ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΝΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΗΣ ΩΡΙΑΙΑΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ ΠΡΙΝ ΚΑΙ ΜΕΤΑ ΤΗΝ ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΥΒΡΙΔΙΚΟΥ ΣΤΑΘΜΟΥ ΑΝΤΛΗΣΗΣ-ΤΑΜΙΕΥΣΗΣ 20 MW

ΒΛΑΣΣΗΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ

Εξεταστική επιτροπή:

Καθηγητής Γεώργιος Σταυρακάκης (επιβλέπων)

Καθηγητής Κωνσταντίνος Καλαϊτζάκης

Επικ. Καθηγητής Matthias Bucher

Χανιά 2009

Στους Παππούδες μου Γιώργο και Σταμάτη και

στις Γιαγιάδες μου Βάσω και Γεωργία,

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται γραπτώς προς τον συγγραφέα.

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε στο Τμήμα Ηλεκτρονικών Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών του Πολυτεχνείου Κρήτης, στα πλαίσια του μαθήματος Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας- ΗΡΥ 416.

Θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον καθηγητή μου και επιβλέποντα της εργασίας κ.Γεώργιο Σταυρακάκη, για τις γνώσεις και την καθοδήγηση που μου προσέφερε.

Θα ήθελα επίσης να ευχαριστήσω την Κα Τριανταφυλλιά Νικολάου, Υπ. Διδάκτορα του Πολυτεχνείου Κρήτης για την πολύτιμη και συνεχή βοήθεια που μου παρείχε.

Τέλος, ευχαριστώ τον κ.Νίκο Ρούσσο για τις εύστοχες παρατηρήσεις του καθώς και τον κ.Μανώλη Θαλασσινάκη για τη συνεργασία του στο κομμάτι της συλλογής των απαραίτητων δεδομένων.

Χανιά, Ιανουάριος 2010

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η μοντελοποίηση της ωριαίας λειτουργίας του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης πριν και μετά την εισαγωγή Υβριδικού Σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ισχύος 20 MW.

Ο Υβριδικός Σταθμός μοντελοποιήθηκε από την κα.Ευαγγελία Σκάρλου και αποτελείται από ένα αιολικό πάρκο και ένα αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό. Το αιολικό πάρκο παρέχει ενέργεια για το αναστρέψιμο υδροηλεκτρικό με στόχο την παροχή εγγυημένης ισχύος στο ΣΗΕ της Κρήτης. Επίσης το αιολικό πάρκο αξιοποιεί τη δυνατότητα που παρέχει ο Νόμος 3468/2006 για απευθείας έκχυση ισχύος στο δίκτυο σε ώρες μη εγγυημένης ισχύος ως μονάδα ΑΠΕ.

Αρχικά προσομοιώθηκε το υφιστάμενο Συστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης και υπολογίστηκε σε ετήσια βάση, η συνεισφορά της κάθε συμβατικής μονάδας στη σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η συμμετοχή της στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα(CO_2), οι καταναλώσεις και τα κόστη καυσίμων καθώς και η διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο ΣΗΕ της Κρήτης.

Στη συνέχεια προσομοιώθηκε ξανά το ΣΗΕ της Κρήτης υποθέτοντας την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού και υπολογίστηκαν εκ νέου όλα τα παραπάνω.

Μείωση κατά 23.078,1 tn CO_2 και αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ κατά 28.593,15 MWh είναι μερικά από τα κύρια αποτελέσματα τα οποία παρουσιάζονται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 7.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ 9

2. ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ 11

2.1 Ηλεκτρικό ρεύμα και ισχύς- Ορισμοί 11

2.2 Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας 11

2.2.1 Λιγνίτης 16

2.2.2 Αργό πετρέλαιο 20

2.2.3 Φυσικό αέριο 21

2.2.4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας 23

2.2.5 Τα οφέλη της αιολικής ενέργειας- Απαντήσεις στις επιθέσεις που δέχεται 27

2.3 Υβριδικός Σταθμός- Ορισμοί 28

2.4 Αναστέψιμα ΥΗΕ 29

2.4.1 Αναστρέψιμα ΥΗΕ- βιβλιογραφική ανασκόπηση 29

2.4.2 Εφαρμογές Αναστρέψιμων ΥΗΕ σε διεθνές επίπεδο 31

2.4.3 Εφαρμογές Αναστρέψιμων ΥΗΕ στην Ελλάδα 32

3. ΘΕΣΜΙΚΟ ΚΑΙ ΑΔΕΙΟΔΟΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ 37

3.1 Η Ευρωπαϊκή Οδηγία 2001/77/ΕΚ 37

3.2 Η Ελληνική Νομοθεσία 38

3.2.1 Ιστορική αναδρομή της νομοθεσίας για τις ΑΠΕ 38

3.2.2 Ο Νόμος 3468/2006 42

3.3 Η νέα αδειοδοτική διαδικασία 44

3.4 Πορεία υλοποίησης έργων ΑΠΕ 46

3.5 Προοπτικές 52

4. ΑΥΤΟΝΟΜΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ 55

4.1 Θερμικοί σταθμοί παραγωγής και σταθμοί ΑΠΕ 55

4.2 Χρονοσειρές ισχύος φορτίου 62

4.3 Προβλέψεις για την εξέλιξη της ζήτησης 63

4.4 Ώρες αιχμής φορτίου 65

4.5 Είδος καυσίμου και ειδική κατανάλωση των συμβατικών μονάδων 67

4.6 Μέγιστη επιτρεπόμενη ωριαία διείσδυση μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ 71

4.7 Ρύθμιση συχνότητας από τις ελεγχόμενης παραγωγής μονάδες του Υβριδικού Σταθμού 71

4.8 Κόστος συμβατικών μονάδων 71

4.8.1 Μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των μονάδων βάσης 71

4.8.2 Κόστος κατασκευής και θέσης σε λειτουργία νέου συμβατικού σταθμού 72
4.8.3 Σταθερό κόστος λειτουργίας του συμβατικού σταθμού 72
5. ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 73
5.1 Περιγραφή Υβριδικού συστήματος 73
5.2 Εγγυημένη ισχύς 76
5.3 Προσομοίωση Υβριδικού Σταθμού 77
6. ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΑΥΤΟΝΟΜΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ 82
6.1 Προσομοίωση του αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης πρίν την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού 82
6.2 Προσομοίωση του αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης μετά την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού 88
7. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ-ΣΥΖΗΤΗΣΗ..... 91
7.1 Συνεισφορά των Α/Π και των συμβατικών μονάδων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πριν την εισαγωγή του ΥΒΣ 91
7.2 Συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας 95
7.3 Εκπομπές CO_2 των συμβατικών μονάδων 96
7.4 Κόστος καυσίμων και αγοράς αιολικής ενέργειας 101
7.5 Συνεισφορά των ΑΠΕ και των συμβατικών μονάδων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μετά την εισαγωγή του ΥΒΣ 103
7.6 Μείωση εκπομπών CO_2 μετά την εισαγωγή του ΥΒΣ 106
7.7 Κόστος καυσίμων και αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τα Α/Π και τον Υβριδικό Σταθμό 108
8. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ 112
9. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ 117
10. ΔΙΚΤΥΑΚΟΙ ΤΟΠΟΙ 121
11. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ..... 122

1. ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως αντικείμενο την μοντελοποίση της ωριαίας λειτουργίας του αυτόνομου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της νήσου Κρήτης πρίν και μετά την εισαγωγή Υβριδικού Σταθμού άντλησης-ταμίευσης 20 MW.

Σκοπός της εργασίας είναι να αναδείξει ποσοτικά, τα οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη που επιφέρει η εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού στο νησί. Αυτό επιτυγχάνεται, αφού μοντελοποιώντας αρχικά το υπάρχων σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, υπολογίστηκαν η συνεισφορά της κάθε μονάδας παραγωγής και του κάθε είδους καυσίμου στη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Επίσης υπολογίστηκαν οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) στην ατμόσφαιρα καθώς και τα κόστοι καυσίμων και αγοράς αιολικής ενέργειας. Εισάγοντας στη συνέχεια τον Υβριδικό Σταθμό στο ΣΗΕ του νησιού, μοντελοποιώντας ξανά το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και ξαναυπολογίζοντας όλα τα παραπάνω μπορέσαμε να εξάγουμε συγκριτικά αποτελέσματα.

Αναλυτικότερα, τα κύρια σημεία της διατριβής διαρθώνονται ως εξής:

Στο δεύτερο κεφάλαιο αναφέρονται γενικές πληροφορίες για το ΣΗΕ της Ελλάδας, για τους Υβριδικούς Σταθμούς και τα αναστρέψιμα Υδροηλεκτρικά καθώς και απαραίτητοι ορισμοί για την ακριβή κατανόηση τους.

Στο τρίτο κεφάλαιο γίνεται αναφορά στο θεσμικό και αδειοδοτικό πλαίσιο που ισχύει στη χώρα μας για της Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας(ΑΠΕ) καθώς και στην πορεία υλοποίησης των έργων ΑΠΕ.

Στο τέταρτο κεφάλαιο περιγράφεται αναλυτικά το αυτόνομο Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης.

Στο πέμπτο κεφάλαιο περιγράφεται ο Υβριδικός Σταθμός και το ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο του, που χρησιμοποιήθηκαν κατά τη δεύτερη φάση της μοντελοποίησης.

Στο έκτο κεφάλαιο παρουσιάζεται η μοντελοποίηση του αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης. Αρχικά πραγματοποιήθηκε η προσομοίωση του χωρίς την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού και στη συνέχεια πραγματοποιήθηκε η προσομοίωση του με την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού. Παρουσιάζονται οι συνθέσεις παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος σε δύο διαφορετικές χρονικές περιόδους, (μία, σε μία περίοδο υψηλής ζήτησης ισχύος και μία, σε μία περίοδο χαμηλής ζήτησης ισχύος) καθώς και η μεθοδολογία υπολογισμού τους.

Στο κεφάλαιο επτά παρουσιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα της παρούσας διπλωματικής καθώς και η μεθοδολογία εξαγωγής τους. Συγκεκριμένα παρουσιάζονται πρίν και μετά την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού, η συνεισφορά των ΑΠΕ και των συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, οι εκπομπές CO_2 των συμβατικών μονάδων, η ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου για κάθε Ατμοηλεκτρικό Σταθμό (ΑΗΣ) χωριστά στις εκπομπές CO_2, η συνεισφορά του κάθε είδους συμβατικής μονάδας και των ΑΠΕ στο συνολικό ετήσιο κόστος καυσίμου και αγοράς αιολικής ενέργειας καθώς και η ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου στο συνολικό ετήσιο κόστος αγοράς καυσίμων.

2. ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ

2.1 Ηλεκτρικό ρεύμα και ισχύς- Ορισμοί

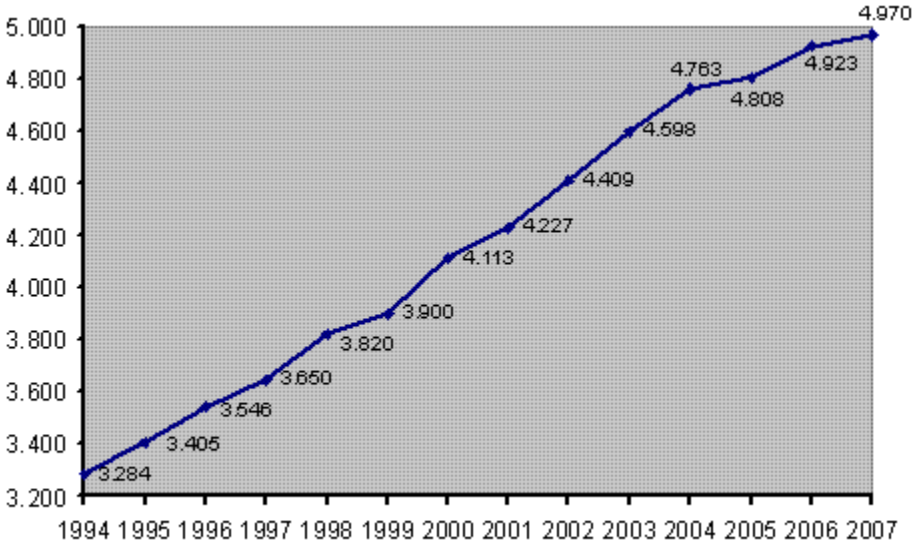
Με τον όρο ηλεκτρικό ρεύμα χαρακτηρίζεται ο ρυθμός ροής ηλεκτρικού φορτίου από μία περιοχή σε μία άλλη. Η ενέργεια που μεταφέρει το ηλεκτρικό ρεύμα (η κινητική ενέργεια των κινούμενων ηλεκτρονίων) ονομάζεται ηλεκτρική ενέργεια. Ο ρυθμός μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας ονομάζεται ισχύς.

2.2 Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας της Ελλάδας

Ο σύγχρονος κόσμος εξαρτά την επιβίωση, την ευμημερία και την ανάπτυξη του από την ηλεκτρική ενέργεια. Η παραγωγή και η χρήση της, βρίσκεται σήμερα στο επίκεντρο του ενδιαφέροντος των κοινωνιών. Από το 1950, κάθε χρόνο στην Ελλάδα, παρουσιάζεται αύξηση της ετήσιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Στον Πίνακα 1 και στο Σχήμα 1, παρουσιάζεται η ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ανά κάτοικο σε KWh.

Πηγή: Δ.Ε.Η. Α.Ε.

Πίνακας 1: Ετήσια κατανάλωση ανά κάτοικο (KWh)						
1950	1960	1970	1980	1990	2000	2007
88	265	976	2.106	2.923	4.113	4.970

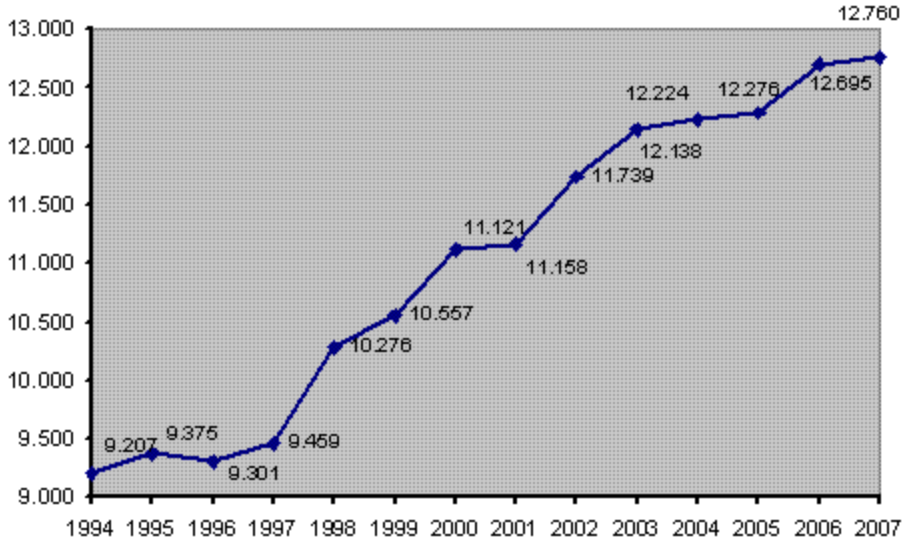


Σχήμα 1: Ετήσια κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ανά κάτοικο (KWh). Πηγή: Δ.Ε.Η. Α.Ε.

Για να καλύφθεί η όλο και αυξανόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού(ΔΕΗ Α.Ε.) χρειάστηκε να εγκαταστήσει νέους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στον Πίνακα 2 και στο Σχήμα 2, δίνεται η εγκατεστημένη ισχύς σε MW.

Πίνακας 2: Εγκατεστημένη ισχύς (MW)						
1953	1960	1970	1980	1990	2000	2007
80	605	2.578	5.407	8.812	11.121	12.760

Πηγή: Δ.Ε.Η. Α.Ε.



Σχήμα 2: Εγκατεστημένη ισχύς (MW). Πηγή: Δ.Ε.Η. Α.Ε.

Τα τελευταία χρόνια οι αλλαγές που έγιναν στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα ήταν εντυπωσιακές. Η είσοδος του φυσικού αερίου, η κατασκευή διευρωπαϊκών δικτύων παραγωγής μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και η διασύνδεση της Ελλάδας με αυτά σε συνδυασμό με την εκμετάλλευση των ανανεώσιμων πηγών και την απελευθέρωση της ηλεκτρικής ενέργειας, οδήγησε σε μια εποχή με νέα δεδομένα για το ελληνικό ενεργειακό σύστημα. Η ασφάλεια του συστήματος, η σημαντική μείωση της εξάρτησης από το πετρέλαιο, η μεγάλη αύξηση της απόδοσης των σταθμών παραγωγής, η ευελιξία στην μεταφορά και στην διανομή, η δυνατότητα των πολλαπλών τηλεχειρισμών από μεγάλες αποστάσεις και η προστασία του περιβάλλοντος με την συνεχή βελτίωση των παρεχομένων υπηρεσιών στους καταναλωτές, είναι μερικά από τα πολλά θετικά στοιχεία που έχει αποκτήσει το ελληνικό ενεργειακό σύστημα(ΑΤΕΙ Κρήτης).

Μια από τις αναγκαιότητες της οικονομικής ανάλυσης της ενεργειακής βιομηχανίας και της σχέσης της με την υπόλοιπη οικονομία είναι η γνώση των στοιχείων που συνθέτουν την προσφορά ενός ενεργειακού φορέα και τη διάρθρωση της κατανάλωσής της μεταξύ των τελικών καταναλωτών. Μονάδα μέτρησης για το ενεργειακό ισοζύγιου είναι το Τ.Ι.Π. (Τόνοι Ισοδύναμου Πετρελαίου), που συμβατικά θεωρείται ίσο με 107 kcal. Το γενικό ισοζύγιο

ενέργειας της Ελλάδας για το 2000 φαίνεται στον Πίνακα που ακολουθεί(Πηγή: Υπουργείο Ανάπτυξης).

ΜΟΡΦΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ - ΠΡΟΪΟΝΤΑ	ΣΤΕΡΕΑ ΚΑΥΣΙΜΑ					ΥΓΡΑ ΚΑΥΣΙΜΑ								ΑΕΡΙΑ ΚΑΥΣΙΜΑ			ΑΝΑΝΕΩΣ. ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ			ΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ				ΓΕΝΙΚΟ ΣΥΝΟΛΟ ΚΑΥΣΙΜΩΝ
ΡΟΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	Λιγνίτες	Προϊόν Λιγνίτη	Γαιάνθρακας	Κόκ	Σύνολο	Αργό Π. Συμπ. Φ.Α.	Βενζίνη	Καύσιμα Αεροπ.	Ντήζελ	Μαζούτ	Υγραέρ. Φωτ. Πετρ.	Λοιπά Προϊόντα	Σύνολο	Φυσ. Αέριο	Αέριο Πόλης	Σύνολο	Βιομ. Καύσ.	Ηλιακή	Σύνολο	Αιολική εν.	Υδροηλεκτρική	Ατμοηλεκτρική	Σύνολο	
1.ΠΡΩΤΟΓΕΝΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗ	8.222				8.222	279							279	31		31	946	99	1.045	106	969		1.075	**10.652**
2.ΕΙΣΑΓΩΓΕΣ			809	1	810	22.110	415	97	2.013	174		556	25.365	1.687		1.687						408	408	**28.270**
3.ΕΞΑΓΩΓΕΣ (-)	3		38		41		1.011	755	824	1.580	317	1.184	5.671									410	410	**6.122**
4.ΠΟΝΤΟΠΟΡΑ ΠΛΟΙΑ (-)									750	2.898		38	3.686											**3.686**
5.ΜΕΤΑΒΟΛΗ ΑΠΟΘΕΜΑΤΩΝ (+/-)	89		-42		47	-104	-27	-144	108	-32	-2	-145	-346	-15		-15								**-314**
6.ΔΙΑΘΕΣΗ ΣΤΗ ΧΩΡΑ	8.308		729	1	9.038	22.285	-623	-802	547	-4.336	-319	-811	15.941	1.703		1.703	946	99	1.045				1.073	**28.800**
7.ΜΕΤΑΤΡΟΠΗ (+/-)	-8.248	42	-4		-8.210	-22.320	3.780	2.094	5.305	5.818	779	2.414	-2.130	-1.279		-1.279						11.552	11.552	-67
α.Εργοστάσια Μπρικετών	-30	51			21																			21
β.Αέριο Πόλης																								
γ.Διυλιστήρια						-22.320	3.780	2.094	5.687	7.478	779	2.414	-88											-88
δ.Κέντρα Ηλεκτρισμού	-8.218	-9	-4		-8.231				-382	-1.660			-2.042	-1.279		-1.279						11.552	11.552	
8. ΚΑΤΑΝΑΛ. ΕΝΕΡΓ. ΤΟΜΕΑ (-)										372	38	640	1.050	33		33						1.305	1.305	2.388
α.Λιγνιτωρυχεία																						251	251	251
β.Εργοστάσια Μπρικετών																								
γ.Παραγωγή Υδρογον/κων														33		33								33
δ. Παραγωγή Αερίου Πόλης																								
ε.Διυλιστήρια										372	38	640	1.050									181	181	1.231
ζ.Κέντρα Ηλεκτρισμού																						873	873	873
9 ΑΠΩΛΕΙΕΣ (-)														12		12						1.149	1.149	1.161
10.ΣΤΑΤΙΣΤΙΚΗ ΔΙΑΦΟΡΑ (+/-)						35	123	-2	98	37	-4		287											287
11. ΤΕΛΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ	60	42	725	1	828		3.280	1.290	5.950	1.147	418	963	13.048	379		379	946	99	1.045			10.171	10.171	25.471
12. ΜΗ ΕΝΕΡΓ. ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (-)												640	640	122		122								762
13. ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ	60	42	725	1	828		3.280	1.290	5.950	1.147	418	323	12.408	257		257	946	99	1.045			10.171	10.171	24.709
					828								12.408			257			1.045				3.711	18.249
α.Βιομηχανία	49	28	725	1	803				504	883	306	323	2.016	244		244	241		241			3.193	3.193	6.497
					803								2.016			244			241				1.165	4.469
β.Μεταφορές							3.230	1.290	2.193	236	15		6.964									54	54	7.018
													6.964										20	6.984
γ.Οικιακή Εμπορική κτλ.	11	14			25		50		3.253	28	97		3.428	13		13	705	99	804			6.924	6.924	11.194
					25								3.428			13			804				2.526	6.796

Πρωτογενής είναι η ενέργεια που αποκτάται απευθείας από τη φύση. Στην Ελλάδα πρωτογενείς μορφές ενέργειας είναι ο λιγνίτης, το αργό πετρέλαιο, η Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και το φυσικό αέριο.

2.2.1 Λιγνίτης

Στην Ελλάδα η πρώτη προσπάθεια που έγινε για την εκμετάλλευση των κοιτασμάτων του λιγνίτη άρχισε στην περιοχή Αλιβέρι της Εύβοιας το 1873. Καθώς η αξιοποίηση των λιγνιτικών κοιτασμάτων βρισκόταν σε πλήρη εξέλιξη, μια πολύ μεγάλη πλημμύρα το 1897 κατέστρεψε ολοκληρωτικά όλες τις υπόγειες και επιφανειακές εγκαταστάσεις εξόρυξης. Η εκμετάλλευση άρχισε πάλι μετά τον πρώτο παγκόσμιο πόλεμο. Το 1922 υπολογίζεται ότι η ετήσια παραγωγή λιγνίτη έφτασε κοντά στους 23000 τόνους και παρέμεινε σ' αυτά τα επίπεδα μέχρι το 1927. Δυστυχώς για άλλη μια φορά το 1930 υπήρξε αναστολή της εκμετάλλευσης για σοβαρούς οικονομικούς λόγους. Μετά την λήξη του β' παγκοσμίου πολέμου, στην Ελλάδα παρουσιάστηκαν τα πρώτα ενεργειακά προβλήματα και έτσι αποφασίστηκε η κατασκευή ενός ατμοηλεκτρικού σταθμού στο Αλιβέρι ο οποίος θα λειτουργούσε μόνο με λιγνίτη. Το 1951 η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού αναλαμβάνει την υπόγεια εκμετάλλευση των ορυχείων στο Αλιβέρι. Με αυτήν την κίνηση, η αύξηση της ετήσιας παραγωγής έφτασε περίπου στο απίστευτο για την εποχή νούμερο των 750 χιλιάδων τόνων. Με αυτό το ρυθμό η Δ.Ε.Η. κατάφερε να τροφοδοτήσει μονάδες συνολικής ισχύος 230 MW. Στην αρχή της δεκαετίας του 1980 σταμάτησε η λειτουργία του λιγνιτωρυχείου.(Πηγή ΔΕΗ Α.Ε.)

Στην περιοχή της Πτολεμαΐδας οι πρώτες επιστημονικές έρευνες για την εντόπιση και αξιολόγηση λιγνιτών άρχισαν μετά το 1938. Το 1955 ιδρύεται η εταιρία με την επωνυμία ΛΙΠΤΟΛ η οποία είχε ως αντικείμενο την εκμετάλλευση του λιγνίτη. Μερικά χρόνια αργότερα, το 1959 το 90% των μετοχών περιέρχονται στη Δ.Ε.Η. και το 1975 η ΛΙΠΤΟΛ συγχωνεύεται με τη Δ.Ε.Η. Οι αλλαγές αυτές αύξησαν την παραγωγή του λιγνίτη από 1,3 εκ τόνους που ήταν το 1959 σε 11,7

εκ. τόνους το 1975, 27.3 εκ. τόνους το 1984 και σε 55,8 εκ. τόνους το 2002. Στο Πίνακα 3 παρουσιάζονται οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Πτολεμαΐδα (Πηγή ΔΕΗ Α.Ε.)

Στην περιοχή της Μεγαλόπολης οι πρώτες συστηματικές έρευνες για τον εντοπισμό λιγνίτη στην ευρύτερη περιοχή έλαβαν χώρα το 1957 και είχαν θετικό αποτέλεσμα. Το 1969 αρχίζει από την Δ.Ε.Η. η εκμετάλλευση του λιγνίτη. Η κίνηση αυτή ήταν πάρα πολύ σημαντική για τα παγκόσμια δεδομένα, διότι για πρώτη φορά ένας φτωχός λιγνίτης χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το λιγνιτωρυχείο της Μεγαλόπολης ξεκίνησε με μία ετήσια παραγωγή 1 εκ.τόνους και έφτασε το 2002 τους 14,5 εκ. τόνους και το 2003 η παραγωγή λιγνίτη ανήλθε στους 13,54 εκ.τόνους. Σήμερα λειτουργούν εκεί τα ορυχεία Χωρεμίου, Μαραθούσας και Κυπαρισσίων. Στο λιγνιτωρυχείο υπάρχουν 10 καδοφόροι εκσκαφείς, 6 αποθέτες, 43 χιλιόμετρα ταινιόδρομοι με πλάτος 1.2 - 1.6 μέτρα και περίπου 330 ντιζελοκίνητα μηχανήματα. Η Δ.Ε.Η. παράγει περίπου 70 εκ. τόνους λιγνίτη σε ετήσια βάση. Η σπουδαία ανάπτυξη των λιγνιτωρυχείων της Δ.Ε.Η. έχει φέρει την χώρα μας στην δεύτερη θέση στην παραγωγή λιγνίτη στην Ευρωπαϊκή ένωση και στην έκτη θέση στον κόσμο. Στο Πίνακα 4 παρουσιάζονται οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη Μεγαλόπολη (Πηγή ΔΕΗ Α.Ε.)

Ένα ερώτημα το οποίο προκύπτει διαβάζοντας τα παραπάνω σημαντικά στοιχεία είναι η ποσότητα των αποθεμάτων λιγνίτη στην Ελλάδα. Η απάντηση έρχεται από τις έρευνες που έχουν γίνει και οι οποίες καταλήγουν στο ότι τα βεβαιωμένα αποθέματα λιγνίτη στην Ελλάδα υπολογίζονται περίπου σε 5 δις τόνους. Σύμφωνα πάντα με τα σημερινά οικονομικά και τεχνικά δεδομένα, τα κοιτάσματα τα οποία πληρούν τις προδιαγραφές για ενεργειακή εκμετάλλευση ανέρχονται περίπου σε 3.2 δις τόνους και ισοδυναμούν με 450 εκ. τόνους πετρελαίου. (Πηγή ΔΕΗ Α.Ε.)

Τα κοιτάσματα λιγνίτη που πληρούν τις προδιαγραφές για ενεργειακή εκμετάλλευση βρίσκονται στις ευρύτερες περιοχές της Πτολεμαίδας, Αμυνταίου και Φλώρινας. Το απόθεμα που έχει υπολογιστεί είναι 1.9 δις τόνους ενώ, στην

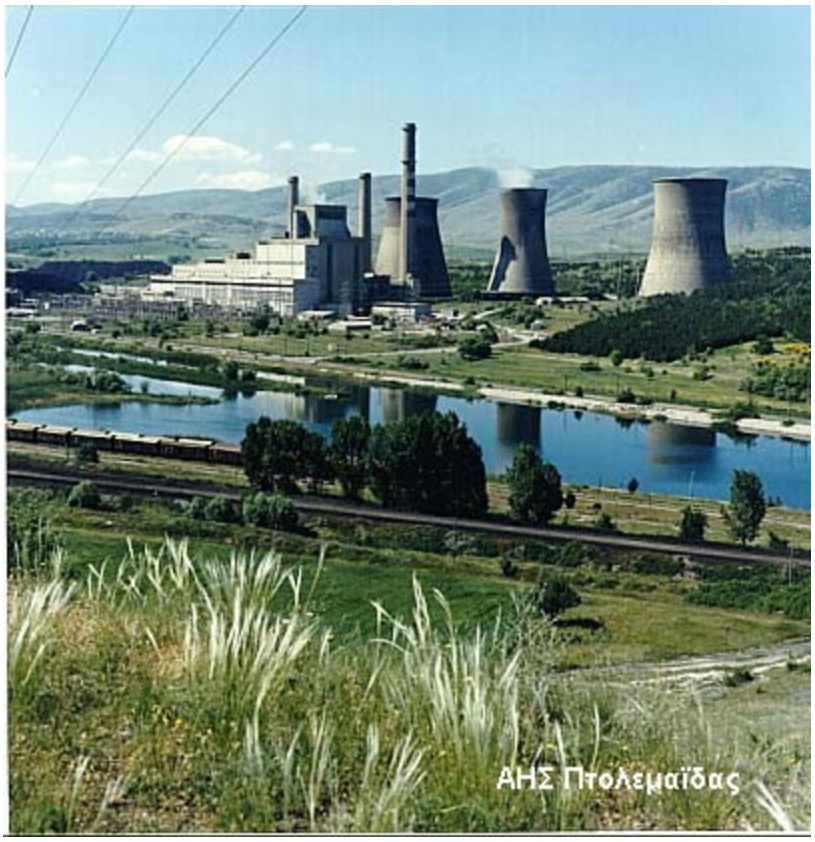
περιοχή της Δράμας υπάρχει απόθεμα 900 εκ.τόνων και στην περιοχή της Ελασσόνας το υπολογισμένο απόθεμα φτάνει στους 150 εκ.τόνους. Στην περιοχή της Μεγαλόπολης υπάρχει λιγνιτικό κοίτασμα προς εκμετάλλευση με απόθεμα περίπου στους 250 εκ. τόνους. (Πηγή ΔΕΗ Α.Ε.)

Πίνακας 3: Μονάδες λιγνίτη που τροφοδοτούν με ενέργεια την Πτολεμαΐδα		
ΣΤΑΘΜΟΣ	**ΑΡΙΘ.ΜΟΝΑΔΩΝ(MW)**	**ΕΓΚΑΤΕΣΤ.ΙΣΧΥΣ(MW)**
ΑΗΣ Λιπτολ	1 x 10 + 1 x 33	43
ΑΗΣ Πτολεμαΐδας	1 x 70 + 2 x 125 + 1 x 300	620
ΑΗΣ Καρδιάς	2 x 300 + 2 x 325	1.250
ΑΗΣ ΑΓ. Δημητρίου	2 x 300 + 2 x 310 + 375	1.595
ΑΗΣ Αμύνταιου	2 x 300	600
ΑΗΣ Μελίτης-Αχλ.	1 x 330	330
Σύνολο:		4.4438

Πηγή: ΔΕΗ Α.Ε.

Πίνακας 4: Μονάδες λιγνίτη που τροφοδοτούν με ενέργεια την Μεγαλόπολη		
ΣΤΑΘΜΟΣ	**ΑΡΙΘ.ΜΟΝΑΔΩΝ(MW)**	**ΕΓΚΑΤΕΣΤ.ΙΣΧΥΣ(MW)**
ΑΗΣ Μεγαλοπολ Α	2 x 125 + 1 x 300	550
ΑΗΣ Μεγαλοπολ Β	1 x 300	300
Σύνολο:		850

Πηγή: ΔΕΗ Α.Ε.



Σχήμα 4: Ο ατμοηλεκτρικός σταθμός στη Πτολεμαΐδα. Πηγή ΔΕΗ Α.Ε.

Σχήμα 3: Ο ατμοηλεκτρικός σταθμός στη Μεγαλόπολη. Πηγή ΔΕΗ Α.Ε.

2.2.2 Αργό πετρέλαιο

Όπως στις περισσότερες χώρες έτσι και στην Ελλάδα, κύρια πρώτη ενεργειακή ύλη είναι το πετρέλαιο, το οποίο σχεδόν αποκλειστικά εισάγεται. Η συνολική ποσότητα αργού πετρελαίου που διυλίστηκε στην Ελλάδα τα τελευταία χρόνια είναι 16-18 εκατομμύρια τόνοι ετησίως. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, οι μεταφορές και η θέρμανση-κλιματισμός των κτιρίων στηρίζεται σε αρκετά μεγάλο βαθμό στην κατανάλωση του πετρελαίου. Πρόσφατα στοιχεία αποδεικνύουν ότι υπάρχουν σημαντικές πιθανότητες ύπαρξης πετρελαϊκών κοιτασμάτων στον ελληνικό χώρο. Τα τελευταία χρόνια πραγματοποιούνται έρευνες σε τέσσερις περιοχές, στην Αιτωλοακαρνανία, Β.Δ. Πελοπόννησος, Ιωάννινα και Δυτικός Πατραϊκός Κόλπος και αναμένονται τα αποτελέσματα. Η Ελλάδα παράγει μια σχετικά μικρή ποσότητα αργού πετρελαίου από το κοίτασμα του Πρίνου στο βόρειο Αιγαίο, το οποίο μόλις καλύπτει το 1,6% των πετρελαϊκών αναγκών της χώρας. Η διύλιση του πετρελαίου στην Ελλάδα πραγματοποιείται από τα ακόλουθα διυλιστήρια:

- Ελληνικά Διυλιστήρια Ασπρόπυργου, που ανήκουν στην εταιρία ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ (ΕΛΠΕ).
- Διυλιστήρια Θεσσαλονίκης ΕΚΟ, που ανήκουν στην εταιρία ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΑ (ΕΛΠΕ).
- Διυλιστήρια Ελευσίνας ΠΕΤΡΟΛΑ ΕΛΛΑΣ, που ανήκουν στην εταιρία ΠΕΤΡΟΛΑ ΕΛΛΑΣ ΑΕΒΕ.
- Διυλιστήρια Κορίνθου MOTOR OIL, που ανήκουν στην εταιρία MOTOR OIL (ΕΛΛΑΣ) Διυλιστήρια ΚΟΡΙΝΘΟΥ Α.Ε..

(Πηγή: Energia)

2.2.3 Φυσικό αέριο

Το φυσικό αέριο είναι ένα αέριο καύσιμο το οποίο υπάρχει σε μεγάλες ποσότητες στην φύση. Εξάγεται από υπόγειες κοιλότητες και εξαιτίας των ιδιοτήτων του θεωρείται οικολογικό καύσιμο. Σε αυτές τις κοιλότητες το φυσικό αέριο σχηματίστηκε με τρόπο παρόμοιο με τον τρόπο σχηματισμού του πετρελαίου. Αποτελείται κυρίως από μεθάνιο το οποίο είναι άχρωμο, άοσμο και αρκετά ελαφρύτερο από τον αέρα. Γενικότερα με τον όρο φυσικό αέριο εννοούμε το αέριο καύσιμο που εξάγεται από τη γη και χωρίς την ανάγκη περαιτέρω επεξεργασίας, μεταφέρεται με κατάλληλα διαμορφωμένους αγωγούς σε αέρια κατάσταση μέχρι τα σημεία κατανάλωσής του. Κατά την καύση του δεν δημιουργείται σκόνη ή καπνός ενώ οι εκπεμπόμενοι ρύποι είναι μικρότεροι σε σχέση με τα συμβατικά καύσιμα. Όσο για την ασφάλεια, εάν χρησιμοποιηθεί σωστά δεν είναι καθόλου επικίνδυνο. Σε περίπτωση που υπάρξει διαρροή, για να δημιουργηθεί έκρηξη πρέπει να γίνει σε κλειστό χώρο και να αναμιχθεί το φυσικό αέριο με το οξυγόνο και στη συνέχεια το μίγμα να έρθει σε επαφή με σπίθα από φλόγα. Τα μεγαλύτερα γνωστά αποθέματα φυσικού αερίου στη σημερινή εποχή βρίσκονται στις χώρες της πρώην Σοβιετικής Ένωσης, στην Μέση Ανατολή, στις ΗΠΑ, στην Βενεζουέλα, στην Αλγερία και στην Νιγηρία. Σε σύγκριση με το πετρέλαιο, υπάρχει πολύ μεγαλύτερη επάρκεια αποθεμάτων με αποτέλεσμα η τροφοδοσία της παγκόσμιας ενεργειακής αγοράς να είναι κατά πολύ ασφαλέστερη. Σημαντικό ρόλο για την χρήση του φυσικού αερίου διαδραμάτισε η εκτεταμένη μόλυνση του περιβάλλοντος από την συνεχή χρήση των συμβατικών καυσίμων. Στη σημερινή εποχή όπου η ανάπτυξη στηρίζεται κυρίως στη χρήση συμβατικών καυσίμων και σε συνδυασμό με τα σοβαρά προβλήματα ατμοσφαιρικής ρύπανσης, ενεργειακές επιλογές λιγότερο ρυπογώνες είναι πάντα επιθυμητές. Η ζήτηση του φυσικού αερίου τα τελευταία χρόνια αυξάνεται ταχύτατα.

Τα αποθέματα φυσικού αερίου στην Ελλάδα είναι ελάχιστα. Η παραγωγή του άρχισε μόλις το 1981 με την εκμετάλλευση των κοιτασμάτων του Πρίνου και σταμάτησε το 1999. Το εισαγόμενο φυσικό αέριο προέρχεται κατά κύριο λόγο

από τη Ρωσία με αγωγό μέχρι τη Βουλγαρία. Με την ολοκλήρωση, το 1996, του κεντρικού αγωγού από τα σύνορα με τη Βουλγαρία έως την Αττική (μήκους 511χλμ.), την κατασκευή της πρώτης φάσης των δικτύων διανομής μέσης πίεσης αστικών και βιομηχανικώνπεριοχών, καθώς και του συνοριακού σταθμού μέτρησης, άρχισε η τροφοδοσία με φυσικό αέριο των πρώτων βιομηχανιών. Προβλέπεται και η εισαγωγή μικρότερων ποσοτήτων υγροποιημένου αερίου από τηνΑλγερία και η αποθήκευσή τους σε τερματικό σταθμό σε εγκαταστάσεις της νήσου Ρεβυθούσας. Η εισαγωγή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας έχει επηρεάσει αρκετά την οικονομική και κοινωνική εξέλιξη της χώρας. Στο Σχήμα 4 παρουσιάζεται ο χάρτης εγκαταστάσεων και δικτύου μεταφοράς Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα.

Σχήμα 4: Χάρτης εγκαταστάσεων και δικτύου μεταφοράς Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα (Πηγή ΔΕΗ Α.Ε.)

2.2.4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

Σύμφωνα με το νόμο 3468/2006 (Παράρτημα Α) με τον όρο Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) χαρακτηρίζονται οι μη ορυκτές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η αιολική ενέργεια, η ηλιακή ενέργεια, η ενέργεια κυμάτων, η παλιρροϊκή ενέργεια, η βιομάζα, τα αέρια που εκλύονται από χώρους υγειονομικής ταφής και από εγκαταστάσεις βιολογικού καθαρισμού, τα βιοαέρια, η γεωθερμική ενέργεια και η υδραυλική ενέργεια που αξιοποιείται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς.

Ειδικότερα για κάθε μία από τις μορφές ΑΠΕ σημειώνουμε τα εξής[5]:

- Η αιολική ενέργεια αξιοποιείται μέσω των ανεμογεννητριών (Α/Γ), οι οποίες μετατρέπουν την κινητική ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική.

- Η ηλιακή ενέργεια αξιοποιείται είτε μέσω των φωτοβολταϊκών (Φ/Β) γεννητριών, οι οποίες μετατρέπουν απ' ευθείας την ηλιακή ενέργεια σε ηλεκτρική, είτε με τη συγκέντρωση των ηλιακών ακτινών μέσω ηλιακών συλλεκτών, ώστε να επιτευχθούν υψηλές θερμοκρασίες και τελικά η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τέλος εκτεταμένη χρήση της ηλιακής ενέργειας γίνεται για τη θέρμανση νερού ή χώρων.

- Με τα μικρά υδροηλεκτρικά (ΜΥΗΕ), με ονομαστική ισχύ μικρότερη των 10MW, γίνεται εκμετάλλευση υδάτινων ρευμάτων, για τα οποία δεν απαιτούνται μεγάλα έργα αποθήκευσης (π.χ. φράγματα).

- Τα στοιχεία καυσίμου μετατρέπουν απ' ευθείας την χημική ενέργεια σε ηλεκτρική με τη χρήση κατάλληλων διατάξεων και ηλεκτρολυτών.

- Η κινητική ενέργεια των θαλάσσιων κυμάτων μετατρέπεται σε ηλεκτρική μέσω κατάλληλων διατάξεων.

- Η γεωθερμική ενέργεια, δηλαδή η θερμότητα των εσωτερικών στρωμάτων της γης, γίνεται εκμεταλλεύσιμη όταν υπάρχουν κατάλληλες γεωλογικές συνθήκες.

- Η βιομάζα συνίσταται από τα πάσης φύσεως γεωργικά και δασικά υπολείμματα, από τα οποία με κατάλληλες θερμοχημικές διεργασίες μπορούν να ληφθούν καύσιμα.

Η σπουδαιότητα των ΑΠΕ συνίσταται στους ακόλουθους λόγους[1]:

- Είναι «καθαρές» πηγές ενέργειας με ελάχιστη επίδραση στο περιβάλλον.
- Κατά κανόνα είναι ανεξάντλητες σε αντίθεση με τα ορυκτά καύσιμα που προβλέπεται να αρχίσουν να εξαντλούνται από το 2020-2060.
- Ενισχύουν την εθνική οικονομία αφού συχνά μπορούν να βασιστούν σε επενδύσεις μέσα στην ίδια την χώρα, σε αντίθεση με τις αυξημένου κόστους εισαγωγές ενέργειας.
- Ενισχύουν την ενεργειακή ασφάλεια αφού ανεξαρτητοποιούν ενεργειακά την χώρα.

Ένα από τα πιο αξιοσημείωτα χαρακτηριστικά των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας είναι η ποικιλομορφία των τεχνολογιών και των πηγών. Δεν υπάρχει αμφιβολία ότι το τελικό μέγεθος των ΑΠΕ είναι μεγάλο και θα μπορούσε θεωρητικά να συνεισφέρει σε μεγάλο ποσοστό στις παγκόσμιες απαιτήσεις ενέργειας.

Σύμφωνα με το Υπουργείο Ανάπτυξης[6] η συνεισφορά των ΑΠΕ στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο ήταν της τάξης του 5,5% το 2006, σε επίπεδο συνολικής διάθεσης πρωτογενούς ενέργειας στη χώρα και της τάξης του 16%, σε επίπεδο εγχώριας παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας. Η παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ το 2006 ήταν 1,6 Mtoe, ενώ στις αρχές της δεκαετίας του 90 ήταν 1,2 Mtoe. Εξ αυτών 700 ktoe οφείλονται στη χρήση βιομάζας στα νοικοκυριά, 239 ktoe περίπου στην χρήση βιομάζας στη βιομηχανία για ίδιες ανάγκες (συνολικό ποσοστό της βιομάζας 57%), 536 ktoe (28%) από την παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών, 149 ktoe (6%) από την παραγωγή των αιολικών, 112 ktoe (7%) από την παραγωγή των θερμικών ηλιακών συστημάτων και 36 ktoe (2%) από το βιοαέριο, κυρίως για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη εγχώρια

κατανάλωση ενέργειας είναι σταθερή και κυμαίνεται σε ποσοστό της τάξεως του 5-5,5%. Ο λόγος είναι ότι η παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ οφείλεται κατά 70% στη βιομάζα, που καταναλώνεται στον οικιακό τομέα και στα μεγάλα υδροηλεκτρικά, που παραμένουν σε σταθερά ποσοστά και που δεν επηρεάζονται από τα χρηματοδοτικά εργαλεία πολιτικής. Η συνολική συνεισφορά των ΑΠΕ, αν αφαιρέσει κανείς τη βιομάζα στον οικιακό τομέα και τα μεγάλα υδροηλεκτρικά, παρουσιάζει μια σταθερά ανοδική πορεία λόγω των μέτρων οικονομικής υποστήριξης.

Σύμφωνα με την ίδια έκθεση του Υπουργείου Ανάπτυξης[6] η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικές ΑΠΕ στην Ελλάδα (μη συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών) παρουσιάζει σημαντική αύξηση τα τελευταία χρόνια και αντιστοιχεί στο 3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Αφορά κυρίως σε αιολικά και μικρά υδροηλεκτρικά, σε μικρό βαθμό τη βιομάζα ενώ ήδη γίνεται πολύ αισθητή και η συνεισφορά των φωτοβολταϊκών. Λαμβάνοντας υπόψη τα μεγάλα υδροηλεκτρικά (εξαιρώντας την παραγωγή από άντληση), η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ είναι στα επίπεδα του 10% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Η εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (εξαιρουμένων των υδροηλεκτρικών σταθμών άνω των 10MW) ήταν 878 MW στο τέλος του 2006 και όπως φαίνεται στον Πίνακας 1, η συνέπεια των μέτρων οικονομικής υποστήριξης κυρίως των επιχειρησιακών προγραμμάτων «Ενέργεια» & «Ανταγωνιστικότητα» του 2ου και 3ου ΚΠΣ και του Αναπτυξιακού Νόμου είναι η σταθερά αυξανόμενη εξέλιξη που είχαν τα αιολικά, τα μικρά υδροηλεκτρικά και η βιομάζα. Ειδικότερα, από τα 270 MW συνολικής ισχύος των αιολικών πάρκων με άδεια λειτουργίας το 2001, στο τέλος του 2006, λειτουργούσαν αιολικά πάρκα συνολικής ισχύος 745MW.

Πίνακας 1: Ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ 2001 – 2006 (MW)						
Τεχνολογία ΑΠΕ	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**
Υδροηλεκτρικά (<10MW)	60	62	69	79	89	108
Αιολικά	270	287	371	472	491	745
Φωτοβολταϊκά	-	-	-	0,7	0,8	0,8
Βιομάζα	22	22	22	22	25	24
Σύνολο	**352**	**371**	**462**	**573,7**	**605,8**	**877,8**

[Πηγή ΡΑΕ]

Τα μικρά υδροηλεκτρικά έφθασαν τα 108 MW στο τέλος του 2006 από τα 43 MW της ΔΕΗ το 1997. Τέλος οι εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής από βιοαέριο ΧΥΤΑ και συμπαραγωγής από βιοαέριο λυμάτων (στα Λιόσια και την Ψυτάλλεια) έχουν ηλεκτρική ισχύ 14 και 10 MW αντίστοιχα.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2006 έφθασε τις 8,5 TWh περίπου και προήλθε κατά 79% από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (6774 GWh), συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών, κατά 20% από αιολικά πάρκα (1692 GWh), 92 GWh (1.1%) παρήχθησαν από βιοαέριο, ενώ υπήρχε και μία πολύ μικρή παραγωγή από φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Η ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας την ίδια χρονιά ήταν 64,3 TWh. Για το 2006 η συνολική πρωτογενής παραγωγή θερμότητας ήταν της τάξεως των 46.000 TJ, προερχόμενη κυρίως από την βιομάζα και σε μικρότερο ποσοστό από την ηλιακή ενέργεια και το βιοαέριο αντίστοιχα.

Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, στην περίοδο 2004-2006, παρουσιάζει μια αύξηση της τάξης του 30%. Ωστόσο, τα στατιστικά στοιχεία των τελευταίων ετών παρουσιάζουν διακύμανση του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (6-12%), η οποία οφείλεται, κυρίως, στη μεταβλητότητα της λειτουργίας των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών που εξαρτάται, από το επίπεδο των υδατικών αποθεμάτων, ενώ οι συμβατικές ΑΠΕ έχουν μία σταθερά

αυξανόμενη συμμετοχή που έφθασε το 3,3% το 2006. Τέλος η ίδια έκθεση σημειώνει ότι το 12,4% του 2006, δεν είναι απόλυτα αντιπροσωπευτικό για τους εξής λόγους :

- Τα μεγάλα υδροηλεκτρικά στην Ελλάδα είναι σχεδόν αποκλειστικά τύπου φράγματος, χρησιμοποιούνται κυρίως για φορτία αιχμής και η παραγωγή τους εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα υδάτων στα φράγματα.
- Το ποσοστό 12,4% αντιστοιχεί σε αυξημένη χρήση των μεγάλων υδροηλεκτρικών δεδομένου ότι το 2006 ήταν χρονιά καλής υδραυλικότητας.

2.2.5 Τα οφέλη της αιολικής ενέργειας- Απαντήσεις στις επιθέσεις που δέχεται

Παρόλο που η αιολική ενέργεια είναι η κατεξοχήν φιλική προς το περιβάλλον μορφή ενέργειας, έχει δεχτεί και εξακολουθεί να δέχεται βολές και σε πολλές περιπτώσεις να αντιμετωπίζεται ως επικίνδυνη.

Κατά καιρούς έχουν ακουστεί διάφορα επιχειρήματα εναντίον της, όλα όμως στερούνται επιστημονικής τεκμηρίωσης.

Οι ανεμογεννήτριες δεν είναι επικίνδυνες ούτε για τον άνθρωπο ούτε για τα πουλιά. Δεν έχει αναφερθεί ποτέ κανένας τραυματισμός ανθρώπου εξαιτίας της λειτουργίας τους, ενώ στους πέντε με δέκα χιλιάδες θανάτους πουλιών που οφείλονται στην ανθρώπινη δραστηριότητα μόνο ένας οφείλεται σε αυτές.

Η χρήση της γης δεν πλήττεται εξαιτίας της εγκατάστασής τους. Ο χώρος που καταλαμβάνουν είναι ελάχιστος με αποτέλεσμα η γη να μπορεί να χρησιμοποιηθεί όπως και πριν για καλλιέργεια ή βόσκηση. Πολλά αιολικά πάρκα μάλιστα προσφέρονται για εκπαιδευτικές επισκέψεις από σχολεία ή αποτελούν πόλο έλξης τουριστών (κυρίως στην Αμερική), συμβάλλοντας έτσι στην οικονομική ενίσχυση των δήμων που τα φιλοξενούν. Επιπλέον τόσο η κατασκευή

όσο και η τοποθέτηση και η συντήρηση των ανεμογεννητριών εξασφαλίζουν θέσεις εργασίας, κυρίως στην περιφέρεια, συμβάλλοντας έτσι στην ανάπτυξή της.

Χάρη στη χρήση της αιολικής, όπως και των υπόλοιπων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, που είναι ανεξάντλητες και εγχώριες, παρέχεται η δυνατότητα στο κράτος να ανεξαρτητοποιηθεί ενεργειακά από τα εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα εξοικονομώντας ετησίως τεράστια κεφάλαια. Μα το κυριότερο όλων είναι ότι η αιολική ενέργεια συμβάλλει πάρα πολύ στη μείωση των αερίων του θερμοκηπίου που ευθύνονται για τις κλιματικές αλλαγές. Αποτελεί δηλαδή ουσιαστικά τη μόνη ελπίδα για ένα βιώσιμο πλανήτη.

Όσο για την αισθητική κακοποίηση του τοπίου, που σύμφωνα με ορισμένους επικριτές τους προκαλούν τα αιολικά πάρκα, είναι αφενός υποκειμενικό θέμα, και αφετέρου αντιμετωπίζεται εύκολα. Η σωστή χωροθέτησή τους και η λήψη πρόσθετων μέτρων, όπως η χρησιμοποίηση υπόγειων καλωδίων και η απομάκρυνση των μη λειτουργικών μονάδων, είναι η λύση. Με τη σωστή χωροθέτηση επίσης αντιμετωπίζεται και το πρόβλημα του μηχανικού θορύβου κατά τη λειτουργία τους (ο οποίος αξίζει να σημειωθεί ότι στις σύγχρονες μονάδες είναι σχεδόν μηδενικός), καθώς και τυχόν παρεμβολές στα τηλεοπτικά σήματα και την αεροπλοΐα (που είναι πιθανόν να συμβούν μόνο αν οι εγκαταστάσεις αυτές είναι σε μικρή απόσταση από το αιολικό πάρκο).

Μπροστά στη μόνιμη καταστροφή του περιβάλλοντος που προκαλούν οι παραδοσιακές δραστηριότητες παραγωγής ενέργειας τα αιολικά πάρκα είναι μάλλον κομψά και τα οφέλη που παρέχουν στο περιβάλλον, στην κοινωνία και στην οικονομία τεράστια. Οι όποιες αντιδράσεις για τη λειτουργία τους λοιπόν είναι ή προϊόν άγνοιας ή έχουν άλλα κίνητρα. [10][32]

2.3 Υβριδικός Σταθμός- Ορισμοί

Σύμφωνα με τον Νόμο 3468/2006 (Παράρτημα Α), με τον όρο 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 ΥΒΣ 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 ΥΒΣ. 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 του σταθμού ΑΠΕ δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%.

2.4 Αναστέψιμα ΥΗΕ

2.4.1 Αναστρέψιμα ΥΗΕ- βιβλιογραφική ανασκόπηση

Η χρήση αιολικών πάρκων σε συνδυασμό με αναστρέψιμα ΥΗΕ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε νησιά ή άλλα απομονωμένα δίκτυα αποτελεί την καλύτερη λύση όσον αφορά στην αποθήκευση αιολικής ενέργειας και την διείσδυση των ΑΠΕ στο ΣΗΕ [12][13][14][15][16][17]. Για τα μικρά νησιά, με μικρή εγκατεστημένη ισχύ, η μέθοδος αποθήκευσης της αιολικής ενέργειας με αντλησιοταμίευση είναι η πιο υποσχόμενη μέθοδος αξιοποίησης της διαθέσιμης αιολικής ισχύος με μεγάλο βαθμό διείσδυσης στο ΣΗΕ. Στα μεγαλύτερα νησιά, όπως στην Κρήτη, η εισαγωγή τέτοιου υβριδικού συστήματος στο υφιστάμενο

σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας επιτυγχάνει και τον περιορισμό παραγωγής ενέργειας από τις θερμοηλεκτρικές μονάδες, καθιστώντας την επένδυση περισσότερο αποδοτική [12][13][17]. Ένα επιπλέον πλεονέκτημα των αντλησιοταμιευτικών συστημάτων είναι η δυνατότητα της χρήσης του αποθηκευμένου νερού για κατανάλωση, άρδευση, πυροπροστασία, κ.α. Επιπρόσθετα, η λειτουργία τέτοιων συστημάτων, συμβάλει στην αντιμετώπιση αναμενόμενων αλλαγών, είτε μέσω της αύξησης της ευστάθειας του δικτύου, είτε ενσωματώνοντας έργα αφαλάτωσης για παραγωγή ποσίμου νερού [18].

Με τον Ν. 3468/2006 ορίσθηκε με σαφήνεια η παραγόμενη ενέργεια από τους υβριδικούς σταθμούς, με συνέπεια τα υβριδικά έργα να επωφελούνται της προνομιακής πολιτικής τιμολόγησης της παραγόμενης ενέργειας.

Η οικονομοτεχνική διαστασιολόγηση αντλησιοταμιευτικών συστημάτων έχει μελετηθεί σε αρκετές εργασίες μέχρι σήμερα, με χρήση αλγορίθμων, προκειμένου να προσομοιωθεί η λειτουργία τους σε ημερήσια και ετήσια βάση. Οι Καλδέλης, Καβαδίας [20][21] προτείνουν τη χρήση δύο ταμιευτήρων, ένα μικρό ΥΗΕ, και ένα σύστημα άντλησης νερού, με σκοπό την αποθήκευση της παραγόμενης ισχύος από τα αιολικά πάρκα σε περιόδους χαμηλής ζήτησης. Οι Halldórsson και Stenzel [22] διατύπωσαν μια μέθοδο για την αντιστάθμιση της μεταβλητότητας του ανέμου στη απελευθερωμένη αγορά της ενέργειας, χρησιμοποιώντας εμπορικούς συμβιβασμούς. Οι Kopras κ.α. [23] μελέτησαν μια μέθοδο για τον χρονοπρογραμματισμό και τη λειτουργία των Α/Π χρησιμοποιώντας αποθήκευση της αιολικής ενέργειας. Οι Castronuovo και Peças Lopes [24] στην μελέτη τους χρησιμοποίησαν αλγόριθμο δυναμικού προγραμματισμού για την στρατηγική λειτουργίας του αντλησιοταμιευτικού συστήματος. Οι Κατσαπράκης, Χρηστάκης και Κονταξάκης [4] μελέτησαν την εισαγωγή συστημάτων αντλησιοταμίευσης στο ΣΗΕ Κρήτης με σκοπό την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας και την κάλυψη των αιχμών ζήτησης ισχύος από τους υδροστρόβιλους. Η Τ. Νικολάου [2] μελέτησε τη βελτιστοποίηση της διαστασιολόγηση των συνιστωσών έργου αποταμίευσης και παραγωγής ενέργειας, εκμεταλλευόμενο την απορριπτόμενη ισχύ από τα αιολικά πάρκα της Σητείας στην Κρήτη, χρησιμοποιώντας επαναληπτικές μεθόδους

βελτιστοποίησης. Οι Αναγνωστόπουλος, Παπαντώνης [19] χρησιμοποίησαν «εξελικτικούς αλγορίθμους-evolutionary algorithms» για την προσομοίωση και βελτιστοποίηση ανλησιοταμιευτικού συστήματος αποθήκευσης απορριπτόμενης ισχύος από αιολικά πάρκα στην Κρήτη. Οι Τ.Νικολάου, Γ.Σταυρακάκης, Ι.Σκιάς, Ε.Σκάρλου [11] μοντελοποίησαν και βελτιστοποίησαν υβριδικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποτελούμενο από αιολικό πάρκο και αναστρέψιμο ΥΗΕ σύμφωνα με το Ν.3468/2006 και για την περίπτωση εφαρμογής του στη Κρήτη.

Στις παραπάνω εργασίες(εκτός της [11]) μελετήθηκε αναλυτικά το σύστημα αντλησιοταμίευσης για αποθήκευση της απορριπτόμενης (πλεονάζουσας) ισχύος από τα Α/Π, όταν δηλαδή η παραγόμενη ισχύς υπερκαλύπτει την μέγιστη απορρόφηση του δικτύου. Στην παρούσα εργασία ο Υβριδικός Σταθμός ο οποίος μελετούμε [11] είναι σχεδιασμένος να αξιοποιεί όλη την παραγόμενη από τα Α/Π ηλεκτρική ενέργεια μετατρέποντάς την σε υδραυλική. Η περίπτωση αυτή μελετήθηκε και από τους Αναγνωστόπουλο και Παπαντώνη [18] για ένα υποθετικό ΥΒΣ, αποδεικνύοντας ότι το νέο αυτό σχήμα ΥΒΣ δίνει μεγαλύτερους βαθμούς απόδοσης καθιστώντας πιο αποδοτικές τις επενδύσεις.

2.4.2 Εφαρμογές Αναστρέψιμων ΥΗΕ σε διεθνές επίπεδο

Η πρώτη εμφάνιση αυτών των συστημάτων έγινε στο Festiniog του Wales και στο Cruachan της Σκωτίας στα μέσα της δεκαετίας του '60. Λίγο πριν το 1970 κατασκευάστηκε άλλο ένα στο Foyers στη Σκωτία (300-400 MW). Το 1983 τέθηκε σε λειτουργία το πρώτο μεγαλύτερο Αναστρέψιμο ΥΗΕ στο Dinorwig (Wales). Η υψομετρική διαφορά των δύο ταμιευτήρων ήταν 570m και η παραγόμενη ισχύς ξεπερνούσε τα 1,7 GW.

Σήμερα από άποψης τεχνογνωσίας υπάρχει σημαντική υποδομή τόσο στις Η.Π.Α. όσο και στην Ευρώπη. Συγκεκριμένα εμφανίζουν ευρεία εφαρμογή στην Αγγλία, Ιρλανδία, στη Γαλλία, στο Λουξεμβούργο, στη Σκωτία αλλά και στις ΗΠΑ,

κυρίως λόγω της ταχύτατης απόκρισής τους τις ώρες αιχμής αλλά και της οικονομικότητας αυτής της λύσης [1].

2.4.3 Εφαρμογές Αναστρέψιμων ΥΗΕ στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα μέχρι σήμερα έχουν κατασκευαστεί Αναστρέψιμοι ΥΗΣ, που αποθηκεύουν περίσσεια ενέργειας από τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας. Μεταξύ αυτών αναφέρουμε τους δύο σταθμούς άντλησης-ταμίευσης της Σφηκιάς στον ποταμό Αλιάκμονα(Σχήμα 5) & του Θησαυρού στον ποταμό Νέστο (Σχήμα 6).

Η αρχή λειτουργίας τους είναι η εξής: αναστρέφεται η λειτουργία των στροβίλων, όταν αυτό κρίνεται σκόπιμο, ώστε τη νύχτα να μπορούν να αντλούν νερό από την κατάντη λίμνη, όταν υπάρχει περίσσεια ηλεκτρικής ενέργειας από τους λιγνιτικούς σταθμούς και να την αποδίδουν την ημέρα υπό συμφερτικότερους όρους. Οι αναστρέψιμες μονάδες στο ΥΗΕ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα φαίνονται στο Σχήμα 7 [7].

Σχήμα 5: ΥΗΣ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα (3x 105 MW/1985-86/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ)

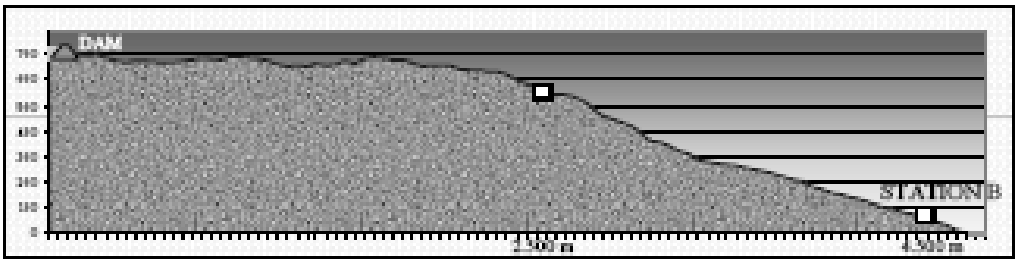
Σχήμα 6: Θησαυρού στο Νέστο (3x127 MW/1998/ΔΕΗ/ΔΑΥΕ)

Σχήμα 7: Οι αναστρέψιμες μονάδες στο ΥΗΕ Σφηκιάς στον Αλιάκμονα

Το πρώτο αναστρέψιμο ΥΗΕ έργο στην Ελλάδα, που θα εκμεταλλεύεται αιολική ισχύ θα κατασκευαστεί στην Ικαρία από τη ΔΕΗ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ Α.Ε. [8]. Ο Υβριδικός Σταθμός, που δημοπρατήθηκε πρόσφατα, αποτελείται από αιολικό πάρκο, τρεις υδροστροβίλους τύπου Pelton και ένα αντλητικό σταθμό. Τα αποτελέσματα από διάφορες οικονομοτεχνικές μελέτες του έργου ήταν πολύ ενθαρρυντικά [9] και ο σταθμός αναμένεται να παράγει 23 GWh ετησίως, με σχεδόν το 1/3 να προέρχεται από την αποθηκευμένη ενέργεια. Τα τμήματα του υβριδικού σταθμού φαίνονται στον Πίνακας 2. Στο Σχήμα 8 παρουσιάζεται η τομή

της τοποθεσίας εγκατάστασης του υβριδικού σταθμού, οι θέσεις ταμιευτήρων και σταθμών.

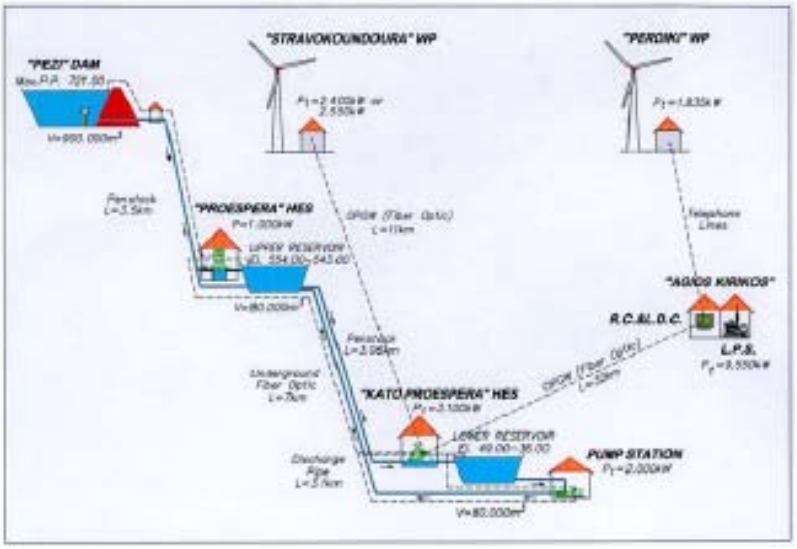
Πίνακας 1: Τα τμήματα του υβριδικού σταθμού στην Ικαρία.	
Τμήμα	***Περιγραφή***
Αιολικό Πάρκο	Νέο Α/Π 9 x600 kW = 5.400 kW Υφιστάμενο Α/Π 7x55kW = 385 kW
Σταθμός Α	Υψόμετρο: 560m Υδρ/λος: Pelton 900 kW
Σταθμός Β	Υψόμετρο: 65m Υδρ/λος: 2 Pelton, 2x 1.400 kW
Σταθμός άντλησης	Δίπλα στον Σταθμό Β Αντλίες σε παράλληλη σύνδεση 10x160 kW=1600kW
Ταμιευτήρες	2x 60.000 m^3
Συμβατικός Σταθμός	Υφιστάμενος 6.900 kW



Σχήμα 8: Τομή της τοποθεσίας εγκατάστασης του υβριδικού σταθμού, θέσεις ταμιευτήρων και σταθμών.

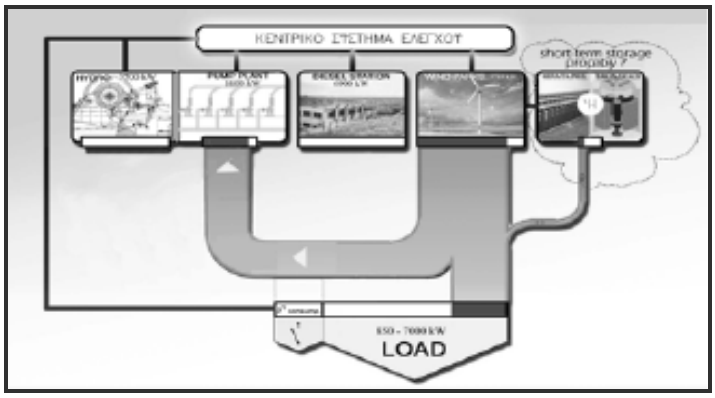
Στόχος του υβριδικού σταθμού είναι η μέγιστη εκμετάλλευση της αιολικής ισχύος, κατευθείαν για την κατανάλωση. Η αυτόνομη λειτουργία των Α/Γ γίνεται πιο αξιόπιστη με υψηλή εγγυημένη ισχύ, χάρη στη χρήση ηλεκτρονικών ισχύος. Οι αντλίες θα τροφοδοτούνται αποκλειστικά με το πλεόνασμα της αιολικής ισχύος[5].

Ο ΜΥΗΣ Προεσπέρας (1 Χ 1 MW) θα τροφοδοτείται το χειμώνα από τον υπάρχοντα ταμιευτήρα Πεζίου, μέσω χαλύβδινου αγωγού πτώσης και το νερό θα οδηγείται στον άνω ταμιευτήρα, ο οποίος με τη σειρά του θα τροφοδοτεί, μέσω χαλύβδινου αγωγού πτώσης, το δεύτερο ΜΥΗΣ Κάτω Προεσπέρας (2 Χ 1,55 MW). Από αυτόν, το νερό θα οδηγείται στον κάτω ταμιευτήρα. Το νερό με τη βοήθεια αντλιοστασίου, μέσω χαλύβδινου καταθλιπτικού αγωγού, θα οδηγείται από τον κάτω ταμιευτήρα στον άνω ταμιευτήρα(αναστρέψιμος κύκλος). Το Υβριδικό Έργο καθώς και οι λοιπές πηγές ενέργειας του νησιού (Πετρελαϊκός Σταθμός & Α/Π Ιδιωτών) θα τηλεχειρίζονται από τον Άγιο Κήρυκο. Στο Σχήμα 9 απεικονίζεται η λειτουργία του Αναστρέψιμου ΥΗΣ στην Ικαρία [5].



Σχήμα 9: Σχηματική απεικόνιση της λειτουργίας του Αναστρέψιμου ΥΗΣ στην Ικαρία

Το υβριδικό σύστημα της Ικαρίας θα είναι σε θέση να τροφοδοτεί το δίκτυο για μεγάλες περιόδους αποκλειστικά με ΑΠΕ. Διακρίνονται δύο τρόποι λειτουργίας. Όταν οι Α/Γ δεν μπορούν να καλύψουν το φορτίο, λόγω χαμηλής ταχύτητας ανέμου ή υψηλής ζήτησης, η ισχύς θα καλύπτεται από τους υδροστροβίλους. Αντίθετα, όταν η ενέργεια που παράγεται από τα Α/Π υπερκαλύπτει τις ανάγκες της ζήτησης, η πλεονάζουσα ενέργεια θα χρησιμοποιείται για άντληση του νερού από την κάτω στην άνω δεξαμενή και αποθήκευση ενέργειας (Σχήμα 10) [5].



Σχήμα 10: Άντληση με χρήση της περίσσειας ενέργειας από τα Α/Π (100% ΑΠΕ)

3. ΘΕΣΜΙΚΟ ΚΑΙ ΑΔΕΙΟΔΟΤΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ

3.1 Η Ευρωπαϊκή Οδηγία 2001/77/ΕΚ

Η Οδηγία 2001/77/ΕΚ «Για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές στην εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» (OJ L283/27.10.2001) προβλέπει, στο παράρτημα της για την Ελλάδα, ενδεικτικό στόχο κάλυψης από ανανεώσιμες ενεργειακές πηγές, περιλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών έργων, σε ποσοστό της ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας[1] κατά το έτος 2010 ίσο με 20,1%. Ο στόχος αυτός είναι συμβατός με τις διεθνείς δεσμεύσεις της χώρας που απορρέουν από το πρωτόκολλο του Κιότο, που υπογράφτηκε το Δεκέμβριο του 1997 στη σύμβαση – πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την αλλαγή του κλίματος. Το πρωτόκολλο του Κιότο προβλέπει για την Ελλάδα συγκράτηση του ποσοστού αύξησης κατά το έτος 2010 του CO_2 και άλλων αερίων που επιτείνουν το φαινόμενο του θερμοκηπίου κατά 25%[2] σε σχέση με το έτος βάση 1990. [5]

Οι πλέον πρόσφατες εκτιμήσεις για την ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας κατά το έτος 2010, την προσδιορίζουν σε ύψος 68 δις κιλοβατωρών. Κατά συνέπεια υφίσταται ανάγκη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών) της τάξης των 13,7 δις κιλοβατωρών κατά τα 2010. Προκειμένου να εκτιμηθεί ένα ρεαλιστικό σενάριο απαιτήσεων σε εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ για την επίτευξη του ανωτέρω στόχου, γίνονται οι ακόλουθες υποθέσεις[5]:

- Η κατανομή του μεριδίου συνεισφοράς των διαφόρων τεχνολογιών ΑΠΕ δεν θα διαφοροποιηθεί σημαντικά μέσα στην επόμενη πενταετία. Η υπόθεση αυτή θεωρείται ως ρεαλιστική δεδομένου ότι δεν αναμένονται

---

[1] Νοείται ως η μέση εθνική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβανομένης αυτοπαραγωγής συν εισαγωγές μείον εξαγωγές.

[2] Αποτελεί ενδοκοινοτική ποσόστωση στα πλαίσια burden-sharing συμφωνίας των Υπουργών Ενέργειας των χωρών της ΕΕ.

ραγδαίες τεχνολογικές εξελίξεις που θα οδηγούσαν σε σημαντικές ανακατατάξεις στην οικονομική βιωσιμότητα των τεχνολογιών.

- Η μέση ενεργειακή παραγωγή ανά εγκατεστημένη μονάδα ισχύος (συντελεστής φόρτισης ή ισοδύναμες ώρες λειτουργίας) θα μειωθεί λόγω της αναγκαίας ανάπτυξης έργων σε περιοχές με υποδεέστερο δυναμικό ΑΠΕ.

Με βάση τα ανωτέρω, οι απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ για το 2010 προκειμένου να επιτευχθεί ο στόχος φαίνονται στον Πίνακα 3.

Πίνακας 3: Απαιτήσεις εγκατάστασης ΑΠΕ για επίτευξη στόχου 2010

	Απαιτήσεις σε εγκατεστημένη ισχύ το 2010 σε MW	***Παραγωγή ενέργειας το 2010 σε δις kWh***	***Ποσοστιαία % συμμετοχή ανά τύπο ΑΠΕ το 2010***
Αιολικά Πάρκα	*3.372*	*7,09*	*10,42*
Μικρά ΥΗΕ	*364*	*1,09*	*1,60*
Μεγάλα ΥΗΕ	*3.352*	*4,58*	*6,74*
Βιομάζα	*103*	*0,81*	*1,19*
Γεωθερμία	*12*	*0,09*	*0,13*
Φωτοβολταϊκά	*18*	*0,02*	*0,03*
Σύνολα	*7.193*	*13,67*	*20,10*

3.2 Η Ελληνική Νομοθεσία

3.2.1 Ιστορική αναδρομή της νομοθεσίας για τις ΑΠΕ

Απαρχή της εισόδου των ΑΠΕ στη χώρα αποτέλεσε ο Ν. 1559/1985 «Ρύθμιση θεμάτων εναλλακτικών μορφών ενέργειας και ειδικών θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α 135)

στα πλαίσια του οποίου η ΔΕΗ πρωτοπορούσα εγκατέστησε 24 MW ενώ οι Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης περιορίστηκαν στο ελάχιστο επίπεδο των 3 MW μέχρι το 1995 και ο ιδιωτικός τομέας παρέμεινε εκτός σκηνής. Παρά το μικρό αποτέλεσμα, η προσπάθεια έδειξε τις δυνατότητες και αδυναμίες του τομέα και ειδικότερα οι αρχικές αστοχίες προετοίμασαν το δρόμο για μεταγενέστερες ωριμότερες βελτιώσεις.[5]

Ο Ν. 2244/1994 «Ρύθμιση θεμάτων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και από συμβατικά καύσιμα και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α 168), στα ίχνη του τότε ισχύοντος γερμανικού Νόμου (Stromeinspeisungsgesetz), αποτέλεσε την απαρχή για την ουσιαστική ανάπτυξη των ΑΠΕ. Ο νόμος καθόρισε για το διασυνδεδεμένο σύστημα της χώρας σταθερές τιμές πώλησης ανανεώσιμης ενέργειας σε επίπεδα ίσο με το 90% του γενικού τιμολογίου στη μέση τάση και υποχρέωση της ΔΕΗ για αγορά του. Για τη χρέωση του σκέλους ισχύος προβλέφτηκε κλιμακωτή αποζημίωση ανάλογα με το είδος του σταθμού ανανεώσιμης ηλεκτροπαραγωγής με την έννοια της χρονικής διαθεσιμότητας του στο ονομαστικό μέγεθος. Σε απολογιστική βάση φαίνεται ότι το σκέλος ισχύος προσαυξάνει την τιμή ενέργειας κατά μικρό ποσοστό τάξης 6,5% με συνέπεια σήμερα η τιμή αυτή να αντιστοιχεί σε 0,07287 €/kWh. Στα νησιά που δεν ανήκουν στο διασυνδεδεμένο σύστημα η τιμολόγηση βασίζεται στο 90% του τιμολογίου γενικής χρήσης (χαμηλή τάση) και αντιστοιχεί σε 0,08458 €/kWh, ενώ δεν προβλέπεται αποζημίωση του σκέλους ισχύος.[5]

Συνεχίζεται με την ίδρυση του ΚΑΠΕ (Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας), με σκοπό τη προώθηση και την υποστήριξη δραστηριοτήτων ΑΠΕ και Ε.Ε. Σκοπός του Κέντρου είναι η προώθηση των ΑΠΕ, της εξοικονόμησης και της ορθολογικής χρήσης της ενέργειας, καθώς και η κάθε είδους υποστήριξη δραστηριοτήτων στους εν λόγω τομείς. Περαιτέρω, με το άρθρο 11 του Ν. 2702/1999 «Διάφορες ρυθμίσεις θεμάτων αρμοδιότητας Υπουργείου Ανάπτυξης και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 70) το ΚΑΠΕ λειτουργεί ως εθνικό συντονιστικό κέντρο των εν λόγω δραστηριοτήτων. Το ΚΑΠΕ διαθέτει εργαστήρια πιστοποίησης τεχνολογιών ΑΠΕ, εκπονεί μελέτες προσδιορισμού του φυσικού και οικονομικού δυναμικού των ΑΠΕ και συμμετέχει ενεργά στην αξιολόγηση και

παρακολούθηση των επενδύσεων του χώρου περιλαμβανομένου του τομέα εξοικονόμησης ενέργειας [33][5].

Ο Ν.2773/99 για την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας καθιερώνει την άδεια παραγωγής. Με την ΥΑ 2000/2002 η άδεια παραγωγής αποτελεί προϋπόθεση για την έναρξη της αδειοδοτικής διαδικασίας. Με το άρθρο 4 του Ν. 2773/1999 ιδρύθηκε η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργεια ως ανεξάρτητη διοικητική αρχή επιφορτισμένη με την παρακολούθηση και έλεγχο της λειτουργίας της αγοράς ενέργειας και τη διατύπωση εισηγήσεων για την τήρηση των κανόνων του ανταγωνισμού και την προστασία των καταναλωτών. Περαιτέρω η ΡΑΕ διατυπώνει γνωμοδοτήσεις προς τον Υπουργό Ανάπτυξης για την αδειοδότηση εγκαταστάσεων ανανεώσιμης ηλεκτροπαραγωγής και μετά την έκδοση αδειών παρακολουθεί την εξέλιξη της πορείας υλοποίησης έργων ΑΠΕ, μέσω τριμηνιαίων δελτίων και εισηγείται την εκκαθάριση του χώρου από επενδυτές που επιδεικνύουν αδικαιολόγητη βραδύτητα. Επίσης, εισηγείται νομοθετικές παρεμβάσεις για περαιτέρω απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα πλαίσια της οποίας μπορούν να βρουν θέση ουσιώδεις ρυθμίσεις για τις ΑΠΕ (όπως στην περίπτωση των υβριδικών σταθμών). Η αξιολόγηση του συνόλου των αιτήσεων γίνεται από τη ΡΑΕ με την τεχνική υποστήριξη του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας με βάση τα κριτήρια του άρθρου 9 του Κανονισμού Αδειών, που εκδόθηκε σύμφωνα με το άρθρο 3 του Ν. 2773/1999 [34][5].

Ο Ν. 2941/2001 «Απλοποίηση διαδικασιών ίδρυσης εταιρειών, αδειοδότηση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ρύθμιση θεμάτων της Α.Ε. 'ΕΛΛΗΝΙΚΑ ΝΑΥΠΗΓΕΙΑ' και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 201) 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[5].

Με το Ν. 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 τη δέσμευση της χώρας για δράσεις αντιστρατευόμενες την τάση επιδείνωσης του φαινομένου του θερμοκηπίου.

Ο Ν. 3175/2003[3] 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. Ο Ν. 3175/2003 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). Συνοπτικά, κάθε γεωθερμικό πεδίο θα αντιμετωπίζεται ως ενιαίο κοίτασμα-πηγή ώστε να αποφεύγεται ο κατακερματισμός που προέκυπτε από τις επί μέρους μισθωτικές εκχωρήσεις. Δημιουργήθηκε συγκεκριμένη διαγωνιστική διαδικασία για όλο το φάσμα των προϊόντων, υποπροϊόντων και παραπροϊόντων. Το απολήψιμο δυναμικό των δύο πλήρως ερευνημένων γεωθερμικών πεδίων υψηλής ενθαλπίας για ηλεκτροπαραγωγικούς σκοπούς ανέρχεται σε 170 MWe ενώ το πιθανό δυναμικό ολόκληρης της χώρας υπερβαίνει τα 500 MWe. Πάντως ο κύριος σκοπός του νέου νόμου ήταν η αναθεώρηση του Ν. 2773/1999 προκειμένου να αντιμετωπιστεί η βραδύτητα που σημειώνεται στη διαδικασία απελευθέρωσης της αγοράς ηλεκτρισμού κυρίως εξαιτίας της δεσπόζουσας θέσης της ΔΕΗ Α.Ε. Η αναθεώρηση αυτή ήταν επίσης αναγκαία για να αντικατοπτριστούν τροποποιήσεις που προμηνύονταν τότε από την Οδηγία 2003/54/ΕΚ. Στο χώρο των ΑΠΕ ο Ν. 3175/2003 επανέλαβε τον ορισμό του άρθρου 2 της Οδηγίας 2001/77/ΕΚ σχετικά με τις υβριδικές εγκαταστάσεις προκειμένου να αρθεί η υπάρχουσα ασάφεια σχετικά με την πραγματική κατάταξη της ενέργειας που παράγεται από αυτά τα συστήματα. Έτσι απολαμβάνουν το ευνοϊκό τιμολογιακό καθεστώς όπως και οι άλλες μορφές ΑΠΕ αν και στο μη διασυνδεδεμένο

[3] Στην ουσία ο κύριος σκοπός του νόμου ήταν ανάπτυξη και ενίσχυση του ανταγωνισμού στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, η προσέλκυση νέων επενδυτικών πηγών και η διασφάλιση της επάρκειας της ηλεκτρικής ενέργειας για την επίτευξη ανταγωνιστικών τιμών καταναλωτή.

σύστημα δεν εξαιρούνται από διαγωνιστική διαδικασία που αποτελεί προϋπόθεση για τη χορήγηση άδειας παραγωγής[4].[5]

Στο πρότυπο καινοτόμων επεμβάσεων που υλοποιήθηκαν για την επίσπευση των έργων των Ολυμπιακών έργων του 2004, 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.[5]

Με την ΚΥΑ 1726/2003 καταβλήθηκε προσπάθεια αντιμετώπισης κυρίως του φαινομένου της χρονικής καθυστέρησης στην περιβαλλοντική αδειοδότηση έργων ΑΠΕ. Η ΚΥΑ 1726/2003 καταργήθηκε από τις πρόσφατες Οικ. του 2006: 104247/ΕΥΠΕ/ΥΠΕΧΩΔΕ (σύμφωνα με το αρ. 4 του Ν.1650/1986, όπως αντικαταστήθηκε με το αρ.2 του Ν.3010/2002) και 104248/ΕΥΠΕ/ΥΠΕΧΩΔΕ, οι οποίες ρυθμίζουν θέματα που σχετίζονται με την διαδικασία προκαταρκτικής περιβαλλοντικής εκτίμησης και αξιολόγησης (Π.Π.Ε.Α.) και έγκρισης περιβαλλοντικών όρων (Ε.Π.Ο.) έργων ΑΠΕ καθώς και με το περιεχόμενο και τα δικαιολογητικά των προμελετών περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Π.Π.Ε) και των μελετών περιβαλλοντικών επιπτώσεων (Μ.Π.Ε.).[5]

3.2.2 Ο Νόμος 3468/2006

Ο Νόμος 3468/2006 «Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης και λοιπές διατάξεις» (Παράρτημα Ι), ο οποίος κατήργησε κάποια άρθρα των νόμων 3175/2003, 2773/1999 και 2244/1994, αφενός αποσαφήνισε τον ορισμό των υβριδικών συστημάτων (βλ. Παράγραφο 1.4), αφετέρου καθόρισε την διαδικασία αδειοδότησης για εγκατάσταση και λειτουργία, καθώς και την τιμολόγηση της διαθεσιμότητας της ισχύος Υβριδικών Σταθμών.[5]

---

[4] Η διάταξη αυτή τελεί υπό κατάργηση.

Σκοπός και στόχος του νόμου είναι να λειτουργήσει ως το μέσο για την εκπλήρωση των δεσμεύσεων της Ελλάδας προς την Ευρωπαϊκή Ένωση, σύμφωνα με τις οποίες η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ επί της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, θα ανέρχεται σε ποσοστό 20,1%, μέχρι το 2010 και 29%, μέχρι το 2020.[5]

Επιπλέον, με τη νέα νομοθεσία το εθνικό δίκαιο εναρμονίζεται προς την Κοινοτική Οδηγία 2001/77 (βλ. Παρ. 2.1) για την προαγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ και προσαρμόζεται στις σχετικές δεσμεύσεις που προκύπτουν από το Πρωτόκολλο του Κιότο που είχε κυρωθεί με τον ν.3017/2002.[5]

Βασικός στόχος του νέου νόμου για τις ΑΠΕ, είναι η αποσυμφόρηση και τυποποίηση της αδειοδοτικής διαδικασίας, σε συνδυασμό με τις προβλεπόμενες κανονιστικές πράξεις (κοινές υπουργικές αποφάσεις των Υπουργών Εσωτερικών, Δημόσιας Διοίκησης και Αποκέντρωσης, Ανάπτυξης και Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων), η οποία σε επίπεδο αλλαγών συμπυκνώνεται στις ακόλουθες παρεμβάσεις:

- Έκδοση της άδειας εγκατάστασης σε διάστημα μικρότερο του ενός έτους από την υποβολή της σχετικής αίτησης για άδεια παραγωγής, ενώ σήμερα ο χρόνος αυτός έφθανε μέχρι και τα 3 χρόνια.
- Περιορισμός των περιπτώσεων τροποποιήσεως των αδειών.
- Απελευθέρωση της σχετικής αγοράς, με τις εισαγόμενες εξαιρέσεις και απαλλαγές
- Μείωση της γραφειοκρατίας, αφού πλέον καθορίζονται οι συγκεκριμένες υπηρεσίες και οι φορείς (το πολύ 11, κατά περίπτωση) που γνωμοδοτούν και λαμβάνουν γνώση, το περιεχόμενο των μελετών και φακέλων που υποβάλλονται και των γνωμοδοτήσεων που χορηγούνται στο πλαίσιο των περιβαλλοντικών αδειών για σταθμούς Α.Π.Ε. ή Σ.Η.Θ.Υ.Α..[5]

3.3 Η νέα αδειοδοτική διαδικασία

Στο άρθρο 3 του Νόμου 3468/2006 αντιμετωπίζεται το σοβαρό θέμα της έκδοσης των αδειών παραγωγής. Ως προς τα κριτήρια με βάση τα οποία χορηγείται η άδεια παραγωγής σημειώνεται ότι για την εφαρμογή των διατάξεων για την προστασία του περιβάλλοντος η ΡΑΕ διαβιβάζει την Προμελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων στην αρμόδια για την περιβαλλοντική αδειοδότηση Υπηρεσία και υποβάλλει τη γνωμοδότηση της στον Υπουργό Ανάπτυξης μόνο αφού περιέλθει σ' αυτή η γνωμοδότηση της Υπηρεσίας περιβαλλοντικής αδειοδότησης. Με την έννοια αυτή στην άδεια παραγωγής ενσωματώνεται η κατ' αρχή συναίνεση της πολιτείας ως προς το επιτρεπτό της αιτούμενης δραστηριότητας και βελτιώνεται το προηγούμενο καθεστώς του άρθρου 28 παρ. 1 του Ν. 2773/1999 όπου η ΡΑΕ ασκούσε οιονεί καθήκοντα Υπηρεσίας περιβαλλοντικής αδειοδότησης αφού θα μπορούσε επ' ευκαιρία της διατύπωσης της γνωμοδότησης προς τον Υπουργό Ανάπτυξης να αποκλείσει για περιβαλλοντικούς λόγους επενδύσεις για τις οποίες δεν είχε καν υπάρξει χειρισμός σχετικών αιτημάτων από τις καθ' ύλη κεντρικές και περιφερειακές Υπηρεσίες περιβαλλοντικής αδειοδότησης. [5]

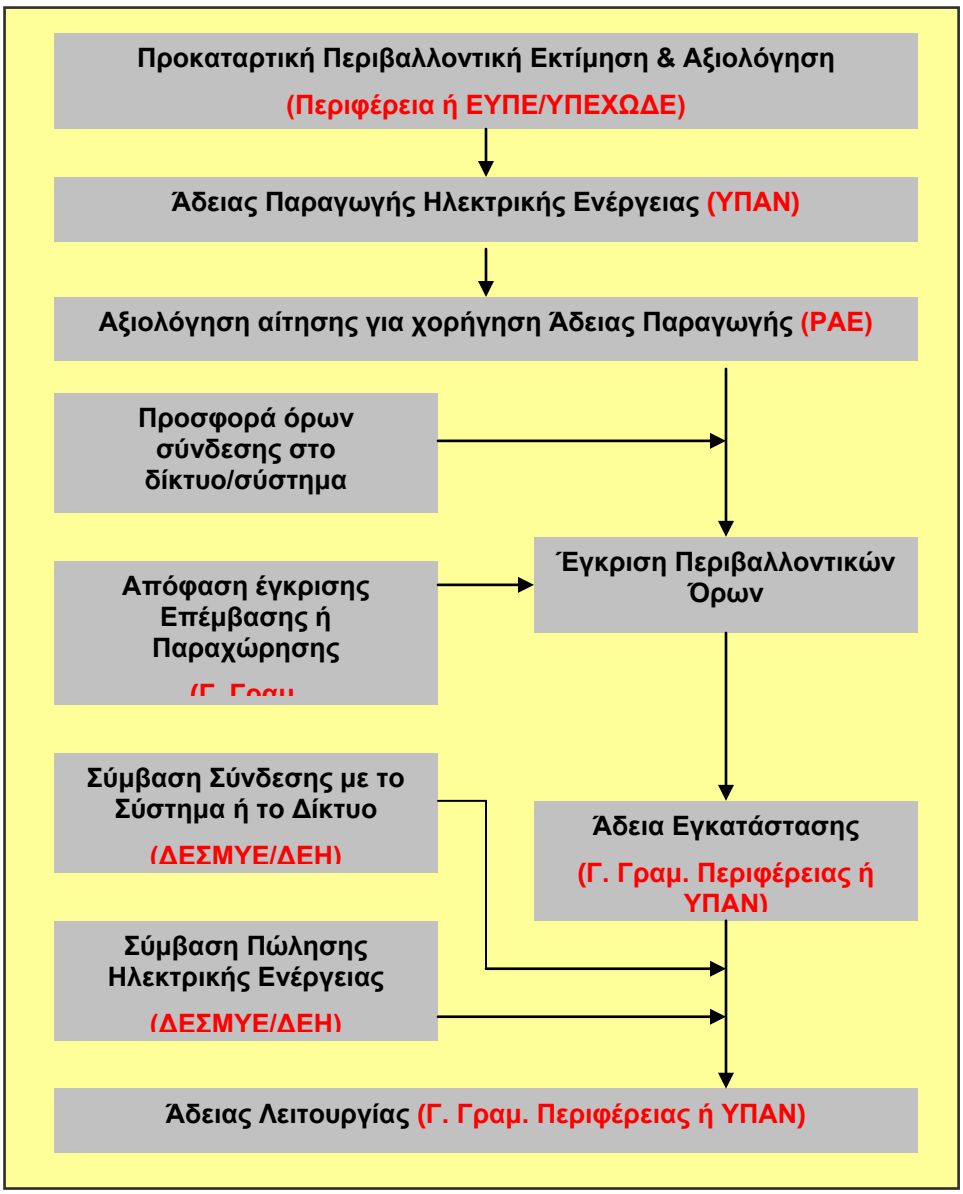
Ουσιαστική είναι η ρύθμιση της παρ. 1 του άρθρου 3 που επιβάλλει την ύπαρξη ανεμολογικών στοιχείων που θα έχουν εκτελεστεί από πιστοποιημένους φορείς κατά DIN-EN ISO/IEC 17025. Με τον τρόπο αυτό περιορίζεται ο υπαρκτός κίνδυνος ματαιώσεως σοβαρών κατά τα άλλα επενδυτικών προσπαθειών μετά τη διαπίστωση κατά τη φάση έναρξης υλοποίησης των έργων ότι το πραγματικό αιολικό δυναμικό της συγκεκριμένης θέσης υπολείπεται του εκτιμηθέντος σε βαθμό που καθιστά την επένδυση μη βιώσιμη. [5]

Επίσης σημαντική είναι και η ρύθμιση της πρώτης περιόδου της παρ. 2 του άρθρου 3 με την οποία επιβάλλεται συνεργασία της ΡΑΕ με τον οικείο Διαχειριστή για τον καταρχάς καθορισμό του τρόπου και σημείου σύνδεσης του προς αδειοδότηση σταθμού με το Σύστημα ή το Δίκτυο ώστε να μη δημιουργείται προσδοκία ικανοποίησης αιτημάτων για λήψη άδειας παραγωγής σε περιοχές με κορεσμένο ηλεκτρικό χώρο και έλλειψη προοπτικών κατασκευής έργων

ενίσχυσης και επέκτασης των έργων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο ορατό μέλλον.[5]

Στην παρ. 4 του άρθρου 3 ορίζεται σε 25 έτη η κατ' αρχή διάρκεια της άδειας παραγωγής και η δυνατότητα ισόχρονης παράτασης της. Με τις εν λόγω διατάξεις επίσης προβλέπεται ότι εάν σε 24 μήνες (ή 36 μήνες σε περιπτώσεις εταιριών λαϊκής βάσης) δεν έχει εκδοθεί και η άδεια εγκατάστασης θα ανακαλείται η άδεια παραγωγής. Στους λόγους παράτασης του χρονικού διαστήματος των 24 μηνών δεν θα συνυπολογίζεται ο χρόνος δικαστικής αναστολής της εκτέλεσης οποιασδήποτε πράξης ή έγκρισης αναγκαίας για τη χορήγηση της άδειας εγκατάστασης ή καθυστέρησης μη οφειλόμενης σε υπαιτιότητα του κατόχου της άδειας παραγωγής. Ρητή μνεία γίνεται στο ότι δεν συνιστούν λόγο παράτασης η τροποποίηση της άδειας παραγωγής λόγω μεταβολής μετοχικής σύνθεσης του κατόχου της, ή του τόπου εγκατάστασης ή της εγκατεστημένης ή της μέγιστης ισχύος, καθώς και η μεταβίβαση της άδειας σε άλλο πρόσωπο. [5]

Η διαδικασία αδειοδότησης για την εγκατάσταση και λειτουργία σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας γενικά, αλλά και με την χρήση ΑΠΕ, όπως αυτή προκύπτει από το ισχύον θεσμικό και κανονιστικό πλαίσιο, απαρτίζεται σχηματικά στο Σχήμα 11[25][5]:



Σχήμα 11: Η αδειοδοτική διαδικασία έργων ΑΠΕ

3.4 Πορεία υλοποίησης έργων ΑΠΕ

Η γεωγραφική κατανομή των έργων ΑΠΕ ανά τεχνολογία και ανά στάδιο αδειοδοτικής διαδικασίας στο οποίο ευρίσκονται παρουσιάζεται στον Πίνακα 5. Το μεγαλύτερο ποσοστό έργων με άδεια παραγωγής συγκεντρώνει η Περιφέρεια Στερεάς Ελλάδας και οφείλεται κυρίως στην υπερσυγκέντρωση αιολικών στην

Εύβοια αλλά και στην Βοιωτία, τη Φωκίδα και τη Φθιώτιδα, και ακολουθεί η Πελοπόννησος, ενώ η μεγαλύτερη συγκέντρωση μικρών υδροηλεκτρικών έργων με άδεια παραγωγής εντοπίζεται στην Περιφέρεια Ηπείρου λόγω του αξιόλογου υδροδυναμικού της. Αξιοσημείωτη είναι η διείσδυση των εν λειτουργία αιολικών στις περιοχές με πλούσιο αιολικό δυναμικό δηλ. της Ν. Εύβοιας, της Θράκης και της Κρήτης, όπου η συνολική ισχύς έργων με άδεια παραγωγής εξαντλεί τις δυνατότητες απορρόφησης των υφισταμένων δικτύων.[5]

Από τον Πίνακα 5 προκύπτει επίσης και η κατανομή των έργων ανά τεχνολογία και ανά στάδιο αδειοδοτικής διαδικασίας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (Περιφέρειες Κρήτης, Βορείου και Νοτίου Αιγαίου) και στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα. Συγκεκριμένα, στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά στις 31.12.2006 έχουν λάβει άδεια λειτουργίας 94 έργα ισχύος 169,9MW, ήτοι 22,7% της συνολικής εν λειτουργία ισχύος έργων ΑΠΕ, ενώ τα υπόλοιπα 109 έργα ισχύος 579,5MW συνδέονται με το ηπειρωτικό Σύστημα ή Δίκτυο.[5]

Τα αντίστοιχα νούμερα αναφορικά με τις εκδοθείσες άδειες εγκατάστασης στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά ανέρχονται σε 27 έργα ισχύος 81,8MW, δηλ. ποσοστό 7,8% της συνολικής ισχύος έργων με άδεια εγκατάστασης και τέλος τα έργα με εκδοθείσες άδειες παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά ανέρχονται σε 174 με ισχύ 445,6MW που αντιστοιχούν σε ποσοστό περίπου 6,6% της συνολικής αδειοδοτημένης ισχύος.[5]

Η παραγόμενη ενέργεια από τους εν λειτουργία σταθμούς ΑΠΕ ανήλθε το 2006 σε 2,015 TWh ενώ η αντίστοιχη παραγωγή για το έτος 2005 καταγράφηκε 1,59TWh, δηλ. σημειώθηκε αύξηση της παραγόμενης ενέργειας κατά 26,7% με αντίστοιχη αύξηση 30% της ισχύος των εν λειτουργία έργων όπως αναφέρθηκε ανωτέρω. Η παραγόμενη ενέργεια σταθμών ΑΠΕ του Διασυνδεδεμένου Συστήματος αντιστοιχεί σε 1,5 TWh για το 2006, και 1,21 TWh για το 2005, ενώ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά η παραγόμενη ενέργεια ανήλθε σε 0,5 TWh το 2006, ήτοι 24,8% της συνολικά παραχθείσας και 0,38 TWh το 2005, που αντιστοιχεί σε 23,9% της συνολικά παραχθείσας.[5]

Αντίστοιχα για τους μεγάλους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, η καθαρή παραγόμενη ενέργεια (μη συμπεριλαμβανόμενης της άντλησης) στο τέλος του 2006 καταγράφηκε 5.621 GWh και στο τέλος του 2005 4.580 GWh, με αντίστοιχη εν λειτουργία ισχύ ανερχόμενη σε 3.098 MW (όλα τα σχετικά έργα συμπεριλαμβάνονται στην ενιαία άδεια της ΔΕΗ (ΦΕΚ Β' 92/31.01.2002) [26][5].

Πίνακας 4: Πορεία Υλοποίησης Έργων ΑΠΕ (Στοιχεία ΡΑΕ, 31-08-07)

ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ		Με άδεια λειτουργίας (1)		Με άδεια εγκατάστασης		Ανακληθείσες		Με άδεια παραγωγής (3)	Αιτήσεις για άδεια παραγωγής	
			% επί Συνολ. Αδειών Παρ/ Ισχύος (2)		% επί Συνολ. Αδειών Παρ/ Ισχύος (2)		% επί Συνολ. Αδειών Παρ/ Ισχύος (2)			% επί Συνολ. Αδειών Παρ/ Ισχύος
Αιολικά	Πλήθος	115	23,8	72	14,9	42	8,7	484	1693	47,8
	Ισχύς (MW)	709,6	11,1	899,8	14,1	544,6	8,5	6402,3	3159,6	87,1
Βιομάζα	Πλήθος	7	36,8	6	31,6	7	36,8	19	47	1,3
	Ισχύς (MW)	32,1	34,8	22,3	24,1	24,5	26,6	92,3	410,7	1,1
Γεωθερμία	Πλήθος	0	0	0	0	0	0	1	6	0,2
	Ισχύς (MW)	0	0	0	0	0	0	8	335,5	0,9
Μικρά ΥΗΕ	Πλήθος	58	22,7	58	22,7	36	14,1	256	681	19,2
	Ισχύς (MW)	95,5	19	103,2	20,5	96	19,1	503,2	1787,4	4,9
Φωτοβολταϊκά	Πλήθος	33	60	4	7,3	1	1,8	55	1112	31,4
	Ισχύς (MW)	0,8	5,3	0,9	5,5	0,1	0,6	16	2160,5	6
	Σύνολο	213	26,1	140	17,2	86	10,6	815	3539	100
	Ισχύς (MW)	838	11,9	1026,2	14,6	655,3	9,4	7021,9	36285,7	100

(1) Στις Άδειες Λειτουργίας συμπεριλαμβάνονται και τα έργα ΑΠΕ της ενιαίας Άδειας Παραγωγής της ΔΕΗ ΑΕ

(2) Ποσοστά ως προς το σύνολο των έργων (ανά τεχνολογία) με Άδεια Παραγωγής

(3) Συμπεριλαμβάνουν τα έργα με Άδεια Εγκατάστασης και Άδεια Λειτουργίας

Πίνακας 5: Στάδιο αδειοδοτικής διαδικασίας έργων ΑΠΕ ανά τεχνολογία και ανά Περιφέρεια

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	Με Άδεια ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ[1]		Με Άδεια ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ		Με Άδεια ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ [2]		Αιτήσεις για Άδεια Παραγωγής	
		Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)
Ανατολική Μακεδονία και Θράκη	Αιολικά	10	163,3	3	84,0	29	430,5	197	4350,7
	ΜΥΗΕ	1	0,9	2	2,0	8	9,8	29	73,6
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	0	0,0	102	189,2
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**11**	**164,2**	**5**	**86,0**	**37**	**440,2**	**328**	**4613,5**
Αττική	Αιολικά	1	0,1	2	31,5	17	251,4	77	1567,6
	ΜΥΗΕ	0	0,0	1	0,6	1	0,6	2	0,9
	Φ/Β	2	0,0	0	0,0	3	0,2	43	85,1
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**3**	**0,1**	**3**	**32,1**	**21**	**252,2**	**122**	**1653,6**
Βόρειο Αιγαίο	Αιολικά	24	28,4	3	5,1	36	42,4	95	1972,3
	ΜΥΗΕ	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
	Φ/Β	6	0,0	0	0,0	6	0,0	8	2,8
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**30**	**28,4**	**3**	**5,1**	**42**	**42,4**	**103**	**1975,1**
Δυτική Ελλάδα	Αιολικά	2	36,1	4	78,6	22	502,7	83	1841,0
	ΜΥΗΕ	7	18,4	7	14,0	45	88,8	103	282,1
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	1	1,1	119	253,4
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**9**	**54,4**	**11**	**92,6**	**68**	**592,5**	**305**	**2376,5**
Δυτική Μακεδονία	Αιολικά	0	0,0	1	28,8	14	459,8	44	1639,6
	ΜΥΗΕ	0	0,0	5	10,8	18	58,4	68	182,5
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	0	0,0	31	92,1
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**0**	**0,0**	**6**	**39,6**	**32**	**518,2**	**143**	**1914,2**
Ηπειρος	Αιολικά	0	0,0	0	0,0	7	114,6	39	761,1
	ΜΥΗΕ	12	26,9	7	17,2	37	109,6	115	441,7
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	0	0,0	54	76,7
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**12**	**26,9**	**7**	**17,2**	**44**	**224,2**	**208**	**1279,4**
Θεσσαλία	Αιολικά	1	17,0	2	33,0	7	117,8	24	414,8
	ΜΥΗΕ	5	4,9	10	18,9	31	52,0	100	225,7
	Φ/Β	3	0,0	0	0,0	4	1,96	160	297,9
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**9**	**22,0**	**12**	**51,9**	**42**	**171,7**	**284**	**938,3**

Πίνακας 5: Στάδιο αδειοδοτικής διαδικασίας έργων ΑΠΕ ανά τεχνολογία και ανά Περιφέρεια

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	Με Άδεια ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ[1]		Με Άδεια ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ		Με Άδεια ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ[2]		Αιτήσεις για Άδεια Παραγωγής	
		Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)
Ιονίων Νήσων	Αιολικά	1	13,6	3	67,4	10	182,3	52	845,3
	ΜΥΗΕ	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	0	0,0	5	6,4
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**1**	**13,6**	**3**	**67,4**	**10**	**182,3**	**57**	**851,7**
Κεντρική Μακεδονία	Αιολικά	1	17,0	1	10,0	21	405,8	84	1882,8
	ΜΥΗΕ	21	21,5	12	20,9	55	65,6	100	139,7
	Φ/Β	0	0,0	1	0,4	6	3,1	154	263,9
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**22**	**38,5**	**14**	**31,3**	**82**	**474,4**	**338**	**2286,4**
Κρήτη	Αιολικά	22	129,5	12	47,5	45	221,7	95	705,7
	ΜΥΗΕ	2	0,6	0	0,0	2	0,6	1	0,7
	Φ/Β	6	0,6	3	0,5	10	1,1	59	47,6
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**30**	**130,7**	**15**	**47,9**	**57**	**223,4**	**155**	**753,9**
Νότιο Αιγαίο	Αιολικά	20	34,2	11	26,2	57	186,2	160	2069,4
	ΜΥΗΕ	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
	Φ/Β	16	0,2	0	0,0	16	0,2	10	2,8
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**36**	**34,4**	**11**	**26,2**	**73**	**186,4**	**170**	**2072,2**
Πελοπόννησος	Αιολικά	2	66,0	14	215,5	66	1198,0	325	6429,3
	ΜΥΗΕ	1	1,0	2	3,0	10	20,9	29	110,5
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	7	6,2	212	528,7
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**3**	**67,0**	**16**	**218,4**	**83**	**1225,0**	**566**	**7068,4**
Στερεά Ελλάδα	Αιολικά	31	204,4	16	272,4	153	2289,4	418	7112,3
	ΜΥΗΕ	9	21,2	12	15,9	49	97,0	134	330,0
	Φ/Β	0	0,0	0	0,0	2	2,2	155	313,9
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		**40**	**225,7**	**28**	**288,3**	**204**	**2388,6**	**707**	**7756,2**

3.5 Προοπτικές

Στον Πίνακα 6 παρατίθενται στοιχεία προβλέψεων για την εν λειτουργία ισχύ (με άδεια λειτουργίας) έργων ΑΠΕ καθώς και την παραγόμενη, από αυτά, ενέργεια για τα έτη από 2007 έως 2010 και τα αντίστοιχα ποσοστά διείσδυσης στην ηλεκτροπαραγωγή της Χώρας. Στο σημείο αυτό επισημαίνεται ότι στο τέλος κάθε έτους η ισχύς έργων που έχουν εξασφαλίσει άδεια λειτουργίας υπολείπεται της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος στην οποία προσμετρώνται και έργα που βρίσκονται σε φάση δοκιμαστικής λειτουργίας και τροφοδοτούν με ενέργεια το Σύστημα ή το Δίκτυο. Για λόγους ενιαίας παρουσίασης των δεδομένων τα στοιχεία του Πίνακα 9 αναφέρονται σε προβλέψεις για την εν λειτουργία ισχύ ωστόσο αναφέρεται χαρακτηριστικά ότι στο τέλος του 2006 η εγκατεστημένη ισχύς έργων ήταν περίπου 870 MW έναντι 749,4 MW με άδεια λειτουργίας και για το τέλος του 2007 εκτιμάται ότι η συνολική εγκατεστημένη ισχύς έργων ΑΠΕ μπορεί να ξεπεράσει τα 1.100 MW ενώ η αντίστοιχη πρόβλεψη για την ισχύ έργων με άδεια λειτουργίας είναι 950MW.[5]

Οι προβλέψεις λαμβάνουν υπόψη:

- Τη μέχρι σήμερα εξέλιξη των ανωτέρω μεγεθών
- Την αναμενόμενη ένταξη σημαντικής ισχύος από φωτοβολταϊκούς σταθμούς έως το 2010 (με βάση το πρόγραμμα ανάπτυξης φ/β που προβλέπεται στο ν.3468/2006 τίθεται στόχος ένταξης συνολικά 700MW έως το 2020)
- Τα χρονοδιαγράμματα υλοποίησης των έργων ενίσχυσης του Συστήματος και συγκεκριμένα την ολοκλήρωση των έργων στη γραμμή Άστρος Μολάοι εντός του 2007 και την ολοκλήρωση των έργων ενίσχυσης του Συστήματος στην Αν. Μακεδονία και Θράκη έως τις αρχές του 2009
- Την αναμενόμενη, εντός του 2007, θεσμοθέτηση του Ειδικού Χωροταξικού Πλαισίου για τις ΑΠΕ η οποία αναμένεται να συμβάλλει στη θωράκιση των επενδύσεων από προσφυγές αλλά και την απεμπλοκή σημαντικού αριθμού

επενδύσεων οι οποίες βρίσκονται ανενεργές έως την έκδοση της σχετικής δικαστικής απόφασης.

- Την εκτίμηση ότι τεχνολογίες ΑΠΕ όπως η γεωθερμία και η βιομάζα δεν θα μπορέσουν να συμβάλλουν ουσιαστικά στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ κατά τα αμέσως επόμενα χρόνια. Η δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από γεωθερμία εντοπίζεται κυρίως στα νησιά Μήλο, Νίσυρο και Λέσβο. Με την εφαρμογή σύγχρονης τεχνολογίας στη εξόρυξη του γεωθερμικού ρευστού, με την οποία μπορούν να αποφευχθούν δυσμενείς περιβαλλοντικές επιπτώσεις και τη διασύνδεση των πλησίον προς αυτά νησιών (ή και την Ηπειρωτική Χώρα) με υποβρύχια καλώδια, εκτιμάται ότι είναι δυνατή η αξιοποίηση της ενεργειακής αυτής πηγής στο προσεχές μέλλον. Τέλος η ανάπτυξη των σταθμών βιομάζας αναμένεται σχετικά χαμηλή, σε επίπεδο που δεν θα ξεπεράσει το τρέχον ενδιαφέρον των επενδυτών.

Πίνακας 6: Εκτιμήσεις χρονικής εξέλιξης μεγεθών των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ

Έτος	Ισχύς σε λειτουργία (MW)	Παραγωγή (GWh)	Διείσδυση στην ηλεκτροπαραγωγή
2006	750	2.015	3,73%
2007	950	2.500	4,50%
2008	1.200	3.080	5,40%
2009	1.500	3.610	6,15%
2010	1.850	4.230	7,05%

Η ενέργεια που θα παράγεται από σταθμούς ΑΠΕ το έτος 2010 εκτιμάται σε 4.230 GWh περίπου. Το ίδιο έτος 2010 εκτιμάται ότι οι ανάγκες της Χώρας θα απαιτούν τη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περίπου 60.000 GWh. Συνεπώς η παραγόμενη από ΑΠΕ ηλεκτρική ενέργεια θα αποτελεί ποσοστό ίσο με 7,05% της συνολικής. Εάν θεωρηθεί ότι το ποσοστό της παραγόμενης ενέργειας από τους Μεγάλους Υδροηλεκτρικούς Σταθμούς παραμείνει έως και το 2010 στα σημερινά επίπεδα, δηλαδή περί το 7 έως 8%, συνάγεται ότι η συνολική διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή δεν θα ξεπεράσει το 15% και

συνεπώς ο στόχος του 20,1% που θέτει η «Οδηγία 2001/77» του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου, δε φαίνεται εφικτός.[5]

Ωστόσο η αναμενόμενη υλοποίηση αιολικών έργων μεγάλης ισχύος με κατασκευή των αντίστοιχων διασυνδετικών έργων από τους παραγωγούς, σε περιοχές υψηλού αιολικού δυναμικού εντός της διετίας 2010-2012, εκτιμάται ότι θα ενισχύσει σημαντικά το ποσοστό της διείσδυσης έως το 2012. Προς την ίδια κατεύθυνση αναμένεται να συμβάλλει και η εγκατάσταση υβριδικών σταθμών στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, μετά την ολοκλήρωση του σχετικού θεσμικού πλαισίου εντός του 2007 με την έκδοση του Κανονισμού Αδειών Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ.[5]

4. ΑΥΤΟΝΟΜΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

Η Κρήτη είναι το μεγαλύτερο νησί στην Ελλάδα και το δεύτερο μεγαλύτερο (μετά από την Κύπρο) της ανατολικής Μεσογείου. Καλύπτει μια περιοχή 8.336 km² και χωρίζεται σε τέσσερις νομούς: Χανιά, Ρέθυμνο, Ηράκλειο και Λασίθι. Ο πληθυσμός της είναι 601.131 άνθρωποι (απογραφή 2001) αλλά τους καλοκαιρινούς μήνες σημειώνεται σημαντική αύξηση του πληθυσμού εξαιτίας του τουρισμού. Η Κρήτη είναι ένας από τους δημοφιλέστερους προορισμούς διακοπών στην Ελλάδα. 15% όλων των αφίξεων στην Ελλάδα έρχονται μέσω της πόλης του Ηρακλείου (λιμένας και αερολιμένας), ενώ οι ναυλωμένες πτήσεις στο Ηράκλειο το 2006 ήταν 20% του συνόλου των πτήσεων ναύλωσης στην Ελλάδα. Στο σύνολο, περισσότερα από δύο εκατομμύρια τουρίστες επισκέφθηκαν το νησί το 2006. Η σημαντική τουριστική δραστηριότητα του νησιού έχει ως άμεσο αποτέλεσμα και την αύξηση της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια. Το νησί τροφοδοτείται από αυτόνομο δίκτυο της ΔΕΗ. Το ΣΗΕ Κρήτης αποτελείται από συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, δηλαδή ατμοστρόβιλους, αεριοστροβίλους, ντηζελογεννήτριες καθώς και από ανεμογεννήτριες(από το 1999). Η χρήση της βιομάζας δεν συμβάλει στην παραγωγή ενέργειας στο δίκτυο, αφού περιορίζεται στην καύση ξύλου για οικιακή χρήση και την καύση πυρηνόξυλου για την κάλυψη αναγκών σε ελαιοτριβεία.Το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης χαρακτηρίζεται από σχετικά χαμηλό φορτίο βάσης λόγω της περιορισμένης βιομηχανικής δραστηριότητας, έντονες εποχιακές διακυμάνσεις της ενεργειακής ζήτησης λόγω του τουρισμού και υψηλό ρυθμό αύξησης της ενεργειακής ζήτησης λόγω οικονομικής ανάπτυξης του νησιού.

4.1 Θερμικοί σταθμοί παραγωγής και σταθμοί ΑΠΕ

Στο αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης συνδέονται τρεις συμβατικοί θερμικοί Σταθμοί Παραγωγής που είναι οι[3]:

- ΑΗΣ Λινοπεραμάτων

- ΑΗΣ Χανίων
- ΑΗΣ Αθερινόλακκου

καθώς και 27 (σε λειτουργία) σταθμοί ΑΠΕ εκ των οποίων 21 Αιολικοί και 6 Φ/Β με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 135.281 kW. Στους Πίνακες 7 και 8 που ακολουθούν περιγράφονται αναλυτικά τα τεχνικά χαρακτηριστικά των συμβατικών μονάδων και οι υφιστάμενοι σταθμοί ΑΠΕ στην Κρήτη.

Ως προς τις μελλοντικές προς ένταξη μονάδες, σημειώνεται ότι η ΔΕΗ έχει λάβει άδεια και εγκαθιστά ήδη στον ΑΗΣ Αθερινόλακκου δύο νέες ατμοηλεκτρικές μονάδες συνολικής ισχύος 90 MW. Η εγκατάσταση της πρώτης μονάδας (ισχύος 45 MW) προβλέπεται να έχει ολοκληρωθεί εντός των πρώτων μηνών του 2008. Στον ΑΗΣ Αθερινόλακκου προβλέπεται επίσης η εγκατάσταση δύο ακόμα μονάδων diesel συνολικής ονομαστικής ισχύος 100 MW.

Επίσης έχει ληφθεί άδεια για την κατασκευή νέου ΘΗΣ στην Κορακιά συνολικής ονομαστικής ισχύος περίπου 250 MW, η ένταξη του οποίου στο αυτόνομο σύστημα της Κρήτης προβλέπεται για το έτος 2012. Τέλος μελετάται η επαύξηση της ισχύος του ΘΗΣ Κορακιάς κατά 250 MW, με την προοπτική απόσυρσης παλαιών μονάδων παραγωγής από τον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων, αντίστοιχης συνολικής ισχύος.

Ως προς την πολιτική της στρεφόμενης εφεδρείας που τηρείται στο αυτόνομο σύστημα της Κρήτης και τον τρόπο φόρτισης των μονάδων σημειώνονται τα ακόλουθα[3]:

- Η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται στο σύστημα εξαρτάται άμεσα από την λειτουργία ή όχι των Αιολικών. Έτσι στην περίπτωση που τα Αιολικά Πάρκα βρίσκονται εκτός λειτουργίας (λ.χ. όταν δεν υπάρχει άνεμος και συνεπώς δεν παράγουν) η στρεφόμενη εφεδρεία που τηρείται για λόγους ευστάθειας του συστήματος είναι μεγαλύτερη ή ίση από το 15-20% του εκάστοτε φορτίου της ζήτησης και, ει δυνατόν, από την αποδιδόμενη ισχύ της μέγιστης σε λειτουργία μονάδας. Όταν λειτουργούν τα Αιολικά Πάρκα

η στρεφόμενη εφεδρεία πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με την εκάστοτε Αιολική Παραγωγή.

- Η φόρτιση των μονάδων γίνεται με βάση το φορτίο της ζήτησης, τη διαθεσιμότητα των μονάδων και σύμφωνα με οικονομικά κριτήρια:
    - Πρώτα φορτίζονται οι Ατμοστρόβιλοι του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων οι οποίοι χρησιμοποιούνται ως μονάδες βάσεις, δεδομένου ότι, λόγω της χρήσης ατμού, δεν είναι εφικτή η διακεκομμένη λειτουργία τους. Το ίδιο θα ισχύσει και για τις δύο νέες μονάδες που εγκαθίστανται στον ΑΗΣ Αθερινόλακκου.
    - Στη συνέχεια λαμβάνουν φορτίο οι μονάδες diesel του ΑΗΣ Αθερινόλακκου και του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων.
    - Αμέσως μετά φορτίζεται ο Συνδυασμένος Κύκλος του ΑΗΣ Χανίων.
    - Τέλος, λαμβάνουν φορτίο οι Αεριοστρόβιλοι σύμφωνα με την οικονομική (τυπική) σειρά ένταξης και τους περιορισμούς του συστήματος Μεταφοράς.
    - Σημειώνεται ότι τα Αιολικά Πάρκα λειτουργούν παράλληλα με τις συμβατικές μονάδες και λαμβάνουν φορτίο ως την εκάστοτε ισχύουσα μέγιστη επιτρεπόμενη διείσδυση μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ στο Αυτόνομο Σύστημα της Κρήτης.

Όλες οι μονάδες και των 3 Σταθμών συμμετέχουν στη ρύθμιση της συχνότητας και της τάσης. [3]

Πίνακας 7: Θερμικοί Σταθμοί Κρήτης

ΘΕΡΜΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΚΡΗΤΗΣ ΠΙΝΑΚΑΣ 1 ΜΕΓΙΣΤΗ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ ΚΑΙ ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ ΜΟΝΑΔΩΝ [MW] - ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ						
	ΣΕΙΡΑ ΕΝΤΑΞΗΣ	ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ	ΙΣΧΥΣ ΘΕΡΟΥΣ	ΤΕΧΝΙΚΟ ΕΛΑΧΙΣΤΟ	ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ
ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ						
ΑΤΜ 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	24	6	6	6	4	Σε ψυχρή εφεδρεία με υπουργική απόφαση.
ΑΤΜ 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	1	14	14	13	8	
ΑΤΜ 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	2	14	14	13	8	
ΑΤΜ 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	3	24	24	23	18	
ΑΤΜ 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	4	24	24	23	18	
ΑΤΜ 6 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	5	24	24	23	18	
DIESEL 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	8	11	11	11	3	
DIESEL 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	9	11	11	11	3	
DIESEL 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	10	11	11	11	6	Λόγω λειτουργίας λέβητα ατμού.
DIESEL 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	11	11	11	11	3	
ΑΕΡ 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	23	15	15	13	3	Σε ψυχρή εφεδρεία με υπουργική απόφαση.
ΑΕΡ 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	20	15	15	13	3	
ΑΕΡ 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	13	43	43	41	5	
ΑΕΡ 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	18	14	14	13	3	
ΑΕΡ 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	15	28	28	25	5	
ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ						
ΑΕΡ 1 ΧΑΝΙΩΝ	21	16	14	11	3	
ΑΕΡ 2(13) ΧΑΝΙΩΝ	14	28	28	25	5	
ΑΕΡ 4 ΧΑΝΙΩΝ	22	24	20	19	3	Σε ψυχρή εφεδρεία με υπουργική απόφαση.
ΑΕΡ 5 ΧΑΝΙΩΝ	19	30	28	27	5	
ΑΕΡ 11 ΧΑΝΙΩΝ	16	59	58	54	10	
ΑΕΡ 12 ΧΑΝΙΩΝ	17	59	58	54	10	
ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟΣ ΚΥΚΛΟΣ ΧΑΝΙΩΝ	12	132	126	112	35	
ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ						
DIESEL 1 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	6	51	50	50	35	Λόγω βοηθητικών.
DIESEL 2 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	7	51	50	50	25	

Πηγή: ΔΕΗ Α.Ε.

Πίνακας 8: Υφιστάμενοι Σταθμοί Α.Π.Ε. στην Κρήτη

ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΚΡΗΤΗ					
Είδος & Εγκατεστημένη Ισχύς Σταθμών					
α/α	Επωνυμία Εταιρίας	Τοποθεσία	Είδος Σταθμου	Εγκατεστημένη Ισχύς [kW]	Παρατηρήσεις
1	ΥΔΡΟΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	ΡΟΒΑΣ Δ. ΚΙΣΣΑΜΟΥ	Αιολικό	9.350	
2	ΔΟΜΙΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	ΒΟΣΚΕΡΟ Δ. ΚΡΟΥΣΩΝΑ	Αιολικό	5.950	
3	IWECO ΑΕΒΕ	ΜΕΓΑΛΗ ΒΡΥΣΗ	Αιολικό	5.000	
4	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΜΟΙΡΩΝ Α.Ε.	ΑΝΤΙΣΚΑΡΙ ΜΟΙΡΩΝ	Αιολικό	5.250	
5	ΓΕΡΜΑΝΟΣ ΑΒΕΕ	ΜΕΣΟΧΩΡΙΟ Δ. ΑΣΤΕΡΟΥΣΙΩΝ	Φ/Β	169	
6	ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	ΠΕΡΔΙΚΟΚΟΡΥΦΗ Δ. ΑΓ. ΒΑΡΒΑΡΑΣ	Αιολικό	14.450	
7	ΠΛΑΣΤΙΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	ΑΓ. ΙΩΑΝΝΗΣ ΒΡΟΥΧΑ	Αιολικό	11.900	
8	ΔΕΗ	Α/Π ΜΟΝΗΣ ΤΟΠΛΟΥ	Αιολικό	5.100	
9	ΔΕΗ	ΕΠΙΔΕΙΚΤΙΚΕΣ Α/Γ ΜΟΝΗΣ ΤΟΠΛΟΥ	Αιολικό	1.500	
10	ΔΕΗ	Α/Π ΞΗΡΟΛΙΜΝΗΣ	Αιολικό	10.200	
11	ΕΝ.ΤΕ.ΚΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	ΠΙΣΚΟΚΟΠΑΝΙΕΣ ΠΙΣΚΟΛΑΚΚΟΣ Δ. ΙΤΑΝΟΥ	Αιολικό	2.700	
12	IWECO ΧΩΝΟΣ ΚΡΗΤΗΣ Α.Ε.	ΧΩΝΟΣ Δ. ΙΤΑΝΟΥ	Αιολικό	4.500	
13	ΑΙΟΛΟΣ ΑΕ	ΧΑΝΔΡΑΣ	Αιολικό	10.000	
14	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑ	Αιολικό	9.900	
15	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΚΡΗΤΗ ΑΒΕΕ	ΞΗΡΟΛΙΜΝΗ (ΑΓΡΙΛΙΔΙΑ ΜΗΤΑΤΟΥ)	Αιολικό	3.000	
16	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑ ΜΗΤΑΤΟΥ (LOAD DISPATCH)	Αιολικό	4.800	
17	ΡΟΚΑΣ ΑΙΟΛΙΚΗ ΑΒΕΕ	ΠΛΑΚΟΚΕΡΑΤΙΑ	Φ/Β	172	
18	Ο.Α.Σ. ΣΗΤΕΙΑΣ		Αιολικό	500	
19	ΑΝΕΜΟΕΣΣΑ ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ Α.Ε.	ΒΙΓΛΙ	Αιολικό	5.000	
20	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΚΡΥΩΝ Α.Ε.	ΒΟΥΒΑΛΙ-ΠΛΑΤΥΒΟΛΟ-ΜΕΓΑΛΟ ΜΟΥΡΙ	Αιολικό	10.000	
21	ΑΙΟΛΙΚΑ ΠΑΡΚΑ ΑΧΛΑΔΙΩΝ Α.Ε.	ΑΓΡΙΛΙΔΑ ΒΕΛΗΡΑΣ	Αιολικό	10.000	
22	ENERCON A.E.	ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ ΑΧΛΑΔΙΩΝ	Αιολικό	2.500	
23	WRE HELLAS A.E.	ΠΛΑΤΥΒΟΛΑ ΚΡΥΩΝ	Αιολικό	3.000	
24	ΚΟΡΗ Α.Ε.	ΛΙΜΕΝΑΣ ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	Φ/Β	20	
25	ΑΓΓΕΛΑΚΗΣ ΙΩΑΝΝΗΣ	ΚΑΡΤΕΡΟΣ ΚΑΛΛΙΘΕΑΣ Δ. ΑΛΙΚΑΡΝΑΣΣΟΥ	Φ/Β	135	
26	ΛΕΥΚΟΣΙΔΗΡΟΥΡΓΙΑ ΚΡΗΤΗΣ ΑΕΒΕ	ΒΙ.ΠΕ. ΗΡΑΚΛΕΙΟΥ	Φ/Β	126	
27	Θ. & Ι. ΚΛΑΠΑΚΗΣ Ο.Ε.	ΛΟΥΤΡΑΚΙ ΧΑΝΙΩΝ	Φ/Β	60	
28	*ΔΕΤΕ ΑΝΩΓΕΙΩΝ*	*ΑΝΩΓΕΙΑ ΡΕΘΥΜΝΟΥ*	*Αιολικό*		*ΕΚΤΟΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ*
29	*ΔΕΥΑΧ ΒΙΟΛΟΓ. ΚΑΘΑΡΙΣΜΟΣ*	*ΧΑΝΙΑ*	*Βιομάζα*		
			Σύνολο	**135.281**	

Πηγή: ΔΕΗ Α.Ε.

Σχήμα 12: Χάρτης ΣΗΕ Κρήτης

Ο ατμοηλεκτρικός Σταθμός Λινοπεραμάτων αποτελεί τον ένα από τους τρεις κύριους σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ στην Κρήτη. Βρίσκεται 10 Km δυτικά της πόλης του Ηρακλείου, μεταξύ της θάλασσας και του βόρειου οδικού άξονα της Κρήτης και καταλαμβάνει έκταση 172 στρεμμάτων. Θεμελιώθηκε το 1963 και η πρώτη μονάδα λειτούργησε το 1965. Το έτος 2006 είχε εγκατεστημένες 6 ατμοηλεκτρικές μονάδες, 4 ντιζελοηλεκτρικές και 5 αεριοστροβιλικές. Ο ΑΗΣ τροφοδοτεί το δίκτυο μεταφοράς των 66 KV και 150 KV της Κρήτης. Η ψύξη των μονάδων ΑΤΜ 1,2,3 γίνεται από το νερό του αλμυρού ποταμού, ενώ οι μονάδες ΑΤΜ 4,5,6 και Diesel 1,2,3,4 ψύχονται με θαλάσσιο νερό, τέλος οι αεριοστροβιλικές μονάδες είναι αερόψυκτες. Στο Σχήμα 15 που ακολουθεί φαίνεται ο σταθμός παραγωγής Λινοπεραμάτων.[36]

Σχήμα 13: Σταθμός παραγωγής Λινοπεραμάτων[36]

Ο ΑΗΣ Αθερινόλακκου βρίσκεται στην νότιο-ανατολική παραλία της Κρήτης και σε απόσταση 45 χιλιομέτρων περίπου νότιο-ανατολικά από την Σητεία και σε υψόμετρο 6 μέτρων από την επιφάνεια της θάλασσας. Ο σταθμός αποτελείται από δυο δίχρονες ντιζελομηχανές και η καύσιμη ύλη που χρησιμοποιείται είναι μαζούτ χαμηλής περιεκτικότητας σε θείο. Ο σταθμός του Αθερινόλακκου είναι ένας από τα πιο σύγχρονα εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

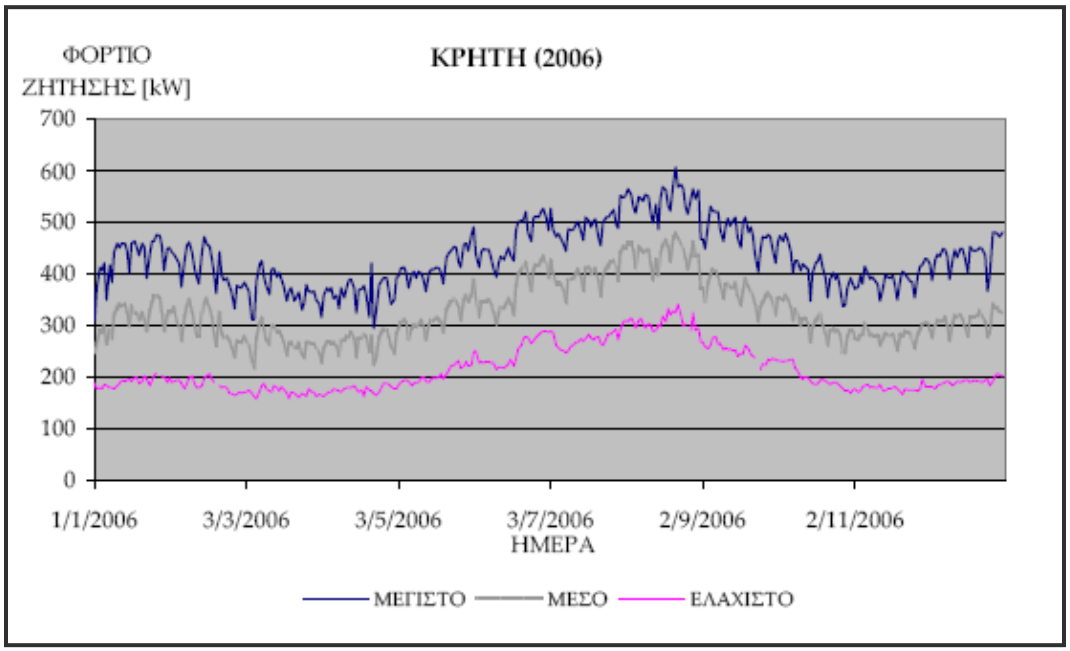
Σχήμα 14: Σταθμός παραγωγής Αθερινόλακκου[36]

4.2 Χρονοσειρές ισχύος φορτίου

Οι χρονοσειρές ισχύος φορτίου για το αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης δίδονται στο Παράρτημα Γ. Συγκεκριμένα δίδονται τα μέσα ωριαία καθαρά φορτία του συστήματος στα οποία συμπεριλαμβάνεται η αιολική παραγωγή των μεγάλων Αιολικών Πάρκων. Δεν συμπεριλαμβάνεται μόνο η διάσπαρτη μικρή αιολική ή Φ/Β παραγωγή που εγχέεται απ' ευθείας στο δίκτυο και δεν καταγράφεται από το Κέντρο Ελέγχου Φορτίου (ΚΕΦ) Κρήτης.

Στο Παράρτημα Δ δίδονται οι χρονοσειρές της μέσης ωριαίας αιολικής ισχύος που εγχέεται στο αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης όπως αυτή καταγράφεται από το ΚΕΦ Κρήτης. Η διακύμανση του μέγιστου και

ελάχιστου φορτίου του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης ανά ημέρα για το έτος 2006 παρουσιάζεται και στο Σχήμα 12 που ακολουθεί. [3]



Σχήμα 15: Ημερήσια διακύμανση φορτίου (2006)

4.3 Προβλέψεις για την εξέλιξη της ζήτησης

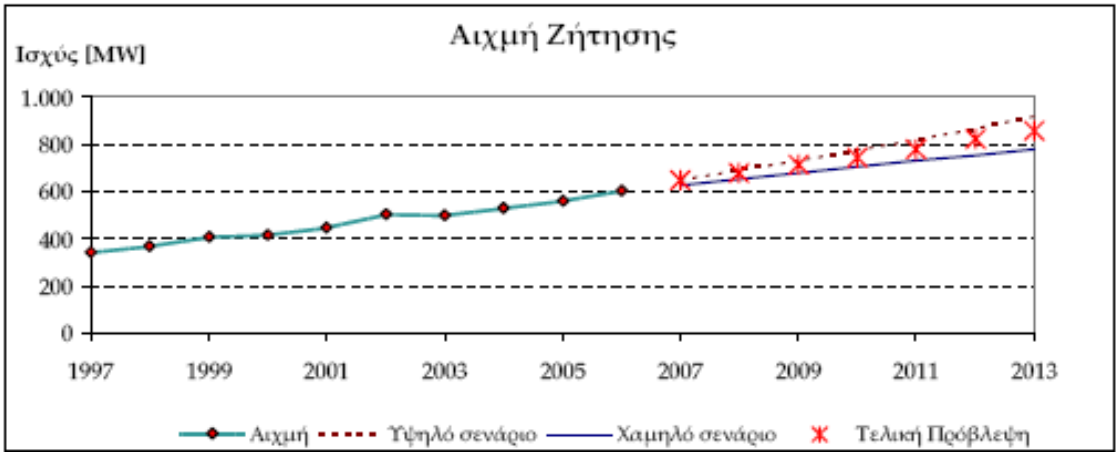
Σύμφωνα με τη ΔΕΗ Α.Ε.(Διεύθυνση Διαχείρισης Νησιών)[3] η πρόβλεψη της εξέλιξης της ζήτησης του αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης περιλαμβάνει 3 σενάρια (υψηλό, μεσαίο, χαμηλό) ως ακολούθως (Πίνακας 9):

Πίνακας 9: Προβλέψεις της εξέλιξης της ζήτησης του ΣΗΕ Κρήτης

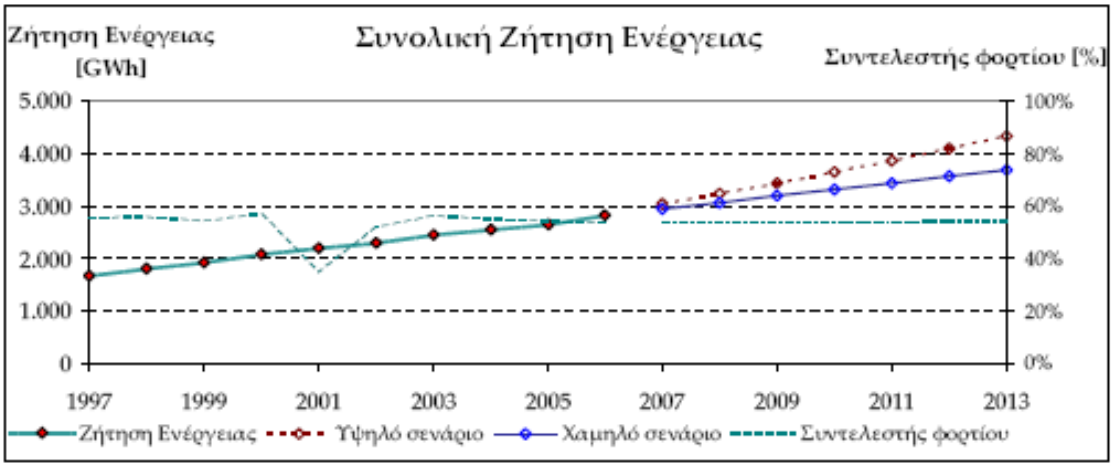
	Συνολική Ζήτηση Ενέργειας[3] [GWh]				Αιχμή Ζήτησης[4] [MW]			
Έτος	Υψηλό σενάριο	Μεσαίο σενάριο	Χαμηλό σενάριο	Τελική Πρόβλεψη	Υψηλό σενάριο	Μεσαίο σενάριο	Χαμηλό σενάριο	Τελική Πρόβλεψη
2007	3.033	2.985	2.938	3.043	648	638	627	650
2008	3.236	3.149	3.061	3.190	690	671	652	680
2009	3.433	3.309	3.186	3.360	730	704	678	715
2010	3.640	3.476	3.312	3.508	773	738	703	745
2011	3.861	3.649	3.438	3.679	819	774	729	780
2012	4.095	3.829	3.563	3.875	867	810	754	820

[3] Συμπεριλαμβάνονται οι απώλειες Υποσταθμών και Γραμμών Μεταφοράς
[4] Μέση Ωριαία Καθαρή Ζήτηση.

Επικρατέστερα εκ των τριών θεωρούνται το μέσο και το υψηλό σενάριο στα οποία αναφέρεται και η τελική πρόβλεψη αιχμής και ενέργειας. Τα απολογιστικά στοιχεία λειτουργίας και οι αντίστοιχες προβλέψεις για το αυτόνομο σύστημα της Κρήτης αποτυπώνονται και στα ακόλουθα διαγράμματα[3]:



Σχήμα 16: Προβλέψεις ζήτησης αιχμής για το ΣΗΕ Κρήτης

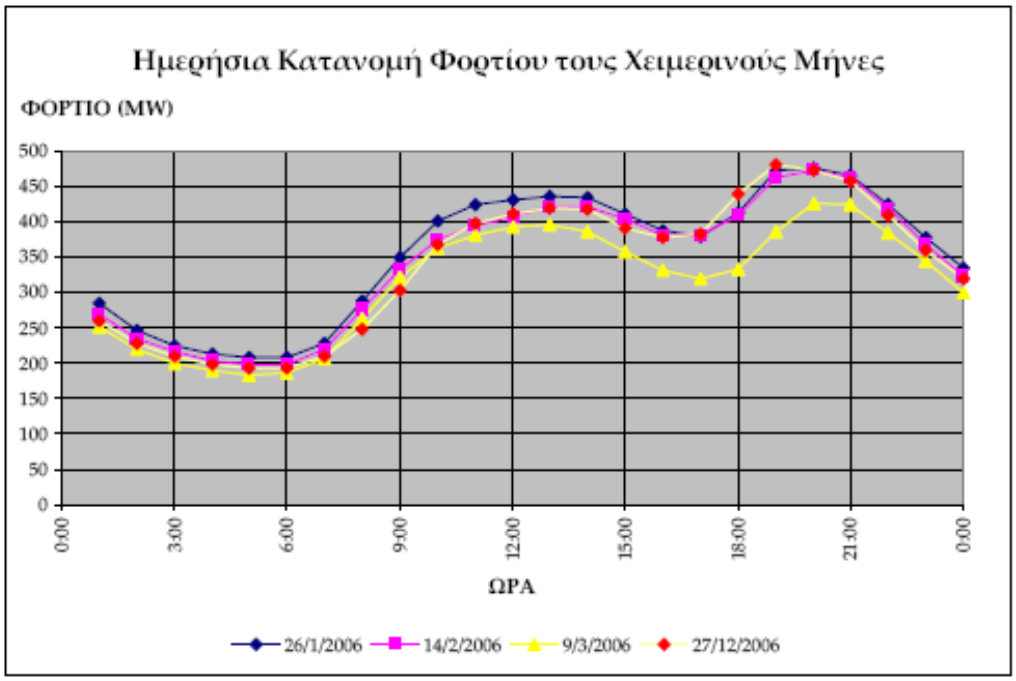


Σχήμα 17: Προβλέψεις συνολικής ζήτησης για το ΣΗΕ Κρήτης

4.4 Ώρες αιχμής φορτίου

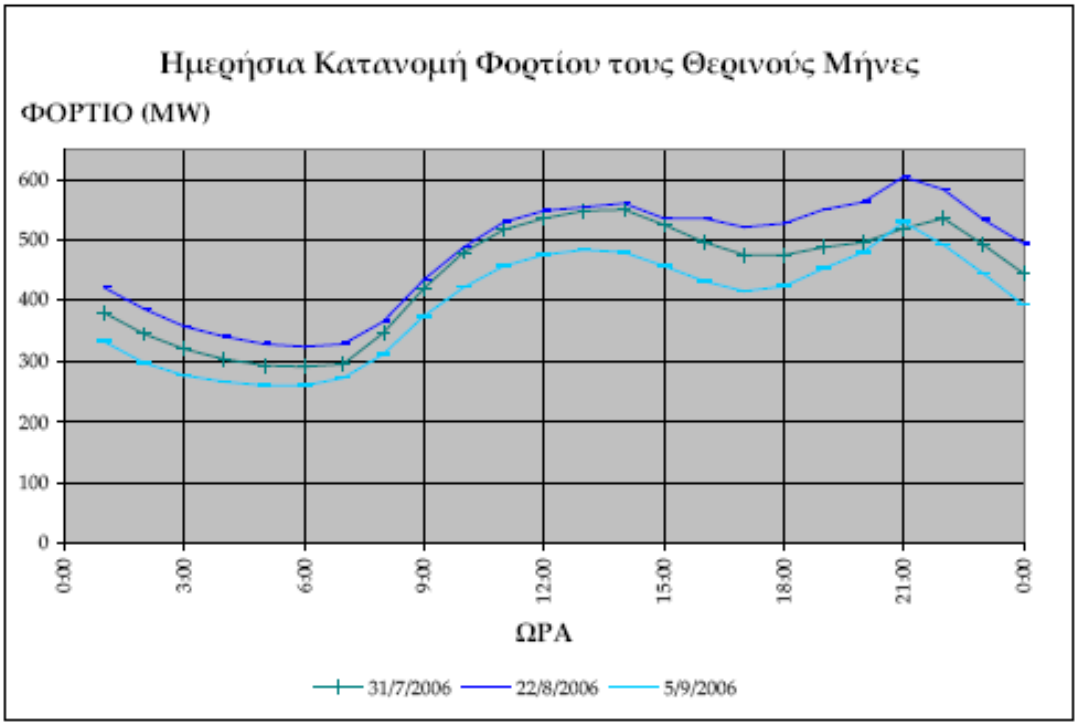
Οι ώρες αιχμής φορτίου μπορούν να προκύψουν από τις χρονοσειρές ισχύος. Σε κάθε περίπτωση σημειώνεται επιγραμματικά ότι:

- Κατά την περίοδο του χειμώνα (Νοέμβριος – Μάρτιος) η ημερήσια αιχμή παρουσιάζεται το μεσημέρι από 11:00 μέχρι 15:00 και το βράδυ από 18:00 μέχρι 22:00 (βλ. Σχήμα 18).



Σχήμα 18: Ημερήσια κατανομή φορτίου τους χειμερινούς μήνες

- Κατά την περίοδο του θέρους (Ιούλιος – Αύγουστος) η ημερήσια αιχμή παρουσιάζεται το μεσημέρι από 11:00 μέχρι 15:00 και το βράδυ 19:00 μέχρι 23:00 (βλ. Σχήμα 19).



Σχήμα 19: Ημερήσια κατανομή φορτίου κατά τους θερινούς μήνες

Η αιχμή του θέρους υπερβαίνει σημαντικά την αιχμή του χειμώνα για το σύστημα της Κρήτης. Αυτό οφείλεται τόσο στην παρουσία υψηλού αριθμού τουριστών στο νησί κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού όσο και στην ευρεία διάδοση και εκτεταμένη χρήση των κλιματιστικών.[3]

4.5 Είδος καυσίμου και ειδική κατανάλωση των συμβατικών μονάδων

Το είδος καυσίμου που καταναλίσκουν οι μονάδες των τριών ΘΗΣ της Κρήτης δίδεται στον Πίνακα 10 που ακολουθεί και είναι σύμφωνα με τα ακόλουθα:

- Οι μονάδες diesel και Ατμοστρόβιλοι καταναλίσκουν κατά κύριο λόγο βαρύ καύσιμο (Μαζούτ χαμηλής περιεκτικότητας σε θείο – S ≤ 1 % κ.β.).
- Οι Αεριοστρόβιλοι καθώς και ο Συνδυασμένος Κύκλος χρησιμοποιούν ελαφρύ καύσιμο (Πετρέλαιο ντίζελ).

Στον ίδιο πίνακα δίδεται η ειδική κατανάλωση όλων των συμβατικών μονάδων των τριών ΘΗΣ σε φορτία 50%, 75% και 100% του ονομαστικού. Σημειώνεται ότι τα στοιχεία αυτά, ιδιαίτερα για τις παλαιότερες μονάδες, θα πρέπει να θεωρηθούν ως προσεγγιστικά. Τέλος στον Πίνακα 11 δίνονται στοιχεία για τις υπό ένταξη ατμοηλεκτρικές μονάδες στον ΑΗΣ Αθερινόλακκου.[3]

Πίνακας 10: Θερμικοί Σταθμοί Κρήτης- Ειδική κατανάλωση θερμοηλεκτρικών μονάδων

ΘΕΡΜΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΚΡΗΤΗΣ
ΠΙΝΑΚΑΣ 2

ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ

	ΕΙΔΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (Καθαρή)[1] [kJ/kWh]	ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ [kg/MWh] 50% [2]	75% [2]	100% [2]	ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ
ΑΗΣ ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ						
ΑΤΜ 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ		392	384	388	Σε ψυχρή εφεδρεία με υπουργική απόφαση.
ΑΤΜ 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	13.043	328	313	321	
ΑΤΜ 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	12.903	328	313	321	
ΑΤΜ 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	12.544	333	309	308	
ΑΤΜ 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	11.711	311	297	295	
ΑΤΜ 6 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	12.016	311	297	295	
DIESEL 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	8.878	217	209	213	
DIESEL 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	8.780	217	209	213	
DIESEL 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	8.687	217	209	213	
DIESEL 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	8.712	217	209	213	
ΑΕΡ 1 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	DIESEL		561	490	435	Σε ψυχρή εφεδρεία με υπουργική απόφαση.
ΑΕΡ 2 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	DIESEL	17.604	561	490	435	
ΑΕΡ 3 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	DIESEL	11.149	268	228	216	
ΑΕΡ 4 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	DIESEL	13.611	363	315	293	
ΑΕΡ 5 ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΩΝ	DIESEL	11.080	298	256	243	
ΑΗΣ ΧΑΝΙΩΝ						
ΑΕΡ 1 ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL	23.545	641	534	385	
ΑΕΡ 2(13) ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL	10.762	273	238	221	
ΑΕΡ 4 ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL		431	353	326	Σε ψυχρή εφεδρεία με υπουργική απόφαση.
ΑΕΡ 5 ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL	17.005	432	352	332	
ΑΕΡ 11 ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL	12.912	306	266	249	
ΑΕΡ 12 ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL	11.780	306	266	249	
ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟΣ ΚΥΚΛΟΣ ΧΑΝΙΩΝ	DIESEL	10.539	250	218	191	Λειτουργία με 2 Α/Σ και ΑΤΜ.
ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ						
DIESEL 1 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	8.208	200,7	197,7	200	
DIESEL 2 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	ΜΑΖΟΥΤ ΧΑΜΗΛΟΥ ΘΕΙΟΥ	8.225	200,7	197,7	200	

ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ:

(1) Απολογιστικά για το 2006.

(2) Τα στοιχεία αυτά θα πρέπει να θεωρηθούν ως προσεγγιστικά. Η ειδική κατανάλωση των μονάδων μπορεί να αυξάνεται με την πάροδο του χρόνου

Πίνακας 11: Θερμικοί Σταθμοί Κρήτης- Υπό ένταξη νέες μονάδες

ΘΕΡΜΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΚΡΗΤΗΣ
ΠΙΝΑΚΑΣ 3

ΥΠΟ ΕΝΤΑΞΗ ΝΕΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ

	ΟΝΟΜΑΣΤΙΚΗ ΙΣΧΥΣ (MWel)		ΕΙΔΙΚΗ ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (kg/MWh-gross)			
	Μικτή	Καθαρή	50% (1)	75% (1)	100% (1)	ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ
ΑΗΣ ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ						
ΑΤΜ 3 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	46,5	43,4	260,5	248,1	234,9	
ΑΤΜ 4 ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΥ	46,5	43,4	260,5	248,1	234,9	

ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ:

(1) Στοιχεία όπως προκύπτουν από την σχετική Σύμβαση.

4.6 Μέγιστη επιτρεπόμενη ωριαία διείσδυση μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ

Η μέγιστη επιτρεπόμενη ωριαία διείσδυση μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ στο Αυτόνομο Σύστημα της Κρήτης δεν πρέπει να ξεπερνά το 30% του φορτίου. Η τιμή αυτή ισχύει ως μέγιστη επιτρεπόμενη εφόσον επικρατούν ομαλές καιρικές συνθήκες και με ταυτόχρονη απουσία λειτουργικών προβλημάτων στο δίκτυο. Σε περίπτωση ανωμάλων συνθηκών το ποσοστό πρέπει να περιορίζεται, ή ακόμα και να μηδενίζεται, ανάλογα με τη σοβαρότητα της κατάστασης.[3]

4.7 Ρύθμιση συχνότητας από τις ελεγχόμενης παραγωγής μονάδες του Υβριδικού Σταθμού

Όλες οι Μονάδες παραγωγής του συστήματος της Κρήτης συμμετέχουν στη ρύθμιση της συχνότητας και της τάσης. Συνεπώς και οι συμβατικές μονάδες του Υβριδικού θα πρέπει να συμμετέχουν στη ρύθμιση συχνότητας όταν η ισχύς τους είναι συγκρίσιμη με τις μονάδες του συστήματος.[3]

4.8 Κόστος συμβατικών μονάδων

4.8.1 Μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος των μονάδων βάσης

Το μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος (κόστος καυσίμου) των συμβατικών μονάδων βάσης των τριών ΘΗΣ της Κρήτης για το έτος 2006 είχε ως ακολούθως [3]:

<u>Μονάδες diesel</u>

- 59,9 €/MWh (οι πλέον σύγχρονες μονάδες στον Αθερινόλακκο) και
- 60,3-62,39 €/MWh (οι παλαιότερες μονάδες στα Λινοπεράματα).

Ατμοστρόβιλοι στον ΑΗΣ Λινοπεραμάτων

- 81,8-86,5 €/MWh (οι μεγαλύτερες μονάδες) και
- 90,6-91,7 €/MWh (οι μικρότερες και παλαιότερες μονάδες) και τέλος

Συνδυασμένος Κύκλος στον ΑΗΣ Χανίων

- 165,8 €/MWh.

4.8.2 Κόστος κατασκευής και θέσης σε λειτουργία νέου συμβατικού σταθμού

Το συνολικό κόστος κατασκευής και θέσης σε λειτουργία ενός νέου συμβατικού σταθμού παραγωγής με μονάδες ονομαστικής ισχύος της τάξης των 50 MW στο αυτόνομο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης μπορεί να εκτιμηθεί ως [3]:

- 1,1 εκατομμύρια €/MW ισχύος για μονάδες diesel και
- 0,9 εκατομμύρια €/MW ισχύος για ατμοηλεκτρικές μονάδες.

4.8.3 Σταθερό κόστος λειτουργίας του συμβατικού σταθμού

Το συνολικό σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης των τριών συμβατικών σταθμών παραγωγής της Κρήτης για το 2006 είχε ως ακολούθως [3]:

- ΑΗΣ Λινοπεραμάτων 16,3 €/MWh
- ΑΗΣ Χανίων 9,0 €/MWh
- ΑΗΣ Αθερινόλακκου 13,1 €/MWh.

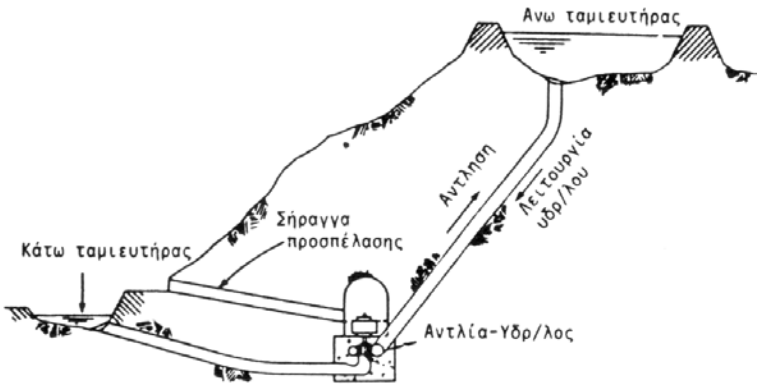
5. ΥΒΡΙΔΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας συνεπάγεται με σημαντικά πλεονεκτήματα στην ενεργειακή παραγωγή, κυρίως στη χώρα μας. Ωστόσο ένα σημαντικό μειονέκτημα αποτελεί η στοχαστικότητα του ανέμου. Για να μπορούμε να αναφερόμαστε σε εγγυημένη ισχύ θα πρέπει να γίνει συνδυασμός των αιολικών πάρκων με συστήματα αποθήκευσης ενέργειας[2].

Με αυτά τα συστήματα επιτυγχάνεται η εξομάλυνση των διακυμάνσεων που παρουσιάζονται κατά την παραγωγή ενέργειας από αιολικά συστήματα με άμεση συνέπεια να μειώνονται σημαντικά τα προβλήματα ευστάθειας που δημιουργούνται στην τάση και τη συχνότητα του δικτύου (αργές και ταχείες μεταβολές της τάσης, εκπομπές Flicker). Επιπρόσθετα επιτυγχάνεται εξοικονόμηση καυσίμου, εφόσον εξασφαλίζεται εγγυημένη ισχύς με χαμηλότερο κόστος από άλλες ενεργειοβόρες μονάδες. Γενικότερα με τη χρήση συστημάτων αποθήκευσης της αιολικής ενέργειας οι ΑΠΕ αποκτούν ένα πιο αξιόπιστο χαρακτήρα, με αποτέλεσμα να αυξάνεται η διείσδυση στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας[2].

5.1 Περιγραφή Υβριδικού συστήματος

Με τον όρο αναστρέψιμα ΥΗΕ ή ΥΗΕ αποταμίευσης (Pumped Storage Systems) εννοούνται τα ΥΗΕ που έχουν τόσο τη δυνατότητα λειτουργίας για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (λειτουργία υδροστροβίλου) όσο και τη δυνατότητα άντλησης (ή αποταμίευσης) του νερού. Το σύστημα αντλησιοταμίευσης αποτελείται από δύο ταμιευτήρες (αντλησιοταμιευτήρες) με υψομετρική διαφορά, που συνδέονται με ένα ή περισσότερους αγωγούς, από αντλίες και στροβίλους, όπως φαίνεται στο σχήμα που ακολουθεί[2].



Σχήμα 20: Σύστημα αντλησιοταμίευσης με δύο ταμιευτήρες

Η άντληση του νερού μπορεί να γίνει χρησιμοποιώντας:

- Την απορριπτόμενη ενέργεια των Α/Π
- Την περίσσεια ενέργεια των συμβατικών μονάδων
- Αποκλειστικά την παραγόμενη ενέργεια από τα Α/Π.(Την περίπτωση που μελετά η διπλωματική εργασία της κα. Ευαγγελίας Σκάρλου)

Στην πρώτη και στη δεύτερη περίπτωση η άντληση του νερού γίνεται κατά τη διάρκεια των ωρών ή ημερών χαμηλής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας από την περίσσεια ενέργειας των μεγάλων μονάδων. Κατά τη διάρκεια μιας ημέρας θα υπάρχουν ώρες κατά τις οποίες η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα είναι μεγαλύτερη από τη ζήτηση (για παράδειγμα κατά τις μεταμεσονύκτιες ώρες ή τις αργίες), οπότε με την περίσσεια αυτή του δικτύου πραγματοποιείται η άντληση στα αναστρέψιμα ΥΗΕ. Επίσης θα υπάρχουν διαστήματα που συμβαίνει το αντίθετο, δηλαδή η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεγαλύτερη από την παραγωγή, ιδιαίτερα τις ώρες αιχμής.Τα αναστρέψιμα ΥΗΕ λοιπόν απορροφούν την περίσσεια ενέργεια κατά τις ώρες χαμηλής ζήτησης μετατρέποντάς την σε υδραυλική ενέργεια, η οποία αποθηκεύεται στον άνω ταμιευτήρα, για να την αποδώσουν στο δίκτυο κατά τις ώρες αιχμής.Η διαδικασία αυτή μετατροπής της

ηλεκτρικής ενέργειας σε υδραυλική (άντληση) και στη συνέχεια η εκ νέου μετατροπής της σε ηλεκτρική (λειτουργία υδροστροβίλων) συνοδεύεται με απώλειες. Οι συνολικές απώλειες ενέργειας σε ένα κύκλο άντλησης – λειτουργίας υδροστροβίλων φθάνει το 23% περίπου. Όπως αναμένεται οι συνολικές απώλειες είναι μεγαλύτερες όσο το μέγεθος των μηχανών γίνεται μικρότερο.[2]

Στην περίπτωση που μελετά η διπλωματική εργασία της κα. Ευαγγελίας Σκάρλου το Αναστρέψιμο ΥΗΕ δεν εκμεταλλεύεται την απορριπτόμενη ηλεκτρική ενέργεια. Το αιολικό πάρκο παρέχει ηλεκτρική ενέργεια αποκλειστικά για το Αναστρέψιμο ΥΗΕ, με στόχο την παραγωγή εγγυημένης ηλεκτρικής ενέργειας. Το αναστρέψιμο ΥΗΕ αποθηκεύει ενέργεια, αξιοποιώντας[5]:

- Την παραγόμενη ενέργεια του αιολικού πάρκου.
- Τις συμβατικές μονάδες βάσης, στην περίπτωση που δεν έχουμε διαθέσιμη αιολική ισχύ (ασθενείς άνεμοι).

Η εγγυημένη ισχύς θα παρέχεται από το ΥΒΣ παραγωγής ενέργειας στο σύστημα από τον υδροστρόβιλο. Σύμφωνα με πρόσφατες έρευνες [18] η χρήση τέτοιων υβριδικών συστημάτων έχουν αρκετά πλεονεκτήματα[5][]:

- Οι χρονοσειρές ισχύος που εκμεταλλεύεται το αντλησιοταμιευτικό σύστημα είναι πιο «πυκνές» σε σχέση με τις αντίστοιχες της απορριπτόμενης ισχύος, γεγονός που συνεπάγεται με μεγαλύτερα ποσά παραγόμενης ενέργειας και κατά συνέπεια μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης του συστήματος.
- Η διείσδυση τέτοιων συστημάτων σε απομονωμένα δίκτυα, όπως αυτό της Κρήτης, δεν δημιουργεί προβλήματα ευστάθειας του δικτύου, αφού το πρόβλημα της στοχαστικότητας του ανέμου, αντιμετωπίζεται με παραγωγή εγγυημένης ενέργειας από τον υδροστρόβιλο.
- Το όριο διείσδυσης τέτοιων συστημάτων σε απομονωμένα συστήματα είναι μεγαλύτερο σε σχέση με αυτό των αιολικών πάρκων.

5.2 Εγγυημένη ισχύς

Σύμφωνα με τη Ρ.Α.Ε. [27] η εγγυημένη ισχύς είναι η μέγιστη ισχύς παραγωγικού δυναμικού των ελεγχόμενων μονάδων παραγωγής ΥΒΣ την οποία εγγυάται ότι μπορεί να παρέχει ημερησίως ο ΥΒΣ για προκαθορισμένο αριθμό ωρών πλήρους λειτουργίας του σταθμού. Η Εγγυημένη Ενέργεια συνίσταται στην ισοδύναμη ενέργεια πλήρους φόρτισης των ελεγχόμενων μονάδων ΥΒΣ στην Εγγυημένη Ισχύ για προκαθορισμένο (στους όρους της οικείας αδείας παραγωγής) σύνολο ωρών ημερησίως. Η Εγγυημένη Ισχύς ή και η Εγγυημένη Ενέργεια του ΥΒΣ μπορεί να αλλάζει ετησίως, με σχετική τροποποίηση της άδειας παραγωγής του ΥΒΣ.

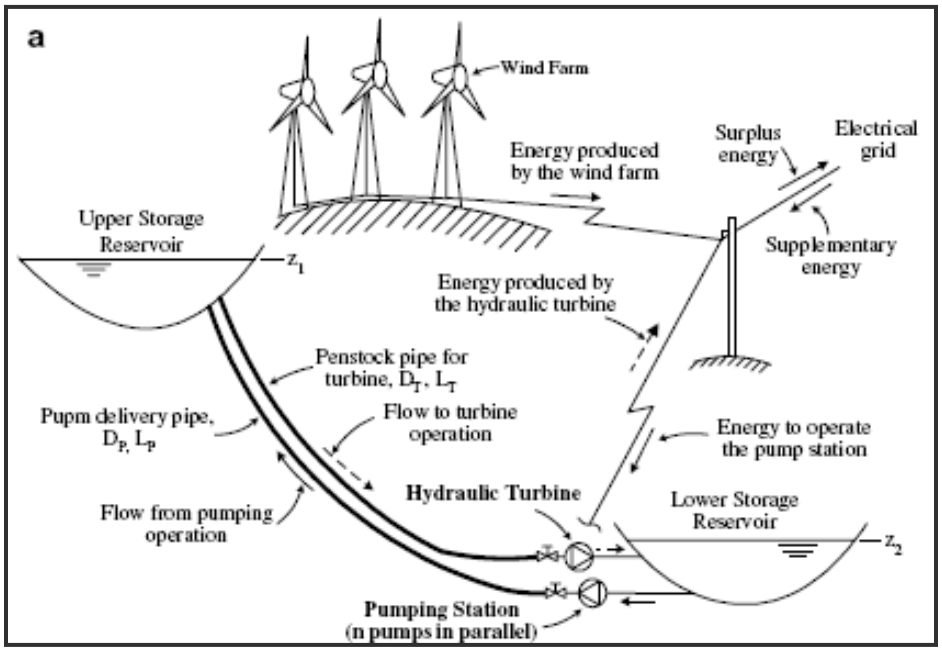
Η συμμετοχή ΥΒΣ στην αγορά γίνεται στη βάση της προσφερόμενης ημερήσιας ενέργειάς τους από τις ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής. Κάθε ΥΒΣ θα υποβάλλει προσφορά ημερήσιας ενέργειας παραγωγής, η οποία θα μεταφράζεται σε προγραμματισμό παραγωγής των ελεγχόμενων μονάδων αξιοποίησης της αποθηκευμένης ενέργειας από τον Διαχειριστή του συστήματος του νησιού. Ο Διαχειριστής για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού δύναται να απαιτήσει μέρος ή το σύνολο της εγγυημένης ισχύος και ενέργειας ΥΒΣ. Ο Διαχειριστής θα διασφαλίζει την κατά προτεραιότητα διάθεση της προσφερόμενης ενέργειας ΥΒΣ, κατά τρόπο που θα προσαρμόζεται στην ημερήσια καμπύλη φορτίου, ώστε να επιτυγχάνεται το βέλτιστο τεχνικό και οικονομικό αποτέλεσμα για την λειτουργία του συστήματος.

Κάθε ΥΒΣ προκειμένου να αποδώσει την εγγυημένη ισχύ και ενέργεια όταν αυτή απαιτείται από τον Διαχειριστή, έχει το δικαίωμα να απορροφήσει ενέργεια από το δίκτυο, προκειμένου για την πλήρωση του ταμιευτήρα. Ο Διαχειριστής θα διασφαλίζει τη κατανομή της ζητούμενη ενέργειας στη διάρκεια της ημέρας, λαμβάνοντας υπόψη την ισχύ των αποθηκευτικών μονάδων κάθε ΥΒΣ, σύμφωνα με την οικεία άδεια παραγωγής, και πάντως πριν από την έναρξη της παροχής της εγγυημένης ενέργειας, κατά τρόπο που θα προσαρμόζεται στην ημερήσια καμπύλη φορτίου, ώστε να επιτυγχάνεται το βέλτιστο τεχνικό και οικονομικό αποτέλεσμα για την λειτουργία του συστήματος.

5.3 Προσομοίωση Υβριδικού Σταθμού

Η σχηματική απεικόνιση του Υβριδικού Σταθμού που μελετήθηκε από την κα. Εαγγελία Σκάρλου παρουσιάζεται στο Σχήμα που ακολουθει. Ο Σταθμός αποτελείται από [18][5]:

- Το Αιολικό Πάρκο, αποτελούμενο από Ν όμοιες Α/Γ.
- Δύο ταμιευτήρες (τον άνω και τον κάτω)
- Το αντλησιοταμιευτικό σύστημα, το οποίο χρησιμοποιεί σχεδόν όλη την παραγόμενη από το αιολικό πάρκο ενέργεια για να ανυψώνει το νερό από τον πάνω στον κάτω ταμιευτήρα. Αυτό αποτελείται από έναν αριθμό αντλιών συνδεδεμένες παράλληλα.
- Δύο αγωγούς: τον αγωγό άντλησης και τον αγωγό προσαγωγής του νερού στον υδροστρόβιλο, ούτως ώστε να μπορούμε να έχουμε άντληση ακόμα και τις ώρες παραγωγής ενέργειας από τον υδροστρόβιλο.
- Τον Υδροηλεκτρικό σταθμό, στον οποίο είναι εγκατεστημένος υδροστρόβιλος τύπου Pelton.



Σχήμα 21 : Κύρια τμήματα του Υβριδικού Σταθμού[5]

Στη μελέτη της κα.Ευαγγελίας Σκάρλου χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα PUMPTUR.FOR το οποίο αναπτύχθηκε από το Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο (ΕΜΠ, Νοεμ. 2002) με σκοπό να προσομοιώνει την λειτουργία υδροηλεκτρικής εγκατάστασης άντλησης και παραγωγής ενέργειας για την απορρόφηση της απορριπτόμενης ισχύος αιολικού πάρκου. Το πρόγραμμα αυτό βελτιώθηκε αργότερα από την κ. Τριανταφυλλιά Νικολάου στα πλαίσια Μεταπτυχιακής Διατριβής (ΕΜΠ, Οκτ. 2003) ώστε να ενσωματώνει και οικονομικά κριτήρια για την αξιολόγηση της επένδυσης.

Το PUMPTUR ήταν γραμμένο στη γλώσσα προγραμματισμού FORTRAN η οποία όμως τείνει να εκλείψει καθώς έχει υποσκελιστεί από τα σύγχρονα προγραμματιστικά περιβάλλοντα. Στα πλαίσια της Διπλωματικής Εργασίας του φοιτητή κ. Ηλία Ρουφαγάλα του Τμ. ΗΜΜΥ του Πολυτεχνείου Κρήτης το πρόγραμμα PUMPTUR αναλύθηκε εκτενώς και μετατράπηκε σε παραθυρική μορφή μέσω του ευρέως διαδεδομένου προγράμματος αριθμητικών υπολογισμών MATLAB (εκδ.6.5).[5]

Για την μελέτη της κα. Σκάρλου χρειάστηκε να τροποποιηθεί ο κώδικας του PUMPTUR, αφού θα έπρεπε να λαμβάνει υπόψη του τα εξής νέα δεδομένα[5]:

- Η διαθέσιμη ισχύς για την λειτουργία του ΥΒΣ δεν είναι πλέον η απορριπτόμενη από τα Α/Π ισχύς, αλλά η παραγόμενη από αυτά.
- Στην μοντελοποίηση και την βελτιστοποίηση λαμβάνεται υπόψη και το αιολικό πάρκο μαζί με το σύστημα αντλησιοταμίευσης, αφού σύμφωνα με τον Ν.3468/2006 οι ΥΒΣ μελετώνται εξαρχής σαν ολοκληρωμένο σύστημα και όχι σε συνδυασμό με υφιστάμενα αιολικά πάρκα.
- Λαμβάνονται υπόψη οι περιορισμοί που τίθενται στους ΥΒΣ από τον νέο νόμο (Ν. 3468/2006).
- Λαμβάνεται υπόψη η απορρόφηση ισχύος από το δίκτυο, στην περίπτωση που η αιολική παραγωγή ενέργειας δεν επαρκεί για την πλήρωση του άνω ταμιευτήρα και την λειτουργία του ΥΒΣ, καθώς και η δυνατότητα απευθείας

έκχυσης ισχύος στο δίκτυο από το Α/Π σε ώρες μη εγγυημένης ισχύος ως μονάδας ΑΠΕ.

- Τροποποιήθηκε ο κώδικας της οικονομικής ανάλυσης, ώστε να λαμβάνει υπόψη του τη νέα τιμολογιακή πολιτική της πωλούμενης και αγοραζόμενης ενέργειας, όπως ορίζει ο Ν. 3468/2006.

Σύμφωνα με τον Ν.3468/2006 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.

Επίσης ο Ν.3468/2006 υπαγορεύει ότι η μέγιστη ισχύς παραγωγής των μονάδων του σταθμού ΑΠΕ δεν μπορεί να υπερβαίνει την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων αποθήκευσης του σταθμού αυτού, προσαυξημένη κατά ποσοστό μέχρι 20%.

Στον Υβριδικό Σταθμό μονάδες ΑΠΕ είναι το αιολικό πάρκο, μονάδες αποθήκευσης είναι οι αντλίες, ενώ ο υδροστρόβιλος είναι μονάδα ελεγχόμενης παραγωγής.

Στον Πίνακα 12 που ακολουθεί παρουσιάζονται συνοπτικά τα δεδομένα της προσομοίωσης που χρησιμοποιούνται στην εργασία της κα. Σκάρλου[5].

Πίνακας 12: Δεδομένα-Παράμετροι προσομοίωσης	
Δεδομένα ταχύτητας ανέμου	Μετρημένα δεδομένα της Σητείας της Κρήτης 10 λεπτου χρονικού βήματος (Πηγή: ΔΕΗ)
Ανεμογεννήτριες (τύπος)	Τυπική, 600 kW
Υψομετρική διαφορά δZ	450m
Μήκος αγωγών L	2300m
Ώρες ημερήσια παραγωγής	6h (12^{00}-15^{00} & 19^{00}-22^{00})
Ισχύς υδροστροβίλου Pelton	20MW
Λόγος τιμής πώλησης προς τιμή αγοράς Σύμφωνα με το Ν. 3468/06 οι τιμές αυτές υπολογίζονται βάσει συγκεκριμένης μεθοδολογίας κατά την υποβολή αίτησης στη ΡΑΕ.	Rp=1.935 Τιμή πώλησης= 180 €/MWh Τιμή αγοράς=93 €/MWh

Σκοπός της προσομοίωσης είναι η επιλογή του κατάλληλου μεγέθους των

- Αριθμό Α/Γ του Α/Π (N_W),
- Αριθμό αντλιών του αντλητικού συστήματος (N_P),
- Μέγεθος αντλιών (ονομαστική παροχή Q_P σε m^3/h) και
- Χωρητικότητα ταμιευτήρων (V_T σε m^3),

που μεγιστοποιούν την NPV/Co(Ανηγμένη Καθαρή Παρούσα Αξία) της επένδυσης. Όπου P_W και P_P η εγκατεστημένη ισχύς του Α/Π και των αντλιών αντίστοιχα.

Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης παρουσιάζονται στον Πίνακα 13 που ακολουθεί:

Πίνακας 13: Βέλτιστες τιμές σχεδιασμού						
N_W	P_W(MW)	N_P	scenario	P_P(MW)	Q_{REF} (m^3/h)	V_T (m^3)
22	13.2	18	Αντλίες μεταβλητών στροφών	12.02	400	200000

- NPV/Co = 1.352
- NPV/Co = 1.422 (η μη απορροφούμενη από το αντλητικό σύστημα ενέργεια πωλείται στο δίκτυο).

Το ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο του βελτιστοποιημένου ΥΒΣ παρουσιάζεται στον Πίνακα 14.

Πίνακας 14: Ετήσιο ενεργειακό ισοζύγιο του βελτιστοποιημένου ΥΒΣ							
E_W (MWh)	E_S (MWh)	E_T (MWh)	E_N (MWh)	E_{WN} (MWh)	E_N/E_S	R_S	R_E
42950.67	33274.66	26725.52	42.05	1867.61	0.001	0.002	0.774

Όπου:

E_W η ενέργεια που παράγουν οι Α/Γ προς το δίκτυο

E_S η συνολική ενέργεια που καταναλώνεται για την πλήρωση αποθήκευσης σε ετήσια βάση

E_T η παραγόμενη από τον υδροστρόβιλο ενέργεια που παρέχεται στο δίκτυο σε ετήσια βάση.

E_N η εισερχόμενη από το δίκτυο στο σταθμό ενέργεια, που απορροφούν οι αντλίες σε ετήσια βάση

E_{WN} η ενέργεια που εκχέεται απευθείας στο δίκτυο από το Α/Π σε ετήσια βάση(με τιμολόγηση ΑΠΕ)

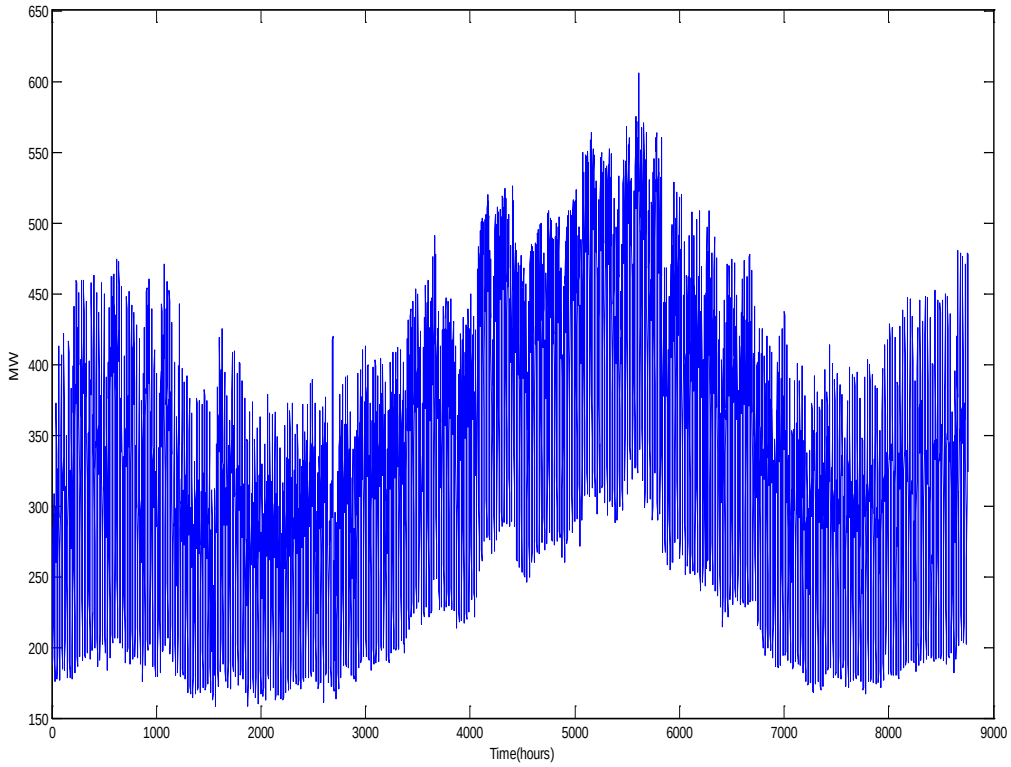
R_S η απορροφούμενη προς παραγόμενη εγγυημένη ενέργεια

R_E η αποθηκευμένη προς παραγόμενη αιολική ενέργεια

6. ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΤΟΥ ΑΥΤΟΝΟΜΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ

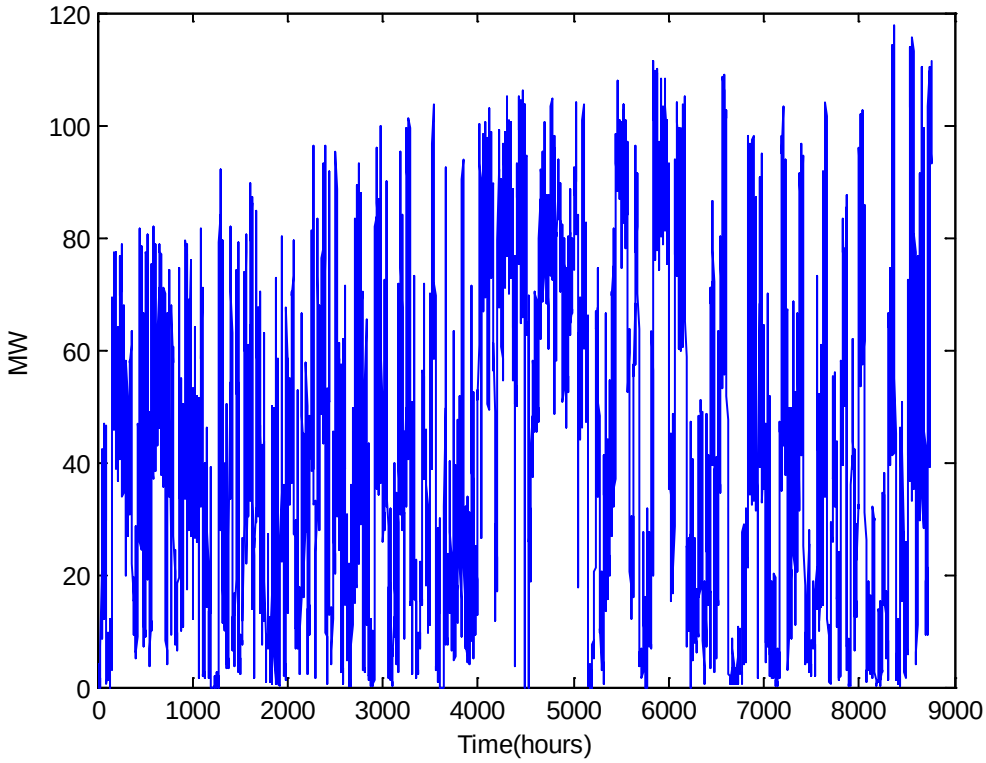
6.1 Προσομοίωση του αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης πρίν την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού

Το υφιστάμενο αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της νήσου Κρήτης προσομοιώνεται ενεργειακά. Δεδομένης της διαθέσιμης ετήσιας χρονοσειράς ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος μέσων ωριαίων τιμών[3], επιλέγεται χρονικό βήμα υπολογισμού ίσο με μία ώρα. Το ωριαίο χρονικό βήμα υπολογισμού θα χρησιμοποιηθεί σε όλους τους υπολογισμούς της εργασίας. Στο Σχήμα 1 παρουσιάζεται η ετήσια καμπύλη μέσων ωριαίων τιμών ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος για το έτος 2006.



Σχήμα 22:Μέσα ωριαία καθαρά φορτία συστήματος Κρήτης έτους 2006

Κατασκευάζεται μία ετήσια καμπύλη της μέσης ωριαίας αιολικής ισχύος που εγχέεται στο αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης όπως αυτή καταγράφεται από το Κέντρο Ελέγχου Φορτίου (ΚΕΦ) Κρήτης.[3] Δεν συμπεριλαμβάνεται όμως η διάσπαρτη μικρή αιολική ή Φ/Β παραγωγή που εγχέεται απ' ευθείας στο δίκτυο και δεν καταγράφεται από το ΚΕΦ Κρήτης. Στο Σχήμα 2 παρουσιάζεται η ετήσια καμπύλη μέσης ωριαίας αιολικής ισχύος που εγχέεται στο αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης για το έτος 2006.



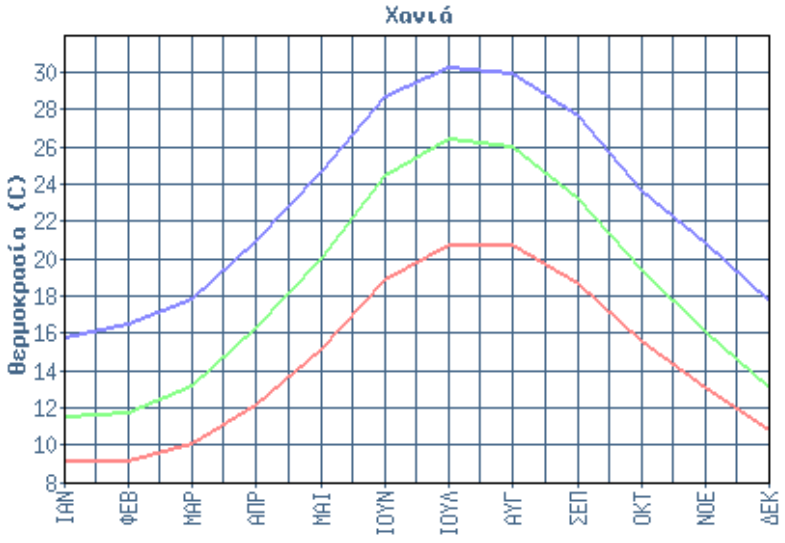
Σχήμα 23:Μέση ωριαία αιολική ισχύς που εγχέεται στο αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης το έτος 2006

Δεδομένου του οτι το ΚΕΦ Κρήτης παρείχε τη μέση ωριαία αιολική ισχύ που εγχέεται στο αυτόνομο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης δε χρειάστηκε να υπολογιστεί η απορριπτόμμενη αιολική ενέργεια. Παρόλα αυτά στη προσομοίωση που υλοποιήθηκε λήφθηκαν υπόψη οι περιορισμοί διείσδυσης αιολικής ισχύος. Αυτό πραγματοποιήθηκε στα πλαίσια του σκοπού της εργασίας,

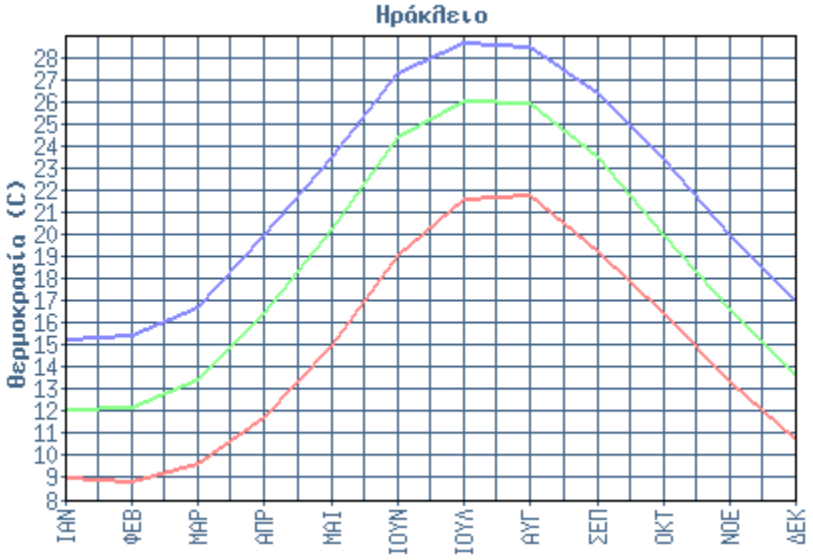
ο οποίος υπαγόρευε, να μοντελοποιηθεί το ΣΗΕ της Κρήτης, υπό τους υφιστάμενους νόμους και περιορισμούς(οικονομικούς και τεχνικούς) εξ' αρχής και ολοκληρωτικά, ανεξαρτήτως αν υπήρχε η δυνατότητα, εξαιτίας των στοιχείων που είχαν συλλεγεί για πιο εξειδικευμένο κώδικα MATLAB. Απόρριψη αιολικής ενέργειας πραγματοποιείται όταν[3]:

- η ωριαία διείσδυση μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ στο αυτόνομο σύστημα της Κρήτης ξεπερνά το 30% του φορτίου,
- η απορρόφηση ολόκληρης της ωριαίας διαθέσιμης ισχύς από μη ελεγχόμενων σταθμών ΑΠΕ συνεπάγεται, τη μείωση της ισχύος λειτουργίας των υποχρεωτικά ενταγμένων θερμοηλεκτρικών μηχανών κάτω από τα τεχνικά τους ελάχιστα, προκειμένου να καλυφθεί η τρέχουσα ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος.

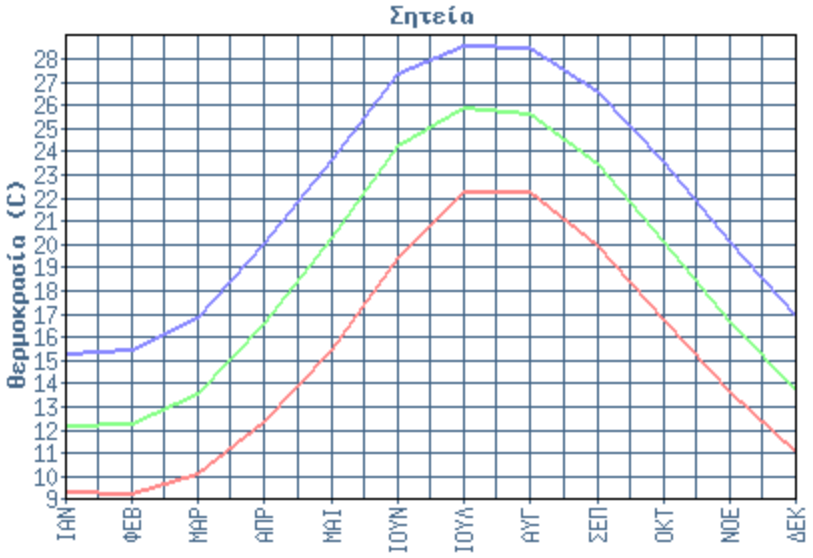
Λαμβάνοντας υπόψιν τη χρονική περιόδο(θερινή ή μη) καθώς και τα ιδιαίτερα τεχνικά χαρακτηριστικά της κάθε θερμοηλεκτρικής μηχανής προσομοιώθηκε η σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος. Πιο αναλυτικά βάσει της καθαρής ισχύος, της ισχύος θέρους, των τεχνικών ελαχίστων και της σειράς ένταξης όλων των θερμοηλεκτρικών μηχανών που έχουν παρουσιαστεί στον Πίνακα 7 το έτος 2006 διαιρέθηκε σε τρείς διαφορετικές περιόδους. Οι χρονικές περίοδοι προέκυψαν από τη διαφορετική μέση τιμή θερμοκρασίας που συναντάται εκείνες τις περιόδους στο νησί της Κρητής και μειώνει την καθαρή ισχύ των μονάδων σε ισχύ θέρους(βλ.Πίνακα 7). Οι ατμοστρόβιλοι παρουσιάζουν μικρή μείωση της καθαρής ισχύος ενώ οι αεριοστρόβιλοι παρουσιάζουν σημαντική μείωση ισχύος. Αντίθετα οι ντιζελογεννήτριες δεν παρουσιάζουν μείωση ισχύος. Σύμφωνα με τη ΔΕΗ από 22 ^{o}C και άνω οι θερμοηλεκτρικές μηχανές δουλεύουν στην ισχύ θέρους. Στα Σχήματα 24, 25 και 26 παρουσιάζεται με πράσινο χρώμα η μέση ημερήσια θερμοκρασία στα Χανιά, στο Ηράκλειο και στη Σητεία αντίστοιχα.



Σχήμα 24: Μέση ημερήσια θερμοκρασία στα Χανιά. Περίοδος δεδομένων 1958-1997. (Πηγή: ΕΜΥ)



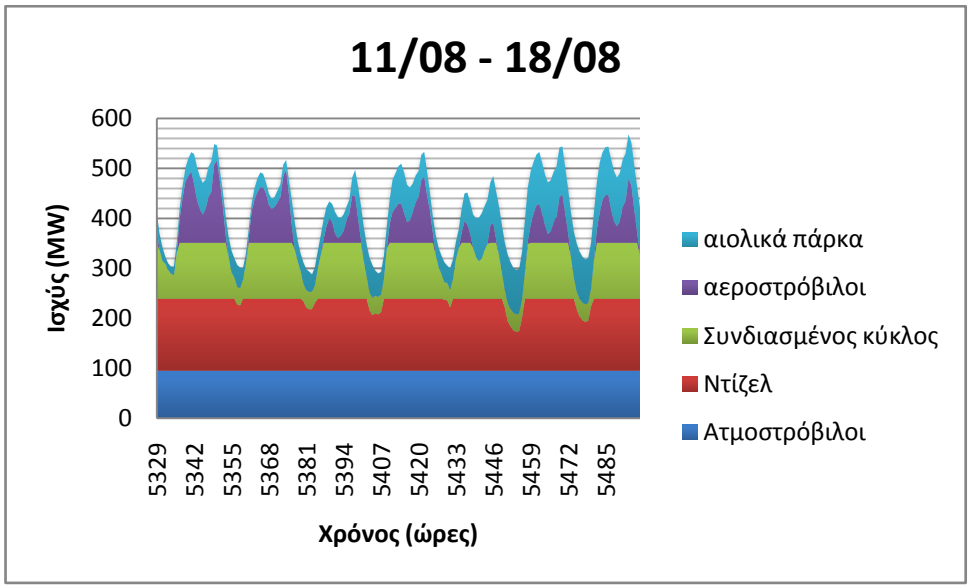
Σχήμα 25: Μέση ημερήσια θερμοκρασία στο Ηράκλειο. Περίοδος δεδομένων 1955-1997. (Πηγή: ΕΜΥ)



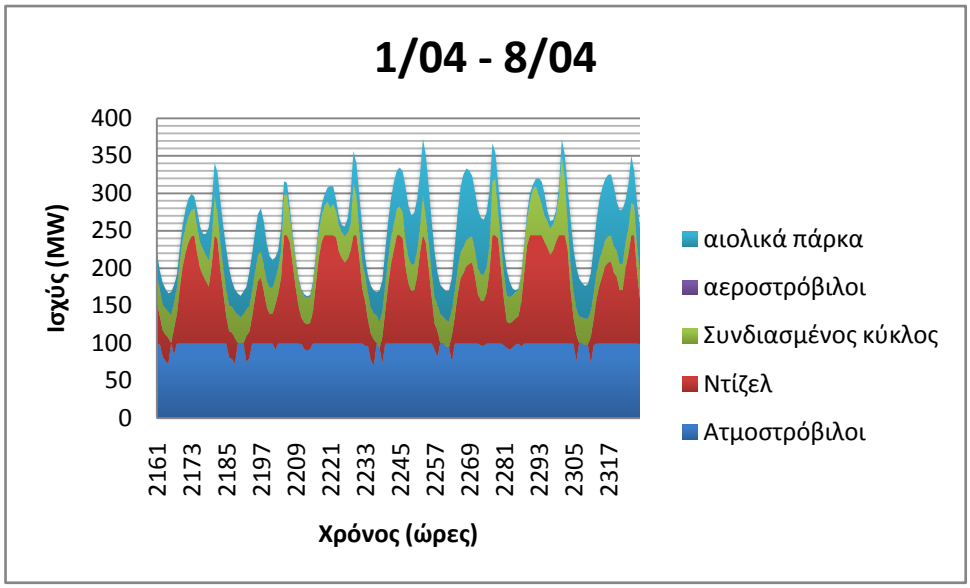
Σχήμα 26: Μέση ημερήσια θερμοκρασία στη Σητεία. Περίοδος δεδομένων 1960-1997. (Πηγή: ΕΜΥ)

Βάσει των παραπάνω γραφημάτων η πρώτη χρονική περίοδος οριοθετείται από 1^{η} Ιανουαρίου μέχρι 15 Μαΐου, η δεύτερη χρονική περίοδος οριοθετείται από 15 Μαΐου μέχρι 15 Σεπτεμβρίου και η τρίτη χρονική περίοδος οριοθετείται από 15 Σεπτεμβρίου μέχρι 31 Δεκεμβρίου.

Στα Σχήματα 27 και 28 που ακολουθούν παρουσιάζονται οι χαρακτηριστικές συνθέσεις παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος σε δύο διαφορετικές χρονικές περιόδους. Μία, σε μία περίοδο υψηλής ζήτησης ισχύος(11/08/2006 έως 18/08/2006) και μία, σε μία περίοδο χαμηλής ζήτησης ισχύος(1/04/2006 έως 8/04/2006).



Σχήμα 27: Σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος στην Κρήτη από 11/08/2006 έως 18/08/2006.



Σχήμα 28: Σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος στην Κρήτη από 1/04/2006 έως 8/04/2006.

Με βάσει τα Σχήματα 27 και 28 σημειώνουμε τα εξής:

- Κατά τη περίοδο του θέρους (Σχήμα 27), όπου η ζήτηση ισχύος είναι αυξημένη εξαιτίας κυρίως του τουρισμού και των κλιματιστικών, οι ατμοστρόβιλοι λειτουργούν μόνιμα στην ονομαστική τους ισχύ. Το

σύστημα κατά τις πρώτες πρωϊνές ώρες αναγκάζεται να μειώσει τη λειτουργία των ντιζελογεννητριών, προκειμένου να διατηρήσει το συνδυασμένο κύκλο στα τεχνικά του ελάχιστα. Οι αεριοστρόβιλοι εντάσσονται στο σύστημα μόνο τις ώρες κατά τις οποίες εμφανίζεται η ημερήσια αιχμή ισχύος δηλαδή το μεσημέρι από 11:00 μέχρι 15:00 και το βράδυ από 19:00 μέχρι 23:00.

- Κατά την περίοδο της άνοιξης (Σχήμα 28), όπου η ζήτηση ισχύος είναι μειωμένη, οι ντιζελογεννήτριες και ο συνδυασμένος κύκλος σπάνια λειτουργούν στην ονομαστική τους ισχύ. Μάλιστα το σύστημα κατά τις πρώτες πρωϊνές ώρες θέτει τις ντιζελογεννήτριες εκτός παραγωγής προκειμένου να διατηρηθεί ο συνδυασμένος κύκλος στα τεχνικά του ελάχιστα. Για τον ίδιο ακριβώς λόγο κατά τις πρωϊνές ώρες το σύστημα αναγκάζεται επίσης να λειτουργήσει τους ατμοστρόβιλους κάτω από την ονομαστική τους ισχύ.

6.2 Προσομοίωση του αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης μετά την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού

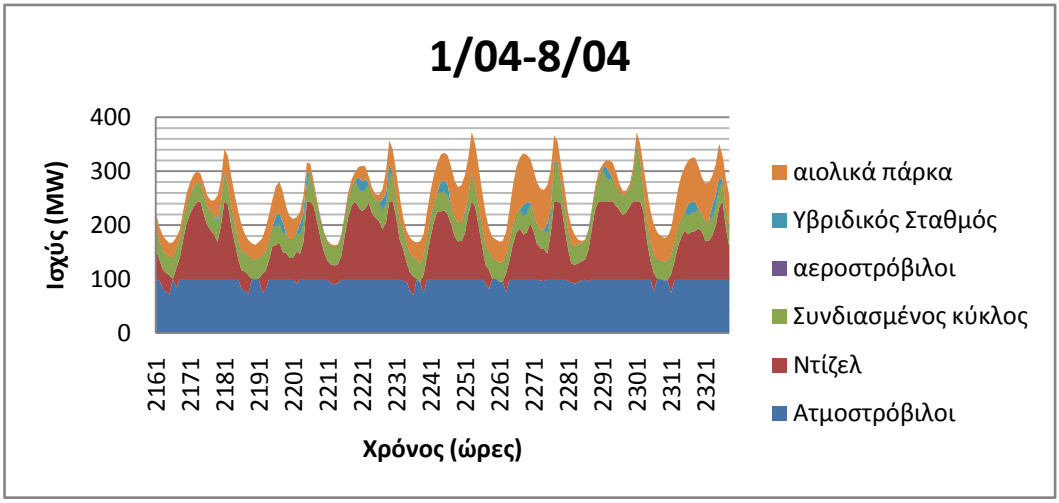
Με βάση τη προσομοίωση του Υβριδικού Συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που πραγματοποίησε η κα. Ευαγγελία Σκάρλου[5][28] και παρουσιάζεται αναλυτικά στο Κεφάλαιο 5(για τις ανάγκες της παρούσας μελέτης επαναλήφθηκε η προσομοίωση) εισήχθησαν στη προσομοίωση του αυτόνομου ΣΗΕ κρήτης με τη μορφή πινάκων [8760 × 1], για όλο το χρόνο, σε ωριαίο βήμα.

- η ενέργεια που παράγει ο υδροστρόβιλος, $\mathbf{E_T}$,
- η ενέργεια που απορροφούν από το δίκτυο οι αντλίες, ως συμπληρωματική, για τις αναγκες πλήρωσης του άνω ταμιευτήρα, $\mathbf{E_N}$,
- Η ενέργεια που εκχέεται στο δίκτυο από το Α/Π του Υβριδικού σταθμού ως ενέργεια ΑΠΕ, $\mathbf{E_{WN}}$ (τιμή πώλησης ίση με την ενέργεια που παράγουν τα Α/Π)

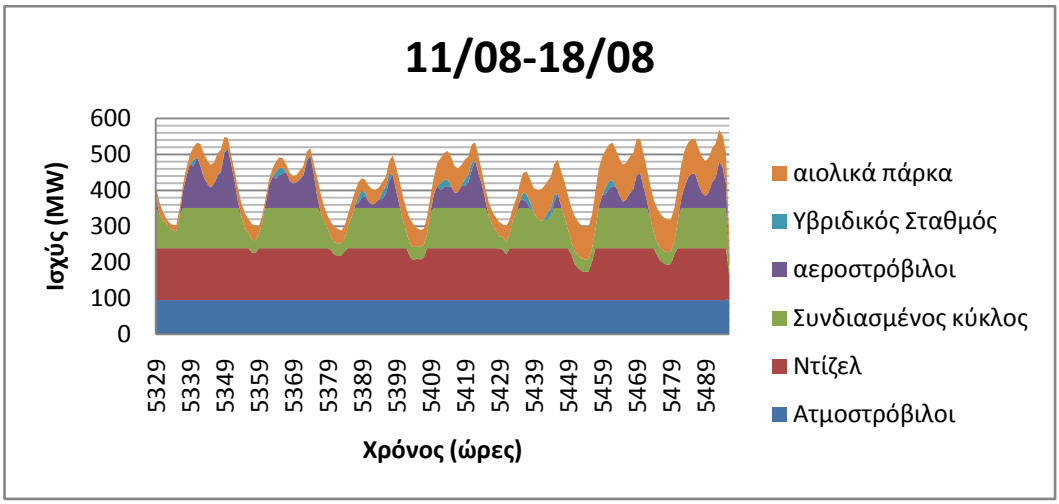
και υπολογίστηκε εκ νέου, η ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος στην Κρήτη σε δύο χρονικές περιόδους.

Σημειώνεται ότι ο κώδικας προσομοίωσης της κα. Ευαγγελίας Σκάρλου[5] εξάγει τις τιμές σε βήμα 10 λεπτο κατασκευάζοντας όμως κατάλληλο πρόγραμμα MATLAB ο οποίος παρατείθεται στο Παράρτημα Β μετατράπηκαν οι τιμές σε ωριαίο βήμα για να μπορέσουμε να τις εισάγουμε στον κώδικα προσομοίωσης του ΣΗΕ της Κρήτης ο οποίος όπως αναφέρεται και πιο πάνω προσομοιώνεται ωριαία.

Επιλέχθηκαν οι ίδιες χρονικές περίοδοι όπου είχαμε υπολογίσει την ωριαία σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος πρίν την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού, δηλαδη από 11/08/2006 έως 18/08/2006 και από 1/04/2006 έως 8/04/2006. Στα Σχήματα 29 και 30 που ακολουθούν παρουσιάζονται οι χαρακτηριστικές συνθέσεις παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος στην Κρήτη μετά την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού.



Σχήμα 29: Σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος στην Κρήτη από 1/04/2006 έως 8/04/2006.



Σχήμα 30: Σύνθεση παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος στην Κρήτη από 11/08/2006 έως 18/08/2006.

Από τα Σχήματα 29 και 30 παρατηρούμε οτι εξαιτίας της εισαγωγή της εγγυημένης ενέργειας που παράγεται από τον Υβριδικό Σταθμό τις ώρες αιχμής φορτίου, το σύστημα μείωνει τη λειτουργία των αεριοστρόβιλων, του συνδυασμένου κύκλου και των ντιζελογεννητριών. Αυτό επιβεβαιώνεται και κατά απόλυτες τιμές στον Πίνακα 19.

7. ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ-ΣΥΖΗΤΗΣΗ

7.1 Συνεισφορά των Α/Π και των συμβατικών μονάδων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας πριν την εισαγωγή του ΥΒΣ

Στη συνέχεια της προσομοίωσης του αυτόνομου ΣΗΕ της Κρήτης πριν την εισαγωγή του ΥΒΣ, υπολογίστηκε η συνεισφορά (σε MWh) των Α/Π και των συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Συμβολίζουμε λοιπόν :

E_{ATM} : Την ενέργεια που συνεισφέρουν οι Ατμοστρόβιλοι στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

$$E_{\mathrm{ATM}} = \sum_{i=1}^{8760} [\mathrm{ATM}_2(i) + \mathrm{ATM}_3(i) + \mathrm{ATM}_4(i) + \mathrm{ATM}_5(i) + \mathrm{ATM}_6(i)]$$

Όπου :ATM_2 η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Ατμοστρόβιλος 2 Λινοπεραμάτων.

ATM_3 η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Ατμοστρόβιλος 3 Λινοπεραμάτων.

ATM_4 η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Ατμοστρόβιλος 4 Λινοπεραμάτων.

ATM_5 η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Ατμοστρόβιλος 5 Λινοπεραμάτων.

ATM_6 η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Ατμοστρόβιλος 6 Λινοπεραμάτων.

E_{NTZ} : Την ενέργεια που συνεισφέρουν οι Ντιζελογεννήτριες στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

$$E_{\mathrm{NTZ}} = \sum_{i=1}^{8760} [D_1 Ather(i) + D_2 Ather(i) + D_1 Linop(i) + D_2 Linop(i) + D_3 Linop(i) + D_4 Linop(i)]$$

Όπου : D_1Ather η ωριαία ενέργεια που παράγει η μονάδα diesel 1 Αθερινόλακκου.

D_2Ather η ωριαία ενέργεια που παράγει η μονάδα diesel 2 Αθερινόλακκου.

D_1Linop η ωριαία ενέργεια που παράγει η μονάδα diesel 1 Λινοπεραμάτων.

D_2Linop η ωριαία ενέργεια που παράγει η μονάδα diesel 2 Λινοπεραμάτων.

D_3Linop η ωριαία ενέργεια που παράγει η μονάδα diesel 3 Λινοπεραμάτων.

D_4Linop η ωριαία ενέργεια που παράγει η μονάδα diesel 4 Λινοπεραμάτων.

$E_{s.k.}$: Την ενέργεια που συνεισφέρει ο Συνδυασμένος Κύκλος στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

$$E_{s.k.} = \sum_{i=1}^{8760} (SK(i))$$

Όπου : SK η ωριαία ενέργεια που παράγει η μονάδα Συνδυασμένου κύκλου του ΑΗΣ Χανίων.

E_{AER} : Την ενέργεια που συνεισφέρουν οι Αεριοστρόβιλοι στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

$$E_{AEP} = \sum_{i=1}^{8760} [\mathrm{A}_2 L(i) + \mathrm{A}_3 L(i) + \mathrm{A}_4 L(i) + \mathrm{A}_5 L(i) + \mathrm{A}_1 C(i) + \mathrm{A}_2 C(i) + \mathrm{A}_5 C(i) + \mathrm{A}_{11} C(i) + \mathrm{A}_{12} C(i)]$$

Όπου : A_2L η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Αεριοστρόβιλος 2 Λινοπεραμάτων.

A_3L η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Αεριοστρόβιλος 3 Λινοπεραμάτων.

A_4L η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Αεριοστρόβιλος 4 Λινοπεραμάτων.

A_5L η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Αεριοστρόβιλος 5 Λινοπεραμάτων.

A_1C η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Αεριοστρόβιλος 1 Χανίων.

A_2C η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Αεριοστρόβιλος 2 Χανίων.

A_5C η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Αεριοστρόβιλος 5 Χανίων.

$A_{11}C$ η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Αεριοστρόβιλος 11 Χανίων.

$A_{12}C$ η ωριαία ενέργεια που παράγει ο Αεριοστρόβιλος 12 Χανίων.

E_{wind} : Την ενέργεια που συνεισφέρουν τα Α/Π στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

$$E_{wind} = \sum_{i=1}^{8760} (Wind(i))$$

Όπου : Wind η ωριαία ενέργεια που παράγουν τα αιολικά πάρκα.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Α/Π και από κάθε είδους συμβατική μονάδα για το έτος 2006 παρουσιάζεται στον Πίνακα 15. Στο Σχήμα 31 παρουσιάζεται η ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους συμβατικής μονάδας και των Α/Π στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 15: Συνεισφορά των Α/Π και κάθε είδους συμβατικής μονάδας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του έτους 2006 (MWh)	
Ατμοστρόβιλοι	850500,57
Ντιζελογεννήτριες	985110,66
Συνδυασμένος Κύκλος	561248,02
Αεριοστρόβιλοι	99413,2
ΑΠΕ	364626,15
Σύνολο:	2.860.898,511

Σχήμα 31: Ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους συμβατικής μονάδας και των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Κατά τη μοντελοποίηση έχει γίνει η υπόθεση οτι οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δε χρειάζονται συντήρηση γεγονός το οποίο δεν ισχύει στην πραγματικότητα. Η παραπάνω υπόθεση δικαιολογεί το γεγονός του μικρού ποσοστού που καταλαμβάνουν οι αεριοστρόβιλοι. Μετά από έρευνα σε στοιχεία δύο χρόνων[29][30] βρέθηκε οτι ο μέσος χρόνος συντήρησης:

- ενός ατμοστρόβιλου είναι 1124 ώρες,
- μιας ντιζελογεννήτριας είναι 673 ώρες,
- του συνδυασμένου κύκλου είναι 1869 ώρες και
- ενός αεριοστρόβιλου είναι 423 ώρες.

Στην πραγματικότητα τις ώρες που οι ατμοστρόβιλοι, οι ντιζελογεννήτριες και ο συνδυασμένος κύκλος συντηρούνται οι αεριοστρόβιλοι καλύπτουν τη ζήτηση ισχύος και το ποσοστό συμμετοχής τους αυξάνεται.

7.2 Συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Το είδος καυσίμου που καταναλώνουν οι μονάδες των τριών θερμοηλεκτρικών σταθμών της Κρήτης παρουσιάζεται στον Πίνακα 10 και είναι:

- Μαζούτ χαμηλής περιεκτικότητας σε θείο(S≤1% κ.β.) καταναλώνουν οι ντιζελογεννήτριες και οι ατμοστρόβιλοι,
- Πετρέλαιο ντίζελ καταναλώνουν οι αεριοστρόβιλοι και ο συνδυασμένος κύκλος.

Στη συνέχεια υπολογίστηκε η ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας βάσει των παρακάτω μαθηματικών τύπων:

E_{MAZOYT} : Η ενέργεια που παράγεται καταναλώνοντας καύσιμο Μαζούτ για το έτος 2006

$$E_{MAZOYT} = E_{NTZ} + E_{ATM}$$

E_{DIESEL} : Η ενέργεια που παράγεται καταναλώνοντας καύσιμο Diesel για το έτος 2006

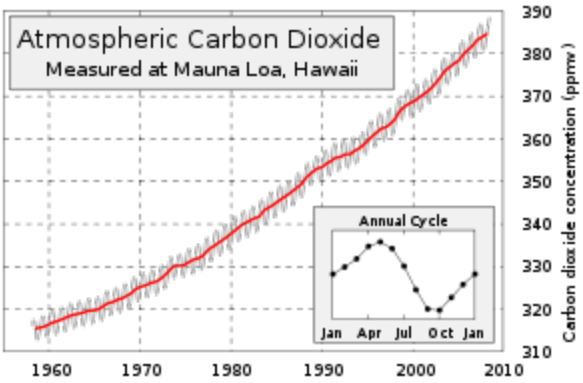
$$E_{DIESEL} = E_{AER} + E_{S.K.}$$

Η ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζεται στο Σχήμα 32 που ακολουθεί.

Σχήμα 32: Ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

7.3 Εκπομπές CO_2 των συμβατικών μονάδων

Από το CO_2 που εκπέμπεται από τα ορυκτά καύσιμα : 50% διαλύεται στους ωκεανούς και απορροφάται από τα επίγεια οικοσυστήματα και το 50% διοχετεύεται στην ατμόσφαιρα. Το διοξείδιο του άνθρακα στη γήινη ατμόσφαιρα θεωρείται ιχνοστοιχείο με μέση συγκέντρωση περίπου 385 ppm. Οι ανθρώπινες δραστηριότητες, όπως η καύση ορυκτών καυσίμων και η αποψίλωση των δασών έχουν προκαλέσει αύξηση της ατμοσφαιρικής συγκέντρωσης του διοξειδίου του άνθρακα κατά περίπου 35% από την αρχή της εποχής της εκβιομηχάνισης. [35]



Σχήμα 33: Μετρήσεις συγκεντρώσεων CO_2 από το Παρατηρητήριο του Mauna Loa στη Χαβάι[35]

Οι εκπομπές του CO_2 από τις ανθρώπινες δραστηριότητες ανέρχονται σήμερα περίπου σε 27 δισεκατομμύρια τόνους ετησίως. Το CO_2 θεωρείται αέριο θερμοκηπίου, αφού διαπερνάται από το ορατό φως αλλά απορροφά έντονα στην υπέρυθρη και εγγύς υπέρυθρη περιοχή του φάσματος. [35]

Η περιεκτικότητα του καθαρού αέρα σε CO_2 (κατά μέσο όρο μεταξύ της στάθμης της θάλασσας και μέχρι ύψους περίπου 30 Km) κυμαίνεται από 0,036 % (360 ppm) έως και 0,039% (390 ppm), ανάλογα με την τοποθεσία. Η παρατεταμένη έκθεση σε μέτριες συγκεντρώσεις μπορεί να προκαλέσει οξέωση και να έχει αρνητικές συνέπειες για το μεταβολισμό του ασβεστίου και του φωσφόρου**.** Το διοξείδιο του άνθρακα είναι τοξικό για την καρδιά και προκαλεί αρρυθμίες. Η τοξικότητα και οι επιπτώσεις της αυξάνονται με την αύξηση της περιεκτικότητας του αέρα σε CO_2 :

- Σε περιεκτικότητα 1% v/v [31] (γεμάτη αίθουσα με κακό εξαερισμό), το CO_2 μπορεί σε παρατεταμένη έκθεση να προκαλέσει υπνηλία.
- Σε περιεκτικότητα 2% v/v το CO_2 συμπεριφέρεται ως ήπιο ναρκωτικό. Προκαλεί αυξημένη αρτηριακή πίεση και καρδιακό ρυθμό, και μειώνει την ακοή.
- Σε περιεκτικότητα περίπου 5% v/v προκαλεί διέγερση του αναπνευστικού κέντρου, ζάλη, σύγχυση και δυσκολία στην αναπνοή συνοδευόμενη από κεφαλαλγία και δύσπνοια.

- Σε περιεκτικότητα 8% v/v προκαλεί κεφαλαλγία, εφίδρωση, παραισθήσεις, τρόμο και απώλεια συνείδησης μετά την έκθεση για πέντε έως δέκα λεπτά.

Λόγω των κινδύνων για την υγεία που συνδέονται με την έκθεση σε CO_2, ο Οργανισμός Επαγγελματικής Ασφάλειας και Υγείας των Η.Π.Α., αναφέρει ότι η μέση έκθεση για υγιείς ενήλικες κατά την οκτάωρη εργασίας δεν πρέπει να υπερβαίνει τα 5000 ppm (0,5%). Το μέγιστο επίπεδο ασφάλειας για βρέφη, παιδιά, ηλικιωμένους και άτομα με προβλήματα υγείας είναι σημαντικά μικρότερη. Για βραχυπρόθεσμες (κάτω των δέκα λεπτών) εκθέσεις, το όριο είναι 30000 ppm (3 %). Αν οι συγκεντρώσεις CO_2 υπερβαίνουν το 4% είναι άμεσα επικίνδυνες για την υγεία. Η προσαρμογή σε αυξημένα ποσοστά CO_2 μεταβάλλεται από άνθρωπο σε άνθρωπο. Η συνεχής παραμονή σε ατμόσφαιρα με CO_2 μπορεί γίνει ανεκτή σε περιεκτικότητες 3 % τουλάχιστον για ένα μήνα και 4 % για πάνω από μια εβδομάδα. Υποστηρίχθηκε ότι συγκεντρώσεις 2 % θα μπορούσαν να γίνουν ανεκτές σε κλειστούς χώρους (π.χ. υποβρύχια), δεδομένου ότι η προσαρμογή είναι φυσιολογική και αναστρέψιμη. Μάλιστα δεν θα παρατηρηθεί μείωση της απόδοσης στην εργασία ή σε κανονική σωματική δραστηριότητα. Συγκεντρώσεις CO_2 μεταξύ 300 ppm και 2500 ppm, χρησιμοποιούνται ως δείκτες ποιότητας αέρα σε εσωτερικούς χώρους. Σε κλειστούς χώρους με πολλούς ανθρώπους, συγκεντρώσεις μεγαλύτερες από 1000 ppm θα προκαλέσουν δυσφορία σε ποσοστό πάνω από το 20 % των ανθρώπων. Σε 2000 ppm, η πλειοψηφία των ανθρώπων, θα αισθανθεί σε σημαντικό βαθμό ενόχληση, και πολλοί θα υποφέρουν από ναυτία και πονοκεφάλους.[35]

Όπως αναφέρθηκε και παραπάνω οι ωκεανοί ενεργούν ως μία τεράστια δεξαμενή άνθρακα, και δέχονται τεράστια ποσότητα εκπομπών CO_2 από τις ανθρώπινες δραστηριότητες. Ένα μέρος του διαλυμένου CO_2 στους ωκεανούς καταναλώνεται για τη φωτοσύνθεση από οργανισμούς στο νερό, και ένα μικρό ποσοστό συντηρεί τον κύκλο του άνθρακα. Η αύξηση του CO_2 στην ατμόσφαιρα έχει οδηγήσει σε αύξηση της οξύτητας του θαλασσινού νερού και υπάρχει ανησυχία ότι αυτό μπορεί να επηρεάσει αρνητικά πολλούς οργανισμούς.

Κατά την καύση των υδρογονανθράκων(Το Μαζούτ και το Diesel είναι υδρογονάνθρακες) λαμβάνει χώρα η χημική αντίδραση:

$$C_X H_Y + O_{2.} \rightarrow CO_2 + H_2O$$

Στο τέλος κάθε έτους Χημικοί Μηχανικοί που εργάζονται στη ΔΕΗ Α.Ε. υπολογίζουν την ειδική εκπομπή CO_2 για τους τρείς ατμοηλεκτρικούς σταθμούς (ΑΗΣ) της Κρήτης. Μετά από επικοινωνία με τους Χημικούς Μηχανικούς του κάθε ΑΗΣ, στον Πίνακα 16 παρουσιάζονται για το έτος 2006, οι ειδικές εκπομπές CO_2, για κάθε ατμοηλεκτρικό σταθμό καθώς και για κάθε είδος καυσίμου που καταναλώνουν οι μονάδες του σταθμού.

Πίνακας 16: Ειδική εκπομπή CO_2		
ΑΗΣ	**ΕΙΔΟΣ ΚΑΥΣΙΜΟΥ**	**ΕΙΔΙΚΗ ΕΚΠΟΜΠΗ (tn CO_2 /MWh)**
Χανίων	Πετρέλαιο ντίζελ	0,82
Αθερινόλακκου	Μαζούτ (S≤1% κ.β.)	0,589
Λινοπεραμάτων	Πετρέλαιο ντίζελ	0,835
	Μαζούτ (S≤1% κ.β.)	0,812

Εισάγοντας το συνολικό αριθμό MWh ανά είδος καυσίμου σε κάθε ΑΗΣ χωριστά οι συνολικές εκπομπές CO_2 για το έτος 2006 υπολογίστηκαν σε 1.864.839,666 tn CO_2. Πιο αναλυτικά:

C_{chania} : Οι ετήσιες εκπομπές CO_2 του ΑΗΣ Χανίων

$$\text{Cchania} = 0{,}82 \times \sum_{i=1}^{8760} [SK(i) + \mathrm{A}_1 C(i) + \mathrm{A}_2 C(i) + \mathrm{A}_5 C(i) + \mathrm{A}_{11} C(i) + \mathrm{A}_{12} C(i)]$$

C_{ather} : Οι ετήσιες εκπομπές CO_2 του ΑΗΣ Αθερινόλακκου

$$\text{Cather} = 0{,}589 \times \sum_{i=1}^{8760} [D_1 Ather(i) + D_2 Ather(i)]$$

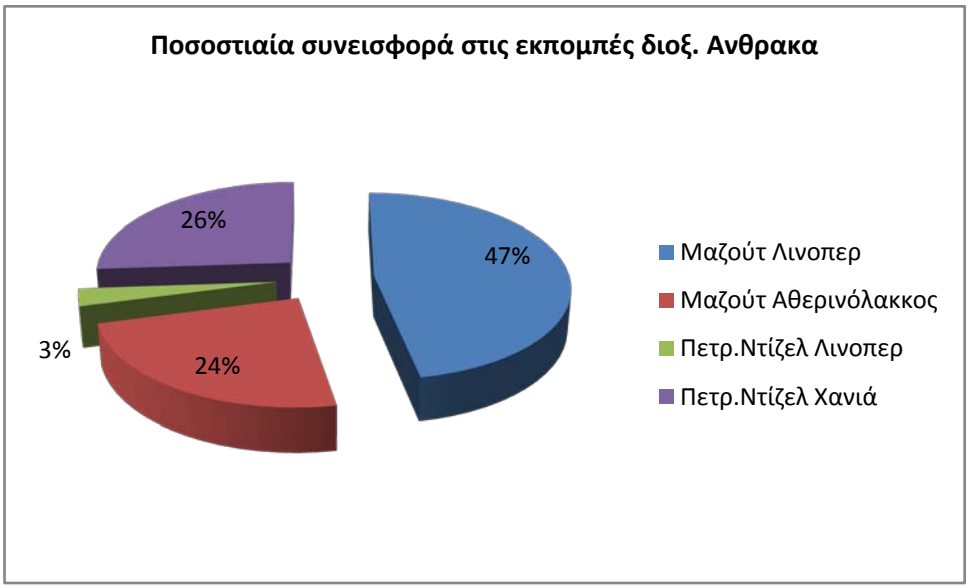
C_{diesel_linop} : Οι ετήσιες εκπομπές CO_2 των θερμοηλεκτρικών μονάδων του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων που καταναλώνουν καύσιμο diesel

$$\text{Cdiesel_linop} = 0{,}835 \times \sum_{i=1}^{8760} [\text{A}_2 L(i) + \text{A}_3 L(i) + \text{A}_4 L(i) + \text{A}_5 L(i)]$$

C_{mazout_linop} : Οι ετήσιες εκπομπές CO_2 των θερμοηλεκτρικών μονάδων του ΑΗΣ Λινοπεραμάτων που καταναλώνουν καύσιμο Μαζούτ

$$\text{Cmazout_linop} = 0{,}812 \times \sum_{i=1}^{8760} [\text{ATM}_2(i) + \text{ATM}_3(i) + \text{ATM}_4(i) + \text{ATM}_5(i) + \text{ATM}_6(i) + D_1 Linop(i) + D_2 Linop(i) + D_3 Linop(i) + D_4 Linop(i)]$$

Στο Σχήμα 34 και στο σχήμα 35 παρουσιάζονται η ποσοστιαία συνεισφορά κάθε καυσίμου για κάθε ΑΗΣ χωριστά, στις συνολικές εκπομπές CO_2 και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2006.



Σχήμα 34: Ποσοστιαία συνεισφορά κάθε καυσίμου στις συνολικές εκπομπές CO_2 για κάθε ΑΗΣ χωριστά

Σχήμα 35: Ποσοστιαία συνεισφορά κάθε καυσίμου για κάθε ΑΗΣ χωριστά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

7.4 Κόστος καυσίμων και αγοράς αιολικής ενέργειας

Σύμφωνα με στοιχεία του Κέντρου Κατανομής Φορτίου της Κρήτης η συμβολή των καυσίμων στο κόστος κάθε KWh που διατέθηκε στους ζυγούς Μέσης Τάσεως των ΥΣ ανήλθε στα 0,09943 €/ KWh.

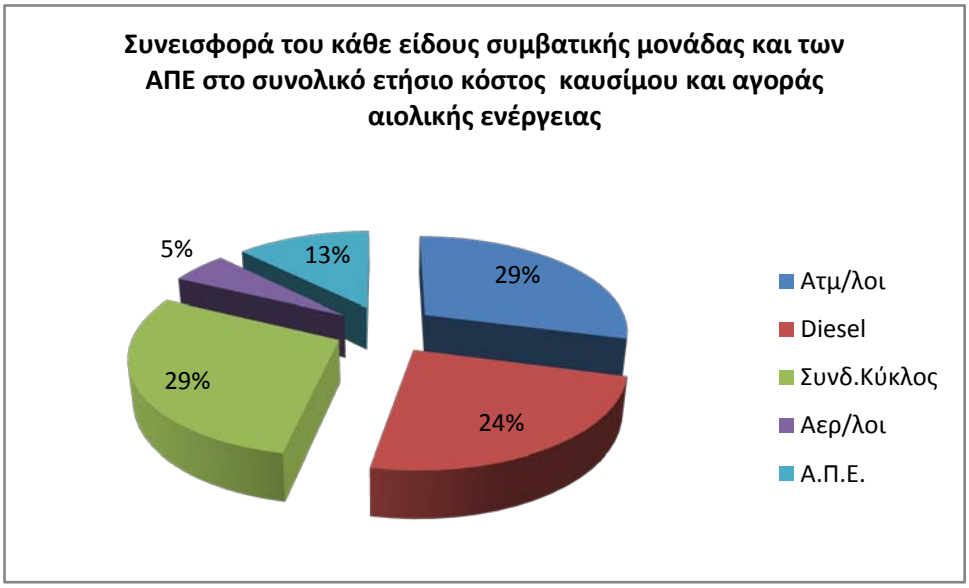
Συγκεκριμένα:

- Μέση τιμή Μαζούτ Λινοπεραμάτων: 274,60 €/tn
- Μέση τιμή Μαζούτ Αθερινόλακκου: 302,49 €/tn
- Μέση τιμή Πετρ.Ντίζελ Λινοπεραμάτων: 557,26 €/tn
- Μέση τιμή Πετρ.Ντίζελ Χανίων: 555,68 €/tn
- Μέση τιμή Αιολικής Ενέργειας: 0,08459 €/tn

Βάσει της ειδικής κατανάλωσης (Kg/MWh) σε φορτία 50%, 75% και 100% του ονομαστικού, όλων των συμβατικών μονάδων παραγωγής, που παρουσιάζεται στον Πίνακα 10 υπολογίστηκε η ποσότητα καυσίμου που καταναλώνει η κάθε συμβατική μονάδα όλο το έτος. Στον Πίνακα 17 παρουσιάζεται το ετήσιο κόστος

καυσίμου κάθε είδους συμβατικής μονάδας καθώς και το ετήσιο κόστος αγοράς αιολικής ενέργειας. Στο Σχήμα 36 παρουσιάζεται η αντίστοιχη ποσοστιαία συνεισφορά τους στο συνολικό ετήσιο κόστος καυσίμου και αγοράς αιολικής ενέργειας.

Πίνακας 17: Ετήσιο κόστος καυσίμου και ετήσιο κόστος αγοράς αιολικής ενέργειας(€)				
Ατμ/λοι	Ντιζελογεν.	Συνδ.Κύκλος	Αερ/λοι	Α.Π.Ε.
71.345.172	59.089.989	71.156.711	13.062.632	30.843.726



Σχήμα 36: Ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους συμβατικής μονάδας και της αιολικής ενέργειας στο ετήσιο κόστος καυσίμου και αγοράς αιολικής ενέργειας

Τέλος υπολογίστηκε και παρουσιάζεται στον Πίνακα 18 το συνολικό ετήσιο κόστος καυσίμου ανά είδος καυσίμου, και η αντίστοιχη ποσοστιαία συνεισφορά τους στο συνολικό ετήσιο κόστος καυσίμου και αγοράς αιολικής ενέργειας (Σχήμα 37).

Πίνακας 18: Είδος καυσίμου, κόστος και ετήσιο κόστος αγοράς αιολικής ενέργειας(€)		
Μαζούτ	Diesel	Α.Π.Ε.
130435161	84219344	30843726

Σχήμα 37: Ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου και ΑΠΕ στο συνολικό ετήσιο κόστος καυσίμου και αγοράς αιολικής ενέργειας

7.5 Συνεισφορά των ΑΠΕ και των συμβατικών μονάδων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μετά την εισαγωγή του ΥΒΣ

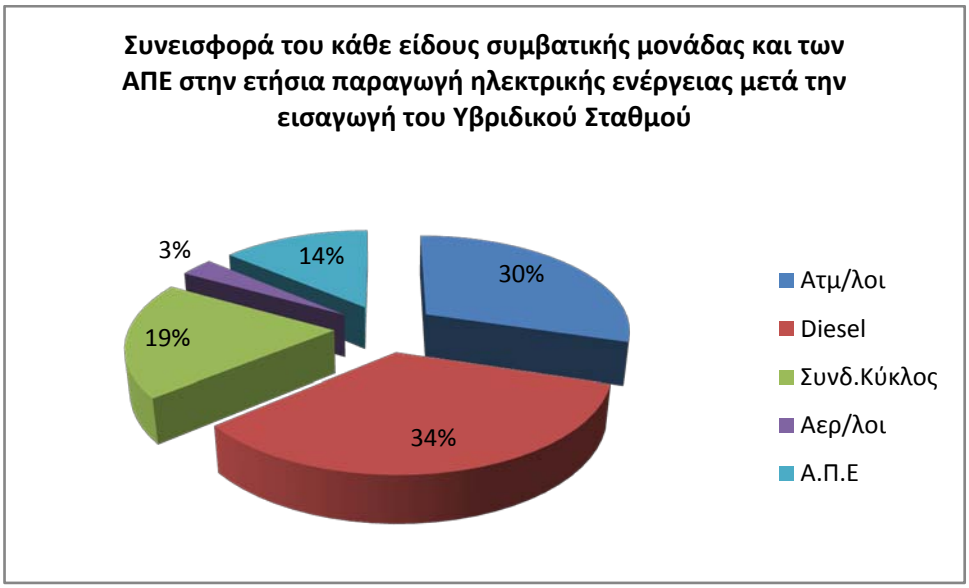
Αφού προσομοίωθηκε το αυτόνομο ΣΗΕ της Κρήτης μετά την εισαγωγή του ΥΒΣ (βλ. Κεφ 6.2), υπολογίστηκαν ξανά όλα τα παραπάνω στοιχεία(Συνεισφορά των ΑΠΕ και των συμβατικών μονάδων στην παραγωγή ηλ.ενέργειας, συνεισφορά του κάθε είδους ορυκτού καυσίμου στην παραγωγή ηλ.ενέργειας, οι εκπομπές CO_2, κόστοι καυσίμων). Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε είναι ακριβώς η ίδια

με τους παραπάνω υπολογισμούς με τη διαφορά οτι το ΣΗΕ της Κρήτης έχει ακόμα μία μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη διάθεση του(βλ. Κεφ 5).

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα αιολικά πάρκα, τον υδροστρόβιλο και από κάθε είδους συμβατική μονάδα παρουσιάζεται στον Πίνακα 19 που ακολουθεί. Στο Σχήμα 38 παρουσιάζεται η ποσοστιαία συνεισφορά τους στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 19: Συνεισφορά των ΑΠΕ και κάθε είδους συμβατικής μονάδας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας του έτους 2006 (MWh) μετά την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού	
Ατμοστρόβιλοι	850422,8
Ντιζελογεννήτριες	979745,9
Συνδυασμένος Κύκλος	549230,9
Αεριοστρόβιλοι	88321,66
Α.Π.Ε	393219,3
Σύνολο:	2.860.940,56

Η αύξηση που παρατηρείται στο σύνολο του Πίνακα 19 σε σχέση με το σύνολο του Πίνακα 15 είναι 42,049 MWh δηλαδή 0,0015% και αντιπροσωπεύει την ενέργεια που απορροφούν οι αντλίες από το δίκτυο, ως συμπληρωματική, για τις ανάγκες πλήρωσης του άνω ταμιευτήρα.



Σχήμα 38: Ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους συμβατικής μονάδας και των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Από τον Πίνακα 19 και 15 υπολογίστηκε η διαφορά παραγωγής ενέργειας (σε MWh) από ΑΠΕ και ανά είδος συμβατικής μονάδας που προκαλείται μετά την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού στο Σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης. Συγκεκριμένα η παραγωγή ενέργειας από:

- Ατμοστρόβιλους μειώνεται κατά 0,0091% δηλαδή 77,77 MWh
- Ντιζελογεννήτριες μειώνεται κατά 0,5446% δηλαδή 5.364,76 MWh
- Συνδυασμένου Κύκλου μειώνεται κατά 2,1411% δηλαδή 12.017,12 MWh
- Αεριοστρόβιλων μειώνεται κατά 11,1570% δηλαδή 11.091,54 MWh
- ΑΠΕ αυξάνεται κατά 7,8418% δηλαδή 28.593,15 MWh

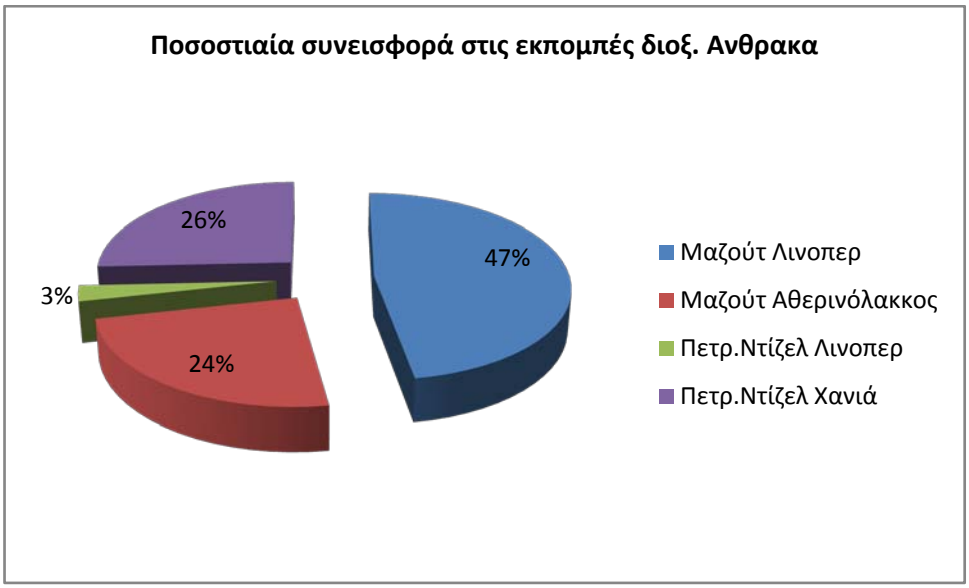
Επειδή η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για το 2006 είναι 2.860.940,6 MWh είναι λογικό η αύξηση της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ (28.593,15 MWh) να είναι της τάξης του 1%.

Στο Σχήμα 39 παρουσιάζεται η ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους συμβατικής μονάδας και των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μετά την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού.

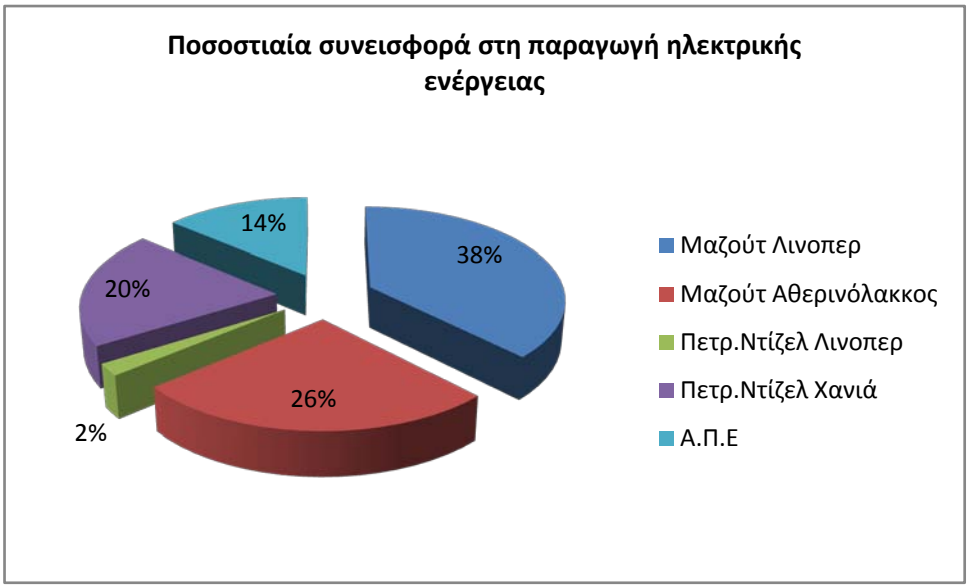
Σχήμα 39: Ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους συμβατικής μονάδας και των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

7.6 Μείωση εκπομπών CO_2 μετά την εισαγωγή του ΥΒΣ

Εισάγοντας το συνολικό αριθμό MWh ανά είδος καυσίμου σε κάθε ΑΗΣ χωριστά, (βλ. παραγραφο 7.3) οι συνολικές εκπομπές CO_2 μετά την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού υπολογίστηκαν σε 1.841.761,508 tn CO_2. Δηλαδή η εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού στο ΣΗΕ της Κρήτης προκάλεσε μείωση 23.078,158 tn CO_2. Στο Σχήμα 40 και στο σχήμα 41 παρουσιάζονται η ποσοστιαία συνεισφορά κάθε καυσίμου για κάθε ΑΗΣ χωριστά, στις συνολικές εκπομπές CO_2 και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αντίστοιχα.



Σχήμα 40: Ποσοστιαία συνεισφορά κάθε καυσίμου για κάθε ΑΗΣ χωριστά στην παραγωγή εκπομπών CO_2



Σχήμα 41: Ποσοστιαία συνεισφορά κάθε καυσίμου για κάθε ΑΗΣ χωριστά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

7.7 Κόστος καυσίμων και αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τα Α/Π και τον Υβριδικό Σταθμό

Μετά την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού στο ΣΗΕ της Κρήτης ακολουθώντας την ίδια μεθοδολογία με την παράγραφο 7.4 υπολογίστηκαν εκ νέου τα κόστη καυσίμων και αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τα Α/Π και τον Υβριδικό Σταθμό. Η τιμή αγοράς και η τιμή πώλησης ενέργειας για τον Υβριδικό Σταθμό υπολογίστηκε βάσει του Ν.3468/2006 [11][28]. Σύμφωνα με το Ν.3468/2006 και τον «Κανονισμό Αδειών Παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μέσω Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης» κατά την κατάρτιση της πρότασης για την τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέει ο Υβριδικός Σταθμός στο δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού που παράγεται από τις μονάδες ελεγχόμενης παραγωγής του (€/MWh), ο ενδιαφερόμενος λαμβάνει υπόψη τα στοιχεία που γνωστοποιούνται από τον Διαχειριστή Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών και υπολογίζει το μέσο οριακό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (μέσο ετήσιο μεταβλητό κόστος) των συμβατικών μονάδων αιχμής κατά το προηγούμενο έτος. Ως συμβατικές μονάδες αιχμής αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος νοούνται οι συμβατικές μονάδες παραγωγής, οι οποίες λειτουργούν για χρονικό διάστημα μικρότερο του 30% του έτους αναφοράς. Στο χρονικό αυτό διάστημα δεν περιλαμβάνονται οι περίοδοι συντήρησης ή βλάβης των μονάδων. Το κόστος αυτό υπολογίζεται για το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παρέδωσαν στο δίκτυο οι μονάδες αιχμής κατά το προηγούμενο έτος, λαμβανομένων υπόψη των εξής μεταβλητών στοιχείων κόστους:

α) Καυσίμου,

β) Λειτουργίας και συντήρησης και

γ) Αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων που αντιστοιχούν στην ηλεκτρική ενέργεια που υποκαθίσταταιαπό τις μονάδες του Υβριδικού Σταθμού κατά τις ώρες παροχής εγγυημένης ισχύος. Ως τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, λαμβάνεται μια εκτιμώμενη τιμή με βάση τις μέσες τιμές αγοράς στις

διεθνείς αγορές δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, κατά το τελευταίο τρίμηνο πριν από την υποβολή της αίτησης.

Κατά την κατάρτιση της πρότασης για την τιμολόγηση της ενέργειας που απορροφά ο Υβριδικός Σταθμός από το δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσής του (€/MWh), ο ενδιαφερόμενος λαμβάνει υπόψη το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των συμβατικών μονάδων βάσης κατά το προηγούμενο έτος. Ως συμβατικές μονάδες βάσης αυτόνομου ηλεκτρικού συστήματος νοούνται οι μονάδες παραγωγής, οι οποίες λειτουργούν για χρονικό διάστημα μεγαλύτερο του 70% του έτους αναφοράς. Στο χρονικό αυτό διάστημα δεν περιλαμβάνονται οι περίοδοι συντήρησης ή βλάβης των μονάδων. Το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής υπολογίζεται σε ετήσια βάση, λαμβανομένων υπόψη των εξής μεταβλητών στοιχείων κόστους:

α) Καυσίμου,

β) Λειτουργίας και συντήρησης και

γ) Αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων που αντιστοιχούν στην ηλεκτρική ενέργεια που απορροφάται από το δίκτυο για την πλήρωση του συστήματος αποθήκευσης του Υβριδικού Σταθμού. Ως τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων λαμβάνεται μια εκτιμώμενη τιμή με βάση τις μέσες τιμές αγοράς στις διεθνείς αγορές δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων, κατά το τελευταίο τρίμηνο πριν από την υποβολή της αίτησης.

Επίσης το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που οι μονάδες Α.Π.Ε. του Υβριδικού Σταθμού εγχέουν απευθείας στο Δίκτυο του Μη Διασυνδεδεμένου Νησιού, τιμολογείται ανάλογα με το είδος του σταθμού Α.Π.Ε.

Στον Πίνακα 20 παρουσιάζεται αναλυτικά το κόστος καυσίμων ανάλογα με το είδος της συμβατικής μονάδας και το κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τα Α/Π και τον Υβριδικό Σταθμό. Στο Σχήμα 42 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του Πίνακα 20 ποσοστιαία.

Πίνακας 20: Κόστος καυσίμων ανά είδος συμβατικής μονάδας και κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από τα Α/Π και τον Υβριδικό Σταθμό (€)					
Ατμ/λοι	Ντιζελογεννήτριες	Συνδ.Κύκλος	Αερ/λοι	Αιολικά	Υδροσ/λος
71.338.962	58.771.558	69.931.293	11.623.359	31.001.707	4.806.685

Σχήμα 42: Ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους συμβατικής μονάδας και των ΑΠΕ στο συνολικό ετήσιο κόστος καυσίμου και αγοράς αιολικής ενέργειας

Στον Πίνακα 21 παρουσιάζεται αναλυτικά το κόστος καυσίμων ανάλογα με το είδος καυσίμου και το συνολικό κόστος αγοράς της ενέργειας που παράγεται από τον Υβριδικό Σταθμό και από τα Α/Π. Στο Σχήμα 43 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του Πίνακα 21 ποσοστιαία.

Πίνακας 21: Κόστος καυσίμων και αγοράς ηλ.ενέργειας (€)		
Μαζούτ	Diesel	Α.Π.Ε.
130.110.521,45	81.554.653,11	35.808.392,95

Σχήμα 43: Ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου και των ΑΠΕ στο συνολικό ετήσιο κόστος καυσίμου και αγοράς ενέργειας από ΑΠΕ

8. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία υλοποιήθηκε σε MATLAB ωριαία μοντελοποίηση του ΣΗΕ της κρήτης πριν και μετά την εισαγωγή Υβριδικού Σταθμού άντλησης- ταμίευσης 20 MW.

Σύντομα παρουσιάζεται η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε βήμα προς βήμα:

Πρώτο βημα:

Δημιουργία δύο πινάκων με διαστάσεις [8760 X 1] όπου εισήχθησαν τα μέσα ωριαία καθαρά φορτία του συστήματος της Κρήτης για το έτος 2006 και η μέση ωριαία αιολική ισχύς που εγχέεται στο αυτόνομο ΣΗΕ της Κρήτης για το έτος 2006.[3]

Δεύτερο βήμα:

Ωριαία προσομοίωση της σύνθεσης παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος για το έτος 2006 λαμβάνοντας υπ' όψιν τη χρονική περίοδο(θερινή ή μη) και τα τεχνικά χαρακτηριστικά της κάθε θερμοηλεκτρικής μηχανής (τεχνικά ελάχιστα, καθαρή ισχύς, ισχύς θέρους, σειρά ένταξης) όπως παρουσιάζονται στον Πίνακα 7. (βλ. κώδικα MATLAB Παράρτημα Β)

Τρίτο βήμα:

Υπολογίστηκαν, η συνεισφορά των ΑΠΕ και των συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, οι εκπομπές CO_2 των συμβατικών μονάδων, η ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου για κάθε Ατμοηλεκτρικό Σταθμό (ΑΗΣ) χωριστά στις εκπομπές CO_2, η συνεισφορά του κάθε είδους συμβατικής μονάδας και των ΑΠΕ στο συνολικό ετήσιο κόστος καυσίμου και αγοράς αιολικής ενέργειας καθώς και η ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου στο συνολικό ετήσιο κόστος αγοράς.

Τέταρτο βήμα:

Επαναλήφθηκε η προσομοίωση του Υβριδικού Σταθμού[5] και εξήχθησαν για όλο το χρόνο, η ενέργεια που παράγει ο υδροστρόβιλος (E_T), η ενέργεια που

απορροφούν από το δίκτυο οι αντλίες, ως συμπληρωματική, για τις αναγκες πλήρωσης του άνω ταμιευτήρα (E_N) και η ενέργεια που εκχέεται στο δίκτυο από το Α/Π του Υβριδικού σταθμού ως ενέργεια ΑΠΕ (E_{WN}). Επειδή ο κώδικας προσομοίωσης της κα. Ευαγγελίας Σκάρλου εξάγει τις τιμές σε δεκάλεπτο βήμα κατασκευάστηκε κατάλληλο πρόγραμμα MATLAB (βλ. Παράρτημα Β) μετατροπής των τιμών σε ωριαίο βήμα (πινάκες διαστάσεων [8760 × 1]) με σκοπό να τις εισάγουμε στον κώδικα προσομοίωσης του ΣΗΕ της Κρήτης ο οποίος όπως αναφέρεται παραπάνω προσομοιώνεται ωριαία.

Πέμπτο βήμα:

Ωριαία προσομοίωση της σύνθεσης παραγωγής ηλεκτρικής ισχύος για το έτος 2006, με εισαγμένο πλέον τον Υβριδικό Σταθμό στο ΣΗΕ ως μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας υπ' όψιν τη χρονική περίοδο(θερινή ή μη) και τα τεχνικά χαρακτηριστικά της κάθε θερμοηλεκτρικής μηχανής (τεχνικά ελάχιστα, καθαρή ισχύς, ισχύς θέρους, σειρά ένταξης) όπως παρουσιάζονται στον Πίνακα 7. (βλ. κώδικα MATLAB Παράρτημα Β)

Έκτο βήμα:

Υπολογίστηκαν εκ νέου, η συνεισφορά των ΑΠΕ και των συμβατικών μονάδων στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου στην ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, οι εκπομπές CO_2 των συμβατικών μονάδων, η ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου για κάθε Ατμοηλεκτρικό Σταθμό (ΑΗΣ) χωριστά στις εκπομπές CO_2, η συνεισφορά του κάθε είδους συμβατικής μονάδας και των ΑΠΕ στο συνολικό ετήσιο κόστος καυσίμου και αγοράς αιολικής ενέργειας καθώς και η ποσοστιαία συνεισφορά του κάθε είδους καυσίμου στο συνολικό ετήσιο κόστος αγοράς.

Παρόλο που στα κεφάλαια 6 και 7 το κάθε αποτέλεσμα συνοδεύεται από συμπεράσματα και σχολιασμούς θεωρήθηκε σκόπιμο να παρουσιάστουν συνολικά όλα τα συμπεράσματα της παρούσας διπλωματικής.

Συγκεκριμένα κατά την περίοδο του χειμώνα (Νοέμβριος – Μάρτιος) η ημερήσια αιχμή παρουσιάζεται το μεσημέρι από 11:00 μέχρι 15:00 και το βράδυ από 18:00

μέχρι 22:00. Κατά την περίοδο του θέρους (Ιούλιος – Αύγουστος) η ημερήσια αιχμή παρουσιάζεται το μεσημέρι από 11:00 μέχρι 15:00 και το βράδυ 19:00 μέχρι 23:00 (βλ. Σχήμα 18 και Σχήμα 19). Η αιχμή του θέρους υπερβαίνει σημαντικά την αιχμή του χειμώνα για το σύστημα της Κρήτης. Αυτό οφείλεται τόσο στην παρουσία υψηλού αριθμού τουριστών στο νησί κατά τη διάρκεια του καλοκαιριού όσο και στην ευρεία διάδοση και εκτεταμένη χρήση των κλιματιστικών.

Κατά τη περίοδο του θέρους (Σχήμα 27), οι ατμοστρόβιλοι λειτουργούν μόνιμα στην ονομαστική τους ισχύ. Το σύστημα κατά τις πρώτες πρωϊνές ώρες αναγκάζεται να μειώσει τη λειτουργία των ντιζελογεννητριών, προκειμένου να διατηρήσει το συνδυασμένο κύκλο στα τεχνικά του ελάχιστα. Οι αεριοστρόβιλοι εντάσσονται στο σύστημα μόνο τις ώρες κατά τις οποίες εμφανίζεται η ημερήσια αιχμή ισχύος δηλαδή το μεσημέρι από 11:00 μέχρι 15:00 και το βράδυ από 19:00 μέχρι 23:00. Κατά την περίοδο της άνοιξης (Σχήμα 28), όπου η ζήτηση ισχύος είναι μειωμένη, οι ντιζελογεννήτριες και ο συνδυασμένος κύκλος σπάνια λειτουργούν στην ονομαστική τους ισχύ. Μάλιστα το σύστημα κατά τις πρώτες πρωϊνές ώρες θέτει τις ντιζελογεννήτριες εκτός παραγωγής προκειμένου να διατηρηθεί ο συνδυασμένος κύκλος στα τεχνικά του ελάχιστα. Για τον ίδιο ακριβώς λόγο κατά τις πρωϊνές ώρες το σύστημα αναγκάζεται επίσης να λειτουργήσει τους ατμοστρόβιλους κάτω από την ονομαστική τους ισχύ.

Μετά την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού στο ΣΗΕ της Κρήτης παραρατηρηθηκαν και υπολογίστηκαν τα εξής(αναλυτικά βλ. κεφάλαιο 7 και 8):

Κατά τη περίοδο του θέρους (Σχήμα 30), τις ώρες κατά τις οποίες εισάγεται ο Υβριδικός Σταθμός στο σύστημα παρατηρείται μείωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τη μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου καθώς και σημαντική μείωση από τις μονάδες αεριοστροβίλων. Κατά την περίοδο της άνοιξης (Σχήμα 29), όπου η ζήτηση ισχύος είναι μειωμένη, οι ντιζελογεννήτριες και ο συνδυασμένος κύκλος λειτουργούν ακόμα πιο σπάνια στην ονομαστική τους ισχύ. Ποσοτικά, για το έτος 2006, η μείωση της λειτουργίας του κάθε είδους συμβατικής μονάδας παρουσιάζεται στη σελ 105.

Επίσης εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού στο ΣΗΕ της Κρήτης προκάλεσε:

- μείωση του κόστους καυσίμου Diesel κατά 2.664.691 € δηλαδή μείωση 3,2% του κόστους Diesel που απαιτούνταν χωρίς την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού
- αμελητέα μείωση του κόστους καυσίμου Μαζούτ κατά 324.640 € δηλαδή μείωση 0,25% του κόστους Μαζούτ που απαιτούνταν χωρίς την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού
- αύξηση του κόστους αγοράς ενέργειας από ΑΠΕ (εξαιτίας της ενέργειας που παρέχεται στο δίκτυο από τον υδροστρόβιλο και από το Α/Π του Υβριδικού με τιμολόγηση ΑΠΕ) κατά 4,964,666 € δηλαδή αύξηση 16% του κόστους αγοράς ενέργειας από ΑΠΕ που απαιτούνταν χωρίς την εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού

Τέλος η εισαγωγή του Υβριδικού Σταθμού στο ΣΗΕ της Κρήτης προκάλεσε μείωση των εκμπομπών του διοξειδίου του άνθρακα (CO_2) κατά 23.078,158 tn δηλαδή μείωση της τάξης του 1,25%.

9. ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

[1] Διδακτικές Σημειώσεις μαθήματος «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας-ΗΡΥ 416», Πολυτεχνείο Κρήτης, Τμήμα ΗΜΜΥ.

[2] Τριανταφυλλιά Νικολάου, 2003, Βελτιστοποίηση Υδραυλικής Εγκατάστασης Αποταμίευσης Απορριπτόμενης Ισχύος από Αιολικά Πάρκα, Μεταπτυχιακή Εργασία, Ε.Μ.Π.

[3] ΔΕΗ. Α.Ε., Τεχνικά και Οικονομικά Στοιχεία του Αυτόνομου Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας της Νήσου Κρήτης (σε εφαρμογή του Ν. 3468/2006 για την εκπόνηση τεχνοοικονομικών μελετών Υβριδικών Σταθμών στα μη διασυνδεδεμένα νησιά), Αθήνα 2007.

[4] Δ. Κατσαπράκης, Δ. Χρηστάκης, Κ. Κονταξάκης, Εισαγωγή Συστήματος Αντλησιοταμίευσης στο Υφιστάμενο Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης, Τεχν. Χρον. Επιστ. Εκδ. ΤΕΕ, IV, τευχ 1-2, 2004.

[5] Ευαγγελία Σκάρλου, 2008, Μοντελοποίηση Υβριδικού Συστήματος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας Αποτελούμενο από Αιολικό Πάρκο και Αναστρέψιμο ΥΗΕ-Εφαρμογή στο ΣΗΕ Κρήτης, Διπλωματική Εργασία, Πολυτεχνείο Κρήτης.

[6] Υπουργείο Ανάπτυξης, 1η Έκθεση για τον Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας 2008-2020, Αύγουστος 2007.

[7] Τριανταφύλλης Γεώργιος, Η Ανάπτυξη του Ελληνικού Υδροδυναμικού και η τεχνογνωσία της ΔΕΗ Α.Ε., Μορφές και Διαχείριση Ενέργειας, EnergyTec, 2006.

[8] Υπουργείο Ανάπτυξης, Γενική Διεύθυνση Ενέργειας, Διεύθυνση ΑΠΕ και Εξοικονόμηση Ενέργειας, 3η Εθνική Έκθεση για το

Επίπεδο Διείσδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το 2010, Αθήνα, Οκτώβριος 2005.

[9] Theodoropoulos P., Zervos A., Betzios G., Hybrid systems using pumped-storage implementation in Ikaria island, In: Proceedings of the OPET, 2001.

[10] Ελένη Βουγιουκαλου, Αιολική Ενέργεια, Χανιώτικα Νέα, 21 Ιουλίου 2009.

[11] T. Nikolaou, G. Stavrakakis, I. Skias, E. Skarlou, Optimal sizing and design of pumped-storage wind-hydro power plants according to the Greek law 3468/2006 restrictions: case study for crete island, Greece, 3o ENERTECH Conference 2008.

[12] Kaldelis J., Parametrical investigation of wind-hydro electricity production solution for Aegean Archipelago, Energy Conversion and Management 2002; 43:2097-113.

[13] Black M., Strbac G., Value of storage in providing balancing services for electricity generation systems with high wind penetration, J Power Sources, 2006; 162:949-53.

[14] Christakis D., Fassoulas V., Sifakaki K., The combination of wind energy conservation systems with pumped storage systems (PPS) for small isolated power production systems, European congress on renewable energy implementation, Athens, May 5-7, 1997.

[15] Ancona DF., Krau S., Lafrance G., Bezrukikh P., Operational constraints and economic benefits of wind-hydro hybrid systems, In: Analysis of Systems in US/Canada and Russia, European wind energy conference, June 16-19, Madrid, Spain:2003.

[16] Somaraki M., A feasibility study of a combined wind-hydro power station in Greece. Master Thesis, Dept. of Mech. Eng., University of Strathclyde, Glasgow:2003.

[17] Bakos GC., Feasibility study of a hybrid wind/hydro power-system for low cost electricity production, Appl. Energy 2002;72:599-608.

[18] J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis, Pumping station design for a pumped-storage wind-hydro power plant, Energy Conversion and Management (2007), doi:10.1016/j.enconman.2007.07.015.

[19] J.S. Anagnostopoulos, D.E. Papantonis, Simulation and size optimization of a pumped-storage power plant for the recovery of wind-farms rejected energy, Renewable Energy (2007), doi: 10.1016/j.2007.08.001.

[20] Kaldelis J.K., Kavadias K.A., Optimal wind-hydro solution for Aegean Sea islands' electricity-demand fulfillment, Applied Energy 70 (2001) 333-354.

[21] Kaldelis J.K., Kavadias K.A., Vlachou D.S., Electricity load management of APS using wind-hydro solution, Wind Power 2002 Conference, Athens, Greece 2002.

[22] Halldórsson K., Stenzel J., A scheduling strategy for a renewable power marketer, IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 2001.

[23] Kopras M., Hildrum R., Holen A.T., Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system, 14th Power Systems Computation Conference, Sevilla, Spain 2002.

[24] Castronuovo E.D., Peças Lopes J.A., Optimal operation of hydro storage sizing of a wind-hydro power plant, Electrical Power and Energy Systems 26 (2004) 771-778.

[25] Σαντοριναίος Εμμανουήλ, Νομοθετικό Πλαίσιο Αδειοδότησης Έργων ΑΠΕ και Στοιχεία Υλοποίησής τους, ΡΑΕ, RES-ENERTECH, 19-10-2007.

[26] ΡΑΕ, Έκθεση Πεπραγμένων Απρίλιος 2004-Δεκέμβριος 2006, Αθήνα, 2007

[27] ΡΑΕ, Βασικές Αρχές Λειτουργίας, Διαχείρησης & Τιμολόγησης Υβριδικών Σταθμών σε μη διασυνδεδεμένα νησια

[28] Τριανταφυλλία Νικολάου, Υβριδικός Σταθμός Παραγωγής Ηλεκτρικης Ενέργειας Στο Φράγμα Ποταμών Ρεθύμνου, Εφαρμογές των ΑΠΕ στη Δυτική Κρήτη, ΤΕΙ Κρήτης,Τμήμα φυσικών πόρων και περιβάλλοντος, Εσπερίδα 6/4/2009

[29] ΔΕΗ ΑΕ, Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης 2006

[30] ΔΕΗ ΑΕ, Ετήσιο Δελτίο Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης 2007

[31] Meislich H., Nechamkin H., Sharefkin J. "Οργανική Χημεία", Μετάφραση:Βάρβογλης Α., Αθήνα 1983.

10. ΔΙΚΤΥΑΚΟΙ ΤΟΠΟΙ

[32] Υπουργείο Ανάπτυξης
http://www.ypan.gr/ape/energeia.php?cat=aioliki&subcat=mithoi

[33] Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
www.cres.gr

[34] Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
www.rae.gr

[35] Βικιπαίδεια
http://el.wikipedia.org

[36] ΑΤΕΙ Κρήτης, Τμήμα Ηλεκτρολογίας, Εργαστήριο ΣΗΕ
http://eed.stef.teicrete.gr/labs/epsl/

[37] ΔΕΗ Α.Ε.
http://www.dei.gr/

11. ΠΑΡΑΡΤΗΜΑΤΑ

Παράρτημα Α- Νόμος 3468/2006

Παράρτημα Β- Κώδικας MATLAB