροφης Όσμωσης είναι η λιγότερο ενεργοβόρος και ρυπαίνουσα από τις λοιπές καθιερωμένες μεθόδους (Πίνακας 5.17).

**Πίνακας 5.17:** Κυριότεροι εκπεμπόμενοι ρύποι ανά τεχνική αφαλάτωσης. (Πηγή: Δαγκαλιδής, 2009)

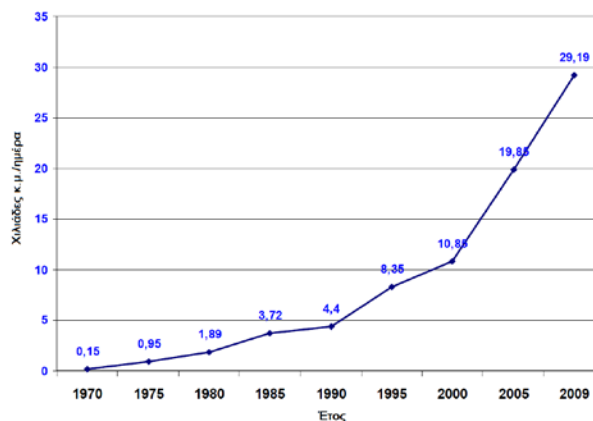
Τεχνική Αφαλάτωσης	CO <sub>2</sub> /m <sup>3</sup> νερού (kg/m <sup>3</sup> )	NO <sub>x</sub> /m <sup>3</sup> νερού (g/m <sup>3</sup> )	So <sub>x</sub> /m <sup>3</sup> νερού (g/m <sup>3</sup> )	Σκόνη/m <sup>3</sup> νερού (g/m <sup>3</sup> )
MSF	23,41	28,3	27,91	2,04
MED	18,05	21,41	26,48	1,02
RO	1,78	3,87	10,68	2,07

Το σημαντικότερο πρόβλημα είναι τα απόβλητα άλμης που δημιουργούνται κατά την επεξεργασία του θαλασσινού ή του υφάλμυρου νερού, τα οποία διοχετεύονται χωρίς περαιτέρω επεξεργασία στη θάλασσα. Εκτός από την αλατότητα, προβλήματα δημιουργούνται και από την αύξηση της θερμοκρασίας της άλμης κατά περίπου 3-4°C στην αντίστροφη όσμωση (έναντι 10-15°C στις μεθόδους εξάτμισης). Παρατηρούνται, επίσης, συγκεντρώσεις βαρέων μετάλλων που δεσμεύονται στα ιζήματα και χημική ρύπανση που οφείλεται στα οξέα, τα απολυμαντικά μέσα και στην πλύση των μεμβρανών.

Στην Ελλάδα οι πρώτες προσπάθειες στον τομέα της αφαλάτωσης έγιναν στα τέλη της δεκαετίας του '60 και αφορούσαν μικρές πειραματικές μονάδες ηλιακής απόσταξης. Τα επόμενα χρόνια δημιουργήθηκαν εγκαταστάσεις ηλιακής απόσταξης για ύδρευση στα νησιά Νίσυρο, Κίμωλο, Κεφαλονιά, Ιθάκη, Πάτμο, Καστελόριζο, Σύμη και Αίγινα αλλά οι περισσότερες εγκαταλείφθηκαν κυρίως λόγω προβλημάτων συντήρησης ή λειτουργίας. Η πιο αξιόλογη και καινοτόμος εφαρμογή ήταν αυτή της Πάτμου με επιφάνεια εξάτμισης

8,665 m<sup>2</sup> και μέση παραγωγική ικανότητα 25 m<sup>3</sup>/ημέρα. Μετά το 1980 η ανάπτυξη εφαρμογών αφαλάτωσης για παραγωγή νερού ύδρευσης στηρίχθηκε σχεδόν αποκλειστικά στην τεχνολογία αντίστροφης όσμωσης η οποία κατέστη αποδοτικότερη και πλέον συμφέρουσα για τις Ελληνικές συνθήκες. Αξιόλογη πρόοδος όμως σημειώνεται μετά το 1990 λόγω κυρίως της αύξησης των αναγκών ύδρευσης στα άνυδρα νησιά που προκλήθηκε από την αυξημένη τουριστική δραστηριότητα. Το 2008 η συνολική κατανάλωση των νησιών του Αιγαίου ήταν περίπου 166 εκ. m<sup>3</sup> ετησίως που καλύπτονταν κατά 82,6% με υπόγεια ύδατα, κατά 4,4% με ταμειυτήρες, κατά 4,1% με αφαλάτωση και κατά 1,4% με μεταφορά νερού από άλλες περιοχές, ενώ το συνολικό ετήσιο έλλειμμα που δεν καλύπτονταν ήταν περίπου 20 εκ. m<sup>3</sup>.

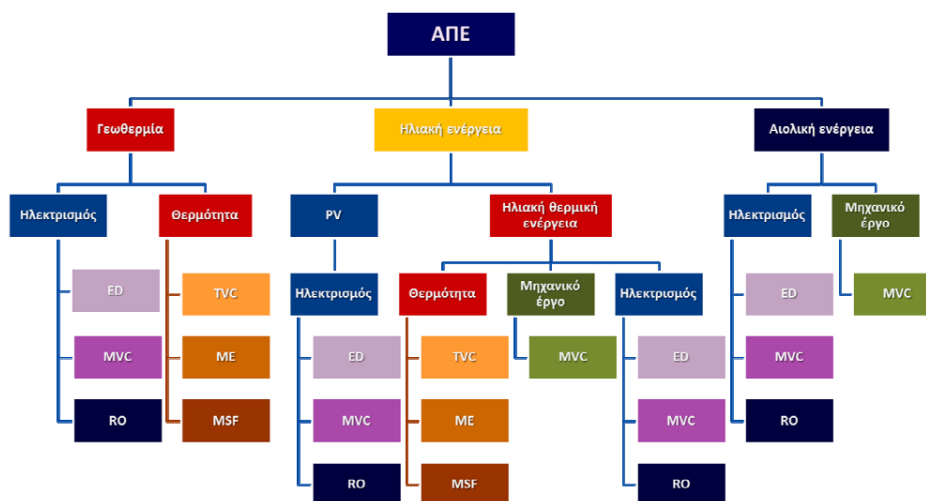
Σήμερα λειτουργούν στη χώρα μας 50 μονάδες αφαλάτωσης που εξυπηρετούν την ύδρευση δήμων και κοινοτήτων με συνολική εγκατεστημένη δυναμικότητα αφαλάτωσης περίπου 35 χιλιάδες m<sup>3</sup>/ημέρα, ενώ υπάρχουν και αρκετές εκατοντάδες μικρότερες μονάδες ιδιωτικής χρήσης(ξενοδοχεία, βιομηχανίες, κατοικίες, κ.τ.λ.). Σύμφωνα με εκτιμήσεις εταιρίας που δραστηριοποιείται στο χώρο, η συνολική εγκατεστημένη δυναμικότητα αφαλάτωσης θαλασσινού νερού υπερβαίνει τα 50.000 m<sup>3</sup>/ημέρα και υφάλμυρου τα 100.000 m<sup>3</sup>/ημέρα.Οι σημαντικότερες μονάδες αφαλάτωσης βρίσκονται στη Σύρο, τη Μύκονο και στη Χίο. Πιο αναλυτικά, η εξέλιξη του παραγόμενου από μονάδες αφαλάτωσης νερού στην Ελλάδα φαίνεται στο παρακάτω σχήμα.



**Σχήμα 5.15:** Εξέλιξη παραγωγής αφαλατωμένου νερού στην Ελλάδα. (Πηγή: Δαγκαλίδης, 2009)

Μέχρι σήμερα, η χρήση των ΑΠΕ ως κύρια πηγή ενέργειας στα συστήματα αφαλάτωσης είναι περιορισμένη και αντιπροσωπεύει μόνο το 0,02% των συνολικά εγκατεστημένων συστημάτων. Παρόλα αυτά η χρήση των ΑΠΕ σε μονάδες αφαλάτωσης μπορεί να έχει σημαντικά οικονομικά και κοινωνικά οφέλη, κυρίως σε περιοχές απομακρυσμένες, εκτός δικτύου και με έλλειψη υδάτων, όπως είναι τα νησιά του Αιγαίου (Kaldellis et al., 2004). Τις τελευταίες δυο δεκαετίες, πολλές είναι οι μελέτες που έχουν αξιολογήσει τη βιωσιμότητα των μονάδων αφαλάτωσης που τροφοδοτούνται από ΑΠΕ. Συγκεκριμένα, ένα αιολικό πάρκο μπορεί να παρέχει ενέργεια ικανή για την παραγωγή πόσιμου νερού 250 m<sup>3</sup>/ημέρα από μονάδα αφαλάτωσης Αντίστροφης Όσμωσης, με κόστος μόνο 2 €/m<sup>3</sup>, ενώ η αφαλάτωση νερού με την ίδια τεχνική ηλεκτροδοτημένη από Φ/Β μπορεί να εγγυηθεί κόστος παραγωγής νερού με 7,7 €/m<sup>3</sup> (Karellas et al., 2011). Η αξιοποίηση των ΑΠΕ, ιδιαίτερα σε αυτόνομα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής, από μονάδες αφαλάτωσης εμφανίζουν μεγάλη ποικιλία (Σχήμα 5.16) και μπορεί να αποτελέσει τη λύση για τα απομονωμένα νησιά του Αιγαίου που εμφανίζουν μεγάλη έλλειψη νερού και που μέχρι

σήμερα στρέφονται στην κοστοβόρα διαδικασία της μεταφοράς υδάτων για την κάλυψη των αναγκών τους.



Σχήμα 5.16: Πιθανοί συνδυασμοί ΑΠΕ με τεχνολογίες αφαλάτωσης. (Πηγή: Ασημακόπουλος et al., 2010)

### 5.5.3. Η Αφαλάτωση στην Αστυπάλαια

Όπως αναφέρθηκε και στην παράγραφο 5.2.4.2, σήμερα η Αστυπάλαια εμφανίζει ένα έλλειμμα στους υδατικούς της πόρους της τάξεως του 14%, το οποίο την επόμενη δεκαετία αναμένεται να φτάσει στο 21,5%. Αν και αυτό το ποσοστό θεωρείται από τα χαμηλότερα στην περιοχή του Αιγαίου, εάν αναλογιστεί κανείς το έντονο πρόβλημα λειψυδρίας άλλων νησιών που δείχνει και η εικόνα 4.5, η συνεχής αύξηση μόνιμου πληθυσμού και τουριστών θα έχει δημιουργήσει μέχρι το 2030 μια τελείως διαφορετική εικόνα στην υδατική επάρκεια του νησιού. Λαμβάνοντας υπόψη τα στοιχεία της παραγράφου 5.2.4.2, όπου έχει υπολογιστεί ο αναμενόμενος πληθυσμός στο νησί της Αστυπάλαιας το 2030, και δεδομένου ότι ο μέσος άνθρωπος χρειάζεται την ημέρα 200 lt καθαρού νερού (Karagiannis, Soldatos, 2007), καταρτίζεται ο πίνακας 5.18 στον οποίο απεικονίζονται οι μέσες ημερήσιες υδρευτικές ανάγκες του νησιού το 2030.

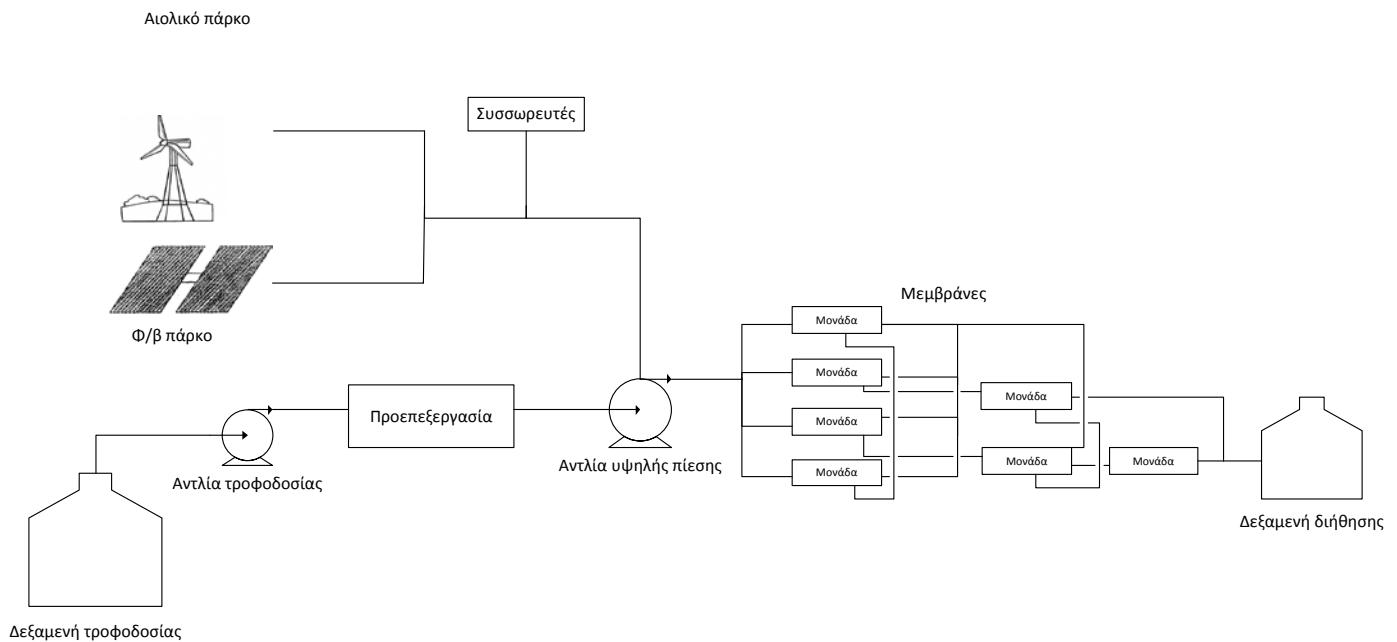
Πίνακας 5.18: Οι υδρευτικές ανάγκες (m<sup>3</sup>/ημέρα) της Αστυπάλαιας το 2030.

Μήνας	Μόνιμος Πληθυσμός	Τουρίστες	Υδρευτικές Ανάγκες (m <sup>3</sup> /ημέρα)
Ιανουάριος	1.650	-	330
Φεβρουάριος	1.650	-	330
Μάρτιος	1.650	-	330
Απρίλιος	1.650	-	330
Μάιος	1.650	1.140	558
Ιούνιος	1.650	3.040	938
Ιούλιος	1.650	3.800	1.090
Αύγουστος	1.650	3.800	1.090
Σεπτέμβριος	1.650	3.040	938
Οκτώβριος	1.650	1.140	558
Νοέμβριος	1.650	-	330
Δεκέμβριος	1.650	-	330
<b>Μέσος Όρος Έτους</b>		<b>596 m<sup>3</sup>/ημέρα</b>	
<b>Σύνολο Έτους</b>		<b>218.186 m<sup>3</sup></b>	

Από τον παραπάνω πίνακα μπορεί να παρατηρήσει κάποιος πως οι συνολικές υδρευτικές ανάγκες του νησιού έρχονται σχεδόν σε συμφωνία με την ανάλυση της παραγράφου 5.2.4.2, στην οποία υπολογίστηκε πως το νησί της Αστυπάλαιας το 2030 θα χρειάζεται  $195.058 \text{ m}^3$  νερού για να καλύψει τις υδρευτικές του απαιτήσεις. Για την εξυπηρέτηση αυτών των απαιτήσεων θα πρέπει να επιλεγεί μια μονάδα αφαλάτωσης τέτοιας δυναμικότητας ώστε, πρωτίστως να καλύπτονται πλήρως οι υδρευτικές ανάγκες των μόνιμων κατοίκων, τουλάχιστον για τα επόμενα 20 χρόνια να μην εμφανίζεται κανένα υδατικό έλλειμμα στο νησί και τελικώς το σύστημα να είναι οικονομικά βιώσιμο και πολύ πιο συμφέρον από την τακτική των μεταφερόμενων ποσοτήτων νερού από υδατικά πιο «πλούσια» μέρη.

Έχοντας υπόψη τα παραπάνω δεδομένα, για το νησί της Αστυπάλαιας αναμένεται πως μια μονάδα παραγωγής πόσιμου νερού δυναμικότητας  $500 \text{ m}^3/\text{ημέρα}$  έχει τη δυνατότητα να καλύψει τις υδρευτικές ανάγκες του νησιού τα επόμενα 20 χρόνια. Η δυναμικότητα αυτή μπορεί να υπερκαλύψει τις ανάγκες των μόνιμων κατοίκων κατά τους χειμερινούς μήνες (Νοέμβριος-Απρίλιος), ενώ στο σύνολο της υπόλοιπης περιόδου (Μάιος-Οκτώβριος) θα δημιουργηθεί ένα έλλειμμα της τάξεως των  $35.500 \text{ m}^3$ , το οποίο, μαζί με τις αρδευτικές ανάγκες, δύναται να καλυφθεί, με τα σημερινά δεδομένα, από τους φυσικού υδατικούς πόρους του νησιού. Η επιλογή της συγκεκριμένης κλίμακας μονάδας αφαλάτωσης έγινε πρωτίστως με οικονομικό γνώμονα, δεδομένου πως η ειδική τιμή του παραγόμενου πόσιμου νερού ( $\text{€/m}^3$ ) μειώνεται όσο η μονάδα δουλεύει στη μέγιστη ισχύ της (Kaldellis et al., 2004).

Σύμφωνα με την παρούσα πρόταση, η υδροδότηση της Αστυπάλαιας με πόσιμο νερό για τα επόμενα 20 χρόνια αναμένεται να επιτευχθεί με ένα ολοκληρωμένο σύστημα αφαλάτωσης, το οποίο θα ηλεκτροδοτείται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Σχήμα 5.17). Όπως έχει ήδη αναλυθεί στην παράγραφο 5.3.1, το υβριδικό σύστημα φωτοβολταϊκών και ανεμογεννητριών πρωτίστως θα καλύπτει τις ανάγκες του φορτίου πρώτης προτεραιότητας, δευτερευόντως θα φορτίζει τους συσσωρευτές και τελικώς θα ηλεκτροδοτεί τη μονάδα αφαλάτωσης. Σε περίπτωση όπου οι ΑΠΕ και οι συσσωρευτές δεν μπορούν να καλύψουν τις απαιτήσεις της μονάδας, η λειτουργία αυτής θα επιτυγχάνεται μέσω της γεννήτριας diesel. Από τα παραπάνω γίνεται αντιληπτό πως η οικονομική βιωσιμότητα και η ελκυστικότητα της επένδυσης σε μια μονάδα αφαλάτωσης που βασίζεται στην τεχνική της Αντίστροφης Όσμωσης, θα εξαρτηθεί πολύ έντονα όχι μόνο από το κόστος αγοράς και λειτουργίας της μονάδας αυτής καθαυτής, αλλά και από τη σωστή διαστασιολόγηση των δομικών μερών του συστήματος παροχής ενέργειας (φωτοβολταϊκά, αιολικής μηχανές, συσσωρευτές, ντιζελογεννήτρια).

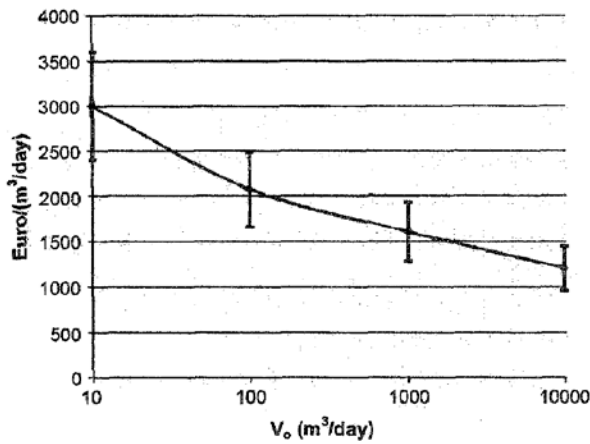


**Σχήμα 5.17:** Διάγραμμα της προτεινόμενης μονάδας αφαλάτωσης Αντίστροφης Όσμωσης στην Αστυπάλαια.

Για τη σωστή διαστασιολόγηση του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, προκειμένου να μην υπάρξουν αστοχίες, επιβάλλεται να υπολογιστούν και οι ενεργειακές ανάγκες της μονάδας αφαλάτωσης Αντίστροφης Όσμωσης. Έχοντας υπόψη τα δεδομένα της παραπάνω παραγράφου (5.5.2) και άλλες σχετικές μελέτες, όπου έχει υπολογιστεί πως η ειδική κατανάλωση ενέργειας μονάδων αφαλάτωσης Αντίστροφης Όσμωσης στα νησιά του Αιγαίου κυμαίνεται μεταξύ 3 και 9,4 kWh/m<sup>3</sup> (Gikas, Tchobanoglous, 2009), θεωρείται πως για τη λειτουργία της μονάδας RO αφαλάτωσης στο νησί της Αστυπάλαιας θα απαιτείται καθημερινώς ενέργεια 5 kWh/m<sup>3</sup>, δηλαδή 2.500 kWh ημερησίως.

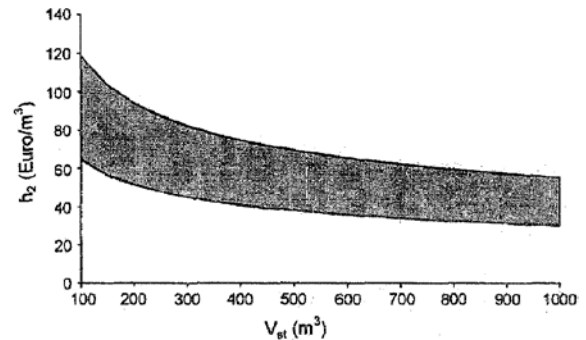
Όπως στο αιολικό και φωτοβολταϊκό πάρκο, έτσι και στην περίπτωση της μονάδας αφαλάτωσης, το κόστος της επένδυσης αποτελείται από δυο σκέλη: το αρχικό κόστος «IC<sub>DU</sub>», στο οποίο περιλαμβάνεται η αγορά και η εγκατάσταση όλου του εξοπλισμού της μονάδας Αντίστροφης Όσμωσης (μεμβράνες, αντλίες, κ.λπ.) «IC<sub>RO</sub>», όπως και της δεξαμενής αποθήκευσης του αφαλατωμένου νερού «IC<sub>SR</sub>» και το κόστος συντήρησης και λειτουργίας της μονάδας «FC<sub>DU</sub>». Χάριν απλοποίησης, το μεταβλητό κόστος συντήρησης και λειτουργίας θεωρείται μηδενικό. Είναι χαρακτηριστικό πως σε μια επένδυση αφαλάτωσης, το αρχικό κεφάλαιο αποτελεί το 30-37% του συνολικού κόστους, το 40-44% του συνολικού κόστους καθ' όλη τη διάρκεια λειτουργίας της εγκατάστασης δίνεται για τις απαιτήσεις σε ενέργεια, ενώ το 20-25% αποτελεί το υπόλοιπο κόστος συντήρησης και λειτουργίας της μονάδας (Gikas, Tchobanoglous, 2009).

Πιο αναλυτικά, μελέτες για τα ελληνικά δεδομένα (Kadellis et al., 2004) έχουν δείξει πως το αρχικό κόστος του βασικού εξοπλισμού της αφαλάτωσης μπορεί να εκφραστεί σα συνάρτηση της ημερήσιας παροχής πόσιμου νερού «V<sub>O</sub>», δηλαδή: IC<sub>RO</sub>=h<sub>1</sub>·V<sub>O</sub>, όπου ο παράγοντας h<sub>1</sub> δίνεται στο σχήμα 5.18. Αντίστοιχα, το αρχικό κόστος για την αγορά και εγκατάσταση της δεξαμενής αποθήκευσης του παραγόμενου πόσιμου νερού εκφράζεται συναρτήσει του όγκου της δεξαμενής «V<sub>SR</sub>», δηλαδή: IC<sub>SR</sub>=h<sub>2</sub>·V<sub>SR</sub>, όπου ο h<sub>2</sub> παράγοντας δίνεται στο σχήμα 5.19.



**Σχήμα 5.18:** Διακύμανση αρχικού κόστους μονάδας αφαλάτωσης συναρτήσει της δυναμικότητας της. (Πηγή: Kaldellis et al., 2004)

**Σχήμα 5.19:** Διακύμανση αρχικού κόστους δεξαμενής αποθήκευσης νερού συναρτήσει του όγκου της. (Πηγή: Kaldellis et al., 2004).



Συνολικά, επομένως, το αρχικό κόστος της επένδυσης θα είναι:

$$I_{DU} = IC_{RO} + IC_{SR} = h_1 \cdot V_0 + h_2 \cdot V_{SR} \quad (5.19)$$

Για δυναμικότητα αφαλάτωσης  $V_0 = 500 \text{ m}^3/\text{ημέρα}$  και θεωρώντας την ακραία περίπτωση όπου όλη η ποσότητα του παραγόμενου νερού αποθηκεύεται σε δεξαμενή, δηλαδή  $V_{SR} = 500 \text{ m}^3$ , από τα σχήματα 5.18 και 5.19 υπολογίζεται πως  $h_1 = 1.800 \text{ €/m}^3/\text{ημέρα}$  και  $h_2 = 55\text{-}70 \text{ €/m}^3$ . Παίρνοντας τη μέση τιμή και στις δυο περιπτώσεις, το συνολικό αρχικό κόστος της εγκατάστασης αφαλάτωσης θα είναι:  $IC_{DU} = 1.800 \cdot 500 + 55 \cdot 500 = 927.500 \text{ €}$ . Σύμφωνα με την παραπάνω σχέση γίνεται αντιληπτό πως το κόστος αγοράς της δεξαμενής αποθήκευσης νερού παίζει πολύ μικρό ρόλο στο αρχικό κόστος της συνολικής εγκατάστασης.

Όσον αφορά το σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας της εγκατάστασης αφαλάτωσης, αυτό δίνεται συναρτήσει του ετησίως παραγόμενου όγκου νερού « $V_t$ », χρησιμοποιώντας έναν συντελεστή « $\xi$ », και του κόστους κατανάλωσης ενέργειας. Θεωρώντας πως ο συντελεστής αυτός « $\xi$ » κυμαίνεται από 0,45 έως 0,65 €/m<sup>3</sup>, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας για τον πρώτο χρόνο λειτουργίας της μονάδας θα είναι:

$$FC_{DU} = \xi \cdot V_t + \varepsilon_{DU} \cdot c_e \cdot V_t \quad (5.20)$$

όπου  $\varepsilon_{DU}$  η ειδική κατανάλωση ενέργειας της μονάδας αφαλάτωσης που θεωρείται ίση με 5 kWh/m<sup>3</sup> και  $c_e$  το ειδικό κόστος της ενέργειας, το οποίο σε σημερινές τιμές θεωρείται ίσο με 0,10 €/KWh. Έτσι, για μέση τιμή συντελεστή  $\xi = 0,55$ , τον πρώτο χρόνο λειτουργίας της εγκατάστασης, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας θα είναι:

$FC_{DU} = 0,55 \cdot 182.500 + 5 \cdot 0,1 \cdot 182.500 = 191.625 \text{ €}$ , δηλαδή περίπου το 20% του αρχικού κόστους επένδυσης. Εδώ θα πρέπει να τονιστεί πως το σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας θα αναπροσαρμόζεται κάθε χρόνο βάσει του ετήσιου πληθωρισμού και του ρυθμού αύξησης της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας.

## Κεφάλαιο 6<sup>ο</sup>

Οικονομοτεχνική  
και  
Περιβαλλοντική  
Ανάλυση  
Προτεινόμενου  
Συστήματος



## 6.1. Εισαγωγικά

### 6.1.1. Βασικές Οικονομικές Έννοιες

Η οικονομική σκοπιμότητα των επενδύσεων σε ενεργειακά συστήματα εξετάζεται με σύγκριση των βαθμών μακροπρόθεσμης οικονομικής απόδοσης των διαφόρων εναλλακτικών λύσεων (επενδύσεων) για την παραγωγή ηλεκτρικών και θερμικών φορτίων για ίδια κατανάλωση και για εμπορική διάθεση. Οι επενδύσεις σε ενεργειακά συστήματα είναι επομένως οικονομικά σκόπιμες, εάν η μείωση των λειτουργικών δαπανών για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών μπορεί να αποσβέσει το αρχικό κεφάλαιο σε εύλογο χρονικό διάστημα ή αν τα έσοδα από τη διάθεση της παραγόμενης ενέργειας οδηγούν σε κέρδη ικανά να ικανοποιήσουν τους επιχειρηματικούς στόχους του επενδυτή (Παπαδόπουλος, 2002).

#### Επιτόκιο Αναγωγής

Οι σημαντικότεροι παράγοντες που χαρακτηρίζουν τις επενδυτικές αποφάσεις είναι ο χρόνος, η αβεβαιότητα, οι επενδυτικές ευκαιρίες και οι προτιμήσεις των επενδυτών. Η διαχρονική αξία του χρήματος καθορίζεται με τη χρησιμοποίηση των επιτοκίων, τα οποία αποτελούν βασικό μηχανισμό με τον οποίο επενδυτής έχει τη δυνατότητα να ανταλλάξει σημερινό με μελλοντικό χρήμα (Καλδέλλης, 2005). Συνήθως, για την σωστή αξιολόγηση των επενδύσεων χρησιμοποιείται το πραγματικό επιτόκιο αναγωγής «*i*», που ισούται με την ελάχιστη απαιτούμενη απόδοση των κεφαλαίων που επενδύονται, χωρίς πληθωρισμό «*g*» και σε περιβάλλον χωρίς κίνδυνο. Δηλαδή ισχύει:

$$i = \frac{i_0 - g}{1 + g} \quad (6.1)$$

όπου «*i*<sub>0</sub>» το ονομαστικό επιτόκιο της οικονομίας.

#### Μελλοντική Αξία και Ανατοκισμός

Η μελλοντική αξία μιας αρχικής επένδυσης ύψους «*C*<sub>0</sub>» μετά την πάροδο «*n*» ετών, ανατοκίζόμενη σε σταθερή χρονική (ετήσια) βάση είναι:  $C_n = C_0 \cdot \prod_{l=1}^{l=n} (1 + i_l)$  ή για σταθερό επιτόκιο αναγωγής:

$$C_n = C_0 \cdot (1 + i)^n \quad (6.2)$$

Με το ίδιο σκεπτικό είναι δυνατόν να υπολογιστεί η μελλοντική αξία μιας χρηματικής ροής, είτε αυτή αποτελεί δαπάνη, είτε έσοδα. Η αξία μιας χρηματοροής εξαρτάται από την χρονική στιγμή στην οποία αναφερόμαστε, αφού η αξία του χρήματος μεταβάλλεται με το χρόνο με ρυθμό που ονομάζεται επιτόκιο αναγωγής. Επομένως, αφού ένα επενδυτικό σχέδιο αποτελεί μια σειρά χρηματοροών, που η κάθε μια από αυτές γίνεται σε διαφορετική χρονική στιγμή, αυτές λόγω της χρονικής αξίας του χρήματος δεν είναι ομοιογενείς και συγκρίσιμες. Έτσι, γίνεται αναγκαία η αναγωγή όλων των χρηματοροών σε κοινή χρονική βάση. Εάν υποθεθεί πως σήμερα επενδύεται ένα ποσό «*P*», το άθροισμα κεφαλαίου και τόκων (γενικότερα, απόδοσης κεφαλαίου) μετά από «*N*» περιόδους θα είναι:

$$F = P \cdot \prod_{t=1}^N (1 + i_t) \quad (6.3)$$

όπου «*i*<sub>*t*</sub>» το επιτόκιο αγοράς κατά το έτος «*t*». Αντίστροφα, για να αποκτηθεί ποσό «*F*» μετά από «*N*» περιόδους, πρέπει σήμερα να επενδυθεί ποσό:

$$P = \frac{F}{\prod_{t=1}^N (1+i_t)} \quad (6.4)$$

Το «P» ονομάζεται παρούσα αξία του μελλοντικού ποσού «F». Εάν το επιτόκιο αναγωγής θεωρηθεί σταθερό, τότε η παρούσα αξία της χρηματοροής θα είναι:

$$P = \frac{F}{(1+i)^N} \quad (6.5)$$

### Σταθερές και Τρέχουσες Τιμές

Σε μια οικονομική ανάλυση, οι χρηματοροές μπορούν να εκφραστούν είτε σε τρέχουσες τιμές είτε σε σταθερές τιμές. Έκφραση σε «τρέχουσες τιμές» είναι το πραγματικό ποσό χρημάτων που καταβάλλεται ή εισπράττεται σε κάποια χρονική στιγμή. Έκφραση σε «σταθερές τιμές» είναι το ποσό των χρημάτων σε δεδομένη χρονική στιγμή, που είναι ισοδύναμο (από πλευράς αγοραστικής αξίας) με το πραγματικό. Η στιγμή αυτή (χρόνος αναφοράς) μπορεί να επιλεγεί αυθαίρετα. Συχνά ως χρόνος αναφοράς ορίζεται η αρχή του πρώτου έτους του οικονομικού κύκλου ζωής. Ως οικονομικός κύκλος ζωής μιας επένδυσης θεωρείται η χρονική περίοδος κατά τη διάρκεια της οποίας ανακτάται το αρχικό επενδυτικό κεφάλαιο καθώς και η επιθυμητή απόδοση αυτού. Ο οικονομικός κύκλος ζωής πρέπει να είναι ίσος ή μικρότερος της πραγματικής ζωής του βασικού εξοπλισμού της επένδυσης.

Η αναγωγή πραγματικών τιμών σε σταθερές τιμές με βάση τα N έτη πριν γίνεται με χρήση του δείκτη πληθωρισμού. Ισχύει η σχέση:

$$F' = \frac{F}{\prod_{t=1}^N (1+g_t)} = \frac{F}{(1+\bar{g})^N} \quad (6.6)$$

όπου «F» το πραγματικό ποσό, «F'» το ανηγμένο σε σταθερές τιμές ποσό «g<sub>t</sub>» ο δείκτης πληθωρισμού για το έτος «t» και «ḡ» ο μέσος ετήσιος δείκτης πληθωρισμού των «N» ετών. Έτσι, γίνεται αντιληπτό πως η αξία μιας χρηματοροής μετά από «N» έτη σε πληθωριστικό περιβάλλον θα είναι:

$$F' = \frac{F}{\prod_{t=1}^N (1+g_t)} = P \cdot \left( \frac{1+i}{1+g} \right)^N \quad (6.7)$$

### Συντελεστής Ανάκτησης Κεφαλαίου (Capital Recovery Factor, CRF)

Λέγεται επίσης και συντελεστής τοκοχρεολυτικής απόσβεσης. Χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό του ετήσιου κόστους (ή ετήσιας αξίας) κεφαλαίου μιας επένδυσης. Πολλαπλασιαζόμενος με την παρούσα αξία του ποσού δίνει την ετήσια σταθερή δόση που θα πρέπει να καταβάλλεται, δηλαδή ισχύει πως:  $A = P \cdot CRF(N, d)$ , όπου «A» το ετήσιο κόστος κεφαλαίου, «P» το ποσό της επένδυσης και «CRF» ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου, ο οποίος δίνεται συναρτήσει του πραγματικού επιτοκίου αναγωγής «i» μετά από «N» έτη μέσω της σχέσης:

$$CRF(N, d) = \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (6.8)$$

Οι ίδιες σχέσεις χρησιμοποιούνται επίσης για τον προσδιορισμό των ισόποσων δόσεων «A», που πρέπει να καταβάλλονται στο τέλος κάθε περιόδου «α» ώστε σε «N» περιόδους, να εξοφληθεί δάνειο ύψους «P» με επιτόκιο δανεισμού «i».

### 6.1.2. Οικονομικά Κριτήρια Αξιολόγησης Ενεργειακών Επενδύσεων

Ο έλεγχος της οικονομικής βιωσιμότητας μιας ενεργειακής επένδυσης μπορεί να στηριχθεί σε τέσσερις τουλάχιστον διαφορετικές προσεγγίσεις, τη μέθοδο της Καθαρής Παρούσας Αξίας (Net Present Value, NPV), του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (Internal Rate of Return, IRR), της Έντονης Περιόδου Αποπληρωμής (Discounted pay-Back Period, DBP), του λόγου Οφέλους/Κόστους (Benefit to Cost Ratio, BCR) και τη μέθοδο υπολογισμού του Ανηγμένου Κόστους παραγωγής Ενέργειας (Levelized Cost of Energy, LCE).

Με τον όρο **Καθαρή Παρούσα Αξία** νοείται το συνολικό καθαρό όφελος μιας επένδυσης, που προκύπτει ως διαφορά μεταξύ του λειτουργικού οφέλους και του συνόλου των δαπανών κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της επένδυσης. Όλα τα ποσά εκφράζονται σε παρούσα αξία, ανηγμένη συνήθως στην αρχή του πρώτου έτους λειτουργίας του συστήματος. Η καθαρή παρούσα αξία προσδιορίζεται από την εξίσωση (Ψαρράς, Πατλιτζιάνας, 2005):

$$NPV = -K + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+i)^t} + \frac{SV_N}{(1+i)^N} \quad (6.9)$$

όπου «K» η αρχική επένδυση, «F<sub>t</sub>» το καθαρό όφελος του έτους t εκφρασμένο σε τιμές συγκεκριμένης περιόδου, δηλαδή χωρίς πληθωρισμό, «i» το πραγματικό επιτόκιο αναγωγής και «SV<sub>N</sub>» η υπολείπουσα ή απομένουσα αξία της επένδυσης στο τέλος του οικονομικού κύκλου της ζωής της «N».

Η Καθαρή Ταμειακή Ροή (KTP) «F<sub>t</sub>» κάθε έτους είναι η διαφορά μεταξύ των εσόδων από τις πωλήσεις ή την εξοικονόμηση κόστους (ταμειακές εισροές) και των πληρωμών για τους διάφορους συντελεστές παραγωγής και τη διάθεση των προϊόντων, καθώς επίσης για την πληρωμή του φόρου εισοδήματος που καταβάλλει η επιχείρηση (ταμειακές εκροές). Δηλαδή, η KTP ενός επενδυτικού σχεδίου για κάποιο έτος, είναι το άθροισμα του κέρδους μετά την φορολογία και των κρατήσεων για αποσβέσεις, ενώ όταν δεν υπάρχει φορολογία τότε η KTP είναι ίση με το ακαθάριστο λειτουργικό κέρδος της παραγωγικής μονάδας. Συμβολίζοντας «E» τα έσοδα από τις πωλήσεις, «ΛΔ» τις πληρωμές για τους συντελεστές παραγωγής και τη διάθεση των προϊόντων, δηλαδή τις λειτουργικές δαπάνες, «Α» τις προβλεπόμενες αποσβέσεις για την επένδυση, «ΦΣ» τον φορολογικό συντελεστή για τον υπολογισμό του φόρου εισοδήματος και «T» τον τόκο σε περίπτωση δανεισμού, η KTP ενός επενδυτικού σχεδίου υπολογίζεται ως εξής:

$$KTP = (E - \Lambda\Delta - A - T) \cdot (1 - \Phi\Sigma) + A + T \quad (6.10)$$

Πρέπει να σημειωθεί ότι αν και οι τόκοι αποτελούν πραγματικές ταμειακές εκροές, σε αντίθεση με τις αποσβέσεις, αυτοί υπολογίζονται στις καθαρές ταμειακές ροές γιατί το δανειακό κεφάλαιο έχει συνεκτιμηθεί στο κόστος της επένδυσης. Εάν το δανειακό κεφάλαιο δεν έχει συνεκτιμηθεί, τότε και οι τόκοι δε θα πρέπει να συνυπολογιστούν στις KTP και επιπλέον θα πρέπει από τις KTP να αφαιρεθούν τα χρεολύσια για την εξόφληση του δανείου. Τέλος, στην περίπτωση που η επένδυση πραγματοποιείται εξολοκλήρου με ίδια κεφάλαια και δεν υπάρχει δανεισμός, τότε από την εξίσωση 6.10 απουσιάζει ο όρος «T» (Βρεττός, 2010).

Στην περίπτωση που η ΚΠΑ είναι μεγαλύτερη από το μηδέν, τότε η επένδυση θεωρείται βιώσιμη κάτω από τις δεδομένες συνθήκες (οικονομικό κύκλο ζωής «N» και επιθυμητό

βαθμό απόδοσης «i», σε περίπτωση που είναι αρνητική είναι μη βιώσιμη, ενώ όταν ΚΠΑ=0 τότε η επένδυση είναι βιώσιμη με ετήσιο βαθμό απόδοσης ίσο με «i»

Η μέθοδος των **Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης** κεφαλαίου βασίζεται στον υπολογισμό τον ελάχιστου επιτοκίου ανατοκισμού της επένδυσης, ώστε η καθαρά παρούσα αξία μιας επένδυσης να είναι μηδέν στο τέλος τον ωφέλιμο χρόνο λειτουργίας της. Η έννοια του συντελεστή απόδοσης στηρίζεται στο γεγονός ότι εκφράζει την ετήσια απολαβή χρημάτων εκ μέρους των επενδυτών για τη χρήση του κεφαλαίου τους. Ακολούθως, ο εσωτερικός συντελεστής απόδοσης, που έχει ήδη υπολογισθεί, συγκρίνεται με το ελάχιστο ή το τυπικό επιτόκιο καταθέσεων της αγοράς και αποφασίζεται εάν η επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη ή όχι (Καλδέλλης, 2005). Ο IRR προσδιορίζεται ως η λύση της εξίσωσης:

$$NPV_{(i=IRR)} = 0 \Rightarrow -K + \sum_{t=1}^N \frac{F_t}{(1+IRR)^t} + \frac{SV_N}{(1+IRR)^N} = 0 \quad (6.11)$$

Όταν η απόδοση κεφαλαίου είναι μεγαλύτερη από το επιτόκιο αναγωγής η επένδυση είναι αποδεκτή, ενώ όταν συμβαίνει το αντίθετο η επένδυση απορρίπτεται.

Η **Έντοκη Περίοδος Αποπληρωμής** είναι το χρονικό διάστημα που απαιτείται για την αποπληρωμή της αρχικής επένδυσης καθώς και των τόκων που θα μπορούσαν να ληφθούν από μια εναλλακτική τοποθέτηση του αρχικού κεφαλαίου. Με τη μέθοδο αυτή υπολογίζεται ο χρόνος στον οποίο η μελλοντική αξία του υπενδεδυμένου κεφαλαίου και των εσόδων από την υπό διερεύνηση επένδυση εξισώνονται, δηλαδή:

$$NPV_{(N=DPB)} = 0 \Rightarrow -K + \sum_{t=1}^{DPB} \frac{F_t}{(1+i)^t} + \frac{SV_{DPB}}{(1+i)^{DPB}} = 0 \quad (6.12)$$

Εάν η υπολείπουσα αξία της εγκατάστασης είναι ίση με μηδέν ( $SV_N=0$ ) και επιπλέον θεωρηθεί ότι το ετήσιο λειτουργικό όφελος « $F_t$ » παραμένει σταθερό σε σταθερές τιμές, τότε η λύση της εξίσωσης 6.12 παίρνει την αναλυτική μορφή:

$$DPB = \frac{-\ln\left(1 - \frac{iK}{F}\right)}{\ln(1+i)} \quad (6.13)$$

Εάν ο χρόνος απόσβεσης της επένδυσης είναι μικρότερος από τον ωφέλιμο κύκλο ζωής της εγκατάστασης, τότε η επένδυση θεωρείται οικονομικά βιώσιμη. Όπως είναι λογικό, όσο μικρότερος είναι ο χρόνος απόσβεσης εγκατάστασης, τόσο περισσότερο ελκυστική είναι η ίδια η επένδυση. Παράλληλα, για ενίσχυση της αξιοπιστίας της μεθόδου έχει προστεθεί στην κλασική ανάλυση του χρόνου απόσβεσης και ο καθορισμός του χρόνου διπλασιασμού (Double Capital Period, DCP) του αρχικού κεφαλαίου (Καλδέλλης, 2005).

Η αξιολόγηση της βιωσιμότητας μιας επένδυσης μέσω του λόγου **Όφελος/Κόστος** βασίζεται στον υπολογισμό του ηλικίου του συνολικού οφέλους προς το συνολικό κόστος μιας επένδυσης κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής της με όλα τα ποσά ανηγμένα σε παρούσα αξία. Ο λόγος αυτός ορίζεται από τη σχέση:

$$BCR = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+i)^t}} \quad (6.14)$$

όπου « $B_t$ » το όφελος κατά το έτος t και « $C_t$ » το κόστος κατά το έτος t (η τιμή « $C_0$ » αντιστοιχεί στην αρχική επένδυση). Μια επένδυση είναι οικονομικά βιώσιμη, εάν ο λόγος οφέλους/κόστους είναι μεγαλύτερος από ή ίσος με τη μονάδα (BCR  $\geq 1$ ). Ειδικότερα για

επενδύσεις εξοικονόμησης ενέργειας, «όφελος» είναι η παρούσα αξία του συνόλου της εξοικονόμησης λειτουργικών δαπανών, ενώ «κόστος» είναι η παρούσα αξία της αρχικής επένδυσης και του συνόλου των λειτουργικών δαπανών του συστήματος (Παπαδόπουλος, 2002).

Τέλος, η μέθοδος υπολογισμού του **κόστους της παραγόμενης ενέργειας** στηρίζεται στον υπολογισμό της παρούσας αξίας του κόστους της παραγόμενης μονάδας ενέργειας (€/KWh) από την αξιοποίηση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Το υπολογισθέν κόστος συγκρίνεται με το αντίστοιχο κόστος της παραγόμενης συμβατικής ενέργειας (π.χ. θερμική κ.λπ.) και αποφασίζεται η οικονομική βιωσιμότητα της προτεινόμενης ενεργειακής επένδυσης. Η χρησιμότητα μιας τέτοιας προσέγγισης είναι προφανής, κυρίως για μακροοικονομικές αναλύσεις, δεδομένου ότι με τον τρόπο αυτό είναι δυνατή η πρόβλεψη της διαχρονικής διεύθυνσης των ΑΠΕ στην ενεργειακή αγορά (Καλδέλλης, 2005).

## **6.2. Αξιολόγηση του Προτεινόμενου Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής**

### **6.2.1. Μεθοδολογία και Κριτήρια Αξιολόγησης**

Η οικονομική βιωσιμότητα επενδύσεων σε ενεργειακά συστήματα εξαρτάται από: α) τα ετήσια λειτουργικά οφέλη που προκύπτουν από την υποκατάσταση αγοράς ηλεκτρικής ισχύος και ενέργειας από την επιχείρηση ηλεκτρισμού καθώς και από την εξοικονόμηση καυσίμου για παραγωγή θερμικής ενέργειας με συμβατικό τρόπο, β) το κόστος κατασκευής και λειτουργίας του συστήματος που θα επιτύχει αυτήν την υποκατάσταση. Τα μεγέθη αυτά χρησιμοποιούνται για τον προσδιορισμό των δεικτών οικονομικής σκοπιμότητας, που παρουσιάστηκαν προηγουμένως (Παπαδόπουλος, 2002).

Οι ανανεώσιμες και οι συμβατικές πηγές ενέργειας είναι γνωστό πως έχουν πολλά και διαφορετικά οικονομικά χαρακτηριστικά. Συνήθως οι ΑΠΕ χαρακτηρίζονται από υψηλά αρχικά κόστη επένδυσης και σχεδόν μηδενικά κόστη συντήρησης και λειτουργίας, ενώ οι συμβατικές μορφές το αντίθετο, αφού το υψηλό τους κόστος οφείλεται στη δαπανηρή λειτουργία τους. Παρόλα αυτά, η τεχνοοικονομική ανάλυση των μεν και των δε, όπως και η σύγκριση αυτών ή συνδυασμού τους, απαιτεί την εύρεση κατάλληλων οικονομικών δεικτών προκειμένου να αξιολογηθούν σε κοινή βάση. Για την επίτευξη της σύγκρισης διαφορετικών συστημάτων που παρέχουν το ίδιο ενεργειακό αποτέλεσμα (κάλυψη του ημερήσιου φορτίου) θα πρέπει να αναλυθεί ο οικονομικός κύκλος ζωής (LCC) κάθε διαμόρφωσης. Με την πραγματοποίηση αυτής της ανάλυσης, παρέχεται το συνολικό κόστος του κάθε συστήματος συμπεριλαμβανομένων των εξόδων που πραγματοποιούνται σε όλη την ωφέλιμη διάρκεια ζωής του συστήματος.

Για την ανάλυση του LCC και την επιλογή της βέλτιστης οικονομοτεχνικής λύσης είναι απαραίτητο να υπολογιστεί η Καθαρή Παρούσα Αξία κάθε επένδυσης, έτσι όπως παρουσιάστηκε προηγουμένως. Η ΚΠΑ θα περιλαμβάνει όλα τα κόστη και τα έσοδα που προκύπτουν καθ' όλη τη διάρκεια λειτουργίας ενός ενεργειακού συστήματος. Στα κόστη περιλαμβάνονται το αρχικό κόστος αγοράς και εγκατάστασης κάθε τεχνολογίας, το κόστος αντικατάστασης μέρους των υποσυστημάτων, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας (O&M), το κόστος των καυσίμων, συν οποιοδήποτε παρελκόμενο κόστος, όπως τα πρόστιμα από την εκπομπή αέριων ρύπων σε επίπεδο υψηλότερο από το επιτρεπτό. Από την άλλη, τα έσοδα προέρχονται από την πώληση της ενέργειας στο δίκτυο και την υπολείπουσα αξία της εγκατάστασης στο τέλος λειτουργίας της. Σε αυτό το σημείο πρέπει να τονιστεί πως το

προτεινόμενο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής θεωρείται κρατική επένδυση και έτσι δεν προκύπτουν έσοδα από την πώληση ενέργειας. Έσοδα προκύπτουν από την εξοικονόμηση ενέργειας λόγω μη χρήσης ορυκτών καυσίμων.

Η ανάλυση οικονομικού κύκλου ζωής μιας επένδυσης υπολογίζεται κάνοντας χρήση της παρακάτω σχέσης:

$$LCC = C_{in} + C_{O\&M} + C_{repl} + C_{fuel} - S \quad (6.14)$$

όπου

$C_{in}$  : Το αρχικό κόστος (initial costs) που περιλαμβάνει το κόστος για την αγορά εξοπλισμού, του σχεδιασμού του συστήματος, τις αμοιβές μηχανικών και το κόστος της εγκατάστασης. Το κόστος αυτό θεωρείται πάντοτε ότι δαπανάται στο τέλος του έτους 0 (έτος εγκατάστασης του εξοπλισμού).

$C_{O\&M}$  : Το άθροισμα όλων των ετήσιων προγραμματιζόμενων δαπανών για τη λειτουργία και τη συντήρηση (operation and maintenance costs , O&M). Το κόστος αυτό περιλαμβάνει κόστη όπως η αμοιβή του συντηρητή, του επιβλέποντος, της ασφάλειας και όλων των προγραμματιζόμενων εργασιών συντήρησης.

$C_{repl}$  : Το ετήσιο κόστος αντικατάστασης ενός εξαρτήματος του συστήματος που ανάγεται στη διάρκεια ζωής της επένδυσης.

$C_{fuel}$  : Το άθροισμα των δαπανών, σε ετήσια βάση, για την αγορά καυσίμου προκειμένου να παραχθεί ενέργεια με συμβατικές τεχνολογίες.

$S$  : Η υπολείπουσα αξία της εγκατάστασης στο τελευταίο έτος της διάρκειας ζωής της επένδυσης.

Για κάθε υποτήμα (Φ/Β, Α/Γ, κ.λπ.) του συνολικού συστήματος συνδυάζονται τα διάφορα κόστη και έσοδα που προαναφέρθηκαν προκειμένου να υπολογιστούν το ετησίως ανηγμένο κόστος κάθε τεχνολογίας. Το άθροισμα των ετήσιων δαπανών κάθε τεχνολογίας δίνει το ετήσιο ανηγμένο κόστος όλο του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, τιμή χρήσιμη για τον υπολογισμό δυο κύριων οικονομικών κριτηρίων: της ΚΠΑ και του ανηγμένου κόστους παραγωγής ενέργειας (COE). Το Καθαρό Παρόν Κόστος (Net Present Cost, NPC), το οποίο ισούται με την αρνητική τιμή της ΚΠΑ, υπολογίζεται ως εξής:

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i,R_{proj})} \quad (6.15)$$

όπου « $C_{ann,tot}$ » το συνολικό ετήσιο κόστος ολόκληρης της εγκατάστασης και «CRF» ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου, όπως παρουσιάστηκε στην παράγραφο 6.1.1, συναρτήσει του πραγματικού επιτοκίου αναγωγής « $i$ » και της διάρκειας ζωής της εγκατάστασης « $R_{proj}$ ». Ακόμα, το ανηγμένο κόστος παραγωγής ενέργειας (€/KWh) υπολογίζεται από τη σχέση:

$$COE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{prim} + E_{def} + E_{sal}} \quad (6.16)$$

όπου  $E_{prim}$  και  $E_{def}$  είναι τα ποσά των φορτίων πρώτης και δεύτερης προτεραιότητας, αντίστοιχα, που το σύστημα καλείται να εξυπηρετήσει ετησίως, ενώ  $E_{sal}$  το ποσό της ενέργειας που πωλείται ετησίως στο δίκτυο, όπου στην περίπτωση της Αστυπάλαιας

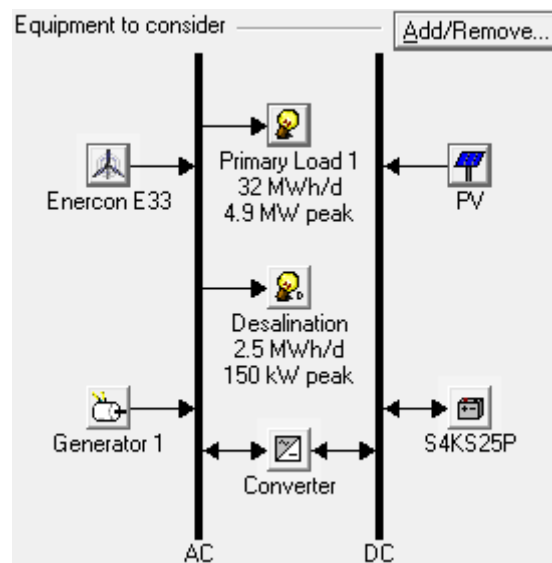
θεωρείται μηδενικό. Στην εξίσωση 6.16 ο παρονομαστής αποτελεί μια έκφραση της συνολικής ενέργειας που το υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής παράγει κάθε χρόνο.

Όπως αναφέρθηκε, η ανάλυση του LCC περιλαμβάνει την εύρεση της καθαρής παρούσας αξίας όλων των αναμενόμενων εξόδων στη διάρκεια ζωής της επένδυσης. Για αρκετά από τα κόστη αυτά δεν υπάρχει απολύτως προβλέψιμη αξία και επομένως θα πρέπει να γίνεται ανάλυση ευαισθησίας (sensitivity analysis). Τέτοια κόστη αφορούν στην παρούσα διερεύνηση το κόστος της αγοράς του καυσίμου, το κόστος των ανταλλακτικών και το κόστος της συντήρησης κατά τη διάρκεια ζωής της επένδυσης.

## 6.2.2. Αποτελέσματα Τεχνοοικονομικής Αξιολόγησης

### 6.2.2.1. Γενική Αξιολόγηση

Η διαδικασία της προσομοίωσης με το λογισμικό HOMER απαιτεί τη ρύθμιση μιας σειράς παραμέτρων που αφορούν στην περιοχή μελέτης και στα μέρη που απαρτίζουν το υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής (Εικόνα 6.1). Αυτές οι παράμετροι αποτελούν προϊόν έρευνας και έχουν παρουσιαστεί εκτενώς στις προηγούμενες παραγράφους (5.2 και 5.3). Οι εν λόγω παράμετροι, ή αλλιώς είσοδοι (inputs) του προγράμματος, και οι τιμές αυτών φαίνονται αναλυτικά στους παρακάτω πίνακες.



**Εικόνα 6.1:** Αναπαράσταση του υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέσω του λογισμικού HOMER.

Πίνακας 6.1: Οι παράμετροι εισόδου του υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής.

	Τιμή
<b>Κλιματολογικές συνθήκες Αστυπάλαιας</b>	
Θερμοκρασία	Παράγραφος 5.2.2
Ταχύτητα ανέμου	Παράγραφος 5.2.2
Ένταση ηλιακής ακτινοβολίας	Παράγραφος 5.2.2
<b>Φορτίο Αστυπάλαιας</b>	
Πρωτεύον	Παράγραφος 5.2.4.1
Δευτερεύον (Μονάδα αφαλάτωσης)	Παράγραφος 5.5.3
<b>Οικονομικά στοιχεία</b>	
Πληθωρισμός	3%
Πραγματικό επιτόκιο αναγωγής	7%
Οικονομικός κύκλος ζωής εγκατάστασης	20 χρόνια
Πρόστιμο υπέρβασης ορίου εκπομπής αέριων ρύπων	40€/tn CO <sub>2</sub>
Κόστος ελαφριού καυσίμου	1 €/lt

Μονάδα	Μέγεθος Μονάδας	Θεωρούμενα Μεγέθη	Αρχικό Κόστος	Κόστος Αντικατάστασης	Κόστος Συντήρησης και Λειτουργίας	Διάρκεια Ζωής
Φ/Β	1 KW		1.725 €	1.725 €	9 €/έτος	25 έτη
Α/Γ	330 KW		396.000 €	396.000 €	11.860 €/έτος	20 έτη
Γεννήτρια Diesel	1 KW		250 €	250 €	0,1 €/ώρα	15.000 ώρες
Συσσωρευτές	1.900 Ah		1.000 €	1.000 €	10 €/έτος	12 έτη
Μετατροπείς	1 KW		1.000 €	1.000 €	0	8 έτη

Το λογισμικό HOMER έχει τη δυνατότητα να εκτελεί πολλαπλές προσομοιώσεις, συνδυάζοντας όλα τα δυνατά μεγέθη καθεμιάς από τις παραπάνω μονάδες (Φ/Β, Α/Γ, ντιζελογεννήτρια, συσσωρευτές, μετατροπείς τάσεως), εξετάζοντας έτσι όλα τα πιθανά υβριδικά συστήματα που μπορούν να καλύψουν με επάρκεια το εγκατεστημένο φορτίο και απορρίπτοντας αυτά που δεν ανταποκρίνονται στις απαιτήσεις της κατανάλωσης. Το αποτέλεσμα αυτών των προσομοιώσεων είναι ένας πίνακας (Εικόνα 6.2) στον οποίο οι υλοποιήσιμοι συνδυασμοί ΑΠΕ-Diesel-αποθήκευση είναι ταξινομημένοι κατά αύξουσα σειρά βάσει του Καθαρού Παρόντος Κόστους (NPC), δηλαδή του αθροίσματος κάθε κόστους που θα προκύψει στον εικοσαετή κύκλο ζωής του υβριδικού συστήματος. Η ταξινόμηση αυτή παρέχεται από το HOMER με δυο μορφές: Στην πρώτη παρουσιάζονται όλοι (overall) οι δυνατοί και συνάμα εφικτοί συνδυασμοί (Εικόνα 6.2), ενώ στη δεύτερη παρουσιάζονται ταξινομημένοι, κατηγορίες (categorized) συνδυασμών που μπορούν να υλοποιηθούν (Εικόνα 6.3)



PV (kW)	E33	Gen (kW)	S4KS25P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Gen (hrs)
4000	22	3000	6428	2500	\$ 25,290,000	1,381,418	\$ 39,924,764	0.301	0.97	388,290	741
5000	20	3000	6428	2500	\$ 26,223,000	1,305,628	\$ 40,054,840	0.302	0.97	356,979	685
4500	22	3000	6428	2500	\$ 26,152,500	1,316,089	\$ 40,095,160	0.302	0.97	349,172	672
3500	24	3000	6428	2500	\$ 25,219,500	1,411,619	\$ 40,174,208	0.303	0.97	391,561	751
4000	24	3000	6428	2500	\$ 26,082,000	1,331,172	\$ 40,184,456	0.303	0.97	344,960	661
5000	22	3000	6428	2500	\$ 27,015,000	1,259,836	\$ 40,361,720	0.304	0.98	316,211	610
4000	22	3000	6428	2000	\$ 24,790,000	1,470,181	\$ 40,365,120	0.304	0.97	452,181	898
5500	20	3000	6428	2500	\$ 27,085,500	1,256,411	\$ 40,395,932	0.305	0.97	327,742	632
4000	22	3000	6428	3000	\$ 25,790,000	1,381,159	\$ 40,422,024	0.305	0.97	369,813	688
4500	24	3000	6428	2500	\$ 26,944,500	1,273,675	\$ 40,437,836	0.305	0.98	310,580	600
5000	20	3000	6428	3000	\$ 26,723,000	1,297,306	\$ 40,466,680	0.305	0.97	334,436	621
3500	26	3000	6428	2500	\$ 26,011,500	1,364,869	\$ 40,470,940	0.305	0.97	350,250	675
4500	22	3000	6428	3000	\$ 26,652,500	1,306,499	\$ 40,493,568	0.305	0.97	325,481	608
3000	26	3000	6428	2500	\$ 25,149,000	1,449,874	\$ 40,508,988	0.305	0.97	399,592	768
4500	20	3500	6428	2500	\$ 25,485,500	1,418,902	\$ 40,517,364	0.306	0.97	418,362	716
3500	24	3000	6428	2000	\$ 24,719,500	1,491,968	\$ 40,525,432	0.306	0.97	451,124	897
4500	22	3000	6428	2000	\$ 25,652,500	1,404,731	\$ 40,534,244	0.306	0.97	414,811	829
6000	18	3000	6428	2500	\$ 27,156,000	1,264,759	\$ 40,554,868	0.306	0.97	346,697	665
4000	24	3000	6428	2000	\$ 25,582,000	1,413,778	\$ 40,559,588	0.306	0.97	407,374	812
5000	18	3500	6428	2500	\$ 25,556,000	1,418,818	\$ 40,586,976	0.306	0.96	432,525	736
5000	20	3000	6428	2000	\$ 25,723,000	1,404,024	\$ 40,597,252	0.306	0.97	426,592	856
4500	18	3500	6428	2500	\$ 24,693,500	1,503,211	\$ 40,618,540	0.306	0.96	479,891	815
4000	20	3500	6428	2500	\$ 24,623,000	1,510,400	\$ 40,624,192	0.306	0.96	470,188	802
4000	22	3500	6428	2500	\$ 25,415,000	1,436,163	\$ 40,629,736	0.306	0.97	414,604	711
4000	26	3000	6428	2500	\$ 26,874,000	1,298,905	\$ 40,634,612	0.306	0.98	311,732	602
4000	24	3000	6428	3000	\$ 26,582,000	1,328,284	\$ 40,653,864	0.307	0.98	324,398	607
3500	24	3000	6428	3000	\$ 25,719,500	1,412,679	\$ 40,685,436	0.307	0.97	373,426	701
4500	22	3500	6428	2500	\$ 26,277,500	1,360,196	\$ 40,687,436	0.307	0.97	370,264	639
5000	20	3500	6428	2500	\$ 26,348,000	1,354,997	\$ 40,702,856	0.307	0.97	380,826	656
5000	22	3000	6428	3000	\$ 27,515,000	1,246,819	\$ 40,723,824	0.307	0.98	290,594	542
3500	26	3000	6428	2000	\$ 25,511,500	1,437,240	\$ 40,737,636	0.307	0.97	407,513	812

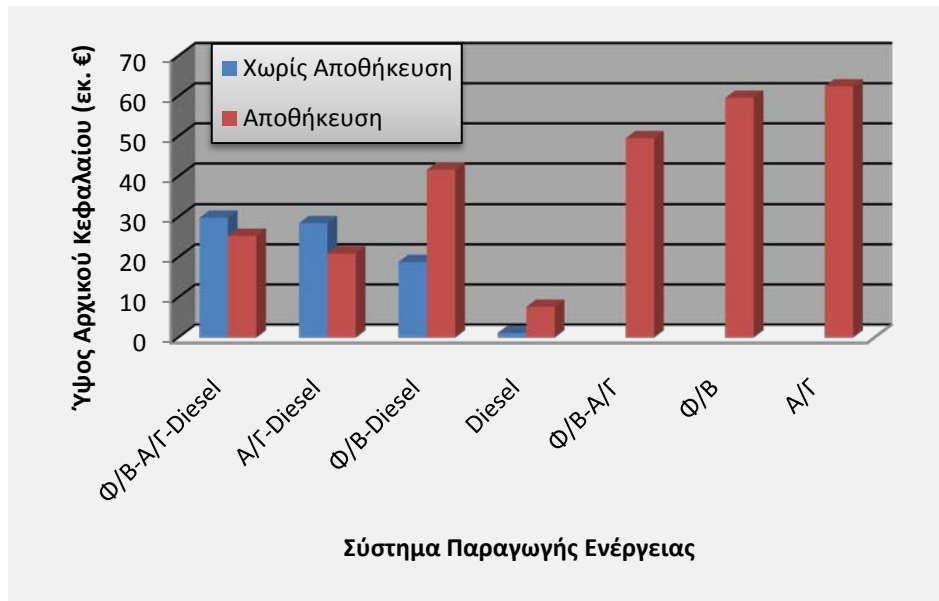
Εικόνα 6.2: Υλοποιήσιμα υβριδικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής για την Αστυπάλαια.

PV (kW)	E33	Gen (kW)	S4KS25P	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Gen (hrs)
4000	22	3000	6428	2500	\$ 25,290,000	1,381,418	\$ 39,924,764	0.301	0.97	388,290	741
	32	3000	5500	2000	\$ 20,922,000	2,086,999	\$ 43,031,692	0.325	0.95	763,347	1,469
14500		3000	12856	3000	\$ 41,618,500	1,793,764	\$ 60,621,660	0.457	0.94	588,299	1,099
12500	28		12856	4000	\$ 49,506,500	1,199,411	\$ 62,213,072	0.469	1.00		
2500	60	3000		1000	\$ 29,822,500	3,713,863	\$ 69,167,224	0.522	0.95	1,635,381	3,311
	70	3000			\$ 28,470,000	3,941,061	\$ 70,221,664	0.530	0.95	1,742,448	3,502
17000			25712	4500	\$ 59,537,000	1,471,842	\$ 75,129,712	0.567	1.00		
	80		25712	5000	\$ 62,392,000	2,443,264	\$ 88,275,968	0.666	1.00		
8500		4500		3000	\$ 18,787,500	8,445,022	\$ 108,254,184	0.816	0.56	4,556,613	6,150
		4500			\$ 1,125,000	11,841,628	\$ 126,575,376	0.954	0.00	6,591,794	8,759
		4500	5500	1000	\$ 7,625,000	11,419,970	\$ 128,608,328	0.970	0.00	6,176,657	8,232

Εικόνα 6.3: Κατηγοριοποιημένα υλοποιήσιμα υβριδικά συστήματα ηλεκτροπαραγωγής για την Αστυπάλαια.

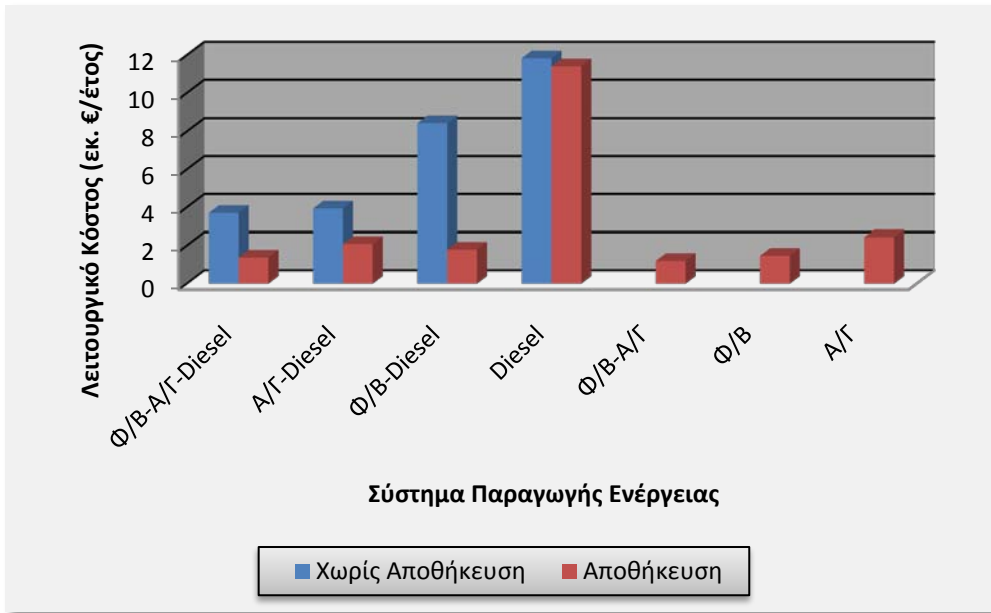
Στο διάγραμμα 6.1 παρουσιάζεται το αρχικό κεφάλαιο που θα πρέπει να επενδυθεί για την υλοποίηση διαφορετικών υβριδικών συστημάτων παραγωγής ισχύος. Είναι φανερό πως εάν στο νησί της Αστυπάλαιας η ηλεκτρική ενέργεια συνεχίζει να παράγεται με τον συμβατικό τρόπο, δηλαδή με ντιζελογεννήτριες που χρησιμοποιούν για τη λειτουργία τους ελαφρύ καύσιμο, το αρχικό κόστος που θα απαιτηθεί για την αγορά και εγκατάσταση του εξοπλισμού θα είναι σχεδόν 50 φορές μικρότερο από το να εγκατασταθεί ένα σύστημα που θα δουλεύει μόνο με ΑΠΕ. Συγκριμένα, το πολύ χαμηλό κεφάλαιο των 250 €/KW που απαιτείται για την εγκατάσταση γεννητριών ντιζελ συνολικής ισχύος 4.500 KW απέχει κατά πολύ αριθμητικά από το αρχικό κόστος των 49.506.500 € που χρειάζεται ένα σύστημα Φ/Β-Α/Γ-συσσωρευτών ή το αρχικό κόστος των 62.392.000 € που απαιτείται για ένα σύστημα Α/Γ-συσσωρευτών. Οι υπόλοιπες λύσεις, όπου για την ηλεκτροπαραγωγή συνδυάζονται οι ΑΠΕ με τον συμβατικό τρόπο παραγωγής ενέργειας, μοιάζουν να έχουν ένα πιο λογικό

κόστος εκκίνησης της εγκατάστασης το οποίο κυμαίνεται μεταξύ 20.000.000 και 30.000.000 €.

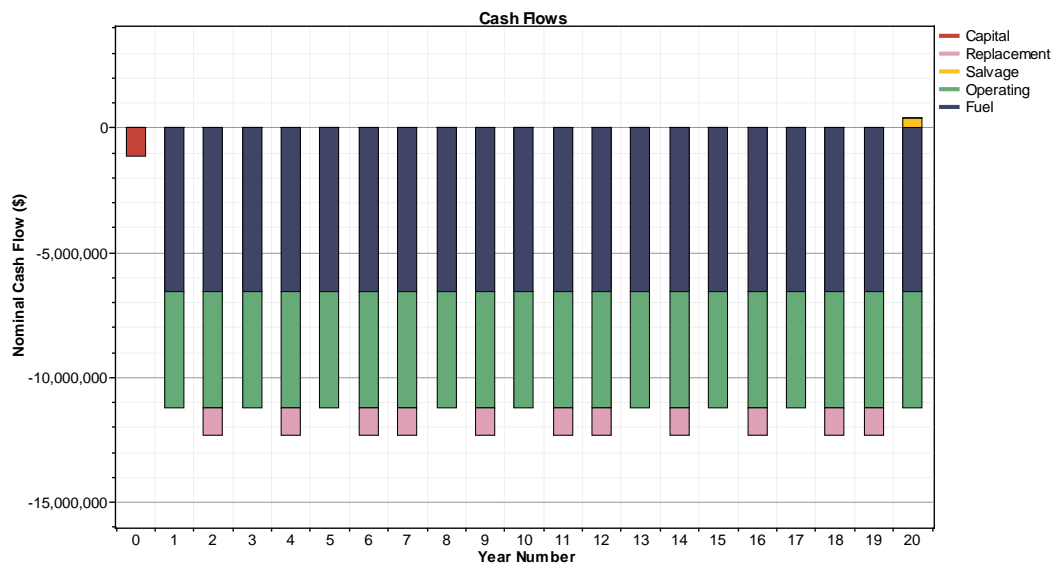


**Διάγραμμα 6.1:** Αρχικό κόστος αγοράς και εγκατάστασης διαφορετικών υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας.

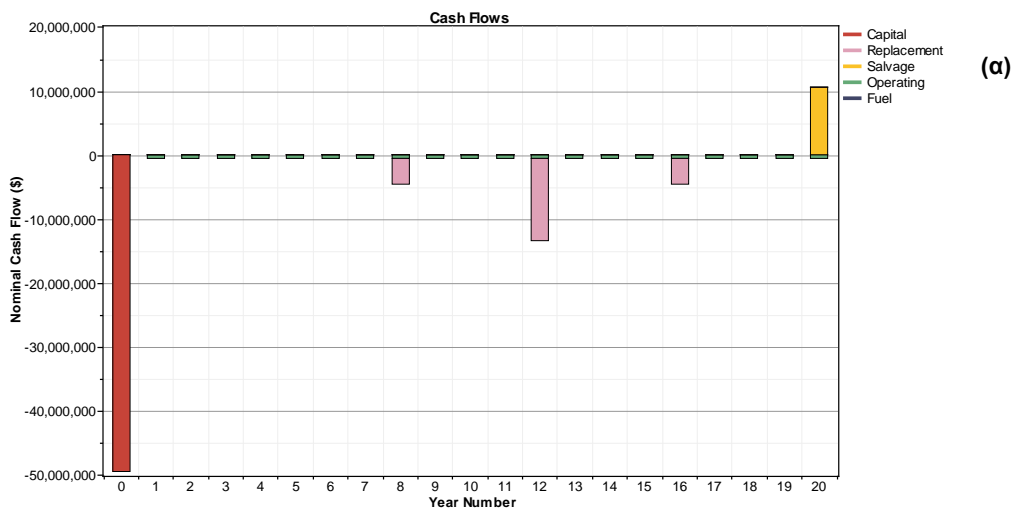
Βέβαια, το απαιτηθέν αρχικό κεφάλαιο αποτελεί κάποιες φορές ένα παραπλανητικό μέγεθος για την επιλογή της κατάλληλης ενεργειακής επένδυσης, εάν αναλογιστεί κανείς το κόστος λειτουργίας και συντήρησης του κάθε εξοπλισμού. Ενώ από τη μια, οι ΑΠΕ απαιτούν χαμηλό έως μηδενικό κόστος λειτουργίας (11.860 €/έτος για τις αιολικές μηχανές και 9 €/έτος για τα φωτοβολταϊκά συστήματα), από την άλλη, η υψηλή κατανάλωση καυσίμου από τις γεννήτριες (0,1 €/hr) εκτοξεύουν το κόστος λειτουργίας, όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 6.2. Πιο αναλυτικά, στην περίπτωση της αποκλειστικής χρήσης γεννητριών, τα 6.600.000 λίτρα πετρελαίου που απαιτούνται ετησίως για να κινήσουν τις μηχανές δημιουργούν ένα ετήσιο κόστος σχεδόν 12.000.000 €, συμπεριλαμβανομένου τον πολύ συχνών αντικαταστάσεων των μηχανών, λόγω της συνεχούς λειτουργίας τους. Στο διάγραμμα 6.3, όπου παρουσιάζονται αναλυτικά τα επιμέρους κόστη του συμβατικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής καθ' όλη τη διάρκεια ζωής του, είναι εμφανές το υψηλό ποσοστό συμμετοχής της κατανάλωσης καυσίμου και το κόστος από τις συχνές επισκευές και αντικαταστάσεις των γεννητριών. Αντίθετα, τα υβριδικά συστήματα παραγωγής ισχύος στα οποία συμμετέχουν μόνο ΑΠΕ, το λειτουργικό κόστος είναι αρκετά χαμηλό και μόλις που ξεπερνά τα 2.000.000 €/έτος. Ενδεικτικά, το υβριδικό σύστημα Φ/Β-Α/Γ-Συσσωρευτές εμφανίζει τις χρηματοροές του διαγράμματος 6.4, όπου το κόστος συντήρησης και λειτουργίας προέρχεται μόνο από την αντικατάσταση των μετατροπέν τάσης κάθε 8 χρόνια και των συσσωρευτών κάθε 12.

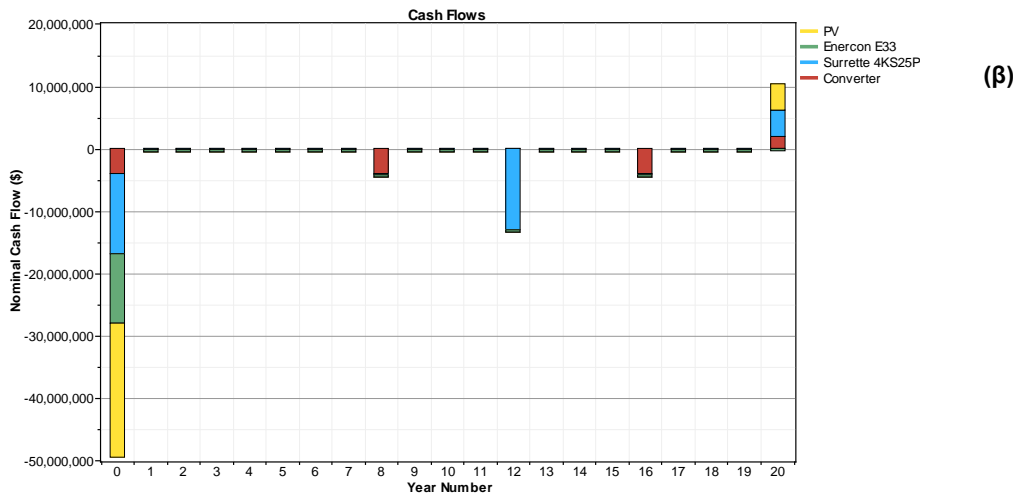


Διάγραμμα 6.2: Λειτουργικό κόστος διαφορετικών υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας.



Διάγραμμα 6.3: Χρηματοροή της επένδυσης συμβατικού τρόπου παραγωγής ενέργειας.





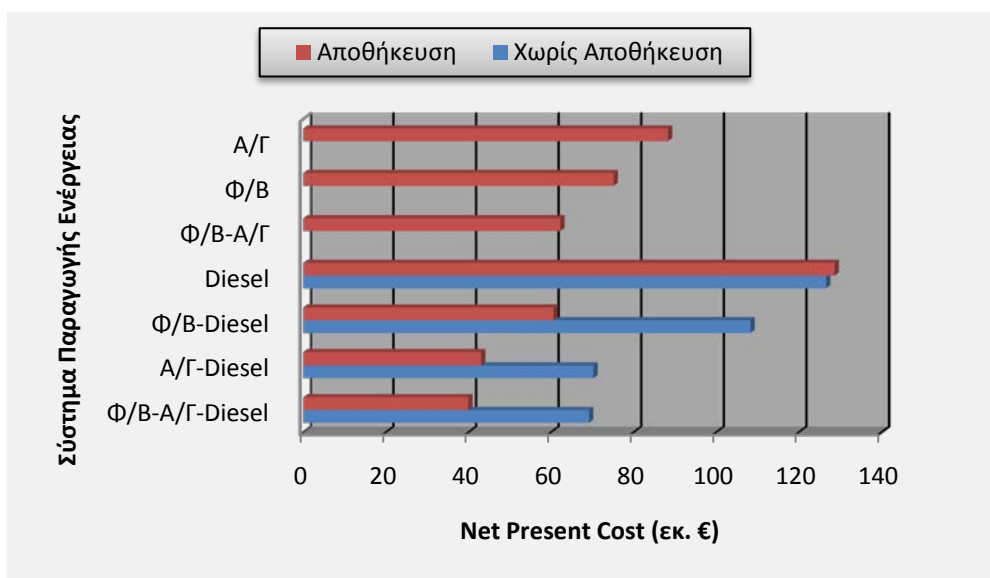
**Διάγραμμα 6.4:** Χρηματοροή της ενεργειακής επένδυσης Α/Γ-Φ/Β-Συσσωρευτές. Στο σχήμα (α) δίνονται οι χρηματοροές βάσει του είδους του κόστους και στο (β) βάσει των τμημάτων που απαρτίζουν το υβριδικό σύστημα.

Τα παραπάνω χαρακτηριστικά έχουν ως αποτελέσματα, ο συμβατικός τρόπος παραγωγής ενέργειας να μοιάζει η πιο μη ελκυστική οικονομικά επένδυση, σημειώνοντας ένα Καθαρό Παρόν Κόστος της τάξεως των 126.600.000 €. Ταυτόχρονα, ο συνδυασμός των ντιζελογεννητριών με συστήματα αποθήκευσης ενέργειας δε βελτιώνει κάπως το αρνητικό ισοζύγιο, αφού παρατηρείται αύξηση κόστους κατά 2.000.000 €. Αντίθετα, η αποκλειστική χρήση ΑΠΕ για την παραγωγή ενέργειας στην Αστυπάλαια μπορεί να μειώσει το Καθαρό Παρόν Κόστος κατά 50% σε σχέση με την αποκλειστική χρήση γεννητριών. Παρόλα αυτά η πιο συμφέρουσα οικονομικά πρόταση με βάση το NPC είναι αυτή της ταυτόχρονης λειτουργίας αιολικών μηχανών, Φ/Β συστημάτων με ντιζελογεννήτριες και αποθήκευση. Το χαμηλό αρχικό κόστος των γεννητριών σε συνδυασμό με το χαμηλό λειτουργικό κόστος των ΑΠΕ και την παράλληλη αποθήκευση της περίσσειας ενέργειας σε κατάλληλης χωρητικότητας συσσωρευτές, μπορούν να εγγραφούν τη δημιουργία της επένδυσης με NPC περίπου 40.000.000 €.

Επόμενη πιο συμφέρουσα οικονομικά λύση είναι το υβριδικό σύστημα Α/Γ-Diesel-Συσσωρευτές με NPC 43.032.000 €. Είναι εμφανές από το διάγραμμα 6.5 πως η ταυτόχρονη χρήση ΑΠΕ και ντιζελογεννητριών για την παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος στην Αστυπάλαια εγγυάται αρκετά χαμηλότερο Καθαρό Παρόν Κόστος σε σχέση με τις περιπτώσεις όπου η ηλεκτροπαραγωγή προέρχεται αποκλειστικά από γεννήτριες ή ΑΠΕ. Για παράδειγμα, η ταυτόχρονη χρήση Φ/Β-Α/Γ-Diesel με αποθήκευση έχει NPC περίπου ίσο με 40.000.000 €, ενώ η αποκλειστική χρήση ΑΠΕ με αποθήκευση συνεπάγεται NPC πάνω από 62.213.000 €.

Παράλληλα, από το ίδιο διάγραμμα, όπως και από τα διαγράμματα 6.1 και 6.2, είναι έκδηλη η εξοικονόμηση χρημάτων που μπορεί να επιτευχθεί με τη χρήση συσσωρευτών κατάλληλης αποθηκευτικής ικανότητας. Μόνο για το υβριδικό σύστημα των Α/Γ-Diesel, η μη χρησιμοποίηση 5.550 συσσωρευτικών μονάδων, συνολικής αποθηκευτικής ικανότητας 2.147 MWh/έτος, απαιτεί την εγκατάσταση 38 περισσότερων Α/Γ, προκειμένου να καλυφθούν οι ίδιες ενεργειακές ανάγκες, αυξάνοντας με αυτό τον τρόπο το NPC κατά 63%. Αντίστοιχα μεγάλη διαφορά στο Καθαρό Παρόν Κόστος εντοπίζεται και στα υβριδικά συστήματα Φ/Β-Diesel και Φ/Β-Α/Γ-Diesel, όπου η διαφορά στο κόστος μεταξύ της περίπτωσης με αποθήκευση και της περίπτωσης χωρίς κυμαίνεται από 70-80%.

Επίσης χαρακτηριστικό, όσον αφορά την αποθήκευση, είναι το γεγονός πως στις περιπτώσεις πλήρους ανεξαρτητοποίησης του νησιού από τα ορυκτά καύσιμα, κανένα υβριδικό ή μη σύστημα δεν είναι υλοποιήσιμο χωρίς την παρουσία συσσωρευτών. Κανένας πιθανός συνδυασμός φωτοβολταϊκών συστημάτων ισχύος 0-17 MW και αιολικών συστημάτων συνολική ισχύος 0-33 MW δε μπορεί να καλύψει με επάρκεια το 100% της ζήτησης. Σε περίπτωση παραγωγής ενέργειας αποκλειστικά από Φ/Β απαιτείται συνολικά εγκατεστημένη ισχύς 17 MW, με 25.172 συσσωρευτές, επένδυση με πολύ υψηλό NPC (75.130.000 €), ενώ στην περίπτωση αποκλειστικής εγκατάστασης αιολικών μηχανών, απαιτούνται 80 Α/Γ (24.600 KW), με υποστήριξη ίδιου αριθμού μπαταριών, αλλά υψηλότερου κόστους (88.276.000 €). Σε κάθε περίπτωση, ένα υβριδικό σχήμα, του οποίου το 35,5% της ισχύος θα αποτελείται από Φ/Β και το υπόλοιπο από Α/Γ, θα έχει χαμηλότερο NPC (62.213.000 €) από τις προηγούμενες δυο περιπτώσεις και επομένως θα αποτελεί συμφέρουσα επένδυση.

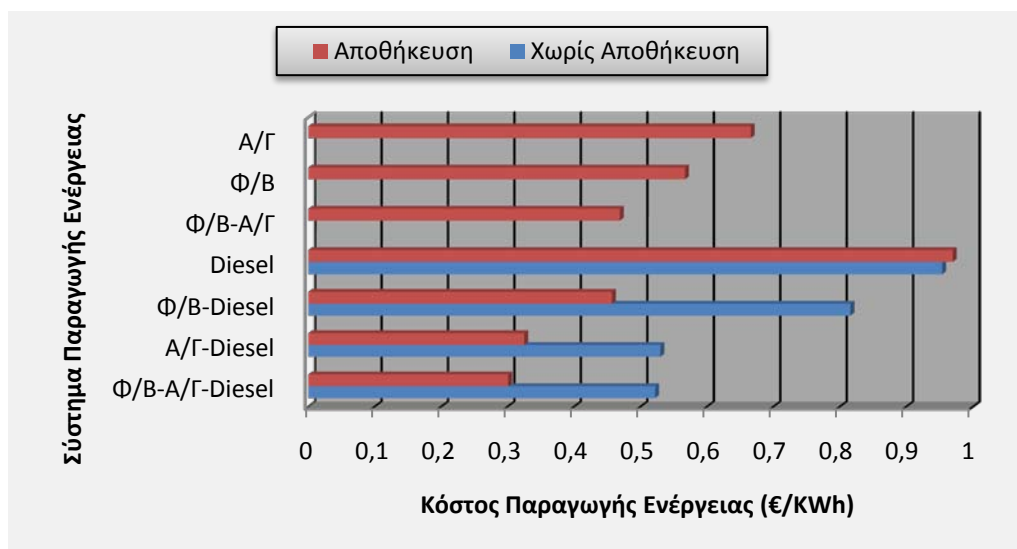


**Διάγραμμα 6.5:** Καθαρό Παρόν Κόστος διαφορετικών υβριδικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας.

Αντίστοιχη συμπεριφορά με αυτή του NPC εμφανίζει και το ανηγμένο κόστος παραγωγής ενέργειας για κάθε έναν από τους εν δυνάμει υλοποιήσιμους συνδυασμούς αυτόνομων υβριδικών συστημάτων. Το υψηλό κόστος, είτε αυτό είναι αρχικό, είτε λειτουργικό, συνήθως συνεπάγεται και υψηλό κόστος παραγωγής ενέργειας. Από το διάγραμμα 6.6 γίνεται άμεσα αντιληπτό πως η αποκλειστική χρήση ΑΠΕ ή ντιζελογεννητριών έχει ως αποτέλεσμα υψηλό κόστος ενεργειακής παραγωγής, το οποίο κυμαίνεται από 469-970 €/MWh. Βέβαια, και σε αυτή την περίπτωση, η σύμπραξη Α/Γ και Φ/Β συνεπάγεται κόστος παραγωγής ενέργειας -50% σε σχέση με την αποκλειστική χρήση ντιζελογεννητριών. Όμως, για ακόμα μια φορά, σε συστήματα όπου συμμετέχουν ΑΠΕ και συμβατικοί τρόποι ηλεκτροπαραγωγής το κόστος της ενέργειας μειώνεται σημαντικά. Συγκεκριμένα, σε περίπτωση υλοποίησης του συστήματος Α/Γ-Diesel-Αποθήκευση, το κόστος της ενέργειας είναι ίσο με 325 €/MWh, ενώ είναι ίσο με 301 €/MWh στην περίπτωση του συστήματος Φ/Β-A/Γ-Diesel-Αποθήκευση. Χαρακτηριστικό επίσης είναι το γεγονός, πως η υλοποίηση του υβριδικού σχήματος Φ/Β-Diesel-Συσσωρευτές έχει υψηλό ανηγμένο κόστος ηλεκτροπαραγωγής (457 €/MWh) εξαιτίας των περισσότερων συσσωρευτών που απαιτούνται σε σχέση με την περίπτωση του συστήματος Α/Γ-Diesel-Συσσωρευτές. Έτσι, είναι εμφανές από τα παραπάνω πως η ενεργειακή παραγωγή με την

ταυτόχρονη ύπαρξη ΑΠΕ μπορεί να επιτευχθεί με κόστος χαμηλότερο αυτού του σήμερα (375 €/MWh, τιμές 2005), όπου χρησιμοποιούνται μόνο ρυπογόνες γεννήτριες.

Όπως στην περίπτωση του NPC, έτσι και εδώ, η αποθηκευτική δυνατότητα μπορεί να εγγυηθεί χαμηλό κόστος ηλεκτροπαραγωγής. Επί παραδείγματι, το κόστος της MWh σε περίπτωση ταυτόχρονης λειτουργίας Φ/Β-Α/Γ-Diesel είναι 75% μεγαλύτερο εάν στο υβριδικό σύστημα δε χρησιμοποιηθούν συσσωρευτές. Αντίστοιχη διαφορά στο κόστος εντοπίζεται και στην υλοποίηση του συστήματος Α/Γ-Diesel, όπου με 5.500 συσσωρευτές η MWh στοιχίζει 325 €, ενώ χωρίς συσσωρευτές 530 €.



**Διάγραμμα 6.6:** Κόστος παραγωγής ενέργειας από διαφορετικά υβριδικά συστήματα.

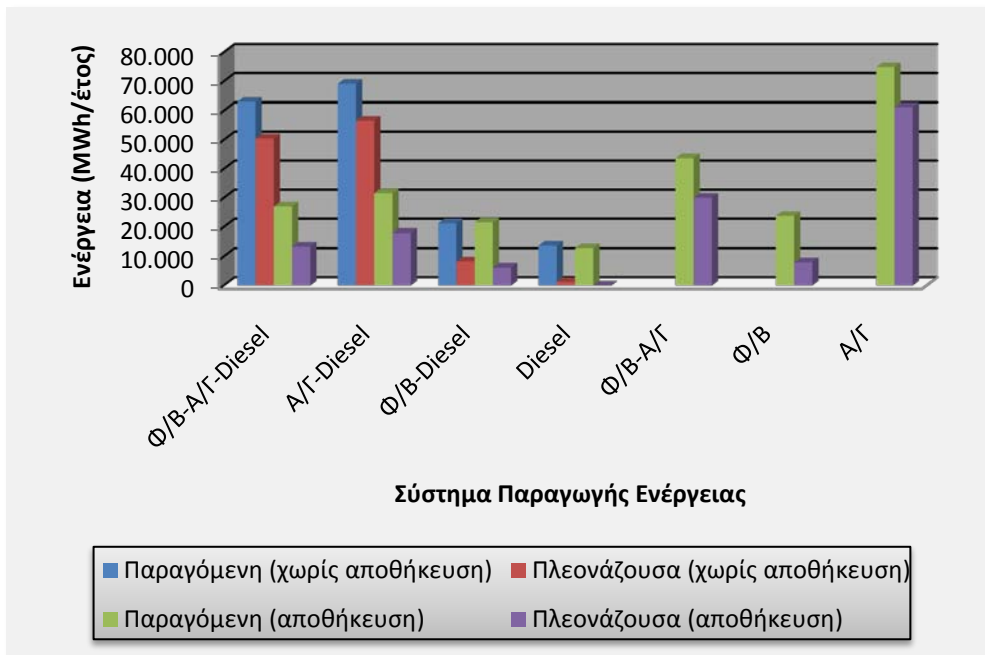
Παρόλα τα θετικά οικονομικά χαρακτηριστικά των υβριδικών ενεργειακών συστημάτων που συνδυάζουν ΑΠΕ και diesel, τα ίδια συστήματα δεν εμφανίζουν θετικά ηλεκτρικά χαρακτηριστικά σε σχέση με τους συμβατικούς τρόπους παραγωγής ενέργειας. Στον πίνακα 6.2 και στο διάγραμμα 6.8 παρουσιάζονται τα ποσά πλεονάζουσας ενέργειας (ως απόλυτες τιμές και ως κλάσμα της συνολικά παραχθείσας ενέργειας) που παράγονται κατά τη διάρκεια του έτους για καθένα από τους 11 παραπάνω βέλτιστους συνδυασμούς συστημάτων. Ένα εμφανές χαρακτηριστικό που απορρέει από τον παρακάτω πίνακα είναι πως για τους ίδιους συνδυασμούς τεχνολογιών η περίσσεια ενέργειας είναι πολύ μεγαλύτερη όταν δεν υπάρχει δυνατότητα αποθήκευσης. Χαρακτηριστικά, για το σύστημα Α/Γ-Diesel, η χρήση 5.500 συσσωρευτών δε μειώνει μόνο την ετησίως παραγόμενη ενέργεια από τις 66.117 MWh στις 31.590 MWh (παρόλο που χρησιμοποιείται διπλάσιος αριθμός Α/Γ), αλλά περιορίζει και το ποσοστό της περίσσειας ενέργειας (από 82% στο 57%). Το γεγονός αυτό έχει ως αποτέλεσμα την ετήσια εξοικονόμηση περίπου 38.588 MWh σε περίπτωση που σε ένα υβριδικό σύστημα Α/Γ-Diesel επιλεγεί η λύση της αποθήκευσης.

Επιπρόσθετα, από τα διαγράμματα 6.7 και 6.8 είναι εύληπτο πως η αυξημένη συμμετοχή Φ/Β ή/και ντιζελογεννητριών συνεπάγεται μειωμένη πλεονάζουσα ενέργεια. Στην περίπτωση όπου για την παραγωγή ηλεκτρισμού χρησιμοποιούνται αποκλειστικά ντιζελογεννήτριες συνολικής ισχύος 4.500 KW, το μη αξιοποιήσιμο ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας είναι μόλις 9%. Το ποσοστό αυτό μπορεί να μηδενιστεί εάν εγκατασταθούν συστοιχίες αποθηκευτικής ικανότητας 720.390 KWh/έτος, εξοικονομώντας έτσι ενέργεια της τάξεως των 1.230 MWh/έτος. Ακόμα και στην περίπτωση του υβριδικού σχήματος Φ/Β-Diesel, η περίσσεια της ενέργειας διατηρείται σε χαμηλά επίπεδα.

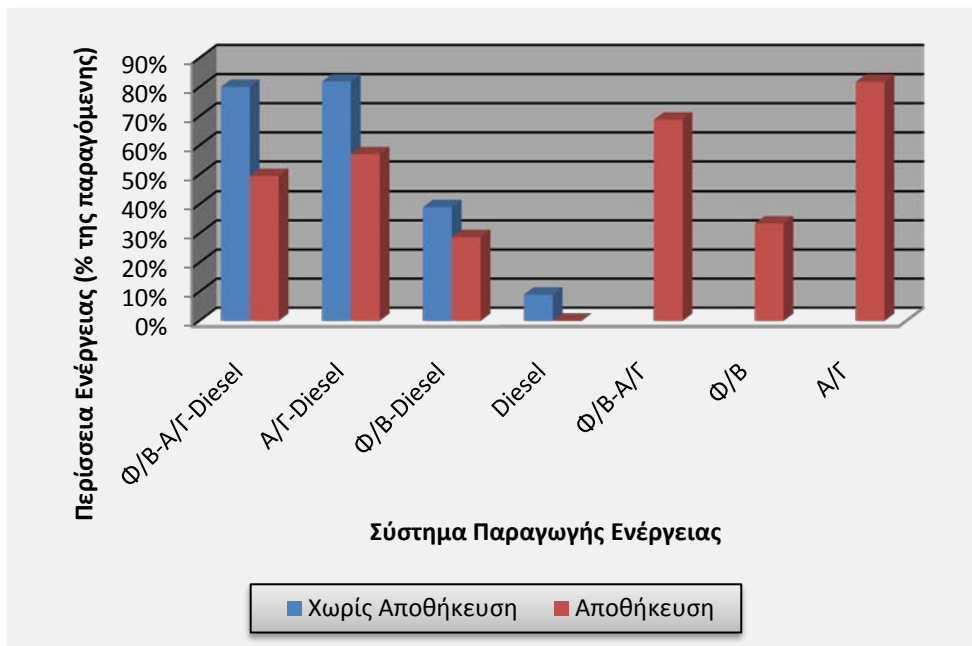
**Πίνακας 6.2:** Παραγόμενη και πλεονάζουσα ηλεκτρική ενέργεια για καθένα από τα 11 αξιολογούμενα συστήματα παροχής ισχύος.

Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής	Παραγωγή Ενέργειας (KWh/έτος)		Πλεονάζουσα Ενέργεια (KWh/έτος)	Πλεονάζουσα Ενέργεια (% της παραγόμενης)	
	Συνολική	Συμμετοχή κάθε τεχνολογίας			
Χωρίς Αποθήκευση	Α/Γ-Diesel	69.117.408	Α/Γ: 95%	56.599.160	81,9%
			Diesel: 5%		
	Φ/Β-Diesel	21.245.108	Φ/Β: 56%	8.279.106	39%
			Diesel: 64%		
	Diesel	13.754.234	Diesel: 100%	1.236.383	9%
	Φ/Β-Α/Γ-Diesel	63.004.280	Φ/Β: 6%	50.467.624	80,1%
			Α/Γ: 89%		
			Diesel: 5%		
Αποθήκευση	Α/Γ-Diesel	31.589.824	Α/Γ: 95%	18.010.890	57,0%
			Diesel: 5%		
	Φ/Β-Diesel	21.554.930	Φ/Β: 94%	6.182.414	28,7%
			Diesel: 6%		
	Diesel	12.852.535	Diesel: 100%	89	0%
	Φ/Β-Α/Γ-Diesel	27.018.280	Φ/Β: 21%	13.382.401	49,5%
			Α/Γ: 76%		
			Diesel: 3%		
Φ/Β-Α/Γ	43.665.908	Φ/Β: 40%	30.025.618	68,8%	
		Α/Γ: 60%			
Α/Γ	74.867.824	Α/Γ: 100%	61.266.600	81,8%	
Φ/Β	23.749.330	Φ/Β: 100%	7.939.622	33,4%	

Τέλος, από τα επόμενα διαγράμματα είναι εμφανές πως, η αποκλειστική χρήση ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρισμού στο νησί της Αστυπάλαιας συνεπάγεται και υψηλά επίπεδα ενέργειας που απορρίπτονται από το φορτίο. Η τυχαιότητα των μετεωρολογικών δεδομένων έχει ως αποτέλεσμα τη μη επαρκή αξιοποίηση της παραγόμενης από τις ΑΠΕ ενέργειας και συνεπώς την απόρριψή της σε ποσοστό 80%, ιδιαίτερα σε περιπτώσεις όπου χρησιμοποιούνται Α/Γ. Βέβαια, όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 6.8, η κατάσταση βελτιώνεται όταν αντικαθίστανται 6,6 MW (από τα συνολικά 26,4 MW όταν η ενέργεια παράγεται αποκλειστικά από Α/Γ) αιολικών μηχανών από 2,5 MW Φ/Β συστημάτων, μειώνοντας έτσι την περίσσεια της ενέργειας κατά 31.241MWh/έτος. Στο σενάριο πια, όπου το 100% του ηλεκτρισμού προέρχεται από Φ/Β, η πλεονάζουσα ενέργεια αποτελεί μόλις το 33,4% της συνολικά παραγόμενης, εμφανίζοντας, έτσι, 4 φορές μικρότερη τιμή από αυτή του υβριδικού σχήματος Φ/Β-Α/Γ.



**Διάγραμμα 6.7:** Παραγωγή και περίσσεια ενέργειας για κάθε ένα από τα 11 εξεταζόμενα συστήματα παροχής ισχύος.



**Διάγραμμα 6.8:** Πλεονάζουσα ενέργεια ως κλάσμα της συνολικά παραγόμενης σε καθένα από τα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής.

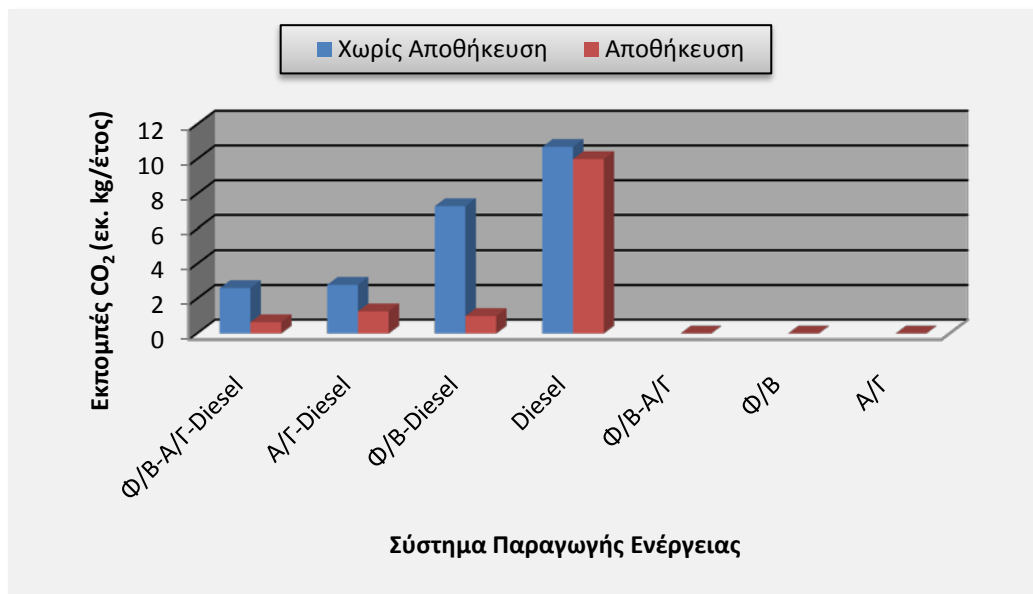
Όσον αφορά το περιβαλλοντικό σκέλος της αξιολόγησης των 11 συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής, αυτό έχει ιδιαίτερα θετικά χαρακτηριστικά στις περιπτώσεις όπου το 100% της παραγόμενης ενέργειας προέρχεται από ΑΠΕ. Όπως είναι λογικό, η μηδενική κατανάλωση καυσίμου συνεπάγεται και μηδενικές εκπομπές ρυπογόνων αερίων, ενώ το επίπεδο διεύθυνσης των γεννητριών diesel στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ορίζει και το επίπεδο εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου και κατ' επέκταση την ένταση με την οποία ρυπαίνεται το περιβάλλον της Αστυπάλαιας. Πιο αναλυτικά, συγκρίνοντας τις περιπτώσεις Φ/Β-Α/Γ-Diesel με και χωρίς αποθήκευση, είναι εμφανές και από το διάγραμμα 6.10, πως η μη χρήση συσσωρευτών αναγκάζει σε λειτουργία τη γεννήτρια



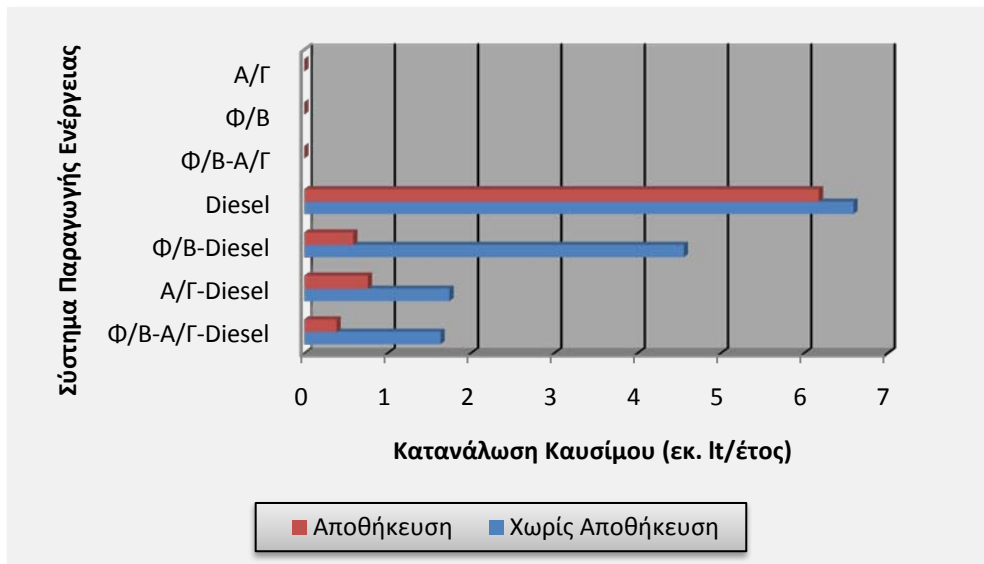
περισσότερες ώρες, γεγονός που συνεπάγεται στην περίπτωση του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel τετραπλάσια απαίτηση πετρελαίου και τετραπλάσιες εκπομπές CO<sub>2</sub>. Όμοιες καταναλώσεις και εκπομπές έχουμε και στην περίπτωση του σχήματος Α/Γ-Diesel, αφού η περίοδος λειτουργίας των γεννητριών είναι ίδια με την προηγούμενη περίπτωση.

Εντύπωση προκαλεί η συμπεριφορά του συστήματος Φ/Β-Diesel και πολύ περισσότερο η επίδραση της δυνατότητας αποθήκευσης ενέργειας στην κατανάλωση καυσίμων από τις γεννήτριες diesel. Η αντικατάσταση 1.500 KW της γεννήτριας από 6.000 KW Φ/Β συστημάτων και 12.856 μονάδες συσσωρευτών, έχει ως συνέπεια τη λειτουργία της γεννήτριας στο 1/6 των αρχικών της ωρών, αριθμός που αντιστοιχεί στον περιορισμό των εκπομπών κατά 87%.

Βέβαια, η μεγαλύτερη κατανάλωση πετρελαίου (6.600.00 lt/έτος) και οι περισσότερες εκπομπές ρυπογόνων αερίων (περίπου 10.714 tn/έτος) εντοπίζονται κατά την αποκλειστική λειτουργία των ντιζελογεννητριών. Είναι χαρακτηριστικό, πως ακόμα και η συμμετοχή συσσωρευτών για την αποθήκευση ενέργειας δεν αλλάζει τη γενικότερη φυσιογνωμία της επίδρασης που έχει το συγκεκριμένο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής στο περιβάλλον (Διάγραμμα 6.9).



**Διάγραμμα 6.9:** Επίσης εκπομπές CO<sub>2</sub> για τους βέλτιστους συνδυασμούς συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής.



**Διάγραμμα 6.10:** Κατανάλωση ελαφριού καυσίμου για τα διάφορα συστήματα παραγωγής ενέργειας.

#### 6.2.2.2. Το Υβριδικό Σύστημα Φ/B-A/Γ-Diesel

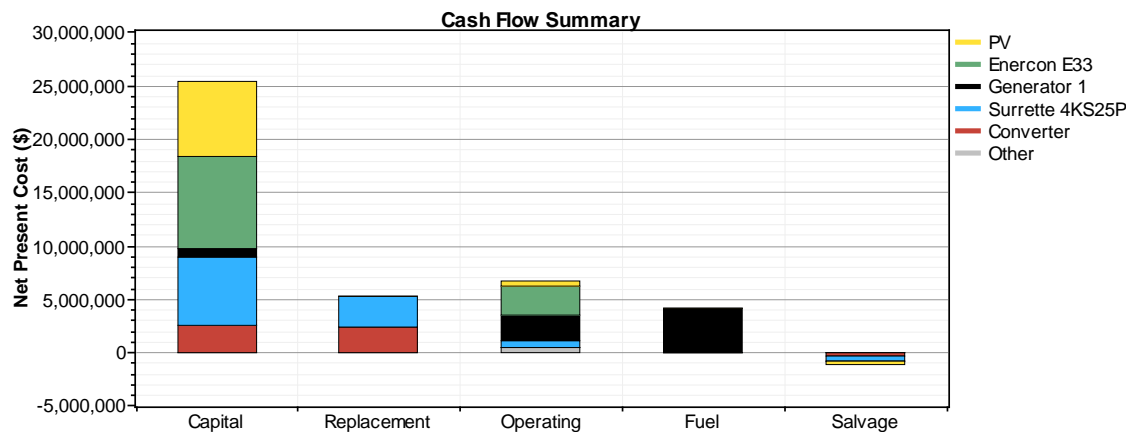
Από τα παραπάνω έγινε αντιληπτό πως, η προοπτική με την οποία αξιολογούνται τα συστήματα οδηγεί κάθε φορά σε διαφορετικές επιλογές. Όπως έχει αναφερθεί και στην εισαγωγή των υβριδικών συστημάτων (Παράγραφος 5.1), η τελική επιλογή ενός αυτόνομου συστήματος πρέπει να συγκλίνει όσο το δυνατόν περισσότερο σε τρία χαρακτηριστικά: χαμηλό κόστος, υψηλή ενεργειακή αξιοπιστία και προστασία του περιβάλλοντος.

Βέβαια, η υλοποίηση οποιουδήποτε από τα παραπάνω συστήματος ηλεκτροπαραγωγής που εξετάζεται αποτελεί πρωτίστως οικονομική επένδυση και αξιολογείται εν γένει με οικονομικούς όρους. Εάν, μολαταύτα, κάποιος φορέας υλοποίησης του έργου είχε ως πρωταρχικό στόχο τον περιορισμό των αέριων ρύπων, τότε θα επέλεγε το 100% της ενεργειακής παραγωγής του νησιού να προερχόταν από ΑΠΕ. Εάν είχε ως στόχο την υψηλή αξιοπιστία, τότε θα οδηγούταν, μάλλον, στη λύση του συμβατικού τρόπου ηλεκτροπαραγωγής, ενώ εάν είχε βασικό του μέλημα το χαμηλό κόστος θα προτιμούσε έναν υβριδικό τρόπο παραγωγής ενέργειας.

Με τη βοήθεια του λογισμικού HOMER, υπολογίστηκε πως το σύστημα με το χαμηλότερο κόστος, βάσει των παραμέτρων που εμείς ορίσαμε (Πίνακας 6.1), αποτελεί το υβριδικό σύστημα Φ/B-A/Γ-Diesel με ταυτόχρονη αποθήκευση ενέργειας, χαρακτηριστικά του οποίου φαίνονται στον πίνακα 6.3. Το εν λόγω σύστημα για εικοσαετή λειτουργία εμφανίζει NPC ίσο με 39.924.760 €, από τα οποία το 61,4% οφείλεται στο αρχικό κόστος επένδυσης, το 16% σε κόστη συντήρησης και λειτουργίας, το 10% σε κόστος καυσίμων και το 12,5% σε κόστη αντικατάστασης τμημάτων του όλου αυτόνομου συστήματος. Τα κόστη αντικατάστασης προέρχονται από την αλλαγή των συσσωρευτών κάθε 12 χρόνια και των μετατροπέων τάσης κάθε 8, ενώ τα κόστη O&M οφείλονται κατά κύριο λόγο στη συντήρηση των μηχανών diesel και των ανεμογεννητριών (Διάγραμμα 6.11). Χαρακτηριστικό στη συγκεκριμένη περίπτωση είναι πως το κόστος αγοράς καυσίμων, παρόλο το χαμηλό χρόνο λειτουργίας των γεννητριών (δέκα φορές μικρότερο από το διάστημα λειτουργίας των Α/Γ), βρίσκεται πολύ κοντά με το κόστος O&M και αντικατάστασης. Στο διάγραμμα 6.11 φαίνεται η συμμετοχή κάθε τεχνολογίας στα επιμέρους κόστη της εγκατάστασης, ενώ στον πίνακα 6.4 παρουσιάζονται αναλυτικά τα διάφορα κόστη της συγκεκριμένης υλοποίησης.

**Πίνακας 6.3:** Χαρακτηριστικά λειτουργίας του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel με αποθήκευση ενέργειας.

Ανεμογεννήτριες						
Μονάδες	Συνολική Ισχύς	Συντελεστής Ισχύος	Παραγωγή Ενέργειας	Ώρες Λειτουργίας	Ανηγμένο Κόστος	
22	7.260 KW	32,4%	28.588 MWh/έτος	7.844 hr/έτος	0,0526 €/KWh	
Φωτοβολταϊκά						
Μονάδες	Συνολική Ισχύς	Συντελεστής Ισχύος	Παραγωγή Ενέργειας	Ώρες Λειτουργίας	Ανηγμένο Κόστος	
22.857	4.000 KW	15,9 %	5.588 MWh/έτος	4.119 hr/έτος	0,117 €/KWh	
Ντιζελογεννήτρια						
Μονάδες	Συνολική Ισχύς	Συντελεστής Ισχύος	Παραγωγή Ενέργειας	Ώρες Λειτουργίας	Ανηγμένο Κόστος	Κατανάλωση Καυσίμου
1	3.000	3,2 %	842 MWh/έτος	741 hr/έτος	0,276 €/KWh	388.290 lt/έτος
Συσσωρευτές						
Μονάδες	Ονομαστική Χωρητικότητα	Ενέργεια (είσοδος)	Ενέργεια (έξοδος)	Ετήσια Παροχή Ενέργειας	Κόστος Φθοράς	Αυτονομία
6.428	48.853 KWh	2.916 MWh/έτος	2.359 MWh/έτος	2.637 MWh	0,106 €/KWh	20,5 hr
Μετατροπείς Τάσεως						
	Μονάδες	Συνολική Ισχύς	Συντελεστής Ισχύος	Ώρες Λειτουργίας		
<b>Αντιστροφέας</b>	1	2.500 KW	15 %	3.999 hr/έτος		
<b>Ανορθωτής</b>	1	2.500 KW	5,1 %	2.618 hr/έτος		



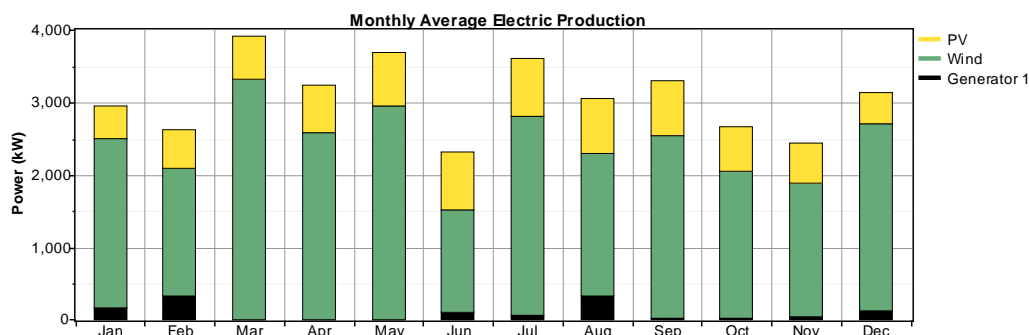
**Διάγραμμα 6.11:** Συμμετοχή κάθε τεχνολογίας που απαρτίζει το προτεινόμενο σύστημα στα επιμέρους κόστη της επένδυσης.

**Πίνακας 6.4:** Κόστος υλοποίησης του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel με αποθήκευση ενέργειας.

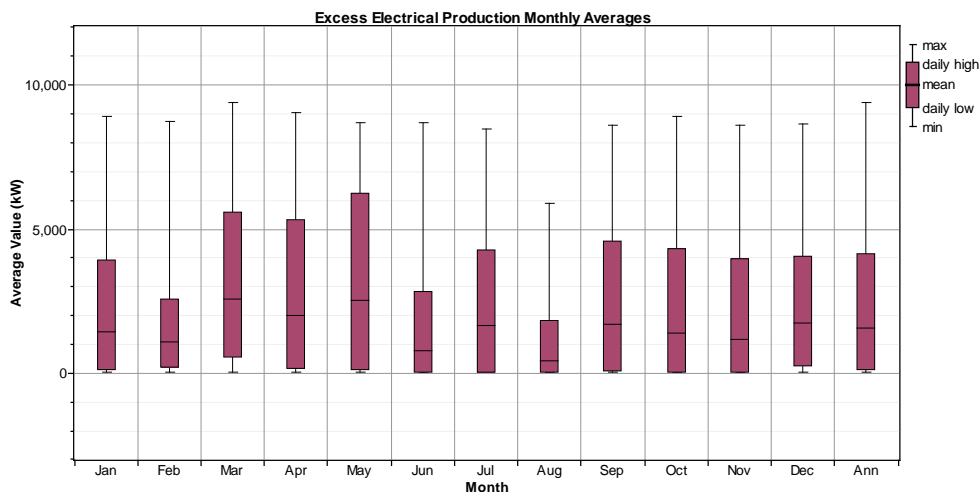
Τεχνολογία	Αρχικό Κεφάλαιο (€)	Κόστος Αντικατάστασης (€)	Κόστος Ο&Μ (€)	Κόστος Καυσίμου (€)	Υπολείπουσα Αξία (€)	Σύνολο (€)
<b>Φ/Β (PV)</b>	6.900.000	0	381.384	0	-356.618	6.924.767
<b>Α/Γ (Enercon E33)</b>	8.712.000	0	2.750.205	0	0	11.462.205
<b>Γεννήτρια (Generator)</b>	750.000	0	2.355.049	4.113.549	-2.326	7.216.272
<b>Συσσωρευτές (4KS25P)</b>	6.428.000	2.854.107	680.983	0	-553.705	9.409.385
<b>Μετατροπέας (Converter)</b>	2.500.000	2.301.858	0	0	-323.023	4.478.835
<b>Άλλο (Other)</b>	0	0	433.293	0	0	433.293
<b>Συνολικό Σύστημα</b>	25.290.000	5.155.966	6.600.914	4.113.549	-1.235.672	39.924.760

Από τις 27.018 MWh που παράγονται ετησίως, το 76% αυτών προέρχονται από το αιολικό πάρκο των 22 Α/Γ, το 21% από τα φωτοβολταϊκά πάνελ και μόλις το 3% από τη ντιζελογεννήτρια εγκατεστημένης ισχύος 3.000 KW. Από το σύνολο της ενεργειακής παραγωγής το 50% δεν αξιοποιείται από το φορτίο (excess electricity), ενώ το υπόλοιπο ικανοποιεί κατά 93% τις πρωτεύουσες καταναλώσεις και κατά 7% τις δευτερεύουσες, δηλαδή τη μονάδα αφαλάτωσης. Η πολύ μεγάλη διακύμανση στις τιμές της ταχύτητας του ανέμου είναι υπεύθυνη για την απόρριψη της παραγόμενης ενέργειας, η οποία δεν μπορεί να διοχετευθεί στο φορτίο, αλλά ούτε να αποθηκευτεί όταν οι άνεμοι βρίσκονται σε υψηλά επίπεδα. Αντίθετα, η συμμετοχή της γεννήτριας επιβάλλεται σε περιόδους όπου οι συσσωρευτές μαζί με τις ΑΠΕ δεν μπορούν να διοχετεύσουν ισχύ ικανού μεγέθους για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών του νησιού.

Από τα διαγράμματα 6.12 και 6.13 είναι εμφανές πως οι περίοδοι στις οποίες συμμετέχει η γεννήτρια είναι όταν το ανανεώσιμο δυναμικό είναι χαμηλό (π.χ. την περίοδο του Φεβρουαρίου) ή όταν οι ενεργειακές απαιτήσεις του νησιού είναι μεγάλες και δεν μπορούν να καλυφθούν μόνο από τις ΑΠΕ. Ταυτόχρονα, αποδεικνύεται πως όσο αυξάνεται η συμμετοχή της γεννήτριας τόσο περιορίζεται η πλεονάζουσα ενέργεια, εν αντιθέσει με τις περιόδους εκείνες όπου οι υψηλές ταχύτητες του ανέμου και η έντονη ηλιοφάνεια μπορεί να οδηγήσουν και σε πλεονάζουσα ενέργεια ίση με το 70% της συνολικά παραγόμενης. Από το διάγραμμα 6.12, τέλος, γίνεται αντιληπτή η σταθερότητα στην ενεργειακή παραγωγή των φωτοβολταϊκών και η διακύμανσή της ανάλογα με τις χαμηλές και υψηλές περιόδους ηλιοφάνειας.

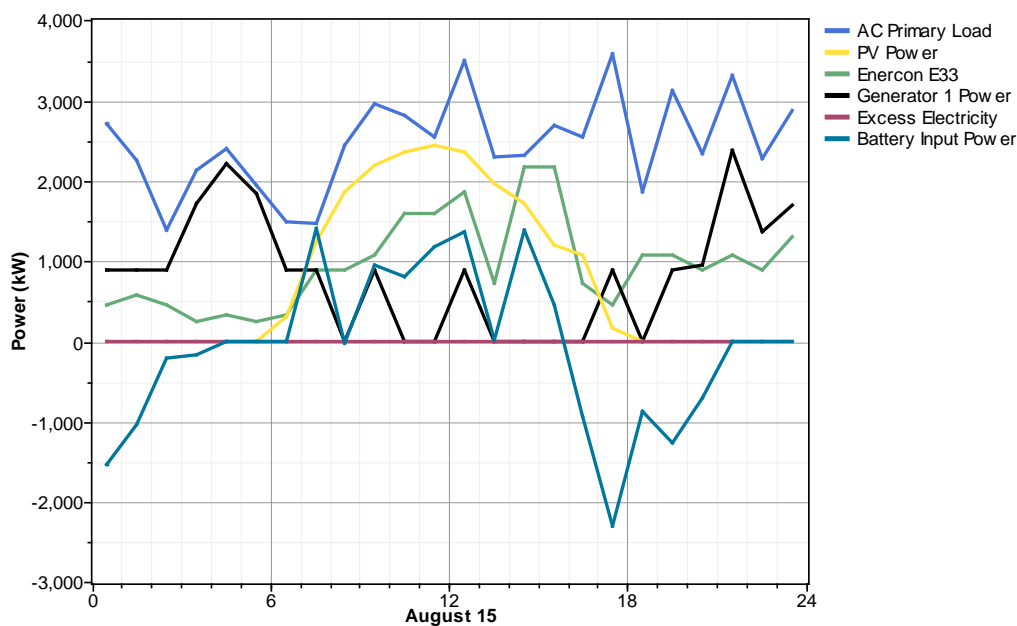


**Διάγραμμα 6.12:** Συμμετοχή κάθε μονάδας του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel στη μηνιαία παραγωγή ενέργειας.

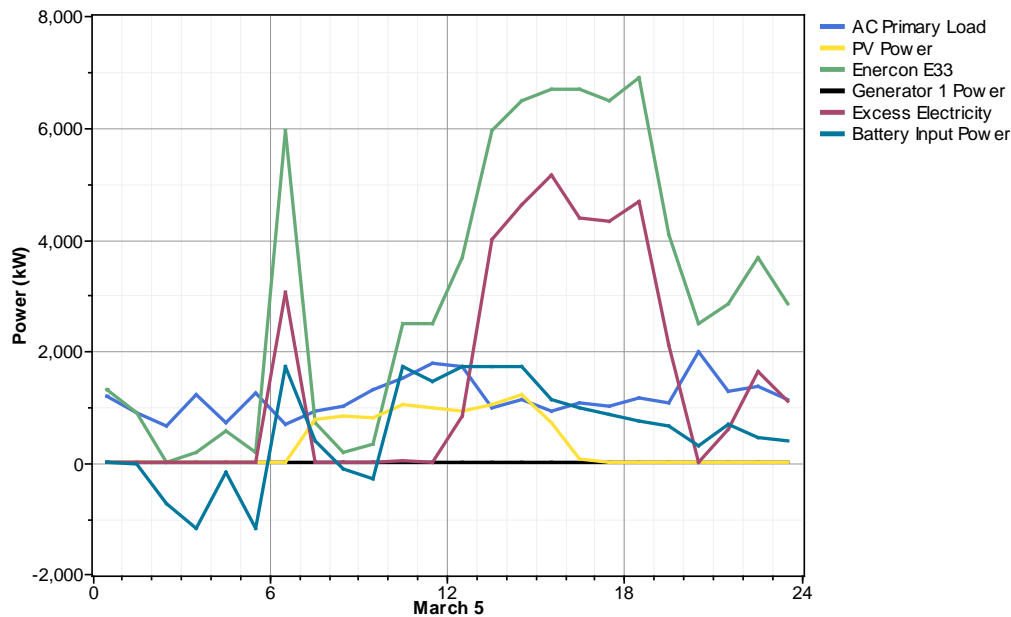


**Διάγραμμα 6.13:** Ετήσιο προφίλ της πλεονάζουσας ενέργειας του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel.

Όπως σε κάθε νησί του Αιγαίου, έτσι και στην Αστυπάλαια, η έντονη διακύμανση του φορτίου από καλοκαίρι σε χειμώνα και αντίστροφα επιβάλλει και διαφορετική συμπεριφορά στο ενεργειακό ισοζύγιο του συστήματος. Για το προτεινόμενο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής η διαφορά στο ημερήσιο προφίλ του ενεργειακού ισοζυγίου παρουσιάζεται στα επόμενα διαγράμματα για μια αντιπροσωπευτική ημέρα του καλοκαιριού (Διάγραμμα 6.14) και του χειμώνα (Διάγραμμα 6.15). Την περίοδο του Δεκαπενταύγουστου είναι εμφανές πως για την κάλυψη των υψηλών ενεργειακών απαιτήσεων, μαζί με τις αιολικές μηχανές και τα φωτοβολταϊκά πάνελ, απαιτείται η σύμπραξη των ντιζελογεννητριών, όπως επίσης και των συσσωρευτών. Η πλεονάζουσα ενέργεια είναι σχεδόν μηδενική, οι συσσωρευτές ακολουθούν ρυθμό φόρτισης αντίστοιχο με τη διακύμανση της παραγόμενης ενέργειας από τις Α/Γ, ενώ η γεννήτρια δουλεύει σχεδόν όλη τη μέρα. Αντίθετα, κατά τη διάρκεια του χειμώνα, τις περιόδους όπου υπάρχει υψηλό αιολικό δυναμικό, η συμμετοχή της ντιζελογεννήτριας είναι μηδενική, ενώ το χαμηλού επιπέδου φορτίο ικανοποιείται από τις αιολικές μηχανές, τις αποθηκευτικές συστοιχίες και λιγότερο από τα Φ/Β συστήματα. Όσον αφορά την περίσσεια ενέργειας, αυτή είναι ιδιαίτερα αυξημένη αφού η παραγωγή ενέργειας από τις Α/Γ μπορεί να φτάσει και σε τιμές πενταπλάσιες των αναγκών του φορτίου.



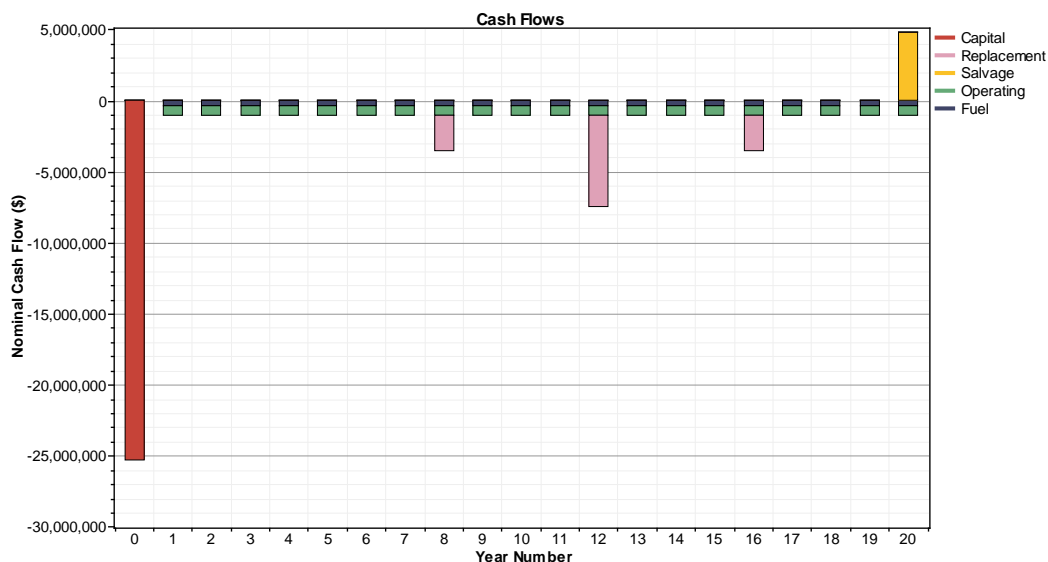
**Διάγραμμα 6.14:** Ημερήσιο ισοζύγιο ενέργειας για το σύστημα Φ/Β-Α/Γ- Diesel της Αστυπάλαιας τη 15<sup>η</sup> Αυγούστου.



**Διάγραμμα 6.15:** Ημερήσιο ισοζύγιο ενέργειας για το σύστημα Φ/Β-Α/Γ- Diesel της Αστυπάλαιας την 5<sup>η</sup> Μαρτίου.

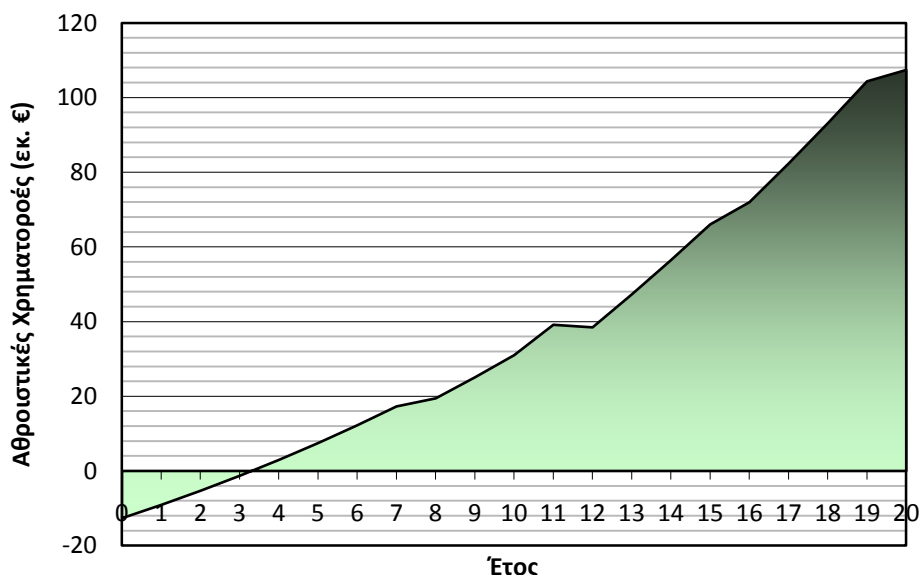
Όσον αφορά την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης, βάσει του λογισμικού HOMER, το εν λόγω σύστημα παρουσιάζει το χαμηλότερο NPC και το χαμηλότερο κόστος παραγωγής ενέργειας (301 €/MWh) σε σχέση με οποιοδήποτε άλλο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, υβριδικό ή μη. Θέλοντας, όμως, να εξετάσουμε και άλλα οικονομικά κριτήρια της επένδυσης και να αποφανθούμε για την οικονομική της βιωσιμότητα χρησιμοποιήσαμε και το λογισμικό RETScreen. Με τις ίδιες οικονομικές και τεχνικές παραμέτρους εισόδου του HOMER, στο διάγραμμα 6.16 παρουσιάζονται οι αθροιστικές χρηματοροές της εικοσαετούς επένδυσης Φ/Β-Α/Γ-Diesel-Συσσωρευτές. Για τις ανάγκες της προσομοίωσης έχει υποτεθεί ένα ύψος δανείου ίσο με το 50% του αρχικού κεφαλαίου, δηλαδή 12.645.000 €, επιτόκιο δανεισμού 8% και περίοδος χρέους ίση με το μισό του οικονομικού κύκλου ζωής της εγκατάστασης, δηλαδή 10 χρόνια.

Τα έξοδα της επένδυσης χωρίζονται σε τέσσερις κατηγορίες: στο αρχικό κεφάλαιο (25.290.000 €), στα έξοδα αντικατάστασης των εξαρτημάτων που έχει παρέλθει η διάρκεια ζωής τους (διάγραμμα, ροζ σειρά), στα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης (388.290 €/έτος καύσιμα και 623.080 €/έτος άλλες συντηρήσεις) και στις ετήσιες πληρωμές του δανείου (1.884.478 €). Επειδή η συγκεκριμένη επένδυση θεωρείται πως θα υλοποιηθεί από κάποιον κρατικό φορέα, τα έσοδά της υποτίθεται πως προέρχονται από τις ετήσιες αποταμιεύσεις από τη μη αγορά καυσίμων. Δηλαδή, μέσω του λογισμικού, πραγματοποιείται μια σύγκριση του εν λόγω συστήματος με την περίπτωση του να συνεχίζει η Αστυπάλαια να βασίζεται τις ενεργειακές της ανάγκες εξ' ολοκλήρου στα ορυκτά καύσιμα.



**Διάγραμμα 6.16:** Χρηματοροή της ενεργειακής επένδυσης Φ/Β-Α/Γ-Diesel-Συσσωρευτές.

Στο σενάριο όπου η Αστυπάλαια θα συνεχίζει να παράγει το 100% της απαιτούμενης ενέργειας από γεννήτριες diesel, θα απαιτούνται ετησίως 6.591.794 λίτρα καυσίμων, δηλαδή θα υπάρχει μια διαφορά κόστους, σε σχέση με την εξεταζόμενη περίπτωση, γύρω στα 4.000.000 €. Οι υψηλές αυτές αποταμιεύσεις έχουν ως αποτέλεσμα η επένδυση του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel-Συσσωρευτές να εμφανίζει ΚΠΑ στο τέλος της διάρκειας ζωής της γύρω στα 31.000.000 €. Κρίνοντας και από το διάγραμμα 6.17, η εν λόγω επένδυση μπορεί να εμφανίζει θετικές χρηματοροές λίγο πριν τα 3,5 χρόνια, παρουσιάζοντας Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης 32,9% (σχεδόν τριπλάσιο του επιτοκίου αναγωγής) και αναλογία Οφέλους-Κόστους 3,44.

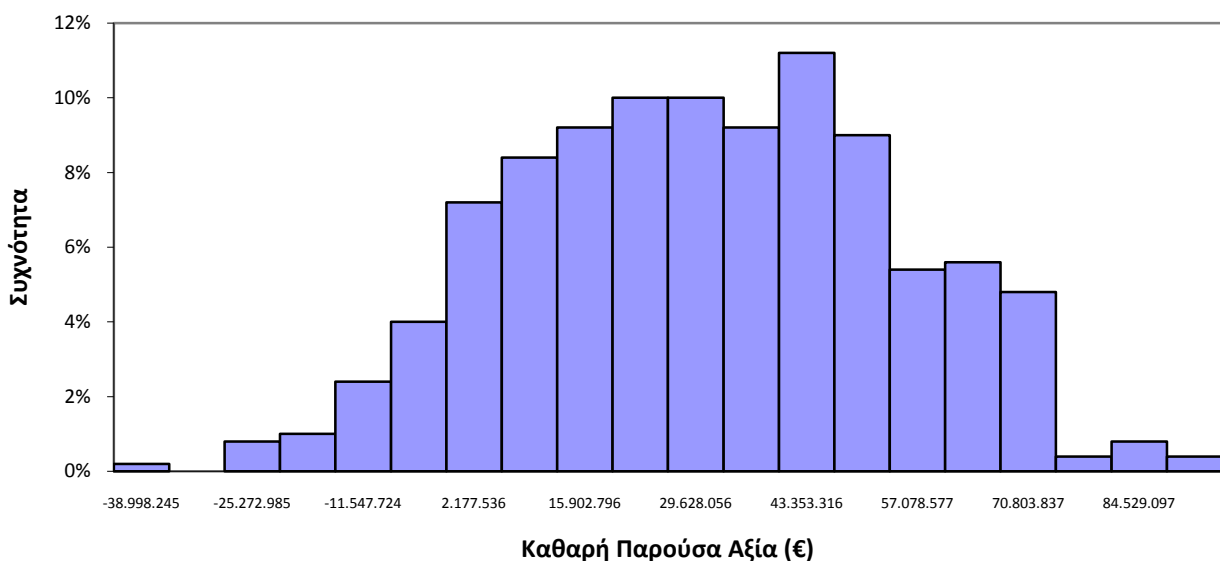


**Διάγραμμα 6.17:** Αθροισμα χρηματοροών ενεργειακής επένδυσης υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel-Συσσωρευτές της Αστυπάλαιας.

Η οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης αναδεικνύεται και μέσω της ανάλυσης ευαισθησίας των βασικών οικονομικών παραμέτρων της επένδυσης. Θεωρώντας ένα εύρος ευαισθησίας 50% για το αρχικό κόστος και το κόστος λειτουργίας και συντήρησης και ένα εύρος ευαισθησίας 100% για τις παραμέτρους όπως, το κόστος καυσίμου, το

τοκοχρεολύσιο, το επιτόκιο δανεισμού και την περίοδο δανεισμού, η ΚΠΑ φαίνεται να έχει αρνητική τιμή μόνο για το 8% όλων των πιθανών συνδυασμών των τιμών των παραπάνω παραμέτρων (Διάγραμμα 6.18). Το γεγονός αυτό δείχνει τη μικρή επιρροή που έχουν οι προαναφερθέντες παράγοντες στην οικονομική ελκυστικότητα της επένδυσης, παρόλο που δεν έχει ληφθεί υπόψη το ενδεχόμενο της επιχορήγησης.

Παράμετρος	Μονάδα	Τιμή	Εύρος (+/-)	Ελάχιστο	Μέγιστο
Αρχικά Κόστη	€	25.290.000	50%	12.645.000	37.935.000
Λειτουργία & Συντήρηση	€	623.080	50%	311.540	934.620
Κόστος Καυσίμου (προτεινόμενη περίπτωση)	€	328.291	100%	-	656.583
Κόστος Καυσίμου (βασική περίπτωση)	€	6.176.657	100%	-	12.353.315
Τοκοχρεολύσιο	%	50%	100%	0%	100%
Επιτόκιο Δανεισμού	%	8,00%	100%	0%	16,00%
Περίοδος Χρέους	έτος	10	100%	0	20



**Διάγραμμα 6.18:** Ανάλυση ευαισθησίας της ενεργειακής επένδυσης υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel-Συσσωρευτές της Αστυπάλειας.

#### 6.2.2.3. 100% Ενεργειακή Παραγωγή από ΑΠΕ

Όπως παρουσιάστηκε αναλυτικά στην παράγραφο 6.2.2.1, η υλοποίηση ενός υβριδικού συστήματος το οποίο θα τροφοδοτεί το φορτίο της Αστυπάλειας εξ' ολοκλήρου από ήπιες μορφές ενέργειας μοιάζει η λιγότερο οικονομικά συμφέρουσα λύση, πλην του παραδοσιακού τρόπου ηλεκτροπαραγωγής, ενώ αποτελεί την περιβαλλοντικά ιδανικότερη επένδυση, αφού εγγυάται μηδενικούς αέριους και στερεούς ρύπους. Η προσομοίωση με το λογισμικό HOMER έδειξε πως μεταξύ των λύσεων της πλήρους ενεργειακής αυτονομίας, πάντα η συνεργεία φωτοβολταϊκών συστημάτων και αιολικών μηχανών δίνει οικονομικότερα αποτελέσματα σε σχέση με την αποκλειστική χρήση οποιασδήποτε από τις δύο τεχνολογίες (Πίνακας 6.5).

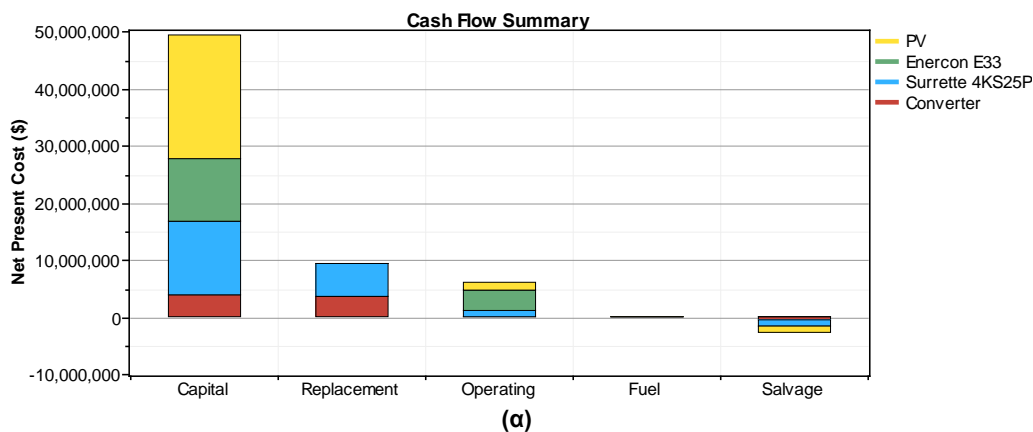


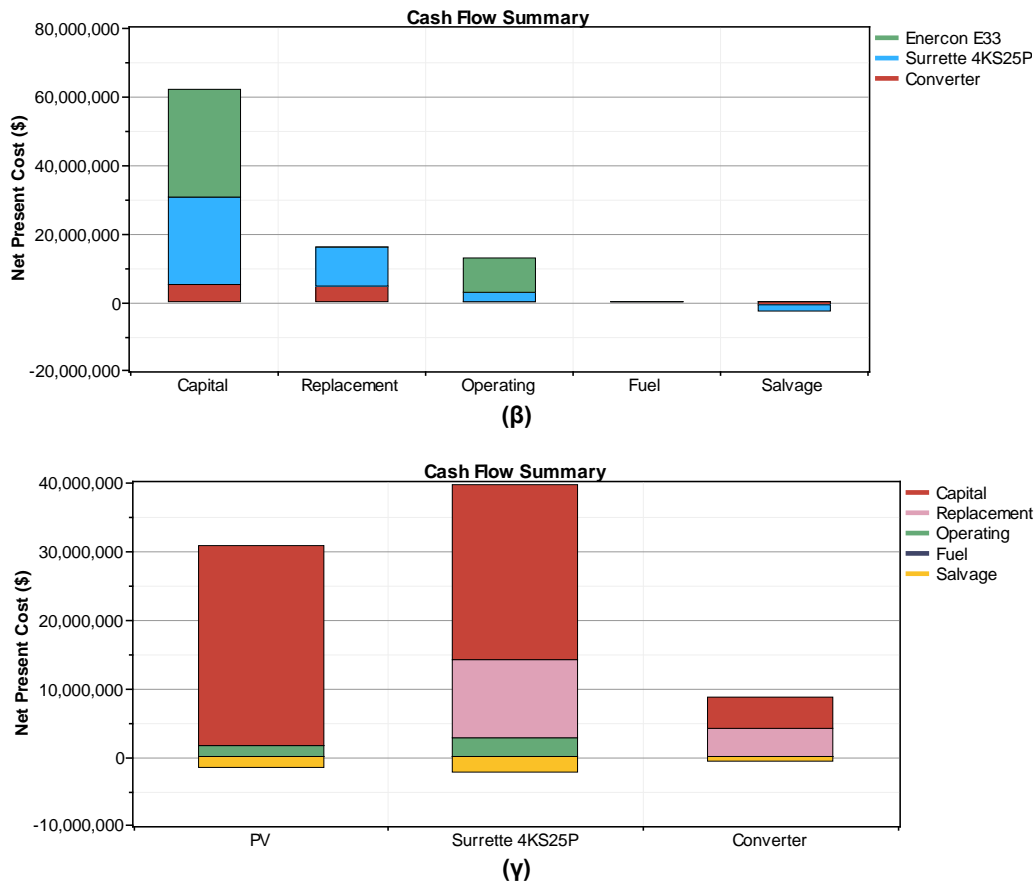
**Πίνακας 6.5:** Σύγκριση τεχνικών και οικονομικών χαρακτηριστικών τριών συστημάτων παραγωγής ενέργειας τα οποία αποτελούνται αποκλειστικά από ΑΠΕ.

	Φ/Β (KW)	Α/Γ	Συσσωρευτές	Μετατροπείς (KW)	Αρχικό Κεφάλαιο (€)	Τελικό NPC (€)	Κόστος Παραγωγής Ενέργειας (€/MWh)
<b>Σύστημα 1</b>	12.500	28	12.856	4.000	49.507.000	62.213.072	469
<b>Σύστημα 2</b>		80	25.712	5.000	63.392.000	88.275.968	666
<b>Σύστημα 3</b>	17.000		25.712	5.000	59.537.000	75.129.712	567

Σε περίπτωση υλοποίησης του Συστήματος 1 (Διάγραμμα 6.19), το μεγαλύτερο ποσοστό του αρχικού κεφαλαίου οφείλεται στην αγορά και εγκατάσταση των Φ/Β συστημάτων (21.562.500 €), ακολουθεί το κόστος αγοράς των μονάδων αποθήκευσης (26% του συνολικού κόστους αγοράς εγκατάστασης), έπεται η αγορά των αιολικών μηχανών (22% του συνόλου), ενώ τη μικρότερη συμβολή στο αρχικό κόστος έχουν οι μετατροπείς τάσης (4.000.000 €). Παράλληλα, το κόστος αντικατάστασης, το οποίο κατά 61% οφείλεται στην αντικατάσταση των συσσωρευτών μετά το πέρας της δωδεκαετίας, δεν αποτελεί περισσότερο από το 16% του τελικού NPC, ενώ το κόστος συντήρησης και λειτουργίας συμβάλλει κατά 10% στο αθροιστικό κόστος.

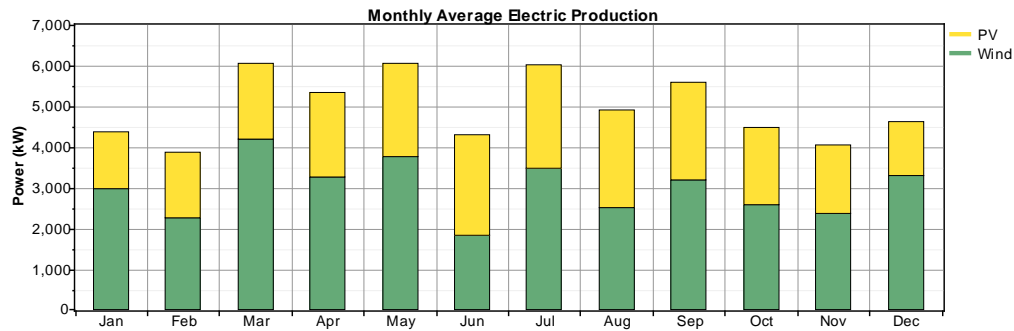
Όσον αφορά το Σύστημα 2, αυτό εμφανίζει παρόμοια οικονομικά χαρακτηριστικά με το Σύστημα 1, παρόλο που η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς τους διαφέρει κατά 4.660 KW. Όμως το υψηλότερο κόστος συντήρησης και λειτουργίας του Συστήματος 2, λόγω της ύπαρξης πολλών Α/Γ, το υψηλό κόστος αγοράς και εγκατάστασης των ΑΠΕ και το διπλάσιο σε σχέση με πριν κόστος αντικατάστασης, συντελούν στο να εμφανίζει υψηλότερο NPC έναντι του Συστήματος 1 κατά 26.062.896 €. Τέλος, η επιλογή του συστήματος 3 αποτελεί μια ενδιάμεση λύση, όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 6.19γ, με κόστος αντικατάστασης παρόμοιο αυτού του συστήματος 2 και κόστος Ο&Μ κατά 2.000.000 € μικρότερο από το αντίστοιχο του συστήματος 1. Όπως είναι λογικό, το υψηλό συνολικό κόστος των εν λόγω συστημάτων, το οποίο οφείλεται κατά 80% στο κόστος αγοράς και εγκατάστασης των συστημάτων, έχει ως αποτέλεσμα και το υψηλό κόστος παραγωγής ενέργειας (Πίνακας 6.10), το οποίο φτάνει στο διπλάσιο του κόστους ενέργειας του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel με αποθήκευση που αναλύθηκε στην παράγραφο 6.2.2.2.





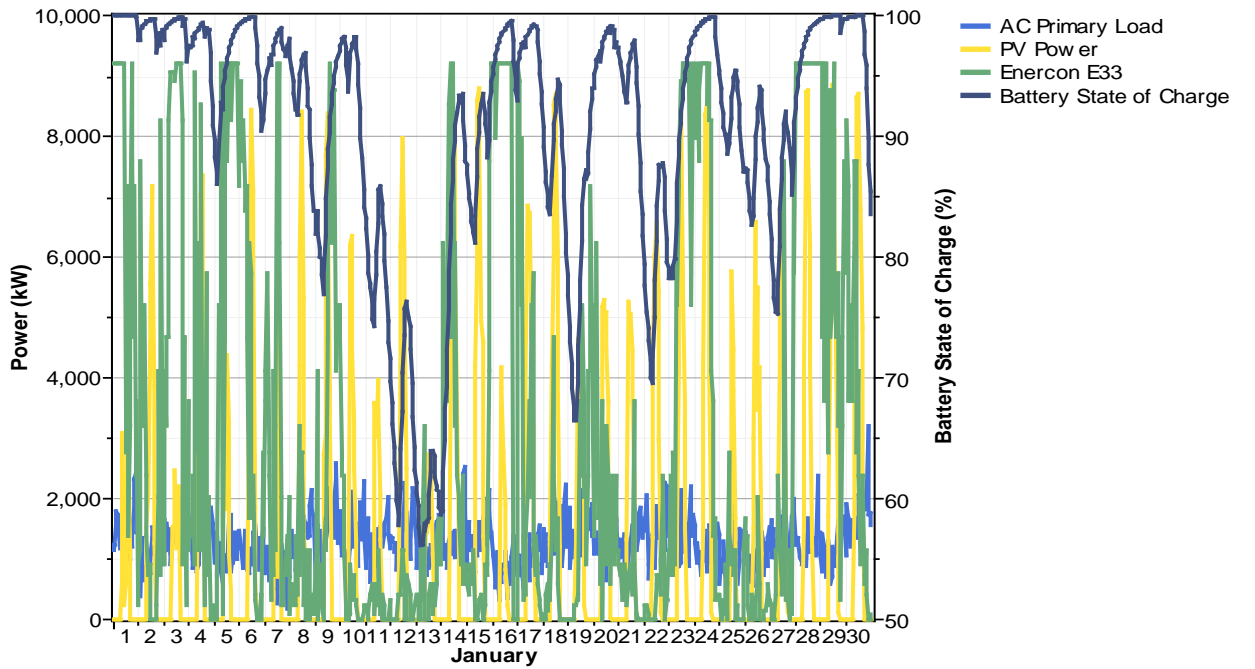
**Διάγραμμα 6.19:** Ανάλυση κόστους για κάθε ένα από τα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής αποκλειστικά από ΑΠΕ: Φ/Β-Α/Γ-Αποθήκευση (α), Α/Γ-Αποθήκευση (β), Φ/Β-Αποθήκευση (γ).

Στην περίπτωση επιλογής πλήρους αποδέσμευσης του νησιού από τον παραδοσιακό τρόπο παραγωγής ενέργειας, το αυτόνομο υβριδικό σύστημα θα πρέπει να υπερδιαστασιοποιηθεί προκειμένου να εξυπηρετεί το μελλοντικό φορτίο της Αστυπάλαιας. Μεταξύ των τριών παραπάνω προτάσεων, η οικονομικότερη λύση (Διάγραμμα 6.19α) απαιτεί την εγκατάσταση 28 Α/Γ 330 KW η καθεμία και φωτοβολταϊκών συστημάτων 12,5 MW. Το ετήσιο προφίλ της ενεργειακής παραγωγής θα είναι αυτό του διαγράμματος 6.20, όπου ξεχωρίζει η εντονότερη συμμετοχή της αιολικής ισχύος έναντι της ηλιακής και η περισσότερη παροχή ισχύος από τα Φ/Β τις περιόδους περισσότερης ηλιοφάνειας (Απρίλιος-Σεπτέμβριος). Ταυτόχρονα, προκειμένου να εξυπηρετούνται οι καταναλώσεις τις χρονικές περιόδους όπου η ένταση ανέμου ή/και ηλιακής ακτινοβολίας δεν εγγυώνται επαρκή ηλεκτρισμό, απαιτείται η παρουσία μεγάλης ισχύος ΑΠΕ, η οποία συνεπάγεται και μεγάλες ποσότητες ενέργειας που δεν μπορεί να απορροφήσει το φορτίο. Στην προκειμένη περίπτωση, το 60% της ετήσιας ενεργειακής παραγωγής (26.203 MWh) οφείλεται στις Α/Γ, ενώ το υπόλοιπο 40% στα Φ/Β. Από τη συνολική ετήσια παραγωγή μόνο το 31% αξιοποιείται, ενώ οι 30.023 MWh/έτος θεωρούνται απορριπτόμενη από το σύστημα ενέργεια.

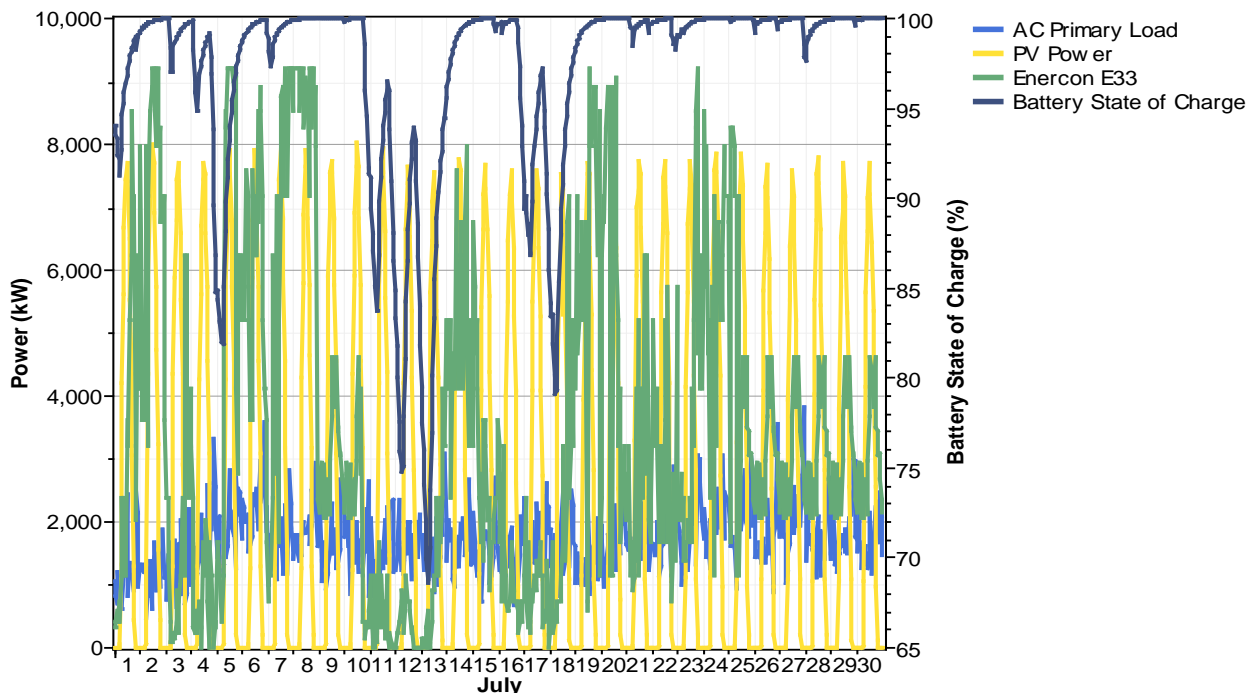


**Διάγραμμα 6.20:** Συμμετοχή αιολικής και ηλιακής ισχύος στο ετήσιο ενεργειακό προφίλ του αυτόνομου υβριδικού συστήματος.

Εξετάζοντας σε μεγαλύτερο βάθος τα τεχνικά χαρακτηριστικά του συστήματος διαπιστώνεται πως η μέση μηνιαία παραγωγή ηλεκτρισμού από αιολικές μηχανές κυμαίνεται από 1,5 φορές (Ιούνιος) έως 4 φορές (Μάρτιος) μεγαλύτερη από τις αντίστοιχες μέσες μηνιαίες ανάγκες, ενώ αντίθετα η μέση παραγωγή από Φ/Β κυμαίνεται από 100% (Δεκέμβριος) έως 200% (Μάιος) του μέσου μηνιαίου φορτίου. Ενδεικτικά, στα επόμενα δυο διαγράμματα φαίνεται το μηνιαίο ενεργειακό ισοζύγιο για ένα μήνα του χειμώνα (Ιανουάριος) και ένα μήνα του καλοκαιριού (Ιούλιος). Και το ενεργειακό ισοζύγιο και των δύο μηνών φαίνεται να έχει παρόμοια μορφή, με κύρια χαρακτηριστικά την έντονη διακύμανση της παραγωγής από της αιολικές μηχανές, γεγονός που οφείλεται στη διακύμανση των ταχυτήτων του ανέμου, και την ισορροπημένη συμμετοχή των φωτοβολταϊκών. Ακόμα, γίνεται αντιληπτό πως σε περιόδους χαμηλής εντάσεως ανέμου και ηλιακής ακτινοβολίας (π.χ. ημέρες 10-13 στο διάγραμμα 6.21α) το φορτίο εξυπηρετείται από τους συσσωρευτές, οι οποίοι έχουν φορτιστεί επαρκώς τις περιόδους υψηλού ανανεώσιμου δυναμικού (π.χ. ημέρες 7-9 στο διάγραμμα 6.21α).



(α)

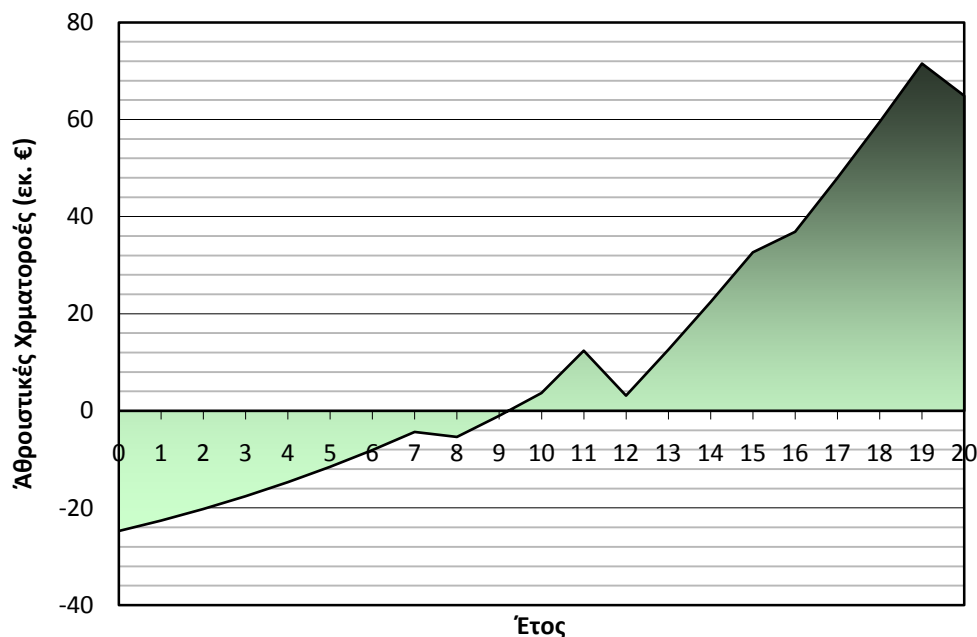


(β)

**Διάγραμμα 6.21:** Ενεργειακό ισοζύγιο υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Συσσωρευτές για του μήνες Ιανουάριο (α) και Ιούλιο (β).

Εξετάζοντας λεπτομερέστερα την οικονομική βιωσιμότητα της ενεργειακής επένδυσης που θα ανεξαρτητοποιείται πλήρως από το πετρέλαιο, παρατηρήσαμε πως μια τέτοια λύση έχει τελικό κόστος στην 20ετή περίοδο λειτουργίας της 55% μεγαλύτερο σε σχέση με την επένδυση Φ/Β-Α/Γ-Diesel-Συσσωρευτές, όπου μόλις το 3% του ετήσιου φορτίου καλύπτεται από ντιζελογεννήτρια 3.000 KW, οι μονάδες ενεργειακής αποθήκευσης που απαιτούνται είναι οι μισές και η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς του αιολικού πάρκου αποτελεί το 78% της παρούσας περίπτωσης.

Έτσι, με δεδομένο πως η ενεργειακή επένδυση γίνεται με του ίδιους οικονομικούς όρους που έχουν υποτεθεί για τα υβριδικά συστήματα των παραγράφων 6.2.2.1 και 6.2.2.2, δηλαδή ποσό δανειοδότησης ίσο με το 50% του αρχικού κεφαλαίου, πληθωρισμός 3%, επιτόκιο αναγωγής 10%, επιτόκιο δανεισμού 8%, κυλιόμενος φόρος κόστους καυσίμου 4% και περίοδος χρέους 10 έτη, η εξέλιξη των χρηματοροών τα 20 χρόνια λειτουργίας της επένδυσης εμφανίζουν την αρνητική μορφή του διαγράμματος 6.22. Είναι εμφανές πως το πολύ υψηλό κόστος αγοράς των συστημάτων, σε συνδυασμό με το κόστος αντικατάστασης συσσωρευτών και μετατροπών τάσης, καταφέρνουν να ισοσταθμίσουν τα 6.177.000 €/έτος που προέρχονται από τη μη χρήση των γεννητριών diesel. Υπό τις συγκεκριμένες οικονομικές συνθήκες, η εν λόγω ενεργειακή επένδυση παρουσιάζει θετική ΚΠΑ 6.147.505 €, Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης μόλις 12,7%, Αναλογία Οφέλους-Κόστους 1,25, ενώ η αποπληρωμή της επένδυσης μπορεί να γίνει στο 9<sup>ο</sup> έτος του οικονομικού της κύκλου ζωής. Από τα παραπάνω γίνεται αντιληπτό πως και σε αυτή την περίπτωση, όπου το Καθαρό Παρόν Κόστος είναι αρκετά αυξημένο, η επένδυση μπορεί να θεωρηθεί βιώσιμη. Παρόλα αυτά, δεν εμφανίζει βιωσιμότητα του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel-Συσσωρευτές, στην οποία ο επενδυτής μπορεί να πετύχει διπλασιασμό του αρχικού κεφαλαίου του στο 14<sup>ο</sup> έτος λειτουργίας της. Στην περίπτωση μη συμμετοχής γεννητριών diesel σε ένα σύστημα Φ/Β-Α/Γ με αποθήκευση, ο διπλασιασμός του κεφαλαίου είναι αδύνατος μέσα στην εικοσαετή λειτουργία της εγκατάστασης.



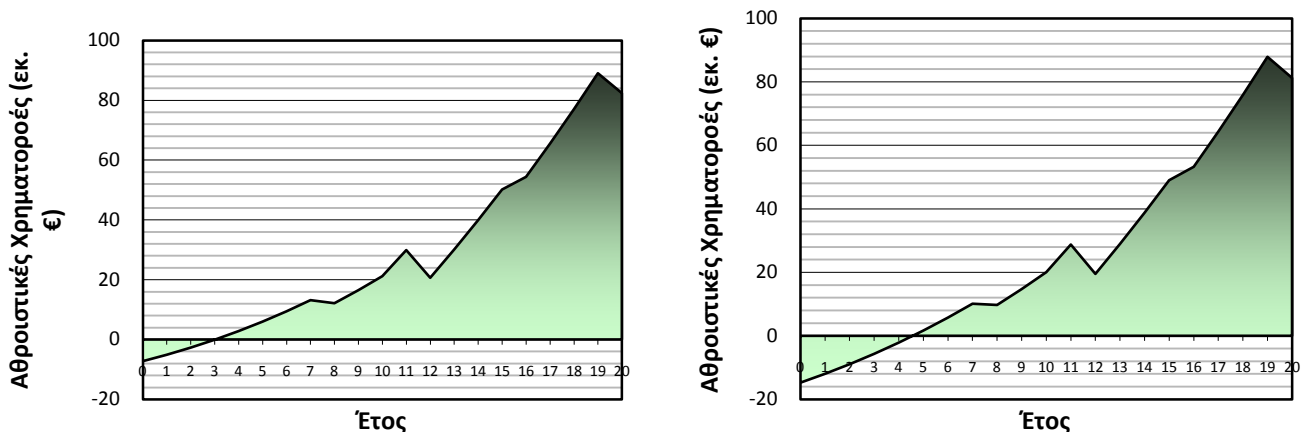
**Διάγραμμα 6.22:** Εικοσαετής εξέλιξη χρηματοροών για το υβριδικό σύστημα Φ/Β-Α/Γ με αποθήκευση.

Η ανάλυση ευαισθησίας (Πίνακας 6.6) έδειξε πως η συγκεκριμένη ενεργειακή επένδυση μπορεί να θεωρηθεί συμφέρουσα σε αυτό το αρχικό κόστος για κάθε διακύμανση του επιτοκίου ή του ύψους δανεισμού. Βέβαια σε περιπτώσεις όπου τα αρχικά κόστη ξεπερνούν κατά 20% το αρχικώς υπολογισθέν κεφάλαιο, ο ΕΒΑ της επένδυσης αρχίζει να παίρνει τιμές μικρότερες του 10%.

**Πίνακας 6.6:** Ανάλυση ευαισθησίας στον ΕΒΑ για το υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής Φ/Β-Α/Γ με αποθήκευση ενέργειας.

		Αρχικά κόστη (€)				
Τιμή	Μεταβολή	19.802.600	34.654.550	49.506.500	64.358.450	79.210.400
<b>Κόστος καυσίμου - βασική περίπτωση (€)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>2.470.663</b>	-60%	αρνητικό	αρνητικό	αρνητικό	αρνητικό	αρνητικό
<b>4.323.660</b>	-30%	26,5%	9,1%	1,9%	-2,3%	-5,3%
<b>6.176.657</b>	0%	47,8%	22,5%	<b>12,7%</b>	7,3%	3,7%
<b>8.029.654</b>	30%	67,8%	34,2%	21,2%	14,2%	9,8%
<b>9.882.652</b>	60%	87,4%	45,5%	29,1%	20,5%	15,1%
<b>Επιτόκιο δανεισμού (%)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>3,20%</b>	-60%	50,7%	25,0%	14,9%	9,3%	5,6%
<b>5,60%</b>	-30%	49,3%	23,8%	13,8%	8,3%	4,7%
<b>8,00%</b>	0%	47,8%	22,5%	<b>12,7%</b>	7,3%	3,7%
<b>10,40%</b>	30%	46,3%	21,2%	11,5%	6,3%	2,8%
<b>12,80%</b>	60%	44,7%	19,9%	10,4%	5,2%	1,8%
<b>Τοκοχρεολύσιο (%)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>20%</b>	-60%	35,6%	18,8%	11,6%	7,4%	4,5%
<b>35%</b>	-30%	40,4%	20,3%	12,1%	7,3%	4,1%
<b>50%</b>	0%	47,8%	22,5%	<b>12,7%</b>	7,3%	3,7%
<b>65%</b>	30%	61,2%	26,0%	13,5%	7,2%	3,2%
<b>80%</b>	60%	93,8%	33,2%	14,8%	7,0%	2,5%

Παρόλο που η οικονομική απόδοση της συγκεκριμένης επένδυσης φαίνεται κάπως αδιάφορη με τις προαναφερθείσες οικονομικές παραμέτρους, η επιδότηση μέρους αυτής φαίνεται να βελτιώνει την εικόνα, σύμφωνα και με το διάγραμμα 6.23α. Εάν θεωρηθεί πως επιδοτείται το έργο με ένα ποσό της τάξεως του 35% του κόστους εκκίνησης και το 15% προέλθει από ίδια κεφάλαια, τότε με επιτόκιο δανεισμού 8% και περίοδο αποπληρωμής χρέους 10 χρόνια η επένδυση παρουσιάζει θετική ΚΠΑ 23.675.000 € και Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης 36,8% (Διάγραμμα 6.23α). Εναλλακτικά, με μειωμένη επιδότηση (π.χ. 20%) η επένδυση πάλι στο τέλος του κύκλου ζωής της θα έχει σχεδόν διπλασιάσει το αρχικό κεφάλαιο (Διάγραμμα 6.23β), εάν και εφόσον το επιτόκιο δανεισμού μειωθεί κατά 4 μονάδες, δηλαδή γίνει 4%. Από τα παραπάνω γίνεται αντιληπτή η σπουδαιότητα των οικονομικών κινήτρων για τη μακροπρόθεσμη απόδοση μιας ενεργειακής επένδυσης. Η αύξηση των επιδοτήσεων από κρατικούς ή ευρωπαϊκούς φορείς και η σύναψη χαμηλότοκου δανείου με μεγάλη περίοδο αποπληρωμής μπορεί να δώσουν θετικό πρόσημο στις ετήσιες αποταμιεύσεις και αθροιστικά να εγγυηθούν την υψηλή οικονομική απόδοση μιας ενεργειακής επένδυσης που βασίζεται εξ' ολοκλήρου σε ΑΠΕ.



(α)

(β)

**Διάγραμμα 6.23:** Εικοσαετής εξέλιξη χρηματοροών για το υβριδικό σύστημα Φ/Β-Α/Γ-Συσσωρευτές με επιδότηση 35% και επιτόκιο δανεισμού 8% (α) και επιδότηση 20% και επιτόκιο δανεισμού 4% (β).

Η διαφορετική οικονομική απόδοση της επένδυσης με διαφορετικά οικονομικά κριτήρια κάθε φορά διαπιστώνεται και μέσω της ανάλυσης ευαισθησίας που παρουσιάζεται στον πίνακα 6.7. Για ακόμα μια φορά, θεωρώντας επιδότηση της τάξεως του 35% και ίδια κεφάλαια 15%, οι διαφορετικές τιμές του αρχικού κόστους σε σχέση με το επιτόκιο δανεισμού, την περίοδο δανεισμού και το ύψος του δανείου δίνουν διαφορετική ΚΠΑ και χαρακτηρίζουν την ελκυστικότητα της επένδυσης. Χαρακτηριστικά, για ίδια τιμή κόστους η ΚΠΑ αυξάνεται όσο η περίοδος χρέους αυξάνεται, το δανειακό επιτόκιο μειώνεται και το ποσοστό των ιδίων κεφαλαίων μειώνεται.

**Πίνακας 6.7:** Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ για το υβριδικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής Φ/Β-Α/Γ-Συσσωρευτές με επιδότηση 35%.

		Αρχικά κόστη (€)				
Τιμή		24.753.250	37.129.875	49.506.500	61.883.125	74.259.750
Μεταβολή		-50%	-25%	0%	25%	50%
<b>Περίοδος Χρέους (έτος)</b>						
Τιμή						
Μεταβολή						
5	-50%	46.967.516	34.903.852	22.840.189	10.776.525	-1.287.138
8	-25%	47.726.267	36.041.979	24.357.690	12.673.402	989.114
10	0%	47.384.674	35.529.589	<b>23.674.505</b>	11.819.420	-35.664
13	25%	47.799.476	36.151.793	24.504.109	12.856.426	1.208.742
15	50%	47.720.166	36.032.827	24.345.489	12.658.150	970.811
<b>Επιτόκιο δανεισμού (%)</b>						
Τιμή						
Μεταβολή						
4,00%	-50%	49.342.065	38.465.675	27.589.286	16.712.897	5.836.508
6,00%	-25%	48.385.595	37.030.971	25.676.348	14.321.724	2.967.100
8,00%	0%	47.384.674	35.529.589	<b>23.674.505</b>	11.819.420	-35.664
10,00%	25%	46.341.593	33.964.968	21.588.343	9.211.718	-3.164.907
12,00%	50%	45.258.749	32.340.702	19.422.655	6.504.607	-6.413.440
<b>Τοκοχρεολύσιο (%)</b>						
Τιμή						
Μεταβολή						
25%	-50%	46.863.133	34.747.279	22.631.424	10.515.569	-1.600.286
38%	-25%	47.123.904	35.138.434	23.152.964	11.167.495	-817.975
50%	0%	47.384.674	35.529.589	<b>23.674.505</b>	11.819.420	-35.664
63%	25%	47.645.444	35.920.745	24.196.045	12.471.346	746.647
75%	50%	47.906.214	36.311.900	24.717.586	13.123.272	1.528.957

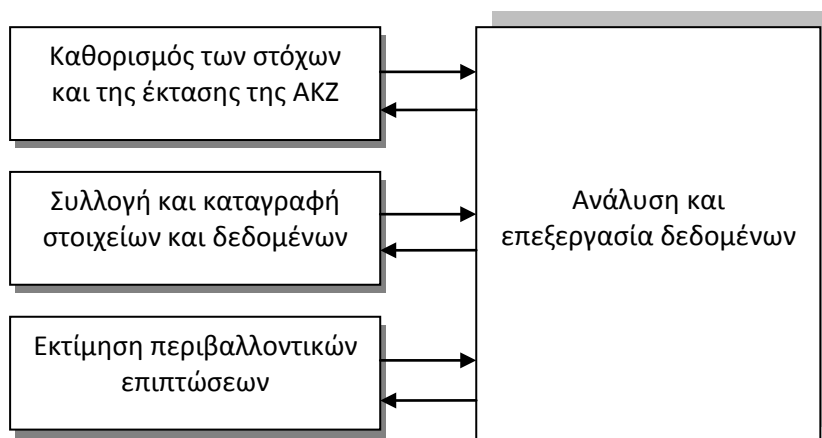
### 6.2.3. Αποτελέσματα Περιβαλλοντικής Αξιολόγησης

Κατά τη διάρκεια της ζωής ενός προϊόντος όλες οι διαδικασίες και οι δραστηριότητες που λαμβάνουν χώρα έχουν επιπτώσεις στο περιβάλλον λόγω της κατανάλωσης πόρων, των εκπομπών από τα συστατικά στο φυσικό περιβάλλον και άλλων περιβαλλοντικών αλληλεπιδράσεων. Η Ανάλυση Κύκλου Ζωής (ΑΚΖ) είναι ένα διαγνωστικό εργαλείο, το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τη σύγκριση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων που προκαλούνται κατά την παραγωγή διαφορετικών προϊόντων ή κατά την παραγωγή του ίδιου προϊόντος υπό διαφορετικές συνθήκες παραγωγικής διαδικασίας. Στόχος είναι να εξαχθούν αντιπροσωπευτικά και ασφαλή συμπεράσματα τα οποία μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τη μείωση των προκαλούμενων επιπτώσεων, για τη βελτίωση της ποιότητας του προϊόντος ή ακόμη και για το σχεδιασμό νέων προϊόντων και παραγωγικών διαδικασιών.

Στην περίπτωση της συγκεκριμένης εργασίας, το προϊόν του οποίου ο κύκλος ζωής εξετάζεται είναι ο παραγόμενος ηλεκτρισμός στο νησί της Αστυπάλλιας. Σκοπός είναι να αξιολογηθούν και να συγκριθούν τα αποτελέσματα εκπομπής αέριων ρύπων μεταξύ των διαφορετικών συστημάτων παραγωγής ενέργειας και συγκεκριμένα να αποτιμηθούν οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις τριών ενεργειακών συστημάτων: της αποκλειστικής χρήσης diesel, της αποκλειστικής χρήσης ΑΠΕ και της χρήσης ΑΠΕ με μικρή συμμετοχή diesel.

Τα κύρια στάδια για την ανάπτυξη της Ανάλυσης Κύκλου Ζωής ενός προϊόντος (Σχήμα 6.1) είναι τα εξής:

1. Καθορισμός του σκοπού και των στόχων της ανάλυσης.
2. Σχεδιασμός του υπολογιστικού μοντέλου που περιγράφει τον κύκλο ζωής του προϊόντος και καθορισμός των εισροών και εκροών του συστήματος (στο στάδιο αυτό λαμβάνει χώρα συλλογή και αξιολόγηση των απαιτούμενων δεδομένων).
3. Προσδιορισμός των αντίστοιχων περιβαλλοντικών επιδράσεων για κάθε εισροή και εκροή του συστήματος.
4. Εισαγωγή των στοιχείων στο υπολογιστικό μοντέλο - Εξαγωγή και αξιολόγηση αποτελεσμάτων.



**Σχήμα 6.1:** Σχηματική παρουσίαση των σταδίων ανάπτυξης της ΑΚΖ.

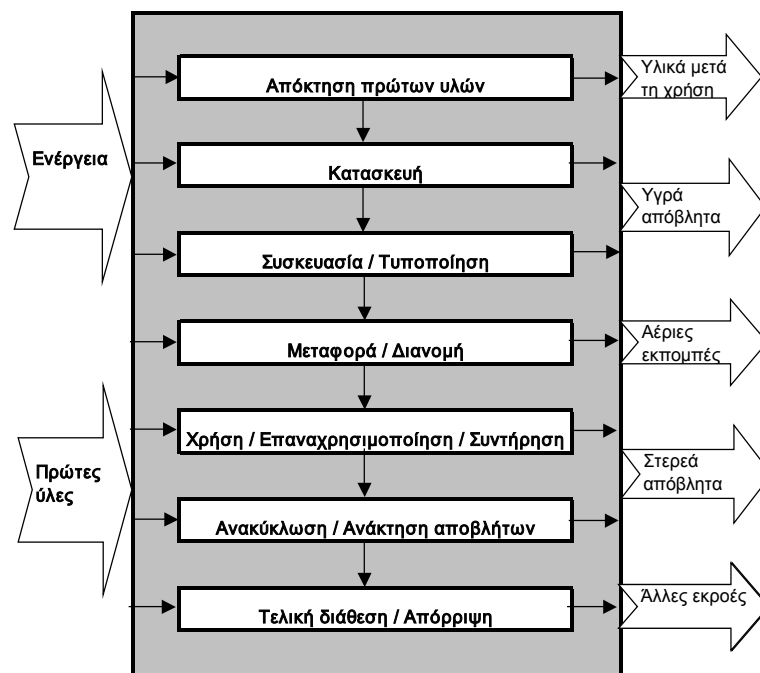
Στο πρώτο στάδιο μιας μελέτης ΑΚΖ περιλαμβάνεται ο καθορισμός του σκοπού της μελέτης και του αντικείμενού της, ο προσδιορισμός της λειτουργικής μονάδας και η υιοθέτηση μιας διαδικασίας εκτίμησης της ποιότητας δεδομένων της μελέτης. Στην



παρούσα ανάλυση κύκλου ζωής, σκοπός της εργασίας είναι η διερεύνηση των δυνατοτήτων των ΑΠΕ, υβριδικών και μη, σε μεγάλης κλίμακας εγκαταστάσεις για την τροφοδότηση νησιών (στη συγκεκριμένη περίπτωση η Αστυπάλαια) με ηλεκτρική ενέργεια. Επίσης μελετώνται οι ενεργειακές και περιβαλλοντικές παράμετροι που συνοδεύουν αυτά τα συστήματα, συγκρίνοντας τις υποθέσεις των υβριδικών συστημάτων μεταξύ τους αλλά και με το υπάρχον ενεργειακό σύστημα τροφοδότησης με ηλεκτρική ενέργεια της Αστυπάλαιας, που είναι συμβατικές ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες καύσης diesel.

Παρόλο που μια ολοκληρωμένη ΑΚΖ θα απαιτούσε τη μελέτη κάθε τμήματος ενός υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, δηλαδή των ανεμογεννητριών, των φωτοβολταϊκών συστημάτων, των γεννητριών diesel, των συσσωρευτών και όλων των λοιπών μηχανικών και ηλεκτρικών μερών. Στη συγκεκριμένη μελέτη, βασική λειτουργική μονάδα αποτελεί η μηχανή καύσης diesel και οι περισσότεροι υπολογισμοί γίνονται με βάση αυτή τη μονάδα αναφοράς. Η ντιζελογεννήτρια και συγκεκριμένα η κατανάλωση ελαφριού καυσίμου αποτελεί τη βασική αιτία παραγωγής ρυπογόνων για την ατμόσφαιρα αερίων και ταυτόχρονα είναι από τα συστήματα για τα οποία οι επιβλαβείς επιδράσεις τους στο περιβάλλον μπορούν να ποσοτικοποιηθούν με μεγαλύτερη ευκολία.

Η δεύτερη φάση μιας μελέτης ΑΚΖ αφορά στη συλλογή και την επεξεργασία των δεδομένων, εργασία που απαιτεί εντατική δουλειά και υψηλό κόστος. Κατά το στάδιο της απογραφής δεδομένων, κάθε προϊόν παρουσιάζεται ως ένα σύστημα που προσδιορίζεται από ένα σύνολο διεργασιών που συνδέονται υλικά και ενεργειακά. Η βασική αρχή στην ανάπτυξη του αντίστοιχου μοντέλου είναι ο προσδιορισμός και η περιγραφή όλων των μεμονωμένων σταδίων που αποτελούν τον πλήρη κύκλο ζωής του προϊόντος, όπως προμήθεια και επεξεργασία των πρώτων υλών, η μετατροπή τους σε ενδιάμεσα και τελικά προϊόντα, η μεταφορά πρώτων υλών και παραγόμενων προϊόντων, η προώθηση – διανομή του προϊόντος στον καταναλωτή, η χρήση του προϊόντος και η διαχείρισή του μετά την ολοκλήρωση του κύκλου ζωής του (Σχήμα 6.2).



Σχήμα 6.2: Σχηματική παρουσίαση της διαδικασίας Ανάλυσης Κύκλου Ζωής ενός προϊόντος.

Στη συγκεκριμένη εργασία, η μελέτη της ΑΚΖ γίνεται με βάση τη ροή των διεργασιών του πετρελαίου που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Τα όρια του συστήματος του κύκλου ζωής του πετρελαίου που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρισμού που εξετάζεται περιλαμβάνουν την εξόρυξη και τη μεταφορά του αργού πετρελαίου, τη διύλισή του, τη μεταφορά του καυσίμου (heavy oil/μαζούτ) στη μονάδα παραγωγής και την κατασκευή/αποσυναρμολόγηση και λειτουργία των εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρισμού (European Commission, 1995). Η ανάλυση που γίνεται βασίζεται σε μελέτη που έγινε για την εγκατάσταση του ΑΗΣ Αθρινόλακκου (NTUA, 1997).

Σε αυτό το σημείο θα πρέπει να τονιστεί, πως μια ολοκληρωμένη προσέγγιση στο θέμα της ΑΚΖ ενός υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής θα πρέπει να περιλαμβάνει όλα τα στοιχεία του συστήματος και όλες τις διεργασίες που πραγματοποιούνται στη διάρκεια του κύκλου ζωής τους. Συγκεκριμένα για τα συστήματα των Φ/Β, των Α/Γ, των συσσωρευτών και των άλλων ηλεκτρονικών ή μη στοιχείων θα πρέπει να αξιολογηθεί το μέγεθος των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, υπολογίζοντας τις απαιτήσεις σε ενέργεια και πρώτες ύλες για τα στάδια κύκλου ζωής αυτών των επιμέρους συστημάτων. Επί παραδείγματι, τέτοιες διεργασίες μπορούν να θεωρηθούν η παραγωγή ηλιακών κυψελών, τα στάδια παραγωγής της τελικής μορφής μιας Α/Γ, η απαιτούμενη ενέργεια για τη μεταφορά των τμημάτων ΑΠΕ στον τόπο εγκατάστασής τους, η παραγωγή μπαταριών (ηλεκτρολύτες, πλαστικό), κ.α. Στην παρούσα φάση, οι εν λόγω διεργασίες δεν μπορούν να ληφθούν υπόψη εξαιτίας της έλλειψης επαρκών δεδομένων και έτσι η ΑΚΖ βασίζεται εν γένει στα στάδια κύκλου ζωής του ελαφριού καυσίμου που χρησιμοποιούν οι γεννήτριες diesel. Παρόλα αυτά, σε επόμενη εργασία, η μελέτη ΑΚΖ και στα υπόλοιπα δομικά στοιχεία του υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μπορεί να δώσει μια ολοκληρωμένη εικόνα για τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις των υποσυστημάτων, σε όλα τα στάδια της ζωής αυτών, και του υβριδικού συστήματος ως συνόλου.

Τα χαρακτηριστικά του καυσίμου πετρελαίου που χρησιμοποιείται σε έναν τυπικό αυτόνομο σταθμό παραγωγής ενέργειας φαίνονται στον πίνακα 6.8, ενώ στον πίνακα 6.9 παρουσιάζονται οι ρύποι που προκύπτουν από το σύστημα για παραγωγή ηλεκτρισμού από πετρέλαιο και οι οποίοι χρησιμοποιούνται για τη μετέπειτα περιβαλλοντικά αξιολόγηση.

**Πίνακας 6.8:** Χαρακτηριστικά καυσίμου για τη μονάδα παραγωγής ηλεκτρισμού από πετρέλαιο (1997).

Στοιχείο	Ποσοστό (%) κ.β.
Άνθρακας	86
Υδρογόνο	11,6
Θείο	1,2
Οξυγόνο	0,9
Άζωτο	0,3

**Πίνακας 6.9:** Συνολική εκπομπή αέριων ρύπων του συστήματος παραγωγής ηλεκτρισμού από πετρέλαιο.

Στάδιο κύκλου ζωής πετρελαίου	Τύπος εκπομπής (kg/MWh)					
	CO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	PM <sub>10</sub> (air)	CO	HC
Παραγωγή ηλεκτρισμού	738	1,357	3,148	0,302	-	-
Μεταφορά και διύλιση αργού πετρελαίου	38,875	0,0898	0,479	0,0106	0,0126	0,0488
Μεταφορά πετρελαίου (μαζούτ)	2,013	0,00464	0,0364	0,000832	0,000238	0,000238
Κατασκευή/αποσυναρμολόγηση μονάδας παραγωγής	0,057	0,000131	0,00102	0,0000226	0,0000071	-
<b>Συνολική εκπομπή ρύπων</b>	<b>778,95</b>	<b>1,451</b>	<b>3,644</b>	<b>0,3135</b>	<b>0,01285</b>	<b>0,049</b>

Το τρίτο στάδιο της μελέτης ΑΚΖ, το οποίο περιλαμβάνει την εκτίμηση των επιπτώσεων, αποτελεί μια τεχνική, ποσοτική ή και ποιοτική διαδικασία για να μπορέσει ο μελετητής να χαρακτηρίσει και να εκτιμήσει τις συνέπειες των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, οι οποίες προσδιορίζονται στο στάδιο της απογραφής των δεδομένων (Κορωναίος, 2006). Η εκτίμηση επιπτώσεων αποτελείται από τρία μέρη: 1) ταξινόμηση, 2) χαρακτηρισμός, 3) κανονικοποίηση και αξιολόγηση.

Στη φάση της ταξινόμησης (classification), οι πληροφορίες από την απογραφή των δεδομένων, δηλαδή τα περιβαλλοντικά φορτία, αντιστοιχίζονται στις διάφορες δυνατές κατηγορίες επιπτώσεων. Το πιθανότερο είναι ότι κάποιες από τις υπολογισθείσες εκπομπές συνεισφέρουν σε περισσότερες από μία επιπτώσεις. Οι επιπτώσεις ταξινομούνται σε τρία γενικά επίπεδα προστασίας:

- της εξάντλησης των φυσικών πόρων,
- της ανθρώπινης υγείας και
- της υγείας του οικοσυστήματος.

Πιο συγκεκριμένα, οι διάφορες κατηγορίες επιπτώσεων μπορεί να είναι η παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας (φαινόμενο θερμοκηπίου), η όξινη βροχή, ο ευτροφισμός, η καταστροφή του στρώματος του όζοντος, ο σχηματισμός φωτοχημικών οξειδωτικών μέσων, η οικολογική τοξικότητα, η ανθρώπινη τοξικότητα.

Το βήμα του χαρακτηρισμού (characterization) στοχεύει στην ποσοτικοποίηση και συνάθροιση των ενδεχόμενων επιπτώσεων, που κανονικοποιούνται στην λειτουργική μονάδα του συστήματος που εξετάζεται. Χρησιμοποιούνται ισοδύναμοι παράγοντες (συντελεστές) για τις διάφορες περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Για παράδειγμα, μελετώντας την παγκόσμια αύξηση της θερμοκρασίας ή φαινόμενο του θερμοκηπίου (Global Warming Potential, GWP), οι ξεχωριστές εκπομπές των γνωστών αερίων του θερμοκηπίου, ανάγονται στην ισοδύναμη ποσότητα gr ή kg CO<sub>2</sub>. Πολλαπλασιάζοντας κάθε εκπομπή κάποιου ενδεχόμενου αερίου του θερμοκηπίου με τον παράγοντα GWP του (συντελεστές για το φαινόμενο του θερμοκηπίου) μπορούν εύκολα να αθροιστούν οι τιμές που λήφθηκαν. Το αποτέλεσμα από κάθε πολλαπλασιασμό μπορούν επομένως να εκφραστούν στην ισοδύναμη μάζα του διοξειδίου του άνθρακα και συνεπώς να προστεθούν, κάτι το οποίο καταλήγει σε μια συνολική τιμή για το φαινόμενο αυτό.

Η κανονικοποίηση (normalization) είναι ένα προαιρετικό στοιχείο, το οποίο συσχετίζει όλες τις τιμές των επιπτώσεων μιας λειτουργικής μονάδας με μια κατάσταση αναφοράς. Η κατάσταση αναφοράς μπορεί να διαφέρει ανά κατηγορία επιπτώσεων και είναι η συμβολή

κάποιας περιοχής σε κάποια χρονική περίοδο στο τύπο του προβλήματος. Στην παρούσα εργασία, η μέθοδος Eco-indicator 95 για τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις που βλάπτουν τα οικοσυστήματα ή την ανθρώπινη υγεία σε Ευρωπαϊκή κλίμακα χρησιμοποιείται (Πίνακας 6.10). Η κανονικοποίηση δεν αποκαλύπτει τίποτα για τη σχετική σπουδαιότητα αυτών των αποτελεσμάτων. Ένα διάγραμμα κανονικοποιημένων τιμών θα δείξει μόνο σε ποια προβλήματα το σύστημα του προϊόντος συμβάλει το μέγιστο. Οι παράγοντες αξιολόγησης χρησιμοποιούνται γι' αυτό το λόγο (Πίνακας 6.10). Οι παράγοντες αξιολόγησης (evaluation) σταθμίζουν τα αποτελέσματα της κανονικοποίησης ώστε να αποτιμηθεί η σοβαρότητα των περιβαλλοντικών επιπτώσεων, που μετريέται σε σημεία οικο-δείκτη. Οι τυποποιημένοι οικο-δείκτες μπορούν να θεωρηθούν ως αδιάστατοι αριθμοί. Η απόλυτη τιμή των οικο-δείκτων δεν έχει σημασία (Κορωνάιος et al., 2005). Κεντρικός σκοπός είναι να συγκριθούν οι σχετικές διαφορές μεταξύ των διαφόρων διαδικασιών παραγωγής ηλεκτρισμού. Τέλος, τα αποτελέσματα της αξιολόγησης προστίθενται για να δώσουν έναν συνολικό βαθμό περιβαλλοντικής επίπτωσης για κάθε διαδικασία.

**Πίνακας 6.10:** Eco-indicator 95 παράγοντες κανονικοποίησης και αξιολόγησης.

Περιβαλλοντική Επίπτωση	Κανονικοποίηση	Αξιολόγηση
Φαινόμενο θερμοκηπίου	0,0000742	2,5
Φθορά στρώματος του όζοντος	1,24	100
Όξινη βροχή	0,00888	10
Ευτροφισμός	0,0262	5
Καρκινογέννηση	106	10
Χειμερινή αιθαλομίχλη	0,0106	5
Βαρέα μέταλλα	17,8	5

Στο τέταρτο και τελευταίο στάδιο, αυτό της εκτίμησης βελτιώσεων, τα αποτελέσματα της ανάλυσης κύκλου ζωής χρησιμοποιούνται ως βάση για τη λήψη αποφάσεων που θα οδηγήσουν σε συγκεκριμένες δραστηριότητες που θα ωφελήσουν τόσο τη βιομηχανία όσο και το περιβάλλον. Η απογραφή των δεδομένων χρησιμοποιείται για να εντοπιστούν σημεία που επιδέχονται βελτίωση. Η εκτίμηση βελτιώσεων αφορά σε μια συστηματική αξιολόγηση των αναγκών και δυνατοτήτων για τη μείωση περιβαλλοντικής επιβάρυνσης που συνδέεται με τη χρήση ενέργειας και πρώτων υλών και τις εκπομπές ρύπων καθ' όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής. Ό,τι μπορεί να μετρηθεί μπορεί να αναδειχθεί, να συγκριθεί και να βελτιωθεί (Στέλιου, 2005).

Συγκεκριμένα για την περίπτωση της Αστυπάλαιας, τα θετικά χαρακτηριστικά της επένδυσης του υβριδικού συστήματος Φ/Β-Α/Γ-Diesel-Συσσωρευτές δεν επιβεβαιώνονται μόνο από τις οικονομικές παραμέτρους, αλλά και από τα αποτελέσματα της περιβαλλοντικής ανάλυσης. Έχοντας υπόψη το ποσό της ενέργειας που παράγεται ετησίως από τις ντιζελογεννήτριες για τα διάφορα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής και κάνοντας χρήση του πίνακα 6.9, οι ετήσιες εκπομπές για τα τρία αντιπροσωπευτικότερα συστήματα παραγωγής ενέργειας για το νησί της Αστυπάλαιας παρουσιάζονται στον πίνακα 6.11. Είναι εμφανές πως ο περιορισμός λειτουργίας της ντιζελογεννήτριας από 8.759 ώρες/έτος σε 741 ώρες/έτος μπορεί να εγγυηθεί τη μείωση του διοξειδίου του άνθρακα κατά 94%. Αντίστοιχες μειώσεις σημειώνονται και στους υπόλοιπους ρύπους, όπως το μονοξείδιο του άνθρακα, οι άκαυτοι υδρογονάνθρακες, τα μικρά στερεά, τα οξείδια του θείου και τα

οξειδία του αζώτου, οι οποίοι, όμως, αθροιστικά έχουν ασθενή επίδραση στην ατμόσφαιρα, αφού αποτελούν μόνο για το 0,7% των συνολικών ρυπογόνων ουσιών.

**Πίνακας 6.11:** Σύγκριση εκπομπών ρύπων μεταξύ των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρισμού.

Ρύποι	Εκπομπές (kg/έτος)		
	Φ/Β-Α/Γ-Diesel με αποθήκευση	Diesel	Φ/Β-Α/Γ με αποθήκευση
CO <sub>2</sub>	655.720	10.713.861	0
CO	11	177	0
Άκαυτοι HC	41	674	0
Μικρά σωματίδια	264	4.312	0
SO <sub>2</sub>	3.068	50.120	0
Οξείδια Αζώτου	1.221	19.957	0

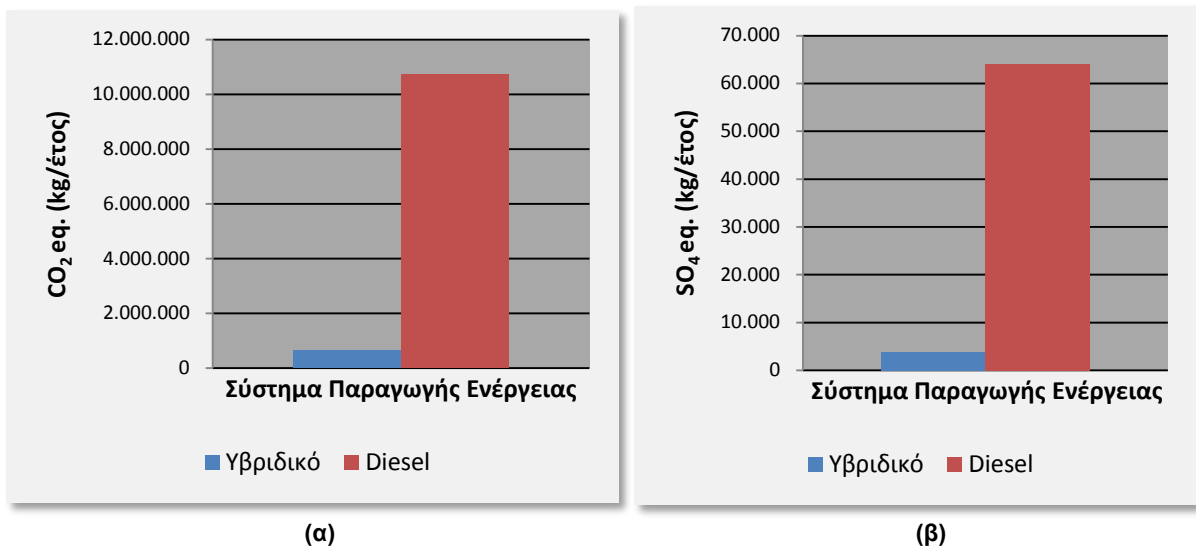
Στην περίπτωση όπου το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής αποτελείται αποκλειστικά από γεννήτριες diesel, τότε ετησίως παράγονται 13.754.234 kWh ρεύματος (από τις οποίες το 9% δεν αξιοποιείται από το φορτίο) και εκπέμπονται στην ατμόσφαιρα 10.714 tn CO<sub>2</sub>/έτος. Σε περίπτωση υλοποίησης της επένδυσης του υβριδικού συστήματος ΑΠΕ με μικρή συμμετοχή diesel, οι αέριοι αυτοί ρύποι θα περιοριστούν κατά 94%, δηλαδή θα υπάρχει μια καθαρή ετήσια μείωση των εκπομπών των ρύπων κατά 10.058 tn CO<sub>2</sub>. Η συγκεκριμένη μείωση ισοδυναμεί περίπου με τη μη χρησιμοποίηση 1.842 αυτοκινήτων και ελαφριών φορτηγών, αριθμός αρκετά μεγάλος εάν αναλογιστεί κάποιος πως μέχρι το 2030 αναμένεται ο αριθμός των Ι.Χ. να είναι περίπου 800 οχήματα. Ταυτόχρονα, αυτού του επιπέδου ο περιορισμός της ρύπανσης ισοδυναμεί με 2.286 στρέμματα δάσους που απορροφούν άνθρακα ή με 3.468 τόνους ανακυκλωμένων απορριμμάτων ή με 10.058 άτομα που μειώνουν τη χρήση ενέργειας κατά 20%. Ιδιαίτερα η τελευταία ισοδυναμία είναι πολύ σημαντική, εάν λάβουμε υπόψη πως το 2030 ο μόνιμος πληθυσμός της Αστυπάλαιας θα είναι 1.650 άτομα και επομένως θα είναι σα να μειώνουν την κατανάλωση ενέργειας κατά 20% 6 νησιά του μεγέθους αυτής.

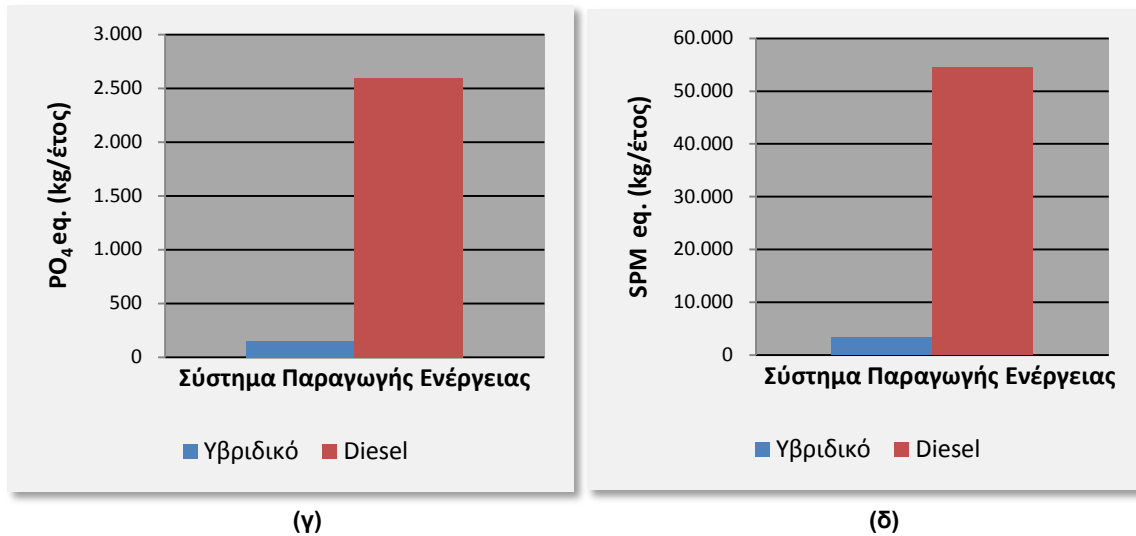
Στην περίπτωση αποκλειστικής παραγωγής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ, οι αέριοι και στερεοί ρύποι φτάνουν σε μηδενικά επίπεδα αφού αποκλείεται η συμμετοχή των γεννητριών diesel στο υβριδικό σύστημα. Βέβαια, είναι χαρακτηριστικό πως η διαφορά με το υβριδικό σύστημα Φ/Β-Α/Γ-Diesel δεν είναι ιδιαίτερα μεγάλη, αφού σε σχέση με την αποκλειστική χρήση ορυκτών καυσίμων οι εκπομπές ρυπογόνων αερίων περιορίζονται άλλο ένα 6%. Πιο αναλυτικά, η πλήρης ανεξαρτητοποίηση από τα ορυκτά καύσιμα θα έχει ως συνέπεια την ετήσια μείωση του CO<sub>2</sub> κατά 10.714 tn, αριθμός που ισοδυναμεί με 10.714 κατοίκους που μειώνουν την κατανάλωση ενέργειας κατά 20%, ή 2.435 στρέμματα δάσους που απορροφούν άνθρακα. Από τα παραπάνω γίνεται αντιληπτό, πως σε σχέση με την περίπτωση της μικρής συμμετοχής diesel στο ενεργειακό σύστημα (Παράγραφος 6.2.2.2), η περίπτωση της 100% παραγωγής από ΑΠΕ δεν προσφέρει αξιόλογα περιβαλλοντικά οφέλη που να αντισταθμίζουν το αρνητικό του υψηλού κόστους αγοράς και εγκατάστασης του εξοπλισμού.

Προσεγγίζοντας την περιβαλλοντική ανάλυση σε μεγαλύτερο βάθος, στα επόμενα διαγράμματα παρουσιάζονται οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις της καύσης diesel για τα δυο συστήματα ηλεκτροπαραγωγής για τα οποία αξίζει η σύγκριση, αυτό της αποκλειστικής χρήσης γεννητριών diesel και αυτό της ταυτόχρονης χρήσης ΑΠΕ με τη μικρή συμμετοχή

diesel. Για κάθε μια από τις επιπτώσεις του φαινομένου του θερμοκηπίου, της όξινης βροχής, του ευτροφισμού και της χειμερινής αιθαλομίχλης, οι εκπομπές κάθε ρύπου που συνεισφέρει στην επιδείνωση αυτών των περιβαλλοντικών προβλημάτων ανάγονται σε κοινή βάση, σύμφωνα με τους συντελεστές χαρακτηρισμού του Eco-Indicator 95.

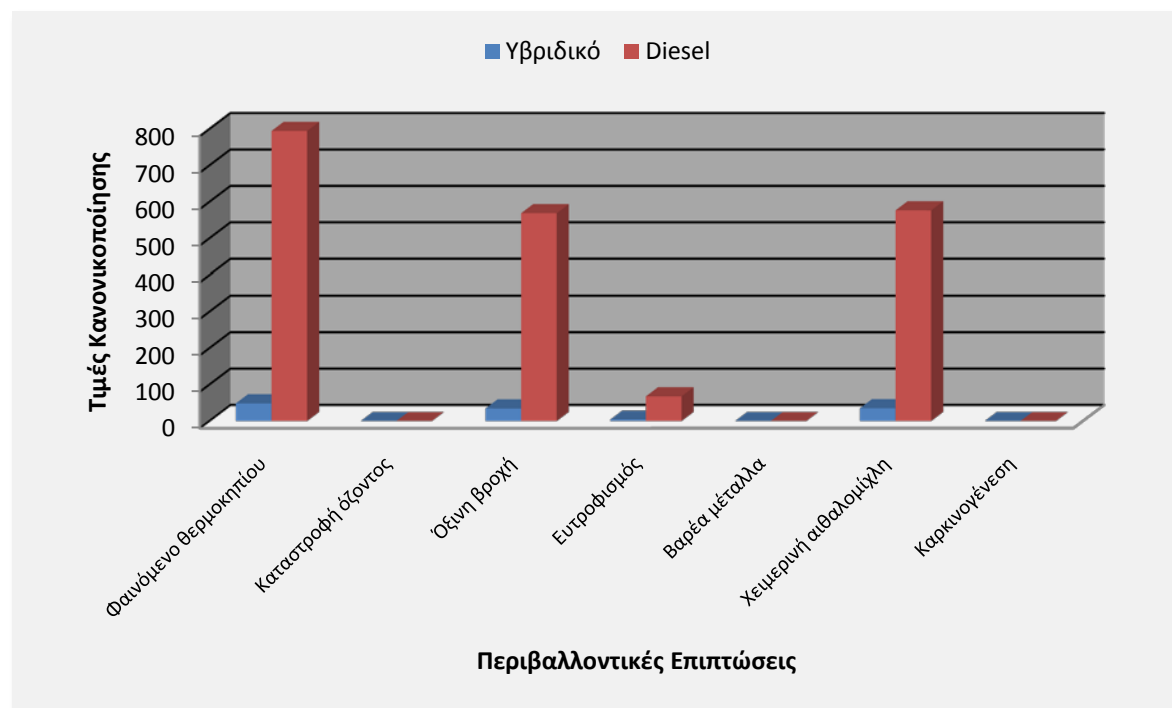
Πιο συγκεκριμένα, το GWP των διαφορετικών συστημάτων παρουσιάζεται στο διάγραμμα 6.24α. Το GWP είναι ένας συνδυασμός CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> και N<sub>2</sub>O εκπομπών. Όσον αφορά το φαινόμενο της όξινης βροχής, οι δύο τύποι ενώσεων που συνεισφέρουν κυρίως σε αυτό είναι ενώσεις του θείου και του αζώτου. Χημικές ουσίες όπως η αμμωνία, το HF, HCl και τα NO<sub>x</sub> συμβάλουν σε αυτή την κατηγορία περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Οι εκπομπές SO<sub>2</sub> και SO<sub>x</sub> θεωρούνται ότι έχουν την ίδια συνεισφορά (Διάγραμμα 6.24β). Παράλληλα, ο ευτροφισμός των επίγειων οικοσυστημάτων οφείλεται κυρίως στις ατμοσφαιρικές εκπομπές NO<sub>x</sub> (φυσικές περιοχές) και στις εκπομπές στο χώμα ενώσεων αζώτου και φωσφόρου (γεωργικές περιοχές). Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης μόνο οι εκπομπές που απελευθερώνονται στον αέρα μελετώνται (Διάγραμμα 6.24γ). Τέλος, για την αξιολόγηση της χειμερινής αιθαλομίχλης και για τη μετατροπή των διαφορετικών χημικών εκπομπών (σκόνη, SO<sub>2</sub>) ισοδύναμη βάση χρησιμοποιούνται τα αιωρούμενα στερεά σωματίδια (Solid Particulate Matter (SPM)) ως ισοδύναμη ένωση (Διάγραμμα 6.24δ). Σε κάθε περίπτωση, είναι προφανές πως οι εκπομπές στην περίπτωση της αποκλειστικής χρήσης diesel είναι 16 φορές περισσότερες σε σχέση περίπτωση της παραγωγής ηλεκτρισμού από ένα υβριδικό σύστημα που συνδυάζει αιολική και ηλιακή ενέργεια, ενώ το diesel συμμετέχει σε αυτό κατά ένα ποσοστό ίσο με το 3% της συνολικής ενεργειακής παραγωγής.



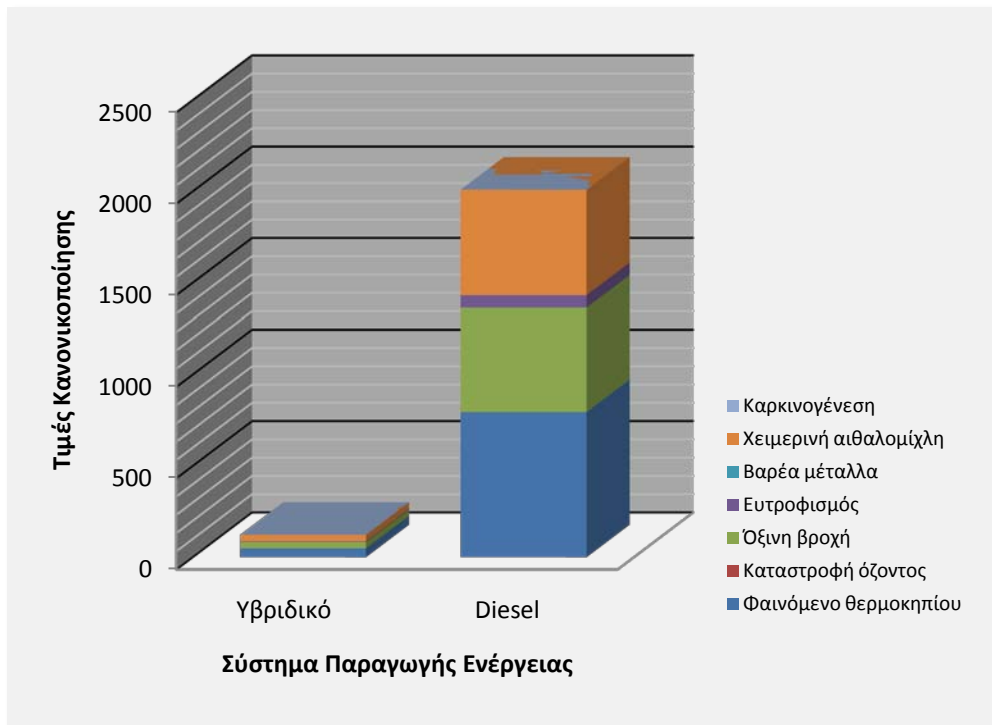


**Διάγραμμα 6.24:** Ισοδύναμες εκπομπές  $CO_2$ ,  $SO_4$ ,  $PO_4$ , και SPM για τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις του φαινομένου του θερμοκηπίου (α), της όξινης βροχής (β), του ευτροφισμού (γ) και της αιθαλομίχλης του χειμώνα (δ), αντίστοιχα, για τα δυο συγκρινόμενα συστήματα ηλεκτροπαραγωγής.

Έχοντας υπολογίσει με τον ίδιο τρόπο όλες τις ισοδύναμες εκπομπές (για όλα τα περιβαλλοντικά φαινόμενα), με βάση τον πίνακα 6.10 όπου δίνονται οι συντελεστές κανονικοποίησης, υπολογίζονται οι αντίστοιχες τιμές κανονικοποίησης πολλαπλασιάζοντας τις ισοδύναμες εκπομπές για κάθε κατηγορία επίπτωσης (περιβαλλοντικό φαινόμενο) που έχουν υπολογιστεί στο προηγούμενο βήμα (Διάγραμμα 6.24) με τους αντίστοιχους συντελεστές κανονικοποίησης για κάθε φαινόμενο. Από τα διαγράμματα 6.25 και 6.26 είναι εμφανές πως και για τα δυο συστήματα ηλεκτροπαραγωγής, το σύστημα το ντιζελογεννητριών συμβάλλει τα μέγιστα στο πρόβλημα του φαινομένου του θερμοκηπίου εξαιτίας των υψηλών εκπομπών του διοξειδίου του άνθρακα, ενώ ακολουθούν σχεδόν ισοδύναμα τα φαινόμενα της όξινης βροχής και της αιθαλομίχλης του χειμώνα.



**Διάγραμμα 6.25:** Κανονικοποίηση του κύκλου ζωής του πετρελαίου για το κάθε σενάριο ηλεκτροπαραγωγής.



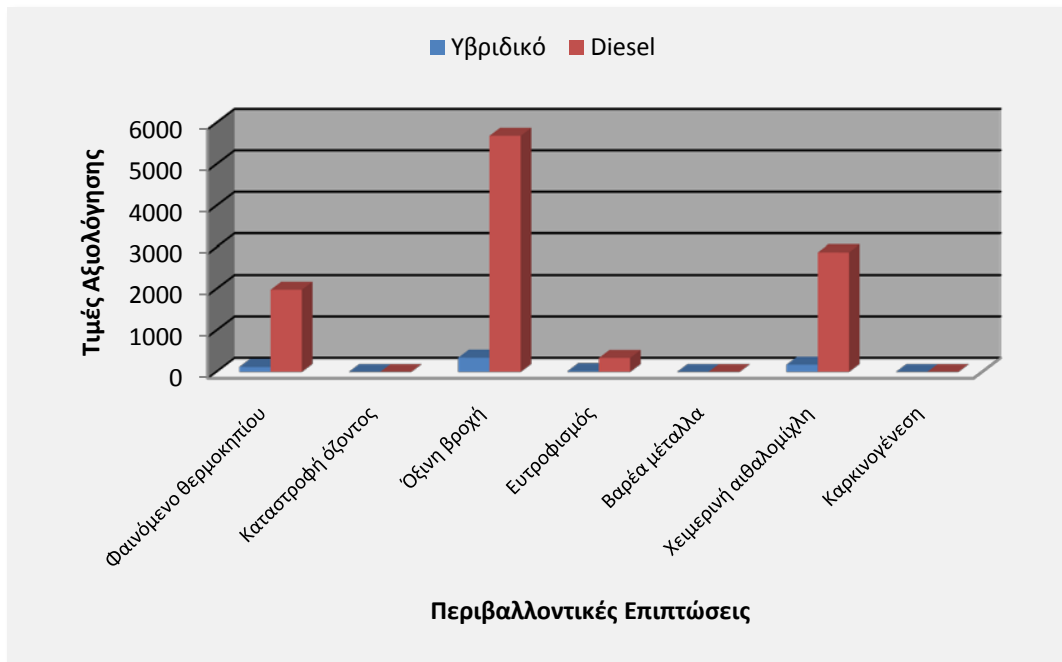
**Διάγραμμα 6.26:** Διάγραμμα – δείκτης συνολικών επιπτώσεων του κύκλου ζωής για το κάθε σενάριο (άθροισμα τιμών κανονικοποίησης).

Στη συνέχεια, με βάση τον πίνακα 6.10 πάλι, όπου δίνονται οι συντελεστές αξιολόγησης (αποτίμησης), υπολογίζονται οι αντίστοιχες τιμές αξιολόγησης πολλαπλασιάζοντας τις τιμές κανονικοποίησης (που έχουν προκύψει στο προηγούμενο βήμα) με τους αντίστοιχους συντελεστές αξιολόγησης για κάθε φαινόμενο. Από τα διαγράμματα 6.27 και 6.28 γίνεται αντιληπτό πως, παρόλο τις υψηλές εκπομπές του CO<sub>2</sub> έναντι του SO<sub>2</sub> και για τα δυο συστήματα ηλεκτροπαραγωγής, ο υψηλός συντελεστής αξιολόγησης των φαινομένων της όξινης βροχής και της αιθαλομίχλης έχει ως αποτέλεσμα την ανάδειξη της σπουδαιότητας των συγκεκριμένων περιβαλλοντικών προβλημάτων έναντι αυτού του φαινομένου του θερμοκηπίου. Και για τα δυο συστήματα παραγωγής ηλεκτρισμού, το φαινόμενο του οξυνοσμού συνεισφέρει κατά 52% στο συνολικό δείκτη, ακολουθεί με σχεδόν μισή τιμή το φαινόμενο της αιθαλομίχλης του χειμώνα (27%), έπεται το φαινόμενο του θερμοκηπίου, το οποίο συνεισφέρει 18% στο συνολικό δείκτη, ενώ ο ευτροφισμός έχει μια μικρή επιβάρυνση στο σύνολο των περιβαλλοντικών επιπτώσεων (3%). Τέλος, τα φαινόμενα της καταστροφής της στοιβάδας του όζοντος, της εμφάνισης βαρέων μετάλλων και της καρκινογέννησης θεωρούνται αμελητέα σε σχέση με τις προαναφερθείσες επιπτώσεις, εξαιτίας του χαμηλού ποσοστού συμμετοχής των εκπεμπόμενων από την καύση πετρελαίου ρύπων στους οποίους οφείλεται η εμφάνιση αυτών.

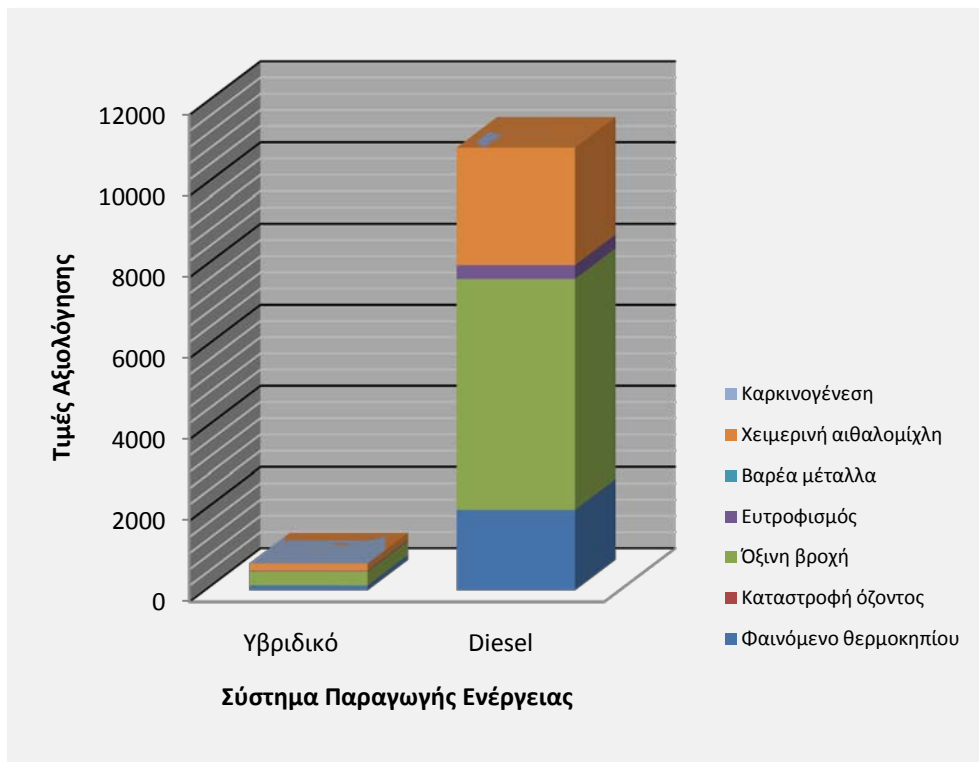
Όσον αφορά τη σύγκριση μεταξύ των συστημάτων παραγωγής ενέργειας στην Αστυπάλαια, είναι περισσότερο από προφανές η περιβαλλοντική υπεροχή ενός υβριδικού συστήματος, το οποίο αξιοποιεί την ανανεώσιμη ενέργεια κατά 97%, έναντι ενός συστήματος όπου το 100% της ενέργειας παράγεται από θερμικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής. Βέβαια, το σενάριο πλήρους ανεξαρτητοποίησης από τα ορυκτά καύσιμα δίνει τα καλύτερα περιβαλλοντικά αποτελέσματα, αφού η μη αξιοποίηση των γεννητριών diesel συνεπάγεται και μηδενικές εκπομπές ρυπογόνων αερίων. Σε αυτό το σημείο πρέπει και πάλι να τονισθεί πως η περιβαλλοντική αξιολόγηση θα είχε τελείως διαφορετική μορφή εάν σε αυτή περιλαμβάνονταν η ανάλυση κύκλου ζωής και των



υπολοίπων υποσυστημάτων (Φ/Β, Α/Γ, συσσωρευτές) και λαμβάνονταν υπόψη οι ροές ενέργειας, υλικών και ρύπων σε διεργασίες όπως η επεξεργασία των μεταλλικών μέρων του εξοπλισμού, η μεταφορά αυτού, το επίπεδο επεξεργασίας του πυριτίου, κ.α.



Διάγραμμα 6.27: Αξιολόγηση του κύκλου ζωής του πετρελαίου για το κάθε σενάριο ηλεκτροπαραγωγής.



Διάγραμμα 6.28: Διάγραμμα – δείκτης συνολικών επιπτώσεων του κύκλου ζωής για το κάθε σενάριο (άθροισμα τιμών αξιολόγησης).

### 6.3. Αξιολόγηση του Προτεινόμενου Συστήματος Θέρμανσης Νερού

Στις παραγράφους 5.2.4.3 και 5.4 έχουν υπολογιστεί αναλυτικά οι απαιτήσεις του νησιού της Αστυπάλαιας σε ζεστό νερό για την επόμενη εικοσαετία και έχει πραγματοποιηθεί μια πρώτη διαστασιολόγηση των θερμοσιφωνικών συστημάτων που προτείνονται προς εγκατάσταση. Για την περαιτέρω αξιολόγηση των συστημάτων αυτών, είτε αυτά εγκατασταθούν σε κατοικίες, είτε σε ξενοδοχειακά συγκροτήματα, όπως και στην περίπτωση του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, απαιτείται ο καθορισμός μιας σειράς παραμέτρων. Αυτές οι παράμετροι αποτελούν τις εισόδους του προγράμματος ανάλυσης έργων καθαρής ενέργειας RETScreen οι οποίες και φαίνονται αναλυτικά στον επόμενο πίνακα.

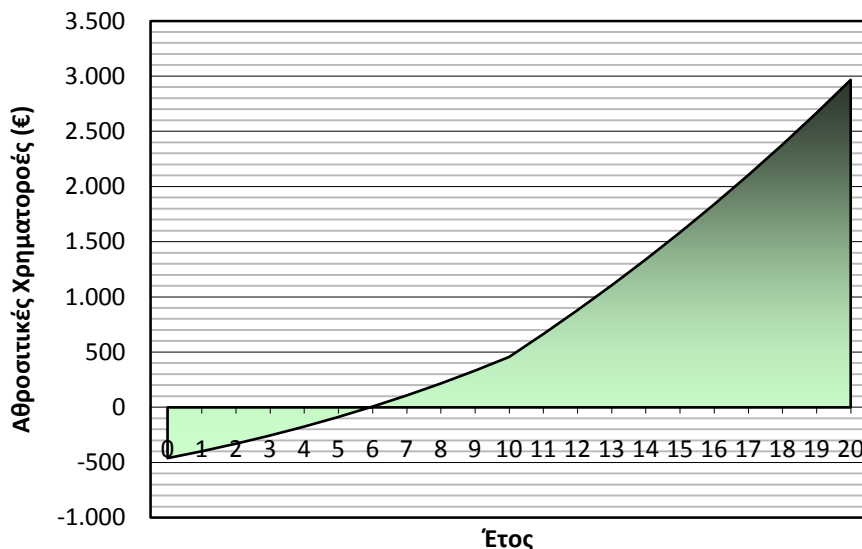
Πίνακας 6.12: Οι παράμετροι εισόδου των θερμικών ηλιακών συστημάτων.

Παράμετροι	Τιμή	
	Κατοικίες	Ξενοδοχεία
<b>Χαρακτηριστικά Αστυπάλαιας</b>		
Ένταση ηλιακής ακτινοβολίας	παράγραφος 5.2.2	
Ταχύτητα ανέμου	παράγραφος 5.2.2	
Θερμοκρασία αέρα	παράγραφος 5.2.2	
<b>Χαρακτηριστικά φορτίου</b>		
Αριθμός μονάδων	4 μέλη	15 δίκλινα δωμάτια
Ημερήσια κατανάλωση νερού	200 L	2.400 L
Επιθυμητή θερμοκρασία νερού	55°C	
Ποσοστό χρήσης ανά μήνα	100%	Ανάλογα με τη διαθεσιμότητα (παράγραφος 5.2.4.3)
<b>Χαρακτηριστικά ηλιακού θερμαντή νερού</b>		
Κλίση τοποθέτησης	30°	
Τύπος ηλιακού	παράγραφος 5.4	
Λοιπές απώλειες	3%	
Χωρητικότητα αποθήκευσης	200 L/ηλιακό	300 L/ηλιακό
Απόδοση εναλλάκτη θερμότητας	80%	
<b>Οικονομικά Χαρακτηριστικά</b>		
Πληθωρισμός	3%	
Κυλιόμενος φόρος κόστους καυσίμου	4%	
Επιτόκιο αναγωγής	10%	
Διάρκεια ζωής έργου	20 έτη	

#### 6.3.1. Κατοικίες

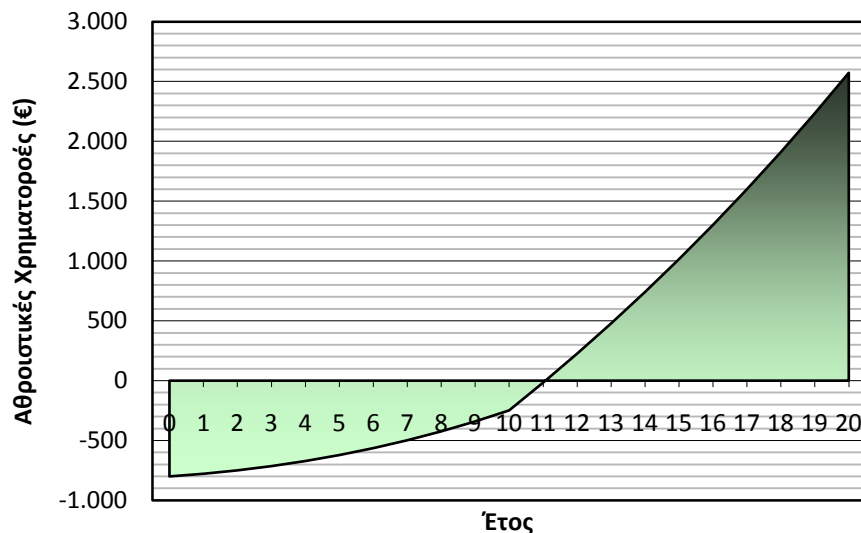
Στον οικιακό τομέα, κάθε κατοικία θεωρείται πως διαθέτει τέσσερα μέλη, επομένως ένας ηλιακός θερμοσίφωνα επιφάνειας 3,58 m<sup>2</sup> με δεξαμενή αποθήκευσης νερού 200 lt μπορεί να καλύψει το 73% των ετήσιων αναγκών της οικογένειας. Οι υπόλοιπες ανάγκες μπορούν να καλυφθούν με τον παραδοσιακό τρόπο, δηλαδή μέσω της κατανάλωσης ηλεκτρικού ρεύματος που θα τροφοδοτεί τον εναλλάκτη θερμότητας. Με δεδομένο το κόστος της ενέργειας στα 0,07 €/KWh, μια τετραμελής οικογένεια θα πληρώνει για τη θέρμανση του νερού 54 € αντί 213 €, δηλαδή θα ελαφρύνεται οικονομικά κατά 75%. Αυτό σημαίνει πως σε όλη τη διάρκεια ζωής του συγκεκριμένου ηλιακού θερμοσίφωνα μπορεί να επιτευχθεί εξοικονόμηση ενέργειας της τάξεως των 44 MWh, τιμή που μεταφράζεται σε εξοικονόμηση 3.200 € περίπου στον εικοσαετή κύκλο ζωής του συστήματος.

Θεωρώντας πως ο πληθωρισμός τα επόμενα είκοσι έτη έχει σταθερή τιμή 3% και πως το επιτόκιο αναγωγής παραμένει ίσο με 10%, η επένδυση εγκατάστασης ενός ηλιακού θερμικού συστήματος αρχικής αξίας 920 € και ετήσιου κόστους συντήρησης περίπου 28 € παρουσιάζει τις χρηματοροές του διαγράμματος 6.29. Από το συγκεκριμένο σχήμα γίνεται αντιληπτό πως με δάνειο ίσο με το 50% της αρχικής αξίας του εξοπλισμού και επιτόκιο 10%, η επένδυση μπορεί να αποπληρωθεί μόλις σε 6 χρόνια, εμφανίζοντας θετική ΚΠΑ ίση με 647 €. Εάν σε αυτό συμπεριληφθεί η υψηλή τιμή του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης (21,5%) και πως η αναλογία Οφέλους-Κόστους είναι 2,41, η συγκεκριμένη επένδυση φαίνεται οικονομικά βιώσιμη και ελκυστική.



**Διάγραμμα 6.29:** Άθροισμα χρηματοροών ενεργειακής επένδυσης ηλιακού θερμοσίφωνα 3,58 m<sup>2</sup> με θερμοδοχείο 200 lt.

Σε αυτό το σημείο θα πρέπει να τονιστεί πως η εγκατάσταση ενός δεύτερου ηλιακού συλλέκτη, ίδιων χαρακτηριστικών, προκειμένου μια κατοικία να μην εξαρτάται καθόλου από το ηλεκτρικό ρεύμα για τη θέρμανση του νερού, δεν αναμένεται να έχει τα επιθυμητά αποτελέσματα. Συγκεκριμένα, η εγκατάσταση μια συλλεκτικής επιφάνειας 7 m<sup>2</sup> περίπου με boiler 200 lt θα μειώσει τα ετήσια έξοδα της οικογένειας μόνο κατά 34 € σε σχέση με την προηγούμενη περίπτωση, εμφανίζοντας, όμως, έλλειμμα ενέργειας 300 KWh ετησίως, τα οποία θα πρέπει να καλυφθούν μέσω του παραδοσιακού τρόπου θέρμανσης νερού. Αν υποθεθεί πως το κόστος αγοράς και εγκατάστασης ενός τέτοιου συστήματος θέρμανσης νερού είναι γύρω στα 1.600 €, το κόστος συντήρησης και λειτουργίας ισούται με το 3% του αρχικού κεφαλαίου και τα χαρακτηριστικά της οικονομίας είναι τα ίδια με την προηγούμενη περίπτωση, η επένδυση αυτού του είδους παρουσιάζει πολύ μικρότερο Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (11,6%) και υποτετραπλάσια ΚΠΑ συγκρινόμενη με την εγκατάσταση ενός και μόνο ηλιακού συλλέκτη 3,58 m<sup>2</sup>. Όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 6.30, η αποπληρωμή μιας μεγάλης ηλιακής εγκατάστασης θα πραγματοποιηθεί 11 χρόνια μετά την αγορά της, εμφανίζοντας λόγο Οφέλους-Κόστους 1,19 και ετήσιες αποταμιεύσεις κύκλου ζωής 17 €/έτος, έναντι 76 €/έτος της προηγούμενης περίπτωσης. Όλα τα παραπάνω συνηγορούν πως, παρόλο που στην περίπτωση εγκατάστασης ηλιακού διπλάσιας επιφάνειας επιτυγχάνεται περαιτέρω ετήσια εξοικονόμηση χρημάτων σε σχέση με την εγκατάσταση ενός ηλιακού συλλέκτη, η πρώτη δεν είναι τόσο οικονομικά ελκυστική όσο η τελευταία εξαιτίας του υψηλού αρχικού κεφαλαίου που απαιτεί.



**Διάγραμμα 6.30:** Άθροισμα χρηματοροών ενεργειακής επένδυσης ηλιακού θερμοσίφωνα 7 m<sup>2</sup> με θερμοδοχείο 200 lt.

Η οικονομική ελκυστικότητα και βιωσιμότητα της εγκατάστασης θερμικών ηλιακών συστημάτων σε μια κατοικία της Αστυπάλαιας επιβεβαιώνεται και μέσω της ανάλυσης ευαισθησίας στους οικονομικούς δείκτες NPV και IRR που μπορεί να εκτελέσει το λογισμικό RETScreen. Από τους πίνακες 6.13 και 6.14 γίνεται αντιληπτό πως ακόμα και εάν το αρχικό κόστος ή/και το κόστος λειτουργίας αυξηθεί κατά 70%, δηλαδή υποτεθεί η εγκατάσταση ενός ηλιακού συλλέκτη επιφάνειας μικρότερης ή μεγαλύτερης από 3,58 m<sup>2</sup>, η ΚΠΑ θα παραμένει θετική, κάνοντας την επένδυση οικονομικά βιώσιμη, ανεξάρτητα του ύψους του δανείου που ο ενδιαφερόμενος καλείται να επισυνάψει. Στις περιπτώσεις όπου το αρχικό κόστος ξεπερνά τα 1.600 € τότε η επένδυση δεν είναι οικονομικά ελκυστική, ανεξάρτητα του τοκοχρεολυσίου.

**Πίνακας 6.13:** Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ με εύρος ευαισθησίας 70% σε τοκοχρεολύσιο και αρχικά κόστη.

		Αρχικά κόστη (€)				
Τιμή		276€	598€	920€	1.242€	1.564€
Μεταβολή		-70%	-35%	0%	35%	70%
<b>Τοκοχρεολύσιο (%)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>15%</b>	-70%	1.291	969	647	325	3
<b>33%</b>	-35%	1.291	969	647	325	3
<b>50%</b>	0%	1.291	969	647	325	3
<b>68%</b>	35%	1.291	969	647	325	3
<b>85%</b>	70%	1.291	969	647	325	3

**Πίνακας 6.14:** Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ με εύρος ευαισθησίας 70% σε τοκοχρεολύσιο και κόστη συντήρησης και λειτουργίας.

		Λειτουργία & Συντήρηση (€)				
Τιμή		8€	18€	28€	38€	48€
Μεταβολή		-70%	-35%	0%	35%	70%
<b>Τοκοχρεολύσιο (%)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>15%</b>	-70%	858	753	647	542	436
<b>33%</b>	-35%	858	753	647	542	436
<b>50%</b>	0%	858	753	647	542	436
<b>68%</b>	35%	858	753	647	542	436
<b>85%</b>	70%	858	753	647	542	436

Παράλληλα, οι μεταβολές στην περίοδο χρέους και στο επιτόκιο δανεισμού δεν επηρεάζουν εν γένει την βιωσιμότητα της επένδυσης. Ακόμα και σε περίπτωση όπου το επιτόκιο δανεισμού φτάσει το 18,5%, το αρχικό κόστος της επένδυσης θα πρέπει να ξεπερνά τα 1.300 € προκειμένου να μην επιλεγεί η εγκατάσταση ηλιακού θερμοσίφωνα (Πίνακας 6.15). Όπως, επίσης, η αποπληρωμή του δανείου δύναται να γίνει μετά από 17 χρόνια εάν η αγορά και εγκατάσταση του συστήματος κοστίζει λιγότερο από 1.600 € (Πίνακας 6.16).

**Πίνακας 6.15:** Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ με εύρος ευαισθησίας 85% σε αρχικό κόστος επένδυσης και επιτόκιο δανεισμού.

		Αρχικά κόστη (€)				
Τιμή		138€	529€	920€	1.311€	1.702€
Μεταβολή		-85%	-43%	0%	43%	85%
<b>Επιτόκιο Δανεισμού (%)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>1,50%</b>	-85%	1.452	1.126	801	475	149
<b>5,75%</b>	-43%	1.441	1.084	728	371	14
<b>10,00%</b>	0%	1.429	1.038	647	256	-135
<b>14,25%</b>	43%	1.416	988	560	132	-296
<b>18,50%</b>	85%	1.402	935	467	-1	-468

**Πίνακας 6.16:** Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ με εύρος ευαισθησίας 70% σε περίοδο αποπληρωμής χρέους και αρχικό κόστος επένδυσης.

		Αρχικά κόστη (€)				
Τιμή		276€	598€	920€	1.242€	1.564€
Μεταβολή		-70%	-35%	0%	35%	70%
<b>Περίοδος χρέους (έτη)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>3</b>	-70%	1.291	969	647	325	3
<b>7</b>	-35%	1.299	986	673	361	48
<b>10</b>	0%	1.291	969	647	325	3
<b>14</b>	35%	1.294	975	656	337	18
<b>17</b>	70%	1.291	969	647	325	3

Η ελκυστικότητα της επένδυσης αναδεικνύεται και μέσω της ανάλυσης ευαισθησίας του Εσωτερικού Βαθμού Απόδοσης. Ο IRR διατηρείται σε τιμές άνω του επιτοκίου αναγωγής για αρχικά κόστη επένδυσης κάτω από 1.564 €, ανεξαρτήτως ύψους και επιτοκίου δανεισμού. Τέλος, όπως δείχνει και πίνακας 6.17, για περίοδο χρέους 0-20 έτη, ύψος δανείου 0-100%

του αρχικού κόστους και επιτόκιο δανεισμού 0-20%, ο IRR έχει πάντοτε τιμή μεγαλύτερη από 10%, γεγονός που εγγυάται τη βιωσιμότητα της επένδυσης σε κάθε περίπτωση.

**Πίνακας 6.17:** Ανάλυση ευαισθησίας στον IRR με εύρος ευαισθησίας 100% σε περίοδο αποπληρωμής χρέους, ποσοστό δανεισμού και επιτόκιο δανεισμού.

		Περίοδος χρέους (έτος)				
		0	5	10	15	20
Τιμή	Μεταβολή	-100%	-50%	0%	50%	100%
<b>Τοκοχρεολύσιο (%)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>0%</b>	-100%	17,9%	17,9%	17,9%	17,9%	17,9%
<b>25%</b>	-50%	23,4%	18,7%	19,3%	19,7%	19,9%
<b>50%</b>	0%	33,9%	19,9%	<b>21,5%</b>	22,7%	23,6%
<b>75%</b>	50%	63,9%	21,5%	25,8%	30,0%	32,9%
<b>100%</b>	100%	θετικό	24,4%	57,8%	θετικό	θετικό

		Τοκοχρεολύσιο (%)				
		0%	25%	50%	75%	100%
Τιμή	Μεταβολή					
<b>Επιτόκιο δανεισμού (%)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>0%</b>	-100%	17,9%	20,8%	25,9%	38,1%	θετικό
<b>5,00%</b>	-50%	17,9%	20,1%	23,7%	31,8%	θετικό
<b>10,00%</b>	0%	17,9%	19,3%	<b>21,5%</b>	25,8%	57,8%
<b>15,00%</b>	50%	17,9%	18,4%	19,2%	20,5%	23,8%
<b>20,00%</b>	100%	17,9%	17,5%	16,9%	16,1%	14,8%

		Περίοδος χρέους (έτος)				
		0	5	10	15	20
Τιμή	Μεταβολή					
<b>Επιτόκιο δανεισμού (%)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>0%</b>	-100%	33,9%	22,5%	25,9%	28,1%	29,4%
<b>5,00%</b>	-50%	33,9%	21,2%	23,7%	25,6%	26,8%
<b>10,00%</b>	0%	33,9%	19,9%	<b>21,5%</b>	22,7%	23,6%
<b>15,00%</b>	50%	33,9%	18,6%	19,2%	19,7%	20,0%
<b>20,00%</b>	100%	33,9%	17,3%	16,9%	16,5%	16,2%

Όσον αφορά την περιβαλλοντική αξιολόγηση, η χρησιμοποίηση ενός ηλιακού θερμικού μέσου για τη θέρμανση νερού σε κατοικία έχει ως αποτέλεσμα την αισθητή μείωση των αέριων ρύπων στο περιβάλλον. Πιο συγκεκριμένα, δεδομένου ότι για την Ελλάδα ο συντελεστής Αερίων του Θερμοκηπίου ορίζεται στους 0,831 tη CO<sub>2</sub>/MWh, η εξοικονόμηση ηλεκτρικής ενέργειας κατά 2,2 MWh ανά έτος συνεπάγεται την ελάττωση των αερίων του θερμοκηπίου κατά 1,83 tη ετησίως. Ανάγοντας τη συγκεκριμένη τιμή στον γενικό πληθυσμό της Αστυπάλαιας, η εγκατάσταση 413 θερμοσιφωνικών συστημάτων που απαιτούνται για την ικανοποίηση των αναγκών των 1.650 κατοίκων του νησιού μπορεί να οδηγήσει στην ελάττωση του CO<sub>2</sub> κατά 756 tη ετησίως, ή διαφορετικά κατά 15.120 tη στα 20 έτη λειτουργίας των ηλιακών συστημάτων.

Στην πράξη, η μείωση των 756 tη CO<sub>2</sub>/έτος σημαίνει αντίστοιχα πως 785 κάτοικοι του νησιού, δηλαδή το 48% του μόνιμου πληθυσμού, μπόρεσαν να μειώσουν την κατανάλωση ενέργειας κατά 20%, διαπίστωση εξαιρετικά σημαντική εάν αναλογιστεί κανείς τους στόχους της ΕΕ για το 2020. Εναλλακτικά, η ετήσια μείωση αυτή ισοδυναμεί με τη μη

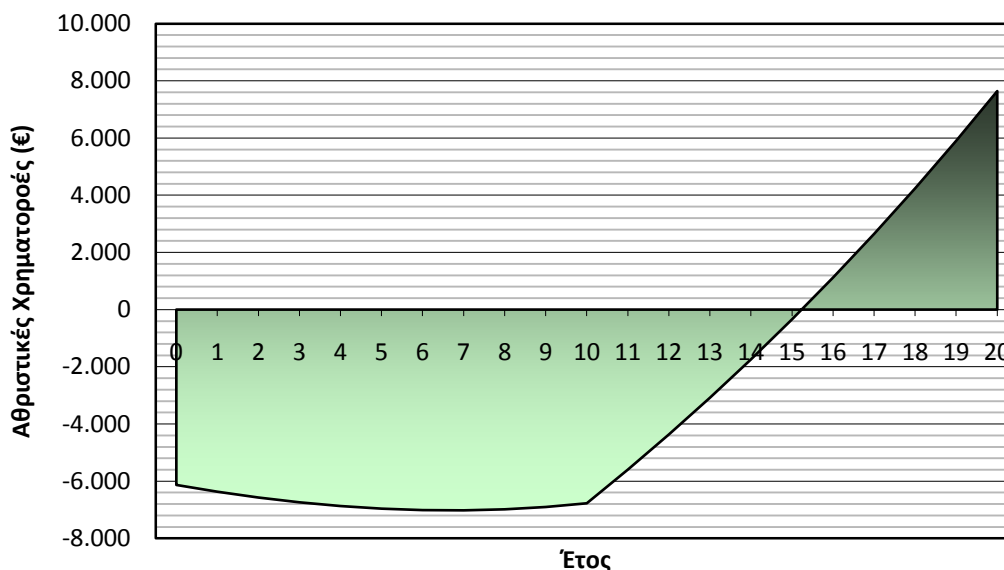
χρησιμοποίηση 124 οχημάτων Ι.Χ. ή με την ανακύκλωση 289 τn απορριμμάτων ή με μείωση κατανάλωσης βενζίνης κατά 337.000 lt/έτος.

Τα παραπάνω νούμερα αυξάνονται ακόμα περισσότερο στην περίπτωση που επιλέξει κάθε οικογένεια να εγκαταστήσει ηλιακό επιφάνειας μεγαλύτερης από 3,58 m<sup>2</sup>. Ενδεικτικά, η εγκατάσταση ενός ηλιακού συλλέκτη 6 m<sup>2</sup> μπορεί να μειώσει τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου κατά 2,2 τn ετησίως, ελάττωση που ισοδυναμεί με τη μη κυκλοφορία 165 αυτοκινήτων/μικρών φορτηγών στην Αστυπάλαια ή με την μείωση της χρήσης ενέργειας κατά 20% από το 55% του μόνιμου πληθυσμού του νησιού.

### 6.3.2. Ξενοδοχεία

Οι διαφορετικές ανάγκες του ξενοδοχειακού τομέα επιβάλλουν την επιλογή θερμικών ηλιακών συστημάτων με διαφορετικά χαρακτηριστικά σε σχέση με αυτούς των κατοικιών. Οι υψηλές απαιτήσεις σε ζεστό νερό και η έντονη διακύμανση αυτών καθ' όλη τη διάρκεια του έτους κάνουν την επιλογή των κατάλληλων θερμοσιφωνικών συστημάτων αρκετά περίπλοκη, θέτοντας μια σειρά προϋποθέσεων για την οικονομική βιωσιμότητα της επένδυσης. Στην παρούσα παράγραφο θα πραγματοποιηθεί οικονομοτεχνική αξιολόγηση σε θερμικά ηλιακά συστήματα που πρόκειται να εγκατασταθούν σε ξενοδοχειακές μονάδες μέσης κλίμακας, δηλαδή μονάδες που μπορούν να φιλοξενήσουν έως 30 άτομα. Ο αριθμός αυτός κρίνεται αρκετά αντιπροσωπευτικός, δεδομένων των συγκροτημάτων που υπάρχουν στην περιοχή σήμερα.

Σε πρώτη φάση θα αξιολογηθεί το σενάριο εγκατάστασης συστημάτων που καλύπτουν το 100% των αναγκών των τουριστών την περίοδο αιχμής. Εισάγοντας τα δεδομένα του πίνακα 6.12 στο RETScreen και έχοντας υπόψη πως θα χρησιμοποιηθούν θερμοσίφωνες με boiler 300 lt, υπολογίστηκε πως η κάλυψη των αναγκών 30 τουριστών την περίοδο Ιουλίου-Αυγούστου (2.400 lt) απαιτεί την εγκατάσταση 8 ηλιακών συλλεκτών επιφάνειας 4,58 m<sup>2</sup> ο καθένας. Η θέρμανση 2.400 lt νερού ημερησίως απαιτεί ηλεκτρική ενέργεια της τάξεως 17,6 MWh/έτος, τιμή η οποία να αναμένεται να μειωθεί στις 1,9 MWh ετησίως μετά την προτεινόμενη επέμβαση. Παρόλο που δεν επιτυγχάνεται μηδενισμός του κόστους κατανάλωσης ενέργειας, ο λογαριασμός της ΔΕΗ αναμένεται να μειωθεί κατά 90%, δηλαδή από 1.230 €/έτος σε 134 €/έτος. Παρόλα τα θετικά, βέβαια, το υψηλό αρχικό κόστος αγοράς και εγκατάστασης των θερμοσιφωνικών συστημάτων, το οποίο κυμαίνεται στα 12.264 €, δεν μπορεί να ισοσταθμίσει τις θετικές εισροές χρημάτων που πραγματοποιούνται στην εικοσαετή διάρκεια ζωής της επένδυσης. Όπως φαίνεται και στο διάγραμμα 6.31, σε περίπτωση δανεισμού του επιχειρηματία με επιτόκιο 10%, ύψος δανείου στο 50% του αρχικού κεφαλαίου και περίοδο χρέους τα 10 έτη, το κεφάλαιο αναμένεται να αποπληρωθεί μετά τα 15 έτη, παρουσιάζοντας αρνητική ΚΠΑ -3.147 € και ΕΒΑ το μισό από το επιτόκιο αναγωγής. Από τα παραπάνω συμπεραίνεται πως μια επένδυση με τους συγκεκριμένους όρους δανεισμού και χωρίς καμιά κρατική επιχορήγηση δε μπορεί να είναι συμφέρουσα για έναν ξενοδόχο.



**Διάγραμμα 6.31:** Άθροισμα χρηματοροών ενεργειακής επένδυσης 8 θερμικών ηλιακών συστημάτων 4,58 m<sup>2</sup> με θερμοδοχείο 300 lt.

Όπως φαίνεται και στον πίνακα 6.18, η εγκατάσταση 8 ηλιακών συλλεκτών επιφάνειας 4,58 m<sup>2</sup> με boiler 300 lt, οι οποίοι αναμένεται να στοιχίσουν 12.264 €, δεν μπορεί να αποτελέσει οικονομικά ελκυστική και βιώσιμη επένδυση όποια και αν είναι το ύψος του δανεισμού, το επιτόκιο αυτού και η περίοδος χρέους. Οι αρνητικές τιμές της ΚΠΑ και του ΕΒΑ για κάθε τιμή των προαναφερθέντων παραγόντων μας οδηγούν στην απόρριψη της συγκεκριμένης πρότασης και συνεπώς στη στοιχειοθέτηση μιας νέας.

**Πίνακας 6.18:** Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ με εύρος ευαισθησίας 100% σε περίοδο αποπληρωμής χρέους, ποσοστό δανεισμού και επιτόκιο δανεισμού (8 θερμοσίφωνες).

		Αρχικά κόστη (€)				
		0	6.132€	12.264€	18.396€	24.528€
Τιμή Μεταβολή		-100%	-50%	0%	50%	100%
<b>Τοκοχρεολύσιο (%)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
0%	-100%	8.847	2.715	-3.417	-9.549	-15.681
25%	-50%	8.847	2.715	-3.417	-9.549	-15.681
50%	0%	8.847	2.715	-3.417	-9.549	-15.681
75%	50%	8.847	2.715	-3.417	-9.549	-15.681
100%	100%	8.847	2.715	-3.417	-9.549	-15.681
<b>Επιτόκιο δανεισμού (%)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
0,00%	-100%	8.847	3.897	-1.053	-6.003	-10.953
5,00%	-50%	8.847	3.341	-2.164	-7.670	-13.176
10,00%	0%	8.847	2.715	-3.417	-9.549	-15.681
15,00%	50%	8.847	2.027	-4.792	-11.612	-18.432
20,00%	100%	8.847	1.287	-6.272	-13.832	-21.391
<b>Περίοδος χρέους (έτη)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
0	-100%	8.847	5.781	2.715	-351	-3.417
5	-50%	8.847	2.715	-3.417	-9.549	-15.681
10	0%	8.847	2.715	-3.417	-9.549	-15.681
15	50%	8.847	2.715	-3.417	-9.549	-15.681
20	100%	8.847	2.715	-3.417	-9.549	-15.681



Επόμενη σκέψη, λοιπόν, είναι η εγκατάσταση 5 θερμοσιφωνικών συστημάτων, αντί 8, που θα καλύπτουν πλήρως τις ανάγκες 19 ενοίκων του ξενοδοχείου, δηλαδή του 70% της πληρότητας. Και σε αυτή την περίπτωση η βιωσιμότητα της επένδυσης μοιάζει οριακή. Η ανάλυση ευαισθησίας στον Εσωτερικό Βαθμό Απόδοσης (Πίνακας 6.19) δείχνει πως με ύψος δανείου 50% του αρχικού κεφαλαίου και περίοδο χρέους 10 έτη, η επένδυση είναι βιώσιμη μόνο με επιτόκιο δανεισμού κάτω από 6%. Ταυτόχρονα, από τη συγκεκριμένη ανάλυση γίνεται αντιληπτό πως, μόνο η επένδυση σε 4 ηλιακά θερμοσιφωνικά συστήματα είναι συμφέρουσα για τον επιχειρηματία ξενοδόχο υπό οποιεσδήποτε συνθήκες. Αυτό, όμως θα έχει ως συνέπεια τη μην κάλυψη του 100% των αναγκών των τουριστών την περίοδο αιχμής και κατ' επέκταση την εξάρτηση από τον παραδοσιακό τρόπο θέρμανσης του νερού κατά 44%.

**Πίνακας 6.19:** Ανάλυση ευαισθησίας στον ΕΒΑ με εύρος ευαισθησίας 40% σε περίοδο αποπληρωμής χρέους, ποσοστό δανεισμού και επιτόκιο δανεισμού (5 θερμοσίφωνες).

		Αρχικά κόστη €				
Τιμή	Μεταβολή	4.599€	6.132€	7.665€	9.198€	10.731€
<b>Τοκοχρεολύσιο (%)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>30%</b>	-40%	17,5%	12,3%	8,9%	6,4%	4,4%
<b>40%</b>	-20%	18,1%	12,4%	8,8%	6,2%	4,1%
<b>50%</b>	0%	18,8%	12,6%	8,7%	5,9%	3,7%
<b>60%</b>	20%	19,8%	12,9%	8,6%	5,6%	3,3%
<b>70%</b>	40%	21,0%	13,1%	8,5%	5,3%	2,9%
<b>Επιτόκιο δανεισμού (%)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>6,00%</b>	-40%	20,5%	14,2%	10,1%	7,3%	5,1%
<b>8,00%</b>	-20%	19,7%	13,4%	9,4%	6,6%	4,4%
<b>10,00%</b>	0%	18,8%	12,6%	8,7%	5,9%	3,7%
<b>12,00%</b>	20%	17,9%	11,9%	8,0%	5,2%	3,1%
<b>14,00%</b>	40%	17,1%	11,1%	7,3%	4,5%	2,4%
<b>Περίοδος χρέους (έτος)</b>						
Τιμή	Μεταβολή					
<b>6</b>	-40%	17,9%	12,4%	8,8%	6,3%	4,4%
<b>8</b>	-20%	18,4%	12,5%	8,8%	6,1%	4,1%
<b>10</b>	0%	18,8%	12,6%	8,7%	5,9%	3,7%
<b>12</b>	20%	19,3%	12,8%	8,6%	5,7%	3,4%
<b>14</b>	40%	19,6%	12,9%	8,6%	5,4%	2,9%

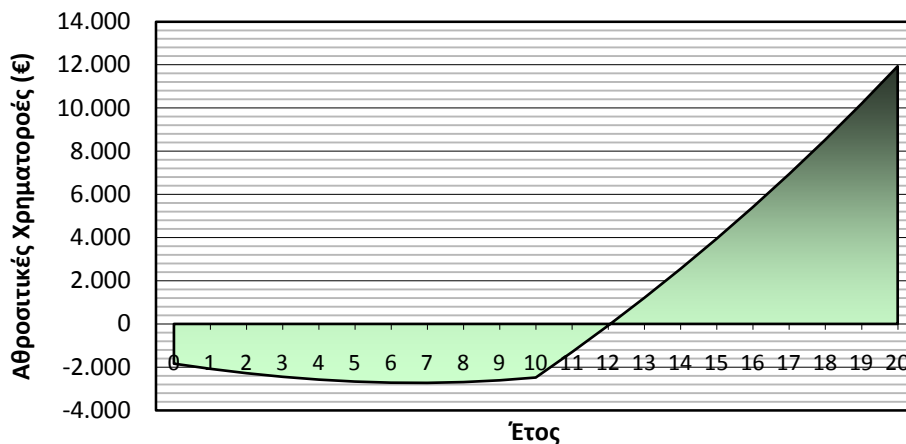
Οι παραπάνω διαπιστώσεις συνηγορούν στο ότι μια τέτοιας κλίμακας επένδυση, της οποίας οι θετικές χρηματοροές προέρχονται μόνο από τον περιορισμό της κατανάλωσης του ηλεκτρικού ρεύματος, για να είναι ελκυστική πρέπει να συνοδεύεται και από μια σειρά οικονομικών κινήτρων. Τα χαμηλότοκα δάνεια, έτσι όπως παρουσιάστηκε παραπάνω, ή οι κρατικές επιχορηγήσεις μπορούν να εγγυηθούν την οικονομική βιωσιμότητα της εγκατάστασης θερμικών ηλιακών συστημάτων που θα καλύπτουν το 100% των αναγκών των ξενοδοχειακών συγκροτημάτων. Στον τελευταίο αναπτυξιακό νόμο 3908/2011 η ενεργειακή αναβάθμιση των ξενοδοχείων, πλην ορισμένων περιπτώσεων, δεν συμπεριλαμβάνεται στις επιδοτούμενες ενέργειες, γεγονός ανασταλτικό για την αντιστροφή του ενεργειακού και περιβαλλοντικού προβλήματος στον ελληνικό χώρο. Παρόλα αυτά, στον ίδιο νόμο υπάρχουν σχέδια που επιδοτούνται από 15-50% ανάλογα με την περιφέρεια που θα εκτελεστεί το έργο και το μέγεθος της επιχείρησης. Στην περιφέρεια

των Δωδεκανήσων η ενίσχυση κυμαίνεται στο 15% του προϋπολογισμού του έργου για τις μεγάλες επιχειρήσεις, στο 25% για τις μεσαίες και στο 35% για τις μικρές και πολύ μικρές επιχειρήσεις.

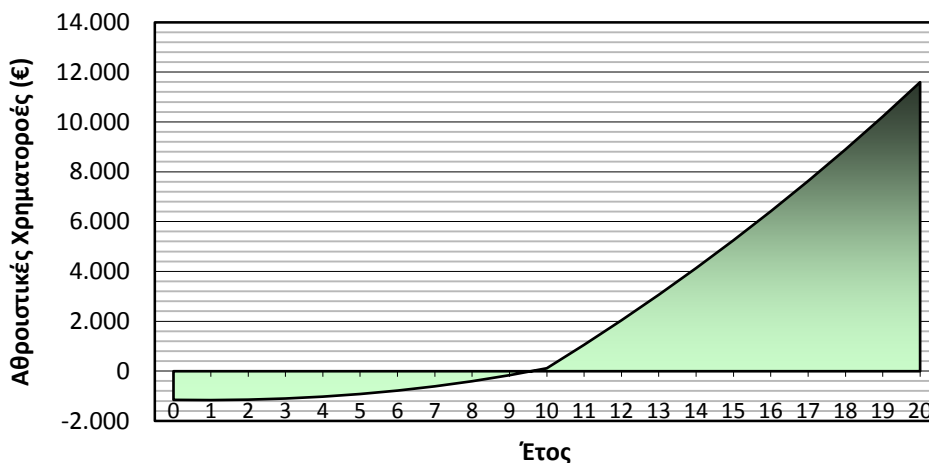
Η περίπτωση των ενοικιαζόμενων δωματίων που μελετώνται θεωρείται μια πολύ μικρή επιχείρηση (λιγότερο από 10 άτομα προσωπικό και κύκλος εργασιών μικρότερος των 2 εκ. €), η οποία δυνητικά θα μπορούσε να επιδοτηθεί με 35%. Σε ένα τέτοιο σενάριο, όπως φαίνεται και στον πίνακα 6.20, η εγκατάσταση 8 ηλιακών συστημάτων θα μπορούσε να ήταν οικονομικά ελκυστική, ανεξαρτήτως του ύψους δανεισμού, του επιτοκίου ή της περιόδου χρέους. Παράλληλα, στο διάγραμμα φαίνονται οι αθροιστικές χρηματοροές στην περίπτωση όπου το αρχικό κεφάλαιο της ενεργειακής επένδυσης επιδοτηθεί κατά 35%, ενώ το 50% καλυφθεί από δάνειο με επιτόκιο 10% και περίοδο χρέους 10 χρόνια. Υπό τις συγκεκριμένες συνθήκες, η αποπληρωμή της επένδυσης μπορεί να γίνει μέσα σε 12 χρόνια και στο τέλος του οικονομικού κύκλου ζωής της θα παρουσιάζει θετική ΚΠΑ ίση με 875 €, EBA γύρω στο 12% και αναλογία Όφελος/Κόστος 1,14. Μπορεί η ελκυστικότητα της συγκεκριμένης επένδυσης να μη μοιάζει σπουδαία, αλλά σίγουρα είναι οικονομικά βιώσιμη και μπορεί να βελτιωθεί ακόμα περισσότερο σε περίπτωση που επιλεγεί να εγκατασταθούν ηλιακοί θερμοσίφωνες λιγότεροι από 8 (Διάγραμμα 6.33).

**Πίνακας 6.20:** Ανάλυση ευαισθησίας στην ΚΠΑ και στον EBA με εύρος ευαισθησίας 100% σε περίοδο αποπληρωμής χρέους, ποσοστό δανεισμού και επιτόκιο δανεισμού (8 θερμοσίφωνες, επιχορήγηση 35%).

		NPV					IRR				
		Αρχικά κόστη (€)					Αρχικά κόστη (€)				
Τιμή	Μεταβολή	0	6.132	12.264	18.396	24.528	0	6.132	12.264	18.396	24.528
Τιμή	Μεταβολή	-100%	-50%	0%	50%	100%	-100%	-50%	0%	50%	100%
<b>Τοκοχρεολύσιο (%)</b>											
Τιμή	Μεταβολή										
0%	-100%	13.139	7.007	875	-5.257	-11.389	θετικό	45,8%	11,3%	4,8%	1,4%
25%	-50%	13.139	7.007	875	-5.257	-11.389	θετικό	173,1%	11,7%	3,8%	-0,1%
50%	0%	13.139	7.007	875	-5.257	-11.389	θετικό	θετικό	12,3%	2,4%	-2,0%
75%	50%	13.139	7.007	875	-5.257	-11.389	θετικό	θετικό	14,0%	0,7%	-4,0%
100%	100%	13.139	7.007	875	-5.257	-11.389	θετικό	θετικό	θετικό	-1,3%	-6,0%
<b>Επιτόκιο δανεισμού</b>											
Τιμή	Μεταβολή										
0,00%	-100%	13.139	8.189	3.239	-1.711	-6.661	θετικό	θετικό	21,2%	7,1%	1,9%
5,00%	-50%	13.139	7.633	2.128	-3.378	-8.884	θετικό	θετικό	16,5%	4,7%	-0,1%
10,00%	0%	13.139	7.007	875	-5.257	-11.389	θετικό	θετικό	12,3%	2,4%	-2,0%
15,00%	50%	13.139	6.319	-500	-7.320	-14.140	θετικό	θετικό	8,8%	0,3%	-3,7%
20,00%	100%	13.139	5.579	-1.980	-9.540	-17.099	θετικό	θετικό	5,9%	-1,6%	-5,4%
<b>Περίοδος χρέους</b>											
Τιμή	Μεταβολή										
0	-100%	13.139	10.073	7.007	3.941	875	θετικό	θετικό	45,8%	18,8%	11,3%
5	-50%	13.139	7.007	875	-5.257	-11.389	θετικό	θετικό	11,8%	3,7%	-0,2%
10	0%	13.139	7.007	875	-5.257	-11.389	θετικό	θετικό	12,3%	2,4%	-2,0%
15	50%	13.139	7.007	875	-5.257	-11.389	θετικό	θετικό	13,0%	0,5%	-4,9%
20	100%	13.139	7.007	875	-5.257	-11.389	θετικό	θετικό	13,9%	-3,4%	αρνητικό



**Διάγραμμα 6.32:** Αθροισμα χρηματοροών ενεργειακής επένδυσης 8 θερμικών ηλιακών συστημάτων (συλλέκτης 4,58 m<sup>2</sup>, boiler 300 lt) με επιδότηση κεφαλαίου 35%.



**Διάγραμμα 6.33:** Αθροισμα χρηματοροών ενεργειακής επένδυσης 5 θερμικών ηλιακών συστημάτων (συλλέκτης 4,58 m<sup>2</sup>, boiler 300 lt) με επιδότηση κεφαλαίου 35%. ΚΠΑ=2.110 €, IRR=19,3%, Αναλογία Οφέλους-Κόστους=1,55.

Όσον αφορά τα περιβαλλοντικά οφέλη, αυτά είναι πολλαπλά δεδομένου πως με τη χρήση 8 ηλιακών συλλεκτών η ηλεκτρική κατανάλωση περιορίζεται κατά 90%. Γνωρίζοντας πως ο συντελεστής εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου στην Ελλάδα ισούται με 0,831 tη CO<sub>2</sub>/MWh (συμπεριλαμβανομένων των απωλειών Μεταφοράς και Διανομής), η προταθείσα επέμβαση μπορεί να περιορίσει την ποσότητα του CO<sub>2</sub> που εκλύεται στην ατμόσφαιρα κατά 13 tη ετησίως. Αν υποθεθεί πως οι 3.800 τουρίστες που αναμένεται να επισκεφθούν την Αστυπάλαια το 2030 φιλοξενηθούν σε ξενοδοχειακές μονάδες παρόμοιας μορφής με αυτή για την οποία πραγματοποιήθηκε η παραπάνω ανάλυση, ο ξενοδοχειακός τομέας του νησιού θα αριθμεί 1.013 ηλιακούς θερμοσίφωνες. Ο συγκεκριμένος αριθμός ηλιακών συστημάτων συνεπάγεται την εξοικονόμηση σχεδόν 2.000 MWh ετησίως και κατ'επέκταση τη μείωση των εκπομπών αερίων ρύπων κατά 1.638 tη CO<sub>2</sub>/έτος.

Η παραπάνω ελάττωση των εκπομπών ισοδυναμεί με τη μείωση της κατανάλωσης ενέργειας κατά 20% από 1.638 άτομα, αριθμός που ισούται με το σύνολο του μόνιμου πληθυσμού που αναμένεται να κατοικεί στο νησί το 2030. Η σπουδαιότητα του περιορισμού των αερίων ρύπων σε αυτά τα επίπεδα αναδεικνύεται έντονα εάν αναλογιστεί πως η συγκεκριμένη μείωση του CO<sub>2</sub> ισοδυναμεί με τη μη κατανάλωση 703.836 lt βενζίνης ετησίως ή τη μη χρήση 302 οχημάτων Ι.Χ.

Κεφάλαιο 7<sup>ο</sup>

Συμπεράσματα

Την τελευταία δεκαετία η Ελλάδα έχει κάνει φιλότιμες προσπάθειες στο να ανταποκριθεί στις διεθνείς και ευρωπαϊκές απαιτήσεις για επιτάχυνση θέσπισης μέτρων που προωθούν τις ΑΠΕ και την ορθολογική χρήση ενέργειας, έτσι ώστε να αντιμετωπιστεί αποτελεσματικά η κλιματική αλλαγή, να διασφαλιστεί ο ενεργειακός εφοδιασμός των μελών της Ευρωπαϊκής Ένωσης και να διαφυλαχθεί η οικονομική ανάπτυξη των κρατών. Παρόλα αυτά, η χώρα αδυνατεί να ακολουθήσει κατά πόδας στους παραπάνω τομείς άλλες, οικονομικά πιο ανεπτυγμένες και περιβαλλοντικά πιο ευαισθητοποιημένες, χώρες, κυρίως εξαιτίας της πολιτικής ανικανότητας, της αδυναμίας ανάληψης πρωτοβουλιών σε τοπικό επίπεδο, της έλλειψης ενημέρωσης του πολίτη, του αυταρχικού σχεδιασμού των μεγάλων έργων και της οικονομικής υστέρησης, μη εκμεταλλεύομενη ουσιαστικά τις μεγάλες δυνατότητές της στον τομέα της ενέργειας.

Πολλές φορές στην παρούσα εργασία έχει επισημανθεί το πλούσιο ανανεώσιμο δυναμικό της χώρας, το οποίο δεν αξιοποιείται στην ένταση που θα μπορούσε. Σε πολλές περιοχές της Ελλάδος, κυρίως στα νησιά, η μέση ημερήσια ηλιοφάνεια είναι  $5,2 \text{ kWh/m}^2$ , ενώ φυσούν άνεμοι με μέση ταχύτητα  $10 \text{ m/sec}$ . Παρόλα αυτά, όμως, σήμερα η διείσδυση των ΑΠΕ στην ενεργειακή παραγωγή των μη διασυνδεδεμένων νήσων (ΜΔΝ) δεν ξεπερνά το 11%, ποσοστό το οποίο περιορίζεται στο 9% στην περιοχή των Δωδεκανήσων. Η ανατροπή του συγκεκριμένου ενεργειακού σκηνικού, όπως έδειξαν και τα αποτελέσματα της παρούσας έρευνας, μπορεί να επιτευχθεί με το σωστό σχεδιασμό ενός ολοκληρωμένου συστήματος ενεργειακής αυτονομίας απομονωμένων περιοχών, οι οποίες μέχρι σήμερα εξυπηρετούσαν τις ανάγκες τους με οικονομικά ασύμφορους και περιβαλλοντικά επιβλαβείς τρόπους.

Η πρόταση εφαρμογής του εν λόγω ολοκληρωμένου συστήματος στο νησί της Αστυπάλαιας δεν έγινε τυχαία, αφού το συγκεκριμένο νησί διαθέτει αξιόλογο αιολικό (μέση ταχύτητα ανέμου  $5,67 \text{ m/sec}$ ) και ηλιακό (μέση τιμή ηλιοφάνειας  $4,82 \text{ kWh/m}^2$ ) δυναμικό για ανάπτυξη των ΑΠΕ, γεωγραφικό ανάγλυφο που επιτρέπει την εγκατάσταση Φ/Β και Α/Γ, διακρίνεται για τη συνεχή ανάπτυξη του τριτογενούς του τομέα, διαθέτει έναν αντιπροσωπευτικό αριθμό μόνιμων κατοίκων, ο οποίος αυξάνεται σταδιακά, για τα δεδομένα των νησιών Αιγαίου, ο Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής ενέργειας που διαθέτει λειτουργεί αποκλειστικά με ελαφρύ καύσιμο και τέλος, αντιμετωπίζει προβλήματα λιψυδρίας ορισμένες εποχές του χρόνου.

Όσον αφορά στο υβριδικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η επιλογή συμμετοχής σε αυτό κάθε τεχνολογίας παροχής ισχύος αποτελεί συνισταμένη αρκετών παραγόντων που απαιτούν προσοχή κατά τον σχεδιασμό. Σε ένα σύστημα παραγωγής ενέργειας δύο είναι τα βασικά κριτήρια που καθορίζουν την επιτυχία του σχεδιασμού του: το χαμηλό κόστος υλοποίησης και η τεχνική του αξιοπιστία. Από τη μια, μια ενεργειακή επένδυση για να είναι οικονομικά βιώσιμη θα πρέπει να μπορεί το κόστος αγοράς, εγκατάστασης, λειτουργίας και συντήρησης του εξοπλισμού να είναι τέτοιο ώστε μέχρι το τέλος του οικονομικού κύκλου ζωής της επένδυσης, τα κέρδη από αυτήν να έχουν φτάσει σε επίπεδα που ικανοποιούν τον επενδυτή. Εάν ο επενδυτής είναι το ίδιο το κράτος, πρέπει τουλάχιστον το προτεινόμενο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής να είναι οικονομικά πιο συμφέρον έναντι του συμβατικού τρόπου παροχής ισχύος, ή εναλλακτικά, εάν ο επενδυτής είναι ιδιώτης, η πολιτεία θα πρέπει να δίνει κίνητρα για βιώσιμη υλοποίηση της επένδυσης. Από την άλλη, η τεχνική αξιοπιστία της ενεργειακής επένδυσης σχετίζεται με παράγοντες όπως η σωστή συνέργεια μεταξύ των τεχνολογιών ενεργειακής παραγωγής ή/και

αποθήκευσης ενέργειας, η πιθανότητα μη παροχής ισχύος, η μη ικανοποίηση του φορτίου, το ποσοστό ενέργειας που παράγεται αλλά ξεπερνά τις ανάγκες των καταναλώσεων.

Ένα από τα σπουδαιότερα συμπεράσματα που μπορεί να εξάγει κανείς, ανατρέχοντας στην οικονομοτεχνική αξιολόγηση του προτεινόμενου υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, είναι ο «μύθος» του υψηλού κόστους των ΑΠΕ. Με κόστος αγοράς φωτοβολταϊκών συστημάτων και αιολικών μηχανών γύρω στα 1.500 €/KW κατά μέσο όρο και σχεδόν μηδενικό κόστος συντήρησης και λειτουργίας του εξοπλισμού, η εγκατάσταση ενός υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής έχει πολύ μικρότερο κόστος έναντι ενός συστήματος που χρησιμοποιεί αποκλειστικά μηχανές diesel. Παρόλο το πολύ χαμηλό κόστος αγοράς και εγκατάστασης των ντιζελογεννητριών (σχεδόν έξι φορές μικρότερο σε σχέση με τις ΑΠΕ), το υψηλό κόστος αγοράς καυσίμων εκτινάσσει το συνολικό κόστος της εγκατάστασης, στο τέλος του εικοσαετού κύκλου ζωής της, πάνω από τα 125.000.000 €, τιμή σχεδόν διπλάσια σε σχέση με την αποκλειστική χρήση ΑΠΕ. Εάν παράλληλα, ένα μικρό μέρος της ενεργειακής παραγωγής (π.χ. 3%) προέρχεται από συμβατικές τεχνολογίες, τότε η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ που θα απαιτείται για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών της Αστυπάλαιας θα είναι αρκετά μικρότερη και επομένως το αθροιστικό κόστος υλοποίησης και λειτουργίας του συστήματος μπορεί να φτάσει και το 1/3 του συμβατικού τρόπου ηλεκτροπαραγωγής. Επομένως, γίνεται αντιληπτό πως, από οικονομικής απόψεως, η πιο συμφέρουσα λύση για την παραγωγή ηλεκτρισμού στην Αστυπάλαια είναι η ταυτόχρονη λειτουργία Α/Γ και Φ/Β, τα οποία θα υποστηρίζονται σε περιόδους χαμηλού ανανεώσιμου δυναμικού από γεννήτριες diesel.

Το χαμηλό κόστος του υβριδικού συστήματος έχει ως αποτέλεσμα και το χαμηλό κόστος παραγωγής ενέργειας, το οποίο διαμορφώνεται στα 301 €/KWh, τιμή κατά 20% μικρότερη σε σχέση με τη σημερινή. Μόνο για το 2005, το κόστος αγοράς ελαφριού καυσίμου ήταν 0,54 €/lt, γεγονός στο οποίο οδηγούσε οι μισές δαπάνες για τη συνολική λειτουργία του ΑΣΠ Αστυπάλαιας να οφείλονταν στην αγορά καυσίμων. Η συγκεκριμένη διαπίστωση αναδεικνύει εκείνα τα θετικά χαρακτηριστικά των ΑΠΕ που τις κάνουν να ξεχωρίζουν από τους συμβατικούς τρόπους παραγωγής ενέργειας, οι οποίοι εξαρτώνται άμεσα από τη διακύμανση της τιμής των καυσίμων και πάντα έχουν αρνητικό ισοζύγιο στη σταθερότητα της οικονομίας. Ακόμα και στην περίπτωση αποκλειστικής χρήσης ΑΠΕ στην ενεργειακή παραγωγή του νησιού, λύση θεωρητικά ακριβή για τη μέση κοινή, επιστημονική και μη, γνώμη, το κόστος παραγωγής ενέργειας θα είναι το μισό σε σχέση με τη χρήση diesel.

Ένα επόμενο συμπέρασμα, που προκύπτει από την τεχνοοικονομική αξιολόγηση του προηγούμενου και κεφαλαίου και αξίζει να τονιστεί, είναι η σπουδαιότητα της αποθήκευσης ενέργειας κατά την ενεργειακή παραγωγή. Κατά τη διάρκεια των προσομοιώσεων, υπήρξαν υλοποιήσεις όπου το Καθαρό Παρόν Κόστος έφτανε έως και το +80% στις περιπτώσεις όπου η περίσσεια της ενέργειας δεν αποθηκεύονταν σε συσσωρευτές. Ακόμα και στην οικονομικότερη περίπτωση, της ταυτόχρονης λειτουργίας Α/Γ-Φ/Β-Diesel, όταν το σύστημα δεν περιελάμβανε συσσωρευτές, το NPC αυξανόταν κατά 75% και το κόστος της ενέργειας ξεπερνούσε αυτό της περίπτωσης αποκλειστικής παροχής ηλεκτρισμού από ΑΠΕ με ταυτόχρονη αποθήκευση ενέργειας. Επιπρόσθετα, στις περιπτώσεις υλοποίησης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μόνο μέσω ΑΠΕ (Α/Γ ή/και Φ/Β), η ύπαρξη των συσσωρευτών μπορεί να εγγυηθεί τη βιωσιμότητα της επένδυσης και την ανταγωνιστικότητά τους έναντι των συμβατικών λύσεων. Έτσι, η ταυτόχρονη λειτουργία των μονάδων αποθήκευσης ενέργειας μπορεί να αντιστρέψει το αρνητικό ισοζύγιο του

πολύ υψηλούς κόστους υλοποίησης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέσω ΑΠΕ χωρίς την παρουσία συσσωρευτών, σύστημα το οποίο οικονομικά θεωρείται καθ' όλα μη υλοποιήσιμο, και τελικά να εγγυηθεί μια επένδυση με NPC 2 φορές μικρότερο, σε σχέση με την παραγωγή ηλεκτρισμού μέσω μηχανών diesel.

Παράλληλα, η οικονομική βιωσιμότητα του υβριδικού συστήματος Α/Γ-Φ/Β-Diesel επιβεβαιώνεται και μέσω της ανάλυσης ευαισθησίας παραμέτρων που δε μπορούν να προβλεφθούν με απόλυτη ακρίβεια από τον μελετητή. Ακόμη και με υψηλό επιτόκιο δανεισμού (π.χ. 16%), τιμή καυσίμου διπλάσια από τη σημερινή και κόστη αγοράς, λειτουργίας και συντήρησης του εξοπλισμού μέχρι και 50% μεγαλύτερα από τα αρχικώς εκτιμώμενα, η ενεργειακή επένδυση μπορεί και αποδίδει κέρδη μέχρι το τέλος του κύκλου ζωής της, επιβεβαιώνοντας πως αποτελεί καλύτερη επιλογή από το συμβατικό τρόπο ηλεκτροπαραγωγής. Ιδιαίτερα στις περιπτώσεις όπου μπορεί να συναπτεί δάνειο με χαμηλό επιτόκιο (π.χ. 4%), ο επενδυτής, μέχρι το τέλος του εικοσαετούς κύκλου ζωής της επένδυσης, μπορεί να έχει κέρδη διπλάσια από αρχικό ύψος κεφαλαίου.

Αντίθετα, η οικονομική ελκυστικότητα μια ενεργειακής επένδυσης που αποτελείται αποκλειστικά από ΑΠΕ δεν μπορεί να θεωρηθεί εγγυημένη απόλυτα κάτω από οποιοδήποτε οικονομικές συνθήκες. Το υψηλό κόστος αγοράς και εγκατάστασης των αιολικών μηχανών ή/και των φωτοβολταϊκών συστημάτων και η υπερδιαστασιολόγηση αυτών των συστημάτων, προκειμένου να ανταποκριθούν με επάρκεια στις ανάγκες του φορτίου, έχουν ως συνέπεια τη χαμηλή βιωσιμότητα της επένδυσης. Βέβαια, εάν θεωρηθεί πως φορέας υλοποίησης του έργου είναι το ίδιο το κράτος, τότε μόνο η απόσβεση του αρχικού κεφαλαίου μπορεί να θεωρηθεί ένα ικανοποιητικό ενδεχόμενο, αφού ο εξοπλισμός θα απαιτεί σχεδόν μηδενικό κόστος συντήρησης και λειτουργίας και η τοπική κοινωνία θα απαλλαγεί από τα βλαβερά για το περιβάλλον αέρια του θερμοκηπίου, τα οποία εκπέμπονται από τους θερμικούς σταθμούς παραγωγής. Βέβαια, η οικονομική βιωσιμότητα μπορεί να βελτιωθεί αισθητά εάν και εφόσον θεσπιστούν ορισμένα οικονομικά κίνητρα που να δίνουν και σε ιδιώτες επενδυτές τη δυνατότητα περιθωρίου κέρδους. Η σύναψη δανείων με χαμηλότοκο επιτόκιο ή/και η δυνατότητα λήψης κρατικής ή/και ευρωπαϊκής επιχορήγησης, μπορούν να επιτρέψουν σε ιδιώτες να προχωρήσουν σε μια ενεργειακή επένδυση που εμφανίζει από νωρίς θετικές χρηματοροές και εγγυάται ικανοποιητικά κέρδη στο τέλος του κύκλου ζωής της. Σε κάθε περίπτωση, ανεξαρτήτως των οικονομικών κινήτρων, θα πρέπει να τονιστεί πως, στην περίπτωση ηλεκτροπαραγωγής στην Αστυπάλαια 100% από ΑΠΕ, ένα υβριδικό σχήμα Α/Γ και Φ/Β έχει χαμηλότερο κόστος (έως και -42%) σε σχέση με την αποκλειστική εγκατάσταση αιολικών μηχανών ή φωτοβολταϊκών συστημάτων.

Όσον αφορά την τεχνική-ενεργειακή αξιολόγηση των ενεργειακών συστημάτων, η προηγηθείσα αξιολόγηση έδειξε πως η αποκλειστική χρήση ΑΠΕ συνεπάγεται και μεγάλα ποσά ενέργειας τα οποία δεν μπορούν να απορροφηθούν από το σύστημα. Ακόμα και στις περιπτώσεις όπου προβλέπεται η αποθήκευση ενέργειας, ο πλεονάζων ηλεκτρισμός μπορεί να φτάσει έως και το 80% της συνολικής παραγωγής. Αυτό καταδεικνύει πως η στοχαστικότητα του αιολικού και ηλιακού δυναμικού έχουν ως αποτέλεσμα την υπερδιαστασιολόγηση των ενεργειακών συστημάτων που χρησιμοποιούν κατά αποκλειστικότητα ΑΠΕ, γεγονός που αυξάνει κατά πολύ το συνολικό κόστος της επένδυσης. Για αυτόν ακριβώς το λόγο, ακόμα και η μικρή συμμετοχή στην ενεργειακή παραγωγή μιας γεννήτριας diesel μπορεί να περιορίσει τις απαιτήσεις του συστήματος σε ΑΠΕ και τελικά να μειώσει το κόστος παραγωγής ενέργειας μέχρι και 35%. Για ακόμα μια φορά, και σε αυτόν

τον τομέα, η ύπαρξη μονάδων αποθήκευσης ενέργειας μπορούν να παίξουν καταλυτικό ρόλο ώστε το ποσοστό περισευούμενης ενέργειας να διατηρείται σε χαμηλότερα επίπεδα και έτσι να μην απαιτείται η ύπαρξη μεγαλύτερης ισχύος ΑΠΕ.

Στον περιβαλλοντικό τομέα, η λειτουργία ΑΠΕ στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής του νησιού, σε μικρότερο ή μεγαλύτερο ποσοστό, είναι σίγουρο πως εγγυάται τη βελτίωση της εκπομπής αέριων ρύπων σε σχέση με το σημερινό συμβατικό τρόπο παραγωγής της ενέργειας. Συγκεκριμένα, ένα υβριδικό σύστημα που συνδυάζει Α/Γ, Φ/Β και ντιζελογεννήτριες μπορεί να παράγει μέχρι και 94% λιγότερους αέριους ρύπους συγκρίσει με το σημερινό τρόπο ηλεκτροπαραγωγής, δηλαδή μπορεί να περιοριστούν οι εκπομπές CO<sub>2</sub> κατά 16.000 tn/έτος. Το μέγεθος είναι πραγματικά πολύ μεγάλο, εάν αναλογιστεί κανείς πως ισοδυναμεί με 3.700 στρέμματα δάσους ή με 16.000 πολίτες που μειώνουν την κατανάλωση ενέργειας κατά 20%, αριθμός δεκαπλάσιος του μόνιμου πληθυσμού της Αστυπάλαιας που αναμένεται το 2030. Επιπρόσθετα, το ποσοστό μείωσης των αερίων του θερμοκηπίου μπορεί να περιοριστεί ακόμα περισσότερο εάν το νησί ηλεκτροδοτείται αποκλειστικά από ΑΠΕ και δεν συμμετέχει στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής κανένας θερμικός σταθμός.

Από τα παραπάνω γίνεται εύκολο αντιληπτό, πως η επιλογή ενός συστήματος ηλεκτροπαραγωγής είναι μια απόφαση που θα πρέπει να λαμβάνει υπόψη της μια σειρά παραμέτρων. Η συμμετοχή κάθε τεχνολογίας στο εν λόγω σύστημα επιβάλλεται από το χαμηλό κόστος αγοράς και λειτουργίας του εξοπλισμού, τα χαμηλά επίπεδα εκπεμπόμενων ρύπων και την υψηλή αξιοπιστία του συστήματος. Η απόφαση από τον φορέα υλοποίησης του έργου, είτε αυτός είναι το κράτος είτε ένας ιδιώτης επενδυτής, θα πρέπει να παρθεί βάσει των προτεραιοτήτων που αυτός θέτει ή θα πρέπει να γίνει βρίσκοντας μια χρυσή τομή ανάμεσα στα δομικά κριτήρια που χαρακτηρίζουν την επένδυση. Είναι εμφανές από την τεchnοοικονομική και περιβαλλοντική αξιολόγηση του προηγούμενου κεφαλαίου, πως για ίδιο αριθμό συσσωρευτών ή/και ντιζελογεννήτριας συγκεκριμένης ισχύος, η αύξηση του Καθαρού Παρόντος Κόστους της επένδυσης είναι ανάλογη της αυξητικής διείσδυσης των ΑΠΕ. Βέβαια, το ύψος αυτό του NPC δεν ξεπερνά το αντίστοιχο της αποκλειστικής χρήσης ορυκτών καυσίμων, παρά μόνο στην περίπτωση όπου επιλεγεί η αποκλειστική λειτουργία ΑΠΕ χωρίς τη δυνατότητα αποθήκευσης. Το ίδιο ανάλογη με την αυξητική αυτή διείσδυση είναι, όμως, και η αύξηση της πλεονάζουσας ενέργειας που απορρίπτει το τελικά το φορτίο, γεγονός που οδηγεί σε χαμηλή αξιοπιστία το σύστημα. Αντίθετα, όσο μεγαλύτερη είναι η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ τόσο μεγαλύτερη είναι και η μείωση των αερίων του θερμοκηπίου που εκπέμπονται στην ατμόσφαιρα. Έτσι, το σύστημα που μπορεί να εγγυηθεί τη σύμπνοια των προαναφερθέντων κριτηρίων είναι αυτό που μπορεί να συνδυάζει χαμηλό κόστος, χαμηλούς ρύπους και υψηλή αξιοπιστία, δηλαδή ένα σύστημα όπως αυτό της ταυτόχρονης λειτουργίας Α/Γ, Φ/Β και μηχανών diesel, με δυνατότητα αποθήκευσης της περίσσειας από τις ΑΠΕ ενέργειας σε συσσωρευτές. Σε διαφορετική περίπτωση, εάν στόχος του φορέα υλοποίησης είναι ο μηδενισμός των αέριων εκπομπών ή η μη υπερδιαστασιολόγηση του συστήματος, τότε ανάλογα διαμορφώνονται και οι αποφάσεις σχετικά με το ποιο σύστημα ενεργειακής παραγωγής ενδείκνυται κατάλληλα.

Στον τομέα εξυπηρέτησης του θερμικού φορτίου του νησιού της Αστυπάλαιας, η εγκατάσταση θερμικών ηλιακών συστημάτων μπορεί να αλλάξει πολλά στο πεδίο της ορθολογικής χρήσης ενέργειας και της εξοικονόμησης χρημάτων. Η εξυπηρέτηση του 74% των αναγκών μιας τετραμελούς οικογένειας από ένα θερμοσιφωνικό σύστημα που διαθέτει



συλλέκτη επιφάνειας 3,58 m<sup>2</sup> και boiler 200 lt, μπορεί να μειώσει το κόστος θέρμανσης νερού κατά 75%, βοηθώντας έτσι την οικογένεια να εξοικονομήσει για τα επόμενα 20 χρόνια 3.200 €. Η δυνατότητα διπλασιασμού του αρχικού κεφαλαίου πριν το τέλος του οικονομικού κύκλου ζωής της, κάνει την επένδυση οικονομικά ελκυστικά, ενώ ακόμα και εάν το κόστος αγοράς και εγκατάστασης του εξοπλισμού αυξηθεί έως 70%, η επένδυση θα συνεχίζει να υπερτερεί έναντι των σημερινών θερμοσιφωνικών συστημάτων. Ταυτόχρονα, τα αποτελέσματα της τεchnοοικονομικής αξιολόγησης έδειξαν πως με την εγκατάσταση ενός πρόσθετου ηλιακού συστήματος, το οποίο θα σημαίνει πλήρης ανεξαρτητοποίηση από τον ηλεκτρισμό, δε φαίνεται να εξοικονομούνται περισσότερα χρήματα, ενώ αντίθετα το κόστος απόκτησης του εξοπλισμού γίνεται ιδιαίτερα μεγάλο για το μέσο νοικοκυριό. Από περιβαλλοντικής απόψεως, και σε αυτή την περίπτωση το όφελος είναι μεγάλο, αφού μόνο από την εγκατάσταση ενός ηλιακού θερμοσίφωνα οι αέριοι ρύποι περιορίζονται κατά 1,83 tn/έτος, αριθμός που αν αναχθεί στο συνολικό πληθυσμό του νησιού αντιστοιχεί στο πως το 48% του μόνιμου πληθυσμού της Αστυπάλαιας το 2030 θα έχει μειώσει την κατανάλωση ενέργειας κατά 20%.

Στον ξενοδοχειακό τομέα, και ιδιαίτερα της μικρομεσαίας κλάσης, τα πράγματα, όσον αφορά την παραγωγή ζεστού νερού χρήσης, είναι κάπως διαφορετικά. Η έντονη διακύμανση του φορτίου κατά τη διάρκεια του χρόνου κάνει την απόφαση ακριβούς αριθμού θερμοσιφωνικών συστημάτων μια δύσκολη διαδικασία. Η επιλογή εξυπηρέτησης του μεγαλύτερου ποσοστού (90%) των αναγκών σε θερμικό φορτίο κατά την περίοδο αιχμής (Αύγουστος), απαιτεί την εγκατάσταση 8 ηλιακών συλλεκτών, επιφάνειας 4,58 m<sup>2</sup> ο καθένας, επένδυση με πολύ μεγάλο κόστος και μη δυνατότητα απόσβεσης του αρχικού κεφαλαίου, ακόμα και με χαμηλότοκο δάνειο. Παράλληλα, η εξυπηρέτηση μικρότερου ποσοστού ενεργειακών αναγκών (4 ή 5 θερμοσίφωνες) αποτελεί οριακά μια οικονομικά αποδοτικότερη επένδυση, μόνο εάν συνδυαστεί με επιτόκιο δανεισμού μικρότερο του 6%. Αντίθετα, η χορήγηση επιδοτήσεων αποτελεί ένα πολύ σπουδαίο μέτρο για την οικονομική βιωσιμότητα επενδύσεων αυτού του τύπου. Συγκεκριμένα, η προηγηθείσα αξιολόγηση έδειξε πως με επιχορηγήσεις της τάξεως του 35% του αρχικώς απαιτηθέντος κεφαλαίου, η ενεργειακή επένδυση θεωρείται οικονομικά ελκυστικά υπό οποιεσδήποτε άλλες οικονομικές παραμέτρους.

Επιπρόσθετα, και στον τομέα της παραγωγής πόσιμου νερού, η λειτουργία μονάδας αφαλάτωσης αντίστροφης όσμωσης μπορεί να θεωρηθεί μια οικονομικά βιώσιμη επένδυση, πολύ πιο ανταγωνιστική σε σχέση με τη σημερινή πρακτική. Δεδομένου πως σήμερα για τη μεταφορά πόσιμου νερού στα νησιά των Δωδεκανήσων δαπανώνται περίπου 5 €/m<sup>3</sup>, μια μονάδα αφαλάτωσης που ηλεκτροδοτείται από ΑΠΕ μπορεί να λειτουργήσει με κόστος παραγωγής νερού γύρω στα 2 €/m<sup>3</sup>, εξασφαλίζοντας, παράλληλα, την αυτονομία του νησιού σε πόσιμο νερό όλες τις εποχές του χρόνου. Για το νησί της Αστυπάλαιας μια μονάδα αφαλάτωσης δυναμικότητας 500 m<sup>3</sup>/ημέρα θεωρείται πως θα εξυπηρετεί τις ανάγκες των κατοίκων και των τουριστών του νησιού, σε συνδυασμό πάντα και με τα φυσικά αποθέματα, δεδομένου πως μια μονάδα μεγαλύτερης δυναμικότητας δε θα μπορούσε να λειτουργεί στο 100% των δυνατοτήτων της. Σε μια τέτοια περίπτωση, η αξιοπιστία του συστήματος θα μειωνόταν, οι απαιτήσεις σε συντήρηση θα αυξάνονταν και τελικώς το κόστος παραγωγής πόσιμου νερού θα πολλαπλασιαζόταν. Βέβαια, σε περίπτωση εγκατάστασης ενός υβριδικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, του οποίου η περίσσεια ενέργειας διατηρούταν σε υψηλά επίπεδα, θα μπορούσε να επαναδιαστασιοποιηθεί η μονάδα αφαλάτωσης, προτείνοντας μια μονάδα μεγαλύτερης δυναμικότητας που θα

εκμεταλλεύεται την περισσευούμενη, από τις ΑΠΕ παραγόμενη, ενέργεια και τελικώς θα διασφαλίζει την αειφόρο παραγωγή πόσιμου νερού στο νησί.

Πέρα από τις παραπάνω διαπιστώσεις, οι οποίες είναι απόρροια της τεχνοοικονομικής και περιβαλλοντικής αξιολόγησης των διάφορων ενεργειακών συστημάτων, υπάρχουν ερωτήματα και προβληματισμοί που έχουν γεννηθεί κατά συγγραφή της παρούσας εργασίας. Ένας πρώτος προβληματισμός που γεννάται είναι η “in vivo” προσέγγιση της μεθοδολογίας που έχει αναπτυχθεί. Τα λογισμικά HOMER και RETScreen αποτελούν ένα πολύ καλό εργαλείο για τον μελετητή, τον επιστήμονα, τον επιχειρηματία και μπορούν να προσεγγίσουν τα πραγματικά δεδομένα της οικονομικής-τεχνολογικής πραγματικότητα με μια πολύ καλή ακρίβεια. Παρόλα αυτά, όμως, δεν μπορούν σε καμιά περίπτωση να υποκαταστήσουν την ακρίβεια που μπορούν να αποδώσουν στα πράγματα μια οργανωμένη μελέτη από ένα σύνολο επιστημόνων. Η δυσκολία συγκέντρωσης πληροφοριών για τα φυσικά διαθέσιμα της Αστυπάλαιας, η αδυναμία εύρεσης πρόσφατων δεδομένων, η διαφορετική προσέγγιση στα οικονομικά χαρακτηριστικά των ΑΠΕ μεταξύ επιστήμης και αγοράς, οι περιορισμένες δυνατότητες των λογισμικών είναι μερικά από τα χαρακτηριστικά στα οποία μπορεί να οφείλονται ορισμένες ενδεχόμενες αστοχίες στην αξιολόγηση των διάφορων ενεργειακών συστημάτων. Σίγουρα η προσέγγιση είναι πολύ ρεαλιστική, αφού τα αποτελέσματα της έρευνας είναι προϊόν βιβλιογραφικών δεδομένων, όμως η εφαρμογή των προτάσεων σε πραγματικό επίπεδο απαιτεί περαιτέρω έρευνα και σε ακόμα μεγαλύτερο βάθος μελέτη των πραγματικών χαρακτηριστικών και αναγκών του νησιού της Αστυπάλαιας.

Χαρακτηριστικά, όπως οι σημερινές ενεργειακές καταναλώσεις, η πρόβλεψη των αναγκών του νησιού σε ηλεκτρισμό και νερό τα επόμενα 20 έτη, η επικαιροποίηση των ανεμολογικών και ηλιακών δεδομένων, τα δεδομένα της οικονομίας σήμερα και μετά από δυο δεκαετίες, οι τιμές των τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας, τα νέα τεχνολογικά δεδομένα, οι νέες νομολογίες που θεσπίζουν οικονομικά κίνητρα θα πρέπει να λαμβάνονται συνεχώς υπόψη για τον ολοκληρωμένο σχεδιασμό ενός αυτόνομου ενεργειακού συστήματος, έτσι όπως αυτό προτείνεται. Ταυτόχρονα, καθώς οι ΑΠΕ δεν αποτελούν πανάκεια για τη λύση του ενεργειακού προβλήματος και δεν μπορούν να εφαρμόζονται εν θερμώ σε όλες τις περιπτώσεις, ο σωστός σχεδιασμός απαιτεί διαλεκτική σχέση με την κοινωνία και περιβάλλον του τόπου που πρόκειται να δεχθεί το έργο. Στη σημερινή ελληνική πραγματικότητα δεν είναι λίγες οι περιπτώσεις όπου ο σχεδιασμός ενός έργου μεγάλης σημασίας δεν έχει λάβει υπόψη τους τις πραγματικές ανάγκες της περιοχής που υλοποιείται και τελικώς έχει αποτύχει σε ένα μεγάλο μέρος κατά την εφαρμογή του. Για αυτόν ακριβώς το λόγο, η δημιουργία ενός μεγάλου έργου, με τεράστιο κόστος, που μπορεί να λύσει τα ενεργειακά προβλήματα μιας περιοχής, θα πρέπει να γίνεται με τρόπο που θα σέβεται το περιβάλλον και θα εξυπηρετεί με επάρκεια τις σημερινές και μελλοντικές ανάγκες των κατοίκων της. Σε αυτή την προσπάθεια επομένως, μια απλή τεχνοκρατική προσέγγιση μπορεί να έχει αντίθετα αποτελέσματα, εάν πρωτίστως δεν προηγηθεί διαβούλευση μεταξύ των άμεσα εμπλεκόμενων σε ένα τέτοιας κλίμακας έργο ανάπτυξης, όπως είναι οι πολίτες, οι φορείς των αρμόδιων υπουργείων, ο δήμος, ο επιχειρηματικός κόσμος και η επιστημονική κοινότητα.

Η υλοποίηση της συγκεκριμένης εργασίας έχει βασιστεί στις απαιτήσεις και τα χαρακτηριστικά ενός αντιπροσωπευτικού απομονωμένου νησιού του Αιγαίου που ηλεκτροδοτείται από έναν αυτόνομο θερμικό σταθμό παραγωγής ενέργειας. Παρόλα αυτά,

η μεθοδολογία υλοποίησης του προτεινόμενου ολοκληρωμένου συστήματος ενεργειακής αυτονομίας της Αστυπάλαιας μπορεί να εφαρμοστεί στις περισσότερες απομονωμένες, μη συνδεδεμένες με το ηπειρωτικό δίκτυο, περιοχές, και κυρίως αυτές των νήσων. Συγκεντρώνοντας δεδομένα για το ιστορικό του ανανεώσιμου δυναμικού και βρίσκοντας πληροφορίες για τις απαιτήσεις σε ηλεκτρικό φορτίο, θερμικό φορτίο και πόσιμο νερό άλλων περιοχών, τα αποτελέσματα της αξιολόγησης και της σωστής επιλογής ενεργειακών συστημάτων θα σχετίζονται άμεσα με τα κριτήρια που επιβάλλει το περιβάλλον και οι ανάγκες της περιοχής.

Τέλος, θα πρέπει να επισημανθεί πως και για τη συγκεκριμένη εργασία υπάρχει περιθώριο εμπάθουσης της επιστημονικής και τεχνικής προσέγγισης. Πρόταση είναι να μελετηθεί η αυτονομία της Αστυπάλαιας και στον τομέα των μεταφορών και να εξετασθεί η βιωσιμότητα ενός έργου που θα συνδυάζει τη λειτουργία ΑΠΕ για την κάλυψη των καταναλώσεων και την υδρόλυση του νερού προς παραγωγή  $H_2$ , με το οποίο θα κινούνται τα οχήματα ιδιωτικής και δημόσιας χρήσης. Ακόμα, και η εμπειριστατωμένη έρευνα πάνω στον τομέα της αφαλάτωσης μπορεί να δώσει καινούργια στοιχεία για τη μελλοντική παραγωγή πόσιμου νερού στο νησί. Στην ουσία θα πρέπει να εξετασθούν σε περισσότερο βάθος τα τεχνικά και ενεργειακά χαρακτηριστικά των διαφόρων ειδών αφαλάτωσης, να συγκριθούν μεταξύ τους και τελικώς να εξετασθεί η συνέργεια τους με τις ανανεώσιμες μορφές ενέργειας. Όπως στην περίπτωση των συστημάτων παραγωγής ηλεκτρισμού, έτσι και στην περίπτωση της αφαλάτωσης, η τεχνοοικονομική και περιβαλλοντική αξιολόγηση μπορεί να δείξει μια πιο ολοκληρωμένη εικόνα για μια τεχνολογία που μπορεί να κριθεί σωτήριο μέσο για την αντιμετώπιση της λειψυδρίας στα ελληνικά νησιά.

Είναι αδιαμφισβήτητο πως σήμερα η χώρα βρίσκεται σε μια τεράστια καμπή, στην οποία η υλοποίηση μεγάλων ενεργειακών έργων, όπως αυτό που περιγράφηκε στην παρούσα εργασία, μεγάλου κόστους είναι πολύ δύσκολο να υλοποιηθούν. Κατά την πραγματοποίηση παρόμοιων, ή μη, έργων στο παρελθόν είχαμε να αντιμετωπίσουμε διάφορα προβλήματα, όπως η γραφειοκρατία, ο πρόχειρος σχεδιασμός, η έλλειψη τεχνογνωσίας, η έλλειψη κοινωνικής ευαισθητοποίησης, τα συντεχνιακά συμφέροντα, η δυσπιστία στο «νέο», που έθεταν υπό αμφισβήτηση τις διάφορες επιλογές. Σήμερα, όπου υπάρχει η ανάγκη για εργασία και ταχεία ανάπτυξη, η συνεργασία πολιτείας, ιδιωτικής πρωτοβουλίας, επιστημονικής κοινότητας, πολιτών και νέων μπορεί να αποτελέσει την απάντηση στην οικονομική, πολιτική, κοινωνική, πολιτιστική, τεχνολογική και περιβαλλοντική παρακμή του τόπου.

## Βιβλιογραφία

- Αντωνακόπουλος Μ., 2010.** *Ανάλυση Υβριδικού Συστήματος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας που συνδυάζει ΑΠΕ και Τεχνολογίες Υδρογόνου.* Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Η/Υ, Ιούλιος, Αθήνα.
- Αρκούδης Γ., 2007.** *Τεχνοοικονομική Αξιολόγηση Φωτοβολταϊκών Συστημάτων στην Ελλάδα.* Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, Οκτώβριος, Αθήνα.
- Ασημακόπουλος Δ., Καρταλίδης Α., Αραμπατζής Γ., 2010.** Αφαλάτωση με ΑΠΕ στα Άνυδρα Νησιά. Ημερίδα ProDES, ΚΑΠΕ, Αθήνα, Σεπτέμβριος. Αντλήθηκε από το διαδίκτυο στις 28/3/2011, διαθέσιμο στο [www.cres.gr/kape/publications/pdf/prodes\\_sep2010/](http://www.cres.gr/kape/publications/pdf/prodes_sep2010/)
- Βρεττός Ε., 2010.** *Ενεργειακή Προσομοίωση και Βέλτιστη Διαστασιολόγηση Υβριδικού Συστήματος ΑΠΕ – Συσσωρευτών – Υδρογόνου.* Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Η/Υ, Ιανουάριος, Αθήνα.
- Γεωργαντέας Ν., 2009.** *Διερεύνηση του ρόλου των πόλεων μάθησης και της εκπαιδευτικής διαδικασίας στη διαμόρφωση της ενεργειακής συνείδησης των πολιτών.* Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Η/Υ, Μάρτιος, Αθήνα.
- Δαγκαλίδης Α., 2009.** *Αφαλάτωση Νερού. Κλαδική Μελέτη.* Αντλήθηκε από το διαδίκτυο στις 15/4/2011, διαθέσιμο στο [www.piraeusbank.gr/Documents/internet/Economic\\_Research/Kladikes\\_Meletes/2010/afalatosi\\_nero\\_u.pdf](http://www.piraeusbank.gr/Documents/internet/Economic_Research/Kladikes_Meletes/2010/afalatosi_nero_u.pdf)
- ΔΕΗ, 2007.** *Ετήσιο Πρόγραμμα Αυτόνομων Σταθμών Παραγωγής ΔΕΗ.* Διεύθυνση Περιφέρειας Νησιών, Τομέας Ανάπτυξης Παραγωγής, Υποτμήμα Μελετών ΗΚΜ Έργων.
- ΕΕΚ, (2007).** *Χάρτης Πορείας για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας: Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας τον 21ο Αιώνα: Συμβολή στην Ενίσχυση της Αειφορίας.* COM (2006) 848 τελικό, Αντλήθηκε από το διαδίκτυο στις 23/3/2011, διαθέσιμο στο <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2006:0848:FIN:EL:PDF>
- Ζαπίτης Σ., 2010.** *Προσομοίωση Υβριδικών Φωτοβολταϊκών Θερμικών Συστημάτων Νερού με Χρήση Λογισμικού Energy Plus.* Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, Οκτώβριος, Αθήνα.
- Καγκαράκης Κ., 1992.** *Φωτοβολταϊκή Τεχνολογία.* Αθήνα: Εκδόσεις Συμμετρία.
- Καδέλλης Ι., Καββαδίας Κ., 2001.** *Εργαστηριακές Εφαρμογές Ηπίων Μορφών Ενέργειας.* Αθήνα: Εκδόσεις Σταμούλης.
- Καδέλλης Ι., 2005.** *Διαχείριση της Αιολικής Ενέργειας.* 2<sup>η</sup> Έκδοση, Αθήνα: Εκδόσεις Σταμούλης.
- Καδέλλης Ι., Σπυρόπουλος Γ., Καββαδίας Κ., 2007.** *Υπολογιστικές Εφαρμογές Ηπίων Μορφών Ενέργειας. Ηλιακή Ακτινοβολία – Φωτοβολταϊκές Εγκαταστάσεις – Ηλιακά Θερμικά Συστήματα.* Αθήνα: Εκδόσεις Σταμούλης.
- Κάραλης Γ., Εμμανουηλίδης Γ., 2008.** *Στρατηγική Μελέτη για την Εξοικονόμηση Ενέργειας, την Προώθηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και την Μείωση των Εκπομπών στα νησιά του Αιγαίου.* Ενεργειακό Γραφείο Ίου-Αιγαίου.
- Κεραμιτζής Π., 2010.** *Διαχείριση Δεδομένων Μέτρησης της Ηλιακής Ακτινοβολίας.* Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Η/Υ, Μάρτιος, Αθήνα.
- Κορωναίος Χ., Ντόμπρος Α., Ρούμπας Γ., Μουσιόπουλος Ν., 2005.** *Ανάλυση Κύκλου Ζωής Διεργασιών Παραγωγής Υδρογόνου.* Heleco '05, ΤΕΕ, Φεβρουάριος, Αθήνα.
- Κορωναίος Χ., 2006.** *Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Σημειώσεις Μαθήματος ΔΠΜΣ «Περιβάλλον και Ανάπτυξη», ΕΜΠ, Αθήνα.*
- Μαθιουλάκης Ε., 2006.** *Θερμική Ηλιακή Ενέργεια. Παρούσα Κατάσταση και Προοπτικές.* 8<sup>ο</sup> Εθνικό Συνέδριο για τις Ήπιες Μορφές Ενέργειας, Θεσσαλονίκη.
- Μακρής Θ., 2009.** *Συνδυασμένη Χρήση Ηλιακής και Αιολικής Ενέργειας για την Κάλυψη των Ενεργειακών Αναγκών των Κτιρίων.* Διατριβή Μεταπτυχιακού Διπλώματος Ειδικευσης. Πανεπιστήμιο Πατρών, Σχολή Θετικών Επιστημών, Τμήμα Φυσικής, Μεταπτυχιακό Πρόγραμμα Σπουδών στην Εφαρμοσμένη Φυσική, Πάτρα.
- Μάλτας Ε., 2007.** *Σχεδιασμός και Έλεγχος Αυτόνομου Υβριδικού Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής Τύπου Φ/Β, Α/Γ και Θ/Η για την Οικονομικότερη Λειτουργία του.* Μεταπτυχιακή Διατριβή, Πολυτεχνική Σχολή Δ.Π.Θ., Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών, Ξάνθη.

**Μανωλάκος Δ., 2008.** *Συστήματα Αφαλάτωσης στο Νησιωτικό Χώρο.* Ημερίδα για τη Χωροθέτηση των ΑΠΕ, για τους Υδάτινους Πόρους στο Αιγαίο και την Αφαλάτωση. Άνδρος, Οκτώβριος.

**Μαρτινόπουλος Γ., Τσιλιγκιρίδης Γ., 2006.** *Ηλιακά Θερμικά Συστήματα στην Ελλάδα. Περιβαλλοντικά Οφέλη.* 8<sup>ο</sup> Εθνικό Συνέδριο για τις Ήπιες Μορφές Ενέργειας, Θεσσαλονίκη.

**Μεμάκη Α., 2009.** *Συγκριτική Αξιολόγηση Καλλιέργειας Ηλιάνθου σε Τρεις Νομούς (Αιτωλοακαρνανία, Καρδίτσα και Κιλκίς).* Διπλωματική Εργασία, Γεωπονικό Πανεπιστήμιο Αθηνών, Τμήμα Αγροτικής Οικονομίας και Ανάπτυξης, Αθήνα.

**Μπαρτζώκας Χ., 2009.** *Ενεργειακά Βιώσιμες Κοινότητες. Η Περίπτωση της Πρώην Επαρχίας Αποκορώνου Χανίων.* Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, Σχολή Αγρονόμων και Τοπογράφων Μηχανικών, Οκτώβριος, Αθήνα.

**Παπαδάκης Χ., 2010.** *Ανάλυση Αγοράς Φωτοβολταϊκών Συστημάτων. Διεθνείς Τάσεις και Ελληνικές Προοπτικές.* Πτυχιακή Εργασία, ΤΕΙ Κρήτης, Τμήμα Ηλεκτρονικής, Χανιά, Οκτώβριος.

**Παπαδόπουλος Α., 2002.** *Οικονομική Ανάλυση Ενεργειακών Συστημάτων.* Σημειώσεις Μαθήματος, Πολυτεχνική Σχολή Α.Π.Θ., Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών.

**Παπακωνσταντίνου Ι., 2011.** *Φωτοβολταϊκά συστήματα: Τεχνολογία, Θεσμικό Πλαίσιο και Επενδυτικό Περιβάλλον.* Διπλωματική Εργασία, ΕΜΠ, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Η/Υ, Μάρτιος, Αθήνα.

**ΡΑΕ, 2010.** *Αιολικά. 5,5 Μήνες Μετά την Έκδοση του Ν.3851/2010.* Παρουσίαση, IENE Workshop, 26 Νοεμβρίου 2010, Αθήνα.

**ΡΑΕ, 2010.** *Συμβολή του Δυναμικού ΑΠΕ του Αιγαίου στην Επίτευξη των Ενεργειακών Στόχων της Χώρας.* Παρουσίαση, Ημερίδα Ενεργειακού Γραφείου Ίου-Αιγαίου και Δήμου Μούδρου, Λήμνος, Μάρτιος.

**Σαραφιανός Δ., Σειραγάκης Μ., 2009.** *Τεχνοοικονομική Μελέτη και Σύγκριση Υβριδικών Συστημάτων. Εφαρμογή σε Αυτόνομη Κατοικία.* Διπλωματική Εργασία, Πολυτεχνική Σχολή Α.Π.Θ., Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Η/Υ, Νοέμβριος, Θεσσαλονίκη.

**Στέλιου Μ., 2005.** *Ανάλυση Κύκλου Ζωής Ελαιολάδου στην Κύπρο.* Διπλωματική Εργασία, Χαροκόπειο Πανεπιστήμιο, Τμήμα Οικιακής Οικονομίας και Οικολογίας, Πρόγραμμα Μεταπτυχιακών Σπουδών «Βιώσιμη Ανάπτυξη», Αθήνα.

**Στυλιανοπούλου Κ., Χατζηρόδου Ε., 2009.** *Διεξόδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο Ελληνικό Ηλεκτρικό Δίκτυο.* Πτυχιακή Εργασία, ΤΕΙ Δυτικής Μακεδονίας, Σχολή Τεχνολογικών Εφαρμογών.

**Σφακιανάκης Κ., 2009.** *Εξομοίωση Υβριδικού Συστήματος Παραγωγής Ενέργειας Συνδεδεμένου σε Δίκτυο Υψηλής Τάσης.* Διπλωματική Εργασία, Πολυτεχνική Σχολή Πανεπιστημίου Πατρών, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Τεχνολογίας Υπολογιστών, Σεπτέμβριος.

**ΥΠΑΝ, 2008.** *Κείμενο Διαβούλευσης επί των Προσχεδίων Διαχείρισης των Υδατικών Πόρων των Νησιών του Αιγαίου.* Αντλήθηκε από το διαδίκτυο στις 12/2/2011, διαθέσιμο στο <http://www.dafni.net.gr/gr/archives/051008.htm>

**ΥΠΕΚΑ, 2009.** *5<sup>η</sup> Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεξόδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010.* Αντλήθηκε από το διαδίκτυο στις 5/3/2011, διαθέσιμο στο <http://www.ypeka.gr/LinkClick.aspx?fileticket=ysYxrE3Ia94%3d&tabid=285>

**Χασιώτη Γ., 2010.** *Εξομοίωση Υβριδικού Συστήματος με Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.* Διπλωματική Εργασία, Πολυτεχνική Σχολή Πανεπιστημίου Πατρών, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Τεχνολογίας Υπολογιστών, Οκτώβριος.

**Χατζημπίρος Κ., 2007.** *Οικολογία: Οικοσυστήματα και Προστασία του Περιβάλλοντος.* Γ' Έκδοση, Αθήνα: Εκδόσεις Συμμετρία.

**Ψαρράς Ι., Πατλιτζιάνας Κ., 2005.** *Διαχείριση Ενέργειας και Περιβαλλοντική Πολιτική.* Σημειώσεις Μαθήματος, ΕΜΠ, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών & Μηχανικών Η/Υ, Αθήνα.

- Ashok S., 2007.** *Optimised Model for Community-based Hybrid Energy System.* Renewable Energy; 32(7): 1155-64.
- Bakloutsis A., Tsanakas D., Vachtsevanos G., 1986.** Stochastic Simulation of Hourly and Daily Average Wind Speed Sequences. Wind Energy; 10(1): 1-11.
- Bakos C.G., 2002.** *Feasibility Study of a Hybrid Wind/Hydro Power-System for Low-cost Electricity Production.* Applied Energy; 72(2002): 599-608.
- Bakos C.G., Soursos M., 2002.** *Techno-economic Assessment of a Stand-alone PV/Hybrid Installation for Low-cost Electrification of a Tourist Resort in Greece.* Applied Energy; 73(2002): 183-193.
- Bakos C.G., Tsagas F.N., 2003.** *Technoeconomic Assessment of a Hybrid Solar/Wind Installation for Electrical Energy Saving.* Energy and Buildings; 35(2003): 139-145.
- Bernal-Agustín L.J., Dufo-López R., 2009.** *Simulation and Optimization of Stand-alone Hybrid Renewable Energy Systems.* Renewable and Sustainable Energy Reviews; 13(2009): 2111-2118.
- Borowy B., Salameh Z., 1995.** *Methodology for Optimally Sizing the Combination of a Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid system.* IEEE Trans Energy Convers; 11(2): 367-75.
- Connolly D., Lund H., Mathiesen V. B., Leahy M., 2010.** *A Review of Computer Tools for Analysing the Integration of Renewable Energy into Various Energy Systems.* Applied Energy; 87 (2010): 1059-1082.
- Cotrell J., Pratt W., 2003.** *Modeling the Feasibility of Using Fuel Cells and Hydrogen Internal Combustion Engines in Remote Renewable Energy Systems.* In: Proceedings of wind power '03.
- Diaf S., Notton G., Belhamel M., Haddadi M., Louche A., 2008.** *Design and Technoeconomical Optimization for Hybrid PV/Wind System under Various Meteorological Conditions.* Applied Energy; 85(10): 968-87.
- Erbs D.G., Klein S.A., Duffie J.A., 1982.** *Estimation of the Diffuse Radiation Fraction for Hourly, Daily and Monthly-average Global Radiation.* Solar Energy; 28, 293
- ESTIF, 2010.** *Solar Thermal Markets in Europe. Trends and Market Statistics 2009.* Brussels, June. Αντλήθηκε από το διαδίκτυο στις 10/4/2011, διαθέσιμο στο [http://www.estif.org/statistics/st\\_markets\\_in\\_europe\\_2009/](http://www.estif.org/statistics/st_markets_in_europe_2009/)
- European Commission, 2011.** *Energy Infrastructure Priorities for 2020 and Beyond – A Blueprint for an Integrated European Energy Network.* Luxembourg: Publications Office of the European Union.
- Chedid R., Saliba Y., 1996.** *Optimization and Control of Autonomous Renewable Energy Systems.* Energy Res; 20(7): 609-24.
- Fyrripi I., Axaopoulos J.P., Panayiotou G., 2010.** *Wind Energy Potential Assessment in Naxos Island, Greece.* Applied Energy; 87(2010): 577-586.
- Giatrakos P.G., Tsoutsos D.T., Mouchtaropoulos G.P., Naxakis D. G., Stavrakakis G., 2009.** *Sustainable Energy Planning Based on a Stand-alone Hybrid Renewable Energy/Hydrogen Power System: Application in Karpathos island, Greece.* Renewable Energy; 34 (2009): 2562-2570.
- Gikas P., Tchobanoglous G., 2009.** *Sustainable Use of Water in the Aegean Islands.* Journal of Environmental Management; 90 (2009): 2601-2611.
- Gordon JM., Reddy TA., 1988a.** *Time Series Analysis of Hourly Global Horizontal Solar Radiation.* Solar Energy; 41(5): 423-9.
- Gordon JM, Reddy TA. 1988b.** *Time Series Analysis of Daily Horizontal Solar Radiation.* Solar Energy; 41(3):215-26.
- Greenpeace, 2003.** *Αιολική Ενέργεια ή Κλιματικές Αλλαγές.* Αντλήθηκε από το διαδίκτυο στις 12/4/2011, διαθέσιμο στο <http://www.greenpeace.org/greece/el/news/118508/118523/32632/>
- GWEC, 2009.** *Global Wind Report 2008.* Αντλήθηκε από το διαδίκτυο στις 10/4/2011, διαθέσιμο στο <http://www.gwec.net>
- GWEC, 2011.** *Global Wind Report 2010.* Αντλήθηκε από το διαδίκτυο στις 10/4/2011, διαθέσιμο στο <http://www.gwec.net>.
- Himri Y., Boudghene Stambouli A., Draouic B., Himrid S., 2008.** *Techno-economical Study of Hybrid Power System for a Remote Village in Algeria.* Energy; 33 (2008): 1128-1136.

- Kaldellis K. J., 2004.** *Optimum Technoeconomic Energy Autonomous Photovoltaic Solution for Remote Consumers Throughout Greece.* Energy Conversion and Management; 45 (2004): 2745-2760.
- Kaldellis K.J., Kavadias A. K., Kondili E., 2004.** *Renewable Energy Desalination Plants for the Greek Islands - Technical and Economic Considerations.* Desalination; 170 (2004): 187-203.
- Kaldellis K. J., El-Samani K., Koronakis P., 2005.** *Feasibility Analysis of Domestic Solar Water Heating Systems in Greece.* Renewable Energy; 30 (2005): 659-682.
- Kaldellis K. J., Kavadias A. K., Spyropoulos G., 2005.** *Investigating the Real Situation of Greek Solar Water Heating Market.* Renewable and Sustainable Energy Reviews; 9 (2005): 499-520.
- Kaldellis K.J., K.A. Kavadias A.K., 2006.** *Cost-benefit Analysis of Remote Hybrid Wind-Diesel Power Stations: Case study Aegean Sea islands.* Energy Policy; 35 (2007): 1525–1538.
- Kaldellis K. J., 2007.** *An Integrated Model for Performance Simulation of Hybrid Wind–Diesel Systems.* Renewable Energy; 32 (2007): 1544-1564.
- Kaldellis K.J., K.A. Kavadias A.K., Koronakis S.P., 2007.** *Comparing Wind and Photovoltaic Stand-alone Power Systems Used for the Electrification of Remote Consumers.* Renewable and Sustainable Energy Reviews; 11 (2007): 57-77.
- Kaldellis K.J., Zafirakis D., 2007.** *Present Situation and Future Prospects of Electricity Generation in Aegean Archipelago Islands.* Energy Policy; 35 (2007): 4623-4639.
- Kaldellis K.J., Zafirakis D., Kondili E., 2010.** *Optimum Sizing of Photovoltaic-energy Storage Systems for Autonomous Small Islands.* Electrical Power and Energy Systems; 32 (2010): 24-36.
- Karagiannis C. I., Soldatos G. P., 2007.** *Current Status of Water Desalination in the Aegean Islands.* Desalination; 203 (2007): 56-61.
- Karellas S., Terzis K., Manolakos D., 2011.** *Investigation of an Autonomous Hybrid Solar Thermal ORC-PV RO Desalination System: The Chalki island case.* Renewable Energy; 36(2011): 583-590.
- Kasseris E., Samaras Z., Zafeiris D., 2007.** *Optimization of a Wind-power Fuel-cell Hybrid System in an Autonomous Electrical Network Environment.* Renewable Energy; 32(2007): 57-79.
- Koroneos C., Zairis N., Charaklias P., Moussiopoulos N., 2005.** *Optimization of Energy Production System in the Dodecanese Islands.* Renewable Energy; 30(2005): 195-210.
- Koutroulis E., Kolokotsa D., Potirakis A., Kalaitzakis K., 2006.** *Methodology for Optimal Sizing of Stand-alone Photovoltaic/Wind-generator Systems Using Genetic Algorithms.* Solar Energy; 80(9): 1072-88.
- Lambert T., Gilman P., Lilienthal P., 2006.** *Micropower System Modeling with HOMER.* Integration of Alternative Sources of Energy, by Felix A. Farret and M. Godoy Simoes, Wiley, IEEE Press.
- Lehman P., Chamberlin C.E., 2001.** *Design of a Photovoltaic-Hydrogen-Fuel Cell Energy System.* Hydrogen Energy; 16(5): 349-52.
- Loupasis S., 2002.** *Technical Analysis of Existing RES Desalination Schemes.* Renewable Energy Driven Desalination Systems – REDDES, ALTENER Programme, Commission of the European Communities, Directorate-General for Energy and Transport.
- Overstraeten RJ ., Mertens RP., 1986.** *Physics, Technology and Use of Photovoltaics.* Bristol and Boston: Adam Hilger, p. 187–91.
- Protogeropoulos C., Brinkworth B.J., Marshall R.H., 1998.** *Sizing and Techno-economical Optimization for Hybrid Solar Photovoltaic/Wind Power Systems with Battery Storage.* Energy Res; 21(6): 465-79.
- Radziemska E., Klugmann E., 2002.** *Thermally Affected Parameters of the Current–Voltage Characteristics of Silicon Photocell.* Energy Convers Manage; 43(14): 1889–900.
- Rehman S., Al-Hadhrami M.L., 2010.** *Study of a Solar PV-Diesel-Battery Hybrid Power System for a Remotely Located Population near Rafha, Saudi Arabia.* Energy; 35 (2010): 4986-4995.
- Seeling-Hochmuth G.C., 1997.** *A Combined Optimisation Concept for the Design and Operation Strategy of Hybrid-PV Energy Systems.* Solar energy; 61(2): 77-87.
- Türkay E.B., Telli Y. A., 2011.** *Economic Analysis of Stand Alone and Grid Connected Hybrid Energy Systems.* Renewable Energy; 36 (2011): 1931-1943.
- WCED, 1988.** *Our Common Future.* Oxford: Oxford University Press.

**Yang H.X., Burnett J., Lu L., 2003.** *Weather Data and Probability Analysis of Hybrid Photovoltaic–Wind Power Generation Systems in Hong Kong.* *Renew Energy*; 28(11): 1813-24.

**Yang HX., Lu L., Zhou W. 2007.** *A Novel Optimization Sizing Model for Hybrid Solar–Wind Power Generation System.* *Solar energy*; 81(1): 76–84.

**Yang H., Zhou W., Lou C., 2009.** *Optimal Design and Techno-economic Analysis of a Hybrid Solar–Wind Power Generation System.* *Applied Energy*; 86(2): 163-9.

**Zhou W., Lou C., Li Z., Lu L., Yang H., 2010.** *Current Status of Research on Optimum Sizing of Stand-alone Hybrid Solar–Wind Power Generation Systems.* *Applied Energy*, 87 (2010): 380-389.

**Φ.Ε.Κ. Α' 129/27.06.2006.** Νόμος 3468/2006.  
Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και Λουπές Διατάξεις.

#### Διαδίκτυο

Eunice Energy Group, [www.eunice-group.com](http://www.eunice-group.com)

Ελληνικός Σύνδεσμος Εταιριών Φωτοβολταϊκών, [www.helapco.gr](http://www.helapco.gr)

National Resources Canada, RETScreen International, [www.etscreen.net](http://www.etscreen.net)

HOMER Energy LLC, [www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com)