

ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ

ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΟΡΥΚΤΩΝ ΠΟΡΩΝ



**Εισαγωγή του Φυσικού Αερίου
στην Ηλεκτροπαραγωγή της Κρήτης**

ΟΡΕΣΤΗΣ Α. ΣΟΦΟΣ

Φεβρουάριος 2013

*Η εργασία αυτή είναι αφιερωμένη στους γονείς μου
για την στήριξη τους, την ανεκτικότητα τους και όλη τους την αγάπη
και στον αδερφό μου που ακόμα και από την άλλη άκρη του κόσμου
ήταν πάντα δίπλα μου*

Περιεχόμενα

Ακρωνύμια	5
Κεφάλαιο 1 ^ο : Εισαγωγή	7
Κεφάλαιο 2 ^ο : Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης	8
2.1 Εισαγωγή	8
2.2 Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα	9
2.3 Το Ηλεκτρικό Σύστημα της Κρήτης.....	20
2.3.1 Ιστορικά Στοιχεία της Κατανάλωσης.....	21
2.3.2 Ιστορικά Στοιχεία της Παραγωγής	23
2.3.3 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ	27
2.3.4 Προβλέψεις Μελλοντικής Ζήτησης.....	29
2.3.5 Μελλοντική Εξέλιξη της Παραγωγής των ΑΠΕ	34
2.3.6 Αδειοδοτική Διαδικασία ΑΠΕ	35
Κεφάλαιο 3 ^ο : Βασικές Τεχνολογίες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	39
3.1 Εισαγωγή	39
3.2 Τεχνολογίες Παραγωγής Ενέργειας	39
3.3 Ατμοστρόβιλος	41
3.3.1 Λειτουργία του Ατμοστρόβιλου	42
3.3.2 Απόδοση του Ατμοστρόβιλου	44
3.3.3 Ιστορική Εξέλιξη του Ατμοστρόβιλου.....	45
3.4 Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας.....	46
3.5 Αεριοστρόβιλος.....	50
3.5.1 Ιστορική Εξέλιξη του Αεριοστρόβιλου	55
3.6 Γεννήτριες Diesel	56
3.6.1 Ιστορική Εξέλιξη της Γεννήτριας Diesel.....	59
3.7 Συνδυασμένος Κύκλος.....	61
3.7.1 Μηχανισμός Λειτουργίας.....	62
3.7.2 Απόδοση, Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα του Συνδυασμένου Κύκλου. 63	
3.7 Κυψέλες Καυσίμου	65
3.7.1 Πλεονεκτήματα	66
3.7.2 Απόδοση	67
3.7.3 Πλεονεκτήματα Κυψελών Καυσίμων	68
Κεφάλαιο 4 ^ο : Το Φυσικό Αέριο και η Αγορά του	70
4.1 Εισαγωγή	70

4.2 Χαρακτηριστικά και Χρήσεις Φυσικού Αερίου	70
4.2.1 Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο	73
4.2.2 Συμπιεσμένο Φυσικό Αέριο	80
4.3 Το Φυσικό Αέριο στον Κόσμο.....	81
4.4 Μεταφορά Φυσικού Αερίου	88
4.5 Χρήση Φυσικού Αερίου στην Ηλεκτροπαραγωγή	94
Κεφάλαιο 5° : Εισαγωγή Φυσικού Αερίου στο Θερμοηλεκτρικό Σύστημα της Κρήτης.....	97
5.1 Εισαγωγή.....	97
5.2 Εκτίμηση Αναγκών Αγοράς Κρήτης	97
5.2.1 Βασικό Σενάριο.....	98
5.2.2 Απαισιόδοξο Σενάριο	100
5.2.3 Αισιόδοξο Σενάριο.....	101
5.3 Υποδομές Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου.....	102
5.3.1 Λιμενικές Εγκαταστάσεις και Διασύνδεση Σταθμών	103
5.3.2 Δεξαμενές Αποθήκευσης ΥΦΑ	103
5.3.3 Αεριοποιητές	106
5.3.4 Ανάλυση Πλεονεκτημάτων-Μειονεκτημάτων, Ευκαιριών-Απειλών ΥΦΑ (SWOT Analysis).....	109
5.4 Θερμοηλεκτρικός σταθμός Κορακιάς	110
5.5 Οικονομική Ανάλυση.....	111
5.6 Δυνατότητα Εισαγωγής ΣΦΑ.....	122
5.6.1 Αποθήκευση ΣΦΑ	122
5.6.2 Ανάλυση Πλεονεκτημάτων-Μειονεκτημάτων, Ευκαιριών-Απειλών ΣΦΑ (SWOT Analysis).....	123
Κεφάλαιο 6° : Συμπεράσματα – Σύνοψη	125
Παράρτημα I: Βιβλιογραφία	128
Παράρτημα II: Εικόνες.....	131
Παράρτημα III: Πίνακες.....	132
Παράρτημα IV: Σχήματα.....	133
Παράρτημα V: Άλλες Πηγές	134

Ακρωνύμια

ΑΔΙ: Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος

ΑΔΜΗΕ: Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΑΘΔ: Ανωτέρω Θερμογόνος Δύναμη

ΑΠΕ: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας

ΔΕΔΔΗΕ: Διαχειριστής Ελληνικού Δικτύου Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΔΕΗ: Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού

ΔΕΠΑ: Δημόσια Επιχείρηση Αερίου

ΔΕΣΜΗΕ: Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΔΕΣΦΑ: Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου

ΕΔΣ: Ενιαίο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

ΕΛΠΕ: Ελληνικά Πετρέλαια

ΕΣΦΑ: Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου

ΕΣΜΦΑ: Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου

ΕΣΣΔ: Ένωση Σοβιετικών Σοσιαλιστικών Δημοκρατιών

ΘΗΣ: Θερμοηλεκτρικός Σταθμός

ΙΟΒΕ: Ίδρυμα Οικονομικών και Βιομηχανικών Ερευνών

ΚΘΔ: Κατωτέρω Θερμογόνος Δύναμη

ΜΔΣ: Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα

ΜΕΚ: Μηχανές Εσωτερικής Καύσης

ΡΑΕ: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

ΣΗΘ: Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού Θερμότητας

ΣΦΑ: Συμπιεσμένο Φυσικό Αέριο

ΥΦΑ: Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο

ΥΠ: Υψηλή Πίεση

ΧΠ: Χαμηλή Πίεση

ΒΜ: Base Mode

CCPP: Combined Cycle Power Plant

CNG: Compressed Natural Gas

HRSG: Heat Recovery Steam Generator

IM: Island Mode

LNG: Liquefied Natural Gas

MCHE: Main Cryogenic Heat Exchanger

MM: Maintenance Mode

MR: Mixed Refrigerant

MSV: Main Stop Valve

ORV: Open Rack Sea Vaporizer

PFHE: Platinum Fin Heat Exchanger

SCV: Submerged Combustion Vaporizer

SM: Stand-By Mode

SWHE: Spiral Wound Heat Exchanger

VV: Ventilator Valve

Κεφάλαιο 1^ο : Εισαγωγή

Η παρούσα διπλωματική εργασία μελετά την εισαγωγή φυσικού αερίου, υπό τη μορφή LNG, ως καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη. Το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης είναι αυτόνομο και στηρίζεται στο μεγαλύτερο μέρος του στην καύση μαζούτ και ντίζελ σε μονάδες που λειτουργούν για πολλά χρόνια. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα πολλές μονάδες να έχουν χαμηλό βαθμό απόδοσης και η λειτουργία τους δεν είναι οικονομικά αποδοτική. Επίσης, λόγω της παλαιότητάς τους, για ορισμένες μονάδες έχει ήδη δρομολογηθεί πρόγραμμα απόσυρσης τους.

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η μελέτη της οικονομικής βιωσιμότητας της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη με καύσιμο εισαγόμενο φυσικό αέριο σε μορφή LNG, σε σύγκριση με το κόστος παραγωγής στις υφιστάμενες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούν υγρά καύσιμα, δηλαδή μαζούτ και ντίζελ.

Στα Κεφάλαιο 2 της διπλωματικής εργασίας, γίνεται παρουσίαση των ιστορικών στοιχείων παραγωγής και κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας και παρουσίαση των μονάδων του συστήματος της Κρήτης. Στη συνέχεια (Κεφάλαιο 3) παρουσιάζονται οι τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των μονάδων που βρίσκονται σε λειτουργία, καθώς επίσης και η ιστορική εξέλιξή. Στο Κεφάλαιο 4 παρουσιάζεται το φυσικό αέριο και οι τεχνολογίες χρήσης του καθώς και στοιχεία από τη παγκόσμια αγορά φυσικού αερίου (παραγωγή, κατανάλωση και παγκόσμια αποθέματα). Στη συνέχεια, και με βάση τα στοιχεία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, ακολουθεί η διαμόρφωση σεναρίων πρόβλεψης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη (ενέργεια και ισχύς). Με βάση αυτά τα σενάρια επιλέγεται το μέγεθος της μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που θα καλύπτει τις ανάγκες του νησιού και η οποία στη συνέχεια θα μελετηθεί από οικονομική πλευρά (Κεφάλαιο 5). Η οικονομική ανάλυση περιλαμβάνει τόσο το σύστημα υποδοχής του LNG, όσο και τη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο το φυσικό αέριο. Τέλος στο Κεφάλαιο 6 παρουσιάζεται μία σύνοψη της διπλωματικής εργασίας.

Κεφάλαιο 2^ο : Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας της Κρήτης

2.1 Εισαγωγή

Το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης είναι αυτόνομο, δηλαδή δεν συνδέεται με εκείνο της ηπειρωτικής χώρας, το δε μέγεθος του είναι το μεγαλύτερο από όλα τα άλλα νησιωτικά υποσυστήματα της Ελλάδας, όπως θα δείξουμε στη συνέχεια. Στο παρόν κεφάλαιο θα παρουσιαστεί το μέγεθος και η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη χώρα, το λεγόμενο «διασυνδεδεμένο σύστημα», καθώς επίσης και το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής της Κρήτης. Θα παρουσιαστούν στοιχεία για την εγκατεστημένη ισχύ, ιστορικά στοιχεία για την παραγωγή, την κατανάλωση, καθώς επίσης και η πρόβλεψη ζήτησης και η προβλεπόμενη εισαγωγή νέων μονάδων με βάση το επενδυτικό πρόγραμμα της Δημόσιας Επιχείρησης Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ). Η παρουσίαση θα γίνει με βάση τα στοιχεία που συγκεντρώθηκαν από βιβλιογραφικές πηγές, όπως της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ), της ΔΕΗ, του Ιδρύματος Οικονομικών & Βιομηχανικών Ερευνών (ΙΟΒΕ), και του Ανεξάρτητου Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ).

Σε ολόκληρο τον κόσμο μέχρι πρόσφατα χρησιμοποιούνται κατά κόρον ορυκτά καύσιμα για να καλυφθούν οι συνεχώς αυξανόμενες ανάγκες των οικονομιών. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα τη ραγδαία αύξηση της κατανάλωσης των ορυκτών καυσίμων και συνεπώς της αύξησης της περιβαλλοντικής ρύπανσης, αλλά και της μείωσης, των αντίστοιχων αποθεμάτων. Έτσι, τα τελευταία χρόνια παρατηρείται μία σχεδιασμένη στροφή προς τις ΑΠΕ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε παγκόσμιο επίπεδο. Σε αυτή την κατεύθυνση πρωταγωνιστικό ρόλο παίζει η Ευρωπαϊκή Επιτροπή με κατάλληλα σχεδιασμένες πολιτικές.

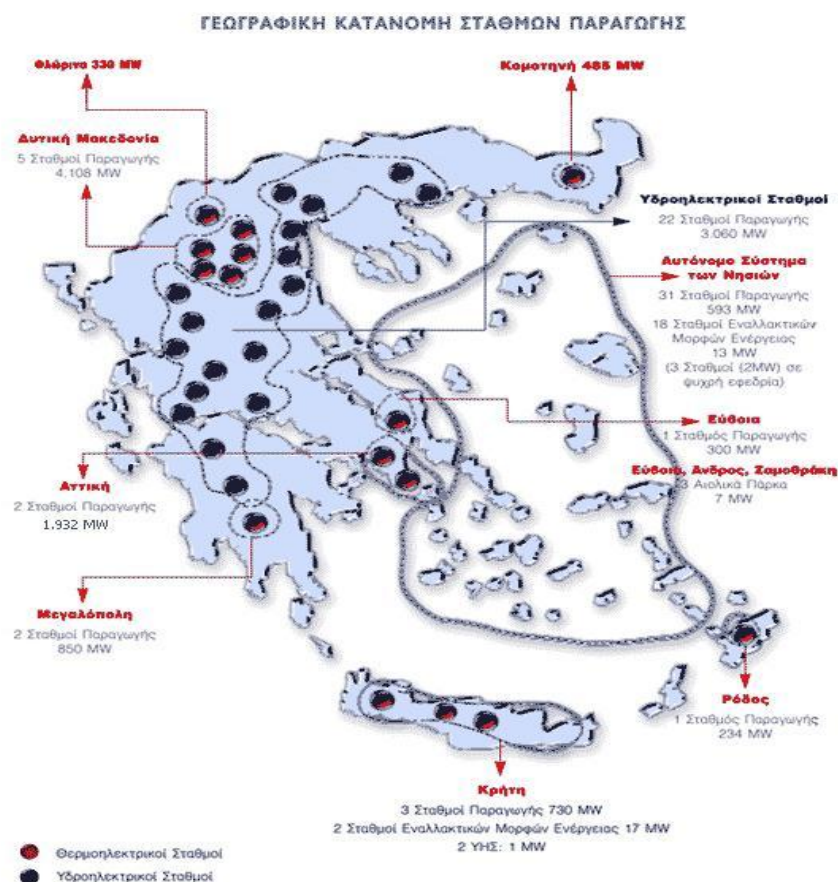
Δεδομένου ότι οι ΑΠΕ δεν είναι διαθέσιμες στην ίδια ένταση σε όλο το εικοσιτετράωρο της ημέρας ή σε όλο το χρόνο, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις ΑΠΕ είναι μικρότερη ανά εγκατεστημένο MW σε σύγκριση με τα ορυκτά καύσιμα. Για παράδειγμα, ο συντελεστής φορτίου ενός αιολικού σταθμού είναι της τάξης του 23% με 25%, ενώ ο αντίστοιχος συντελεστής ενός φωτοβολταϊκού σταθμού κυμαίνεται μεταξύ 13% και 15%, ανάλογα με την ηλιοφάνεια στην περιοχή εγκατάστασης. Ο λόγος για αυτό το χαμηλό συντελεστή είναι προφανώς το γεγονός ότι δεν υπάρχει ηλιοφάνεια καθ' όλη της διάρκειας του 24ώρου, ούτε ο άνεμος πνέει συνεχώς. Στην πράξη εφαρμόζονται τεχνικές που αυξάνουν την απόδοση των μονάδων ΑΠΕ, όπως παράδειγμα τα ηλιοθερμικά και τα υβριδικά συστήματα.

2.2 Η Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα

Στην Εικόνα 1¹ και στον Πίνακα 1 φαίνεται σχηματικά η διασπορά των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, σύμφωνα με τα στοιχεία της ΔΕΗ, χωρίς να περιλαμβάνονται οι μονάδες των ανεξάρτητων παραγωγών. Όπως αναφέρθηκε και προηγούμενα, το Ελληνικό σύστημα χωρίζεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα που καλύπτει την ηπειρωτική χώρα και σε διάφορα αυτόνομα που καλύπτουν τη νησιωτική χώρα. Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς το 2011 ανέρχεται σε 17.657 MW. Το διασυνδεδεμένο σύστημα αποτελεί το 88,0% της εγκατεστημένης ισχύος, ενώ το αυτόνομο σύστημα των νησιών του Αιγαίου, πλην της Κρήτης, αποτελεί το 6,5%. Όπως αναφέρθηκε και προηγούμενα, το μέγεθος του συστήματος της Κρήτης είναι το μεγαλύτερο από όλα τα άλλα υποσυστήματα και περιλαμβάνει στο 5,5% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος σε όλη τη χώρα. Συνολικά, το Μη Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΜΔΣ) αποτελεί το 12,0% του συνολικού.

¹ http://www.rae.gr/site/categories_new/consumers/know_about/electricity/production.csp

Εικόνα 1: Γεωγραφική Κατανομή Σταθμών Παραγωγής



Πηγή: ΠΑΕ

Πίνακας 1: Γεωγραφική Κατανομή των Μονάδων Παραγωγής ΔΕΗ

Γεωγραφική Περιοχή	Αριθμός Μονάδων	Τύπος Μονάδων	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
Δυτική Μακεδονία	5	Θερμικοί	4.108
Φλώρινα	1	Θερμικός	330
Πελοπόννησος/Κεντρική Ελλάδα/Μακεδονία	22	Υδροηλεκτρικοί	3.060
Αττική	2	Θερμικοί	1.932
Μεγαλόπολη	2	Θερμικοί	850
Κομοτηνή	1	Θερμικός	485
Εύβοια	1	Θερμικός	300
Εύβοια/Άνδρος/Σαμοθράκη	23	Αιολικοί	7
Αυτόνομο Σύστημα Νησιών	31	Θερμικοί	593
Αυτόνομο Σύστημα Νησιών	18	ΑΠΕ	13
Ρόδος	1	Θερμικός	234
Κρήτη	3	Θερμικοί	730
Κρήτη	2	ΑΠΕ	17
Κρήτη	2	Υδροηλεκτρικοί	1
Σύνολο Μονάδων ΔΕΗ			12.660
Σύνολο Μονάδων ΔΕΗ στην Κρήτη			748

Όπως φαίνεται και από τον Πίνακα 1, το μεγαλύτερο μέρος της εγκατεστημένης ισχύος στη χώρα είναι θερμικοί σταθμοί (λιγνιτικοί, φυσικού αερίου, πετρελαϊκοί). Επιπρόσθετα, τα τελευταία χρόνια με το άνοιγμα της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, έχουν αρχίσει να δραστηριοποιούνται και ιδιώτες παραγωγοί εγκαθιστώντας μονάδες, τόσο θερμικές όσο και ΑΠΕ.

Λαμβάνοντας υπόψη και τους ιδιώτες ηλεκτροπαραγωγούς, η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος και της ετήσιας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά τύπο μονάδας κατά την τελευταία τριετία παρουσιάζεται στον Πίνακα 2. Από τα στοιχεία του Πίνακα 2 προκύπτει ότι κατά την τριετία 2009 – 2011 υπήρξε μία σημαντική αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος κατά περίπου 16%, από 15,2 GW σε 17,2GW. Το μεγαλύτερο μέρος αυτής της αύξησης αντιπροσωπεύει την εγκατάσταση νέων μονάδων από ιδιώτες, τόσο φυσικού αερίου (Ελληνικά Πετρέλαια, Όμιλος Μυτιληναίου, ΤΕΡΝΑ, κλπ), όσο και μονάδες ΑΠΕ.

Αντίθετα από την εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος, παρατηρούμε μία πτώση της παραγωγής κατά περίπου 3,0% την περίοδο 2009-2010, ενώ το 2011 υπήρξε αύξηση κατά περίπου 4,2% φτάνοντας λίγο πάνω από τα επίπεδα του 2009, δηλαδή στις 55,7 TWh. Η μεγαλύτερη πτώση της παραγωγής το 2010 προήλθε από τις λιγνιτικές μονάδες, κατά 10,2%. Αντίθετα, οι μονάδες φυσικού αερίου παρουσίασαν αύξηση της παραγωγής κατά 10,5% το 2010 και 43,3% το 2011, υποκαθιστώντας μερικά την πτώση της λιγνιτικής παραγωγής.

Η παραγωγή από τις ΑΠΕ συνολικά, με εξαίρεση τα υδροηλεκτρικά και τα μικρά υδροηλεκτρικά το 2011, ήταν σημαντικά αυξητική, αλλά τα απόλυτα μεγέθη είναι πολύ μικρότερα σε σύγκριση με την παραγωγή από λιγνίτη και φυσικό αέριο. Τέλος, η παραγωγή από τις πετρελαϊκές μονάδες ενώ μειώθηκε στο σύνολο της χώρας (-23,5% το 2010 και -6,0% το 2011), αλλά στα νησιά παρέμεινε σχεδόν σταθερή (+0,5% το 2010, -4,0% το 2011). Ο λόγος είναι η πολύ μεγάλη πτώση της παραγωγής στο ΕΔΣ, κατά περίπου -93% και τα δύο έτη, λόγω της χρήσης φυσικού αερίου, φτάνοντας σχεδόν σε μηδενική παραγωγή κατά το 2011.

Στα Σχήματα 1 έως 6 φαίνεται η σύνθεση της εγκατεστημένης ισχύος και της παραγωγής κατά είδος καυσίμου για το Σύνολο της χώρας, το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΕΔΣ) και τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ).

Πίνακας 2: Εγκατεστημένη Ισχύς και Παραγωγή (2009-2011)

	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)					ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΝΑ ΤΥΠΟ ΚΑΥΣΙΜΟΥ (GWh)				
	% Μεταβολή					% Μεταβολή				
	2009	2010	2011	2009-2010	2010-2011	2009	2010	2011	2009-2010	2010-2011

Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα (ΕΔΣ)

Λιγνιτικές μονάδες	5.278	5.278	5.028	0	-4,7	30.542	27.440	27.570	-10,2	0,5
Μονάδες Φυσικού Αερίου	2.852	3.709	4.590	30	23,8	9.377	10.365	14.851	10,5	43,3
Υδροηλεκτρικές Μονάδες	3.032	3.032	3.032	0	0	4.955	6.612	3.676	33,4	-44,4
ΑΠΕ	1.187	1.430	2.052	20,5	43,5	2.792	3.141	3.818	12,5	21,6
Αιολικά	917	1.039	1.363	13,3	31,2	1.908	2.062	2.596	8,1	25,9
Μικρά ΥΗ	183	197	205	7,7	4,1	657	753	581	14,6	-22,8
Βιοαέριο-Βιομάζα	41	41	45	0	9,8	182	194	199	6,6	2,6
Φωτοβολταϊκά	46	153	439	232,6	186,9	45	132	442	193,3	234,8
ΣΗΘΥΑ	105	89	89	-15,2	0	144	115	142	-20,1	23,5
Πετρελαϊκές Μονάδες	730	730	730	0	0	1.697	113	8	-93,3	-92,9
Σύνολο παραγωγής						49.507	47.786	50.065	-3,5	4,8
Εισαγωγές						4.368	5.706	3.232	30,6	-43,4
Σύνολο	13.184	14.268	15.521	8,2	8,8	53.875	53.492	53.297	-0,7	-0,4

Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ)

ΑΠΕ	257,1	297,5	360	15,7	21	640,4	678,5	834,3	5,9	23
Αιολικά	255	259	277	1,6	6,9	639	652,3	719,4	2,1	10,3
Μικρά ΥΗ	0	0,3	0,3	-	0	0	0,4	0,8	-	100
Φωτοβολταϊκά	2,1	38,2	82,7	1719	116,5	1,4	25,8	114,1	1.742,9	342,2
Πετρελαϊκές Μονάδες	1.776	1.776	1.776	0	0	4.933	4.960	4.762	0,5	-4
Σύνολο	2.033	2.073	2.136	2	3	5.573	5.639	5.596	1,2	-0,7

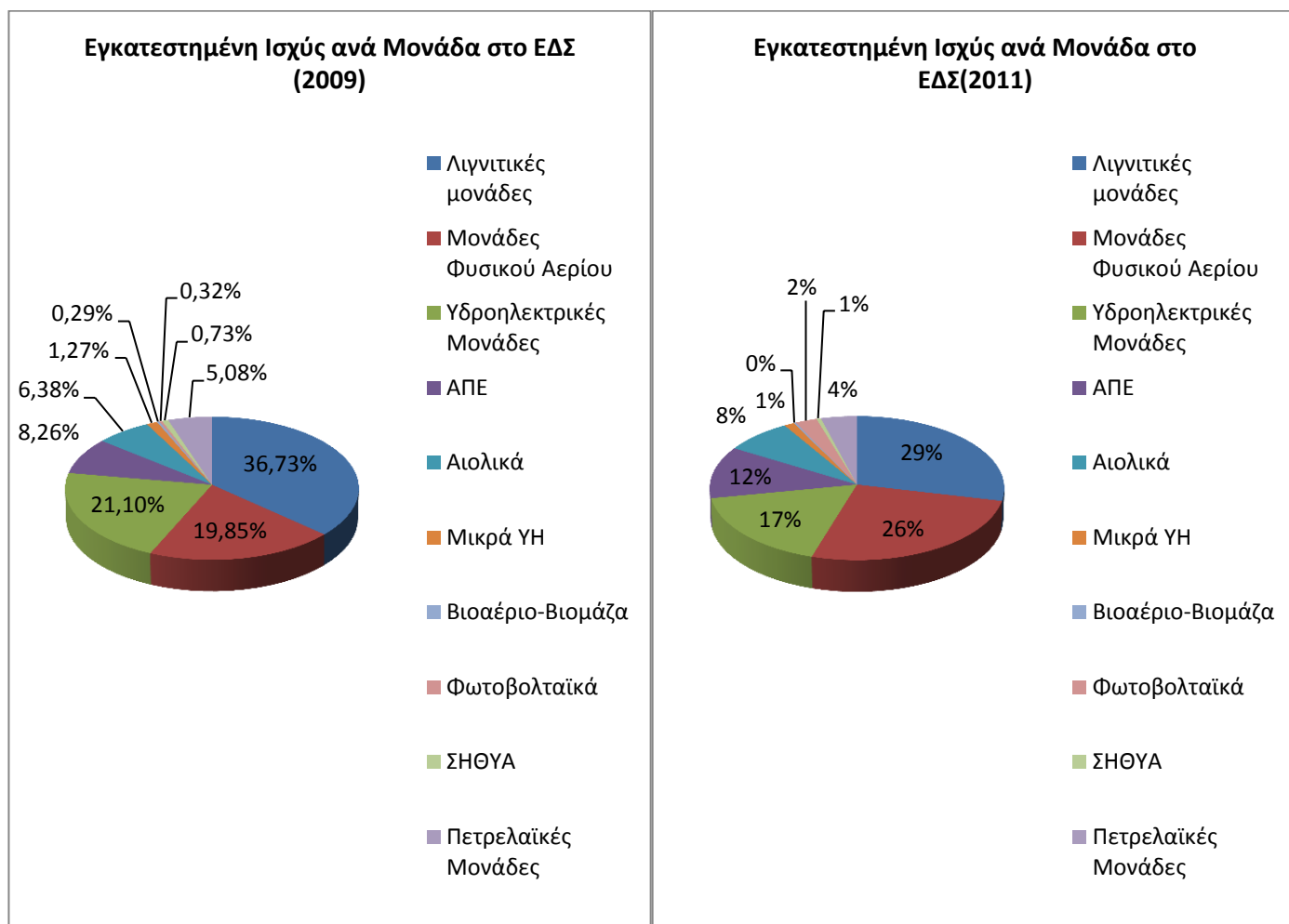
Σύνολο χώρας (ΕΔΣ+ΜΔΝ)

Λιγνιτικές μονάδες	5.278	5.278	5.028	0	-4,7	30.542	27.440	27.570	-10,2	0,5
Μονάδες Φυσικού Αερίου	2.852	3709	4.590	30	23,8	9.377	10.365	14.851	10,5	43,3
Υδροηλεκτρικές Μονάδες	3.032	3.032	3.032	0	0	4.955	6.612	3.676	33,4	-44,4
ΑΠΕ	1.444,1	1.727,5	2.411,5	19,6	39,6	3.432	3.820	4.652	11,3	21,8
Αιολικά	1.172	1.298	1.640	10,8	26,3	2.547	2.714	3.315	6,6	22,1
Μικρά ΥΗ	183	197,3	205,3	7,8	4,1	657	753	582	14,7	-22,8
Βιοαέριο-Βιομάζα	41	41	44,5	0	8,5	182	194	199	6,6	2,6
Φωτοβολταϊκά	48,1	191,2	521,7	297,5	172,9	46	158	556	240,1	252,4
ΣΗΘΥΑ*	105	89	89	-15,2	0	144	115	142	-20,1	23,5
Πετρελαϊκές Μονάδες	2.506	2.506	2.506	0	0	6.630	5.073	4.770	-23,5	-6
Σύνολο παραγωγής						55.080	53.425	55.661	-3	4,2
Εισαγωγές						4.368	5.706	3.232	30,6	-43,4
Σύνολο	15.217	16.342	17.657	7,4	8	59.448	59.131	58.893	-0,5	-0,4

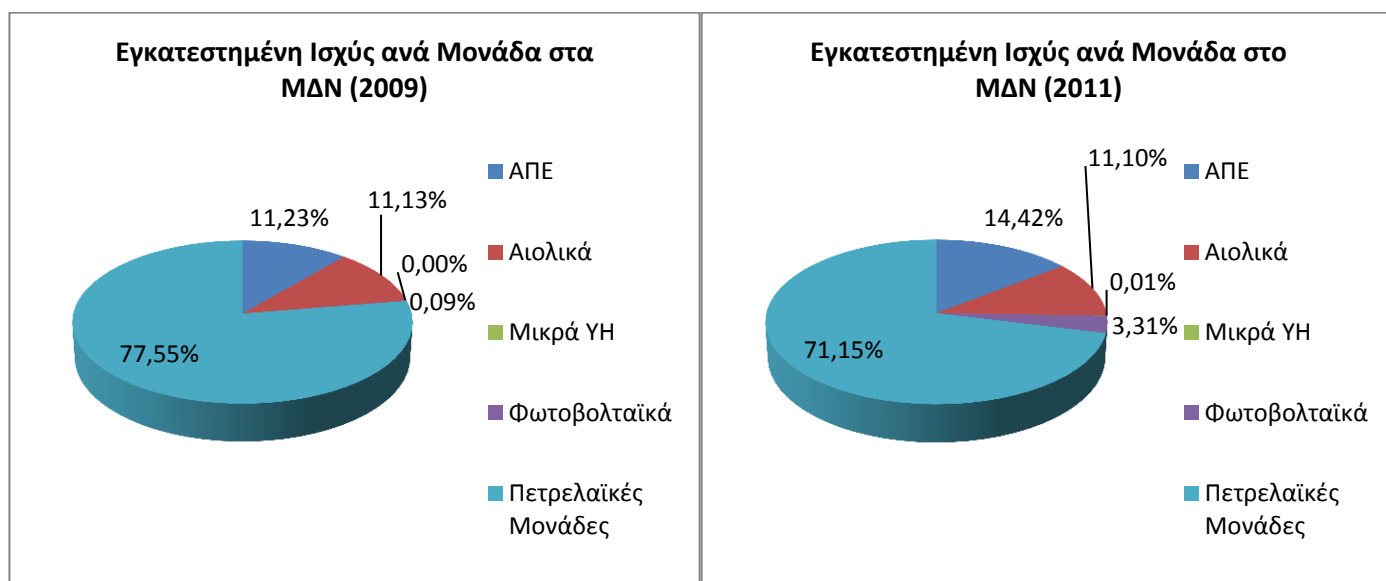
Πηγή: ΑΔΜΗΕ, Μητρώο Μονάδων και Αναφορές 2011, Φόρτιση Μονάδων Παραγωγής και Φορτία Συστήματος· ΛΑΓΗΕ, Συνοπτικά

Πληροφοριακά Δελτία, ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ· ΔΕΗ, Διαχειριστής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, Συνοπτικά Πληροφοριακά Δελτία, ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, ΙΟΒΕ

Σχήμα 1: Εγκατεστημένη Ισχύς ανά Μονάδα στο ΕΔΣ 2009 και 2011

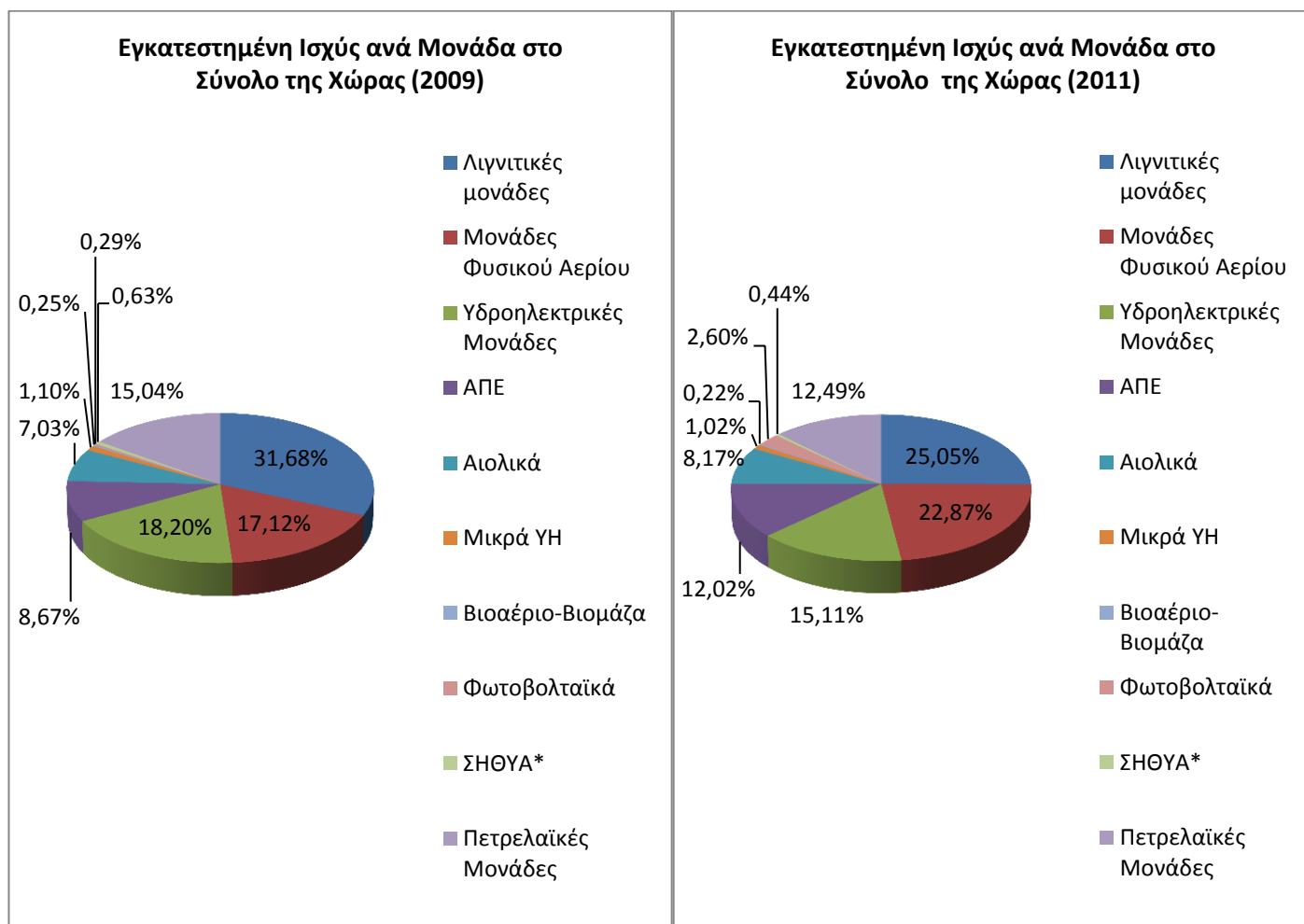


Σχήμα 2: Εγκατεστημένη Ισχύς ανά Μονάδα στα ΜΔΝ 2009 και 2011



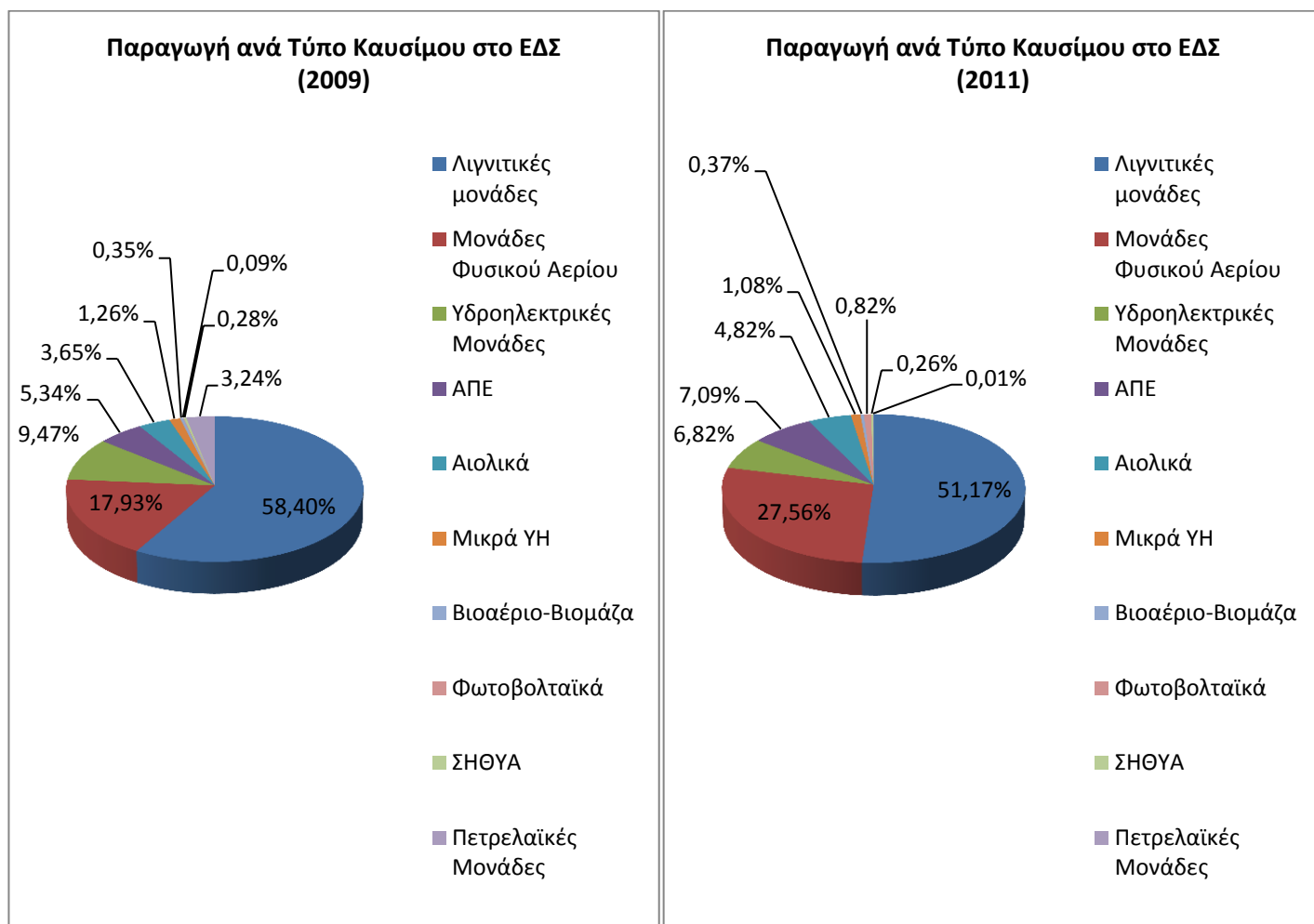
Πηγή: IOBE

Σχήμα 3: Εγκατεστημένη Ισχύς ανά Μονάδα στο Σύνολο της Χώρας 2009 και 2011

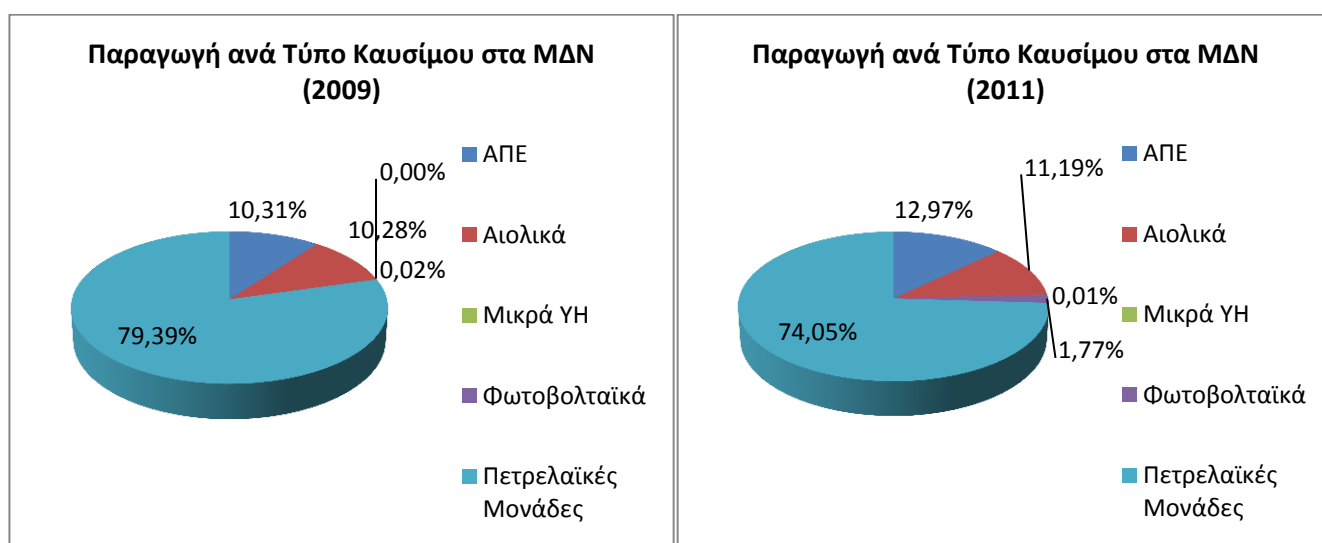


Πηγή: IOBE

Σχήμα 4: Παραγωγή ανά Τύπο Καυσίμου στο ΕΔΣ 2009 και 2011

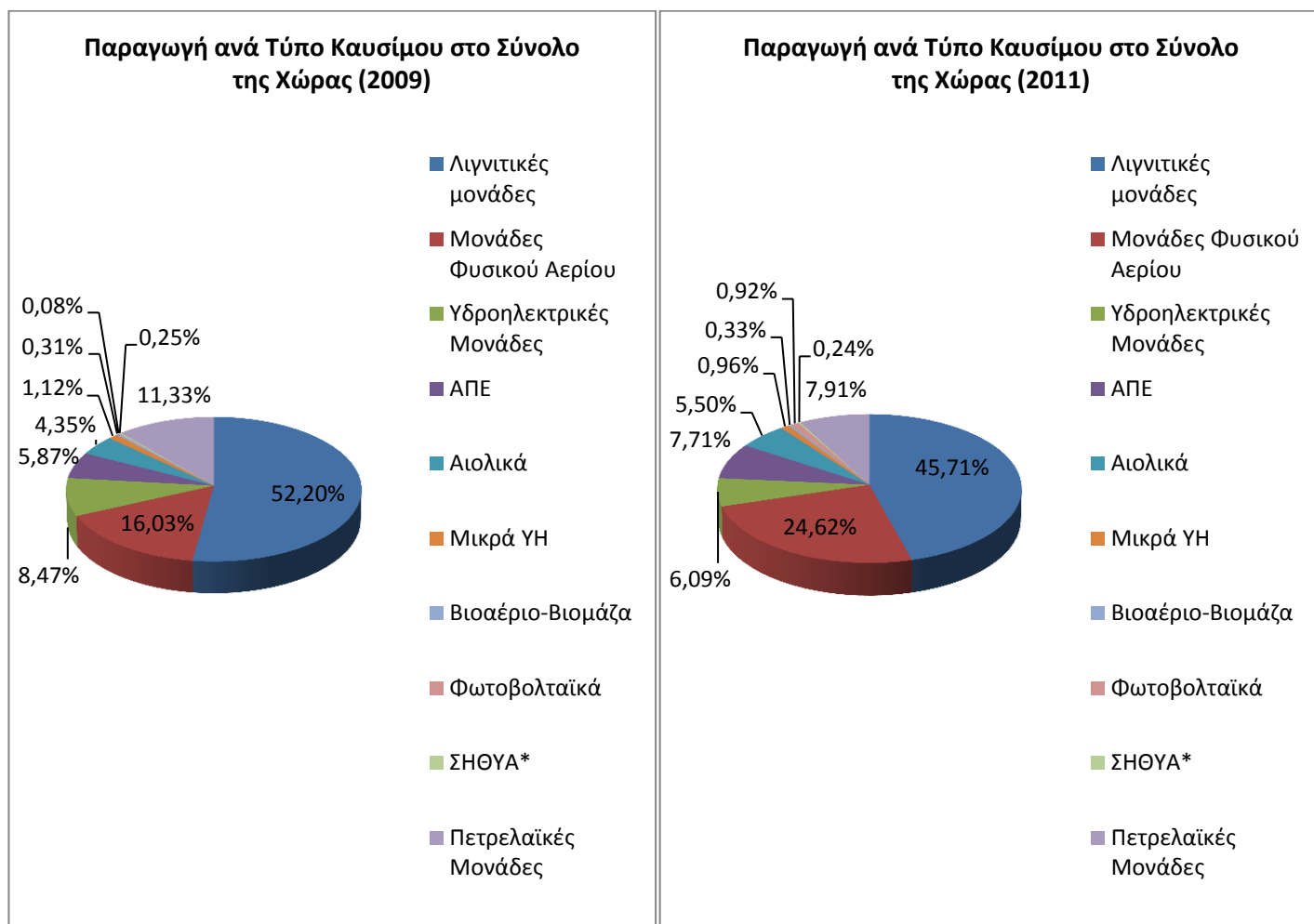


Σχήμα 5: Παραγωγή ανά Τύπο Καυσίμου στα ΜΔΝ 2009 και 2011



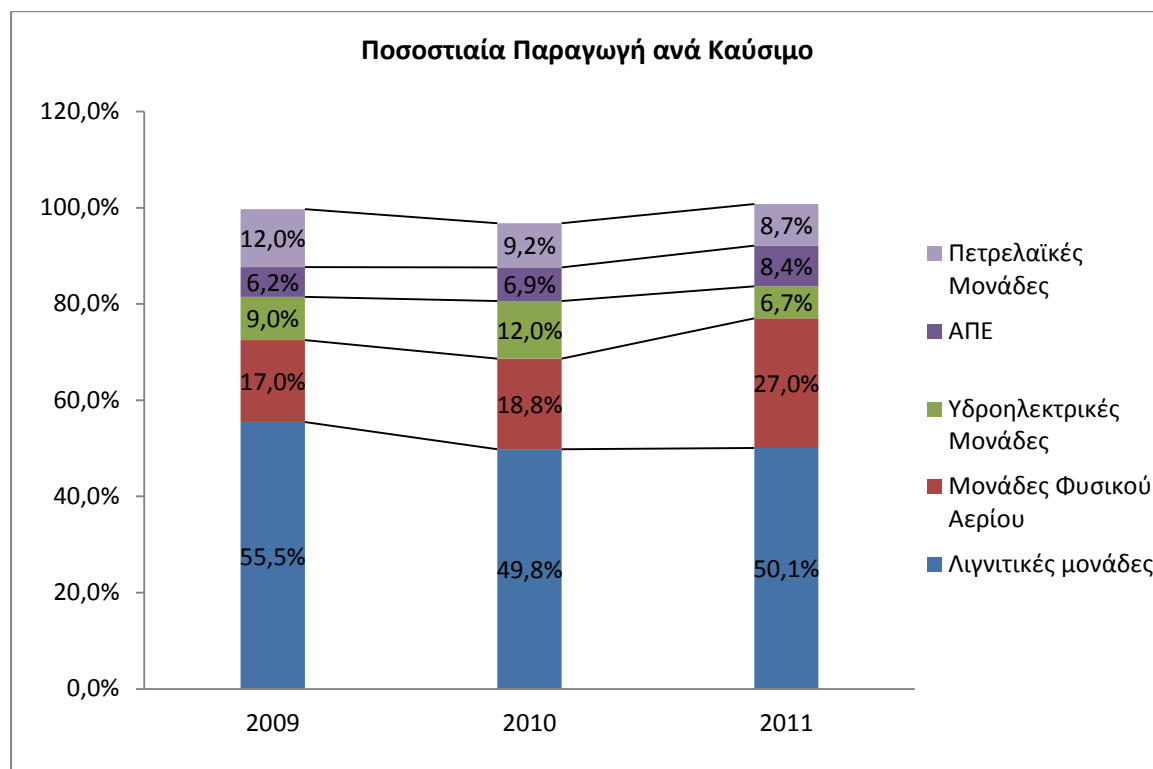
Πηγή: IOBE

Σχήμα 6 Παραγωγή ανά Τύπο Καυσίμου στο Σύνολο της Χώρας 2009 και 2011



Πηγή: IOBE

Σχήμα 7: Ποσοστιαία Παραγωγή ανά Καύσιμο Κανονικοποιημένη ως προς το 2009

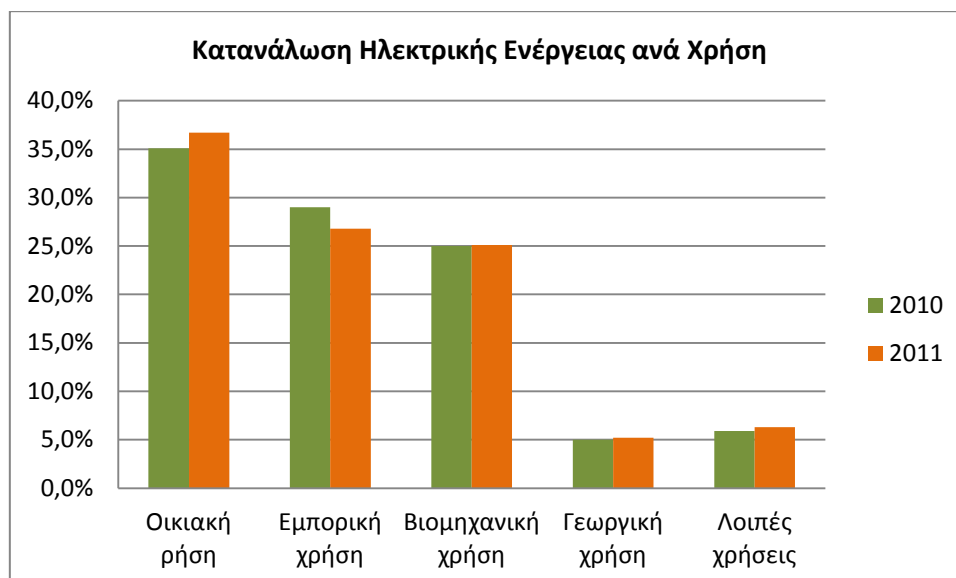


Στο Σχήμα 7 φαίνεται η παραγωγή ανά καύσιμο κανονικοποιημένη ως προς το 2009, όπου παρατηρούμε ότι αρχικά η παραγωγή μειώθηκε συνολικά στο 97% του 2009 και το 2011 αυξήθηκε στο 101%. Οι λιγνιτικές μονάδες παρήγαγαν λιγότερη ενέργεια κατά περίπου 5% συνολικά στη διετία 2009-2011, ενώ οι μονάδες φυσικού αερίου σημείωσαν μία αύξηση της τάξης του 2% το 2010 και μία αύξηση περίπου 8% το 2011. Η παραγωγή από υδροηλεκτρικές μονάδες ενώ αυξήθηκε σημαντικά το 2010 κατά 3%, το 2011 η παραγωγή έπεσε σε επίπεδα μικρότερα από το 2009 κατά συνολικά περίπου 6%. Τέλος οι μονάδες ΑΠΕ παρέμειναν στα ίδια επίπεδα για το 2010 και αύξησαν την παραγωγή το 2011 κατά 2%, ενώ οι πετρελαϊκές μονάδες είχαν μία σταθερή μείωση που έφεραν τα επίπεδα της παραγωγής από το 12% που ήταν το 2009 στο 9% περίπου το 2011.

Αναφορικά με το είδος της κατανάλωσης, παρατηρείται ότι ο μεγαλύτερος καταναλωτής της χώρας είναι η οικιακή χρήση (Σχήμα 8²). Συγκεκριμένα, η οικιακή χρήση καταλαμβάνει την πρώτη με ποσοστό περίπου 37%, ενώ ακολουθούν η εμπορική και η βιομηχανική με 27% και 25% αντίστοιχα. Η κατανάλωση στο γεωργικό τομέα αντιπροσωπεύει περίπου το 5% και οι λοιπές χρήσεις (μεταφορές, κλπ.) κυμαίνονται επίσης στο 5%.

² Τομέας Ηλεκτρισμού το 2010 IOBE

Σχήμα 8: Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Χρήση



Πηγή: IOBE

Η ΔΕΗ είναι η εταιρεία με το μεγαλύτερο μερίδιο εγκατεστημένης ισχύος και παραγωγής ενέργειας, καλύπτοντας σχεδόν το 80% της συνολικής παραγωγής. Από τους ιδιώτες παραγωγούς με θερμικές μονάδες, την πρώτη θέση έχει ο όμιλος Μυτιληναίου και ακολουθούν η Eipredison (όμιλος ΕΛΠΕ σε συνεργασία με την Ιταλική Edison), η ΤΕΡΝΑ, και η Motor Oil του ομίλου Βαρδινογιάννη. Πρόσφατα μπήκε σε λειτουργία και μονάδα φυσικού αερίου στις εγκαταστάσεις της Motor Oil στην Κόρινθο μετά από συνεργασία μεταξύ Μυτιληναίου και Motor Oil. Επιπρόσθετα υπάρχει και μία σειρά παραγωγών που δραστηριοποιούνται στις ΑΠΕ (Ελλάκτωρ, Μυτιληναίος, Ρόκκας, Ibedrola, κλπ.) Στον Πίνακα 3 φαίνονται αναλυτικά τα μερίδια ισχύος και συμβατικής παραγωγής της ΔΕΗ και των ανεξάρτητων παραγωγών για το 2011.

Πίνακας 3: Εταιρείες Συμβατικής Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα

	Εγκατεστημένη Ισχύς		Παραγωγή	
	MW	Μερίδιο %	MWh	Μερίδιο %
ΔΕΗ	10.770	80,1%	36.334	79,1%
Όμιλος Μυτιληναίος	1.215	9,0%	2.700	5,9%
Eipredison	812	6,0%	4.351	9,5%
Ήρων	583	4,3%	2.573	5,6%
Motor Oil	66	0,5%	0,24	0,0%
Σύνολο	13.446	100,0%	45.958	100,0%

Πηγή: ΑΔΜΗΕ, IOBE

2.3 Το Ηλεκτρικό Σύστημα της Κρήτης

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένα, το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης αντιπροσωπεύει περίπου το 5,5% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της χώρας. Κατά το έτος 2010 η κατανάλωση στην Κρήτη ήταν περίπου 3.000 GWh, που αντιστοιχεί περίπου στο 5,4% της συνολικής ετήσιας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας της Ελλάδας. Συνεπώς αποτελεί ένα σημαντικό μέρος της ετήσιας ζήτησης ηλεκτρικού ρεύματος της χώρας. Να σημειωθεί ότι η ζήτηση αυτή καλύπτεται αποκλειστικά από μονάδες που βρίσκονται στο νησί, καθώς δεν υπάρχει ακόμη διασύνδεση της νήσου με την ηπειρωτική χώρα.

Συγκεκριμένα, σύμφωνα με στοιχεία της ΡΑΕ, όπως φαίνεται στον Πίνακα 4 η εξέλιξη της ζήτησης από το 2005 έως το 2010 κυμάνθηκε μεταξύ 2.654 και 3.047 GWh. Παρατηρούμε ότι κατά την πρώτη τριετία της περιόδου υπήρξε αύξηση της ζήτησης με ετήσιο ρυθμό μεταξύ 2,9% και 6,7 %, το 2009 υπήρξε μείωση της ζήτησης κατά 1,9%, ενώ το 2010 η πορεία της ζήτησης αντιστράφηκε παρουσιάζοντας αύξηση 0,8%. Η μείωση της ζήτησης το 2009 πιθανόν οφείλεται/ερμηνεύεται από την οικονομική κρίση και η οποία έχει επηρεάσει και την Κρήτη.

Κατά την ίδια περίοδο, η μέση ετήσια ωριαία αιχμή του συστήματος κυμάνθηκε μεταξύ 560 MW και 638 MW, ενώ η μέγιστη αιχμή παρατηρήθηκε το 2010 και η μέγιστη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας το 2008. Ο συντελεστής φορτίου του συστήματος της Κρήτης κυμάνθηκε μεταξύ 52,0% και 55,2%, πράγμα που φανερώνει την επάρκεια της εγκατεστημένης ισχύος για να καλύψει τις σημερινές ανάγκες του νησιού, ενώ υπάρχουν περιθώρια και για περαιτέρω κάλυψη πρόσθετης ζήτησης. Διευκρινίζεται ότι συντελεστής φορτίου μιας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι το ποσοστό της συνολικής ενέργειας που παράγεται από αυτή τη μονάδα μέσα σε ένα έτος ως προς τη μέγιστη δυνατή ενέργεια που μπορεί να παραχθεί από την ίδια μονάδα μέσα σε ίδιο έτος, δηλαδή $E_{\max} = 8760 \cdot P$, όπου E_{\max} είναι η μέγιστη δυνατή ενέργεια, P είναι η ονομαστική ισχύς της μονάδας και 8760 είναι οι ώρες που έχει ένα ημερολογιακό έτος. Η πραγματική παραγόμενη ενέργεια είναι μικρότερη της μέγιστης διότι η μονάδα δεν λειτουργεί όλες τις ώρες του έτους για τους παρακάτω κυρίως λόγους:

- α. Λειτουργία σε χαμηλότερο φορτίο λόγω μειωμένης ζήτησης
- β. Διακοπή λειτουργίας λόγω προγραμματισμένης συντήρησης
- γ. Διακοπή λειτουργίας λόγω βλαβών

- δ. Διακοπή λειτουργίας ή λειτουργία σε μειωμένο φορτίο για οικονομικούς λόγους

Πίνακας 4: Κατανάλωση, Αιχμή και Συντελεστής Φορτίου (2005-2010)

Έτος	Κατανάλωση Ενέργειας (GWh)	Ετήσιος ρυθμός αύξησης %	Μέση ωριαία Αιχμή (MW)	Συντελεστής Φορτίου
2005	2.654		560	54,1
2006	2.832	6,7	605	53,4
2007	2.961	4,5	650	52,0
2008	3.047	2,9	633	54,9
2009	2.989	-1,9	618	55,2
2010	3.014	0,8	638	53,9

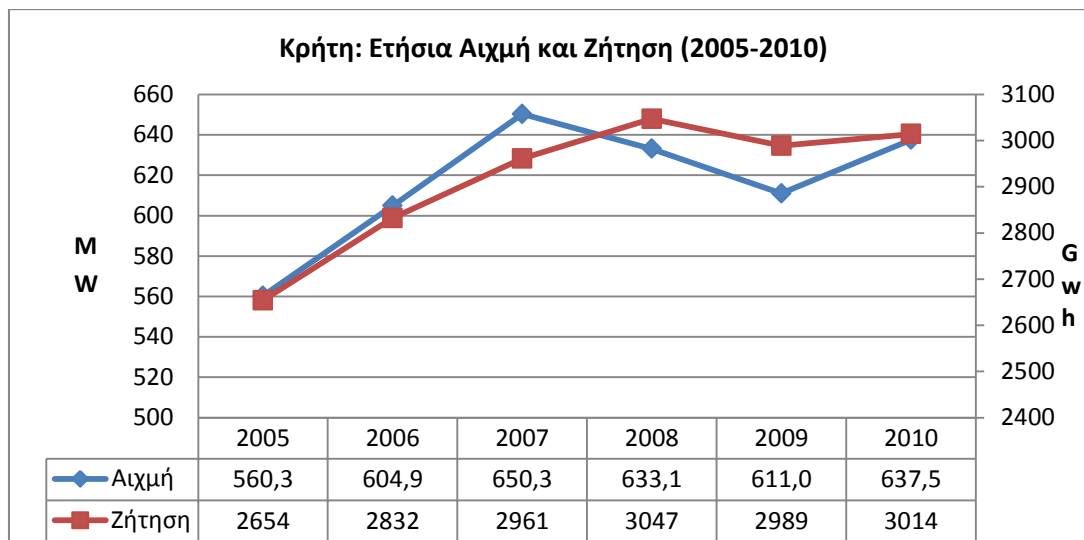
Πηγή: ΔΕΗ

2.3.1 Ιστορικά Στοιχεία της Κατανάλωσης

Η καταναλισκόμενη ηλεκτρική ενέργεια στην Κρήτη παράγεται στους θερμοηλεκτρικούς σταθμούς παραγωγής στα Λινοπεράματα Ηρακλείου, στην Ξυλοκαμάρα Χανίων και στον Αθρινόλακκο Λασιθίου, καθώς επίσης και από μονάδες ΑΠΕ που είναι διάσπαρτες στο νησί. Διευκρινίζεται ότι όταν αναφερόμαστε στον όρο «κατανάλωση» εννοούμε την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργεια και η μονάδα μέτρησης είναι MWh ή GWh. Αντίστοιχα, όταν αναφέρουμε τον όρο «ζήτηση» εννοούμε την ισχύ και η μονάδα μέτρησης είναι MW ή GW.

Όπως αναφέρθηκε στον Πίνακα 1, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς το συστήματος στην Κρήτη είναι της τάξης των 750 MW (χωρίς να λαμβάνονται υπόψη η εγκατάσταση των πρόσφατων νέων μονάδων ΑΠΕ). Αν δε ληφθούν υπόψη και οι μονάδες ΑΠΕ, το μέγεθος αυτό επαρκεί για να τροφοδοτήσει τις ανάγκες του νησιού αφού η μέγιστη ωριαία αιχμή του συστήματος δεν ξεπέρασε τα 650 MW την περίοδο 2005 – 2010. Κατά την περίοδο 2005-2010, παρατηρούμε ότι η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε συνολικά κατά 13,6%, με τη μέγιστη κατανάλωση το 2008 οπότε και ακολούθησε πτώση το 2009 κατά περίπου 1% και στη συνέχεια αύξηση κατά 0,8% το 2010. Η ετήσια αιχμή του συστήματος αυξήθηκε σχεδόν γραμμικά μεταξύ 2005 και 2007 (Σχήμα 9), στη συνέχεια υπήρξε πτώση μέχρι το 2009 και αύξηση το 2010. Σε σύγκριση με το 2000, η ετήσια αιχμή του συστήματος αυξήθηκε πάνω από 60%, από 400 στα 650 MW το 2007.

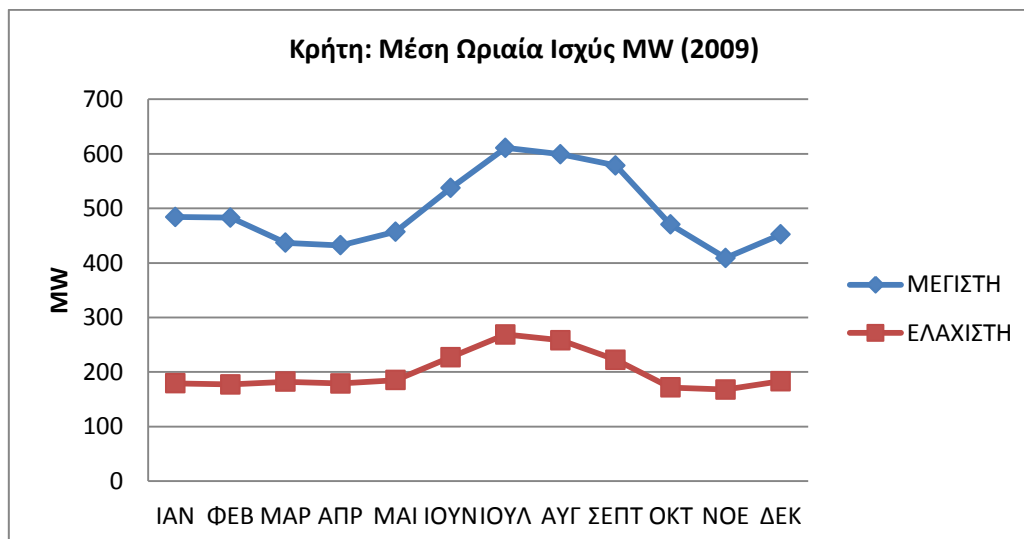
Σχήμα 9: Ετήσια Αιχμή και Ζήτηση (2005-2010)



Πηγή: ΔΕΗ

Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 10 στο οποίο παρουσιάζεται η μέγιστη και ελάχιστη μηνιαία ισχύς του συστήματος, η αιχμή της ζήτησης εμφανίζεται τους καλοκαιρινούς μήνες, πράγμα που ερμηνεύεται από τη χρήση κλιματιστικών λόγω των υψηλών θερμοκρασιών που επικρατούν στη Κρήτη όπως φαίνεται και στην Εικόνα 2³. Παρατηρούμε επίσης ότι κατά τους μήνες Οκτώβριο έως και Μάιο η μέγιστη ισχύς του συστήματος είναι σταθερά κάτω από 500 MW.

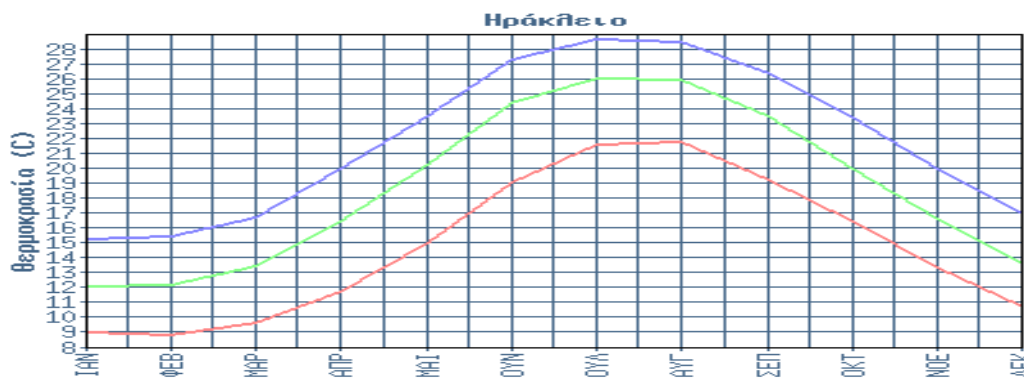
Σχήμα 10: Μέση Ωριαία Ισχύς MW (2009)



Πηγή: ΔΕΗ

³http://www.hnms.gr/hnms/greek/climatology/climatology_region_diagrams_html?dr_city=Heraklion

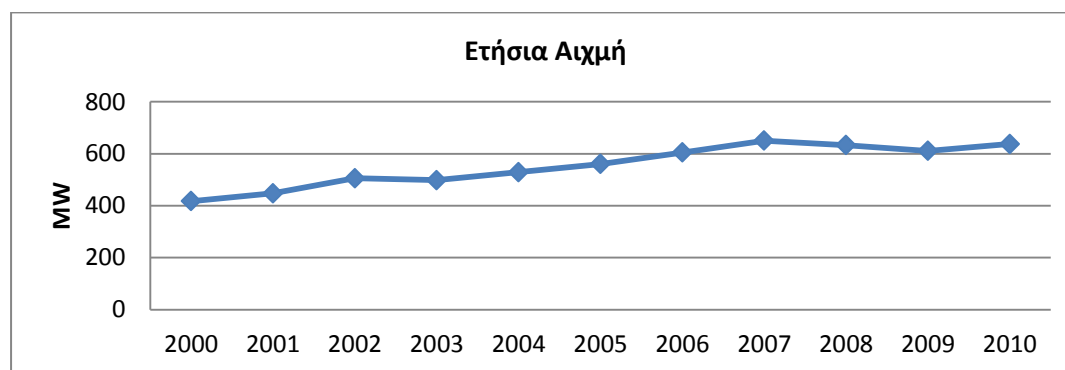
Εικόνα 2: Θερμοκρασιακό Διάγραμμα για το Ηράκλειο το 2010



Πηγή: ΕΜΥ

Όσον αφορά την ετήσια αιχμή του συστήματος, παρατηρούμε στο Σχήμα 11⁴ ότι κατά την περίοδο 2000-2010 αυξήθηκε περίπου 50%, δηλαδή από περίπου 400 MW το 2000 σε 650 MW το 2007, οπότε και είχαμε τη μέγιστη αιχμή της περιόδου.

Σχήμα 11: Ετήσια Αιχμή για το Σύστημα της Κρήτης (2000-2010)



2.3.2 Ιστορικά Στοιχεία της Παραγωγής

Μέχρι σήμερα, το σύνολο σχεδόν της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη προέρχεται από τη ΔΕΗ. Η παραγωγή της ΔΕΗ προέρχεται από θερμοηλεκτρικούς σταθμούς (ΘΗΣ) οι οποίοι χρησιμοποιούν ως καύσιμο το μαζούτ και το πετρέλαιο ντίζελ. Εκτός της παραγωγής από τους ΘΗΣ, ένα μικρό μέρος της παραγωγής της ΔΕΗ προέρχεται από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), κυρίως από αιολικές και φωτοβολταϊκές μονάδες. Εκτός της ΔΕΗ, στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δραστηριοποιούνται και ιδιώτες παραγωγοί από μονάδες ΑΠΕ.

Οι θερμοηλεκτρικές μονάδες παραγωγής της ΔΕΗ στην Κρήτη είναι κατανεμημένες σε όλη την έκταση του νησιού, έτσι ώστε να μην υπάρχουν πολύ μεγάλες απώλειες

⁴ Ετήσια Δελτία Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης 2008-2009, ΠΑΕ

μεταφοράς. Συγκεκριμένα, η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ανέρχεται σε 817 MW και κατανέμεται ως εξής: 349 MW στη Ξυλοκαμάρα Χανίων, 273 MW στα Λινοπεράματα Ηρακλείου και 195 MW στον Αθρινόλακκο Λασιθίου. Η πραγματικά όμως διαθέσιμη ισχύς περιορίζεται στα 718 MW συνολικά η οποία κατανέμεται σε 292 MW στα Χανιά, 241 MW στο Ηράκλειο και 186 MW στο Λασιθί.

Πίνακας 5: Μονάδες παραγωγής ανά ΘΗΣ

ΜΟΝΙΜΗ /ΦΟΡΗΤΗ	Κατάσταση	Αναγνωριστικό Μονάδας	Καύσιμο	Ονομ. Ισχύς (kW)	Αποδιδ. Ισχύς (kW)
ΛΙΝΟΠΕΡΑΜΑΤΑ					
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Ατμοηλ. 2 (JOHN BRAWN)	ΜΑΖΟΥΤ	15.000	12.800
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Ατμοηλ. 3 (JOHN BRAWN)	ΜΑΖΟΥΤ	15.000	12.800
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Ατμοηλ. 4 (RAFACO - JUGOTURBINA)	ΜΑΖΟΥΤ	25.000	22.500
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Ατμοηλ. 5 (BREDA - CNR)	ΜΑΖΟΥΤ	25.000	23.000
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Ατμοηλ. 6 (BREDA - CNR)	ΜΑΖΟΥΤ	25.000	23.000
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Diesel 1 (CEGIELSKI B&W RTA58)	ΜΑΖΟΥΤ	12.280	10.100
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Diesel 2 (CEGIELSKI B&W RTA58)	ΜΑΖΟΥΤ	12.280	10.100
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Diesel 3 (CEGIELSKI B&W RTA58)	ΜΑΖΟΥΤ	12.280	10.100
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Diesel 4 (CEGIELSKI B&W RTA58)	ΜΑΖΟΥΤ	12.280	10.100
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Α/Σ 1 (WAGNER-BIRO - SIEMENS)	DIESEL	16.250	13.200
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Α/Σ 2 (WAGNER-BIRO - SIEMENS)	DIESEL	16.250	13.200
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Α/Σ 3 (GE LM6000)	DIESEL	43.300	40.000
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Α/Σ 4 (ABB GT35)	DIESEL	14.720	12.800
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Α/Σ 5 (GE LM2500+)	DIESEL	28.000	27.000
ΣΥΝΟΛΟ				272.640	240.700
ΧΑΝΙΑ					
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Α/Σ 1 (BBC)	DIESEL	16.200	11.000
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Α/Σ 4 (THOMASSEN)	DIESEL	24.000	18.000
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Α/Σ 5 (FIAT)	DIESEL	30.000	27.000
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Α/Σ 11 (ANSALDO)	DIESEL	59.370	52.000
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Α/Σ 12 (ANSALDO)	DIESEL	59.370	52.000
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	GE LM2500+	DIESEL	28.000	27.000
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Συνδυασμένος Κύκλος (3 ABB)	DIESEL	132.300	105.000
ΣΥΝΟΛΟ				349.240	292.000
ΑΘΕΡΙΝΟΛΑΚΚΟΣ					
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Diesel 1 (MAN B&W 12K90)	ΜΑΖΟΥΤ	51.120	49.670
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Diesel 2 (MAN B&W 12K90)	ΜΑΖΟΥΤ	51.120	49.670
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Ατμοηλ. 1 (FOSTER WHEELER - SCODA)	ΜΑΖΟΥΤ	46.500	43.200
ΜΟΝΙΜΗ	ΕΝΕΡΓΗ	Ατμοηλ. 2 (FOSTER WHEELER - SCODA)	ΜΑΖΟΥΤ	46.500	43.200
ΣΥΝΟΛΟ				195.240	185.740
ΓΕΝΙΚΟ ΣΥΝΟΛΟ				817.120	718.440

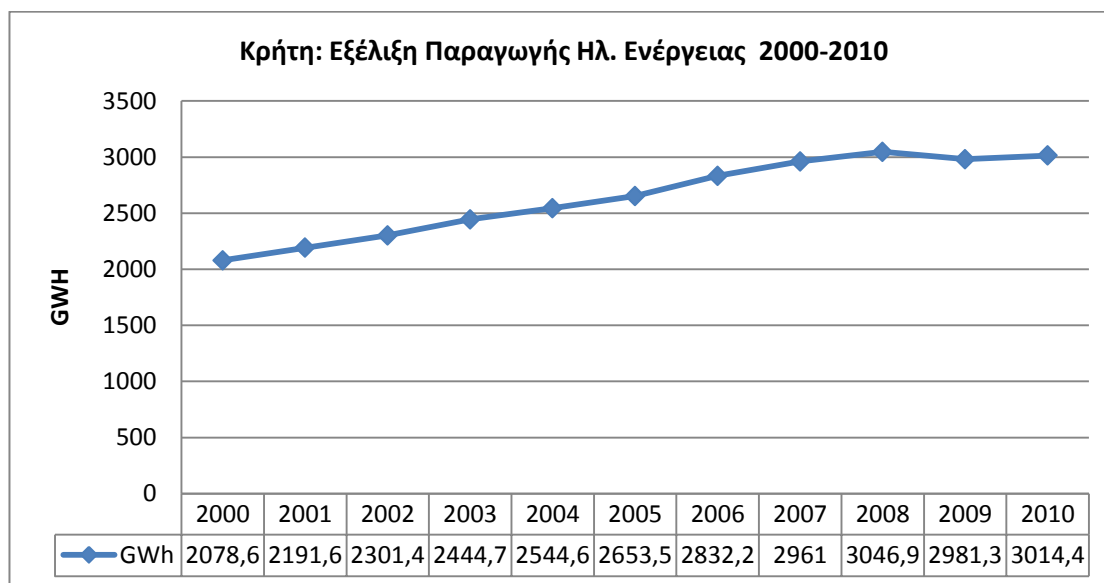
Πηγή: ΠΑΕ

Εικόνα 3: ΘΗΣ στα Λινοπεράματα Ηρακλείου



Στο Σχήμα 12 δίνεται η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη συμπεριλαμβανομένων και των ΘΗΣ και των ΑΠΕ για την περίοδο από 2000 έως 2010. Όπως φαίνεται η συνολική παραγωγή έχει αυξηθεί περίπου κατά 50% μεταξύ 2000 και 2008. Επίσης, παρατηρούμε ότι η μέγιστη παραγωγή σημειώθηκε το 2008, ενώ στη συνέχεια υπήρξε πτώση το 2009 και το 2010, η οποία ερμηνεύεται από την οικονομική κρίση και την ύφεση της οικονομίας.

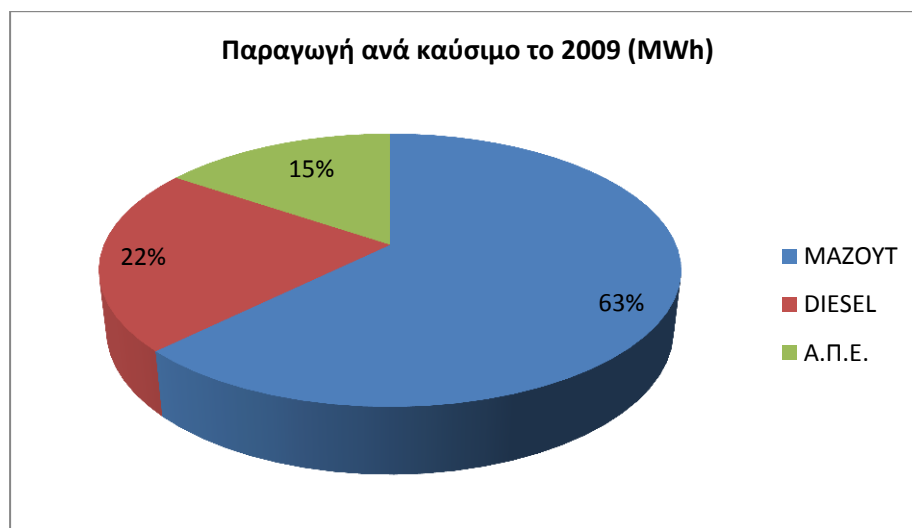
Σχήμα 12: Εξέλιξη Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στη Κρήτη (2000-2010)



Τα καύσιμα που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη είναι: το μαζούτ και το ντίζελ. Επιπρόσθετα, ένα μικρό σχετικά τμήμα της παραγωγής προέρχεται από ΑΠΕ. Το μεγαλύτερο μέρος της παραγωγής βασίζεται στο μαζούτ σε ποσοστό περίπου 63%, ακολουθεί το ντίζελ με 22% και τον κύκλο της παραγωγής κλείνουν τα ΑΠΕ με μερίδιο περίπου 15%, όπως ενδεικτικά δείχνει το Σχήμα 13⁵ για το 2009.

⁵ Ετήσια Δελτία Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης 2008-2009

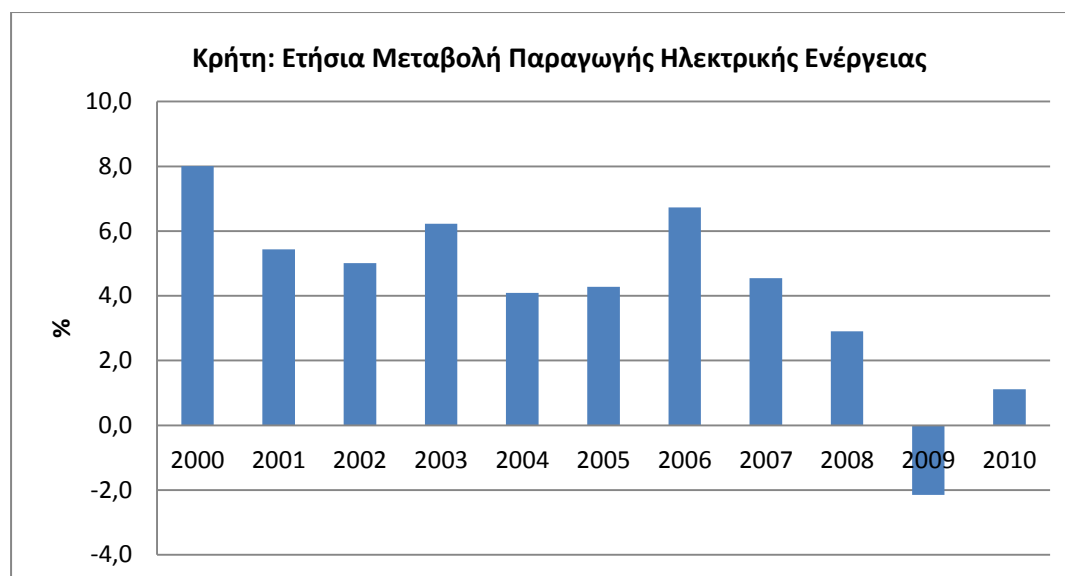
Σχήμα 13: Παραγωγή ανά Καύσιμο στη Κρήτη το 2009



Πηγή: ΔΕΗ

Στο Σχήμα 14 παρουσιάζουμε την ετήσια μεταβολή της παραγωγής ενέργειας για την περίοδο 2000 – 2010. Όπως φαίνεται, υπάρχει μία σχετικά ομαλή ετήσια αύξηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας της τάξης του 5% κατά την περίοδο μεταξύ 2000 και 2007. Στη συνέχεια, ο ρυθμός αύξησης βαίνει μειούμενος με αποτέλεσμα το 2009 να είναι αρνητικός (-2%), ενώ αυξάνεται πάλι το 2010 κατά περίπου 1%.

Σχήμα 14: Ετήσια Μεταβολή Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στη Κρήτη



Πηγή: ΔΕΗ

2.3.3 Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ

Η Κρήτη διαθέτει σημαντικό δυναμικό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, κυρίως ηλιακής, αλλά και αιολικής. Έτσι, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δεν περιορίζεται αποκλειστικά στη χρήση θερμοηλεκτρικών εργοστασίων, αλλά τα τελευταία κυρίως χρόνια στο ενεργειακό ισοζύγιο έχουν αρχίσει να συνεισφέρουν και οι ΑΠΕ. Η χρησιμοποίηση των ΑΠΕ έχει ως αποτέλεσμα την εξοικονόμηση καυσίμων καθώς και τη μείωση της ρύπανσης του περιβάλλοντος, λόγω των μειωμένων εκπομπών ρύπων.

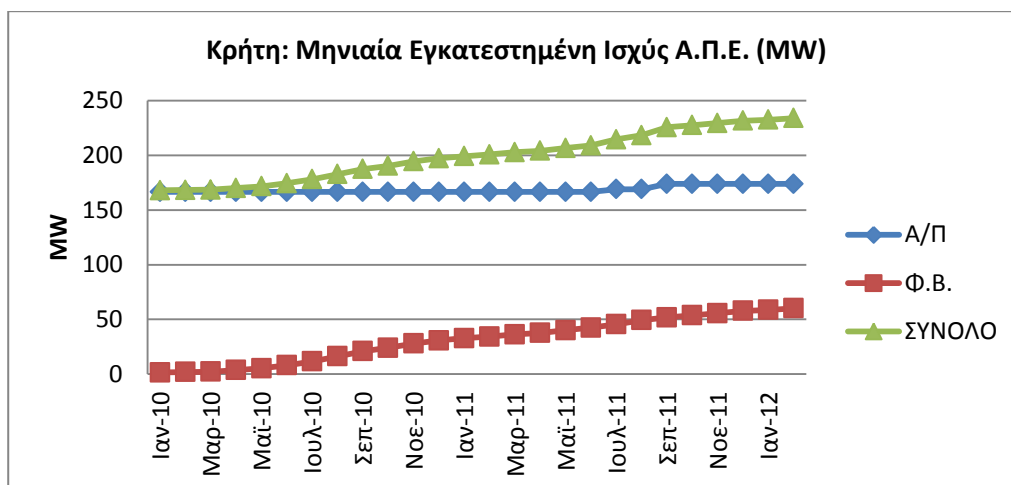
Στην Κρήτη τα τελευταία χρόνια παρατηρείται συνεχής αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος μονάδων ΑΠΕ. Επίσης, υπάρχουν και σχέδια για πολύ μεγάλες μονάδες οι οποίες όμως προϋποθέτουν την ηλεκτρική διασύνδεση της Κρήτης με το Διασυνδεδεμένο σύστημα το οποίο μελετάται από τον ΑΔΜΗΕ.

Μέχρι τον Αύγουστο του 2012 οι εγκατεστημένες μονάδες ΑΠΕ στην Κρήτη περιλαμβάνουν:

- Φωτοβολταϊκά: 60,12 MW
- Αιολικά πάρκα: 173,94 MW
- Μικρά υδροηλεκτρικά: 0,3 MW

Η εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ στην Κρήτη κατά την τελευταία διετία φαίνεται στο Σχήμα 15 όπου παρατηρούμε την εξέλιξη της μηνιαίας εγκατεστημένης ισχύος. Όπως φαίνεται, κατά τη τελευταία διετία ο ρυθμός αύξησης των αιολικών πάρκων είναι μικρότερος από εκείνο των φωτοβολταϊκών τα οποία παρουσιάζουν μεγάλη αύξηση στη μηνιαία εγκατεστημένη ισχύ που φθάνει τον Φεβρουάριο του 2012 να είναι 38 φορές μεγαλύτερη σε σχέση με 2 χρόνια πριν. Οι μεγάλοι ρυθμοί αύξησης οφείλονται στη χαμηλή βάση εκκίνησης σε σχέση με τα αιολικά αφού τον Ιανουάριο του 2010 η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών ήταν περίπου 160 MW ενώ των φωτοβολταϊκών σχεδόν μηδενική.

Σχήμα 15: Μηνιαία Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ στη Κρήτη



Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Κρήτη (Πίνακας 6 και Σχήμα 16⁶) έχει σχεδόν τριπλασιαστεί μεταξύ 2002 και 2010 φτάνοντας περίπου σε περίπου 475 GWh ή στο 16% της ετήσιας κατανάλωσης του 2010 στην Κρήτη, παρουσιάζοντας ένα μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 13%. Πρόκειται για μία σημαντική εξέλιξη στο ποσοστό που κατέχουν οι ΑΠΕ στην συνολική παραγωγή που οφείλεται στο σημαντικό δυναμικό ΑΠΕ που υπάρχει στην Κρήτη. Απώτερος βέβαια στόχος είναι να αυξηθεί ακόμη περισσότερο η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Κρήτη. Προς αυτή την κατεύθυνση θα βοηθήσει και η σχεδιαζόμενη διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα μέσω υποθαλάσσιου καλωδίου.

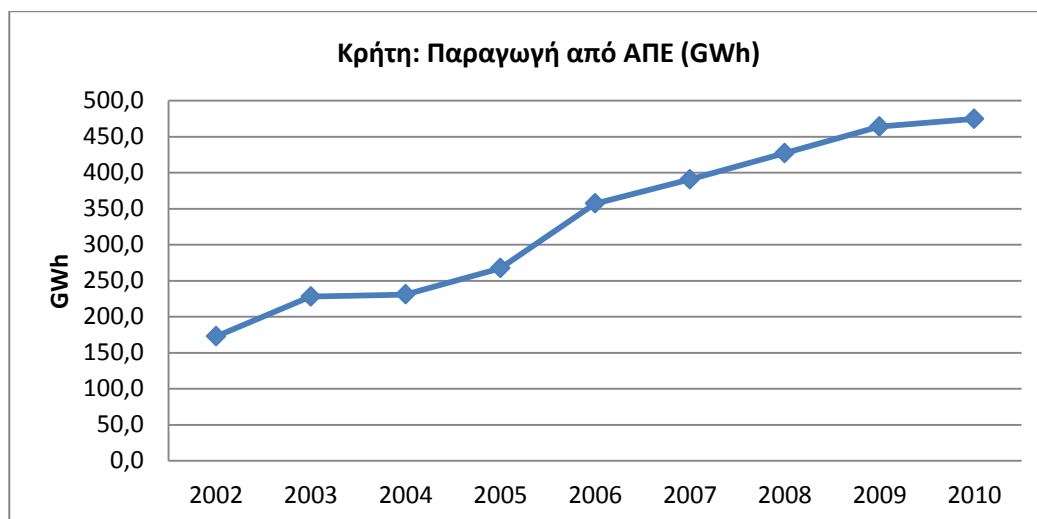
Πίνακας 6: Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ στην Κρήτη

	Παραγωγή GWh	Ετήσια Μεταβολή %	Σωρευτική Μεταβολή %
2002	172,66		
2003	228,12	32%	32%
2004	230,92	1%	34%
2005	267,28	16%	55%
2006	357,21	34%	107%
2007	390,82	9%	126%
2008	427,19	9%	147%
2009	464,08	9%	169%
2010	474,81	2%	175%

Πηγή: ΡΑΕ

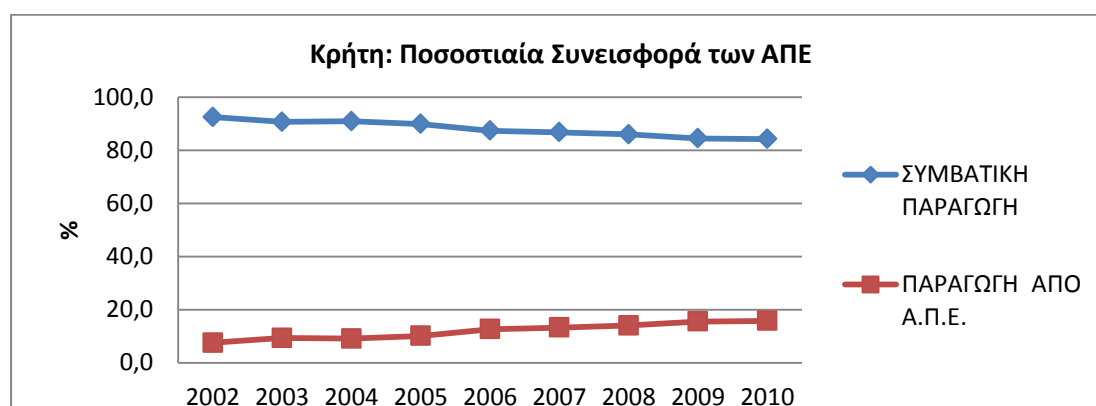
⁶ Ετήσια Δελτία Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης 2008-2009

Σχήμα 16: Παραγωγή από ΑΠΕ στη Κρήτη



Πηγή: ΔΕΗ

Σχήμα 17: Ποσοστιαία Συνεισφορά των ΑΠΕ στη Κρήτη



Πηγή: ΔΕΗ

2.3.4 Προβλέψεις Μελλοντικής Ζήτησης

Η μελλοντική εξέλιξη της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη, αλλά και σε όλη τη χώρα, είναι πολύ δύσκολο να προβλεφθεί, ιδιαίτερα κάτω από τις σημερινές συνθήκες της οικονομικής κρίσης που βιώνει η χώρα. Αξίζει εδώ να σημειωθεί ότι η ΔΕΗ με απόφαση του ΔΣ το Σεπτέμβριο του 2011 ματαίωσε την κατασκευή του Ατμοηλεκτρικού Σταθμού (ΑΗΣ) στον Αθρινόλακκο, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 95 – 105 MW με καύσιμο ντίζελ. Ένας από τους λόγους που επικαλέσθηκε ήταν και η μείωση της κατανάλωσης στο νησί. Άλλος ένας σημαντικός λόγος είναι και η σχεδιαζόμενη διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό διασυνδεδεμένο δίκτυο, που όταν πραγματοποιηθεί θα μπορεί να

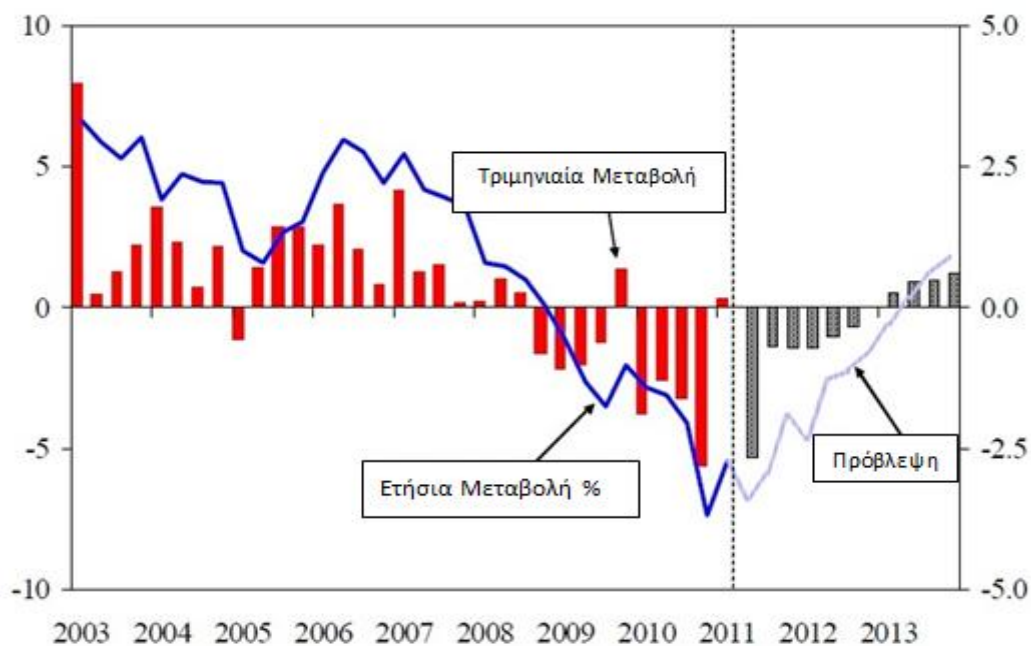
τροφοδοτηθεί η αγορά της Κρήτης από το ηπειρωτικό σύστημα και συνεπώς μειώνεται η ανάγκη για νέες μονάδες παραγωγής στην Κρήτη. Οι παράγοντες που αναμένεται να επηρεάσουν τη διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη, αλλά και γενικά στη χώρα, σε μακροπρόθεσμη βάση περιλαμβάνουν οι εξής:

- Η οικονομική ανάπτυξη της χώρας (εξέλιξη του Ακαθάριστου Εθνικού Προϊόντος – ΑΕΠ)
- Οι αλλαγές στο τρόπο διαβίωσης των καταναλωτών (κλιματισμός, χρήση ηλεκτρισμού στις μεταφορές, χρήση ηλεκτρονικών υπολογιστών, κ.λ.π.) λόγω της συνεχόμενης αύξησης του βιοτικού επιπέδου, αλλά και η βελτίωση των συνθηκών διαβίωσης
- Η κατάσταση του ενεργειακού τομέα και της αγοράς ηλεκτρισμού σε γενικότερο επίπεδο, όπως η τιμολόγηση της ηλεκτρικής ενέργειας και ο ανταγωνισμός με τη χρήση φυσικού αερίου.
- Ειδικές συνθήκες, όπως η υλοποίηση έργων με χρηματοδότηση του ΕΣΠΑ
- Μέτρα εξειδίκευσης πολιτικών για διάφορους λόγους όπως εξοικονόμηση ενέργειας, περιβαλλοντικούς περιορισμούς κ.λ.π.

Η ανάπτυξη της οικονομίας, και συνεπώς ο αναμενόμενος ρυθμός μεταβολής του ΑΕΠ είναι ίσως η σημαντικότερη παράμετρος που θα επηρεάσει την εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα σε βραχυχρόνια βάση. Στην Εικόνα 4⁷ φαίνεται η εξέλιξη του ΑΕΠ κατά την περίοδο 2003 – 2011, καθώς και οι προβλέψεις μεταξύ 2012 – 2014. Σύμφωνα με αυτές τις προβλέψεις, η ύφεση θα συνεχιστεί μέχρι το 2013 και ο ρυθμός μεταβολής του ΑΕΠ αναμένεται να γίνει θετικός το 2014. Αυτές οι προβλέψεις (που σύμφωνα με τελευταίες εκτιμήσεις ίσως να είναι και αισιόδοξες) υποδηλώνουν ότι η ανάκαμψη στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, συνολικά στη χώρα, αλλά και στην Κρήτη θα πρέπει να είναι περιορισμένη και δεν πρόκειται να συμβεί πριν το 2014. Η πρόβλεψη του ΑΕΠ της χώρας στηρίχθηκε στις παραδοχές που παρουσιάζονται στον Πίνακα 7, από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή.

⁷ European Economy, The Economic Adjustment Programme for Greece Fifth Review October 2011

Εικόνα 4: Ετήσια Μεταβολή και Πρόβλεψη του ΑΕΠ της Χώρας



Πηγή: Ελληνική Στατιστική Υπηρεσία, ΕΕ

Πίνακας 7: Παραδοχές Πρόβλεψης ΑΕΠ της Χώρας

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ΑΕΠ	-3,2%	-3,5%	-5,5%	-2,8%	0,7%	2,4%	2,9%
Εργασία	-0,7%	-1,9%	-5,7%	-2,8%	0,4%	1,0%	1,2%
Ανεργία	8,9%	11,7%	15,7%	17,5%	17,5%	16,9%	16,3%
Κόστος Εργασίας	4,3%	-1,6%	-3,1%	-2,9%	-1,5%	-1,0%	-0,6%
Εναρμονισμένος Δείκτης Τιμών Καταναλωτή	1,3%	4,7%	3,0%	0,7%	0,8%	1,0%	1,1%
Ισοζύγιο τρεχουσών Συναλλαγών (% ΑΕΠ)	-14,3%	-12,3%	-9,9%	-7,9%	-6,9%	-5,9%	-4,5%
Καθαρός δανεισμός ως προς το Αναδιανεμηθέν εισόδημα (% ΑΕΠ)	-13,3%	-10,6%	-7,8%	-5,4%	-4,4%	-3,4%	-2,0%
Καθαρές υποχρεώσεις έναντι του εξωτερικού (% ΑΕΠ)	111,3%	124,1%	137,3%	146,4%	149,3%	148,7%	145,6%

Πηγή: Ελληνική Στατιστική Υπηρεσία, ΕΕ, 5th Review of Economic Adjustment Programme for Greece

Συμπερασματικά, εκτιμάται ότι, λόγω κυρίως της οικονομικής κρίσης, δεν αναμένεται θεαματική βελτίωση στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη και είναι ιδιαίτερα δύσκολο να γίνουν ακριβείς προβλέψεις για τη μελλοντική ζήτηση. Αυτή η εικόνα αναδεικνύεται ανάγλυφα και από το γεγονός ότι ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ) στη Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Αναφοράς για το διασυνδεδεμένο δίκτυο περιορίζει τις προβλέψεις του μόνο για την περίοδο 2010-2014, ενώ αναφέρει ότι για την μετά το 2014 περίοδο αδυνατεί να κάνει οποιαδήποτε πρόβλεψη. Ενδεικτικό της ρευστής κατάστασης είναι και η σημαντική διαφορά στις προβλέψεις της ΡΑΕ όπου στην πιο πρόσφατη μελέτης της για το ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης εκτιμά ότι ο μέσος ρυθμός αύξησης στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη μεταξύ 2011 και 2020 θα είναι 2,7%, πράγμα που δε φαίνεται να επαληθεύεται στην πράξη. Στον Πίνακα 8⁸ παρουσιάζονται για λόγους σύγκρισης οι εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ για τα τρία σενάρια και για την περίοδο 2014 και στον Πίνακα 9 οι προβλέψεις της ΡΑΕ για την περίοδο 2011 – 2020.

Πίνακας 8: Προβλέψεις Ζήτησης ΑΔΜΗΕ για το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο

Έτος	Σενάριο Αναφοράς		Σενάριο Χαμηλής Ζήτησης		Σενάριο Υψηλής Ζήτησης	
	GWh	Μεταβολή %	GWh	Μεταβολή %	GWh	Μεταβολή %
2009	52.436		52.436		52.436	
2010	53.065	1,2	52.960	1,0	53.065	1,2
2011	54.230	2,2	53.860	1,7	54.390	2,5
2012	55.370	2,1	54.720	1,6	56.020	3,0
2013	56.480	2,0	55.540	1,5	57.700	3,0
2014	57.550	1,9	56.320	1,4	59.430	3,0

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Παρατηρούμε ότι υπάρχουν σημαντικές διαφορές στις εκτιμήσεις για την εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στη Ελλάδα και η τρέχουσα οικονομική συγκυρία δεν επιτρέπει να γίνουν ακριβείς προβλέψεις. Οι προβλέψεις αυτές βασίζονται στην εξέλιξη του ΑΕΠ της χώρας, τη διαμόρφωση της ζήτησης τη τελευταία δεκαετία και σε συγκεκριμένες ειδικές παραδοχές που μπορεί να οφείλονται στην τρέχουσα οικονομική συγκυρία. Η εξέλιξη του ΑΕΠ της χώρας είναι η πιο σημαντική παράμετρος, διότι από ότι έχει παρατηρηθεί, η εξέλιξη της ζήτησης ακολουθεί πολύ κοντά την εξέλιξη του ΑΕΠ.

⁸ http://www.desmie.gr/fileadmin/user_upload/Files/masm/masm_2010-2014-RAE.pdf

Πίνακας 9: Προβλέψεις Ζήτησης της ΡΑΕ για την Κρήτη

Έτος	Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh)	Ετήσιος Ρυθμός Μεταβολής (%)	Ετήσια Αύξηση (GWh)
2010	3.014,0		
2011	3.095,4	2,7	81,4
2012	3.179,0	2,7	83,6
2013	3.264,8	2,7	85,8
2014	3.352,9	2,7	88,1
2015	3.443,5	2,7	90,5
2016	3.536,4	2,7	93,0
2017	3.631,9	2,7	95,5
2018	3.730,0	2,7	98,1
2019	3.830,7	2,7	100,7
2020	3.934,1	2,7	103,4

Πηγή: ΡΑΕ

Οι αβεβαιότητες σχετικά με τις μελλοντικές εξελίξεις, φαίνεται ότι δημιουργούν ερωτηματικά και για την υλοποίηση του επενδυτικού προγράμματος της ΔΕΗ για την Κρήτη. Η ΔΕΗ, όπως αναφέρθηκε και προηγουμένα έχει αποφασίσει να μην προχωρήσει στην εγκατάσταση της μονάδας ντίζελ στον Αθερινόλακκο που σχεδίαζε για το 2014. Συνοπτικά, το πρόγραμμα της ΔΕΗ περιλαμβάνει τις παρακάτω επενδύσεις νέων μονάδων και αποσύρσεις παλαιών:

- Μείωση κατά 56 MW το έτος 2016 λόγω απόσυρσης των αεριοστρόβιλων 1, 4 και 5 του θερμοηλεκτρικού σταθμού (ΘΗΣ) Χανίων.
- Μείωση κατά 160,9 MW το έτος 2017 λόγω απόσυρσης των ατμοστρόβιλων 2 έως 6, των αεριοστρόβιλων 1 και 2 και των μονάδων Diesel 1 έως 4 του ΘΗΣ Λινοπεραμάτων. Ενώ οι αεριοστρόβιλοι 3 έως 5 αναμένεται να μεταφερθούν στο νέο ΘΗΣ Κορακιάς.
- Κλείσιμο του θερμοηλεκτρικού σταθμού Λινοπεραμάτων το έτος 2017.
- Προσθήκη 100 MW το έτος 2014 γίνεται με εγκατάσταση μονάδων Diesel με Μηχανή Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ) στον ατμοηλεκτρικό σταθμό (ΑΗΣ) του Αθερινόλακκου, η οποία ακυρώθηκε τον Αύγουστο του 2012.
- Προσθήκη δύο μονάδων 250 και 260 MW αντίστοιχα στα έτη 2016 και 2017, με μονάδες Συνδυασμένου Κύκλου με καύσιμο Φυσικό Αέριο στον ΑΗΣ Κορακιάς.

Ο παραπάνω προγραμματισμός είχε γίνει με βάση την κατάσταση προ της οικονομικής κρίσης. Οι επιπτώσεις της οικονομικής κρίσης, η συνεχής διείσδυση των ΑΠΕ, καθώς επίσης οι μελετώμενη διασύνδεση της Κρήτης με το ηπειρωτικό σύστημα μέσω υποθαλάσσιου καλωδίου, βάζουν ερωτηματικά και στην σκοπιμότητα υλοποίησης των μονάδων φυσικού αερίου στις Κορακίες. Παρόλα αυτά, οι πρόσφατες εξελίξεις με την ανακάλυψη κοιτασμάτων φυσικού αερίου στην Ανατολική Μεσόγειο ανοίγουν νέες προοπτικές. Βέβαια, θα χρειαστεί σημαντικός χρόνος προκειμένου να εκτιμηθούν οι επιπτώσεις αυτών των εξελίξεων και ακόμη περισσότεροι μέχρι να υπάρξουν συγκεκριμένα επενδυτικά σχέδια.

2.3.5 Μελλοντική Εξέλιξη της Παραγωγής των ΑΠΕ

Καθώς η τεχνολογία εξελίσσεται και οι ορυκτοί πόροι μειώνονται αναγκαστικά βλέπουμε μία στροφή προς τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Αυτό ισχύει και στην Κρήτη όπου σταδιακά αυξάνεται το ποσοστό που συνεισφέρουν οι ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο του νησιού όπως φαίνεται στο Σχήμα 17. Λόγω της εξαιρετικής γεωγραφικής τοποθεσίας και του κλίματος που επικρατεί στην Κρήτη κρίνεται πρόσφορη η χρήση τόσο των αιολικών όσο και των φωτοβολταϊκών πάρκων.

Το μεγάλο ενδιαφέρον για επενδύσεις στις ΑΠΕ φαίνεται από τη ραγδαία αύξηση των αιτήσεων που έχουν υποβληθεί στη ΡΑΕ για εγκατάσταση τέτοιων μονάδων στην Κρήτη. Η έκδοση αδειών παραγωγής από τη ΡΑΕ δε σημαίνει ότι θα υλοποιηθούν κατ' ανάγκη και οι αντίστοιχες επενδύσεις. Παρόλα αυτά, αποτελεί μία σαφή ένδειξη για την προώθηση των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο της Κρήτης, παρά το γεγονός ότι πρόσφατα η κυβέρνηση διέκοψε τη διαδικασία αδειοδοτήσεων νέων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά σε όλη τη χώρα.

Στον πίνακα 9⁹ παρουσιάζουμε την ονομαστική ισχύ των αδειών εγκατάστασης που έχουν εκδοθεί από τη ΡΑΕ, καθώς και την αντίστοιχη τεχνολογία. Είναι χαρακτηριστικό ότι στους τελευταίους 20 μήνες έχουν εκδοθεί 36 άδειες εγκατάστασης μονάδων ΑΠΕ και όλες έχουν ληφθεί από τις : Κ. ΣΑΡΡΑΣ & ΣΙΑ, ABENGOA ΕΛΛΑΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ εταιρία περιορισμένης ευθύνης, ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Β.Ε.Τ.Ε, ΣΟΛΑΡ ΠΑΟΥΕΡ ΠΛΑΝΤ ΛΑΣΙΘΙ ΕΝΑΛΛΑΚΤΗΚΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ Ε.Π.Ε, ΝUR-MOH Α.Ε., ABENGOA HELLAS SOLAR Ε.Π.Ε. και την SUSTAINABLE SOLAR THERMAL FUTURE EAST – CRETE Ε.Π.Ε. .

⁹ Δεδομένα ΡΑΕ για Κρήτη

Πίνακας 10: Ονομαστική Ισχύς ΑΠΕ ανά Περιοχή στη Κρήτη

Νομός	Τεχνολογία	Ονομαστική Ισχύς (MW)
Χανιά	Αιολικά	275,4
	Ηλιοθερμικά	50,0
Ρέθυμνο	Αιολικά	240,0
Ηράκλειο	Αιολικά	138,0
Λασιθί	Αιολικά	399,5
	Ηλιοθερμικά	213,0

Πηγή: ΡΑΕ

Συνολικά η ονομαστική ισχύς των μονάδων αυτών ανέρχεται σε 1.316 MW. Είναι φανερό ότι αν θα κατασκευαστούν αυτές οι μονάδες, θα καλύψουν ένα σημαντικό μέρος της μελλοντικής ζήτησης.

2.3.6 Αδειοδοτική Διαδικασία ΑΠΕ

Η δυνατότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τρίτους και εισαγωγής των ΑΠΕ στο σύστημα ξεκίνησε το 1994 με τον νόμο Ν.2244 (ΦΕΚ.Α'286)¹⁰. Στη συνέχεια, το 1999, μετά από οδηγία του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και τον νόμο Ν.2773 (ΦΕΚ.Α'286) και περαιτέρω το 2006 με τον νόμο Ν.3468(ΦΕΚ.Α'129) δόθηκε προτεραιότητα στην απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας από τους παραγωγούς ΑΠΕ. Το 2009 με τον νόμο Ν.3734(ΦΕΚ.Α'8):

- Δημιουργείται νομικό πλαίσιο σύμφωνα με την οδηγία 2004/8/ΕΚ για την προώθηση της συμπαραγωγής ενέργειας βάση της ζήτησης για χρήσιμη θερμότητα στην εσωτερική αγορά
- Αναπροσαρμόζονται τα τιμολόγια απορρόφησης της ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκούς σταθμούς

Αντίστοιχα με τον νόμο Ν.3851(ΦΕΚ.Α'85) το 2010 γίνεται:

- Απλούστευση και συντόμευση της διαδικασίας αδειοδότησης νέων έργων ΑΠΕ με:
 - Ταυτόχρονη εκτέλεση επιμέρους βημάτων
 - Κατάργηση άλλων βημάτων της αδειοδότησης
- Για την κατασκευή φωτοβολταϊκών και ηλιοθερμικών σταθμών έως και 1 MW καταργούνται τα παρακάτω:
 - Άδειες παραγωγής

¹⁰ <http://www.desmie.gr/ape-sithya/adeiodotiki-diadikasia-kodikopoiisi-nomothesias-ape/>

- Εξαίρεση της ΡΑΕ
- Άλλες σχετικές διαπιστωτικών πράξεις

Επιπλέον με τον νόμο Ν.3851 καθορίστηκαν οι εθνικοί στόχοι, οι οποίοι θα αναθεωρούνται ανά δύο χρόνια, για την διείσδυση των ΑΠΕ μεσοπρόθεσμα και για το 2020 ως εξής:

- 1) Συμμετοχή της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε ποσοστό τουλάχιστον 40%. Η επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος ανά τεχνολογία και κατηγορία παραγωγού φαίνεται στον Πίνακα 11¹¹:

Πίνακας 11: Εθνικοί Στόχοι Ονομαστικής Ισχύος ΑΠΕ

Κατηγορία	2014 (MW)	2020 (MW)
Μικρά Υδροηλεκτρικά (0-15 MW)	300	350
Μεγάλα Υδροηλεκτρικά (>15 MW)	3.400	4.300
Φωτοβολταϊκά	1.500	2.200
Εγκαταστάσεις από επαγγελματίες αγρότες	500	750
Λοιπές εγκαταστάσεις	1.000	1.450
Ηλιοθερμικά	120	250
Αιολικά	4.000	7.500
Βιομάζα	200	350

Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ 2012

- 2) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση για θέρμανση και ψύξη σε ποσοστό τουλάχιστον 20%
- 3) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στις μεταφορές σε ποσοστό τουλάχιστον 10%
- 4) Συμμετοχή της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20%

Αντίστοιχα ο νόμος Ν.4001(ΦΕΚ.Α'179) που τέθηκε σε ισχύ τον Αύγουστο του 2011 δρομολόγησε :

- Μεγάλες αλλαγές στην διάρθρωση και τον τρόπο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας
- Τη σύσταση ανεξάρτητων διαχειριστών για το/τη:

¹¹ <http://www.desmie.gr/ape-sithya/adeiodotiki-diadikasia-kodikopoiisi-nomothesias-ape/>

- Σύστημα μεταφοράς (ΔΕΣΜΗΕ)
- Δίκτυο διανομής (ΔΕΔΔΗΕ)
- Λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΛΑΓΗΕ), ο οποίος και θα ασκεί πλέον τις δραστηριότητες της σύναψης συμβάσεων αγοραπωλησίας ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Τέλος, σύμφωνα με σχέδιο νόμου που έχει κατατεθεί¹² για τις ρυθμίσεις θεμάτων ΑΠΕ τον Δεκέμβριο του 2012 αναφέρεται ότι:

- Απαιτείται υποβολή αίτησης για χορήγηση Οριστικής Προσφοράς Σύνδεσης για σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ
- Μαζί με την αίτηση θα υποβάλλεται εγγυητική επιστολή:
 - Διάρκειας 2 ετών και πάνω
 - Να ισχύει μέχρι τουλάχιστον την ενεργοποίηση της σύνδεσης του σταθμού
 - Ύψος εγγυητικής επιστολής:

Δυναμικότητα Σταθμού	0 – 1 MW	1 – 10 MW	10 – 100 MW	>100 MW
Ύψος Επένδυσης	120.000 €	70.000 €	40.000 €	20.000 €

- Σε περίπτωση μη αποδοχής της χορηγούμενης προσφοράς σύνδεσης, η εγγυητική αποστολή επιστρέφεται
- Μείωση της εγγυητικής επιστολής κατά 50% με την υπογραφή της σύμβασης σύνδεσης
- Η υποχρέωση υποβολής της εγγυητικής επιστολής ισχύει και σε όλες της περιπτώσεις που μέχρι την έναρξη ισχύος αυτού του νόμου:
 - α) Έχει χορηγηθεί Οριστική Προσφορά Σύνδεσης
 - β) Εκκρεμεί αίτημα για χορήγηση Οριστικής Προσφοράς Σύνδεσης, εφόσον δεν συναφθεί σύμβαση σύνδεσης με το Σύστημα ή το Δίκτυο ή δεν χορηγηθεί άδεια εγκατάστασης εντός 6 μηνών από την έναρξη ισχύος αυτού του νόμου
- Η εγγυητική επιστολή υποβάλλεται στον διαχειριστή εντός 7 μηνών από τη δημοσίευση αυτού του νόμου

¹² <http://www.opengov.gr/minenv/?p=4717>

- Εξαιρούνται οι σταθμού ΑΠΕ που εγκαθίστανται σε κτίρια, ανεξαρτήτως ισχύος
- Τα αιτήματα χορήγησης Προσφοράς Σύνδεσης για σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ ισχύος έως και 8 MW υποβάλλονται στον Διαχειριστή του Δικτύου (ΔΕΔΔΗΕ), ενώ τα αιτήματα για σταθμούς ισχύος άνω των 8 MW στο Διαχειριστή του Συστήματος (ΑΔΜΗΕ)
- Οι κάτοχοι αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ ή ΣΗΘΥΑ θα επιβαρύνονται ετησίως με 1.500 €/MW, μετά από 3 χρόνια από την χορήγηση άδειας παραγωγής και έως την έναρξη δοκιμαστικής λειτουργίας
 - Οι σταθμοί που έχουν λάβει άδειες παραγωγής μέχρι την έναρξη ισχύοντος του παρόντος, θα καταβάλουν το ποσό μετά από 5 χρόνια από την έκδοση της άδειας παραγωγής και έως την έναρξη της δοκιμαστικής λειτουργίας του σταθμού.
- Επιβάλλεται έκτακτη εισφορά στους παραγωγούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ επί του τιμήματος πωλήσεων ηλεκτρικής ενέργειας από 1/7/2012 έως 30/6/2014, όσοι σταθμοί τελούν υπό λειτουργία, δοκιμαστική λειτουργία ή έχει ενεργοποιηθεί η σύνδεση τους εφεξής.
 - Το ποσό της έκτακτης εισφοράς θα είναι % προ ΦΠΑ τιμήματος πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας και αναλύεται στον παρακάτω πίνακα:

Ποσό έκτακτης εισφοράς	25%	30%	27%	10%
Τεχνολογία	Φωτοβολταϊκά	Φωτοβολταϊκά	Φωτοβολταϊκά	Λοιποί ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ
Έναρξη λειτουργίας	Έως 31/12/2012	Μετά από 1/1/2012	Μετά από 1/1/2012	
Έναρξη Αποζημίωσης		Πριν από 1/2/2012	Μεταξύ 1/2/2012 – 7/8/2012	

- Υπάρχει η δυνατότητα να παραταθεί για ακόμα ένα έτος η υποχρέωση καταβολής της έκτακτης εισφοράς.

Κεφάλαιο 3^ο : Βασικές Τεχνολογίες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

3.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο γίνεται παρουσίαση των βασικών τεχνολογιών που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η ιστορική εξέλιξη της εκάστοτε τεχνολογίας και τα βασικά στοιχεία από τα οποία αποτελείται. Σκοπός είναι η πλήρης κατανόηση του τρόπου λειτουργίας των μονάδων και των ουσιαστικών διαφορών τους.

3.2 Τεχνολογίες Παραγωγής Ενέργειας

Για να κατανοηθούν καλύτερα οι τεχνολογίες παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας είναι σημαντικό να αποσαφηνιστούν οι έννοιες: τάση, συχνότητα και φορτίο. Η τάση είναι η τιμή της διαφοράς του ηλεκτρικού δυναμικού μεταξύ δύο σημείων, είναι η αιτία δηλαδή της εξαναγκασμένης κατευθυνόμενης κίνησης των ηλεκτρικών φορτίων μέσα σε αγωγούς, ημιαγωγούς και ρευστά με ελεύθερα κινούμενα ιόντα. Η συχνότητα περιγράφει τις περιοδικές μεταβολές ηλεκτρικών μεγεθών όπως είναι της τάσης και της έντασης. Φορτίο είναι η ιδιότητα των σωματιδίων, η οποία καθορίζει τις μεταξύ τους ηλεκτρομαγνητικές επιδράσεις. Ένα υλικό σώμα που έχει ηλεκτρικό φορτίο, επηρεάζεται από και δημιουργεί ηλεκτρομαγνητικό πεδίο.

Το ηλεκτρικό δίκτυο είναι ένα δίκτυο μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας από την παραγωγή στην κατανάλωση και αποτελείται από τρία μέρη:

- Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας
- Μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας
- Διανομή ηλεκτρικής ενέργειας

Η ηλεκτρική ενέργεια παράγεται σε εργοστάσια που χρησιμοποιούν διάφορα καύσιμα για την παραγωγή, όπως πετρέλαιο, μαζούτ, λιγνίτη, φυσικό αέριο κλπ. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται μεταφέρεται με το εθνικό δίκτυο μεταφοράς ρεύματος με τη χρήση μεγάλων ξύλινων ή τσιμεντένιων πυλώνων. Ωστόσο το ηλεκτρικό ρεύμα όταν παράγεται στους σταθμούς αυξάνεται η τάση στα 400 kV, ώστε να μειωθούν οι απώλειες μεταφοράς αφού ταυτόχρονα μειώνεται η ένταση και για αυτό χρησιμοποιούνται διαφορετικού τύπου πυλώνες, οι οποίες οδηγούν το ρεύμα στους υποσταθμούς και τους μετασχηματιστές. Εκεί η τάση του ηλεκτρικού ρεύματος μειώνεται τελικά στα 230 V για να μπορεί με τη σειρά του να διανεμηθεί στις κατοικίες για να χρησιμοποιηθεί σε συσκευές.

Οι κυριότερες τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στους Θέρμο Ηλεκτρικούς Σταθμούς (ΘΗΣ)¹³ είναι :

1. Παραγωγή με ατμοστρόβιλους
2. Παραγωγή με αεριοστρόβιλους
3. Παραγωγή με μηχανές εσωτερικής καύσης
4. Παραγωγή με μονάδες συνδυασμένου κύκλου

Ένα σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, συνήθως περιλαμβάνει μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίες χρησιμοποιούν περισσότερες της μιας από τις παραπάνω τεχνολογίες. Σε περιπτώσεις σαν και αυτή, το ποιες μονάδες είναι σε λειτουργία ανά κάθε χρονική στιγμή, και ακόμη περισσότερο με ποια σειρά μπαίνουν στο σύστημα, καθώς αυξάνεται η ζήτηση, εξαρτάται από το είδος της χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας. Συγκεκριμένα, η σειρά ένταξης των μονάδων στο σύστημα παραγωγής εξαρτάται από:

- Τις απαιτήσεις ασφάλειας του συστήματος,
- Την ανάγκη εξασφάλιση διαρκούς ικανοποίησης της ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος
- Την εξοικονόμηση της λειτουργίας του συστήματος

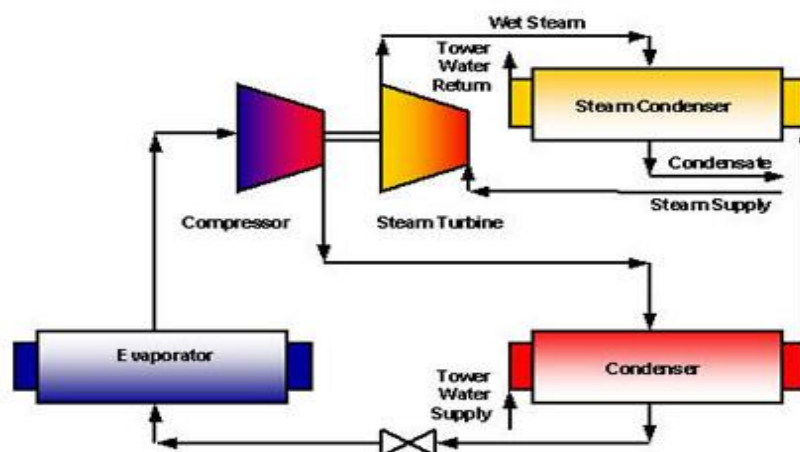
Η πρώτη παράμετρος επιβάλλει τη διαρκή λειτουργία των θερμοηλεκτρικών μονάδων με χαμηλή απόκριση στις διακυμάνσεις φορτίου και με αργή εκκίνηση, δηλαδή των ατμοστρόβιλων και του συνδυασμένου κύκλου. Αυτό συνεπάγεται ότι οι μονάδες αυτές, κατά τη διάρκεια χαμηλών φορτίσεων, λειτουργούν στα τεχνικά τους ελάχιστα. Οι περιπτώσεις αυτές συναντώνται στη μεγαλύτερη διάρκεια του έτους, και ιδιαίτερα το φθινόπωρο και την άνοιξη, όταν οι φορτίσεις του συστήματος είναι πολύ χαμηλές. Επίσης, οι ατμοστρόβιλοι και ο συνδυασμένος κύκλος, οι οποίοι αποτελούν μονάδες βάσης, λόγω της μεγάλης ροπής αδράνειας που διαθέτουν είναι οι βασικές μονάδες ρύθμισης και διατήρησης της συχνότητας του συστήματος. Δηλαδή, οι μονάδες αυτές λειτουργούν αδιάκοπα για να διατηρείται σε ένα συγκεκριμένο επίπεδο η παραγόμενη τάση του δικτύου, με τις υπόλοιπες μονάδες να λειτουργούν ως μονάδες αιχμής. Η σειρά αυτή τηρείται όταν δεν τίθενται περιορισμοί ασφάλειας του συστήματος, με τους ατμοστρόβιλους και το συνδυασμένο κύκλο να λειτουργούν πάντα στα τεχνικά τους ελάχιστα, ανεξάρτητα από τη σειρά ένταξης.

¹³ Μελέτη Σκοπιμότητας Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στο Σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στη Κρήτη

3.3 Ατμοστρόβιλος

Η λειτουργία του ατμοστρόβιλου στηρίζεται στη μετατροπή θερμικής ενέργειας σε μηχανική με τη χρήση ενός στροφείου ή ρότορα (rotor)¹⁴. Συγκεκριμένα, μέσω ενός συστήματος καύσης παράγεται ατμός υψηλής πίεσης, ο οποίος υφίσταται εκτόνωση και η θερμική ενέργεια που περιέχει μετατρέπεται σε μηχανική περιστρέφοντας το στροφείο.

Εικόνα 5: Σύστημα Λειτουργίας Ατμοστρόβιλου



Όπως φαίνεται και στην Εικόνα 5, για τη λειτουργία του ατμοστρόβιλου απαιτείται νερό που μετατρέπεται σε ατμό ο οποίος στη συνέχεια συμπιέζεται από ένα συμπιεστή σε υψηλή πίεση. Στη συνέχεια οδηγείται στον ατμοστρόβιλο όπου εκτονώνεται και εξαναγκάζει το στροφείο να περιστραφεί. Κατά τη φάση εκτόνωσης, ο ατμός ψύχεται και υγροποιείται μερικά. Κατόπιν οδηγείται στο συμπυκνωτή και στη συνέχεια τροφοδοτείται και πάλι στο σύστημα εξάτμισης για να αναθερμανθεί και να επαναληφθεί ο κύκλος.

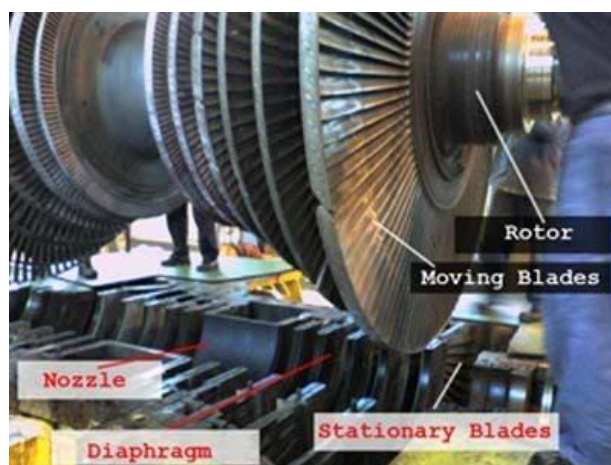
Ο ρότορας, όπως φαίνεται στην Εικόνα 6 είναι ένα από τα βασικότερα εξαρτήματα του στροβίλου. Επάνω στο ρότορα είναι προσαρμοσμένα ειδικά πτερύγια πάνω στα οποία προσπίπτει ο ατμός και λόγω της υψηλής πίεσης τα εξαναγκάζει να περιστρέφονται. Υπάρχουν δύο βασικοί τύποι στροβίλων. Ο πρώτος ονομάζεται προωθητικός τύπος, στον οποίο ο ρότορας στρέφεται λόγω της δύναμης που ασκεί ο ατμός στα πτερύγια. Ο δεύτερος τύπος ονομάζεται αντιδραστικός και περιστρέφεται λόγω της δύναμης η οποία ασκείται από τον ατμό καθώς απομακρύνεται από τα πτερύγια.

Επίσης, άλλη διάκριση είναι ο στροβίλος μονής ροής στον οποίο ο ατμός εισέρχεται στη μία πλευρά, στη συνέχεια κατευθύνεται προς το άλλο άκρο του ρότορα από όπου εξέρχεται για να αναθερμανθεί ή περνά σε ένα επόμενο τμήμα. Στον στροβίλο διπλής ροής

¹⁴ <http://www3.nd.edu/~techrev/Archive/Fall2001/a5.html>

ο ατμός εισέρχεται σε ένα ενδιάμεσο σημείο του ρότορα και οδεύει προς τις δύο κατευθύνσεις.

Εικόνα 6: Μηχανικά Τμήματα Ατμοστρόβιλου



3.3.1 Λειτουργία του Ατμοστρόβιλου

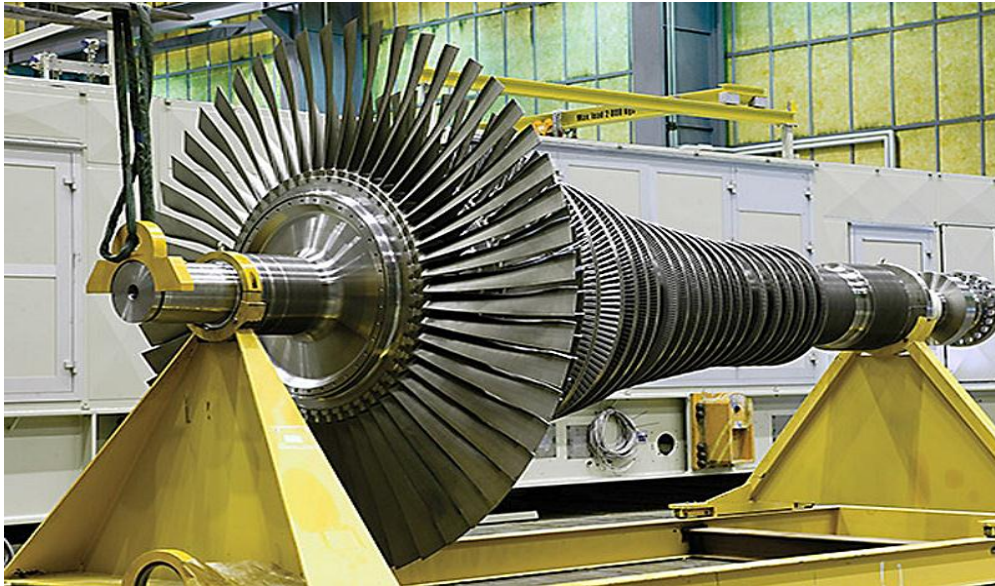
Το νερό πρώτα θερμαίνεται σε ένα λέβητα, εξατμίζεται, ο παραγόμενος ατμός θερμαίνεται περαιτέρω σε θερμοκρασία περίπου 538° C και στη συνέχεια αφού συμπιεστεί οδηγείται στο στρόβιλο με μια ταχύτητα μεγαλύτερη από 1.610 km/h. Μεταξύ του λέβητα και του στρόβιλου παρεμβάλλεται η Κύρια Βαλβίδα Διακοπής (Main Stop Valve ή MSV), που είναι είτε πλήρως ανοιχτή ή πλήρως κλειστή. Η MSV μπορεί να διακόπτει εντελώς τη ροή του ατμού, αλλά δεν την ελέγχει. Οι όροι «ταχύτητα πίεσης» και «συνθήκες ταχύτητας» αναφέρονται στον ατμό καθώς αυτός εισέρχεται στον MSV.

Ο ατμός φτάνει στην πρώτη σειρά των πτερυγίων σε υψηλή πίεση. Η πίεσή του είναι τόσο υψηλή, στην πραγματικότητα, που παράγει ροπή προσπίπτοντας ακόμα και σε μία μικρή επιφάνεια. Η πρόσπτωση του ατμού πάνω στα πτερύγια αναγκάζει το ρότορα σε περιστροφική κίνηση. Καθώς ο στρόβιλος περιστρέφεται η πυκνότητα του ατμού μειώνεται με αποτέλεσμα να απαιτείται όλο και μεγαλύτερη επιφάνεια πρόσπτωσης για να επιτευχθεί το ίδιο αποτέλεσμα. Για το λόγο αυτό, το μέγεθος των πτερυγίων αυξάνει σε κάθε στάδιο.

Η θερμοκρασία του εξερχόμενου ατμού από το στρόβιλο έχει μειωθεί κατά περίπου 482° C και η πίεση του έχει μειωθεί σχεδόν στο επίπεδο της ατμοσφαιρικής πίεσης. Το μεγαλύτερο μέρος της πτώσης της πίεσης λαμβάνει χώρα κατά μήκος του διαφράγματος, το οποίο βρίσκεται μεταξύ του εξωτερικού τοιχώματος και του εσωτερικού ιστού και κατευθύνει τον ατμό προς τα περιστρεφόμενα πτερύγια. Ο ατμός πρέπει να προσκρούσει στα πτερύγια σε μια συγκεκριμένη γωνία για να μεγιστοποιηθεί η αξιοποίηση της υψηλής

πίεσης του ατμού. Για αυτό το λόγο χρησιμοποιούνται τα ακροφύσια. Μόλιμα εγκατεστημένοι δακτύλιοι ακροφυσίων που έχουν τοποθετηθεί μεταξύ των τροχών των πτερυγίων για να αλλάξουν την κατεύθυνση του ατμού στην βέλτιστη γωνία για να προσκρούει τα πτερύγια. Ένα ρουλεμάν ειδικού τύπου είναι στερεωμένο στο ένα άκρο της κύριας ατράκτου ώστε να διατηρήσει την αξονική θέση του και να συγκρατήσει τα κινούμενα μέρη από το να συγκρούονται με τα σταθερά.

Εικόνα 7: Ατμοστρόβιλος



Ο ατμός που εξέρχεται από τον στρόβιλο, εισέρχεται σε ένα συμπυκνωτή, όπου ψύχεται και υγροποιείται. Η διαδικασία της συμπύκνωσης του ατμού δημιουργεί υποπίεση, λόγω της διαφοράς πίεσης με αποτέλεσμα να εξέρχεται ακόμα περισσότερος ατμός από το στρόβιλο. Ο υγροποιημένος ατμός επιστρέφει στον λέβητα, επαναθερμαίνεται, και ακολουθεί τον ίδιο κύκλο. Η ταχύτητα του στρόβιλου ελέγχεται από το ρυθμιστή (governor). Οι σύγχρονοι στρόβιλοι έχουν ένα ηλεκτρονικό ρυθμιστή που χρησιμοποιεί έναν αισθητήρα για να παρακολουθεί την ταχύτητα στρόβιλου παρακολουθώντας το ρότορα. Η αναπνευστική βαλβίδα (Ventilator Valve ή VV) επίσης βοηθά στον έλεγχο της ταχύτητας του στρόβιλου. Η VV σε περίπτωση που ο στρόβιλος αναπτύξει υπερβολική ταχύτητα οδηγεί μέρος του ατμού έξω από το στρόβιλο για να μειωθεί η ταχύτητα περιστροφής. Αυτός ο ατμός προέρχεται από το τμήμα αναθέρμανσης, το οποίο ωθεί τον ατμό πίσω μέσω του στρόβιλου και χρησιμοποιείται για την ψύξη των τμημάτων που εμφανίζουν υψηλή θερμοκρασία.

3.3.2 Απόδοση του Ατμοστροβίλου

Ο πιο συνηθισμένος ατμοστροβίλος αποτελείται από ένα ακροφύσιο για να περνά ο ατμός μέσω αυτού και πτερύγια που τοποθετούνται στην άκρη ενός του ρότορα. Για να γίνει πιο αποτελεσματικός ένας στροβίλος, προστίθεται ένα περίβλημα για τον περιορισμό του ατμού και βαλβίδες που χρησιμοποιούνται για τον έλεγχο εισόδου του ατμού προς τα ακροφύσια. Τα παχιά τοιχώματα χύτευσης ονομάζονται κελύφη, και είναι συνήθως κατασκευασμένα από κράμα χάλυβα χρωμίου-μολυβδαινίου-βαναδίου. Μερικά σχέδια χρησιμοποιούν τόσο εσωτερικό όσο και εξωτερικό κέλυφος, τα οποία χρησιμεύουν για την εξισορρόπηση της πίεσης όταν επέρχεται πτώση πίεσης και τη μείωση του πάχους του κελύφους όταν επέρχεται θερμική καταπόνηση κατά την εκκίνηση και φόρτιση.

Οι σχεδιασμοί πολλαπλών σταδίων δεν επηρεάζουν τη συνολική λειτουργία του στροβίλου, χρησιμεύουν όμως στην αύξηση της απόδοσής του. Ο τύπος και ο αριθμός των σταδίων που χρησιμοποιεί ένας στροβίλος ποικίλλει, καθώς επίσης το σχήμα και το μέγεθος των πτερυγίων. Αυτά εξαρτώνται από:

- την πίεση του ατμού
- τη θερμοκρασία του ατμού,
- την ταχύτητα αυτού.

Η απόδοση του στροβίλου βρίσκεται μεταξύ δύο ακραίων καταστάσεων. Στην πρώτη από αυτές τις καταστάσεις που σχετίζονται με την αξιοποίηση της ενέργειας του ατμού:

- α. Αν υποθέσουμε ότι ο ρότορας του στροβίλου συγκρατείται ακίνητος, τότε ο ατμός που ρέει μέσα από τα ακροφύσια χτυπάει τα πτερύγια με μέγιστη δυνατή ισχύ και άρα σε αυτή την περίπτωση η απόδοση του στροβίλου θα πρέπει να είναι η μέγιστη δυνατή. Σε αυτή όμως την κατάσταση το παραγόμενο έργο είναι μηδενικό, αφού ο ρότορας παραμένει στάσιμος.
- β. Από την άλλη πλευρά, αν υποθέσουμε ότι ο ρότορας, αντί να είναι στάσιμος, περιστρέφεται με ταχύτητα ίση με εκείνη του ατμού. Σε αυτή την περίπτωση, ο ατμός δεν θα έχει καμία συνιστώσα ταχύτητας σε σχέση με τα πτερύγια με αποτέλεσμα αυτά να μην περιστρέφονται και άρα δεν υπάρχει ροπή για να περιστρέψει τα πτερύγια πράγμα που σημαίνει ότι και πάλι παράγεται μηδενικό έργο.

Στην πράξη, η μέγιστη πραγματική απόδοση του ατμοστρόβιλου βρίσκεται ανάμεσα στις παραπάνω δύο ακραίες καταστάσεις, δηλαδή όταν ο ρότορας περιστρέφεται με ταχύτητα μικρότερη της ταχύτητας του ατμού.

3.3.3 Ιστορική Εξέλιξη του Ατμοστρόβιλου

Ο πρώτος ατμοστρόβιλος θεωρείται ότι είναι η μηχανή του Ήρωνα, ο οποίος κατασκευάστηκε τον 1ο αιώνα π.Χ. από τον Έλληνα μαθηματικό Ήρωνα, στην Αίγυπτο. Το 1543, ο ισπανός Blasco de Garay χρησιμοποίησε μια πρωτόγονη ατμομηχανή για να κινήσει ένα πλοίο. Το 1551, ο Ταqί al-Din στην Αίγυπτο περιέγραψε έναν ατμοστρόβιλο. Διάφοροι ατμοστρόβιλοι έχουν κατασκευαστεί και από τον Γιοναννί Branca το 1629 και τον Άγγλο John Wilkins το 1648. Ο ατμοστρόβιλος που γνωρίζουμε ακόμα και σήμερα κατασκευάστηκε το 1884 από τον Άγγλο-Ιρλανδό Charles Parsons. Το πρώτο μοντέλο που κατασκεύασε ο Parsons παρήγε ισχύ 7,5 kW και ήταν συνδεδεμένος με ένα δυναμό.

Η ανακάλυψη του ατμοστρόβιλου του Parsons έδωσε τη δυνατότητα για μαζική και οικονομική παραγωγή ηλεκτρισμού. Η κατασκευή του ατμοστρόβιλου του Parsons βελτίωσε σημαντικά τις προοπτικές των μεταφορών στη θάλασσα, και βρήκε ιδιαίτερη εφαρμογή στη πολεμική βιομηχανία. Η ευρεσιτεχνία του κατοχυρώθηκε και αργότερα η εφεύρεσή του βελτιώθηκε από Αμερικάνο George Westinghouse.

Εικόνα 8: Ατμοστρόβιλος του Parsons



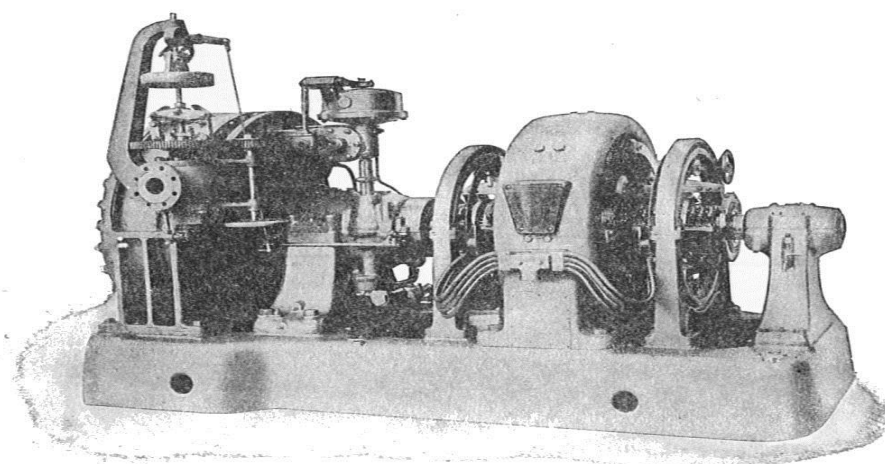
Ένα σημαντικό στοιχείο της μηχανής του Parsons ήταν ότι ο ατμοστρόβιλος (Εικόνα 4), μπορούσε να αναβαθμιστεί από άλλους εφευρέτες με σχετική ευκολία. Αυτό είχε σαν αποτέλεσμα η εφεύρεση του Parsons να υιοθετηθεί από όλους τους μεγάλους σταθμούς

παραγωγής ενέργειας, με την ισχύ των γεννητριών να παρουσιάζει αύξηση και να φτάνει κοντά στα 50 MW.

Ο ατμοστρόβιλος de Laval που εφευρέθηκε και πήρε το όνομα του από τον Gustaf de Laval. Χαρακτηριστικό αυτού ήταν ότι επιτάχυνε τη ροή του ατμού ο οποίος ανέπτυσσε πλήρη ταχύτητα πριν εισέλθει στον στρόβιλο. Το κόστος αυτού του μοντέλου αφενός μεν ήταν χαμηλότερο, αφετέρου είχε μεγαλύτερη αντοχή σε ακόμα πιο συμπιεσμένο ατμό. Παρόλα αυτά, δεν χρησιμοποιήθηκε πολύ λόγω της χαμηλής του απόδοσης.

Τέλος, Ο ατμοστρόβιλος των Brown-Curtis ο οποίος φαίνεται στην Εικόνα 9 αναπτύχθηκε και πήρε δίπλωμα ευρεσιτεχνίας από την αμερικανική εταιρεία International Curtis Marine Turbine Company το 1900 σε συνεργασία με την John Brown & Company, χρησιμοποιήθηκε σε εμπορικά πλοία της εταιρίας και σε πολεμικά πλοία.

Εικόνα 9: Ατμοστρόβιλος των Brown - Curtis



3.4 Συμπαράγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας

Συμπαράγωγή θερμότητας και ηλεκτρισμού (ΣΗΘ) είναι η συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας χρησιμοποιώντας την ίδια αρχική πηγή ενέργειας, δηλαδή του ίδιου καυσίμου. Έτσι, σε ένα σύστημα συμπαράγωγής υπάρχει ταυτόχρονη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ατμού και το βασικότερο χαρακτηριστικό είναι η ανάκτηση του μεγαλύτερου μέρους της παραγόμενης θερμικής ενέργειας, συνήθως υπό τη μορφή ατμού, ο οποίος αξιοποιείται σε κάποια παραγωγική διαδικασία. Με αυτό τον τρόπο, επιτυγχάνεται εξοικονόμηση ενέργειας και συνεπώς αυξάνεται η συνολική

ενεργειακή απόδοση, σε σχέση με τις συμβατικές μεθόδους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας¹⁵.

Για να αξιοποιηθούν τα οφέλη που προσφέρει ένα σύστημα ΣΗΘ είναι προφανές ότι θα πρέπει να υπάρχει η ανάγκη, και συνεπώς η δυνατότητα να αξιοποιηθεί η παραγόμενη θερμότητα και ψύξη, για παράδειγμα σε μία βιομηχανική εγκατάσταση, σε ένα νοσοκομείο, κλπ. Η ταυτόχρονη παραγωγή ηλεκτρικής, θερμικής και ψυκτικής ενέργειας από την ίδια ενεργειακή πηγή είναι γνωστή και ως «τριπαραγωγή». Τα συστήματα συμπαραγωγής βρίσκουν εφαρμογή σε ενεργοβόρες βιομηχανίες στον τριτογενή τομέα όπως είναι τα νοσοκομεία και τα ξενοδοχεία ή για την κάλυψη ηλεκτρικών και θερμικών αναγκών μίας αστικής περιοχής με τη χρήση συστημάτων τηλεθέρμανσης και τηλεψύξης.

Η υψηλή ενεργειακή απόδοση των συστημάτων συμπαραγωγής έχει ως αποτέλεσμα την καλύτερη οικονομική τους απόδοση. Η απόδοση των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής είναι 30 – 40% και το υπόλοιπο 60 – 70% αποβάλλεται στο περιβάλλον με τη μορφή απωλειών θερμότητας. Αυτή η θερμότητα όμως μπορεί να ανακτηθεί και να χρησιμοποιηθεί σε βιομηχανικές διεργασίες ή για την κάλυψη θερμικών φορτίων, αυξάνοντας έτσι την συνολική απόδοση του καυσίμου στο 85 - 90%. Μέσω της συμπαραγωγής έχουμε εξοικονόμηση του καυσίμου κατά περίπου 15 - 40% συγκριτικά με τα καύσιμα που θα απαιτούνταν για την ίδια παραγωγή από συμβατικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής και λέβητες.

Ενδεικτικά, αν συγκρίνουμε δύο περιπτώσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και ατμού με ένα συμβατικό σύστημα και με ένα σύστημα ΣΗΘ, παρατηρούμε τα εξής (Εικόνα 10):

Συμβατικό Σύστημα:

Καύσιμο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας:	121 KWh
Καύσιμο για παραγωγή ατμού:	59 KWh
Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια:	35 KWh
Παραγόμενος ατμός:	50 KWh
Απώλειες :	95 KWh
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης:	47%

¹⁵ <http://electrical-engineering-portal.com/an-overview-of-combined-cycle-power-plant>, Οδηγός Συστημάτων Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού & Θερμότητας ΚΑΠΕ

Σύστημα ΣΗΘ:

Συνολική ποσότητα καυσίμου:	100 KWh
Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια:	35 KWh
Παραγόμενος ατμός:	50 KWh
Απώλειες :	15 KWh
Συνολικός Βαθμός Απόδοσης:	85%

Εικόνα 10: Σύγκριση Απόδοσης Με και Χωρίς Συμπααραγωγή



Η χρήση φυσικού αερίου ως καύσιμη ύλη στις μονάδες ΣΗΘ, έχει σημαντικές οικονομικές επιπτώσεις λόγω της μείωσης του ενεργειακού κόστους. Τα συστήματα ΣΗΘ είναι διαφόρων μεγεθών και με εύρος ηλεκτρικής ισχύος, από λιγότερο από 5 kW (μικρές μηχανές για μια μονοκατοικία) μέχρι 500 MW (συστήματα τηλεθέρμανσης και τηλεψύξης ή βιομηχανικά συστήματα).

Τα περισσότερα συστήματα συμπααραγωγής μπορούν να χαρακτηριστούν είτε ως συστήματα "κορυφής" (topping systems), είτε ως συστήματα "βάσεως" (bottoming systems). Στα συστήματα κορυφής, ρευστό υψηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρισμού, ενώ η αποβαλλόμενη θερμότητα χαμηλής θερμοκρασίας χρησιμοποιείται σε θερμικές διεργασίες, θέρμανση χώρων, ή ακόμη και για παραγωγή πρόσθετης ηλεκτρικής ενέργειας.

Στα συστήματα βάσεως, παράγεται κατά βάση θερμική ενέργεια υψηλής θερμοκρασίας (όπως, π.χ., σε καμίνους χαλυβουργείων, υαλουργείων και εργοστασίων σκυροδέματος), κατόπιν τα θερμά αέρια διοχετεύονται συνήθως σε λέβητα ανάκτησης θερμότητας, όπου παράγεται ατμός ο οποίος θέτει σε λειτουργία έναν ατμοστρόβιλο και εν συνεχεία μία γεννήτρια. Είναι ακόμη δυνατόν τα θερμά αέρια να διοχετευθούν σε αεριοστρόβιλο, που δίνει κίνηση σε μία ηλεκτρογεννήτρια, χωρίς την παρεμβολή λέβητα.

Τεχνολογίες συμπαραγωγής

Για τη Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού και Θερμότητας μπορεί να χρησιμοποιηθεί ένα ευρύ φάσμα τεχνολογιών που συνδυάζει την παραγωγή και των δύο μορφών ενέργειας. Έτσι, τα συστήματα ΣΗΘ περιλαμβάνουν πάντα μία ηλεκτρογεννήτρια και ένα σύστημα ανάκτησης της θερμότητας. Οι τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται είναι:

- Ατμοστρόβιλοι
- Αεριοστρόβιλοι
- Συστήματα συνδυασμένου κύκλου (αεριοστρόβιλοι και ατμοστρόβιλοι)
- Μηχανές εσωτερικής καύσης, Diesel και Otto

Τα τελευταία χρόνια έχουν εμφανιστεί στην αγορά και νέες τεχνολογίες που είναι πιθανό να διατεθούν σύντομα όπως οι:

- Μικροστρόβιλοι
- Κυψέλες καυσίμου
- Μηχανές Stirling

Καύσιμα για Συμπαραγωγή

Τα συστήματα Συμπαραγωγής μπορούν να λειτουργήσουν πρακτικά με κάθε είδος καυσίμου αφού εκείνο που χρειάζεται σε πρώτο στάδιο είναι η παραγωγή θερμότητας. Το συγκεκριμένο καύσιμο σε κάθε περίπτωση επιλέγεται ανάλογα με τη χρησιμοποιούμενη τεχνολογία. Έτσι, τα διάφορα καύσιμα που χρησιμοποιούνται είναι:

- Ορυκτά καύσιμα, όπως φυσικό αέριο, πετρέλαιο, άνθρακας, κλπ.
- Βιοαέριο, από οργανικά απορρίμματα ή από εγκαταστάσεις βιολογικών καθαρισμών
- Βιομάζα, όπως αγροτικά και δασικά υπολείμματα ή από ενεργειακές καλλιέργειες

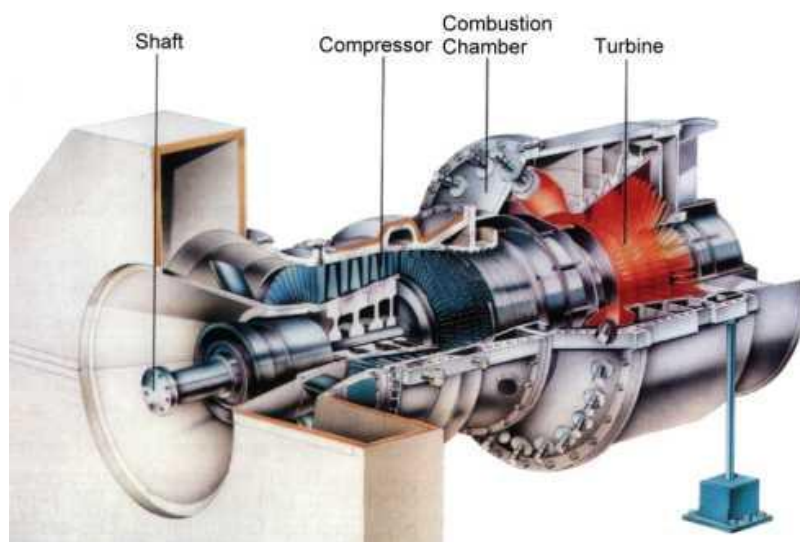
Το καύσιμο που κυριαρχεί για οικονομικούς και λόγω των μειωμένων ρύπων, είναι το φυσικό αέριο. Σημειώνεται ότι στις κυψέλες καυσίμου, που θα αναφερθούμε στη συνέχεια, τα καύσιμα δεν καίγονται, αλλά αναμορφώνονται για να παραχθεί υδρογόνο και στη συνέχεια ενέργεια, μέσω της συντελούμενης χημικής αντίδρασης.

3.5 Αεριοστρόβιλος

Στη βασική του λειτουργία, ο αεριοστρόβιλος μοιάζει αρκετά με τον ατμοστρόβιλο. Στον αεριοστρόβιλο¹⁶, αντί του ατμού, τροφοδοτείται αέριο σε ψηλή πίεση και αναγκάζει τον στρόβιλο να περιστραφεί, όπως γίνεται και στον ατμοστρόβιλο με τον ατμό. Σε όλους τους σύγχρονους αεριοστρόβιλους, το αέριο παράγεται από την καύση καυσίμου, όπως το προπάνιο, το φυσικό αέριο, ή το πετρέλαιο. Ο αέρας καύσης συμπιέζεται με τον συμπιεστή ο οποίος είναι ενσωματωμένος και οδηγείται στο θάλαμο καύσης όπου αναμιγνύεται με το καύσιμο. Η θερμότητα που προέρχεται από την καύση του καυσίμου διαστέλλει τον αέρα, και η υψηλή ταχύτητα του θερμού αέρα περιστρέφει τον στρόβιλο. Ένα απλός αεριοστρόβιλος, όπως μας δείχνει η Εικόνα 11 αποτελείται από τρία κύρια τμήματα :

- Το συμπιεστή
- Το καυστήρα
- Το στρόβιλο ισχύος

Εικόνα 11: Μηχανικά Τμήματα Ατμοστρόβιλου



Ο συμπιεστής αποτελεί το ψυχρό τμήμα ενώ ο θάλαμος καύσης με τον στρόβιλο αποτελούν το θερμό τμήμα του αεριοστρόβιλου. Ο αέρας καύσης οδηγείται από το τμήμα

¹⁶ <http://massengineers.com/Documents/gasturbinetheory.htm>

εισαγωγής στον συμπίεστή, εκεί συμπιέζεται και εισέρχεται στο θάλαμο καύσης, όπου αναμιγνύεται με το καύσιμο. Τα παραγόμενα καυσαέρια εκτονώνονται και οδηγούνται προς την εξαγωγή και στη διαδρομή εξαναγκάζουν τον στρόβιλο, ο οποίος συνδέεται με τον συμπίεστή με κοινό άξονα, σε περιστροφή. Τα καυσαέρια συνεχίζουν την εκτόνωση τους και περνώντας από το ακροφύσιο εξόδου, εξέρχονται από τον αεριοστρόβιλο με πολύ μεγαλύτερη ταχύτητα από αυτήν της εισερχόμενης μάζας αέρα. Η διαφορά μεταξύ των δύο ταχυτήτων προκαλεί την παραγόμενη ώση.

Ανάλογα με τον τύπο του αεριοστρόβιλου, όπως θα δούμε στη συνέχεια, χρησιμοποιούνται περισσότεροι από ένας στρόβιλοι. Ο καθένας συνδέεται με τον αντίστοιχο συμπίεστή μέσω ξεχωριστού άξονα. Στην περίπτωση που χρησιμοποιούνται δύο ή τρεις συμπίεστές και στρόβιλοι, αυτοί συνδέονται με ομόκεντρους άξονες. Οι αεριοστρόβιλοι δηλαδή μπορούν να κατηγοριοποιηθούν, ανάλογα με τον αριθμό των αξόνων τους, σε αεριοστρόβιλους:

- απλού άξονα,
- διπλού άξονα,
- τριπλού άξονα, και
- τυμπάνου

Η παραγωγή ισχύος στον αεριοστρόβιλο εξαρτάται από την ποσότητα της θερμότητας που εκλύεται κατά την καύση. Η θερμότητα αυτή δε μπορεί να μετρηθεί αλλά υπολογίζεται από:

- τη θερμοκρασία των καυσαερίων,
- τη μάζα (ή το βάρος) του καυσίμου, και
- την ειδική θερμότητα του καυσίμου.

Η διαφορά του ρόλου της θερμότητας και της θερμοκρασίας στη λειτουργία ενός αεριοστρόβιλου φαίνεται από το ακόλουθο παράδειγμα. Ας υποθέσουμε ότι έχουμε δύο αεριοστρόβιλους σε λειτουργία και ο ένας καταναλώνει δεκαπλάσια ποσότητα καυσίμου ανά μονάδα χρόνου από τον άλλον, ενώ και οι δύο λειτουργούν στην ίδια θερμοκρασία εισόδου των καυσαερίων στο στρόβιλο. Όμως, ο μεγαλύτερος κινητήρας μπορεί να αποδώσει περίπου δέκα φορές μεγαλύτερη ισχύ από το μικρότερο αφού καταναλώνει δεκαπλάσια ποσότητα καυσίμου, παρά το γεγονός ότι λειτουργούν στην ίδια θερμοκρασία. Σημειώνεται ότι η αύξηση της θερμοκρασίας καύσης οδηγεί σε μεγαλύτερη εκτόνωση των καυσαερίων με αποτέλεσμα την παραγωγή μεγαλύτερης ποσότητας ώσης. Όμως, λόγω των

περιορισμών στην αντοχή των υλικών κατασκευής του θαλάμου καύσης και του στρόβιλου δεν είναι δυνατή η αύξηση της θερμοκρασίας πέρα από ορισμένα όρια.

Ο αεριοστρόβιλος κινητήρας διακρίνεται σε τέσσερις διαφορετικούς τύπους. Όλοι αποτελούνται από τα βασικά μέρη που είδαμε παραπάνω. Οι διαφορές τους βρίσκονται στον τύπο και τη διάταξη των βασικών αυτών μερών.

Ο κύκλος λειτουργίας του αεριοστρόβιλου κινητήρα στηρίζεται στο θερμοδυναμικό κύκλο του Μπράιτον (Brayton). Η ανάλυση των διεργασιών του κύκλου στηρίζεται στον 1ο και 2ο νόμο της θερμοδυναμικής. Οι υποθέσεις πάνω στις οποίες στηρίζεται η λειτουργία του ιδανικού κύκλου είναι οι εξής:

- Οι διαδικασίες συμπίεσης και εκτόνωσης είναι αντιστρεπτές και αδιαβατικές, δηλαδή ισοντροπικές.
- Η μεταβολή της κινητικής ενέργειας του ενεργού μέσου (working fluid) μεταξύ εισόδου και εξόδου από κάθε συνιστώσα του κύκλου είναι αμελητέα.
- Σε κανένα σημείο του κύκλου δεν εμφανίζονται απώλειες πίεσης.
- Το ενεργό μέσο είναι ιδανικό αέριο και διατηρεί την ίδια σύσταση εντός του κύκλου.
- Δεν υπάρχουν ενεργειακές απώλειες λόγω τριβών στα μηχανικά μέρη του συγκροτήματος.

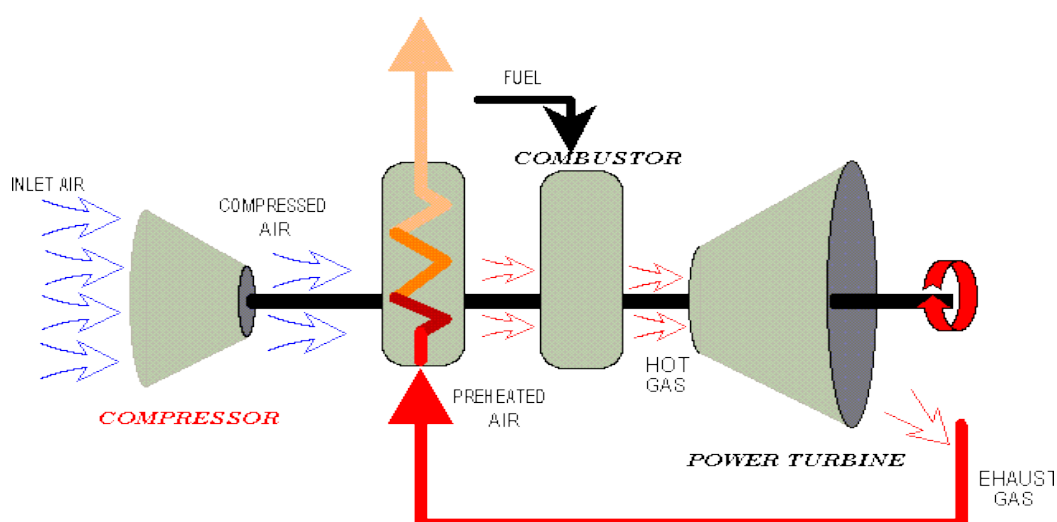
Εικόνα 12: Λειτουργία Ατμοστρόβιλου



Ο κύκλος αυτός είναι παρόμοιος, σε θεωρητικό επίπεδο, με τον κύκλο λειτουργίας του τετράχρονου εμβολοφόρου βενζινοκινητήρα. Έχοντας δεδομένη τη συγκρότηση του αεριοστρόβιλου, από 1) την εισαγωγή, 2) το συμπιεστή, 3) το θάλαμο καύσης, 4) το στρόβιλο και 5) το ακροφύσιο εξαγωγής καυσαερίων.

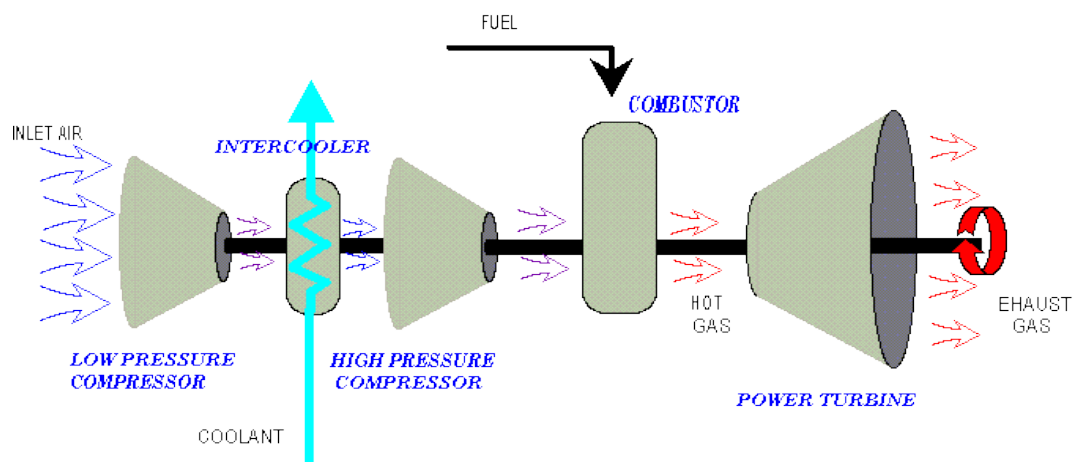
Ο αεριοστρόβιλος που όπως είπαμε λειτουργεί με την αρχή του κύκλου Brayton, ο οποίος αναφέρει ότι πεπιεσμένος αέρας αναμιγνύεται με καύσιμο και καίγεται υπό συνθήκες σταθερής πίεσης. Το θερμό αέριο που προκύπτει από αυτή την ανάμιξη αφήνεται να εκτονωθεί μέσω ενός στροβίλου για να παράγει έργο. Σε ένα αεριοστρόβιλο που έχει απόδοση 33% περίπου τα 2/3 του έργου αυτού δαπανώνται για τη συμπίεση του αέρα, ενώ το υπόλοιπο είναι διαθέσιμο για άλλες εργασίες όπως μηχανική κίνηση και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Μια παραλλαγή αυτού του κύκλου είναι η προσθήκη ενός αναγεννητή. Ένας αεριοστρόβιλος με ένα αναγεννητή (εναλλάκτη θερμότητας), αξιοποιεί εκ νέου μέρος της ενέργειας των καυσαερίων, προθερμαίνοντας τον αέρα που εισέρχεται στην καυστήρα. Ο κύκλος του οποίου το σχέδιο φαίνεται στην Εικόνα 13 χρησιμοποιείται σε αεριοστρόβιλους που χρησιμοποιούν χαμηλούς λόγους συμπίεσης.

Εικόνα 13: Αεριοστρόβιλος με Ανάκτηση Θερμότητας



Αεριοστρόβιλοι που λειτουργούν με υψηλούς λόγους συμπίεσης μπορούν να χρησιμοποιήσουν ένα διαψυκτήρα (intercooler), όπως στην Εικόνα 14, για την ψύξη του αέρα μεταξύ των σταδίων της συμπίεσης. Με αυτή τη διάταξη, λόγω της ενδιάμεσης ψύξης έχουμε μείωση της πυκνότητάς του αέρα και συνεπώς μπορεί να χρησιμοποιηθεί μεγαλύτερη ποσότητα καυσίμου και να παραχθεί περισσότερο έργο, δηλαδή να αυξηθεί ο βαθμός απόδοσης. Ο περιοριστικός παράγοντας στην είσοδο καυσίμου είναι η θερμοκρασία του θερμού αερίου που δημιουργείται, λόγω της μεταλλουργίας του ακροφυσίου του πρώτου σταδίου και των πτερυγίων του στροβίλου. Με τη πρόοδο στην τεχνολογία χρησιμοποιούμενων υλικών κατασκευής αυτός ο περιορισμός βελτιώνεται συνεχώς και επιτρέπεται όλο και μεγαλύτερες θερμοκρασίες.

Εικόνα 14: Ατμοστρόβιλος με Διαψυκτήρα



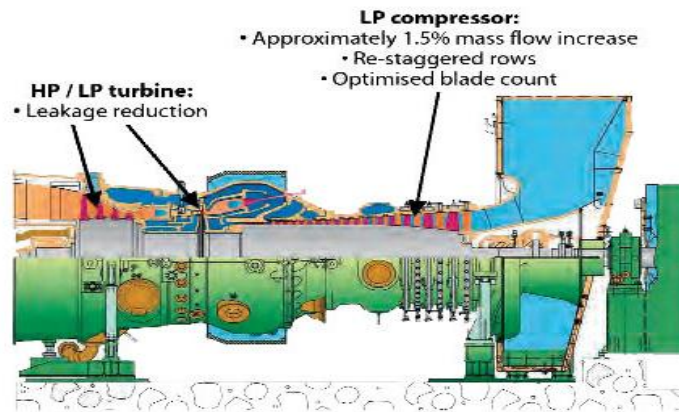
Ο συμπιεστής συμπιέζει τον αέρα σε υψηλή πίεση για τη διαδικασία καύσης. Στην Εικόνα 15 φαίνονται οι δύο τύποι συμπιεστή:

- ο συμπιεστής ακτινικής / φυγοκεντρικής ροής, και
- ο συμπιεστής αξονικής ροής.

Ο συμπιεστής ακτινικής ροής είναι απλούστερος από το συμπιεστή αξονικής ροής και είναι κατάλληλος για μικρούς λόγους συμπίεσης (5:1). Το μειονέκτημά του είναι ότι έχει μικρότερη απόδοση από τον συμπιεστή αξονικής ροής, ο οποίος προτιμάται για μεγάλους λόγους συμπίεσης (20:1) και είναι ο πλέον συνηθής. Στο συμπιεστή γίνεται έλεγχος του φορτίου για να εξασφαλιστεί η μέγιστη απόδοση. Έτσι, ο συμπιεστής μπορεί να διαχωριστεί σε τμήματα υψηλής και χαμηλής πίεσης και υπάρχει επίσης η δυνατότητα μεταβολής των γωνιών των πτερυγίων εισόδου και των ακροφυσίων για καλύτερο έλεγχο της ροής του αέρα. Όταν διακόπτεται η ροή του αέρα λόγω αναταράξεων, έχουμε ταυτόχρονη διακοπή λειτουργίας του συμπιεστή.

Στον καυστήρα γίνεται η ανάμιξη του αέρα και του καυσίμου και το μίγμα αναφλέγεται για να έχουμε την καύση. Για να γίνει η ανάφλεξη και η καύση χρησιμοποιούνται μπουζί, όπως και στους κινητήρες αυτοκινήτων. Τέλος ο στρόβιλος ισχύος που μπορεί να είναι ενός ενιαίου άξονα ή δύο παράλληλων αξόνων, αποτελείται από ένα ή περισσότερα στάδια με σκοπό την δημιουργία περιστροφικής ενέργειας και χρησιμοποιεί ομάδες από ακροφύσια και πτερύγια.

Εικόνα 15: Ατμοστρόβιλος με Συμπιεστή Υψηλής και Χαμηλής Αναλογίας Πίεσης



3.5.1 Ιστορική Εξέλιξη του Αεριοστρόβιλου

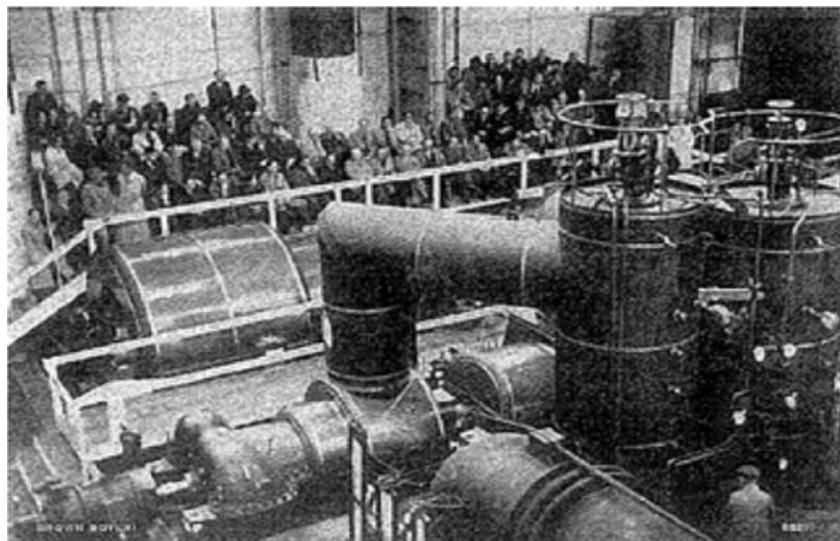
Γύρω στο 1500 μ.Χ. ο Leonardo da Vinci έφτιαξε ένα σκίτσο μιας συσκευής που περιστρέφεται λόγω της επίδρασης των θερμών αερίων που εξέρχονται από μια καμινάδα. Η συσκευή προοριζόταν να χρησιμοποιηθεί για την περιστροφή κρέατος που ψήνεται.

Το πρώτο δίπλωμα ευρεσιτεχνίας για ένα αεριοστρόβιλο χορηγήθηκε το 1791 στον Άγγλο εφευρέτη John Barber, στον οποίο είχε ενσωματώσει πολλά από τα ίδια τα τμήματα ενός σύγχρονου αεριοστρόβιλου, με τη διαφορά ότι χρησιμοποίησε παλινδρομικό συμπιεστή. Υπάρχουν πολλά ενδιαφέροντα πρώιμα παραδείγματα στροβιλοκινητήρων σχεδιασμένα από διάφορους εφευρέτες, αλλά κανένα από αυτά τα μηχανήματα δεν θεωρήθηκε ότι είναι αεριοστρόβιλος επειδή ενσωμάτωναν ατμό σε κάποιο σημείο της λειτουργίας τους.

Το 1872 ο Stolze σχεδίασε το πρώτο πραγματικό αεριοστρόβιλο. Ο κινητήρας του ενσωμάτωνε ένα τμήμα στροβίλου πολλαπλών σταδίων και ένα πολυ-αξονικό συμπιεστή ροής. Ο Charles Curtis, εφευρέτης της ατμομηχανής Curtis, κατέθεσε την πρώτη αίτηση για δίπλωμα ευρεσιτεχνίας στις ΗΠΑ για έναν αεριοστρόβιλο. Η ευρεσιτεχνία του χορηγήθηκε το 1914, αλλά κάτω υπήρξαν πολλές αμφισβητήσεις. Η εταιρεία General Electric ξεκίνησε το τμήμα αεριοστρόβιλων το 1903. Η πιο σημαντική ανάπτυξή της ήταν η General Electric turbosupercharger κατά τη διάρκεια του πρώτου παγκόσμιου πολέμου. Χρησιμοποιούσε θερμά αέρια εξάτμισης από μια παλινδρομική μηχανή για να οδηγήσει ένα στρόβιλο που με τη σειρά του οδηγούσε ένα φυγοκεντρικό συμπιεστή που χρησιμοποιείται για υπερπλήρωση, δηλαδή την εισαγωγή συμπιεσμένου αέρα στον κινητήρα με σκοπό την αύξηση της ισχύος του.

Η εξελικτική διαδικασία του σχεδιασμού και της κατασκευής turbosupercharger επέτρεψε την κατασκευή των πρώτων αξιόπιστων αεριοστρόβιλων. Ο Βρετανός Sir Frank Whittle κατοχύρωσε με δίπλωμα ευρεσιτεχνίας ένα σχέδιο για ένα κινητήρα αεροσκάφους το 1930. Πρότεινε για πρώτη φορά τη χρήση του αεριοστρόβιλου για πρόωση το 1928, ενώ ήταν φοιτητής στο Royal Air Force College στο Cramwell στην Αγγλία. Το 1941 ένας κινητήρας που σχεδιάστηκε από τον Whittle χρησιμοποιήθηκε επιτυχώς σε πτήση για πρώτη φορά σε αεροπλάνο με στροβιλοκινητήρα στη Μεγάλη Βρετανία. Παράλληλα με τις προσπάθειες ανάπτυξης του Whittle, οι Hans von Ohain και Max Hahn, δύο μαθητές στο Gottingen της Γερμανίας ανέπτυξαν και κατοχύρωσαν με δίπλωμα ευρεσιτεχνίας το δικό τους σχεδιασμό του κινητήρα τους το 1936. Αυτές οι ιδέες προσαρμόστηκαν από την εταιρεία αεροσκαφών Ernst Heinkel. Η γερμανική εταιρεία κατασκευής αεροσκαφών Heinkel πιστώνεται με την πρώτη πτήση ενός αεροσκάφους τζετ που προωθείται με αεριοστρόβιλο κινητήρα στις 27 Αυγούστου 1939.

Εικόνα 16: Πρώτη Λειτουργία Ατμοστρόβιλου στην Ουγγαρία



3.6 Γεννήτριες Diesel

Σε πολλά νησιά της χώρας τα οποία είναι απομονωμένα, οι αυτόνομοι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούν Μηχανές Εσωτερικής Καύσης (ΜΕΚ), οι οποίες καταναλώνουν diesel. Οι μηχανές εσωτερικής καύσης χρησιμοποιούνται διότι οι αεριοστρόβιλοι είναι ασύμφωροι για μικρές ισχύς π.χ. της τάξης των μερικών MW. Οι ΜΕΚ ονομάζονται έτσι διότι η καύση του καυσίμου γίνεται μέσα σε αυτές ενώ στους ατμοστρόβιλους γίνεται έξω από αυτούς (στον λέβητα). Τα βασικά πλεονεκτήματα των μηχανών Diesel ως προς τις ατμοκίνητες είναι:

- Οι MEK είναι ελαφρότερες για την ίδια ισχύ
- Μπαίνουν σε λειτουργία και φτάνουν στη μέγιστη ισχύ αμέσως
- Δεν έχουν πολύπλοκες εγκαταστάσεις
- Έχουν καλύτερο βαθμό απόδοσης σε μικρές και μέσες ισχύς (ως 5 MW)
- Χρειάζονται λιγότερο χώρο για τις εγκαταστάσεις
- Λειτουργούν με λίγο προσωπικό

Τα βασικά μειονεκτήματα είναι:

- Χρειάζονται συχνά συντήρηση και ειδικευμένο προσωπικό
- Παθαίνουν συχνά βλάβες

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένα, τα ηλεκτρικά συστήματα με MEK συνήθως τροφοδοτούν αποκλειστικά απομονωμένα συστήματα ή συγκεκριμένες βιομηχανικές εγκαταστάσεις. Αυτό σημαίνει ότι θα πρέπει να είναι διαθέσιμα κάθε στιγμή που απαιτείται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, αφού σε περίπτωση βλαβών δεν υπάρχει η δυνατότητα να χρησιμοποιηθούν άλλες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως για παράδειγμα μπορεί να συμβεί στο διασυνδεδεμένο δίκτυο. Έτσι, είναι εξαιρετικά σημαντικό για την λειτουργία ενός σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που έχει ως κύριο καύσιμο το ντίζελ, όπως φαίνεται στην Εικόνα 17, να μπορεί να λειτουργεί σε τέσσερις διαφορετικές καταστάσεις ταυτόχρονα. Αυτό γίνεται μοιράζοντας τις γεννήτριες σε ομάδες ώστε κάθε μία από αυτές να αντιστοιχεί και σε μία από αυτές τις καταστάσεις λειτουργίας οι οποίες είναι¹⁷:

- Λειτουργία Νήσου ή Αιχμής
- Λειτουργία Βάσης
- Λειτουργία Αναμονής
- Λειτουργία Συντήρησης

Η πρώτη ομάδα των γεννητριών θα πρέπει να λειτουργεί σε λειτουργία νήσου ή αιχμής (Island mode ή IM). Η λειτουργία νήσου μπορεί να επιτευχθεί μέσω της χρήσης ηλεκτρικών διακοπών που είναι συνδεδεμένοι παράλληλα και συγχρονισμένοι, για να συγχρονίζουν την τάση, τη συχνότητα και την ισχύ μεταξύ 2 ή περισσότερων ξεχωριστών γεννητριών ντίζελ. Αυτές οι μονάδες λειτουργούν στη λειτουργία νήσου με την έννοια ότι η

¹⁷ http://www.uspowerco.com/articles/prime_diesel_power_plant_operation_island_bas

παραγόμενη ισχύ τους (kW) αυξομειώνεται, ανάλογα με την ισχύ που απαιτείται από τη συγκεκριμένη διεργασία τη στιγμή εκείνη. Ο αυτόματος συγχρονισμός ταχυτήτων σημαίνει ότι περισσότερες γεννήτριες θα λειτουργήσουν, όταν σημειώνεται υπέρβαση των προκαθορισμένων παραμέτρων όταν απαιτείται. Ομοίως, ο διακόπτης θα κλείνει τις γεννήτριες, όταν οι προκαθορισμένες απαιτήσεις δεν πληρούνται (πχ. 800 kW, 1200 kW) κρατώντας κάθε γεννήτρια νήσου να λειτουργεί κοντά στο επίπεδο της βέλτιστης παραγόμενης ισχύος. Αυτή η ομάδα γεννητριών είναι κρίσιμης σημασίας, διότι η μεγάλη μεταβολή του φορτίου και σε μικρά χρονικά διαστήματα, όπως συμβαίνει σε πολλές βιομηχανίες έχουν σαν αποτέλεσμα την ανάγκη της γρήγορης αντίδρασης από τις γεννήτριες αυτές.

Εικόνα 17: Μηχανές Εσωτερικής Καύσης



Η δεύτερη ομάδα των γεννητριών θα πρέπει να λειτουργεί σε λειτουργία βάσης (Base Mode ή BM). Η λειτουργία βάσης επιτυγχάνεται όταν ένα σύνολο με 2 ή περισσότερες γεννήτριες είναι προγραμματισμένες μέσω των πινάκων αυτόματου συγχρονισμού, ελέγχου και παραλληλισμού, να λειτουργούν ακριβώς στην παραγόμενη ισχύ που επιτυγχάνει τη βέλτιστη απόδοση των καυσίμων. Συγκριτικά οι γεννήτριες σε IM, παράγουν ισχύ που αυξομειώνεται ανάλογα με τις απαιτήσεις, οι γεννήτριες σε BM παράγουν μια σταθερή ισχύ εξοικονομώντας το ποσό των καυσίμων που καταναλώνουν.

Η τρίτη ομάδα γεννητριών λειτουργεί σε λειτουργία αναμονής (Standby mode ή SM). Οι γεννήτριες σε κατάσταση αναμονής έχουν σκοπό να ξεκινήσουν αμέσως μόλις

απαιτηθεί, ή στην περίπτωση που μία ομάδα IM ή BM παρουσιάσει προβλήματα. Είναι κρίσιμης σημασίας για λόγους ασφαλείας να μην γίνει καμία συντήρηση ενώ βρίσκονται σε λειτουργία αναμονής αυτές οι γεννήτριες, καθότι μπορεί να προβεί μοιραίο.

Η τέταρτη ομάδα γεννητριών του σταθμού ηλεκτροπαραγωγής θα είναι σε λειτουργία συντήρησης (Maintenance Mode ή MM). Η λειτουργία συντήρησης είναι απλά η κατάσταση ενός συνόλου γεννητριών στην οποία τοποθετείται μία γεννήτρια κατά τη διάρκεια εργασιών συντήρησης ή επισκευής. Οι κύριες γεννήτριες πρέπει να μένουν σε αυτή τη λειτουργία το μικρότερο δυνατό χρονικό διάστημα.

Ένα από τα βασικά στοιχεία της διαχείρισης ενός σταθμού παραγωγής ενέργειας είναι τα στοιχεία που πηγαίνουν στην συντήρηση της στρεφόμενης εφεδρείας. Η στρεφόμενη εφεδρεία είναι η πρόσθετη ισχύ που παράγει μία μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αλλά δεν χρησιμοποιείται. Η στρεφόμενη εφεδρεία απαιτείται σε περίπτωση που είτε μια γεννήτρια βγει εκτός λειτουργίας ξαφνικά και οι άλλες γεννήτριες πρέπει να λειτουργήσουν αμέσως, είτε όταν τα φορτία εξόδου αυξηθούν ξαφνικά και οι IM και BM γεννήτριες πρέπει αμέσως να παράγουν σημαντικά περισσότερη ισχύ. Η στρεφόμενη εφεδρεία θα πρέπει να παρακολουθείται σε ωριαία βάση από ειδικό, εκπαιδευμένο τεχνικό που έχει εκπαιδευτεί στη βελτιστοποίηση απόδοσης καυσίμου.

3.6.1 Ιστορική Εξέλιξη της Γεννήτριας Diesel

Η γεννήτρια ντίζελ οφείλει τις ρίζες της σε δύο κυρίως εφευρέτες. Ένας από αυτούς είναι ο δημιουργός της πρώτης γεννήτριας Michael Faraday και ο άλλος είναι ο δημιουργός του κινητήρα ντίζελ Ρούντολφ Ντίζελ. Ο πρώτος από τους δύο συνέβαλε σε μεγάλο βαθμό στη ζωή όπως την ξέρουμε σήμερα, με όλες τις ανακαλύψεις του σε θέματα ηλεκτρικής ενέργειας. Η ανακάλυψη της ηλεκτρομαγνητικής επαγωγής στο έτος 1831 τον οδήγησε στην ανάπτυξη της σύγχρονης γεννήτριας. Χρησιμοποίησε αυτό που ο ίδιος ονόμασε δαχτυλίδι επαγωγής για να ανακαλύψει την ηλεκτρομαγνητική επαγωγή. Αυτή ήταν η παραγωγή ή επαγωγή ηλεκτρισμού σε ένα καλώδιο με τη χρήση της ηλεκτρομαγνητικής ισχύος του ρεύματος σε άλλο καλώδιο. Ήταν ο πρώτος μετασχηματιστής και συνέχισε με την ανακάλυψη της μεθόδου ηλεκτρομαγνητικής επαγωγής που είναι η παραγωγή του σταθερού ηλεκτρικού ρεύματος. Ένωσε δύο κομμάτια του σύρματος με τη ολισθαίνουσα επαφή με ένα δίσκο χαλκού. Περίστρεψε το δίσκο μέσω των πόλων ενός μαγνήτη και δημιούργησε συνεχές ρεύμα. Αυτή ήταν η πρώτη γεννήτρια που κατασκευάστηκε. Αυτή η ομάδα πειραμάτων οδήγησε για στην γεννήτρια που γνωρίζουμε σήμερα.

Η γεννήτρια ντίζελ, ωστόσο οφείλει την ανάπτυξή της στον εφευρέτη Ρούντολφ Ντίζελ. Ξεκίνησε ως μηχανικός ψυγείων και τελικά βρέθηκε να εργάζεται σε πολλά σχέδια για κατασκευή θερμικών μηχανών. Το 1892¹⁸ έλαβε δίπλωμα ευρεσιτεχνίας αναφορικά με τη μέθοδο και σχεδιασμό ενός κινητήρα, όπου η καύση θα γίνεται εντός του κυλίνδρου. Συνέχισε να εργάζεται για την επίτευξη αυτού του στόχου και ήταν επιτυχής όσον αφορά την παραγωγή ενός κινητήρα ντίζελ που είχε απόδοση 75%. Στην Εικόνα 18 βλέπουμε την πρώτη γεννήτρια ντίζελ που εγκαταστάθηκε στο White River Power Plant στην Washington.

Εικόνα 18: Πρώτη Εγκατάσταση Μηχανής Εσωτερικής Καύσης στο White River Power Plant στη Washington



Ο συνδυασμός του κινητήρα ντίζελ με γεννήτρια οδήγησε στη σημερινή γεννήτρια ντίζελ γεννήτρια. Το σχέδιό του συνδυασμένου αυτού κινητήρα ήταν αρκετά μεγάλο σε όγκο με αποτέλεσμα να βρει χρήση σε βιομηχανικές κυρίως εφαρμογές. Χρησιμοποιήθηκαν για την τροφοδότηση αγωγών και για ηλεκτρικές εγκαταστάσεις. Αργότερα εφαρμόστηκε σε ορυχεία και στους τομείς του πετρελαίου. Η γεννήτρια ντίζελ είναι απλά ο συνδυασμός του πετρελαιοκινητήρα με μια ηλεκτρική γεννήτρια και έχει χρησιμοποιηθεί από τότε σε πολλές εφαρμογές. Η γεννήτρια ντίζελ έχει παρατηρηθεί να είναι η επιλογή για πολλές από τις μεγαλύτερες εταιρείες καθώς είναι κατάλληλη για βιομηχανική χρήση. Ένας σημαντικός παράγοντας που μείωνε τη χρήση του σε μικρές εγκαταστάσεις υπήρξε το γεγονός ότι είναι θορυβώδης. Σήμερα όμως αυτό έχει βελτιωθεί σε μεγάλο βαθμό και τώρα είναι σχεδόν συγκρίσιμη με τις γεννήτριες βενζίνης. Αυτές οι γεννήτριες διαθέτουν επίσης και άλλα πλεονεκτήματα, όπως η μείωση της κατανάλωσης καυσίμου και η μείωση του κόστους συντήρησης το οποίο μπορεί να εξηγήσει τη προτίμηση της για βιομηχανικές εφαρμογές.

¹⁸ <http://express-press-release.net/31/History%20of%20the%20Diesel%20Generator.php>

3.7 Συνδυασμένος Κύκλος

Η τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με τη μέθοδο του συνδυασμένου κύκλου μονάδα (Combined Cycle Power Plant -CCPP)¹⁹, περιλαμβάνει έναν αεριοστρόβιλο ο οποίος παράγει ηλεκτρική ενέργεια, ενώ η παραγόμενη θερμότητα χρησιμοποιείται για να παράγει ατμό που με τη σειρά του χρησιμοποιείται για την παραγωγή πρόσθετης ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ενός ατμοστρόβιλου. Δηλαδή, έχουμε ένα συνδυασμό αεριοστρόβιλου και ατμοστρόβιλου. Η μονάδα αεριοστρόβιλου είναι μία από τις αποδοτικότερες για τη μετατροπή αερίων καυσίμων σε μηχανική ή ηλεκτρική ενέργεια. Όπως αναφέρθηκε προηγουμένως στο κεφάλαιο για τους αεριοστρόβιλους, τα υγρά καύσιμα, όπως ντίζελ, χρησιμοποιούνται επίσης σαν καύσιμο.

Εικόνα 19: Εργοστάσιο Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας Συνδυασμένου Κύκλου



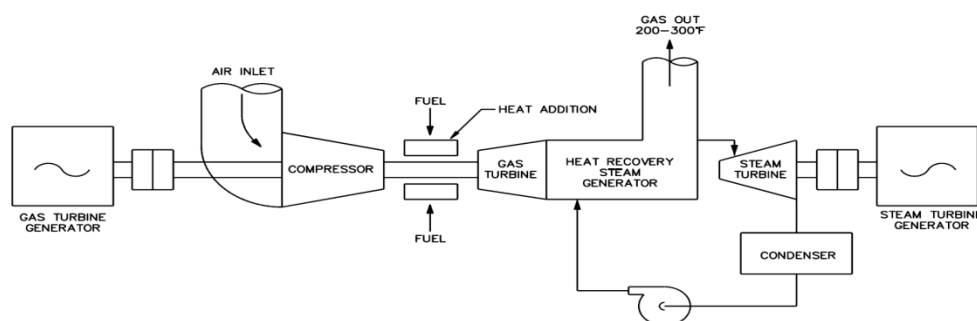
Πρόσφατα η αποτελεσματικότητα των απλών κύκλων έχει βελτιωθεί και η τιμή του φυσικού αερίου έχει μειωθεί και έτσι οι αεριοστρόβιλοι χρησιμοποιούνται όλο και περισσότερο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας βασικού φορτίου (base load), ειδικά σε μικτό κύκλο, όπου η απορριπτόμενη θερμότητα ανακτάται σε εναλλάκτες θερμότητας με αποτέλεσμα ο ατμός που παράγεται χρησιμοποιείται για να παράγει πρόσθετη ηλεκτρική ενέργεια. Αυτό το είδος μονάδας παραγωγής ενέργειας βρίσκει όλο και μεγαλύτερη χρήση σε όλο το κόσμο, ιδιαίτερα εκεί που υπάρχει διαθεσιμότητα φυσικού αερίου σε μεγάλες ποσότητες. Είναι επίσης δυνατή η χρήση του ατμού από το λέβητα για θέρμανση, έτσι αυτοί οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να λειτουργήσουν είτε μόνο για παραγωγή ενέργειας είτε συνδυαστικά για παραγωγή ενέργειας και θερμότητας.

¹⁹ <http://electrical-engineering-portal.com/an-overview-of-combined-cycle-power-plant>

3.7.1 Μηχανισμός Λειτουργίας

Η μονάδα συνδυασμένου κύκλου, συνδυάζει υφιστάμενες τεχνολογίες φυσικού αερίου και ατμού σε μία μονάδα, παρέχοντας σημαντικές βελτιώσεις σε θερμική απόδοση, μεγαλύτερες από τη συμβατική εγκατάσταση ατμού. Σε μία μονάδα CCPP η θερμική απόδοση κυμαίνεται περίπου 50-60%. Ο αεριοστρόβιλος και ο ατμοστρόβιλος είναι συζευγμένοι/συνδεδεμένοι με μία μόνο γεννήτρια. Για την εκκίνηση της λειτουργίας, ή αλλιώς τον ανοικτό κύκλο αεριοστρόβιλου, ο ατμοστρόβιλος μπορεί να αποσυνδεθεί με τη χρήση ενός υδραυλικού συμπλέκτη.

Εικόνα 20: Διάγραμμα Λειτουργίας Συνδυασμένου Κύκλου



Η εισαγωγή του αέρα γίνεται μέσω ενός μεγάλου τμήματος όπου καθαρίζεται, ψύχεται και ελέγχεται. Οι μεγάλοι αεριοστρόβιλοι μπορούν να λειτουργήσουν με επιτυχία σε διάφορα κλίματα και περιβάλλοντα, με είσοδο των αερίων σε συστήματα φιλτραρίσματος του αέρα που έχουν σχεδιαστεί ειδικά για να ταιριάζει με το χώρο του εργοστασίου. Υπό κανονικές συνθήκες, το σύστημα εισόδου έχει την ικανότητα να επεξεργάζεται τον αέρα με την αφαίρεση ρυπαντών σε επίπεδα χαμηλότερα από εκείνα που είναι επιβλαβή για το συμπιεστή και το στρόβιλο. Όπως φαίνεται στην Εικόνα 20 ο αέρας που καθαρίζεται στη συνέχεια συμπιέζεται και αναμειγνύεται με το φυσικό αέριο και αναφλέγεται. Η πίεση που δημιουργείται από την εκτόνωση περιστρέφει τα πτερύγια, τα οποία προσαρτώνται σε μία άτρακτο και μία γεννήτρια, δημιουργώντας έτσι ηλεκτρική ενέργεια.

Στο δεύτερο στάδιο η θερμότητα των καυσαερίων του αεριοστρόβιλου χρησιμοποιείται για παραγωγή ατμού με πέρασμα αυτού μέσω ενός ατμοστρόβιλου ανάκτησης θερμότητας (Heat Recovery Steam Generator ή HRSG) με θερμοκρασία ατμού μεταξύ 420° και 580° C. Στο HRSG, νερό υψηλής καθαρότητας ρέει στους σωλήνες και τα καυτά αέρια διαπερνούν μέσα από αυτό και έχουμε τη παραγωγή ατμού. Ο ατμός, στη συνέχεια περιστρέφει τον ατμοστρόβιλο και σε συνδυασμό με τη γεννήτρια για την

παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Τα θερμά αέρια βγαίνουν από την HRSG στους 140° βαθμούς κελσίου περίπου και αποβάλλονται στην ατμόσφαιρα.

3.7.2 Απόδοση, Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα του Συνδυασμένου Κύκλου

Χονδρικά ο ατμοστρόβιλος παράγει το ένα τρίτο και ο αεριοστρόβιλος τα δύο τρίτα της ισχύος του CCPP. Με το συνδυασμό των κύκλων του αεριοστρόβιλου και του ατμοστρόβιλου μπορούν να επιτευχθούν, υψηλές θερμοκρασίες εισόδου και χαμηλές θερμοκρασίες εξόδου, δηλαδή αύξηση του βαθμού απόδοσης. Για να αυξηθεί η απόδοση του συστήματος, είναι απαραίτητη η βελτιστοποίηση του HRSG, ο οποίος χρησιμεύει ως η κρίσιμη σχέση μεταξύ του κύκλου του αεριοστρόβιλου και του κύκλου του ατμοστρόβιλου, με στόχο την αύξηση της απόδοσης του ατμοστρόβιλου. Η απόδοση του HRSG έχει μεγάλη επίπτωση στη συνολική απόδοση της μονάδας συνδυασμένου κύκλου. Η απόδοση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ενός CCPP μπορεί να είναι έως 58%, όταν λειτουργεί σε στάδια αρχικής λειτουργίας και χωρίς διακοπές οι οποίες είναι οι ιδανικές συνθήκες.

Όπως και με τις θερμοηλεκτρικές μονάδες μονού κύκλου, οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου μπορούν επίσης να παράγουν θερμική ενέργεια χαμηλής θερμοκρασίας για βιομηχανικές διεργασίες, τηλεθέρμανση και για άλλες χρήσεις, όπως αναφέρθηκε με λεπτομέρεια στο αντίστοιχο κεφάλαιο της Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας (ΣΗΘ). Η αποτελεσματικότητα του CCPT αυξάνεται με συμπληρωματική τροφοδότηση και ψύξη των πτερυγίων. Η συμπληρωματική τροφοδότηση ενεργοποιείται στο HRSG και στον αεριοστρόβιλο όπου ένα μέρος της ροής του πεπιεσμένου αέρα παρακάμπτει το θάλαμο καύσης και χρησιμοποιείται για την ψύξη των πτερυγίων του στροβίλου. Ένα σημαντικό στάδιο της διεργασίας είναι η χρησιμοποίηση μέρους της ενέργειας των απαερίων για ανάκτηση της θερμότητας. Η ανάκτηση μπορεί να αυξήσει την απόδοση του της μονάδας, ειδικά όταν ο αεριοστρόβιλος λειτουργεί υπό μερικό φορτίο.

Οι στρόβιλοι που χρησιμοποιούνται σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου συνήθως τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο διότι είναι πιο ευέλικτο από τα στερεά ή τα υγρά καύσιμα και μπορεί να χρησιμοποιηθεί στο 90% των ενεργειακών εφαρμογών, χωρίς να αποκλείεται η χρήση υγρών καυσίμων.

Πλεονεκτήματα Μονάδων CCPP

Τα σημαντικότερα πλεονεκτήματα της τεχνολογίας CCPP είναι τα ακόλουθα:

- Απόδοση Καυσίμων: Στους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι στρόβιλοι έχουν απόδοση καυσίμου περίπου 33%, που σημαίνει ότι τα δύο τρίτα του καυσίμου καταναλώνονται για τη λειτουργία του στρόβιλου. Οι στρόβιλοι σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου έχουν απόδοση καυσίμων 50% ή περισσότερο, που σημαίνει ότι καίει περίπου το μισό ποσό του καυσίμου ως μια συμβατική μονάδα για την παραγωγή ίδιας ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας.
- Χαμηλό Κόστος Κεφαλαίου: Το κόστος κεφαλαίου για την εγκατάσταση μιας μονάδας συνδυασμένου κύκλου είναι ίσο με τα δύο τρίτα του κόστους μιας παρόμοιας μονάδας λιθάνθρακα.
- Εμπορική διαθεσιμότητα: Οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου είναι εμπορικά διαθέσιμες από προμηθευτές σε όλο τον κόσμο. Εύκολα κατασκευάζονται, αποστέλλονται και μεταφέρονται.
- Διαθεσιμότητα Καυσίμων: Οι στρόβιλοι που χρησιμοποιούνται σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου τροφοδοτούνται με φυσικό αέριο, το οποίο είναι πιο ευέλικτο από τον άνθρακα ή το πετρέλαιο. Για να ανταποκριθούν στη ζήτηση ενέργειας τώρα οι μονάδες δεν χρησιμοποιούν μόνο φυσικό αέριο, αλλά και με άλλα καύσιμα λύσεις, όπως βιοαέριο το οποίο προέρχεται από τη γεωργία.
- Μείωση των Εκπομπών Ρύπων και Κατανάλωσης Καυσίμων: Οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου χρησιμοποιούν λιγότερο καύσιμο ανά KWh και εκπέμπουν λιγότερους ρύπους από τις συμβατικές θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, με αποτέλεσμα τη μείωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων που προκαλούνται από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκριτικά με τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούν άνθρακα, η καύση του φυσικού αερίου στα CCPP είναι πολύ πιο «καθαρά».
- Εφαρμογή σε Αναπτυσσόμενες Χώρες: Το δυναμικό για την μονάδα συνδυασμένου κύκλου είναι με βιομηχανίες που απαιτούν ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα ή ατμό. Για παράδειγμα, την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας και ατμού σε ένα εργοστάσιο παραγωγής ζάχαρης.

Μειονεκτήματα Μονάδων CCP

- Ο αεριοστρόβιλος μπορεί να χρησιμοποιήσει μόνο φυσικό αέριο ή υψηλής ποιότητας καύσιμα όπως το ντίζελ.
- Εξαιτίας αυτού η μονάδα συνδυασμένου κύκλου μπορεί να λειτουργεί μόνο σε περιοχές όπου αυτά τα καύσιμα είναι διαθέσιμα και οικονομικά αποδοτικά.

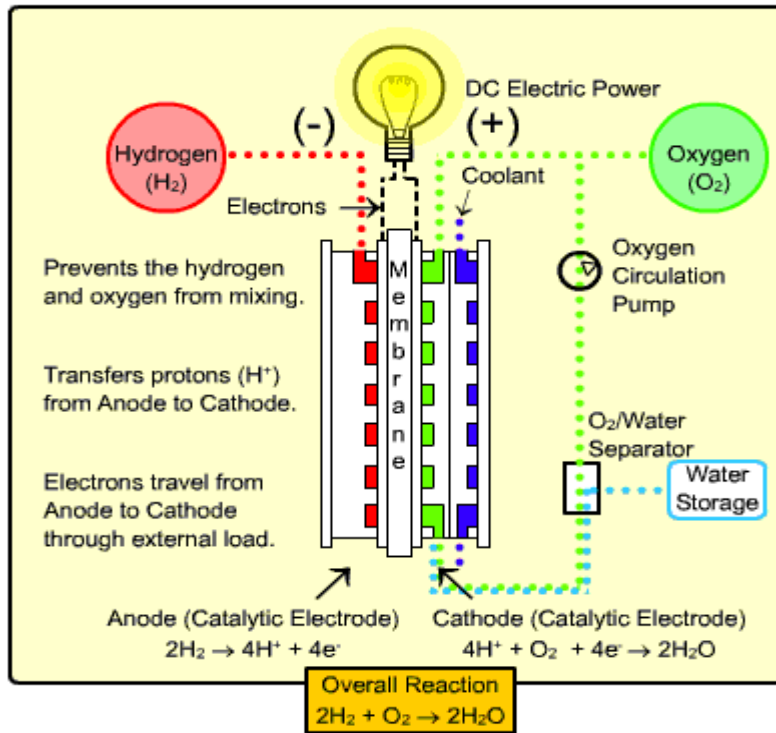
Συμπερασματικά, οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου ανταποκρίνονται στην αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας, και για το λόγο αυτό πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη προσοχή στη βελτιστοποίηση του όλου συστήματος. Οι εξελίξεις στην αεριοποίηση του άνθρακα και η δυνατότητα χρησιμοποίησής του ως καύσιμο σε μονάδες ατμοστρόβιλων βρίσκεται σε προχωρημένα στάδια. Όταν γίνει αυτό, ο άνθρακας θα μπορεί να ενσωματωθεί στις μονάδες συνδυασμένου κύκλου και σε συνδυασμό με το φυσικό αέριο να αποτελούν τα κύρια καύσιμα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η πρόοδος στην συμπαραγωγή αυξάνει παράλληλα την οικονομική παραγωγή με τη καλύτερη χρήση των διαθέσιμων ενεργειακών πρώτων υλών προς όφελος όλης της ανθρωπότητας.

3.7 Κυψέλες Καυσίμου

Οι κυψέλες καυσίμου²⁰ είναι μία νέα τεχνολογία η οποία χρησιμοποιείται όλο και περισσότερο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η κυψέλη καυσίμου είναι μια ηλεκτροχημική διάταξη η οποία συνδυάζει το υδρογόνο και το οξυγόνο για την παραγωγή ηλεκτρισμού και έχει ως παραπροϊόν νερό και θερμότητα. Στην απλούστερη μορφή του, μία κυψέλη καυσίμου αποτελείται από δύο ηλεκτρόδια - μια άνοδο και μια κάθοδο - με έναν ηλεκτρολύτη μεταξύ τους. Στην άνοδο, το υδρογόνο αντιδρά με έναν καταλύτη, δημιουργώντας ένα θετικά φορτισμένο ιόν και ένα αρνητικά φορτισμένο ηλεκτρόνιο. Το πρωτόνιο στη συνέχεια περνά μέσα από τον ηλεκτρολύτη, ενώ το ηλεκτρόνιο ταξιδεύει μέσω ενός κυκλώματος, δημιουργώντας ηλεκτρικό ρεύμα. Στην κάθοδο, το οξυγόνο αντιδρά με το ιόν και το ηλεκτρόνιο, σχηματίζοντας νερό και χρήσιμη θερμότητα. Αυτή η απλή κυψέλη καυσίμου παράγει περίπου 0,7 βολτ, σχεδόν αρκετή για να τροφοδοτήσει ένα μόνο λαμπτήρα. Όταν τα κύτταρα στοιβάζονται σε σειρές η παραγωγή αυξάνεται, με αποτέλεσμα να υπάρχουν κυψέλες καυσίμου που παράγουν από λίγα watt μέχρι μεγάλο αριθμό MW.

²⁰<http://www.eece.maine.edu/research/gk12/Files%20for%20PM/ChrisYork/FuelCellTheoryExplained.pdf>, Fuel Cells for Power Generation US Fuel Cell Council

Εικόνα 21: Σχήμα Λειτουργίας Κυψέλης Καυσίμου



Υπάρχουν πολλοί διαφορετικοί τύποι κυψελών καυσίμου, η κάθε μία με δική της μοναδικά χαρακτηριστικά λειτουργίας. Πολλές κυψέλες καυσίμου τροφοδοτούνται με αέριο υδρογόνο, το οποίο μπορεί να προέρχεται από διάφορες πηγές. Ένα σύστημα κυψελών καυσίμου που περιλαμβάνει ένα αναμορφωτή καυσίμου (reforming) μπορεί να αξιοποιήσει υδρογόνο από οποιοδήποτε καύσιμο υδρογονάνθρακα, όπως φυσικό αέριο, μεθανόλη, ή βενζίνη. Δεδομένου ότι οι κυψέλες καυσίμου βασίζονται σε μια ηλεκτροχημική διαδικασία και όχι καύση, οι εκπομπές ρύπων είναι μηδενικές σχετικά με τις εκπομπές ρύπων ακόμη και των καθαρότερων καυσίμων.

3.7.1 Πλεονεκτήματα

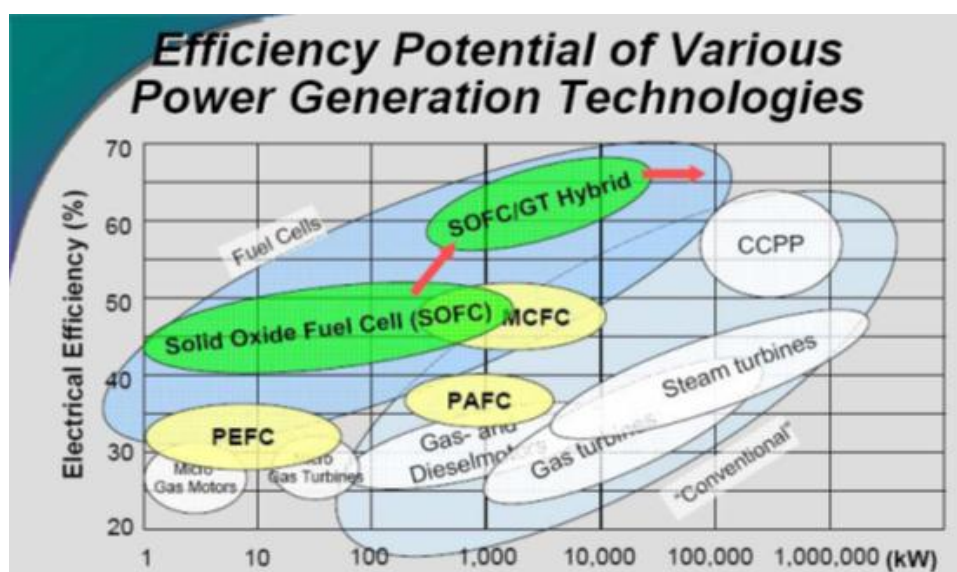
Μια κυψέλη καυσίμου που λειτουργεί με καθαρό υδρογόνο έχει μηδενικές εκπομπές ρύπων στην πηγή. Μερικές σταθερές κυψέλες καυσίμου χρησιμοποιούν φυσικό αέριο ή υδρογονάνθρακες ως πρώτη ύλη για το υδρογόνο, αλλά ακόμη και αυτά τα συστήματα παράγουν πολύ λιγότερες εκπομπές ρύπων από τις συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής. Σύμφωνα με μετρήσεις, μια μονάδα παραγωγής ενέργειας που χρησιμοποιεί κυψέλες καυσίμου δημιουργεί λιγότερο από περίπου 30 g ρύπανσης που παράγεται ανά 1.000 kWh ηλεκτρικής ενέργειας. Οι τεχνολογίες παραγωγής με συμβατική καύση παράγουν 25 κλά ρύπων για την ίδια ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας. Οι εκπομπές

από κυψέλες καυσίμου είναι τόσο χαμηλές με αποτέλεσμα σε ορισμένες περιοχές των Ηνωμένων Πολιτειών να έχουν εξαιρέσει τις κυψέλες καυσίμου από τις απαιτήσεις αδειοδότησης ατμοσφαιρικών εκπομπών. Οι κυψέλες καυσίμου επίσης μειώνουν τις εκπομπές θορύβου. Δεδομένου ότι οι κυψέλες καυσίμου δεν βασίζονται σε καύση και έχουν λίγα κινούμενα μέρη, δεν παράγουν θόρυβο παρά μόνο περίπου 60 ντεσιμπέλ, που αντιστοιχεί στον θόρυβο μίας τυπικής συνομιλίας. Και δεδομένου ότι η ηχορύπανση δεν έχει εξαλειφθεί, οι κυψέλες καυσίμου μπορούν να τοποθετούνται σε εσωτερικούς ή σε εξωτερικούς χώρους χωρίς να δημιουργούν πρόβλημα.

3.7.2 Απόδοση

Επειδή οι κυψέλες καυσίμου παράγουν ενέργεια ηλεκτροχημικά, και δεν καίνε καύσιμα, είναι ουσιαστικά πιο αποτελεσματικές από ότι τα συστήματα καύσης. Συστήματα κυψελών καυσίμου επιτυγχάνουν σήμερα απόδοση μετατροπής του καυσίμου σε ηλεκτρική ενέργεια της τάξης 40-50% με τη χρήση των καυσίμων υδρογονανθράκων, όπως το φυσικό αέριο. Όταν μία κυψέλη καυσίμου είναι τοποθετημένη κοντά στο σημείο της χρήσης ενέργειας, όπως σε σταθμούς παραγωγής, η απορριπτόμενη θερμότητα μπορεί να χρησιμοποιηθεί για συμπαραγωγή. Σε μεγάλης κλίμακας κτίρια αυτά τα συστήματα συμπαραγωγής μπορούν να μειώσουν το ενεργειακό κόστος της εγκατάστασης κατά 20%-40%. Χρησιμοποιώντας αυτήν την απορριπτόμενη θερμότητα μπορεί αυξήσει την απόδοση του συστήματος φτάνοντας σε επίπεδα πάνω από 85%, και σε ορισμένες περιπτώσεις, μεγαλύτερη από 90%. Αυτό συγκρίνεται ευνοϊκά με τη σχετικά χαμηλή απόδοση του συμβατικού ηλεκτρικού δικτύου, η οποία είναι περίπου 30%.

Εικόνα 22: Απόδοση Διάφορων Τεχνολογιών



Στην Εικόνα 22 φαίνεται ότι οι κυψέλες καυσίμου έχουν τη μέγιστη δυνατή απόδοση στην περιοχή των χαμηλών προς μεσαία μεγέθη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και μπορεί μελλοντικά να μπορεί να ανταγωνιστεί τις υφιστάμενες τεχνολογίες παραγωγής σε μεγάλα φορτία (πάνω από 100 MW).

Πίνακας 12: Επεξήγηση Εικόνας 22

Electrical Efficiency	Απόδοση Ηλεκτρικής Ενέργειας
Fuel Cells	Κυψέλες Καυσίμων
SOFC	Κυψέλη καυσίμου που χρησιμοποιεί ηλεκτρολύτες λιωμένου οξειδίου του άνθρακα
PEFC	Κυψέλη καυσίμου που χρησιμοποιεί πολυμερή ηλεκτρολύτη
PAFC	Κυψέλη καυσίμου φωσφορικού οξέος
MCFC	Κυψέλη καυσίμου ηλεκτρολητών λιωμένου άνθρακα
GT Hybrid	Υβριδικός Αεριοστρόβιλος
Conventional	Συμβατικές μονάδες
CCPP	Μονάδα Συνδυασμένου Κύκλου
Steam Turbines	Ατμοστρόβιλοι
Gas Turbines	Αεριοστρόβιλοι
Gas and Dieselmotors	Μηχανές Εσωτερικής Καύσης
Micro Gas Motors	Μικρές μηχανές καύσης με φυσικό αέριο
Micro Gas Turbine	Μικροί αεριοστρόβιλοι

3.7.3 Πλεονεκτήματα Κυψελών Καυσίμων

Η τεχνολογία των κυψελών καυσίμων βρίσκεται ακόμη σε στάδιο ανάπτυξης, ειδικά για μεγάλες μονάδες ηλεκτρικής ενέργειας. Παρόλα αυτά, διαθέτουν σημαντικά πλεονεκτήματα, τα σημαντικότερα των οποίων είναι:

Αξιοπιστία: Οι κυψέλες καυσίμου μπορούν να παράγουν ενέργεια ανεξάρτητα από το δίκτυο, σε σταθερή ισχύ χωρίς αυξομειώσεις στην τάση, όπως το συμβατικό δίκτυο.

Ευελιξία: Οι περισσότερες κυψέλες καυσίμου λειτουργούν με υδρογόνο και η πηγή προέλευσης του υδρογόνου μπορεί να περιλαμβάνει ευρύ φάσμα πηγών, συμπεριλαμβανομένων ορυκτών καυσίμων, όπως φυσικό αέριο, προπάνιο και τον άνθρακα, καύσιμα αλκοόλης όπως μεθανόλη και αιθανόλη, καθώς και από ενώσεις του υδρογόνου που δεν περιέχουν άνθρακα, όπως αμμωνία ή βορουδρίδιο. Επιπλέον, η βιομάζα, το μεθάνιο, αέριο χώρου ταφής ή αναερόβιας χώνευσης αέριο από τις εγκαταστάσεις επεξεργασίας λυμάτων μπορεί να χρησιμοποιηθούν ως πηγές καυσίμων και θεωρούνται ανανεώσιμες πηγές σε αρκετές χώρες.

Ασφάλεια: Επειδή οι κυψέλες καυσίμου δεν χρειάζεται να συνδεθούν με το ηλεκτρικό δίκτυο, είναι μια μορφή κατανεμημένης παραγωγής που επιτρέπει την αποφυγή της εξάρτησης από το σύστημα υψηλής τάσης. Οι κυψέλες καυσίμου μπορούν να βοηθήσουν κρίσιμα δίκτυα επικοινωνιών, παρέχοντας ζωτικής σημασίας συνδέσεις και συνεχές ρεύμα κατά τη διάρκεια ακραίων καιρικών φαινομένων, όπως τυφώνες, καταιγίδες και χιόνια που μπορούν να παραλύσουν το δίκτυο.

Επεκτασιμότητα: Οι κυψέλες καυσίμου είναι διαβαθμισμένες, και μπορούν να κλιμακωθούν ανάλογα με τις ενεργειακές ανάγκες της εγκατάστασης. Μεγαλύτερες κυψέλες καυσίμου μπορούν να συνδεθούν μεταξύ τους για την επίτευξη παραγωγής πολλών MW, ενώ οι μικρότερες μπορούν να ικανοποιήσουν συγκεκριμένες ανάγκες ενέργειας σε κατοικίες, ή μικρές εμπορικές εγκαταστάσεις.

Αθόρυβη Λειτουργία: Επειδή δεν χρησιμοποιούν καύση ή κινούμενα μέρη, οι κυψέλες καυσίμου δημιουργούν πολύ μικρότερο θόρυβο από ότι πολλές συμβατικές τεχνολογίες. Αυτό τους επιτρέπει να τοποθετούνται σε χώρους όπως πάρκα ή κατοικημένες περιοχές.

Συμβατότητα: Οι κυψέλες καυσίμου είναι συμπληρωματικές και όχι ανταγωνιστικές με άλλες τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα των ανανεώσιμων πηγών. Μερικά συστήματα παραγωγής χρησιμοποιούν μια κυψέλη καυσίμου που είτε είναι ενσωματωμένη ή συστεγάζεται με φωτοβολταϊκά πάρκα και ανεμογεννήτριες. Σε αυτά τα συστήματα, η κυψέλη καυσίμου παρέχει συχνά μια σταθερή, τροφοδοσία βασικού φορτίου για να στηρίξει τα διαλείμματα στη λειτουργία που παρουσιάζουν οι ΑΠΕ.

Κεφάλαιο 4^ο : Το Φυσικό Αέριο και η Αγορά του

4.1 Εισαγωγή

Στο παρόν κεφάλαιο γίνεται παρουσίαση του φυσικού αερίου, των διάφορων μορφών αυτού, της χημικής του σύστασης, καθώς επίσης και των πλεονεκτημάτων και μειονεκτημάτων του, στη χρήση του ως καύσιμο. Στη συνέχεια θα γίνει παρουσίαση της αγοράς του φυσικού αερίου, τόσο σε παγκόσμιο επίπεδο όσο και εγχώρια. Τέλος, παρουσιάζονται οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που υπάρχουν στην Ελλάδα και αξιοποιούν το φυσικό αέριο ως καύσιμο.

4.2 Χαρακτηριστικά και Χρήσεις Φυσικού Αερίου

Το φυσικό αέριο είναι ένα φυσικό προϊόν το οποίο βρίσκεται σε υπόγεια κοιτάσματα της γης και μπορεί να συνυπάρχει με κοιτάσματα πετρελαίου ή να συναντάται μόνο του. Προέρχεται από αναερόβια αποσύνθεση οργανικής ύλης και αποτελεί μίγμα υδρογονανθράκων σε αέρια μορφή. Το κύριο συστατικό του είναι το μεθάνιο (CH_4)²¹ σε ποσοστό άνω του 85%, ενώ τα υπόλοιπα συστατικά του είναι το αιθάνιο, το προπάνιο, το κανονικό και το ίσο – βουτάνιο, το κανονικό και το ίσο – πεντάνιο, το εξάνιο, το υδρογόνο, το διοξείδιο του άνθρακα, το οξυγόνο και ίχνη υδρογόνου.

Πίνακας 13: Χημική Ανάλυση Φυσικού Αερίου

Στοιχείο	Τυπική Ανάλυση (mole %)	Διακύμανση (mole %)
Μεθάνιο	95,2	87,0 – 96,0
Αιθάνιο	2,5	1,5 – 5,1
Προπάνιο	0,2	1,5 – 1,5
Ισο – Βουτάνιο	0,03	0,01 – 0,3
Βουτάνιο	0,03	0,01 – 0,3
Ισο - Προπάνιο	0,01	Ίχνη – 0,14
Προπάνιο	0,01	Ίχνη – 0,04
C ₆ +	0,01	Ίχνη – 0,06
Άζωτο	1,3	0,7 – 5,6
Διοξείδιο του Άνθρακα	0,7	0,1 – 1,0
Οξυγόνο	0,02	0,01 – 1,0
Υδρογόνο	Ίχνη	Ίχνη – 0,02

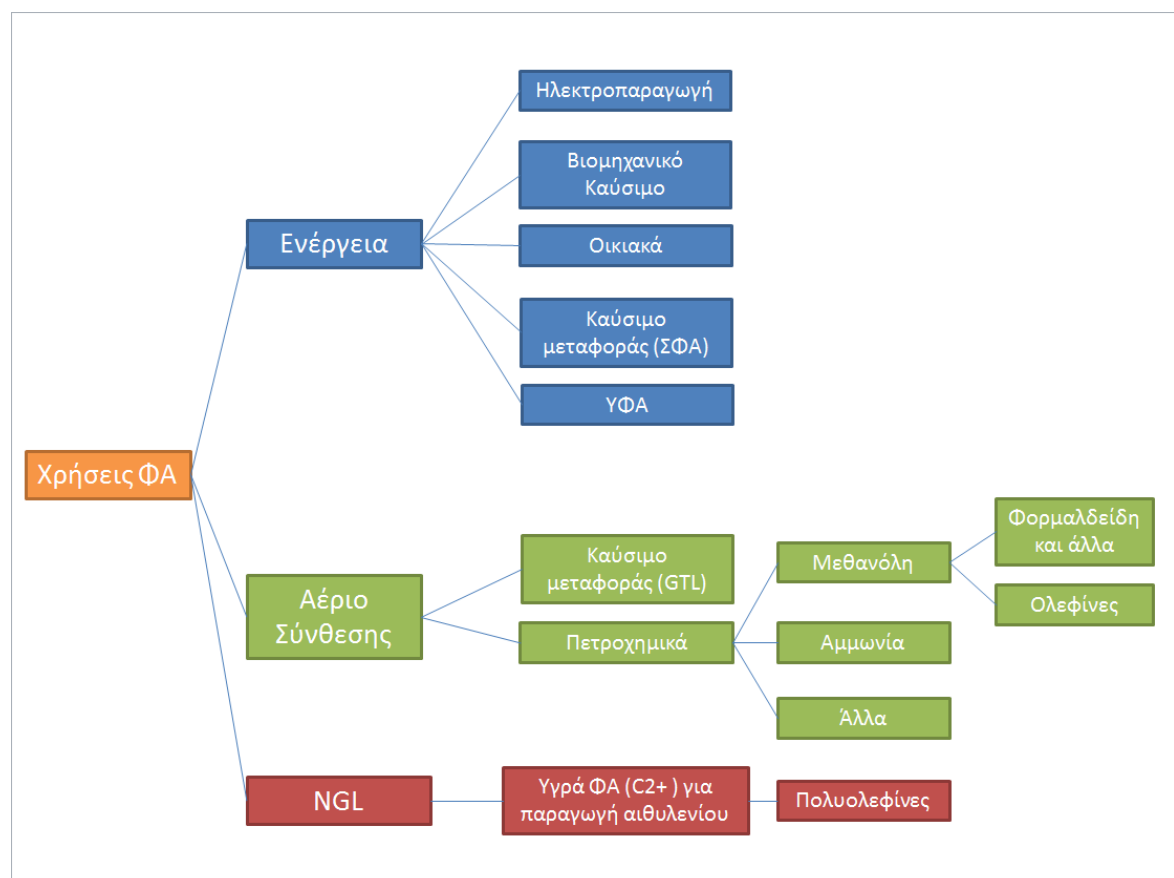
²¹ <http://www.uniongas.com/aboutus/aboutng/composition.asp>

Το φυσικό αέριο είναι άοσμο και άχρωμο, ενώ η πυκνότητά του είναι μικρότερη από του αέρα. Επειδή όμως το φυσικό αέριο είναι ορυκτό καύσιμο η διαθεσιμότητά του είναι περιορισμένη και εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα των κοιτασμάτων.

Κατά την καύση του το φυσικό αέριο προκαλεί χαμηλότερη εκπομπή ρύπων σε σύγκριση με τα υπόλοιπα ορυκτά καύσιμα, λόγω της σύστασής του και την απουσία του μονοξειδίου του άνθρακα το οποίο το καθιστά μη – τοξικό. Η τιμή της Ανωτέρας Θερμογόνου Δύναμης (ΑΘΔ) του φυσικού αερίου δεν είναι σταθερή και ποικίλει ανάλογα με τη σύστασή του. Η μέση τιμή της ΑΘΔ είναι περίπου 11,5 kWh / Nm³, ενώ η μέση τιμή της Κατωτέρας Θερμογόνου Δύναμης (ΚΘΔ) είναι 10,4 kWh / Nm³, δηλαδή είναι μικρότερη κατά 10% περίπου από την ΑΘΔ.

Το φυσικό αέριο μπορεί να χρησιμοποιηθεί στη βιομηχανία, στην παραγωγή ηλεκτρισμού, και ως οικιακό καύσιμο. Η οικιακή χρήση αφορά κυρίως στην κεντρική ή την ατομική θέρμανση, στο ζεστό νερό, το μαγείρεμα και τον κλιματισμό.

Σχήμα 18: Χρήσεις Φυσικού Αερίου



Συνοπτικά οι χρήσεις και τα πλεονεκτήματα του φυσικού αερίου στη βιομηχανία είναι:

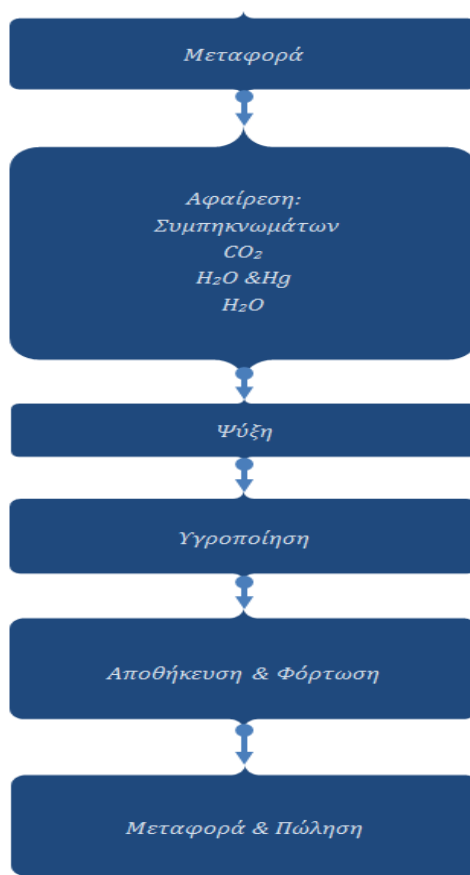
- Χρήσεις:
 - Φούρνοι
 - Ατμοπαραγωγή
 - Καύση απορριμμάτων
 - Ιχθυοκαλλιέργειες
 - Κονσερβοποιία
 - Βιολογικός καθαρισμός
 - Ανακύκλωση
 - Θερμοκήπια
- Πλεονεκτήματα:
 - Συνεχής παροχή καυσίμου που συνεπάγεται απρόσκοπτη λειτουργία της εγκατάστασης
 - Μειωμένες εκπομπές ρύπων
 - Μειωμένο λειτουργικό κόστος διαχείρισης καυσίμου και συντήρησης
 - Βελτίωση της ποιότητας των προϊόντων

Τα πλεονεκτήματα κατά την οικιακή χρήση, ιδιαίτερα στη θέρμανση, προέρχονται από το γεγονός ότι ο κάθε ιδιοκτήτης μπορεί να έχει το δικό του λέβητα. Πρόκειται, δηλαδή, για μια περισσότερο πρακτική λύση σε σχέση με τη χρήση πετρελαίου, ενώ δεν χρειάζεται να τηρούνται αποθέματα και η πληρωμή του φυσικού αερίου γίνεται αφού έχει χρησιμοποιηθεί. Εξάλλου, τα τιμολόγια του είναι συνήθως πιο φθηνά τόσο από το πετρέλαιο όσο και από το ηλεκτρικό ρεύμα, και ο καταναλωτής σε μέσο-μακροπρόθεσμη βάση εξοικονομεί χρήματα. Επίσης, εξοικονομείται χώρος στην κατοικία, αφού δεν απαιτείται η δέσμευση χώρου για δεξαμενή πετρελαίου, δεν απαιτείται συχνή συντήρηση των εγκαταστάσεων, δεν προκαλείται ρύπανση και παρατείνεται η διάρκεια ζωής των συσκευών και του εξοπλισμού. Ακόμη, σε αντίθεση με το πετρέλαιο, που χρειάζεται παραγγελίες και παραλαβές ανά τακτά διαστήματα, η παροχή του αερίου είναι συνεχής. Επιπλέον με την χρήση του φυσικού αερίου απλοποιούνται οι διαδικασίες προμήθειας και αποθήκευσης αφού, σε αντίθεση με την χρησιμοποίηση άλλων καυσίμων (υγρών και στερεών), το φυσικό αέριο διανέμεται μέσω δικτύων διανομής απευθείας στα σημεία κατανάλωσης και δεν χρειάζονται αποθηκευτικοί χώροι. Η χρήση φυσικού αερίου έχει ευεργετικά αποτελέσματα και στο περιβάλλον. Η καύση του δημιουργεί μικρότερη ρύπανση σε σχέση με τα λοιπά συμβατικά καύσιμα, έχει μικρότερες επιπτώσεις στο φαινόμενο του θερμοκηπίου, αφού παράγει μικρότερες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα

σε σχέση με το πετρέλαιο, και δεν προκαλεί όξινη βροχή, καθώς δεν περιέχει θείο. Συμβάλλει, λοιπόν, στην προστασία του περιβάλλοντος, για την οποία έχουμε δεσμευτεί και διεθνώς ως χώρα. Ευνοείται, επίσης, η χρήση του φυσικού αερίου στη βιομηχανία γιατί αυξάνει την ενεργειακή απόδοση, μειώνει το λειτουργικό κόστος για τη διαχείριση καυσίμου, βελτιώνει την ποιότητα των προϊόντων και περιορίζει τη ρύπανση του περιβάλλοντος. Για τους ίδιους λόγους χρησιμοποιείται όλο και περισσότερο από μικρούς επαγγελματίες, ενώ σχεδιάζεται η ευρύτερη χρήση του και σε άλλους τομείς, όπως στην αυτοκίνηση. Ο περιορισμός της χρήσης πετρελαίου, που ιδιαίτερα στη χώρα μας είναι ευρεία, αναμένεται να αλλάξει σημαντικά το ενεργειακό μας ισοζύγιο και να μειώσει την εξάρτησή μας από το «μαύρο χρυσό», εξάρτηση η οποία, λόγω της ανόδου της τιμής του τα τελευταία χρόνια, επιβαρύνει σημαντικά την εθνική οικονομία της Ελλάδας. Η διαφοροποίηση των πηγών προμήθειας, εξάλλου, συνεισφέρει στην ασφάλεια εφοδιασμού μιας χώρας αφού διαφοροποιούνται οι πηγές προμήθειας ενεργειακών πρώτων υλών.

4.2.1 Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο

Εικόνα 23: Διαδικασία παραγωγής και μεταφοράς ΥΦΑ



Το Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο (ΥΦΑ),²² όπως λέει και το όνομα του, είναι το φυσικό αέριο που έχει μετατραπεί σε υγρή μορφή για να διευκολυνθεί η μεταφορά ή η αποθήκευση του. Το φυσικό αέριο υγροποιείται σε χαμηλή σχετικά πίεση και η ψύξη του πραγματοποιείται στους -161 °C περίπου. Κατά τη διαδικασία υγροποίησης απαιτείται επεξεργασία για την αφαίρεση των προσμείξεων όπως νερό, άζωτο, διοξείδιο του άνθρακα, υδρόθειο και άλλες ενώσεις του θείου. Απομακρύνοντας αυτές τις προσμίξεις, δεν δημιουργούνται ουσίες σε στερεά μορφή με την ψύξη του φυσικού αερίου και αυτό έχει σαν αποτέλεσμα το ΥΦΑ να αποτελείται κατά περίπου 95% από μεθάνιο. Η πυκνότητα του ΥΦΑ είναι μικρότερη από αυτή του νερού με αποτέλεσμα αν υπάρξει κάποια διαρροή ΥΦΑ σε νερό αυτό να επιπλέει και εν τέλει να εξατμιστεί.

Το ΥΦΑ, ή οποιοδήποτε αέριας μορφής ΥΦΑ, δεν μπορεί να εκραγεί σε ένα «ελεύθερο» περιβάλλον. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα, στην περίπτωση όπου υπάρχει διαρροή ΥΦΑ, να είναι μικρές οι πιθανότητες να αναφλεγεί. Το ΥΦΑ μπορεί να αποδειχτεί ιδιαίτερα χρήσιμο, ειδικά στην μεταφορά διότι η αναλογία του όγκου του είναι 1:600 του αντίστοιχου όγκου φυσικού αερίου. Αυτό δίνει τη δυνατότητα μεταφοράς του φυσικού αερίου που υπάρχει σε απομονωμένα κοιτάσματα και κρίνεται μη οικονομική η κατασκευή δικτύων αγωγών για τη μεταφορά του στους τόπους κατανάλωσης. Το ΥΦΑ μεταφέρεται με εξειδικευμένα πλοία (τάνκερ), των οποίων τα τοιχώματα είναι θερμικά μονωμένα και παραμένει σε υγρή μορφή με αυτό-ανάψυξη. Μία διαδικασία όπου το ΥΦΑ διατηρείται στο σημείο βρασμού του ώστε οποιαδήποτε αύξηση θερμοκρασίας αντιμετωπίζεται από την ενέργεια που χάνεται με την εκτόνωση του ΥΦΑ και οδηγείται εκτός του χώρου αποθήκευσης για να τροφοδοτήσει το πλοίο. Παρόλο που η παραγωγή του ΥΦΑ είναι δαπανηρή, η εξέλιξη της τεχνολογίας έχει μειώσει σημαντικά το κόστος της υγροποίησης και της επανεραιοποίησης του.

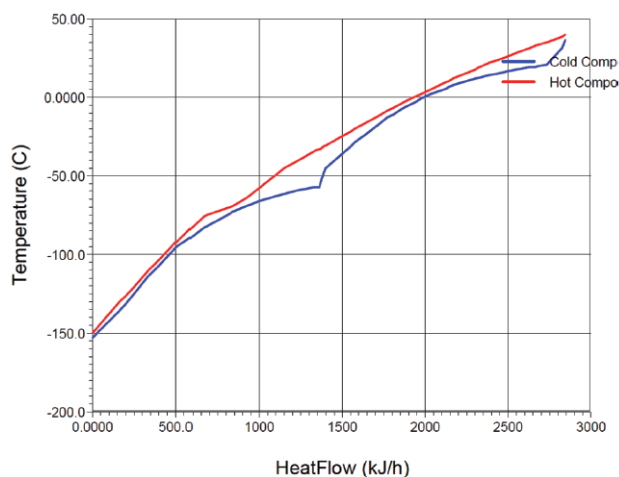
Τεχνολογίες Υγροποίησης Φυσικού Αερίου

Η υγροποίηση αποτελεί το βασικό στοιχείο μίας εγκατάστασης παραγωγής ΥΦΑ. Οι βασικές αρχές για την ψύξη και την υγροποίηση του ΦΑ χρησιμοποιώντας ψυκτικά, περιλαμβάνουν την μέγιστη δυνατή προσέγγιση των καμπυλών ψύξης / θέρμανσης του ΦΑ και του ψυκτικού. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα μία πιο αποδοτική θερμοδυναμική διαδικασία που απαιτεί λιγότερη ενέργεια ανά μονάδα ΥΦΑ που παράγεται και βρίσκει εφαρμογή σε όλες τις διαδικασίες υγροποίησης (Εικόνα 24). Ωστόσο, ο τρόπος που

²² <http://www.naturalgas.org/lng/lng.asp>

επιτυγχάνεται αυτό και ο εξοπλισμός που χρησιμοποιείται παίζουν σημαντικό ρόλο στη συνολική αποτελεσματικότητα, στη λειτουργικότητα, στην αξιοπιστία και στο κόστος της μονάδας. Ο βασικός εξοπλισμός περιλαμβάνει οι συμπιεστές που χρησιμοποιούνται για την κυκλοφορία των ψυκτικών υλικών και οι εναλλάκτες θερμότητας που χρησιμεύουν στην ψύξη και υγροποίηση του ΦΑ και την ανταλλαγή θερμότητας μεταξύ των ψυκτικών μέσων. Για τις πρόσφατες μονάδες βάσης που χρησιμοποιούν ΥΦΑ, αυτός ο εξοπλισμός έχει τον μεγαλύτερο όγκο και είναι και ο πιο σύγχρονος τεχνολογικά. Το φυσικό αέριο που είναι ένα μίγμα ενώσεων, υγροποιείται σε ένα ευρύ φάσμα θερμοκρασιών. Οι καμπύλες θερμότητας μπορούν να πλησιάσουν η μία πολύ κοντά στην άλλη, ελαχιστοποιώντας την διαφορά θερμοκρασίας μεταξύ του υπό ψύξη ΦΑ και των ρευμάτων του ψυκτικού. Αυτό επιτυγχάνεται με τη χρήση περισσότερων ψυκτικών για να καλυφθεί το φάσμα της θερμοκρασίας και χρησιμοποιώντας το ψυκτικό σε διαφορετικά επίπεδα πίεσης ώστε να διαφοροποιηθούν περαιτέρω οι περιοχές θερμοκρασίας που ψύχεται το κάθε συστατικό και να πλησιάσουν πολύ κοντά η μία στην άλλη. Το ΦΑ υπόκειται σε πιέσεις, περίπου 40 – 55 bar, για να γίνει πιο αποτελεσματική η ψύξη. Η σύνθεση του ψυκτικού παρέχει περισσότερο έλεγχο της διαδικασίας της. Με τα μεικτά ψυκτικά, η σύνθεση τους μπορεί να ρυθμιστεί ώστε να ταιριάζει στις συνθήκες της συγκεκριμένης διαδικασίας.

Εικόνα 24: Προσέγγιση καμπυλών ψύξης / θέρμανσης



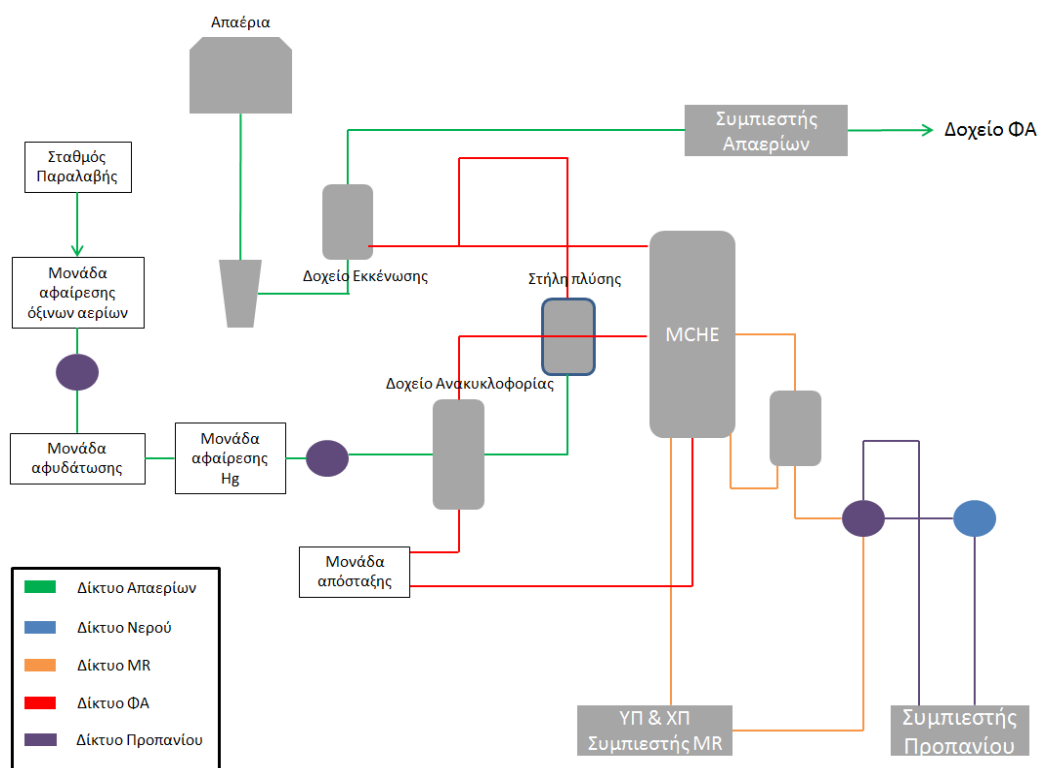
Οι χρησιμοποιούμενοι εναλλάκτες θερμότητας, όπως οι εναλλάκτες με πλάκες και με πτερύγια (Plate Fin Heat Exchangers ή PFHE) και οι σπειροειδείς εναλλάκτες θερμότητας (Spiral Wound Heat Exchangers ή SWHE), έχουν μεγάλη επιφάνεια εναλλαγής με πολλαπλές διαδρομές και έτσι επιτυγχάνονται μικρές διαφορές θερμοκρασίας κατά μήκος της επιφάνειας εναλλαγής. Παρακάτω θα αναφερθούν οι κυριότερες μέθοδοι υγροποίησης και κυρίως η μέθοδος όπου χρησιμοποιείται προψυθθέν προπάνιο και μεικτό ψυκτικό (Propane

pre-cooled mixed refrigerant process ή MCR), καθώς οι περισσότερες αρχές που την διέπουν, βρίσκουν εφαρμογή στις υπόλοιπες μεθόδους.

Μέθοδος MCR της APCI

Η διαδικασία (Σχήμα 19 και 20) αυτή αντιπροσωπεύει ένα πολύ σημαντικό μέρος της παραγωγής ΥΦΑ που χρησιμοποιείται σε μονάδες βάσης στον κόσμο. Μονάδες παραγωγής ΥΦΑ με δυναμικότητα 4,7 εκατομμύρια τόνων ανά έτος έχουν κατασκευαστεί ή βρίσκονται υπό κατασκευή. Υπάρχουν δύο κύριοι κύκλοι στην μέθοδο της ψύξης. Ο κύκλος της πρόψυξης χρησιμοποιεί ένα καθαρό συστατικό, το προπάνιο. Ο κύκλος της υγροποίησης και της ψύξης χρησιμοποιεί ένα μίκτο ψυκτικό (Mixed Refrigerant ή MR), που αποτελείται από άζωτο, μεθάνιο, αιθάνιο και προπάνιο και ονομάζεται κύκλος MR. Ο κύκλος της πρόψυξης χρησιμοποιεί προπάνιο σε τρία ή τέσσερα επίπεδα πίεσης και το ΦΑ μπορεί να ψυχθεί μέχρι τους -40°C . Επίσης, χρησιμοποιείται για να ψύξει και να υγροποιήσει μερικώς το MR. Η ψύξη επιτυγχάνεται σε εναλλάκτες με ψυκτικό που αποτελείται από προπάνιο, το οποίο βράζει και εξατμίζεται σε μια δεξαμενή και με τα ρεύματα διαδικασίας να ρέουν σε βυθισμένους σωλήνες.

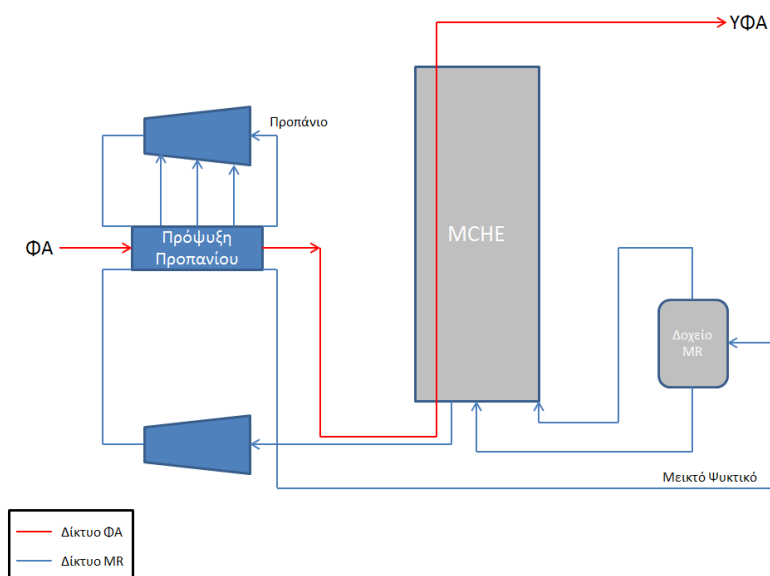
Σχήμα 19: Διάγραμμα Ροής της Μεθόδου MCR



Στον κύκλο MR, το μερικώς υγροποιημένο ψυκτικό διαχωρίζεται σε ρεύματα ατμού και υγρού που χρησιμοποιούνται για την υγροποίηση και την ψύξη του ΦΑ από τυπικώς

-35°C έως μεταξύ -150 με -160°C, το οποίο συμβαίνει στον κύριο κρυογενικό εναλλάκτη θερμότητας (Main Cryogenic Heat Exchanger ή MCHE). Ο MCHE αποτελείται από δύο ή τρεις δέσμες σωλήνων οι οποίοι διατάσσονται σε ένα κατακόρυφο κέλυφος, με το ΦΑ και το ψυκτικό να εισέρχονται σε σωλήνες στο κάτω μέρος, το οποίο στη συνέχεια ρέει προς τα πάνω υπό πίεση. Το ΦΑ περνάει μέσα από όλα τις δέσμες σωλήνων και αναδύεται υγροποιημένο όταν φτάνει στη κορυφή. Το υγρό ρεύμα MR αφαιρείται μετά τη ζεστή ή τη μεσαία δέσμη σωλήνων και εκτονώνεται σε ένα υδραυλικό διαστολέα. Από εκεί ρέει προς τα κάτω και εξατμίζεται, παρέχοντας το μεγαλύτερο μέρος της ψύξης για τις κατώτερες δέσμες σωλήνων. Το ρεύμα αέριου MR διέρχεται στην κορυφή (ψυχρή δέσμη σωλήνων) όπου υγροποιείται, ψύχεται και εκτονώνεται σε μια βαλβίδα στη μέσα πλευρά του κελύφους πάνω από την κορυφή της ψυχρής δέσμης. Μετά αναμιγνύεται με το υγρό MR, για να ψύξει τις κατώτερες δέσμες σωλήνων. Το συνολικό εξατμισθέν MR από τον πυθμένα του MCHE ανακτάται και συμπιέζεται από τον συμπιεστή MR στα 45 - 48 bar. Το μίγμα ψύχεται και εν μέρει υγροποιείται πρώτα με νερό ή αέρα και στη συνέχεια από το ψυκτικό που περιέχει προπάνιο, και ανακυκλώνεται στον MCHE.

Σχήμα 20: Απλοποιημένο Διάγραμμα Ροής Μεθόδου MCR

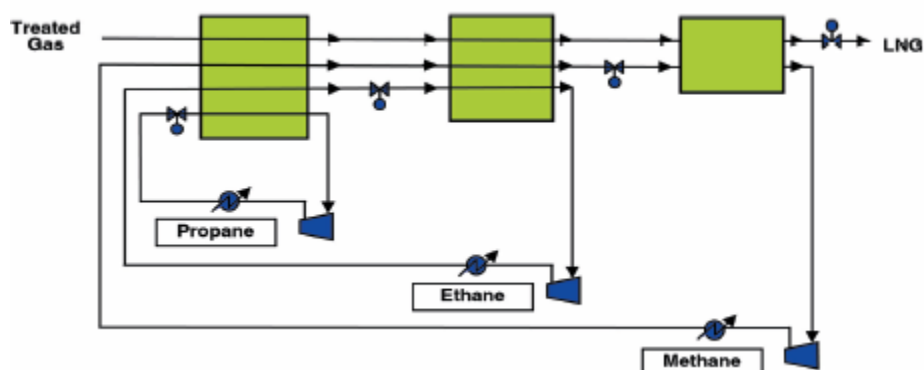


Κλιμακωτή Μέθοδος Phillips

Η ψύξη και η υγροποίηση του ΦΑ επιτυγχάνεται με μια κλιμακωτή μέθοδο (Σχήμα 21) χρησιμοποιώντας τρία «καθαρά» ψυκτικά με συστατικά, το προπάνιο, το αιθυλένιο και το μεθάνιο, το καθένα σε δύο ή τρία επίπεδα πίεσης. Αυτές οι διεργασίες γίνονται σε μία σειρά από εναλλάκτες θερμότητας PFHE κράματος ορύχαλκου-αλουμινίου που είναι διατεταγμένοι κάθετα. Ο κύκλος της πρόψυξης πραγματοποιείται σε ένα εναλλάκτη τύπου

πυρήνα-σε-βραστήρα. Τα ψυκτικά κυκλοφορούν χρησιμοποιώντας φυγοκεντρικούς συμπιεστές.

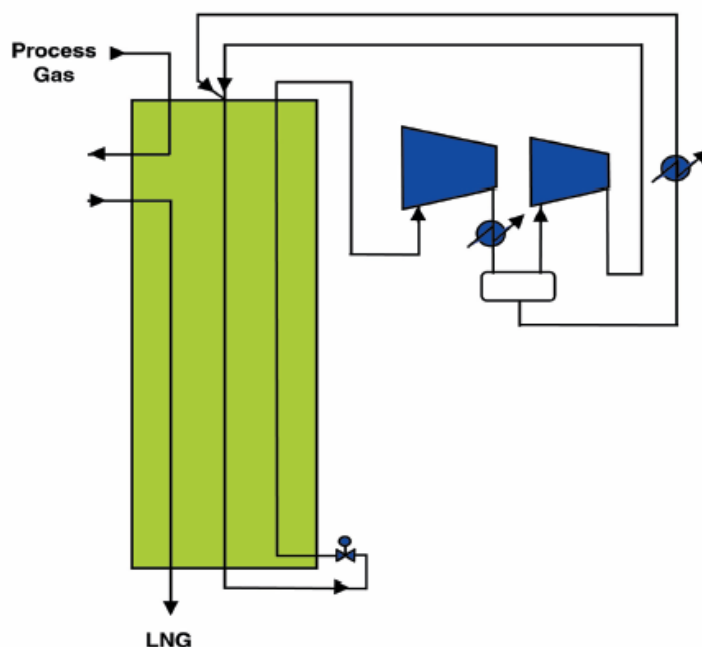
Σχήμα 21: Διάγραμμα Ροής Κλιμακωτής Μεθόδου Phillips



Μέθοδος Black & Veatch

Σε αυτή τη μέθοδο (Σχήμα 22) το μικτό ψυκτικό αποτελείται από άζωτο, μεθάνιο, αιθάνιο, προπάνιο και ίσο-πεντάνιο. Η ψύξη και η υγροποίηση διεξάγονται σε διάφορα επίπεδα πίεσης χρησιμοποιώντας εναλλάκτες θερμότητας PFHE. Το ψυκτικό συμπιέζεται και κυκλοφορεί χρησιμοποιώντας μία ενιαία γραμμή παραγωγής.

Σχήμα 22: Διάγραμμα Ροής Μεθόδου Black & Veatch

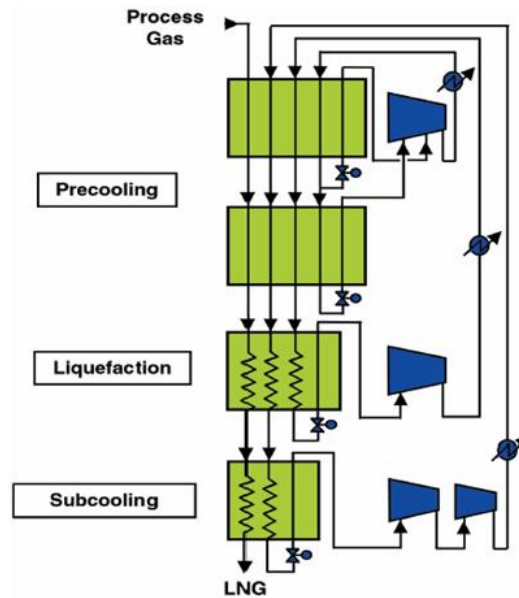


Κλιμακωτή Μέθοδος Statoil/Linde

Σε αυτή τη διαδικασία (Σχήμα 23) χρησιμοποιούνται τρία μεικτά ψυκτικά για την ψύξη και την υγροποίησης. Ο κύκλος της πρόψυξης διεξάγεται σε εναλλάκτες PFHE από το

πρώτο μικτό ψυκτικό και η υγροποίηση και η ψύξη σε ένα εναλλάκτη θερμότητας SWHE από τα δύο άλλα ψυκτικά. Η SWHE είναι ένας εναλλάκτης που έχει κατασκευαστεί από τη Linde. Μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για τον κύκλο της πρόψυξης. Τα ψυκτικά αποτελούνται από συστατικά που επιλέγονται από μεθάνιο, αιθάνιο, προπάνιο και άζωτο.

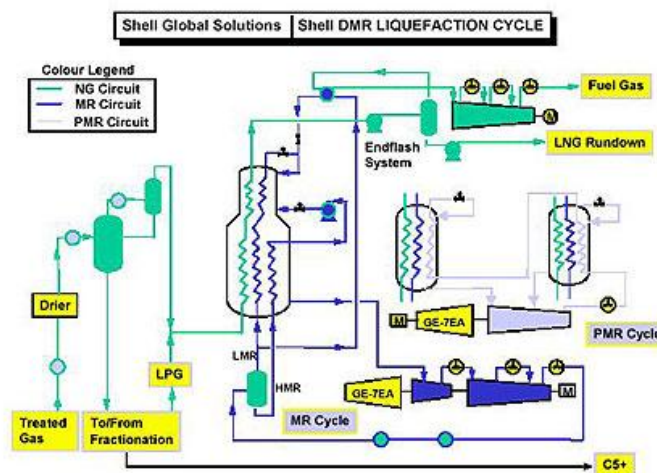
Σχήμα 23: Διάγραμμα Ροής Κλιμακωτής Μεθόδου Statoil/Linde



Μέθοδος MR της Shell

Η διαδικασία διαμόρφωσης αυτής της μεθόδου (Σχήμα 24) είναι παρόμοια με την μέθοδο MCR όπου ο κύκλος της πρόψυξης διεξάγεται με μικτό ψυκτικό (αποτελούμενο κυρίως από αιθάνιο και προπάνιο) και όχι από το καθαρό προπάνιο. Μία άλλη κύρια διαφορά είναι ότι ο κύκλος της πρόψυξης διεξάγεται σε SWHE και όχι σε βραστήρες. Οι SWHE για τον κύκλο της πρόψυξης και την υγροποίηση παρέχονται από την Linde.

Σχήμα 24: Διάγραμμα Ροής Μεθόδου MR της Shell



4.2.2 Συμπιεσμένο Φυσικό Αέριο

Το συμπιεσμένο φυσικό αέριο (ΣΦΑ) είναι μία μορφή πεπιεσμένου φυσικού αερίου. Το αέριο συμπιέζεται σε πίεση άνω των 200 bar για να μειωθεί ο όγκος του και έτσι αυξάνεται η ποσότητα μεταφοράς. Με τη συμπίεση, αυξάνεται η θερμοκρασία του αερίου το οποίο μπορεί να προκαλέσει αύξηση του όγκου του, για αυτό το λόγο το ΣΦΑ ψύχεται μετά τη συμπίεση και πριν την αποθήκευση για να μεγιστοποιηθεί η ενεργειακή του πυκνότητα.

Η αποθήκευση και η μεταφορά του ΣΦΑ παρουσιάζει δυσκολίες. Η αποθήκευση μπορεί να προκαλέσει κίνδυνους και απαιτεί κατάλληλο σύστημα μόνωσης. Τα συστήματα συγκράτησης ΣΦΑ έχουν αναπτυχθεί σε μεγάλο βαθμό και χρησιμοποιούνται παγκοσμίως για την αποθήκευση καυσίμων για χρήση αυτών σε αυτοκίνητα. Αυτά τα συστήματα έχουν τη δυνατότητα να ανταπεξέλθουν σε ισχυρές συγκρούσεις και υψηλές εξωτερικές θερμοκρασίες αλλά έχουν μεγάλο κόστος.

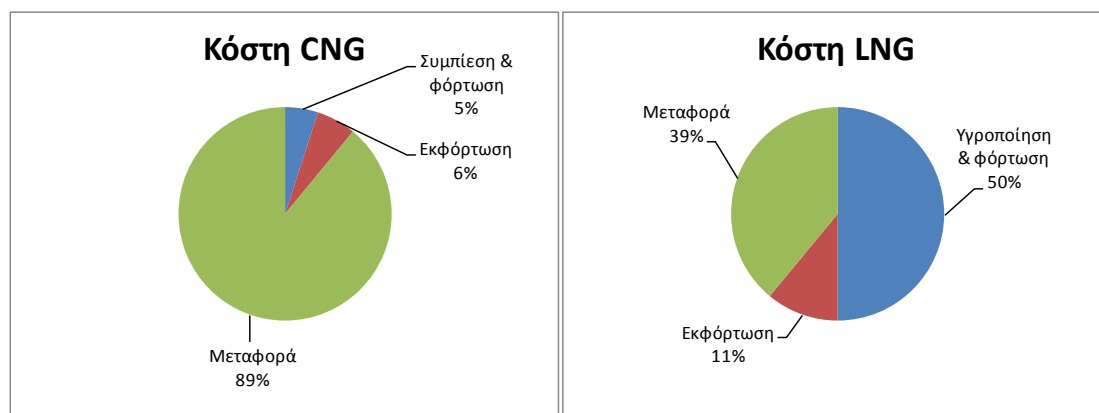
Εικόνα 25: Μονάδες Χρήσης και Αποθήκευσης ΣΦΑ



Η μεταφορά φυσικού αερίου σε συμπιεσμένη μορφή για υπερατλαντικά ταξίδια δεν έχει εφαρμοστεί αλλά αναμένεται μέσα στα επόμενα χρόνια αφού έχουν ήδη κατασκευαστεί πρότυπα πλοία μεταφοράς. Ένα βασικό μειονέκτημα σε σχέση με το ΥΦΑ είναι ότι η ενεργειακή πυκνότητα του ΣΦΑ αντιστοιχεί περίπου στο ένα τρίτο του ΥΦΑ και ότι τα συστήματα συγκράτησης πίεσης είναι κατά μεγάλο βαθμό πιο βαριά από το ίδιο το αέριο που μεταφέρουν. Αυτό έχει οδηγήσει όμως κατασκευαστές να βρουν τρόπους να

μειώσουν το βάρος των συστημάτων συγκράτησης του ΣΦΑ. Ένα μεγάλο πλεονέκτημα όμως είναι ότι το 85% περίπου του κόστους παράδοσης του ΣΦΑ είναι σταθερά.

Σχήμα 25: Συγκριτικό διάγραμμα κόστους CNG και LNG



Πηγή: CNG: A Competitive Technology to LNG for the Transport of Natural Gas, World Forum on Energy Regulation IV, Athens Greece, 18-21/10/2009

4.3 Το Φυσικό Αέριο στον Κόσμο

Παραδοσιακά, από τις αρχές του 19^{ου} αιώνα και μέχρι τη δεκαετία του 1950, η απόσταξη και η εξαερίωση του άνθρακα αποτέλεσε τη βασική πηγή πρώτων υλών και ενέργειας για τη χημική βιομηχανία. Στη συνέχεια, η νάφθα χρησιμοποιήθηκε ως πρώτη ύλη για το ίδιο σκοπό μέσω της σχάσης της στα διωλιστήρια²³.

Η ενεργειακή κρίση του 1973 με την μεγάλη αύξηση της τιμής του αργού είχε ως συνέπεια τη σημαντική αύξηση του κόστους των αερίων προϊόντων της νάφθας, σε σχέση με το κόστος του φυσικού αερίου. Έτσι, το φυσικό αέριο απετέλεσε βασική εναλλακτική πρώτη ύλη για τη βιομηχανία και η χρήση του επεκτάθηκε ραγδαία.

Πιο συγκεκριμένα το 2002 η παγκόσμια κατανάλωση φυσικού αερίου έφτασε τα 2.600 περίπου δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (bcm) ή 2.338 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου (ΤΙΠ). Από αυτά το 30% περίπου καταναλώθηκαν στη Βόρεια Αμερική, το 26% στην πρώην Ανατολική Ευρώπη και στην πρώην Ε.Σ.Σ.Δ, το 17% στη Δυτική Ευρώπη, το 13% στην Ασία και Ωκεανία, το 8% στη Μέση Ανατολή, το 3% στην Κεντρική και Νότια Αμερική και το 3% στην Αφρική. Όσον αφορά στις χρήσεις προς τις οποίες κατευθύνεται το φυσικό αέριο, περιλαμβάνουν την ηλεκτροπαραγωγή (15%), το

²³ Τεχνοοικονομική Μελέτη Σκοπιμότητας Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στο Ενεργειακό Ισοζύγιο της Κρήτης

βιομηχανικό τομέα (30 – 35%) και τον οικιακό τομέα (40 – 45%). Η χρήση του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά, λόγω των σοβαρών πλεονεκτημάτων αλλά και της αυξημένης θερμικής απόδοσης – ιδιαίτερα σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου, που παρουσιάζει έναντι του πετρελαίου και του άνθρακα. Το μεγαλύτερο μερίδιο της παραγωγής φυσικού αερίου διεθνώς για το 2011 κατανέμεται στην Ευρώπη και την Ευρασία όπου ξεπερνά τα 1.000 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα και αντιστοιχεί περίπου στο 32% της παγκόσμιας παραγωγής. Ακολουθεί η Β. Αμερική και στη συνέχεια η Μέση Ανατολή η οποία παρουσίασε και τη μεγαλύτερη αύξηση, πάνω από 11% σε σύγκριση με το 2010. Έτσι φαίνεται η στροφή που έχει γίνει στην Ευρώπη για χρήση του φυσικού αερίου σαν κύριο ορυκτό καύσιμο, αντικαθιστώντας το πετρέλαιο. Ωστόσο, η Ευρώπη εξαρτάται σε σημαντικό βαθμό στις εισαγωγές από χώρες της πρώην Σοβιετικής Ένωσης και την Αλγερία για να καλύψει τις ανάγκες της σε φυσικό αέριο, ενώ η βόρεια Αμερική είναι σχεδόν αυτάρκης. Η αγορά της Ασίας αναπτύχθηκε τη δεκαετία του 1970 για το ΥΦΑ και βασίζεται σε μεγάλο βαθμό στις εισαγωγές σε ποσοστό που πλησιάζει το 100% σε χώρες όπως η Ιαπωνία και η Κορέα.

Πίνακας 14: Παραγωγή Φυσικού Αερίου (2011)

ΠΕΡΙΟΧΗ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ (billion m ²)	ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΜΕ 2010	ΠΟΣΟΣΤΟ % ΕΠΙ ΤΟΥ ΣΥΝΟΛΟΥ
Β. ΑΜΕΡΙΚΗ	864,2	5,5%	26,5%
ΚΕΝΤΡΙΚΗ & ΝΟΤΙΑ ΑΜΕΡΙΚΗ	167,7	3,0%	5,1%
ΕΥΡΩΠΗ & ΕΥΡΑΣΙΑ	1036,4	0,9%	31,6%
ΜΕΣΗ ΑΝΑΤΟΛΗ	526,1	11,4%	16,0%
ΑΦΡΙΚΗ	202,7	-5,1%	6,2%
ΑΣΙΑ ΕΙΡΗΝΙΚΟΥ	479,1	-0,9%	14,6%

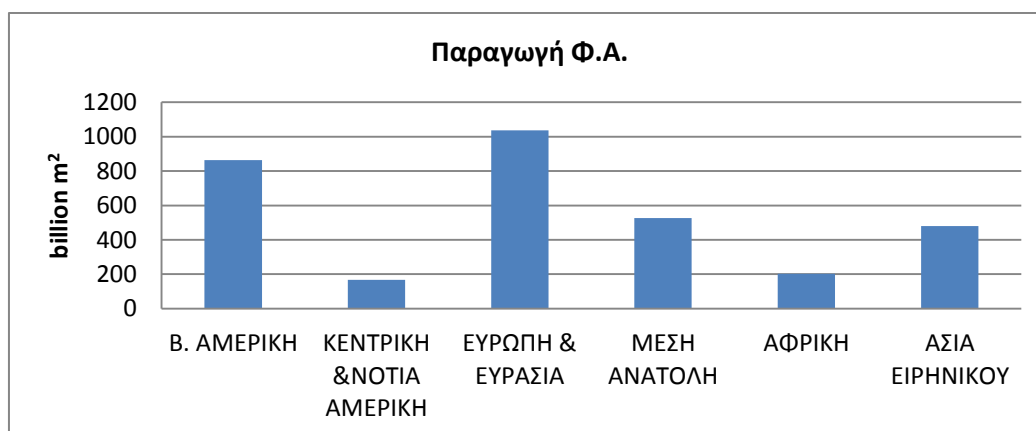
Πηγή: BP statistical review of world energy

Η παραγωγή της εκάστοτε περιοχής πολλές φορές αδυνατεί να καλύψει τις ανάγκες που παρουσιάζονται, με αποτέλεσμα την δημιουργία ενός ελλείμματος που καλύπτεται από εισαγωγές από άλλες χώρες. Για αυτό είναι σημαντικό να εξετάσουμε την κατανάλωση φυσικού αερίου ανά το κόσμο. Εκεί παρατηρούμε ότι η Ευρώπη και η Ευρασία παρουσιάζουν τη μεγαλύτερη κατανάλωση με περίπου 1.100 bcm και ακολουθεί η Β. Αμερική με περίπου 864 bcm²⁴. Οι δύο αυτές περιοχές αποτελούν το 61% της παγκόσμιας

²⁴ <http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9037178&contentId=7068624>

κατανάλωσης φυσικού αερίου. Τη μεγαλύτερη όμως αύξηση σε κατανάλωση στη διετία 2010 – 2011 παρουσίασε η Μέση Ανατολή, της τάξεως του 7%.

Σχήμα 26: Παγκόσμια Παραγωγή Φυσικού Αερίου (2011)



Πηγή: BP statistical review of world energy

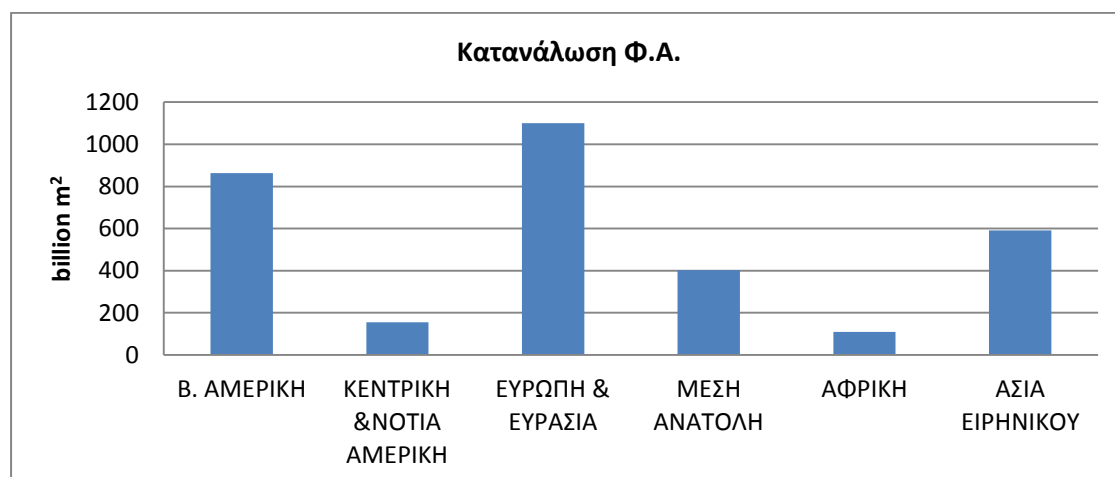
Η Ευρώπη/Ευρασία είναι ο μεγαλύτερος καταναλωτής φυσικού αερίου, ενώ ακολουθεί η Βόρεια Αμερική. Η κατανάλωση, όπως είναι φυσικό, εξαρτάται σε σημαντικό βαθμό από την ύπαρξη αποθεμάτων σε μία περιοχή, καθώς επίσης και από τις επικρατούσες τιμές. Καθοριστικό ρόλο παίζουν η Ευρώπη και η Μέση Ανατολή όπου συγκεντρώνεται το 75% περίπου των παγκόσμιων αποθεμάτων και αποτελούν πηγές προμήθειας και για άλλες περιοχές στον κόσμο.

Πίνακας 15: Παγκόσμια Κατανάλωση Φυσικού Αερίου (2011)

ΠΕΡΙΟΧΗ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ (billion m ³)	ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΜΕ 2010	ΠΟΣΟΣΤΟ % ΕΠΙ ΤΟΥ ΣΥΝΟΛΟΥ
B. AMERIKH	863,8	3,2%	26,9%
KENTRIKH & NOTIA AMERIKH	154,5	2,9%	4,8%
EYROPH & EYRASIA	1101,1	-2,1%	34,1%
MESH ANATOLH	403,1	6,9%	12,5%
AFRIKH	109,8	2,7%	3,4%
ASIA EIRHNIKOY	590,6	5,9%	18,3%

Πηγή: BP statistical review of world energy

Σχήμα 27: Παγκόσμια Κατανάλωση Φυσικού Αερίου (2011)



BP statistical review of world energy

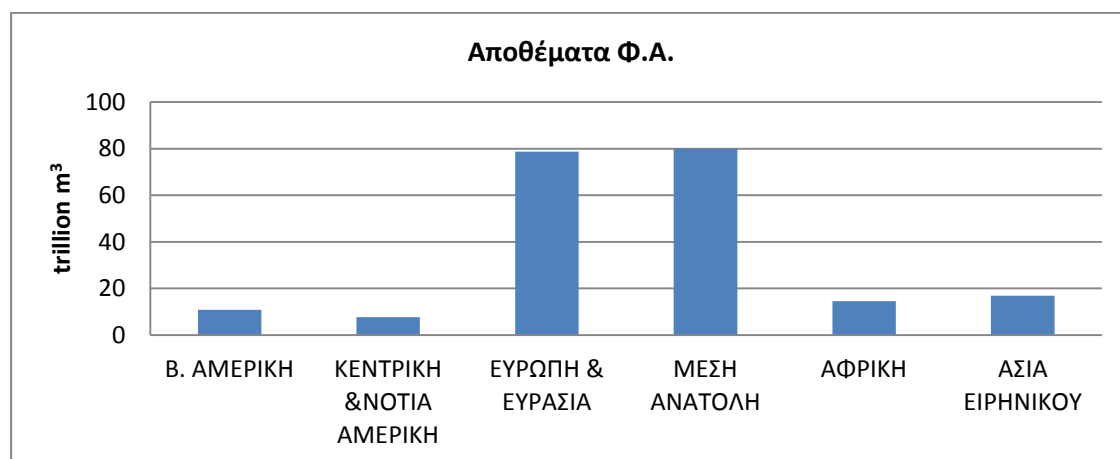
Στην Ευρώπη, η Γερμανία, η Ρωσία και το Ηνωμένο Βασίλειο είναι οι πρώτες χώρες σε κατανάλωση φυσικού αερίου, με την Ρωσία να καταναλώνει χαρακτηριστικά το 13% περίπου της παγκόσμιας κατανάλωσης φυσικού αερίου. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 16 η μεταβολή της ζήτησης του φυσικού αερίου τη περίοδο 2001 – 2010 παρουσιάζει αύξηση σε όλες τις περιοχές του κόσμου, ωστόσο είναι άξιο αναφοράς ότι η αύξηση αυτή φαίνεται πιο έντονα στη Β. Αμερική, την Ευρώπη και την Ασία.

Πίνακας 16: Μεταβολή ζήτησης ΦΑ (2001 – 2010)

%	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ΗΠΑ	-4,6	-0,2	-3,1	0,6	-1,2	-0,7	5,8	0,4	-1,6	5,5
Ευρώπη	2,6	0,4	4,4	2,6	2,2	0,3	0,5	2,5	-6,2	6,8
ΠΣΕ	1,7	0,3	5,0	1,2	1,8	3,8	1,2	0,6	-11,7	5,0
Λατινική Αμερική	0,4	1,8	3,2	6,9	4,6	4,0	2,5	2,3	-4,3	6,0
Αφρική	7,5	6,4	7,7	6,5	3,2	9,0	6,6	16,7	3,3	5,0
Μέση Ανατολή	3,1	9,3	11,2	10,3	7,9	3,7	3,5	5,6	4,2	4,1
Ασία	4,9	6,1	2,6	5,6	6,5	5,7	6,7	5,5	1,5	12,2
Υπόλοιπες	-4,3	4,5	4,2	-2,1	-1,3	7,8	2,5	0,3	-9,3	1,6

Πηγή: BP statistical review of world energy

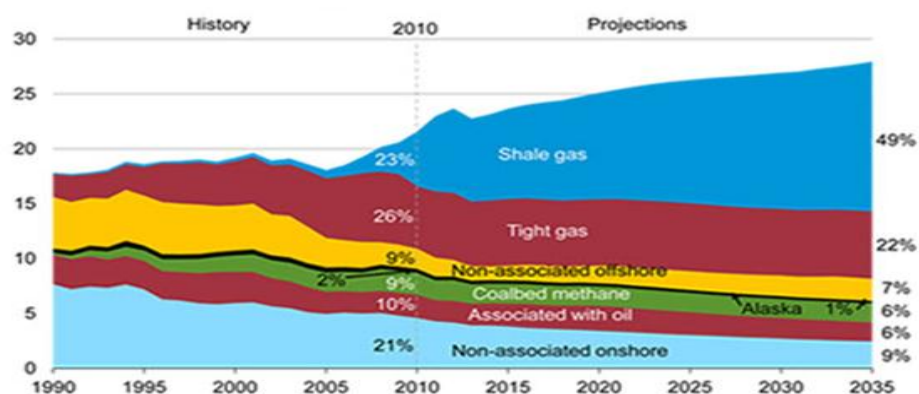
Σχήμα 28: Αποθέματα Φυσικού Αερίου Παγκοσμίως



Πηγή: BP statistical review of world energy

Στην Β. Αμερική έχει αναπτυχθεί τα τελευταία χρόνια η δυνατότητα αξιοποίησης αερίου που προέρχεται από στρώματα σχιστόλιθου στο υπέδαφος (Shale Gas). Το 2010 το 23% περίπου της παραγωγής του φυσικού αερίου προερχόταν από κοιτάσματα σχιστολιθικού αερίου και σύμφωνα με μελέτες του διαχειριστή πληροφορειών ενέργειας (Energy Information Administration), υπολογίζεται ότι μέχρι το 2035 η παραγωγή του φυσικού αερίου θα προέρχεται κατά 49% από το σχιστολιθικό αέριο και κατά μικρά ποσοστά από τις υπόλοιπες πηγές.

Εικόνα 26: Παραγωγή Φυσικού Αερίου από Διάφορες μορφές στις ΗΠΑ και Σενάρια Πρόβλεψης



Πηγή: Energy Information Administration

Αυτή η πηγή αερίου έχει αναπτυχθεί πολύ τα τελευταία χρόνια, λόγω των μεγάλων κοιτασμάτων που υπάρχουν στην Β. Αμερική, και αναμένεται να μειώσει σημαντικά τις εισαγωγές της, και ενδεχομένως να καταστεί αυτάρκης σε φυσικό αέριο. Για αυτό το λόγο

το ζήτημα του Shale Gas²⁵ εξετάζεται σοβαρά και στην Ευρώπη, η οποία βασίζεται κατά κύριο λόγο στις εισαγωγές και πολύ λιγότερο στα αποθέματα που διαθέτει η ίδια.

Εικόνα 27: Αποθέματα Σχιστολιθικού Αερίου στις ΗΠΑ



Πηγή: Energy Information Administration

Ωστόσο, η αξιοποίηση του Shale Gas παρουσιάζει πολλά μειονεκτήματα από περιβαλλοντικής άποψης. Για παράδειγμα, για να αξιοποιηθούν τα αποθέματα Shale Gas απαιτείται θραύση του υπεδάφους και μεγάλες ποσότητες νερού για την εξαγωγή του αερίου, δημιουργώντας τεράστιους κίνδυνους μόλυνσης του υδροφόρου ορίζοντα με τα χημικά που χρησιμοποιούνται για την άντληση.

Η κύρια χρήση του φυσικού αερίου παγκοσμίως είναι η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Για αυτό είναι χρήσιμο να δούμε την παραγωγή TWh από την καύση του φυσικού αερίου στις χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Χαρακτηριστικά πρώτες χώρες σε ηλεκτροπαραγωγή με χρήση φυσικού αερίου όπως φαίνεται και στο Πίνακα 16²⁶ είναι το Ηνωμένο Βασίλειο όπου το 2010 παρήγαγε περίπου 1.080 TWh, η Γερμανία με 942 TWh και η Ιταλία με 878 TWh. Ακολουθούν οι Γαλλία, Ολλανδία και Ισπανία, ενώ οι υπόλοιπες χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης δεν ξεπερνούν η κάθε μία τις 200 TWh, κάτι που αναμένεται να αλλάξει στο εγγύς μέλλον. Σε σύγκριση όμως με το 2009 τη μεγαλύτερη αύξηση σε κατανάλωση φυσικού αερίου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παρουσίασε η Σουηδία και η Λετονία, με όλες τις χώρες της Ευρώπης όμως να έχουν κατά μέσο όρο μία αύξηση της τάξης του 10%.

²⁵ http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/about_shale_gas.cfm

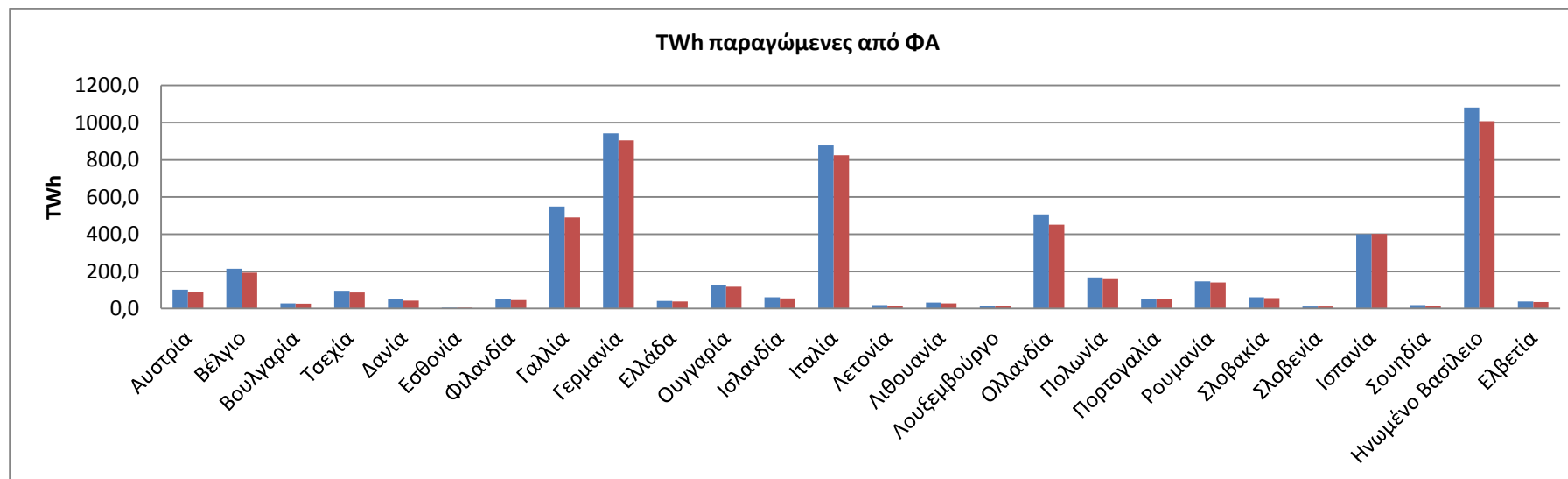
²⁶ http://www.eurogas.org/news_pressReleases.aspx

Πίνακας 17: Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Φυσικό Αέριο στην Ευρώπη

	Αυστρία	Βέλγιο	Βουλγαρία	Τσεχία	Δανία	Εσθονία	Φινλανδία	Γαλλία	Γερμανία	Ελλάδα	Ουγγαρία	Ισλανδία	Ιταλία	Λετονία	Λιθουανία	Λουξεμβούργο	Ολλανδία	Πολωνία	Πορτογαλία	Ρουμανία	Σλοβακία	Σλοβενία	Ισπανία	Σουηδία	Ηνωμένο Βασίλειο	Ελβετία	ΕΕ 27
2010	102,0	215,3	27,7	95,1	49,7	5,5	49,5	548,9	942,3	40,9	125,8	60,6	877,9	18,9	32,0	15,5	507,2	167,8	53,0	146,8	61,0	10,8	400,7	19,1	1080,7	38,7	5654,7
2009	91,5	194,1	26,3	86,2	42,8	5,3	45,1	491,1	904,4	37,9	118,3	55,3	825,8	15,7	28,1	14,4	452,0	158,9	51,2	140,1	56,2	10,6	401,9	14,2	1007,7	34,8	5275,1
% Διαφορά	11,5%	10,9%	5,3%	10,3%	16,1%	3,8%	9,8%	11,8%	4,2%	7,9%	6,3%	9,6%	6,3%	20,4%	13,9%	7,6%	12,2%	5,6%	3,5%	4,8%	8,5%	1,9%	-0,3%	34,5%	7,2%	11,2%	7,2%

Πηγή: EuroGas

Σχήμα 29: Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Φυσικό Αέριο στην Ευρώπη το 2010



Πηγή: EuroGas

4.4 Μεταφορά Φυσικού Αερίου

Το φυσικό αέριο που εξορύσσεται από τα κοιτάσματα πρέπει να μεταφερθεί στους τόπους κατανάλωσης, για παράδειγμα σε εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ή για οικιακή χρήση. Η μεταφορά του φυσικού αερίου στους τόπους κατανάλωσης γίνεται με δύο βασικούς τρόπους :

- Χερσαία με δίκτυο αγωγών μεταφοράς
- Θαλάσσια με ειδικά πλοία μεταφοράς ΥΦΑ

Ο τρόπος μεταφοράς του φυσικού αερίου επηρεάζεται από γεωγραφικούς, οικονομικούς, ενεργειακούς και γεωπολιτικούς παράγοντες. Η χρήση του δικτύου αγωγών χρησιμοποιείται κυρίως σε χερσαίες τοποθεσίες και λιγότερο συχνά σε περιπτώσεις διασύνδεσης νήσου με ηπειρωτική χώρα. Αντίθετα η θαλάσσια μεταφορά χρησιμοποιείται όταν το κοιτάσμα βρίσκεται υποθαλάσσια και μεταφέρεται σε ένα κέντρο διανομής.


Πίνακας 18: Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα Μεταφοράς ΦΑ με Αγωγούς και μέσω Ναυτιλίας


Δίκτυο Αγωγών		Ναυτιλία	
Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα	Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
Ασφάλεια	Κίνδυνος διαρροής	Προσβασιμότητα	Περιβαλλοντικοί κίνδυνοι
Ταχύτητα	Κόστος χρήσης	Δεν ανήκει μόνο σε ένα/μία άτομο/χώρα	Κόστος λιμανιού
Απόδοση	Ανήκει σε ένα/μία άτομο / χώρα	Μεγάλη δυναμικότητα	Τρομοκρατία / Πειρατεία
Φιλικό απέναντι στο περιβάλλον	Μόνιμη θέση		Ανακατασκευή σύμφωνα με νέους κανονισμούς
Συνεισφορά στο ΑΕΠ	Μόνιμη (σχετικά χαμηλή) δυναμικότητα		Εξάρτηση από τράπεζες και οικονομία
Δεν επηρεάζεται από τον καιρό			
Αύξηση της τιμής του πετρελαίου -> μείωση του κόστους			

Πίνακας 19: Δίκτυα Αγωγών στην Ευρώπη

ΟΝΟΜΑ ΑΓΩΓΟΥ	ΧΩΡΕΣ	ΜΗΚΟΣ (km)	ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑ (bcm/y)
Baltic Gas Interconnector	Γερμανία, Δανία, Σουηδία	220	10
Baltic Pipe	Δανία, Πολωνία	230	5
Baltic Connector	Φιλανδία Εσθονία	80	2
BBL Pipeline	Ηνωμένο Βασίλειο, Ολλανδία	235	16
Blue Stream Pipeline	Ρωσία, Τουρκία	1.213	16
CATS	Αγγλία	404	17,5
Europipe I	Νορβηγία, Γερμανία	660	18
Europipe II	Νορβηγία, Γερμανία	658	24
FLAGS	Ηνωμένο Βασίλειο	19,6	12
Franpipe	Νορβηγία, Γαλλία	840	19,6
Frigg UK System	Νορβηγία, Ηνωμένο Βασίλειο	362	13
Fulmar Gas Line	Ηνωμένο Βασίλειο	290	3,3
GALSI	Αλγερία, Ιταλία	1.505	10
Gazela Pipeline	Τσεχία	176	33
Greece - Italy pipeline	Ελλάδα , Ιταλία	807	8
Greenstream	Λιβύη , Ιταλία	520	11
Interconnector	Ηνωμένο Βασίλειο, Βέλγιο	235	25,5
JAGAL	Γερμανία	338	24
Langeld pipeline	Νορβηγία, Ηνωμένο Βασίλειο	1.166	25,5
MIDAL	Γερμανία	702	12,8
Maghreb	Αλγερία, Μαρόκο, Ισπανία, Πορτογαλία	1.620	12
Medgaz	Αλγερία, Ισπανία	757	8
MEGAL	Γερμανία	1.115	22
Nabucco	Τουρκία, Βουλγαρία, Ρουμανία, Ουγγαρία, Αυστρία	3.893	31
NEL pipeline	Γερμανία	440	20
Netra	Γερμανία	408	21,4
NOGAT	Νορβηγία	118	12
Nord Stream	Ρωσία, Γερμανία	1.222	55

OPAL pipeline	Γερμανία	470	35
Rehden-Hamburg	Γερμανία	132	*
STEGAL	Γερμανία	314	6
Statpipe	Νορβηγία	890	18,9
South Stream	Ρωσία, βουλγαρία, Ελλάδα, Ιταλία, Σερβία, Ουγγαρία, Σλοβενία, Αυστρία, Τουρκία	3700	63
South Wales Gas Pipeline	Ηνωμένο Βασίλειο	317	25,5
Trans Austria Gas Pipeline	Αυστρία	380	47,5
Trans Europa Naturgas Pipeline	Γερμανία	968	15,5
Trans-Adriatic Pipeline	Αλβανία, Ελλάδα, Ιταλία	520	20
Trans-Mediterranean Pipeline	Αλγερία, Τυνησία, Ιταλία	2.475	30,2
Transitgas Pipeline	Ελβετία	293	35
Turkey-Greece Pipeline	Τουρκία, Ελλάδα	296	11
Tyra West - F3 pipeline	Δανία, Ολλανδία	100	5,5
Vesterled	Νορβηγία, Ηνωμένο Βασίλειο	360	12
WEDAL	Γερμανία	319	10
White Stream	Γεωργία, Ρουμανία, Ουκρανία	1.238	32
Yamal-Europe pipeline	Ρωσία, Λευκορωσία, Πολωνία	4.196	33
Zeepipe	Νορβηγία, Βέλγιο	814	15
Zeepipe II A	Νορβηγία, Βέλγιο	303	26,3
Zeepipe II B	Νορβηγία, Βέλγιο	304	25,9

 Βρίσκονται σε στάδιο σχεδιασμού

 Βρίσκονται σε στάδιο κατασκευής

* Δυναμικότητα μη διαθέσιμη

Στον Πίνακα 19 παρουσιάζονται οι αγωγοί φυσικού αερίου που έχουν κατασκευαστεί, είναι σχεδιασμένοι και αυτοί που βρίσκονται υπό κατασκευή. Το μεγαλύτερο μέρος των αγωγών προέρχεται από τις βόρειες χώρες και σε μερικές

περιπτώσεις ενώνονται μεταξύ τους. Οι περισσότεροι αγωγοί περνούν από τη Γερμανία, ενώ ο μεγαλύτερος σε δυναμικότητα που βρίσκεται σε λειτουργία είναι ο South Stream που προμηθεύει με φυσικό αέριο και την Ελλάδα.

Εικόνα 28: Χάρτης Δικτύων Αγωγών στη Ευρώπη



Πηγή: ΔΕΠΑ

Το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου περιλαμβάνει τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς υψηλής πίεσης από τα σύνορα Ελλάδας-Βουλγαρίας έως το Πάτημα Ελευσίνας, τους κλάδους μεταφοράς υψηλής πίεσης που συνδέουν τις διάφορες περιοχές της χώρας με τον κεντρικό αγωγό, περιλαμβανομένου του κλάδου που συνδέει τον κεντρικό αγωγό με τα ελληνοτουρκικά σύνορα, την Εγκατάσταση Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) στη νήσο Ρεβυθούσα, καθώς και τις πρόσθετες εγκαταστάσεις και υποδομές που εξυπηρετούν το Σύστημα Μεταφοράς²⁷.

Το φυσικό αέριο εισάγεται στο ΕΣΜΦΑ, μέσω τριών Σημείων Εισόδου, τα οποία ονομαστικά είναι το Σιδηρόκαστρο, στα σύνορα Ελλάδας-Βουλγαρίας, οι Κήποι Έβρου, στα σύνορα Ελλάδας-Τουρκίας, και η Αγία Τριάδα απέναντι από τη νήσο Ρεβυθούσα. Αποτελεί το τρίτο Σημείο Εισόδου στο ΕΣΦΑ και συμβάλλει ουσιαστικά στην ασφάλεια εφοδιασμού τόσο μέσω του αποθηκευτικού χώρου που διαθέτει όσο και μέσω της δυνατότητας που

²⁷ <http://www.desfa.gr/default.asp?pid=216&la=1>

παρέχεται για τη διαφοροποίηση της προέλευσης του φυσικού αερίου που εισάγεται στην ελληνική αγορά. Απαρτίζεται από:

- Δύο δεξαμενές αποθήκευσης, συνολικής χωρητικότητας 135.000 m³ ΥΦΑ, εκ των οποίων τα 126.500 m³ είναι αντλήσιμα.
- Διατάξεις αεριοποίησης του ΥΦΑ συνολικής δυναμικότητας 1000m³/ώρα ή περίπου 14 εκατομμύρια Nm³/ημέρα.
- Δίδυμο υποθαλάσσιο αγωγό μήκους 600m και διαμέτρου 24'' που συνδέει τον τερματικό σταθμό με το ΕΣΜΦΑ.
- Εγκαταστάσεις που επιτρέπουν την εκφόρτωση πλοίων με μέγιστο ολικό μήκος 290 m, βύθισμα που δεν υπερβαίνει τη διαφορά 12.7m - 10% x βύθισμα πλοίου για ελλιμενισμό και απόσταση ανάμεσα στην καρίνα και το βυθό (under keel clearance) τουλάχιστον 1 m.

Ο κεντρικός αγωγός μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης λειτουργεί σε περίπου 70 bar, ξεκινά από τα Ελληνοβουλγαρικά σύνορα και καταλήγει στην Αττική (συνολικό μήκος 512 χλμ). Ο αγωγός έχει διάμετρο 36 ίντσες στα πρώτα 100 χλμ και από εκεί και πέρα να μειώνεται στις 30 ίντσες.

Στη συνέχεια υπάρχουν κλάδοι μεταφοράς υψηλής πίεσης προς την ανατολική Μακεδονία και Θράκη, το Βόλο και την Αττική μήκους 440 χιλιομέτρων. Κατά μήκος του δικτύου υπάρχουν μετρητικοί και ρυθμιστικοί σταθμοί για τη μέτρηση της παροχής αερίου και τη ρύθμιση της πίεσης. Για την ασφάλεια της λειτουργίας και τη συντήρηση υπάρχουν κεντρικοί σταθμοί στην Αττική, τη Θεσσαλονίκη και τη Θεσσαλία και ένας συνοριακός σταθμός εισόδου, καθώς και σύστημα τηλεχειρισμού και ελέγχου λειτουργίας και τηλεπικοινωνιών. Τέλος το σύστημα διανομής αποτελείται από δίκτυα μέσης πίεσης της τάξης των 19 bar στην Αττική, Θεσσαλονίκη, Θεσσαλία και στις βιομηχανικές περιοχές Οινοφύτων, Πλατέος Ημαθίας, Ξάνθης, Καβάλας και ΒΙΠΕ Κομοτηνής. Υπάρχουν επίσης και δίκτυα χαμηλής πίεσης που φτάνε τα 4 bar σε Αττική, Θεσσαλονίκη και Θεσσαλία που συνολικού μήκους 6.500 χλμ.

Εκτός της χρήσης των δικτύων διανομής πόλεων, πρόσφατες μελέτες δείχνουν ότι οι τεχνολογικές εξελίξεις και οι επικρατούσες τιμές (κυρίως spot) επιτρέπουν πλέον την αξιοποίηση του ΥΦΑ για την υποκατάσταση υγρών καυσίμων σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που βρίσκονται σε απομακρυσμένες περιοχές, όπως τα νησιά, ή για την

τροφοδοσία αυτόνομων δικτύων σε περιοχές όπου είτε θα υπάρξει καθυστέρηση σύνδεσης με τα δίκτυα, είτε η μεγάλη απόσταση από τα υφιστάμενα καθιστά ανοικονομική τη κατασκευή νέων αγωγών. Σε αυτό το πλαίσιο, ο Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ), εξετάζει τη τροφοδοσία των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής της ΔΕΗ με μικρά πλοία μεταφοράς φυσικού αερίου. Ως κεντρική αποθήκη για την τροφοδοσία των νησιών θα χρησιμοποιείται ο τερματικός υδροποιημένου αερίου της Ρεβυθούσας, ενώ σύμφωνα με μελέτες σε πρώτη φάση θα αρκούσαν μόλις δύο μικρά πλοία μεταφοράς. Ένα τέτοιο πρόγραμμα θα απαλλάξει πολλά νησιά από τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις που προκαλεί η καύση μαζούτ. Η τροφοδοσία απομονωμένων δικτύων με υδροποιημένο φυσικό αέριο μπορεί να επιτευχθεί με τη χρήση ειδικών βυτιοφόρων φορτηγών αυτοκινήτων, όπως συμβαίνει και σε άλλες χώρες. Ενώ υπάρχουν και προτάσεις για δημιουργία μικρών αυτόνομων δικτύων φυσικού αερίου σε πόλεις της περιφέρειας, τα οποία θα τροφοδοτούνται με ΣΦΑ που θα μεταφέρεται στην είσοδο του αυτόνομου δικτύου οδικώς με φιάλες υψηλής πίεσης.

Εικόνα 29: Δίκτυο Αγωγών στην Ελλάδα



Πηγή: ΔΕΣΦΑ²⁸

²⁸ http://www.desfa.gr/files/DESFA_GREECE.jpg

Η ΔΕΠΑ, η οποία είναι ο κύριος εισαγωγέας φυσικού αερίου και ΥΦΑ στην Ελλάδα, έχει προσάψει τρεις μακροχρόνιες συμφωνίες. Οι συμφωνίες αυτές έχουν σαν σκοπό την εξασφάλιση της αγοράς με επαρκείς ποσότητες φυσικού αερίου, αλλά και για την ασφάλεια εφοδιασμού της χώρας με φυσικό αέριο, διαφοροποιώντας τις πηγές ώστε σε περίπτωση κάποιου σφάλματος ή οποιουδήποτε άλλου λόγου, να μπορεί να εισαχθεί φυσικό αέριο από τις άλλες πηγές, αντί να εξαρτάται η χώρα μόνο από μία πηγή τροφοδοσίας.

Πίνακας 20: Συμβόλαια Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα

Παραγωγός Χώρα (αγωγός και ΥΦΑ)	Προμηθεύτρια Εταιρεία	Λήξη Σύμβασης Προμήθειας	Μέγιστη Ποσότητα (bcnm/year)
Ρωσία	Gazprom	2016	2,80
Αλγερία	Sonatrach (LNG)	2021	0,68
Τουρκία	BOTAS	2021	0,71
Σύνολο			4,19

Πηγή: ΔΕΠΑ

Έτσι, το 67% περίπου των εισαγωγών φυσικού αερίου στη Ελλάδα το προμηθεύει η Gazprom.

4.5 Χρήση Φυσικού Αερίου στην Ηλεκτροπαραγωγή

Η ΔΕΗ αποτελεί τον πρώτο καταναλωτή που χρησιμοποίησε φυσικό αέριο για τη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η τροφοδότηση του πρώτου σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο στην Ελλάδα πραγματοποιήθηκε τον Ιούνιο του 1997, στο σταθμό της ΔΕΗ, στον Άγιο Γεώργιο Κερατσινίου. Μέχρι σήμερα το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται και στους σταθμούς Συνδυασμένου Κύκλου της ΔΕΗ στο Λαύριο και στην Κομοτηνή.

Το καλοκαίρι του 2004, συνδέθηκε στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου και λειτούργησε, ο πρώτος ιδιωτικός σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανοικτού κύκλου 148 MW (μονάδα αιχμής), ο οποίος ανήκει στην εταιρία ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ Α.Ε. Ο σταθμός ΗΡΩΝ Ι. Πρόκειται για αεροστροβιλικό σταθμό ανοικτού κύκλου τριών αεριοστροβίλων ανοικτού κύκλου αεροπορικού τύπου χρήσης διπλού

καυσίμου, με φυσικό αέριο ως κύριο καύσιμο και ελαφρύ πετρελαίου Diesel ως εφεδρικό. Η απόδοση του σταθμού με χρήση φυσικού αερίου είναι υψηλή και ανέρχεται στο 40%, σε συνθήκες συνεχούς μέγιστης φόρτισης. Ο ετήσιος μέσος βαθμός απόδοσης, αν ληφθούν υπόψη οι εκκινήσεις, οι κρατήσεις και τα μειωμένα φορτία των μονάδων, κυμαίνεται στο 38%.



Η εταιρεία ELPEDISON Power²⁹ έχει κατασκευάσει δύο ιδιόκτητα εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα που είναι βασισμένα στη τεχνολογία του συνδυασμένου κύκλου και χρησιμοποιούν το φυσικό αέριο σαν καύσιμο. Το πρώτο εργοστάσιο βρίσκεται στη Θεσσαλονίκη και έχει συνολική εγκατεστημένη ισχύ 390 MW και λειτουργεί από το 2005, ενώ το δεύτερο εργοστάσιο είναι σε λειτουργία από το 2010 και βρίσκεται στη Θίσβη Βοιωτίας με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 421,6 MW. Τον Μάιο του 2008, τέθηκε σε λειτουργία η μονάδα Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας εγκατεστημένης ισχύος 334 MW για την κάλυψη των αναγκών της εταιρείας ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ ΑΕ. Στις αρχές του 2010, ξεκίνησε η λειτουργία της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου της εταιρείας ΗΡΩΝ II ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΒΟΙΩΤΙΑΣ Α.Ε. εγκαταστημένης ισχύος 435 MW, με καύσιμο Φυσικό Αέριο στην περιοχή της Θήβας στη Βοιωτία. Ο θερμοηλεκτρικός σταθμός συνδυασμένου κύκλου ΗΡΩΝ II αποτελείται από αεριοστρόβιλο ονομαστικής ισχύος 290 MW, ένα λέβητα ανάκτησης θερμότητας καυσαερίων τριών βαθμίδων πίεσης και θέρμανσης, έναν ατμοστρόβιλο 145 MW με αερίοψυκτο συμπυκνωτή και κοινή γεννήτρια. Επίσης το Νοέμβριο του ίδιου έτους λειτούργησε η μονάδα συμπαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνδυασμένου κύκλου PROTERGIA στην περιοχή του Αγ. Νικολάου Βοιωτίας εγκαταστημένης ισχύος 334 MW. Στην ίδια περιοχή η εταιρεία PROTERGIA³⁰ έχει κατασκευάσει και μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνδυασμένου κύκλου που χρησιμοποιεί σαν καύσιμο το φυσικό αέριο με ισχύ 444,48 MW. Τον Απρίλιο του 2012 η PROTERGIA έθεσε σε εμπορική λειτουργία τη μονάδα

²⁹ <http://www.elpedison.gr/gr/o-omilos/epiheirimatikes-drastiriotites/paragogi-energeias/oi-monades-ilektroparagogis/>

³⁰ http://www.protergia.gr/el-gr/production_intro/thermal-plants

συνδυασμένου κύκλου ΘΗΣ με καύσιμο φυσικό αέριο στους Άγιους Θεόδωρους στην Κορινθία ισχύος 436,6 MW.

Πίνακας 21: Μονάδες Ηλεκτροπαραγωγής με χρήση ΦΑ

Εταιρεία	Περιοχή	Δυναμικότητα (MW)	Χρόνος Πρώτης Λειτουργίας
ΔΕΗ	Λαύριο	180	1997
ΔΕΗ	Λαύριο	560	1999
ΔΕΗ	Λαύριο	385	2006
ΔΕΗ	Αττική	160	2000
ΔΕΗ	Αττική	200	2000
ΔΕΗ	Κομοτηνή	485	2002
ELPEDISON	Θεσσαλονίκη	390	2005
ELPEDISON	Θίσβη	421,6	2010
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	Αγ. Νικόλαος	334	2008
PROTERGIA	Αγ. Νικόλαος	444,8	2011
Κόρινθος Power	Κόρινθο	436,6	2012
ΗΡΩΝ Ι	Βοιωτία	148	2004
ΗΡΩΝ ΙΙ	Βοιωτία	435	2010

Κεφάλαιο 5^ο : Εισαγωγή Φυσικού Αερίου στο Θερμοηλεκτρικό Σύστημα της Κρήτης

5.1 Εισαγωγή

Σε αυτό το κεφάλαιο θα παρουσιαστεί η διερεύνηση της δυνατότητας εισαγωγής του φυσικού αερίου ως καύσιμη πρώτη ύλη στο θερμοηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης. Το σενάριο που μελετήθηκε περιλαμβάνει τον προσδιορισμό του ελλείμματος της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης, λαμβάνοντας υπόψη την εξέλιξη της ζήτησης καθώς επίσης και το πρόγραμμα απόσυρσης των παλαιών μονάδων της ΔΕΗ.

Η νέες μονάδες, όπως έχει εξεταστεί και από άλλες μελέτες, θεωρούμε ότι θα κατασκευαστούν στην περιοχή Κορακιά που βρίσκεται στα σύνορα του νομού Ηρακλείου με τον νομό Ρεθύμνου.

Σημειώνεται ότι εκτός από την κατασκευή νέων μονάδων, ένα ρεαλιστικό σενάριο διείσδυσης του φυσικού αερίου στην αγορά της Κρήτης μπορεί να περιλαμβάνει και την ανακατασκευή σε υπάρχουσες μονάδες παραγωγής ώστε να αντικατασταθεί το ντίζελ ως καύσιμη ύλη με φυσικό αέριο.

Στη συνέχεια θα εξεταστούν τρία σενάρια εξέλιξης της ζήτησης στην αγορά της Κρήτης για να προσδιορίσουμε το μέγεθος της νέας ή των νέων μονάδων που θα απαιτηθούν για να καλυφθεί η προβλεπόμενη ζήτηση.

5.2 Εκτίμηση Αναγκών Αγοράς Κρήτης

Στον Πίνακα 22 παρουσιάζεται η διαθέσιμη ισχύς από τις υφιστάμενες θερμικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη, καθώς επίσης και οι προβλεπόμενες αποσύρσεις μονάδων. Για να εκτιμηθεί η ανάγκη εγκατάστασης νέων μονάδων, χρειάζεται να εκτιμηθούν οι ανάγκες του ηλεκτρικού συστήματος της Κρήτης για την αιχμή του συστήματος σε MW. Όπως αναφέρθηκε και στο Κεφάλαιο 2, σύμφωνα με τις προβλέψεις της ΡΑΕ, για την περίοδο μετά το 2010 προβλέπεται αύξηση της ζήτησης στην Κρήτη με ετήσιο ρυθμό 2,7%. Δεδομένης της οικονομικής κρίσης που αντιμετωπίζει η χώρα τα δύο τελευταία χρόνια θεωρούμε ότι αυτός ο ρυθμός αύξησης είναι αισιόδοξος. Για το λόγο

αυτό, προκειμένου να εκτιμηθούν οι ανάγκες σε εγκατεστημένη ισχύ υιοθετούνται τα παρακάτω τρία σενάρια:

ΣΕΝΑΡΙΟ	ΡΥΘΜΟΣ ΜΕΤΑΒΟΛΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ
Βασικό	2,0%
Απαισιόδοξο	1,5%
Αισιόδοξο	2,7%

Πίνακας 22: Ισχύς Συστήματος Κρήτης ανά Έτος και Προβλεπόμενες Αποσύρσεις

Έτος	Υφιστάμενη Ισχύς (MW) ⁽¹⁾	Προβλεπόμενες Αποσύρσεις (MW)	Τελική Διαθέσιμη Ισχύς (MW)
2010	718		718
2011			718
2012			718
2013			718
2014			718
2015			718
2016		56	662
2017		240,7	478
2018			478
2019			478
2020			478

(1): Πραγματικά αποδιδόμενη ισχύς

Πηγή: ΡΑΕ

Στη συνέχεια παρουσιάζονται οι προβλέψεις για τα παραπάνω τρία σενάρια εξέλιξης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης. Για την εκτίμηση των αναγκών σε εγκατεστημένη ισχύ θεωρούμε ότι η ανάγκη για εφεδρεία κατά τις περιόδους κορύφωσης της ζήτησης (peak) καλύπτονται από την εγκατεστημένη ισχύ των ανανεώσιμων μονάδων στο νησί και έτσι δεν προσαυξάνεται ανάλογα η προβλεπόμενη αιχμή.

5.2.1 Βασικό Σενάριο

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 23 και στο Σχήμα 24, ότι μετά το 2016, και κυρίως το 2017 εμφανίζεται ένα μεγάλο κενό στις ανάγκες για εγκατεστημένη ισχύ.

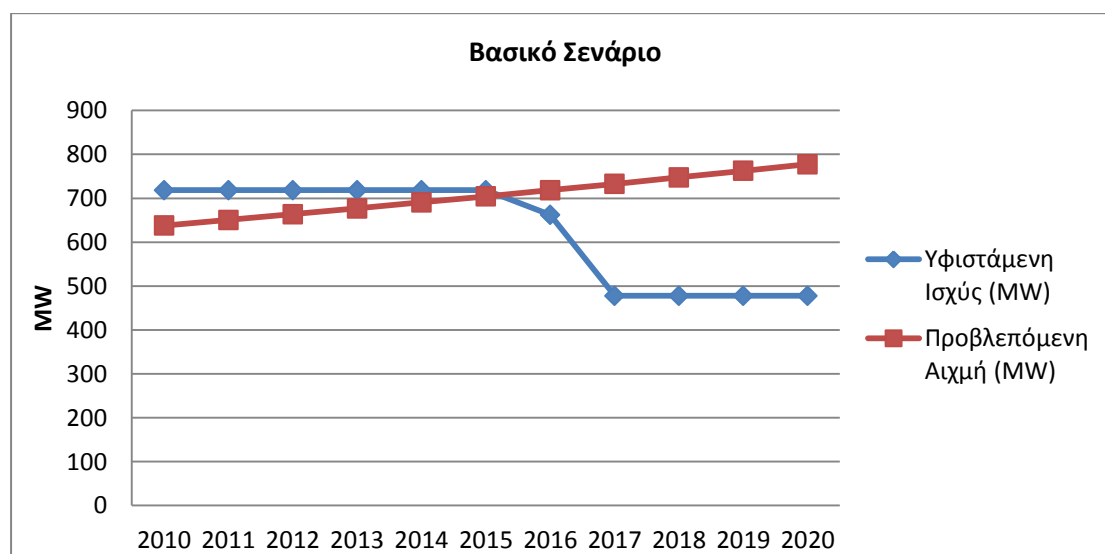
Ο βασικός λόγος για αυτό είναι φυσικά οι προβλεπόμενες αποσύρσεις των μονάδων της ΔΕΗ (Πίνακας 22).

Πίνακας 23: Βασικό Σενάριο - Προβλέψεις Ζήτησης

Έτος	Υφιστάμενη Ισχύς (MW)	Προβλεπόμενη Αιχμή (MW)	Περίσσεια/ Έλλειψη Ισχύος (MW)
2010	718	638	80
2011	718	651	68
2012	718	664	55
2013	718	677	41
2014	718	691	28
2015	718	704	14
2016	662	718	-56
2017	478	733	-255
2018	478	748	-270
2019	478	762	-285
2020	478	778	-300

Σε αυτό το σενάριο προκύπτει ότι η πρώτη μονάδα που θα πρέπει να εγκατασταθεί θα είναι το 2016, όπως φαίνεται και από το Σχήμα 30. Η δυναμικότητα της νέας μονάδας εκτιμάται ότι θα πρέπει να είναι περίπου 300 MW. Η μονάδα θα μπορούσε να λειτουργήσει το 2017 αντί του 2016 αφού το έλλειμμα ισχύος το 2016 είναι μικρό και μπορεί να καλυφθεί από μονάδες ΑΠΕ.

Σχήμα 30: Διάγραμμα Αιχμής και Ισχύος Συστήματος στο Βασικό Σενάριο



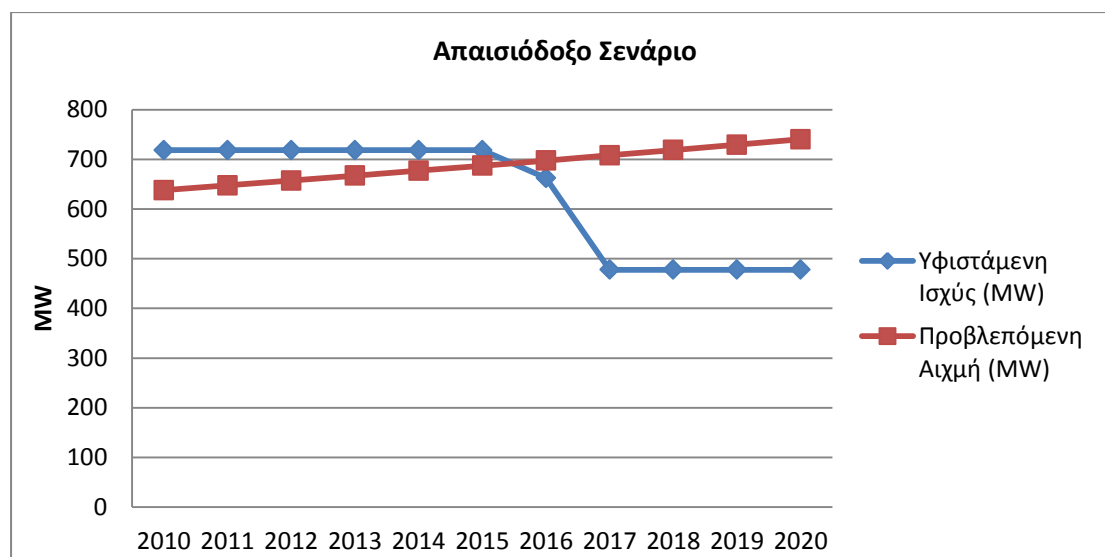
5.2.2 Απαισιόδοξο Σενάριο

Στο απαισιόδοξο σενάριο όπου έχουμε ετήσιο ρυθμό μεταβολής 1,5%, όπως φαίνεται στον Πίνακα 24 και στο Σχήμα 31, το έλλειμμα ισχύος είναι ελαφρά μικρότερο από εκείνο του βασικού σεναρίου και εμφανίζεται την ίδια χρονιά. Η εγκατεστημένη ισχύς της νέας μονάδας εκτιμάται ότι και πάλι θα είναι της τάξης των 250 MW.

Πίνακας 24: Απαισιόδοξο Σενάριο - Προβλέψεις Ζήτησης

Έτος	Υφιστάμενη Ισχύς (MW)	Προβλεπόμενη Αιχμή (MW)	Περίσσεια/ Έλλειψη Ισχύος (MW)
2010	718	638	80
2011	718	648	71
2012	718	657	61
2013	718	667	51
2014	718	677	41
2015	718	687	31
2016	662	698	-35
2017	478	708	-230
2018	478	719	-241
2019	478	729	-252
2020	478	740	-263

Σχήμα 31: Διάγραμμα Αιχμής και Ισχύς Συστήματος στο Απαισιόδοξο Σενάριο



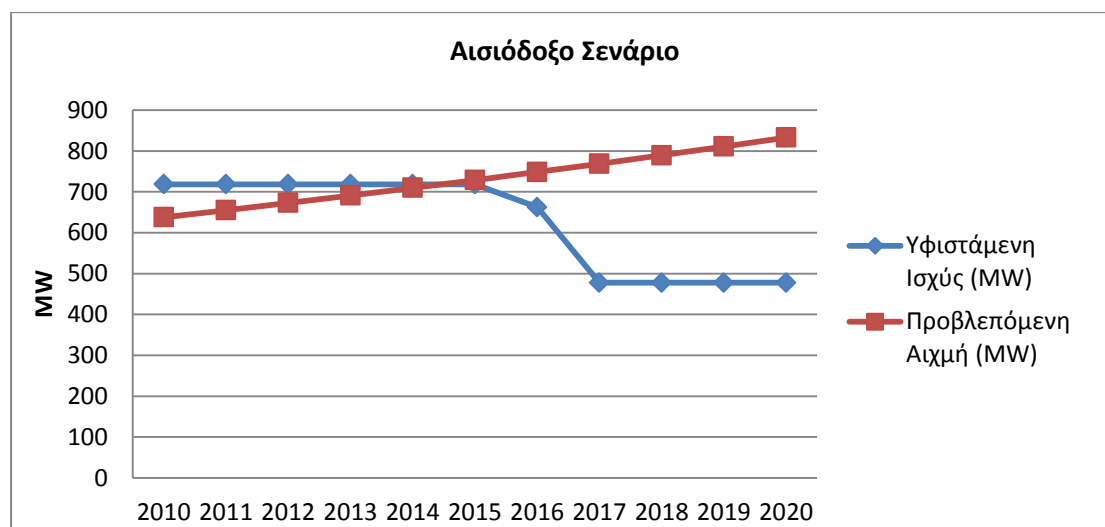
5.2.3 Αισιόδοξο Σενάριο

Στο αισιόδοξο σενάριο, όπου ο ρυθμός μεταβολής της ζήτησης ανέρχεται στο 2,7%, παρατηρούμε από τον Πίνακα 25 και το Σχήμα 32 ότι η ανάγκη προσθήκης μίας μονάδας 300 MW δημιουργείται από το 2017, δηλαδή τρία χρόνια νωρίτερα από ότι το βασικό σενάριο.

Πίνακας 25: Αισιόδοξο Σενάριο – Προβλέψεις Ζήτησης

Έτος	Υφιστάμενη Ισχύς (MW)	Προβλεπόμενη Αιχμή (MW)	Περίσσεια/ Έλλειψη Ισχύος (MW)
2010	718	638	80
2011	718	655	63
2012	718	673	46
2013	718	691	27
2014	718	710	9
2015	718	729	-10
2016	662	749	-86
2017	478	769	-291
2018	478	790	-312
2019	478	811	-333
2020	478	833	-355

Σχήμα 32: Διάγραμμα Αιχμής και Ισχύς Συστήματος στο Αισιόδοξο Σενάριο



Συμπερασματικά, από την ανάλυση και των τριών σεναρίων δεν προκύπτουν μεγάλες διαφορές στις ανάγκες εγκατεστημένης ισχύος την περίοδο 2016 – 2020 οπότε και προγραμματίζεται να αποσυρθούν υφιστάμενες θερμικές μονάδες της ΔΕΗ. Για το λόγο

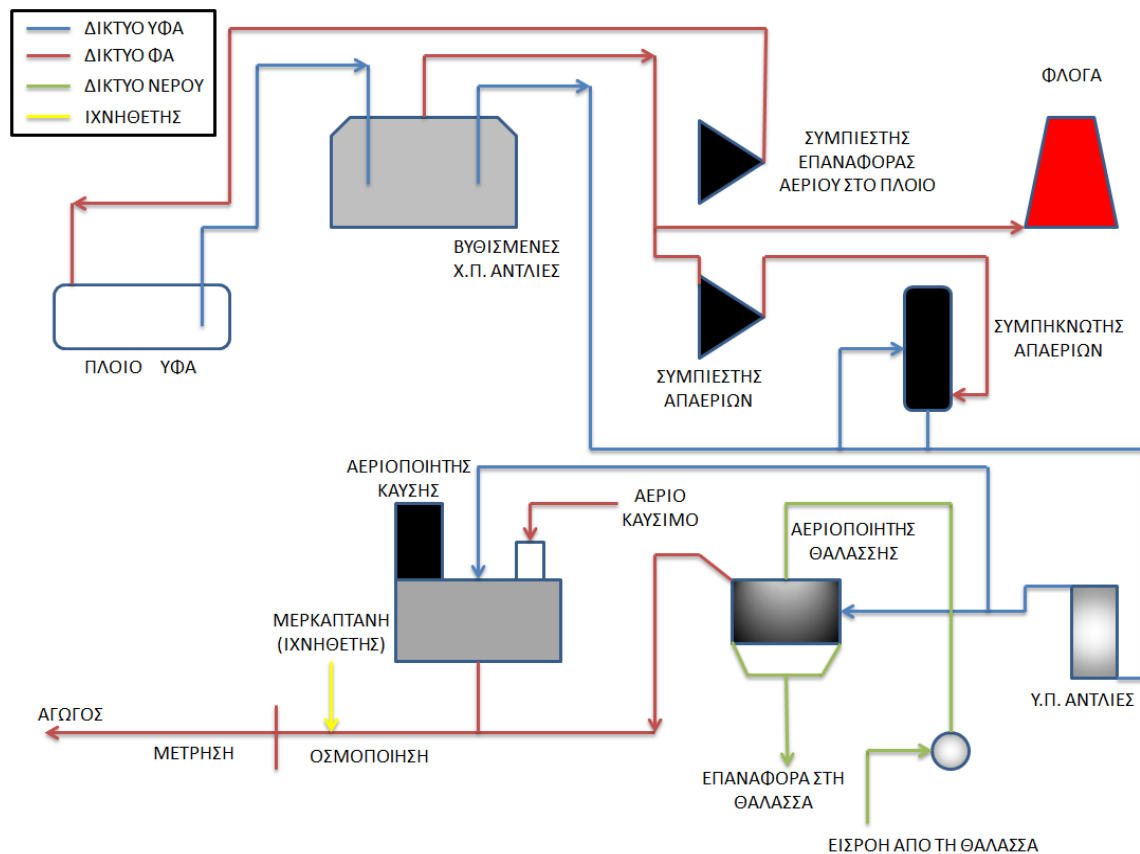
αυτό θεωρούμε ότι ανεξάρτητα από το ποιο θα είναι το επικρατέστερο σενάριο ζήτησης απαιτείται η εγκατάσταση μίας νέας μονάδας ισχύος των 300 MW περίπου.

5.3 Υποδομές Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου

Το βασικό σενάριο που υιοθετείται για την τροφοδοσία των νέων θερμικών μονάδων αφορά στη χρήση φυσικού αερίου ως καύσιμο υπό τη μορφή LNG. Η χρήση του LNG απαιτεί την εγκατάσταση των απαραίτητων υποδομών για να καταστεί δυνατή η παραλαβή του LNG δια θαλάσσης, να αποθηκευθεί σε κατάλληλους αποθηκευτικούς χώρους και στη συνέχεια να μετατραπεί σε αέρια μορφή, πριν οδηγηθεί στο λέβητα του ΘΗΣ. Οι βασικές υποδομές υποδοχής και αεριοποίησης του LNG προκειμένου να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε παρακείμενο ΘΗΣ περιλαμβάνουν τις ακόλουθες:

- Λιμενικές Εγκαταστάσεις
- Δεξαμενές Αποθήκευσης ΥΦΑ
- Μονάδες Επανααεριοποίησης ΥΦΑ

Σχήμα 33: Διάγραμμα Ροής Τερματικού Σταθμού Εισαγωγής ΥΦΑ



5.3.1 Λιμενικές Εγκαταστάσεις και Διασύνδεση Σταθμών

Σύμφωνα με προηγούμενες μελέτες για το ζήτημα εισαγωγής του φυσικού αερίου στο ενεργειακό ισοζύγιο της Κρήτης, η περιοχή Κορακιά έχει επιλεγεί ως το σημείο εγκατάστασης των σχετικών μονάδων υποδοχής του LNG. Υιοθετώντας αυτή την προσέγγιση, οι λιμενικές εγκαταστάσεις που θα γίνουν στην περιοχή Κορακιά θα έχουν σαν σκοπό τον ελλιμενισμό των πλοίων που θα μεταφέρουν το ΥΦΑ προς καύση στο ΘΗΣ που θα εγκατασταθεί επίσης εκεί. Η συγκεκριμένη περιοχή διαθέτει φυσική προστασία από ανέμους και κύματα από τη νότια, ανατολική και δυτική πλευρά, αλλά η βόρεια πλευρά είναι ουσιαστικά ακάλυπτη. Ένα μεγάλο πλεονέκτημα είναι ότι η περιοχή αυτή βρίσκεται ταυτόχρονα κοντά σε περιοχή που έχει υψηλή ζήτηση ενέργειας όπως είναι το Ηράκλειο, και δεν υπάρχουν κατοικίες σε ακτίνα μήκους μεγαλύτερη από 1 km. Επίσης, η απόσταση από το υπάρχον ηλεκτρικό δίκτυο είναι μικρή.

Από τη βιβλιογραφία προκύπτει ότι τα πλοία τα οποία θα μεταφέρουν το LNG έχουν χωρητικότητα που συνήθως κυμαίνεται μεταξύ 125.000 – 140.000 m³. Η ταχύτητα εκφόρτωσης αυτών των πλοίων είναι 11.000 m³/h ώστε ένα φορτίο 132.000 m³ να εκφορτώνεται σε περίπου 12 ώρες. Το ΦΑ θα παραδίδεται στον τερματικό σταθμό εισαγωγής από τον σταθμό εκφόρτωσης, με υποθαλάσσιους αγωγούς διαμέτρου 14", με ρυθμό 3 εκ. m³/μέρα, με πτώση πίεσης περίπου από τα 105 bar στα 30 bar και θερμοκρασία 5° C.

5.3.2 Δεξαμενές Αποθήκευσης ΥΦΑ

Οι προδιαγραφές μίας δεξαμενής αποθήκευσης ΥΦΑ επηρεάζονται από διάφορους παράγοντες, αλλά τη μεγαλύτερη σημασία έχει να υπάρχει επαρκής χώρος για:

- Να δεχθεί το σύνολο του φορτίου του πλοίου που έχει σχεδιαστεί για τον τερματικό σταθμό χωρίς να παραμένει το πλοίο στο λιμάνι περισσότερο από όσο χρειάζεται
- Να διατηρεί επαρκή ποσότητα ΥΦΑ ώστε να μην υπάρχουν προβλήματα στη λειτουργία του σταθμού παραγωγής μέχρι την άφιξη του επόμενου φορτίου (π.χ. να υπάρχει μία ρυθμιστική ποσότητα (buffer) στη δεξαμενή σε περίπτωση καθυστέρησης του επόμενου φορτίου)
- Να αποφεύγεται η αύξηση της θερμοκρασίας στη δεξαμενή και η διαφυγή αερίου

Η σχέση μεταξύ χωρητικότητας του πλοίου που μεταφέρει το ΥΦΑ και της δεξαμενή αποθήκευσης είναι:

$$Y = X + B$$

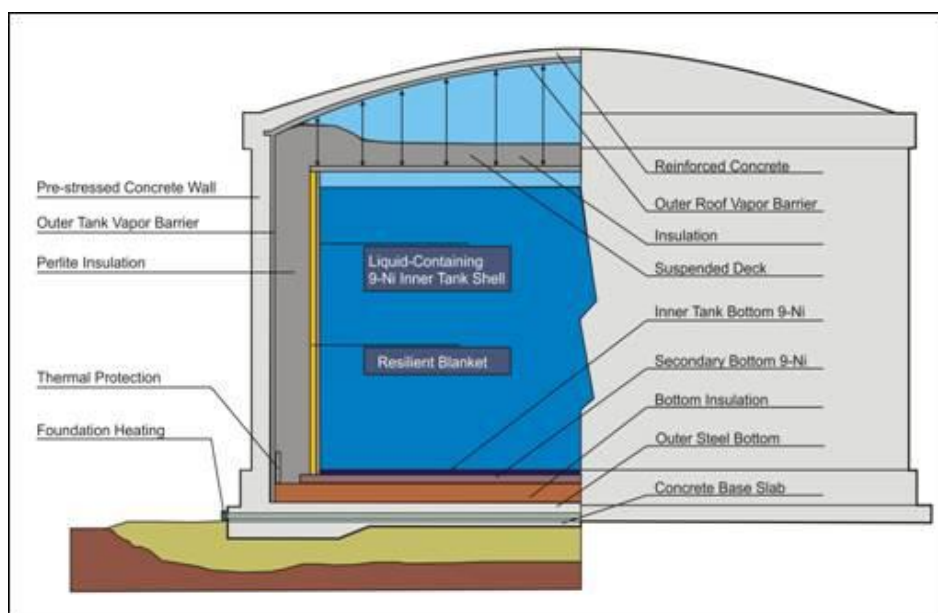
Y : Συνολικός όγκος δεξαμενής αποθήκευσης (m³)

X : Συνολικός όγκος φορτίου ΥΦΑ που μεταφέρει το πλοίο (m³)

B : Μέγιστος δυνατός όγκος ρυθμιστικού αποθέματος (m³)

Ένα τυπικό ελάχιστο ρυθμιστικό απόθεμα της δεξαμενής θα πρέπει να είναι ισοδύναμο με 4 ημέρες κατανάλωσης. Αυτό αντιστοιχεί σε πιθανή διακύμανση 48 ωρών για τη συμβατική παράδοση του επόμενου φορτίου συν 2 μέρες ακόμα για λόγους πιθανής κακοκαιρίας. Η ευελιξία στο χρόνο παράδοσης συνηθίζεται στα συμβόλαια παράδοσης ΥΦΑ για να καθορίζουν τις κυρώσεις που πρέπει να επιβληθούν σε περιπτώσεις καθυστέρησης παράδοσης ή σε περιπτώσεις όπου ο αγοραστής δεν επιτρέπει την αναχώρηση του πλοίου στη προκαθορισμένη ώρα. Αυτά τα χρονικά όρια προκαθορίζονται στις διαπραγματεύσεις, συνήθως όμως είναι της τάξης των 24 ωρών. Λόγω του μικρού μεγέθους του νησιού της Κρήτης είναι λογικό να δίνεται ένα μεγαλύτερο χρονικό περιθώριο ώστε να μπορούν να διεξάγονται οι εργασίες με μεγαλύτερη ευκολία για τον προμηθευτή του ΥΦΑ. Σημαντικός παράγοντας για την μείωση του χρόνου παράδοσης είναι η απόσταση. Τα πλοία που μεταφέρουν το ΥΦΑ καλύπτουν τις μεγάλες αποστάσεις λειτουργώντας στη μέγιστη ταχύτητα, π.χ. 21 κόμβους, σε αντίθεση με τη συνηθισμένη ταχύτητα των 18-19 κόμβων.

Εικόνα 30: Δεξαμενή Μηδενικών Απωλειών ΥΦΑ



Το ΥΦΑ είναι ένα κρυογενικό υγρό και για αυτό το λόγο αποθηκεύεται σε ειδικά διαμορφωμένες δεξαμενές. Υπάρχουν δύο τύποι δεξαμενών αποθήκευσης: η διπλή και η δεξαμενή μηδενικών απωλειών (full containment tank). Λόγω του περιορισμένου χώρου και των σεισμικών συνθηκών που υπάρχουν στην Κρήτη, η επιλογή της δεξαμενής μηδενικών απωλειών φαίνεται να είναι η πλέον κατάλληλη, ώστε να μειωθούν οι κίνδυνοι. Επιπλέον, επειδή ο χώρος όπως προαναφέρθηκε είναι περιορισμένος συνιστάται να κατασκευαστεί μία μόνο δεξαμενή μεγάλης χωρητικότητας αντί για, για παράδειγμα, δύο μικρότερης. Η δεξαμενή μηδενικών απωλειών όπως φαίνεται στην Εικόνα 30³¹ αποτελείται από:

- Εσωτερική δεξαμενή που αποτρέπει τις μεταβολές θερμοκρασίας και είναι κατασκευασμένη με σίδηρο περιεκτικότητας 9% σε νικέλιο
- Οροφή από χάλυβα
- Δεύτερη δεξαμενή και οροφή με προεντεταμένο σκυρόδεμα

Η αποθήκευση του ΥΦΑ θα πρέπει να είναι επαρκής για να λαμβάνει φορτία ΥΦΑ και να διαθέτει επαρκή αποθέματα μεταξύ των προγραμματισμένων αφίξεων των πλοίων, συμπεριλαμβανομένων και των καθυστερήσεων λόγω κακοκαιρίας. Η υψηλή σεισμικότητα που παρουσιάζει η Κρήτη έχει σαν αποτέλεσμα να περιορίζεται το μέγεθος της δεξαμενής που μπορεί να κατασκευαστεί. Μία από τις κύριες στρατηγικές μείωσης του κόστους ενός έργου ΥΦΑ είναι η κατασκευή δεξαμενών που έχουν μεγάλη διάμετρο και χαμηλό ύψος όπως η δεξαμενή μηδενικών απωλειών η οποία είναι ειδικά σχεδιασμένη για να ελαχιστοποιεί τον κίνδυνο διαρροής από την πάνω πλευρά της δεξαμενής. Δεξαμενές μεγάλου σχετικά μεγέθους, π.χ. 180.000 m³ είναι δυνατόν να κατασκευαστούν σε σειсмоγενείς περιοχές, όπως η Κρήτη, αφού υπάρχει σχετική εμπειρία στην Ιαπωνία. Γενικότερα όμως από τη βιβλιογραφία προκύπτει ότι σε πολλές περιοχές προτιμούνται δεξαμενές με μικρότερη χωρητικότητα, π.χ. 140.000 m³.

Με βάση τα προαναφερθέντα φαίνεται να υπάρχουν δύο βασικές επιλογές: μία δεξαμενή χωρητικότητας 160.000 m³ ή δύο δεξαμενές χωρητικότητας 140.000 m³. Οι δεξαμενές αυτές θα είναι σχεδιασμένες έτσι ώστε να περιορίζουν τη απώλεια θερμότητας ώστε η μέγιστη ποσότητα ατμών που δημιουργούνται λόγω της αύξησης της θερμοκρασίας του περιβάλλοντος να είναι της τάξεως του 0,05% του όγκου της δεξαμενής ανά μέρα, με βάση τη γεμάτη δεξαμενή.

³¹http://www.epd.gov.hk/eia/register/report/eiareport/eia_1252006/html/eiareport/Part1/Sec1_3_v2_files/image006.jpg

Η δεξαμενή θα έχει αγωγούς μόνο στη κορυφή και θα μπορεί να δέχεται ΥΦΑ με ρυθμό έως 11.000 m³/h, ενώ κατά τη διάρκεια εκφόρτωσης του πλοίου η δεξαμενή θα μπορεί ταυτόχρονα και να εξάγει ΥΦΑ.

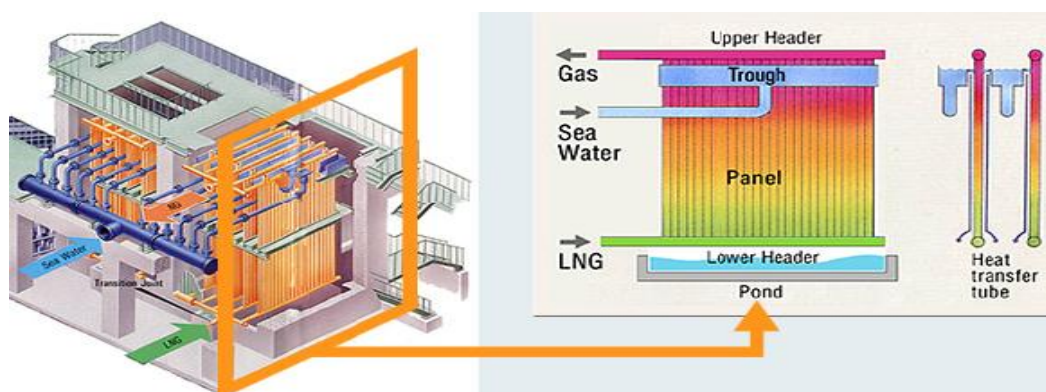
Για την εξαγωγή του ΥΦΑ από τη δεξαμενή αποθήκευσης χρησιμοποιούνται βυθισμένες κρυογενικές αντλίες οι οποίες είναι τοποθετημένες μέσα στην δεξαμενή. Για την ομαλή λειτουργία της εγκατάστασης θα χρειαστούν τέσσερες αντλίες: δύο για την κανονική λειτουργία, η τρίτη για την περίπτωση αύξησης της ζήτησης, και η τέταρτη για την κάλυψη κάποιας αιχμής στο σύστημα οπότε θα χρειαστεί περισσότερο καύσιμο. Οι αντλίες αποδίδουν συνήθως ροή της τάξης των 105 m³/h.

5.3.3 Αεριοποιητές

Υπάρχουν δύο μέθοδοι αεριοποίησης του ΥΦΑ που χρησιμοποιούνται στη βιομηχανία. Η μία μέθοδος είναι με τους αεριοποιητές θαλάσσης (Open rack sea water vaporisers ή ORV) όπου χρησιμοποιούν μεγάλες ποσότητες θαλασσινού νερού ή μίγματος γλυκόλης με νερό για να αυξήσουν την θερμοκρασία του ΥΦΑ και να αεριοποιηθεί. Η άλλη μέθοδος είναι με τους εμβαπτισμένους αεριοποιητές καύσης (Submerged combustion vaporisers ή SCV) όπου χρησιμοποιείται ένα μέρος του φυσικού αερίου ως καύσιμο για να αυξηθεί η θερμοκρασία του νερού ή του αέρα και στη συνέχεια να θερμανθεί το ΥΦΑ και να αεριοποιηθεί.

Κατά κύριο λόγο χρησιμοποιείται η μέθοδος του αεριοποιητή θαλάσσης παγκοσμίως διότι έχει σημαντικά μικρότερο κόστος, παρόλο που απαιτεί το νερό να έχει συγκεκριμένες ιδιότητες. Επίσης, ένα άλλο μειονέκτημα της μεθόδου του εμβαπτισμένους αεριοποιητή καύσης είναι το ότι απαιτεί το 1-1,5% του φυσικού αερίου για να επιτευχθεί η αεριοποίηση του ΥΦΑ.

Εικόνα 31: Μέθοδος Αεριοποιητή Θαλάσσης



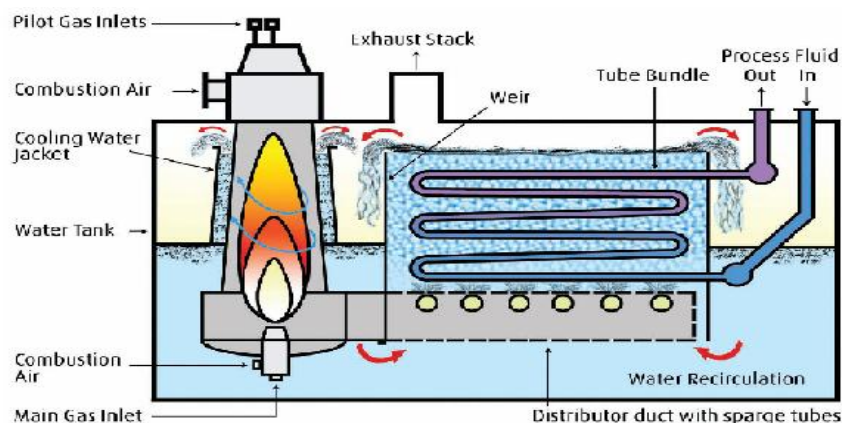
Ο αεριοποιητής θαλάσσης, όπως φαίνεται στην Εικόνα 34³² αποτελείται από σειρές σωλήνων σε πάνελ ή ράφια. Το ΥΦΑ έχει ανοδική ροή μέσα στους σωλήνες και υπάρχουν εγκατεστημένα συστήματα βελτίωσης της μεταφοράς θερμότητας, όπως ειδικά κατασκευασμένα πτερύγια. Το θαλασσινό νερό εισέρχεται έξω από τους σωλήνες και ψύχεται σημαντικά δημιουργώντας πάγο στην επιφάνεια των σωλήνων και ακόμα περισσότερο στη βάση αυτών. Η ποσότητα του πάγου εξαρτάται από τη θερμοκρασία του θαλασσινού νερού που χρησιμοποιείται και από την ποσότητα. Το νερό που περιβάλλει τη Κρήτη είναι αρκετά ζεστό ώστε να μην παρουσιάσει κάποιο σημαντικό κίνδυνο πάγου, ενώ η ποσότητα του νερού που θα χρησιμοποιηθεί εξαρτάται από τις τοπικές περιβαλλοντικές αρχές. Η διαφορά θερμοκρασίας μεταξύ της εκροής από την θάλασσα και της εισροής πίσω σε αυτή είναι συνήθως 10-15° C . Ωστόσο μία τέτοια μείωση θερμοκρασίας μπορεί να έχει σημαντικές επιπτώσεις στην θαλάσσια ζωή στη περιοχή κοντά όπου γίνεται η εισροή. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα ότι πρέπει να εξεταστεί με τις τοπικές αρχές κατά πόσο αυτή η αύξηση της θερμοκρασίας του θαλασσινού νερού είναι αποδεκτή. Μείωση του ορίου θα οδηγήσει στην ανάγκη μεγαλύτερων ποσοτήτων θαλασσινού νερού, άρα μεγαλύτερο κόστος. Σε αυτή την περίπτωση θα χρειαστεί να εξεταστεί και η λύση των εμβαπτισμένων αεριοποιητών καύσης. Οι αεριοποιητές θαλάσσης είναι σχεδιασμένοι και κατασκευάζονται από τις Ιαπωνικές εταιρείες Kobe Steel και Sumitomo.

Οι εμβαπτισμένοι αεριοποιητές καύσης, όπως φαίνεται στην Εικόνα 35³³ αποτελούνται από μεγάλες δεξαμενές κατασκευασμένες με σκυρόδεμα γεμάτες με νερό μέσα στο οποίο είναι βυθισμένη μία σεραρντίνα. Οι αεριοποιητές καύσης έχουν χαμηλό κεφαλαιακό κόστος, αλλά με την καύση παράγεται αέριο CO₂ και μικρές ποσότητες NO_x και CO. Η περίπτωση να γίνει υπερχειλίση των υγρών έχει ουσιαστικά εξαιρεθεί και στην περίπτωση όπου συμβεί θα είναι σχεδόν καθαρό νερό από τη συμπύκνωση των προϊόντων καύσης. Το ΥΦΑ ρέει μέσα στο σωλήνα της σεραρντίνας όπου θερμαίνεται και αεριοποιείται, αλλά για να αποφευχθεί η δημιουργία πάγου γίνεται καύση αερίου μέσα στο νερό δημιουργώντας στροβιλισμό του νερού και μία πηγή θερμότητας. Η θερμοκρασία του νερού είναι συνήθως στους 30° C, το οποίο έχει σαν αποτέλεσμα τη μείωση του ΦΑ που χρησιμοποιείται για να γίνει η καύση στο 1-1,5% του παραγόμενου ΦΑ. Ωστόσο τα λειτουργικά κόστη που αφορούν τη χρήση του ΦΑ παραμένουν σημαντικά.

³² <http://www.tokyo-gas.co.jp/Ingtech/orv/index.html>

³³ http://www.giignl.org/fileadmin/user_upload/pdf/LNG_Safety/2%20-%20LNG%20Process%20Chain%208.28.09%20Final%20HQ.pdf

Εικόνα 32: Μέθοδος Εμβαπτισμένου Αεριοποιητή Καύσης



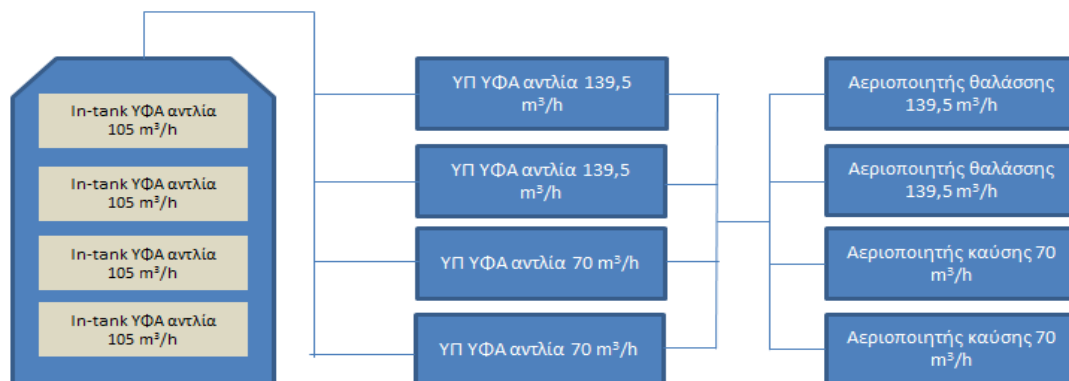
Τα μεγέθη των αεριοποιητών πρέπει να ταιριάζουν με τους ρυθμούς των αντλιών υψηλής πίεσης. Για να υπάρξει επιχειρησιακή ευελιξία όσον αφορά την ποσότητα του ΦΑ που διακινείται στη λειτουργία της μονάδας στη Κορακιά, μπορεί να επιλεγούν και οι δύο μέθοδοι αεριοποίησης. Η επιλογή αυτή επίσης επιτρέπει υψηλότερα επίπεδα εφεδρείας ώστε να βελτιωθεί η αξιοπιστία του θερματικού σταθμού. Οι υψηλότερες και οι χαμηλότερες αποδόσεις των αντλιών που είναι εξωτερικά της δεξαμενής ταυτίζονται με αυτές των αντλιών των αεριοποιητών θαλάσσης.

Δεδομένου ότι οι αεριοποιητές καύσης μπορούν να μπαίνουν σε λειτουργία και να σταματούν άμεσα, διατηρώντας σταθερό φορτίο, ενώ ταυτόχρονα έχουν σημαντικά μικρότερο χρόνο συντήρησης συγκριτικά με τους αεριοποιητές θαλάσσης, μία προσέγγιση θα ήταν να χρησιμοποιηθούν σαν μονάδες εφεδρείας των αεριοποιητών θαλάσσης.

Για να μπορέσουν να καλυφθούν οι ανάγκες της παραγωγής σε ΥΦΑ στο σταθμό της Κορακιάς απαιτείται υψηλός βαθμός ευελιξίας στον θερματικό σταθμό. Το σενάριο που επιλέχθηκε για τη ζήτηση αναπτύχθηκε από τη ΡΑΕ και τη ΔΕΗ χρησιμοποιείται για την επιλογή του εξοπλισμού. Λαμβάνοντας υπόψη τα διαφορετικά σενάρια ζήτησης, η διαμόρφωση που επιλέγεται για την αεριοποίηση και την έξοδο του αερίου από τον αεριοποιητή είναι όπως φαίνεται στο Σχήμα 34. Ένα σημαντικό εμπόδιο στο σύστημα εξόδου του αερίου από τον αεριοποιητή, είναι το ελάχιστο επιτρεπτό όριο λειτουργίας των αντλιών υψηλής πίεσης που είναι εξωτερικά της δεξαμενής, που διαμορφώνεται στο 35% της δυναμικότητας αυτών. Αυτό το εμπόδιο οδήγησε στον σχεδιασμό δύο διαφορετικών μεγεθών αντλίες εξωτερικά της δεξαμενής, που θα έχουν δυναμικότητα 139,5 m³/h και 70 m³/h. Αυτό έχει αρνητικά αποτελέσματα όσον αφορά το κόστος, αλλά επιτρέπει μεγαλύτερη ευελιξία στο φορτίο που επιλέγεται για το σύστημα. Ένα ακόμα πλεονέκτημα

είναι ότι με τις δύο αντλίες των 70 m³/h καλύπτεται το σύστημα κατά τη διάρκεια συντήρησης των μεγαλύτερων αντλιών ή στη περίπτωση κάποιας βλάβης.

Σχήμα 34: Διάγραμμα Διασύνδεσης Δεξαμενής με Αεριοποιητές



5.3.4 Ανάλυση Πλεονεκτημάτων-Μειονεκτημάτων, Ευκαιριών-Απειλών ΥΦΑ (SWOT Analysis)

Στον Πίνακα 26 κάνουμε ανάλυση των δεδομένων για το τερματικό σταθμό εισαγωγής ΥΦΑ στη Κρήτη, παρουσιάζοντας τα πλεονεκτήματα έναντι των μειονεκτημάτων και τις δυνατότητες που δίνονται έναντι των κινδύνων που παρουσιάζονται σε αυτή τη διαδικασία. Το ΥΦΑ πλέον αποτελεί μία ώριμη τεχνολογία αφού έχει χρησιμοποιηθεί με μεγάλη επιτυχία από το ΔΕΣΦΑ, αλλά και σε πολλές άλλες χώρες όπως η Ιαπωνία και η Κορέα. Σήμερα υπάρχουν πολλοί τερματικοί σταθμοί και η κατασκευή αυτών να έχει επιταχυνθεί σημαντικά. Επίσης, υπάρχουν πολλοί προμηθευτές, ώστε να μην υπάρχει εξάρτηση από μόνο έναν προμηθευτή.

Πίνακας 26: Πλεονεκτήματα, Μειονεκτήματα, Ευκαιρίες και Απειλές ΥΦΑ

Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
<ul style="list-style-type: none"> • Όριμη τεχνολογία • Προϋπάρχοντες τερματικοί σταθμοί • Πολλοί προμηθευτές ΥΦΑ • Υψηλό επίπεδο ασφάλειας • Ανάπτυξη αγοράς spot • Προκαθορισμένες διαδικασίες • Εξυπηρετεί σαν στρατηγικό απόθεμα 	<ul style="list-style-type: none"> • Μικρός τερματικός σταθμός εισαγωγής ΥΦΑ • Κόστος των εγκαταστάσεων εισαγωγής • Δυνατότητα μικρής χωρητικότητας πλοίων για την εξυπηρέτηση της Κρήτης • Ηλικία των υφιστάμενων πλοίων μεταφοράς ΥΦΑ

Ευκαιρίες	Απειλές
<ul style="list-style-type: none"> • Εύκολα αναπτυσσόμενο εμπόριο σε πολλές αγορές • Αξιοποίηση της χαμηλής θερμοκρασίας του ΥΦΑ για ανάκτηση ενέργειας στη μονάδα για βελτίωση της απόδοσης, π.χ. για την ψύξη του εισερχόμενου αέρα στον ΘΗΣ 	<ul style="list-style-type: none"> • Η περιοχή της Κρήτης είναι σεισμογενής • Δυσκολίες εύρεσης πλοίου μεταφοράς ΥΦΑ • Η διακύμανση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να δυσκολέψει την έγκαιρη εξασφάλιση πλοίων • Δυσκολία στην εξασφάλιση προμήθεια μικρών ποσοτήτων ΥΦΑ

Επιπρόσθετα το ΥΦΑ λειτουργεί σαν στρατηγικό απόθεμα και το επίπεδο ασφάλειας είναι ιδιαίτερα υψηλό. Ωστόσο ο τερματικός σταθμός που θα κατασκευαστεί στη Κρήτη θεωρείται μικρός, με άμεση συνέπεια να χρειάζεται κατά κύριο λόγο μικρής χωρητικότητας πλοία που θα παραδίδουν το ΥΦΑ. Αυτό όμως παρουσιάζει δυσκολίες, διότι τα πλοία είναι μεγάλης χωρητικότητας, γιατί συνήθως το ΥΦΑ μεταφέρεται σε μεγάλες αποστάσεις. Το ΥΦΑ μας δίνει τη δυνατότητα της αξιοποίησης της χαμηλής θερμοκρασίας του ΥΦΑ για ανάκτηση ενέργειας στη μονάδα για βελτίωση της απόδοσης. Η ιδέα χρήσης ΥΦΑ στη Κρήτη θεωρείται ελκυστική από τους προμηθευτές του ΥΦΑ, καθώς πρόκειται και για ένα εύκολα αναπτυσσόμενο εμπόριο σε πολλές αγορές. Παρόλα αυτά η Κρήτη θεωρείται σεισμογενής περιοχή, ενώ υπάρχουν δυσκολίες εύρεσης πλοίου μεταφοράς και εξασφάλισης προμήθειας μικρών ποσοτήτων ΥΦΑ. Τέλος η διακύμανση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί να δυσκολέψει την έγκαιρη εξασφάλιση πλοίων.

5.4 Θερμοηλεκτρικός σταθμός Κορακιάς

Το νέο εργοστάσιο στη περιοχή της Κορακιάς έχει επιλεγθεί διότι σε σύγκριση με τις άλλες προτεινόμενες περιοχές (το Λιβάρι και το Στόμιο), βρίσκεται πλησιέστερα στους υπάρχοντες σταθμούς της ΔΕΗ, γεγονός που διευκολύνει και τη διασύνδεση των υπόλοιπων σταθμών με τους αγωγούς που μπορεί να κατασκευαστούν για τη μεταφορά του φυσικού αερίου και τη χρήση του από αυτούς. Παρουσιάζει μία καλή υποδομή, ενώ η έκταση του κρίνεται αποδεκτή αλλά απαιτείται η κατασκευή μεγάλου μήκους προβλήτας. Ένα μειονέκτημα είναι ότι βρίσκεται κοντά σε αρχαιολογική περιοχή με αποτέλεσμα να

χρειάζεται έγκριση από την αρχαιολογική υπηρεσία. Ωστόσο η συγκεκριμένη θέση φαίνεται να είναι πιο ελκυστική από την άποψη του συνολικού κόστους κατασκευής του σταθμού που θα χρησιμοποιεί φυσικό αέριο.

Θεωρούμε ότι ο σταθμός της Κορακιάς θα είναι συνδυασμένου κύκλου και υπάρχει το ενδεχόμενο οι αεριοστρόβιλοι οι οποίοι θα βρίσκονται στο σταθμό να είναι οι προϋπάρχοντες αεριοστρόβιλοι 3, 4 και 5 στο σταθμό των Λινοπεραμάτων του Ηρακλείου και οι ατμοστρόβιλοι να αγοραστούν, το οποίο θα μείωνε το ύψος της επένδυσης. Ο μέγιστος βαθμός απόδοσης μίας μονάδας συνδυασμένου κύκλου που χρησιμοποιεί ΦΑ είναι περίπου 55%, ενώ η απόδοση των αεριοστρόβιλων φτάνει μόλις το 40% και οι ΜΕΚ έχουν σαν μέγιστο βαθμό απόδοσης περίπου 46%.

5.5 Οικονομική Ανάλυση

Για την οικονομική ανάλυση θεωρούμε ότι θα εγκατασταθεί μία μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δυναμικότητας 300MW η οποία θα λειτουργεί σε μέσο φορτίο 60%. Συνεπώς, η συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (HE) θα είναι:

$$HE = 300 \times 0,60 \times 8760 = 1.577 \text{ GWh (el)}$$

Όπως έχει αναφερθεί και προηγούμενα, μία σύγχρονη μονάδα συνδυασμένου κύκλου με βάση το φυσικό αέριο έχει βαθμό απόδοσης της τάξης του 55%. Άρα, η απαιτούμενη ποσότητα φυσικού αερίου (ΦΑ) θα είναι:

$$\Phi A = HE/0,55 = 1.577/0,55 = 2.867 \text{ GWh (th)}$$

Ο τερματικός σταθμός στη Κορακιά αποτελείται από το λιμάνι, τις αποθήκες του ΥΦΑ, τους αεριοποιητές και τον ΘΗΣ. Έτσι, η οικονομική ανάλυση χωρίζεται σε δύο στάδια:

- **Στάδιο Α:** μονάδα παραλαβής και αεριοποίησης του ΥΦΑ, και
- **Στάδιο Β:** μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Από την οικονομική ανάλυση του Σταδίου Α θα προκύψει το κόστος φυσικού αερίου το οποίο θα τροφοδοτήσει η μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Από την οικονομική ανάλυση του Σταδίου Β αντίστοιχα θα προκύψει το τελικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

5.5.1 Μονάδα Παραλαβής και Αεριοποίησης ΥΦΑ

Όπως έχει προαναφερθεί στη μονάδα αεριοποίησης του ΥΦΑ περιλαμβάνονται οι εξής εγκαταστάσεις:

- Λιμάνι
- Δεξαμενές αποθήκευσης
- Αεριοποιητές

Ύψος Επένδυσης

Το λιμάνι υπολογίζεται ότι θα κοστίσει περίπου 40 Μ€.

Για την αποθήκευση του ΥΦΑ στον τερματικό σταθμό στην οικονομική ανάλυση θα λάβουμε υπόψη την εγκατάσταση δύο δεξαμενών μηδενικών απωλειών 140.000 m³. Σύμφωνα με πρόσφατο διαγωνισμό που διοργανώθηκε από τον ΔΕΣΦΑ για την κατασκευή νέας δεξαμενής ΥΦΑ³⁴ στη Ρεβυθούσα μεγέθους 95.000 m³, το κόστος ήταν περίπου 115 Μ€. Με αυτό το δεδομένο, και λαμβάνοντας υπόψη ότι το κόστος επένδυσης των δεξαμενών δεν είναι γραμμική συνάρτηση του όγκου, αλλά μεταβάλλεται με έναν εκθετικό συντελεστή ίσο με 0,67, στην περίπτωση της Κορακιάς το κόστος των δύο δεξαμενών εκτιμάται ως εξής:

$$\text{ΚΟΣΤΟΣ ΔΕΞΑΜΕΝΩΝ ΚΟΡΑΚΙΑΣ} = 2 \times 115 * (140.000/95.000)^{0,67} = 235 \text{ Μ€}$$

Από τη βιβλιογραφία εκτιμάται ότι το κόστος επένδυσης των αεριοποιητών μαζί με τις βοηθητικές παροχές και τις απαιτούμενες υποδομές ανέρχεται περίπου στα 75 εκ. €.

Έτσι το συνολικό ύψος επένδυσης της μονάδας παραλαβής και αεριοποίησης ΥΦΑ ανέρχεται στα 350 Μ€ και αναλύεται στον Πίνακα 27:

³⁴ <http://www.bloomberg.com/news/2012-03-14/greece-s-desfa-calls-for-bids-to-build-third-Ing-storage-tank.html>

Πίνακας 27: Ύψος Επένδυσης Πρώτου Μέρους Τερματικού Σταθμού

Είδος Εγκατάστασης	Επένδυση
Λιμάνι	40.000.000 €
Αποθήκευση ΥΦΑ	235.000.000 €
Αεριοποίηση ΥΦΑ	15.000.000 €
Βοηθητικές Παροχές	40.000.000 €
Άλλες υποδομές	20.000.000 €
Σύνολο	350.000.000 €

Πηγή: ΡΑΕ, Advantica

Κόστος Κεφαλαίου

Για τον υπολογισμό του κόστους κεφαλαίου, θεωρούμε ότι το συνολικό ύψος της επένδυσης χρηματοδοτείται από δάνειο διάρκειας 20 ετών και με επιτόκιο δανεισμού 6%. Η ετήσια δόση αποπληρωμής του δανείου υπολογίζεται από τον ακόλουθο τύπο:

$$\Delta = K \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

Όπου:

Δ = ετήσια δόση

K = το συνολικό ποσό της επένδυσης

i = το επιτόκιο δανεισμού

n = η διάρκεια του δανείου

Έτσι, το ετήσιο κόστος του κεφαλαίου ανέρχεται σε περίπου 30,5 Μ€ ετησίως.

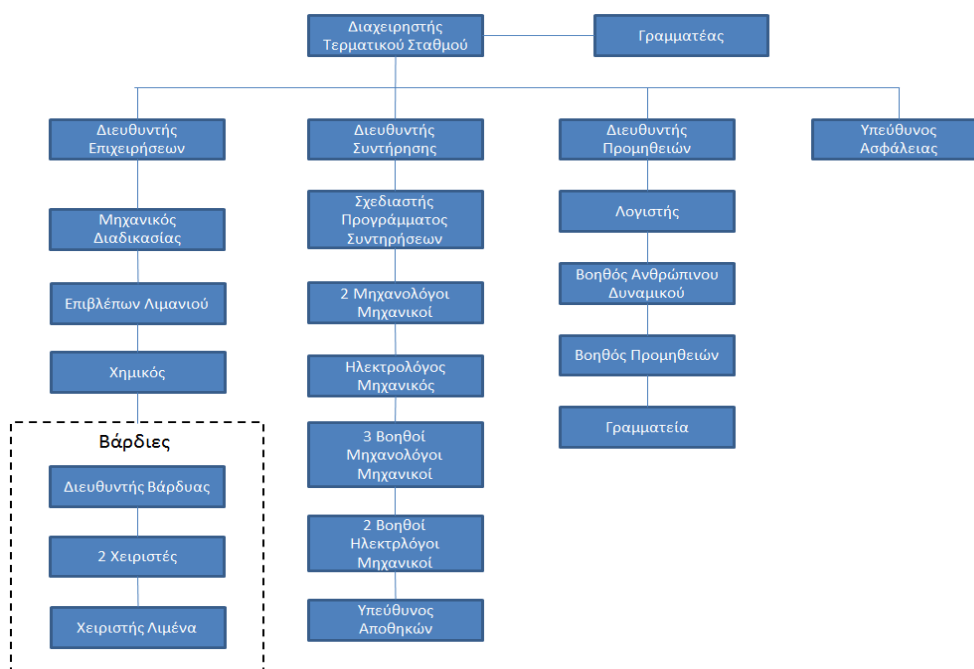
Κόστος Λειτουργίας

Το κόστος λειτουργίας της μονάδας παραλαβής και αεριοποίησης του ΥΦΑ περιλαμβάνει τα ακόλουθα:

- Μισθοδοσία
- Γενικά Έξοδα (Ασφάλεια, υγιεινή, τηλεπικοινωνίες, καθαρισμός, εργαστήρια, κλπ)
- Συντήρηση
- Ιδιοχρησιμοποίηση ΦΑ
- Ηλεκτρική ενέργεια
- Διάφορα (νερό, αναλώσιμα, βοηθητικές ύλες, κλπ.)

Μία τυπική οργάνωση του τερματικού σταθμού ΥΦΑ είναι η ακόλουθη:

Σχήμα 35: Οργανόγραμμα Τερματικού Σταθμού



Αν υποθέσουμε ότι οι βάρδιες θα λειτουργούν ανά έξι ώρες, απαιτούνται συνολικά 39 άτομα για τη λειτουργία και συντήρηση σε εικοσιτετράωρη βάση. Σε αυτό περιλαμβάνονται οι 4 ομάδες των 4 ατόμων για τις βάρδιες.

Υποθέτουμε ότι το μέσο συνολικό μηνιαίο κόστος εργασίας (μαζί με τις εργοδοτικές εισφορές, υπερωρίες, κλπ.), σε δωδεκάμηνη βάση, ανέρχεται σε 5.000 € το άτομο, προκύπτει ότι το συνολικό ετήσιο κόστος εργασίας του τερματικού σταθμού ανέρχεται σε 2,34 Μ€.

Από στοιχεία της βιβλιογραφίας³⁵, το συνολικό κόστος λειτουργίας του τερματικού σταθμού διαμορφώνεται όπως φαίνεται στον Πίνακα 28:

³⁵ Επικοινωνία με ΠΑΕ, Στοιχεία της ΠΑΕ από μελέτη της Advantica, <http://www.rae.gr/old/K2/ADV-R7487.pdf>

Πίνακας 28: Λειτουργικά Έξοδα Τερματικού Σταθμού

Κατηγορία	Ετήσιο Κόστος
Μισθοδοσία	2.340.000 €
Ηλεκτρική ενέργεια	2.700.000 €
Ιδιοχρησιμοποίηση ΦΑ	2.000.000 €
Συντήρηση	780.000 €
Γενικά Έξοδα	450.000 €
Διάφορα (αναλώσιμα, νερό, κλπ.)	250.000 €
Σύνολο	8.520.000 €

Πηγή: ΡΑΕ, Advantica

Τέλος, το κόστος προμήθειας και μεταφοράς του ΥΦΑ μέχρι το λιμάνι της Κορακιάς, σύμφωνα με τα τρέχοντα στοιχεία (Ιανουάριος 2013) της αγοράς εκτιμάται ότι είναι στην περιοχή των 28 €/MWh(th).

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω στοιχεία κόστους, στον Πίνακα 29 υπολογίζουμε το μοναδιαίο κόστος παραγωγής φυσικού αερίου στην έξοδο της μονάδας παραλαβής και αεριοποίησης ΥΦΑ, για την παραγωγή 2.867 GWh ΦΑ:

Πίνακας 29: Μοναδιαίο Κόστος Παραγωγής ΦΑ

Κατηγορία	Ετήσιο Κόστος (Μ€)	Μοναδιαίο Κόστος (€/MWh)
Κόστος προμήθειας και μεταφοράς ΥΦΑ	80,28	28,00
Κόστος λειτουργίας	8,52	2,97
Κόστος Κεφαλαίου	30,50	10,64
ΣΥΝΟΛΟ	119,30	41,61

Μονάδα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΘΗΣ)

Όπως αναφέρθηκε προηγουμένα, ο ΘΗΣ που θα εγκατασταθεί στην Κορακιά θα έχει δυναμικότητα 300 MW. Επίσης, ο συντελεστής φορτίου, κατά τα πρώτα τουλάχιστον χρόνια λειτουργίας του θα είναι της τάξης του 60%. Συνεπώς η ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα είναι:

$$HE = 300 \times 0,60 \times 8760 = 1.576,8 \text{ GWh (el)}$$

Ύψος Επένδυσης

Από τη βιβλιογραφία προκύπτει ότι η ειδική επένδυση (ανά εγκατεστημένο MW) για μία μονάδα συνδυασμένου κύκλου κυμαίνεται μεταξύ 730 - 840 €/KW. Πιο συγκεκριμένα, από την έρευνα που έγινε διαπιστώθηκαν οι εξής περιπτώσεις:

- α) Σύμφωνα με το Ινστιτούτο Ενέργειας της Αμερικής³⁶ για το 2011, υπολογίστηκε ότι το ύψος επένδυσης για την ανέγερση μίας μονάδας συνδυασμένου κύκλου με ΦΑ ανέρχεται στα 730 €/kW
- β) Η ιστοσελίδα Gas to Power Journal³⁷, που ειδικεύεται σε θέματα παραγωγής ενέργειας με τη χρήση ΦΑ, σε άρθρο του Απριλίου του 2012, υπολόγισε ότι το ύψος επένδυσης για μία μονάδα συνδυασμένου κύκλου ανέρχεται στα 750 €/kW
- γ) Η συμβουλευτική εταιρεία Timera Energy³⁸ υπολόγισε το 2011 ότι το ύψος επένδυσης μίας μονάδας συνδυασμένου κύκλου στη Γερμανία και στο Ηνωμένο Βασίλειο ανέρχεται στα 840 €/kW

Για τις ανάγκες της παρούσας εργασίας και για τις συνθήκες που επικρατούν στην Ελλάδα, υποθέτουμε το κόστος ανέγερσης μίας μονάδας συνδυασμένου κύκλου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με ΦΑ στην Κρήτη ανέρχεται στα 750 €/kW, άρα το ύψος της επένδυσης για τη μονάδα των 300 MW θα ανέρχεται σε 225 Μ€.

Κόστος Κεφαλαίου

Όπως και στην περίπτωση της μονάδας παραλαβής και αεριοποίησης ΥΦΑ, για τον υπολογισμό του κόστους κεφαλαίου υποθέτουμε ότι το κόστος της επένδυσης θα καλυφθεί με δάνειο 20 ετών με επιτόκιο 6%.

Έτσι, το ετήσιο κόστος κεφαλαίου υπολογίζεται σε 19,62 Μ€. Η επιβάρυνση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας με το κόστος κεφαλαίου υπολογίζεται ως εξής:

$$19.620.000\text{€} / 1.576.800 \text{ MWh} = 12,4 \text{ €/MWh}$$

³⁶ http://www.eia.gov/oiaf/beck_plantcosts/index.html

³⁷ <http://gastopowerjournal.com/projectsafinance/item/397-internal-rate-of-return-on-ccgt-investments-in-germany-is-close-to-zero-pwc>

³⁸ <http://www.timera-energy.com/uk-power/ccgt-investment-in-the-uk-and-germany/>

Κόστος Λειτουργίας

Η λειτουργία ενός σύγχρονου σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνδυασμού κύκλου είναι εξαιρετικά απλή σε σύγκριση με μία μονάδα άλλης τεχνολογίας, για παράδειγμα λιγνιτικής. Αυτό αντικατοπτρίζεται και στο μικρό σχετικά κόστος λειτουργίας ενός τέτοιου σταθμού.

Σύμφωνα με στοιχεία που συλλέχθηκαν από μία νέα μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δυναμικότητας 400 MW που είναι εγκατεστημένη στην ηπειρωτική Ελλάδα, το κόστος λειτουργίας εκτιμάται όπως φαίνεται στον Πίνακα 30³⁹.

Πίνακας 30: Κόστος Λειτουργίας ΘΗΣ Συνδυασμένου Κύκλου στην Ελλάδα

Κατηγορία	Μοναδιαίο Κόστος (€/MWh)
Εργασία	0,6
Συντήρηση	4,0
Ασφάλιστρα	0,4
Σταθερά έξοδα	0,8
Γενικά έξοδα	0,4
ΣΥΝΟΛΟ	6,2

Πηγή: ΤΕΡΝΑ

Σύμφωνα όμως με τις οδηγίες της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, από την 1.1.2013 όλοι οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και γενικότερα όλα τα εργοστάσια που εκπέμπουν αέρια του θερμοκηπίου, θα επιβαρύνονται με κόστος ρύπανσης του περιβάλλοντος, ανάλογα με την ποσότητα εκπεμπόμενου CO₂, εκφρασμένη σε τόνους CO₂. Το κόστος εκπομπών ρύπων είναι δύσκολο να προσδιορισθεί αφού καθορίζεται από την αγορά, ανάλογα με την ζήτηση, σαν ένα χρηματιστηριακό είδος. Την τελευταία περίοδο, το κόστος εκπομπών CO₂ έχει μειωθεί σημαντικά και έχει σταθεροποιηθεί⁴⁰ στη περιοχή των 7 € ανά τόνο CO₂.

Για τον υπολογισμό του κόστους επιβάρυνσης της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των εκπομπών αερίου ρύπων, υπολογίζουμε ότι μία μονάδα συνδυασμένου κύκλου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εκπέμπει περίπου 350 kg/MWh

³⁹ Επικοινωνία με ΤΕΡΝΑ

⁴⁰ <http://www.guardian.co.uk/environment/2012/jul/25/eu-price-carbon-emissions>

CO₂. Έτσι το κόστος ρύπων που επιβαρύνει την παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια εκτιμάται στα 2,5 €/MWh.

Τέλος, λαμβάνοντας υπόψη τα κίνητρα που δίνει το θεσμικό πλαίσιο που καθορίζει τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, πρέπει να ληφθούν υπόψη και τα Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος (ή ΑΔΙ), τα οποία αποτελούν ένα κίνητρο για την κατασκευή του ΘΗΣ. Με τα ΑΔΙ πιστοποιείται ο ιδιοκτήτης του ΘΗΣ ότι μπορεί ανά πάσα στιγμή να συνεισφέρει ένα συγκεκριμένο ποσό MW στο σύστημα και για αυτή τη δυνατότητα χρηματοδοτείται από τον διαχειριστή με ένα ποσό της τάξεως των 45.000 € για κάθε MW που έχει τη δυνατότητα να παράξει σε οποιαδήποτε δεδομένη στιγμή⁴¹.

Έτσι, με την αναγωγή των εσόδων του σταθμού στην Κορακιά από τα ΑΔΙ προκύπτει μείωση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας που υπολογίζεται σε;

$$300\text{MW} \times 45.000\text{€} / 1.576.800 \text{ MWh} = 8,6 \text{ €} / \text{MWh}$$

Συνοψίζοντας τα παραπάνω, το συνολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το ΘΗΣ συνδυασμένου κύκλου στην Κορακιά με καύσιμο εισαγόμενο ΥΦΑ παρουσιάζεται στον Πίνακα 31:

Πίνακας 31: Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΘΗΣ Κορακιάς με ΥΦΑ

Κατηγορία	Μοναδιαίο Κόστος (€/MWh)
Κόστος καυσίμου	75,6
Κόστος λειτουργίας	6,2
Κόστος κεφαλαίου	12,4
Κόστος εκπομπών CO ₂	2,5
Πίστωση από ΑΔΙ	-8,6
ΣΥΝΟΛΟ	88,1

Το παραπάνω κόστος είναι περίπου 15% μικρότερο από το κόστος παραγωγής μίας αντίστοιχης μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που λειτουργεί στη Θίσβη Βοιωτίας, ισχύος 400 MW, με ίδιο συντελεστή απόδοσης και με ετήσια παραγωγή 2.500 GWh, όπως φαίνεται στον Πίνακα 32.

⁴¹ http://www.rae.gr/site/file/categories_new/about_rae/factsheets/general/03122012_1?p=file&i=0

Πίνακας 32: Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας σε ένα σταθμό Συνδυασμένου Κύκλου στη Θίσβη

Κατηγορία Κόστους	Μοναδιαίο Κόστος
Κόστος ΦΑ	84 €/MWh _{el}
Κόστος Κεφαλαίου	12,2 €/MWh _{el}
Κόστος Λειτουργίας	10 €/MWh _{el}
CO ₂	2,1 €/MWh _{el}
ΑΔΙ	-6,5 €/MWh _{el}
Σύνολο	101,8 €/MWh_{el}

Χρόνος Ανάκτησης της Επένδυσης

Το μέσο μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το πρώτο εξάμηνο του 2012 στη Κρήτη υπολογίστηκε στα 191,30 €/MWh⁴². Θεωρώντας αυτό το κόστος ότι αντιστοιχεί σε ολόκληρο το έτος, εύκολα υπολογίζεται ότι με τον προτεινόμενο ΘΗΣ Κορακιάς θα υπάρξει όφελος:

$$\text{ΟΦΕΛΟΣ} = 191,30 \text{ €/MWh} - 88,1 \text{ €/MWh} = 103,2 \text{ €/MWh}$$

Το συνολικό ύψος της επένδυσης όπως υπολογίστηκε ανέρχεται στα 575 Μ€. Το όφελος πολλαπλασιασμένο με την ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μας δίνει ένα ποσό περίπου 163 Μ€. Έτσι, με την εγκατάσταση της νέας μονάδας το συνολικό ύψος της επένδυσης μπορεί να ανακτηθεί σε περίπου 3,5 χρόνια:

$$\text{ΧΡΟΝΟΣ ΑΝΑΚΤΗΣΗΣ} = 575 \text{ εκ. €} / 163 \text{ εκ. €/έτος} = 3,5 \text{ έτη}$$

Στους Πίνακες 33 – 35 γίνεται συνοπτική παρουσίαση όλων των παραπάνω στοιχείων της οικονομικής ανάλυσης.

Πίνακας 33: Συνοπτικός Πίνακας Βασικών Παραδοχών

Δυναμικότητα Μονάδας Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας	300 MW
Συντελεστής Φορτίου	60%
Βαθμός Απόδοσης	55%
Ετήσια Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας	1.576.800 MW
Διάρκεια Αποπληρωμής Δανείου	20 έτη
Επιτόκιο Δανείου	6%
Μέσο Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στη Κρήτη	191,30 €/MWh _{el}

⁴² <http://issuu.com/creteregion/docs/>

Πίνακας 34: Συγκεντρωτικός Πίνακας Οικονομικής Ανάλυσης

Κατηγορία	Κόστος (€)	Μοναδιαίο Κόστος (€/MWh)
Μονάδα ΥΦΑ		
Ύψος Επένδυσης		
Λιμάνι	40.000.000 €	
Αποθήκευση ΥΦΑ	235.000.000 €	
Αεριοποίηση ΥΦΑ	15.000.000 €	
Βοηθητικές Παροχές	40.000.000 €	
Άλλες υποδομές	20.000.000 €	
Σύνολο	350.000.000 €	
Ετήσιο Κόστος Κεφαλαίου	30.500.000 €	10,64 €/MWh _{th}
Κόστος Λειτουργίας		
Μισθοδοσία	2.340.000 €	
Ηλεκτρική ενέργεια	2.700.000 €	
Ιδιοχρησιμοποίηση ΦΑ	2.000.000 €	
Συντήρηση	780.000 €	
Γενικά Έξοδα	450.000 €	
Διάφορα (αναλώσιμα, νερό, κλπ.)	250.000 €	
Σύνολο	8.520.000 €	2,97 €/MWh_{th}
Κόστος προμήθειας και μεταφοράς ΥΦΑ	80.280.000 €	28 €/MWh _{th}
Γενικό Σύνολο		41,61 €/MWh_{th}
Μονάδα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας		
Ύψος Επένδυσης		
ΘΗΣ Κορακιάς	225.000.000 €	
Ετήσιο Κόστος Κεφαλαίου	19.620.000 €	12,4 €/MWh _{el}
Κόστος Λειτουργίας		
Εργασία	950.000 €	0,6 €/MWh _{el}
Συντήρηση	6.300.000 €	4,0 €/MWh _{el}
Ασφάλιστρα	630.000 €	0,4 €/MWh _{el}
Σταθερά έξοδα	1.250.000 €	0,8 €/MWh _{el}
Γενικά έξοδα	630.000 €	0,4 €/MWh _{el}
Σύνολο	9.760.000 €	6,2 €/MWh_{el}
Συνολικό Κόστος Καυσίμου		75,6 €/MWh_{el}
Κόστος εκπομπών CO ₂		2,5 €/MWh _{el}
Πίστωση από ΑΔΙ		-8,6 €/MWh _{el}
ΣΥΝΟΛΟ		88,1 €/MWh_{el}

Πίνακας 35: Απόσβεση της Νέας Μονάδας

Ετήσιο Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας το 2012 για 1.576.800 MWh	301.641.840 €
Ετήσιο Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΘΗΣ Κορακιάς για 1.576.800 MWh	138.916.080 €
Ετήσια Εξοικονόμηση	162.725.760 €
Απόσβεση Μονάδας ΥΦΑ και ΘΗΣ Κορακιάς	3,5 έτη

Το συμπέρασμα που προκύπτει είναι ότι παρά το γεγονός ότι για το σταθμό στην Κορακιά έγιναν αρκετές προσεγγίσεις στην εκτίμηση του κόστους παραγωγής, το τελικό κόστος δείχνει ότι μία τέτοια μονάδα μπορεί να είναι βιώσιμη. Σε κάθε περίπτωση, συγκρίνοντας με το σημερινό κόστος παραγωγής από συμβατικά καύσιμα στην Κρήτη, που υπολογίστηκε στα 191,3 €/MWh, η λύση με βάση το ΥΦΑ είναι αναμφίβολα οικονομικότερη. Συνυπολογίζοντας ότι το ύψος της επένδυσης ενός τέτοιου έργου μπορεί να ανακτηθεί σε λιγότερο από 4 χρόνια ενισχύει αυτό το συμπέρασμα ακόμη περισσότερο.

5.6 Δυνατότητα Εισαγωγής ΣΦΑ

Το ΣΦΑ αποτελεί νέα και αναπτυσσόμενη τεχνολογία που έχει τη δυνατότητα να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο στο ενεργειακό σύστημα της Κρήτης για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Σε σύγκριση με το ΥΦΑ, το ΣΦΑ απαιτεί λιγότερες εγκαταστάσεις καθώς δεν υπάρχει η ανάγκη για επαναεριοποίηση και η αποθήκευση γίνεται στα πλοία τα οποία το μεταφέρουν στον τόπο κατανάλωσης. Μέχρι σήμερα δεν έχει χρησιμοποιηθεί πουθενά ουσιαστικά ως καύσιμο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε σημαντικές ποσότητες, οπότε δεν υπάρχουν και συγκρίσιμα στοιχεία για να γίνει οικονομική ανάλυση. Ωστόσο, για λόγους πληρότητας, κρίνεται σκόπιμο να παρουσιασθούν ορισμένα στοιχεία σχετικά με την αποθήκευση του ΣΦΑ και να γίνει συνοπτική σύγκριση με το ΥΦΑ.

5.6.1 Αποθήκευση ΣΦΑ

Το ΣΦΑ παρουσιάζει ιδιομορφίες στην αποθήκευση του, καθώς δεν υπάρχουν πολλές μονάδες αποθήκευσης πάνω στη στεριά. Αντίθετα, ο τρόπος αποθήκευσης του ΣΦΑ γίνεται με πλοία τα οποία βρίσκονται στη θάλασσα σταθμευμένα (Floating Storage Units ή FSU). Στην περίπτωση λοιπόν, του ΣΦΑ, τα πλοία που το μεταφέρουν λειτουργούν και σαν μέσα αποθήκευσης και διοχετεύουν το ΦΑ στον σταθμό παραγωγής απευθείας. Η εταιρείες Knutsen και EnerSea εγκαθιστούν μία δεξαμενή αποθήκευσης ΦΑ στη στεριά για να γίνεται πιο ομαλή η τροφοδοσία και η εναλλαγή μεταξύ των πλοίων που μεταφέρουν το ΣΦΑ. Το πλεονέκτημα της χρήσης του ΣΦΑ είναι ότι μειώνονται δραστικά τα έξοδα αποθήκευσης του ΦΑ στην ξηρά και ταυτόχρονα υπάρχει και οικονομία χώρου, άρα μικρότερο κόστος απόκτησης γης. Ωστόσο, η χρήση του πλοίου σαν αποθηκευτικός χώρος δεσμεύει το πλοίο από το να εκτελέσει άλλες εργασίες και το πλήρωμα του πλοίου το οποίο μισθώνεται δεν έχει κάποια ουσιαστική εργασία να εκτελέσει, όσο το πλοίο εκφορτώνει το ΣΦΑ. Έτσι, θεωρείται μία σημαντικά δαπανηρή διαδικασία και αναποτελεσματική χρήση πόρων. Στην περίπτωση του ΣΦΑ, η απουσία αποθήκευσης ΦΑ στη ξηρά έχει ως αποτέλεσμα να μην υπάρχει στρατηγικό εφεδρικό απόθεμα διαθέσιμο σε οικονομικά αποδοτικό τρόπο, με αποτέλεσμα ως στρατηγικά και εφεδρικά αποθέματα να χρειάζεται να χρησιμοποιηθεί το πετρέλαιο. Στην περίπτωση όπου υπάρχει απαίτηση ύπαρξης στρατηγικού αποθέματος, απαιτείται αποθήκευση πετρελαίου. Το diesel μπορεί να επιλεγεί ως εφεδρικό καύσιμο λόγο του μικρού κόστους και του ότι είναι λιγότερο ρυπογόνο σε σχέση με άλλα καύσιμα, όπως το μαζούτ. Ωστόσο η χρήση πετρελαίου, ακόμη και αυτού με ελάχιστες ποσότητες θείου, έχει επιπτώσεις στην απόδοση του σταθμού και στο περιβάλλον με τις εκπομπές

ρύπων θείου και οξειδίων του άνθρακα. Η αποθήκευση του πετρελαίου μπορεί να γίνεται σε δεξαμενές από σκυρόδεμα με χωμάτινο τείχος για να αποφεύγονται οι διαρροές. Μία τυπική δεξαμενή σε αυτή τη περίπτωση θα ήταν χωρητικότητας 40.000 m³, με την προϋπόθεση ότι θα τροφοδοτείται από μικρά τάνκερ της τάξεως των 20.000 – 40.000 m³.

5.6.2 Ανάλυση Πλεονεκτημάτων-Μειονεκτημάτων, Ευκαιριών-Απειλών ΣΦΑ (SWOT Analysis)

Στον Πίνακα 36 γίνεται μία συνοπτική ανάλυση των δεδομένων για ένα τερματικό σταθμό εισαγωγής ΣΦΑ στη Κρήτη. Σε μορφή SWOT (Πλεονεκτήματα – Μειονεκτήματα, Ευκαιρίες – Απειλές).

Συμπερασματικά, χωρίς αμφιβολία, ο τερματικός σταθμός εισαγωγής ΣΦΑ απαιτεί λιγότερες και απλούστερες εγκαταστάσεις στη ξηρά από την περίπτωση του ΥΦΑ, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη οι ανάγκες του εφεδρικού καυσίμου. Επίσης, δεν χρειάζεται η κατασκευή προβλήτας για την εκφόρτωση. Αυτό σημαίνει ότι το ΣΦΑ μπορεί να χρησιμοποιείται και κάτω από δυσμενείς συνθήκες αφού η εκφόρτωσή του γίνεται μακριά από την ακτή όπου το πλοίο έχει μεγαλύτερη ανεκτικότητα στα κύματα.

Πίνακας 36: Πλεονεκτήματα, Μειονεκτήματα, Ευκαιρίες και Απειλές ΣΦΑ

Πλεονεκτήματα	Μειονεκτήματα
<ul style="list-style-type: none"> • Λιγότερες εγκαταστάσεις στη ξηρά από τη περίπτωση τερματικού σταθμού ΥΦΑ (εξαιρούμενου του εφεδρικού καυσίμου) • Απλούστερες λιμενικές εγκαταστάσεις (δεν υπάρχει ανάγκη προβλήτα για την εκφόρτωση του ΣΦΑ - αλλά χρειάζεται για την εκφόρτωση του εφεδρικού καυσίμου) • Δεν επηρεάζεται η εκφόρτωση από δυσμενείς καιρικές συνθήκες καθώς γίνεται μακριά από την ακτή 	<ul style="list-style-type: none"> • Η τεχνολογία δεν έχει χρησιμοποιηθεί αρκετά και στην απαιτούμενη κλίμακα • Το ΣΦΑ έχει μικρότερη ενεργειακή πυκνότητα από το ΥΦΑ, άρα απαιτούνται περισσότερα και συχνότερα φορτία • Δεν υπάρχουν κατάλληλα πλοία (σε μέγεθος και αριθμό) μεταφοράς ΣΦΑ. Άρα υπάρχει ανάγκη κατασκευής πλοίων • Στις περιοχές παραγωγής ΦΑ είναι περιορισμένες οι εγκαταστάσεις για παραγωγή ΣΦΑ

Ευκαιρίες	Απειλές
<ul style="list-style-type: none"> • Εύκολα αναπτυσσόμενο εμπόριο σε πολλές αγορές • Μη δεσμευμένος εξοπλισμός που μπορεί να επαναχρησιμοποιηθεί σε άλλες περιπτώσεις • Τα πλοία μπορούν να εξυπηρετήσουν άλλα είδη φορτίων • Γρήγορη υλοποίηση στρατηγικών επενδύσεων 	<ul style="list-style-type: none"> • Η τεχνολογία μπορεί να μην αποδώσει τα αναμενόμενα • Το τελικό κόστος μπορεί να ξεπεράσει το προϋπολογιζόμενο • Υπάρχει διστακτικότητα των τραπεζών για χρηματοδότηση προκειμένου να αναπτυχθεί η τεχνολογία σε πλήρη κλίμακα • Δεν υπάρχει αποδεδειγμένη εμπειρία στα απαιτούμενα μεγέθη

Η μικρότερη ενεργειακή πυκνότητα του ΣΦΑ σε σύγκριση με το ΥΦΑ οδηγεί στην απαίτηση περισσότερων και συχνότερων φορτίων. Ένα μεγάλο μειονέκτημα είναι η έλλειψη πλοίων για την μεταφορά του ΣΦΑ έως τώρα⁴³, καθώς και οι εγκαταστάσεις για παραγωγή ΣΦΑ στις περιοχές όπου παράγεται το ΦΑ.

Το ΣΦΑ δίνει τη δυνατότητα γρήγορης υλοποίησης επιλογών στρατηγικής φύσεως καθώς χρειάζεται λιγότερο χρόνο ετοιμασίας ενός τερματικού σταθμού. Ωστόσο υπάρχει ο κίνδυνος να μην εξελιχθεί στα επιθυμητά επίπεδα η τεχνολογία του ΣΦΑ στο χρονικό ορίζοντα που εξετάζουμε. Ταυτόχρονα, υπάρχει κίνδυνος, λόγω της μικρής ηλικίας της τεχνολογίας, το κόστος ανάπτυξής της να ξεπεράσει τις εκτιμήσεις. Αυτός εξ άλλου είναι ο σημαντικότερος λόγος που οι τράπεζες δείχνουν απροθυμία να χρηματοδοτήσουν τέτοια επενδυτικά σχέδια.

⁴³ <http://www.investментu.com/2012/May/cng-natural-gas-transportation.html>

Κεφάλαιο 6^ο : Συμπεράσματα – Σύνοψη

Το σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Κρήτης είναι το μεγαλύτερο από όλα τα αυτόνομα συστήματα του μη διασυνδεδεμένου δικτύου της Ελλάδας και αντιπροσωπεύει το 5,5% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος στη χώρα. Αποτελείται από 3 μεγάλους ΘΗΣ που χρησιμοποιούν μαζούτ και ντίζελ ως καύσιμα και οι μονάδες σε γενικές γραμμές είναι πεπαλαιωμένες, έχουν χαμηλό βαθμό απόδοσης και συνεπώς το κόστος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας είναι μεγάλο. Για αυτό το λόγο, έχει προγραμματιστεί η απόσυρση ορισμένων μονάδων μέσα στα επόμενα χρόνια. Παρά το γεγονός ότι η διεύθυνση των ΑΠΕ αυξάνεται με την πάροδο του χρόνου, προβλέπεται ότι σε σύντομο χρόνο θα υπάρξει έλλειμμα στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη, υπό την προϋπόθεση βέβαια ότι θα τηρηθεί το πρόγραμμα απόσυρσης υφιστάμενων μονάδων.

Η παρούσα εργασία πραγματεύεται την αξιοποίηση του φυσικού αερίου ως καύσιμη πρώτη ύλη για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη χρησιμοποιώντας νέες τεχνολογίες υψηλής απόδοσης. Οι τεχνολογίες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που χρησιμοποιούνται σήμερα, όπως οι αεριοστρόβιλοι, ατμοστρόβιλοι και μηχανές εσωτερικής καύσης είναι παλαιές, έχουν χαμηλό βαθμό απόδοσης και θεωρούνται πλέον αντιοικονομικές. Επίσης, η αύξηση των τιμών των καυσίμων τις καθιστά ακόμη πιο αντιοικονομικές. Επιπρόσθετα το κόστος με το οποίο επιβαρύνονται οι σταθμοί αυτοί από 1.1.2013 λόγω των αυξημένων εκπομπών ρύπων που παρουσιάζουν αυξάνεται ακόμη περισσότερο. Αντίθετα οι τεχνολογίες συνδυασμένου κύκλου, συμπαραγωγής και οι κυψέλες καυσίμου (που δεν έχουν χρησιμοποιηθεί ακόμα σε μεγάλης κλίμακας παραγωγή), θεωρούνται καλύτερες, παρουσιάζουν μεγαλύτερο βαθμό απόδοσης, εκπέμπουν μικρότερες ποσότητες ρύπων και συνεπώς είναι οικονομικότερες. Οι κυψέλες καυσίμου είναι ακόμα σε πειραματικό στάδιο, ωστόσο παρουσιάζουν μεγάλη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μικρές μονάδες και μηδαμινές εκπομπές ρύπων. Οι μονάδες CCPP και ΣΗΘ χρησιμοποιούνται συχνότερα και με την πάροδο του χρόνου αντικαθιστούν τις υπάρχουσες συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στην περίπτωση της ΣΗΘ, γίνεται ταυτόχρονη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και θερμότητας με την ανάκτηση της θερμικής ενέργειας που παράγεται. Οι απώλειες του καυσίμου που χρησιμοποιείται στη ΣΗΘ είναι περίπου 38% λιγότερες συγκριτικά με τις απώλειες που θα είχαμε για την παραγωγή της ίδιας ποσότητας ηλεκτρισμού και θερμότητας. Η μονάδα CCPP, συνδυάζει τον αεριοστρόβιλο και τον ατμοστρόβιλο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, όπου ο πρώτος αντίστοιχα τροφοδοτεί τον ατμοστρόβιλο με θερμό ατμό από την παραγόμενη

θερμότητα και η απόδοση του αγγίζει το 60%. Τόσο η ΣΗΘ, όσο και η μονάδα CCPP χρησιμοποιούν κατά κύριο λόγο το φυσικό αέριο ως καύσιμο.

Το φυσικό αέριο αποτελεί ένα από τα πιο «καθαρά» καύσιμα που υπάρχουν και βρίσκει χρήσεις τόσο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, στη βιομηχανία και στον οικιακό τομέα. Η μεταφορά του φυσικού αερίου γίνεται είτε με τη χρήση δικτύων αγωγών είτε με τη χρήση της ναυτιλίας. Στην περίπτωση της ναυτιλίας το φυσικό αέριο επεξεργάζεται για να μειωθεί ο όγκος του και να έχει μεγαλύτερη πυκνότητα. Τα δύο είδη των αερίων είναι το ΥΦΑ και το ΣΦΑ, με το ΥΦΑ να χρησιμοποιείται κατά κύριο λόγο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το ΥΦΑ είναι φυσικό αέριο που έχει μετατραπεί σε υγρή μορφή με ψύξη κοντά στους -161°C και σε ατμοσφαιρική πίεση. Αντίθετα το ΣΦΑ, συμπιέζεται σε πίεση άνω των 200 bar και ταυτόχρονα διατηρείται σταθερή η θερμοκρασία του. Η μεγαλύτερη παραγωγή και κατανάλωση φυσικού αερίου εντοπίζεται στην Ευρώπη σε ποσοστά που ξεπερνούν το 30%. Η Γερμανία, η Γαλλία και το Ηνωμένο Βασίλειο είναι πρώτες σε παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο στην Ευρωπαϊκή Ένωση.

Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη παρουσίασε ιστορικά την πρόσφατη δεκαετία μία αύξηση, η οποία αναμένεται να συνεχιστεί, αλλά με σαφέστατα χαμηλότερους ρυθμούς λόγω της οικονομικής κρίσης. Η μεγαλύτερη κατανάλωση παρουσιάζεται τους 4 μήνες μεταξύ Μαΐου και Αυγούστου, λόγω των υψηλών θερμοκρασιών που παρουσιάζει το νησί. Η ΡΑΕ προβλέπει ότι η αύξηση της κατανάλωσης θα κυμαίνεται στα επίπεδα του 3%, αλλά λόγω της οικονομικής αστάθειας της χώρας είναι δύσκολο να προβλεφθεί κατά πόσο αυτό το σενάριο θα επιβεβαιωθεί.

Στην παρούσα εργασία διαμορφώθηκαν τρία σενάρια με διαφορετικούς ρυθμούς αύξησης της κατανάλωσης, μεταξύ 1,5% και 2,7%. Από την ανάλυση των σεναρίων προέκυψε ότι για να καλυφθούν οι ανάγκες της ζήτησης, σε συνδυασμό με το πρόγραμμα απόσυρσης παλαιών μονάδων της ΔΕΗ, θα χρειαστεί η εγκατάσταση μίας νέας μονάδα των 300 MW το 2016. Οι διαφορές μεταξύ των σεναρίων θεωρήθηκαν μικρές και καλύπτονται εύκολα με την αύξηση του συντελεστή φορτίου και από την εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ΑΠΕ. Η νέα μονάδα που θα είναι συνδυασμένου κύκλου επιλέχθηκε να κατασκευαστεί στη περιοχή Κορακιά στα όρια του νομού Ηρακλείου και θα τροφοδοτηθεί με ΥΦΑ. Για το ΣΦΑ δεν υπάρχουν αρκετά συγκρίσιμα στοιχεία για να γίνει οικονομική ανάλυση καθώς δεν έχει χρησιμοποιηθεί για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και συνεπώς δεν αξιολογήθηκε η χρήση του.

Για την τροφοδότηση της νέας μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των 300 MW, είναι αναγκαία η κατασκευή τερματικού σταθμού εισαγωγής ΥΦΑ, δεξαμενών αποθήκευσης και αεριοποιητών. Το ύψος της επένδυσης για αυτές τις μονάδες εκτιμάται, στα 350 Μ€, ενώ εκείνο του νέου ΘΗΣ εκτιμάται στα 225 Μ€.

Συνυπολογίζοντας τα κόστη λειτουργίας, τα έσοδα του νέου σταθμού από τα Αποδεικτικά Διαθεσιμότητας Ισχύος, το κόστος των εκπεμπόμενων ρύπων και το κόστος κεφαλαίου, το συνολικό μοναδιαίο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του νέου ΘΗΣ υπολογίστηκε στα 88,1 €/MWh. Λαμβάνοντας υπόψη το μέσο σημερινό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Κρήτη, εκτιμάται ότι η συνολική επένδυση του τερματικού σταθμού ΥΦΑ και του ΘΗΣ μπορεί να ανακτηθεί σε λιγότερο από 4 χρόνια.

Ως τελικό συμπέρασμα μπορεί να αναφερθεί ότι η εισαγωγή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό ισοζύγιο της Κρήτης για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υποκαθιστώντας παραδοσιακά καύσιμα είναι σημαντικά πιο οικονομική από τις τρέχουσες συνθήκες και θα πρέπει να εξεταστεί από τους αρμόδιους φορείς.

Σε αυτή την εργασία μελετήθηκε η εισαγωγή του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή της Κρήτης για να καλυφθεί το προβλεπόμενο κενό της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας την περίοδο μέχρι το 2020. Οι δυνατότητες όμως της χρήσης του φυσικού αερίου στο ενεργειακό σύστημα της Κρήτης είναι πολύ ευρύτερες. Επίσης η παρούσα εργασία θα μπορούσε να διευρυνθεί έτσι ώστε να αυξηθεί ακόμη περισσότερο η κατανάλωση φυσικού αερίου. Παραδείγματα περαιτέρω χρήσεων του φυσικού αερίου που θα μπορούσαν να μελετηθούν είναι:

- α) Η γενικευμένη χρήση του φυσικού αερίου στο ηλεκτρικό σύστημα της Κρήτης υποκαθιστώντας τα υγρά καύσιμα (μαζούτ, ντίζελ) σε όλους τους υπάρχοντες σταθμούς.
- β) Κατασκευή δικτύου φυσικού αερίου στη Κρήτη για βιομηχανική, εμπορική και οικιακή χρήση στα μεγάλα αστικά κέντρα του νησιού.

Παράρτημα Ι: Βιβλιογραφία

- [1]:(6/2012)http://www.rae.gr/site/categories_new/consumers/know_about/electricity/production.csp
- [2]:Ο Τομέας του Ηλεκτρισμού το 2010, IOBE, Ιούλιος 2011
- [3]:Έκθεση Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, Απρίλιος 2005, Grant Thornton Project Finance
- [4]:ΑΔΜΗΕ, Μητρώο Μονάδων και Αναφορές 2011, Φόρτιση Μονάδων Παραγωγής και Φορτία Συστήματος
- [5]: Έκθεση της ΡΑΕ για την ασφάλεια του εφοδιασμού της Χώρας με φυσικό Αέριο, Ιανουάριος 2011
- [6]:ΛΑΓΗΕ, Συνοπτικά Πληροφοριακά Δελτία, ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ
- [7]:Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς Περιόδου 2010-2014, ΔΕΣΜΗΕ
- [8]:Μελέτη Ανάπτυξης του Ηλεκτρικού Συστήματος της Κρήτης Διασύνδεση με το Ηπειρωτικό Σύστημα Εκτενής Περίληψη, Απρίλιος 2011, ΡΑΕ, ΔΕΣΜΗΕ, ΔΕΗ
- [9]:ΔΕΗ, Διαχειριστής Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, Συνοπτικά Πληροφοριακά Δελτία, ΑΠΕ στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
- [10]:Έκθεση της ΡΑΕ για την Ασφάλεια Εφοδιασμού της Χώρας με Φυσικό Αέριο, Ιανουάριος 2009, ΡΑΕ
- [11]:Ενεργειακός Σχεδιασμός για το Αυτόνομο Ηλεκτρικό Σύστημα της Νήσου Κρήτης, Εφαρμογή βιώσιμου σχεδίου ανάπτυξης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) και εξοικονόμησης ενέργειας, Ιανουάριος – Φεβρουάριος 2008, Τεχνικά Χρονικά
- [12]:(7/2012)http://www.hnms.gr/hnms/greek/climatology/climatology_region_diagrams.html?dr_city=Heraklion
- [13]:Ετήσια Δελτία Εκμετάλλευσης Συστήματος Κρήτης 2008-2009
- [14]:European Economy, The Economic Adjustment Programme for Greece Fifth Review October 2011
- [15]:1^η Έκθεση Για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό Της Ελλάδας 2008-2020 ΜΕΡΟΣ Ι, Αύγουστος 2007, Υπουργείο Ανάπτυξης
- [16]:Δημοσίευση ΡΑΕ για νέες αιτήσεις ΑΠΕ
- [17]:(7/2012)http://www.desmie.gr/fileadmin/user_upload/Files/masm/masm_2010-2014-RAE.pdf

- [18]:(1/2013)<http://www.desmie.gr/ape-sithya/adeiodotiki-diadikasia-kodikopoiisi-nomotheias-ape/>
- [19]:(1/2013)<http://www.opengov.gr/minenv/?p=4717>
- [20]:Μελέτη Σκοπιμότητας εισαγωγής φυσικού αερίου στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη Κρήτη, 2010
- [21]:(9/2012)<http://www3.nd.edu/~techrev/Archive/Fall2001/a5.html>
- [22]:Οδηγός Συστημάτων Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού & Θερμότητας, ΚΑΠΕ
- [23]:(9/2012)<http://massengineers.com/Documents/gasturbinetheory.htm>
- [24]:(9/2012)http://www.uspowerco.com/articles/prime_diesel_power_plant_operation_isl_and_bas
- [25]:Σημειώσεις βιομηχανικών Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας, Τμήμα Βιομηχανικής Πληροφορικής, ΤΕΙ Καβάλας
- [26]:Εναλλακτικές Χρήσεις και Εφαρμογές του Φυσικού Αερίου, Πανεπιστήμιο Δυτικής Μακεδονίας, Τμήμα Μηχανικών Διαχείρισης Ενεργειακών Πόρων
- [27]:(9/2012)<http://express-press-release.net/31/History%20of%20the%20Diesel%20Generator.php>
- [28]:(10/2012)<http://electrical-engineering-portal.com/an-overview-of-combined-cycle-power-plant>
- [29]:Fuel Cells for Power Generation US Fuel Cell Council
- [30]:(10/2012)<http://www.eece.maine.edu/research/gk12/Files%20for%20PM/ChrisYork/FuelCellTheoryExplained.pdf>
- [31]:(11/2012)<http://www.uniongas.com/aboutus/aboutng/composition.asp>
- [32]:Τεχνοοικονομική Μελέτη Σκοπιμότητας Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στο Ενεργειακό Ισοζύγιο της Κρήτης, Ιούνιος 1996
- [33]:Natural Gas in Greece and Albania Supply and Demand Prospects to 2015, December 2009, Anastasios Giamouridis, Oxford Institute for Energy Studies
- [34]:(11/2012)<http://www.bp.com/sectiongenericarticle800.do?categoryId=9037178&contentId=7068624>
- [35]:Gas and Oil Pipelines in Europe, European Parliament, Directorate – General for Internal Policies, Policy Department A, Economic and Scientific Policy
- [36]:Security of Gas Supply in South Eastern Europe Potential Contribution of Planned Pipelines, LNG, and Storage, July 2011, Anastasios Giamouridis and Spiros Paleoyannis
- [36]:(11/2012)http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/about_shale_gas.cfm

- [37]:(11/2012)http://www.eurogas.org/news_pressReleases.aspx
- [38]:(11/2012)<http://www.desfa.gr/default.asp?pid=216&la=1>
- [39]:(11/2012)http://www.desfa.gr/files/DESFA_GREECE.jpg
- [40]:(11/2012)<http://www.elpedison.gr/gr/o-omilos/epiheirimatikes-drastiriotites/paragogi-energeias/oi-monades-ilektroparagogis/>
- [41]:(11/2012)http://www.protergia.gr/el-gr/production_intro/thermal-plants
- [42]:(12/2012)http://www.epd.gov.hk/eia/register/report/eiareport/eia_1252006/html/eiareport/Part1/Sec1_3_v2_files/image006.jpg
- [43]:(12/2012)<http://www.tokyo-gas.co.jp/Ingtech/orv/index.html>
- [44]:(12/2012)http://www.giignl.org/fileadmin/user_upload/pdf/LNG_Safety/2%20-%20LNG%20Process%20Chain%208.28.09%20Final%20HQ.pdf
- [45]:Εισαγωγή Φυσικού Αερίου στην Κρήτη: Συμπεράσματα από τη Μελέτη της ΔΕΠΑ το 1997
- [46]:(12/2012)<http://www.bloomberg.com/news/2012-03-14/greece-s-desfa-calls-for-bids-to-build-third-lng-storage-tank.html>
- [47]:(12/2012)http://www.eia.gov/oiaf/beck_plantcosts/index.html,
- [48]:(12/2012)<http://www.timera-energy.com/uk-power/ccgt-investment-in-the-uk-and-germany/>
- [49]:(12/2012)<http://gastopowerjournal.com/projectsafinance/item/397-internal-rate-of-return-on-ccgt-investments-in-germany-is-close-to-zero-pwc>
- [50]:(1/2013)<http://www.guardian.co.uk/environment/2012/jul/25/eu-price-carbon-emissions>
- [51]:(12/2012)http://www.rae.gr/site/file/categories_new/about_rae/factsheets/general/03122012_1?p=file&i=0
- [52]:(1/2013)<http://issuu.com/creteregion/docs/>
- [53]:(12/2012)<http://www.investmentu.com/2012/May/cng-natural-gas-transportation.html>
- [54]:CNG: An Alternate Transport for Natural Gas Instead of LNG, Asim Deshpande and Michael J. Economides, University of Houston
- [55]:(12/2012)<http://www.rae.gr/old/K2/ADV-R7487.pdf>
- [56]:(1/2013)http://www.fwc.com/publications/tech_papers/files/TariqLNG.pdf

Παράρτημα II: Εικόνες

Εικόνα 1: Γεωγραφική Κατανομή Σταθμών Παραγωγής	10
Εικόνα 2: Θερμοκρασιακό Διάγραμμα για το Ηράκλειο το 2010	23
Εικόνα 3: ΘΗΣ στα Λινοπεράματα Ηρακλείου	25
Εικόνα 4: Ετήσια Μεταβολή και Πρόβλεψη του ΑΕΠ της Χώρας	31
Εικόνα 5: Σύστημα Λειτουργίας Ατμοστρόβιλου	41
Εικόνα 6: Μηχανικά Τμήματα Ατμοστρόβιλου	42
Εικόνα 7: Ατμοστρόβιλος	43
Εικόνα 8: Ατμοστρόβιλος του Parsons	45
Εικόνα 9: Ατμοστρόβιλος των Brown - Curtis	46
Εικόνα 10: Σύγκριση Απόδοσης Με και Χωρίς Συμπααραγωγή	48
Εικόνα 11: Μηχανικά Τμήματα Ατμοστρόβιλου	50
Εικόνα 12: Λειτουργία Ατμοστρόβιλου	52
Εικόνα 13: Αεριοστρόβιλος με Ανάκτηση Θερμότητας	53
Εικόνα 14: Ατμοστρόβιλος με Διαψυκτήρα	54
Εικόνα 15: Ατμοστρόβιλος με Συμπιεστή Υψηλής και Χαμηλής Αναλογίας Πίεσης	55
Εικόνα 16: Πρώτη Λειτουργία Ατμοστρόβιλου στην Ουγγαρία	56
Εικόνα 17: Μηχανές Εσωτερικής Καύσης	58
Εικόνα 18: Πρώτη Εγκατάσταση Μηχανής Εσωτερικής Καύσης στο White River Power Plant στη Washington.....	60
Εικόνα 19: Εργοστάσιο Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας Συνδυασμένου Κύκλου	61
Εικόνα 20: Διάγραμμα Λειτουργίας Συνδυασμένου Κύκλου.....	62
Εικόνα 21: Σχήμα Λειτουργίας Κυψέλης Καυσίμου	66
Εικόνα 22: Απόδοση Διάφορων Τεχνολογιών.....	67
Εικόνα 23: Διαδικασία παραγωγής και μεταφοράς ΥΦΑ	73
Εικόνα 24: Προσέγγιση καμπυλών ψύξης / θέρμανσης	75
Εικόνα 28: Μονάδες Χρήσης και Αποθήκευσης ΣΦΑ	80
Εικόνα 29: Παραγωγή Φυσικού Αερίου από Διάφορες μορφές στις ΗΠΑ και Σενάρια Πρόβλεψης.....	85
Εικόνα 30: Αποθέματα Σχιστολιθικού Αερίου στις ΗΠΑ.....	86
Εικόνα 31: Χάρτης Δικτύων Αγωγών στη Ευρώπη	91
Εικόνα 32: Δίκτυο Αγωγών στην Ελλάδα	93
Εικόνα 33: Δεξαμενή Μηδενικών Απωλειών ΥΦΑ.....	104
Εικόνα 34: Μέθοδος Αεριοποιητή Θαλάσσης	106
Εικόνα 35: Μέθοδος Εμβαπτισμένου Αεριοποιητή Καύσης.....	108

Παράρτημα III: Πίνακες

Πίνακας 1: Γεωγραφική Κατανομή των Μονάδων Παραγωγής ΔΕΗ.....	10
Πίνακας 2: Εγκατεστημένη Ισχύς και Παραγωγή (2009-2011).....	12
Πίνακας 3: Εταιρείες Συμβατικής Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα.....	19
Πίνακας 4: Κατανάλωση, Αιχμή και Συντελεστής Φορτίου (2005-2010).....	21
Πίνακας 5: Μονάδες παραγωγής ανά ΘΗΣ.....	24
Πίνακας 6: Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από ΑΠΕ στην Κρήτη.....	28
Πίνακας 7: Παραδοχές Πρόβλεψης ΑΕΠ της Χώρας.....	31
Πίνακας 8: Προβλέψεις Ζήτησης ΑΔΜΗΕ για το Διασυνδεδεμένο Δίκτυο.....	32
Πίνακας 9: Προβλέψεις Ζήτησης της ΡΑΕ για την Κρήτη.....	33
Πίνακας 10: Ονομαστική Ισχύς ΑΠΕ ανά Περιοχή στη Κρήτη.....	35
Πίνακας 11: Εθνικοί Στόχοι Ονομαστικής Ισχύος ΑΠΕ.....	36
Πίνακας 12: Επεξήγηση Εικόνας 22.....	68
Πίνακας 13: Χημική Ανάλυση Φυσικού Αερίου.....	70
Πίνακας 14: Παραγωγή Φυσικού Αερίου (2011).....	82
Πίνακας 15: Παγκόσμια Κατανάλωση Φυσικού Αερίου (2011).....	83
Πίνακας 16: Μεταβολή ζήτησης ΦΑ (2001 – 2010).....	84
Πίνακας 17: Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Φυσικό Αέριο στην Ευρώπη.....	87
Πίνακας 18: Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα Μεταφοράς ΦΑ με Αγωγούς και μέσω Ναυτιλίας.....	88
Πίνακας 19: Δίκτυα Αγωγών στην Ευρώπη.....	89
Πίνακας 20: Συμβόλαια Εισαγωγής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα.....	94
Πίνακας 21: Μονάδες Ηλεκτροπαραγωγής με χρήση ΦΑ.....	96
Πίνακας 22: Ισχύς Συστήματος Κρήτης ανά Έτος και Προβλεπόμενες Αποσύρσεις.....	98
Πίνακας 23: Βασικό Σενάριο - Προβλέψεις Ζήτησης.....	99
Πίνακας 24: Απαισιόδοξο Σενάριο - Προβλέψεις Ζήτησης.....	100
Πίνακας 25: Αισιόδοξο Σενάριο – Προβλέψεις Ζήτησης.....	101
Πίνακας 26: Πλεονεκτήματα, Μειονεκτήματα, Ευκαιρίες και Απειλές ΥΦΑ.....	109
Πίνακας 27: Ύψος Επένδυσης Πρώτου Μέρους Τερματικού Σταθμού.....	113
Πίνακας 28: Λειτουργικά Έξοδα Τερματικού Σταθμού.....	115
Πίνακας 29: Μοναδιαίο Κόστος Παραγωγής ΦΑ.....	115
Πίνακας 30: Κόστος Λειτουργίας ΘΗΣ Συδυσασμένου Κύκλου στην Ελλάδα.....	117
Πίνακας 31: Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΘΗΣ Κορακιάς με ΥΦΑ.....	118
Πίνακας 32: Κόστος Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας σε ένα σταθμό Συδυσασμένου Κύκλου στη Θίσβη.....	119
Πίνακας 33: Συνοπτικός Πίνακας Βασικών Παραδοχών.....	119
Πίνακας 34: Συγκεντρωτικός Πίνακας Οικονομικής Ανάλυσης.....	120
Πίνακας 35: Απόσβεση της Νέας Μονάδας.....	121
Πίνακας 36: Πλεονεκτήματα, Μειονεκτήματα, Ευκαιρίες και Απειλές ΣΦΑ.....	123

Παράρτημα IV: Σχήματα

Σχήμα 1: Εγκατεστημένη Ισχύς ανά Μονάδα στο ΕΔΣ 2009 και 2011	14
Σχήμα 2: Εγκατεστημένη Ισχύς ανά Μονάδα στα ΜΔΝ 2009 και 2011	14
Σχήμα 3: Εγκατεστημένη Ισχύς ανά Μονάδα στο Σύνολο της Χώρας 2009 και 2011	15
Σχήμα 4: Παραγωγή ανά Τύπο Καυσίμου στο ΕΔΣ 2009 και 2011	16
Σχήμα 5: Παραγωγή ανά Τύπο Καυσίμου στα ΜΔΝ 2009 και 2011.....	16
Σχήμα 6 Παραγωγή ανά Τύπο Καυσίμου στο Σύνολο της Χώρας 2009 και 2011.....	17
Σχήμα 7: Ποσοστιαία Παραγωγή ανά Καύσιμο Κανονικοποιημένη ως προς το 2009	18
Σχήμα 8: Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Χρήση	19
Σχήμα 9: Ετήσια Αιχμή και Ζήτηση (2005-2010).....	22
Σχήμα 10: Μέση Ωριαία Ισχύς MW (2009)	22
Σχήμα 11: Ετήσια Αιχμή για το Σύστημα της Κρήτης (2000-2010)	23
Σχήμα 12: Εξέλιξη Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στη Κρήτη (2000-2010).....	25
Σχήμα 13: Παραγωγή ανά Καύσιμο στη Κρήτη το 2009	26
Σχήμα 14: Ετήσια Μεταβολή Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στη Κρήτη.....	26
Σχήμα 15: Μηνιαία Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ στη Κρήτη	28
Σχήμα 16: Παραγωγή από ΑΠΕ στη Κρήτη.....	29
Σχήμα 17: Ποσοστιαία Συνεισφορά των ΑΠΕ στη Κρήτη.....	29
Σχήμα 18: Χρήσεις Φυσικού Αερίου	71
Σχήμα 19: Διάγραμμα Ροής της Μεθόδου MCR	76
Σχήμα 20: Απλοποιημένο Διάγραμμα Ροής Μεθόδου MCR.....	77
Σχήμα 21: Διάγραμμα Ροής Κλιμακωτής Μεθόδου Phillips	78
Σχήμα 22: Διάγραμμα Ροής Μεθόδου Black & Veatch.....	78
Σχήμα 23: Διάγραμμα Ροής Κλιμακωτής Μεθόδου Statoil/Linde	79
Σχήμα 24: Διάγραμμα Ροής Μεθόδου MR της Shell.....	79
Σχήμα 25: Συγκριτικό διάγραμμα κόστους CNG και LNG	81
Σχήμα 26: Παγκόσμια Παραγωγή Φυσικού Αερίου (2011)	83
Σχήμα 27: Παγκόσμια Κατανάλωση Φυσικού Αερίου (2011).....	84
Σχήμα 28: Αποθέματα Φυσικού Αερίου Παγκοσμίως	85
Σχήμα 29: Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας από Φυσικό Αέριο στην Ευρώπη το 2010	87
Σχήμα 30: Διάγραμμα Αιχμής και Ισχύς Συστήματος στο Βασικό Σενάριο.....	99
Σχήμα 31: Διάγραμμα Αιχμής και Ισχύς Συστήματος στο Απαισιόδοξο Σενάριο	100
Σχήμα 32: Διάγραμμα Αιχμής και Ισχύς Συστήματος στο Αισιόδοξο Σενάριο.....	101
Σχήμα 33: Διάγραμμα Ροής Τερματικού Σταθμού Εισαγωγής ΥΦΑ	102
Σχήμα 34: Διάγραμμα Διασύνδεσης Δεξαμενής με Αεριοποιητές	109
Σχήμα 35: Οργανόγραμμα Τερματικού Σταθμού.....	114

Παράρτημα V: Άλλες Πηγές

Μετά από επικοινωνία με τη ΡΑΕ εστάλησαν μέσω email τα παρακάτω στοιχεία:

ΚΡΗΤΗ	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ΣΥΜΒΑΤΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (kWh)	2.128.729.200	2.216.598.080	2.308.556.162	2.376.491.553	2.471.715.687	2.564.418.600	2.616.352.042	2.525.302.410	2.539.581.630
ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ ΑΠΕ (kWh)	172.657.600	228.117.890	230.918.962	267.279.278	357.212.628	390.821.111	427.190.269	464.077.740	474.809.910
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΠΑΡΑΓΩΓΗ (kWh)	2.301.386.800	2.444.715.970	2.539.475.124	2.643.770.831	2.828.928.315	2.955.239.711	3.043.542.311	2.989.380.150	3.014.391.540
ΑΙΧΜΗ (kW)		498.400	529.200	560.300	604.900	650.300	633.100	611.000	637.500

ΚΡΗΤΗ	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Εκτιμώμενη Αιχμή (kW)	700.000	714.000	734.706	751.604	773.401	795.829	811.746
Ισχύς προς Αποξήλωση (kW)	0	0	0	0	0	56.000	160.900
Εγκατάσταση Νέων Μόνιμων Θερμικών Μονάδων (kW)	0	0	0	100.000	0	250.000	260.000

Σημείωση σχετικά με την ισχύ των Αποξηλώσεων: η αποξήλωση 56MW το έτος 2016, αφορά στους Α/Σ 1, 4 & 5 του ΘΗΣ Χανίων. Η αποξήλωση των 160,9MW το έτος 2017, αφορά στους ΑΤΜ 2-6, Α/Σ 1-2 & Η/Ζ 1-4. Οι μονάδες Α/Σ 3-5 θα μεταφερθούν στο νέο ΘΗΣ Κορακιάς. Ο ΘΗΣ Λινοπεραμάτων προβλέπεται να κλείσει το έτος 2017. Τα ανωτέρω αναφέρονται με βάση τις ισχύουσες άδειες και τον υφιστάμενο προγραμματισμό και συνεπώς με την επιφύλαξη τυχόν αιτήσεων παράτασης/τροποποίησης βάσει της κείμενης νομοθεσίας.

Σημείωση σχετικά με εγκατάσταση νέων θερμικών σταθμών (ισχύουσες άδειες και προγραμματισμός): η προσθήκη των 100MW το έτος 2014, αφορά στην εγκατάσταση Η/Ζ με ΜΕΚ στον ΑΗΣ Αθρινόλακκου. Η προσθήκη δύο μονάδων 250MW & 260MW αντίστοιχα τα έτη 2016 & 2017, αφορά σε μονάδες Συνδυασμένου Κύκλου με καύσιμο Φυσικό Αέριο στον ΑΗΣ Κορακιάς.

ΑΠΕ 2010

ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑ	ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ	Με Άδεια ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ⁽¹⁾		Με Άδεια ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ		Με ΕΠΟ		Με ΠΠΕΑ		Με Άδεια ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ⁽²⁾		Με ΑΙΤΗΣΗ για Άδεια Παραγωγής	
		Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)	Πλήθος	Σύνολο Ισχύος (MW)
Κρήτη	Αιολικά	31	166,9	8	25,2	2	9,9	3	16,6	46	221,4	138	1712,8
	ΜΥΗΕ	2	0,6	0	0,0	0	0,0	0	0,0	2	0,6	3	1,3
	Βιομάζα	1	0,2	0	0,0	0	0,0	0	0,0	2	0,4	6	24,2
	Γεωθερμία	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
	Φ/Β	8	0,8	1	0,3	0	0,0	0	0,0	9	1,1	62	51,6
	Ηλιοθερμικά	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	11	433,0
	Υβριδικά	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	29	1054,0
	Σ.Η.Θ.	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
ΣΥΝΟΛΟ ΠΕΡΙΦΕΡΕΙΑΣ		42	168,4	9	25,5	2	9,9	3	16,6	59	223,4	249	3276,8

(1) Στις ανωτέρω Άδειες Λειτουργίας συμπεριλαμβάνονται και τα έργα ΑΠΕ της ενιαίας Άδειας Παραγωγής της ΔΕΗ ΑΕ (ΦΕΚ 92/31.1.2002)

(2) Συμπεριλαμβάνουν τα έργα με Άδεια Εγκατάστασης και Άδεια Λειτουργίας, λαμβάνεται υπόψη η ισχύς της Άδειας Λειτουργίας - Άδειας Εγκατάστασης