



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

Εργαστήριο Ατμοκινητήρων & Λεβήτων

Τομέας Θερμότητας της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

**ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ, ΕΞΕΡΓΕΙΑΚΗ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ
ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ
ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΜΕΣΩ ΚΡΥΟΓΕΝΙΚΗΣ ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗΣ**

Αρέστη Κωνσταντίνος

Επιβλέπων

**Καρέλλας Σωτήριος, Επίκουρος Καθηγητής,
Σχολή Μηχανολόγων Μηχανικών, ΕΜΠ**

Αθήνα, Οκτώβριος 2014

*«Αφιερωμένη στην
οικογένειά μου»*

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1	Εισαγωγή - Φυσικό Αέριο και Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο.....	1
1.1	Εξοικονόμηση Ενέργειας και Περιβάλλον.....	1
1.2	Φυσικό Αέριο (ΦΑ).....	2
1.2.1	Παγκόσμια Ζήτηση και Παραγωγή ΦΑ μέχρι το 2012.....	2
1.2.2	Πρόβλεψη για την Παγκόσμια Ζήτηση και Παραγωγή ΦΑ πέρα από το 2014.....	3
1.3	Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο (ΥΦΑ).....	5
1.3.1	Γενικά για το ΥΦΑ.....	5
1.3.2	Μεταφορά ΥΦΑ.....	6
1.3.3	Αποθήκευση ΥΦΑ.....	8
1.3.4	Κόστος Επένδυσης Αλυσίδας ΥΦΑ.....	9
1.4	Τερματικά Επαναεριοποίησης ΥΦΑ Παγκοσμίως (LNG import terminals).....	9
2	Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου Ρεβυθούσας.....	15
2.1	Γενικά για το Σταθμό Ρεβυθούσας.....	15
2.2	Λειτουργία και Βασικός Εξοπλισμός του Σταθμού.....	16
2.3	Δυνατότητα Τερματικού Σταθμού για Αεριοποίηση ΥΦΑ.....	18
2.4	Χωρητικότητα Βασικού Εξοπλισμού του Σταθμού.....	19
2.5	Μονάδα Συμπαραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ).....	19
2.6	Σταδιακή Αναβάθμιση Τερματικού Σταθμού ΥΦΑ Ρεβυθούσας.....	20
2.7	Μονογραμμικό Διάγραμμα Εγκατάστασης ΥΦΑ Ρεβυθούσας.....	22
3	Ανάκτηση Κρύου από ΥΦΑ και Υπερσύγχρονοι Τερματικοί Σταθμοί ΥΦΑ ...	23
3.1	Διάγραμμα Ενθαλπίας ΥΦΑ.....	23
3.2	“Ενέργεια Υψηλού Βαθμού” – Εξέργεια.....	25
3.3	Εφαρμογές Αξιοποίησης του Κρύου από το ΥΦΑ.....	26
3.4	Υπερσύγχρονοι Σταθμοί ΥΦΑ – “State Of the Art” LNG import Terminals.....	31
3.5	Εφαρμογή Αξιοποίησης του Κρύου του ΥΦΑ σε Σταθμό ΥΦΑ.....	37
4	Μελέτη και Ανάλυση Θερμοδυναμικών Σεναρίων για Αξιοποίηση της Κρυογενικής Εξέργειας του ΥΦΑ.....	39
4.1	Σενάριο 1: Συμπαραγωγή Θερμότητας – Ηλεκτρισμού μέσω ενός Ανοικτού Κύκλου ΥΦΑ, ενός Κύκλου Rankine και ενός Κύκλου Brayton.....	39
4.2	Σενάριο 2: Συμπαραγωγή Θερμότητας – Ηλεκτρισμού μέσω ενός Ανοικτού Κύκλου Αεριοστροβίλου και ενός Κύκλου Brayton.....	48
4.3	Υπάρχων Ενεργειακή Απόδοση Τερματικού ΥΦΑ.....	55

5	Εφαρμογή των Σεναρίων Αξιοποίησης του Κρύου σε Τερματικό Σταθμό Εισαγωγής ΥΦΑ	59
5.1	1 ^η Εφαρμογή Σεναρίου 1 – Αύξηση του ποσού Αεριοποίησης ΥΦΑ σε Τερματικό Σταθμό ΥΦΑ από 1000 m ³ ΥΦΑ/ h στα 1400 m ³ ΥΦΑ/ h	59
5.2	2 ^η Εφαρμογή Σεναρίου 1 – Συνδυασμός Νέου Συστήματος για Αεριοποίηση ενός είδη υπάρχων επιπέδου Αεριοποίησης ΥΦΑ	77
5.3	1 ^η Εφαρμογή Σεναρίου 2 – Αύξηση του ποσού Αεριοποίησης ΥΦΑ σε Τερματικό Σταθμό ΥΦΑ από 1000 m ³ ΥΦΑ/ h στα 1400 m ³ ΥΦΑ/ h	86
5.4	2 ^η Εφαρμογή σεναρίου 2 – Συνδυασμός Νέου Συστήματος για Αεριοποίηση ενός είδη υπάρχων επιπέδου Αεριοποίησης ΥΦΑ	98
5.5	Αυτόνομη λειτουργία σεναρίων 1 και 2 κατόπιν βελτιστοποίησης.....	107
6	Οικονομική Αξιολόγηση.....	115
6.1	Οικονομικοί Όροι.....	115
6.1.1	Χρηματοροή Εγκατάστασης.....	115
6.1.2	Απόσβεση.....	116
6.1.3	Πληθωρισμός	116
6.2	Κριτήρια οικονομικής αξιολόγησης	117
6.2.1	Κριτήριο Καθαρής Παρούσας Αξίας (Net Present Value, NPV).....	118
6.2.2	Κριτήριο Ενδογενούς ποσοστού απόδοσης Απόδοσης (Internal rate of Return, IRR) 119	
6.2.3	Κριτήριο περιόδου αποπληρωμής (Discounted payback period)	119
6.2.4	Ανάλυση ευαισθησίας.....	120
7	Τεχνοοικονομική Μελέτη Σεναρίων 1 και 2.....	121
7.1	Γενικοί κανόνες της αγοράς του ΦΑ στην Ελλάδα του 2014.....	121
7.2	Αξιολόγηση σεναρίου 1	123
7.3	Αξιολόγηση σεναρίου 2	129
8	Περιβαλλοντική Αποτίμηση.....	135
9	Συμπεράσματα.....	139
10	Βιβλιογραφία	143
11	Παράρτημα Ι	147

Πρόλογος

Η παρούσα διπλωματική εργασία εκπονήθηκε κατά το ακαδημαϊκό έτος 2013-2014 στον τομέα Ατμοκινητήρων και Λεβήτων της Σχολής Μηχανολόγων Μηχανικών του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου, υπό την επίβλεψη του επίκουρου καθηγητή κ. Σωτήριου Καρέλλα. Αντικείμενο της μελέτης αποτελεί η ενεργειακή, εξεργειακή και τεχνοοικονομική μελέτη σταθμού υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ) μέσω κρυογενικής αξιοποίησης.

Θα ήθελα, λοιπόν, να ευχαριστήσω αρχικά τον κ. Καρέλλα για την ευκαιρία που μου έδωσε να ασχοληθώ με το θέμα αυτό, για την γνωριμία που μου χάρισε με τους μηχανικούς από το σταθμό ΥΦΑ της Ρεβυθούσας, αλλά και για την άψογη συνεργασία μας, τις συμβουλές και την πολύτιμη βοήθεια του στην εκπόνηση της εργασίας αυτής.

Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω τον κ. Αριστοτέλη Νάστο και την κ. Φανή Λέζου από τον σταθμό ΥΦΑ της Ρεβυθούσας (ΔΕΣΦΑ) για την συνεργασία μας, τις συμβουλές και τις απαραίτητες πληροφορίες που μου παρείχαν στα πλαίσια ολοκλήρωσης της παρούσης διπλωματικής εργασίας.

Επιπρόσθετα θα ήθελα να εκφράσω ένα μεγάλο ευχαριστώ στους γονείς μου και στα αδέρφια μου οι οποίοι αποτελούν το πρότυπο και το κίνητρό μου, και στηρίζουν τις προσπάθειές και τις επιλογές μου όλα αυτά τα χρόνια σε κάθε τομέα της ζωής μου.

Τέλος, σε καμία περίπτωση δεν μπορώ να ξεχάσω τους φίλους μου και τους συμφοιτητές μου οι οποίοι βρίσκονταν δίπλα μου σε κάθε ευχάριστη αλλά και δύσκολη στιγμή.

Περίληψη

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως στόχο να διερευνήσει την αξιοποίηση του κρύου από το Υγροποιημένο Φυσικό Αεριο (ΥΦΑ) κατά τη διάρκεια της αεριοποίησης, ως μέσο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Πιο συγκεκριμένα, κατά τη διάρκεια της αεριοποίησης του ΥΦΑ, χάνεται αρκετή ενέργεια υπό μορφή κρύου στους αεριοποιητές της εγκατάστασης. Στα σενάρια αυτής της διπλωματικής εργασίας πραγματοποιείται η μελέτη 2 εγκαταστάσεων συμπαραγωγής ηλεκτρισμού – θερμότητας σε συνδυασμένη λειτουργία με ένα τερματικό σταθμό ΥΦΑ. Ο όρος συμπαραγωγή αναφέρεται στην συνδυασμένη παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας από την ίδια πηγή.

Ο βασικός ορός ο οποίος αναφέρεται σε όλη τη διπλωματική εργασία είναι η εξέργεια του ΥΦΑ. Η εξέργεια ενός συστήματος σε ένα συγκεκριμένο περιβάλλον είναι το μέγιστο έργο που μπορεί να εξαχθεί από το σύστημα μέσα σε αυτό το περιβάλλον. Σε αντίθεση με την ενέργεια, η εξέργεια λέμε ότι καταναλώνεται γιατί πολύ απλά πρόκειται για το ωφέλιμο έργο. Η εξεργειακή ανάλυση η οποία χρησιμοποιείται είναι ιδανική για την περίπτωση συνθέτων συστημάτων συμπαραγωγής όπως αυτά που μελετήθηκαν στην παρούσα διπλωματική εργασία.

Στο 1^ο σενάριο μελετήθηκε μια εγκατάσταση σχετικά μικρής ηλεκτρικής ισχύος, ενώ στο 2^ο σενάριο μελετήθηκε ο συνδυασμός εγκατάστασης μεγάλης ηλεκτρικής ισχύος με ταυτόχρονη αξιοποίηση της κρύας εξέργειας του ΥΦΑ. Για την υλοποίηση των 2 σεναρίων αναπτύχθηκε υπολογιστικό εργαλείο στο πρόγραμμα Excel και Refprop 9.0. Τα δεδομένα εισόδου για το ΥΦΑ προήλθαν από τον τερματικό σταθμό ΥΦΑ της νήσου Ρεβυθούσας. Στο τέλος κάθε σεναρίου, χρησιμοποιήθηκε μια μέθοδος βελτιστοποίησης των αποτελεσμάτων με αντικειμενική συνάρτηση τον ενεργειακό και εξεργειακό βαθμό απόδοσης. Επίσης, μελετήθηκε η ένταξη αυτών των σεναρίων σε ένα είδη υπάρχων σταθμό αεριοποίησης ΥΦΑ ως αύξηση της διαθέσιμης ποσότητας αεριοποίησης του σταθμού και ως συνδυασμός για ένα είδη υπάρχων επίπεδο αεριοποίησης. Στο τέλος, πραγματοποιήθηκε τεχνοοικονομική μελέτη για κάθε σενάριο για την απόφαση της βιωσιμότητας της επένδυσης.

Τα αποτελέσματα αυτής της διπλωματικής εργασίας φανερώνουν το ποσό της διαθέσιμης εξέργειας από το ΥΦΑ, υπό μορφή κρύου, το οποίο δύναται να μετατραπεί σε ηλεκτρική ενέργεια. Επίσης, υπολογίζονται τα χρόνια απόσβεσης για κάθε σενάριο μέσω οικονομικών όρων και πραγματοποιείται ανάλυση ευαισθησίας και περιβαλλοντική αποτίμηση.

Λέξεις Κλειδιά: Υγροποιημένο Φυσικό Αεριο, ΥΦΑ, Τερματικό εισαγωγής ΥΦΑ, Ρεβυθούσα, Κρυογενική εξέργεια, Θερμότητα, Ηλεκτρική ενέργεια, Κρύο, Συμπαραγωγή, Τεχνοοικονομική, Φυσικό Αέριο, Ενεργειακός βαθμός απόδοσης, Εξεργειακός βαθμός απόδοσης, Βελτιστοποίηση, Αξιοποίηση κρύου, Αεριοποίηση, Οργανικό μέσο, Αεριοστρόβιλος, Περιβαλλοντική αποτίμηση.

Abstract

This thesis aims to investigate the utilization of the liquefied natural gas (LNG) cold, during the process of regasification for the production of electric energy. During LNG regasification in the open rack vaporizers, cryogenic energy from the LNG is lost in the form of cold. In the main analysis of this thesis, two cogeneration plants of utilizing LNG cold and producing electricity at the same time, were investigated. The term ‘‘cogeneration’’ refers to the combined production of electricity and heat from the same source.

The basic term that is used in every chapter of this thesis is LNG exergy. Exergy can be defined as the maximum usable work, stored in the LNG, and can go to the equilibrium state in a certain environment, giving this work to its environment. Opposite to energy, exergy can be created or destroyed due to the fact that we are talking about usable work. In this thesis, exergetic analysis is used because it properly accounts for all kind of exergy items involved in such a complex process.

During the 1st scenario, a low electric power plant was assumed while in the 2nd scenario a high electric power plant was used. To implement the calculations, a computational tool was developed in Excel and Refprop 9.0 programs. As entries to the tools created, real data from Revithousa LNG import terminal were used. The next step of analysis, in the end of each scenario’s calculations, was optimization of the results, setting as objective function the energetic and exergetic efficiencies of each cycle. For each scenario, 2 possible ways of utilizing cold from the LNG regasification were assumed. In the first case, by increasing the available level of regasification of the terminal and in the second one by vaporizing an already possible level of regasification. In the end of this thesis, a techno economic evaluation was made for the investigation of the Economic sustainability.

The case studies of the 2 scenarios provided conclusions about the available exergy from the LNG in the form of cold. In addition, through economic terms, payback time was found. In the final stages of this thesis, a sensitivity study and an environmental study were discussed.

Keywords: Liquefied Natural Gas, LNG, LNG import terminal, Revithousa, Cryogenic exergy, Heat, Electric energy, Cold, Cogeneration, Techno Economic, Natural Gas, Energetic efficiency, Exergetic efficiency, Optimization, Cold Utilization, Vaporization, Regasification, Organic, Gas turbine, Environmental valuation.

1 Εισαγωγή - Φυσικό Αέριο και Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο

1.1 Εξοικονόμηση Ενέργειας και Περιβάλλον

Πολλοί είναι οι λόγοι που επιβάλλουν την πλήρη εκμετάλλευση και εξοικονόμηση της παραγόμενης ενέργειας αφού η περιβαλλοντική κατάσταση του πλανήτη καθημερινώς επιδεινώνεται. Η εξοικονόμηση ενέργειας είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με τη μείωση της εξάρτησης από τα ορυκτά καύσιμα καθώς επίσης και με τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στην ατμόσφαιρα. Άρα, παράλληλα δημιουργείται ένα υγιέστερο περιβάλλον ζωής. Το σκεπτικό της εξοικονόμησης ενέργειας βασίζεται σε τρόπους που θα μειώσουν την κατανάλωση ενέργειας καθώς επίσης και στη βελτίωση του ενεργειακού βαθμού απόδοσης του εξοπλισμού χωρίς όμως ο χρήστης να αντιλαμβάνεται κάποιο πρόβλημα στην άνεση του.

Βιώνοντας μέρες παγκόσμιας ενεργειακής κρίσης όπου τα αποθέματα πετρελαίου και ορυκτών καυσίμων συνεχώς εξαντλούνται, εύκολα συμπεραίνεται ότι όλες οι κυβερνήσεις του ενεργειακού χάρτη πρέπει να δράσουν άμεσα. Οι αναπτυσσόμενες χώρες οφείλουν να μελετήσουν τη διαθεσιμότητα των ενεργειακών πόρων με σκοπό την εύρεση τεχνολογιών φιλικών προς το περιβάλλον. Η ενέργεια αποτελεί αναπόσπαστο και καθοριστικό κομμάτι του καθημερινού ανθρώπινου βίου παρέχοντας ποικίλες δυνατότητες και διευκολύνσεις. Συνδεδεμένη με την ανάπτυξη, την οικονομία, την άνεση και την ευημερία ενός τόπου η ενέργεια δεν μπορεί να παραμεληθεί.

Μια άλλη, αρκετά σημαντική συνέπεια της εξαντλητικής κατάχρησης των φυσικών πόρων της γης, είναι η καταστροφή πολλών φυσικών οικοσυστημάτων. Η απώλεια βιοποικιλότητας σε ένα οικοσύστημα μπορεί να επιφέρει πολλαπλές καταστροφικές συνέπειες εξαιτίας των πολύπλοκων τροφικών σχέσεων μεταξύ των οργανισμών αλλά και της αλληλεπίδρασής τους με το περιβάλλον. Κάθε οργανισμός παίζει σημαντικό ρόλο στην ισορροπία του περιβάλλοντός του και στηρίζει τη βιωσιμότητα και άλλων μορφών ζωής. Κάθε αλλαγή που μπορεί να επηρεάσει ένα είδος είναι πιθανό να έχει επιπτώσεις σε ένα μεγάλο αριθμό αλληλεξαρτώμενων οργανισμών. Άλλες συνέπειες όπως η παγκόσμια κλιματική αλλαγή, η αλλαγή της εικόνας της φύσης, η μειωμένη ασφάλεια τροφίμων, η αυξημένη προσβολή από ασθένειες και οι απρόβλεπτες καιρικές συνθήκες δεν μπορούν να μην συζητηθούν. Άρα, χρόνο με το χρόνο και παράλληλα με την ανάπτυξη νέων τεχνολογιών πρέπει η ενέργεια που αποβάλλεται στο περιβάλλον, για παράδειγμα μέσω θερμότητας, να μειώνεται και η εξοικονόμηση ενέργειας να είναι όλο και μεγαλύτερη.

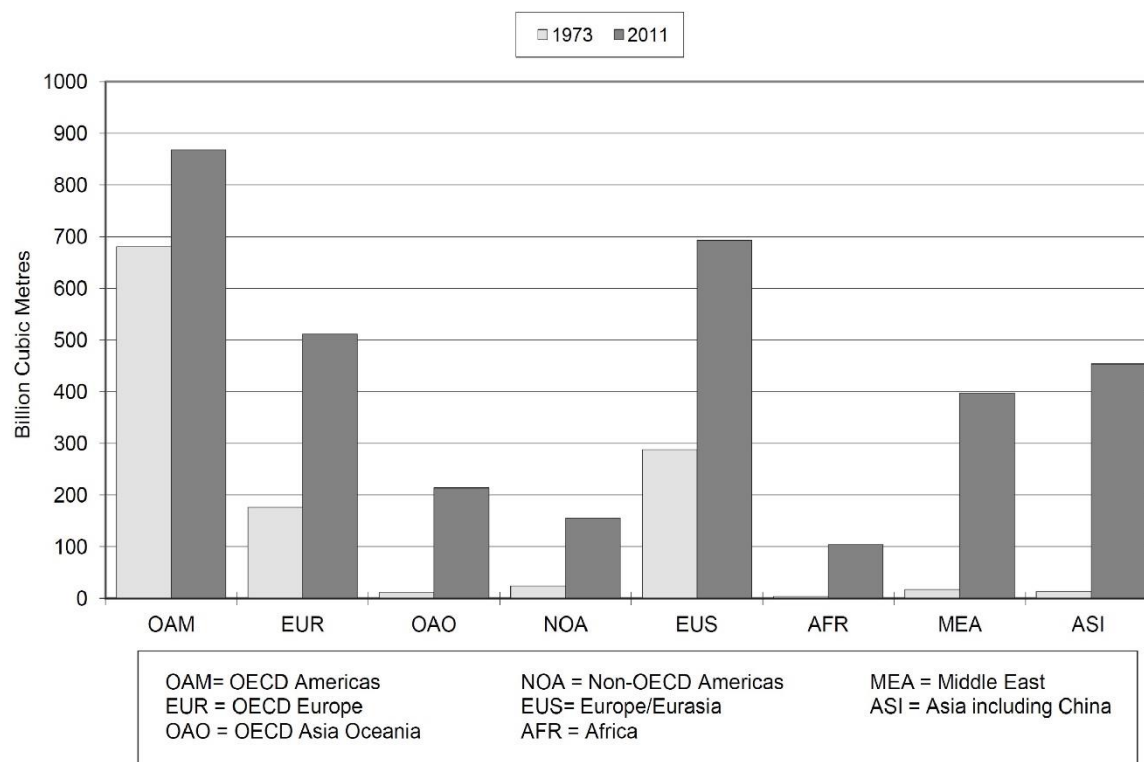
Όλα τα παραπάνω προβλήματα οδήγησαν στην προώθηση του Φυσικού Αερίου (ΦΑ) και ταυτόχρονα του Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) ως ένα από τα βασικότερα καύσιμα για την παραγωγή ενέργειας. Το ΦΑ σε συνδυασμό με τις νέες τεχνολογίες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού - θερμότητας αποτελεί το “state of the art” στο σύγχρονο κόσμο της τεχνολογίας. Η καύση του δίνει πολύ φιλικές συστάσεις καυσαερίου προς το περιβάλλον και αυτός είναι ο κυριότερος λόγος για τον οποίο προτιμάται από τα ορυκτά καύσιμα. Ακόμη, ο υψηλός βαθμός απόδοσης των εγκαταστάσεων του ΦΑ έδωσε ώθηση στις ανεπτυγμένες χώρες να επενδύσουν σε νέες τεχνολογίες και να χρηματοδοτήσουν μεγάλες έρευνες. Όλο και περισσότερες χώρες, χρόνο με το χρόνο, εντάσσουν το ΦΑ στην καθημερινότητα τους λόγω “λεπτών” περιβαλλοντικών περιορισμών.

1.2 Φυσικό Αέριο (ΦΑ)

1.2.1 Παγκόσμια Ζήτηση και Παραγωγή ΦΑ μέχρι το 2012

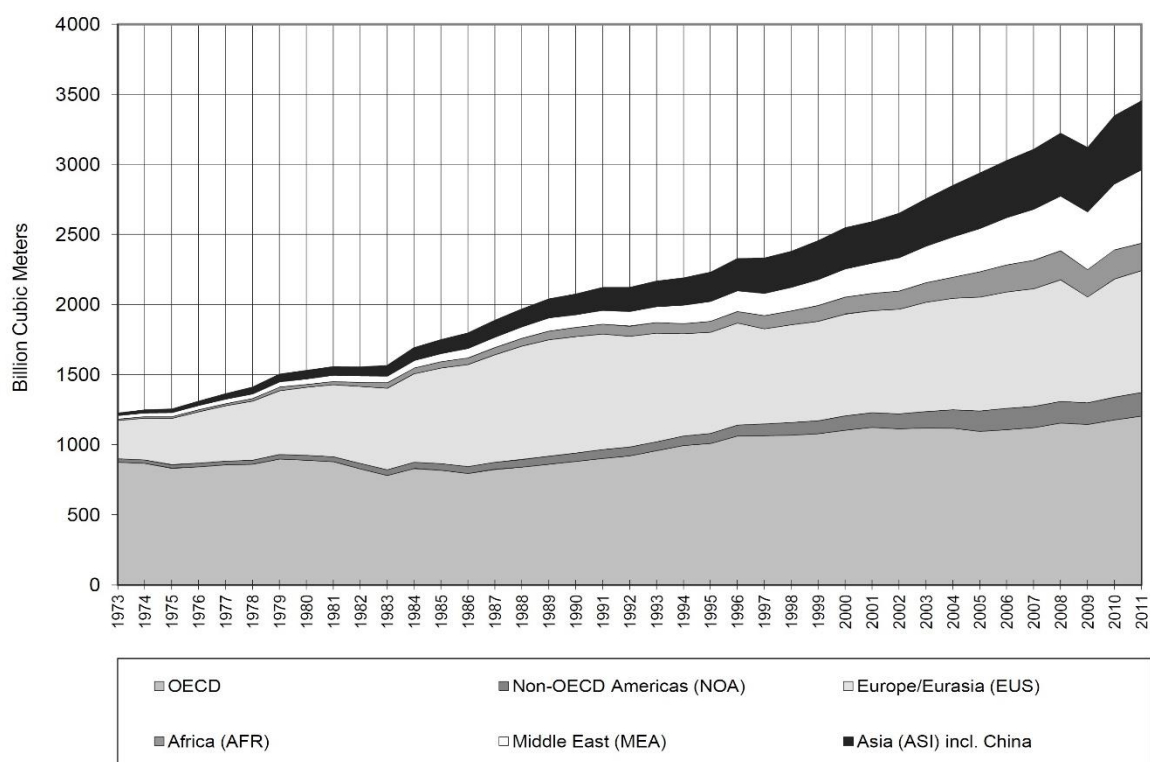
Τα ορυκτά καύσιμα καλύπτουν συνολικά το 70 % των αναγκών και το υπόλοιπο 30 % καλύπτεται από μη ορυκτές πηγές όπως οι ανανεώσιμες και η πυρηνική ενέργεια. Από αυτό το 70 %, το ΦΑ αποτελεί περίπου το 18 % και το απομένον 52 % είναι φυσικά το πετρέλαιο και ο άνθρακας. Λόγω πρακτικών και περιβαλλοντικών πλεονεκτημάτων του ΦΑ έναντι των υπολοίπων ορυκτών καυσίμων αναμένεται η αύξηση ζήτησης του στα επόμενα χρόνια. Επίσης, οι χαμηλές εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) αποτελούν ελκυστικό παράγοντα προτίμησης του κυρίως στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Οι παράγοντες οι οποίοι καθορίζουν την ζήτηση του ΦΑ είναι κυρίως η οικονομική ανάπτυξη, η τιμή του ΦΑ έναντι των υπολοίπων καυσίμων, το κόστος μεταφοράς του ΦΑ στην αγορά, το κλίμα, οι τεχνολογικές εξελίξεις αλλά και οι κυβερνητική πολιτική της κάθε χώρας.

Η παγκόσμια ζήτηση του ΦΑ όπως φαίνεται στο σχήμα 1.1 έφθασε περίπου τα 3361 δις. κυβικά μέτρα (bcm) μέχρι το τέλος του 2011 και αυτό μεταφράζεται με αύξηση της τάξης του 2% σε σχέση με το προηγούμενο έτος. Αυτή φυσικά η αύξηση δεν ταυτίζεται με την χρονιαία αύξηση ζήτησης που είχε το ΦΑ πριν από την οικονομική κρίση, τότε που η χρονιαία αύξηση ήταν 3 %. Η κυριότερη χώρα (κατά το 2011) στην οποία η αύξηση ζήτησης ΦΑ ήταν ιδιαίτερα εμφανής ήταν η Κίνα η οποία με χρονιαία άνοδο ζήτησης κατά 21 % έφθασε τα 130 bcm. Επίσης, αυξημένη ζήτηση παρατηρήθηκε στην Ιαπωνία λόγω των καταστροφών από το σεισμό και το τσουνάμι το οποίο κατέστρεψε σημαντικά το εργοστάσιο της Φουκουσίμα. Αντιθέτως, στην Ευρώπη (κατά το 2011) η ζήτηση του ΦΑ έπεσε κατά 9 % ξεπερνώντας και τα επίπεδα μείωσης του 2009. Ο λόγος φυσικά ήταν η στασιμότητα της βιομηχανίας και οι διάφορες πολιτικές αποφάσεις.[1]



Σχήμα 1.1: Παγκόσμια ζήτηση-κατανάλωση ΦΑ μέχρι και το 2011 (πηγή: IEA publication-“Medium-Term Gas Market Report 2012”)

Η παραγωγή του ΦΑ μέχρι το τέλος του 2011 αυξήθηκε κατά 3% φθάνοντας τα 3375 bcm. Τα 93 bcm αύξησης, συγκρίνοντας με το προηγούμενο έτος, προήλθαν σχεδόν αποκλειστικά από τις ΗΠΑ, τη Ρωσία και το Κατάρ. Η παγκόσμια παραγωγή ΦΑ ξεπέρασε την αντίστοιχη ζήτηση λόγω του ότι η Ευρώπη χρειαζόταν περισσότερο αέριο για να γεμίσει τις σχεδόν άδειες δεξαμενές που διέθετε. Όπως παρουσιάζεται στο σχήμα 1.2 η παραγωγή φυσικού αερίου αυξήθηκε σημαντικά στις χώρες μέλος της OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development, βλέπε παράρτημα I), στις χώρες της Μέσης Ανατολής και στην Ασία. [1]



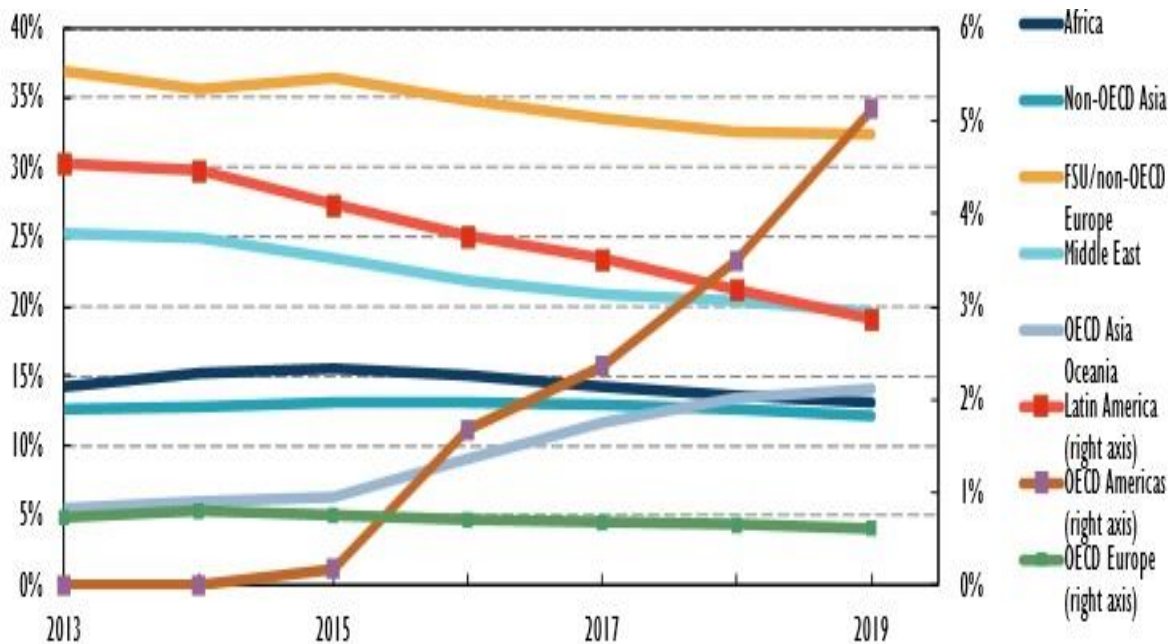
Σχήμα 1.2 : Παγκόσμια παραγωγή ΦΑ ανά περιοχή μέχρι και το 2011 (πηγή: IEA publication- “Medium-Term Gas Market Report 2012”)

1.2.2 Πρόβλεψη για την Παγκόσμια Ζήτηση και Παραγωγή ΦΑ πέρα από το 2014

Έρευνα έτους 2014 του IEA: Medium - Term Gas Market Report 2014 (International Energy Agency)

Σύμφωνα με την έκθεση του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (IEA) για την αγορά φυσικού αερίου το 2014 (Medium- Term Gas Market Report 2014), αναφέρεται ότι η Κίνα θα γνωρίσει, κατά την επόμενη πενταετία, τη δική της «χρυσή εποχή» του φυσικού αερίου. Αυτό θα γίνει χάρη στην αναμενόμενη πολύ υψηλή ζήτηση ΦΑ, παίρνοντας την σκυτάλη από την Βόρειο Αμερική. Η ζήτηση αερίου στην Κίνα ως το 2019 αναμένεται σχεδόν να διπλασιαστεί, αντισταθμίζοντας την μικρή επιβράδυνση που παρατηρείται σε άλλες περιοχές του πλανήτη, αναφέρει η έκθεση του IEA. Επίσης, η ετήσια αυτή έκθεση του Οργανισμού κάνει λόγο για αύξηση κατά 2,2% στην παγκόσμια ζήτηση ως το τέλος της περιόδου πρόβλεψης, ενώ η έκδοση του 2013 προέβλεπε αύξηση 2,4%. [2,3]

Ενώ στην περίπτωση της ζήτησης πρωταγωνιστεί η περιοχή της Ασίας – Ειρηνικού, και ιδιαίτερα η Κίνα, στην αύξηση της προσφοράς για το παγκόσμιο εμπόριο αερίου κυριαρχούν οι ιδιωτικές επενδύσεις Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) Αυστραλίας και Βόρειου Αμερικής. Στην Κίνα, όπου οι ανησυχίες για την ποιότητα του ατμοσφαιρικού αέρα ωθούν την κυβέρνηση να υιοθετήσει σκληρά μέτρα για τη μείωση της ρύπανσης, το αέριο αναδεικνύεται ως ένα σημαντικό μέρος της λύσης. Η ηλεκτροπαραγωγή, η βιομηχανία και οι μεταφορές θα οδηγήσουν τη συνολική κινεζική ζήτηση φυσικού αερίου στα 315 bcm το 2019, μια αύξηση της τάξης του 90% κατά τη διάρκεια της περιόδου των προβλέψεων, σύμφωνα με την έκθεση του ΙΕΑ. Ενώ η Κίνα θα εξακολουθήσει να αποτελεί σημαντικό εισαγωγέα, το ήμισυ της νέας ζήτησης αερίου θα καλυφθεί από εγχώριους πόρους, οι περισσότεροι από τους οποίους θα είναι μη συμβατικοί: η κινεζική παραγωγή προβλέπεται να αυξηθεί κατά 65%, φτάνοντας από τα 117 bcm το 2013 στα 193 bcm το 2019. Σε αντίθεση με τη δυναμική ανάπτυξη που προβλέπεται στην Ασία, η έκθεση «Medium- Term Gas Market Report 2014» περιγράφει μια εκ διαμέτρου διαφορετική εικόνα στην Ευρώπη. Λόγω της αύξησης της ζήτησης χαμηλής ισχύος και την ισχυρή πολιτική στήριξη στις ΑΠΕ, η Ευρωπαϊκή κατανάλωση αερίου δεν θα επιστρέψει κατά τη διάρκεια των επόμενων πέντε ετών στα επίπεδα ρεκόρ του 2010. Επιπλέον, δεν θα υπάρξει ουσιαστική διαφοροποίηση των ευρωπαϊκών προμηθειών φυσικού αερίου μέχρι το τέλος της δεκαετίας, σύμφωνα με την έκθεση. Η έκθεση του ΙΕΑ αναφέρει ότι παρά την αφθονία γεωλογικών πόρων, η Μέση Ανατολή θα δυσκολευτεί να αξιοποιήσει πλήρως το δυναμικό παραγωγής της με ορισμένες χώρες να αντιμετωπίζουν ακόμη και έλλειψη φυσικού αερίου. Ο κύριος λόγος για αυτό είναι οι εξωπραγματικά χαμηλές ρυθμιζόμενες τιμές του φυσικού αερίου που εμποδίζουν επενδύσεις και την ενθάρρυνση της σπατάλης στην κατανάλωση.[2,3]. Στο σχήμα 1.3 παρουσιάζεται η πρόβλεψη εξαγωγής ΦΑ ανά περιφέρεια ως το 2019 με βάση τις εκτιμήσεις του ΙΕΑ.



Σχήμα 1.3 : Εξέλιξη εξαγωγών φυσικού αερίου ανά περιφέρεια ως το 2019 (πηγή: ΙΕΑ, Medium-Term Gas Market Report 2014)

1.3 Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο (ΥΦΑ)

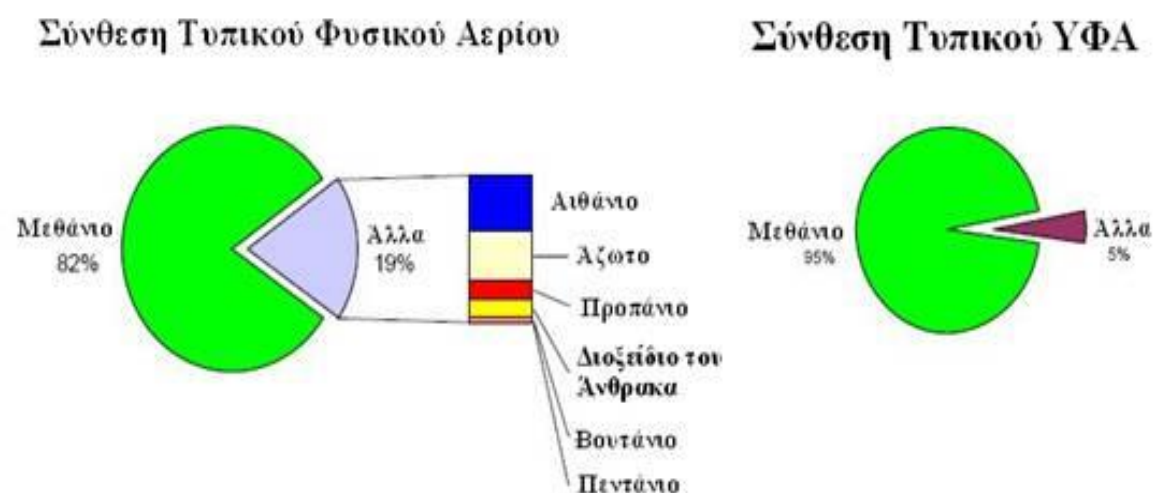
1.3.1 Γενικά για το ΥΦΑ

Το φυσικό αέριο αποτελείται κυρίως από μεθάνιο, αλλά μπορεί επίσης να περιλαμβάνει αιθάνιο, προπάνιο και βαρύτερους υδρογονάνθρακες. Μικρές ποσότητες αζώτου, οξυγόνου, διοξείδιο του άνθρακα, ενώσεις του θείου, καθώς και νερό μπορεί να βρεθούν στο φυσικό αέριο. Το υγροποιημένο φυσικό αέριο είναι φυσικό αέριο που έχει μετατραπεί προσωρινά σε υγρή μορφή για τη διευκόλυνση της αποθήκευσης ή της μεταφοράς του. Είναι άοσμο, άχρωμο, μη τοξικό και μη διαβρωτικό. Κατά την υγροποίηση του ΦΑ ο όγκος του μειώνεται περίπου 600 φορές σε συνθήκες ατμοσφαιρικής πίεσης και θερμοκρασίας περίπου $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$. Επειδή το ΥΦΑ είναι ένα εξαιρετικά ψυχρό υγρό που σχηματίζεται με ψυχτικά μέσα, δεν αποθηκεύεται υπό πίεση. Είναι λανθασμένη η πεποίθηση ότι το ΥΦΑ είναι ένα συμπιεσμένο αέριο.

Πριν από την διαδικασία υγροποίησης απαιτείται ειδική επεξεργασία για την αφαίρεση των προσμείξεων όπως νερό, άζωτο, διοξείδιο του άνθρακα, υδρόθειο και άλλες ενώσεις του θείου. Απομακρύνοντας αυτές τις προσμίξεις, δεν μπορεί να δημιουργηθούν στερεές ουσίες με την ψύξη του φυσικού αερίου. Σαν αποτέλεσμα, το ΥΦΑ περιέχει κυρίως μεθάνιο. Στο σχήμα 1.4 παρουσιάζονται οι τυπικές συνθέσεις ΦΑ και ΥΦΑ.

Η πυκνότητα του υγροποιημένου φυσικού αερίου είναι περίπου 467 γραμμάρια ανά λίτρο, μικρότερη σε σύγκριση με την πυκνότητα του νερού, (η οποία είναι περίπου 994 γραμμάρια ανά λίτρο). Έτσι, αν το ΥΦΑ χυθεί στο νερό, επιπλέει και εξατμίζεται γιατί είναι ελαφρύτερο από το νερό. Οι ατμοί ΥΦΑ από την εξάτμιση είναι εύφλεκτοι και μπορεί να δημιουργήσουν έκρηξη κάτω από ορισμένες συνθήκες. Οι ατμοί ΥΦΑ γίνονται εύφλεκτοι όταν η συγκέντρωσή τους στον αέρα είναι μεταξύ 5% και 15% (κατ'όγκο αέρα). Όταν η συγκέντρωση ατμών ΥΦΑ στο αέρα υπερβαίνει το 15%, δεν μπορεί να συμβεί ανάφλεξη γιατί υπάρχει λίγο οξυγόνο. Όταν η συγκέντρωση ατμών ΥΦΑ στον αέρα είναι κάτω από το 5% (κατώτατο όριο) δεν γίνεται να καούν γιατί είναι πολύ λίγο το φυσικό αέριο.[8]

Σύνθεση Τυπικού Φυσικού Αερίου και ΥΦΑ



Σχήμα 1.4 : Τυπική σύνθεση ΦΑ και ΥΦΑ

Η αγορά του υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ) ιδρύθηκε το 1960. Κατά τη διάρκεια των 50 χρόνων ιστορίας του η αγορά ΥΦΑ αναπτύχθηκε σημαντικά και αυτή η ανάπτυξη αναμένεται να συνεχίσει και στο μέλλον. Η πηγή εξόρυξης του ΦΑ συνήθως βρίσκεται σε απομακρυσμένες περιοχές πολύ πιο μακριά από το σημείο κατανάλωσης του. Για την μεταφορά του στους σταθμούς επεξεργασίας υπάρχουν 2 επιλογές, είτε μεταφορά μέσω αγωγών είτε επί τόπου υγροποίηση και στη συνέχεια μεταφορά μέσω κρυογενικών πλοίων. Η πρώτη περίπτωση είναι εφικτή όταν η περιοχή εξόρυξης ΦΑ και ο καταναλωτής βρίσκονται στην ίδια χώρα ή όταν η πηγή εξόρυξης βρίσκεται κοντά στη στεριά. Κατά τη δεύτερη περίπτωση συνήθως η πηγή ΦΑ και ο καταναλωτής χωρίζονται από ωκεανό, άρα αρχικά το ΦΑ πρέπει να υγροποιηθεί και στη συνέχεια να μεταφερθεί.[6,7]

Νέες τεχνολογίες, που οδηγούν σε βελτιωμένους βαθμούς απόδοσης σε κάθε φάση της αλυσίδας του ΥΦΑ, είναι συνεχώς στο προσκήνιο. Η κύρια αλυσίδα του ΥΦΑ παρουσιάζεται στο σχήμα 1.5, όπου οι 2 βασικές κατηγορίες είναι το τερματικό υγροποίησης του φυσικού αερίου και το τερματικό επαναεριοποίησης του, με ενδιάμεσο σταθμό τη μεταφορά του.



Σχήμα 1.5 : Αλυσίδα ΥΦΑ (πηγή: www.chiyoda-corp.com)

Όπως προαναφέρθηκε η ζήτηση ΦΑ θα ακολουθήσει ανοδική πορεία σύμφωνα με τις ενεργειακές προβλέψεις. Το μεγαλύτερο μέρος αυτής της ζήτησης αναμένεται να καλυφθεί από το ΥΦΑ, ενώ κάποιο ρόλο θα παίξουν και οι νέοι αγωγοί που θα τεθούν σε λειτουργία. Σε αντίθεση με την παραδοσιακή κυριαρχία των κρατικών προμηθευτών, εταιρείες του ιδιωτικού τομέα στην Αυστραλία, τον Καναδά και τις ΗΠΑ παίρνουν το προβάδισμα στην επέκταση του εμπορίου ΥΦΑ, το οποίο αναμένεται να αυξηθεί κατά 40%, φτάνοντας τα 450 billion cubic meters (bcm) ως το 2019. Οι μισές από τις νέες εξαγωγές ΥΦΑ πρόκειται να προέλθουν από την Αυστραλία, ενώ η Βόρειος Αμερική θα έχει ως το 2019 το 8% περίπου του παγκόσμιου εμπορίου στον κλάδο αυτό.[2]

1.3.2 Μεταφορά ΥΦΑ

Το ΥΦΑ μεταφέρεται με κρυογενικά δεξαμενόπλοια που έχουν ειδικό σχεδιασμό έτσι ώστε να μπορούν να χειρίζονται ιδιαίτερα χαμηλή θερμοκρασία. Τα εν λόγω δεξαμενόπλοια διαθέτουν ισχυρή μόνωση για να μπορούν να περιορίζουν την απώλεια υγροποιημένου αερίου λόγω φυσικής εξάτμισής του. Για το λόγο ότι το ΥΦΑ πρέπει να διατηρείται στο σημείο βρασμού του πρέπει αναγκαστικά μια μικρή ποσότητα του να εξατμίζεται από τη δεξαμενή. Αυτή η εξάτμιση συμβαίνει κατά την ψύξη της δεξαμενής,

την αποθήκευση και την διατήρηση σταθερής πίεσης στο εσωτερικό της δεξαμενής . Η άνοδος της θερμοκρασίας αντισταθμίζεται με εξαερισμό του ΥΦΑ από την δεξαμενή αποθήκευσης. Η ανάκτηση του ΥΦΑ που εξατμίζεται φυσικά γίνεται με τη συμπλήρωση των καυσίμων των πλοίων. Σύμφωνα με το World Gas Intelligence (2008), σε ένα τυπικό ταξίδι, εκτιμάται ότι περίπου το 0,1% - 0,25% του φορτίου ΥΦΑ εξατμίζεται κάθε μέρα, ανάλογα με την αποτελεσματικότητα της μόνωσης και την τραχύτητα του ταξιδιού. Σε ένα τυπικό ταξίδι, 20 ημερών μπορεί να εξατμιστεί από το 2% - 6% του συνολικού όγκου του ΥΦΑ. [8]

Τα δεξαμενόπλοια μεταφοράς ΥΦΑ έχουν μήκος μέχρι 300 μέτρα μήκος, 46 μέτρα πλάτος και απαιτούν ένα ελάχιστο βάθος υδάτων 12 μέτρα όταν είναι πλήρως φορτωμένα. Αυτή τη στιγμή υπάρχουν 155 δεξαμενόπλοια συνολικής χωρητικότητας 18 εκατ. κυβ. μέτρων που μεταφέρουν περισσότερο από 120 εκατ. τόνους υγροποιημένου φυσικού αερίου ανά έτος.

- 125 δεξαμενόπλοια με χωρητικότητα πάνω από 120 000 κυβ. μέτρα έκαστο
- 15 δεξαμενόπλοια με χωρητικότητα 50 000-120 000 κυβ. μέτρα έκαστο
- 15 δεξαμενόπλοια με χωρητικότητα κάτω από 50 000 κυβ. μέτρα έκαστο

Οι 3 τύποι δεξαμενόπλοιων ΥΦΑ είναι:

- Σχεδιασμού μεμβράνης (51%) – σχήμα 1.6
- Σφαιρικού σχεδιασμού (44%) – σχήμα 1.7
- Διαρθρωτικού πρισματικού σχεδιασμού



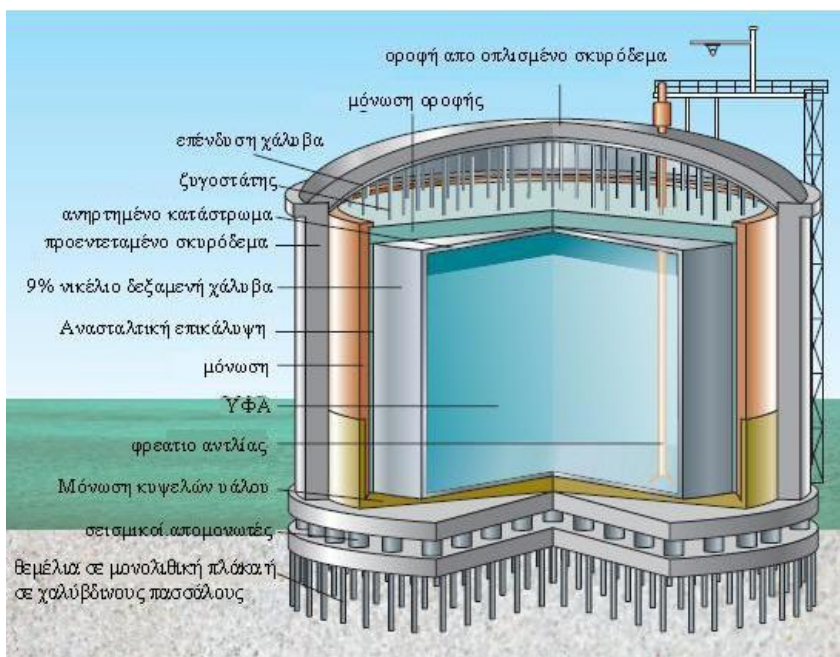
Σχήμα 1.6 : Al Mafyar, το μεγαλύτερο δεξαμενόπλοιο ΥΦΑ τύπου Q-MAX τύπου μεμβράνης με χωρητικότητα 266 000 κυβ. μέτρα, μήκος 345 μ. ,πλάτος 54 μ. (www.lngworldnews.com)



Σχήμα 1.7 : Κρυογενικό δεξαμενόπλοιο τύπου σφαιρικού σχεδιασμού

1.3.3 Αποθήκευση ΥΦΑ

Όταν το ΥΦΑ μεταφερθεί στους τερματικούς σταθμούς, αποθηκεύεται σε μονωμένες δεξαμενές. Οι δεξαμενές αυτές μπορεί να είναι είτε υπόγειες είτε υπέργειες και διατηρούν το ΥΦΑ σε χαμηλή θερμοκρασία. Είναι σημαντικό να απομακρύνεται η φυσική εξάτμιση ΦΑ από τις δεξαμενές έτσι ώστε η πίεση και η θερμοκρασία στο εσωτερικό να μην αυξάνεται. Οι απώλειες εξάτμισης συλλέγονται και χρησιμοποιούνται ως πηγή καυσίμων στην εγκατάσταση. Το ΥΦΑ διατηρείται στην υγρή του κατάσταση σε πολύ χαμηλές θερμοκρασίες της τάξης των $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ και σε συνθήκες ατμοσφαιρικής πίεσης. Στο σχήμα 1.8 παρουσιάζεται μια κρυογονική δεξαμενή ΥΦΑ σε τομή.



Σχήμα 1.8 : Δεξαμενή αποθήκευσης ΥΦΑ σε μερική τομή(πηγή: www.kireas.org/lng)

1.3.4 Κόστος Επένδυσης Αλυσίδας ΥΦΑ

Το συνολικό κόστος επένδυσης που σχετίζεται με την αλυσίδα του ΦΑ μπορεί να διαχωριστεί ως εξής: Αναζήτηση ΦΑ – 15% με 20%, υγροποίηση και φύλαξη – 30% με 45%, μεταφορά του με κρυογενικά δεξαμενόπλοια – 10% με 30% και φύλαξη και επαναεριοποίηση του – 15% με 25%. Το κεφάλαιο επένδυσης για τις δεξαμενές φύλαξης ΥΦΑ σε ένα τερματικό σταθμό αποτελούν το 30% με 50% του συνολικού κεφαλαίου επένδυσης για το σταθμό αυτό και το 5% με 10% από το συνολικό κεφάλαιο επένδυσης της αλυσίδας ΥΦΑ. [4,5]

Η συγκεκριμένη τιμή για το κεφάλαιο επένδυσης ενός τερματικού εξαγωγής ΥΦΑ (export terminal) ήταν 600 US \$/τόνο ΥΦΑ τη δεκαετία του 1980 ενώ για τη δεκαετία του 2000 μειώθηκε σε 200 US \$/τόνο ΥΦΑ. Η τεράστια αυτή διαφορά αποδίδεται στην ανάπτυξη της τεχνολογίας των τελευταίων δεκαετιών και στον τρόπο υγροποίησης του ΦΑ. Το εύρος απόκλισης του συνολικού κεφαλαίου επένδυσης των τερματικών εισαγωγής (import terminal) διαφέρει σημαντικά από τα τερματικά εξαγωγής (export terminal). Για παράδειγμα, το συνολικό κόστος επένδυσης ενός μικρού τερματικού εισαγωγής ΥΦΑ το οποίο κατασκευάστηκε στα μέσα του 1980 είναι περίπου 100 εκατομμύρια δολάρια (100 million US \$), ενώ το κόστος επένδυσης για ένα σύγχρονο σταθμό μεσαίας χωρητικότητας (4 με 8 εκ. τόνους ΥΦΑ/χρόνο) που κατασκευάστηκε πέρα από τη χρονιά 2000 ανέρχεται στα 200 με 300 εκατομμύρια δολάρια. Οι μοντέρνες τεχνολογίες που χρησιμοποιούνται για την επαναεριοποίηση του ΥΦΑ οδηγούν σε μια τεράστια αύξηση του συνολικού κόστους επένδυσης. Η αύξηση αυτή μπορεί να φτάσει τα 400 εκατομμύρια δολάρια για ένα τερματικό εισαγωγής ΥΦΑ (ΗΠΑ, 2009-2010) και πολλές φορές τα 2 δισεκατομμύρια δολάρια όταν πρόκειται για ένα σταθμό τελευταίας τεχνολογίας της Ιαπωνίας (state of the art terminal). [4,5]

Στα μέσα της δεκαετίας του 1990 το κόστος της διαδικασίας υγροποίησης ανερχόταν σε 0.80-1.20 \$/ εκ.Btu, το κόστος μεταφοράς σε 0.40-1.00 \$/εκ.Btu, και το κόστος επαναεριοποίησης και φύλαξης σε 0.30-0.50 \$/ εκ.Btu. Το αποτέλεσμα της σημαντικής βελτίωσης της τεχνολογίας, καθ' όλα τα στάδια της αλυσίδας του ΦΑ, είναι ότι το συνολικό κόστος μεταφοράς του ΥΦΑ μειώθηκε κατά 30% τα τελευταία 20 χρόνια. Κατά τη διάρκεια της τελευταίας δεκαετίας, λόγω ραγδαίας τεχνολογικής ανάπτυξης στον τομέα του ΦΑ, το κόστος υγροποίησης μειώθηκε σε 0.5 \$/ εκ.Btu. Βελτιώσεις στα κρυογενικά δεξαμενόπλοια μεταφοράς ΥΦΑ, στις εγκαταστάσεις και στα τερματικά εισαγωγής ΥΦΑ οδήγησαν στην μείωση κατά 0.1 \$/ εκ.Btu σε όλα τα προαναφερθέντα. Σημειώνεται πως το κόστος ανά μονάδα ενέργειας είναι υψηλότερο για τα τερματικά εισαγωγής παρά για τα τερματικά εξαγωγής ΥΦΑ. Συνεπώς για να μειωθεί το συνολικό κόστος επένδυσης στην αλυσίδα του ΥΦΑ πρέπει να μειωθεί το κόστος της διαδικασίας στο τέλος της αλυσίδας αυτής. [4,5]

1.4 Τερματικά Επαναεριοποίησης ΥΦΑ Παγκοσμίως (LNG import terminals)

Στη λίστα που ακολουθεί καθώς και στο σχήμα 1.9 γίνεται ονομαστική αναφορά των τερματικών επαναεριοποίησης του ΥΦΑ (import terminals) ανά το κόσμο. Στους συγκεκριμένους σταθμούς το ΦΑ εισάγεται σε υγροποιημένη μορφή και στη συνέχεια επαναεριοποιείται και αποστέλλεται στα εθνικά δίκτυα μέσω αγωγών. Σήμερα, υπάρχουν 130 τερματικά εισαγωγής ΥΦΑ σε όλο το κόσμο, εκ το οποίων τα περισσότερα από αυτά βρίσκονται στην Ιαπωνία, Κίνα και ΗΠΑ. Στην παρούσα διπλωματική εργασία γίνεται

μελέτη βελτιστοποίησης του βαθμού απόδοσης σταθμού εισαγωγής ΥΦΑ και γι' αυτό το λόγο η καταγραφή σταθμών υγροποίησης ΦΑ (export terminals) δεν είναι αναγκαία.

Τερματικά εισαγωγής ΥΦΑ: [9-20]

Εντός Ευρώπης

Βέλγιο

- Zeebrugge, Fluxys

Γαλλία

- Fos-sur-Mer, Elengy
- Montoir, Elengy
- Fos Cavaou, Fosmax LNG

Ελλάδα

- Revithoussa LNG Terminal, DEPA

Ιταλία

- Adriatic LNG, ExxonMobil, Qatar Petroleum, Edison SpA (offshore of Porto Viro, Porto Levante (area), Rovigo)
- Panigaglia Terminal, Gnl Italia, Snam, località Portovenere, La Spezia

Ολλανδία

- Gate terminal, Rotterdam, opened September 2011

Πορτογαλλία

- Sines LNG Terminal, REN

Ισπανία

- Barcelona (Enagas)
- Bilbao (Bahia de Bizkaia, including Enagas, Ente Vasco de la Energia and RREEF)
- Huelva (Enagás)
- Sagunto, Valencia (consortium including Iberdrola, Unión Fenosa and Endesa)
- Cartagena (Enagás)
- Ferrol (consortium including Unión Fenosa and Endesa)
- Gijón (Enagás, 2012)

Ηνωμένο Βασίλειο

- South Hook LNG, Milford Haven, South Wales
- Dragon LNG terminal, Milford Haven, South Wales
- Grain LNG, Isle of Grain, Kent
- Canvey LNG, Thames Road, Essex
- Gasport Teesside, Middlebrough

Εκτός Ευρώπης

Ιαπωνία

- Περιοχή Tahoka και Hokkaido
 - Shin Minato LNG terminal, Sendai Gas, 0.08M m³, opened 1997
 - Hachinohe LNG terminal (Re-shipment), Nippon Oil, 0.04M m³, opened 2006
 - Hakodate LNG terminal (Re-shipment), opened 2006
- Περιοχή Chubut
 - Higashi Niigata LNG terminal, Tohoku Electric, 0.72M m³, opened 1984
 - Sodexho LNG terminal, Shimizu LNG and Shizuoka Gas, 0.177M m³, opened 1996
 - Chita Kyodo LNG terminal, Chubu Electric and Toho Gas, 0.3M m³, opened 1977
 - Chita LNG terminal, Chita LNG, Chubu Electric and Toho Gas, 0.64M m³, opened 1983
 - Yokkaichi LNG Centre, Toho Gas, 0.32M m³, opened 1987
 - Yokkaichi Works LNG terminal, Chubu Electric, 0.16M m³, opened 1991
 - Kawagoe LNG terminal, Chubu Electric, 0.48M m³, opened 1997
 - Chita Midorihama LNG terminal, Toho Gas, 0.2M m³, opened 2001
 - Joetsu LNG terminal, Inpex, 0.36M m³, due to open 2014
- Περιοχή Kantō
 - Futtsu LNG terminal, Tokyo Electric, 0.86M m³, opened 1985
 - Sodegaura LNG terminal, Tokyo Electric and Tokyo Gas, 2.66M m³, opened 1973
 - Higashi Ohgishima LNG terminal, Tokyo Electric, 0.54M m³, opened 1984
 - Ohgishima LNG terminal, Tokyo Gas, 0.6M m³, opened 1998
 - Negishi LNG terminal, Tokyo Electric and Tokyo Gas, 1.25M m³, opened 1969
- Περιοχή Kansai
 - Senboku 1 LNG terminal, Osaka Gas, 0.18M m³, opened 1972
 - Senboku 2 LNG terminal, Osaka Gas, 1.51M m³, opened 1972
 - Himeji LNG terminal, Osaka Gas, 0.52M m³, opened 1977
 - Himeji Joint LNG terminal, Osaka Gas and Kansai Electric, 1.44M m³, opened 1984
 - Sakai LNG terminal, Sakai LNG and Kansai Electric and Iwatani Corporation and Cosmo Oil, opened 2010
- Περιοχή Shikoku
 - Sakaide LNG terminal, Shikoku Electric Power, 0.4M m³, opened 2010
- Περιοχή Chūgoku

- Hatsukaichi LNG terminal, Hiroshima Gas, 0.17M m³, opened 1996
- Yanai LNG terminal, Chugoku Electric Power, 0.48M m³, opened 1990
- Mizushima LNG terminal, Mizushima LNG and Chugoku Electric Power and Nippon Oil, 0.16M m³, opened 2006

➤ Περιοχή Kyūshū και Okinawa

- Ōita LNG terminal, Oita LNG and Kyushu Electric Power and Kyushu Oil and Oita Gas, 0.46M m³, opened 1990
- Tobata LNG terminal, Kitakyushu LNG and Kyushu Electric Power and Nippon Steel, 0.48M m³, opened 1997
- Fukuoka LNG terminal, Seibu Gas, 0.07M m³, opened 1993
- Kagoshima LNG terminal, Kagoshima Gas, 0.036M m³, opened 1996
- Nagasaki LNG terminal, Seibu Gas, 0.035M m³, opened 2003
- Nakagusuku LNG terminal, Okinawa Electric Power, 0.7M m³, opened 2010

Κίνα

- Dapeng LNG Terminal, Shenzhen, Guangdong province
- Fujian LNG Terminal, Putian, Fujian province
- Shanghai LNG Terminal, Yangshan Port, Shanghai
- Dalian LNG Terminal, Dalian, Liaoning province
- Ningbo LNG Terminal, Ningbo, Zhejiang province
- Rudong LNG Terminal, Nantong, Jiangsu province
- Tangshan LNG Terminal, Caofeidian, Hebei province
- Tianjin LNG Terminal, Tianjin
- Zhuhai LNG Terminal, Zhuhai, Guangdong province
- Qingdao LNG Terminal, Jiaonan, Shandong province
- Shenzhen LNG Terminal, Shenzhen, Guangdong province
- Hainan LNG Terminal, Yangpu Economic Development Zone, Hainan
- Guangxi LNG Terminal, Beihai, Guangxi

ΗΠΑ και Πουέρτο Ρίκο

- Dominion Cove Point LNG, LP, Lusby, Maryland - (Dominion Resources)
- Southern LNG, Elba Island, Georgia - (El Paso Energy)
- Trunkline LNG, Lake Charles, Louisiana - (Trunkline LNG Company, LLC)
- EcoEléctrica, Punta Guyanilla, Puerto Rico
- Golden Pass LNG, rural Jefferson County, Texas - (Golden Pass LNG)
- Sabine Pass LNG, rural Cameron Parish, Louisiana - (Cheniere Energy, Inc.)
- Cameron LNG, rural Cameron Parish, Louisiana - (Sempra Energy)
- Freeport LNG, Freeport, Texas - (Freeport LNG Development, LP)
- Everett Marine Terminal, Everett, Massachusetts - (Distrigas of Massachusetts LLC)
- Gulf LNG, Pascagoula, Mississippi - (El Paso)

- Gulf Gateway Deepwater Port, Gulf of Mexico - (Excelerate Energy LLC)
- Northeast Gateway Deepwater Port, offshore from Gloucester, Massachusetts, licensed by the US Department of Transportation, Maritime Administration (Marad)
- Neptune LNG, offshore from Gloucester, Massachusetts, licensed by the US Department of Transportation, Maritime Administration (Marad)

Βραζιλία

- Pecém, Guanabara Bay
- Rio FSRU

Καναδάς

- Canaport LNG, Saint John, NB

Χιλή

- Chile, Quintero
- Chile, Mejillones

Ινδία

- RGPPL LNG Terminal, Maharashtra, 5 MMTPA (Integrated with its own Power Plant)
- Dahej Terminal, Petronet LNG Ltd, Gujarat
- Hazira Terminal, Shell Ltd, Gujarat
- Petronet LNG, Kochi

Μεξικό

- Costa Azul LNG 14 miles (23 km) north of Ensenada, Mexico, Sempra Energy, opened May 2008, first one on West Coast of North America.
- Altamira LNG near Tampico, Mexico, Shell, opened August 2006
- Manzanillo LNG in Manzanillo, Colima, Mexico, Mitsui + Korea Gas + Samsung, opened 2011

Σιγκαπούρη

- Singapore LNG Terminal. Commenced commercial operation on Q2 2013

Νότιος Κορέα

- Pyeongtaek, KOGAS
- Incheon, KOGAS
- Tongyeong, KOGAS
- Gwangyang, POSCO

Ταϊβάν

- Taichung LNG Terminal, Taichung, Taiwan
- Yong'an LNG Terminal, Kaohsiung, Taiwan

Ταϊλάνδη

- Map Ta Phut LNG Terminal Phase 1: 2 x 160,000 m³ for Tanks Capacity, PTT and EGAT Phase 2: extra tanks (same size). Phase 1 Completed & Commenced Commercial Operation Date in 2011 (First commissioning by LNG vessel on May 2011.)

Τουρκία

- Marmara Ereğlisi, BOTAS
- Aliaga, EGEGAZ



Σχήμα 1.9 : Παγκόσμιος χάρτης όπου σημειώνονται με αστερίσκο οι θέσεις των κυριότερων τερματικών εισαγωγής ΥΦΑ (πηγή : LNG INSIGHT, WORLD LNG IMPORTERS- Cartography: Petroleum Economist Cartographic Services)

2 Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου Ρεβυθούσας

2.1 Γενικά για το Σταθμό Ρεβυθούσας

Ο Σταθμός είναι εγκατεστημένος στη νήσο Ρεβυθούσα, 500 μέτρα περίπου από την ακτή της Αγίας Τριάδας, στον κόλπο Πάχης Μεγάρων, 45 χλμ. δυτικά της Αθήνας. Ο Τερματικός Σταθμός ΥΦΑ Ρεβυθούσας είναι το σημείο εισόδου ΥΦΑ στο Ελληνικό σύστημα φυσικού αερίου και αποτελεί μια από τις σημαντικότερες υποδομές της Ελλάδας. Σήμερα σε όλο το χώρο της Μεσογείου και της Ευρώπης υπάρχουν 13 αντίστοιχοι σταθμοί ΥΦΑ.

Ο Σταθμός ΥΦΑ σχεδιάστηκε και λειτουργεί, σύμφωνα με τις αυστηρότερες προδιαγραφές ασφαλείας τόσο για τους εργαζομένους στο νησί όσο και για τους κατοίκους των γύρω περιοχών. Η τεχνολογία επεξεργασίας του ΥΦΑ που χρησιμοποιείται είναι φιλική προς το περιβάλλον και τηρείται αυστηρά η Ελληνική και Ευρωπαϊκή νομοθεσία. Η διατήρηση των υψηλών προδιαγραφών ασφαλείας και σεβασμού προς το περιβάλλον ελέγχονται και πιστοποιούνται διαρκώς από ανεξάρτητους φορείς, καθώς ο σταθμός είναι πιστοποιημένος κατά τα πρότυπα OHSAS 18001 και ISO 14001. Ο Τερματικός Σταθμός ΥΦΑ του ΔΕΣΦΑ αποτελεί ένα σπουδαίο ενεργειακό κεφάλαιο για την Ελλάδα, αφού παρέχει ασφάλεια ενεργειακής τροφοδοσίας, λειτουργική ευελιξία στο σύστημα μεταφοράς και αυξημένη δυνατότητα κάλυψης αιχμακτών απαιτήσεων της αγοράς ΦΑ. Το νησί της Ρεβυθούσας παρουσιάζεται στο σχήμα 2.1 παρακάτω. [21]



Σχήμα 2.1: Φωτογραφία Τερματικού Σταθμού ΥΦΑ νήσου Ρεβυθούσας
(πηγή: www.lngworldnews.com)

2.2 Λειτουργία και Βασικός Εξοπλισμός του Σταθμού

Η εγκατάσταση έχει τη δυνατότητα για:

- Μεταφορά ΥΦΑ από δεξαμενόπλοια στις δεξαμενές του τερματικού
- Αποθήκευση του ΥΦΑ
- Ανάκτηση του ΦΑ λόγω φυσικής εξάτμισης του ΥΦΑ στις δεξαμενές
- Αεριοποίηση του ΥΦΑ
- Διατήρηση αποθέματος ΥΦΑ στις δεξαμενές (λόγω αναμενόμενων καθυστερήσεων των πλοίων κτλ.)
- Εξαγωγή του ΦΑ στο Ελληνικό σύστημα μετάδοσης ΦΑ (ΕΣΜΦΑ)

Αποφόρτωση πλοίου ΥΦΑ

Μετά από την ψύξη των μηχανικών βραχιόνων για την εισαγωγή του ΥΦΑ σε αυτούς, το ΥΦΑ μεταφέρεται στη στεριά από τις αντλίες του πλοίου. Ο τερματικός σταθμός της Ρεβυθούσας έχει τη δυνατότητα αποφόρτωσης ενός πλοίου κάθε φορά. Το σύστημα αποφόρτωσης του σταθμού περιλαμβάνει 4 μηχανικούς βραχίονες στην προβλήτα του (jetty area). Πιο συγκεκριμένα, υπάρχουν 3 βραχίονες μεταφοράς ΥΦΑ (Z-3101 A/B/C), 1 βραχίονας επιστροφής ΦΑ (Z-3102) και σωληνώσεις μεταφοράς του ΥΦΑ στις δεξαμενές αποθήκευσης με μέγιστο ρυθμό αποφόρτωσης τα 7250 m³ ΥΦΑ/ ώρα. Κατά τη διάρκεια αποφόρτωσης του πλοίου μερικό από το ΦΑ που παράγεται επιστρέφεται στις δεξαμενές του πλοίου μέσω του βραχίονα επιστροφής ΦΑ για να διατηρείται θετική πίεση στις δεξαμενές του.

Αποθήκευση ΥΦΑ

Για την αποθήκευση του ΥΦΑ ο σταθμός διαθέτει 2 κρυογενικές δεξαμενές των 65 000 m³ έκαστη. Οι συγκεκριμένες δεξαμενές χρησιμεύουν στην προσωρινή φύλαξη του ΥΦΑ πριν από την επαναεριοποίηση και εξαγωγή του στο Ελληνικό σύστημα μετάδοσης ΦΑ (gas grid). Το ΥΦΑ φυλάσσεται στο σημείο βρασμού του δηλαδή στους 110 K και σε περίπου ατμοσφαιρική πίεση. Κατά τη φυσική του εξάτμιση στις δεξαμενές παράγεται μεθάνιο και άζωτο και για λόγους ασφαλείας και διατήρησης σταθερής πίεσης αυτή η εξάτμιση απομακρύνεται και ανακτάται.

Σύστημα ανάκτησης ΦΑ

Το σύστημα ανάκτησης ΦΑ περιλαμβάνει 3 κρυογενικούς συμπιεστές παλινδρόμησης, τον επανασυμπυκνωτή και το κατάλληλο σύστημα σωλήνωσης. Ο επανασυμπυκνωτής είναι ένα τύμπανο πίεσης με εσωτερικό ειδικό σχεδιασμό έτσι ώστε να επαναυγροποιά το ΦΑ από τις δεξαμενές σε άμεση επαφή με κρύο ΥΦΑ.

Αντλίες χαμηλής και υψηλής πίεσης

Για να μεταφερθεί ΥΦΑ έξω από τις 2 δεξαμενές αποθήκευσης χρησιμοποιούνται 8 αντλίες χαμηλής πίεσης (low pressure pumps – J-3201 A/B/C/D/E/F/G/H). Αυτές οι αντλίες τροφοδοτούν τον επανασυμπυκνωτή η εναλλακτικά σε μεγάλους ρυθμούς αεριοποίησης απευθείας τις αντλίες υψηλής πίεσης (J-3101 A/B, J-3102 A/B, J-3103 A/B). Ο επανασυμπυκνωτής είναι επίσης τύμπανο αναρρόφησης για τις αντλίες υψηλής πίεσης.

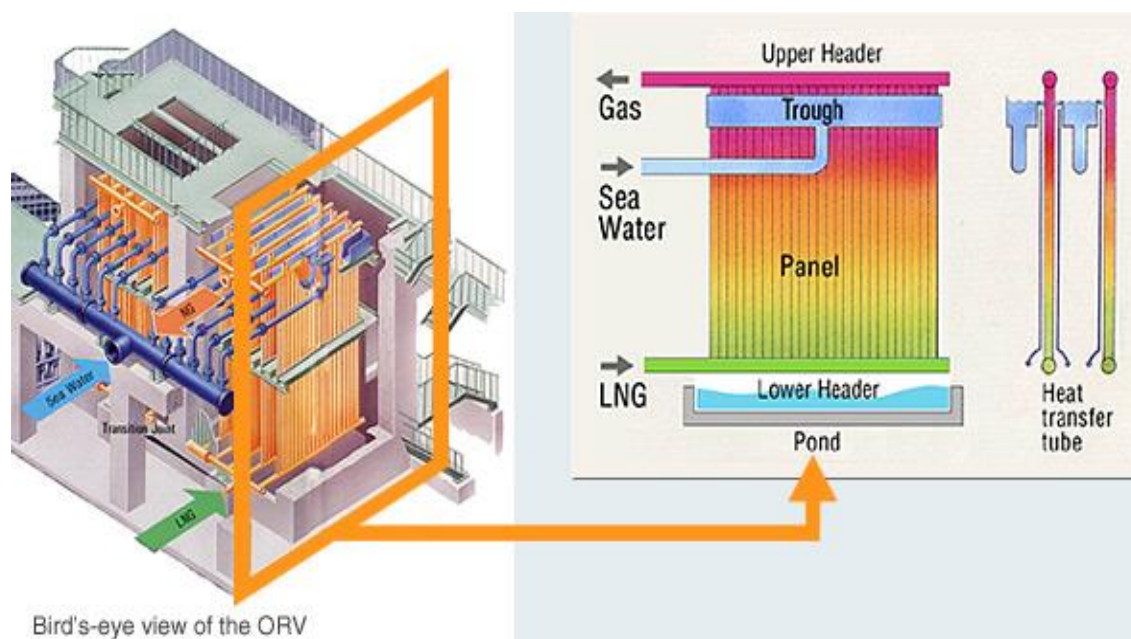
Οι 6 αντλίες υψηλής πίεσης αυξάνουν την πίεση του ΥΦΑ σε επαρκή επίπεδο έτσι ώστε να είναι πιο εύκολη η αεριοποίηση του και το στέλνουν στο δίκτυο του ΦΑ (gas grid).

Αεριοποιητές ΥΦΑ

Οι αεριοποιητές M-3101 A/B/C , M-3102 A/B/C/D είναι κρυογενικοί εναλλάκτες θερμότητας με χωρητικότητα συναλλαγής θερμότητας επαρκή για συνεχή επαναεριοποίηση ΥΦΑ. Επίσης, αυξάνουν τη θερμότητα του ΦΑ στους +3.5 °C πριν αυτό εισαχθεί στο Ελληνικό δίκτυο ΦΑ. Στο θερματικό σταθμό ΥΦΑ της Ρεβυθούσας υπάρχουν 2 ειδών αεριοποιητές, οι ανοικτού τύπου (θαλασσινού νερού) και οι καύσης ΦΑ.

- Αεριοποιητές ανοικτού τύπου θαλασσινού νερού – Open Rack Vaporizers (ORVs)

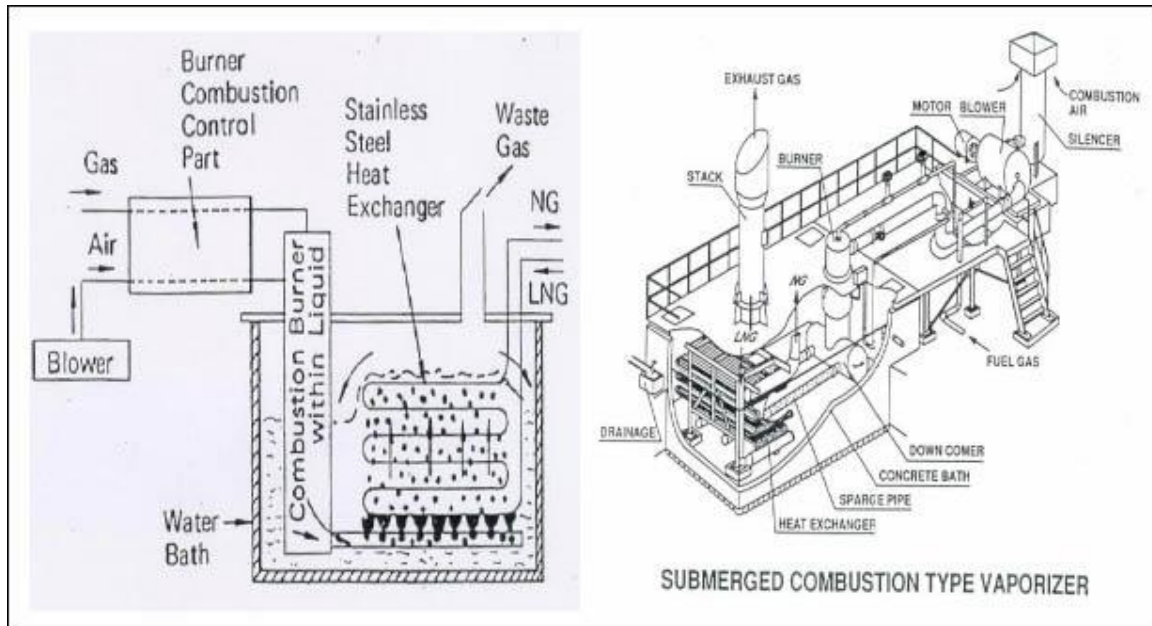
Ο αεριοποιητής ανοικτού τύπου είναι ένας εναλλάκτες θερμότητας ο οποίος επαναεριοποιά το ΥΦΑ μέσω επαφής του σωλήνα ΥΦΑ και του θαλασσινού νερού. Όπως παρουσιάζεται και στο σχήμα 2.2 το ΥΦΑ εισέρχεται στους σωλήνες του αεριοποιητή από κάτω προς τα πάνω και το στρώμα θαλασσινού νερού πέφτει από τον πάνω χώρο συγκέντρωσης του προς τα κάτω. Η μεγάλη διαφορά θερμοκρασίας μεταξύ του νερού και του ΥΦΑ είναι αυτή που χρειάζεται για την επαναεριοποίηση του. Πιο συγκεκριμένα, το θαλασσινό νερο περνά ενδιάμεσα αλουμινένιων πολλαπλών σωλήνων ΥΦΑ και καταλήγει χαμηλά σε ένα αυλάκι περισυλλογής του πριν να καταλήξει πίσω στη θάλασσα. Επίσης, πριν από την εισαγωγή του στους αεριοποιητές ανοικτού τύπου το θαλασσινό νερό περνά από διάφορα φίλτρα για τον καθαρισμό του και την αποφυγή φθοράς των αεριοποιητών και των αντλιών της λεκάνης στο κάτω μέρος. Τέλος, αξίζει να σημειωθεί ότι στη λεκάνη εισαγωγής θαλασσινού νερού προστίθεται χλωρίνη για την αποφυγή ανάπτυξης θαλάσσιας ζώης στο σύστημα.[22]



Σχήμα 2.2: Αεριοποιητής ανοικτού τύπου θαλασσινού νερού – Open Rack Vaporizer (πηγή: www.Tokyo-gas.com)

➤ Αεριοποιητές καύσης ΦΑ – Submerged Combustion Vaporizers (SCVs)

Οι συγκεκριμένοι αεριοποιητές είναι εναλλάκτες θερμότητας οι οποίοι καίνε ΦΑ, το οποίο προμηθεύονται από την ροή εξόδου ΦΑ προς το δίκτυο. Τα θερμά καυσαέρια της καύσης ζεσταίνουν το νερο στο οποίο βρίσκονται οι σωλήνες του ΥΦΑ. Η λειτουργία τους δηλαδή είναι παρόμοια με τη λειτουργία ενός λέβητα ΦΑ. Οι αεριοποιητές καύσης ΦΑ έχουν υψηλό κόστος λειτουργίας αλλά έχουν το πλεονέκτημα ότι είναι μικρότεροι από τους ανοικτού τύπου και έχουν υψηλό βαθμό απόδοσης (>95%). Στο σχήμα 2.3 παρουσιάζεται ένας αεριοποιητής καύσης ΦΑ.



Σχήμα 2.3 : Αεριοποιητής Καύσης ΦΑ – Submerged Combustion Vaporizer
(πηγή: www.Tokyo-gas.com)

Αγωγοί μεταφοράς ΦΑ

Δυο υποθαλάσσιοι αγωγοί ΦΑ (2 X 24’'), μήκους 510 μ. και 620 μ. ενώνονται με τον αγωγό εξόδου ΦΑ του τερματικού ΥΦΑ και τον μετρητικό σταθμό της Αγίας Τριάδας ο οποίος είναι το σημείο εισόδου του Ελληνικού συστήματος μετάδοσης ΦΑ.[23]

2.3 Δυνατότητα Τερματικού Σταθμού για Αεριοποίηση ΥΦΑ

- Παρατεταμένος μέγιστος ρυθμός εξόδου ΦΑ: 1000 m³ΥΦΑ/ώρα (sustained maximum send out rate-SMSR). Με άλλα λόγια είναι ο μέγιστος συνεχόμενος ρυθμός αεριοποίησης ΥΦΑ.
- Μέγιστος ρυθμός εξόδου ΦΑ: 1250 m³ΥΦΑ/ώρα (peak send out rate) .
- Ελάχιστος ρυθμός εξόδου ΦΑ: 85 m³ΥΦΑ/ώρα.
- Χροναίος μέσος ορός ρυθμού εξόδου ΦΑ: 365 μέρες X 24 ώρες X 1000 m³ΥΦΑ/ώρα.[23]

2.4 Χωρητικότητα Βασικού Εξοπλισμού του Σταθμού

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η χωρητικότητα καθώς και η πίεση λειτουργίας για το βασικό εξοπλισμό του σταθμού:

Περιγραφή	Κωδικός	Χωρητικότητα	Πίεση λειτουργίας
Αντλίες Χαμηλής Πίεσης (Low Pressure Pumps)	J-3201 A/B/C/D/E/F/G/H	200 m ³ ΥΦΑ/ ώρα (η κάθε μια)	12 barg
Αντλίες Υψηλής πίεσης (High Pressure Pumps)	J-3101 A/B	120 m ³ ΥΦΑ /ώρα (η κάθε μια)	82 barg
	J-3102 A/B	220 m ³ ΥΦΑ/ ώρα (η κάθε μια)	82 barg
	J-3103 A/B	300 m ³ ΥΦΑ/ ώρα (η κάθε μια)	82 barg
Αεριοποιητές θαλασσινού νερού (Open Rack Vaporizers-ORV)	M-3101 A/B	125 m ³ ΥΦΑ/ ώρα (ο κάθε ένας)	26-64 barg
	M-3101 C	381 m ³ ΥΦΑ/ ώρα (ο κάθε ένας)	26-64 barg
Αεριοποιητές καύσης ΦΑ (Submerged Combustion Vaporizers-SCV)	M-3102 A/B	125 m ³ ΥΦΑ/ ώρα (ο κάθε ένας)	26-64 barg
	M-3102 C/D	190 m ³ ΥΦΑ/ ώρα (ο κάθε ένας)	26-64 barg
Κρυογενικοί συμπιεστές ανάκτησης ΦΑ	V-3101 A/B/C	4800 Kg/ ώρα (ο κάθε ένας)	100 mbarg-7 barg
Αντλίες θαλασσινού νερού	J-4101 A/B/S	2035 m ³ / ώρα (η κάθε μια)	6 barg
	J-4102 A/B/S	3035 m ³ / ώρα (η κάθε μια)	6 barg

Πίνακας 2.1: Χωρητικότητα εξοπλισμού τερματικού ΥΦΑ Ρεβυθούσας [23]

2.5 Μονάδα Συμπαγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ)

Η Μονάδα Συμπαγωγής υψηλού βαθμού απόδοσης (>87%) λειτουργεί από το 2009 παρέχοντας την απαραίτητη ηλεκτρική ενέργεια στον τερματικό ΥΦΑ. Οι 2 MEK (16 κύλινδροι τύπου V, ΦΑ) είναι ενωμένες με 2 γεννήτριες που παράγουν 6,5 MW ηλεκτρικής ισχύος (στα 600 volts) η κάθε μια. Η κάθε γεννήτρια μπορεί να δουλέψει μονή της ή σε συνδυασμό με την άλλη για να παρέχει ηλεκτρικό ρεύμα στο σταθμό και να προσφέρει υψηλή αξιοπιστία στην διαδικασία της αεριοποίησης. Επίσης, κάθε γεννήτρια ή και 2 μαζί μπορούν να συγχρονιστούν και να τεθούν σε παράλληλη σύνδεση με το εθνικό ηλεκτρικό

δίκτυο. Σε περίπτωση απώλειας ηλεκτρικής ισχύος (απώλειας επίσης ηλεκτρικού δικτύου), η απαραίτητη ηλεκτρική ισχύς, για να επανεκκινήσουν όλα τα βοηθητικά του σταθμού, παρέχεται από 2 βοηθητικές γεννήτριες πετρελαίου (Emergency Diesel Generators-EDG) 2 MVA η κάθε μια στα 6000 volts. Η μονάδα ηλεκτρικής ισχύος (συμπαραγωγής ηλεκτρισμού-θερμότητας) και οι γεννήτριες επείγουσας ανάγκης διαβεβαιώνουν την απόλυτη ανεξαρτησία του σταθμού σε ηλεκτρική ισχύ. Ο ΔΕΣΦΑ συμμετέχει στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας και στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, με την πώληση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας στο Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), αποφέροντας στην εταιρεία επιπλέον έσοδα. Επιπλέον με την ηλεκτρική ενέργεια, η μονάδα συμπαραγωγής παρέχει υψηλή θερμότητα στο τερματικό ΥΦΑ για αεριοποίηση του ΥΦΑ. Η ανάκτηση θερμότητας από τα καυσαέρια των μηχανών συμπαραγωγής και το νερό ψύξης των MEK παρέχουν σχεδόν 13 MW θερμικής ισχύος στο τερματικό ΥΦΑ. Το σύστημα ανάκτησης θερμότητας περιλαμβάνει ένα ημίκλειστο κύκλωμα ζεστού νερού το οποίο περιέχει αντλίες και εναλλάκτες θερμότητας. Το ζεστό νερό μεταφέρεται στους αεριοποιητές καύσης ΦΑ (SCVs) για την επανααεριοποίηση του ΥΦΑ.[23]

2.6 Σταδιακή Αναβάθμιση Τερματικού Σταθμού ΥΦΑ Ρεβυθούσας

Ο τερματικός σταθμός ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα πέρασε από διάφορα στάδια αναβάθμισης με σκοπό την βελτίωση του βαθμού απόδοσης του και την εξοικονόμηση ενέργειας. Τον Οκτώβριο του 2007, ο Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ) πραγματοποίησε την 1^η φάση αναβάθμισης του σταθμού αυξάνοντας τη ποσότητα παραλαβής ΥΦΑ και τη δυνατότητα αεριοποίησής του. Ως αποτέλεσμα αυτού, ο σταθμός μπορεί πλέον να υποδέχεται μεγαλύτερα δεξαμενόπλοια (LNG tankers) και να αποθηκεύει άμεσα και αποτελεσματικά διπλάσιες ποσότητες υγροποιημένου φυσικού αερίου. Η δυναμικότητα αεριοποίησης τριπλασιάστηκε από 271 κ.μ. ΥΦΑ/ώρα σε 1.000 κ.μ. ΥΦΑ/ώρα και ως αποτέλεσμα ο σταθμός τροφοδοτεί το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς με 5,2 – 5,3 δις. κ.μ. ΦΑ ετησίως. Η παραπάνω επένδυση χαρακτηρίστηκε ως η σημαντικότερη επένδυση των τελευταίων χρόνων για την ενεργειακή υποδομή της Ελλάδας.[21,22]

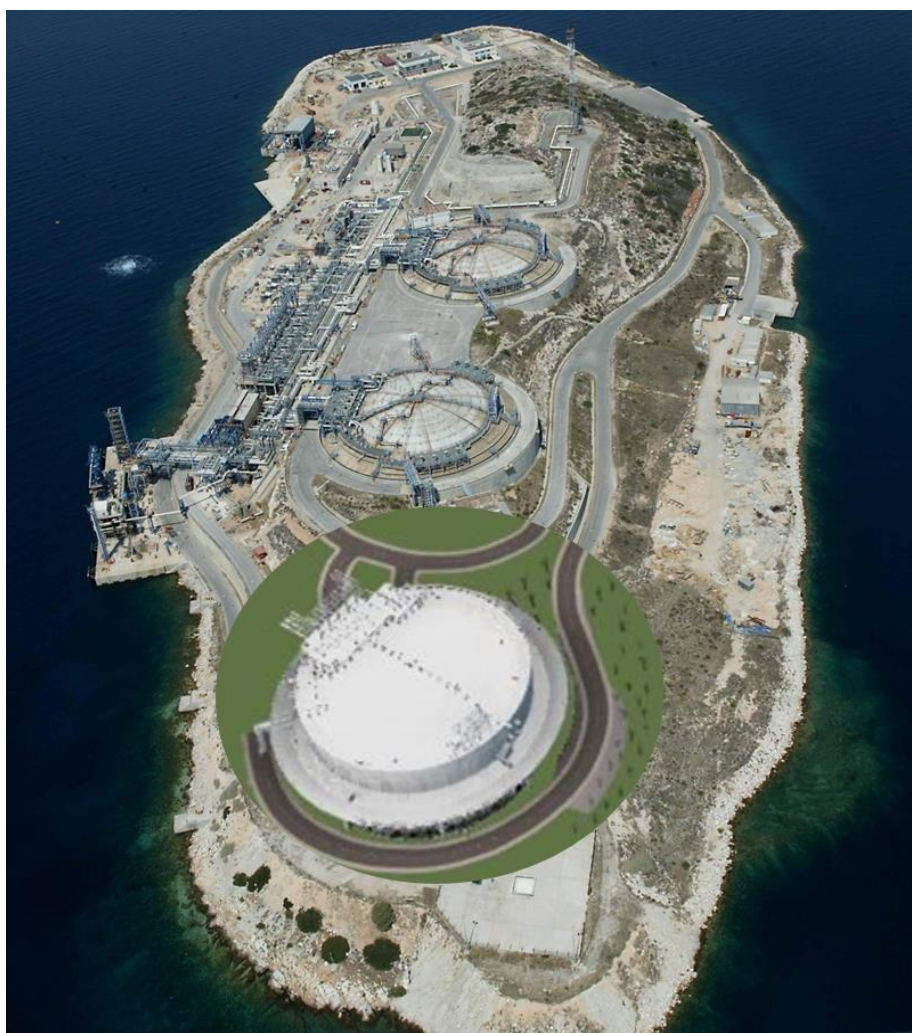
Κατά τη 2^η μελλοντική φάση αναβάθμισης του Σταθμού ΥΦΑ Ρεβυθούσας (πέρα από το 2014) ο ΔΕΣΦΑ ολοκλήρωσε τη μελέτη σκοπιμότητας για την κατασκευή 3^{ης} δεξαμενής αποθήκευσης ΥΦΑ. Η τρίτη δεξαμενή χωρητικότητας 95.000 κ.μ ΥΦΑ θα ενισχύσει τη συνολική αποθηκευτική ικανότητα του Σταθμού από 130.000 κ.μ. ΥΦΑ σε 225.000 κ.μ. ΥΦΑ. Αυτό θα γίνει με παράλληλη αύξηση της δυναμικότητας αεριοποίησης του σταθμού από 1.000 κ.μ. που είναι σήμερα σε 1.400 κ.μ. ΥΦΑ την ώρα. Στο σχήμα 2.4 παρουσιάζεται γραφικά η κατασκευή της 3^{ης} δεξαμενής του σταθμού και η τοποθέτηση της στο νησί.

Όπως αναφέρθηκε και πιο πάνω η αναβάθμιση του τερματικού εισαγωγής ΥΦΑ (import terminal) στη νήσο Ρεβυθούσα συνδέεται άμεσα με την εξοικονόμηση ενέργειας. Το ΥΦΑ στους 110K διαθέτει αρκετά υψηλή κρύα εξέργεια πέραν της υψηλής ποιότητας χημικής ενέργειας (ως καύσιμο). Κατά την επανααεριοποίηση του ΥΦΑ, στους αεριοποιητές που διαθέτει ο σταθμός, μεγάλο ποσοστό αυτής της κρύας εξέργειας χάνεται στο περιβάλλον. Με την εκμετάλλευση της εξέργειας του ΥΦΑ, ο σταθμός θα λειτουργεί πλέον με βελτιωμένη ενεργειακή απόδοση και θα έχει καλύτερη περιβαλλοντική συμπεριφορά.

Επίσης, με την αναβάθμιση του τερματικού ΥΦΑ της Ρεβυθούσας σε υπερσύγχρονο σταθμό (state of the art import terminal) θα παράγεται ηλεκτρική ενέργεια.

Οι τρόποι με τους οποίους παράγεται ηλεκτρική ενέργεια με την εκμετάλλευση της κρύας εξέργειας του ΥΦΑ, αλλά και οι συγκεκριμένες εφαρμογές που θα αναπτυχθούν για ένα τερματικό ΥΦΑ της δυναμικότητας της Ρεβυθούσας, αναπτύσσονται αναλυτικά στο κεφάλαιο 3. Επίσης, στο κεφάλαιο 4 πραγματοποιείται η μελέτη σεναρίων κατά τα οποία η αναβάθμιση του σταθμού γίνεται με τρόπο ο οποίος εκμεταλλεύεται και την εξέργεια του ΥΦΑ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Άρα, και στο σταθμό ΥΦΑ Ρεβυθούσας, η 2^η φάση αναβάθμισης μπορεί να συνδυαστεί με σύγχρονες μεθόδους αεριοποίησης οι οποίες χρησιμοποιούνται κυρίως στην Ιαπωνία αλλά και σε άλλες χώρες οι οποίες χρειάζονται μεγάλα ποσά αεριοποίησης ΦΑ.

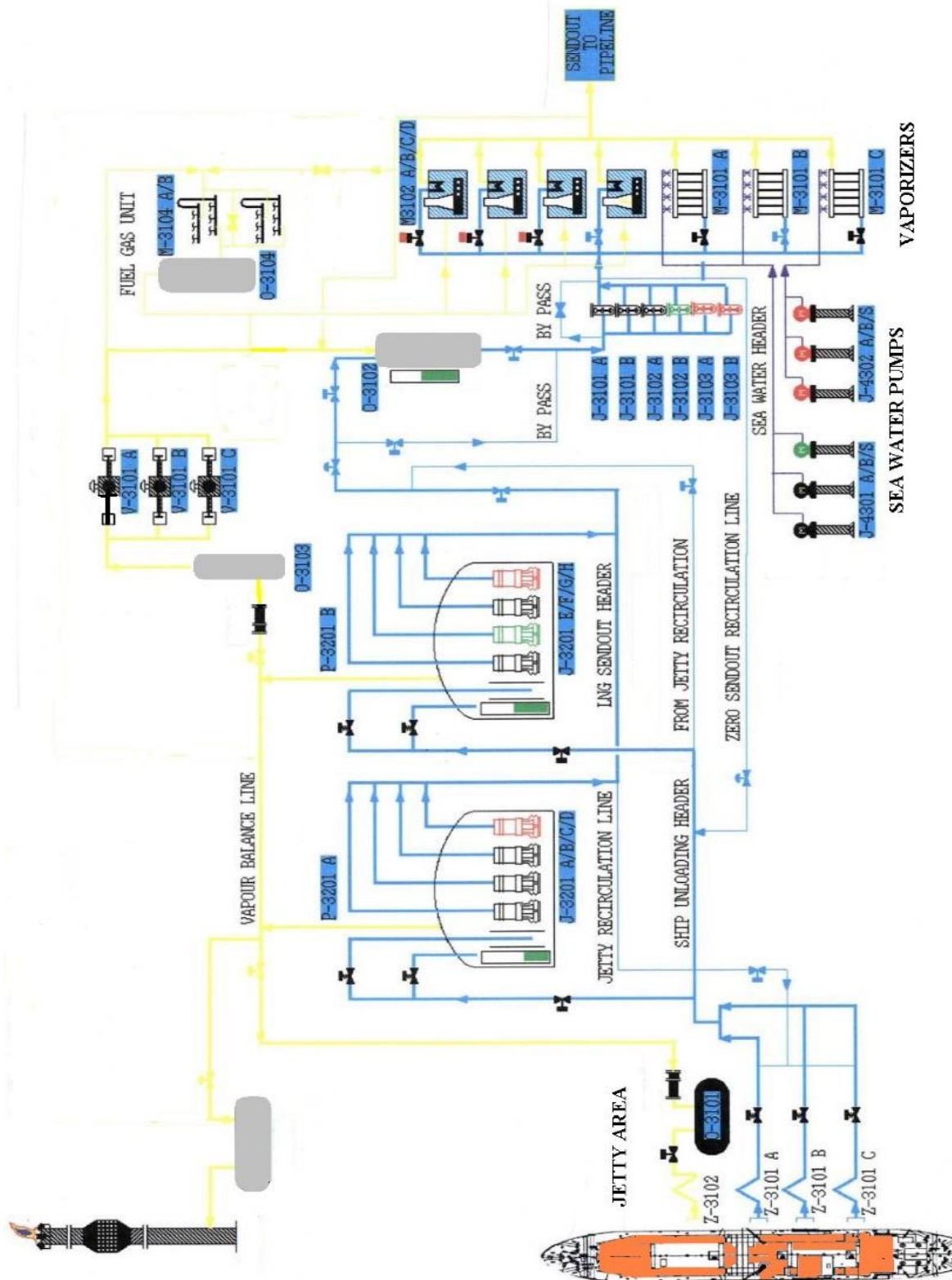
Η παγκόσμια κλιματική αλλαγή, η καταστροφή της φύσης και των οικοσυστημάτων της, η ραγδαία αύξηση των ασθενειών λόγω κακής ποιότητας ατμοσφαιρικού αέρα και η αυξημένη συγκέντρωση ρύπων στην ατμόσφαιρα είναι οι κυριότεροι λόγοι που επιβάλλουν την εκμετάλλευση της διαθέσιμης ενέργειας και την αναβάθμιση του σταθμού.



Σχήμα 2.4: Αναβάθμιση Τερματικού Σταθμού Ρεβυθούσας με 3^η δεξαμενή αποθήκευσης ΥΦΑ
(πηγή: www.jpg-avex.gr)

2.7 Μονογραμμικό Διάγραμμα Εγκατάστασης ΥΦΑ Ρεβυθούσας

Στο παρακάτω διάγραμμα του σταθμού σημειώνεται με κίτρινο χρώμα η ροή του φυσικού αερίου και με μπλε χρώμα η ροή του υγροποιημένου φυσικού αερίου.

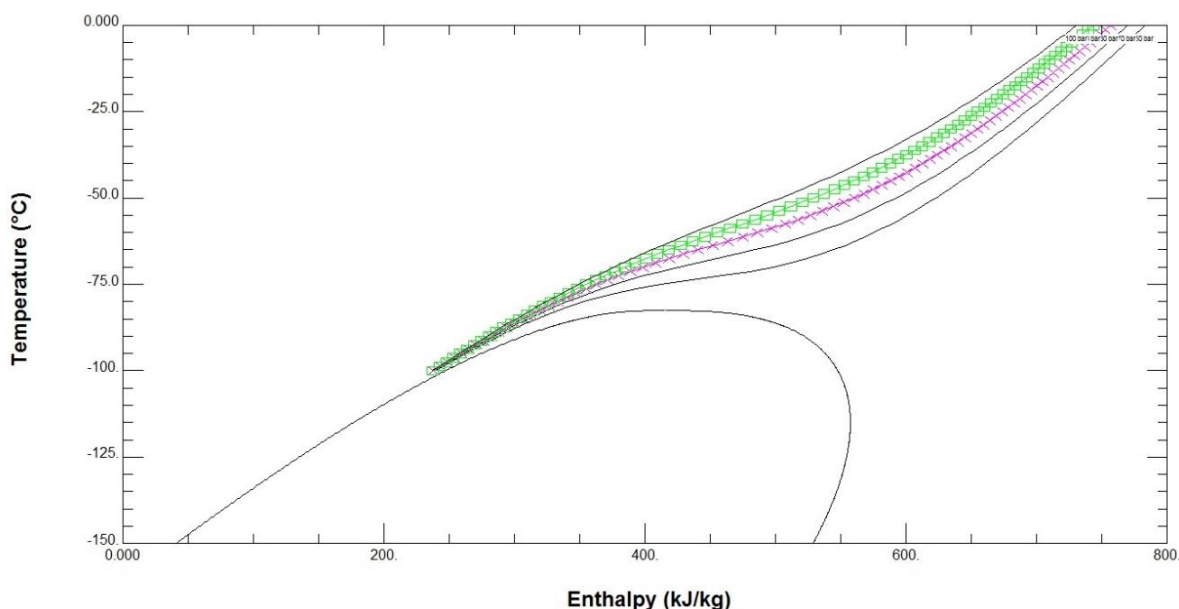


Σχήμα 2.5 : Μονογραμμικό Διάγραμμα Τερματικού Σταθμού Ρεβυθούσας με κωδικοποίηση του βασικού εξοπλισμού [23]

3 Ανάκτηση Κρύου από ΥΦΑ και Υπερσύγχρονοι Τερματικοί Σταθμοί ΥΦΑ

3.1 Διάγραμμα Ενθαλπίας ΥΦΑ

Το ΥΦΑ παράγεται μέσω ψύξης του ΦΑ στους $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ σε ατμοσφαιρική πίεση. Κατ' ακρίβεια η υγροποίηση του ΦΑ είναι μια διαδικασία η οποία απαιτεί αρκετά μεγάλη κατανάλωση ενέργειας και εκτιμάται ότι για να παραχθεί ένας τόνος ΥΦΑ καταναλώνονται περίπου 380 KWh ηλεκτρικής ενέργειας. Όταν το ΥΦΑ επαναεριοποιείται σε θερμοκρασία περιβάλλοντος (περίπου $20\text{ }^{\circ}\text{C}$), λόγω μεγάλης θερμοκρασιακής διαφοράς αποδίδεται 'κρύα' ενέργεια της τάξης των 864 KJ/Kg . [24]. Όλες οι πληροφορίες που χρειάζονται για να βρεθούν οι ποσότητες του κρύου το οποίο απελευθερώνεται μεταξύ 2 θερμοκρασιακών επιπέδων, ζεσταίνοντας το ΥΦΑ σε μια συγκεκριμένη-δοσμένη πίεση δίνονται από ένα διάγραμμα ενθαλπίας. Τέτοιο διάγραμμα μας επιτρέπει να ξέρουμε αμέσως, απλά διαβάζοντας το, την ποσότητα ενέργειας H (KJ/Kg) που είναι διαθέσιμη στη μορφή κρύου ενδιάμεσα σε όρια θερμοκρασιών T (ανά μονάδα μάζας ΥΦΑ). Επίσης, αυτό το διάγραμμα υπάρχει για καθαρό μεθάνιο αλλά είναι εφικτό να σχεδιαστεί παρόμοιο διάγραμμα για τη πραγματική σύσταση του ΥΦΑ από τη σύνθεση του. Αυτό δεν είναι απαραίτητο όταν γίνεται η μελέτη για συγκεκριμένο σταθμό αφού οι διαφορές δεν είναι σημαντικές όταν το άζωτο ή ένας βαρύς υδρογονάνθρακας δεν είναι αμελητέα ποσότητα στο ΥΦΑ. Παρόλα αυτά, σε αυτή τη διπλωματική εργασία χρησιμοποιείται επακριβώς η σύσταση του Αλγερινού ΥΦΑ το οποίο εισάγεται στο τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας. Η μορφή του διαγράμματος T - H παρουσιάζεται στο σχήμα 3.1 όπου με πράσινο χρώμα και τετράγωνα είναι η ισοβαρής καμπύλη των 90 bar και με ροζ χρώμα και συμβολισμό X αυτή των 80 bar .



Σχήμα 3.1: Διάγραμμα Θερμοκρασίας – Ενθαλπίας ΥΦΑ ,σχεδίαση με τη βοήθεια του προγράμματος REFPROP 9.0

Από τον ορισμό της ενθαλπίας έχουμε:

$$H = U + PV \quad (3.1)$$

όπου:

H = Ενθαλπία

U = Εσωτερική Ενέργεια

P = Πίεση (του συστήματος που υπολογίζουμε – 1 κιλό ΥΦΑ)

V = Όγκος (του συστήματος που υπολογίζουμε – 1 κιλό ΥΦΑ)

Παραγωγίζοντας την εξίσωση της ενθαλπίας:

$$dH = dU + PdV + VdP \quad (3.2)$$

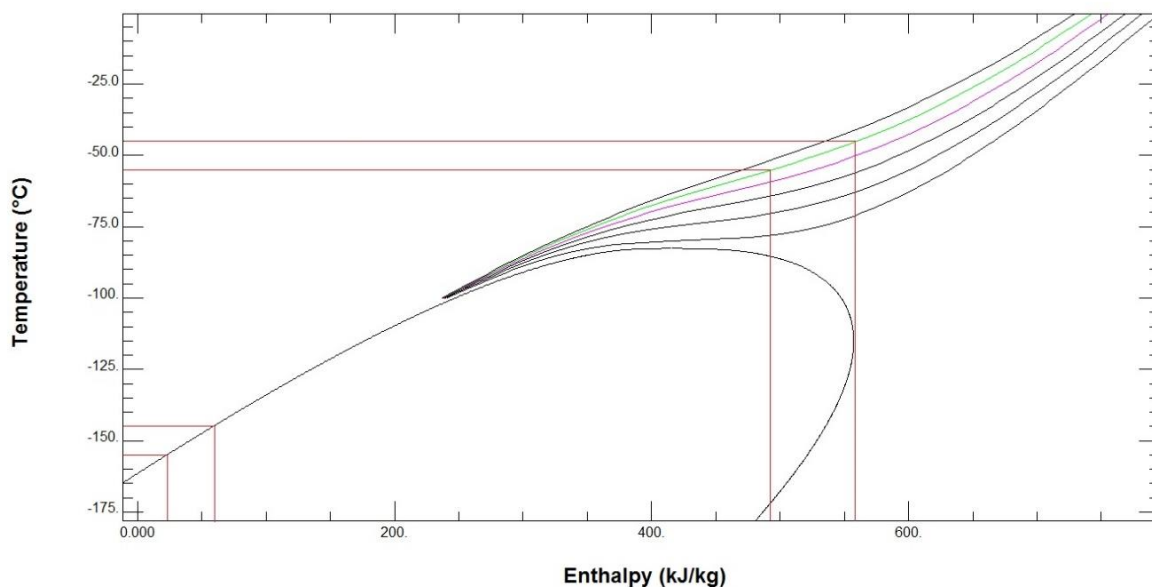
Όταν το ΥΦΑ αεριοποιείται υπό σταθερή πίεση $dP = 0$ άρα:

$$dH = dU + PdV \quad (3.3)$$

Εφαρμόζοντας την αρχή της ισότητας μεταξύ έργου και θερμότητας, μπορούμε να δούμε ότι ο ορός $dU + PdV$ εκπροσωπεί την θερμότητα dQ , η οποία συναλλάσσεται μεταξύ του συστήματος μας (1 κιλό ΥΦΑ) και του περιβάλλοντος, η οποία είναι επίσης η ποσότητα της ενέργειας που απελευθερώνεται ως κρύο από την θέρμανση του ΥΦΑ κατά ΔT .

Από το διάγραμμα της ενθαλπίας έχουμε:

Η μεταβολή της ενθαλπίας δεν είναι γραμμική. Η ποσότητα του διαθέσιμου κρύου είναι μέγιστη στους περίπου -50 με -60 °C. Σε αυτή τη θερμοκρασία, έχουμε περισσότερο κρύο από το διπλάσιο και από αυτό των χαμηλών θερμοκρασιών (περίπου -150 °C) και από αυτό του τέλους της αεριοποίησης (περίπου 0 °C). Αυτό διακρίνεται εύκολα στο σχήμα 3.2 όπου παρουσιάζονται 2 διάφορες ενθαλπίας ΔH . Στις θερμοκρασίες -45 με -55 °C (σημείο καμπής) έχουμε μεγαλύτερη μεταβολή ΔH από αυτή των θερμοκρασιών -145 με -155 °C.



Σχήμα 3.2: Διάγραμμα Θερμοκρασίας – Ενθαλπίας ΥΦΑ με μεταβολές ΔH , σχεδίαση με τη βοήθεια του προγράμματος REFPROP 9.0

Η συνολική ποσότητα κρύου που απελευθερώνεται από την αεριοποίηση του ΥΦΑ μπορεί να ποικίλει ανάλογα με τη σύνθεση του ΥΦΑ. Επιπλέον, πάντοτε είναι μικρότερη από αυτή του καθαρού μεθανίου. Ο τελευταίος παράγοντας που επιδρά σημαντικά στην

ποσότητα ανάκτησης κρύου είναι η πίεση του ΥΦΑ στο σύστημα ανάκτησης κρύου, δηλαδή στον εναλλάκτη θερμότητας. Η ποσότητα κρύου είναι μεγαλύτερη όταν η πίεση του ΥΦΑ είναι μεγαλύτερη, με άλλα λόγια η θερμότητα που χρειάζεται για να αεριοποιηθεί το ΥΦΑ είναι λιγότερη όταν είναι σε μεγαλύτερη πίεση.

3.2 ‘Ενέργεια Υψηλού Βαθμού’ – Εξέργεια

Η διαδικασία αξιοποίησης του κρύου του ΥΦΑ χωρίζεται σε 2 κυρίες κατηγορίες:

Η πρώτη είναι αυτή στην οποία το κρύο χρησιμοποιείται άμεσα χωρίς μετατροπή για να κρυσώσει ένα άλλο υλικό, με απλή μεταφορά θερμότητας. Για παράδειγμα, η περίπτωση μιας κρύας αποθήκης, στην οποία η ατμόσφαιρα της κρυώνει από το ΥΦΑ με εναλλάκτες θερμότητας (πιθανά με ένα υγρό μεταφοράς θερμότητας μεταξύ του ΥΦΑ και της ατμοσφαιράς της αποθήκης, ο στόχος είναι η μεταφορά θερμότητας από την αποθήκη στο ΥΦΑ).

Η δεύτερη κατηγορία είναι αυτή κατά την οποία το κρύο μετατρέπεται σε έργο χρησιμοποιώντας ένα θερμοδυναμικό κύκλο. Για παράδειγμα, η χρησιμοποίηση του κρύου του ΥΦΑ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτή την περίπτωση, το κρύο μετατρέπεται σε μηχανικό έργο μέσω τουρμπίνας και στη συνέχεια σε ηλεκτρικό έργο μέσω γεννήτριας. Είναι γνωστό ότι σε αυτή τη δεύτερη κατηγορία δεν είναι δυνατόν να μετατρέψουμε ολοκληρωτικά την θερμότητα σε έργο, λόγω περιορισμών που συνδέονται με τον 2^ο θερμοδυναμικό νόμο, ο οποίος περιορίζει την ποσότητα του κρύου που μπορεί να ανακτηθεί από 1 Joule θερμότητας. Η ενθαλπία δεν λαμβάνει υπόψη της αυτή τη διαφορά της φύσης μεταξύ έργου και θερμότητας. Για αυτό το λόγο και σε αυτή τη συγκεκριμένη περίπτωση είναι ενδιαφέρον να χρησιμοποιηθεί η **Εξέργεια**, η οποία εκφράζει την ιδέα του ισοδύναμου έργου (ή της ‘ενέργειας υψηλού βαθμού’) με την εναλλαγή θερμότητας. Το ισοδύναμο έργο σε μια συναλλαγή θερμότητας dQ θερμοκρασίας T είναι εξ’ ορισμού αυτό που θα παίξει ρόλο σε έναν ιδανικό κύκλο, έργο μεταξύ μιας θέρμης πηγής (περιβάλλοντος) θερμοκρασίας T_0 , στην οποία συναλλάσσεται θερμότητα dQ , και μιας κρύας πηγής (ΥΦΑ) θερμοκρασίας T . Διαφορετικά, η Εξέργεια που εξέρχεται από ένα σύστημα (OUTPUT EXERGY) είναι η ποσότητα του μέγιστου έργου που μπορεί να χρησιμοποιηθεί ως μετατροπή από θερμότητα (κρύο) σε έργο. Αυτός είναι και ο ορισμός που χρειάζεται για την κατανόηση των θερμοδυναμικών κύκλων που αναλύονται στη συνέχεια της παρούσας διπλωματικής εργασίας για την εκμετάλλευση του κρύου από το ΥΦΑ.

Θερμοδυναμική ανάλυση:

Αρχική κατάσταση ΥΦΑ: T_s, P_s (κατάσταση αποθήκευσης)

Κατάσταση ισορροπίας ΥΦΑ: T_0, P_0 (τελική ατμοσφαιρική κατάσταση)

Από την εξίσωση διατήρησης ενέργειας παίρνουμε το μέγιστο δυνατό έργο δηλαδή την εξέργεια του ΥΦΑ.

$$\text{Exergy} = dW_{\max} = dQ - dH = T_0 \cdot ds - dH \quad (3.4)$$

Ολοκληρώνοντας την εξίσωση (3.4) από κατάσταση s σε o έχουμε:

$$\text{Exergy} = (h - h_0) + T_0 \cdot (S_0 - S) = \quad (3.5)$$

$$= C_p \cdot (T_s - T_o) + T_o \int_{T_s}^{T_o} \frac{dQ}{T} - T_o \cdot R \int_{P_s}^{P_o} \frac{dp}{p} \quad (3.6)$$

Όπου οι 2 πρώτοι οροί της εξίσωσης είναι συναρτήσεις της θερμοκρασίας και ο τελευταίος όρος είναι συνάρτηση της πίεσης.[25]

Διαμόρφωση και συνέχεια της ενεργειακής ροής του κρύου:

Η αεριοποίηση του ΥΦΑ και η έξοδος του προς το δίκτυο ΦΑ και συνεπώς η ροή του κρύου, είναι συνήθως θέμα των ημερήσιων ή και των ωριαίων αλλαγών. Αυτό είναι εμφανές με ένα τερματικό το οποίο στέλνει το αέριο του απευθείας σε ένα δίκτυο διανομής, έχοντας μικρή αποθηκευτική χωρητικότητα ή προς άλλους σταθμούς με μεγάλα μεταβλητά φορτία. Αυτή είναι και η περίπτωση των Ιαπωνικών τερματικών. Μπορεί όμως να υπάρχουν μεγάλες μεταβολές και στους σταθμούς των οποίων η λειτουργία θεωρείται σταθερή και "βασικού φορτίου". Περιορισμοί συνδεδεμένοι με την λειτουργία του δικτύου μεταφοράς ή με του τερματικού, συνήθως δεν επιτρέπουν τη συνεχή ροή του ΦΑ. Άλλοι λόγοι που επηρεάζουν την ποσότητα της παραγωγής ΦΑ ή και το εντελώς κλείσιμο του σταθμού είναι οι εξής:

- Προγραμματισμένο κλείσιμο για συντήρηση του σταθμού
- Τεχνικά προβλήματα στο τερματικό
- Περιστατικά πέραν του τερματικού όπως τα δεξαμενόπλοια, άλλοι σταθμοί κτλ.
- Κίνδυνοι στη θάλασσα και οι καιρικές συνθήκες
- Περιπτώσεις απολύτου ανάγκης όπως απεργίες, αναβολές στη πώληση ΦΑ λόγω συμφερόντων, σοβαρά ατυχήματα κτλ.

Όλα τα παραπάνω στοιχεία πρέπει να ληφθούν υπόψη με μεγάλη προσοχή σε μια έρευνα αξιοποίησης του κρύου από το ΥΦΑ.[25]

3.3 Εφαρμογές Αξιοποίησης του Κρύου από το ΥΦΑ

Στο παρελθόν, το μεγαλύτερο μέρος του ΥΦΑ αεριοποιείτο μέσω της θερμικής ενέργειας του θαλασσινού νερού, αποδίδοντας τεράστια κρύα ενέργεια χωρίς όμως αυτή να χρησιμοποιείτε. Εκτός από την εξοικονόμηση ενέργειας, η αξιοποίηση του κρύου από το ΥΦΑ μπορεί να επιφέρει χαμηλότερο λειτουργικό κόστος και κόστος κεφαλαίου του τερματικού εισαγωγής. Πρωτοπόρος στην εκμετάλλευση του κρύου από το ΥΦΑ ήταν η Ιαπωνία στις αρχές τις δεκαετίας του 1980. Όπως προαναφέρθηκε η χρήση του κρύου διαιρείται σε 2 μεγάλες κατηγορίες, αυτής της άμεσης χρησιμοποίησης του κρύου και αυτής της έμμεσης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Εφαρμογές εκμετάλλευσης του κρύου από το ΥΦΑ παρουσιάζονται στη συνέχεια.

Διαχωρισμός αέρα (air separation):

Μια εγκατάσταση διαχωρισμού αέρα είναι μια ελκυστική επιλογή εάν υπάρχει αρκετή ζήτηση για τα βιομηχανικά αέρια που παράγονται, δηλαδή το οξυγόνο, το άζωτο και το αργό. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, για μια τέτοια ενσωμάτωση στην εγκατάσταση, θα είναι αρκετά μικρότερη σε σύγκριση με μια εγκατάσταση διαχωρισμού αέρα η οποία είναι ανεξάρτητη λόγω του ότι η κρύα εξέργεια του ΥΦΑ είδη υπάρχει. Θα υπάρξει ακόμη μείωση του κόστους κεφαλαίου αν και μερικό από αυτό το κεφάλαιο θα αντισταθμιστεί από την πρόσθετη εγκατάσταση μαζί με τον τερματικό ΥΦΑ. Η πίεση του ΥΦΑ είναι σημαντική παράμετρος γιατί μικρότερη πίεση σημαίνει μικρότερη

θερμοκρασία και συνεπώς απαιτείται καλύτερη ποιότητα ψύξης. Σύμφωνα με τον πίνακα 3.1, ανάλογα με την πίεση και την ποσότητα του ΥΦΑ που χρησιμοποιείται (tones per hour-trph), αλλάζει και η ποσότητα του υγρού που παράγεται (kg/h). Για παράδειγμα, εάν η πίεση αεριοποίησης του ΥΦΑ είναι μεγαλύτερη των 80 bar τότε εκτιμάται ότι περίπου 150 kg υδροποιημένου αέρα θα παράγονται για κάθε τόνο ΥΦΑ. Η τυπική ηλεκτρική κατανάλωση σε μια εγκατάσταση υδροποίησης αέρα, χρησιμοποιώντας κρύο από το ΥΦΑ, είναι λιγότερη από 50% της ηλεκτρικής ενέργειας η οποία θα χρησιμοποιείτο χωρίς την ψύξη ΥΦΑ.[26]

Παραγωγή Υγρού, kg/h			Χρησιμοποίηση ΥΦΑ και Πίεση		Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας
Οξυγόνο	Άζωτο	Αργό	tph	Bars	KW
10 000	3 750	270	8	1	7 900
10 700	9 375	270	23	29.6	8 790
8 570	7 500	180	34.5	9.4/5.4	6 050
8 570	5 000	220	26	9	5 770

Πίνακας 3.1: Τυπικές ποσότητες διαχωρισμού - υδροποίησης αέρα χρησιμοποιώντας το κρύο του ΥΦΑ[26]

Υδροποίηση Διοξειδίου του Άνθρακα, Κλιματισμός Χώρου και Ψύξη Τροφίμων (Liquid Carbon Dioxide, Air Conditioning and Food Freezing):

Αυτές οι διαδικασίες απαιτούν σχετικά μέτριες ποσότητες ψύξης, ειδικά εάν αυτές οι ποσότητες συγκριθούν με την κλίμακα ψύξης η οποία είναι διαθέσιμη σε ένα τερματικό ΥΦΑ βασικού φορτίου. Τυπικές τιμές παρουσιάζονται στον πίνακα 3.2.

Εφαρμογή	Χρησιμοποίηση ΥΦΑ, tph	Χωρητικότητα/ Σχόλια
100 τόνους/ημέρα παραγωγής υγρού CO ₂ , αγνότητα προϊόντος 99.99%	4	Κατανάλωση ηλ.ισχυος: 430 KW, Μείωση κόστους σε σχέση με ανεξάρτητο σταθμό υδροποίησης: CO ₂ : 50% σε ηλεκτρισμό και 10% στη κατασκευή του σταθμού
Κλιματισμός Χώρου	2.5	Φορτίο ψύξης: 800 KW
Αποθήκη Ψύξης τροφίμων	4	Χωρητικότητα αποθήκης: 12000 τόνους

Πίνακας 3.2: Τυπική Χρησιμοποίηση ΥΦΑ για εφαρμογές μικρής κλίμακας (πηγή: Yoshikawa et al, LNG-6 Conference, Session 2, 1980)

Είναι φανερό ότι αυτές οι εφαρμογές χρησιμοποιούν μικρές ποσότητες ΥΦΑ σε σχέση με την διαδικασία αεριοποίησης του ΥΦΑ σε ένα τερματικό σταθμό βασικού φορτίου. Εκτός από κάποιες ειδικές περιπτώσεις, η πραγματοποίηση των παραπάνω μελετών δεν είναι δύσκολο να πραγματοποιηθεί. Τα βασικά ζητήματα που υπάρχουν στην αρχή μιας

τέτοιας μελέτης είναι η ακρίβεια των υλικών και η διατήρηση της ασφαλούς λειτουργίας του σταθμού.

Ψύξη Αέρα Εισόδου του Αεριοστρόβιλου Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας: (Inlet Air Cooling for Power Generation Gas Turbine)

Με την έλευση των αεριοστρόβιλων συνδυασμένου κύκλου, οι τερματικοί σταθμοί εισαγωγής ΥΦΑ έχουν στόχο, πέραν από την αεριοποίηση του ΥΦΑ, την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Σε πολλές περιπτώσεις η εγκατάσταση του αεριοστρόβιλου - γεννήτριας βρίσκεται κοντά στην διαδικασία αεριοποίησης του ΥΦΑ. Χρησιμοποιώντας το κρύο από το ΥΦΑ, ως μέσο για να κρυώσει ο αέρας εισαγωγής στον αεριοστρόβιλο, παρατηρείται ότι ο στρόβιλος αποδίδει μεγαλύτερη ισχύ στην έξοδο του. Αυτό συμβαίνει διότι ο κρύος αέρας έχει μικρότερη πυκνότητα από τον ζεστό αέρα με αποτέλεσμα να εισέρχεται περισσότερος αέρας σε συγκεκριμένο όγκο (συμπιεστή) της μηχανής. Αυτό με τη σειρά του αυξάνει την ισχύ στην έξοδο του στρόβιλου και βελτιώνει τη διαδικασία της καύσης και το συνολικό βαθμό απόδοσης της μηχανής. Μελέτες έδειξαν ότι μειώνοντας τη θερμοκρασία του αέρα εισόδου κατά 1 βαθμό κελσίου αυξάνεται η αποδιδόμενη ισχύς κατά 0.5 %.

Φυσικά, αυτή η αύξηση ισχύος πρέπει να μελετηθεί σε σχέση με το συνολικό κόστος επένδυσης για την αναβάθμιση της εγκατάστασης. Συνήθως, η ψύξη του αέρα εισόδου είναι μια ελκυστική επιλογή για τις περιοχές όπου η θερμοκρασία περιβάλλοντος είναι πολύ υψηλή και σπάνια πέφτει κάτω από 20 °C. Με την ψύξη του αέρα εισόδου στο συμπιεστή του αεριοστρόβιλου και με την αύξηση της ισχύος στο στρόβιλο, είναι φυσικό επακόλουθο να αυξηθεί και η ποσότητα καυσίμου που χρησιμοποιείται για να διατηρηθούν οι συνθήκες της καύσης. Για να σχεδιαστεί ένα τέτοιο σύστημα πρέπει να ληφθούν υπόψη οι ανάγκες και των δυο πλευρών, δηλαδή και του τερματικού υγροποίησης ΦΑ αλλά και της εγκατάστασης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Μια ενσωμάτωση συστήματος ψύξης αέρα εισόδου στον τερματικό ΥΦΑ μπορεί μεν να επιφέρει μεγαλύτερα ποσά ηλεκτρικής ενέργειας αλλά ταυτόχρονα αυξάνει και το κόστος του σταθμού. Για να υπάρχει κέρδος για το σταθμό και για να γίνει απόσβεση αυτής της επένδυσης πρέπει η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται να πωλείται στο εθνικό δίκτυο της χώρας. Η ιδανική περίπτωση θα ήταν να παράγεται ηλεκτρική ενέργεια σε καθημερινή βάση, δηλαδή με άλλα λόγια ο σταθμός ΥΦΑ να είναι βασικού φορτίου. Για την ανάλυση ενός συστήματος εισαγωγής κρύου αέρα στην είσοδο του αεριοστρόβιλου πρέπει ο κατασκευαστής - ερευνητής να κάνει κάποιες προκαταρκτικές προμελέτες όπως:

- Η συλλογή κλιματολογικών και θερμοκρασιακών δεδομένων κατά τη διάρκεια του έτους από μια μετεωρολογική υπηρεσία. Επίσης, πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη προσοχή στην υγρασία του αέρα. Με αυτά τα στοιχεία η επένδυση θα έχει μεγαλύτερα ποσοστά επαλήθευσης των αρχικών προβλέψεων.
- Η μελέτη μηνιαίου ρυθμού εξόδου ΥΦΑ και ηλεκτρικής ενέργειας από το σταθμό.
- Η μελέτη μέγιστου ρυθμού κρύου το οποίο είναι διαθέσιμο από την αεριοποίηση.
- Υπολογισμός μέγιστης ηλεκτρικής ενέργειας που θα παραχθεί από το αντίστοιχο κρύο του ΥΦΑ.
- Η εύρεση μέσου μεταφοράς θερμότητας. Μερικά παραδείγματα που μπορούν να ληφθούν υπόψη είναι τα γλυκόλη/ νερό, μεθανόλη/ νερό, θαλασσίνο νερό κτλ.

- Η βελτιστοποίηση του μέσου θερμότητας μπορεί να οδηγήσει σε εξοικονόμηση χρήματων σε ότι αφορά τον εναλλάκτη θερμότητας και τις σωληνώσεις του συστήματος.
- Η ανάλυση της θερμοκρασίας εισόδου του ατμοσφαιρικού αέρα στο συμπιεστή έτσι ώστε να μην περιέχει υγρασία με αποτέλεσμα την καταστροφή και διάβρωση των λεπίδων του.
- Το ψυκτικό μέσο του κύκλου να μην είναι σε θερμοκρασία κάτω των 2 °C γιατί τότε το νερό θα γινόταν πάγος.

Απαιτείται μια ισχυρή συνεργασία μεταξύ του σταθμού αεριοποίησης του ΥΦΑ και του σταθμού παραγωγής ενέργειας για να υπάρχει κέρδος και για τις 2 εγκαταστάσεις. Το πιο βασικό ζήτημα σε αυτές τις περιπτώσεις, και για να είναι κερδοφόρα η ενσωμάτωση του ενός σταθμού στον άλλο, είναι η ισορροπία των φορτίων αεριοποίησης και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η παραγωγή του κάθε σταθμού πρέπει πάντοτε να βασίζεται στο μέγιστο βαθμό απόδοσης του ίδιου αλλά και του αντίστοιχου του. Μόνο έτσι μια τέτοια εγκατάσταση συμπαραγωγής μπορεί να επιφέρει κέρδη και γρήγορη απόσβεση της αρχικής επένδυσης.[22,26]

Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιώντας το κρύο του ΥΦΑ: (Power Generation Using LNG Cold Potential)

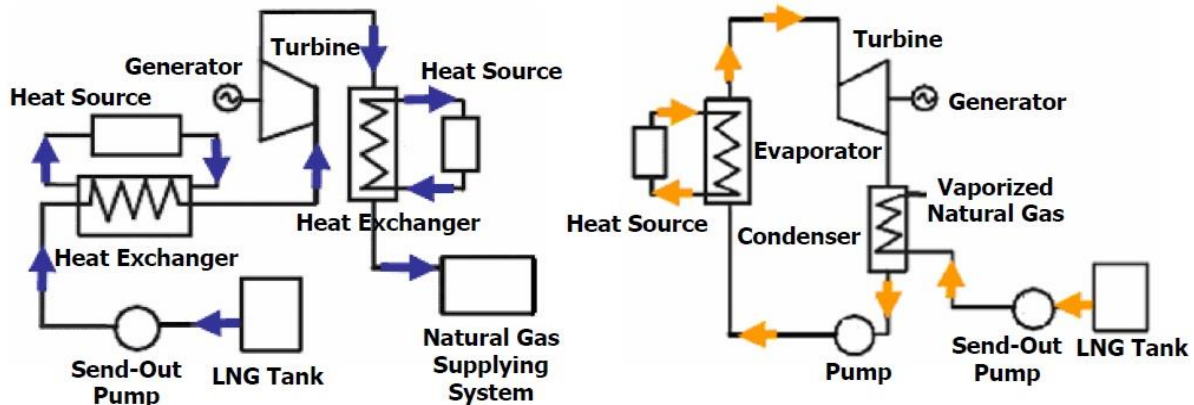
Σε ένα συμβατικό σταθμό παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ο οποίος χρησιμοποιεί αμοστροβίλους, παράγεται ατμός υψηλής θερμοκρασίας και πίεσης χρησιμοποιώντας τη θερμότητα του θαλάμου καύσης. Η εκτόνωση του ατμού από το στρόβιλο της μηχανής δημιουργεί ισχύ στην άτρακτο η οποία στη συνέχεια μετατρέπεται σε ηλεκτρισμό. Ο ατμός χαμηλής πίεσης στη συνέχεια μεταφέρεται στο συμπυκνωτή της εγκατάστασης και ακολούθως στην αντλία υψηλής πίεσης. Έτσι, το οργανικό μέσο μπορεί να χρησιμοποιηθεί ξανά σε νέο κύκλο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτός είναι και ο απλός Οργανικός Κύκλος Ρανκίν (Organic Rankine Cycle-ORC).

Ο ίδιος θερμοδυναμικός κύκλος μπορεί να χρησιμοποιηθεί όταν η θερμότητα παρέχεται από το θαλασινό νερό και η ψύξη για τη συμπύκνωση του μέσου παρέχεται από το κρύο του ΥΦΑ. Αυτό είναι δυνατό γιατί μεταξύ του ΥΦΑ και του θαλασσινού νερού υπάρχει τεράστια θερμοκρασιακή διαφορά η οποία μπορεί να αξιοποιηθεί. Για να λειτουργήσει σωστά αυτός ο έμμεσος κύκλος πρέπει το οργανικό μέσο να είναι σε αέρια μορφή στη θερμοκρασία του θαλασσινού νερού (υπό πίεση) και να συμπυκνώνεται στις χαμηλές θερμοκρασίες. Ένα συνηθισμένο μέσο που χρησιμοποιείται σε αυτό το κύκλο είναι το προπάνιο.

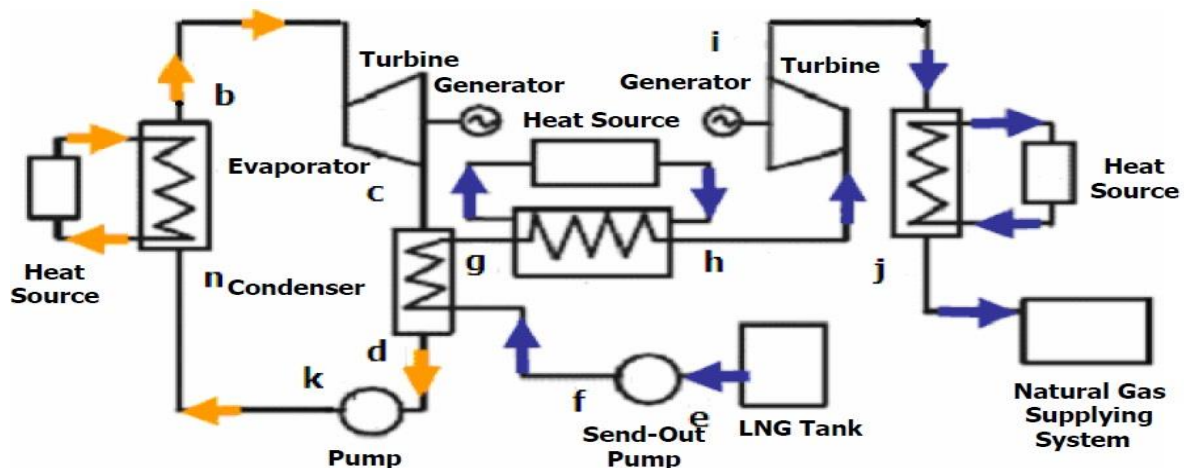
Ένας άλλος κύκλος ο οποίος μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εκμετάλλευση του κρύου από το ΥΦΑ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο άμεσος κύκλος εκτόνωσης. Ο συγκεκριμένος κύκλος αποτελείται από μια αντλία υψηλής πίεσης από την οποία περνά το ΥΦΑ και στη συνέχεια αεριοποιείται σε έναν αεριοποιητή ανοικτού τύπου (ORV). Στη συνέχεια το αέριο υψηλής πίεσης εκτονώνεται σε ένα στρόβιλο παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια και αποστέλλεται στο δίκτυο ΦΑ. Ο άμεσος κύκλος είναι ιδανικός στις περιπτώσεις όπου το ΦΑ δεν είναι αναγκαίο να βρίσκεται σε υψηλή πίεση. Συνδυασμός των δυο παραπάνω κύκλων είναι επίσης εφικτός. Στο σχήμα 3.3 παρουσιάζονται σε

ξεχωριστά διαγράμματα οι 2 κύκλοι ενώ στο σχήμα 3.4 παρουσιάζεται ο συνδυασμός τους για αξιοποίηση και της κρύας εξέργειας αλλά και της εξέργειας λόγω πίεσης.

Working medium in Rankine Power Cycle: Propane



Σχήμα 3.3: Μονογραμμικό διάγραμμα Άμεσης Εκτόνωσης ΥΦΑ (αριστερά) και κύκλος Rankine για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (δεξιά).[24]



Σχήμα 3.4: Συνδυασμός άμεσου και εμμέσου κύκλου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το ΥΦΑ[24]

Στον πίνακα 3.3 που ακολουθεί παρουσιάζονται δείγματα από παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιώντας την κρύα εξέργεια του ΥΦΑ. Αυτά τα δεδομένα δημοσιεύθηκαν από την Osaka Gas Japan και είναι βασισμένα στην εμπειρία της εταιρίας. Η περίοδος αποπληρωμής των συγκεκριμένων συστημάτων εκτιμήθηκε περίπου 6 χρονιά.

Electric Power Output, KW	Cycle Used	LNG usage, tph	Seawater Used, tph
1450	Rankine (propane)	60	3000
6000	Rankine (propane) + NG expansion	150	6000
2500	Rankine (Freon)	120	4000
2400	NG expansion	83	-

Πίνακας 3.3: Τυπικά μεγέθη για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από το κρύο του ΥΦΑ (Osaka Gas Japan) [24]

Οι παρατηρήσεις που είναι εμφανής μελετώντας τους κύκλους Rankine και Συνδυασμένου κύκλου είναι ότι χαμηλώνοντας τη θερμοκρασία συμπύκνωσης του μέσου οδηγεί σε μεγαλύτερη θερμοκρασιακή διαφορά μεταξύ της θερμής (θαλασσινό νερό) και της κρύας πηγής (ΥΦΑ). Αυτό έχει ως αποτέλεσμα την αύξηση του καθαρού έργου εξόδου και συνεπώς αύξηση του θερμοκικού βαθμού απόδοσης του κύκλου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Κάποιες άλλες εφαρμογές οι οποίες μπορούν να προκύψουν από την χρησιμοποίηση του κρύου από το ΥΦΑ είναι η παραγωγή ξηρού πάγου για τη βιομηχανία, η αφαλάτωση νερού και η συμπύκνωση του ΦΑ που εξατμίζεται φυσικά από την εγκατάσταση.

3.4 Υπερσύγχρονοι Σταθμοί ΥΦΑ – “State Of the Art” LNG import Terminals

Στο παρών υποκεφάλαιο γίνεται αναφορά σε μερικούς από τους πιο υπερσύγχρονους τερματικούς σταθμούς ΥΦΑ παγκοσμίως. Οι μεγαλύτεροι σταθμοί αεριοποίησης ΥΦΑ βρίσκονται στην Ιαπωνία όπου η ζήτηση, λόγω πληθυσμού και βιομηχανίας των γύρω περιοχών, είναι τεράστια.

Τερματικός σταθμός Negishi της Tokyo Gas – Ιαπωνία:

Πρόκειται για τον πρώτο τερματικό σταθμό επανααεριοποίησης ΥΦΑ της Ιαπωνίας, ο οποίος κατασκευάστηκε για να παρέχει ΦΑ στη δυτική κυρίως μεριά του Τόκυο. Η πρώτη εισαγωγή ΥΦΑ στο σταθμό έγινε το 1969 από την Αλάσκα. Ο συγκεκριμένος σταθμός ήταν ο πρωτοπόρος στην εισαγωγή συστημάτων εκμετάλλευσης της κρύας ενέργειας του ΥΦΑ κατά τη διαδικασία της αεριοποίησης, αφού η ανάγκη για εξοικονόμηση καυσίμου και μεγιστοποίηση των κερδών ήταν άμεση. Οι τρόποι με τους οποίους γίνεται μέχρι σήμερα η εκμετάλλευση της κρυογενικής εξέργειας του ΥΦΑ στο σταθμό είναι οι εξής: Υγροποίηση και διαχωρισμός του αέρα σε οξυγόνο, διοξείδιο του άνθρακα και αργό, παραγωγή ξηρού πάγου για τη βιομηχανία, ψυκτική ισχύς για τις αποθήκες ψαριών στη Ιαπωνία, επαναυγροποίηση της φυσικής εξάτμισης ΦΑ από το σύστημα ανάκτησης ΦΑ και παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας. [27]

Όπως είναι φανερό η εγκατάσταση λόγω μεγάλων ποσοτήτων αεριοποίησης ΥΦΑ, διαθέτει αρκετή ποσότητα κρύου με αποτέλεσμα να έχει σε λειτουργία τις περισσότερες από τις εφαρμογές αξιοποίησης κρύου. Στα σχήματα που ακολουθούν (3.5 και 3.6) παρουσιάζονται μερικές από τις εφαρμογές αυτές καθώς και μια φωτογραφία του σταθμού.



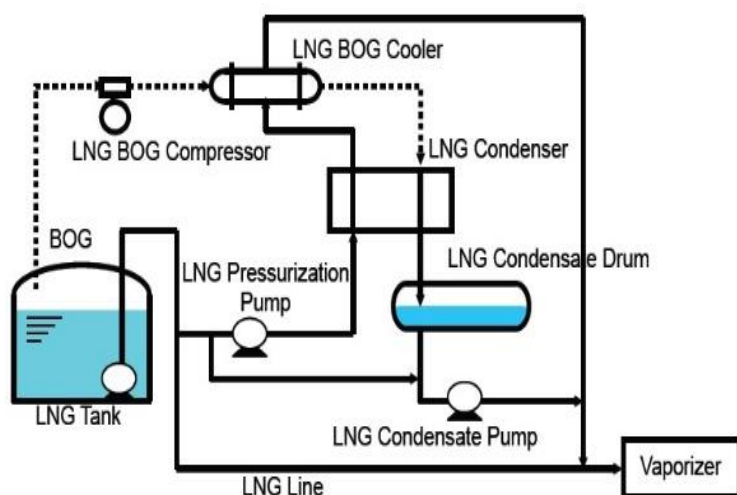
Σχήμα 3.5: Φωτογραφία του σταθμού Negishi στην Ιαπωνία (πηγή: LNG world news).



Σχήμα 3.6: Φωτογραφίες από τις κύριες διαδικασίες αξιοποίησης του κρύου από το ΥΦΑ στο σταθμό Negishi στην Ιαπωνία (πηγή: LNG world news και [27])

Τερματικός σταθμός Hitachi της Tokyo Gas – Ιαπωνία:

Η εταιρία Tokyo Gas έχει αρχίσει την κατασκευή του 4^{ου} τερματικού της σταθμού ΥΦΑ. Η ολοκλήρωση του προβλέπεται το έτος 2015 ενώ η κατασκευή του άρχισε το 2012. Πρόκειται για ένα υπερσύγχρονο τερματικό ΥΦΑ με εφαρμογές αξιοποίησης του κρύου κατά την αεριοποίηση. Το σύστημα ανάκτησης του ΦΑ που εξατμίζεται φυσικά από τις δεξαμενές θα χρησιμοποιεί την εξέργεια του ΥΦΑ για την επαναυγροποίηση της εξάτμισης. Στη συνέχεια, αυτό το ΥΦΑ θα οδηγείται σε έναν αεριοποιητή ανοικτού τύπου (θαλασσινού νερού). Σύμφωνα με τις μελέτες που έγιναν προβλέπεται μείωση κατά 30 % στη ποσότητα του ΦΑ που επαναυγροποιείται. Στο σχήμα 3.7 παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής του ΥΦΑ για αυτή τη διαδικασία.



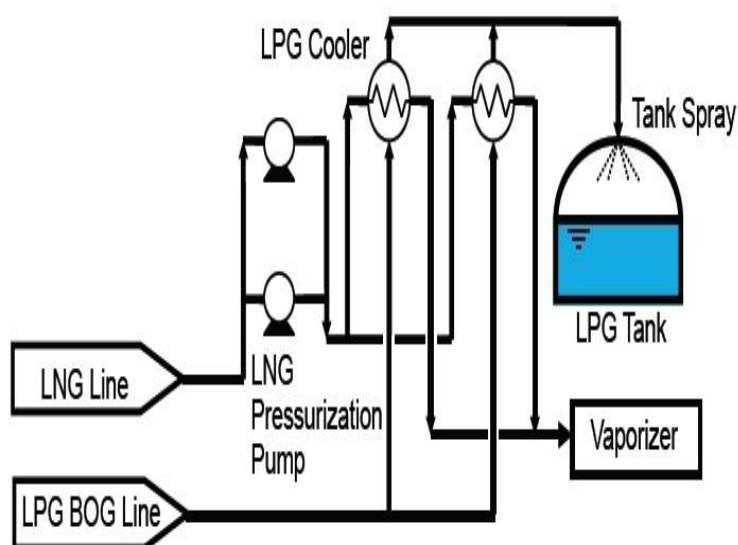
Σχήμα 3.7: Παρουσίαση συστήματος ανάκτησης ΦΑ το οποίο εξατμίζεται φυσικά από τη δεξαμενή φύλαξης (πηγή: [28]).

Πιο συγκεκριμένα, το ΦΑ που εξατμίζεται φυσικά και βρίσκεται στη δεξαμενή αποθήκευσης του ΥΦΑ, απομακρύνεται και συμπιέζεται αρχικά από κρυογενικό συμπιεστή. Ακολούθως, μεταφέρεται στο συμπυκνωτή για υγροποίηση, αφού πρώτα περάσει από τον αρχικό ψυκτη. Το είδη ψυχρό ΦΑ υγροποιείται στο συμπυκνωτή μέσω της συναλλαγής θερμότητας (ψύξης) με το ΥΦΑ και φυλάσσεται στο τύμπανο της εγκατάστασης. Το ΥΦΑ αφού περάσει από αντλίες υψηλής πίεσης αεριοποιείται σε αεριοποιητή ανοικτού τύπου και αποστέλλεται στο εθνικό δίκτυο.[28]

Τερματικός σταθμός Ohgishima της Tokyo Gas – Ιαπωνία:

Ο τερματικός σταθμός ΥΦΑ Ohgishima κατασκευάστηκε το 1998 για να καλύψει την αυξημένη ζήτηση ΦΑ που παρουσιάστηκε. Κατά τη διάρκεια αυτής της κατασκευής ενσωματώθηκαν στο σταθμό διάφορες τεχνολογίες η οποίες χαρακτήρισαν το σταθμό ως ‘state-of-the-art LNG Terminal’. Πρόκειται για έναν από τους πιο εξελιγμένους σταθμούς εισαγωγής ΥΦΑ παγκοσμίως. Από μηχανολογική άποψη, αυτό που κάνει το σταθμό να ξεχωρίζει είναι το σύστημα υγροποίησης των αερίων πετρελαίου με χρησιμοποίηση της κρυογενικής εξέργειας του ΥΦΑ (Liquefied Petroleum Gas – LPG).

Αυτό το σύστημα είναι παρόμοιο θερμοδυναμικά με αυτό της ανάκτησης του ΦΑ, το οποίο εξατμίζεται φυσικά. Όπως και το ΦΑ έτσι και το PG (Petroleum Gas) πρέπει να απομακρύνεται από τις δεξαμενές αποθήκευσης του, για λόγους ασφαλείας, και να ανακτάται αφού το LPG φυλάσσεται υπό ατμοσφαιρική πίεση. Η συνηθισμένη μέθοδος ανάκτησης του LPG BOG (Liquefied Petroleum Gas – Boil Of Gas) είναι η συμπίεση του μέσω ενός κρυογενικού συμπιεστή και η υγροποίηση του με νερό ψύξης. Αυτή η διαδικασία, λόγω της οδήγησης των συμπιεστών με ηλεκτρικούς κινητήρες, είναι φυσικό να είναι πολύ δαπανηρή σε θέμα ηλεκτρικής κατανάλωσης. Η εταιρία Tokyo Gas ανέπτυξε μια τεχνολογία αξιοποίησης του κρύου από το ΥΦΑ για τη συμπύκνωση του LPG BOG για να μειωθεί αυτό το κόστος ηλεκτρικής κατανάλωσης. Το καινούργιο αυτό σύστημα δεν χρειάζεται συμπιεστές υψηλής πίεσης και έτσι το συνολικό κόστος της εγκατάστασης είναι χαμηλότερο από αυτό της συμβατικής μεθόδου. Σε αυτό το σύστημα, το LPG BOG συναλλάσσει θερμότητα με το LNG και υγροποιείται. Στη συνέχεια μεταφέρεται ξανά στη δεξαμενή φύλαξης του μέσω ενός συστήματος κρυογενικού ψεκασμού και κατάλληλων σωληνώσεων. Στο σχήμα 3.8 παρουσιάζεται το διάγραμμα του συστήματος.[28]



Σχήμα 3.8: Παρουσίαση συστήματος ανάκτησης PG BOG το οποίο εξατμίζεται φυσικά από τη δεξαμενή φύλαξης του LPG (πηγή: [28]).

Τερματικός σταθμός Enron στο Dabhol – Ινδία:

Σε αυτόν τον τερματικό σταθμό το μέσο μεταφοράς θερμότητας στους αεριοποιητές αρχικά αποτελείτο από μείγμα μεθανόλης/ νερού 40%. Το συγκεκριμένο μέσο έκανε το κύκλο από τους αεριοτρόβιλους της εγκατάστασης μέχρι τους αεριοποιητές του ΥΦΑ και χρησίμευε στη ψύξη του αέρα εισόδου στους συμπιεστές. Μετά όμως από εισήγηση της κατασκευάστριας εταιρίας των αεριοτρόβιλων, το μέσο μετατράπηκε σε μεθανόλη/ γλυκόλη/ νερό για λόγους ασφαλείας (υψηλή αναφλεξιμότητα). Συνεπώς στο νέο κύκλωμα, στο οποίο συναλλάσσεται 2 φορές θερμότητα, χρησιμοποιείται γλυκόλη/ νερό και μεθανόλη/ νερό. Χρησιμοποιούνται 2 συστήματα μεταφοράς θερμότητας για το λόγο ότι το σύστημα γλυκόλης/ νερού δεν συναλλάσσει όση θερμότητα το σύστημα μεθανόλης/ νερού και θα χρειάζονταν περισσότεροι αεριοποιητές στην εγκατάσταση. Αυτός είναι και ο τρόπος ο οποίος αξιοποιείται σήμερα το κρύο του ΥΦΑ στο σταθμό.[29]

Τερματικός σταθμός Eco Electrica – Πενουέλας – Πουέρτο Ρίκο:

Ο τερματικός σταθμός στο Πουέρτο Ρίκο κατασκευάστηκε από την εταιρία Eco Electrica το έτος 2000 και διαθέτει σταθμό συμπαραγωγής 263 MW και εγκατάσταση αεριοποίησης ΥΦΑ χωρητικότητας 115,000 κ.μ.. Ο συγκεκριμένος σταθμός συμπαραγωγής ήταν η πρώτη μελέτη στο Πουέρτο Ρίκο αυτού του είδους και εξυπηρετεί το 15% της ηλεκτρικής ανάγκης του νησιού. Η αξιοποίηση της κρυογενικής εξέργειας του ΥΦΑ γίνεται με 2 τρόπους στο σταθμό. Η πρώτη εφαρμογή είναι ο συνδυασμός μονάδας αφαλάτωσης, η οποία παράγει 4 εκατομμύρια γαλιόνια καθαρού νερού την ημέρα, με την αεριοποίηση του ΥΦΑ. Ο 2^{ος} και τελευταίος τρόπος είναι με την ψύξη του αέρα εισόδου των αεριοτρόβιλων της εγκατάστασης με ένα κλειστό κύκλωμα γλυκόλης/ νερού.[22]

Τερματικό Guangdong της Hong Kong China Gas Company (HKCG) – Κίνα:

Η εταιρία HKCG λαμβάνοντας μέτρα για την παγκόσμια ενεργειακή κρίση αναβάθμισε το σταθμό με σύγχρονες εφαρμογές χρησιμοποίησης του κρύου του ΥΦΑ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Με την χωρητικότητα του σταθμού να φθάνει τους 3.7 εκ. τόνους ΥΦΑ σε ένα χρόνο, υπολογίζεται ότι η κρύα ενέργεια που μπορεί να παραχθεί από το τερματικό Guangdong είναι περίπου 890 εκ. KWh. Είναι δηλαδή περίπου το 2% της χρονιαίας ηλεκτρικής κατανάλωσης του Hong Kong.[24]

Τερματικός σταθμός Otsuka της Osaka Gas – Ιαπωνία:

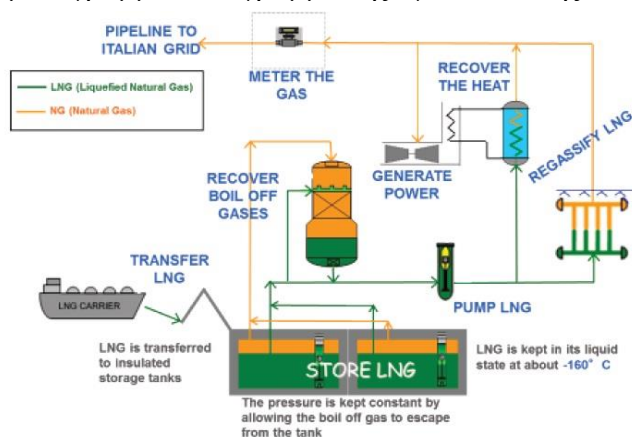
Ο τερματικός σταθμός Otsuka κατασκευάστηκε το 2006 και συνδυάστηκε με διωλιστήριο και πετροχημική εγκατάσταση. Η αεριοποίηση του ΥΦΑ γίνεται σε 4 στάδια αξιοποίησης του κρύου ως εξής:

- Ο διαχωρισμός των ελαφρών υδρογονανθράκων είναι ένα υποπροϊόν της διαδικασίας διύλισης του πετρελαίου. Η θερμοκρασία αυτής της διαδικασίας είναι περίπου οι -100 °C.
- Η υγροποίηση του διοξειδίου του άνθρακα γίνεται ως παράλληλη διεργασία με την παρασκευή αζώτου σε θερμοκρασία περίπου -55 °C.
- Φύλαξη βουτανίου σε θερμοκρασία -8 °C και,
- Ψύξη νερού το οποίο χρησιμοποιείται με την σειρά του για τη ψύξη του αέρα εισόδου των αεριοτρόβιλων της εγκατάστασης (περίπου 10 °C). Η εφαρμογή αυτή στο σταθμό Otsuka έδειξε ότι στον αεριοτρόβιλο των 200 MW μπορούν να

σωθούν 62.595 τόνοι/ χρόνο ΥΦΑ και 39 MW ισχύος. Αξίζει να σημειωθεί ότι αυτός ο θερμοδυναμικός κύκλος μελετήθηκε το 1993 από τους Najjar και Zaamout.[4]

Τερματικός σταθμός Adriatic – Ιταλία:

Ο συγκεκριμένος σταθμός αποτελεί μια μοναδική περίπτωση τερματικού εισαγωγής και επαναεριοποίησης ΥΦΑ. Στόχος του είναι η ασφαλής αποφόρτωση, αποθήκευση και επαναεριοποίηση του ΥΦΑ μακριά από τη στεριά. Το τερματικό απλώνεται σε μια τσιμεντένια κατασκευή (χρειάστηκαν περίπου 90 000 κ.μ. τσιμέντο για να χτιστεί και ζυγίζει περίπου 640 000 μετρικούς τόνους) η οποία βρίσκεται σε βάθος 29 μέτρων. Έχει μήκος 180 μέτρα, πλάτος 88 μέτρα και ύψος περίπου 47 μέτρα. Αυτή η καινοτομική κατασκευή διαθέτει 4 αντλίες μέσα στις δεξαμενές ΥΦΑ, 5 αντλίες υψηλής πίεσης, 4 αεριοποιητές ανοικτού τύπου θαλασσινού νερού και ένα σύστημα ανάκτησης του κρύου από την αεριοποίηση του ΥΦΑ (βασικός εξοπλισμός). Επίσης, υπάρχουν 3 αεριοστροβίλοι παραγωγής περίπου 31.5 MW ηλεκτρικής ενέργειας, στους οποίους παρέχεται ψύξη από το σύστημα ανάκτησης κρύου του ΥΦΑ. Στα σχήματα 3.9 και 3.10 παρουσιάζεται το μονογραμμικό διάγραμμα της εγκατάστασης και μια εναέρια φωτογραφία αντίστοιχα.[30]



Σχήμα 3.9: Μονογραμμικό διάγραμμα του σταθμού ADRIATIC όπου φαίνεται η μεταφορά ψύξης από το ΥΦΑ στον Αεριοστροβίλο ο οποίος παράγει Ηλ. Ενέργεια [30]



Σχήμα 3.10: Εναέρια φωτογραφία του Τερματικού σταθμού ADRIATIC (πηγή: www.worldlngnews.com)

Τερματικός σταθμός Panigaglia, la Spezia της ENI Group – Ιταλία:

Στο σταθμό Panigaglia στην Ιταλία αξιοποιείται το κρύο από το ΥΦΑ με 2 διαδοχικούς κύκλους Brayton για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ο πάνω κύκλος της εγκατάστασης, ο οποίος είναι ένας ανοικτός κύκλος, λειτουργεί με ένα συμβατικό αεριοστροβίλο και ο κάτω κύκλος είναι ένα κλειστό κύκλωμα με μέσο το άζωτο. Ο τελευταίος λαμβάνει θερμότητα από την έξοδο καυσαερίων του πάνω κύκλου. Η

απορριπτόμενη θερμότητα του κάτω κύκλου οδηγείται σε έναν κρυογενικό εναλλάκτη για την επαναεριοποίηση του ΥΦΑ. Στη συνέχεια το ΦΑ από το σύστημα μεταφέρεται προς το εθνικό δίκτυο. [31]

Γενικά, όλοι οι παραπάνω σταθμοί στους οποίους έγινε αναφορά χρησιμοποιούν την απορριπτόμενη θερμότητα κατά την αεριοποίηση του ΥΦΑ για να παράξουν μια μορφή ενέργειας. Πρόκειται για τους πιο υπερσύγχρονους τερματικούς σταθμούς ΥΦΑ παγκοσμίως, με το βαθμό απόδοσης τους να βρίσκεται σε υψηλότερα επίπεδα σε σχέση με την δεκαετία του 1990. Αυτό φυσικά ωφελείται στην ανάπτυξη νέων τεχνολογιών στο τομέα των κρυογενικών εγκαταστάσεων από εταιρίες και από πανεπιστήμια σε όλο το κόσμο. Μερικοί άλλοι σταθμοί οι οποίοι αξίζει να σημειωθούν είναι το Zeebrugge Terminal στο Βέλγιο, το Himeji LNG Terminal στην Ιαπωνία, το Yoshikawa et al στην Ιαπωνία και το Senboku LNG Terminal στην Ιαπωνία οι οποίοι χρησιμοποιούν και αυτοί αντίστοιχα συστήματα αξιοποίησης του κρύου του ΥΦΑ. Στον παρακάτω πίνακα 3.4 παρουσιάζονται οι κυριότερες εφαρμογές αξιοποίησης της κρύας εξέργειας του ΥΦΑ ανάλογα με τη χώρα. Όπως είναι αναμενόμενο η Ιαπωνία είναι η πρωτοπόρος στις περισσότερες από τις κατηγορίες.

Εφαρμογή	Χώρα
Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας	Ιαπωνία: <ul style="list-style-type: none"> Χωρητικότητα εγκατεστημένης ισχύος: 21000 KW
Διαχωρισμός Αέρα	Ιαπωνία: <ul style="list-style-type: none"> Προϊόντα: υγρό άζωτο, οξυγόνο και αργό
Αποθήκευση και Ψύξη Τροφίμων	Ιαπωνία και Νότιος Κορέα
Ψύξη Αέρα Εισόδου Αεριοστρόβιλου	Ινδία, Ιαπωνία και Ισπανία
Παραγωγή Ξηρού Πάγου	Ιαπωνία: <ul style="list-style-type: none"> Χωρητικότητα στο τερματικό Senboku: 3.3 τόνους/ χρόνο
Αφαλάτωση Νερού	ΗΠΑ
Επαναυγροποίηση BOG	Ιαπωνία και Νότιος Κορέα

Πίνακας 3.4: Εφαρμογές αξιοποίησης της κρύας εξέργειας του ΥΦΑ ανάλογα με τη χώρα [24]

3.5 Εφαρμογή Αξιοποίησης του Κρύου του ΥΦΑ σε Σταθμό ΥΦΑ

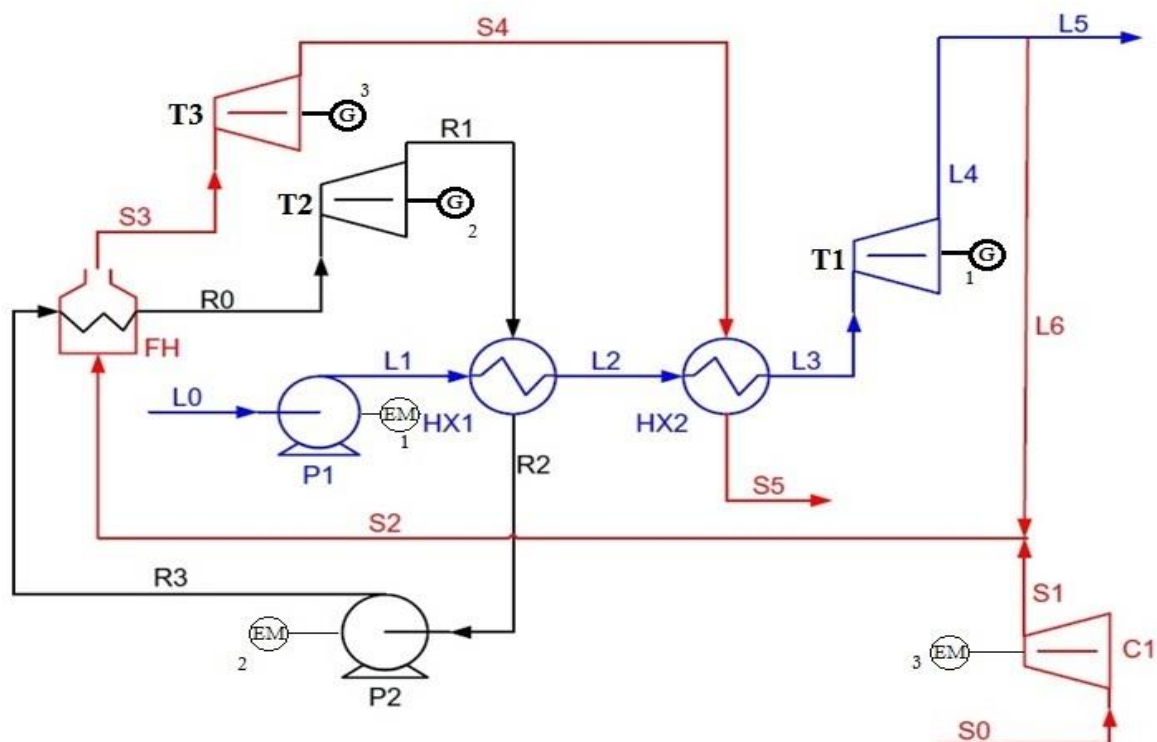
Η εφαρμογή που θα γίνει σε σταθμό ΥΦΑ είναι η μελέτη 2 θερμοδυναμικών κύκλων για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Θα γίνει μελέτη σεναρίων επέκτασης του σταθμού, δηλαδή αύξηση της ποσότητας αεριοποίησης με παράλληλη αξιοποίηση της κρύας εξέργειας του ΥΦΑ. Επίσης, θα μελετηθεί σενάριο κατά το οποίο το καινούργιο σύστημα θα ενταχθεί στην είδη υπάρχουσα εγκατάσταση χωρίς αύξηση του ποσού αεριοποίησης. Ανάλογα με το ποσό αεριοποίησης ΥΦΑ και την αύξηση της ενεργειακής απόδοσης του τερματικού, θα πραγματοποιηθεί τεχνοοικονομική μελέτη για να βρεθούν τα χρονιά απόσβεσης της καινούργιας εγκατάστασης. Αυτό φυσικά εξαρτάται και από το πόση ηλεκτρική ενέργεια χρειάζονται τα αντίστοιχα επίπεδα αεριοποίησης. Οι υπολογισμοί των θερμοδυναμικών κύκλων καθώς και η αναλυτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων τους γίνεται στο κεφάλαιο 4 που ακολουθεί. Τα δεδομένα του σταθμού λήφθηκαν από την εγκατάσταση ΥΦΑ της νήσου Ρεβυθούσας.

4 Μελέτη και Ανάλυση Θερμοδυναμικών Σεναρίων για Αξιοποίηση της Κρυογενικής Εξέργειας του ΥΦΑ

4.1 Σενάριο 1: Συμπαραγωγή Θερμότητας – Ηλεκτρισμού μέσω ενός Ανοικτού Κύκλου ΥΦΑ, ενός Κύκλου Rankine και ενός Κύκλου Brayton

Το παρών σενάριο αξιοποίησης του κρύου από το ΥΦΑ για ταυτόχρονη αεριοποίηση του και παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος μελετήθηκε από τους T. Lu και K.S. Wang [6] στο πανεπιστήμιο του Πεκίνο στο τμήμα των Μηχανολόγων Μηχανικών. Η μελέτη αυτή βασίστηκε στις αρχικές έρευνες που έκαναν επί δεκαετίες οι Deng[32], Wong[33], Wang[34], Hisazumi[35], Miyazaki[36] και Bisoi με Tagliafico[37] για τη συμπαραγωγή κρύου και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από την αεριοποίηση του ΥΦΑ.

Η μέγιστη και η ελάχιστη θερμοκρασιακή διαφορά των εργαζομένων μέσων σε ένα κύκλο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζουν άμεσα το βαθμό απόδοσης. Η κατασκευή ενός τερματικού ΥΦΑ και η ανάγκη για αεριοποίηση του προσφέρουν μια τεράστια θερμοκρασιακή διαφορά μεταξύ του ΥΦΑ και του θαλασσινού νερού. Χρησιμοποιώντας αυτή τη θερμοκρασιακή διαφορά σε ένα κύκλο συμπαραγωγής που παράγει και ΦΑ και ηλεκτρική ισχύ, είναι εφικτό να ανακτήσουμε ισχύ από την αεριοποίηση του ΥΦΑ. Όμως, η χρησιμοποίηση ενός απλού μέσου για τη μεταφορά θερμότητας δεν είναι η καλύτερη λύση από θερμοδυναμική άποψη. Στο σενάριο 1 αυτού του κεφαλαίου προτείνεται η χρήση ενός κύκλου συμπαραγωγής που αποτελείται από έναν οργανικό κύκλο Rankine Αμμωνίας – Νερού 70%, ένα κύκλο Brayton καύσης ΦΑ και ένα ανοικτό κύκλο ΥΦΑ. Στο σχήμα 4.1 παρουσιάζεται ο συγκεκριμένος κύκλος.



Σχήμα 4.1: Παρουσίαση κύκλου Συμπαραγωγής για ανάκτηση κρύου από το ΥΦΑ[6]

Ο 1^{ος} κύκλος είναι ο ανοικτός κύκλος ΥΦΑ ο οποίος αποτελείται από το ΥΦΑ εισόδου κατάστασης L0, την αντλία αύξησης πίεσης ΥΦΑ P1, τη ροή ΥΦΑ L1, τον εναλλάκτη – αεριοποιητή ΥΦΑ HX1, τη ροή ΦΑ L2, τον εναλλάκτη – υπερθερμαντήρα ΦΑ HX2, την υπέρθερμη ροή ΦΑ L3, τον στρόβιλο εκτόνωσης ΦΑ T1 και τις ροές ΦΑ L4 και L5 προς το δίκτυο. Ο 2^{ος} κύκλος είναι ο Brayton και αποτελείται από τη ροή αέρα εισόδου S0, συμπιεστή C1, τη συμπιεσμένη ροή αέρα S1, τον αέρα με καύσιμο ΦΑ S2, το θάλαμο καύσης FH, τη ροή καυσαερίου S3, το στρόβιλο εκτόνωσης καυσαερίου T3, τη ροή καυσαερίου S4, τον υπερθερμαντήρα ΦΑ HX2 και τη ροή εξόδου S5. Ο 3^{ος} και τελευταίος κύκλος είναι αυτός του οργανικού κύκλου Rankine μέσου αμμωνίας – νερού 70% και αποτελείται αντίστοιχα από τα τμήματα P2-R3-R0-T2-R1-HX1-R2.

Περιγραφή λειτουργίας κύκλου σεναρίου 1:

Στον ανοικτό κύκλο ΥΦΑ, το ΥΦΑ χαμηλής θερμοκρασίας -162 °C ατμοσφαιρικής πίεσης εισέρχεται στην αντλία P1 για συμπίεση, και στη συνέχεια οδηγείται στον εναλλάκτη θερμότητας HX1, ο οποίος είναι ο συμπυκνωτής του κύκλου Rankine αμμωνίας - νερού, για να αεριοποιηθεί μέσω της θερμότητας που προέρχεται από την έξοδο της εκτόνωσης του στρόβιλου T2. Στη συνέχεια, το ΦΑ εισέρχεται στον εναλλάκτη HX2 για να υπερθερμανθεί από την έξοδο καυσαερίων λόγω της καύσης στον κύκλο Brayton. Τελικά, το ΦΑ εισέρχεται στο στρόβιλο T1 για να εκτονωθεί μέχρι τις συνθήκες δικτύου και να παράξει ηλεκτρική ενέργεια μέσω της γεννήτριας G1. Το μεγαλύτερο μέρος του ΦΑ που παράγεται με αυτή τη διαδικασία οδηγείται προς το δίκτυο για κατανάλωση (ροή L5) ενώ κάποιο μικρό μέρος από αυτό χρησιμοποιείται στον κύκλο Brayton ως καύσιμο (ροή L6). Στον κύκλο Brayton ο οποίος διαθέτει θάλαμο καύσης ΦΑ, ο ατμοσφαιρικός αέρας συμπιέζεται στον συμπιεστή C1 και στη συνέχεια αφού αναμιχθεί με τη ροή ΦΑ (L6) οδηγείται προς το θάλαμο καύσης FH. Ένα μέρος της θερμότητας που απελευθερώνεται, απορροφάται από τον κύκλο Rankine και το μέσο αμμωνίας – νερού και το υπόλοιπο παραμένει στο καυσαέριο εξόδου του θαλάμου καύσης. Το καυσαέριο S3 το οποίο έχει υψηλή θερμοκρασία και πίεση εισέρχεται στο στρόβιλο T3 για να παράξει έργο στην άτρακτο του στρόβιλου και να παραχθεί ηλεκτρική ενέργεια μέσω της γεννήτριας G3. Το καυσαέριο εξόδου από το στρόβιλο T3 που έχει σχετικά υψηλή θερμοκρασία περνά μέσα από τον εναλλάκτη HX2 για να υπερθερμάνει με τη σειρά του το ΦΑ της ροής L2. Στη συνέχεια, το καυσαέριο χαμηλής θερμοκρασίας απελευθερώνεται στο περιβάλλον. Στον οργανικό κύκλο Rankine, το μέσο αμμωνίας – νερού απορροφά θερμότητα από τον θάλαμο καύσης FH και μετατρέπεται σε αέριο υψηλής θερμοκρασίας το οποίο εκτονώνεται στο στρόβιλο T2 και παράγει έργο. Ακολούθως το αέριο αμμωνίας – νερού εισέρχεται στο συμπυκνωτή HX1 για να συμπυκνωθεί και να αεριοποιηθεί παράλληλα το ΥΦΑ. Μετά από συμπίεση του υγρού αμμωνίας – νερού πραγματοποιείται νέος κύκλος αεριοποίησης και εκτόνωσης του μέσου. Η θερμοκρασιακή διαφορά μεταξύ του ΥΦΑ και του οργανικού μέσου του κύκλου Rankine είναι αυτή που χρειάζεται για την αξιοποίηση του κρύου του ΥΦΑ και την παραγωγή ενέργειας.[6]

Μαθηματική Μοντελοποίηση του Κύκλου – Ενεργειακή Ανάλυση:

Οι ενεργειακές και ενεργειακές εξισώσεις ισορροπίας του κύκλου που θα παρουσιαστούν στη συνέχεια δεν λαμβάνουν υπόψη τους την πτώση πίεσης στο θάλαμο καύσης, την πτώση πίεσης στους εναλλάκτες και την πτώση πίεσης στις σωληνώσεις της εγκατάστασης.

Για το συμπιεστή C1, την αντλία P1 και την αντλία P2 η εξίσωση ενεργειακής ισορροπίας είναι:

$$P_i = m_{i, \text{inlet}} (h_{i, \text{outlet}} - h_{i, \text{inlet}}) / \eta_m \quad (4.1)$$

Όπου,

$i = C1, P1, P2$

$P_i = \text{Ισχύς } C1, P1, P2 \text{ (KW)}$

$m_{i, \text{inlet}} = \text{Παροχή εισερχόμενου ρευστού (Kg/s)}$

$h_{i, \text{outlet}} = \text{Ενθαλπία εξόδου (KJ/Kg)}$

$h_{i, \text{inlet}} = \text{Ενθαλπία εισόδου (KJ/Kg)}$

$\eta_m = \text{Μηχανικός βαθμός απόδοσης}$

Για τους στροβίλους T1, T2, T3 η εξίσωση ενεργειακής ισορροπίας είναι:

$$P_j = m_{j, \text{inlet}} (h_{j, \text{inlet}} - h_{j, \text{outlet}}) \eta_m \quad (4.2)$$

Όπου,

$j = T1, T2, T3$

$P_j = \text{Ισχύς } T1, T2, T3 \text{ (KW)}$

$m_{j, \text{inlet}} = \text{Παροχή εισερχόμενου ρευστού (Kg/s)}$

$h_{j, \text{inlet}} = \text{Ενθαλπία εισόδου (KJ/Kg)}$

$h_{j, \text{outlet}} = \text{Ενθαλπία εξόδου (KJ/Kg)}$

$\eta_m = \text{Μηχανικός βαθμός απόδοσης}$

Για τους εναλλάκτες θερμότητας HX1, HX2 η εξίσωση ενεργειακής ισορροπίας είναι:

$$m_c (h_{c, \text{outlet}} - h_{c, \text{inlet}}) = m_h (h_{h, \text{inlet}} - h_{h, \text{outlet}}) \quad (4.3)$$

Όπου,

$c = \text{Κρύο ρεύμα (cold stream)}$

$h = \text{Ζεστό ρεύμα (hot stream)}$

$m_c = \text{Παροχή κρύου ρεύματος (kg/s)}$

$m_h = \text{Παροχή ζεστού ρεύματος (kg/s)}$

$h_{c, \text{inlet}} = \text{Ενθαλπία εισόδου κρύου ρεύματος (KJ/Kg)}$

$h_{c, \text{outlet}} = \text{Ενθαλπία εξόδου κρύου ρεύματος (KJ/Kg)}$

$h_{h, \text{inlet}} = \text{Ενθαλπία εισόδου ζεστού ρεύματος (KJ/Kg)}$

$h_{h, \text{outlet}} = \text{Ενθαλπία εξόδου ζεστού ρεύματος (KJ/Kg)}$

Για τον θάλαμο καύσης FH η εξίσωση ενεργειακής ισορροπίας είναι:

$$\eta_{CBM} m_{L6} LHV + m_{S2} h_{S2} + m_{R3} h_{R3} = m_{S3} h_{S3} + m_{R0} h_{R0} \quad (4.4)$$

Όπου,

$\eta_{CBM} = \text{Βαθμός απόδοσης καυστήρα}$

$LHV = \text{Θερμογόνος ικανότητα καυσίμου (για τυπικό } \Phi A = 50056 \text{ KJ/Kg)}$

$m = \text{Παροχή αντίστοιχου ρεύματος (kg/s)}$

$h = \text{Ενθαλπία αντίστοιχου ρεύματος (KJ/Kg)}$

Ο ενεργειακός βαθμός απόδοσης του κύκλου δίνεται από την εξίσωση:

$$\eta_{th} = \frac{(\sum P_j - \sum P_i)}{\eta_{CBM} m_{L6} LHV} \quad (4.5)$$

Όπου,

$i = C1, P1, P2$

$j = T1, T2, T3$

Μαθηματική Μοντελοποίηση του Κύκλου – Εξεργειακή Ανάλυση:

Για σκοπούς πληρότητας του κειμένου αναφέρεται ξανά ότι η εξέργεια ενός συστήματος σε ένα συγκεκριμένο περιβάλλον είναι το μέγιστο έργο που μπορεί να εξαχθεί από το σύστημα μέσα σε αυτό το περιβάλλον. Σε αντίθεση με την ενέργεια, η εξέργεια λέμε ότι καταναλώνεται γιατί πολύ απλά πρόκειται για το ωφέλιμο έργο.

Έχει τις εξής ιδιότητες:

- Είναι έργο ή δυνατότητα για έργο (έργο = οργανωμένη κίνηση)
- Είναι διατηρήσιμη μόνο σε αντιστρεπτές διεργασίες
- Μηδενίζεται στην θερμοδυναμική ισορροπία
- Εξαρτάται από το περιβάλλον
- Εκφράζει την ποιότητα

Για το ρευστό ανά μονάδα μάζας η ειδική εξέργεια ορίζεται ως:

$$e = (h - h_0) + T_0 \cdot (S_0 - S) \quad (4.6)$$

Ο συμβολισμός ο αναφέρεται στην τελική ατμοσφαιρική κατάσταση

$e =$ Ειδική εξέργεια (KJ/Kg)

$T =$ Θερμοκρασία ανάλογα με θέση εγκατάστασης (K)

$h =$ Ενθαλπία αντίστοιχου ρεύματος (KJ/Kg)

$S =$ Εντροπία ανάλογα με θέση εγκατάστασης (KJ/KgK)

Η εντροπία είναι μία εκτατική μεταβλητή ενός θερμοδυναμικού συστήματος. Η έννοια της εντροπίας είναι μία από τις σημαντικότερες έννοιες στις φυσικές επιστήμες, λόγω της διατύπωσης του Δεύτερου Θερμοδυναμικού Αξιώματος, σύμφωνα με το οποίο σε μία μεταβολή ενός απομονωμένου συστήματος η εντροπία αυξάνεται πάντοτε. Πιο απλά η εντροπία θεωρείται ότι εκφράζει μέτρο της αταξίας ενός συστήματος. Η υποβάθμιση της ποιότητας είναι ισοδύναμη ουσιαστικά με την αύξηση εντροπίας.

Η συνολική ισορροπία εξέργειας γράφεται:

$$E_{in} = E_{out} + E_{loss} \quad (4.7)$$

Η συνολική εξέργεια E_{in} η οποία εισάγεται στο σύστημα είναι:

$$E_{in} = m_{L6} LHV + m_{L0} e_{L0} \quad (4.8)$$

Η συνολική εξέργεια E_{out} η οποία εξέρχεται από το σύστημα είναι:

$$E_{out} = (\sum E_j - \sum E_i) \quad (4.9)$$

Όπου,

$i = C1, P1, P2$

$j = T1, T2, T3$

LHV = Θερμογόνος ικανότητα καυσίμου (για τυπικό ΦΑ = 50056 KJ/Kg)

m = Παροχή αντίστοιχου ρεύματος (Kg/s)

E = Εξέργεια (KW)

Η εξέργεια που αποδίδουν οι στρόβιλοι T1, T2, T3 δίνεται από την εξίσωση:

$$E_j = m_{j, inlet} (e_{j, inlet} - e_{j, outlet}) \quad (4.10)$$

Όπου,

$j = T1, T2, T3$

m = Παροχή αντίστοιχου ρεύματος (Kg/s)

e = Ειδική εξέργεια (KJ/Kg)

Η εξέργεια η οποία καταναλώνεται από το συμπιεστή C1 και τις αντλίες P1,P2 δίνεται από την εξίσωση:

$$E_i = m_{i, inlet} (e_{i, outlet} - e_{i, inlet}) \quad (4.11)$$

Όπου,

$i = C1, P1, P2$

m = Παροχή αντίστοιχου ρεύματος (Kg/s)

e = Ειδική εξέργεια (KJ/Kg)

Ο συνολικός εξεργειακός βαθμός απόδοσης του συστήματος είναι:

$$\eta_{EX} = \frac{E_{out}}{E_{in}} \quad (4.12)$$

Βασικές εξισώσεις για τον εξοπλισμό του κύκλου στο σχήμα 4.1:

Ο λόγος πίεσης του συμπιεστή είναι καθαρός αριθμός και δίνεται από τη σχέση:

$$\Pi_c = \frac{P_{s1}}{P_{s0}} \quad (4.13)$$

Η θερμοκρασία συναρτήσσει του ισεντροπικού βαθμού απόδοσης του συμπιεστή είναι:

$$T_{s1} = T_{s0} \left[1 + \frac{1}{\eta_{C1, is}} \left(\Pi_c^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right) \right] \quad (4.14)$$

Η γενική σχέση μεταξύ ενθαλπίας και θερμοκρασίας είναι:

$$h = C_p T \quad (4.15)$$

Όπου,

$$C_p = \frac{\gamma}{\gamma - 1} R \quad (4.16)$$

$$\begin{aligned} \gamma_{\text{αέρα}} &= 1,4 \\ R_{\text{αέρα}} &= 287.03 \text{ J/KgK} \end{aligned}$$

Αντίστοιχα για τους στροβίλους της εγκατάστασης ισχύει:

$$\Pi_T = \frac{P_{L4}}{P_{L3}} \quad (4.17)$$

Η σχέση που συνδέει τις θερμοκρασίες (σε βαθμούς Κέλβιν) στην είσοδο και στην έξοδο του στροβίλου με τον ισεντροπικό βαθμό απόδοσης του είναι:

$$T_{L3} = \frac{T_{L4}}{1 - \eta_{is} \left(1 - \Pi_T^{-\left(\frac{\gamma-1}{\gamma}\right)} \right)} \quad (4.18)$$

Για τις παροχές σε συγκεκριμένες θέσεις ισχύει:

$$m_{S2} = m_{S1} + m_{L6} \quad (4.19)$$

και

$$h_{S2} m_{S2} = m_{L6} h_{L6} + m_{S1} h_{S1} \quad (4.20)$$

Όπου,

$$\begin{aligned} m &= \text{Αντίστοιχη παροχή (Kg/s)} \\ h &= \text{Αντίστοιχη ενθαλπία (KJ/Kg)} \end{aligned}$$

Για τον προσδιορισμό της σύστασης του καυσαερίου στην έξοδο της εγκατάστασης (θέση S5), λόγω καύσης ΦΑ στο θάλαμο καύσης της εγκατάστασης, χρησιμοποιήθηκε η στοιχειομετρική ανάλυση. Τα χαρακτηριστικά μεγέθη που αναφέρονται στην στοιχειομετρική καύση 1 Kg καυσίμου μείγματος, στο οποίο η συγκεκριμένη ένωση περιέχει αναλογία μάζας γ (Kg/Kg), δίδονται από τις παρακάτω σχέσεις: [38]

Στοιχειομετρική καύση μείγματος:

Απαιτούμενη ποσότητα αέρα χωρίς υγρασία (Kg ξηρού αέρα/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{L0T} = \sum \mu_{L0T} \cdot \gamma \quad (4.21)$$

Παραγόμενο CO₂ (Kg CO₂/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{CO_2} = \sum \mu_{CO_2} \cdot \gamma \quad (4.22)$$

Άζωτο στο καυσαέριο (Kg N₂/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{N_2O} = \sum \mu_{N_2O} \cdot \gamma \quad (4.23)$$

Παραγόμενο ξηρό καυσαέριο (Kg ξηρού καυσαερίου/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{GOT} = \mu_{CO_2} + \mu_{SO_2} + \mu_{N_2O} = \sum \mu_{GOT} \cdot \gamma \quad (4.24)$$

Υδρατμός από την καύση του H₂ του καυσίμου (Kg H₂O/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{(H_2O)_B} = \sum \mu_{(H_2O)_B} \cdot \gamma \quad (4.25)$$

Υδρατμός στο καυσαέριο, εξαιτίας του αέρα καύσης (Kg H₂O/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{(H_2O)_{Lo}} = X_{(H_2O)_L} \cdot \mu_{LoT} \quad (4.26)$$

Συνολικός υδρατμός στο καυσαέριο (Kg H₂O/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{(H_2O)_o} = \mu_{(H_2O)_{Lo}} + \mu_{(H_2O)_B} \quad (4.27)$$

Παραγόμενο υγρό καυσαέριο (Kg υγρού καυσαερίου/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{Go} = \mu_{GOT} + \mu_{(H_2O)_o} \quad (4.28)$$

Απαιτούμενη ποσότητα φυσικού αέρα με την υγρασία του (Kg υγρού αέρα/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{Lo} = \mu_{Go} - 1 \quad (4.29)$$

Καύση με περίσσεια αέρα:

Η καύση γίνεται στην πράξη με χρήση περισσότερης ποσότητας οξειδωτικού μέσου (οξυγόνου η αέρα) από όση θεωρητικά απαιτείται για την πλήρη οξείδωση των συστατικών του καυσίμου. Ο λόγος, της πραγματικά χρησιμοποιούμενης ποσότητας αέρα, κατά την καύση ορισμένης ποσότητας καυσίμου, προς εκείνη που θεωρητικά απαιτείται για στοιχειομετρική καύση της, ονομάζεται λόγος αέρα της καύσης και συμβολίζεται με λ. Στους υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκε λ=1.2 για συμπιεσμένο αέρα. Οι σχέσεις για καύση με περίσσεια αέρα έχουν ως εξής:

Απαιτούμενος ξηρός αέρας (Kg ξηρού αέρα/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{LT} = \mu_{LoT} \cdot \lambda \quad (4.30)$$

Απαιτούμενο οξυγόνο (Kg O₂/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{O_2} = \mu_{LT} \cdot X_{O_2L} \quad (4.31)$$

Άζωτο στο καυσαέριο (Kg N₂/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{N_2} = \mu_{N_2} + (\lambda-1)(1- X_{O_2L}) \mu_{LoT} \quad (4.32)$$

Οξυγόνο στο καυσαέριο (Kg O₂/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{O_2G} = (\lambda-1) X_{O_2L} \cdot \mu_{LoT} \quad (4.33)$$

Υδρατμός στο καυσαέριο (Kg H₂O/ Kg καυσίμου):

$$\mu_{(H_2O)} = \mu_{(H_2O)_o} + (\lambda-1) \mu_{(H_2O)_{Lo}} \quad (4.34)$$

Απαιτούμενος αέρας υγρός (Kg υγρού αέρα/ Kg καυσίμου):

$$\mu_L = \lambda \cdot \mu_{Lo} = \mu_{LT} (1+X_{(H_2O)_L}) \quad (4.35)$$

Ο ισολογισμός μάζας κατά την καύση είναι (Kg υγρού καυσαερίου/ Kg καυσίμου):

$$\mu_G = \mu_L + 1 - \gamma_{ap} \quad (4.36)$$

Υγρό καυσαέριο (Kg υγρού καυσαερίου/ Kg καυσίμου):

$$\mu_G = \mu_{GT} + \mu_{(H_2O)} = \mu_{G_0} + (\lambda - 1) \mu_{L_0} \quad (4.37)$$

Η περιεκτικότητα του υγρού καυσαερίου που προέρχεται από καύση με περίσσεια αέρα δίνεται από τις σχέσεις:

Σε CO₂ (%):

$$X_{CO_2} = \frac{\mu_{CO_2}}{\mu_G} \quad (4.38)$$

Σε O₂ (%):

$$X_{O_2} = \frac{\mu_{O_2G}}{\mu_G} \quad (4.39)$$

Σε Άζωτο (%):

$$X_{N_2} = \frac{\mu_{N_2}}{\mu_G} \quad (4.40)$$

Σε Υδρατμό (%):

$$X_{HO_2} = \frac{\mu_{HO_2}}{\mu_G} \quad (4.41)$$

Για την παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος του συστήματος συνδέονται 3 γεννήτριες σε κάθε άτρακτο στροβίλου. Η μηχανική ισχύς κάθε στροβίλου μετατρέπεται σε ηλεκτρική ισχύ και στη συνέχεια η ηλεκτρική ενέργεια προσφέρεται στο δίκτυο για κατανάλωση. Η ηλεκτρική ισχύς δίνεται από τη σχέση:

$$P_T = P_G / (\eta_G \eta_{m,G}) \quad (4.42)$$

Όπου,

P_T = Ισχύς στροβίλου (KW)

P_G = Ισχύς γεννήτριας (KW_{el})

η_G = Βαθμός απόδοσης γεννήτριας

$\eta_{m,G}$ = Μηχανικός βαθμός απόδοσης γεννήτριας

Για τη λειτουργία των αντλιών του ΥΦΑ και του οργανικού μέσου υπάρχουν 2 ηλεκτρικά μοτέρ (Electric Motors) τα οποία καταναλώνουν ηλεκτρική ισχύ σύμφωνα με τη σχέση:

$$P_{EM} = P_P / \eta_{EM} / \eta_{m,EM} \quad (4.43)$$

Όπου,

P_P = Ισχύς αντλίας (KW)

P_{EM} = Ισχύς ηλεκτρικού μοτέρ (KW_{el})

η_{EM} = Βαθμός απόδοσης ηλεκτρικού μοτέρ

$\eta_{m,EM}$ = Μηχανικός βαθμός απόδοσης ηλεκτρικού μοτέρ

Η καθαρή ηλεκτρική ισχύς του συστήματος σε KW_{el} είναι:

$$P_{el, net} = P_{G, sum} - P_{EM, sum} \quad (4.44)$$

Όπου,

$P_{G, \text{sum}}$ = Συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ισχύς των γεννητριών του συστήματος (KW_{el})

$P_{EM, \text{sum}}$ = Συνολική καταναλισκόμενη ηλεκτρική ισχύς των μοτέρ (KW_{el})

Η συνολική καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (KWh) σε ένα χρόνο λειτουργίας της εγκατάστασης δίνεται από το σχέση:

$$E_{el} = P_{el, \text{net}} * \text{Ώρες λειτουργίας σταθμού σε ένα χρόνο} \quad (4.45)$$

Στη συνέχεια δίνονται μερικές σχέσεις οι οποίες συσχετίζουν τη συνολική ηλεκτρική ισχύ με την συνολική κατανάλωση της ποσότητας του ΥΦΑ που αεριοποιείται. Τα παρακάτω μεγέθη χρησιμοποιούνται στην τεχνοοικονομική μελέτη των σεναρίων αξιοποίησης του κρύου του ΥΦΑ για μια καλύτερη κατανόηση της απόσβεσης του αρχικού κεφαλαίου επένδυσης.

Ειδική απόδοση ισχύος της εγκατάστασης (Specific Power Performance – SPP):

$$SPP = P_{\text{net, sum, T}} / m_{LNG} \quad (4.46)$$

Όπου,

$SPP = MW / (Kg / s \text{ LNG})$

$P_{\text{net, sum, T}}$ = Καθαρή συνολική μηχανική ισχύς των στροβίλων (MW)

m_{LNG} = Παροχή ΥΦΑ ($Kg / s \text{ LNG}$)

Ηλεκτρική ισχύς που παράγεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο:

$$P_{el, p / LNG} = P_{el, \text{sum, T}} / m_{LNG} \quad (4.47)$$

Όπου,

$P_{el, p / LNG}$ = Electric Power produced ($MW_{el} / Kg/s \text{ LNG}$)

$P_{el, \text{sum, T}}$ = Συνολική ηλεκτρική ισχύς των στροβίλων (MW_{el})

m_{LNG} = Παροχή ΥΦΑ ($Kg/s \text{ LNG}$)

Ηλεκτρική ισχύς που καταναλώνεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο:

$$P_{el, c / LNG} = P_{el, \text{sum, C, P}} / m_{LNG} \quad (4.48)$$

Όπου,

$P_{el, c / LNG}$ = Electric Power consumed ($MW_{el} / Kg/s \text{ LNG}$)

$P_{el, \text{sum, C, P}}$ = Συνολική ηλεκτρική ισχύς των αντλιών και συμπιεστή (MW_{el})

m_{LNG} = Παροχή ΥΦΑ ($Kg/s \text{ LNG}$)

Η καθαρή ηλεκτρική ισχύς που παράγεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο είναι ($MW_{el} / Kg/s \text{ LNG}$):

$$P_{\text{net, el, / LNG}} = (P_{el, p / LNG}) - (P_{el, c / LNG}) \quad (4.49)$$

Βελτιστοποίηση σεναρίου 1:

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης λειτουργίας του σεναρίου 1 δείχνουν ότι ο θερμικός και εξεργειακός βαθμός απόδοσης του κύκλου βελτιώνονται με την αύξηση της θερμοκρασίας συμπύκνωσης του κύκλου Rankine, την αύξηση της πίεσης εισόδου στο στρόβιλο 2, την αύξηση της πίεσης στο στρόβιλο 1 του ανοικτού κύκλου ΥΦΑ, με τη μείωση της πίεσης εξόδου του στρόβιλου 2 του κύκλου Rankine και με τη μείωση της πίεσης εξόδου του στρόβιλου 1 στον ανοικτό κύκλο ΥΦΑ. Παρ' όλα αυτά, τα αποτελέσματα της βελτιστοποίησης του κύκλου για κάθε ένα από τα παραπάνω σημεία προκύπτουν κρατώντας σταθερές τις άλλες παραμέτρους. Η αύξηση των βαθμών απόδοσης του κύκλου επιτυγχάνεται με κάποιες παραμέτρους να αυξάνονται και κάποιες άλλες να μειώνονται. Ο συνδυασμός αυτών των αυξομειώσεων οδηγεί σε μια βέλτιστη λύση του προβλήματος μας στην οποία συμμετέχουν όλες οι παράμετροι. Οι μέγιστοι βαθμοί απόδοσης οδηγούν με την σειρά τους στη μέγιστη καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος της εγκατάστασης. Έτσι, φυσικό επακόλουθο είναι και η μεγιστοποίηση των οικονομικών κερδών και ο ελάχιστος χρόνος απόσβεσης των σεναρίων. Η βελτιστοποίηση των παραμέτρων του σεναρίου έγινε με την βοήθεια του προγράμματος Solver στην Excel και η αναλυτική παρουσίαση των περιορισμών και των τιμών γίνεται στη συνέχεια αυτής της διπλωματικής εργασίας στην εφαρμογή του σεναρίου 1 στο σταθμό ΥΦΑ.[31]

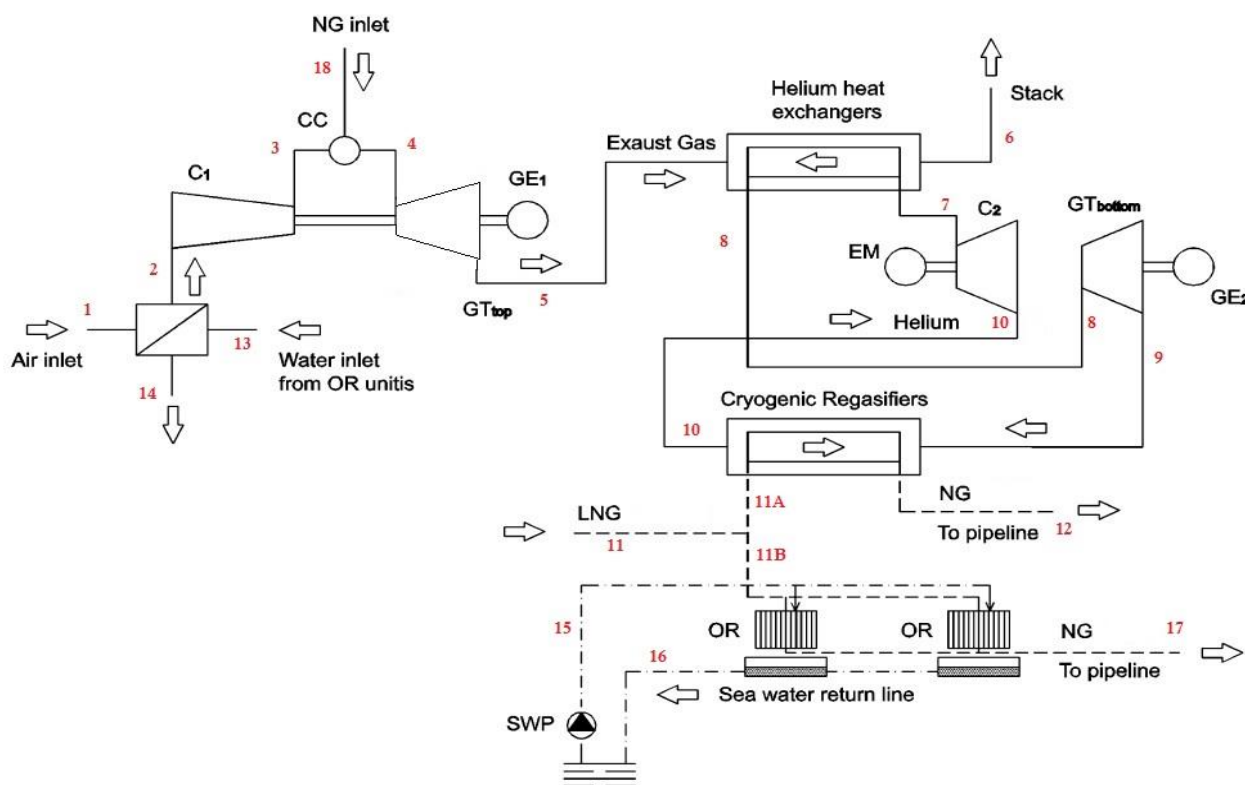
4.2 Σενάριο 2: Συμπαγωγή Θερμότητας – Ηλεκτρισμού μέσω ενός Ανοικτού Κύκλου Αεριοστρόβιλου και ενός Κύκλου Brayton

Το παρών σενάριο αξιοποίησης του κρύου από το ΥΦΑ για παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος και θερμότητας μελετήθηκε για πρώτη φορά από τους Celidonio Dispenza, Giorgio Dispenza, Vincenzo La Rocca και Giuseppe Panno στο πανεπιστήμιο του Παλέρμο στο τμήμα των Μηχανολόγων Μηχανικών. Πρόκειται για ένα συνδυασμό ηλεκτροπαραγωγής μεγάλης ισχύος (για παράδειγμα σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ο οποίος βρίσκεται κοντά σε εγκατάσταση αεριοποίησης ΥΦΑ) με εκμετάλλευση των καυσαερίων εξόδου από τον αεριοστρόβιλο. Οι περιβαλλοντικές συνέπειες της αεριοποίησης του ΥΦΑ μέσω εναλλακτών θαλασσινού νερού είναι πολύ μεγάλες. Μελετώντας τρόπους για αξιοποίηση της κρύας ενέργειας του θαλασσινού νερού αλλά και του κρύου του ΥΦΑ βελτιώνεται η περιβαλλοντική συμπεριφορά του σταθμού. [31, 39]

Περιγραφή κύκλου λειτουργίας σεναρίου 2:

Η εφαρμογή που προτείνεται σε αυτό το σενάριο λειτουργεί με μέσο το ήλιο και παρουσιάζεται στο σχήμα 4.2. Ο πάνω κύκλος της εγκατάστασης διαθέτει ένα μοντέρνο αεριοστρόβιλο ο οποίος λειτουργεί με υψηλή θερμοκρασία στην είσοδο του στρόβιλου του και στη συνέχεια παράγεται ηλεκτρική ισχύς. Ο αέρας εισόδου στον συμπιεστή του αεριοστρόβιλου ψύχεται από το θαλασσινό νερό το οποίο προέρχεται από τους αεριοποιητές ανοικτού τύπου του ΥΦΑ. Ο κάτω κύκλος της εγκατάστασης λειτουργεί με μέσο το ήλιο το οποίο περνά μέσω δυο εναλλακτών θερμότητας, ενός στρόβιλου και ενός συμπιεστή. Πιο συγκεκριμένα το ήλιο ψύχεται στον κρυογενικό εναλλάκτη του ΥΦΑ και ταυτόχρονα γίνεται η αεριοποίηση του ΥΦΑ. Στη συνέχεια συμπιέζεται, υπερθερμαίνεται από τα καυσαέρια του αεριοστρόβιλου στον επόμενο εναλλάκτη θερμότητας και τελικά εκτονώνεται παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια στο στρόβιλο του κύκλου Brayton. Οι

αεριοποιητές ανοικτού τύπου λειτουργούν στην περίπτωση όπου γίνεται συντήρηση στο υπόλοιπο κύκλωμα ή σε περίπτωση όπου η ποσότητα αεριοποίησης δεν είναι αρκετή.



Σχήμα 4.2: Παρουσίαση του κύκλου λειτουργίας του σεναρίου 2

Επιλογή και περιγραφή Βιομηχανικού Αεριοστροβίλου για το σεναριο 2:

Για το 2^ο κύκλωμα έγινε η επιλογή του Αεριοστροβίλου SGT-2000E (50Hz) της εταιρίας SIEMENS. Ο SGT-2000E ανήκει στην οικογένεια αεριοστροβίλων βαρέως φορτίου με ισχύ 166 MW. Ο SGT5 - 2000E έχει τεθεί σε κυκλοφορία από το 1981 και με βάση στοιχεία του 2011 περισσότερες από 350 μηχανές εργάζονται σε όλο τον κόσμο. Έχουν πουληθεί πάνω από 400 SGT5-2000E και SGT6-2000E με συσσωρευμένες περίπου εννέα εκατομμύρια ώρες λειτουργίας φέροντας την αξιοπιστία τους να υπερβαίνει το 99%. Ο τρέχων έντονος ανταγωνισμός, προστάζει την αύξηση της ευελιξίας και τη μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Μία προσέγγιση για μείωση του κόστους είναι οικονομική λειτουργία της εγκατάστασης βασισμένη σε χαμηλό κόστος επένδυσης σε συνδυασμό με την υψηλή ευελιξία και αξιοπιστία. Ο αεριοστροβίλος SGT-2000E Siemens δημιουργήθηκε για να ανταποκριθεί σε αυτές τις απαιτήσεις. Με τον βελτιωμένο σχεδιασμό του, τα υλικά, και τις θερμοδυναμικές του διεργασίες, ο SGT5-2000E κρατάει ισχυρή θέση στην αγορά. Η σειρά SGT-2000E αποδεικνύει επίσης ότι είναι δυνατόν να συμβιβαστεί με οικονομικούς και με περιβαλλοντικούς στόχους. Παρά την υψηλή ευελιξία του όσον αφορά τη λειτουργία και τα καύσιμα, οι εκπομπές σε NOx και CO2 του SGT5-2000E ελαχιστοποιήθηκαν.

Λειτουργικά & Τεχνικά Χαρακτηριστικά από την κατασκευάστρια εταιρία:

Η σχεδίαση του αεριοστροβίλου περιλαμβάνει μια άτρακτο, δύο θαλάμους καύσης τύπου σιλό, πολυβάθμιο συμπιεστή με 16 βαθμίδες, ένα στρόβιλο τεσσάρων βαθμίδων και

οκτώ καυστήρες ανά θάλαμο καύσης. Οι βαθμίδες του αεριοστροβίλου παρουσιάζονται στη σχήμα 4.3. Επίσης, στον πίνακα 4.1 δίνονται τα τεχνικά χαρακτηριστικά του αεριοστροβίλου.[41]

Παραγόμενη ισχύς $P_{\omega\phi}$ (MW)	166
Θερμικός βαθμός απόδοσης (η_{th})	34.7
Ειδική κατανάλωση θερμότητας (q_p)	10374
Λόγος πίεσης (Π_c)	12
Ταχύτητα περιστροφής (RPM)	3000
Παροχή μάζας αέρα - m_a (Kg/s)	525
Θερμοκρασία εξόδου καυσαερίων - T_5 (°C)	541
Μήκος (m)	10
Πλάτος (m)	12
Ύψος (m)	7.5
Βάρος (t)	234

Πίνακας 4.1: Τεχνικά χαρακτηριστικά Αεριοστροβίλου SGT-2000E



Σχήμα 4.3: Παρουσίαση συμπιεστή και στροβίλου του SGT-2000E (πηγή: Διαδίκτυο)

Υπολογισμός κύκλου αεριοστροβίλου στο σημείο σχεδίασης:

Για την μελέτη του σεναρίου 2 χρειάζεται πρώτα να γίνει η μελέτη ανάλυσης του αεριοστροβίλου. Έτσι, με βάση τα στοιχεία που συγκεντρώθηκαν στον πίνακα 4.1 πραγματοποιείται ο υπολογισμός των παραμέτρων (πίεση και θερμοκρασία) κατά μήκος του αεριοστροβίλου. Για να πραγματοποιηθούν οι υπολογισμοί ορίζονται κάποιες παράμετροι όπως οι απώλειες στους αγωγούς εισόδου και εξόδου, οι οποίες δεν αναφέρονται στα φυλλάδια των κατασκευαστών αλλά είναι πρακτικά μηδέν. Επίσης οι παραδοχές που έγιναν για την ανάλυση του κύκλου είναι ο ισεντροπικός βαθμός απόδοσης του συμπιεστή 0,87-0,89, ο ισεντροπικός βαθμός απόδοσης του στροβίλου 0.87-0.89, ο μηχανικός βαθμός απόδοσης της εγκατάστασης 0.99, ο βαθμός απόδοσης της καύσης 0.99, οι απώλειες του θαλάμου καύσης 0.04, ο αριθμός Ma_{ch} στην έξοδο 6 είναι 0 και η θερμογόνοση ικανότητα του καυσίμου λήφθηκε 50056 KJ/Kg.[41]

$$K_{in}=0 \text{ και } K_{ex}=0$$

Όπου:

K_{in} : Απώλειες αγωγού εισόδου

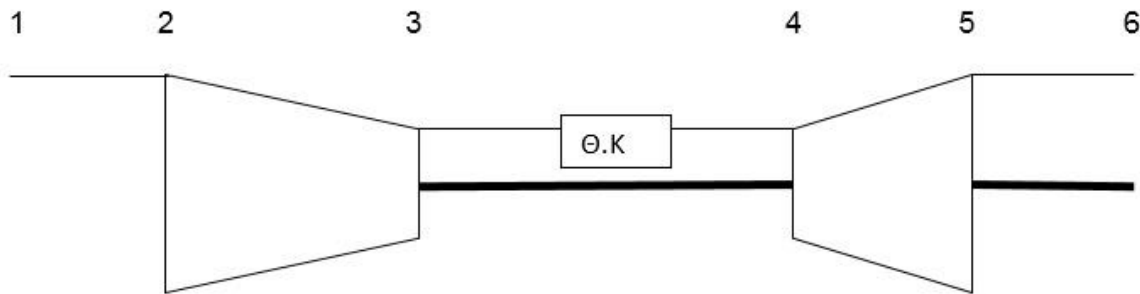
K_{ex} : Απώλειες αγωγού εξόδου

Ο αέρας και το καυσαέριο θεωρούνται τέλεια αέρια με $R=287,05$ (J/KgK), $\gamma_a=1.4$, και $\gamma_g=1.33$. Έτσι υπολογίζεται το:

$$c_{pa} = \frac{\gamma_a \times R}{\gamma_a - 1} \quad (4.50)$$

$$c_{pg} = \frac{\gamma_g \times R}{\gamma_g - 1} \quad (4.51)$$

Για την επίλυση του αεριοστροβίλου χρησιμοποιήθηκε η ακόλουθη σχηματική διάταξη του σχήματος 4.4 στην οποία παρουσιάζονται οι χαρακτηριστικές θέσεις της μηχανής: [40]



Σχήμα 4.4: Χαρακτηριστικές θέσεις του Αεριοστροβίλου

Αγωγός εισόδου 1-2:

Στην είσοδο του αγωγού 1 επικρατούν συνθήκες αναφοράς:

$$P_{t1} = 1,01325 \text{ Bar}$$

$$T_{t1} = 288,15 \text{ K}$$

Λόγω του εναλλάκτη θερμότητας στην είσοδο του συμπιεστή ισχύει:

$$m_a (h_1 - h_2) = m_{sw} (h_{14} - h_{13}) \quad (4.52)$$

Όπου,

m = Αντίστοιχη παροχή (Kg/s)

h = Αντίστοιχη ενθαλπία (KJ/Kg)

Με δεδομένο ότι οι απώλειες πίεσης στον αγωγό θεωρούνται μηδενικές σύμφωνα με την παρακάτω σχέση, βρίσκεται η ολική πίεση (Bar) στην είσοδο του συμπιεστή, θέση 2:

$$P_{t2} = P_{t1} (1 - K_{in}) \quad (4.53)$$

Συμπιεστής 2-3:

Με δεδομένο τον λόγο πίεσής του υπολογίζεται η πίεση εξόδου από τον συμπιεστή ως εξής:

$$\pi_C = \frac{P_{t3}}{P_{t2}} \Rightarrow P_{t3} = \pi_C P_{t2} \quad (4.54)$$

Όπου,

P = Αντίστοιχη πίεση (Bar)

Για τον υπολογισμό της ολικής θερμοκρασίας εξόδου από τον συμπιεστή χρησιμοποιείται ο τύπος του ισεντροπικού βαθμού απόδοσης συμπιεστή:

$$T_{t3} = T_{t2} \left(1 + \frac{\pi_C^{\frac{\gamma_a - 1}{\gamma_a}} - 1}{\eta_{isc}} \right) \quad (4.55)$$

Όπου,

T = Αντίστοιχη Θερμοκρασία (K)

Θάλαμος καύσης 3-4:

Αφού έχουν θεωρηθεί οι απώλειες στον θάλαμο μπορεί εύκολα να υπολογιστεί η πίεση στην έξοδο του από τον τύπο:

$$P_{t4} = P_{t3}(1 - K_b) \quad (4.56)$$

Όπου,

P = Αντίστοιχη πίεση (Bar)

Για τη θέση 4, έξοδο του θαλάμου καύσης, με γνωστά την θερμοκρασία εισόδου (ή θερμοκρασία εξόδου από τον συμπιεστή), την θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων καθώς και την παραγόμενη ωφέλιμη ισχύ του αεριοστρόβιλου ($P_{ωφ}$) υπολογίζεται η T_{t4} με την βοήθεια μιας αρχικής εκτίμησης του λόγου μαζών αέρα καυσίμου f .

$$T_{t4} = \frac{P/m_g - C_{pa}(T_{t3} - T_{t2})/(n_m(1 + f))}{n_m C_{pg}} \quad (4.57)$$

Με γνωστές τις θερμοκρασίες εισόδου και εξόδου από τον θάλαμο καύσης μπορεί να υπολογιστεί ο νέος λόγος καυσίμου-αέρα f :

$$f = \frac{C_{pg} T_{t4} - C_{pa} T_{t3}}{n_b H_u - C_{pg} T_{t4}} \quad (4.58)$$

Οι δύο πιο πάνω υπολογισμοί επαναλαμβάνονται μέχρι τη σύγκλιση τους. Κατόπιν σύγκλισης του λόγου καυσίμου - αέρα και με δεδομένη την παροχή καυσαερίων μπορεί εύκολα να βρεθεί η παροχή αέρα και καυσίμου :

Η παροχή μάζας του αέρα δίνεται:

$$m_2 = m_a = \frac{m_g}{1 + f} \quad (4.59)$$

Όπου,

m_a = Η παροχή μάζας του αέρα (Kg/s)

m_g = Η παροχή μάζας καυσαερίων (Kg/s)

f = Ο λόγος μάζας καυσίμου προς μάζα αέρα

Η παροχή μάζας καυσίμου:

$$m_f = f m_a \quad (4.60)$$

Στρόβιλος 4-5:

Για τον στρόβιλο έχει βρεθεί η θερμοκρασία εισόδου των καυσαερίων σε αυτόν (T_{t4}) ενώ δεδομένη θεωρήθηκε η θερμοκρασία εξόδου των καυσαερίων προς τον αγωγό εξόδου (T_{t5}). Επομένως για να ολοκληρωθεί η ανάλυση του στρόβιλου αρκεί να υπολογιστεί η πίεση στην έξοδό του και από αυτήν ο λόγος πίεσης στρόβιλου Π_T που δίνεται από την σχέση:

$$\Pi_T = \frac{P_{t4}}{P_{t5}} \quad (4.61)$$

Με άγνωστη την πίεση εξόδου του στρόβιλου η διαδικασία προχωρά στον αγωγό εξόδου.

Αγωγός εξόδου 5-6:

Στην έξοδο του αγωγού είναι γνωστή η στατική πίεση των καυσαερίων που είναι ίση με αυτή της αναφοράς. Ωστόσο, έχει θεωρηθεί ότι η ταχύτητα των καυσαερίων στην έξοδο του αγωγού είναι μηδενική δηλαδή $M_6 = 0$ πράγμα που σημαίνει ότι η ολική πίεση είναι ίση με την στατική ,δηλαδή:

$$P_{t6} = P_6 = 1,01325 \text{ bar}$$

Με δεδομένο ότι οι απώλειες πίεσης και στον αγωγό εξόδου θεωρούνται μηδενικές, από τον παρακάτω τύπο υπολογίζεται η πίεση εξόδου από τον στρόβιλο:

$$P_{t5} = \frac{P_{t6}}{(1 - K_{ex})} \quad (4.62)$$

Επομένως με γνωστή και την πίεση εξόδου από τον στρόβιλο, υπολογίζετε ο λόγος πίεσης στρόβιλου:

$$\Pi_T = \frac{P_{t4}}{P_{t5}} \quad (4.63)$$

Με βάση τα αποτελέσματα της παραπάνω ανάλυσης υπολογίζεται η νέα ωφέλιμη ισχύς και ο θερμικός βαθμός απόδοσης του κινητήρα από τον ισολογισμό ενέργειας στην άτρακτο σύμφωνα με την σχέση:

$$P_{\omega\phi} = P_T - P_C \quad (4.64)$$

Με ισχύ στρόβιλου και συμπιεστή αντίστοιχα:

$$P_T = m_4 C_{pg} (T_{t4} - T_{t5}) n_m \quad (4.65)$$

$$P_C = \frac{m_2 C_{pa} (T_{t3} - T_{t2})}{n_m} \quad (4.66)$$

Εύκολα υπολογίζεται και ο νέος θερμικός βαθμός απόδοσης του αεριοστρόβιλου:

$$n_{th}^{new} = \frac{p_{\omega\phi}^{new}}{m_f H_u} \quad (4.67)$$

Μαθηματική Μοντελοποίηση του Κύκλου – Ενεργειακή Ανάλυση: [31,39]

Η ενεργειακή απόδοση του κύκλου βασίζεται στο 1^ο θερμοδυναμικό αξίωμα. Ολόκληρη η εγκατάσταση που μελετήθηκε μπορεί να θεωρηθεί ως ένα σύστημα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας. Με βάση αυτή τη θεώρηση η ενέργεια εισόδου στο σύστημα είναι η καύση του ΦΑ στον αεριοστρόβιλο και η ενέργεια εξόδου είναι η ηλεκτρική ισχύς των 2 γεννητριών και η θερμότητα που προσφέρεται στο ΥΦΑ για την αεριοποίηση του. Με αυτή τη προσέγγιση ο ενεργειακός βαθμός απόδοσης ορίζεται ως:

$$\eta_{CHP} = \frac{Pel_{top} + Pel_{bottom} + Q_{reg}}{Q_{NGburned}} \quad (4.68)$$

Μαθηματική Μοντελοποίηση του Κύκλου – Εξεργειακή Ανάλυση: [31,39]

Για την Εξεργειακή ανάλυση του κύκλου χρησιμοποιείται το 2^ο θερμοδυναμικό αξίωμα με τον ορισμό του εξεργειακού βαθμού απόδοσης να συμπεριλαμβάνει όλες τις εισόδους και εξόδους εξέργειας στο σύνθετο σύστημα που μελετήθηκε. Ο εξεργειακός αυτός βαθμός απόδοσης θεωρείται ο πιο κατάλληλος για την μελέτη τέτοιων πολύπλοκων συστημάτων συμπαραγωγής. Ορίζεται ως:

$$\eta_{CHP, EX} = \frac{Pel_{top} + Pel_{bottom} + Ex_{NG}}{Ex_{NGburned} + Ex_{air} + Ex_{LNG}} = \frac{E_{out}}{E_{in}} \quad (4.69)$$

Όπου,

Ex_{NG} = Εξέργεια του ΦΑ στην έξοδο της εγκατάστασης (KW)

$$Ex_{NG} = m_{12} * e_{12} \quad (4.70)$$

$Ex_{NGburned}$ = Εξέργεια του ΦΑ που καίγεται στο θάλαμο καύσης του Α/ Σ (KW)

$$Ex_{NGburned} = m_{18} * LHV \quad (4.71)$$

Ex_{air} = Εξέργεια του αέρα εισόδου στο συμπιεστή του Α/ Σ (KW)

$$Ex_{air} = m_2 * e_2 \quad (4.72)$$

Ex_{LNG} = Εξέργεια του ΥΦΑ προς αεριοποίηση (KW)

$$Ex_{LNG} = m_{11} * e_{11} \quad (4.73)$$

Για κάθε θέση της εγκατάστασης υπολογίζεται η ειδική εξέργεια (KJ/Kg) και στην συνέχεια υπολογίζεται η εξέργεια του συγκεκριμένου ρευστού σύμφωνα με τις σχέσεις 4.6 και 4.10 αντίστοιχα. Η στοιχειομετρική ανάλυση για το καυσάριο εξόδου της θέσης 6 του κύκλου και οι ενδιάμεσες θέσεις στροβίλων και συμπιεστών υπολογίζονται σύμφωνα με τις σχέσεις του πρώτου σεναρίου 4.21 – 4.41. Επίσης για σκοπούς μη επανάληψης βασικών σχέσεων του εξοπλισμού δεν αναφέρονται ξανά ούτε οι υπόλοιπες σχέσεις υπολογισμού της ισχύος των γεννητριών και των συμπιεστών-μοτέρ. Τα αποτελέσματα των 2 σεναρίων παραγωγής ενέργειας παρουσιάζονται αναλυτικά σε πίνακες στην εφαρμογή τους στο σταθμό ΥΦΑ. Τα δεδομένα του σταθμού λήφθηκαν από το σταθμό ΥΦΑ Ρεβυθούσας.

Βελτιστοποίηση σεναρίου 2:

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης λειτουργίας του σεναρίου 2 δείχνουν ότι ο θερμικός και εξεργειακός βαθμός απόδοσης του κύκλου βελτιώνονται με την αύξηση της μέγιστης πίεσης του κάτω κύκλου και με τη μείωση της ελάχιστης πίεσης του κάτω κύκλου. Παρ' όλα αυτά, η αύξηση και η μείωση των πιέσεων του κύκλου βρίσκεται μεταξύ ορίων τα οποία προκύπτουν από το μέσο λειτουργίας του κάτω κύκλου. Επίσης, για το λόγο ότι στην εγκατάσταση χρησιμοποιείται βιομηχανικός αεριοστρόβιλος (SGT-2000E) με συγκεκριμένες προδιαγραφές από τον κατασκευαστή δεν υπάρχουν μεγάλα περιθώρια βελτίωσης. Οι μέγιστοι βαθμοί απόδοσης οδηγούν με την σειρά τους στη μέγιστη καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος της εγκατάστασης και στη συνέχεια υπάρχει μεγιστοποίηση των χρηματικών κερδών και ελάχιστος χρόνος απόσβεσης των σεναρίων. Η βελτιστοποίηση των παραμέτρων του σεναρίου έγινε με την βοήθεια του προγράμματος Solver στην Excel και η αναλυτική παρουσίαση των περιορισμών και των τιμών γίνεται στη συνέχεια στην εφαρμογή του σεναρίου 2 στο ΥΦΑ.[39]

4.3 Υπάρχων Ενεργειακή Απόδοση Τερματικού ΥΦΑ

Η εγκατάσταση του τερματικού ΥΦΑ, είναι υπεύθυνη για την επαναεριοποίηση του φυσικού αερίου το οποίο βρίσκεται σε υγρή φάση στις δεξαμενές αποθήκευσης του. Δηλαδή, σκοπός του τερματικού είναι η αλλαγή φάσης του ρευστού (ενέργεια σε υγρή μορφή) και ακολούθως η μεταφορά του στο δίκτυο. Λόγω του ότι δεν υπάρχει μετατροπή ενέργειας από μια μορφή σε μια άλλη, πάρα μόνο φυσική διεργασία αλλαγής φάσης του ΥΦΑ, δεν μπορεί να οριστεί ένας καθαρός ενεργειακός βαθμός απόδοσης.

Ως ενεργειακή απόδοση όμως μπορεί να οριστεί η ηλεκτρική ενέργεια η οποία καταναλώνεται για να επιτελέσει αυτή τη φυσική διεργασία της αεριοποίησης δια την ενέργεια την οποία έχει το ΦΑ στην έξοδο του τερματικού ανά κανονικό κυβικό μέτρο. Όσο πιο μικρή είναι αυτή η κατανάλωση ενέργειας τόσο πιο αποδοτική είναι η εγκατάσταση και τόσο πιο φθηνή είναι η πρώτη ύλη (ενέργεια) που θα χρησιμοποιήσει ο πελάτης.

Για σκοπούς πληρότητας του κειμένου δίνονται οι ορισμοί: Ανωτέρα Θερμογόνος Δύναμη (ΑΘΔ) ορίζεται η ενέργεια που εκλύεται κατά την καύση 1 Nm³ ΦΑ όταν στα προϊόντα καύσης το νερό βρίσκεται σε υγρή κατάσταση. Η τιμή της ΑΘΔ δεν είναι σταθερή καθώς εξαρτάται από τη σύσταση του ΦΑ και υπολογίζεται κάθε μήνα από τη ΔΕΠΑ σύμφωνα με μετρήσεις που γίνονται στους σταθμούς παραλαβής του φυσικού αερίου. Μια μέση τιμή ΑΘΔ είναι 11.5 kWh/ Nm³ ΦΑ. Αντίστοιχα ως Κατωτέρα Θερμογόνος Δύναμη (ΚΘΔ) ορίζεται η ενέργεια που εκλύεται κατά την καύση 1 Nm³ ΦΑ όταν στα προϊόντα καύσης το νερό βρίσκεται σε αέρια κατάσταση δηλαδή σε μορφή υδρατμών (οπότε έχει απορροφήσει ενέργεια) και είναι χαμηλότερη περίπου 10% από τη ΑΘΔ. Μια μέση τιμή ΚΘΔ είναι 10.4 kWh/ Nm³ ΦΑ. Σύμφωνα με τα παραπάνω ορίζεται η ενεργειακή απόδοση της εγκατάστασης ως:

$$EA = \frac{\text{ΚΑΤΑΝΑΛΙΣΚΟΜΕΝΗ ΗΛ.ΕΝΕΡΓΕΙΑ (MWh)}}{\text{ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΦΑ ΑΝΑ ΚΑΝΟΝΙΚΟ Κ.Μ.} \left(\frac{\text{MWh}}{\text{Nm}^3} \text{ ΦΑ} \right)} \quad (4.74)$$

Ο τερματικός σταθμός ΥΦΑ διαθέτει εξοπλισμό ο οποίος αποτελείται κυρίως από αντλίες για την αεριοποίηση του ΥΦΑ. Στον παρακάτω πίνακα 4.2 παρουσιάζεται ο βασικός εξοπλισμός βάση της κωδικοποίησης και της ονομαστικής ισχύος καθώς και η συνολική εγκατεστημένη ισχύς στο σταθμό. Τα δεδομένα λήφθηκαν από το σταθμό ΥΦΑ Ρεβυθούσας.[42]

Κωδικός	Μηχάνημα	Ονομαστική Ισχύς
J3101A	SEND OUT PUMP	450 Kw
J4301A	SEA WATER PUMP	420 Kw
J3102B	SEND OUT PUMP	820 Kw
J4301S	SEA WATER PUMP	420 Kw
V3101A	BOG COMPRESSOR	360 Kw
J3102A	SEND OUT PUMP	820 Kw
J4301B	SEA WATER PUMP	420 Kw
J3101B	SEND OUT PUMP	450 Kw
V3101B	BOG COMPRESSOR	360 Kw
V3102A	BLOWER for SCV	110 Kw
V3102A	BLOWER for SCV	110 Kw
J3201A	LNG PUMP	130 Kw
J3201B	LNG PUMP	130 Kw
J3201C	LNG PUMP	130 Kw
J3201E	LNG PUMP	130 Kw
J3201G	LNG PUMP	130 Kw
J3201F	LNG PUMP	130 Kw
V3101C	BOG COMPRESSOR	380 Kw
V3102C	BLOWER for SCV	355 Kw
V3102D	BLOWER for SCV	355 Kw
J3201D	LNG PUMP	100 Kw
J3201H	LNG PUMP	100 Kw
J3103A	SEND OUT PUMP	950 Kw
J3103B	SEND OUT PUMP	950 Kw
J4301A	SEA WATER PUMP	575 Kw
J4301A	SEA WATER PUMP	575 Kw
J4301A	SEA WATER PUMP	575 Kw
ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΚΙΝΗΤΗΡΙΑ ΙΣΧΥΣ		10435 Kw

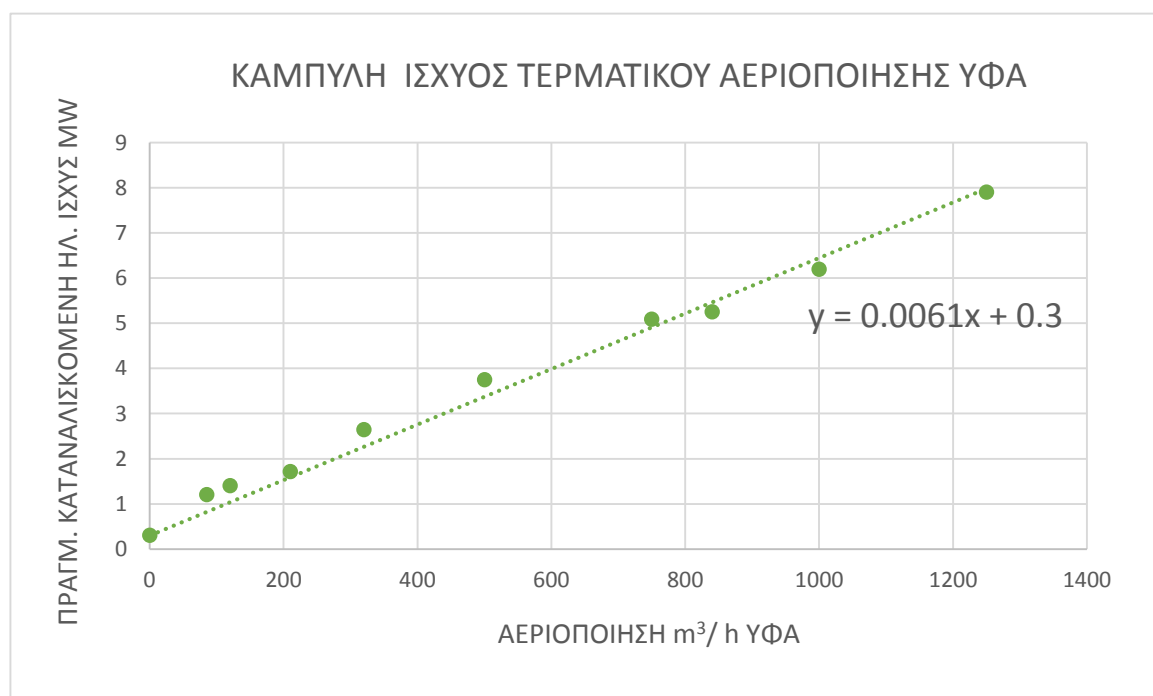
Πίνακας 4.2: Βασικός εξοπλισμός του Τερματικού ΥΦΑ [42]

Επίσης, σύμφωνα με τις μετρήσεις τις οποίες διαθέτει το αρχείο του τερματικού ΥΦΑ Ρεβυθούσας για την καταναλισκόμενη ηλεκτρική ισχύ για κάθε επίπεδο αεριοποίησης ΥΦΑ, σχηματίζεται ο πίνακας 4.3 στη συνέχεια. Βάση του πίνακα αυτού, κατασκευάζεται η καμπύλη ισχύος του σταθμού ανάλογα με τα κυβικά μετρά αεριοποίησης ΥΦΑ την ώρα. Η διαίρεση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας με τα κυβικά μετρά ΥΦΑ που αεριοποιούνται, δίνει μια ξεκάθαρη εικόνα για το πιο οικονομικό και αποδοτικό επίπεδο αεριοποίησης. Στον πίνακα 4.3 παρατηρείται ότι όσο μεγαλώνει το επίπεδο της αεριοποίησης του σταθμού τόσο μειώνεται η κατανάλωση ισχύος ανά κυβικό μέτρο ΥΦΑ. Η ελάχιστη κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος πραγματοποιείται στα 1000 m³/ h ΥΦΑ ή

αλλιώς στα 125 Kg/s ΥΦΑ. Για τον υπολογισμό της παροχής ΥΦΑ σε μονάδες μάζας ανά δευτερόλεπτο χρησιμοποιήθηκε μια μέση πυκνότητα του ΥΦΑ $\rho = 450 \text{ kg/m}^3$. Στο σχήμα 4.5 παρουσιάζεται η καμπύλη ισχύος του σταθμού ΥΦΑ με την εξίσωση της να προκύπτει από την ανάλυση των δεδομένων στο πρόγραμμα Excel. Η ανοδική πορεία της ευθείας που προκύπτει ήταν αναμενόμενη. Τα σημεία των 85 m³/h ΥΦΑ και 1250 m³/h ΥΦΑ είναι το ελάχιστο και μέγιστο ποσό αεριοποίησης, το οποίο δύναται να πραγματοποιήσει ο σταθμός, αντίστοιχα [42]

Αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Αεριοποίηση ΥΦΑ (m ³ /h ΥΦΑ)	Κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος (MW)	Κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε 1 ώρα (MWh)	Κατανάλωση ηλ.ισχύος ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται την ώρα (MWh / m ³ ΥΦΑ)
0.000	0	0.3	0.3	-
10.625	85	1.2	1.2	0.01412
15.000	120	1.4	1.4	0.01167
26.250	210	1.71	1.71	0.00814
40.000	320	2.64	2.64	0.00825
62.500	500	3.75	3.75	0.00750
93.750	750	5.09	5.09	0.00679
105.000	840	5.25	5.25	0.00625
125.000	1000	6.19	6.19	0.00619
156.250	1250	7.9	7.9	0.00632

Πίνακας 4.3: Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ισχύος ανά επίπεδο Αεριοποίησης ΥΦΑ [42]



Σχήμα 4.5: Καμπύλη Ισχύος Τερματικού ΥΦΑ

Σύμφωνα με τα παραπάνω προκύπτει ο πίνακας 4.4 της Ενεργειακής Απόδοσης (ΕΑ) του τερματικού ΥΦΑ. Υπενθυμίζεται ότι ΑΘΔ = 11,5 kWh/ Nm³ ΦΑ και ΚΘΔ = 10,4 kWh/ Nm³ ΦΑ. Ο πίνακας ενεργειακής απόδοσης δείχνει με αλλά λόγια το ποσό της

ενέργειας που απαιτείται για να δουλέψει μια τέτοια εγκατάσταση. Επίσης, στον πίνακα 5.5 παρουσιάζεται η κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος ανάλογα με τα Kg ΥΦΑ που αεριοποιούνται το δευτερόλεπτο.

Αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Αεριοποίηση ΥΦΑ (m³/ h ΥΦΑ)	ΕΑ βάση της ΑΘΔ MWh_{el} / (MWh/ Nm³) ΦΑ	ΕΑ βάση της ΚΘΔ MWh_{el} / (MWh/ Nm³) ΦΑ
10.625	85	1.2 / 0.0115	1.2 / 0.0104
15.000	120	1.4 / 0.0115	1.4 / 0.0104
26.250	210	1.71 / 0.0115	1.71 / 0.0104
40.000	320	2.64 / 0.0115	2.64 / 0.0104
62.500	500	3.75 / 0.0115	3.75 / 0.0104
93.750	750	5.09 / 0.0115	5.09 / 0.0104
105.000	840	5.25 / 0.0115	5.25 / 0.0104
125.000	1000	6.19 / 0.0115	6.19 / 0.0104
156.250	1250	7.9 / 0.0115	7.9 / 0.0104

Πίνακας 4.4: Ενεργειακή Απόδοση Τερματικού ΥΦΑ [42]

Αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ισχύος ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
10.625	0.1129
15.000	0.0933
26.250	0.0651
40.000	0.0660
62.500	0.0600
93.750	0.0543
105.000	0.0500
125.000	0.0495
156.250	0.0506

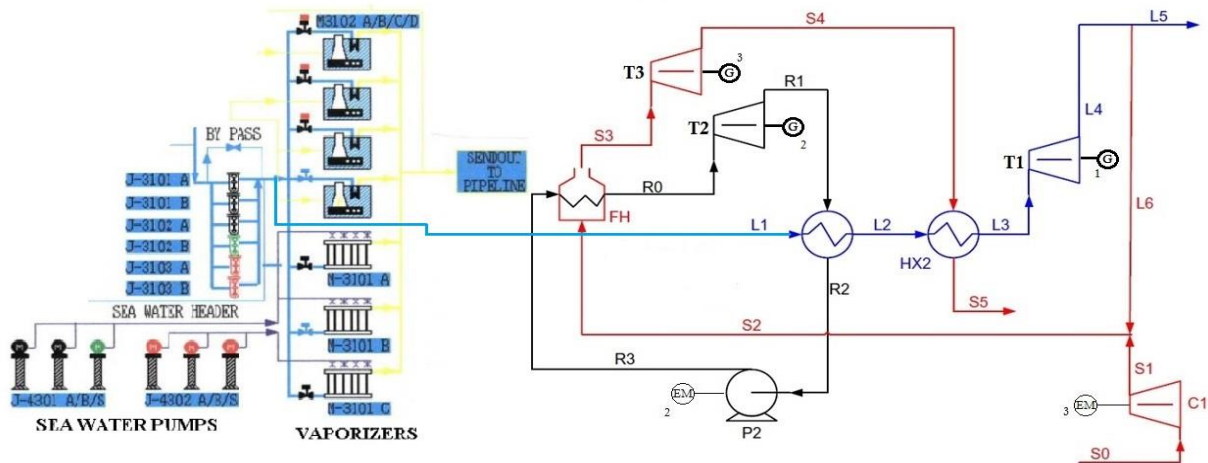
Πίνακας 4.5: Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ισχύος ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο [42]

Στο κεφάλαιο 5 που ακολουθεί παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της εφαρμογής των 2 σεναρίων σε σταθμό αεριοποίησης ΥΦΑ. Ο συγκεκριμένος τερματικός σταθμός εισαγωγής ΥΦΑ, στον οποίο γίνονται οι εφαρμογές, διαθέτει τα χαρακτηριστικά του τερματικού ΥΦΑ Ρεβυθούσας.

5 Εφαρμογή των Σεναρίων Αξιοποίησης του Κρύου σε Τερματικό Σταθμό Εισαγωγής ΥΦΑ

5.1 1^η Εφαρμογή Σεναρίου 1 – Αύξηση του ποσού Αεριοποίησης ΥΦΑ σε Τερματικό Σταθμό ΥΦΑ από 1000 m³ ΥΦΑ/ h στα 1400 m³ ΥΦΑ/ h

Στο παρών σενάριο αξιοποίησης του κρύου από το ΥΦΑ κατά τη διαδικασία της αεριοποίησης του, η παροχή ΥΦΑ μετά τις αντλίες υψηλής πίεσης χωρίζεται σε 2 τμήματα όπως φαίνεται στο σχήμα 5.1. Για να υπάρχει συνδυασμός των νέων εγκαταστάσεων στο τερματικό ΥΦΑ χρησιμοποιούνται οι είδη υπάρχων αεριοποιητές για ένα επίπεδο αεριοποίησης. Η παροχή ΥΦΑ η οποία εισέρχεται στο νέο σύστημα (δεξιά) διαθέτει τα χαρακτηριστικά εξόδου από τις αντλίες υψηλής πίεσης της είδη υπάρχουσας εγκατάστασης. Γι' αυτό το κομμάτι αύξησης πίεσης του ΥΦΑ μέσω αντλίας στην είσοδο της νέας εγκατάστασης αμελείται (θέση L0).



Σχήμα 5.1: Εφαρμογή σεναρίου 1 σε εγκατάσταση ΥΦΑ

Σύμφωνα με τα στοιχεία από το σταθμό της Ρεβυθούσας στην έξοδο του τερματικού δηλαδή στην τελική ροή του ΦΑ επικρατούν συνθήκες πίεσης 27 - 65 bar και θερμοκρασίας > 3.5 °C. Επίσης, το ΥΦΑ μετά από την έξοδο του από τις αντλίες υψηλής πίεσης βρίσκεται περίπου στα 75 bar και στους -145 °C. Αυτά τα δεδομένα χρησιμοποιούνται ως εισοδοί στο πρόγραμμα το οποίο δημιουργήθηκε στο Excel για την ανάλυση του κύκλου. Για το λόγο ότι εξετάζεται η αύξηση του ποσού αεριοποίησης ΥΦΑ, η παροχή ΥΦΑ στο νέο σύστημα είναι 400 m³ ΥΦΑ/ h δηλαδή 47.0122 Kg/ s ΥΦΑ. Για τον υπολογισμό των παρακάτω αποτελεσμάτων χρησιμοποιήθηκαν οι σχέσεις 4.1 – 4.49. Οι συνθήκες περιβάλλοντος θεωρήθηκαν 1.013 bar και 20 °C.

Παρουσίαση αποτελεσμάτων – Χωρίς Βελτιστοποίηση του κύκλου:

ΚΥΚΛΟΣ RANKINE	
Συστατικό	Ποσοστό
Αμμωνία	0.7000
Νερό	0.3000

Πίνακας 5.1: Σύσταση Οργανικού Μέσου κύκλου Rankine

Στον πίνακα 5.2 παρουσιάζονται οι παροχές για τις διάφορες θέσεις της εγκατάστασης:

Παροχή Θέσης	Kg/ s
ΥΦΑ – θέση L1	47.0122
Αμμωνία – Νερο – θέση R0	31.8700
Αέρας Εισόδου – θέση S0	46.7370
ΦΑ προς FH – θέση L6	3.3100

Πίνακας 5.2: Παροχές εγκατάστασης

Ο σταθμός ΥΦΑ της Ρεβυθούσας παραλαμβάνει ΥΦΑ από την Αλγερία μέσω κρουγενικών δεξαμενόπλοιων. Η τυπική του σύσταση παρουσιάζεται στον πίνακα 5.3:

ΤΥΠΙΚΗ ΣΥΣΤΑΣΗ ΥΦΑ ΑΛΓΕΡΙΑΣ	
Συστατικό	Ποσοστό
methane	0.9209
ethane	0.0623
nitrogen	0.0086
propane	0.0082
ΣΥΝΟΛΟ	1.0000

Πίνακας 5.3: Τυπική σύσταση ΥΦΑ Αλγερίας [42]

Στον παρακάτω πίνακα 5.4 παρουσιάζονται οι βαθμοί απόδοσης για ολόκληρο τον εξοπλισμό της καινούργιας εγκατάστασης καθώς και κάποια αλλά στοιχεία του κύκλου τα οποία χρησιμοποιήθηκαν κατά τους υπολογισμούς. Οι ισεντροπικοί βαθμοί απόδοσης των συμπιεστών και των στροβίλων καθώς και οι υπόλοιποι μηχανικοί βαθμοί απόδοσης λήφθηκαν από την βιβλιογραφία.

ΒΑΘΜΟΙ ΑΠΟΔΟΣΗΣ	
Ισεντροπικός β.α. συμπιεστή - his,c1	0.8000
Ισεντροπικός β.α. στροβίλου - his,T1	0.8000
Ισεντροπικός β.α. στροβίλου - his,T2	0.8000
Ισεντροπικός β.α. στροβίλου - his,T3	0.8000
Βαθμός απόδοσης αντλίας - hp1	0.7000
Βαθμός απόδοσης αντλίας - hp2	0.7000
Βαθμός απόδοσης Θ.Κ. - hFH	0.9900
Βαθμός απόδοσης γεννητριών - hG1,2,3	0.9700
Μηχανικός β.α. γεννητριών - hm,G1,2,3	0.9800
Βαθμός απόδοσης μοτέρ - hEM 1,2,3	0.9700
Μηχανικός β.α. μοτέρ - hm,EM 1,2,3	0.9800
Μηχανικός β.α. συμπιεστή - hm c1	0.9900
Μηχανικός β.α. στροβίλου - hm T	0.9900
ΛΟΙΠΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΥΚΛΟΥ	
Λόγος πίεσης συμπιεστή - Pc1	20.0000
Κατώτερη Θ.Ι. - LHV (KJ/Kg)	50056.0000
Πυκνότητα ΥΦΑ (kg/m3)	430.7217

Πίνακας 5.4: Βαθμοί απόδοσης κύκλου σεναρίου 1

Κατά τον υπολογισμό της σύστασης καυσαερίων της θέσης S5 χρησιμοποιήθηκαν οι σχέσεις 4.21- 4.41. Στον πίνακα 5.5 παρουσιάζονται τα χαρακτηριστικά μεγέθη στοιχειομετρικής καύσης στοιχειακών καυσίμων και στοιχείων ή ενώσεων που παρατηρούνται στην καύση (ανοιγμένα σε 1 kg μάζας).

	γ	$\mu\text{O}_2\text{o}$	μLoT	μCO_2	$\mu\text{N}_2\text{o}$	μGoT	$\mu(\text{H}_2\text{O})\text{B}$	μGo
methane	0.9209	3.9900	17.1890	2.7430	13.1990	15.9430	2.2460	18.1890
ethane	0.0623	3.7250	16.0490	2.9270	12.3240	15.2510	1.7980	17.0490
propane	0.0086	3.6290	15.6340	2.9940	12.0050	15.0000	1.6340	16.6340
nitrogen	0.0082	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	1.0000	0.0000	1.0000
ΣΤΟΙΧΕΙΟΜΕΤΡΙΑ								
ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΗ ΠΟΣΟΣΤΗΤΑ ΑΕΡΑ ΧΩΡΙΣ ΥΓΡΑΣΙΑ			μLoT	16.9637		Kg ΞΗΡΟΥ ΑΕΡΑ / Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΟ CO ₂			μCO_2	2.7341		Kg CO ₂ / Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΑΖΩΤΟ ΣΤΟ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ			$\mu\text{N}_2\text{o}$	13.0342		Kg N ₂ / Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΟ ΞΗΡΟ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ			μGoT	15.7692		Kg ΞΗΡΟΥ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟΥ/ Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
H ₂ O ΣΤΟ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ ΛΟΓΩ ΚΑΥΣΗΣ H ₂ ΣΤΟ ΚΑΥΣΙΜΟ			$\mu(\text{H}_2\text{O})\text{B}$	2.1944		Kg H ₂ O/ Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
H ₂ O ΣΤΟ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ ΛΟΓΩ ΑΕΡΑ ΚΑΥΣΗΣ			$\mu(\text{H}_2\text{O})\text{Lo}$	0.0000		Kg H ₂ O/ Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΣΥΝΟΛΙΚΟ H ₂ O ΣΤΟ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ			$\mu(\text{H}_2\text{O})\text{o}$	2.1944		Kg H ₂ O/ Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΠΑΡΑΓΟΜΕΝΟ ΥΓΡΟ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ			μGo	17.9637		Kg ΥΓΡΟΥ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟΥ/ Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΟΣ ΥΓΡΟΣ ΣΤΟΙΧ. ΑΕΡΑΣ			μLo	16.9637		Kg ΥΓΡΟΥ ΑΕΡΑ/ Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΠΕΡΙΣΣΕΙΑ ΑΕΡΑ								
ΛΟΓΟΣ ΑΕΡΑ-ΚΑΥΣΗΣ ΓΙΑ ΠΙΕΣΜΕΝΟ ΑΕΡΑ			λ	1.2000		Kg/ Kg		
ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΟΣ ΞΗΡΟΣ ΑΕΡΑΣ			μLT	20.3564		Kg ΞΗΡΟΥ ΑΕΡΑ/ Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΚΑΤΑ ΜΑΖΑ ΣΥΣΤΑΣΗ ΑΕΡΑ ΣΕ ΟΞΥΓΟΝΟ			$\chi\text{o}2\text{L}$	0.2100		%		
ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΟ ΟΞΥΓΟΝΟ			μO_2	4.2748		Kg O ₂ / Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΑΖΩΤΟ ΣΤΟ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ			μN_2	15.7144		Kg N ₂ / Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΟΞΥΓΟΝΟ ΣΤΟ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ			$\mu\text{O}_2\text{G}$	0.7125		Kg O ₂ / Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΥΓΡΑΣΙΑ ΑΕΡΑ ΚΑΥΣΗΣ			$\mu(\text{H}_2\text{O})\text{Lo}$	0.0000		Kg H ₂ O/ Kg aera		
ΠΕΡΙΕΚΤΙΚΟΤΗΤΑ ΑΕΡΑ ΣΕ ΥΓΡΑΣΙΑ			$\chi(\text{H}_2\text{O})\text{L}$	0.0000		%		
H ₂ O ΣΤΟ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ			$\mu(\text{H}_2\text{O})$	2.1944		Kg H ₂ O/ Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΑΠΑΙΤΟΥΜΕΝΟΣ ΥΓΡΟΣ ΑΕΡΑΣ			μL	20.3564		Kg ΥΓΡΟΥ ΑΕΡΑ /Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΥΓΡΟ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ			μG	21.3564		Kg ΥΓΡΟΥ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟΥ/ Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		
ΞΗΡΟ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ			μGT	19.1620		Kg ΞΗΡΟΥ ΚΑΥΣΑΕΡΙΟΥ/ Kg ΚΑΥΣΙΜΟΥ		

Πίνακας 5.5: Μεγέθη στοιχειακών καυσίμων και χαρακτηριστικά μεγέθη εγκατάστασης

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της σύστασης καυσαερίου όπως αυτά προέκυψαν από την στοιχειομετρική ανάλυση.

Συστατικό X	Κλάσμα	Ποσοστό
CO ₂	0.1280	12.8024
O ₂	0.0334	3.3361
N ₂	0.7358	73.5819
H ₂ O	0.1028	10.2752
ΣΥΝΟΛΟ	1.0000	100

Πίνακας 5.6: Σύσταση καυσαερίου

Η θέση S2 στην καινούργια εγκατάσταση αποτελείται από αέρα και ΦΑ. Ο ατμοσφαιρικός αέρας συμπιέζεται στον συμπιεστή 1 και στη συνέχεια αφού γίνει ανάμιξη με τη ροή ΦΑ οδηγείται στο θάλαμο καύσης για να παράξει το καυσαέριο που μόλις παρουσιάστηκε. Στον πίνακα 5.7 γίνεται ανάλυση ανάλογα με την παροχή του κάθε ρευστού και δίνεται η αναλογία του σε ποσοστό.

		ΚΛΑΣΜΑ	ΑΝΑΛΟΓΙΑ ΣΥΣΤΑΤΙΚΩΝ
ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΥΣΙΜΟΥ %		6.6138	0.0661
ΚΑΥΣΙΜΟ ΦΑ	methane	0.9209	0.0609
	ethane	0.0623	0.0041
	nitrogen	0.0086	0.0006
	propane	0.0082	0.0005
ΑΕΡΑΣ	oxygen	0.2100	0.1961
	argon	0.0100	0.0093
	nitrogen	0.7800	0.7284
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΕΡΑ %		93.3862	0.9339
ΣΥΝΟΛΟ		100.0000	1.0000

Πίνακας 5.7: Αναλογία θέσης S2

Για τον υπολογισμό των χαρακτηριστικών των επιμέρους θέσεων του κύκλου χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα REFPROP 9.0 της εταιρίας NIST. Για τον υπολογισμό ενός σημείου το συγκεκριμένο πρόγραμμα θερμοδυναμικής χρησιμοποιεί 2 χαρακτηριστικά του ρευστού. Για παράδειγμα, για τον υπολογισμό της ενθαλπίας σε ένα σημείο, η εντολή του REFPROP χρειάζεται την πίεση και την θερμοκρασία του. Το πρόγραμμα ενσωματώθηκε στο Excel ως εφαρμογή Add in και οι μονάδες μετρήσεις που χρησιμοποιήθηκαν ήταν MPa για την πίεση του ρευστού και Kelvin για τη θερμοκρασία του. Στην εγκατάσταση του σεναρίου 1 υπάρχουν 4 διαφορετικά ρευστά: ΥΦΑ, αμμωνία με νερό, αέρας και καυσαέριο. Παρακάτω δίνονται οι βασικές εντολές του REFPROP.

Τα ρευστά δόθηκαν σε μορφή κειμένου (fluidstring) για το λόγο ότι αποτελούνται από διάφορα συστατικά υπό κάποια αναλογία που είδη παρουσιάστηκε. Για παράδειγμα στο οργανικό μέσο αμμωνίας νερού χρησιμοποιήθηκε:

- Κελί = FluidString (συστατικά, αναλογία) = FluidString (ammonia:water, 0.7:0.3)

Υπολογισμός ενθαλπίας:

- Κελί = enthalpy (Ρευστό, “TP”, SI, θερμοκρασία, πίεση)

Υπολογισμός εντροπίας:

- Κελί = entropy (Ρευστό, “TP”, SI, θερμοκρασία, πίεση)

Ανάλογα υπολογίστηκαν και τα υπόλοιπα χαρακτηριστικά Cp, Cv. Σε περίπτωση δεν υπήρχαν γνωστά η θερμοκρασία ή η πίεση κάποιου σημείου αλλά η ενθαλπία του σε συνδυασμό με ένα από τα δύο που προαναφέρθηκαν χρησιμοποιήθηκαν οι εντολές:

- Κελί = temperature (Ρευστό, “PH”, SI, πίεση, ενθαλπία)
- Κελί = pressure (Ρευστό, “TH”, SI, θερμοκρασία, ενθαλπία)
- Κελί = Cp (Ρευστό, “TP”, SI, θερμοκρασία, πίεση)
- Κελί = Cv (Ρευστό, “TP”, SI, θερμοκρασία, πίεση)

Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων για όλες τις θέσεις της καινούργιας εγκατάστασης γίνεται στον πίνακα 5.8. Τα συγκεκριμένα αποτελέσματα είναι χωρίς βελτιστοποίηση των τιμών για μέγιστο ενεργειακό και εξεργειακό βαθμό απόδοσης. Επίσης, στα συγκεκριμένα αποτελέσματα δεν υπάρχουν φυσικοί περιορισμοί λειτουργίας αλλά μόνο αριθμοί οι οποίοι προκύπτουν από θερμοδυναμικές σχέσεις. Αυτός είναι και ο λόγος ο οποίος έχουμε εμφάνιση κάποιων παράδοξων δεδομένων όπως οι θερμοκρασίες L3 και S5. Αυτές οι θερμοκρασίες έπρεπε να αυξάνονται και να μειώνονται αντίστοιχα αλλά συμβαίνει το αντίθετο. Μετά την εφαρμογή της βελτιστοποίησης και αφού το σύστημα αποκτήσει “φυσική αίσθηση” οι τιμές αυτές ανταποκρίνονται στην πραγματικότητα. Γι’ αυτό χρησιμοποιούνται μόνο οι τιμές μετά την βελτιστοποίηση και τους περιορισμούς.

ΘΕΣΗ	ΦΑΣΗ	T(°C)	T(K)	P(Bar)	P(MPa)	h(KJ/KG)
L1	ΥΦΑ	-145.000	128.000	50.000	5.000	40.154
L2	ΦΑ	312.886	585.886	50.000	5.000	1613.604
L3	ΦΑ	136.530	409.530	50.000	5.000	1099.945
L4	ΦΑ	100.000	373.000	30.000	3.000	1018.626
L5	ΦΑ	100.000	373.000	30.000	3.000	1018.626
L6	ΦΑ	100.000	373.000	30.000	3.000	1018.626
R0	ΑΕΡΙΟ Αμ/ Ν	631.068	904.068	55.000	5.500	3449.549
R1	ΑΕΡΙΟ Αμ/ Ν	140.000	413.000	0.400	0.040	2200.460
R2	ΥΓΡΟ Αμ/ Ν	-43.000	230.000	0.400	0.040	-171.406
R3	ΥΓΡΟ Αμ/ Ν	-42.500	230.500	55.000	5.500	-164.358
S0	ΑΤΜ.ΑΕΡΑΣ	20.000	293.000	1.000	0.100	293.267
S1	ΠΙΕΣΜΕΝΟΣ Α.	515.737	788.737	20.000	2.000	810.808
S2	Π.ΑΕΡ.+ΜΕΘ.	476.285	749.285	20.000	2.000	824.553
S3	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	1155.587	1428.587	20.000	2.000	1850.021
S4	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	614.136	887.136	1.000	0.100	1154.688
S5	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	995.334	1268.334	1.000	0.100	1637.200
ΘΕΣΗ	ΦΑΣΗ	s(KJ/KGK)	Cp	Cv	γ	m(Kg/s)
L1	ΥΦΑ	0.466	3.319	1.925	1.724	47.012
L2	ΦΑ	6.233	3.206	2.675	1.198	47.012
L3	ΦΑ	5.197	2.639	2.036	1.296	47.012
L4	ΦΑ	5.229	2.478	1.904	1.301	47.012
L5	ΦΑ	5.229	2.478	1.904	1.301	43.702
L6	ΦΑ	5.229	2.478	1.904	1.301	3.310
R0	ΑΕΡΙΟ Αμ/ Ν	8.071	3.110	2.579	1.206	31.187
R1	ΑΕΡΙΟ Αμ/ Ν	8.466	2.184	1.698	1.286	31.187
R2	ΥΓΡΟ Αμ/ Ν	0.018	4.496	3.515	1.279	31.187
R3	ΥΓΡΟ Αμ/ Ν	0.020	4.491	3.510	1.280	31.187
S0	ΑΤΜ.ΑΕΡΑΣ	6.847	1.006	0.718	1.402	46.737
S1	ΠΙΕΣΜΕΝΟΣ Α.	7.010	1.099	0.810	1.358	46.737
S2	Π.ΑΕΡ.+ΜΕΘ.	7.047	1.196	0.898	1.332	50.047
S3	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	7.250	1.334	1.048	1.273	50.047
S4	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	7.496	1.219	0.934	1.305	50.047
S5	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	7.947	1.306	1.021	1.279	50.047

Πίνακας 5.8: Παρουσίαση αποτελεσμάτων εγκατάστασης χωρίς βελτιστοποίηση του κύκλου

Σύμφωνα με τον πίνακα 5.8 και τις εξισώσεις 4.1 – 4.21 μπορεί πλέον να γίνει ο υπολογισμός της ηλεκτρικής ισχύος την οποία καταναλώνει και παράγει η καινούργια εγκατάσταση. Η καθαρή ηλεκτρική ισχύς του συστήματος μπορεί να χρησιμοποιηθεί για πώληση στο δίκτυο. Επίσης, πραγματοποιείται η Ενεργειακή και Εξεργειακή μελέτη του συστήματος και εξάγονται συμπεράσματα για την πιθανή αύξηση της διαθέσιμης ηλεκτρικής ισχύος του υπό μελέτη σταθμού. Στη συνέχεια, το σενάριο 1 βελτιστοποιείται και γίνεται η σύγκριση των αποτελεσμάτων και η αύξηση του βαθμού απόδοσης στο καινούργιο σύστημα. Τα αποτελέσματα της ενεργειακής ανάλυσης παρουσιάζονται στον πίνακα 5.9. Ο θερμικός βαθμός απόδοσης του κύκλου υπολογίζεται σύμφωνα με τη σχέση 4.5. Η παρουσίαση των αποτελεσμάτων για την ισχύ της αντλίας 1 συμπεριλαμβάνονται στον παρακάτω πίνακα για σκοπούς πληρότητας της ανάλυσης του σεναρίου 1. Στην πραγματική εφαρμογή όμως στο τερματικό ΥΦΑ, η θέση L1 διαθέτει τα χαρακτηριστικά εξόδου από τις αντλίες υψηλής πίεσης του σταθμού. Γι' αυτό και στην εφαρμογή του σεναρίου 1 δεν χρησιμοποιείται η αντλία 1.

Ενεργειακή Ανάλυση Συστήματος			
Καταναλισκόμενη Ηλεκτρική Ισχύς		Παραγόμενη Ισχύς	
Συμπιεστής - Αντλία	MW	Στρόβιλος	MW
Wc1	23.0837	Wt1	3.7848
Wp1	1.4451	Wt2	38.5658
Wp2	0.3140	Wt3	34.4513
Σύνολο	24.8428	Σύνολο	76.8019
Καθαρή Ισχύς Συστήματος			
Ισολογισμός Ισχύος		MW	
Pnet1		3.7848	
Pnet2		38.2518	
Pnet3		11.3676	
Σύνολο		53.4041	
Ειδική Απόδοση Ισχύος – SPP (MW/ (Kg/s) LNG)			
1.1360			
Ενεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)			
31.6768			

Πίνακας 5.9: Αποτελέσματα Ισολογισμού Ηλεκτρικής Ισχύος και Ενεργειακής απόδοσης

Ο πίνακας 5.10 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της εξεργειακής ανάλυσης του συστήματος. Χρησιμοποιούμε την Εξεργειακή ανάλυση γιατί μας δίνει μια πιο ακριβή μετατροπή ενέργειας από το κρύο του ΥΦΑ σε ισχύ. Συνδυάζει και τους 2 θερμοδυναμικούς νόμους και αποτελεί ένα πολύ ισχυρό εργαλείο για την ανάλυση και της ποιότητας και της ποσότητας της χρησιμοποιήσιμης ενέργειας. Ο λόγος είναι ότι στο δεύτερο θερμοδυναμικό νόμο χρησιμοποιείται η εντροπία η οποία ταυτίζεται με την ποιότητα της ενέργειας.

Εξεργειακή Ανάλυση Συστήματος				
ΘΕΣΗ	Ειδική Εξέργεια e(KJ/Kg)	Στρόβιλοι – Αποδιδόμενη Εξέργεια - KW	Αντλίες – Καταναλωμένη Εξέργεια - KW	Συμπίεστης – Καταναλωμένη Εξέργεια - KW
L0	1624.9638		405.5064	
L1	1616.3382			
L2	1499.9857			
L3	1290.1547	4272.7744		
L4	1199.2683			
L5	1199.2683			
L6	1199.2683			
R0	2797.4861	42563.0492		
R1	1432.7171			
R2	1536.0807			
R3	1542.6388		204.5258	
S0	0.0000			
S1	469.5360			
S2	472.5151			
S3	1438.5394	38403.7851		
S4	671.1851			
S5	1021.3968			
Σύνολο (KW)		85239.6088	22554.7372	
Καθαρή Ισχύς Συστήματος				
Ισολογισμός Ισχύος			MW	
Pnet1			3.8673	
Pnet2			42.3585	
Pnet3			16.4591	
Σύνολο			62.6849	
Συνολική εξέργεια εισαγωγής στο σύστημα (input exergy) - Ein (MW)			Συνολική εξέργεια εξαγωγής από το σύστημα (output exergy) - Eout (MW)	
242.0785			62.6849	
Συνολικές απώλειες εξέργειας – Eloss (MW)			179.3936	
Εξεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)				
25.8944				

Πίνακας 5.10: Παρουσίαση αποτελεσμάτων Εξεργειακής Ανάλυσης

Παρατηρείται ότι στα αποτελέσματα που προκύπτουν από την Εξεργειακή ανάλυση η συνολική καθαρή ισχύς είναι μεγαλύτερη από τα αποτελέσματα της ενεργειακής ανάλυσης. Αυτό συμβαίνει γιατί η Εξεργειακή ανάλυση αντιλαμβάνεται καλύτερα την μετατροπή από κρύο σε ισχύ και αποτελεί μια καλύτερη προσέγγιση αντιμετώπισης τέτοιων συνθέτων προβλημάτων.

Βελτιστοποίηση σεναρίου 1 κατά την εφαρμογή του στο τερματικό σταθμό ΥΦΑ:

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης λειτουργίας του σεναρίου 1 δείχνουν ότι ο θερμικός και εξεργειακός βαθμός απόδοσης του κύκλου βελτιώνονται με την αύξηση της θερμοκρασίας συμπύκνωσης του κύκλου Rankine, την αύξηση της πίεσης εισόδου στο στρόβιλο 2, την αύξηση της πίεσης στο στρόβιλο 1 του ανοικτού κύκλου ΥΦΑ, με τη μείωση της πίεσης εξόδου του στροβίλου 2 του κύκλου Rankine και με τη μείωση της πίεσης εξόδου του στροβίλου 1 στον ανοικτό κύκλο ΥΦΑ. Παρ' όλα αυτά, υπάρχουν κάποιοι περιορισμοί στην διεξαγωγή της βελτιστοποίησης οι οποίοι παρουσιάζονται παρακάτω. Όπως προαναφέρθηκε οι τιμές οι οποίες θα παρουσιαστούν κατά τη βελτιστοποίηση είναι οι πραγματικές και είναι αυτές που θα χρησιμοποιηθούν στην συνέχεια για τον υπολογισμό της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Η θερμοκρασία αμμωνίας νερού πρέπει να βρίσκεται εντός ορίων παγώματος και σημείου βρασμού του μίγματος (freezing point to bubble point). Επίσης, πρέπει να βρίσκεται εντός ορίων ορθής πίεσης για να επιτυγχάνεται έργο κατά την εκτόνωση στο στρόβιλο 2. Οι περιορισμοί έχουν ως εξής:

$$- 53 \text{ }^\circ\text{C} < T_{R2} < - 43 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$35 \text{ bar} < P_{R0} < 70 \text{ bar}$$

Η πίεση του ΥΦΑ στο σύστημα, καθώς και η πίεση εξόδου προς το δίκτυο του ΦΑ ορίζονται από τα δεδομένα και τον εξοπλισμό της Ρεβυθούσας ως:

$$40 \text{ bar} < P_{L3} < 75 \text{ bar}$$

$$27 \text{ bar} < P_{L4} < 65 \text{ bar}$$

Επίσης, η πίεση P_{R1} πρέπει να είναι σταθερή στα 0.4 bar, η θερμοκρασία στη θέση S5 πρέπει να είναι μεγαλύτερη από 100 °C για να αποφεύγεται η συμπύκνωση των καυσαερίων πριν από την έξοδο τους στο περιβάλλον, η θερμοκρασία εξόδου του ΦΑ στο δίκτυο πρέπει να είναι μεγαλύτερη από 5 °C, η θερμοκρασία στη θέση R0 πρέπει να είναι μεγαλύτερη από την θερμοκρασία στη θέση R3 για να υπάρχει λογική στο θάλαμο καύσης κατά τη μεταφορά θερμότητας στο μείγμα της αμμωνίας – νερού, το ίδιο επίσης πρέπει να συμβαίνει και στη περίπτωση των θερμοκρασιών S3, S2 με την 2^η να είναι μικρότερη από την πρώτη. Για να υπάρχει λογική εξήγηση κατά τη μεταφορά θερμότητας στους εναλλάκτες πρέπει να ισχύει:

$$T_{R1} > T_{L2} + 10$$

$$T_{L1} < T_{R2}$$

Και

$$T_{S4} > T_{L3} + 10$$

$$T_{S5} < 10 + T_{L2}$$

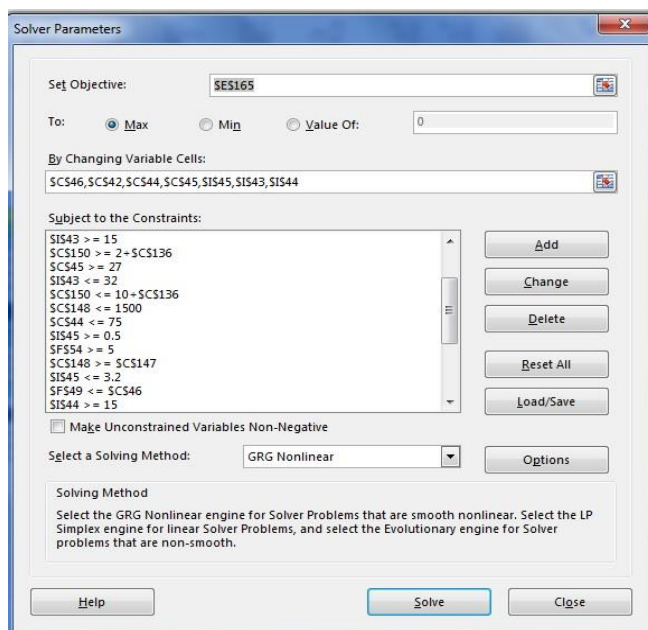
$$T_{S5} > 2 + T_{L2}$$

$$T_{S3} < 1500 \text{ }^\circ\text{C}$$

Οι αλλαγές που θα γίνουν στο πρόγραμμα του Excel αφορούν τις μεταβλητές T_{R2} , P_{R0} , P_{L3} , P_{L4} , m_{L6} (0.5 – 3.2 kg/s), m_{R0} (15 - 35 kg/s) και m_{air} (15 – 50 kg/s) με αντικειμενική συνάρτηση μεγιστοποίησης τον ενεργειακό και εξεργειακό βαθμό απόδοσης. Στον πίνακα 5.11 παρουσιάζονται τα ορθά αποτελέσματα μετά από τη βελτιστοποίηση και στο σχήμα 5.2 μια τυπική εικόνα του προγράμματος Solver που χρησιμοποιήθηκε.

ΘΕΣΗ	ΦΑΣΗ	T('C)	T(K)	P(Bar)	P(MPa)	h(KJ/KG)
L1	ΥΦΑ	-145.000	128.000	75.000	7.500	43.476
L2	ΦΑ	90.000	363.000	75.000	7.500	962.205
L3	ΦΑ	174.577	447.577	75.000	7.500	1191.424
L4	ΦΑ	100.000	373.000	27.000	2.700	1020.661
L5	ΦΑ	100.000	373.000	27.000	2.700	1020.661
L6	ΦΑ	100.000	373.000	27.000	2.700	1020.661
R0	ΑΕΡΙΟ Αμ/ N	659.445	932.445	70.000	7.000	3531.517
R1	ΑΕΡΙΟ Αμ/ N	140.000	413.000	0.400	0.040	2200.460
R2	ΥΓΡΟ Αμ/ N	-43.000	230.000	0.400	0.040	-171.406
R3	ΥΓΡΟ Αμ/ N	-42.500	230.500	70.000	7.000	-163.037
S0	ΑΤΜ.ΑΕΡΑΣ	20.000	293.000	1.000	0.100	293.267
S1	ΠΙΕΣΜΕΝΟΣ Α.	515.737	788.737	20.000	2.000	810.808
S2	Π.ΑΕΡ.+ΜΕΘ.	455.518	728.518	20.000	2.000	832.586
S3	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	1234.291	1507.291	20.000	2.000	1955.456
S4	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	666.567	939.567	1.000	0.100	1218.983
S5	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	107.379	380.379	1.000	0.100	575.131
ΘΕΣΗ	ΦΑΣΗ	s(KJ/KGK)	Cp	Cv	γ	m(Kg/s)
L1	ΥΦΑ	0.447	3.290	1.931	1.704	47.012
L2	ΦΑ	4.651	2.645	1.898	1.394	47.012
L3	ΦΑ	5.218	2.804	2.178	1.287	47.012
L4	ΦΑ	5.284	2.467	1.903	1.296	47.012
L5	ΦΑ	5.284	2.467	1.903	1.296	45.275
L6	ΦΑ	5.284	2.467	1.903	1.296	1.737
R0	ΑΕΡΙΟ Αμ/ N	8.046	3.171	2.632	1.205	18.210
R1	ΑΕΡΙΟ Αμ/ N	8.466	2.184	1.698	1.286	18.210
R2	ΥΓΡΟ Αμ/ N	0.018	4.496	3.515	1.279	18.210
R3	ΥΓΡΟ Αμ/ N	0.018	4.488	3.508	1.280	18.210
S0	ΑΤΜ.ΑΕΡΑΣ	6.847	1.006	0.718	1.402	15.000
S1	ΠΙΕΣΜΕΝΟΣ Α.	7.010	1.099	0.810	1.358	15.000
S2	Π.ΑΕΡ.+ΜΕΘ.	7.054	1.251	0.948	1.320	16.737
S3	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	7.322	1.345	1.059	1.270	16.737
S4	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	7.566	1.233	0.948	1.301	16.737
S5	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	6.536	1.071	0.785	1.365	16.737

Πίνακας 5.11: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης μετά από περιορισμούς του συστήματος



Σχήμα 5.2 : Εφαρμογή του προγράμματος Solver, το οποίο εγκαταστάθηκε ως επιπρόσθετη λειτουργία στο Excel και χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό της βελτιστοποίησης. Στο σχήμα διακρίνεται στο πάνω μέρος η επιλογή κελιού ως αντικειμενική συνάρτηση και το κυρίως παράθυρο στο οποίο είναι γραμμένες οι εντολές των παραμέτρων.

Παρατηρείται ότι σε αυτά τα αποτελέσματα υπάρχει φυσική εξήγηση των μεγεθών που προέκυψαν βάση των ορισμών των εναλλακτών και της μετάδοσης θερμότητας. Με αυτά τα δεδομένα, τα οποία είναι τα ορθά και ανταποκρίνονται στην πραγματικότητα, γίνονται στη συνέχεια οι υπόλοιποι υπολογισμοί της ενέργειας και στο τέλος η τεchnοοικονομική ανάλυση. Ο πίνακας 5.12 παρουσιάζει την ενεργειακή ανάλυση του συστήματος.

Ενεργειακή Ανάλυση Συστήματος			
Καταναλισκόμενη Ηλεκτρική Ισχύς		Παραγόμενη Ισχύς	
Συμπιεστής - Αντλία	MW	Στρόβιλος	MW
Wc1	7.4086	Wτ1	7.9476
Wp1	0.0000	Wτ2	23.9961
Wp2	0.2177	Wτ3	12.2030
Σύνολο	7.6263	Σύνολο	44.1467
Καθαρή Ισχύς Συστήματος			
Ισολογισμός Ισχύος		MW	
Pnet1		7.9476	
Pnet2		23.7784	
Pnet3		4.7944	
Σύνολο		36.5204	
Ειδική Απόδοση Ισχύος – SPP (MW/ (Kg/s) LNG)			
0.7768			
Ενεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)			
40,4924			

Πίνακας 5.12: Αποτελέσματα ενεργειακής ανάλυσης μετά από βελτιστοποίηση

Παρατηρείται ότι ο ενεργειακός βαθμός απόδοσης αυξάνεται κατά 21.8 % αλλά αντιθέτως η καθαρή ισχύς του συστήματος μειώνεται κατά 31,61 % . Αυτό δείχνει ότι η μετατροπή ισχύος από μια μορφή σε άλλη είναι πιο αποτελεσματική και οι απώλειες είναι λιγότερες. Από την άλλη η μείωση της καθαρής ισχύος αποκαλύπτει ότι τα αποτελέσματα

χωρίς την βελτιστοποίηση έδιναν μια υπερδιαστασιοποιημένη εγκατάσταση, η οποία δεν αντιλαμβανόταν τα πραγματικά μεγέθη και την θερμοκρασιακή αντοχή των υλικών του εξοπλισμού. Για το λόγο αυτό, οι στρόβιλοι παρείχαν μεγαλύτερη ισχύ εξόδου στην άτρακτο πράγμα το οποίο ήταν φυσικά αδύνατο. Με τη βοήθεια των περιορισμών η ανάλυση της εγκατάστασης βρίσκεται εντός πραγματικών και εφαρμόσιμων ορίων. Ο πίνακας 5.13 παρακάτω παρουσιάζει την εξεργειακή ανάλυση του συστήματος μετά από βελτιστοποίηση.

Εξεργειακή Ανάλυση Συστήματος				
ΘΕΣΗ	Ειδική Εξέργεια e(KJ/Kg)	Στρόβιλοι – Αποδιδόμενη Εξέργεια - KW	Αντλίες – Καταναλωμένη Εξέργεια - KW	Συμπιεστής – Καταναλωμένη Εξέργεια - KW
L0	1624.9638		19.6952	
L1	1625.3827			
L2	1312.2094			
L3	1375.2831	8938.3294		
L4	1185.1553			
L5	1185.1553			
L6	1185.1553			
R0	2886.8069	26478.8673		
R1	1432.7171			
R2	1536.0807		155.2219	
R3	1544.6047			
S0	0.0000			7043.0394
S1	469.5360			
S2	478.5532			
S3	1522.9257	13524.6517		
S4	714.8499			
S5	372.7781			
Σύνολο (KW)		48941.8484	7217.9565	
Καθαρή Ισχύς Συστήματος				
Ισολογισμός Ισχύος		MW		
Pnet1		8.9186		
Pnet2		26.3236		
Pnet3		6.4816		
Σύνολο		41.7239		
Συνολική εξέργεια εισαγωγής στο σύστημα (input exergy) - Ein (MW)		Συνολική καθαρή εξέργεια εξαγωγής από το σύστημα (output exergy) - Eout (MW)		
163.3334		41.7239		
Συνολικές απώλειες εξέργειας – Eloss (MW)		121.6096		
Εξεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)				
25.5452				

Πίνακας 5.13: Αποτελέσματα εξεργειακής ανάλυσης μετά από βελτιστοποίηση

Παρατηρείται ότι ο εξεργειακός βαθμός απόδοσης παραμένει περίπου σταθερός (μείωση περίπου 1.3 %) και η καθαρή ισχύς του συστήματος μειώνεται κατά 33,44 %. Αυτό οφείλεται στους λόγους που είδη αναφέρθηκαν κατά την ενεργειακή ανάλυση. Το μέγιστο δυνατό έργο που μπορεί να εξαχθεί από ένα τέτοιο σύνθετο σύστημα ορίζεται μέσω της εξεργειας. Σύμφωνα με την ισχύ που δίνει κάθε στρόβιλος μέσω της εξεργειακής ανάλυσης παρουσιάζεται στη συνέχεια στον πίνακα 5.14 η ηλεκτρική ισχύς του εξοπλισμού. Οι βαθμοί απόδοσης για τον εξοπλισμό, δηλαδή για τα μοτέρ και τις γεννήτριες δόθηκε στον πίνακα 5.4.

Ηλεκτρική Ισχύς Μοτέρ		Ηλεκτρική Ισχύς Γεννητριών	
Αριθμός Μοτέρ	MW	Αριθμός Γεννήτριας	MW
PEM 1	0.0207	PG1	8.4968
PEM 2	0.1633	PG2	25.1708
PEM 3	7.4090	PG3	12.8565
Σύνολο	7.5931	Σύνολο	46.5241
Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς Συστήματος (MW)			
38.9311			

Πίνακας 5.14: Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς Συστήματος μετά από βελτιστοποίηση

Υπολογισμός Ηλεκτρικής Ενέργειας Εγκατάστασης:

Για τον υπολογισμό της ηλεκτρικής ενέργειας η οποία παράγεται σε ένα χρόνο λειτουργίας του σταθμού, χρειάζονται οι ώρες λειτουργίας του. Αν ο σταθμός λειτουργεί 24 ώρες τη μέρα, 287 ημέρες το χρόνο τότε υπάρχει ένα σύνολο 6888 ωρών λειτουργίας το χρόνο. Τα αποτελέσματα για το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και κάποιοι άλλοι συντελεστές οι οποίοι δίνονται από τις σχέσεις 4.46 – 4.49 παρουσιάζονται στον πίνακα 5.15.

Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας το Χρόνο		Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας το Χρόνο	
MWh	52300.9514	MWh	320458.1458
GWh	52.3010	GWh	320.4581
Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας το Χρόνο (6888 ώρες λειτουργίας)			
MWh		GWh	
268157.1944		268.1572	
Ειδική Απόδοση Ισχύος (MW/ Kg/ s LNG)			
0.8875			
Ηλεκτρική Ισχύς που παράγεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ Kg/ s LNG)			
0.9896			
Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)			
0.1163			
Ηλεκτρική Ισχύς που καταναλώνεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ Kg/ s LNG)			
0.1615			
Ηλεκτρική Ενέργεια που καταναλώνεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)			
0.0190			
Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς που παράγεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ Kg/ s LNG)			
0.8281			
Καθαρή Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)			
0.0973			

Πίνακας 5.15: Μεγέθη Ηλεκτροπαραγωγής μετά από βελτιστοποίηση για 400 m³ ΥΦΑ/ h

Μετά από την βελτιστοποίηση της εγκατάστασης αλλάζουν οι βασικές παροχές και η σύσταση της θέσης S2 για το λόγο ότι στο πρόγραμμα βελτιστοποίησης Solver εισάγονται ως μεταβλητές. Η νέα τους τιμή παρουσιάζεται στον πίνακα 5.16.

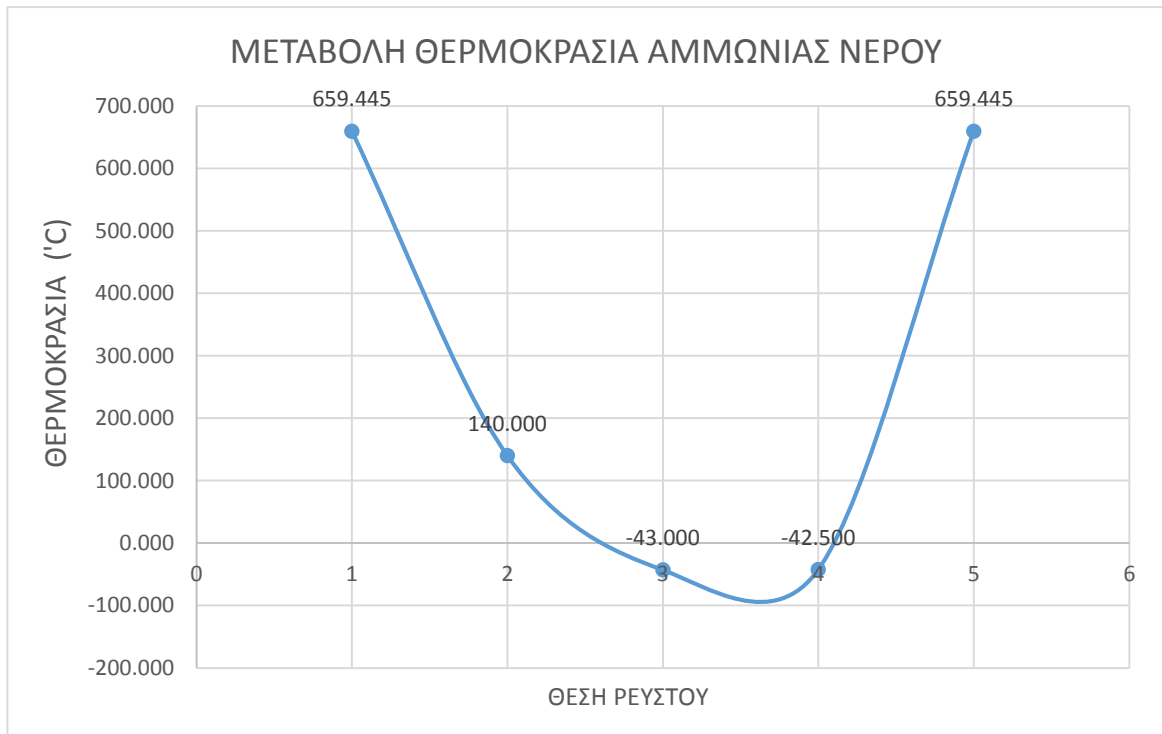
		ΚΛΑΣΜΑ	ΑΝΑΛΟΓΙΑ ΣΥΣΤΑΤΙΚΩΝ
ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΥΣΙΜΟΥ %		10.3775	0.1038
ΚΑΥΣΙΜΟ ΦΑ	methane	0.9209	0.0956
	ethane	0.0623	0.0065
	nitrogen	0.0086	0.0009
	propane	0.0082	0.0009
ΑΕΡΑΣ	oxygen	0.2100	0.1882
	argon	0.0100	0.0090
	nitrogen	0.7800	0.6991
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΕΡΑ %		89.6225	0.8962
ΣΥΝΟΛΟ		100.0000	1.0000
Παροχή Θέσης		Kg/ s	
ΥΦΑ – θέση L1		47.0122	
Αμμωνία – Νερό – θέση R0		18.2099	
Αέρας Εισόδου – θέση S0		15.0000	
ΦΑ προς FH – θέση L6		1.7369	

Πίνακας 5.16: Νέα τιμή παροχών και σύστασης θέσης S2 μετά από βελτιστοποίηση

Στις παρακάτω γραφικές παραστάσεις των σχημάτων 5.3 – 5.5 παρουσιάζεται η μεταβολή της θερμοκρασίας του ρευστού στις διάφορες θέσεις. Για την έξοδο του ΦΑ στο δίκτυο, εισάχθηκε η επιθυμητή θερμοκρασία εξόδου, ως μεταβλητή, για να αλλάξει εύκολα τιμή ανάλογα με τις ανάγκες του δικτύου. Στην γραφική παράσταση της αμμωνίας νερού η πρώτη τιμή ξαναπαρουσιάζεται στο τέλος για σκοπούς κυκλικής διεργασίας του ρευστού.



Σχήμα 5.3: Μεταβολή θερμοκρασίας ΥΦΑ ανάλογα με τη θέση του

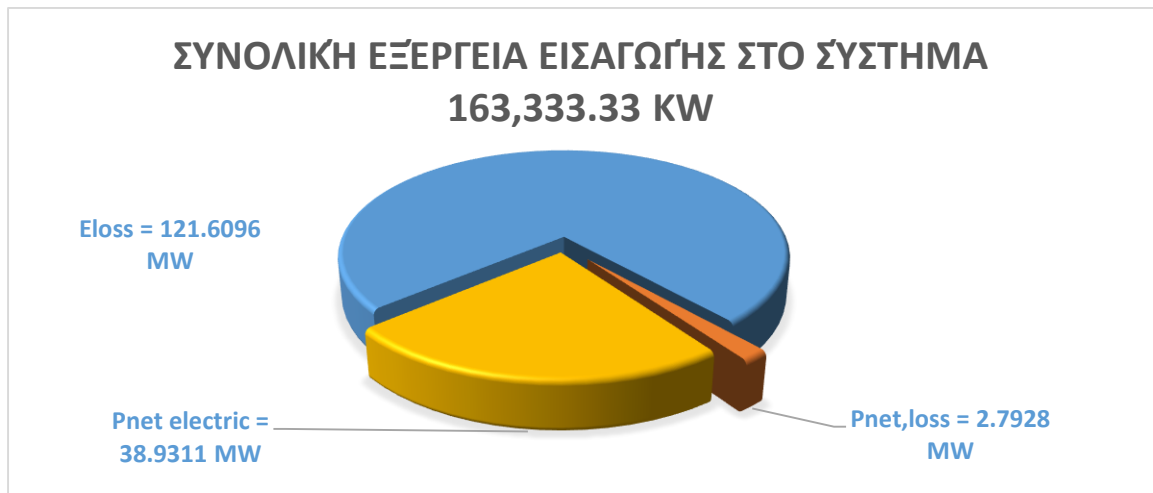


Σχήμα 5.4: Μεταβολή θερμοκρασίας αμμωνίας - νερού ανάλογα με τη θέση του



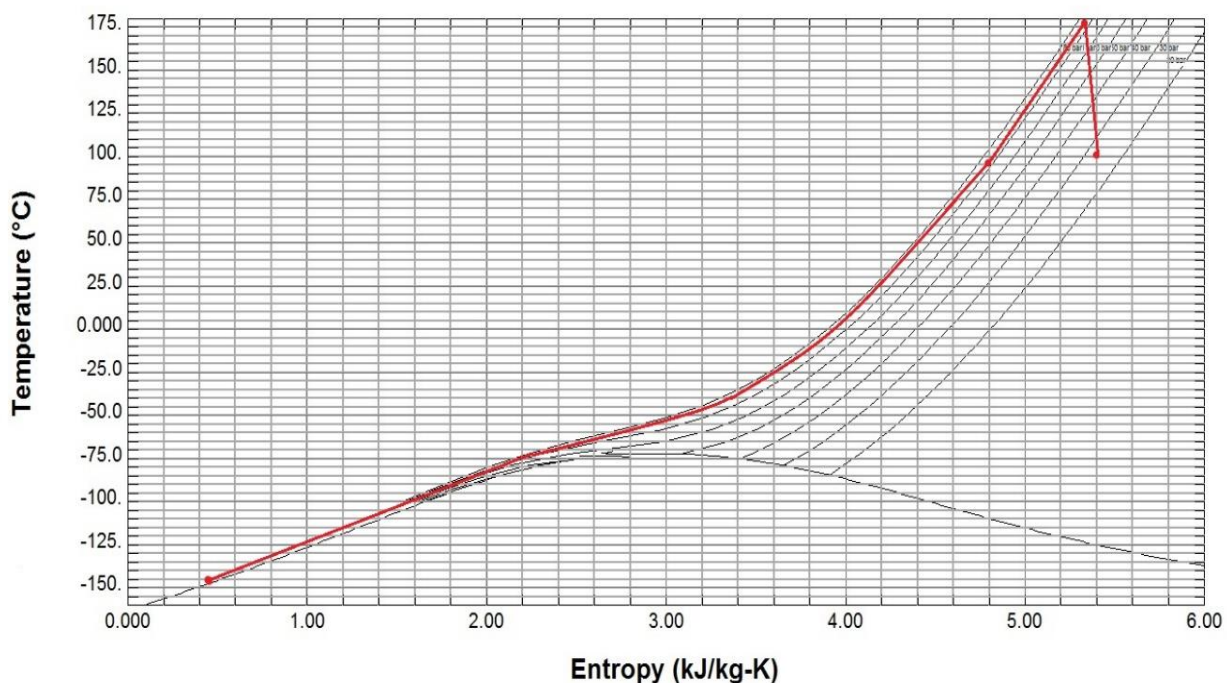
Σχήμα 5.5: Μεταβολή θερμοκρασίας Αέρα - καυσαερίου ανάλογα με τη θέση του

Στο σχήμα 5.6 παρουσιάζεται η κατανομή της συνολικής εξέργειας εισαγωγής στο σύστημα. Όπως φαίνεται, το μεγαλύτερο μέρος αυτής καταναλώνεται σε απώλειες της εγκατάστασης και το υπόλοιπο κομμάτι σε παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος. Οι απώλειες που παρουσιάζονται στο σχήμα 2.7928 MW αφορούν τις μηχανικές απώλειες των μοτέρ και των γεννητριών της εγκατάστασης. Οι μεγάλες απώλειες των 121.6096 MW αφορούν τις υπόλοιπες απώλειες όπως πίεσης, θερμότητας, εξόδου καυσαερίων, συμπιεστών, στροβίλων, εναλλακτών και σωληνώσεων της εγκατάστασης.

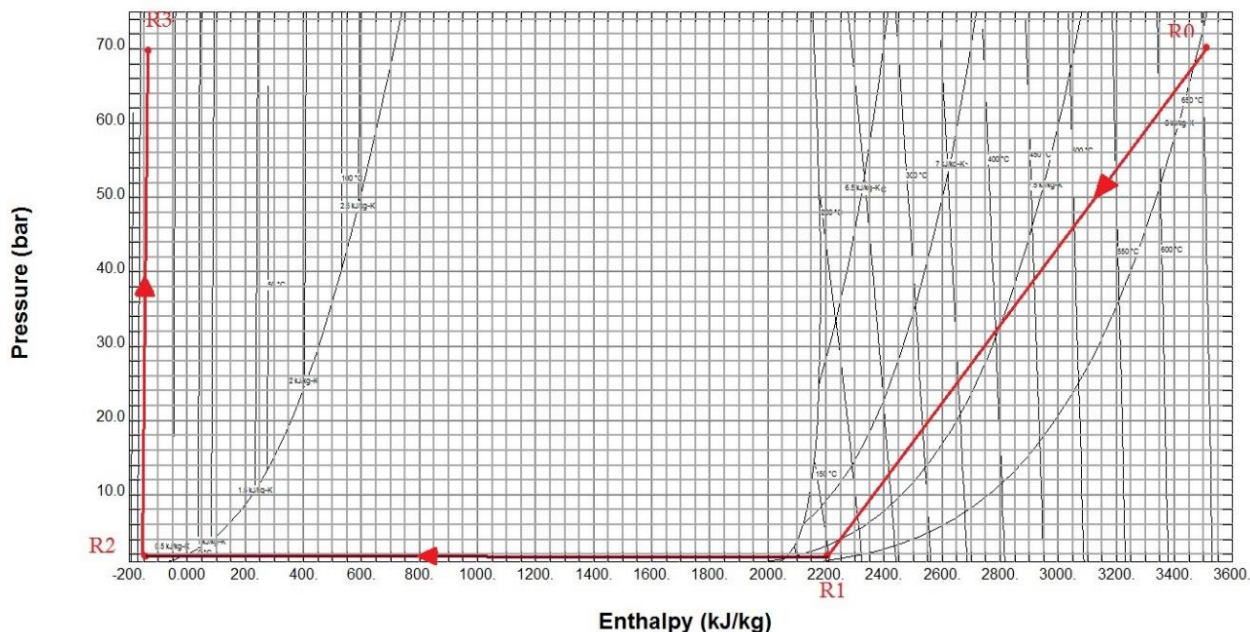


Σχήμα 5.6: Συνολική εισερχόμενη εξέργεια στο σύστημα και παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος

Παρακάτω, στα σχήματα 5.7 – 5.8 παρουσιάζεται η θερμοδυναμική μεταβολή των ρευστών του συστήματος.



Σχήμα 5.7: Μεταβολή κατάστασης ΥΦΑ κατά την διέλευση του μέσα από την εγκατάσταση. Η γραφική παράσταση κατασκευάστηκε με το πρόγραμμα REFPROP 9.0



Σχήμα 5.8: Μεταβολή κατάστασης Αμμωνίας - νερού κατά την διέλευση του μέσα από την εγκατάσταση. Η γραφική παράσταση κατασκευάστηκε με το πρόγραμμα REFPROP 9.0

Συμπεράσματα αύξησης διαθέσιμης ποσότητας αεριοποίησης με αξιοποίηση του κρύου από το ΥΦΑ:

Σύμφωνα με τη μελέτη που προηγήθηκε η συνολική ποσότητα ΥΦΑ που αεριοποιείται είναι 1400 m³ ΥΦΑ/ h. Τα 1000 m³ ΥΦΑ/ h αεριοποιούνται με αεριοποιητές ανοικτού τύπου (ORVs) και καύσης ΦΑ (SCVs) γιατί αυτό το επίπεδο αεριοποίησης είναι το πιο οικονομικό ως προς την καταναλωμένη ηλεκτρική ισχύ, όπως φαίνεται από την καμπύλη ισχύος του σταθμού. Σύμφωνα με τα δεδομένα του σταθμού ΥΦΑ της Ρεβυθούσας για αεριοποίηση 1000 m³ ΥΦΑ/ h:

Αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ισχύος ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
125.000	0.0495
Αεριοποίηση ΥΦΑ (m³/ h ΥΦΑ)	Κατανάλωση ηλ. ενέργειας ανα κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh / m³ ΥΦΑ)
1000	0.00619

Τα 400 m³ ΥΦΑ/ h αεριοποιούνται με το νέο σύστημα παραγωγής ηλεκτρισμού και αεριοποίησης ΥΦΑ ταυτόχρονα. Συνοπτικά τα αποτελέσματα είναι:

Αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ισχύος ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
47.0122	0.1615
Αεριοποίηση ΥΦΑ (m³/ h ΥΦΑ)	Κατανάλωση ηλ. ενέργειας ανα κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh / m³ ΥΦΑ)
400	0.0190

Η συνολική ηλεκτρική κατανάλωση αεριοποίησης προκύπτει από την πρόσθεση της παραπάνω ηλεκτρικής κατανάλωσης.

Συνολική αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής Ισχύος ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
172.0122	$0.1615 + 0.0495 = 0.211$
Συνολική αεριοποίηση ΥΦΑ (m³/ h ΥΦΑ)	Συνολική κατανάλωση ηλ. ενέργειας ανα κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh / m³ ΥΦΑ)
1400	$0.0190 + 0.00619 = 0.02519$

Με την καινούργια εγκατάσταση παράλληλα με την αεριοποίηση του ΥΦΑ παράγεται και ηλεκτρική ενέργεια. Στο επίπεδο των 400 m³ ΥΦΑ/ h παράγεται:

Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)
0.1163

Έχει υπολογιστεί είδη ότι η καινούργια εγκατάσταση (400 m³ ΥΦΑ/ h) για 6888 ώρες λειτουργίας το χρόνο παράγει καθαρά 268,157.1944 MWh. Η είδη υπάρχουσα εγκατάσταση για επίπεδο λειτουργίας 1000 m³ ΥΦΑ/ h καταναλώνει 6.19 MW * 6888 h = 42,636.72 MWh το χρόνο. Άρα, η συνολική συνδυασμένη εγκατάσταση παράγει καθαρή ηλεκτρική ενέργεια σε ένα χρόνο:

$$E_{net} = 268,157.1944 - 42,636.72 = 225520.4744 \text{ MWh} = 225.5 \text{ GWh}$$

Αυτό δείχνει ότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται είναι αρκετή για να καλύψει όλο το ποσό της αεριοποίησης (λειτουργία και παλιών και νέων συστημάτων) και το διαθέσιμο υπόλοιπο από αυτή μπορεί να πωληθεί στο εθνικό δίκτυο και να αποφέρει κέρδη. Άρα, μετά από μια περίοδο αποπληρωμής της νέας εγκατάστασης και του καινούργιου εξοπλισμού η εταιρία θα έχει οικονομικό όφελος. Η τεχνοοικονομική ανάλυση γίνεται στα επόμενα κεφάλαια.

Αύξηση διαθέσιμης ηλεκτρικής ισχύος:

Από τα συμπεράσματα της ανάλυσης για το καινούργιο σύστημα αποδείχτηκε ότι για να λειτουργήσει ο νέος εξοπλισμός χρειάζεται μια ηλεκτρική κινητήρια ισχύ των 7.5931 MW. Η είδη υπάρχων εγκατάσταση διαθέτει μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής των 13 MW. Με την αεριοποίηση ΥΦΑ στα 1000 m³ ΥΦΑ/ h γίνεται κατανάλωση των 6.19 MW. Άρα, θα χρειαστεί μια αύξηση της διαθέσιμης ηλεκτρικής ισχύος (ΑΔΗΙ) της τάξης των:

$$\text{ΑΔΗΙ (MW)} = [6.19 + 7.5931 + \text{Ιδιοκαταναλώσεις Τερματικού}] - 13$$

5.2 2^η Εφαρμογή Σεναρίου 1 – Συνδυασμός Νέου Συστήματος για Αεριοποίηση ενός είδη υπάρχων επιπέδου Αεριοποίησης ΥΦΑ

Σε αυτή την εφαρμογή του προγράμματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το κρύο, λόγω αεριοποίησης του ΥΦΑ, θα γίνει μελέτη ενός είδη εφικτού επιπέδου αεριοποίησης. Πιο συγκεκριμένα, θα γίνει σύγκριση της ποσότητας αεριοποίησης των 500 m³ ΥΦΑ/ h ως καθαρή αεριοποίηση από τον είδη υπάρχων σταθμό και της αεριοποίησης των 500 m³ ΥΦΑ/ h ως συνδυασμένη αεριοποίηση με το καινούργιο σύστημα. Στο συνδυασμένο σύστημα γίνεται αεριοποίηση 320 m³ ΥΦΑ/ h με το παλιό σύστημα και 180 m³ ΥΦΑ/ h με το καινούργιο.

Αεριοποίηση 500 m³ ΥΦΑ/ h σύμφωνα με την είδη υπάρχουσα εγκατάσταση:

Σύμφωνα με τα δεδομένα και την καμπύλη ισχύος του σταθμού ΥΦΑ της Ρεβυθούσας έχουμε τον πίνακα 5.17 παρακάτω:

Αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ισχύος ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
62.500	0.0600
Αεριοποίηση ΥΦΑ (m³/ h ΥΦΑ)	Κατανάλωση ηλ. Ενέργειας ανα κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh / m³ ΥΦΑ)
500	0.00750
Κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος (MW)	
3.75	

Πίνακας 5.17: Κατανάλωση Ηλεκτρικής ισχύος για 500 m³ ΥΦΑ/ h [42]

Αεριοποίηση 500 m³ ΥΦΑ/ h ως συνδυασμός : 320 m³ ΥΦΑ/ h αεριοποίησης από παλιό σύστημα και 180 m³ ΥΦΑ/ h από καινούργιο:

Από το είδη υπάρχων σύστημα αεριοποίησης ΥΦΑ του σταθμού για 320 m³ ΥΦΑ/ h έχουμε τα εξής δεδομένα του πίνακα 5.18.

Αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ισχύος ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
40.000	0.0660
Αεριοποίηση ΥΦΑ (m³/ h ΥΦΑ)	Κατανάλωση ηλ. ενέργειας ανα κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh / m³ ΥΦΑ)
320	0.00825
Κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος (MW)	
2.64	

Πίνακας 5.18: Κατανάλωση Ηλεκτρικής ισχύος για 320 m³ ΥΦΑ/ h [42]

Για το υπόλοιπο ποσό αεριοποίησης του σεναρίου, δηλαδή για τα 180 m³ ΥΦΑ/ h χρησιμοποιείται η ανάλυση των σχέσεων 4.1 – 4.49. Σε αυτή την περίπτωση παρουσιάζονται τα αποτελέσματα μετά την βελτιστοποίηση των τιμών του προγράμματος. Οι περιορισμοί οι οποίοι χρησιμοποιούνται είναι οι ίδιοι με την 1^η εφαρμογή του σεναρίου 1, δηλαδή αφορούν τις μεταβλητές T_{R2}, P_{R0}, P_{L3}, P_{L4}, m_{L6}, m_{R0} και m_{air} με αντικειμενική συνάρτηση μεγιστοποίησης τον ενεργειακό και εξεργειακό βαθμό απόδοσης. Ακολούθως, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του κύκλου υπό μορφή πινάκων. Στον πίνακα 5.19 παρουσιάζονται τα ορθά αποτελέσματα μετά από τη βελτιστοποίηση. Υπενθυμίζεται ότι στα αποτελέσματα χωρίς βελτιστοποίηση και περιορισμούς εμφανίστηκαν κάποια αποτελέσματα χωρίς λογική εξήγηση.

ΘΕΣΗ	ΦΑΣΗ	T('C)	T(K)	P(Bar)	P(MPa)	h(KJ/KG)
L1	ΥΦΑ	-145.000	128.000	75.000	7.500	43.476
L2	ΦΑ	102.924	375.924	75.000	7.500	996.460
L3	ΦΑ	174.577	447.577	75.000	7.500	1191.424
L4	ΦΑ	100.000	373.000	27.000	2.700	1020.661
L5	ΦΑ	100.000	373.000	27.000	2.700	1020.661
L6	ΦΑ	100.000	373.000	27.000	2.700	1020.661
R0	ΑΕΡΙΟ Αμ/ N	659.445	932.445	70.000	7.000	3531.517
R1	ΑΕΡΙΟ Αμ/ N	140.000	413.000	0.400	0.040	2200.460
R2	ΥΓΡΟ Αμ/ N	-43.000	230.000	0.400	0.040	-171.406
R3	ΥΓΡΟ Αμ/ N	-42.500	230.500	70.000	7.000	-163.037
S0	ΑΤΜ.ΑΕΡΑΣ	20.000	293.000	1.000	0.100	293.267
S1	ΠΙΕΣΜΕΝΟΣ Α.	515.737	788.737	20.000	2.000	810.808
S2	Π.ΑΕΡ.+ΜΕΘ.	457.422	730.422	20.000	2.000	831.848
S3	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	1090.611	1363.611	20.000	2.000	1763.664
S4	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	570.852	843.852	1.000	0.100	1102.182
S5	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	104.488	377.488	1.000	0.100	572.035
ΘΕΣΗ	ΦΑΣΗ	s(KJ/KGK)	Cp	Cv	γ	m(Kg/s)
L1	ΥΦΑ	0.447	3.290	1.931	1.704	21.156
L2	ΦΑ	4.744	2.657	1.937	1.372	21.156
L3	ΦΑ	5.218	2.804	2.178	1.287	21.156
L4	ΦΑ	5.284	2.467	1.903	1.296	21.156
L5	ΦΑ	5.284	2.467	1.903	1.296	20.376
L6	ΦΑ	5.284	2.467	1.903	1.296	0.780
R0	ΑΕΡΙΟ Αμ/ N	8.046	3.171	2.632	1.205	8.500
R1	ΑΕΡΙΟ Αμ/ N	8.466	2.184	1.698	1.286	8.500
R2	ΥΓΡΟ Αμ/ N	0.018	4.496	3.515	1.279	8.500
R3	ΥΓΡΟ Αμ/ N	0.018	4.488	3.508	1.280	8.500
S0	ΑΤΜ.ΑΕΡΑΣ	6.847	1.006	0.718	1.402	7.000
S1	ΠΙΕΣΜΕΝΟΣ Α.	7.010	1.099	0.810	1.358	7.000
S2	Π.ΑΕΡ.+ΜΕΘ.	7.054	1.246	0.943	1.321	7.780
S3	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	7.188	1.324	1.038	1.276	7.780
S4	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	7.435	1.207	0.922	1.309	7.780
S5	ΚΑΥΣΑΕΡΙΟ	6.528	1.070	0.784	1.365	7.780

Πίνακας 5.19: Αποτελέσματα βελτιστοποίησης μετά από περιορισμούς του συστήματος

Ο πίνακας 5.20 παρουσιάζει την ενεργειακή ανάλυση του συστήματος. Σε αυτή την περίπτωση έχουμε μικρότερη ποσότητα αεριοποίησης από αυτή της 1^{ης} εφαρμογής γι' αυτό και η παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος αναμένεται να είναι μειωμένη.

Ενεργειακή Ανάλυση Συστήματος			
Καταναλισκόμενη Ηλεκτρική Ισχύς		Παραγόμενη Ισχύς	
Συμπιεστής - Αντλία	MW	Στρόβιλος	MW
Wc1	3.4573	Wt1	3.5764
Wp1	0.0000	Wt2	11.2008
Wp2	0.1016	Wt3	5.0949
Σύνολο	3.5590	Σύνολο	19.8722
Καθαρή Ισχύς Συστήματος			
Ισολογισμός Ισχύος		MW	
Pnet1		3.5764	
Pnet2		11.0992	
Pnet3		1.6375	
Σύνολο		16.3132	
Ειδική Απόδοση Ισχύος – SPP (MW/ (Kg/s) LNG)			
0,7711			
Ενεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)			
40.2618			

Πίνακας 5.20: Αποτελέσματα ενεργειακής ανάλυσης μετά από βελτιστοποίηση

Παρατηρείται ότι οι προβλέψεις για μειωμένη ισχύ των στρόβιλων της εγκατάστασης επαληθεύονται. Ακολούθως παρουσιάζεται η εξεργειακή ανάλυση του συστήματος στον πίνακα 5.21. Σύμφωνα με αυτή την ανάλυση θα υπολογιστεί στη συνέχεια η καθαρή ηλεκτρική ενέργεια του συστήματος. Στον πίνακα 5.21 παρουσιάζονται επίσης τα αποτελέσματα για την παραγωγή και κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος του εξοπλισμού. Οι βαθμοί απόδοσης για τον εξοπλισμό, δηλαδή για τα μοτέρ και τις γεννήτριες δόθηκε στον πίνακα 5.4.

Εξεργειακή Ανάλυση Συστήματος				
ΘΕΣΗ	Ειδική Εξέργεια e (KJ/Kg)	Στρόβιλοι – Αποδιδόμενη Εξέργεια - KW	Αντλίες – Καταναλωμένη Εξέργεια - KW	Συμπιεστής – Καταναλωμένη Εξέργεια - KW
L0	1624.9638		8.8629	
L1	1625.3827			
L2	1319.2962			
L3	1375.2831	4022.2484		
L4	1185.1553			
L5	1185.1553			
L6	1185.1553			
R0	2886.8069	12359.7632		
R1	1432.7171			
R2	1536.0807		72.4542	
R3	1544.6047			
S0	0.0000			3286.7517
S1	469.5360			
S2	477.9180			
S3	1370.3091	5709.3696		
S4	636.4570			
S5	372.0759			
Σύνολο (KW)		22091.3812	3368.0688	
Καθαρή Ισχύς Συστήματος				
Ισολογισμός Ισχύος		MW		
Pnet1		4.0134		
Pnet2		12.2873		
Pnet3		2.4226		
Σύνολο		18.7233		
Συνολική εξέργεια εισαγωγής στο σύστημα (input exergy) - Ein (MW)		Συνολική καθαρή εξέργεια εξαγωγής από το σύστημα (output exergy) - Eout (MW)		
73.4206		18.7233		
Συνολικές απώλειες εξέργειας – Eloss (MW)		54.6973		
Εξεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)				
25.5014				
Ηλεκτρική Ισχύς Μοτέρ		Ηλεκτρική Ισχύς Γεννητριών		
Αριθμός Μοτέρ	MW	Αριθμός Γεννήτριας	MW	
PEM 1	0.0093	PG1	3.8235	
PEM 2	0.0762	PG2	11.7492	
PEM 3	3.4576	PG3	5.4273	
Σύνολο	3.5431	Σύνολο	21.0001	
Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς Συστήματος (MW)				
17.4570				

Πίνακας 5.21: Αποτελέσματα εξεργειακής ανάλυσης και καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς Συστήματος μετά από βελτιστοποίηση

Υπολογισμός Ηλεκτρικής Ενέργειας Εγκατάστασης:

Για τον υπολογισμό της ηλεκτρικής ενέργειας η οποία παράγεται σε ένα χρόνο υποθέτουμε και πάλι ότι ο σταθμός λειτουργεί 24 ώρες τη μέρα, 287 ημέρες το χρόνο, άρα υπάρχει ένα σύνολο 6888 ωρών. Τα αποτελέσματα για το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και άλλοι συντελεστές οι οποίοι δίνονται από τις σχέσεις 4.46 – 4.49 παρουσιάζονται στον πίνακα 5.22.

Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας το Χρόνο		Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας το Χρόνο	
MWh	24404.8578	MWh	144648.4614
GWh	24.4049	GWh	144.6485
Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας το Χρόνο (6888 ώρες λειτουργίας)			
MWh		GWh	
120243.6036		120.2436	
Ειδική Απόδοση Ισχύος (MW/ Kg/ s LNG)			
0.8850			
Ηλεκτρική Ισχύς που παράγεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ Kg/ s LNG)			
0.9927			
Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)			
0.1167			
Ηλεκτρική Ισχύς που καταναλώνεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ Kg/ s LNG)			
0.1675			
Ηλεκτρική Ενέργεια που καταναλώνεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)			
0.0197			
Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς που παράγεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ Kg/ s LNG)			
0.8252			
Καθαρή Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)			
0.0970			

Πίνακας 5.22: Μεγέθη Ηλεκτροπαραγωγής μετά από βελτιστοποίηση για 180 m³ ΥΦΑ/ h

Μετά από την βελτιστοποίηση και την αλλαγή της παροχής ΥΦΑ στην εγκατάσταση αλλάζουν όλες οι βασικές παροχές και η σύσταση της θέσης S2 για το λόγο ότι στο πρόγραμμα βελτιστοποίησης Solver εισάγονται ως μεταβλητές. Η νέα τους τιμή

παρουσιάζεται στον πίνακα 5.23. Τονίζεται πως οι βασικές εντολές του προγράμματος REFPROP 9.0, που χρησιμοποιούνται για την σύσταση του ρευστού, ανανεώνονται σε κάθε εφαρμογή που γίνεται. Το μόνο που παραμένει σταθερό ως δεδομένο είναι η σύσταση του ΥΦΑ από την Αλγερία. Η σύσταση της θέσης S2 και η σύσταση του καυσαερίου ανανεώνονται κάθε φορά και οι εντολές του REFPROP υπολογίζουν κάθε φορά τα θερμοδυναμικά χαρακτηριστικά του σωστού ρευστού.

		ΚΛΑΣΜΑ	ΑΝΑΛΟΓΙΑ ΣΥΣΤΑΤΙΚΩΝ
ΠΟΣΟΣΤΟ ΚΑΥΣΙΜΟΥ %		10.0257	0.1003
ΚΑΥΣΙΜΟ ΦΑ	methane	0.9209	0.0923
	ethane	0.0623	0.0062
	nitrogen	0.0086	0.0009
	propane	0.0082	0.0008
ΑΕΡΑΣ	oxygen	0.2100	0.1889
	argon	0.0100	0.0090
	nitrogen	0.7800	0.7018
ΠΟΣΟΣΤΟ ΑΕΡΑ %		89.9743	0.8997
ΣΥΝΟΛΟ		100.0000	1.0000
Παροχή Θέσης		Kg/ s	
ΥΦΑ – θέση L1		21.1555	
Αμμωνία – Νερό – θέση R0		8.5000	
Αέρας Εισόδου – θέση S0		7.0000	
ΦΑ προς FH – θέση L6		0.7800	

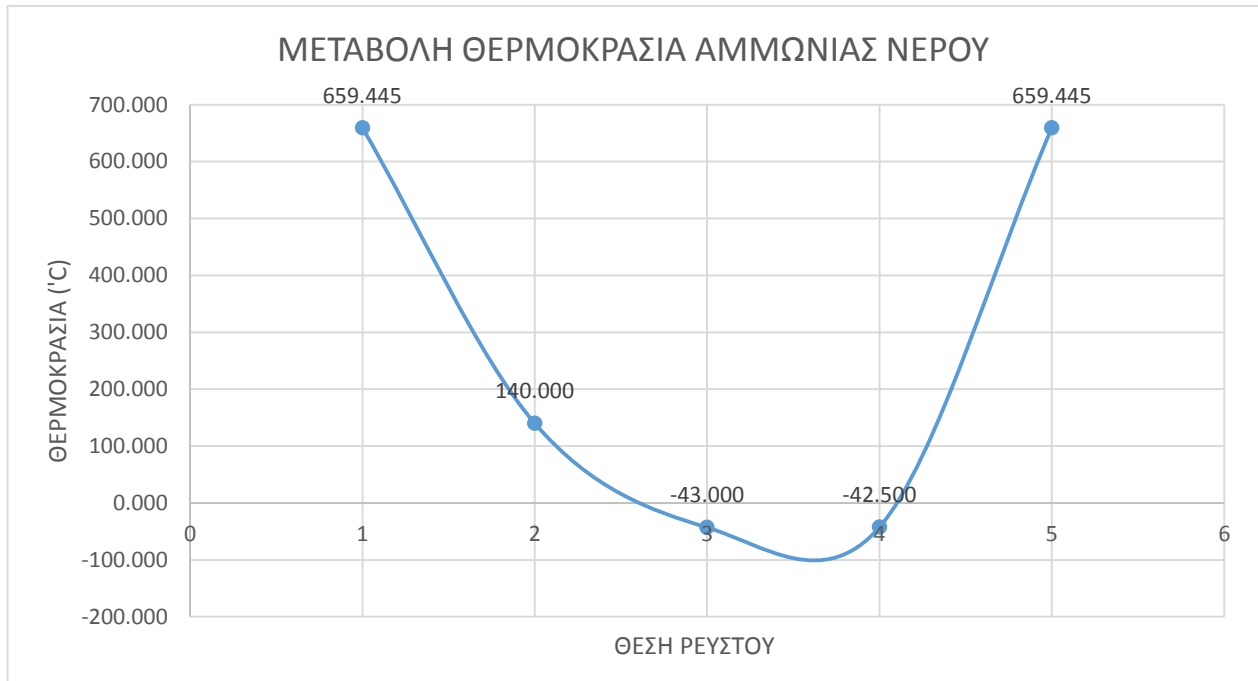
Πίνακας 5.23: Νέα τιμή παροχών και σύστασης θέσης S2 μετά από βελτιστοποίηση

Για την καλύτερη κατανόηση της μεταβολής της θερμοκρασίας παρουσιάζονται στη συνέχεια οι παρακάτω γραφικές παραστάσεις 5.9 – 5.11.



Σχήμα 5.9: Μεταβολή θερμοκρασίας ΥΦΑ ανάλογα με τη θέση του

Στην γραφική παράσταση της αμμωνίας νερού η πρώτη τιμή ξαναπαρουσιάζεται στο τέλος για σκοπούς κυκλικής διεργασίας του ρευστού.

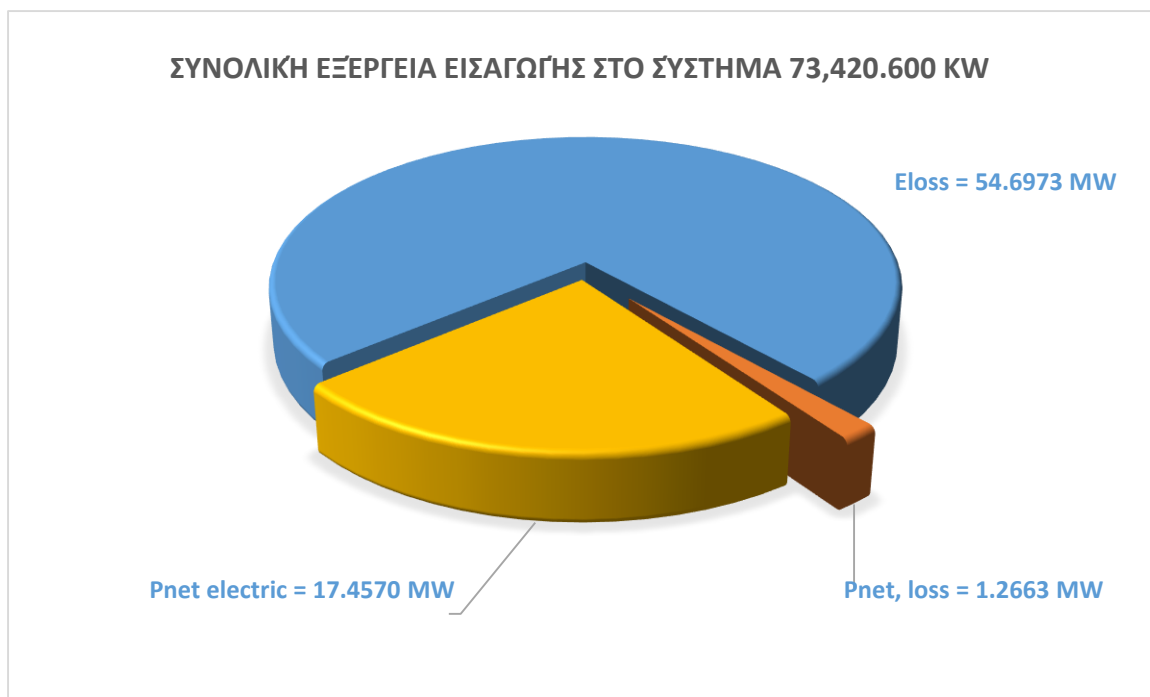


Σχήμα 5.10: Μεταβολή θερμοκρασίας αμμωνίας - νερού ανάλογα με τη θέση του



Σχήμα 5.11: Μεταβολή θερμοκρασίας Αέρα - καυσαερίου ανάλογα με τη θέση του

Στο σχήμα 5.12 παρουσιάζεται η κατανομή της συνολικής εξέργειας εισαγωγής στο σύστημα. Όπως και στην 1^η εφαρμογή του σεναρίου 1 παρατηρείται ότι το μεγαλύτερο μέρος αυτής καταναλώνεται σε απώλειες της εγκατάστασης και το υπόλοιπο κομμάτι σε παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος.



Σχήμα 5.12: Συνολική εισερχόμενη εξέργεια στο σύστημα και παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος

Συμπεράσματα 2^{ης} εφαρμογής σεναρίου 1:

Σύμφωνα με τη μελέτη που προηγήθηκε η συνολική ποσότητα ΥΦΑ που αεριοποιείται είναι 500 m³ ΥΦΑ/ h. Τα 320 m³ ΥΦΑ/ h αεριοποιούνται με αεριοποιητές ανοικτού τύπου (ORVs) και καύσης ΦΑ (SCVs) και τα υπόλοιπα 180 m³ ΥΦΑ/ h με την καινούργια εγκατάσταση. Η συνολική ηλεκτρική κατανάλωση αεριοποίησης προκύπτει από την πρόσθεση της ηλεκτρικής κατανάλωσης. Ο πίνακας 5.23 παρουσιάζει τα τελικά αποτελέσματα για τις 2 περιπτώσεις αεριοποίησης.

Είδη υπάρχουσα εγκατάσταση τερματικού ΥΦΑ [42]	Αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ισχύος ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
	62.500	0.0600
	Αεριοποίηση ΥΦΑ (m ³ / h ΥΦΑ)	Κατανάλωση ηλ.ενέργειας ανα κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh / m ³ ΥΦΑ)
500	0.00750	
Συνδυασμός παλιός και καινούργιας εγκατάστασης για αεριοποίηση	Συνολική αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής Ισχύος ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
	62.500	0.0660 + 0.1675 = 0.2335
	Συνολική αεριοποίηση ΥΦΑ (m ³ / h ΥΦΑ)	Συνολική κατανάλωση ηλ.ενέργειας ανα κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh / m ³ ΥΦΑ)
	320 + 180 = 500	0.00825 + 0.0197 = 0.02795

Πίνακας 5.23: Σύγκριση 2 περιπτώσεων αεριοποίησης βάση του παλιού και του καινούργιου συστήματος

Παρατηρώντας τον πίνακα 5.23 διαπιστώνει κανείς ότι η συνολική κατανάλωση ενέργειας για το ίδιο επίπεδο αεριοποίησης αλλάζει σημαντικά στις 2 περιπτώσεις. Επίσης, παρατηρείται ότι το καινούργιο σύστημα έχει αυξημένη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε σχέση με το παλιό. Για παράδειγμα, από την καμπύλη ισχύος του τερματικού της Ρεβυθούσας βλέπουμε ότι για αεριοποίηση 400 m³/h ΥΦΑ η καταναλισκόμενη ισχύς είναι 2.74 MW. Αυτό μεταφράζεται ως κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας 0.00685 MWh/ m³ ΥΦΑ. Για το ίδιο επίπεδο αεριοποίησης με το καινούργιο σύστημα αποδείχτηκε στην 1^η εφαρμογή του 1^{ου} σεναρίου ότι η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας είναι 0.0190 MWh/ m³ ΥΦΑ. Πρόκειται δηλαδή για σχεδόν την τριπλάσια ποσότητα κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό είναι απολυτά φυσιολογικό γιατί στην καινούργια εγκατάσταση υπάρχει εξοπλισμός ο οποίος καταναλώνει αρκετή ηλεκτρική ισχύ. Από την άλλη μεριά όμως, η καινούργια εγκατάσταση εκμεταλλεύεται την κρυογενική εξέργεια του ΥΦΑ και παράγει ηλεκτρική ισχύ η οποία μπορεί να πωληθεί στη συνέχεια στο δίκτυο. Έτσι, μετά από μια περίοδο αποπληρωμής του κόστους της αρχικής επένδυσης, η καινούργια εγκατάσταση θα φέρει έσοδα στην εταιρία. Η συνολική καθαρή ηλεκτρική ενέργεια για το συνδυασμένο σύστημα ορίζεται ως η διαφορά της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται με την καινούργια εγκατάσταση (180 m³ ΥΦΑ/ h) και της συνολικής ηλεκτρικής κατανάλωσης για αεριοποίηση 320 m³ ΥΦΑ/ h. Έχει υπολογιστεί είδη ότι η καινούργια εγκατάσταση (180 m³ ΥΦΑ/ h) για 6888 ώρες λειτουργίας το χρόνο παράγει καθαρά 120,243.6036 MWh. Η είδη υπάρχουσα εγκατάσταση για επίπεδο λειτουργίας 320 m³ ΥΦΑ/ h καταναλώνει 2.64 MW * 6888 h = 18,184.32 MWh το χρόνο. Άρα, η συνολική συνδυασμένη εγκατάσταση παράγει καθαρή ηλεκτρική ενέργεια σε ένα χρόνο:

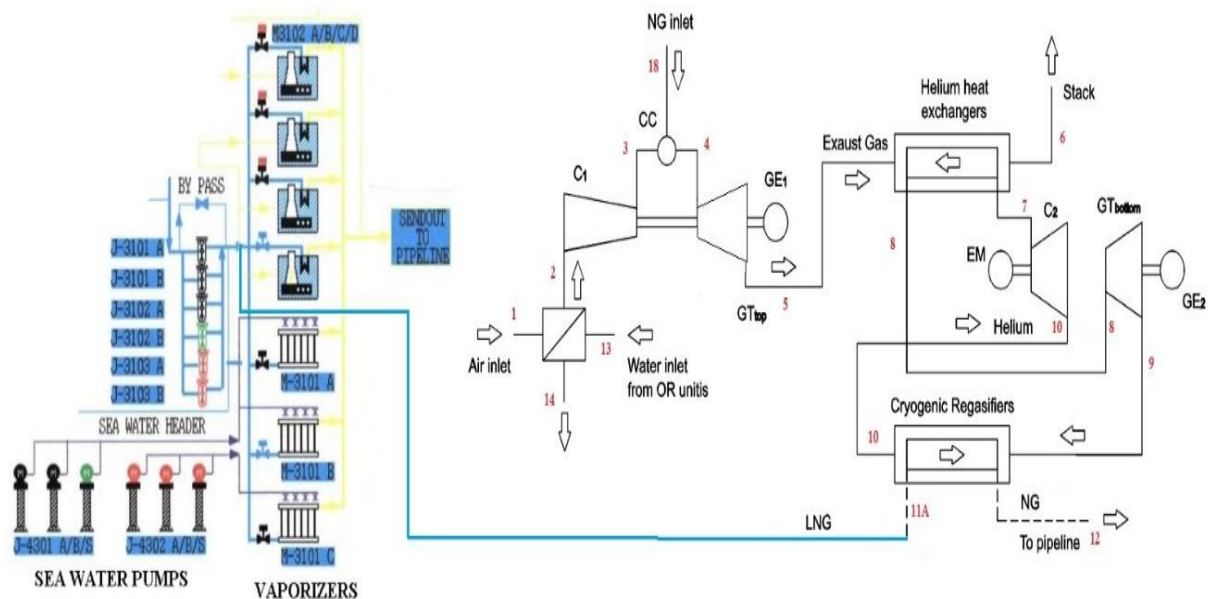
$$E_{net} = 120,243.6036 - 18,184.32 = 102,059.28 \text{ MWh} = 102.06 \text{ GWh}$$

Αύξηση διαθέσιμης ηλεκτρικής ισχύος:

Από τα συμπεράσματα της ανάλυσης για το καινούργιο σύστημα αποδείχτηκε ότι για να λειτουργήσει ο νέος εξοπλισμός χρειάζεται μια ηλεκτρική κινητήρια ισχύ των 3.5431 MW. Η είδη υπάρχουσα εγκατάσταση διαθέτει μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής των 13 MW όπως προαναφέρθηκε. Με την αεριοποίηση ΥΦΑ στα 320 m³ ΥΦΑ/ h γίνεται κατανάλωση των 2.64 MW. Άρα, δεν θα χρειαστεί αύξηση της διαθέσιμης ηλεκτρικής ισχύος του σταθμού. Αυτό φυσικά υπό την προϋπόθεση ότι το επίπεδο αεριοποίησης θα μείνει ως έχει. Είδη έχει αποδειχθεί στην 1^η εφαρμογή ότι για μεγαλύτερο επίπεδο αεριοποίησης χρειάζεται να γίνει αναβάθμιση της ηλεκτρικής ισχύος του σταθμού.

5.3 1^η Εφαρμογή Σεναρίου 2 – Αύξηση του ποσού Αεριοποίησης ΥΦΑ σε Τερματικό Σταθμό ΥΦΑ από 1000 m³ ΥΦΑ/ h στα 1400 m³ ΥΦΑ/ h

Στο παρών σενάριο αξιοποίησης του κρούς από το ΥΦΑ γίνεται μελέτη αύξησης του επιπέδου αεριοποίησης από 1000 m³/ h ΥΦΑ στα 1400 m³/ h ΥΦΑ. Η συγκεκριμένη μελέτη αφορά τη συνεργασία ενός σταθμού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και ενός σταθμού αεριοποίησης ΥΦΑ. Αυτός είναι και ο λόγος ο οποίος χρησιμοποιείται ένας βιομηχανικός αεριοστρόβιλος για την παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας στον πάνω κύκλο. Όπως παρουσιάζεται στο σχήμα 5.12 η ροή ΥΦΑ μετά από τις αντλίες υψηλής πίεσης χωρίζεται στα δυο. Η πρώτη παροχή κατευθύνεται προς τους είδη υπάρχων αεριοποιητές για την αεριοποίηση 1000 m³/ h ΥΦΑ και η δεύτερη παροχή των 400 m³/ h ΥΦΑ προς την καινούργια εγκατάσταση.



Σχήμα 5.12: Μονογραμμικό διάγραμμα εγκατάστασης σεναρίου 2

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης λειτουργίας του σεναρίου 2 δείχνουν ότι ο θερμικός και εξεργειακός βαθμός απόδοσης του κύκλου βελτιώνονται με την αύξηση της μέγιστης πίεσης του κάτω κύκλου και με τη μείωση της ελάχιστης πίεσης του κάτω κύκλου. Παρ' όλα αυτά, η αύξηση και η μείωση των πιέσεων του κύκλου βρίσκεται μεταξύ ορίων τα οποία προκύπτουν από το μέσο λειτουργίας του κάτω κύκλου. Το σημείο βρασμού του ηλίου είναι 4.22 K για ατμοσφαιρική πίεση, το κρίσιμο σημείο του είναι 5.19 K στα 2.27 bar και το σημείο τήξης του είναι 1 K στα 25 bar. Αυτά τα όρια είναι ο τρόπος υπολογισμού των περιορισμών που χρησιμοποιήθηκαν. Για το λόγο ότι στην εγκατάσταση χρησιμοποιείται ο βιομηχανικός αεριοστρόβιλος SGT-2000E με συγκεκριμένες προδιαγραφές από τον κατασκευαστή δεν υπάρχουν μεγάλα περιθώρια βελτίωσης. Η βελτιστοποίηση των παραμέτρων του σεναρίου έγινε με την βοήθεια του προγράμματος Solver στην Excel. Η αναλυτική παρουσίαση των περιορισμών και των τιμών έχει ως εξής, για να υπάρχει λογική μεταφοράς θερμότητας στους εναλλάκτες θερμότητας και στον κύριο εξοπλισμό της εγκατάστασης:

$$T_7 > T_{10}$$

$$T_5 > T_8$$

$$T_8 > T_9$$

$$T_{10} > T_{11}$$

$$T_6 > 100$$

$$T_5 > T_6$$

$$T_8 > T_7$$

$$T_9 > T_{10}$$

$$T_5 > T_7$$

$$T_{12} = 5 \text{ 'C}$$

$$T_{17} = 5 \text{ 'C}$$

$$P_{MAX} < 24 \text{ Bar}$$

$$P_{MIN} > 2 \text{ Bar}$$

Οι μεταβλητές οι οποίες χρησιμοποιούνται κατά την βελτιστοποίηση είναι η θερμοκρασία στις θέσεις 7, 10, 9 και η μέγιστη και ελάχιστη πίεση του κάτω κύκλου.

Παρουσίαση αποτελεσμάτων αεριοστροβίλου SGT-2000E της εταιρίας SIEMENS και υπολοίπων θέσεων εγκατάστασης μετά την βελτιστοποίηση:

Σύμφωνα με τα στοιχεία από το σταθμό της Ρεβυθούσας στην έξοδο του τερματικού δηλαδή στην τελική ροή του ΦΑ επικρατούν συνθήκες πίεσης 27 - 65 bar και θερμοκρασίας > 3.5 °C. Επίσης, το ΥΦΑ μετά από την έξοδο του από τις αντλίες υψηλής πίεσης βρίσκεται περίπου στα 75 bar και στους -145 °C. Το θαλασσινό νερο θεωρείται ότι έχει αρχική θερμοκρασία 18 °C και η πίεση του μετά από τις αντλίες 7 bar. Αυτά τα δεδομένα χρησιμοποιούνται ως είσοδοι στο πρόγραμμα το οποίο δημιουργήθηκε στο Excel για την ανάλυση του κύκλου.

Στον πίνακα 5.24 παρουσιάζονται οι παροχές για τις διάφορες θέσεις της εγκατάστασης. Σε αυτό το σενάριο το οργανικό μέσο που χρησιμοποιείται είναι το ήλιο. Η παροχή του αέρα εισόδου στον αεριοστροβίλο προκύπτει από τα δεδομένα του κατασκευαστή και η μέγιστη παροχή θαλασσινού νερού από τα δεδομένα της χωρητικότητας των αντλιών.

Παροχή Θέσης	Kg/ s
ΥΦΑ – θέση 11Α	47.0122
Ήλιο – Οργανικό μέσο	21.8000
Αέρας Εισόδου – θέση 1	514.4584
ΦΑ προς θάλαμο καύσης – θέση 18	10.5416
Μέγιστη παροχή θαλασσινού νερού	4330.6300
Παροχή θαλασσινού νερού	4000.0000

Πίνακας 5.24: Παροχές εγκατάστασης

Ο σταθμός ΥΦΑ της Ρεβυθούσας παραλαμβάνει ΥΦΑ από την Αλγερία μέσω δεξαμενόπλοιων και η σύσταση του έχει είδη αναφερθεί στα προηγούμενα σενάρια. Στον παρακάτω πίνακα 5.25 παρουσιάζονται οι βαθμοί απόδοσης για ολόκληρο τον εξοπλισμό της καινούργιας εγκατάστασης.

ΒΑΘΜΟΙ ΑΠΟΔΟΣΗΣ	
Ισεντροπικός β.α. συμπιεστή - his,c1	0.8000
Ισεντροπικός β.α. στροβίλου - his,T1	0.8000
Βαθμός απόδοσης Θ.Κ. - hFH	0.9900
Βαθμός απόδοσης γεννητριών - hG1,2	0.9700
Μηχανικός β.α. γεννητριών - hm,G1,2	0.9800
Βαθμός απόδοσης μοτέρ - hEM	0.9700
Μηχανικός β.α. μοτέρ - hm,EM	0.9800
Μηχανικός β.α. συμπιεστή - hm c1,2	0.9900
Μηχανικός β.α. στροβίλου - hm T	0.9900
ΛΟΙΠΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΚΥΚΛΟΥ	
Λόγος πίεσης συμπιεστή - Pc1	12.0000
Λόγος πίεσης συμπιεστή - Pt1	12.0000
Μέγιστη πίεση κύκλου - bar	24.0000
Ελάχιστη πίεση κύκλου - bar	2.0000
Κατώτερη Θ.Ι. - LHV (KJ/Kg)	50056.0000
Πυκνότητα ΥΦΑ (kg/m ³)	430.7217
Θερμικός β.α. αεριοστροβίλου	31.92 %
Πτώση πίεσης στον κρουογ. εναλλάκτη	10 %

Πίνακας 5.25: Βαθμοί απόδοσης κύκλου σεναρίου 2 και λοιπά στοιχεία κύκλου

Κατά τον υπολογισμό της σύστασης καυσαερίων στο θάλαμο καύσης του αεριοστροβίλου χρησιμοποιήθηκαν και πάλι οι σχέσεις 4.21- 4.41. Τα χαρακτηριστικά μεγέθη στοιχειομετρικής καύσης στοιχειακών καυσίμων που προκύπτουν είναι τα ίδια με το σενάριο 1 γι' αυτό και η εντολή στο πρόγραμμα REFPROP είναι η ίδια και δεν αναφέρεται ξανά. Για συντομία παρουσιάζεται μόνο η αναλογία καυσαερίου στον πίνακα 5.26.

Συστατικό X	Κλάσμα	Ποσοστό
CO ₂	0.1280	12.8024
O ₂	0.0334	3.3361
N ₂	0.7358	73.5819
H ₂ O	0.1028	10.2752
ΣΥΝΟΛΟ	1.0000	100

Πίνακας 5.26: Σύσταση καυσαερίου

Για τον υπολογισμό των χαρακτηριστικών των επιμέρους θέσεων του κύκλου χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα REFPROP 9.0 της εταιρίας NIST. Οι εντολές οι οποίες χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό της ενθαλπίας, εντροπίας και των υπολοίπων θερμοδυναμικών μεγεθών έχουν είδη παρουσιαστεί στο σενάριο 1.

Η παρουσίαση των τιμών οι οποίες έχουν προκύψει από την ανάλυση του 4^{ου} κεφαλαίου για όλες τις θέσεις της καινούργιας εγκατάστασης γίνεται στον πίνακα 5.27. Τα αποτελέσματα είναι μετά την βελτιστοποίηση και τους περιορισμούς που αναφέρθηκαν πιο πάνω.

ΘΕΣΗ	ΦΑΣΗ	T('C)	T(K)	P(Bar)	P(MPa)	h(KJ/KG)
1	Αέρας	20.0000	293.0000	1.0130	0.1013	293.2637
2	Αέρας	14.2202	287.2202	1.0130	0.1013	287.4474
3	Αέρας	355.5623	628.5623	12.1560	1.2156	637.6079
4	Καυσαέριο	1109.6819	1382.6819	11.6698	1.1670	1788.4001
5	Καυσαέριο	537.1500	810.1500	1.0130	0.1013	1061.6711
6	Καυσαέριο	452.6809	725.6809	1.0130	0.1013	961.6215
7	Ήλιο	71.5598	336.1031	24.0000	2.4000	1758.2012
8	Ήλιο	527.1500	800.1500	24.0000	2.4000	4167.6527
9	Ήλιο	129.5145	397.1915	2.0000	0.2000	2068.5401
10	Ήλιο	-145.0000	107.4448	2.0000	0.2000	563.6979
11	ΥΦΑ	-145.0000	128.0000	75.0000	7.5000	43.4761
12	ΦΑ	5.0000	278.0000	67.5000	6.7500	741.2853
13	Θ.N.	13.2202	286.2202	1.0130	0.1013	54.9918
14	Θ.N.	13.3987	286.3987	1.0130	0.1013	55.7399
15	Θ.N.	18.0000	291.0000	7.0000	0.7000	75.5772
16	Θ.N.	13.2202	286.2202	1.0130	0.1013	54.9918
17	ΦΑ	5.0000	278.0000	67.5000	6.7500	741.2853
ΘΕΣΗ	ΦΑΣΗ	s(KJ/KGK)	Cp	Cv	γ	m(Kg/s)
1	Αέρας	6.8429	1.0064	0.7178	1.4020	514.4584
2	Αέρας	6.8228	1.0062	0.7176	1.4022	514.4584
3	Αέρας	6.9090	1.0612	0.7714	1.3758	514.4584
4	Καυσαέριο	7.3604	1.3265	1.0409	1.2744	525.0000
5	Καυσαέριο	7.3825	1.1971	0.9118	1.3128	525.0000
6	Καυσαέριο	12.6970	2.7150	2.2351	1.2147	525.0000
7	Ήλιο	22.0566	5.1933	3.1201	1.6644	21.8000
8	Ήλιο	26.5603	5.1921	3.1174	1.6655	21.8000
9	Ήλιο	28.0838	5.1931	3.1162	1.6665	21.8000
10	Ήλιο	21.2930	5.1959	3.1171	1.6669	21.8000
11	ΥΦΑ	0.4467	3.2897	1.9310	1.7036	165.0122
12	ΦΑ	4.0024	2.8583	1.7234	1.6585	47.0122
13	Θ.N.	0.1963	4.1907	4.1809	1.0024	4000.0000
14	Θ.N.	0.1989	4.1905	4.1803	1.0024	4000.0000
15	Θ.N.	0.2655	4.1838	4.1623	1.0052	4000.0000
16	Θ.N.	0.1963	4.1907	4.1809	1.0024	4000.0000
17	ΦΑ	4.0024	2.8583	1.7234	1.6585	118.0000

Πίνακας 5.27: Παρουσίαση αποτελεσμάτων εγκατάστασης με βελτιστοποίηση του κύκλου

Σύμφωνα με τον πίνακα 5.27 και τις εξισώσεις 4.1 – 4.21 μπορεί πλέον να γίνει ο υπολογισμός της καταναλισκόμενης και παραγόμενης ηλεκτρικής ισχύος. Η καθαρή ηλεκτρική ισχύς που προκύπτει από το σύστημα μπορεί να χρησιμοποιηθεί για πώληση στο δίκτυο. Η Ενεργειακός και Εξεργειακός βαθμός απόδοσης του συστήματος πραγματοποιείται βάση των εξισώσεων 4.68 – 4.73. Τα αποτελέσματα της ενεργειακής

ανάλυσης παρουσιάζονται στον πίνακα 5.28. Στον τύπο 4.68 για τον υπολογισμό του ενεργειακού βαθμού απόδοσης, η ποσότητα Q_{reg} ορίζεται ως η διαφορά ενθαλπίας στη θέση 9 και 10 πολλαπλασιασμένη με την παροχή του ηλίου.

Ενεργειακή Ανάλυση Συστήματος			
Καταναλισκόμενη Ηλεκτρική Ισχύς		Παραγόμενη Ισχύς	
Συμπιεστής	MW	Στρόβιλος	MW
Wc1	181.9626	Wτ1	377.7174
Wc2	26.3032	Wτ2	45.3030
Σύνολο	208.2658	Σύνολο	423.0204
Καθαρή Ισχύς Συστήματος			
Ισολογισμός Ισχύος		MW	
Pnet1		195.7548	
Pnet2		18.9998	
Σύνολο		214.7546	
Ενεργειακός Βαθμός Απόδοσης (Συμπαγωγής) (%)			
62.7991			

Πίνακας 5.28: Αποτελέσματα Ισολογισμού Ηλεκτρικής Ισχύος και Ενεργειακής απόδοσης

Ο πίνακας 5.29 παρουσιάζει τα αποτελέσματα της εξεργειακής ανάλυσης του συστήματος.

Εξεργειακή Ανάλυση Συστήματος			
ΘΕΣΗ	Ειδική Εξέργεια e(KJ/Kg)	Στρόβιλοι – Αποδιδόμενη Εξέργεια - KW	Συμπιεστής – Καταναλωμένη Εξέργεια - KW
1	0.0000		
2	0.0581		167.1587
3	324.9798		
4	1343.5131	384.9404	
5	610.2932		
6	-1046.9013		
7	-2992.6702		21.1634
8	-1902.8108	55.4917	
9	-4448.3018		
10	-3963.4668		
11	1624.2965		
12	1280.2904		
13	1709.1756		
14	1709.1581		
15	1709.4703		
16	1709.1756		
17	1280.2904		
Καθαρή Ισχύς Συστήματος			
Ισολογισμός Ισχύος		MW	
Pnet1		217.7818	
Pnet2		34.3283	
Σύνολο		252.1101	
Λοιπά στοιχεία κύκλου για τον υπολογισμό του εξ. Βαθμού απόδοσης			
Εξέργεια		MW	
Ex LNG		268.0288	
Ex Air		0.02991	
Ex NG Burned		527.6693	
Ex NG		60.1893	
Συνολική εξέργεια εισαγωγής στο σύστημα (input exergy) - Ein (MW)		Συνολική εξέργεια εξαγωγής από το σύστημα (output exergy) - Eout (MW)	
795.7280		300.6051	
Συνολικές απώλειες εξέργειας – Eloss (MW)		495.1229	
Εξεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)			
37.78			

Πίνακας 5.29: Παρουσίαση αποτελεσμάτων Εξεργειακής Ανάλυσης

Σύμφωνα με την ισχύ που δίνει κάθε στρόβιλος μέσω της εξεργειακής ανάλυσης παρουσιάζεται στον πίνακα 5.30 η ηλεκτρική ισχύς του εξοπλισμού. Οι βαθμοί απόδοσης για τον εξοπλισμό, δηλαδή για το μοτέρ και τις γεννήτριες δόθηκε στον πίνακα 5.25.

Ηλεκτρική Ισχύς Μοτέρ		Ηλεκτρική Ισχύς Γεννητριών	
Αριθμός Μοτέρ	MW	Αριθμός Γεννήτριας	MW
-	-	PG1	209.1576
PEM 1	22.0360	PG2	53.2942
Σύνολο	22.0360	Σύνολο	262.4518
Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς Συστήματος (MW)			
240.4158			

Πίνακας 5.30: Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς Συστήματος μετά από βελτιστοποίηση

Υπολογισμός Ηλεκτρικής Ενέργειας Εγκατάστασης:

Για τον υπολογισμό της ηλεκτρικής ενέργειας η οποία παράγεται σε ένα χρόνο λειτουργίας του σταθμού (6888 ώρες λειτουργίας το χρόνο), χρησιμοποιείται η σχέση 4.45 και τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στον πίνακα 5.31.

Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας το Χρόνο		Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας το Χρόνο	
MWh	151783.9090	MWh	1807768.1984
GWh	151.7839	GWh	1807.7682
Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας το Χρόνο (6888 ώρες λειτουργίας)			
MWh		GWh	
1655984.2894		1655.9843	
Ηλεκτρική Ισχύς που παράγεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ Kg/ s LNG)			
5.5826			
Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)			
0.6561			
Ηλεκτρική Ισχύς που καταναλώνεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ Kg/ s LNG)			
0.4687			
Ηλεκτρική Ενέργεια που καταναλώνεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)			
0.0551			
Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς που παράγεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ Kg/ s LNG)			
5.1139			
Καθαρή Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)			
0.6010			

Πίνακας 5.31: Μεγέθη Ηλεκτροπαραγωγής μετά από βελτιστοποίηση για 400 m³ ΥΦΑ/ h

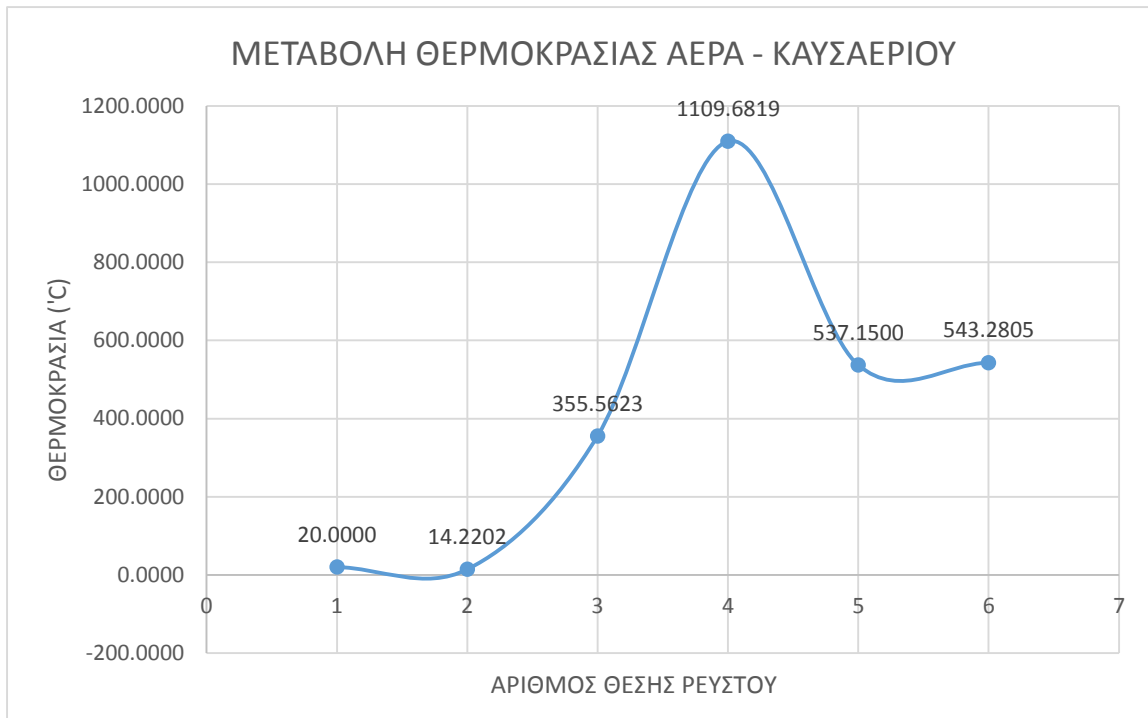
Ακολουθως δίνονται οι γραφικές παραστάσεις των σχημάτων 5.13 – 5.16 όπου παρουσιάζεται η μεταβολή της θερμοκρασίας του ρευστού στις διάφορες θέσεις. Για την έξοδο του ΦΑ στο δίκτυο, εισάχθηκε η θερμοκρασία εξόδου των 5 βαθμών κελσίου όπως προκύπτει από τα δεδομένα του σταθμού της Ρεβυθούσας. Στην γραφική παράσταση του ηλίου η πρώτη τιμή παρουσιάζεται ξανά στο τέλος για σκοπούς κυκλικής διεργασίας.



Σχήμα 5.13: Μεταβολή θερμοκρασίας ΥΦΑ ανάλογα με τη θέση του



Σχήμα 5.14: Μεταβολή θερμοκρασίας ηλίου ανάλογα με τη θέση του



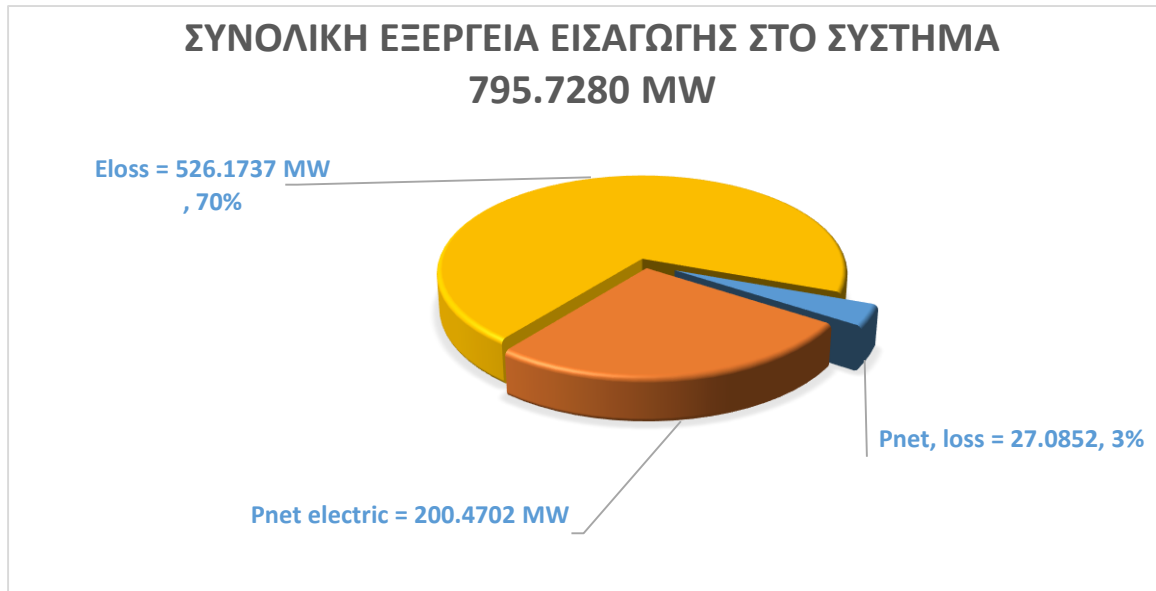
Σχήμα 5.15: Μεταβολή θερμοκρασίας Αέρα - καυσαερίου ανάλογα με τη θέση του

Στην γραφική παράσταση της θερμοκρασίας του θαλασσινού νερού οι θέσεις 17 και 18 αντιστοιχούν στις θέσεις 13 και 14 της καινούργιας εγκατάστασης.

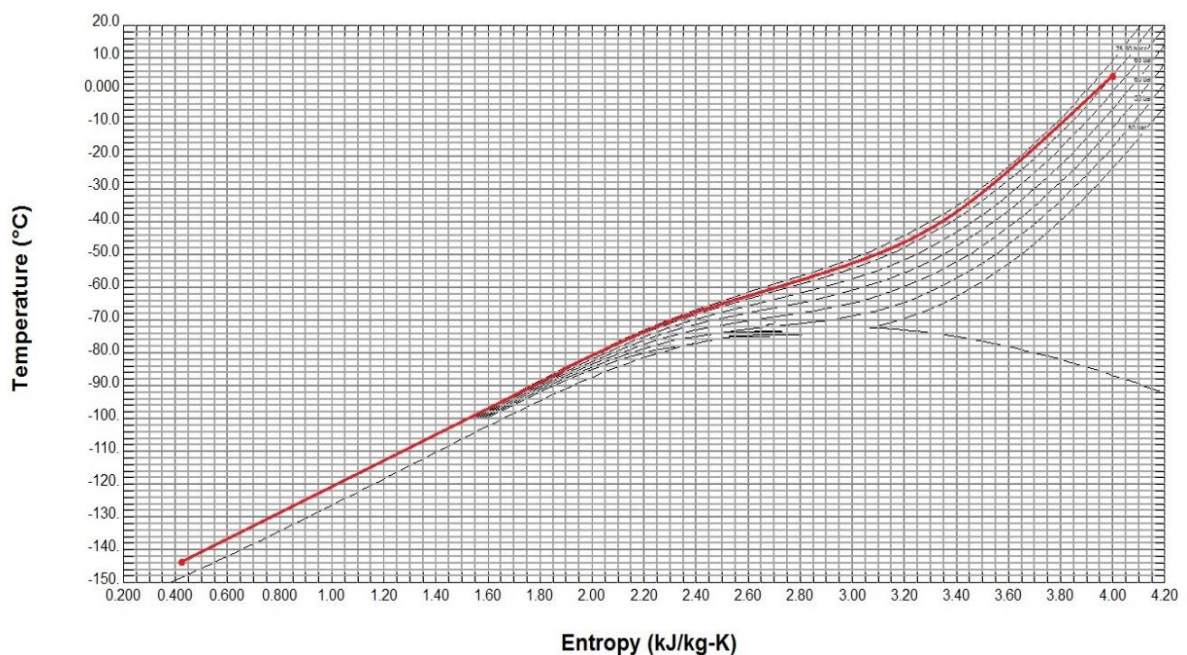


Σχήμα 5.16: Μεταβολή θερμοκρασίας θαλασσινού νερού ανάλογα με τη θέση του

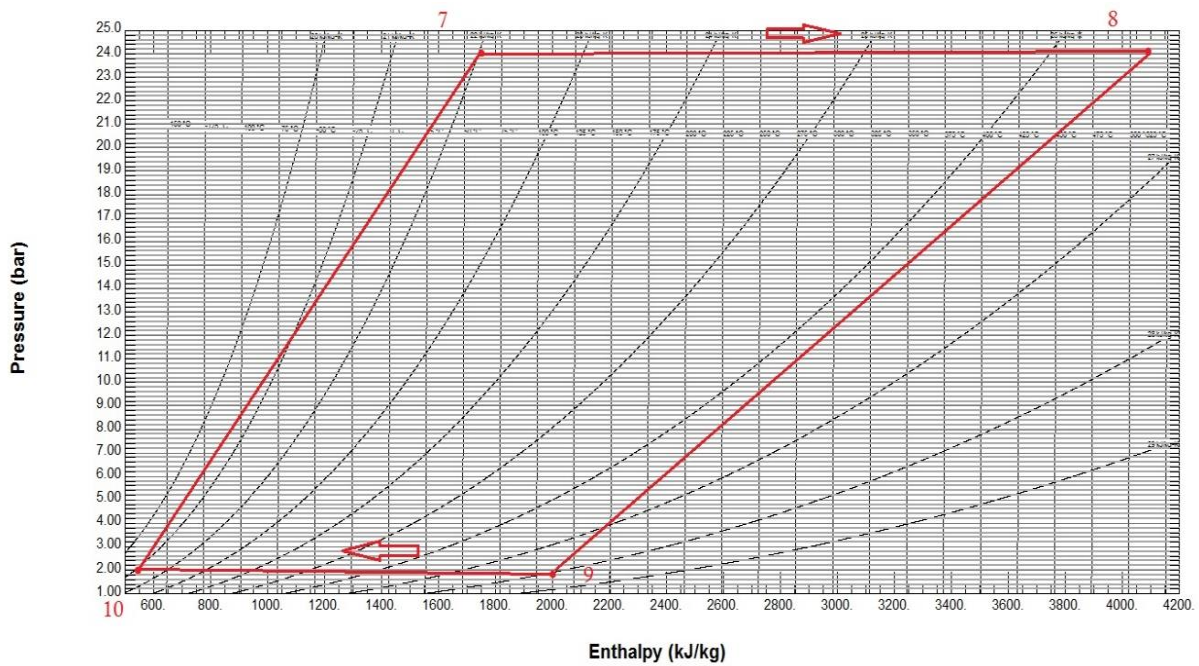
Στο σχήμα 5.17 παρουσιάζεται η κατανομή της συνολικής εξέργειας εισαγωγής στο σύστημα. Όπως φαίνεται, το μεγαλύτερο μέρος αυτής καταναλώνεται σε απώλειες (Eloss, Pnet loss) της εγκατάστασης και το υπόλοιπο κομμάτι σε παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος (Pnet electric). Οι απώλειες που παρουσιάζονται στο σχήμα (495.1229 MW + 60.1893MW) αφορούν τις μηχανικές απώλειες των μοτέρ και των γεννητριών της εγκατάστασης και τις υπόλοιπες απώλειες όπως πίεσης, θερμότητας, εξόδου καυσαερίων, συμπιεστών, στροβίλων, εναλλακτών και σωληνώσεων της εγκατάστασης.



Σχήμα 5.17: Συνολική εισερχόμενη εξέργεια στο σύστημα και παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος
 Παρακάτω, στα σχήματα 5.18 – 5.20 παρουσιάζεται η θερμοδυναμική μεταβολή των ρευστών του συστήματος.



Σχήμα 5.18: Μεταβολή κατάστασης ΥΦΑ κατά την διέλευση του μέσα από τον εναλλάκτη. Η γραφική παράσταση κατασκευάστηκε με το πρόγραμμα REFPROP 9.0



Σχήμα 5.19: Μεταβολή κατάστασης Ηλίου κατά την διέλευση του μέσα από την εγκατάσταση. Η γραφική παράσταση κατασκευάστηκε με το πρόγραμμα REFPROP 9.0

Συμπεράσματα αύξησης διαθέσιμης ποσότητας αεριοποίησης τερματικού σταθμού ΥΦΑ με αξιοποίηση του κρύου από το ΥΦΑ:

Τα 1000 m³ ΥΦΑ/ h αεριοποιούνται με αεριοποιητές ανοικτού τύπου (ORVs) και καύσης ΦΑ (SCVs). Σύμφωνα με τα δεδομένα του σταθμού ΥΦΑ της Ρεβυθούσας για αεριοποίηση 1000 m³ ΥΦΑ/ h:

Αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ισχύος ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
125.000	0.0495
Αεριοποίηση ΥΦΑ (m ³ / h ΥΦΑ)	Κατανάλωση ηλ. ενέργειας ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh / m ³ ΥΦΑ)
1000	0.00619

Τα 400 m³ ΥΦΑ/ h αεριοποιούνται με το νέο σύστημα παραγωγής ηλεκτρισμού και αεριοποίησης ΥΦΑ ταυτόχρονα. Συνοπτικά τα αποτελέσματα είναι:

Αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ισχύος ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
47.0122	0.4687
Αεριοποίηση ΥΦΑ (m ³ / h ΥΦΑ)	Κατανάλωση ηλ. ενέργειας ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh / m ³ ΥΦΑ)
400	0.0551

Η συνολική ηλεκτρική κατανάλωση αεριοποίησης προκύπτει από την πρόσθεση της παραπάνω ηλεκτρικής κατανάλωσης.

Συνολική αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής Ισχύος ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
172.0122	$0.0495 + 0.4687 = 0.5182$
Συνολική αεριοποίηση ΥΦΑ (m³/ h ΥΦΑ)	Συνολική κατανάλωση ηλ. ενέργειας ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh / m³ ΥΦΑ)
1400	$0.0551 + 0.00619 = 0.06129$

Με την καινούργια εγκατάσταση παράλληλα με την αεριοποίηση του ΥΦΑ παράγεται και ηλεκτρική ενέργεια. Στο επίπεδο των 400 m³ ΥΦΑ/ h παράγεται:

Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)
0.6561

Έχει υπολογιστεί είδη ότι η καινούργια εγκατάσταση (400 m³ ΥΦΑ/ h) για 6888 ώρες λειτουργίας το χρόνο παράγει καθαρά 1655.9843 GWh. Η είδη υπάρχουσα εγκατάσταση για επίπεδο λειτουργίας 1000 m³ ΥΦΑ/ h καταναλώνει 6.19 MW * 6888 h = 42.6367 GWh το χρόνο. Άρα, η συνολική συνδυασμένη εγκατάσταση παράγει καθαρά σε ένα χρόνο ηλεκτρική ενέργεια:

$$E_{net} = 1655.9843 - 42.6367 = 1613.3476 \text{ GWh}$$

Αύξηση διαθέσιμης ηλεκτρικής ισχύος:

Από τα συμπεράσματα της ανάλυσης για το καινούργιο σύστημα αποδείχτηκε ότι για να λειτουργήσει ο νέος εξοπλισμός χρειάζεται μια ηλεκτρική κινητήρια ισχύ των 22.0360 MW. Η είδη υπάρχων εγκατάσταση, του υπό μελέτη σταθμού, διαθέτει μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής των 13 MW. Με την αεριοποίηση ΥΦΑ στα 1000 m³ ΥΦΑ/ h γίνεται κατανάλωση των 6.19 MW. Άρα, θα χρειαστεί μια αύξηση της διαθέσιμης ηλεκτρικής ισχύος (ΑΔΗΙ) της τάξης των:

$$\text{ΑΔΗΙ (MW)} = [6.19 + 22.0360 + \text{Ιδιοκαταναλώσεις Τερματικού}] - 13$$

5.4 2^η Εφαρμογή σεναρίου 2 – Συνδυασμός Νέου Συστήματος για Αεριοποίηση ενός είδη υπάρχων επιπέδου Αεριοποίησης ΥΦΑ

Κατά τη 2^η εφαρμογή του 2^{ου} σεναρίου γίνεται μελέτη της περίπτωσης ενός είδη επιπέδου αεριοποίησης για το σταθμό. Όπως και στη 2^η εφαρμογή του 1^{ου} σεναρίου, έτσι και εδώ γίνεται η μελέτη για αεριοποίηση 500 m³ ΥΦΑ/ h ως καθαρή αεριοποίηση όλου του ποσού από τον είδη υπάρχων σταθμό, και στη συνέχεια ως συνδυασμένη αεριοποίηση 320 m³ ΥΦΑ/ h από τον υπάρχων σταθμό και 180 m³ ΥΦΑ/ h από την καινούργια εγκατάσταση.

Αεριοποίηση 500 m³ ΥΦΑ/ h ως συνδυασμός : 320 m³ ΥΦΑ/ h αεριοποίησης από παλιό σύστημα και 180 m³ ΥΦΑ/ h από καινούργιο:

Παρουσίαση αποτελεσμάτων αεριοτροβίλου SGT-2000E (SIEMENS) και υπολοίπων θέσεων εγκατάστασης μετά την βελτιστοποίηση για 180 m³ ΥΦΑ/ h:

Στην έξοδο του τερματικού, δηλαδή στην τελική ροή του ΦΑ, επικρατούν συνθήκες πίεσης 27 - 65 bar και θερμοκρασίας > 3.5 °C. Επίσης, το ΥΦΑ μετά από την έξοδο του από τις αντλίες υψηλής πίεσης βρίσκεται περίπου στα 75 bar και στους -145 °C (θέση 11). Το θαλασινό νερό θεωρείται ότι έχει αρχική θερμοκρασία 18 °C και η πίεση του μετά από τις αντλίες 7 bar. Στον πίνακα 5.32 παρουσιάζονται οι καινούργιες παροχές που προκύπτουν μετά από τη βελτιστοποίηση για τις διάφορες θέσεις. Σε αυτό το σενάριο το οργανικό μέσο που χρησιμοποιείται είναι το ήλιο και η παροχή του αέρα εισόδου στον αεριοτρόβιλο ως γνωστό προκύπτει από τα δεδομένα του κατασκευαστή.

Παροχή Θέσης	Kg/ s
ΥΦΑ – θέση 11Α	21.1555
Ήλιο – Οργανικό μέσο	7.500
Αέρας Εισόδου – θέση 1	514.4584
ΦΑ προς θάλαμο καύσης – θέση 18	10.5416
Μέγιστη παροχή θαλασσινού νερού	4330.6300
Παροχή θαλασσινού νερού	4000.0000

Πίνακας 5.32: Παροχές εγκατάστασης

Κατά την βελτιστοποίηση του κύκλου γίνεται η πρόσθεση ενός περιορισμού για την παροχή ηλίου η οποία έχει ως εξής:

$$7.5 \text{ Kg/ s} < m_{\text{helium}} < 9 \text{ Kg/ s}$$

Οι βαθμοί απόδοσης για ολόκληρο τον εξοπλισμό της καινούργιας εγκατάστασης, ο μέγιστος και ο ελάχιστος λόγος πίεσης καθώς και τα λοιπά στοιχεία του κύκλου παραμένουν ως έχουν σύμφωνα με τον πίνακα 5.25. Κατά τον υπολογισμό της σύστασης καυσαερίων στο θάλαμο καύσης του αεριοτροβίλου χρησιμοποιήθηκαν οι σχέσεις 4.21-4.41 και τα αποτελέσματα έχουν είδη παρουσιασθεί στον πίνακα 5.26. Για τον υπολογισμό των χαρακτηριστικών των επιμέρους θέσεων του κύκλου χρησιμοποιήθηκε το πρόγραμμα REFPROP 9.0 της εταιρίας NIST. Οι εντολές οι οποίες χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό της ενθαλπίας, εντροπίας και των υπολοίπων θερμοδυναμικών μεγεθών έχουν είδη παρουσιαστεί στο σενάριο 1. Η παρουσίαση των τιμών οι οποίες έχουν προκύψει από την ανάλυση του 4^{ου} κεφαλαίου γίνεται στον πίνακα 5.33. Τα αποτελέσματα είναι μετά την βελτιστοποίηση.

ΘΕΣΗ	ΦΑΣΗ	T('C)	T(K)	P(Bar)	P(MPa)	h(KJ/KG)
1	Αέρας	20.0000	293.0000	1.0130	0.1013	293.2637
2	Αέρας	14.2202	287.2202	1.0130	0.1013	287.4474
3	Αέρας	355.5623	628.5623	12.1560	1.2156	637.6079
4	Καυσαέριο	1109.6819	1382.6819	11.6698	1.1670	1788.4001
5	Καυσαέριο	537.1500	810.1500	1.0130	0.1013	1061.6711
6	Καυσαέριο	490.9648	763.9648	1.0130	0.1013	1006.6997
7	Ήλιο	71.5598	59.9064	24.0000	2.4000	319.6546
8	Ήλιο	527.1500	800.1500	24.0000	2.4000	4167.6527
9	Ήλιο	129.5145	397.1915	2.0000	0.2000	2068.5401
10	Ήλιο	-145.0000	18.5246	2.0000	0.2000	100.2064
11	ΥΦΑ	-145.0000	128.0000	75.0000	7.5000	43.4761
12	ΦΑ	5.0000	278.0000	67.5000	6.7500	741.2853
13	Θ.N.	13.2202	286.2202	1.0130	0.1013	54.9918
14	Θ.N.	13.3987	286.3987	1.0130	0.1013	55.7399
15	Θ.N.	18.0000	291.0000	7.0000	0.7000	75.5772
16	Θ.N.	13.2202	286.2202	1.0130	0.1013	54.9918
17	ΦΑ	5.0000	278.0000	67.5000	6.7500	741.2853
ΘΕΣΗ	ΦΑΣΗ	s(KJ/KGK)	Cp	Cv	γ	m(Kg/s)
1	Αέρας	6.8429	1.0064	0.7178	1.4020	514.4584
2	Αέρας	6.8228	1.0062	0.7176	1.4022	514.4584
3	Αέρας	6.9090	1.0612	0.7714	1.3758	514.4584
4	Καυσαέριο	7.3604	1.3265	1.0409	1.2744	525.0000
5	Καυσαέριο	7.3825	1.1971	0.9118	1.3128	525.0000
6	Καυσαέριο	12.8383	2.7840	2.3041	1.2083	525.0000
7	Ήλιο	13.0548	5.2981	3.1402	1.6872	7.5000
8	Ήλιο	26.5603	5.1921	3.1174	1.6655	7.5000
9	Ήλιο	28.0838	5.1931	3.1162	1.6665	7.5000
10	Ήλιο	12.1089	5.3111	3.1203	1.7021	7.5000
11	ΥΦΑ	0.4467	3.2897	1.9310	1.7036	139.1555
12	ΦΑ	4.0024	2.8583	1.7234	1.6585	21.1555
13	Θ.N.	0.1963	4.1907	4.1809	1.0024	4000.0000
14	Θ.N.	0.1989	4.1905	4.1803	1.0024	4000.0000
15	Θ.N.	0.2655	4.1838	4.1623	1.0052	4000.0000
16	Θ.N.	0.1963	4.1907	4.1809	1.0024	4000.0000
17	ΦΑ	4.0024	2.8583	1.7234	1.6585	118.0000

Πίνακας 5.33: Παρουσίαση αποτελεσμάτων εγκατάστασης με βελτιστοποίηση του κύκλου για 180 m³ ΥΦΑ/ h

Σύμφωνα με τον πίνακα 5.33 και τις εξισώσεις 4.1 – 4.21 μπορεί πλέον να γίνει ο ισολογισμός της ηλεκτρικής ισχύος. Ο ενεργειακός και εξεργειακός βαθμός απόδοσης του συστήματος πραγματοποιείται βάση των εξισώσεων 4.68 – 4.73. Παρατηρείται ότι ο ενεργειακός βαθμός απόδοσης είναι αρκετά μικρότερος από την 1^η εφαρμογή του 2^{ου} σεναρίου. Τα αποτελέσματα της ενεργειακής και εξεργειακής ανάλυσης παρουσιάζονται στον πίνακα 5.34.

Ενεργειακή Ανάλυση Συστήματος				
Καταναλισκόμενη Ηλεκτρική Ισχύς		Παραγόμενη Ισχύς		Καθαρή ισχύς
Συμπίεστης	MW	Στρόβιλος	MW	Pnet (MW)
Wc1	181.9626	Wτ1	377.7174	195.7548
Wc2	1.6625	Wτ2	15.5859	13.9234
Σύνολο	183.6251	Σύνολο	393.3033	209.6782
Ενεργειακός Βαθμός Απόδοσης (Συμπααραγωγής) (%)				
28.2598				
Εξεργειακή Ανάλυση Συστήματος				
ΘΕΣΗ	Ειδική Εξέργεια e(KJ/Kg)	Στρόβιλοι – Αποδιδόμενη Εξέργεια - KW		Συμπίεστης – Καταναλωμένη Εξέργεια - KW
1	0.0000			
2	0.0581			167.1587
3	324.9798			
4	1343.5131	384.9404		
5	610.2932			
6	-1043.2356			
7	-1793.7156			
8	-1902.8108	19.0912		0.4329
9	-4448.3018			
10	-1735.9910			
11	1624.2965			
12	1280.2904			
13	1709.1756			
14	1709.1581			
15	1709.4703			
16	1709.1756			
17	1280.2904			
Καθαρή Ισχύς Συστήματος				
Ισολογισμός Ισχύος			MW	
Pnet1			217.7818	
Pnet2			18.6582	
Σύνολο			236.4400	
Λοιπά στοιχεία κύκλου για τον υπολογισμό του εξ. Βαθμού απόδοσης				
Ex LNG (MW)			226.0297969	
Ex Air (MW)			0.029905868	
Ex NG Burned (MW)			527.6693117	
Ex NG (MW)			27.08518341	
Συνολική εξέργεια εισαγωγής στο σύστημα (input exergy) - Ein (MW)			Συνολική εξέργεια εξαγωγής από το σύστημα (output exergy) - Eout (MW)	
753.7290			254.1272	
Συνολικές απώλειες εξέργειας – Eloss (MW)			499.6018	
Εξεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)			33.72	

Πίνακας 5.34: Αποτελέσματα Ισολογισμού Ηλεκτρικής Ισχύος, Ενεργειακής και Εξεργειακής απόδοσης

Σύμφωνα με την ισχύ που δίνει κάθε στρόβιλος μέσω της εξεργειακής ανάλυσης παρουσιάζεται στον πίνακα 5.35 η ηλεκτρική ισχύς του εξοπλισμού και η κατανάλωση ενέργειας (για 6888 ώρες λειτουργίας σε ένα χρόνο). Οι βαθμοί απόδοσης για τον εξοπλισμό, δηλαδή για το μοτέρ και τις γεννήτριες δόθηκε στον πίνακα 5.25.

Ηλεκτρική Ισχύς Μοτέρ		Ηλεκτρική Ισχύς Γεννητριών	
Αριθμός Μοτέρ	MW	Αριθμός Γεννήτριας	MW
-	-	PG1	209.1576
PEM 1	0.4508	PG2	18.3352
Σύνολο	0.4508	Σύνολο	227.4928
Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς Συστήματος (MW)			
227.0420			
Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ενέργειας το Χρόνο		Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας το Χρόνο	
MWh	3105.0092	MWh	1566970.1926
GWh	3.1050	GWh	1566.9702
Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας το Χρόνο (6888 ώρες λειτουργίας)			
MWh		GWh	
3105.0092		1563.8652	
Ηλεκτρική Ισχύς που παράγεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ Kg/ s LNG)			
10.7534			
Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)			
1.2638			
Ηλεκτρική Ισχύς που καταναλώνεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ Kg/ s LNG)			
0.0213			
Ηλεκτρική Ενέργεια που καταναλώνεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)			
0.0025			
Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς που παράγεται ανά κιλό ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ Kg/ s LNG)			
10.7321			
Καθαρή Ηλεκτρική Ενέργεια που παράγεται ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh/ m³ LNG)			
1.2613			

Πίνακας 5.35: Μεγέθη Ηλεκτροπαραγωγής μετά από βελτιστοποίηση για 180 m³ ΥΦΑ/ h

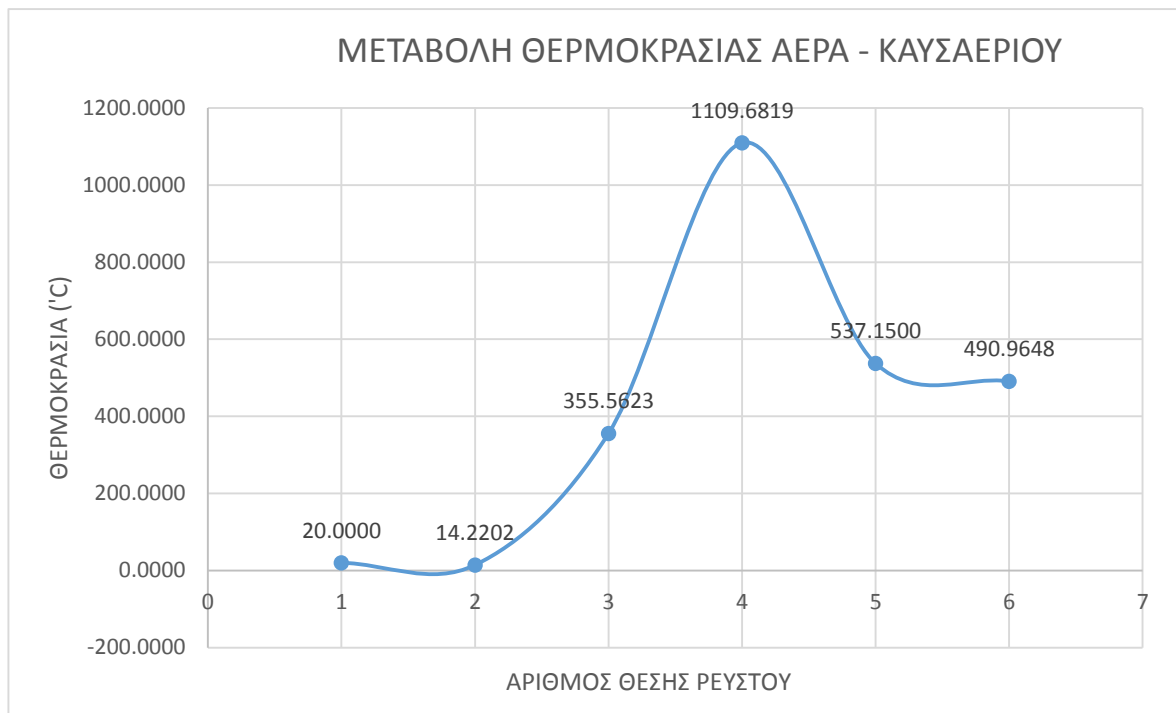
Ακολουθως δίνονται οι γραφικές παραστάσεις των σχημάτων 5.20 – 5.23 όπου παρουσιάζεται η μεταβολή της θερμοκρασίας του ρευστού στις διάφορες θέσεις. Στην γραφική παράσταση του ηλίου η πρώτη τιμή παρουσιάζεται ξανά στο τέλος για σκοπούς κυκλικής διεργασίας.



Σχήμα 5.20: Μεταβολή θερμοκρασίας ΥΦΑ ανάλογα με τη θέση του

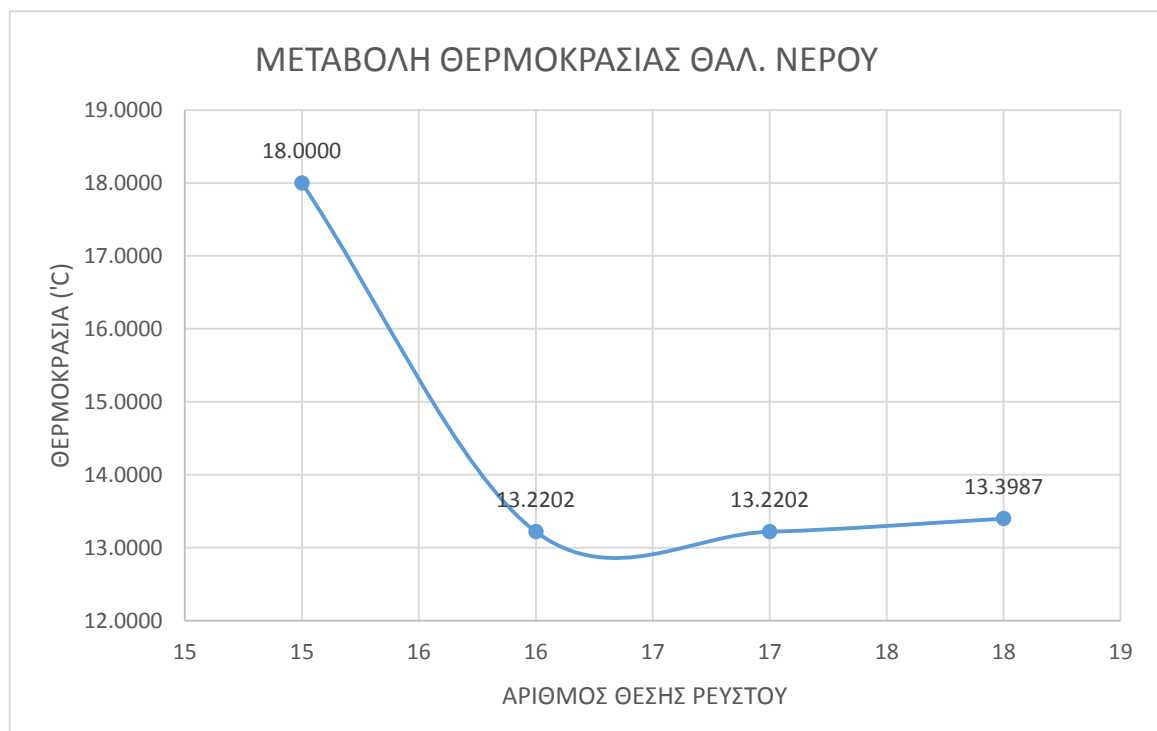


Σχήμα 5.21: Μεταβολή θερμοκρασίας ηλίου ανάλογα με τη θέση του



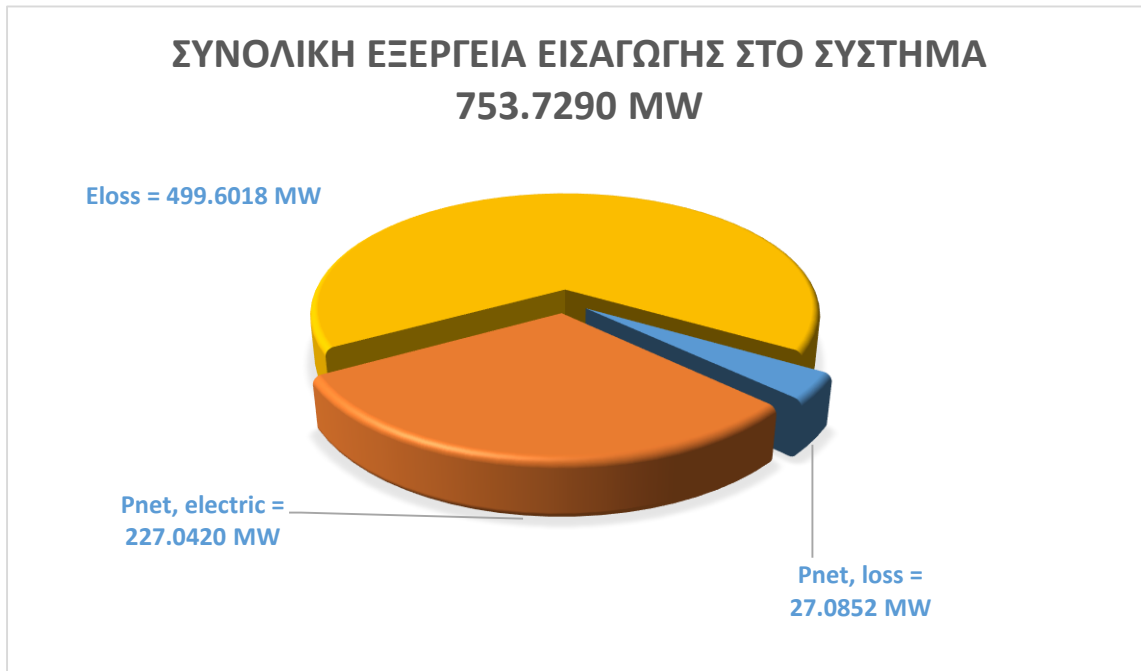
Σχήμα 5.22: Μεταβολή θερμοκρασίας Αέρα - καυσαερίου ανάλογα με τη θέση του

Στην γραφική παράσταση της θερμοκρασίας του θαλασσινού νερού οι θέσεις 17 και 18 αντιστοιχούν στις θέσεις 13 και 14 της καινούργιας εγκατάστασης.

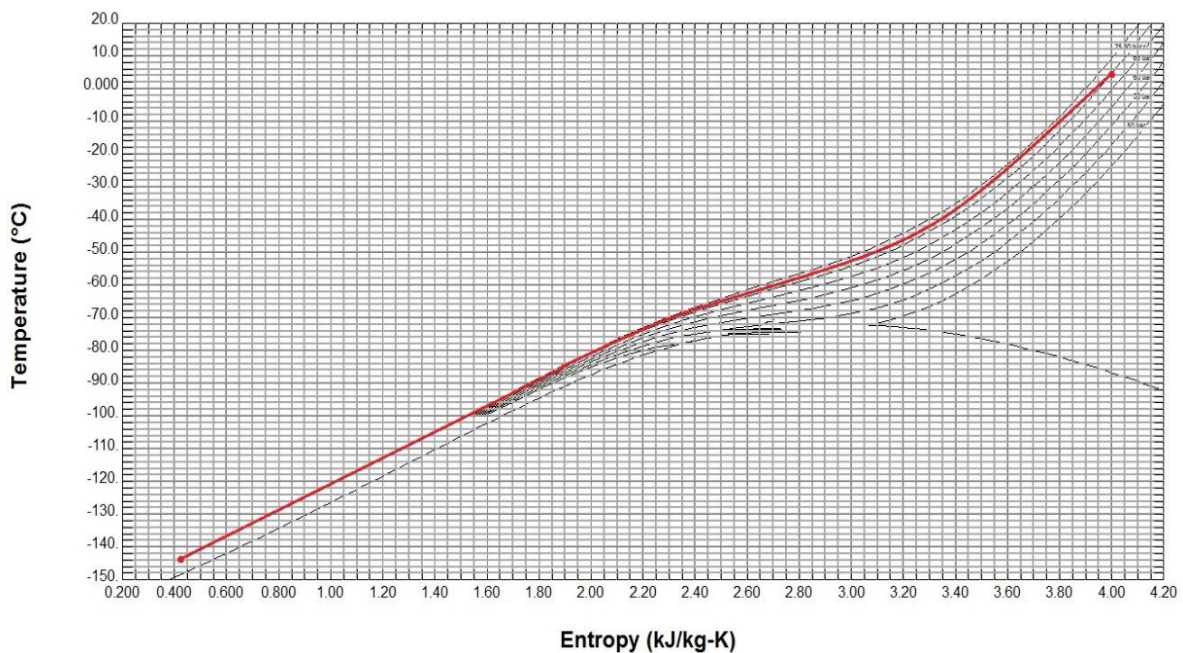


Σχήμα 5.23: Μεταβολή θερμοκρασίας θαλασσινού νερού ανάλογα με τη θέση του

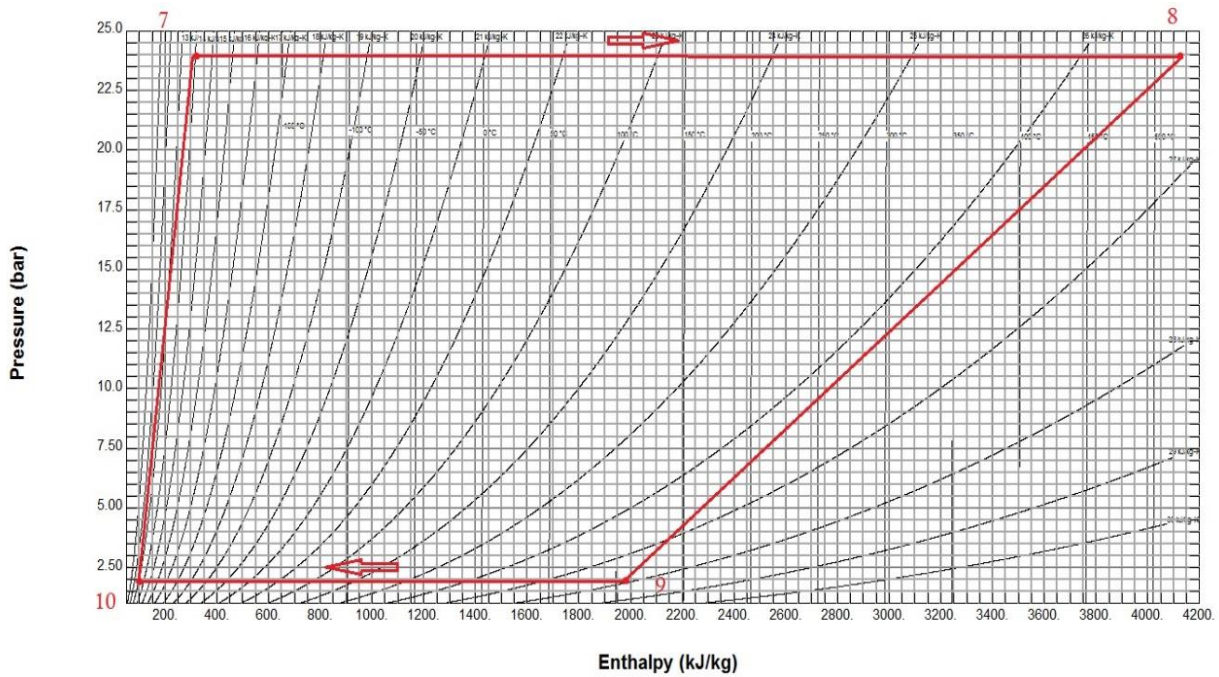
Στο σχήμα 5.24 παρουσιάζεται η κατανομή της συνολικής εξέργειας εισαγωγής στο σύστημα. Όπως και στα προηγούμενα σενάρια που μελετήθηκαν, το μεγαλύτερο μέρος αυτής καταναλώνεται σε απώλειες (E_{loss} , $P_{net, loss}$) της εγκατάστασης και το υπόλοιπο κομμάτι σε παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος ($P_{net, electric}$). Οι απώλειες που παρουσιάζονται στο σχήμα αφορούν τις μηχανικές απώλειες των μοτέρ, γεννητριών και τις υπόλοιπες απώλειες όπως πίεσης, θερμότητας, εξόδου καυσαερίων, συμπιεστών, στροβίλων, εναλλακτών και σωληνώσεων της εγκατάστασης.



Σχήμα 5.24: Συνολική εισερχόμενη εξέργεια στο σύστημα και παραγωγή ηλεκτρικής ισχύος
Θερμοδυναμική μεταβολή των ρευστών του συστήματος σε γραφική παράσταση:



Σχήμα 5.25: Μεταβολή κατάστασης ΥΦΑ κατά την διέλευση του μέσα από τον εναλλάκτη. Η γραφική παράσταση κατασκευάστηκε με το πρόγραμμα REFPROP 9.0



Σχήμα 5.19: Μεταβολή κατάστασης Ηλίου κατά την διέλευση του μέσα από την εγκατάσταση. Η γραφική παράσταση κατασκευάστηκε με το πρόγραμμα REFPROP 9.0

Συμπεράσματα 2^{ης} εφαρμογής 2^{ου} σεναρίου:

Σύμφωνα με τη μελέτη που προηγήθηκε η συνολική ποσότητα ΥΦΑ που αεριοποιείται είναι 500 m³ ΥΦΑ/ h. Τα 320 m³ ΥΦΑ/ h αεριοποιούνται με αεριοποιητές ανοικτού τύπου (ORVs) και καύσης ΦΑ (SCVs) και τα υπόλοιπα 180 m³ ΥΦΑ/ h με την καινούργια εγκατάσταση. Η συνολική ηλεκτρική κατανάλωση αεριοποίησης προκύπτει από την πρόσθεση της ηλεκτρικής κατανάλωσης. Ο πίνακας 5.36 παρουσιάζει τα τελικά αποτελέσματα για τις 2 περιπτώσεις αεριοποίησης.

Είδη υπάρχουσα εγκατάσταση τερματικού ΥΦΑ [42]	Αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Κατανάλωση Ηλεκτρικής Ισχύος ανά κίλο ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
	62.500	0.0600
Είδη υπάρχουσα εγκατάσταση τερματικού ΥΦΑ [42]	Αεριοποίηση ΥΦΑ (m ³ / h ΥΦΑ)	Κατανάλωση ηλ.ενέργειας ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh / m ³ ΥΦΑ)
	500	0.00750
Συνδυασμός παλιός και καινούργιας εγκατάστασης για αεριοποίηση	Συνολική αεριοποίηση ΥΦΑ (kg/s ΥΦΑ)	Συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής Ισχύος ανά κίλο ΥΦΑ που αεριοποιείται το δευτερόλεπτο (MW/ kg/s ΥΦΑ)
	62.500	0.0660 + 0.0213 = 0.0873
	Συνολική αεριοποίηση ΥΦΑ (m ³ / h ΥΦΑ)	Συνολική κατανάλωση ηλ.ενέργειας ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται (MWh / m ³ ΥΦΑ)
	320 + 180 = 500	0.00825 + 0.0025 = 0.01075

Πίνακας 5.36: Σύγκριση 2 περιπτώσεων αεριοποίησης βάση του παλιού και του καινούργιου συστήματος

Ο πίνακας 5.36 φανερώνει ότι ο συνδυασμός της καινούργιας με την παλιά εγκατάσταση καταναλώνει μεγαλύτερη ενέργεια για το ίδιο ποσό αεριοποίησης. Αυτό ήταν αναμενόμενο για το λόγο ότι η καινούργια εγκατάσταση διαθέτει μηχανήματα τα οποία καταναλώνουν επιπρόσθετη ηλεκτρική ισχύ. Ταυτόχρονα όμως παράγεται και ηλεκτρική ενέργεια η οποία πωλείται στο δίκτυο. Έχει υπολογιστεί είδη ότι η καινούργια εγκατάσταση (180 m³ ΥΦΑ/ h) για 6888 ώρες λειτουργίας το χρόνο παράγει καθαρά 1563.8652 GWh. Η είδη υπάρχουσα εγκατάσταση για επίπεδο λειτουργίας 320 m³ ΥΦΑ/ h καταναλώνει 2.64 MW * 6888 h = 18.18432 GWh το χρόνο. Άρα, η συνολική συνδυασμένη εγκατάσταση παράγει καθαρά σε ένα χρόνο ηλεκτρική ενέργεια:

$$E_{net} = 1563.8652 - 18.18432 = 1545.68088 \text{ GWh}$$

Αύξηση διαθέσιμης ηλεκτρικής ισχύος:

Από τα συμπεράσματα της ανάλυσης για το καινούργιο σύστημα αποδείχτηκε ότι για να λειτουργήσει ο νέος εξοπλισμός χρειάζεται μια ηλεκτρική κινητήρια ισχύ των 450.8 KW. Η είδη υπάρχων εγκατάσταση του σταθμού διαθέτει μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής των 13 MW όπως προαναφέρθηκε. Με την αεριοποίηση ΥΦΑ στα 320 m³ ΥΦΑ/ h γίνεται κατανάλωση των 2.64 MW. Άρα, δεν θα χρειαστεί αύξηση της διαθέσιμης ηλεκτρικής ισχύος του σταθμού.

5.5 Αυτόνομη λειτουργία σεναρίων 1 και 2 κατόπιν βελτιστοποίησης

Σύμφωνα με τις παραμέτρους βελτιστοποίησης που μελετήθηκαν, κατά την εφαρμογή των σεναρίων 1 και 2 σε υφιστάμενο σταθμό, γίνεται αναφορά σε ορισμένα επίπεδα αεριοποίησης ΥΦΑ με την προϋπόθεση ότι οι καινούργιες εγκαταστάσεις λειτουργούν χωρίς συνδυασμό άλλου σταθμού. Με βάση αυτή την ανάλυση θα γίνει εξαγωγή συμπερασμάτων για την αύξηση ή μείωση των βαθμών απόδοσης των καινούργιων κύκλων.

Λειτουργία σεναρίου 1:

Κατά τη λειτουργία του σεναρίου 1 καίγεται ΦΑ στο θάλαμο καύσης, η ποσότητα του οποίου εξαρτάται από το επίπεδο της αεριοποίησης του ΥΦΑ. Στον πίνακα 5.37 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα ανάλυσης του κύκλου μετά από την βελτιστοποίηση για 6888 ώρες λειτουργίας σε ένα χρόνο.

Αεριοποίηση ΥΦΑ (m ³ /h ΥΦΑ)	Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς (MW)	Καθαρή Ηλεκτρική Ενέργεια το χρόνο (MWh)	Κατανάλωση Καυσίμου σε ένα χρόνο (Kg/ έτος)	Ενεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)	Εξεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)
85	7.8839	54304.3032	9298800.00	36.6063	24.6342
120	11.1801	77008.5288	12968726.40	37.3191	24.7829
180	17.457	120243.816	19341504.00	40.2618	25.5014
210	20.0144	137859.1872	22862649.60	38.4534	25.1171
320	30.9288	213037.5744	34591536.00	39.7462	25.4022
400	38.9318	268162.2384	43069561.92	40.4924	25.5454

Πίνακας 5.37: Αποτελέσματα ανάλυσης κύκλου σεναρίου 1 για διαφορά επίπεδα αεριοποίησης

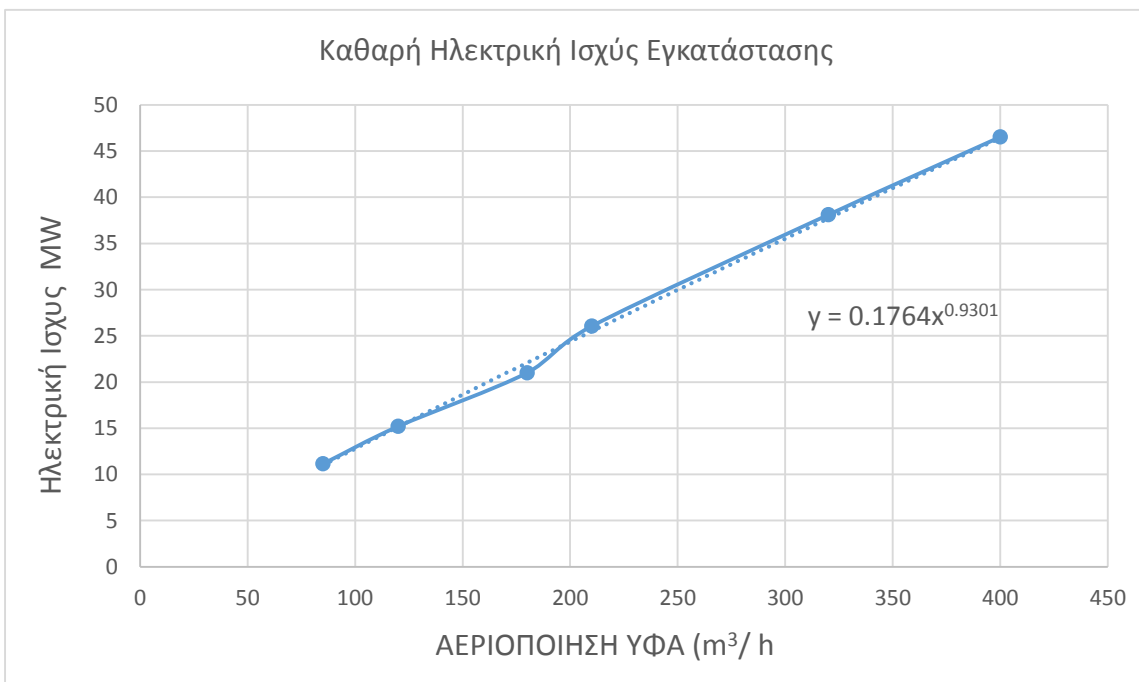
Χρησιμοποιώντας τα παραπάνω αποτελέσματα, δημιουργήθηκαν οι ακόλουθες γραφικές παραστάσεις για την εξαγωγή χρήσιμων συμπερασμάτων.



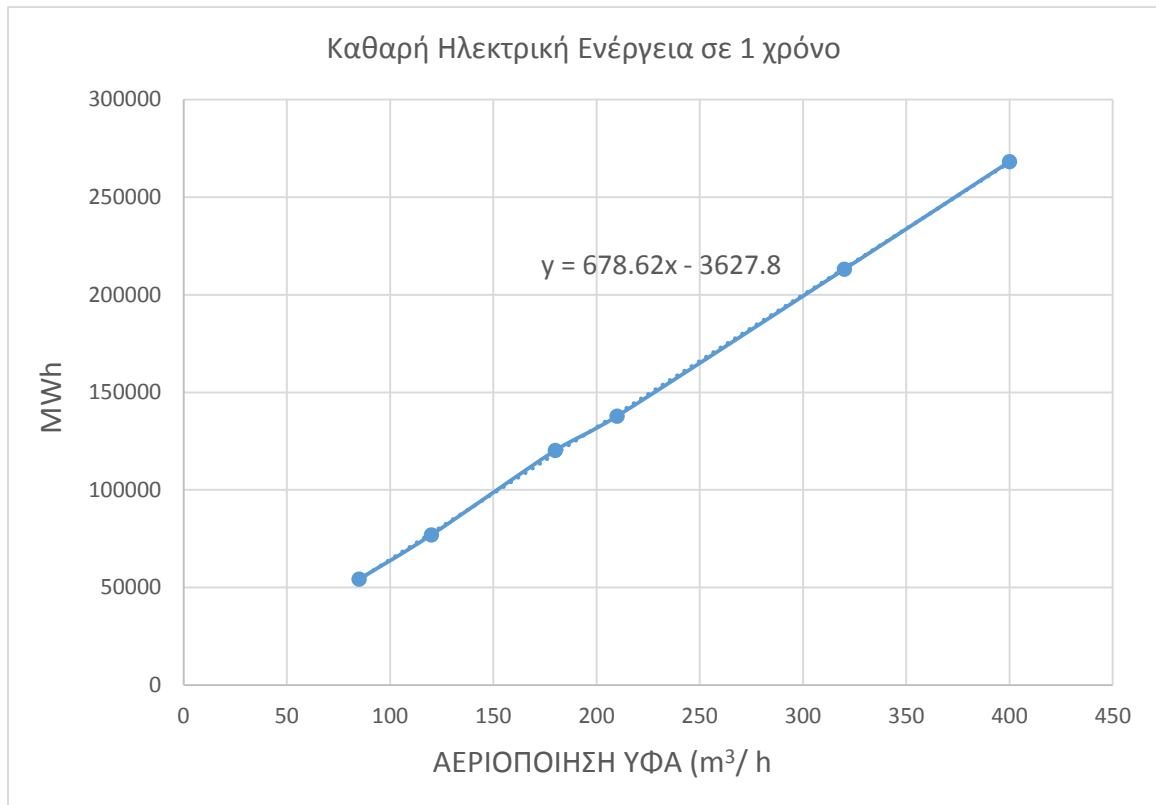
Σχήμα 5.20: Κατανάλωση Καυσίμου ανάλογα με το επίπεδο αεριοποίησης ΥΦΑ



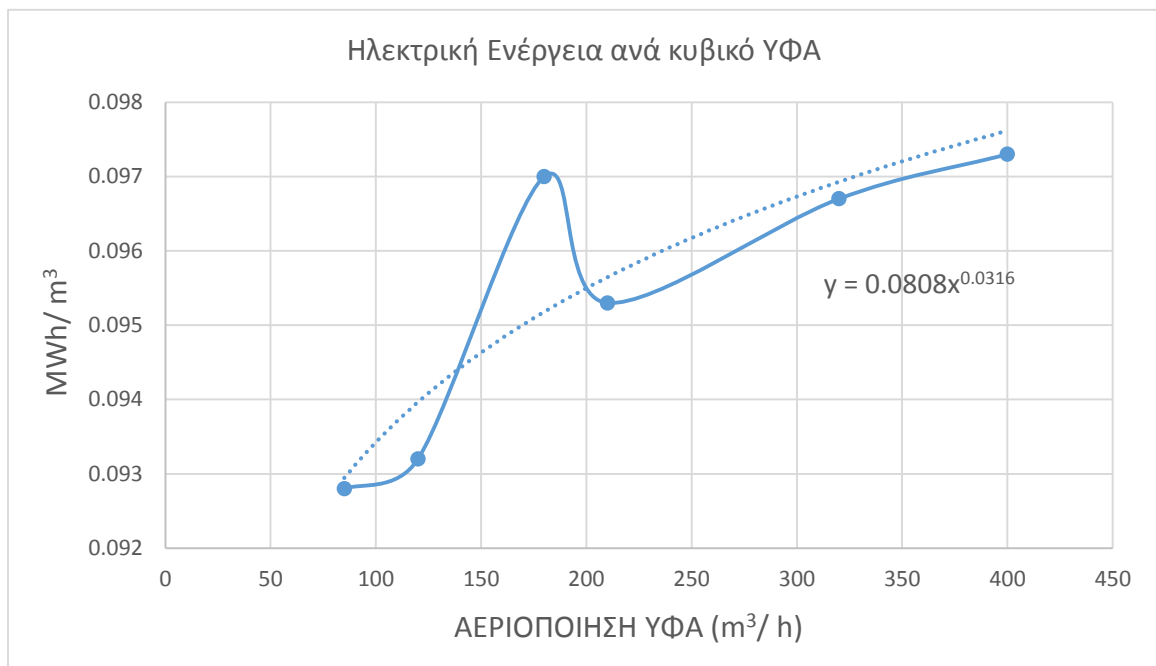
Σχήμα 5.21: Κατανάλωση Καυσίμου σε ένα χρόνο ανάλογα με το επίπεδο αεριοποίησης ΥΦΑ



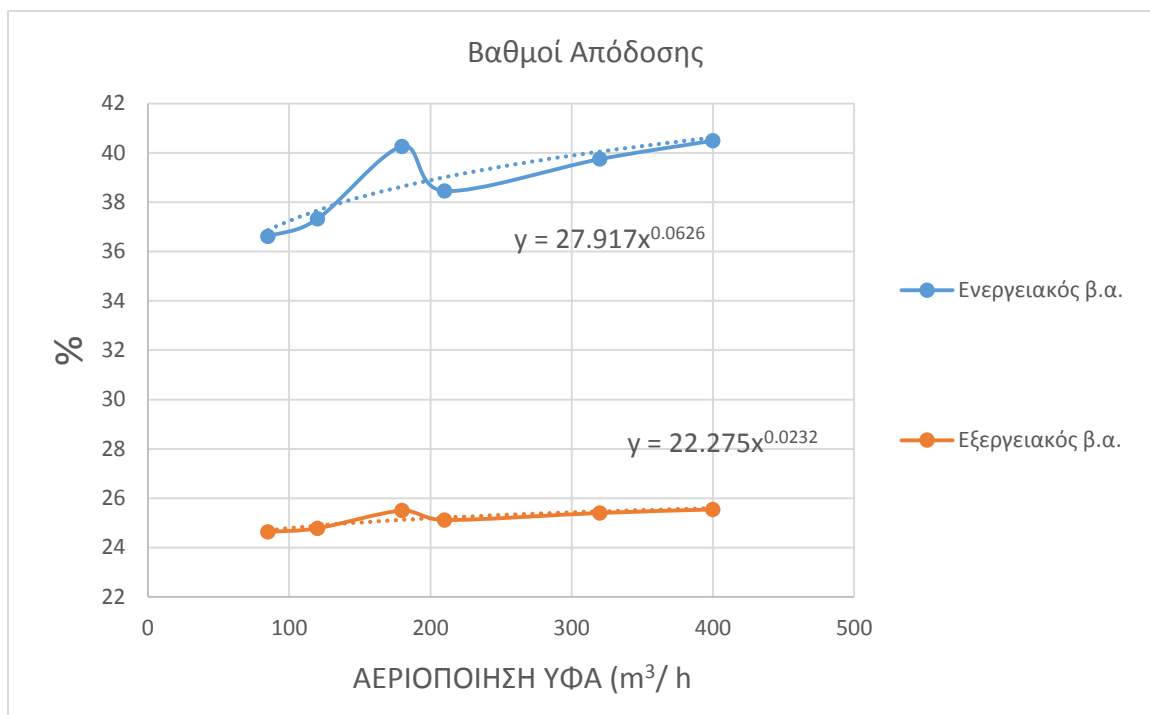
Σχήμα 5.22: Καθαρή ηλεκτρική ισχύς ανάλογα με το επίπεδο αεριοποίησης ΥΦΑ



Σχήμα 5.23: Καθαρή ηλεκτρική ενέργεια το χρόνο ανάλογα με το επίπεδο αεριοποίησης ΥΦΑ



Σχήμα 5.24: Καθαρή ηλεκτρική Ενέργεια ανά κυβικό μέτρο ΥΦΑ για κάθε επίπεδο αεριοποίησης



Σχήμα 5.25: Ενεργειακός και Εξεργειακός βαθμός απόδοσης ανάλογα με το επίπεδο αεριοποίησης ΥΦΑ

Συμπεράσματα σεναρίου 1:

Από τις γραφικές παραστάσεις που μόλις παρουσιάστηκαν παρατηρείται ότι για κάθε επίπεδο αεριοποίησης υπάρχει αύξηση του αντίστοιχου ποσού. Ως συνέπεια της αύξησης της ποσότητας καυσίμου, για να υπάρχει μεγαλύτερο ποσό αεριοποίησης ΥΦΑ, αυξάνεται και το συνολικό κόστος λειτουργίας αλλά αυτό αναλύεται στο 7^ο κεφάλαιο.

Οι βαθμοί απόδοσης του κύκλου και η καθαρή ηλεκτρική ενέργεια ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται αυξάνονται ελαφριά με την αύξηση του επιπέδου αεριοποίησης κάτι που σημαίνει πως γενικά προτιμάται το μεγαλύτερο επίπεδο αεριοποίησης από ενεργειακή σκοπιά.

Η επιλογή του επιπέδου αεριοποίησης όμως δεν στηρίζεται μόνο στο βαθμό απόδοσης αλλά και στις πραγματικές ανάγκες ενός δικτύου για το ποσό του ΦΑ που χρειάζεται. Ανάλογα με τις δυνατότητες του σταθμού και τις ανάγκες του δικτύου για ηλεκτρική ενέργεια γίνεται και η τελική επιλογή επιπέδου αεριοποίησης. Επίσης, για μεγαλύτερο ποσό αεριοποίησης ΥΦΑ χρειάζεται και μεγαλύτερη ηλεκτρική κινητήρια ισχύς από την εγκατάσταση. Όπως είναι κατανοητό η τελική επιλογή του επιπέδου αεριοποίησης με ταυτόχρονη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι μια πολυπαραμετρική απόφαση.

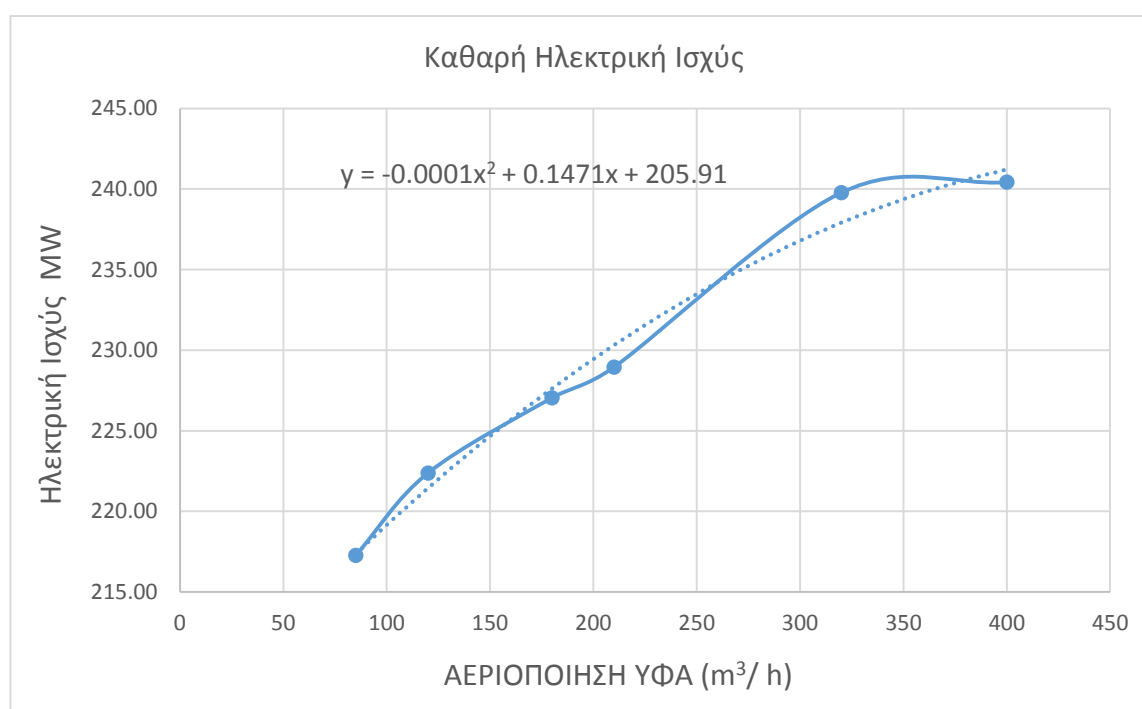
Λειτουργία σεναρίου 2:

Κατά τη λειτουργία του σεναρίου 2 καίγεται σταθερή ποσότητα ΦΑ στο θάλαμο καύσης του βιομηχανικού αεριοστροβίλου και έτσι παράγεται σταθερή ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας στον πάνω κύκλο. Η διαφορά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας γίνεται στον κάτω κύκλο της εγκατάστασης ανάλογα με την ποσότητα του ΥΦΑ που αεριοποιείται και την ποσότητα θερμότητας που απορροφάται από τα καυσαέρια του αεριοστροβίλου.

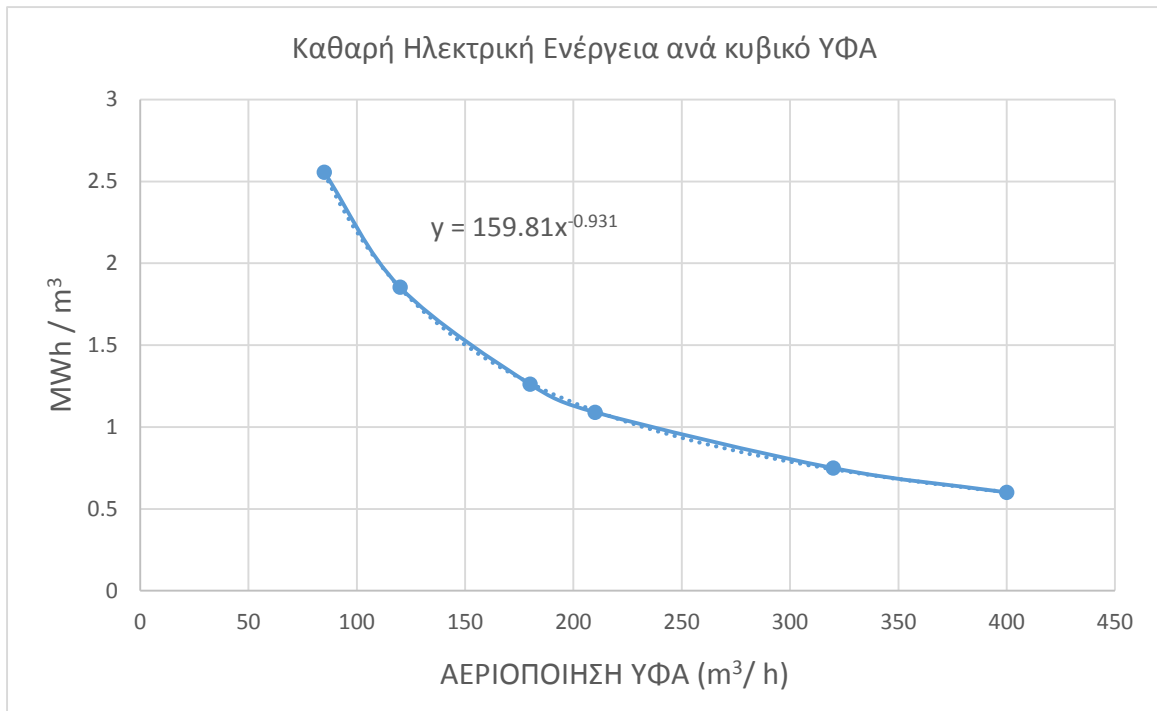
Στον πίνακα 5.38 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα ανάλυσης του κύκλου μετά από την βελτιστοποίηση για 6888 ώρες λειτουργίας σε ένα χρόνο.

Αεριοποίηση ΥΦΑ (m ³ /h ΥΦΑ)	Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς (MW)	Καθαρή Ηλεκτρική Ενέργεια το χρόνο (MWh)	Κατανάλωση Καυσίμου σε ένα χρόνο (Kg/ έτος)	Ενεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)	Εξεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)
85	217.26	1496486.88	261397946.9	13.5624	31.29
120	222.38	1531745.174	261397946.9	19.1468	32.42
180	227.04	1563865.296	261397946.9	28.2598	33.72
210	228.95	1576990.38	261397946.9	33.5056	34.35
320	239.78	1651570.2	261397946.9	51.0575	36.95
400	240.42	1655984.03	261397946.9	62.7991	37.78

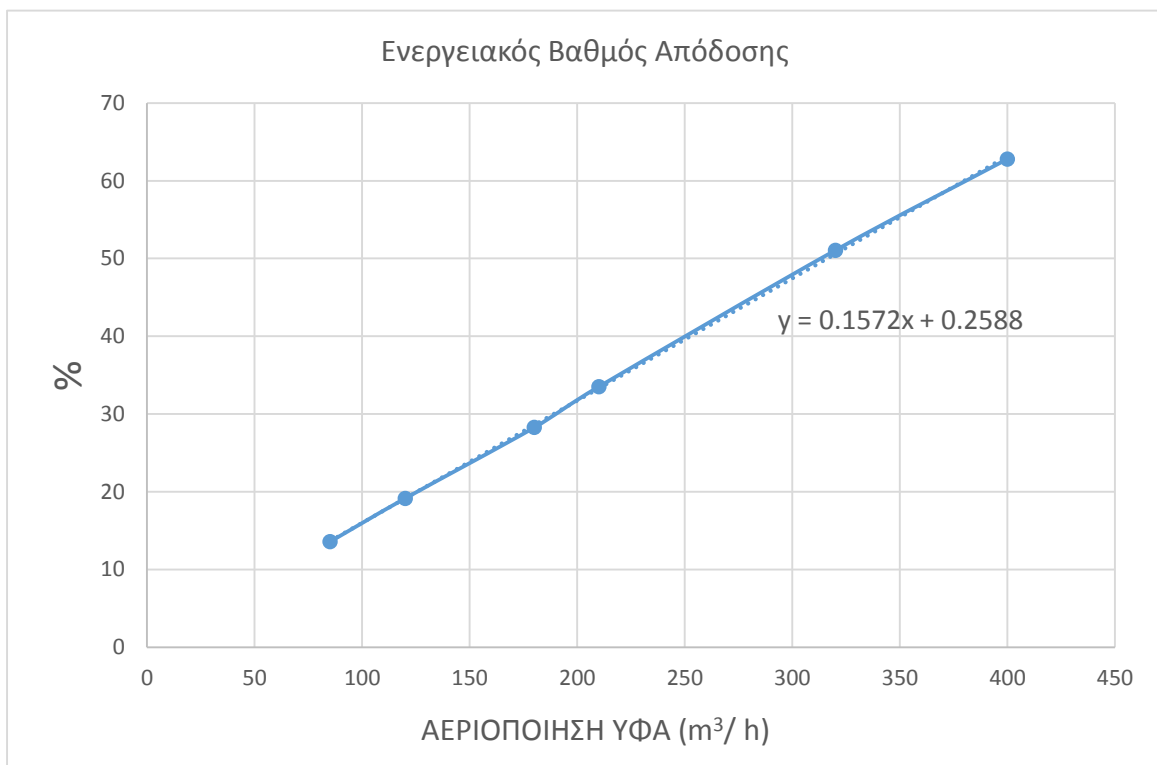
Πίνακας 5.38: Αποτελέσματα ανάλυσης κύκλου σεναρίου 2 για διαφορά επίπεδα αεριοποίησης



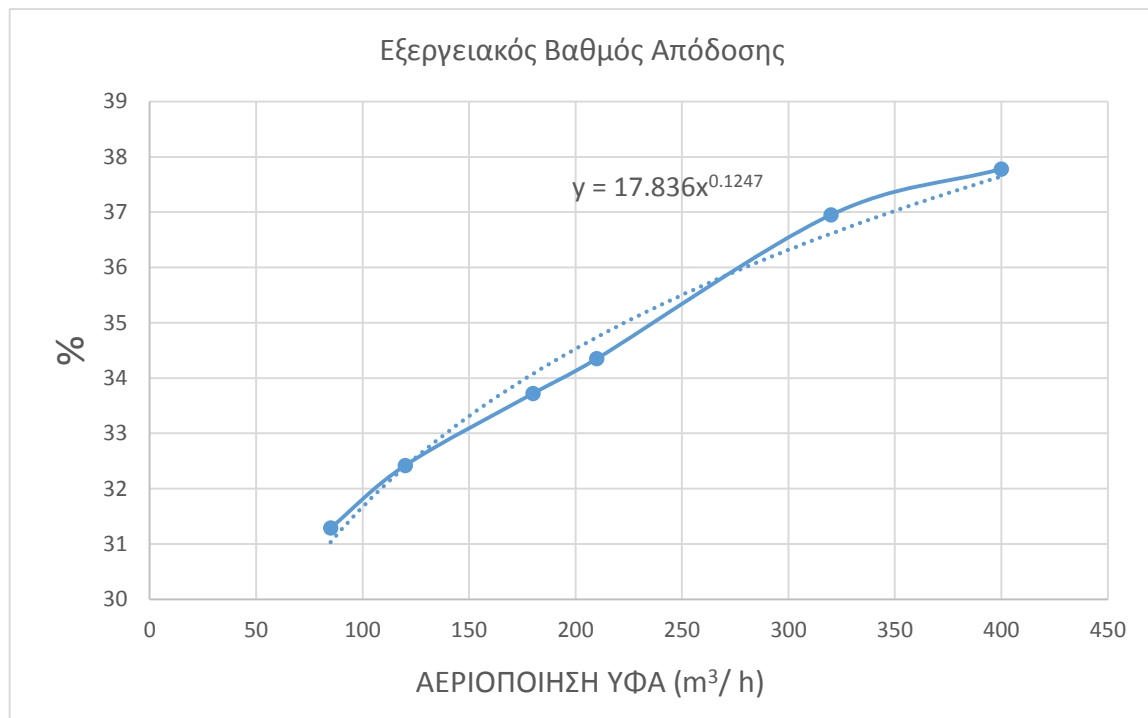
Σχήμα 5.26: Καθαρή Ηλεκτρική ισχύς για κάθε επίπεδο αεριοποίησης



Σχήμα 5.27: Καθαρή ηλεκτρική Ενέργεια ανά κυβικό μέτρο ΥΦΑ για κάθε επίπεδο αεριοποίησης



Σχήμα 5.28: Ενεργειακός βαθμός απόδοσης για κάθε επίπεδο αεριοποίησης



Σχήμα 5.29: Εξεργειακός βαθμός απόδοσης για κάθε επίπεδο αεριοποίησης

Συμπεράσματα σεναρίου 2:

Από τις γραφικές παραστάσεις παρατηρείται ότι για κάθε επίπεδο αεριοποίησης υπάρχει αύξηση του αντίστοιχου ποσού εκτός από την περίπτωση της καθαρής ενέργειας για κάθε κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται, οπότε και μειώνεται. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τον πάνω κύκλο του αεριοστροβίλου είναι σταθερή άρα αυτό που αλλάζει είναι τα δεδομένα στον κάτω κύκλο αεριοποίησης του ΥΦΑ. Η συγκεκριμένη μείωση ωφελείται στο γεγονός ότι η κατανάλωση ηλεκτρικής ισχύος από τα μοτέρ της κάτω εγκατάστασης είναι λιγότερη για μικρότερο επίπεδο αεριοποίησης και μεγαλύτερη για μεγαλύτερο επίπεδο. Έτσι, η καθαρή παραγομένη ενέργεια ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται μειώνεται για αύξηση του επιπέδου αεριοποίησης.

Οι βαθμοί απόδοσης του κύκλου και η καθαρή ηλεκτρική ενέργεια ανά κυβικό ΥΦΑ που αεριοποιείται αυξάνονται με την αύξηση του επιπέδου αεριοποίησης κάτι που σημαίνει πως γενικά προτιμάται το μεγαλύτερο επίπεδο αεριοποίησης από ενεργειακή σκοπιά. Για αυξημένο επίπεδο αεριοποίησης αυξάνεται ο ενεργειακός βαθμός απόδοσης γιατί γίνεται καλύτερη αξιοποίηση της θερμότητας από τα καυσαέρια του αεριοστροβίλου.

Η επιλογή του επιπέδου αεριοποίησης όμως δεν στηρίζεται μόνο στο βαθμό απόδοσης όπως αναφέρθηκε στα συμπεράσματα του σεναρίου 1. Παράγοντες όπως οι πραγματικές ανάγκες ενός δικτύου για το ποσό του ΦΑ που χρειάζεται, οι δυνατότητες του σταθμού, οι ανάγκες του δικτύου για ηλεκτρική ενέργεια και η τεχνοοικονομική μελέτη καθορίζουν την τελική επιλογή του επιπέδου αεριοποίησης.

6 Οικονομική Αξιολόγηση

Ο σκοπός μιας οικονομικής ανάλυσης είναι να διερευνήσει την χρηματική αποδοτικότητα ενός σχεδίου επένδυσης. Για την εφαρμογή που γίνεται στο τερματικό σταθμό ΥΦΑ της νήσου Ρεβυθούσας η τεχνοοικονομική μελέτη είναι ζωτικής σημασίας. Η ουσία στην συγκεκριμένη εφαρμογή είναι να προσδιοριστεί η σχέση μεταξύ απόδοσης και επενδυτικού κεφαλαίου. Λόγω του ότι το αρχικό επενδυτικό κεφάλαιο είναι μεγάλο, δηλαδή το αρχικό κόστος κατασκευής της καινούργιας εγκατάστασης, χρειάζεται να γίνει μια τεχνοοικονομική μελέτη η οποία θα φανερώσει το ρίσκο αυτής της επένδυσης. Επίσης, φανερώνεται ο βαθμός αξιοπιστίας, από άποψη αβεβαιότητας και ευαισθησίας, σε ορισμένες πιθανές εξελίξεις. Παρακάτω αναλύονται κάποιοι βασικοί οικονομικοί οροί.

6.1 Οικονομικοί Όροι

6.1.1 Χρηματοροή Εγκατάστασης

Ως Χρηματοροή καλείται η οικονομική κίνηση της καινούργιας εγκατάστασης, δηλαδή το χρηματικό ποσό που εισέρχεται και εξέρχεται από μια οικονομική μονάδα για μια χρονική στιγμή. Αρνητικές χρηματοροές ή ταμειακές εκροές μπορούν να χαρακτηριστούν οι συνολικές επενδύσεις και εγκαταστάσεις, το λειτουργικό κόστος, οι πληρωμές του προσωπικού εργασίας, η εξυπηρέτηση των δανείων, οι πληρωμές των φόρων και οι υπόλοιπες πληρωμές που πρέπει να γίνουν σε ένα καθορισμένο διάστημα. Ως θετικές χρηματοροές ή ταμειακές εισροές χαρακτηρίζονται όλες οι εισροές μετρητών από τους χρηματοδοτικούς πόρους, δηλαδή ίδια κεφάλαια, δανεισμός, πιστώσεις κλπ. και τα έσοδα πωλήσεων της μονάδας. Στην συγκεκριμένη περίπτωση, η βασική χρηματική εισροή θα προέρχεται από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο. Η αξία μιας χρηματοροής εξαρτάται από την χρονική στιγμή στην οποία αναφερόμαστε, αφού η αξία του χρήματος μεταβάλλεται με το χρόνο και με ρυθμό που ονομάζεται επιτόκιο αναγωγής. Επομένως αφού ένα επενδυτικό σχέδιο από μια σειρά χρηματοροών που η κάθε μια από αυτές γίνεται σε διαφορετική χρονική στιγμή λόγω της χρονικής αξίας του χρήματος δεν είναι ομοιογενείς και συγκρίσιμες. Έτσι, γίνεται αναγκαία η αναγωγή όλων των χρηματοροών σε κοινή χρονική βάση. Αν C η αξία μιας χρηματοροής σήμερα ή ένα αρχικό ποσό χρημάτων τότε: [43]

$$S = C (1 + i)^n \quad (6.1)$$

$$P = C (1 + i)^{-n} \quad (6.2)$$

Όπου:

i = Επιτόκιο αναγωγής

n = Περίοδος χρόνου (έτη)

S = Η τελική αξία μιας παρούσας χρηματοροής μετά από n περιόδους χρόνου

P = Η παρούσα αξία μιας μελλοντικής χρηματοροής μετά από n περιόδους χρόνου

Ο πρώτος μετασχηματισμός ονομάζεται αναγωγή παρούσας χρηματοροής σε μελλοντική αξία, και μετατρέπει σημερινές αξίες σε ισοδύναμες μελλοντικές με βάση το επιτόκιο αναγωγής. Ο δεύτερος μετασχηματισμός ονομάζεται αναγωγή μελλοντικής χρηματοροής σε παρούσα αξία και ανάγει αξίες που αναφέρονται σε κάποια χρονική στιγμή στο μέλλον σε σημερινές τιμές.

6.1.2 Απόσβεση

Ως λογιστικός ορισμός της απόσβεσης θεωρείται η σταδιακή μείωση της αξίας των παγίων περιουσιακών στοιχείων μιας επένδυσης και θεωρητικά επιτρέπουν την αντικατάστασή τους μετά το τέλος του χρήσιμου χρόνου ζωής τους. Στην Ελλάδα ο όρος απόσβεση χρησιμοποιείται συχνά με διαφορετική σημασία, το οποίο είναι πολλές φορές αιτία σύγχυσης. Δηλαδή, εκτός από τη λογιστική απόσβεση, που σημαίνει το κόστος του πάγιου ενεργητικού ανά χρήση, υπάρχει και η απόσβεση δανείου, που σημαίνει απλά αποπληρωμή. Η απόσβεση αναφορικά με τις πληρωμές τόκων ή δόσεων και τον υπολογισμό αποπληρωμής ενός δανείου δεν σχετίζεται με τη λογιστική απόσβεση. Για τον υπολογισμό της απόσβεσης ενός παγίου περιουσιακού στοιχείου, πρέπει να είναι γνωστά η δαπάνη για την αγορά, τα έξοδα μεταφοράς και όλα τα πιθανά έξοδα που απαιτούνται μέχρι την έναρξη της λειτουργίας της εγκατάστασης.[43]

Η αξία που θα αποσβεστεί είναι η διαφορά μεταξύ του αρχικού κόστους επένδυσης και της υπολειμματικής αξίας. Με την κλασική σταθερή μέθοδο απόσβεσης, το ετήσιο ύψος της απόσβεσης ισούται με το πηλίκο της παραπάνω διαφοράς προς το χρήσιμο χρόνο ζωής. Στην πράξη η σταθερή μέθοδος εφαρμόζεται με τη χρήση ενός σταθερού ποσοστού (ή συντελεστή απόσβεσης) στη θέση του χρήσιμου χρόνου ζωής. Για κάθε κατηγορία περιουσιακού στοιχείου, ισχύει ένας ανώτατος συντελεστής απόσβεσης που καθορίζεται νομοθετικά. Με τους νόμους περί κινήτρων οι συντελεστές αυτοί είναι δυνατόν να προσαυξηθούν ανάλογα με την περιοχή εγκατάστασης της επένδυσης. Η προσαύξηση αυτή, που επιτυγχάνεται και με άλλες μη σταθερές μεθόδους απόσβεσης (με τις οποίες το ετήσιο ύψος απόσβεσης μειώνεται με το χρόνο), αποτελεί μια έμμεση οικονομική ενίσχυση της επιχείρησης, ιδιαίτερα χρήσιμη κατά τα πρώτα χρόνια λειτουργίας της.[43]

6.1.3 Πληθωρισμός

Το φαινόμενο του πληθωρισμού αποτελεί μια ανεξάρτητη παράμετρο διαχρονικής μείωσης της αξίας του χρήματος. Σε συνθήκες πληθωρισμού με την πάροδο του χρόνου, με το ίδιο χρηματικό ποσό αγοράζονται όλο και λιγότερα αγαθά και υπηρεσίες. Ο πληθωρισμός αντικατοπτρίζεται στην αύξηση των τιμών των αγαθών και υπηρεσιών. Έτσι, με τη χρήση ενός δείκτη που εκφράζει την ετήσια ποσοστιαία μεταβολή τους ποσοτικοποιείται το φαινόμενο του πληθωρισμού (συντελεστής πληθωρισμού). Στην πράξη ο συντελεστής αυτός διαμορφώνεται με βάση τις μεταβολές των τιμών ενός συγκεκριμένου φάσματος καταναλωτικών αγαθών και υπηρεσιών, που θεωρούνται αντιπροσωπευτικά των αναγκών του μέσου καταναλωτή (Δείκτης Τιμών Καταναλωτή = ΔΚΤ). Αν δ_t / δ_0 είναι ο λόγος των τιμών που παίρνει ο ΔΚΤ στην χρονική στιγμή t και 0 αντίστοιχα, ο μέσος συντελεστής πληθωρισμού που εκφράζει την πληθωριστική τάση της περιόδου, δίνεται από τη σχέση:[43]

$$f_t = \left(\frac{\delta_t}{\delta_0}\right)^{1/t} - 1 \quad (6.3)$$

Η αξία μιας χρηματοροής μετά από t έτη σε πληθωριστικό περιβάλλον προκύπτει από τη σχέση 6.4 και αντίστοιχα η παρούσα αξία μιας χρηματοροής, που θα προκύψει μετά από t χρόνια στο μέλλον, δίνεται από τη σχέση 6.5 ως εξής:

$$S_{1t} = C \left[\frac{1+i}{1+f_t} \right]^t \quad (6.4)$$

$$P_{1t} = C \left[\frac{1+i}{1+f_t} \right]^{-t} \quad (6.5)$$

Γίνεται φανερό ότι η πραγματική αύξηση της αξίας της χρηματοροής επιτυγχάνεται μόνο όταν το επιτόκιο i είναι μεγαλύτερο από το ρυθμό αύξησης του πληθωρισμού. Στην πράξη επειδή όλα τα μεγέθη των χρηματοροών των σχεδίων επένδυσης συνήθως μεταβάλλονται με το ίδιο γενικό ρυθμό πληθωρισμού, ή οι σχετικές μεταβολές των τιμών δεν διαφέρουν σημαντικά, εφαρμόζονται οι τιμές που ισχύουν τη στιγμή που γίνεται η ανάλυση-αξιολόγηση της επένδυσης, δηλαδή χρησιμοποιούνται σταθερές τιμές για όλες τις μελλοντικές αξίες. Σε περίπτωση όμως που υπάρχουν εναλλακτικά σχέδια επένδυσης, η σύγκριση τους πρέπει να βασίζεται στον υπολογισμό της αποδοτικότητας με την ίδια μέθοδο.[43]

6.2 Κριτήρια οικονομικής αξιολόγησης

Τα κριτήρια της οικονομικής αξιολόγησης αποτελούν τον τρόπο με τον οποίο λαμβάνεται η απόφαση για την αξιοποίηση μιας πρότασης για επένδυση. Η απόφαση για την προώθηση μιας επένδυσης είναι ιδιαίτερα σημαντική και γι' αυτό είναι απαραίτητο πριν από τη λήψη της απόφασης να διερευνηθεί η χρηματοοικονομική αποδοτικότητα του εξεταζόμενου σχεδίου. Η διαδικασία της οικονομικής ανάλυσης περιλαμβάνει σύνθεση των στοιχείων κόστους και οφέλους της επένδυσης, με χρονική κλιμάκωση ή συνολικά, ανάλογα αν λαμβάνεται υπ' όψη ή όχι η χρονική αξία του χρήματος. Πιο αναλυτικά πρέπει να εκτιμηθούν τα εξής στοιχεία:[43]

- Το λειτουργικό κόστος της επιχείρησης.
- Η πιθανή υπολειμματική αξία της επένδυσης στο τέλος του χρήσιμου χρόνου ζωής.
- Το νομικό και οικονομικό περιβάλλον μέσα στο οποίο θα λειτουργήσει η επιχείρηση και το οποίο καθορίζει το ύψος των φορολογικών συντελεστών, το ρυθμό απόσβεσης των παγίων περιουσιακών στοιχείων, τις πιθανές επιχορηγήσεις από την πολιτεία και το προβλεπόμενο ύψος του πληθωρισμού.
- Το συνολικό κόστος της επένδυσης και η σχεδιαζόμενη χρονική κατανομή των εκροών.
- Το ύψος του απαραίτητου κεφαλαίου κίνησης.
- Ο προβλεπόμενος χρήσιμος χρόνος ζωής της επένδυσης.
- Οι πωλήσεις και τα αναμενόμενα έσοδα.

Στην οικονομική ανάλυση χρησιμοποιούνται οι τιμές αγοράς δηλαδή οι ισχύουσες τιμές στην αγορά που περιλαμβάνουν τους φόρους και τις άλλες επιβαρύνσεις. Οι επενδυτές, ως ιδιωτικοί φορείς, ενδιαφέρονται για το καθαρό κέρδος μετά τη φορολογία. Η υπόθεση ότι ο επενδυτής πρέπει να έχει κέρδος ίσο προς το επιτόκιο δανεισμού δεν ανταποκρίνεται στην πραγματικότητα, εφόσον ο επενδυτής δεν δανείζει απλώς τα κεφάλαιά του, αλλά

αναλαμβάνει μια επιχειρηματική πρωτοβουλία, ευρύτερης παραγωγικής αποστολής και διατρέχει κάποιο κίνδυνο.

6.2.1 Κριτήριο Καθαρής Παρούσας Αξίας (Net Present Value, NPV)

Το κριτήριο αυτό αποτελεί ένα ευρύτατο εφαρμοζόμενο μέτρο οικονομικής αποδοτικότητας για την αξιολόγηση των σχεδίων επένδυσης. Η καθαρή παρούσα αξία, γνωστή με τα αρχικά NPV εκφράζει την αξία σε χρηματικές μονάδες, που προκύπτει από την προεξόφληση στο παρόν όλων των καθαρών χρηματοροών κάθε έτους (διαφορά μεταξύ των μελλοντικών ταμειακών εισροών ή εσόδων και εκροών ή εξόδων) για ολόκληρο τον χρονικό ορίζοντα λειτουργίας του σχεδίου επένδυσης. Υπολογίζεται από τον εξής γενικό τύπο:[43]

$$NPV = -k + \sum_{t=1}^n C_t(1 + i)^{-t} \quad (6.6)$$

Όπου:

k = Το αρχικό κόστος επένδυσης

t = Η περίοδος προεξόφλησης

i = Το επιτόκιο προεξόφλησης

n = Οικονομικός κύκλος ζωής, η χρονική περίοδος κατά τη διάρκεια της οποίας ανακτάται το αρχικό επενδυτικό κεφάλαιο

Το επιτόκιο προεξόφλησης επιλέγεται με βάση τις τρέχουσες συνθήκες της τραπεζικής αγοράς, εφόσον αυτή λειτουργεί σχετικά ομαλά, και αντανακλά τις πραγματικές συνθήκες προσφοράς και ζήτησης κεφαλαίων. Συνήθως προστίθεται στο τραπεζικό επιτόκιο ένα επιπλέον ποσοστό, το λεγόμενο περιθώριο κινδύνου, που έχει σκοπό να αντισταθμίσει το ρίσκο του εγχειρήματος και κυμαίνεται μεταξύ 1% και 4% ανάλογα με το βαθμό αβεβαιότητας του σχεδίου επένδυσης ή του κλάδου. Η μέθοδος είναι αξιόπιστη γιατί μετατρέπει τις μελλοντικές ροές αξιών του σχεδίου επένδυσης σε παρούσες αξίες, δηλαδή αυτές που ισχύουν τη στιγμή που παίρνεται η απόφαση. Η ίδια η τιμή της NPV δεν έχει κάποια συγκεκριμένη σημασία. Αυτό που ενδιαφέρει είναι αν είναι θετική ή αρνητική. Γενικά ισχύει:

NPV > 0 : Η επένδυση είναι βιώσιμη κάτω από τις δεδομένες συνθήκες. Η αποδοτικότητα είναι μεγαλύτερη από το επιτόκιο προεξόφλησης και το σχέδιο επένδυσης είναι αποδεκτό.

NPV = 0 : Η επένδυση είναι βιώσιμη με μέσο ετήσιο βαθμό απόδοσης ίσο με το επιτόκιο προεξόφλησης. Η αποδοτικότητα είναι οριακή και η αποδοχή του σχεδίου επένδυσης εξαρτάται και από άλλους παράγοντες.

NPV < 0 : Η επένδυση είναι αντιοικονομική. Η αποδοτικότητα είναι μικρότερη από το επιτόκιο προεξόφλησης και το σχέδιο επένδυσης απορρίπτεται.

6.2.2 Κριτήριο Ενδογενούς ποσοστού απόδοσης Απόδοσης (Internal rate of Return, IRR)

Το ενδογενές ποσοστό απόδοσης είναι ο συντελεστής επικαιροποίησης που μηδενίζει την καθαρή παρούσα αξία της ροής. Είναι ένα μέτρο της απόδοσης μιας επένδυσης το οποίο αναφέρεται και ως επιτόκιο απόδοσης ή συντελεστής εσωτερικής απόδοσης. Ισχύει:

$$NPV (i = IRR) = 0$$

Συγκρίνοντας την τιμή του εσωτερικού βαθμού απόδοσης με το επίσημο επιτόκιο της αγοράς συμπεραίνεται η αποδοτικότητα ή μη του σχεδίου επένδυσης. Συγκεκριμένα:

$IRR > i$: Το σχέδιο γίνεται αποδεκτό

$IRR = i$: Το σχέδιο θεωρείται οριακά αποδεκτό και η αποδοχή του εξαρτάται και από άλλους παράγοντες.

$IRR < i$: Το σχέδιο απορρίπτεται.

Ο υπολογισμός του γίνεται κατά κανόνα με δοκιμή και σφάλμα (με χρήση κατάλληλου software). Προσδιορίζεται η καθαρή παρούσα αξία της επένδυσης με περισσότερες τιμές επιτοκίων (συνήθως χρησιμοποιούνται 3 τιμές, μια χαμηλή μια μέση και μια υψηλή). Αν η προεξόφληση με το χαμηλό επιτόκιο i_1 δίνει θετική καθαρή παρούσα αξία δοκιμάζεται ένα υψηλότερο i_2 . Αν τότε η καθαρή παρούσα αξία είναι αρνητική αυτό σημαίνει ότι ο συντελεστής βρίσκεται μεταξύ i_1 και i_2 . Υπολογίζεται από τη σχέση:

$$IRR = i_1 + \frac{NPV_1(i_2 - i_1)}{NPV_1 + |NPV_2|} \quad (6.7)$$

Σε περίπτωση που υπάρχουν πολλά εναλλακτικά σχέδια επένδυσης επιλέγεται εκείνο που έχει τον υψηλότερο συντελεστή εσωτερικής απόδοσης. Ο συντελεστής είναι ένα υπολογιζόμενο επιτόκιο το οποίο υποδεικνύει το υψηλότερο επιτόκιο που θα μπορούσε να πληρώσει ο επενδυτικός φορέας ή επιχειρηματίας χωρίς να διακινδυνεύσει να χάσει όλα τα χρήματα που διέθεσε στην επένδυση. Δείχνει την πραγματική αποδοτικότητα της συνολικής επένδυσης και έτσι μπορεί να προσδιορίσει τους όρους του σχεδίου επένδυσης, δεδομένου ότι καθορίζει το μέγιστο επιτόκιο που θα μπορούσε να πληρωθεί από τον επενδυτή.

6.2.3 Κριτήριο περιόδου αποπληρωμής (Discounted payback period)

Ένα ευρέως χρησιμοποιούμενο κριτήριο αξιολόγησης επενδύσεων είναι η περίοδος αποπληρωμής της αρχικής δαπάνης. Η τιμή του κριτηρίου αυτού εκφράζει τον αριθμό των ετών που απαιτούνται για την ανάκτηση του αρχικού επενδυμένου κεφαλαίου μέσω του αθροιστικού (για μια σειρά ετών) καθαρού κέρδους της επιχείρησης. Για να δώσει το κριτήριο αυτό αξιόπιστα αποτελέσματα πρέπει η επιχείρηση να παρουσιάζει σχετικά ομοιόμορφο ύψος ετήσιου καθαρού κέρδους. Σε αντίθετη περίπτωση, πρέπει να αφαιρούνται διαδοχικά από την τιμή του κόστους επένδυσης τα ετήσια καθαρά κέρδη μέχρι την ανάκτηση του ποσού που αντιστοιχεί στο κόστος επένδυσης. Το καθαρό κέρδος υπολογίζεται στην περίπτωση αυτή μετά την αφαίρεση των φόρων. Οποσδήποτε για να είναι αποδεκτό σύμφωνα με αυτό το κριτήριο ένα επενδυτικό σχέδιο, πρέπει ο χρόνος αποπληρωμής του να είναι πολύ μικρότερος από τον προβλεπόμενο χρονικό ορίζοντα

λειτουργίας της επένδυσης. Το σημαντικότερο πλεονέκτημα που χαρακτηρίζει το κριτήριο του χρόνου αποπληρωμής είναι ότι παρέχει γρήγορα και εύκολα χρήσιμες ενδεικτικές πληροφορίες σχετικά με τον κίνδυνο ανάληψης μιας επενδυτικής δραστηριότητας και τη ρευστότητα που αυτή συνεπάγεται. Η ρευστότητα που εξασφαλίζει η γρήγορη ανάκτηση των κεφαλαίων επιτρέπει στον επενδυτή να εκμεταλλευτεί άλλες επενδυτικές ευκαιρίες. Το κριτήριο αυτό παρουσιάζει δύο σημαντικά μειονεκτήματα καθώς δεν λαμβάνει υπ' όψιν τη χρονική αξία του χρήματος και αμελεί το ύψος των χρηματοροών μετά το χρόνο αποπληρωμής.

6.2.4 Ανάλυση ευαισθησίας

Με την τεχνική αυτή επιχειρείται η ποσοτική διερεύνηση των επιπτώσεων που θα έχει η διακύμανση μιας σημαντικής παραμέτρου στην οικονομικότητα της επένδυσης. Πολλές φορές οι επιπτώσεις αυτές αλληλοαναιρούνται, συχνά όμως μπορούν να οδηγήσουν σε ουσιαστική ανατροπή των αρχικών συμπερασμάτων σε σχέση με τη σκοπιμότητα προώθησης του σχεδίου επένδυσης. Συγκεκριμένα, σε μια ανάλυση ευαισθησίας, υπολογίζεται η τιμή του κριτηρίου της οικονομικής αποδοτικότητας που μελετάται για μια σειρά τιμών που πιθανά θα λάβει η παράμετρος αυτή στο μέλλον. Το εύρος των τιμών που εξετάζεται είναι τέτοιο ώστε να συμπεριλαμβάνει όλες τις δυνατές αποκλίσεις γύρω από την εκτιμώμενη πιθανότερη τιμή. Το αποτέλεσμα μιας τέτοιας ανάλυσης μας πληροφορεί για την πιθανότητα να προκύψει η μία ή η άλλη τιμή οικονομικής αποδοτικότητας, αλλά αναδεικνύει τη σοβαρότητα που μπορεί να έχει μια λάθος εκτίμηση σε σχέση με τη μελλοντική τιμή της εξεταζόμενης παραμέτρου.

7 Τεχνοοικονομική Μελέτη Σεναρίων 1 και 2

7.1 Γενικοί κανόνες της αγοράς του ΦΑ στην Ελλάδα του 2014

Μέχρι στιγμής παρουσιάστηκε η ενεργειακή μελέτη για τα 2 σενάρια αξιοποίησης του κρύου από το ΥΦΑ κατά τη διάρκεια της αεριοποίησης. Στο παρών κεφάλαιο πραγματοποιείται η τεχνοοικονομική αξιολόγηση αυτών των 2 σεναρίων. Η βιωσιμότητα της επένδυσης θα κριθεί από τους κανόνες της οικονομικής αξιολόγησης και τους δείκτες του κεφαλαίου 6, αλλά και από τις τιμές της αγοράς κατά τη χρονική περίοδο στην οποία πραγματοποιείται η μελέτη. Η τεχνοοικονομική αξιολόγηση θα πραγματοποιηθεί για κάποια επίπεδα αεριοποίησης της κάθε εγκατάστασης και ακολούθως εφαρμόζεται μια ανάλυση ευαισθησίας σε αυτά. Ακολούθως δίνονται κάποιες χρήσιμες πληροφορίες και ορισμοί της αγοράς για το έτος 2014.

Διαμόρφωση Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ):

Η Οριακή Τιμή του Συστήματος είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και είναι η τιμή που εισπράττουν όλοι οι όσοι εγγέουν ενέργεια στο Σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από το Σύστημα. Συγκεκριμένα, η Οριακή Τιμή του Συστήματος διαμορφώνεται από τον συνδυασμό των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε μέρα οι διαθέσιμες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και του ωριαίου φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που διαμορφώνεται σε καθημερινή βάση από τους καταναλωτές. Επιχειρώντας μια απλή περιγραφή του τρόπου υπολογισμού της Οριακής Τιμής του Συστήματος, σύμφωνα με τις βασικές αρχές της μικροοικονομικής θεωρίας, μπορεί να αναφερθεί ότι οι μονάδες παραγωγής κατατάσσονται αναλόγως των προσφορών τους σε αύξουσα σειρά, ξεκινώντας από την χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ενέργειας και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή. Στο σημείο, όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, καθορίζεται και η Οριακή Τιμή του Συστήματος. Στην ουσία, η Οριακή τιμή του Συστήματος συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση. Για λόγους προστασίας των καταναλωτών και διαμόρφωσης συνθηκών υγιούς ανταγωνισμού τίθεται διοικητικά ανώτερο όριο ως προς την προσφερόμενη τιμή, το οποίο έχει τεθεί ίσο με 150€/ MWh καθώς και κατώτερο επίπεδο προσφορών, το οποίο είναι το μεταβλητό κόστος της μονάδας, ώστε στις περισσότερες περιπτώσεις οι παραγωγοί να πληρώνονται το κόστος καυσίμου τους. [44]

Νομοθεσία 2014 για την τιμή εισαγωγής Φυσικού Αερίου στην Ελλάδα (Μεσοσταθμική Τιμή):

Σύμφωνα με τα οριζόμενα στην υπουργική απόφαση υπ' αριθμ. Δ1/Γ/400 (ΦΕΚ Β' 33/19.1.2007), με θέμα «Καθορισμός διαδικασίας συλλογής και επεξεργασίας των στοιχείων που απαιτούνται για τον υπολογισμό της μεσοσταθμικής τιμής εισαγωγής Φυσικού Αερίου», οι επιχειρήσεις που εισάγουν Φυσικό Αέριο στο Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου υποχρεούνται να παρέχουν στη ΡΑΕ, ανά τρίμηνο, στοιχεία τιμών και ποσοτήτων του εισαγόμενου Φυσικού Αερίου. Η ΡΑΕ, στο πλαίσιο της αρμοδιότητάς της για εποπτεία της αγοράς ενέργειας, κατά τα προβλεπόμενα στις διατάξεις της παραγράφου

1 του άρθρου 5 του ν. 2773/1999, προέβη στην ανάρτηση της υπολογισθείσας από τη ΡΑΕ μηνιαίας μεσοσταθμικής τιμής εισαγωγής φυσικού αερίου στο Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου, βάσει των στοιχείων που παρέχονται κατά δήλωση των εισαγωγέων, σύμφωνα με την ανωτέρω Υπουργική Απόφαση. Με τη δημοσιοποίηση της μεσοσταθμικής αυτής τιμής εισαγωγής Φυσικού Αερίου, σε συνδυασμό με την Ημερήσια Τιμή Αερίου Εξισορρόπησης που δημοσιεύεται στην ιστοσελίδα του ΔΕΣΦΑ Α.Ε., παρέχεται πλέον σε υφιστάμενους και δυνητικούς συμμετέχοντες στην αγορά, σημαντική πληροφόρηση σχετικά με τις συνθήκες τιμών που επικρατούν στην ελληνική αγορά, κάτι που επιτρέπει την αξιοποίηση επιχειρηματικών ευκαιριών και, συνεπώς, την ανάπτυξη ανταγωνισμού προς όφελος των καταναλωτών Φυσικού Αερίου. Περαιτέρω, η δημοσιοποίηση στοιχείων χονδρεμπορικών τιμών, αποτελεί απαραίτητη προϋπόθεση για την οργάνωση, μεταγενέστερα, χονδρεμπορικής αγοράς Φυσικού Αερίου, όπου οι τιμές θα διαμορφώνονται βάσει της σχέσης προσφοράς και ζήτησης, σε πραγματικό χρόνο. Ο ΔΕΣΦΑ συμμετέχει στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας και στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, με την πώληση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας στο Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ). [21,44]

Για την αξιολόγηση της επένδυσης των 2 σεναρίων χρησιμοποιήθηκαν οι εξής τιμές και παραδοχές:

- Η επένδυση υλοποιείται χωρίς τη χρήση δημόσιας επιχορήγησης
- Το κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από το δίκτυο είναι 60 €/ MWh_{el}. Σε περίπτωση που ο βαθμός απόδοσης των εγκαταστάσεων ήταν μεγαλύτερος από 75 % θα είχαμε μονάδα συμπαραγωγής υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ > 75 %) και η τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας προς το δίκτυο θα οριζόταν στα 110 €/ MWh_{el}. [42]
- Ο φόρος προστιθέμενης αξίας (ΦΠΑ) είναι 23 % (επίσημη τιμή 2014). [45]
- Ο πληθωρισμός κυμαίνεται στο -1.5 % (επίσημη τιμή Ιουνίου 2014). [46]
- Το ετήσιο επιτόκιο κυμαίνεται περίπου στο 4 % (επίσημη τιμή 2014). [47]
- Οι ώρες λειτουργίας της εγκατάστασης σε ένα χρόνο είναι 6888.
- Μέσο κόστος κατασκευής εγκατάστασης στα 650 €/ KW εγκατεστημένης ηλ. Ισχύος [48]
- Μέσο κόστος συντήρησης εγκατάστασης 1.5 €/ MWh καθαρής ηλ. Ενέργειας [48]
- Πυκνότητα καυσίμου για 1^ο σενάριο: 14.204 Kg/ m³ (Refprop 9.0)
- Πυκνότητα καυσίμου για 2^ο σενάριο: 3.50 Kg/ m³ (Refprop 9.0)
- Τιμή ΦΑ στα 0.035 €/ KWh [44]
- Μια μέση τιμή ΑΘΔ είναι 11.5 kWh/ Nm³ ΦΑ.
- Μια μέση τιμή ΚΘΔ είναι 10.4 kWh/ Nm³ ΦΑ.
- Το μέσο κόστος δικαιωμάτων CO₂ λόγω καύσης ΦΑ είναι 12 €/ MWh. [49]
- Η διάρκεια ζωής της επένδυσης είναι 20 έτη

Παρακάτω γίνεται η ανάλυση για τα διάφορα επίπεδα αεριοποίησης των 2 καινούργιων εγκαταστάσεων σε πληθωριστικό περιβάλλον. Ως εισροές στο σύστημα είναι τα κέρδη από την πώληση της ηλεκτρικής ενέργειας στο δικό. Οι συνολικές εκροές είναι η φορολογία επί των κερδών, το κόστος καυσίμου, το κόστος συντήρησης και το κόστος δικαιωμάτων για το διοξείδιο του άνθρακα. Η συνολική αρχική επένδυση για κάθε επίπεδο προκύπτει από την εγκατεστημένη ηλεκτρική ισχύ της κάθε εγκατάστασης.

7.2 Αξιολόγηση σεναρίου 1

Στον πίνακα 7.1 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της τεχνοοικονομικής αξιολόγησης και στο σχήμα 7.1 παρουσιάζονται οι χρηματοροές για τα διάφορα επίπεδα αεριοποίησης της εγκατάστασης του 1^{ου} σεναρίου.

Επίπεδο Αεριοπ. ΥΦΑ (m ³ /h)	Αρχικό Κόστος Επενδ. (Ευρώ)	Εισροές (Ευρώ/χρόνο)	Έξοδα Καυσίμου (Ευρώ/χρόνο)	Έξοδα Συντήρησης (Ευρώ/χρόνο)	Συνολικές Εκροές (Ευρώ)	Καθαρές Εισροές Μετά φόρο (Ευρώ)
85	8351025	3258258.2	263500.9	81456.5	996609.0	1741469.9
120	11393700	4620511.7	367495.9	115512.8	1407111.1	2474318.5
180	15750075	7214629.0	548081.9	180365.7	2171373.4	3883306.8
210	19531650	8271551.2	647860.9	206788.8	2508959.9	4437195.3
320	28570350	12782254.5	980223.4	319556.4	3856230.7	6873038.3
400	34893075	16089734.3	1220466.0	402243.4	4840656.2	8661790.1
Επίπεδο Αεριοποίησης ΥΦΑ (m ³ /h)	NPV (Ευρώ)		IRR (%)		Απόσβεση (Έτος)	
85	€ 6,415,771.94		13.98%		5.74	
120	€ 9,569,149.01		14.84%		5.48	
180	€ 17,067,974.46		17.76%		4.73	
210	€ 18,026,385.31		15.85%		5.20	
320	€ 29,540,801.00		17.17%		4.86	
400	€ 38,299,068.16		17.93%		4.70	

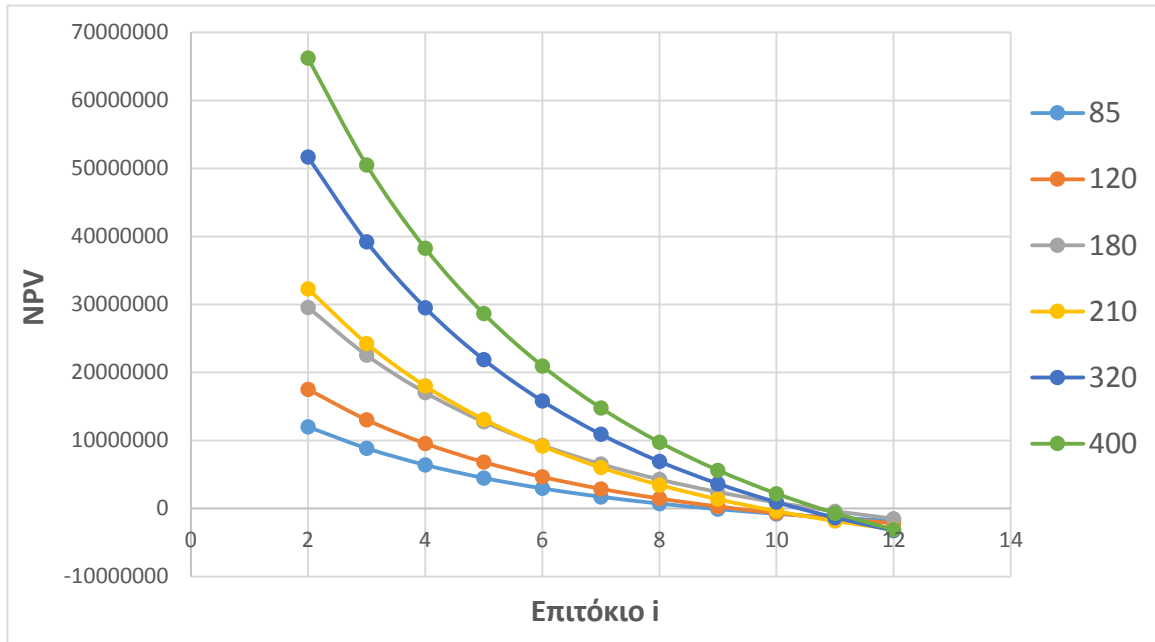
Πίνακας 7.1: Συνολικά αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου 1



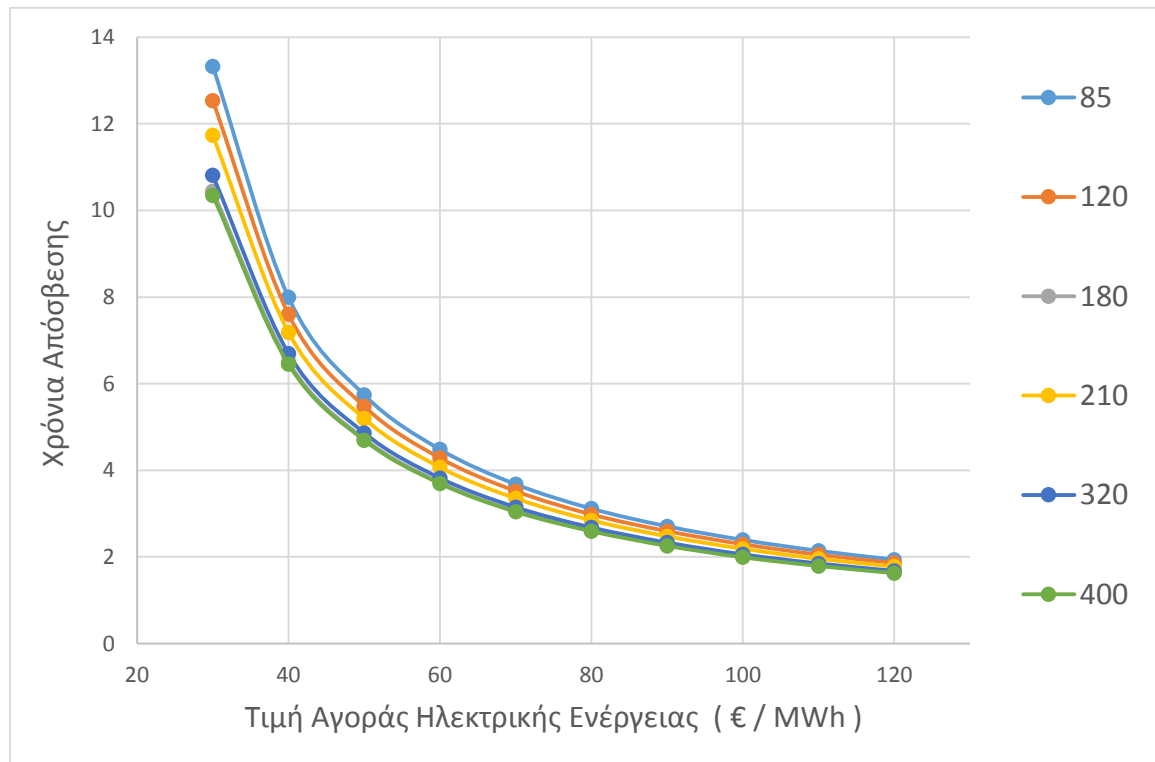
Σχήμα 7.1: Αθροιστικές χρηματοροές 20ετούς διάρκειας επένδυσης

Ανάλυση Ευαισθησίας:

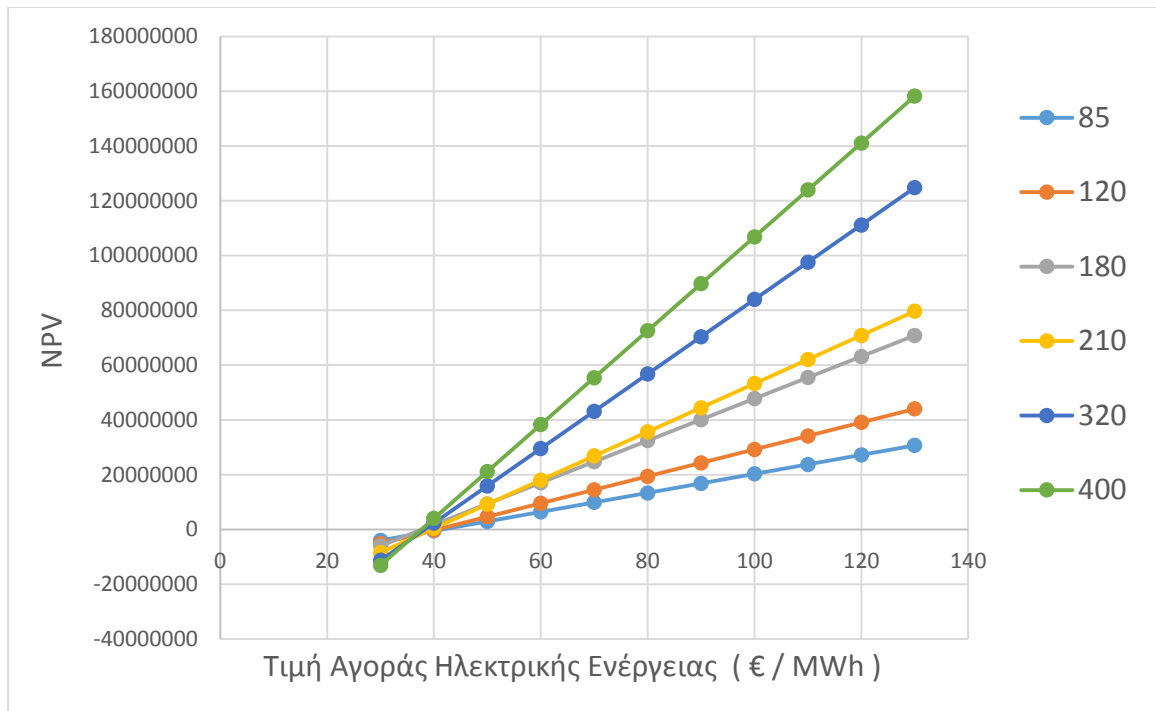
Κρατώντας σταθερές κάποιες παραμέτρους και μεταβάλλοντας μια συγκεκριμένη παράμετρο πραγματοποιείται η ανάλυση ευαισθησίας για να υπάρχει μια πιο ολοκληρωμένη εικόνα του κύκλου.



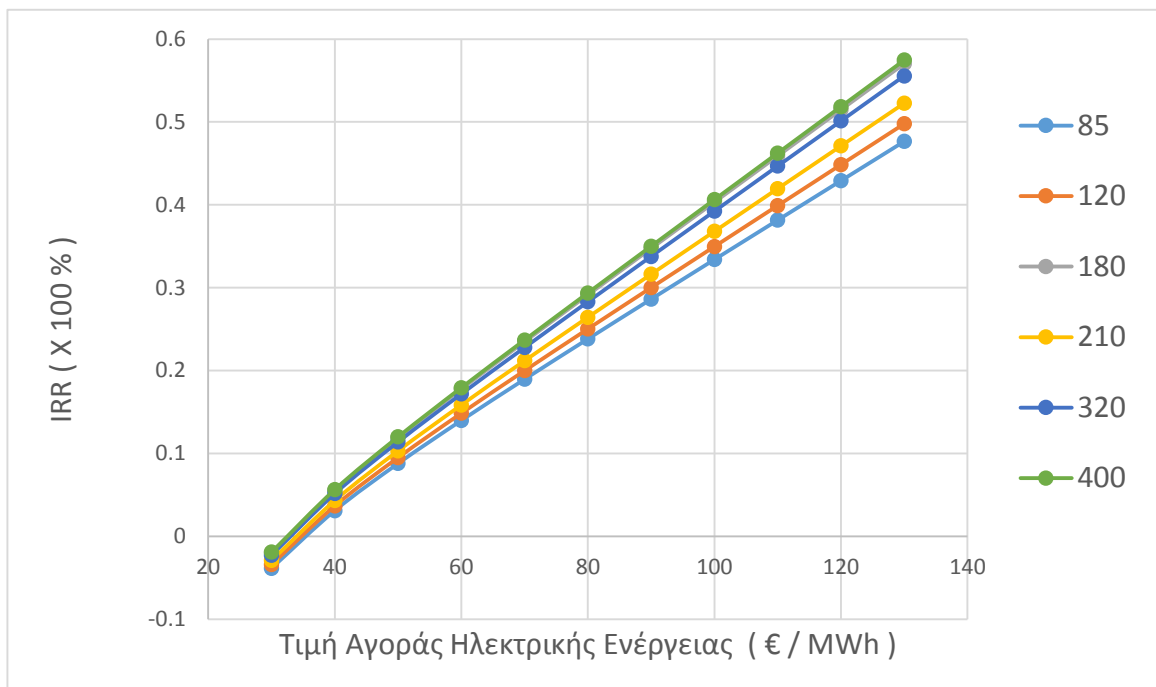
Σχήμα 7.2: Ανάλυση ευαισθησίας καθαρής παρούσας αξίας σε σχέση με το επιτόκιο



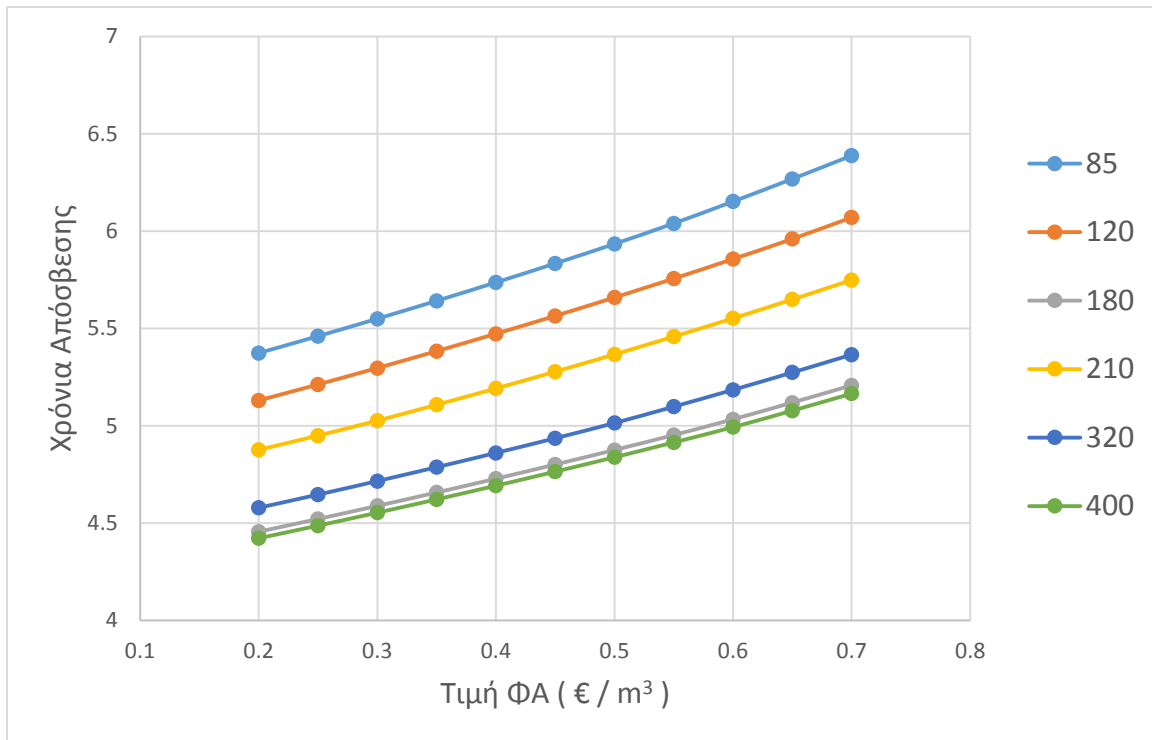
Σχήμα 7.3: Ανάλυση ευαισθησίας περιόδου αποπληρωμής σε σχέση με την τιμή ηλεκτρισμού δικτύου



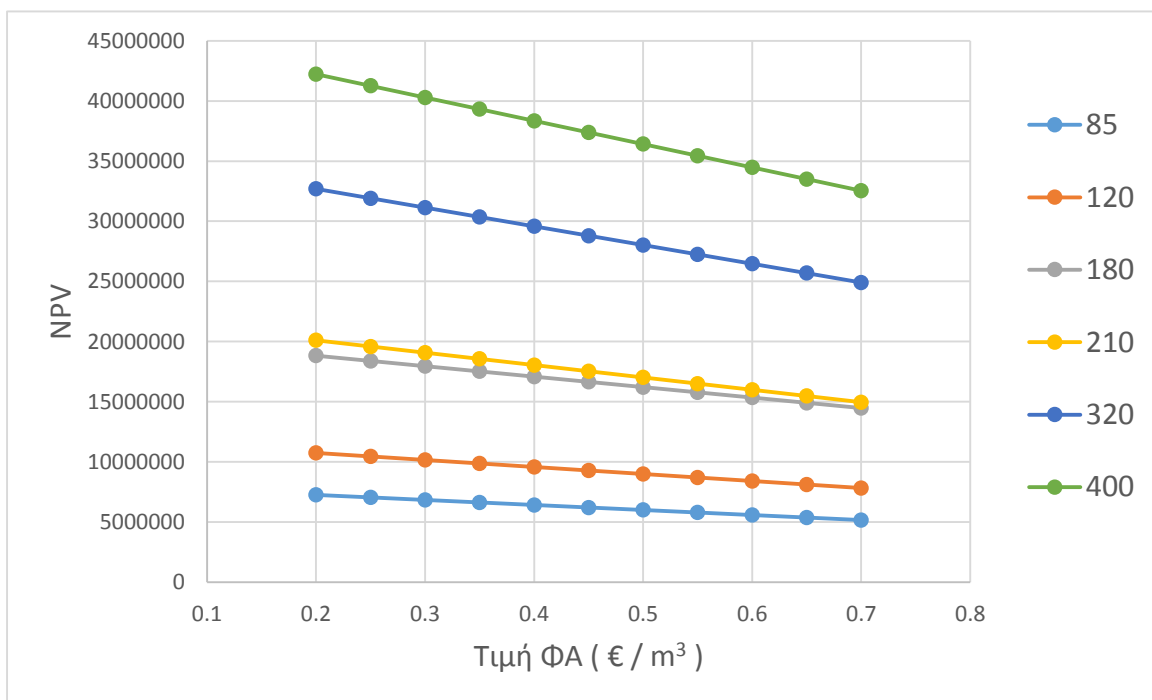
Σχήμα 7.4: Ανάλυση ευαισθησίας καθαρής παρούσας αξίας σε σχέση με την τιμή ηλεκτρισμού δικτύου



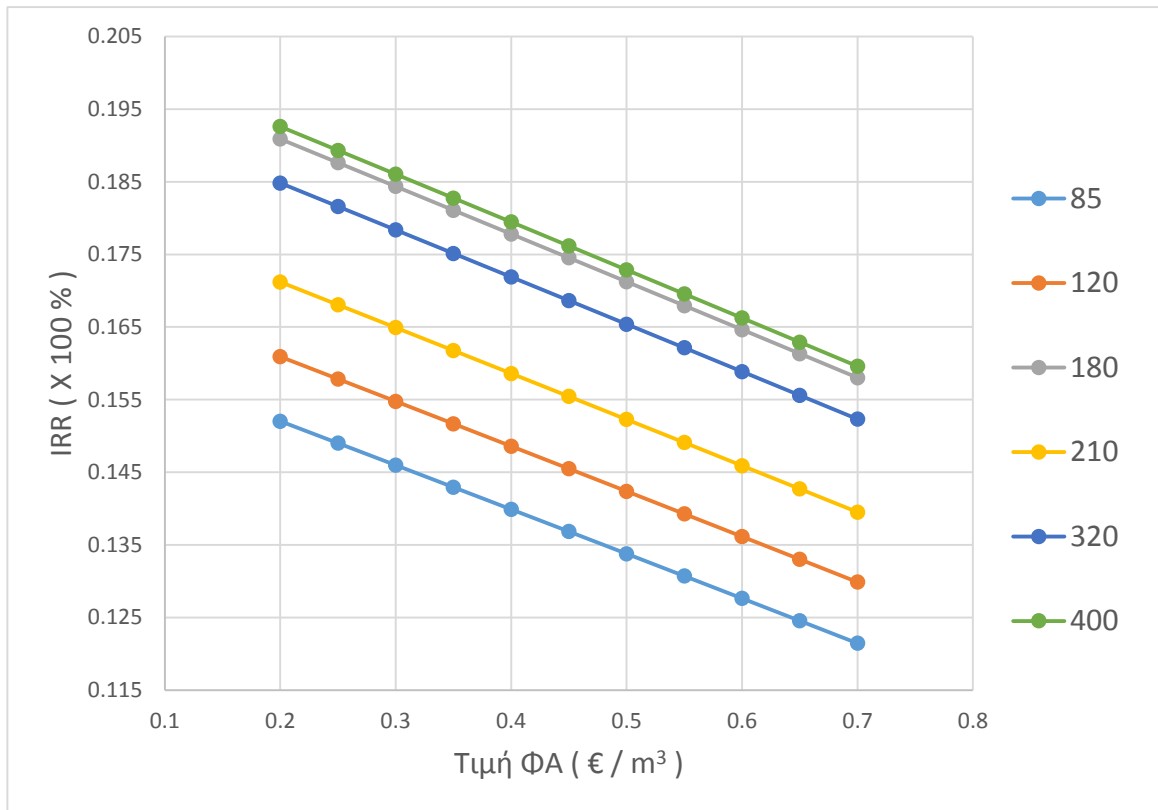
Σχήμα 7.5: Ανάλυση ευαισθησίας εσωτερικού βαθμού απόδοσης σε σχέση με την τιμή ηλεκτρισμού δικτύου



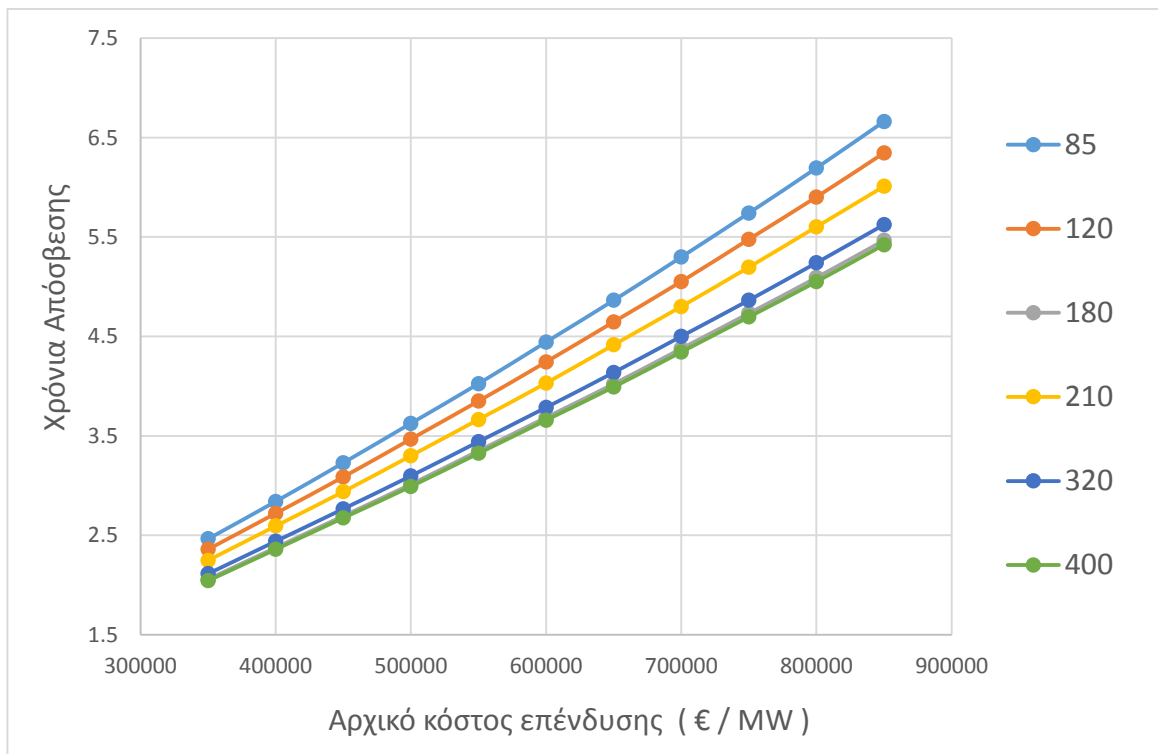
Σχήμα 7.6: Ανάλυση ευαισθησίας περιόδου αποπληρωμής σε σχέση με την τιμή φυσικού αερίου



Σχήμα 7.7: Ανάλυση ευαισθησίας καθαρής παρούσας αξίας σε σχέση με την τιμή φυσικού αερίου



Σχήμα 7.8: Ανάλυση ευαισθησίας εσωτερικού βαθμού απόδοσης σε σχέση με την τιμή φυσικού αερίου



Σχήμα 7.9: Ανάλυση αρχικού κόστους κατασκευής εγκατάστασης σε σχέση με τα χρόνια απόσβεσης της κάθε επένδυσης

Συμπεράσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου 1:

Από τις γραφικές παραστάσεις που προέκυψαν από την οικονομική ανάλυση παρατηρείται ότι για όλα τα επίπεδα αεριοποίησης ο μέσος χρόνος απόσβεσης του αρχικού επενδυτικού κόστους είναι τα 5 χρόνια. Αυτό δείχνει ότι η επένδυση είναι συμφέρουσα για όλα τα επίπεδα και η απόφαση για το μέγεθος της αεριοποίησης θα προκύψει από τις ανάγκες του δικτύου και από τις οικονομικές δυνατότητες κάθε τερματικού.

Η ανάλυση ευαισθησίας η οποία πραγματοποιήθηκε αποκάλυψε κάποια αρκετά ενδιαφέρον αποτελέσματα για το σενάριο 1.

Για τα μικρά επίπεδα αεριοποίησης της εγκατάστασης, δηλαδή από $85 \text{ m}^3/\text{h}$ μέχρι $210 \text{ m}^3/\text{h}$, παρατηρείται ότι για επιτόκιο μεγαλύτερο από 8 % η επένδυση δεν κρίνεται συμφέρουσα γιατί η καθαρή παρούσα αξία λαμβάνει αρνητική τιμή. Από την άλλη μεριά για τα μεγαλύτερα επίπεδα αεριοποίησης, δηλαδή από $210 \text{ m}^3/\text{h}$ μέχρι $400 \text{ m}^3/\text{h}$, η επένδυση είναι συμφέρουσα μέχρι και για 10 % επιτόκιο. Αυτό συμβαίνει διότι, τα μεγαλύτερα επίπεδα αεριοποίησης παράγουν μεγαλύτερη ηλεκτρική ενέργεια και τα καθαρά έσοδα της εγκατάστασης είναι μεγαλύτερα. Έτσι κρίνονται πιο ‘‘ανθεκτικά’’ στην αύξηση του επιτοκίου.

Επίσης, όπως ήταν αναμενόμενο τα χρονιά απόσβεσης για κάθε επίπεδο αεριοποίησης αυξάνονται σημαντικά με τη μείωση της τιμής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας προς το δίκτυο. Για τιμή πώλησης μικρότερη από 30 €/ MWh τα χρόνια απόσβεσης αυξάνονται εκθετικά και οι επένδυση δεν συμφέρει για κανένα επίπεδο αεριοποίησης, εκτός και αν αλλάξει σημαντικά το αρχικό κόστος κατασκευής. Στα ίδια συμπεράσματα καταλήγει η ανάλυση ευαισθησίας της καθαρής παρούσας αξίας και του εσωτερικού βαθμού απόδοσης σε σχέση με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας.

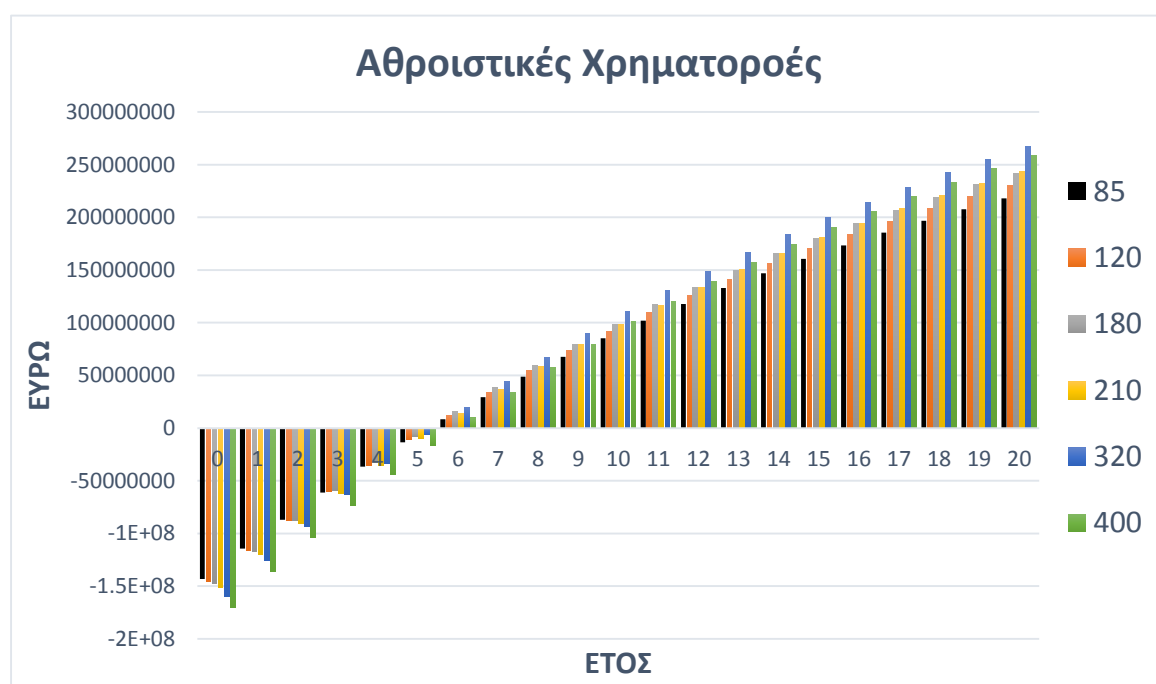
Η τιμή του ΦΑ δεν φαίνεται να επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό την οικονομική αξιολόγηση της εγκατάστασης μιας και για όλο το εύρος της αύξησης που μελετήθηκε βρέθηκε ότι η επένδυση είναι συμφέρουσα. Αντιθέτως, το αρχικό κόστος κατασκευής αυξομειώνει σημαντικά τα χρόνια απόσβεσης του σεναρίου 1 όπως παρουσιάζεται στο σχήμα 7.9. Το κόστος αυτό εξαρτάται από την κατασκευάστρια εταιρία και από άλλους παράγοντες της αγοράς.

7.3 Αξιολόγηση σεναρίου 2

Στον πίνακα 7.2 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της τεχνοοικονομικής αξιολόγησης και στο σχήμα 7.10 παρουσιάζονται οι χρηματοροές για τα διάφορα επίπεδα αεριοποίησης της εγκατάστασης του 2^{ου} σεναρίου. Τα έξοδα καυσίμου είναι σταθερά για όλα τα επίπεδα αεριοποίησης και ανέρχονται στα 30,060,763.9 ευρώ / χρόνο.

Επίπεδο Αεριοπ. ΥΦΑ (m ³ /h)	Αρχικό Κόστος Επένδυσης (Ευρώ)	Εισροές (Ευρώ/χρόνο)	Έξοδα Συντήρησης (Ευρώ/χρόνο)	Συνολικές Εκροές (Ευρώ)	Καθαρές Εισροές Μετά φόρο (Ευρώ)
85	143240435	89789212.8	2244730.3	50263336.8	30434924.5
120	145968290	91904710.5	2297617.8	50739323.7	31697347.8
180	147870320	93831917.8	2345797.9	51172945.4	32847408.7
210	151842925	94619422.8	2365485.6	51350134.0	33317352.4
320	159788135	99094212	2477355.3	52356961.6	35987682.8
400	170593670	99359041.8	2483976.0	52416548.3	36145720.0
Επίπεδο Αεριοποίησης ΥΦΑ (m ³ /h)	NPV (Ευρώ)		IRR (%)	Απόσβεση (Έτος)	
85	€ 114,728,453.07		14.37%	5.617836891	
120	€ 122,577,396.80		14.84%	5.477373923	
180	€ 130,288,350.78		15.34%	5.334220161	
210	€ 130,366,750.69		15.07%	5.41144095	
320	€ 144,877,687.16		15.65%	5.248800112	
400	€ 135,798,678.29		14.31%	5.636068567	

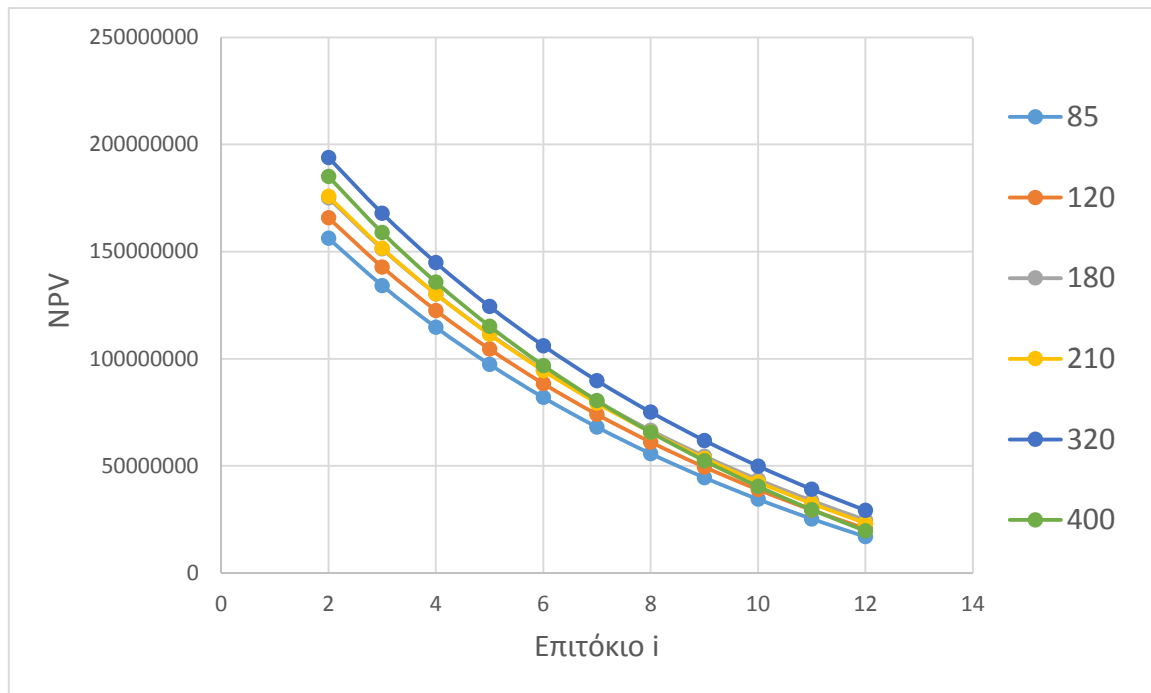
Πίνακας 7.2: Συνολικά αποτελέσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου 2



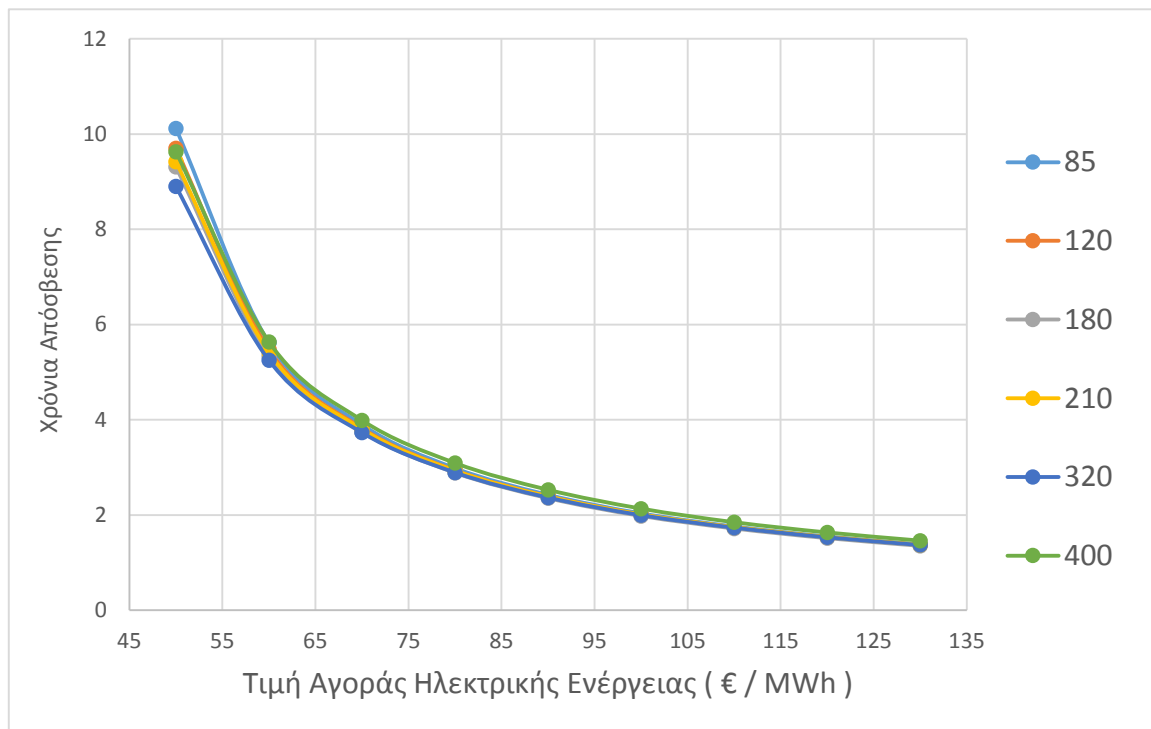
Σχήμα 7.10: Αθροιστικές χρηματοροές 20ετούς διάρκειας επένδυσης

Ανάλυση Ευαισθησίας:

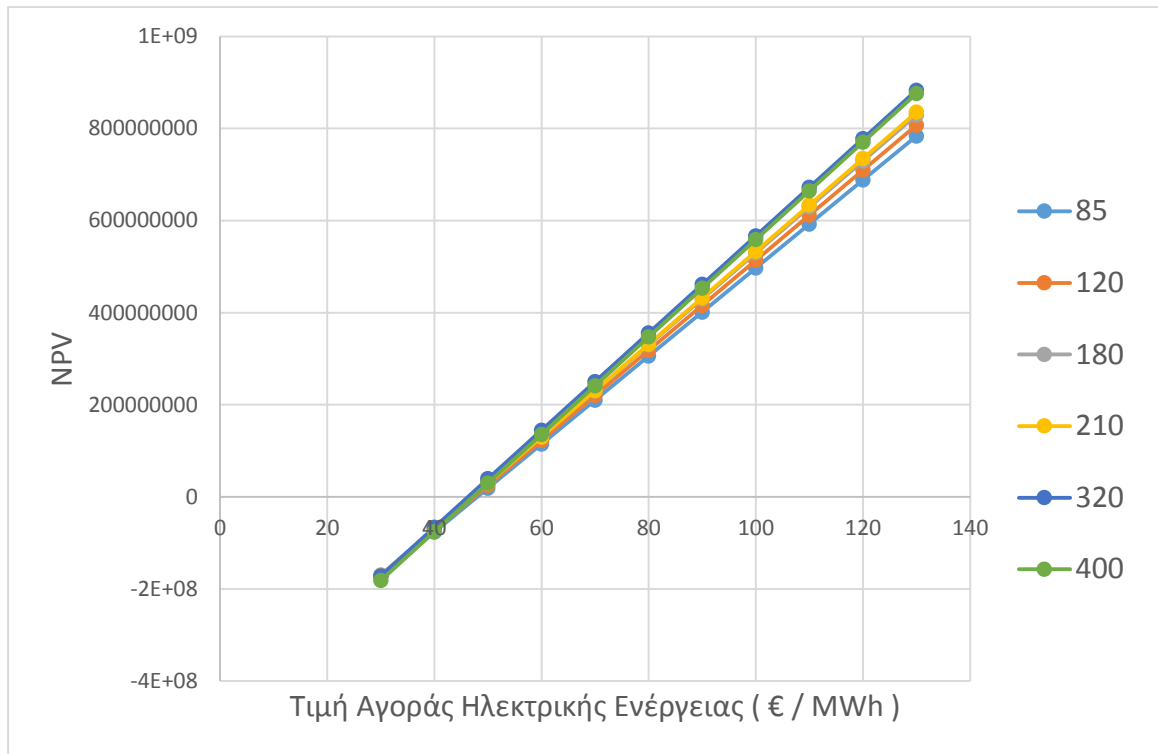
Κρατώντας σταθερές κάποιες παραμέτρους και μεταβάλλοντας μια συγκεκριμένη παράμετρο πραγματοποιείται η ανάλυση ευαισθησίας .



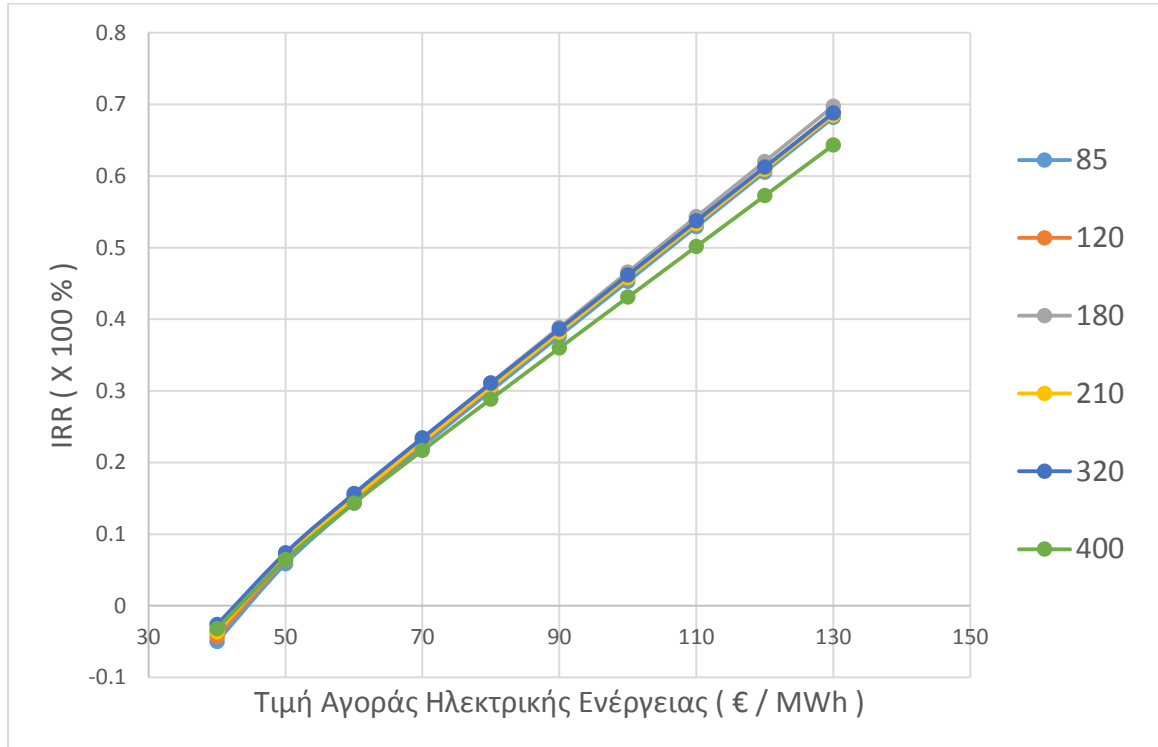
Σχήμα 7.11: Ανάλυση ευαισθησίας καθαρής παρούσας αξίας σε σχέση με το επιτόκιο



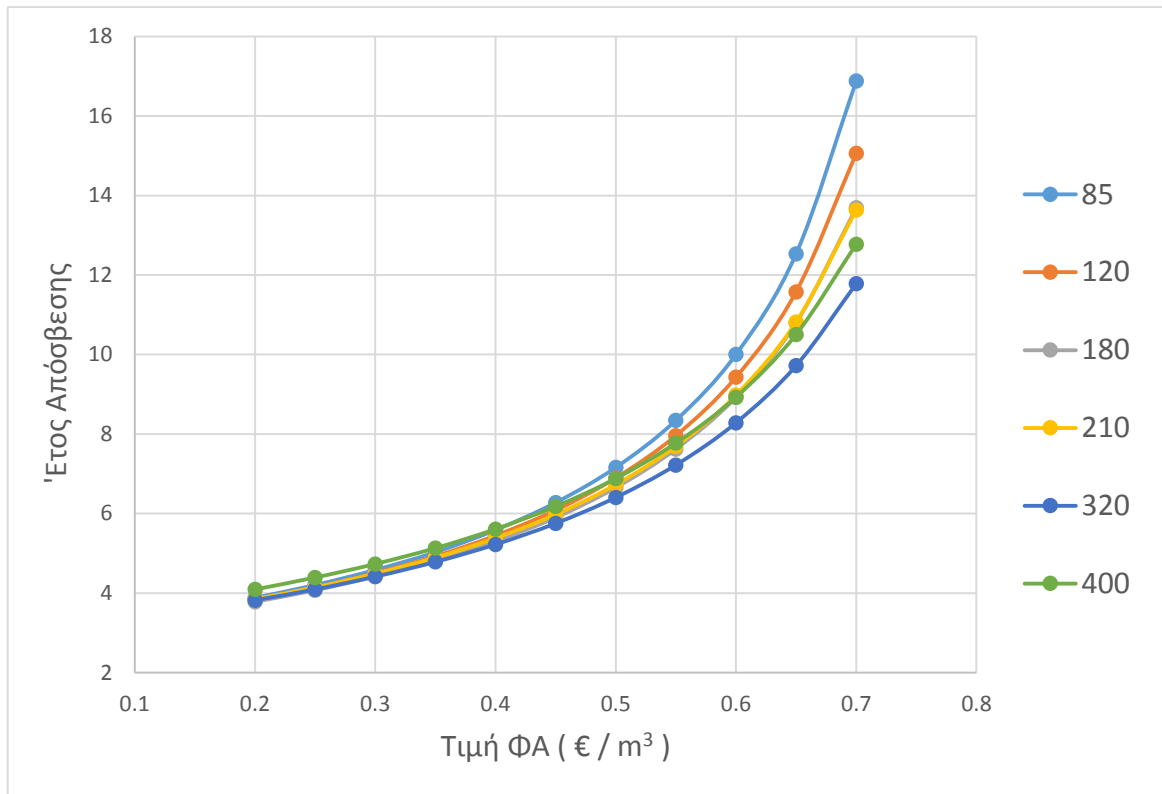
Σχήμα 7.12: Ανάλυση ευαισθησίας περιόδου αποπληρωμής σε σχέση με την τιμή ηλεκτρισμού δικτύου



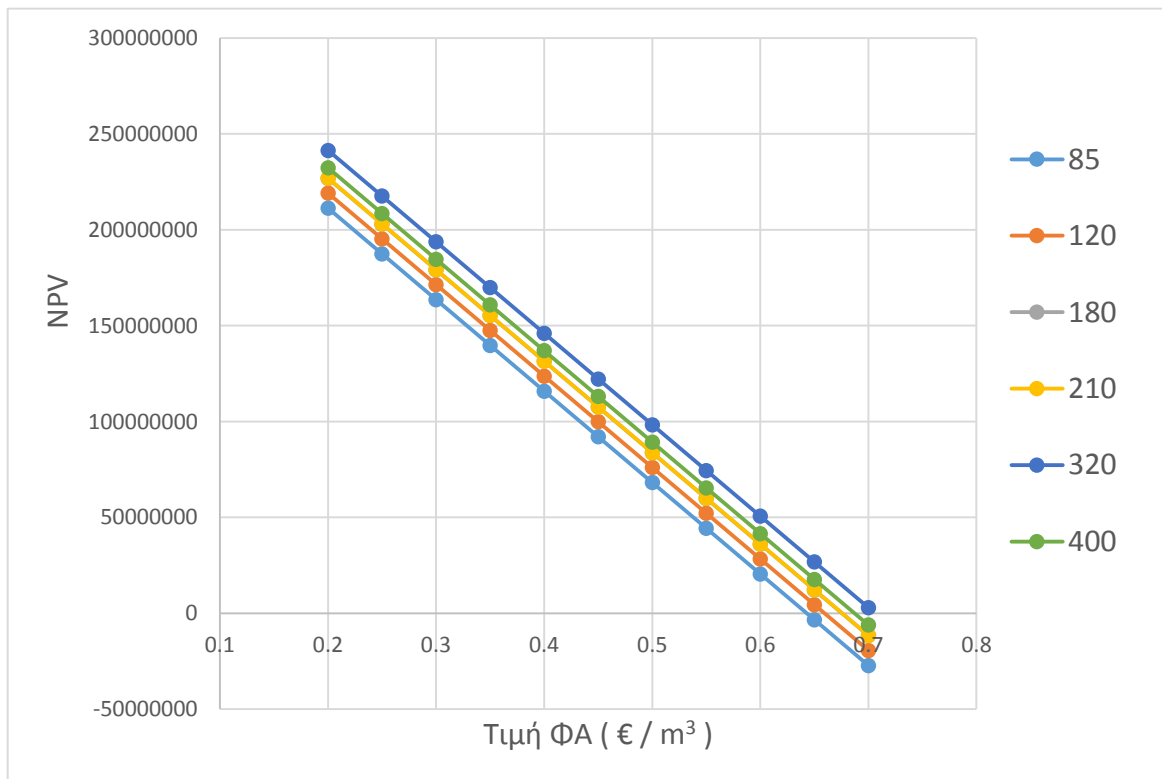
Σχήμα 7.13: Ανάλυση ευαισθησίας καθαρής παρούσας αξίας σε σχέση με την τιμή ηλεκτρισμού δικτύου



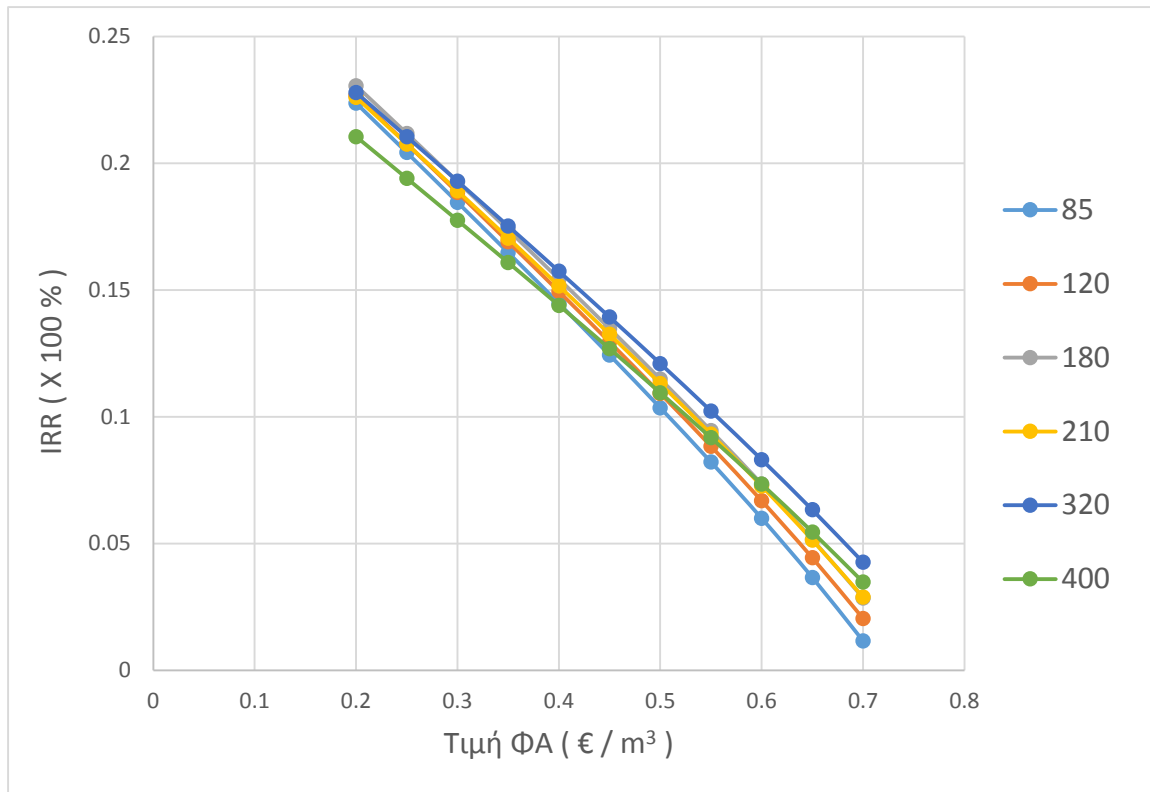
Σχήμα 7.14: Ανάλυση ευαισθησίας εσωτερικού βαθμού απόδοσης σε σχέση με την τιμή ηλεκτρισμού δικτύου



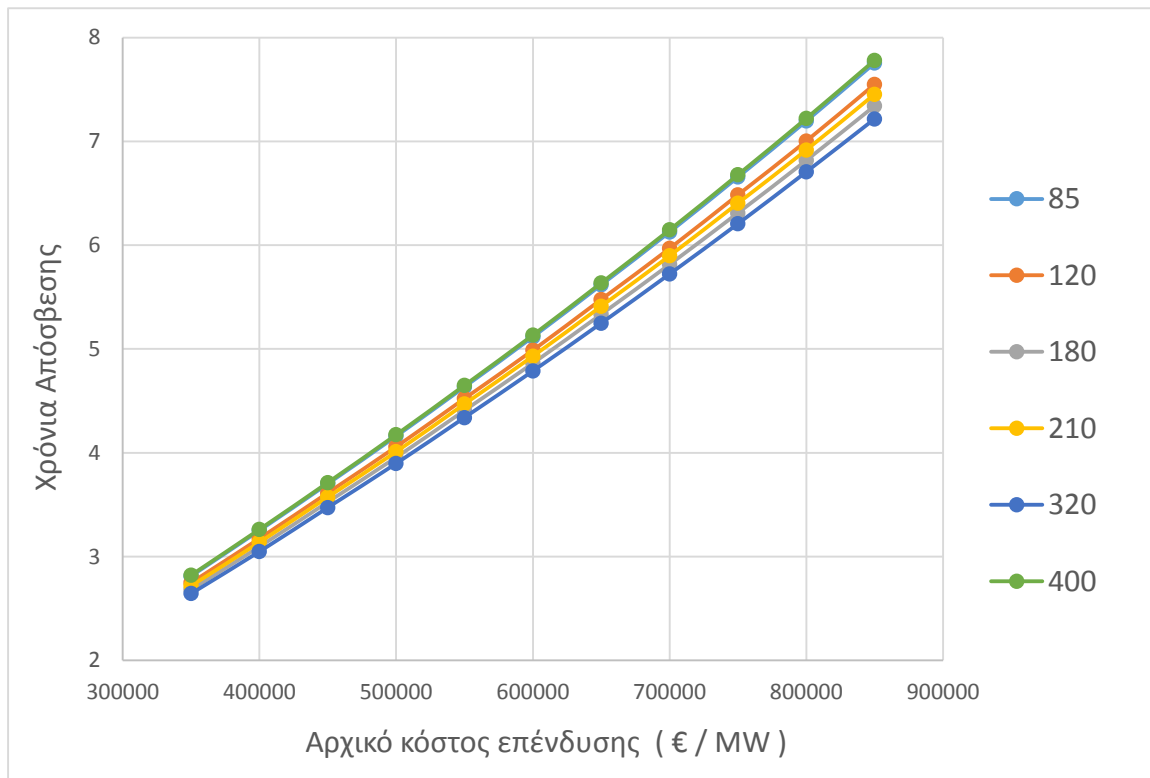
Σχήμα 7.15: Ανάλυση ευαισθησίας περιόδου αποπληρωμής σε σχέση με την τιμή φυσικού αερίου



Σχήμα 7.16: Ανάλυση ευαισθησίας καθαρής παρούσας αξίας σε σχέση με την τιμή φυσικού αερίου



Σχήμα 7.17: Ανάλυση ευαισθησίας εσωτερικού βαθμού απόδοσης σε σχέση με την τιμή φυσικού αερίου



Σχήμα 7.18: Ανάλυση αρχικού κόστους κατασκευής εγκατάστασης σε σχέση με τα χρόνια απόσβεσης της κάθε επένδυσης

Συμπεράσματα οικονομικής αξιολόγησης σεναρίου 2:

Το 2^ο σενάριο αξιοποίησης του κρούου από το ΥΦΑ φαίνεται να παρουσιάζει μεγαλύτερες αποκλίσεις ως προς την οικονομική αξιολόγηση. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι το αρχικό κόστος κατασκευής για την εμβέλεια αυτού του σταθμού είναι αρκετά μεγαλύτερο. Έτσι, αυτό το σύστημα είναι πιο “ευαίσθητο” στις αλλαγές.

Από τις γραφικές παραστάσεις της οικονομικής ανάλυσης παρατηρείται ότι για όλα τα επίπεδα αεριοποίησης ο μέσος χρόνος απόσβεσης του αρχικού επενδυτικού κόστους είναι τα 5.5 χρόνια. Αυτό φανερώνει ότι, η επένδυση είναι συμφέρουσα για όλα τα επίπεδα αεριοποίησης αλλά μόνο από οικονομική σκοπιά. Η τελική απόφαση για το μέγεθος της αεριοποίησης θα προκύψει από το συνδυασμό της ενεργειακής – οικονομικής μελέτης και τις πραγματικές ανάγκες του δικτύου.

Η ανάλυση ευαισθησίας η οποία πραγματοποιήθηκε αποκάλυψε για το σενάριο 2 ότι:

Για τα μικρά επίπεδα αεριοποίησης της εγκατάστασης, δηλαδή από 85 m³/h μέχρι 210 m³/h, αλλά και για τα μεγαλύτερα επίπεδα αεριοποίησης, δηλαδή από 210 m³/h μέχρι 400 m³/h, η επένδυση είναι συμφέρουσα μέχρι και για 12 % επιτόκιο. Αυτό συμβαίνει διότι στο σενάριο 2 υπάρχει ένας βιομηχανικός αεριοστρόβιλος ο οποίος αποφέρει αρκετά έσοδα στο σταθμό με την ηλεκτρική ενέργεια που παράγει.

Επίσης, όπως ήταν αναμενόμενο τα χρόνια απόσβεσης για κάθε επίπεδο αεριοποίησης αυξάνονται σημαντικά με τη μείωση της τιμής πώλησης ηλεκτρικής ενέργειας προς το δίκτυο. Για τιμή πώλησης μικρότερη από 45 €/ MWh τα χρόνια απόσβεσης αυξάνονται εκθετικά και οι επένδυση δεν συμφέρει για κανένα επίπεδο αεριοποίησης, εκτός και αν αλλάξει σημαντικά το αρχικό κόστος κατασκευής. Στα ίδια συμπεράσματα καταλήγει η ανάλυση ευαισθησίας της καθαρής παρούσας αξίας και του εσωτερικού βαθμού απόδοσης σε σχέση με την τιμή πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας.

Η τιμή του ΦΑ, αντιθέτως με το σενάριο 1, επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό την οικονομική αξιολόγηση της εγκατάστασης για το λόγο ότι στο 2^ο σενάριο καίγεται αρκετό ΦΑ στον αεριοστρόβιλο. Για τα μικρά επίπεδα αεριοποίησης της εγκατάστασης, δηλαδή από 85 m³/h μέχρι 210 m³/h, παρατηρείται ότι για τιμή ΦΑ μεγαλύτερη από 0.60 €/ m³ η επένδυση δεν κρίνεται συμφέρουσα. Από την άλλη μεριά, για τα μεγαλύτερα επίπεδα αεριοποίησης, δηλαδή από 210 m³/h μέχρι 400 m³/h, η επένδυση είναι συμφέρουσα μέχρι και 0.70 €/ m³ όπως παρουσιάζεται στο σχήμα 7.15.

Το αρχικό κόστος κατασκευής αυξομειώνει σημαντικά τα χρόνια απόσβεσης του σεναρίου 1 όπως παρουσιάζεται στο σχήμα 7.18. Το κόστος αυτό, όπως προαναφέρθηκε, εξαρτάται από την κατασκευάστρια εταιρία και από άλλους παράγοντες της αγοράς.

8 Περιβαλλοντική Αποτίμηση

Περιβαλλοντικές επιπτώσεις μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από φυσικό αέριο:

Αρχικά να αναφερθεί πως οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από την καύση ΦΑ είναι χαμηλότερες από την καύση λιθάνθρακα ή πετρελαίου. Πιο συγκεκριμένα, σε σύγκριση με τον λιθάνθρακα, το ΦΑ εκπέμπει 43% λιγότερο CO₂ για κάθε μονάδα ενέργειας που παράγει, και 30% λιγότερο CO₂ από το πετρέλαιο. Η καύση του ΦΑ εξακολουθεί να παράγει οξείδια του αζώτου, που είναι η κύρια πηγή ατμοσφαιρικού νέφους. Συγκεκριμένα το ΦΑ εκπέμπει λιγότερο από το ένα τρίτο οξείδια του αζώτου, και 1% από τα οξείδια του θείου που εκπέμπουν οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με λιθάνθρακα. Επίσης, το ΦΑ δεν παράγει τέφρα με την καύση του σε αντίθεση με τα τεράστια ποσά της τέφρας του λιθάνθρακα. Τέλος, παράγονται ελάχιστο διοξείδιο του θείου, ενώσεις υδραργύρου και αιωρούμενα σωματίδια.[49]

Το μεθάνιο, το πρωτεύον συστατικό του φυσικού αερίου είναι ένα αέριο του θερμοκηπίου. Εκπέμπεται στην ατμόσφαιρα, όταν το φυσικό αέριο δεν καίγεται πλήρως ή από διαρροές και απώλειες κατά τη διάρκεια της μεταφοράς του. Το ΦΑ είναι από μόνο του ένα πολύ ισχυρό αέριο του θερμοκηπίου, 58 φορές πιο επικίνδυνο από το διοξείδιο του άνθρακα στην παγίδευση θερμότητας. Πληροφοριακά, οι συγκεντρώσεις μεθανίου στην ατμόσφαιρα έχουν αυξηθεί οκτώ φορές ταχύτερα από ό, τι το διοξείδιο του άνθρακα. Η χρήση του ΦΑ αντιπροσωπεύει περίπου το 10% του συνόλου των παγκόσμιων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Κατά τη λειτουργία των 2 εγκαταστάσεων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω κρυογενικής αξιοποίησης καταναλώνεται ΦΑ ως βασικό καύσιμο. Για το 1^ο σενάριο καταναλώνεται ποσότητα ΦΑ ανάλογα με την ποσότητα αεριοποίησης ΥΦΑ ενώ στο 2^ο σενάριο καταναλώνεται μια σταθερή ποσότητα το χρόνο λόγο του ότι ο χρησιμοποιούμενος αεριοστρόβιλος λειτουργεί σταθερά. Η καύση του ΦΑ στους αεριοστρόβιλους ανοιχτού κύκλου απαιτεί ελάχιστο νερό. Ωστόσο, η καύση του ΦΑ σε μονάδες συνδυασμένου κύκλου απαιτεί νερό για την ψύξη. Όταν οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας απορροφούν νερό από λίμνες ή ποτάμια, μπορεί να σκοτώσουν ψάρια και τα άλλα υδρόβια ζώα, και να επηρεάσουν τα ζώα και τους ανθρώπους που εξαρτώνται από αυτούς τους υδάτινους πόρους. Οι αεριοστρόβιλοι καύσης δεν παράγουν λύματα. Ωστόσο, οι ρύποι και η θερμότητα συσσωρεύονται στο νερό που χρησιμοποιείται στους λέβητες ΦΑ στα συστήματα συνδυασμένου κύκλου. Όταν οι εν λόγω ρύποι και θερμότητα φτάσουν ορισμένα επίπεδα, το νερό συχνά απορρίπτεται σε λίμνες ή ποτάμια. Στον πίνακα 8.1 παρουσιάζεται η ποσότητα καυσίμου για τα 2 σενάρια που μελετήθηκαν στο κεφάλαιο 5. Στο σχήμα 8.1 γίνεται μια γραφική απεικόνιση της καταναλισκόμενης ποσότητας καυσίμου. Στον πίνακα 8.2 παρουσιάζεται η σύσταση του καυσαερίου από την καύση ΦΑ, όπως υπολογίστηκε στα 2 σενάρια.

Επίπεδο Αεριοποίησης (m ³ /h)	Σενάριο 1 (Kg/ Χρόνο)	Σενάριο 2 (Kg/ Χρόνο)
85	9,298,800.00	261,397,946.88
120	12,968,726.40	261,397,946.88
180	19,341,504.00	261,397,946.88
210	22,862,649.60	261,397,946.88
320	34,591,536.00	261,397,946.88
400	43,069,561.92	261,397,946.88

Πίνακας 8.1: Τιμές καταναλισκόμενου ΦΑ στα 2 σενάρια



Σχήμα 8.1: Κατανάλωση ΦΑ σε 1 χρόνο λειτουργίας από το σενάριο 1

Συστατικό X	Κλάσμα	Ποσοστό
CO ₂	0.1280	12.8024
O ₂	0.0334	3.3361
N ₂	0.7358	73.5819
H ₂ O	0.1028	10.2752
ΣΥΝΟΛΟ	1.0000	100

Πίνακας 8.2: Σύσταση καυσαερίου για τα 2 σενάρια

Η κλιματική αλλαγή που προκύπτει από τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα και άλλων αερίων του θερμοκηπίου είναι μία από τις μεγαλύτερες περιβαλλοντικές προκλήσεις της εποχής μας. Το διοξείδιο του άνθρακα που παράγεται από την καύση καυσίμων με περιεκτικότητα σε άνθρακα είναι ένα από τα κύρια αέρια του φαινομένου θερμοκηπίου που συμβάλλουν στην υπερθέρμανση του πλανήτη. Με το πρωτόκολλο του Κιότο, τα Ευρωπαϊκά κράτη, είχαν δεσμευθεί να μειώσουν τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου

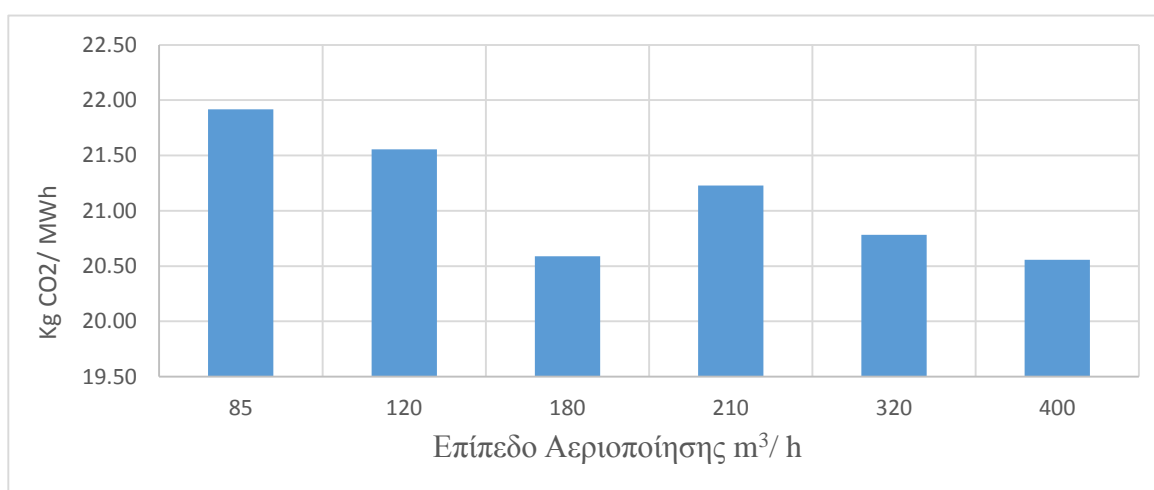
κατά 8% μέχρι το 2012 από το επίπεδο που καταγράφηκε το 1990, το οποίο θεωρείται έτος βάσης σύγκρισης. Το 2012 η ΔΕΗ έχει επιτύχει τη μείωση του μέσου συντελεστή εκπομπών CO₂ του συνολικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής της από 1,3 t CO₂/ MWh το 1990, σε 1,18 tCO₂/ MWh (μείωση 9,2%). Στον πίνακα 8.3 παρουσιάζεται η ποσότητα διοξειδίου του άνθρακα η οποία παράγεται σε ένα χρόνο λειτουργίας των σεναρίων και ακολούθως στο πίνακα 8.4 παρουσιάζεται η ποσότητα ανά ηλεκτρική ενέργεια και ηλεκτρική ισχύ. [50]

Επίπεδο Αεριοποίησης (m ³ / h)	Σενάριο 1 (Kg CO ₂ / Χρόνο)	Σενάριο 2 (Kg CO ₂ / Χρόνο)
85	1,190,246.40	33,458,937.20
120	1,659,996.98	33,458,937.20
180	2,475,712.51	33,458,937.20
210	2,926,419.15	33,458,937.20
320	4,427,716.61	33,458,937.20
400	5,512,903.93	33,458,937.20

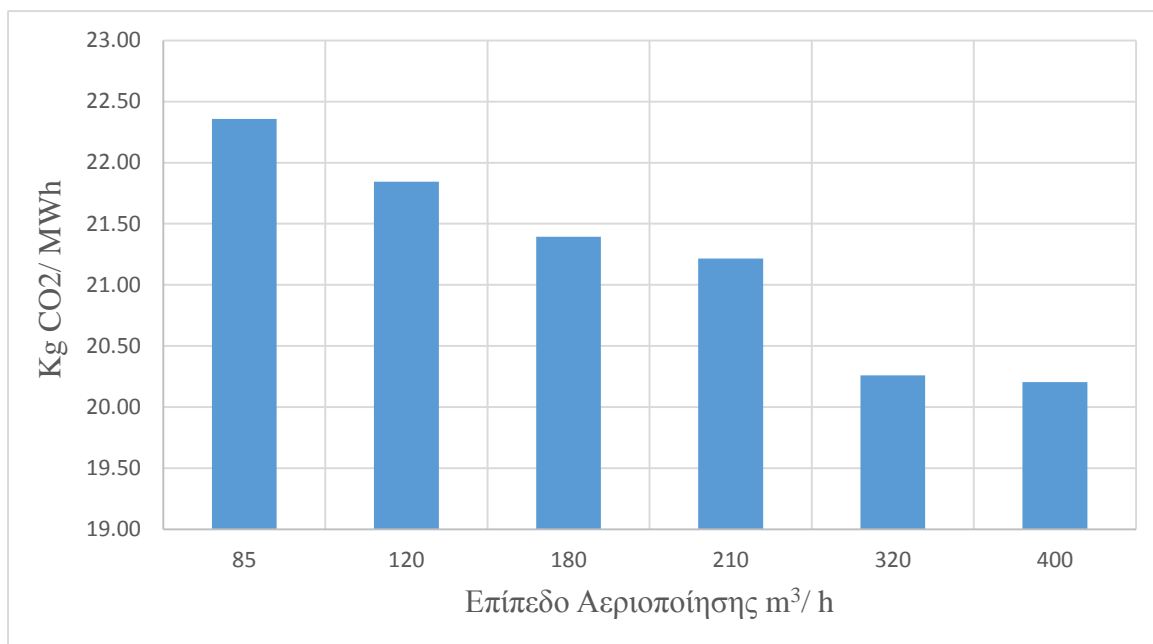
Πίνακας 8.3: Ποσότητα CO₂ σε κιλά για 1 χρόνο λειτουργίας

Επίπεδο Αεριοποίησης (m ³ / h)	Σενάριο 1 (Kg CO ₂ / MWh)	Σενάριο 1 (Kg CO ₂ / MW)	Σενάριο 2 (Kg CO ₂ / MWh)	Σενάριο 2 (Kg CO ₂ / MW)
85	21.92	106,895.24	22.36	151,830.80
120	21.56	109,270.71	21.84	148,993.38
180	20.59	117,890.51	21.40	147,076.91
210	21.23	112,372.19	21.22	143,228.99
320	20.78	116,231.95	20.26	136,107.16
400	20.56	118,495.66	20.20	127,486.03

Πίνακας 8.4: Ποσότητα CO₂ ανά παραγομένη ηλεκτρική ενέργεια και ηλεκτρική ισχύ



Σχήμα 8.2: Ποσότητα CO₂ σε κιλά ανά ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται, σε 1 χρόνο για το σενάριο 1



Σχήμα 8.3: Ποσότητα CO₂ σε κιλά ανά ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται, σε 1 χρόνο για το σενάριο 2

Σύγκριση σεναρίων 1,2 και σύγκριση επίπεδων αεριοποίησης μεταξύ τους:

Από τις τελευταίες γραφικές παραστάσεις παρατηρείται ότι για μεγαλύτερο επίπεδο αεριοποίησης οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα είναι χαμηλότερες. Άρα, από τη σύγκριση των επίπεδων αεριοποίησης μεταξύ τους παρατηρείται ότι περιβαλλοντικά προτιμάται το μεγαλύτερο επίπεδο αεριοποίησης.

Ως προς τη σύγκριση των 2 σεναρίων μεταξύ τους παρατηρείται ότι γενικά τα 2 σενάρια δεν διαφέρουν σημαντικά ως προς το ρύπο διοξειδίου του άνθρακα. Το κόστος δικαιωμάτων διοξειδίου του άνθρακα για όλες τις περιπτώσεις έχει υπολογιστεί στο 7^ο κεφάλαιο.

9 Συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία έγινε μελέτη ενσωμάτωσης εγκαταστάσεων αξιοποίησης του κρύου από το ΥΦΑ κατά τη διεργασία της αεριοποίησης. Για την μελέτη αυτή εξετάστηκαν 2 διαφορετικά σενάρια και 2 διαφορετικές περιπτώσεις για το κάθε σενάριο. Επίσης, έγινε η μελέτη του κάθε σεναρίου ξεχωριστά για να τα διαφορά επίπεδα αεριοποίησης. Μετά από τη μελέτη των 2 σεναρίων πραγματοποιήθηκε η τεchnοοικονομική και η περιβαλλοντική μελέτη. Γενικά, απαιτείται μια ισχυρή συνεργασία μεταξύ του σταθμού αεριοποίησης του ΥΦΑ και του σταθμού παραγωγής ενέργειας για να υπάρξει κέρδος και για τις 2 εγκαταστάσεις. Το πιο βασικό ζήτημα σε αυτές τις περιπτώσεις, και για να είναι κερδοφόρα η ενσωμάτωση του ενός σταθμού στον άλλο, είναι η ισορροπία των φορτίων αεριοποίησης και της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η παραγωγή του κάθε σταθμού πρέπει πάντοτε να βασίζεται στο μέγιστο βαθμό απόδοσης του ίδιου αλλά και του αντίστοιχου του. Μόνο έτσι μια τέτοια εγκατάσταση συμπαραγωγής μπορεί να επιφέρει κέρδη και γρήγορη απόσβεση της αρχικής επένδυσης. Για την τελική απόφαση του επιπέδου αεριοποίησης που θα χρησιμοποιηθεί χρειάζεται να γίνει μια πολυπαραμετρική μελέτη. Τα κύρια βήματα επιλογής είναι η ενεργειακή μελέτη και η τεchnοοικονομική ανάλυση. Εκτός από αυτά όμως χρειάζονται και οι πραγματικές ανάγκες του δικτύου για ΦΑ. Επίσης, για το αρχικό κόστος επένδυσης, το οποίο είναι μεγάλο, πρέπει να γίνει αναζήτηση χρηματικών πόρων. Η κατασκευή μιας τέτοιας εγκατάστασης μπορεί να στηρίζεται σε διάφορους οικονομικούς φορείς. Παρακάτω παρουσιάζονται συνολικά όλα τα αποτελέσματα των εγκαταστάσεων σε πίνακα για την εξαγωγή περαιτέρω συμπερασμάτων. Πάνω είναι το 1^ο σενάριο και κάτω το 2^ο σενάριο. [22,26]

Αεριοποίηση ΥΦΑ (m ³ /h ΥΦΑ)	Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς (MW)	Καθαρή Ηλεκτρική Ενέργεια το χρόνο (MWh)	Κατανάλωση Καυσίμου σε ένα χρόνο (Kg/έτος)	Ενεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)	Εξεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)
85	7.8839	54304.3032	9298800.00	36.6063	24.6342
120	11.1801	77008.5288	12968726.40	37.3191	24.7829
180	17.457	120243.816	19341504.00	40.2618	25.5014
210	20.0144	137859.1872	22862649.60	38.4534	25.1171
320	30.9288	213037.5744	34591536.00	39.7462	25.4022
400	38.9318	268162.2384	43069561.92	40.4924	25.5454
Αεριοποίηση ΥΦΑ (m ³ /h ΥΦΑ)	Καθαρή Ηλεκτρική Ισχύς (MW)	Καθαρή Ηλεκτρική Ενέργεια το χρόνο (MWh)	Κατανάλωση Καυσίμου σε ένα χρόνο (Kg/έτος)	Ενεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)	Εξεργειακός Βαθμός Απόδοσης (%)
85	217.26	1496486.88	261397946.9	13.5624	31.29
120	222.38	1531745.174	261397946.9	19.1468	32.42
180	227.04	1563865.296	261397946.9	28.2598	33.72
210	228.95	1576990.38	261397946.9	33.5056	34.35
320	239.78	1651570.2	261397946.9	51.0575	36.95
400	240.42	1655984.03	261397946.9	62.7991	37.78

Πίνακας 9.1: Ενεργειακά συνολικά αποτελέσματα 2 σεναρίων

ΣΕΝΑΡΙΟ 1						
Επίπεδο Αεριοπ. ΥΦΑ (m ³ /h)	Αρχικό Κόστος Επενδ. (Ευρώ)	Εισροές (Ευρώ/χρόνο)	Έξοδα Καυσίμου (Ευρώ/χρόνο)	Έξοδα Συντήρησης (Ευρώ/χρόνο)	Συνολικές Εκροές (Ευρώ)	Καθαρές Εισροές Μετά φόρο (Ευρώ)
85	8351025	3258258.2	263500.9	81456.5	996609.0	1741469.9
120	11393700	4620511.7	367495.9	115512.8	1407111.1	2474318.5
180	15750075	7214629.0	548081.9	180365.7	2171373.4	3883306.8
210	19531650	8271551.2	647860.9	206788.8	2508959.9	4437195.3
320	28570350	12782254.5	980223.4	319556.4	3856230.7	6873038.3
400	34893075	16089734.3	1220466.0	402243.4	4840656.2	8661790.1
Επίπεδο Αεριοποίησης ΥΦΑ (m ³ /h)	NPV (Ευρώ)		IRR (%)	Απόσβεση (Έτος)		
85	€ 6,415,771.94		13.98%	5.74		
120	€ 9,569,149.01		14.84%	5.48		
180	€ 17,067,974.46		17.76%	4.73		
210	€ 18,026,385.31		15.85%	5.20		
320	€ 29,540,801.00		17.17%	4.86		
400	€ 38,299,068.16		17.93%	4.70		
ΣΕΝΑΡΙΟ 2						
Επίπεδο Αεριοπ. ΥΦΑ (m ³ /h)	Αρχικό Κόστος Επένδυσης (Ευρώ)	Εισροές (Ευρώ/χρόνο)	Έξοδα Συντήρησης (Ευρώ/χρόνο)	Συνολικές Εκροές (Ευρώ)	Καθαρές Εισροές Μετά φόρο (Ευρώ)	
85	143240435	89789212.8	2244730.3	50263336.8	30434924.5	
120	145968290	91904710.5	2297617.8	50739323.7	31697347.8	
180	147870320	93831917.8	2345797.9	51172945.4	32847408.7	
210	151842925	94619422.8	2365485.6	51350134.0	33317352.4	
320	159788135	99094212	2477355.3	52356961.6	35987682.8	
400	170593670	99359041.8	2483976.0	52416548.3	36145720.0	
Επίπεδο Αεριοποίησης ΥΦΑ (m ³ /h)	NPV (Ευρώ)		IRR (%)	Απόσβεση (Έτος)		
85	€ 114,728,453.07		14.37%	5.617836891		
120	€ 122,577,396.80		14.84%	5.477373923		
180	€ 130,288,350.78		15.34%	5.334220161		
210	€ 130,366,750.69		15.07%	5.41144095		
320	€ 144,877,687.16		15.65%	5.248800112		
400	€ 135,798,678.29		14.31%	5.636068567		

Πίνακας 9.2: Οικονομικά συνολικά αποτελέσματα 2 σεναρίων

Παρατηρείται ότι από οικονομική σκοπιά όλα τα σενάρια είναι αποδεκτά για πραγματοποίηση και η επένδυση είναι συμφέρουσα. Όμως, από ενεργειακή άποψη παρατηρείται ότι για το 2^ο σενάριο και για τα επίπεδα αεριοποίησης 85, 120 και 180 ο ενεργειακός βαθμός απόδοσης είναι πολύ χαμηλός και δεν συμφέρει να γίνει η εγκατάσταση γιατί οι απώλειες της προς το περιβάλλον θα είναι τεράστιες. Ο ενεργειακός βαθμός απόδοσης του 2^{ου} σεναρίου μπορεί να βελτιωθεί εάν γινόταν η αγορά ενός αεριοστροβίλου μικρότερης ισχύος. Ως αποτέλεσμα αυτού, η έξοδος καυσαερίου θα είχε μικρότερη θερμοκρασία και το κάτω κύκλωμα της εγκατάστασης θα πραγματοποιούσε καλύτερη μεταφορά θερμότητας. Έτσι, θα υπήρχε μεγαλύτερος βαθμός απόδοσης όλης της εγκατάστασης του σεναρίου 2.

Για τον συγκεκριμένο αεριοστροβίλο του σεναρίου 2 η καλύτερη δυνατή αξιοποίηση των καυσαερίων του γίνεται από το μεγαλύτερο επίπεδο αεριοποίησης και αυτό φαίνεται από τον ενεργειακό βαθμό απόδοσης ο οποίος είναι σχεδόν 63 %.

Επίσης, για το 2^ο σενάριο υπάρχουν μεγάλες ενεργειακές αποκλίσεις ανά επίπεδο αεριοποίησης, ενώ για το 1^ο σενάριο το μικρότερο με το μεγαλύτερο επίπεδο αεριοποίησης έχουν μικρή διαφορά.

Η καταγραφή όλων των περιπτώσεων για τις 2 εγκαταστάσεις είναι πρακτικά αδύνατη. Σύμφωνα με την ανάλυση ευαισθησίας που πραγματοποιήθηκε για τα 2 σενάρια μπορεί ο καθένας να πληροφορηθεί για την περίπτωση επιπέδου αεριοποίησης που χρειάζεται. Στη συνέχεια με βάση τους σταθερούς βαθμούς απόδοσης που έχει το κάθε επίπεδο αεριοποίησης μπορεί να δει αν συμφέρει ενεργειακά να πραγματοποιηθεί το σενάριο.

Γενικά η σύγκριση των 2 σεναρίων είναι πολύ δύσκολη γιατί πρόκειται για εγκαταστάσεις διαφορετικής εμβέλειας και διαφορετικής δυναμικότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Ανάλογα με τις ανάγκες του δικτύου για ηλεκτρική ενέργεια χρησιμοποιείται και η ανάλογη εγκατάσταση. Για παράδειγμα, εάν σε ένα τερματικό εισαγωγής ΥΦΑ υπάρχει κοντά ένας σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μπορεί αυτός να συνδυαστεί με τα νέα κυκλώματα και με τις νέες μεθόδους που παρουσιάστηκαν στο σενάριο 2 του κεφαλαίου 5. Επιπρόσθετα, εάν ένας τερματικός σταθμός ΥΦΑ, όπως αυτός στη Ρεβυθούσα, χρειάζεται την ηλεκτρική ενέργεια για ιδιοκατανάλωση τότε θα προτιμηθεί το 1^ο σενάριο το οποίο δίνει λίγη ηλεκτρική ισχύ και χρειάζεται μικρότερο αρχικό κεφάλαιο για να πραγματοποιηθεί.

Η διεύθυνση αυτών των νέων τεχνολογιών στο τομέα του υδροποιημένου φυσικού αερίου είναι πολύ ενδιαφέρουσα από ενεργειακή άποψη. Βιώνοντας μέρες παγκόσμιας ενεργειακής κρίσης, πρέπει η ενέργεια που απορρίπτεται στο περιβάλλον να είναι όσο το δυνατό μικρότερη. Με τις μεθόδους που αναλυθήκαν και παρουσιάστηκαν στην παρούσα διπλωματική εργασία η αξιοποίηση του κρύου από το ΥΦΑ αποδείχτηκε ότι είναι εφικτή, λειτουργική και βιώσιμη.

Προτάσεις για περαιτέρω έρευνα:

Κατά τη διάρκεια της εκπόνησης αυτής της διπλωματικής εργασίας παρατηρήθηκαν κάποια ενδιαφέρον σενάρια για περαιτέρω έρευνα.

Αρχικά, στο πρώτο σενάριο αξιοποίησης του κρύου από το ΥΦΑ μελετήθηκε η περίπτωση αμμωνίας – νερού ως οργανικό μέσο λειτουργίας, ενώ στο δεύτερο σενάριο το

ήλιο. Ενδιαφέρον θα είχε η ενεργειακή και εξεργειακή συμπεριφορά των 2 συστημάτων με την αλλαγή των οργανικών μέσων σε άζωτο ή ένα άλλο οποιοδήποτε μέσο.

Επίσης, ένα ενδιαφέρον σενάριο θα ήταν η μεταβλητή και όχι σταθερή λειτουργία του αεριοστροβίλου στο 2^ο σενάριο. Λόγω σταθερής λειτουργίας παρατηρήθηκε ότι στα χαμηλά επίπεδα αεριοποίησης δεν συμφέρει να γίνει η επένδυση γιατί ο ενεργειακός βαθμός απόδοσης είναι πολύ χαμηλός. Με την μελέτη ενός αεριοστροβίλου μικρότερης ηλεκτρικής ισχύος σιγουρά ο βαθμός αποδοχής θα βελτιωνόταν.

Επιπρόσθετα, στην τεχνοοικονομική ανάλυση που πραγματοποιήθηκε το συνολικό κόστος κατασκευής του σταθμού προέκυψε βάση της μεγαβατώρας που παράγεται. Ένα καλό σενάριο θα ήταν η κοστολόγηση του κρυογενικού εναλλάκτη, η διαστασιολόγηση του και το τελικό κόστος κατασκευής να πρόκυπτε από εκεί.

Πέραν από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αναφέρθηκε στα αρχικά κεφάλαια το κρύο από την αεριοποίηση του ΥΦΑ μπορεί να χρησιμοποιηθεί και για άλλους σκοπούς. Ενδιαφέρον, θα είχε η μελέτη κλιματιστικού για τα γραφεία και τις εγκαταστάσεις του θερματικού ΥΦΑ. Τέλος, θα μπορούσε να πραγματοποιηθεί η ψύξη τροφίμων και η υγροποίηση του αέρα για την πώληση στη βιομηχανία.

10 Βιβλιογραφία

- [1] Επίσημη ανακοίνωση του διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας: IEA Publication “ Medium – Term Gas Market Report 2012” (www.iea.org).
- [2] Επίσημη ανακοίνωση του διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας: IEA Publication “ Medium – Term Gas Market Report 2014” (www.iea.org).
- [3] site: www.IEA.org/bookshop/publications/ 2014.
- [4] Tatiana Morosuk and George Tsatsaronis: – LNG – Based Cogeneration Systems: Evaluation Using Exergy Based Analysis, chapter 11.
- [5] site: www.dx.doi.org/ 10.505772/ 51477.
- [6] T.Lu, K.S. Wang – Analysis and optimization of a cascading power cycle with liquefied natural gas (LNG) cold energy recovery.
- [7] site: www.elsevier.com/locate/apthermeng (science direct).
- [8] University of Houston IELE, Introduction to LNG, 2011 , Department of Mechanical Engineering.
- [9] site: www.globalnginfo.com.
- [10] site: www.darwinlng.com.
- [11] site: lngplants.com/LNGterminals.html.
- [12] site: Cheniere.com/LNG_terminals/Freeport_lng.shtml.
- [13] site: www.dom.com, Cove Point Cooperation.
- [14] site: www.ferc.com/industries/lng/terminals.
- [15] Google search: US Department of Transportation, Maritime Administration, www.marad.dot.gov (Κυβερνητική Σελίδα).
- [16] Google search: Northeast Gateway Deepwater Port.
- [17] Google search: Gulf Gateway Deepwater Port.
- [18] Google search: Panhandle Energy: Trunkline LNG Company, LLC.
- [19] Google search: Eco Electrica.
- [20] site: www.gpterminal.com/terminal_home.aspx.
- [21] Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου – ΔΕΣΦΑ, site: www.desfa.gr .
- [22] Jannusz Tarlowski, John Sheffield, Charles Durr, David Coyle – LNG import Terminals – Recent Developments.
- [23] Φανή Λέζου, Αριστοτέλης Νάστος: Αρχείο τερματικού Ρεβυθούσας: Τεχνικά Στοιχεία Εγκατάστασης ΥΦΑ: www.DESFA.gr.

- [24] Gordon Karwon NG: Institution of Gas Engineers and Managers (IGEM) – Young Person’s Paper Competition 2006 .
- [25] Φανή Λέζου, Αριστοτέλης Νάστος: Αρχείο τερματικού Ρεβυθούσας: Διαγράμματα Ενθαλπίας για Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο. www.DESFA.gr.
- [26] Ram.R.Tarakad – chapter 17: LNG receiving and Gasification terminals.
- [27] Shuji Yamamoto: Boosting reliability of LNG Pumps, extending their life spans and achieving cost reduction – Tokyo Gas Co, LTD.
- [28] Tsutomu Endo: Next Generation of LNG Regasification Terminal through TG’S profound Knowledge – Tokyo Gas Hitachi LNG Terminal.
- [29] Paul Sullivan BE, Ceng, MIEI, MIWEM Director of Sales and Marketing: India’s first LNG import Terminal and the challenges of LNG tank design.
- [30] Carlo Mangia, Alessandro Carlesimo: The Adriatic LNG Terminal, Industrial Firsts into a fully operation reality.
- [31] Celidonio Dispenza, Giorgio Dispenza: Exergy recovery during LNG regasification: Electric Energy Production – Part One.
- [32] S.Deng, H.J.Ruixian Cai, R.Lin, Novel cogeneration power system with liquefied natural Gas. LNG cryogenic exergy utilization, Energy 29 (2004), pages 497-512.
- [33] W.Wong: LNG power recovery . Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers ,1994, pages 3-12.
- [34] Q.Wang, Y.Li, J.Wang: Analysis of power cycle based on cold energy of LNG and low grade heat source, Applied Thermal engineering 2004, pages 539-548.
- [35] Y. Hisazumi, Y.Yamasaki, S.Sugiyama, Proposal for high efficiency LNG power – generation system utilisation waste heat from the combined cycle, Applied Energy ,1998, pages 169 – 182.
- [36] T.Miyazaki, Y.T.Kang ,A.Akisawa,T.Kashiwagi, A combined power cycle using refuse incineration and LNG cold energy, Energy 2000, pages 639 – 655.
- [37] G.Bisio, L. Tagliafico, On the Recovery of LNG physical exergy by means of a simple cycle or a complex system, Exergy an International Journal 2002, pages 34-50.
- [38] Ν. Παπαγεωργίου , καθηγητής ΕΜΠ. Ατμοπαραγωγοί 1, Γενικές Αρχές, Έκδοση 2^η .
- [39] Celidonio Dispenza, Giorgio Dispenza: Exergy recovery during LNG regasification: Electric Energy Production – Part Two .
- [40] Κ.Μαθιουδάκης , καθηγητής ΕΜΠ, Λειτουργία Αεριοστροβίλων και Ατμοστροβίλων, Αθήνα 2007.
- [41] Χαρακτηριστικά Αεριοστροβίλου SGT – 2000 E , www.siemens.com.
- [42] Φανή Λέζου, Αριστοτέλης Νάστος: Αρχείο τερματικού Ρεβυθούσας: Καμπύλη Ισχύος Τερματικού ΥΦΑ, Κινητήρια Ισχύς, Οικονομικά Στοιχεία. www.DESFA.gr.

[43] Δημήτριος Χ. Παναγιωτακόπουλος – Συστημική Μεθοδολογία και Τεχνική Οικονομική, Β' Έκδοση , Θεσσαλονίκη 2008.

[44] site: http://kireas.org/gas.htm#nat_kat

[45] Πάρης Σταματόπουλος – Φορολογικό Ινστιτούτο, www.forin.gr

[46] Αρχείο της European Commission – Eurostat , www.ec.europa.eu/eurostat

[47] Τράπεζα της Ελλάδος – Ιούνιος 2014

[48] Jan Sargent, Irenaetus Szczygiel – Utilization of the cryogenic exergy of liquid natural gas for the production of electricity – University of Konarskiego – Poland

[49] Κώστας Καλέβρας – Άρθρο για το κόστος παραγωγής ρεύματος, www.wordpress.com

[50] Επίσημη ιστοσελίδα ΔΕΗ , www.dei.gr

11 Παράρτημα Ι

Ο Οργανισμός Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης (Ο.Ο.Σ.Α.) (αγγλικά: Organisation for Economic Co-operation and Development - OECD, Γαλλικά: Organisation de coopération et de développement économiques - OCDE) είναι διεθνής οργανισμός εκείνων των αναπτυγμένων χωρών που υποστηρίζουν τις αρχές της αντιπροσωπευτικής δημοκρατίας και της οικονομίας της ελεύθερης αγοράς. Δημιουργήθηκε το 1948 ως Οργανισμός Ευρωπαϊκής Οικονομικής Συνεργασίας (Organisation for European Economic Co-operation - OEEC), με πρώτο γενικό γραμματέα τον Γάλλο Robert Marjolin, με σκοπό να διαχειριστεί το σχέδιο Μάρσαλ (Marshall) για την ανοικοδόμηση της Ευρώπης μετά τον Β΄ Παγκόσμιο Πόλεμο. Αργότερα η ιδιότητα μέλους της επεκτάθηκε και σε μη ευρωπαϊκά κράτη, και το 1960 μετασηματίστηκε στον Οργανισμό Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης.

Ο οργανισμός παρέχει ένα περιβάλλον όπου οι κυβερνήσεις μπορούν να συγκρίνουν εφαρμογές πολιτικής, να βρουν απαντήσεις στα κοινά προβλήματα, να προσδιορίσουν τις καλές πρακτικές και να συντονίσουν τις εσωτερικές και διεθνείς πολιτικές. Είναι φόρουμ όπου η όμοια πίεση μπορεί να ενεργήσει ως ισχυρό κίνητρο για να βελτιώσει την πολιτική και να εφαρμόσει το «μαλακό νόμο» - μη δεσμευτικά όργανα που μπορούν περιστασιακά να οδηγήσουν στις δεσμευτικές συνθήκες. Οι ανταλλαγές μεταξύ των κυβερνήσεων του Ο.Ο.Σ.Α. ρέουν από τις πληροφορίες και την ανάλυση που παρέχονται από την γραμματεία στο Παρίσι. Η γραμματεία συλλέγει στοιχεία, παρακολουθεί τις τάσεις και αναλύσεις, καθώς και τις προβλέψεις οικονομικής ανάπτυξης. Επίσης ερευνώνται οι κοινωνικές αλλαγές ή πιθανά εξελισσόμενα σενάρια στο εμπόριο, το περιβάλλον, η γεωργία, η τεχνολογία, τη φορολογία και διάφορα άλλα πεδία. Κατά τη διάρκεια της προηγούμενης δεκαετίας, ο Ο.Ο.Σ.Α. είχε αντιμετωπίσει μια σειρά οικονομικών, κοινωνικών και περιβαλλοντικών ζητημάτων εμβαθύνοντας περαιτέρω τη σχέση και δέσμευσή του με τις επιχειρήσεις, τα συνδικάτα και άλλους αντιπροσώπους της κοινωνίας. Οι διαπραγματεύσεις του Ο.Ο.Σ.Α. αφορούν την φορολογία μεταφοράς καθώς και την τιμολόγηση προϊόντων. Με άλλα λόγια ο Ο.Ο.Σ.Α., έχει προετοιμάσει το έδαφος για τις διμερείς φορολογικές συνθήκες σε όλο τον κόσμο. Μεταξύ άλλων πεδίων, ο Ο.Ο.Σ.Α. έχει πάρει έναν ρόλο στο συντονισμό της διεθνούς δράσης κατά της δωροδοκίας και της διαφθοράς, που δημιουργούν τη Συνθήκη αντι-διαφθοράς του Ο.Ο.Σ.Α., η οποία είναι ενεργή από τον Φεβρουάριο του 1999. Ο Ο.Ο.Σ.Α. έχει επίσης δημιουργήσει μια ομάδα αντι-scam, η οποία εξέδωσε λεπτομερή έκθεση, με αρκετά χρήσιμα έγγραφα σχετικά με τα προβλήματα scamming στις αναπτυσσόμενες χώρες, τις καλύτερες προτεινόμενες πρακτικές για τους παροχείς Διαδικτύου, τα εμπορικά sites ηλεκτρονικού ταχυδρομείου καθώς και των εμπλεκομένων με το Διαδίκτυο.

Η έδρα του Ο.Ο.Σ.Α. είναι στο Παρίσι.

Υπάρχουν αυτήν την στιγμή 33 πλήρη μέλη. Από αυτά 3 αναφέρονται ως χώρες μέσου εισοδήματος από την Παγκόσμια Τράπεζα το 2009. Οι υπόλοιπες αναφέρονται ως χώρες υψηλού εισοδήματος.

Ιδρυτικά μέλη (1961):

- Αυστρία
- Βέλγιο
- Καναδάς
- Δανία
- Γαλλία
- Γερμανία
- Ελλάδα
- Ισλανδία
- Ιρλανδία
- Ιταλία
- Λουξεμβούργο
- Ολλανδία
- Νορβηγία
- Πολωνία
- Ισπανία
- Σουηδία
- Ελβετία
- Τουρκία
- Ηνωμένο Βασίλειο
- ΗΠΑ

Κράτη-μέλη που προσχώρησαν αργότερα (ταξινομημένα σύμφωνα με την χρονολογία προσχώρησης):

- Ιαπωνία (1964)
- Φινλανδία (1969)
- Αυστραλία (1971)
- Νέα Ζηλανδία (1973)
- Μεξικό (1994)
- Τσεχία (1995)
- Ουγγαρία (1996)
- Νότια Κορέα (1996)
- Πολωνία (1996)
- Σλοβακία (2000)
- Χιλή (2010)
- Σλοβενία (2010)
- Ισραήλ (2010)

Ο ΟΟΣΑ προσκάλεσε επίσημα την Χιλή ως νέο κράτος μέλος στις 15 Δεκεμβρίου 2009. Η συμφωνία προσχώρησης υπογράφηκε στις 11 Ιανουαρίου 2010, κάνοντας την Χιλή την πρώτη χώρα της Νότιας Αμερικής στον οργανισμό. Η Χιλή θα γίνει επίσημα μέλος έπειτα από την επικύρωση από το Εθνικό Κογκρέσο και την κατάθεση ενός οργάνου προσχώρησης (επιστολή επικύρωσης).

