



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ

UNIVERSITY OF PIRAEUS

ΤΜΗΜΑ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΗΣ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ

Π.Μ.Σ. ΔΙΑΧΕΙΡΗΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ

Τίτλος διπλωματικής εργασίας

**ΤΕΧΝΟΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΕΦΟΔΙΑΣΤΙΚΗΣ
ΑΛΥΣΙΔΑΣ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ**

Επιβλέπων Καθηγητής

Κ. Δημήτριος Σιδηράς

Σωκράτης Διβόλης, Φυσικός

2017

Ευχαριστίες

Η συγκεκριμένη διπλωματική εργασία πραγματοποιήθηκε για την περάτωση των μεταπτυχιακών μου σπουδών στο Πανεπιστήμιο Πειραιά στο τμήμα Διαχείρισης Ενέργειας και Περιβάλλοντος. Αρχικά, θα ήθελα να εκφράσω τις ευχαριστίες μου στον Καθηγητή, κ. Δημήτριο Σιδηρά, ο οποίος ήταν ο επιβλέπων καθηγητής στην παρούσα διπλωματική εργασία. Επίσης θα ήθελα να ευχαριστήσω το ερευνητικό κέντρο Ε.ΚΕ.ΤΑ. για την συνεργασία και ιδιαίτερα τον επιστημονικούς ερευνητές κ. Κωνσταντίνο Σφετσιώρη και κ. Παναγιώτη Γραμμέλη.

Περιεχόμενα

Ευχαριστίες.....	2
Λίστα πινάκων	5
Λίστα διαγραμμάτων	6
Περίληψη.....	7
Εισαγωγή	8
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 ^ο	9
1.Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο(LNG).....	9
1.1 Η ιστορία του LNG.....	9
1.2 Τι είναι το LNG.....	10
1.3 Η χρησιμότητα του LNG μικρής κλίμακας (small scale LNG) - και "δορυφορικού δικτύου" (virtual pipeline)".....	11
1.3.1 Ανταγωνιστικά καύσιμα που αντικαθιστά το φυσικό αέριο	12
1.3.3 Χρήσεις του LNG.....	12
1.4 Τερματικός σταθμός αποθήκευσης LNG.....	13
1.4.1 Αποθήκευση Υ.Φ.Α.....	14
1.5 Τρόποι μεταφοράς LNG	15
1.5.1 Μεταφορά με δεξαμενόπλοια	15
1.5.2 Επίγειοι τρόποι μεταφοράς του LNG	16
1.6 Παραδείγματα small scale LNG terminal στην Ευρώπη.....	16
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 ^ο	18
2. Η αγορά του LNG.....	18
2.1 Συστήματα τιμολόγησης του Φυσικού Αερίου	18
2.1.1 Η τιμολόγηση του LNG	19
2.2 Ισχύουσα Νομοθεσία για το Φυσικό Αέριο	20
2.2.1 Διεθνείς Κανονισμοί.....	20
2.2.2 Ευρωπαϊκό Πλαίσιο.....	21
2.2.3 Νομοθεσία για προμήθεια και διανομή φυσικού αερίου στην Ελλάδα	22
2.4 Η υπάρχουσα κατάσταση διανομής Φ.Α. στην Ελλάδα.....	25
2.4.1 Δίκτυο μεταφοράς.....	26
2.4.2 Τερματικός σταθμός αποθήκευσης Ρεβυθούσας.....	26
2.4.3 Σύστημα διανομής	27
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 ^ο	28

3.Ανάλυση και επεξεργασία δεδομένων	28
3.1 Ανάλυση Σεναρίων	28
3.1.1 Ανάλυση βασικού σεναρίου	28
3.1.2 Υποσενάριο	29
3.1.3 Εμπλεκόμενοι φορείς	29
3.2 Ανάλυση Δεδομένων και Τύποι	30
3.2.1 Δεδομένα κατανάλωσης καυσίμων	30
3.2.2 Δεδομένα για την οικονομική ανάλυση.....	36
3.2.3 Υπολογισμός Καθαρής Παρούσας Αξίας.....	38
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 ^ο	39
4. Αποτελέσματα Ανάλυσης - Διαγράμματα βασικού σεναρίου	39
4.1 Αποτελέσματα βασικού σεναρίου	39
4.2 Σενάριο χωρίς την τροφοδότηση του τερματικού σταθμού (Ρεβυθούσα - Πάτρα).....	49
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 ^ο	51
5.Συμπεράσματα -Συζήτηση	51
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	53
Παράρτημα 1 - Αναλυτικά δεδομένα καυσίμων ανά περιοχή και ανά κατηγορία	57
Παράρτημα 2 - Logistics των περιοχών ανάλυσης.....	60
Παράρτημα 3 - Υπολογισμός Κ.Π.Α.	63

Λίστα πινάκων

Πίνακας 1.1	Χαρακτηριστικά Υγροποιημένου Φυσικού Αέριου	10
Πίνακας 1.2	Χρήσεις του Φυσικού Αερίου	12
Πίνακας 2.1	Διεθνείς κανονισμοί για την διαχείριση του LNG	20
Πίνακας 2.2	Ευρωπαϊκοί Κανονισμοί για την διαχείριση του LNG	22
Πίνακας 2.3	Τερματικοί σταθμοί LNG στην Ευρώπη	24
Πίνακας 2.4	Σταθμοί CNG στην Ευρώπη	25
Πίνακας 3.1	Ετήσια κατανάλωση καυσίμων ανά τομέα στην περιοχή της Αχαΐας	30
Πίνακας 3.2	Ετήσια κατανάλωση καυσίμων ανά τομέα στην περιοχή των Ιωαννίνων	30
Πίνακας 3.3	Ετήσια κατανάλωση καυσίμων ανά τομέα στην περιοχή της Αιτ/νίας	30
Πίνακας 3.4	Θερμογόνος δύναμη ανά Kg καυσίμου	30
Πίνακας 3.5	Ποσότητες καυσίμων Αχαΐας εκφρασμένες σε ποσότητα LNG	31
Πίνακας 3.6	Ποσότητες καυσίμων Ιωαννίνων εκφρασμένες σε ποσότητα LNG	31
Πίνακας 3.7	Ποσότητες καυσίμων Αιτωλ/νίας εκφρασμένες σε ποσότητα LNG	31
Πίνακας 3.8	Ποσοστό αντικατάστασης με LNG ανά τομέα	32
Πίνακας 3.9	Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για των σχεδιασμό των logistics και την οικονομική ανάλυση	32
Πίνακας 3.10	Στοιχεία εξοπλισμού που πρόκειται να αποκτηθεί	34
Πίνακας 3.11	Δεδομένα των ετήσιων δρομολογίων του δικτύου μεταφοράς	34
Πίνακας 3.12	Οικονομικά δεδομένα εξοπλισμού και κατασκευής του τερματικού	36
Πίνακας 3.13	Χρηματοοικονομικά στοιχεία επένδυσης	36
Πίνακας 3.14	Μισθοί εργατών και οδηγών	37
Πίνακας 4.1	Ετήσιες ποσότητες ζήτησης LNG ανά περιοχή	38
Πίνακας 4.2	Κόστος εξοπλισμού	38
Πίνακας 4.3	Ετήσια κόστη	40

Λίστα διαγραμμάτων

Διάγραμμα 4.1	Αρχικό κόστος εξοπλισμού και εγκατάστασης	39
Διάγραμμα 4.2	Ετήσια λειτουργικά έξοδα και κόστος αγοράς καυσίμου LNG	40
Διάγραμμα 4.3	Μεταβολή της Κ.Π.Α. με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG	41
Διάγραμμα 4.4	Μεταβολή του IRR με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG	42
Διάγραμμα 4.5	Μεταβολή του χρόνου αποπληρωμής με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG	42
Διάγραμμα 4.6	Μεταβολή της Κ.Π.Α. με την μεταβολή της τιμής πώλησης και αγοράς του LNG	43
Διάγραμμα 4.7	Μεταβολή της Κ.Π.Α. χωρίς επιχορήγηση , χωρίς δάνειο και μόνο με ίδια κεφάλαια	44
Διάγραμμα 4.8	Μεταβολή του χρόνου αποπληρωμής με την μεταβολή της τιμής αγοράς των δεξαμενών αποθήκευσης του LNG	44
Διάγραμμα 4.9	Μεταβολή του χρόνου αποπληρωμής με την μεταβολή της τιμής αγοράς των δεξαμενών αποθήκευσης του LNG	45
Διάγραμμα 4.10	Μεταβολή της Κ.Π.Α. με αύξηση της ποσότητας ζήτησης για τις περιοχές Αχαΐας και Ιωαννίνων σε σχέση με το βασικό σενάριο Κ.Π.Α. και χρόνος αποπληρωμής με την μεταβολή του ποσοστού της αρχικής επιχορήγησης	45
Διάγραμμα 4.11	Κ.Π.Α. και χρόνος αποπληρωμής με την μεταβολή του ποσοστού της αρχικής επιχορήγησης	46
Διάγραμμα 4.12	Κ.Π.Α. και χρόνος αποπληρωμής με την μεταβολή του ποσοστού του δανείου	47
Διάγραμμα 4.13	Μεταβολή της Κ.Π.Α. με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG	48
Διάγραμμα 4.14	Μεταβολή του IRR με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG	49
Διάγραμμα 4.15	Μεταβολή του χρόνου αποπληρωμής με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG	49

Περίληψη

Στην παρούσα διπλωματική εργασία πραγματοποιείται η οικονομικο-τεχνική ανάλυση για την δημιουργία μικρού τερματικού σταθμού αποθήκευσης υγροποιημένου φυσικού αερίου (small scale LNG terminal) στην περιοχή της Πάτρας και της τροφοδοτικής αλυσίδας σε τελικούς χρήστες. Το έργο αναφέρεται στην κατασκευή τερματικού σταθμού με σκοπό την σύνδεση και την τροφοδοσία της Δυτικής Ελλάδας με το φυσικό αέριο.

Στο πρώτο κεφάλαιο γίνεται αναφορά στην ιστορία του LNG και τα χαρακτηριστικά του καθώς και την χρησιμότητα του υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) στην καθημερινότητα, ενώ, επιπλέον, περιγράφονται τα χαρακτηριστικά ενός τερματικού σταθμού αποθήκευσης LNG και οι τρόποι μεταφοράς του καυσίμου.

Στο δεύτερο κεφάλαιο αναλύεται διεξοδικά ο τρόπος τιμολόγησης του LNG παγκοσμίως, καταγράφονται οι κανονισμοί και οι νόμοι που ισχύουν για το φυσικό αέριο, ειδικότερα για το υγροποιημένο φυσικό αέριο και την διαχείριση του στην Ελλάδα και εν γένει στην Ευρώπη. Ταυτόχρονα, παρουσιάζεται το υφιστάμενο σύστημα τροφοδότησης φυσικού αερίου στην Ελλάδα, ενώ παρατίθενται και πίνακες με εγκαταστάσεις τερματικών σταθμών αποθήκευσης στην Ευρώπη.

Στο τρίτο κεφάλαιο, αρχικά, αναφέρονται τα σενάρια που πραγματοποιήθηκαν και μελετήθηκαν στην παρούσα διπλωματική εργασία. Στην συνέχεια, προσφέρονται όλα τα δεδομένα που ήταν απαραίτητα για τις μετρήσεις και τους υπολογισμούς ενώ παράλληλα, περιγράφεται ο τρόπος που σχεδιάστηκε το εργαλείο (πρόγραμμα excel) με το οποίο παρήχθησαν όλα τα διαγράμματα και υπολογίστηκαν οι οικονομικοί δείκτες που παρουσιάζονται στα αποτελέσματα του 4^{ου} κεφαλαίου.

Στο τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα όλων των οικονομικών αναλύσεων για την βιωσιμότητα του έργου και οι οικονομικοί δείκτες που εξετάστηκαν και παρατίθενται με την μορφή γραφημάτων και την επεξήγηση τους.

Στο πέμπτο και τελευταίο κεφάλαιο πραγματοποιείται μία σύνοψη των αποτελεσμάτων και παρατίθενται κάποια συμπεράσματα ενώ στο τέλος, γίνονται κάποιες επιπλέον προτάσεις που χρήζουν περαιτέρω εξέτασης.

Εισαγωγή

Το φυσικό αέριο σαν καύσιμο μπορεί να θεωρηθεί και σαν "πράσινο», αφού κατά την καύση του δημιουργεί ελάχιστους ρυπαντές.^[38] Η χρήση του παγκοσμίως έχει αρχίσει να προωθείται σε ολοένα αυξανόμενο βαθμό. Σημειώνεται πλέον εκτεταμένη χρήση όχι μόνο στον κτιριακό τομέα και στα μέσα μεταφοράς αλλά και στον τομέα της ναυτιλίας. Σύμφωνα με την IEA (International Energy Agency) το 2014, η "χρυσή εποχή" του φυσικού αερίου έχει καθιερωθεί στην Βόρεια Αμερική και πρόκειται να επεκταθεί στην Κίνα κατά την επόμενη πενταετία.^[1]

Στην Ευρωπαϊκή Ένωση, η κατανάλωση του φυσικού αερίου το 2010, υπολογίζεται περίπου στα $4,5 \cdot 10^{10} \text{ m}^3$ ^[2] ενώ σύμφωνα με πρόβλεψη της IEA, το φυσικό αέριο αναμένεται να γίνει δεύτερο σε χρήση καύσιμο παγκοσμίως μετά από το πετρέλαιο. Η τεχνολογία μετατροπής του φυσικού αερίου σε υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) είναι αυτό που έχει δώσει ακόμη μεγαλύτερη ώθηση και πρόκειται να διαδραματίσει σημαντικό ρόλο στην επέκταση της χρήσης καθαρότερων μορφών ενέργειας.^[3]

Στην Ελλάδα το φυσικό αέριο άρχισε να χρησιμοποιείται από το 1996, μετά την κατασκευή του αγωγού από τα Ελληνοβουλγαρικά σύνορα που εκτείνεται ως την περιοχή της Αττικής^[7], ενώ το 2000 ολοκληρώθηκε στο νησί της Ρεβυθούσας η κατασκευή του πρώτου και μοναδικού μέχρι στιγμής στην Ελλάδα, τερματικού σταθμού αποθήκευσης υγροποιημένου φυσικού αερίου, στο οποίο αποθηκεύεται το LNG και τροφοδοτείται στην συνέχεια στο δίκτυο διανομής.^[17]

Σκοπός είναι τα επόμενα χρόνια να πραγματοποιηθούν έργα για την επέκταση του υφιστάμενου συστήματος διανομής του φυσικού αερίου με σύνδεση της Δυτικής Ελλάδας αλλά και της νησιωτικής, είτε με επέκταση του δικτύου είτε με την μεταφορά υγροποιημένου φυσικού αερίου με ειδικά διαμορφωμένα δεξαμενόπλοια και φορτηγά.^[27]

Στα πλαίσια του συγκεκριμένου πλάνου, πραγματοποιήθηκε η διπλωματική εργασία στην οποία πραγματοποιείται η τεchnο-οικονομική ανάλυση κατασκευής τερματικού σταθμού αποθήκευσης υγροποιημένου φυσικού αερίου (small scale LNG terminal) στην περιοχή της Πάτρας και ανάπτυξης "δορυφορικού δικτύου" ειδικά διαμορφωμένων φορτηγών για την μεταφορά και τροφοδοσία της Δυτικής Ελλάδας με υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG). Στην εργασία εξετάζεται η βιωσιμότητα ενός τέτοιου έργου ταυτόχρονα με τους παράγοντες που την επηρεάζουν.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1⁰

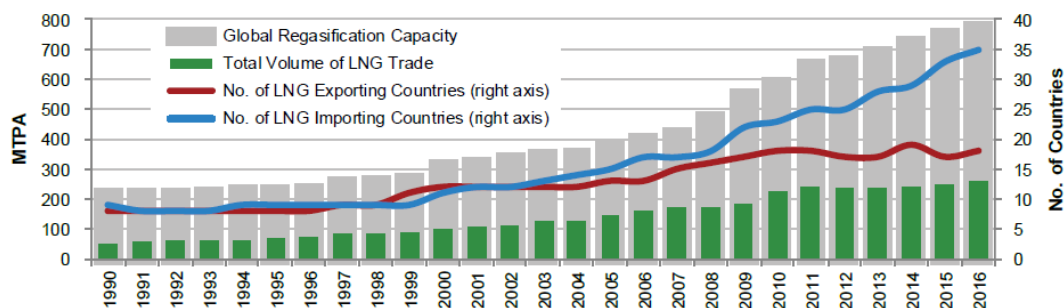
1.Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο(LNG)

1.1 Η ιστορία του LNG

Η αρχή του υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) εντοπίζεται το 1917, που αρχίζει η λειτουργία της πρώτης μονάδας αποθήκευσης στην Δυτική Βιρτζίνια, ενώ το 1941 ακολουθεί η δημιουργία της πρώτης εμπορικής μονάδας στο Cleveland του Ohio. Τον χειμώνα του 1959, το Methane Pioneer γίνεται το πρώτο δεξαμενόπλοιο που μεταφέρει ως εμπόρευμα υγροποιημένο φυσικό αέριο από το Lake Charles της Λουιζιάνα στο Canvey Island του Ηνωμένου Βασιλείου. Αυτή ήταν η αρχή για την μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων LNG μέσω θαλάσσης. [3,38]

Από τότε το LNG έχει εξελιχθεί σε ένα παγκόσμιο εμπόρευμα και περίπου το 1/3 του φυσικού αερίου σε παγκόσμια κλίμακα διακινείται με υγροποιημένη μορφή. Ως επακόλουθο της συγκεκριμένης τάσης είναι η κατασκευή τερματικών σταθμών αποθήκευσης σε αρκετές χώρες.[4] Ειδικότερα, όμως, τα τελευταία χρόνια διαπιστώνεται μια στροφή προς την κατασκευή μικρής κλίμακας τερματικών σταθμών αποθήκευσης (small scale LNG-SSLNG), αφού σταδιακά πληθαίνουν οι εγκαταστάσεις παγκοσμίως.

Μέχρι σήμερα, η αποθηκευτική ικανότητα των SSLNG συνολικά υπολογίζεται περίπου στα 20mtpa (million tonnes/year), ενώ τον υπόλοιπων συμβατικών τερματικών υπολογίζεται στα 300mtpa. Η αγορά των SSLNG αναπτύσσεται ταχέως και χρησιμοποιείται κυρίως για των τομέα των μεταφορών αλλά και για την εξυπηρέτηση καταναλωτών απομακρυσμένων περιοχών καθώς και εκείνων που βρίσκονται εκτός κυρίου δικτύου. Παρακάτω ακολουθεί διάγραμμα στο οποίο παρατηρείται η μεγάλη αύξηση που υπάρχει στην αγορά του LNG.[4]



Εικόνα 1.1 : Εμπορικές συναλλαγές του LNG παγκοσμίως 1990-2016
(πηγή : IHS Markit, IEA, IGU)[7]

1.2 Τι είναι το LNG

Αναλύοντας τα χαρακτηριστικά του LNG, πρόκειται για φυσικό αέριο, το οποίο ψύχεται στους -260°F (-162.2°C) [6] σε κανονική πίεση και συμπυκνώνεται σε υγρό. Κατά την υγροποίηση αφαιρούνται από το φυσικό αέριο οι ποσότητες του αιθανίου (C_2H_6), του προπανίου (C_3H_8), του οξυγόνου (O), του αζώτου (N), του υδρογόνου (H_2), του νερό (H_2O), του διοξειδίου του άνθρακα (CO_2), των ενώσεων του θείου και πιθανών άλλων προσμείξεων ώστε το υγροποιημένο πλέον φυσικό αέριο να είναι σχεδόν 100% μεθάνιο.[9]

Το 1m^3 υγροποιημένου φυσικού αερίου αντιστοιχεί σε 600m^3 φυσικού αερίου. Κατά αυτό τον τρόπο, καθίσταται δυνατή και πιο οικονομική η μεταφορά του μεταξύ των ηπείρων με ειδικά σχεδιασμένα ωκεάνια πλοία. Δεν είναι εύφλεκτο ή εκρηκτικό. Ο ατμός του (μεθάνιο) είναι άχρωμος, άοσμος και μη ταξικός.[47] Ο κρύος ατμός καθίσταται εύφλεκτος, στην περίπτωση που εμφανίζει μια συγκέντρωση σε αέρα από 5% έως 15% [39]. Λιγότερος αέρας δεν περιέχει αρκετό οξυγόνο για να στηρίξει τη φλόγα, ενώ περισσότερος το καθιστά αραιό για ανάφλεξη. Σε κανονικές συνθήκες δεν μπορεί να εκραγεί. Όταν οι ατμοί του θερμανθούν -160°F (-106.7°C), γίνονται ελαφρύτεροι από τον αέρα.[9]

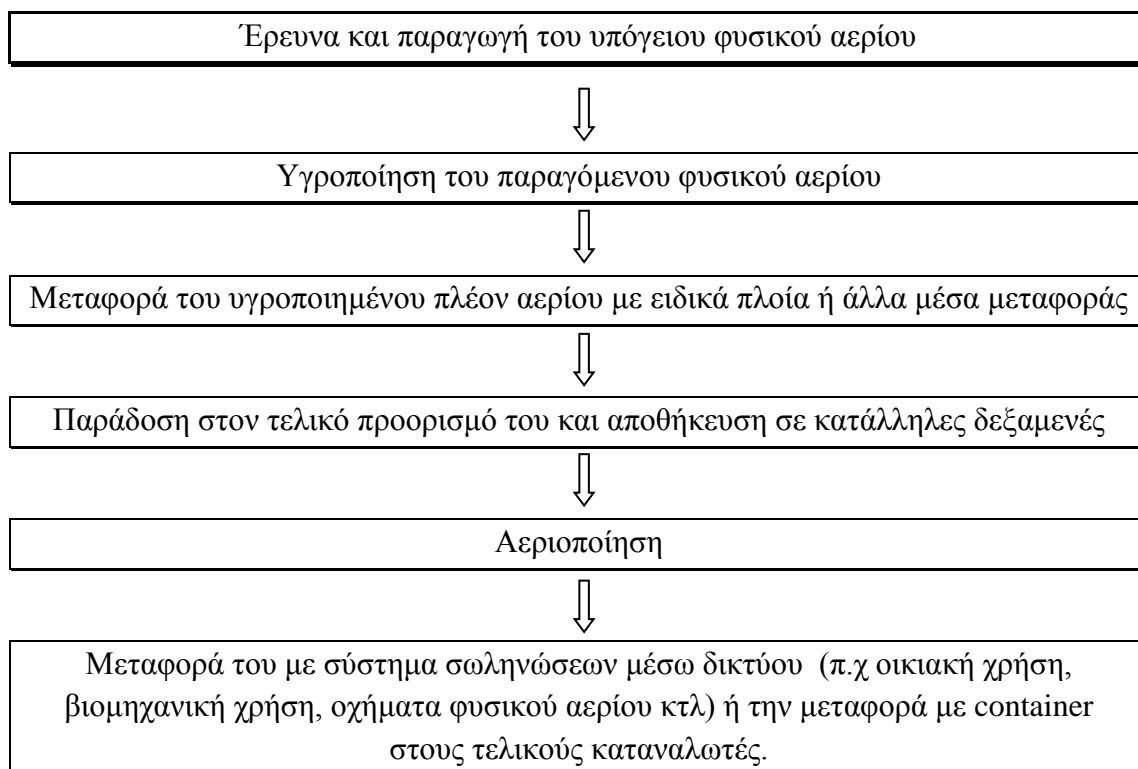
Μονάδες μέτρησης του φυσικού αερίου είναι οι μετρικοί τόνοι (Metric Ton, mt) και τα κυβικά μέτρα (cubic meters) όταν είναι σε αέρια μορφή. Το φυσικό αέριο προέρχεται από φυσικά αποθέματα κάτω από την επιφάνεια της γης. Είναι δυνατόν ορισμένες φορές το φυσικό αέριο να παράγεται αυτόνομα από τη φύση ενώ άλλες, έρχεται στην επιφάνεια μαζί με το αργό πετρέλαιο. Το φυσικό αέριο είναι ένα φυσικό καύσιμο αφού παράγεται από οργανικά υλικά αποθηκευμένα και θαμμένα κάτω από την επιφάνεια της γης, σε κατάλληλες συνθήκες πίεσης για πολλά εκατομμύρια χρόνια.

Πίνακας 1.1: Χαρακτηριστικά Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου [26]

Χρώμα	Άχρωμο
Οσμή	Άοσμο
Μοριακό Βάρος	16,045gr
Πυκνότητα	450kg/m^3
Σημείο Βρασμού	$-161,48^{\circ}\text{C}$
Θερμοκρασία Αντανάφλεξης	537°C
Σημείο Βρασμού	$-187,8^{\circ}\text{C}$
Πυκνότητα ατμού (σε σχέση με τον αέρα)	55%

Για να δημιουργηθεί το υγροποιημένο φυσικό αέριο και να είναι διαθέσιμο για χρήση ακολουθείται μια διαδικασία με διάφορα στάδια τα οποία είναι αλληλοεξαρτώμενα.

Τα σημαντικότερα στάδια της αλυσίδας παραγωγής του υγροποιημένου φυσικού αερίου είναι τα ακόλουθα [15,16]:



1.3 Η χρησιμότητα του LNG μικρής κλίμακας (small scale LNG) - και "δορυφορικού δικτύου" (virtual pipeline)"

Ένα από τα πλεονεκτήματα του υγροποιημένου φυσικού αερίου είναι η ευελιξία του σαν πηγή άντλησης ενέργειας. Μεταφέροντας το LNG με ειδικά βυτιοφόρα και αποθηκεύοντας το σε κατάλληλες δεξαμενές είναι εφικτό να πραγματοποιείται η τροφοδοσία σε απομακρυσμένες πόλεις και χωριά, αναπτύσσοντας παράλληλα και δίκτυο διανομής ("δορυφορικό δίκτυο") εντός των περιοχών αυτών. Το δορυφορικό δίκτυο είναι η λύση για τις περιοχές στις οποίες δεν υπάρχει ανεπτυγμένο δίκτυο σωληνώσεων. Ο τρόπος μεταφοράς του LNG με αυτό το σύστημα γίνεται είτε από ξηρά μέσω φορτηγών και τρένων , είτε μέσω δεξαμενοπλοίων. [39]

Όσον αφορά τον ελληνικό χώρο η εφαρμογή τερματικών σταθμών αποθήκευσης μικρής κλίμακας θα είχε ευρεία εφαρμογή για περιοχές που βρίσκονται εκτός του υφιστάμενου δικτύου, όπως είναι οι περιοχές της Δυτικής Ελλάδας όπου επικεντρώνεται η ανάλυση της διπλωματικής εργασίας. Επίσης, αυτοί οι σταθμοί είναι χρήσιμοι και σε περιοχές όπου υπάρχει ήδη δίκτυο διανομής φυσικού αερίου, το οποίο όμως δεν είναι ικανό να καλύψει τους καταναλωτές σε περιόδους υψηλής ζήτησης, όπως είναι ο ήδη υπάρχον τερματικός σταθμός της Ρεβυθούσας. Συνεπώς, αποδεικνύεται ότι ένας τέτοιος σταθμός θα μπορούσε να φανεί χρήσιμος .

1.3.1 Ανταγωνιστικά καύσιμα που αντικαθιστά το φυσικό αέριο

Το φυσικό αέριο μπορεί να αντικαταστήσει όλα τα γνωστά και ευρέως χρησιμοποιούμενα καύσιμα και μορφές ενέργειας όπως παρουσιάζεται και στον πίνακα.

Πίνακας 1.2 : Χρήσεις του Φυσικού Αερίου^[17]

Χρήση	Υποκαθιστάμενο καύσιμο
Θέρμανση χώρων	Πετρέλαιο θέρμανσης , ηλεκτρισμός
Παραγωγή ζεστού νερού	Ηλεκτρισμός , πετρέλαιο κίνησης
Παραγωγή Ατμού	Πετρέλαιο κίνησης , Μαζούτ
Μαγείρεμα - Ψήσιμο	Ηλεκτρισμός , υγραέριο
Κλιματισμός	Ηλεκτρισμός
Βιομηχανικές χρήσεις	Μαζούτ , πετρέλαιο κίνησης , υγραέριο
Οδικές μεταφορές	Πετρέλαιο κίνησης , Βενζίνη , υγραέριο

1.3.3 Χρήσεις του LNG

Το LNG χρησιμοποιείται παγκοσμίως και η μεγαλύτερη εφαρμογή του είναι το παγκόσμιο εμπόριο, όπου μεταφέρεται με μεγάλα ωκεάνια βυτιοφόρα από τους μακρινούς τόπους εξόρυξης του στις αγορές της Ασίας, της Ευρώπης και της Βόρειας Αμερικής. Το μεγαλύτερο μέρος του LNG, που κυκλοφορεί στο εμπόριο διεθνώς, χρησιμοποιείται για την τροφοδοσία με καύσιμα των εγκαταστάσεων ηλεκτρικής παραγωγής ενέργειας.^[33]

Οι αυξανόμενες ανάγκες για την ηλεκτρική ενέργεια στην Ασία έχουν αυξήσει τη ζήτηση για LNG σχεδόν 8% ετησίως από το 1980 ^[9], καθιστώντας το αυτομάτως ως έναν από τους γρηγορότερους αυξανόμενους τομείς της ενέργειας.

Μια άλλη καθιερωμένη εφαρμογή για LNG είναι η εποχιακή αποθήκευση αερίου. Σε μερικές περιοχές, φορτηγά LNG προμηθεύουν με φυσικό αέριο τις κοινότητες και τις βιομηχανικές εγκαταστάσεις, οι οποίες βρίσκονται εκτός του υφιστάμενου δικτύου του αερίου. Μόλις παραδοθεί, το LNG αποθηκεύεται στις μονωμένες δεξαμενές έτσι ώστε να ατμοποιηθεί και να διανεμηθεί ως φυσικό αέριο στους πελάτες.[22]

1.4 Τερματικός σταθμός αποθήκευσης LNG

Ένας τερματικός σταθμός αποθήκευσης LNG αποτελεί μονάδα αποθήκευσης και υποδοχής για την φορτοεκφόρτωση υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG). Η τροφοδοσία τους γίνεται είτε από φορτηγά τα οποία μεταφέρουν το LNG με ειδικά διαμορφωμένα container (onshore), είτε από ειδικά διαμορφωμένα δεξαμενόπλοια (offshore)[36]. Το μέγεθος αποθήκευσης των τερματικών σταθμών ποικίλλει. Υπάρχουν εγκαταστάσεις με δυνατότητα αποθήκευσης μερικών χιλιάδων κυβικών μέτρων LNG (small scale LNG terminal) αλλά και τερματικοί σταθμοί με δυνατότητα αποθήκευσης 100.000m³ και άνω, όπως ο τερματικός σταθμός της Ρεβυθούσας στην Ελλάδα. Στην παρούσα Διπλωματική η ανάλυση που πραγματοποιήθηκε ήταν για την δημιουργία τερματικού σταθμού αποθήκευσης μικρής κλίμακας (small scale LNG terminal) στην περιοχή της Πάτρας.

Ένας συμβατικός τερματικός σταθμός αποθήκευσης έχει τις παρακάτω ιδιότητες [5]:

- ✓ Δυνατότητα φορτοεκφόρτωσης από φορτηγά ή δεξαμενόπλοια
- ✓ Δυνατότητα αποθήκευσης υγροποιημένου φυσικού αερίου
- ✓ Δυνατότητα επαναεριοποίησης του φυσικού αερίου
- ✓ Δυνατότητα διανομής φυσικού αερίου με ανάπτυξη δικτύου

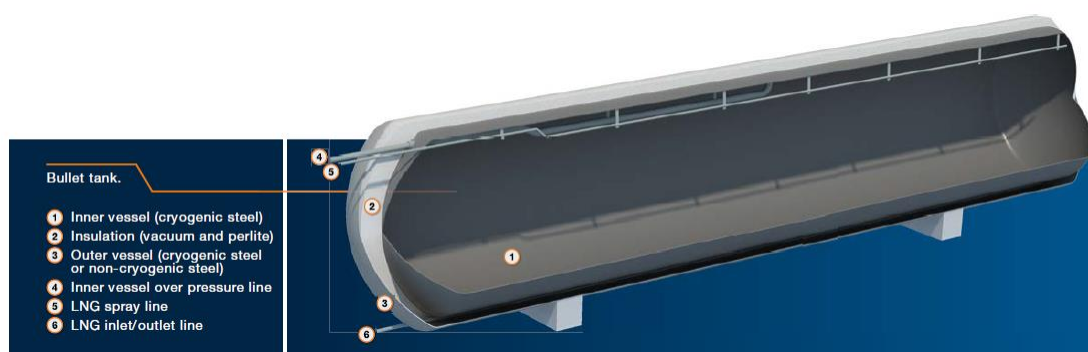


Εικόνα 1.2: Εγκαταστάσεις τερματικών σταθμών αποθήκευσης LNG , μεγάλης αποθηκευτικής δυνατότητας (αριστερά) , small scale lng terminal(δεξιά) (πηγή : CHART)

1.4.1 Αποθήκευση Υ.Φ.Α.

Το υγροποιημένο φυσικό αέριο αποθηκεύεται σε κρυογονικές δεξαμενές σχεδιασμένες να αντέχουν σε θερμοκρασίες -160°C .^[39] Οι δεξαμενές διαφέρουν ανάλογα με το μέγεθος του τερματικού σταθμού . Σε μικρούς τερματικούς σταθμούς (small scale LNG terminal) χρησιμοποιούνται συνήθως δεξαμενές χωρητικότητας $500-1000\text{m}^3$, οι οποίες συνήθως έχουν κυλινδρική ή σφαιρική μορφή και το μέγεθος τους τις καθιστά εύκολα διαχειρίσιμες και μπορούν να τοποθετηθούν είτε οριζόντια είτε κάθετα σε συστοιχία.^[10] Συνήθως, οι συγκεκριμένες δεξαμενές έχουν μια κρυογονική επιφάνεια από ατσάλι στο εσωτερικό και μια κρυογονική ή μη κρυογονική επιφάνεια από ατσάλι στο εξωτερικό τους. Ένα επιπλέον θετικό σε σχέση με το μέγεθος τους είναι ότι λόγω μικρότερης επιφάνειας υπάρχει μικρότερη εισροή θερμότητας οπότε αποφεύγεται σε πολύ μεγάλο βαθμό η εξάτμιση του φυσικού αερίου.

Σε μεγαλύτερους τερματικούς σταθμούς αποθήκευσης οι δεξαμενές μπορούν να φτάσουν μέχρι και χωρητικότητα 100.000m^3 (σε large scale terminals). Οι δεξαμενές είναι κατασκευασμένες με οπλισμένο σκυρόδεμα για την αποφυγή εξάτμισης του φυσικού αερίου. Παρά την υψηλή ποιότητα μόνωσης, όμως, ένα πολύ μικρό ποσό θερμότητας διεισδύει προκαλώντας μικρή εξάτμιση. Σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας του σταθμού το αέριο συλλέγεται και με διεργασία μέσω συμπιεστών τροφοδοτείται εκ νέου στο υπάρχον αποθηκευμένο υγροποιημένο καύσιμο. Κατά την περίοδο συντήρησης του σταθμού το αέριο που δεν μπορεί να ανακτηθεί καίγεται διότι είναι προτιμότερο να καεί το μεθάνιο παρά να διαφύγει στο περιβάλλον, αφού αποτελεί έναν από τους παράγοντες κλιματικής αλλαγής. Στην εικόνα 1.3 παρουσιάζεται ο τύπος δεξαμενής που πρόκειται να χρησιμοποιηθεί στην προβλεπόμενη εγκατάσταση της μελέτης.^[10]



Εικόνα 1.3 : Δεξαμενή αποθήκευσης LNG (bullet tank) μικρής χωρητικότητας
(πηγή : WÄRTSILÄ)

1.5 Τρόποι μεταφοράς LNG

Το LNG μεταφέρεται σε διάφορα σημεία του κόσμου είτε μέσω θαλάσσης είτε δια μέσου επίγειων-υπέργειων αγωγών και οδικά με φορτηγά.

1.5.1 Μεταφορά με δεξαμενόπλοια

Στην εν λόγω περίπτωση, ειδικά σχεδιασμένα σκάφη χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά ποσοτήτων LNG στους τερματικούς σταθμούς διαφόρων λιμανιών. Τα πλοία που μεταφέρουν LNG σε μεγάλες αποστάσεις κατασκευάζονται από εξειδικευμένα υλικά και εξοπλίζονται με ανάλογα συστήματα, με σκοπό να αποθηκεύσουν ακίνδυνα τις ποσότητες LNG στις δεξαμενές τους διατηρώντας το σε θερμοκρασίες που φτάνουν τους -260 f (-162.2°C)^[9].

Το μέγεθος αυτών των πλοίων πολλές φορές ξεπερνά τα διακόσια πενήντα μέτρα. Όλα τα σκάφη τα οποία μεταφέρουν το LNG κατασκευάζονται με διπλές επιστρώσεις (επιφάνειες) όσον αφορά τα τοιχώματα των δεξαμενών^[9]. Αυτή η μέθοδος κατασκευής, αφενός αυξάνει την ακεραιότητα του συστήματος αφετέρου παρέχει την απαραίτητη μόνωση για το LNG καθώς επίσης και την απαιτούμενη προστασία για τις δεξαμενές φορτίου σε περίπτωση ατυχήματος. Τρία βασικά σχέδια δεξαμενών σκαφών μεταφοράς LNG έχουν αναπτυχθεί τα οποία σχετίζονται με τη συγκράτηση και τη μεταφορά του LNG και τα οποία είναι πρισματικό σε (i) ελεύθερη στάση, (ii) σφαιρικό και με (iii) μεμβράνη. Το μεγαλύτερο μέρος του στόλου χρησιμοποιεί σφαιρικού τύπου δεξαμενές, ενώ το υπόλοιπο χρησιμοποιεί δεξαμενές με μεμβράνη.

Υπάρχει και ένας μικρός αριθμός πλοίων τα οποία απαρτίζονται από διαφορετικού τύπου δεξαμενές ^[36]. Τα σκάφη ξεφορτώνουν τις μεταφερόμενες ποσότητες LNG στους ειδικά σχεδιασμένους τερματικούς σταθμούς όπου το LNG αντλείται από το σκάφος και προωθείται στις μονωμένες δεξαμενές αποθήκευσης του τερματικού σταθμού. Ένα τερματικό εισαγωγής υγροποιημένου φυσικού αερίου αποτελείται από τις αποβάθρες για τα πλοία που μεταφέρουν το υγροποιημένο φυσικό αέριο, τις δεξαμενές αποθήκευσης, τους ψεκαστήρες και άλλο εξοπλισμό που απαιτείται για την αλλαγή της υγρής φάσης του φυσικού αερίου στην αέρια φάση του. Στην συνέχεια, το LNG μετατρέπεται σε αέριο στο τερματικό, το οποίο συνδέεται με τις σωληνώσεις φυσικού αερίου που μεταφέρουν το αέριο (κατά μήκος του δικτύου) όπου απαιτείται. Τα ειδικά σχεδιασμένα φορτηγά πλοία μπορούν επιπρόσθετα να χρησιμοποιηθούν για να παραδώσουν LNG και σε εγκαταστάσεις αποθήκευσης σε διάφορες περιοχές ανά τον κόσμο.

1.5.2 Επίγειοι τρόποι μεταφοράς του LNG

Ένας άλλος τρόπος μεταφοράς του LNG είναι με επίγεια μέσα, όπως για παράδειγμα με δίκτυο σωληνώσεων. Αρχικά, το LNG αεριοποιείται για να πάρει την μορφή φυσικού αερίου και ακολούθως διοχετεύεται μέσα στο δίκτυο το οποίο καταλήγει στους τελικούς χρήστες. Με τον τρόπο αυτό διοχετεύεται το φυσικό αέριο στο δίκτυο, από την εγκατάσταση που βρίσκεται στο νησί της Ρεβυθούσας.

Για περιοχές στις οποίες μπορεί να μην υπάρχει ανεπτυγμένο δίκτυο σωληνώσεων το φυσικό αέριο παρέχεται με ένα μοναδικό σύστημα μεταφορών που ονομάζεται, "δορυφορικό σύστημα μεταφοράς LNG". Με το συγκεκριμένο σύστημα οι ποσότητες LNG μεταφέρονται από τον τερματικό σταθμό αποθήκευσης, στους τελικούς χρήστες με φορητά που είναι εξοπλισμένα με ειδικά διαμορφωμένα container^[38]. Το "δορυφορικό σύστημα" είναι ο τρόπος μεταφοράς του LNG που πρόκειται να χρησιμοποιηθεί στην ανάλυση της εργασίας και για την τροφοδοσία του τερματικού σταθμού στην Πάτρα αλλά και την παράδοση μετέπειτα στους τελικούς χρήστες.

Ένας ακόμα τρόπος μεταφοράς του LNG είναι η "μεταφορά στις ράγες" όπως ονομάζεται.^[9] Το σύστημα αυτό, στο οποίο χρησιμοποιούνται εμπορευματοκιβώτια μεταφοράς LNG μερικών τόνων, επιτρέπει την πιο οικονομική μεταφορά του LNG. Αναμφίβολα, με την μέθοδο αυτή εξασφαλίζεται πιο αξιόπιστη παράδοση σε σχέση με την μεταφορά μέσω φορητών-δεξαμενών η οποία επηρεάζεται συχνά από τα άσχημα καιρικά φαινόμενα που προκαλούν τις βαριές χιονοπτώσεις και παγωμένους δρόμους κατά τη διάρκεια των χειμερινών μηνών.

Η λειτουργία αυτού του μοναδικού συστήματος αποτελείται από τρία βήματα. Κατ' αρχάς, τα εμπορευματοκιβώτια μεταφέρονται από τον τερματικό σταθμό στο κοντινότερο τερματικό σταθμό φορτίου από τα ρυμουλκά. Κατόπιν, τα εμπορευματοκιβώτια φορτώνονται επάνω στα αυτοκίνητα ραγών για τη μεταφορά στις περιοχές αγοράς. Αφού ξαναφορτωθούν επάνω σε ρυμουλκά, τα εμπορευματοκιβώτια παραδίδονται στους πελάτες για επαναεριοποίηση.

1.6 Παραδείγματα small scale LNG terminal στην Ευρώπη

Στην Ευρώπη τα τελευταία χρόνια αναπτύσσεται ολοένα και περισσότερο η δημιουργία εγκαταστάσεων μικρών τερματικών σταθμών LNG (small scale LNG terminal). Ο εφοδιασμός των συγκεκριμένων σταθμών γίνεται όχι μόνο με ειδικά διαμορφωμένα δεξαμενόπλοια αλλά και με φορητά, όπως πραγματοποιείται και στην ανάλυση της διπλωματικής εργασίας για την περιοχή της Πάτρας.^[5] Για την Ελλάδα πιο συγκεκριμένα υπηρεσίες small scale LNG πρόκειται να παρέχει σε λίγο καιρό και ο τερματικός σταθμός της Ρεβυθούσας, από τον οποίο έχει γίνει η υπόθεση στην εργασία ότι θα γίνεται η προμήθεια του LNG μέσω φορητών με ειδικά διαμορφωμένα container.

Στην συνέχεια στην εικόνα 1.4 διακρίνονται οι εγκαταστάσεις στην Ευρώπη που παρέχουν και truck loading και στην εικόνα 1.5 παρουσιάζονται δύο υπάρχοντες σταθμοί στην Νορβηγία.



Εικόνα 1.4 : Σταθμοί που προσφέρουν υπηρεσίες small scale LNG-truck loading
(πηγή : GLE service inventory March 2016)^[5]



Εικόνα 1.5: Τερματικός σταθμός Møsjoen στην Νορβηγία με δεξαμενές χωρητικότητας 5.000m³(αριστερά) και ο σταθμός Titania στην Νορβηγία με δεξαμενές 250m³(δεξιά)
(πηγή : Gasnor AS (Shell))

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2^ο

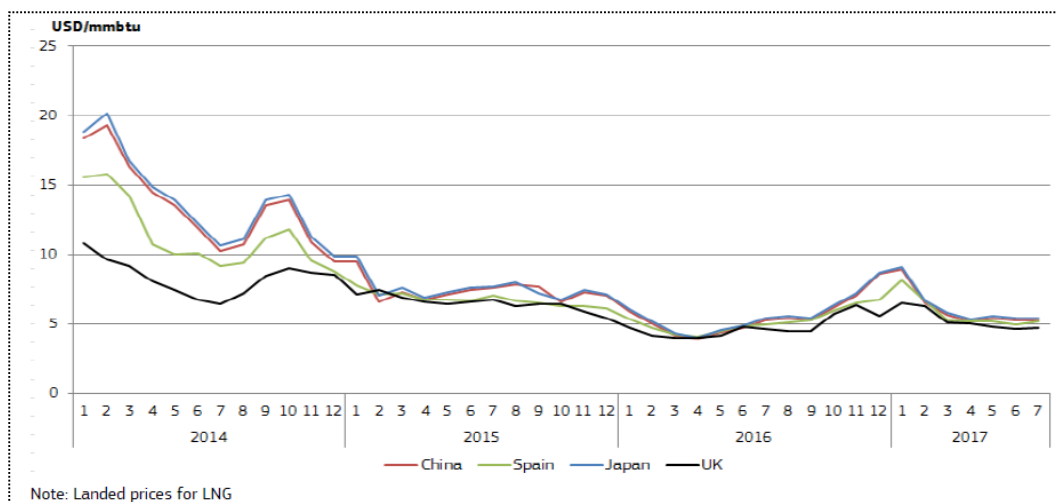
2. Η αγορά του LNG

2.1 Συστήματα τιμολόγησης του Φυσικού Αερίου

Υπάρχουν δύο βασικά συστήματα τιμολόγησης που εφαρμόζονται στο διεθνές εμπόριο φυσικού αερίου : το σύστημα που είναι βασισμένο στις τιμές πετρελαίου σύστημα (oil-indexed) και το σύστημα τιμολόγησης που βασίζεται αποκλειστικά στο φυσικό αέριο (gas-on-gas)^[14]. Σύμφωνα με την gas-on-gas τιμολόγηση , η τιμή του φυσικού αερίου καθορίζεται από τις τιμές στην spot αγορά. Στην spot αγορά η συναλλαγή πραγματοποιείται άμεσα, σε διάστημα 2-3 ημερών και η τιμή στην οποία πραγματοποιείται εξαρτάται από την συνολική ζήτηση και προσφορά του φυσικού αερίου,^[15] οι οποίες προκύπτουν από τις συνθήκες ανταγωνισμού. Σύμφωνα με την μέθοδο της τιμαριθμικής αναπροσαρμογής με βάση το πετρέλαιο , η τιμή του φυσικού αερίου προσδιορίζεται από τις τιμές της αγοράς spot του πετρελαίου που αλλάζουν ανάλογα τη προσφορά και την ζήτηση. Στην Ευρώπη , η τιμαριθμική αναπροσαρμογή με βάση το πετρέλαιο είναι κυρίαρχη σε σχέση όσον αφορά το Διεθνές εμπόριο , αλλά η τιμολόγηση gas-on-gas αυξήθηκε από το 6% που ήταν το 2005 στο 33% το 2010^[14].

Σύμφωνα με την τιμαριθμική αναπροσαρμογή με γνώμονα το πετρέλαιο, η ακριβής μέθοδος που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των τιμών του φυσικού αερίου καθορίζεται από συμβόλαιο, οπότε οι μέθοδοι διαφέρουν μεταξύ των συμβολαίων. Σε γενικές γραμμές, η μέθοδος περιλαμβάνει μία τιμή βάσης συν το μέσο όρο των τιμών του πετρελαίου σε ένα καθορισμένο σημείο αναφοράς για την προηγούμενη χρονική περίοδο πολλαπλασιαζόμενη με ένα συντελεστή.^[16] Ο συντελεστής θέτει ουσιαστικά τη σχέση της τιμής ανά μονάδα ενέργειας του πετρελαίου αναφορικά με το φυσικό αέριο, όταν μια απότομη καμπύλη της μεθόδου τιμολόγησης δείχνει μια σχέση περίπου ένα προς ένα. Ο τύπος μπορεί επίσης να περιλαμβάνει μια συνιστώσα για την μείωση της τιμής του LNG σε υψηλές ή χαμηλές τιμές του πετρελαίου.^[4] Αυτό το σύστημα τιμολόγησης προσαρμόζει τις τιμές του φυσικού αερίου στη σχέση προσφοράς και ζήτησης του πετρελαίου, οπότε οι τιμές του φυσικού αερίου μπορούν να συνεχίσουν να αυξάνονται , ακόμη και όταν υπάρχει υπερπροσφορά φυσικού αερίου.

Αντίθετα , το σύστημα τιμολόγησης gas-on-gas αντικατοπτρίζει γενικά την ισορροπία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης φυσικού αερίου, περιλαμβάνοντας πολλαπλούς προμηθευτές. Καθώς ο λόγος της προσφοράς προς την ζήτηση μειώνεται, οι τιμές του φυσικού αερίου αυξάνονται, κατάσταση η οποία σύμφωνα με την επικρατούσα θεωρία της προσφοράς και της ζήτησης μπορεί τόσο να μετριάσει τη ζήτηση όσο και να δώσει ώθηση σε περισσότερες επενδύσεις στην παραγωγή του φυσικού αερίου. Αύξηση της παραγωγής του φυσικού αερίου στη συνέχεια αυξάνει το λόγο προσφοράς προς την ζήτηση , και οδηγεί στην μείωση των τιμών.^[13]



Εικόνα 2.1 : Τιμές spot για το LNG σε Ευρώπη και Ασία (2014- Ιούλιος 2017)
(πηγή : Thomson-Reuters Waterborne[32])

2.1.1 Η τιμολόγηση του LNG

Περίπου τα δύο τρίτα του LNG που παράγεται παγκοσμίως παρέχεται με μακροπρόθεσμες συμβάσεις take-or-pay, οι οποίες δεν μπορούν να εκμεταλλευτούν τις ευκαιρίες εξισορροπητικής κερδοσκοπίας.[15] Οι αποκλίσεις των τιμών καταδεικνύουν ότι οι υπόλοιπες ποσότητες LNG (οι διαθέσιμες ποσότητες για εξισορροπητική κερδοσκοπία) δεν επαρκούν να δημιουργήσουν μια παγκόσμια αγορά υγροποιημένου φυσικού αερίου. Ωστόσο, φαίνεται πιθανή η σύγκλιση των τιμών, αν συνεχιστεί η τάση της αύξησης της παραγωγής και επαναεριοποίησης του LNG μαζί με το μερίδιο της αγοράς σποτ.

Στην Ευρώπη , οι δύο αντιτιθέμενες ιδεολογίες στις συμβάσεις φυσικού αερίου αντιπροσωπεύονται από τις παραδοσιακές συμβάσεις τιμαριθμική αναπροσαρμογής με βάση το πετρέλαιο και από τις αγορές σποτ όπου οι τιμές είναι διαπραγματεύσιμες. Οι δύο μεγαλύτερες αγορές φυσικού αερίου στην Ευρώπη, η Γερμανία και το Ηνωμένο Βασίλειο αποτελούν τις βάσεις των δύο αντιτιθέμενων ιδεολογιών που έχουν γίνει καθολικά αποδεκτές ως οι πιο αντιπροσωπευτικές τιμές στην Ευρώπη , την German Border Price (GBP) και την NBP τιμή spot αγοράς (NBP).[18]

Στην Ελλάδα η ΔΕΠΑ (Δημόσια Επιχείρηση Αερίου), η οποία είναι ο κύριος εισαγωγέας φυσικού αερίου για την προμήθεια υγροποιημένου φυσικού αερίου, έχει συνάψει μακροχρόνια σύμβαση με την Αλγερινή εταιρεία Sonatrach μέχρι το 2021. Επιπλέον, η ΔΕΠΑ προμηθεύεται ποσότητες LNG από την παγκόσμια ευκαιριακή (spot) αγορά, όταν αυτές είναι διαθέσιμες σε ανταγωνιστικές τιμές για τους πελάτες της, αλλά και για διασφαλιστεί η επαρκής τροφοδοσία της ελληνικής αγοράς σε περιπτώσεις αυξημένης ζήτησης φυσικού αερίου .
(*Ανακτήθηκε από: <http://www.depa.gr/content/article/002003006/160.html>)

2.2 Ισχύουσα Νομοθεσία για το Φυσικό Αέριο

2.2.1 Διεθνείς Κανονισμοί

Η νομοθεσία σχετικά με το LNG δεν έχει αναπτυχθεί αρκετά στις περισσότερες χώρες. Το ίδιο ισχύει και για του διεθνείς κανονισμούς και τις κατευθυντήριες γραμμές, που κρίνονται απαραίτητα για την σωστή και ασφαλή επικοινωνία και συνεργασία στον τομέα ναυσιπλοΐας. Ωστόσο, έχουν πραγματοποιηθεί σημαντικά βήματα και στον συγκεκριμένο τομέα. Οι διεθνείς κανονισμοί και τα πρότυπα σχεδιάζονται από τους διεθνείς οργανισμούς και από ομάδες εργασίας, στις οποίες συμμετέχουν και ομάδες από διεθνώς αναγνωρισμένους εμπειρογνώμονες. Στην ανάπτυξη των κανονισμών συμμετέχουν μεταξύ άλλων ο Διεθνής Οργανισμός Ναυσιπλοΐας (IMO), ο Διεθνής Οργανισμός Τυποποίησης (ISO), ο Εθνικός Οργανισμός Πυροπροστασίας των Η.Π.Α. (NFPA), και ο οργανισμός SIGTTO (Society o International Gas Tanker Terminal Operators).Στον πίνακα παρουσιάζονται οι κυριότεροι διεθνείς κανονισμοί σχετικά με τη μεταφορά και τον ανεφοδιασμό του LNG.[18]

Πίνακας 2.1 : Διεθνείς κανονισμοί για την διαχείριση του LNG[18,19]

Οργανισμός	Standard	Αναφορά σε
IMO	IGC Code	Κανονισμοί ασφαλούς μεταφοράς Υ.Φ.Α.
	SOLAS	Ασφάλεια στην θάλασσα
	IGF Code	Υποχρεωτικές διατάξεις για τη ρύθμιση, εγκατάσταση , τον έλεγχο και την παρακολούθηση των μηχανημάτων, του εξοπλισμού και των συστημάτων που χρησιμοποιούν καύσιμα χαμηλής περιεκτικότητας σε σημείο ανάφλεξης εστιάζοντας στο LNG
	“Recommendations on the Safe Transport of Dangerous Cargoes and related Activities in Port Areas”	Ασφαλής μεταφορά φορτίου σε λιμάνια
NFPA	59A	Αποθήκευση και παραγωγή LNG
	302	Προστασία από φωτιά για εμπορικά σκάφη και σκάφη

		αναψυχής
	52	Προστασία από πυρκαγιά
ISO	ISO TC 67 WG 10 PT3 and PT5	Κανονισμοί ξηράς
	ISO TC 67 WG 10 PT2 and PT6	Κανονισμοί σύνδεσης πλοίου με ακτή
	draft 118683	Σκάφη ανεφοδιασμού με LNG
	CD 16903	Ιδιότητες και υλικά LNG
	6976:1995	Σύνθεση φυσικού αερίου
	10976	Ποσότητα φορτίου LNG
SIGGTO/OCIMF	Gas Carrier Manifold Guidelines	Κατευθυντήριες γραμμές για LNG και LPG και σχεδιασμός θέσης εγκαταστάσεων σε νέες προβλήτες για φόρτωση-εκφόρτωση
API	API Recommended Practice 2003, sixth edition	Προστασία από αναφλέξεις

2.2.2 Ευρωπαϊκό Πλαίσιο

Η Ευρωπαϊκή Ένωση (E.E.) μέσω των πρωτογενούς και δευτερογενούς δικαίου κανόνων της στοχεύει στη δημιουργία μίας ανταγωνιστικής, ενοποιημένης και με υψηλή ρευστότητα αγοράς ενέργειας, στη δίκαιη πρόσβαση σε αυτήν, στη μεγαλύτερη προστασία των καταναλωτών και, εν γένει, στη δημιουργία μίας στέρεης βάσης προκειμένου να διοχετεύεται η ηλεκτρική ενέργεια και το φυσικό αέριο εκεί όπου χρειάζεται. Οι βασικοί στόχοι της πολιτικής ενέργειας της E.E. θεμελιώνονται στο άρθρο 194 Συνθήκης για τη Λειτουργία της E.E. (ΣΛΕΕ) και έχουν ως στόχο :

- Την διασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού της Ένωσης
- Την προώθηση της ενεργειακής αποδοτικότητας και της εξοικονόμησης ενέργειας καθώς και της ανάπτυξης νέων και ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ).
- Την προώθηση της βέλτιστης διασύνδεσης των ενεργειακών δικτύων
- Την διασφάλιση της λειτουργίας (ολοκλήρωση) της εσωτερικής αγοράς ενέργειας

*Οι ως άνω πολιτικές υλοποίησης της ολοκλήρωσης της εσωτερικής αγοράς ενέργειας πραγματοποιούνται σταδιακά μέσω διαδοχικών νομοθετικών δεσμών («ενεργειακά πακέτα») μεταξύ 1998 και 2009. Ανακτήθηκε από: <http://www.depa.gr/content/article/002001014002/293.html>

Επιπλέον και η ίδια η Ευρωπαϊκή Ένωση από την μεριά της έχει θεσπίσει κανονισμούς για την ομαλή διαχείριση του υγροποιημένου φυσικού αερίου και οι κυριότεροι παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί.

Πίνακας 2.2 : Ευρωπαϊκοί Κανονισμοί για την διαχείριση του LNG[18,19]

Νομοθεσία / Κανονισμός	Αναφορά σε
EN 1160	Κανονισμοί ξηράς
EN 1473 : 2007	Σχεδιασμός τερματικού LNG σε ξηρά
EN 146201	Κανονισμοί ξηράς
EN 12308	
EN 1474 : 2008	Κανονισμοί ξηράς με πλοίο
EN 1532	
EN 1474 part 1	Βραχίονες μεταφοράς LNG
EN 1474 part 2	Σωλήνες μεταφοράς LNG
EN 1474 part 3	Συστήματα μεταφοράς εκτός ξηράς
Seveso III (2012/18/EU)	Προστασία από ατυχήματα στην ξηρά
ATEX 95 (94/9/EC)	Συσκευές και συστήματα προστασίας που προορίζονται για χρήση σε εκρηκτικές ατμόσφαιρες
ATEX 137 (99/92/EC)	Απαιτήσεις για τη βελτίωση της προστασίας της υγείας και της ασφάλειας των εργαζομένων που ενδέχεται να εκτεθούν σε κίνδυνο από εκρηκτικές ατμόσφαιρες
ADN	Διεθνής μεταφορά επικίνδυνων εμπορευμάτων στις εσωτερικές πλωτές διόδους

2.2.3 Νομοθεσία για προμήθεια και διανομή φυσικού αερίου στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα η εισαγωγή και εμπορία (προμήθεια) του φυσικού αερίου αλλά και η διανομή του ρυθμίστηκε αρχικά με την έκδοση του **Νόμου 2364/1995** (ΦΕΚ Α' 252/6.12.1995). Το 2005 με καινούργιο νόμο περί «Απελευθέρωσης της Αγοράς Φυσικού Αερίου», ενσωματώθηκαν στο εθνικό δίκαιο οι προβλέψεις των Ευρωπαϊκών Οδηγιών και Κανονισμών σχετικά με τους κοινούς κανόνες στην εσωτερική αγορά αερίου. Στα μέσα του 2010 μέσω έκδοσης σειράς υπουργικών αποφάσεων τέθηκε σε ισχύ ο δευτερογενής νόμος για την αγορά του φυσικού αερίου που σχετίζεται με θέματα όπως :

- τον κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ
- τον κανονισμό Μητρώου Χρηστών ΕΣΦΑ
- τον κανονισμό Αδειών Φυσικού Αερίου
- τον κανονισμό Μετρήσεων του ΕΣΦΑ
- την τροποποίηση τιμολογίου μεταφοράς φυσικού αερίου και αεριοποίησης υγροποιημένου φυσικού αερίου.

Παράλληλα, με την υπ. αρ. **611/2010 απόφαση Ρ.Α.Ε.** (ΦΕΚ Β' 480/20.4.2010), εκδόθηκαν και οι «Πρότυπες Συμβάσεις Μεταφοράς φ.α. και Χρήσης Εγκατάστασης ΥΦΑ» βάσει των διατάξεων του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ.

Για τις μεταφορές:

Με τις διατάξεις του άρθρου 12 (κεφ. Α') του **Ν. 4233/2014 (ΦΕΚ Α' 22/29.1.2014)** θεσπίστηκε η δυνατότητα μετασκευής κινητήρων οχημάτων σε κινητήρες διπλού καυσίμου, δηλαδή για καύση συμβατικού καυσίμου και πεπιεσμένου φυσικού αερίου (CNG) και κατ' εξουσιοδότηση της διάταξης αυτής εκδόθηκε η **Υ.Α 10852/715/14/2014 (ΦΕΚ Β' 1466/5.6.2014)** με την οποία καθορίστηκαν οι τεχνικές προδιαγραφές του ειδικού εξοπλισμού αναγκαίου για τη χρησιμοποίηση CNG και οι λοιποί όροι και προϋποθέσεις ελέγχου για την ασφαλή κυκλοφορία αυτών.

Ακόμη με την εκδοθείσα, κατ' εξουσιοδότηση του άρθρου 45 του ν. 2773/1999, **Υ.Α. οικ. 13935/930/2014 (ΦΕΚ Β' 674/18.3.2014)** καθορίστηκαν τα αρμόδια όργανα, οι όροι και οι προϋποθέσεις ίδρυσης και λειτουργίας πρατηρίων διανομής συμπιεσμένου φυσικού αερίου (CNG) και μικτών πρατηρίων υγρών καυσίμων ενώ με τον **Ν. 4439/2016 (ΦΕΚ Α' 222/30.11.2016)** ενσωματώθηκε στην ελληνική νομοθεσία η Οδηγία 2014/94/ΕΕ για την ανάπτυξη υποδομών εναλλακτικών καυσίμων και θεσπίστηκαν διατάξεις σχετικά με την απλοποίηση της διαδικασίας αδειοδότησης πρατηρίων, καθώς και λοιπές διατάξεις σχετικά με τα Πρατήρια Παροχής Καυσίμων και Ενέργειας και την προώθηση των σχετικών με τα εναλλακτικά καύσιμα δραστηριοτήτων των συνεργείων οχημάτων. *Ανακτήθηκε από : <http://www.depa.gr/content/article/002001014002/292.html>

2.3 Τερματικοί σταθμοί αποθήκευσης LNG και σταθμοί CNG στην Ευρώπη

Μέχρι και το 2017 παγκοσμίως έχουν κατασκευαστεί 108 τερματικοί σταθμοί αποθήκευσης LNG , από τους οποίους οι 24 σταθμοί βρίσκονται σε Ευρωπαϊκές χώρες. Στον πίνακα παρουσιάζονται αναλυτικά οι τερματικοί σταθμοί για κάθε χώρα της Ευρώπης και η αποθηκευτική τους ικανότητα.

Πίνακας 2.3: Τερματικοί σταθμοί LNG στην Ευρώπη^[8]

	Τερματικός σταθμός	Αποθηκευτική Ικανότητα (ΜΤΡΑ)
Ισπανία	Barcelona	12,8
	Huelva	8,9
	Caltagena	7,6
	Bilbao	5,3
	Saggas	6,7
	Mugaros	2,6
	El Musel	5,4
Γαλλία	Fos Tonkin	4
	Montoir-de-Bretagne	7,3
	FosMax LNG	6
Ιταλία	Panigaglia	2,5
	Adriatic	5,8
	Livorno	2,7
Ελλάδα	Revuthousa	3,3
Ηνωμένο Βασίλειο	Grain LNG	15
	Teesside GasPort	3
	Dragon LNG	4,4
	South Hook	15,5
Ολλανδία	Gate LNG	8,8
Βέλγιο	Zeebrugge	6,6
Πορτογαλία	Sines LNG	5,8
Λιθουανία	Klaipeda LNG	3
Τουρκία	Marmara Ereğlisi	5,9
	Aliaga LNG	4,4

*(πηγή: International Gas Union)

Επίσης, τα τελευταία χρόνια έχει διαπιστωθεί μεγάλη προώθηση του υγροποιημένου φυσικού αερίου για χρήση καυσίμου στις μεταφορές. Έτσι και στην Ευρώπη έχουν δημιουργηθεί αρκετοί σταθμοί ανεφοδιασμού οχημάτων που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το φυσικό αέριο. Παρακάτω ακολουθεί αναλυτικός πίνακας με τον αριθμό των σταθμών που έχουν κατασκευαστεί σε κάθε χώρα.^[8]

Πίνακας 2.4 : Σταθμοί CNG στην Ευρώπη.[8]

Χώρα	Σταθμοί
Αυστρία	166
Βέλγιο	87
Γερμανία	867
Γαλλία	53
Ιταλία	1041
Ελλάδα	12
Πορτογαλία	9
Σουηδία	168
Φιλανδία	27
Νορβηγία	18
Ελβετία	141
Ρωσία	235
Τουρκία	19
Ισπανία	49
Τσεχία	148
Ουκρανία	205
Ουγγαρία	12
Πολωνία	26
Σερβία	18
Ουκρανία	205
Σλοβακία	11
Ολλανδία	155
Δανία	15
Βουλγαρία	112

*(πηγή: International Gas Union)

2.4 Η υπάρχουσα κατάσταση διανομής Φ.Α. στην Ελλάδα

Η εισαγωγή του φυσικού αερίου στην Ελλάδα πραγματοποιείται με δύο τρόπους :

- ✓ Από τη **Ρωσία** (Gazexport) μέσω αγωγών μεταφοράς με σημείο παραλαβής τα ελληνοβουλγαρικά σύνορα και σε ποσότητα 2,4 δις. κ.μ. ετησίως μέχρι το 2016.[23]
- ✓ Από την **Αλγερία**, σε υγροποιημένη μορφή (LNG), με ειδικό δεξαμενόπλοιο στις εγκαταστάσεις αποθήκευσης της Ρεβυθούσας. Η ελάχιστη ετήσια ποσότητα είναι 0,68 δις κ.μ., με δυνατότητα μελλοντικής αύξησης.[23]

2.4.1 Δίκτυο μεταφοράς

Όσο αναφορά το δίκτυο μεταφοράς της χώρας, σε αυτό περιλαμβάνεται ο κεντρικός αγωγός μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης (70 bar) από τα Ελληνοβουλγαρικά σύνορα μέχρι την Αττική, συνολικού μήκους 512 χλμ. Η διάμετρος του αγωγού είναι 36'' για τα πρώτα 100 χλμ. και 30'' για τα υπόλοιπα [21]. Παράλληλα, υπάρχουν κλάδοι μεταφοράς υψηλής πίεσης προς την ανατολική Μακεδονία και Θράκη, τη Θεσσαλονίκη, το Βόλο και την Αττική, συνολικού μήκους 440 χλμ. Ακόμη, υπάρχουν μετρητικοί και ρυθμιστικοί σταθμοί για τη μέτρηση της παροχής αερίου και τη ρύθμιση της πίεσης, ενώ στην Αττική, τη Θεσσαλονίκη και τη Θεσσαλία υπάρχουν κέντρα λειτουργίας και συντήρησης.

2.4.2 Τερματικός σταθμός αποθήκευσης Ρεβυθούσας

Απέναντι από τα Μέγαρα Αττικής, στη νήσο Ρεβυθούσα, [21] εκφορτώνεται το υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG.) που φτάνει με ειδικό δεξαμενόπλοιο χωρητικότητας 29.500 κυβικών μέτρων (LNG.), από την Αλγερία. Ο Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου της Ρεβυθούσας αποτελεί μία από τις σημαντικότερες εθνικές υποδομές της χώρας μας.

Έχει κατασκευασθεί σύμφωνα με τις πλέον αυστηρές προδιαγραφές ασφαλείας εγκαταστάσεις υποδοχής, αποθήκευσης και αεριοποίησης του υγροποιημένου φυσικού αερίου. Στις εγκαταστάσεις περιλαμβάνονται δύο δεξαμενές υγροποιημένου φυσικού αερίου, συνολικής χωρητικότητας 130.000 κυβικών μέτρων (65 χιλιάδες κυβικά η κάθε μια), εγκαταστάσεις ελλιμενισμού δεξαμενόπλοιων, κρυογονικές εγκαταστάσεις και αεριοποιητές για την επανααεριοποίηση του υγροποιημένου φυσικού αερίου. Σήμερα, η Ρεβυθούσα έχει δυνατότητα να τροφοδοτήσει τη χώρα αδιαλείπτως επί 10 έως 20 ημέρες, ανάλογα με την εποχιακή κατανάλωση που είναι υψηλή το χειμώνα και χαμηλή το καλοκαίρι.

Στη διάρκεια του 2002 ξεκίνησαν οι διαδικασίες για την αναβάθμιση του Τερματικού σταθμού της Ρεβυθούσας.[21] Συγκεκριμένα, το έργο περιελάμβανε την επέκταση των υποδομών και την ενίσχυση του εξοπλισμού ώστε να αυξηθεί η δυναμικότητα αεριοποίησης του σταθμού 1000 κ.μ. φυσικού αερίου ανά ώρα από 271 κ.μ. Τον Οκτώβριο του 2007 , ολοκληρώθηκαν οι εργασίες αναβάθμισης του σταθμού πραγματοποιώντας μία από τις σημαντικότερες επενδύσεις για την ενεργειακή υποδομή της χώρας. Με την αναβάθμιση ο σταθμός μπορεί να επεξεργάζεται τριπλάσιες ποσότητες φυσικού αερίου και να τροφοδοτεί το Εθνικό σύστημα διανομής με περίπου 5 δισεκατομμύρια κ.μ. ετησίως. Μάλιστα προβλέπεται ότι μελλοντικά θα υπάρχει δυνατότητα εξαγωγής του LNG και μέσω δεξαμενοπλοίων άλλα και μέσω φορτηγών με ειδικά διαμορφωμένα container με σκοπό την τροφοδοσία άλλων εγκαταστάσεων όπως προβλέπεται και στο βασικό σενάριο της παρούσας διπλωματικής.

2.4.3 Σύστημα διανομής

Το σύστημα διανομής αποτελείται από δίκτυα μέσης πίεσης (19 bar) στην Αττική, Θεσσαλονίκη, Θεσσαλία και στις βιομηχανικές περιοχές Οινόφυτων, Πλατέος Ημαθίας, Ξάνθης, Καβάλας και ΒΙΠΕ Κομοτηνής και δίκτυα χαμηλής πίεσης (4 bar) σε Αττική, Θεσσαλονίκη.[23] Επιπλέον η ΔΕΠΑ, στο πλαίσιο του κατασκευαστικού της έργου, ολοκλήρωσε στην ευρύτερη περιοχή της πρωτεύουσας 860 χιλιόμετρα δικτύου διανομής τα οποία προσετέθησαν στα υφιστάμενα 550 χιλιόμετρα δικτύου που ανήκαν στην Δημοτική Επιχείρηση Φωταερίου Αθηνών και ήδη τροφοδοτεί περίπου 8.000 εμπορικούς, οικιακούς και βιομηχανικούς καταναλωτές με φυσικό αέριο.



Εικόνα 2.2: Το δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου στην Ελλάδα (Πηγή : ΡΑΕ)

Στην δυτική και νησιωτική Ελλάδα, μέχρι στιγμής δεν υφίσταται κάποια εγκατάσταση ή κάποιος άλλος τρόπος τροφοδοσίας φυσικού αερίου. Η δυνατότητα που προσφέρει, όμως, το υγροποιημένο φυσικό αέριο με την εύκολη μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων μέσω θαλάσσης ή με την χρήση φορτηγών με container δίνει την δυνατότητα σύνδεσης των περιοχών αυτών και πρόσβαση στη χρήση φυσικού αερίου.[8]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3^ο

3. Ανάλυση και επεξεργασία δεδομένων

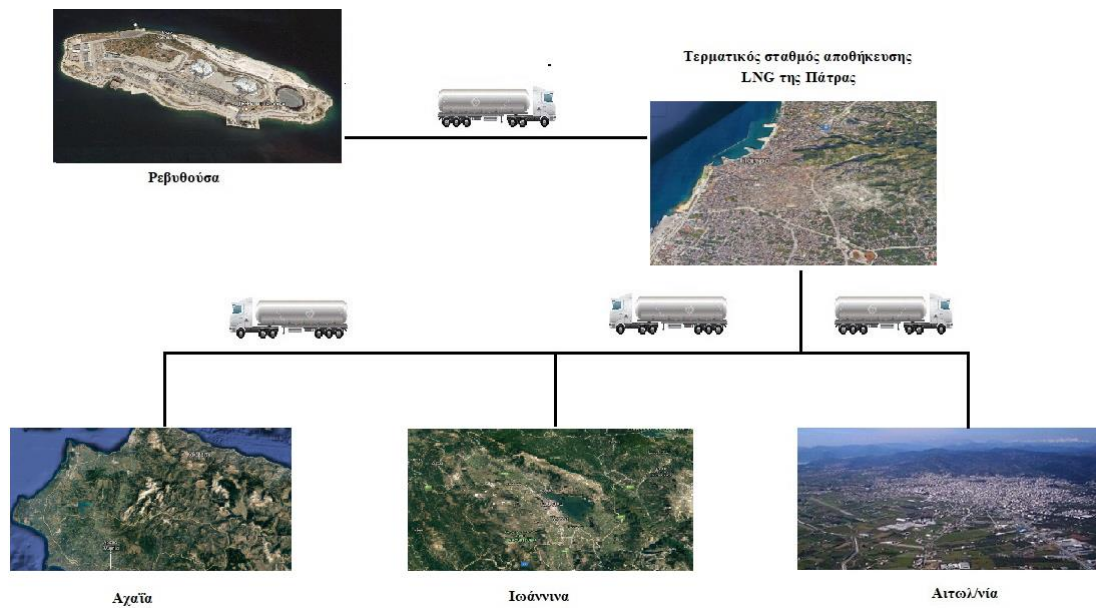
Στο κεφάλαιο που ακολουθεί αναπτύσσονται αρχικά τα δύο διαφορετικά σενάρια που εξετάστηκαν στην διπλωματική εργασία. Στο πρώτο προτείνεται η τροφοδοσία με LNG του τερματικού σταθμού της Πάτρας από την Ρεβυθούσα και έπειτα την μεταφορά στους τελικούς χρήστες, ενώ στο δεύτερο μόνο την διανομή από την Πάτρα στους καταναλωτές. Επιπλέον, καταγράφονται αναλυτικά όλα τα δεδομένα που ήταν απαραίτητα και χρησιμοποιήθηκαν για τις αναλύσεις. Τα δεδομένα των καταναλώσεων των καυσίμων (Παράρτημα 1) είναι επίσημα στοιχεία του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας (Υ.ΠΕ.Κ.Α.) και χρησιμοποιήθηκαν για την προσέγγιση της ποσότητας LNG που πρόκειται να καταναλώνεται ετησίως. Όλα τα υπόλοιπα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για τους υπολογισμούς είναι στοιχεία από την βιβλιογραφία που εξετάστηκε και ήταν απαραίτητα για να πραγματοποιηθούν ο σχεδιασμός των logistics αλλά και ο υπολογισμός των οικονομικών δεικτών. Επιπρόσθετα, στο κεφάλαιο αυτό αναπτύσσεται ολόκληρη η μεθοδολογία του εργαλείου που σχεδιάστηκε μέσω του excel για να παραχθούν τα αποτελέσματα που παρουσιάζονται στο 4^ο κεφάλαιο. Στο Παράρτημα 2 αναρτώνται εικόνες που δείχνουν τα logistics που αναπτύχθηκαν για κάθε μία περιοχή, ενώ στο Παράρτημα 3 αποτυπώνεται πως υπολογίστηκε η Κ.Π.Α.

3.1 Ανάλυση Σεναρίων

3.1.1 Ανάλυση βασικού σεναρίου

Το βασικό σενάριο της εργασίας προβλέπει την μεταφορά καυσίμου LNG από τον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας στον τερματικό σταθμό αποθήκευσης που πρόκειται να κατασκευαστεί στην περιοχή της Πάτρας. Η μεταφορά θα πραγματοποιείται με πλοίο μέχρι των Πειραιά και από κει με φορτηγά τα οποία θα είναι εξοπλισμένα με ειδικά διαμορφωμένα container, μέχρι την σταθμό στην Πάτρα.

Στην συνέχεια με "δορυφορικό δίκτυο" δηλαδή δίκτυο μεταφοράς με φορτηγά (onshore) θα μεταφέρεται το αποθηκευμένο LNG από τον τερματικό σταθμό της Πάτρας στους τελικούς καταναλωτές στις περιοχές της Αιτωλοακαρνανίας, των Ιωαννίνων, αλλά και της υπόλοιπης Αχαΐας, όπου το LNG θα καταναλώνεται αφού πρώτα θα έχει αεριοποιηθεί.



Εικόνα 3.1: Τροφοδοσία του τερματικού σταθμού και διανομή LNG στους τελικούς χρήστες (πηγή : google maps)

3.1.2 Υποσενάριο

Το δεύτερο σενάριο προβλέπει την πραγματοποίηση μόνο του δεύτερου κομματιού του βασικού σεναρίου, δηλαδή την μεταφορά του LNG στους τελικούς καταναλωτές και όχι την τροφοδοσία του τερματικού σταθμού της Πάτρας. Οπότε στο συγκεκριμένο σενάριο δεν συμμετέχει ως φορέας ο τερματικός σταθμός της Ρεβυθούσας και δεν υπολογίζεται το κόστος της "αλυσίδας" για την τροφοδοσία του σταθμού αποθήκευσης της Πάτρας.

3.1.3 Εμπλεκόμενοι φορείς

Οι φορείς που συμμετέχουν σε ολόκληρο τον κύκλο της εφοδιαστικής αλυσίδας είναι ο τερματικός σταθμός LNG της Ρεβυθούσα, ο προμηθευτής του LNG και ο τερματικός σταθμός που πρόκειται να κατασκευαστεί στην Πάτρα.

Ειδικότερα, ο προμηθευτής του καυσίμου αποτελεί μια εταιρία παροχής φυσικού αερίου (υγροποιημένου και μη), στην οποία έχει χορηγηθεί άδεια προμήθειας και άδεια διανομής φυσικού αερίου σε μη επιλεγμένους πελάτες.

3.2 Ανάλυση Δεδομένων και Τύποι

3.2.1 Δεδομένα κατανάλωσης καυσίμων

Βασικό στοιχείο για να πραγματοποιηθεί η μελέτη ήταν να βρεθούν οι ετήσιες καταναλώσεις καυσίμων για τις περιοχές που εστιάστηκε η έρευνα. Τα δεδομένα των ετήσιων καταναλώσεων των καυσίμων που χρησιμοποιήθηκαν, στις γεωγραφικές περιοχές που επικεντρώθηκε η ανάλυση είναι επίσημα στοιχεία του Υ.Π.Ε.Κ.Α. για τα έτη 2013-2015. Από τα συγκεκριμένα χρησιμοποιήθηκαν τελικά του 2013 στα οποία υπήρχε πιο λεπτομερής ανάλυση των καταναλώσεων ανά περιοχή και ανά τομέα κάτι που ήταν απαραίτητο για την καλύτερη προσέγγιση στα αποτελέσματα των μετρήσεων και των αναλύσεων. Παρακάτω παρουσιάζονται οι ποσότητες καυσίμων για κάθε κατηγορία ξεχωριστά για κάθε μία από τις περιοχές που επικεντρώθηκε η ανάλυση.

Πίνακας 3.1: Ετήσια κατανάλωση καυσίμων ανά τομέα στην περιοχή της Αχαΐας

Αχαΐα	Πετρέλαιο(t)	Υγραέριο(t)	Μαζούτ(t)	Βενζίνη (t)
Μεταφορές	74.550	4.100		81.089
Οικ. τομέας	17.974	2.002		
Βιομηχανία	5.560		10.163	

Πίνακας 3.2 : Ετήσια κατανάλωση καυσίμων ανά τομέα στην περιοχή των Ιωαννίνων

Ιωάννινα	Πετρέλαιο(t)	Υγραέριο (t)	Μαζούτ(t)	Βενζίνη (t)
Μεταφορές	37.033	3.621		40.395
Οικ. τομέας	28.000	959		
Βιομηχανία	2.500		1.613	

Πίνακας 3.3 : Ετήσια κατανάλωση καυσίμων ανά τομέα στην περιοχή της Αιτ/νίας

Αιτωλ/νία	Πετρέλαιο(t)	Υγραέριο(t)	Μαζούτ(t)	Βενζίνη(t)
Μεταφορές	52.729	4.027	51	46.862
Οικ. τομέας	11.496	496		
Βιομηχανία			1.390	

Για να πραγματοποιηθεί η μετατροπή των ποσοτήτων των διάφορων καυσίμων σε ανάλογες ποσότητες LNG ήταν απαραίτητη η θερμογόνος δύναμη του κάθε καυσίμου. Η μονάδα μετατροπής που προτιμήθηκε και χρησιμοποιήθηκε για τις αναλύσεις είναι οι KWh/kg καυσίμου. Στον παρακάτω πίνακα αναγράφεται η θερμογόνος δύναμη που χρησιμοποιήθηκε για τις μετατροπές για το κάθε καύσιμο ξεχωριστά.

Πίνακας 3.4 : Θερμογόνος δύναμη ανά Kg καυσίμου

Θερμ. δύναμη πετρελαίου. κίνησης	12,5 KWh/kg
Θερμ. δύναμη πετρελαίου. θέρμανσης	12,83 KWh/kg
Θερμ. δύναμη βενζίνης	13,6 KWh/kg
Θερμ. δύναμη μαζούτ	12 KWh/kg
Θερμ. δύναμη υγραερίου	12,8 KWh/kg
Θερμ. δύναμη Φυσικού Αερίου	11,5 KWh/kg

*πηγή : http://w.astro.berkeley.edu/~wright/fuel_energy.html

Η μετατροπή των ποσοτήτων των καυσίμων σε LNG πραγματοποιήθηκε σύμφωνα με την εξίσωση που ακολουθεί :

$$\text{ποσότητα σε LNG (m}^3\text{)} = \frac{\text{ποσότητα καυσίμου} \times \text{θερμογόνος δύναμη καυσίμου}}{\text{θερμογόνος δύναμη φυσικού αερίου}} \times \frac{1}{600} \quad (\text{εξ. 1})$$

Μετά την μετατροπή όλων των καυσίμων σε αντίστοιχες ποσότητες LNG έγινε η άθροιση τους για κάθε τομέα. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται αναλυτικά στους πίνακες 3.5 , 3.6 και 3.7.

Πίνακας 3.5 : Ποσότητες καυσίμων Αχαΐας εκφρασμένες σε ποσότητα LNG

Αχαΐα	ολική ποσότητα (m ³)
LNG για τις μεταφορές	302487
LNG για τον οικιακό τομέα	37135
LNG για την βιομηχανία	28013

Πίνακας 3.6: Ποσότητες καυσίμων Ιωαννίνων εκφρασμένες σε ποσότητα LNG

Ιωάννινα	ολική ποσότητα (m ³)
LNG για τις μεταφορές	153425
LNG για τον οικιακό τομέα	53843
LNG για την βιομηχανία	7454

Πίνακας 3.7 : Ποσότητες καυσίμων Αιτωλ/νίας εκφρασμένες σε ποσότητα LNG

Αιτωλοακαρνανία	ολική ποσότητα (m³)
LNG για τις μεταφορές	195448
LNG για τον οικιακό τομέα	22295
LNG για την βιομηχανία	2417

Από τις παραπάνω ποσότητες έγινε υπόθεση για αντικατάσταση με LNG σε ποσοστό 5% στον οικιακό τομέα και των τομέα των μεταφορών και 10% στον τομέα της βιομηχανίας για κάθε μία από τις συγκεκριμένες περιοχές. Τα ποσοστά κάλυψης που επιλέχτηκαν θεωρούνται και βάσει βιβλιογραφίας ένας ρεαλιστικός στόχος. Οπότε σύμφωνα με την συγκεκριμένη υπόθεση υπολογίστηκε η ετήσια ποσότητα κάλυψης που πρέπει να παρέχεται. Στον πίνακα 3.8 παρουσιάζονται αναλυτικά όλες οι ποσότητες που θα παρέχονται ετησίως.

Πίνακας 3.8 : Ποσοστό αντικατάστασης με LNG ανά τομέα

	Ιωάννινα	Αχαΐα	Αιτωλοακαρνανία
Μεταφορές	5%	5%	5%
Οικιακός τομέας	5%	5%	5%
Βιομηχανία	10%	10%	10%

Η ποσότητα αντικατάστασης με LNG είναι αυτή που καθορίζει όλο τον σχεδιασμό του έργου, αφού από αυτήν εξαρτάται το μέγεθος του τερματικού σταθμού αποθήκευσης που πρόκειται να κατασκευαστεί (ποσότητα αποθηκευτικού χώρου) αλλά και όλο το σύστημα διανομής.(αριθμός φορτηγών , container κλπ)

Η αποθηκευτική ικανότητα του τερματικού σταθμού υπολογίστηκε να καλύπτει τις μηνιαίες ανάγκες ζήτησης σε LNG, οπότε το μέγεθος του σταθμού θα είναι όσο και η ποσότητα που πρόκειται να καλύπτεται ανά μήνα. Οι δεξαμενές αποθήκευσης που πρόκειται να χρησιμοποιηθούν είναι χωρητικότητας 500m³ υγροποιημένου φυσικού αερίου. Οπότε ο αριθμός των δεξαμενών αποθήκευσης που θα είναι απαραίτητος υπολογίστηκε ως εξής:

$$\text{αριθμός δεξαμενών αποθήκευσης} = \frac{\text{συνολική μηνιαία ποσότητα LNG}}{500\text{m}^3} \quad (\text{εξ.2})$$

Για τον υπολογισμό των δρομολογίων που θα πραγματοποιούνται και των αριθμό των φορτηγών που θα χρειαστούν, αλλά και για την μετέπειτα οικονομική ανάλυση ήταν απαραίτητα επιπλέον δεδομένα για κάθε μία από τις περιοχές, τα οποία παρουσιάζονται αναλυτικά στον πίνακα 3.9

Πίνακας 3.9 : Δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν για τον σχεδιασμό των logistics αλλά και την οικονομική ανάλυση

	Ρεβυθουσα - Πατρα	Πάτρα - Ιωάννινα	Πάτρα - Υπόλ. Αχαΐα	Πάτρα - Αιτωλ/νία
Μέση απόσταση	182km	225km	50km	100km
Ταχύτητα φορτηγού^[23]	70km/h	70km/h	40km/h	70km/h
Χωρητικότητα container	40m ³	40m ³	40m ³	40m ³
Κόστος καυσίμου (€/Km)(2017)^[24,25]	0,195€	0,195€	0,195€	0,195€
Κόστος διοδίων	15€	35€	0€	20€

Ο απαραίτητος αριθμός των δρομολογίων για την μεταφορά του LNG για την κάθε μία περιοχή του δικτύου ξεχωριστά υπολογίστηκε ως εξής:

$$\text{μηνιαίος αριθμός δρομολογίων} = \frac{\text{μηνιαία ποσότητα ζήτησης LNG}}{40\text{m}^3} \quad (\text{εξ.3})$$

Ο υπολογισμός του στόλου των φορτηγών που χρειάζεται να αποκτηθεί έγινε βάσει τα ημερήσια δρομολόγια που είναι απαραίτητα για κάθε μία από τις περιοχές διανομής. Για την περιοχή της Αχαΐας έχει γίνει υπόθεση ότι είναι εφικτό ένα φορτηγό να καλύπτει μέχρι και δύο δρομολόγια την ημέρα, ενώ για τις περιοχές των Ιωαννίνων και της Αιτωλοακαρνανίας όπως και από την Ρεβυθούσα για τον τερματικό σταθμό της Πάτρας έχει υπολογιστεί ότι ένα φορτηγό θα καλύπτει μόνο ένα δρομολόγιο καθημερινά. Ο αριθμός λοιπόν των φορτηγών για κάθε μία διαδρομή του δικτύου υπολογίστηκε ως εξής:

$$\text{αριθμός φορτηγών} = \frac{\text{μηνιαίος αριθμός δρομολογίων}}{30\text{ημέρες}} \quad (\text{εξ.4})$$

Με τις παραπάνω αναλύσεις που έγιναν προκύπτει ο πίνακας 3.10 στον οποίο παρουσιάζονται αναλυτικά ο αριθμός των δεξαμενών αποθήκευσης που θα χρειαστούν στην κατασκευή του τερματικού σταθμού αλλά και ο στόλος φορτηγών και container που θα είναι απαραίτητος για το δίκτυο διανομής. Ο αριθμός των container στο σενάριο που έχει πραγματοποιηθεί θα είναι ίδιος με τον αριθμό των φορτηγών.

Πίνακας 3.10: Στοιχεία εξοπλισμού που πρόκειται να αποκτηθεί

	Αριθμός
Δεξαμενές αποθήκευσης (500m ³)	7
Αντλίες	7
Αριθμός container (40m ³)	7
Αριθμός φορτηγών	7

Στην συνέχεια, υπολογίστηκε το χρονικό διάστημα (σε ώρες) που χρειάζεται κατά μέσο όρο για την πραγματοποίηση κάθε δρομολογίου του δικτύου. Απαραίτητα δεδομένα για τον συγκεκριμένο υπολογισμό ήταν η μέση τιμή της ταχύτητας του φορτηγού , η οποία έχει καθοριστεί βάσει τα όρια που θέτει ο κώδικας οδικής κυκλοφορίας για τα βαρέα οχήματα σε αστικές και μη αστικές περιοχές αλλά και η μέση απόσταση για τις περιοχές της ανάλυσης. Το χρονικό διάστημα λοιπόν υπολογίστηκε ως εξής:

$$\text{ώρες δρομολογίου} = \frac{\text{μέση απόσταση διαδρομής}}{\text{ταχύτητα φορτηγού}} \quad (\text{εξ.5})$$

Με τον συνδυασμό των εξισώσεων 3 και 5 υπολογίστηκαν οι συνολικές ώρες που θα χρειαστούν ετησίως για την προμήθεια και την διανομή του LNG.

$$\text{σύνολο ωρών ετησίως} = 12 \times \text{μηνιαίος αριθμός δρομολογίων} \times \text{ώρες δρομολογίων} \quad (\text{εξ.6})$$

Οι συνολικές ώρες των δρομολογίων είναι απαραίτητες για το οικονομικό κομμάτι της ανάλυσης , στον υπολογισμό του ετησίου κόστους για την πληρωμή των οδηγών των φορτηγών. Στον πίνακα 3.11 παρουσιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα που παρήχθησαν μετά των υπολογισμό των δρομολογίων, ωρών και χιλιομέτρων για όλο τον δίκτυο μεταφοράς του LNG στον τερματικό σταθμό και στην συνέχεια την διανομή στους τελικούς χρήστες.

Πίνακας 3.11 : Δεδομένα των ετήσιων δρομολογίων του δικτύου μεταφοράς

	Ρεθυθουσα Πατρα	- Πάτρα Ιωάννινα	- Πάτρα Υπόλ. Αχαια	- Πάτρα Αιτωλ/νία
*Δρομολόγια/έτος	2066	548	962	556
*Δρομολόγια/μήνα	176	46	82	48
Ώρες /έτος	5371,6	1761,3	1202	794,3
Χιλιόμετρα/έτος	376.012 km	123.300 km	48.100 km	55.600 km

*Κάθε δρομολόγιο αναφέρεται για διαδρομή προς μία κατεύθυνση (όχι μετ' επιστροφή)

Τα φορτηγά που πρόκειται να χρησιμοποιηθούν θα είναι νέας τεχνολογίας και θα χρησιμοποιούν CNG ως καύσιμο κίνησης. Σχετικά με τον υπολογισμό του κόστους του καυσίμου των φορτηγών, στα οχήματα βαρέως τύπου, η μέση κατανάλωση σε αστική περιοχή υπό συνθήκες μέσης συμφόρησης ανέρχεται σε 4,3 χλμ./λίτρο, ενώ σε υπεραστική περιοχή αντίστοιχα σε 2,86 χλμ./λίτρο. Το 1 λίτρο πετρελαίου παράγει περίπου 10,83 kWh, ενώ η ισχύς που παράγεται από το φυσικό αέριο είναι 1KWh ανά 0,072Kg. Συνεπώς, για την κάλυψη της ισχύος που παράγει ένα λίτρο πετρελαίου χρειαζόμαστε:[12]

$$10,83\text{KWh} \times \frac{0,072\text{Kg}}{\text{KWh}} = 0,778\text{Kg φυσικού αερίου}$$

Το κόστος του CNG με τα τωρινά δεδομένα είναι 0,87€ / Kg . Το κόστος, λοιπόν, για ποσότητα 0,778Kg υπολογίζεται στα 0,677€ και σε αναγωγή κόστους ανά χιλιόμετρο είναι 0,157€/km - 0,236€/km. Στα σενάρια που πραγματοποιήθηκαν, προτιμήθηκε μια μέση τιμή περίπου 0,195€/km, διότι οι διαδρομές περιλαμβάνουν αστικές και υπεραστικές περιοχές.[13]

Έχοντας υπολογίσει το κόστος καυσίμου για τα φορτηγά αλλά και τις χιλιομετρικές αποστάσεις για τα δρομολόγια που πρόκειται να πραγματοποιούνται ετησίως υπολογίστηκε το ετήσιο κόστος διαδρομής του δικτύου των φορτηγών ως εξής :

$$\text{κόστος διαδρομής} = \text{km διαδρομής} \times \frac{\text{κόστος καυσίμου}}{\text{km}} + \text{κόστος διοδίων (εξ.7)}$$

3.2.2 Δεδομένα για την οικονομική ανάλυση

Η οικονομική ανάλυση της εργασίας χωρίζεται σε δύο κομμάτια. Το πρώτο κομμάτι αφορά το αρχικό κόστος κεφαλαίου το οποίο περιλαμβάνει το κόστος των δεξαμενών αποθήκευσης καθώς και της εγκατάστασής τους, των αντλιών, την αγορά του στόλου των φορτηγών και των container. Από την άλλη μεριά το δεύτερο κομμάτι σχετίζεται με το λειτουργικό κόστος, όπως οι μισθοί, το κόστος διανομής, το κόστος αγοράς του LNG. Επιπλέον, για τους υπολογισμούς χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα, όπως είναι οι συντελεστές απόσβεσης της εγκατάστασης και των μέσων μεταφοράς, ποσοστό φόρων και λοιπά δεδομένα τα οποία είναι απαραίτητα για τον υπολογισμό της Καθαρής Παρούσας Αξίας. (Κ.Π.Α.), ενώ έγιναν και κάποιες παραδοχές για την ανάλυση των σεναρίων, όπως τα ποσοστά της επιχορήγησης και των δανείων.

Πίνακας 3.12 : Οικονομικά δεδομένα εξοπλισμού και κατασκευής του τερματικού

Κόστος τράκτορα (€/unit)	125.000 €
Κόστος δεξαμενής αποθήκευσης (€/m ³)	2.500 €
Κόστος container (€/m ³)	3.000 €
Κόστος αντλίας (€/unit)	55.000 €
κόστος εγκατάστασης. (% επί του κόστους δεξαμενών)	5%
κόστος συντήρησης (% επί τα ετήσια κόστη)	5%

Το κόστος για τις δεξαμενές αποθήκευσης καθορίζεται αρκετά από το μέγεθος αποθήκευσης, διότι όσο αυξάνεται ο αποθηκευτικός χώρος, η τιμή κτήσης ανά κυβικό μέτρο μειώνεται. Για την πραγματοποίηση των υπολογισμών έχουν γίνει οι συγκεκριμένες παραδοχές, οι οποίες θεωρούνται αρκετά υψηλές, και το κόστος ενδέχεται να είναι μικρότερο από το προβλεπόμενο.

Σε σχέση με το κόστος των φορτηγών, ένα καινούργιο LNG φορτηγό κοστίζει περίπου 1,5-2 φορές παραπάνω από ένα φορτηγό που χρησιμοποιεί diesel ως καύσιμο. (Ανάλογα με την εταιρεία και την κατηγορία του φορτηγού το κόστος υπολογίζεται περίπου 45.000-55.000€ παραπάνω). Το κόστος λοιπόν ενός LNG φορτηγού κοστίζει περίπου 105.000-140.000€ οπότε και σε αυτήν την περίπτωση έχει υπολογιστεί μια μέση τιμή.^[28]

Στον πίνακα 3.13 παρατίθενται επιπλέον κάποια χρηματοοικονομικά δεδομένα τα οποία είναι απαραίτητα για τον υπολογισμό της Κ.Π.Α.

Πίνακας 3.13 : Χρηματοοικονομικά στοιχεία επένδυσης

Πληθωρισμός	0,5%
Φόροι (% επί των κερδών)	29%
Συντελεστής απόσβεσης μέσων μεταφ.	12%
Συντελεστής απόσβεσης εγκατάστασης	4%
Χρόνος ζωής έργου	30
Επιχορήγηση (% κ.επενδ.)	20%
Δάνειο (% κ.επενδ.)	30%
Επιτόκιο δανείου	6,5%
Έτη αποπληρωμής δανείου.	10

Οι συντελεστές απόσβεσης εγκατάστασης και των μέσων μεταφοράς είναι σύμφωνα με τα τελευταία στοιχεία που ισχύουν από 1/1/14 και ο χρόνος ζωής του έργου εκτιμήθηκε στα 30 χρόνια σύμφωνα και με την σύγκριση ανάλογων έργων τερματικών σταθμών LNG σε άλλες χώρες. Όσο για τα ποσοστά του δανείου και της επιχορήγησης σε σχέση με το αρχικό κεφάλαιο αυτά εκτιμήθηκαν σύμφωνα με άλλες περιπτώσεις παρόμοιων έργων που έχουν πραγματοποιηθεί στην Ελλάδα.

Ταυτόχρονα, έχει εκτιμηθεί ότι για την λειτουργία της εφοδιαστικής αλυσίδας και της εγκατάστασης, εκτός από τους οδηγούς των φορτηγών, χρειάζονται ακόμα 10 άτομα (ως εργάτες) προσωπικό με ετήσιο κόστος 18.000€.

Πίνακας 3.14 : Μισθοί εργατών και οδηγών

Μισθός οδηγών (€/ώρα)	7€
Μισθός εργατών(€/χρόνο)	18.000€

Ενώ για τους μισθούς των οδηγών το συνολικό ετήσιο κόστος υπολογίζεται ως εξής:

$$\text{ετήσιο κόστος μισθών} = \text{ετήσιες ώρες δρομολογίων} \times \text{μισθός οδηγών/ώρα} \quad (\text{εξ.8})$$

3.2.3 Υπολογισμός Καθαρής Παρούσας Αξίας

Για τον υπολογισμό της Καθαρής Παρούσας Αξίας ήταν απαραίτητα τα δεδομένα που ακολουθούν παρακάτω αναλυτικά:

- [1] **Κεφάλαιο** : περιλαμβάνει το κόστος δεξαμενών, αντλιών, εγκατάστασης, φορτηγών και container
- [2] **Ετήσια Έξοδα (Ε.ΕΞ.)** : περιλαμβάνει το κόστος της αγοράς του LNG, των οδηγών, του καυσίμου των φορτηγών και της συντήρησης της εγκατάστασης
- [3] **Ετήσια Έσοδα (Ε.ΕΣ.)** : τα έσοδα από την πώληση του LNG στους τελικούς καταναλωτές
- [4] **Αποσβέσεις** : Για τα μέσα μεταφοράς (φορτηγά , container) η απόσβεση είναι 12% ανά έτος και για την εγκατάσταση (δεξαμενές αποθήκευσης, αντλίες κλπ.) είναι 4% ανά έτος
- [5] **Ετήσια Αποπληρωμή Δανείου** : έχει υπολογιστεί για 10 χρόνια με 6,5% επιτόκιο

Χρησιμοποιώντας τους όρους [2], [3], [4] και [5] υπολογίστηκαν οι ετήσιες χρηματοροές. Αρχικά υπολογίστηκαν τα κέρδη προ φόρων (EBIT) σύμφωνα με την εξίσωση 9 και πολλαπλασιάζοντας επί το ποσοστό των φόρων , το οποίο είναι 29% των κερδών, υπολογίστηκαν οι φόροι ξεχωριστά για το κάθε έτος.

$$\mathbf{EBIT = E. EΣ. - (E. EΞ. + ΑΠΟΣΒΕΣΕΙΣ + ΑΠΟΠΛΗΡΩΜΗ ΔΑΝΕΙΟΥ)} \quad (\mathbf{εξ.9})$$

Αφαιρώντας λοιπόν και τους φόρους υπολογίστηκαν οι ταμιακές ροές (cash flows) για κάθε έτος, για 30 χρόνια που είναι τα χρόνια ζωής του έργου και υπολογίστηκε η Καθαρή Παρούσα Αξία (Κ.Π.Α.) σύμφωνα με την εξίσωση 10 στην οποία με t συμβολίζονται είναι τα χρόνια ζωής του έργου και με r το προεξοφλητικό επιτόκιο το οποίο έχει οριστεί στο 6,5%.

$$\mathbf{Κ. Π. Α. = \sum_{t=1}^N \frac{\text{ταμιακές ροές}}{(1+r)^t} - \text{Κεφάλαιο}} \quad (\mathbf{εξ.10})$$

Στο Παράρτημα 3 παρουσιάζεται ο υπολογισμός της Καθαρής Παρούσας Αξίας όπως πραγματοποιήθηκε στην ανάλυση με την βοήθεια του εργαλείου που δημιουργήθηκε στο excel. Τέλος ο υπολογισμός των υπόλοιπων οικονομικών όρων (IRR και έτη αποπληρωμής έργου) πραγματοποιήθηκαν με την βοήθεια εξισώσεων του προγράμματος του excel.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4^ο

4. Αποτελέσματα Ανάλυσης - Διαγράμματα βασικού σεναρίου

Στο κεφάλαιο αυτό ακολουθούν τα αποτελέσματα όλων των αναλύσεων που πραγματοποιήθηκαν σύμφωνα με τα δεδομένα του 3^{ου} κεφαλαίου και παρουσιάζονται με την μορφή διαγραμμάτων και πινάκων, ενώ ακολουθεί σχολιασμός για το καθένα ξεχωριστά.

4.1 Αποτελέσματα βασικού σεναρίου

Αρχικά, στον πίνακα 4.1 παρουσιάζονται αναλυτικά οι ετήσιες ποσότητες LNG που θα είναι απαραίτητες για κάθε περιοχή σύμφωνα με τα ποσοστά αντικατάστασης που περιγράφηκαν στην ανάλυση του 3^{ου} κεφαλαίου. Η ετήσια ποσότητα ζήτησης LNG υπολογίστηκε στα 41.262 m³ με ένα ποσοστό περίπου στο 46,5% (της συγκεκριμένης ποσότητας να προορίζεται για την γενικότερη περιοχή της Αχαΐας και το υπόλοιπο 53,5% για τις περιοχές των Ιωαννίνων και της Αιτωλοακαρνανίας.

Πίνακας 4.1 : Ετήσιες ποσότητες ζήτησης LNG ανά περιοχή

Ετήσια συνολική ποσότητα LNG	41.262 m ³
Ετήσια ποσότητα LNG Ιωαννίνων	10960m ³
Ετήσια ποσότητα LNG Αχαΐα	19222m ³
Ετήσια ποσότητα LNG Αιτωλ/νία	11080m ³

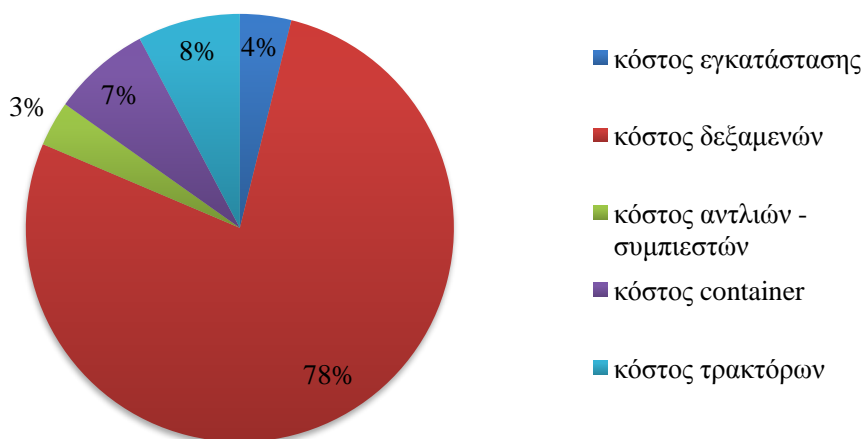
Αφού υπολογίστηκε η ποσότητα LNG που είναι απαραίτητη , ορίστηκε στην συνέχεια το μέγεθος του τερματικού σταθμού που πρόκειται να κατασκευαστεί αλλά και ο απαραίτητος εξοπλισμός για την διανομή. Στον πίνακα 4.2 ακολουθεί το αρχικό κόστους κεφαλαίου για την κατασκευή του τερματικού σταθμού αποθήκευσης αλλά και όλου του υπόλοιπου εξοπλισμού (container , φορτηγά κλπ). Το κόστος των δεξαμενών αποθήκευσης υπολογίστηκε στα 8.750.000€ και είναι ο παράγοντας που επηρεάζει σε πολύ μεγάλο βαθμό το αρχικό κόστος εγκατάστασης σε σχέση με τον υπόλοιπο εξοπλισμό.

Πίνακας 4.2 : Κόστος εξοπλισμού

	Αριθμός	Κόστος
Δεξαμενές αποθήκευσης (500m ³)	7	8.750.000€
Αντλίες	7	385.000€
Αριθμός container (40m ³)	7	840.000€
Αριθμός τρακτόρων	7	875.000€
Κόστος κατασκευής εγκατάστασης		437.000€

Σύμφωνα, λοιπόν, με τους υπολογισμούς το συνολικό κεφάλαιο του έργου υπολογίστηκε στα 11.287.000€. Από το συγκεκριμένο ποσό, το 50% δηλαδή 5.643.500€ έχει οριστεί βάσει του σεναρίου ότι πρόκειται να καλυφθούν με ίδια κεφάλαια, το 20% του κεφαλαίου δηλαδή 2.257.400€ θα καλυφθούν από κρατική επιχορήγηση και το υπόλοιπο 30% δηλαδή 3.386.100€ θα καλυφθούν μέσω δανείου.

Στο διάγραμμα 4.1 που ακολουθεί είναι φανερό πόσο επηρεάζει το αρχικό κόστος το κόστος των δεξαμενών αποθήκευσης, αφού το κόστος αγοράς τους είναι σχεδόν τα 4/5 του αρχικού κεφαλαίου και συγκεκριμένα το 78% του αρχικού κεφαλαίου. Το κόστος για την αγορά του στόλου των φορτηγών και των container είναι ένα ποσοστό στο 15% του κεφαλαίου που υπολογίστηκε.



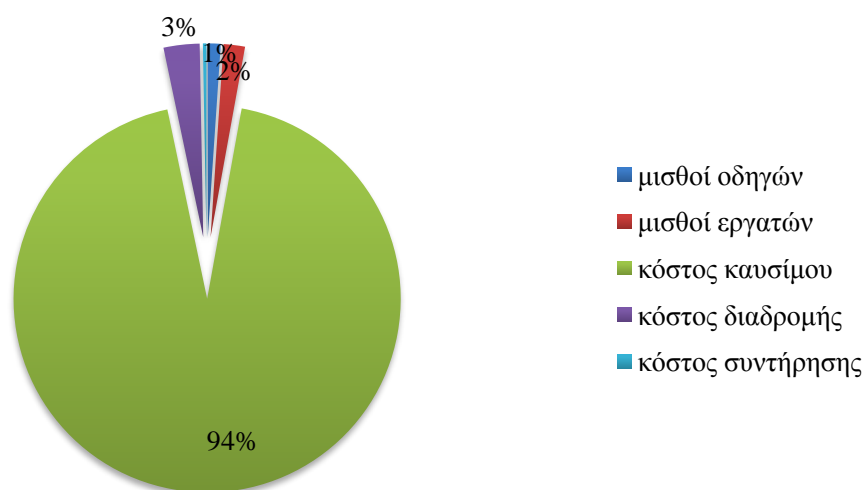
Διάγραμμα 4.1: Αρχικό κόστος εξοπλισμού και εγκατάστασης

Παρακάτω ακολουθεί ο πίνακας 4.3 στο οποίο παρουσιάζονται τα ετήσια λειτουργικά κόστη, όπως υπολογίστηκαν και τα οποία χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό της Καθαρής Παρούσας Αξίας. Συγκεκριμένα, παρατηρείται ότι το κόστος της αγοράς του LNG είναι το κύριο κόστος που επιβαρύνει τον επενδυτή ετησίως με 5.583.170€ και είναι ένας από τους βασικούς παράγοντες που καθορίζει την βιωσιμότητα του έργου, αφού επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό την Κ.Π.Α.

Πίνακας 4.3: Ετήσια κόστη

Κόστος οδηγών	65.045€
Κόστος εργατών	108.000€
Κόστος αγοράς LNG	5.583.170€
Κόστος διαδρομών	181.779€
Κόστος συντήρησης	17.854€

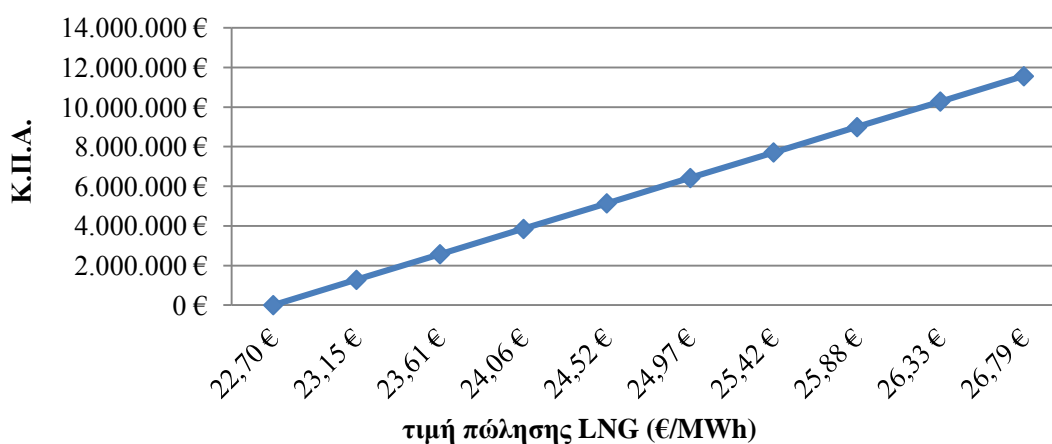
Στο διάγραμμα 4.2 παρακάτω αναλύονται σε ποσοστά τα λειτουργικά κόστη του πίνακα 4.3 με το κόστος αγοράς του LNG να καλύπτει το 94% των και ακολουθούν με μόλις 2% το κόστος των εργατών και 3% το κόστος των δρομολογίων. Παρατηρείται συνεπώς, ότι το κόστος για την διανομή του LNG αλλά και την τροφοδότηση του σταθμού αποθήκευσης είναι παράγοντας που επηρεάζει σε πολύ μικρό βαθμό την βιωσιμότητα του έργου.



Διάγραμμα 4.2 : Ετήσια λειτουργικά έξοδα και κόστος αγοράς καυσίμου LNG

Μετά τον υπολογισμό του αρχικού κεφαλαίου που είναι απαραίτητο, των ετήσιων λειτουργικών εξόδων αλλά και την χρήση των υπολοίπων οικονομικών δεδομένων που παρουσιάστηκαν σε πίνακες στο 3^ο κεφάλαιο, υπολογίστηκε η Καθαρά Παρούσα Αξία του έργου για διάρκεια ζωής 30 έτη με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG στους τελικούς καταναλωτές .

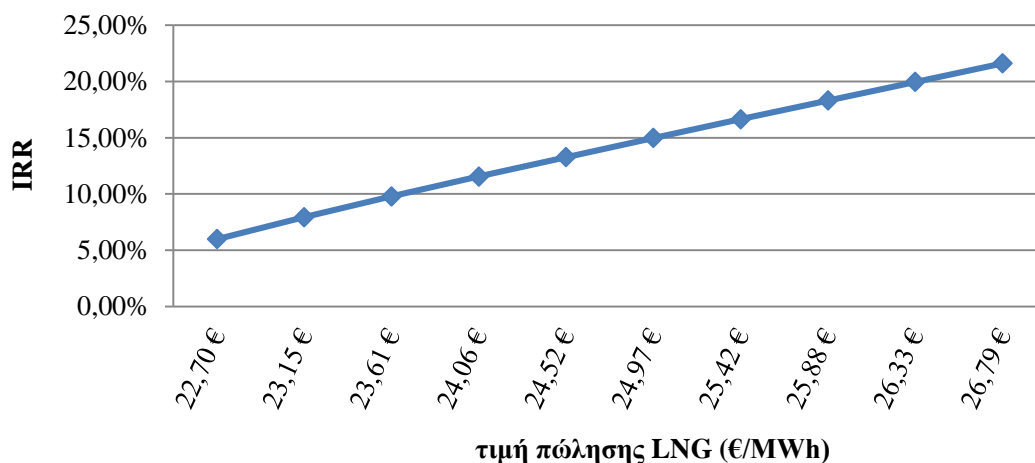
Το διάγραμμα 4.3 το οποίο ακολουθεί δείχνει την μεταβολή της Κ.Π.Α. με την αύξηση της τιμής πώλησης του LNG στους τελικούς καταναλωτές.



Διάγραμμα 4.3 : Μεταβολή της Κ.Π.Α. με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG

Η αρχική τιμή που επιλέχτηκε για την δημιουργία του διαγράμματος είναι η τιμή πώλησης για την οποία η Κ.Π.Α. μηδενίζεται και αυτό γίνεται για τιμή πώλησης του LNG στα 22,70€/MWh σύμφωνα με τα δεδομένα του αρχικού σεναρίου. Η τιμή αγοράς του LNG έχει οριστεί στα 19,6€/KWh [17] οπότε όπως παρατηρείται και από το γράφημα για θετική τιμή της Κ.Π.Α. πρέπει η τιμή πώλησης του LNG να είναι 16% και πάνω σε σχέση με την τιμή αγοράς του LNG που ισχύει σήμερα (τιμή Σεπτεμβρίου του 2017). Από το διάγραμμα παρατηρείται ότι με κάθε αύξηση περίπου 2% στην τιμή πώλησης του LNG, δηλαδή περίπου 0,45€/MWh, η Κ.Π.Α αυξάνεται περίπου κατά 1.000.000€.

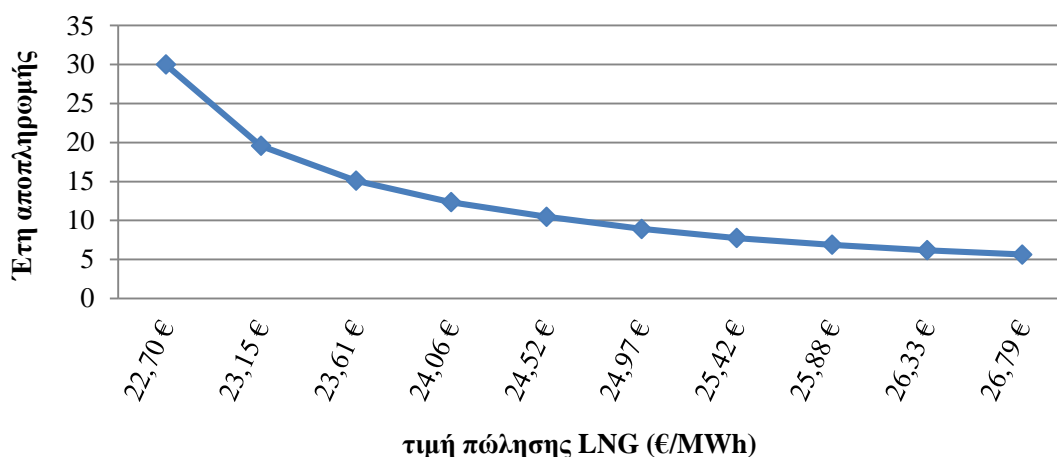
Εκτός από την Κ.Π.Α. άλλοι δύο δείκτες που εξετάστηκαν ήταν ο δείκτης IRR και ο χρόνος αποπληρωμής του αρχικού κεφαλαίου. Παρακάτω παρουσιάζονται με την σειρά τους τα διαγράμματα 4.4 και 4.5 που δείχνουν την μεταβολή του IRR και του χρόνου αποπληρωμής του έργου αντίστοιχα, σε σχέση με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG στους τελικούς καταναλωτές. Οι τιμές πώλησης του LNG είναι ίδιες με εκείνες που χρησιμοποιήθηκαν και για το διάγραμμα της Κ.Π.Α.



Διάγραμμα 4.4 : Μεταβολή του IRR με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG

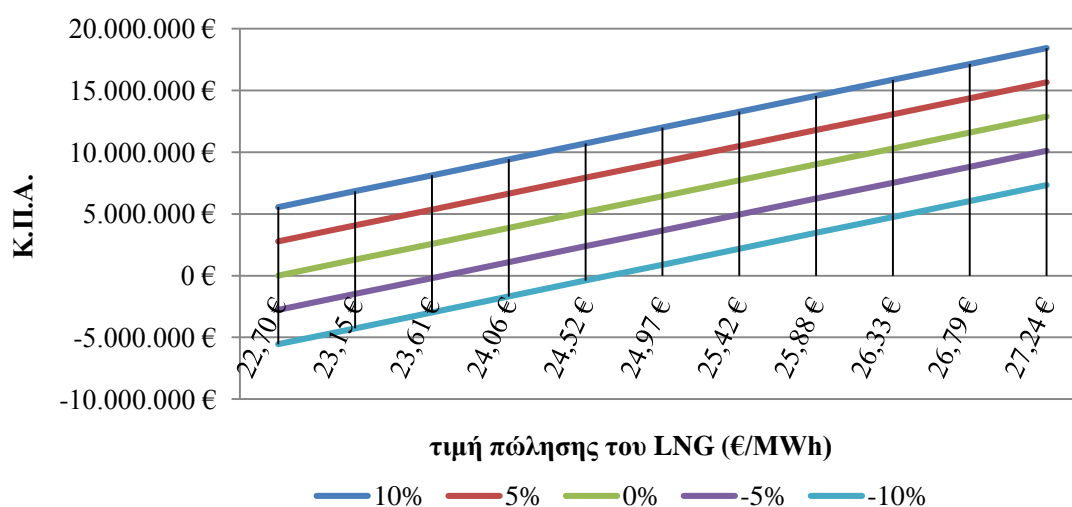
Σύμφωνα και με παρόμοια ενεργειακά έργα, ένα ποσοστό περίπου της τάξεως του 15% για την τιμή του IRR κρίνεται ικανοποιητικό. Από το διάγραμμα παρατηρείται ότι για την συγκεκριμένη τιμή, η τιμή πώλησης του LNG δεν ξεπερνάει τα 24,5€/MWh, δηλαδή χρειάζεται μια τιμή πώλησης περίπου 25% πάνω από την τιμή αγοράς του LNG.(οι τιμές αγοράς και πώλησης που αναφέρονται είναι προ φόρων)

Στο διάγραμμα της μεταβολής του χρόνου αποπληρωμής του αρχικού κεφαλαίου σε σχέση με την αύξηση της τιμής πώλησης παρατηρούμε ότι η σχέση τους είναι εκθετική και πως με μικρή μεταβολή της τιμής πώλησης ο χρόνος αποπληρωμής αρχίζει να μειώνεται αρκετά. Παράλληλα, γίνεται κατανοητό από το διάγραμμα ότι για μια τιμή πώλησης γύρω στα 25,5€/MWh η αποπληρωμή του αρχικού κεφαλαίου επιτυγχάνεται στα 7-8 χρόνια, που είναι ένα ικανοποιητικό χρονικό διάστημα αποπληρωμής για παραπλήσια ενεργειακά έργα.



Διάγραμμα 4.5 : Μεταβολή του χρόνου αποπληρωμής με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG

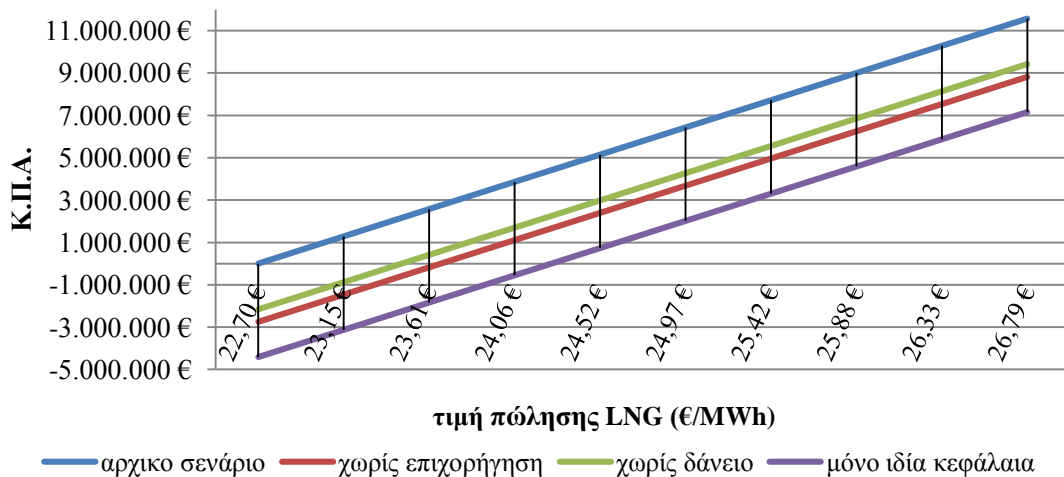
Όπως αναφέρθηκε παραπάνω μία πολύ σημαντική παράμετρος για την βιωσιμότητα του έργου είναι η τιμή αγοράς του LNG ανά m^3 που στα προηγούμενα διαγράμματα θεωρήθηκε σταθερή με την τιμή που έχει σήμερα ($135€/m^3$). Γι' αυτό πραγματοποιήθηκε ανάλυση για την ευαισθησία της Κ.Π.Α. και για την μεταβολή της τιμής αγοράς του LNG. Στο διάγραμμα 4.6 που ακολουθεί παρατηρείται η διαβάθμιση της Κ.Π.Α. σε σχέση με την μεταβολή της τιμής αγοράς του LNG. Στο διάγραμμα αποτυπώνονται τα αποτελέσματα για μεταβολή από -10% έως και 10% σε σχέση με την σημερινή τιμή αγοράς του LNG. Η τιμή για 0% αντιπροσωπεύει την Κ.Π.Α. για το αρχικό σενάριο.



Διάγραμμα 4.6 : Μεταβολή της Κ.Π.Α. με την μεταβολή της τιμής πώλησης και αγοράς του LNG

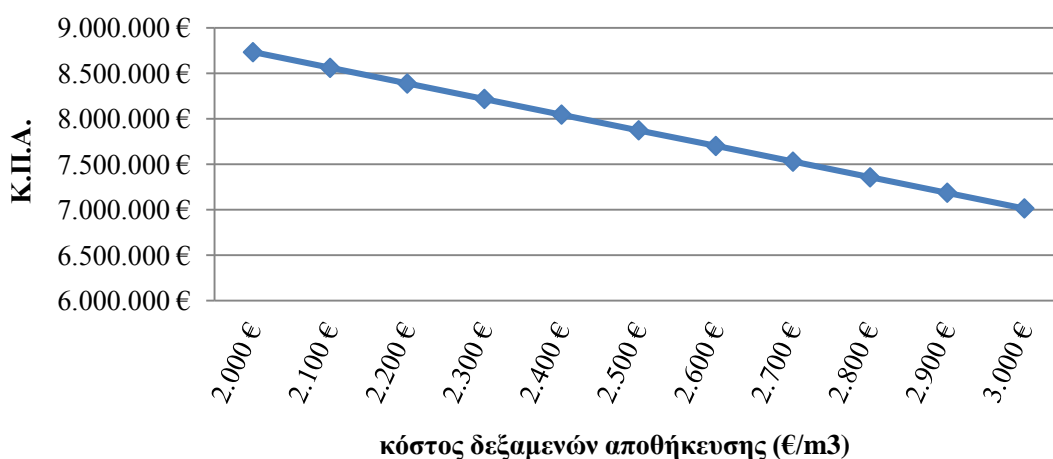
Στο διάγραμμα 4.7 έχει πραγματοποιηθεί ανάλυση για τις ίδιες τιμές πώλησης του LNG με εκείνες του βασικού σεναρίου αλλά με διαφορετικό τρόπο πληρωμής του αρχικού κεφαλαίου. Οι τρεις διαφορετικές περιπτώσεις που απεικονίζονται στο διάγραμμα είναι η πληρωμή του αρχικού κεφαλαίου χωρίς χρήση δανείου (πράσινη γραμμή), χωρίς κάποια επιχορήγηση (κόκκινη γραμμή) και χωρίς χρήση δανείου και επιχορήγησης, δηλαδή την πληρωμή του αρχικού κεφαλαίου μόνο από ίδια κεφάλαια (μωβ γραμμή).

Στο βασικό σενάριο υπολογίστηκε ότι η Κ.Π.Α. είναι θετική για τιμή πώλησης του LNG 16% και άνω σε σχέση με τη τιμή αγοράς που ισχύει σήμερα (έτος 2017). Για την περίπτωση χωρίς χρήση δανείου η τιμή ανεβαίνει στο 20% της τιμής αγοράς ενώ για την περίπτωση μη χρηματοδότησης η τιμή είναι περίπου στο 21% και άνω. Τέλος στην περίπτωση που το αρχικό κεφάλαιο καλυφτεί εξ ολοκλήρου από ίδια κεφάλαια η Καθαρά Παρούσα Αξία είναι θετική για τιμή πώλησης του LNG από 24% και άνω σε σχέση με την τιμή αγοράς.

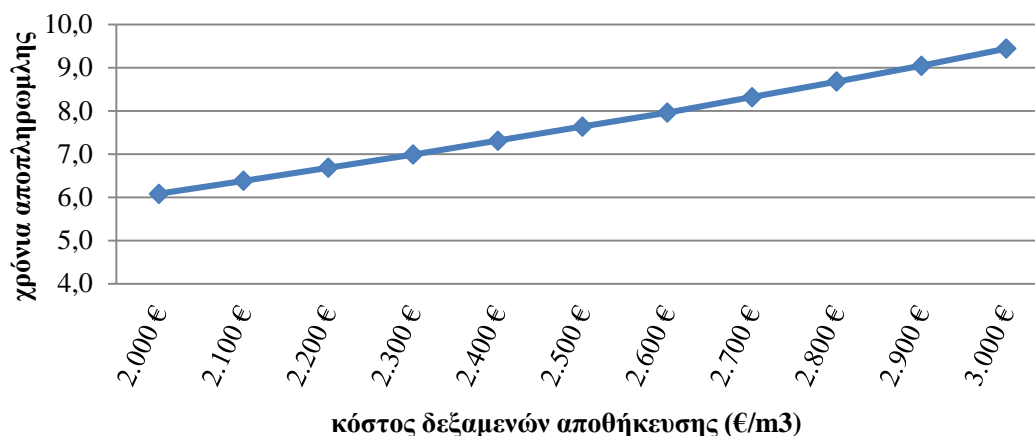


Διάγραμμα 4.7 : Μεταβολή της Κ.Π.Α. χωρίς επιχορήγηση , χωρίς δάνειο και μόνο με ίδια κεφάλαια

Ένας ακόμα βασικός παράγοντας που επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό τα οικονομικά δεδομένα του έργου όπως αναφέρθηκε παραπάνω είναι η τιμή ανά m^3 των δεξαμενών αποθήκευσης του LNG. Παρακάτω παρουσιάζονται στα διαγράμματα 4.8 και 4.9 τα οποία δείχνουν την ευαισθησία της Κ.Π.Α. αλλά και του χρονικού διαστήματος αποπληρωμής του αρχικού κεφαλαίου σε σχέση με την μεταβολή της τιμής των δεξαμενών αποθήκευσης. Για την συγκεκριμένη ανάλυση ευαισθησίας η τιμή αγοράς και πώλησης του LNG στους τελικούς καταναλωτές διατηρήθηκε σταθερή στα 19,6€/MWh και 25,47€/MWh αντίστοιχα.

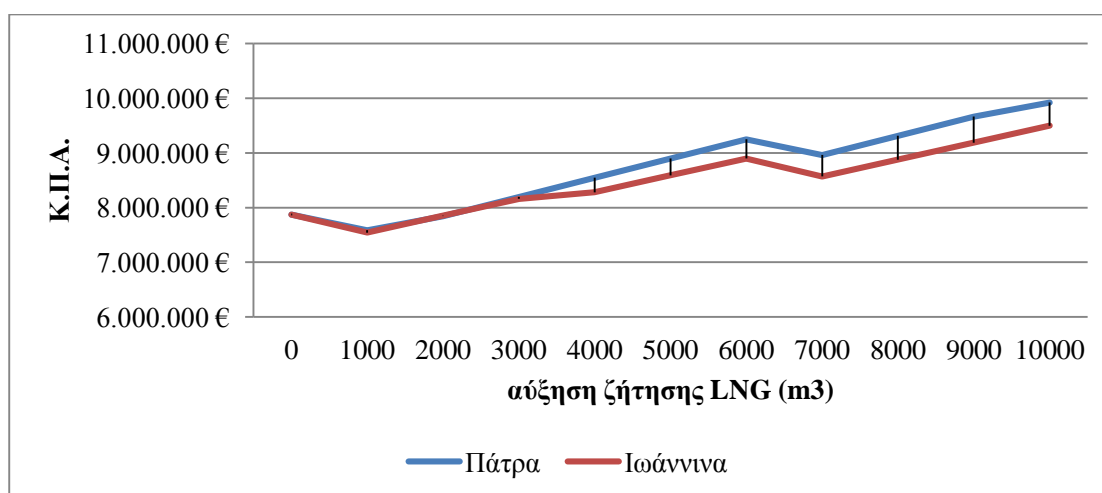


Διάγραμμα 4.8 : Μεταβολή της Κ.Π.Α. με την μεταβολή της τιμής αγοράς των δεξαμενών αποθήκευσης του LNG



Διάγραμμα 4.9: Μεταβολή του χρόνου αποπληρωμής με την μεταβολή της τιμής αγοράς των δεξαμενών αποθήκευσης του LNG

Στην συνέχεια παρατίθεται το διάγραμμα 4.10 στο οποίο παρατηρείται η μεταβολή της Καθαρής Παρούσας Αξίας στην περίπτωση της αύξησης της ποσότητας ζήτησης του LNG στις περιοχές της Αχαΐας και των Ιωαννίνων. Στο συγκεκριμένο διάγραμμα παρατηρείται η ευαισθησία της Κ.Π.Α. στην διαφορά που έχουν χιλιομετρικά οι περιοχές παράδοσης του LNG. Η διαφορά που δημιουργείται στις δύο εξεταζόμενες περιοχές όσο αυξάνονται οι ποσότητες είναι λογική και οφείλεται στο κόστος ανά δρομολόγιο που είναι μεγαλύτερο για την περιοχή των Ιωαννίνων από της Αχαΐας λόγω μεγαλύτερης χιλιομετρικής απόστασης.

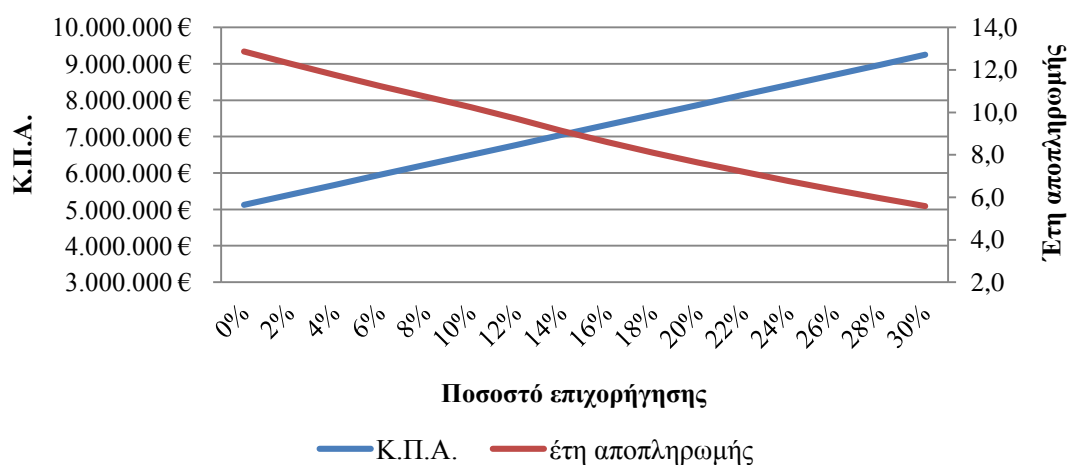


Διάγραμμα 4.10 : Μεταβολή της Κ.Π.Α. με αύξηση της ποσότητας ζήτησης για τις περιοχές Αχαΐας (μπλε) και Ιωαννίνων(κόκκινο) σε σχέση με το βασικό σενάριο

Επίσης στο διάγραμμα παρατηρούνται ορισμένα σημεία στα οποία έχουμε μείωση της Κ.Π.Α. καθώς αυξάνεται η ποσότητα ζήτησης LNG. Αυτό οφείλεται στο ότι στις συγκεκριμένες ποσότητες είναι απαραίτητη η προμήθεια είτε επιπλέον δεξαμενών αποθήκευσης στον τερματικό σταθμό, είτε φορτηγών και container για την μεταφορά του LNG, κάτι που συνεπάγεται επιπλέον κόστος κεφαλαίου και ως συνέπεια μείωση της Κ.Π.Α.

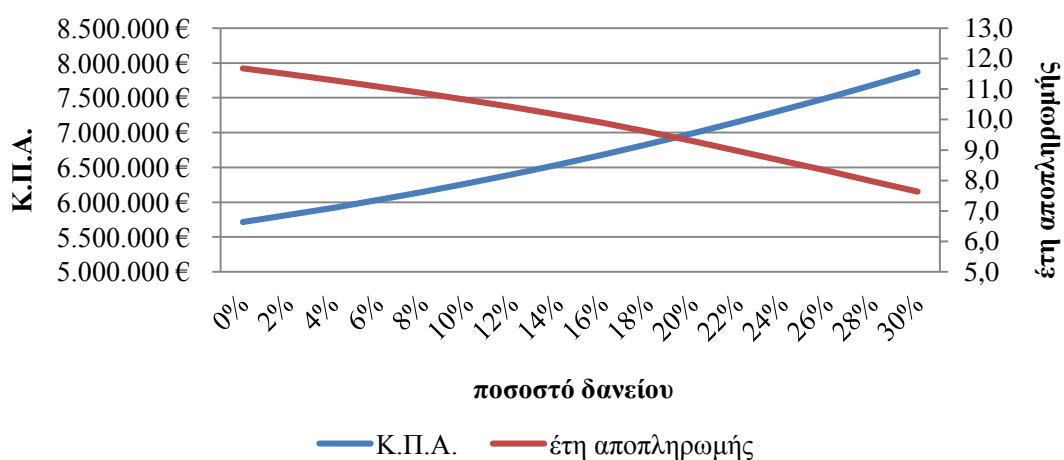
Στα διαγράμματα 4.11 και 4.12 που ακολουθούν εξετάζεται η ευαισθησία της Κ.Π.Α. και των χρόνων αποπληρωμής του αρχικού κεφαλαίου με την μεταβολή του ποσοστού επιχορήγησης και δανείου αντίστοιχα. Για την πραγματοποίηση της συγκεκριμένης ανάλυσης έχει γίνει υπόθεση για σταθερή τιμή πώλησης του LNG στους τελικούς καταναλωτές στο 30% πάνω από την τιμή προμήθειας του.

Αναλυτικότερα στο διάγραμμα 4.11 διατηρούνται όλα τα δεδομένα του βασικού σεναρίου σταθερά και το μόνο που μεταβάλλεται είναι το ποσοστό κάλυψης του αρχικού κεφαλαίου από κρατική επιχορήγηση. Παρατηρείται ότι το έργο παρουσιάζει θετική Καθαρά Παρούσα Αξία ακόμα και χωρίς την συνεισφορά κάποιες επιχορήγησης αλλά η επιστροφή του αρχικού κεφαλαίου με μικρά ποσοστά επιχορήγησης πραγματοποιείται μετά από 10 χρόνια, κάτι που επιχειρηματικά δεν είναι ικανοποιητικό χρονικό διάστημα για ανάλογα έργα.



Διάγραμμα 4.11 : Κ.Π.Α. και χρόνος αποπληρωμής με την μεταβολή του ποσοστού της αρχικής επιχορήγησης

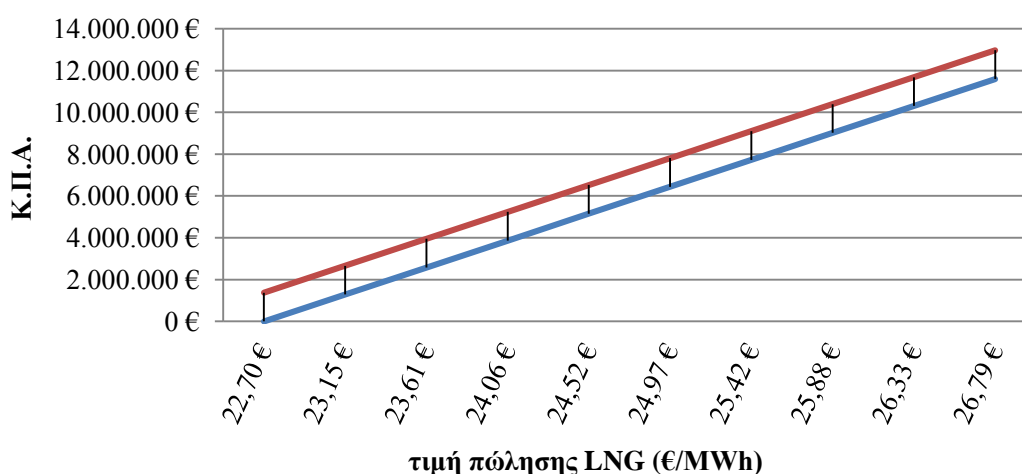
Στο διάγραμμα 4.12 έχει πραγματοποιηθεί η ανάλογη ανάλυση με το προηγούμενο διάγραμμα διατηρώντας σταθερά όλα τα δεδομένα με το αρχικό σενάριο και σταθερή την τιμή πώλησης του LNG στους τελικούς κατά 30% σε σχέση με την τιμή αγοράς, με την διαφορά όμως ότι μεταβάλλεται μόνο το ποσοστό κάλυψης του αρχικού κεφαλαίου από δάνειο. Από το διάγραμμα εξάγεται το συμπέρασμα ότι το έργο μπορεί να πραγματοποιηθεί και χωρίς χρήση δανείου αφού η Κ.Π.Α. είναι θετική αλλά τα χρόνια αποπληρωμής του κεφαλαίου του έργου κρίνονται αρκετά για μικρά ποσοστά κάλυψης του κεφαλαίου από δάνειο και κάνει το έργο λιγότερο επιχειρηματικά ελκυστικό.



Διάγραμμα 4.12 : Κ.Π.Α. και χρόνος αποπληρωμής με την μεταβολή του ποσοστού του δανείου

4.2 Σενάριο χωρίς την τροφοδότηση του τερματικού σταθμού (Ρεβυθούσα - Πάτρα)

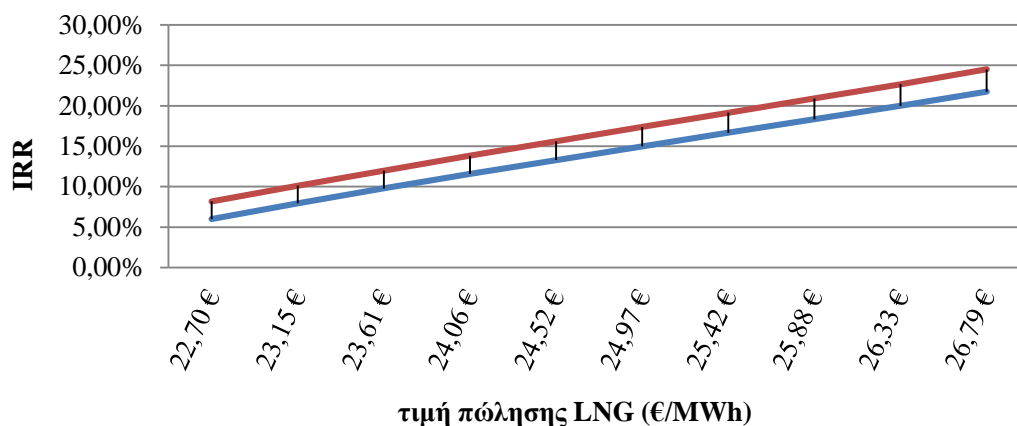
Εκτός από το βασικό σενάριο, πραγματοποιήθηκε ένα ακόμη στο οποίο η οικονομική ανάλυση γίνεται μόνο για το κομμάτι της διανομής του LNG στους τελικούς καταναλωτές. Στην συγκεκριμένη ανάλυση, ο επενδυτής δεν αναλαμβάνει το κόστος για την τροφοδοσία του σταθμού αποθήκευσης της Πάτρας από την Ρεβυθούσα. Παρακάτω ακολουθούν τα αποτελέσματα των αναλύσεων του συγκεκριμένου σεναρίου (κόκκινη γραμμή) σε σύγκριση με εκείνα του βασικού σεναρίου (μπλε γραμμή).



Διάγραμμα 4.13 : Μεταβολή της Κ.Π.Α. με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG

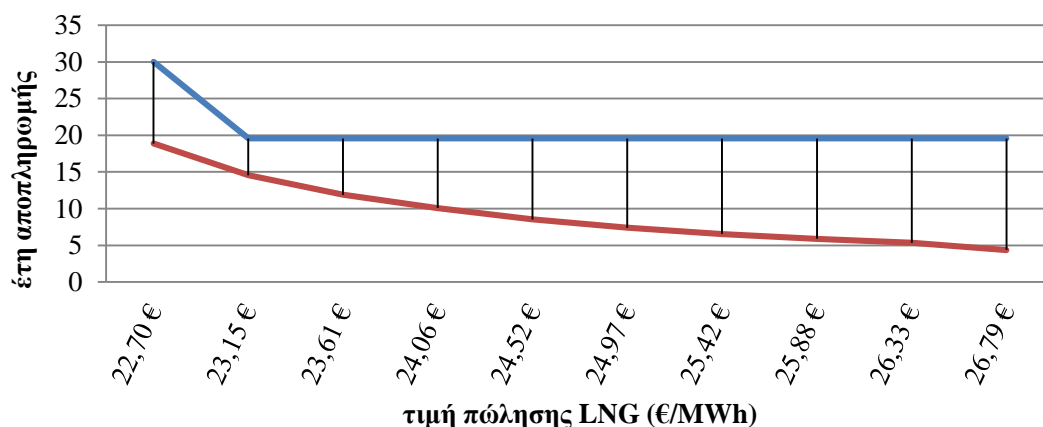
Από το διάγραμμα 4.11 παρατηρούμε ότι η Κ.Π.Α. είναι υψηλότερη απ' ό,τι στο βασικό σενάριο για τις ίδιες τιμές πώλησης του LNG και αυτό δικαιολογείται, αφού τα ετήσια κόστη είναι μειωμένα δεδομένου ότι χρειάζονται λιγότερα δρομολόγια καθημερινά και επιπλέον είναι ελαφρώς πιο μειωμένο το αρχικό κεφάλαιο αφού ο στόλος των φορτηγών και των container θα είναι μικρότερος. Στο δεύτερο σενάριο η Κ.Π.Α. μηδενίζει για ακόμα χαμηλότερη τιμή πώλησης, οπότε μπορεί ο οριστεί και ακόμα χαμηλότερη τιμή πώλησης.

Στο διάγραμμα 4.12 που ακολουθεί παρατηρείται ότι και ο δείκτης IRR είναι υψηλότερος για τις ίδιες τιμές πώλησης του LNG με αυτές του βασικού σεναρίου.



Διάγραμμα 4.14 : Μεταβολή του IRR με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG

Ένας ακόμα δείκτης που εξετάστηκε για το συγκεκριμένο ήταν τα έτη που χρειάζονται για την αποπληρωμή του αρχικού κεφαλαίου της επένδυσης και παρατηρείται αρκετά μεγάλη απόκλιση για τις χαμηλότερες τιμές πώλησης σε σχέση με το βασικό σενάριο, που κάνει αρκετά πιο ελκυστικό το δεύτερο σενάριο επένδυσης.



Διάγραμμα 4.15 : Μεταβολή του χρόνου αποπληρωμής με την μεταβολή της τιμής πώλησης του LNG

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5^ο

5.Συμπεράσματα -Συζήτηση

Ο σκοπός της διπλωματικής εργασίας ήταν η μελέτη βιωσιμότητας της ανάπτυξης συστήματος τροφοδότησης της Δυτικής Ελλάδας με φυσικό αέριο , με "δορυφορικό σύστημα" διανομής και την κατασκευή μικρού τερματικού σταθμού αποθήκευσης LNG στην περιοχή της Πάτρας.

Από τα σενάρια που πραγματοποιήθηκαν και τους οικονομικούς δείκτες που υπολογίστηκαν και εξετάστηκαν, οι οποίοι ήταν η Καθαρά Παρούσα Αξία ,ο IRR και η περίοδος αποπληρωμής του αρχικού κεφαλαίου, η υλοποίηση του έργου κρίνεται εφικτή και αποτελεί μια ικανοποιητική οικονομικά επένδυση.

Στην μελέτη πραγματοποιήθηκαν δύο πιθανά σενάρια. Στο βασικό σενάριο γίνεται η τροφοδοσία του τερματικού σταθμού αποθήκευσης της Πάτρας από την Ρεβυθούσα και από κει η διανομή στους τελικούς καταναλωτές. Στο δεύτερο σενάριο πραγματοποιείται μόνο η διανομή του LNG στους τελικούς χρήστες. Από την ανάλυση και των δύο σεναρίων το δεύτερο κρίνεται ως καλύτερη οικονομική επένδυση, αφού αποδίδει μεγαλύτερη Καθαρή Παρούσα Αξία, χρειάζεται μικρότερο αρχικό κεφάλαιο και η αποπληρωμή του αρχικού κεφαλαίου πραγματοποιείται σε μικρότερο χρονικό διάστημα.

Η τιμή αγοράς έχει καθοριστεί στα 19,60€/MWh η οποία είναι τιμή προμηθεύεται το LNG στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας. Στο βασικό σενάριο η Κ.Π.Α. μηδενίζεται για τιμή πώλησης του LNG γύρω στο 16% πάνω από την τιμή αγοράς στα 22,70€/MWh , ενώ στο δεύτερο σενάριο μηδενίζεται για ακόμη χαμηλότερη τιμή πώλησης.

Επιπρόσθετα, εξετάστηκε το ενδεχόμενο το έργο να πραγματοποιηθεί χωρίς χρήση δανείου ή επιχορήγησης. Τα αποτελέσματα δείχνουν ότι το έργο για να είναι βιώσιμο θα πρέπει η τιμή πώλησης να είναι αρκετά πιο υψηλή από το βασικό σενάριο. Χωρίς χρήση δανείου ή επιχορήγησης, η τιμή πώλησης κυμαίνεται περίπου στο 20-21% πάνω από την τιμή αγοράς για θετική Κ.Π.Α. και στην περίπτωση πληρωμής μόνο με ίδια κεφάλαια, τότε η τιμή πώλησης υπολογίζεται από 24% και άνω.

Ο παράγοντας που επηρεάζει σε μεγαλύτερο βαθμό το αρχικό κεφάλαιο της επένδυσης είναι το κόστος των δεξαμενών αποθήκευσης αφού καλύπτει τουλάχιστον το 75% του κεφαλαίου και έπειτα ακολουθούν με πολύ μικρότερα ποσοστά ο στόλος των φορτηγών και των container αποθήκευσης και μεταφοράς του LNG.

Από τα ετήσια κόστη σχεδόν το 94% είναι το κόστος για την αγορά του καυσίμου του LNG που πρόκειται να παραδοθεί στην συνέχεια στους τελικούς χρήστες, ενώ το λειτουργικό κόστος και το κόστος διανομής είναι πολύ χαμηλότερο. Οπότε οι οικονομικοί παράγοντες που επηρεάζουν σε πολύ μεγάλο βαθμό την επένδυση είναι το κόστος ανά m³ των δεξαμενών αποθήκευσης και το κόστος ανά m³ για τη αγορά του καυσίμου της οποίας η τιμή καθορίστηκε με τα πιο πρόσφατα στοιχεία (2017).

Η κρίσιμη παράμετρος για την βιωσιμότητα του έργου είναι η τιμή πώλησης του LNG που πρόκειται να οριστεί αλλά και η διακύμανση που πρόκειται να έχει η τιμή αγοράς του LNG σε όλη την διάρκεια ζωής του έργου. Έχουν πραγματοποιηθεί διαφορετικά σενάρια και τα αποτελέσματά τους παρουσιάστηκαν στο 4ο κεφάλαιο στα οποία παρατηρείται η διακύμανση της Κ.Π.Α. στην μεταβολή των συγκεκριμένων παραμέτρων.

Μελλοντικά και ανάλογα την πραγματική ζήτηση που θα υπάρχει στην Δυτική Ελλάδα θα μπορούσε να εξεταστεί η δημιουργία δικτύου σωληνώσεων στην περιοχή της Πάτρας όπου πρόκειται να κατασκευαστεί ο τερματικός σταθμός για την άμεση διανομή του φυσικού αερίου χωρίς την χρήση φορτηγών και επίσης ανάπτυξη του "δορυφορικού δικτύου" για την διανομή σε διαφορετικές περιοχές της Ηπείρου και της Πελοποννήσου.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. E. Planas, E. Pastor, J. Casal, J.M. Bonilla, 2015, Analysis of the boiling liquid expanding vapor explosion (BLEVE) of a liquefied natural gas road tanker: The Zarzalico accident, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 34, 127-138
2. Zhihua Chen, Haizhong An, Xiangyun Gao, Huajiao Li, Xiaoqing Hao, 2016, Competition pattern of the global liquefied natural gas (LNG) trade by network analysis, 33 , 769-776
3. Dong Lv, Wei Tan, Liyan Liu, Guorui Zhu, Lei Peng, 2017, Research on maximum explosion overpressure in LNG storage tank areas, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 49, 162-170
4. International Gas Union, June 2015, Small scale LNG, 2012-2015 Triennial Work Report
5. H. Bouknight, 2015, LNG Storage Solutions: A Key Consideration and Element in LNG Terminal Operation
6. S. Rathnayaka, F. Khan, P. Amyotte, 2012, Accident modeling approach for safety assessment in an LNG processing facility, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 25, 414-423
7. Ε. Ντελκογλάνη, Η αγορά των LNG, Χίος 2010, Πανεπιστήμιο Αιγαίου Σχολή Επιστημών και Διοίκησης, Τμήμα Ναυτιλίας και Επιχειρηματικών Υπηρεσιών, Διπλωματική Διατριβή
8. International Gas Union , 2017 World Lng Report, 2017
9. Π. Κακαρούνας, Α. Μπραγκατζή, Καβάλα Μάρτιος 2005, Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο, Τμήμα τεχνολογίας πετρελαίου και φυσικού αερίου
10. WÄRTSILÄ, 2016, Small and Medium-scale LNG terminals
11. S. Kuehl, 2014, Assessing the Economic Viability of an LNG Terminal in Newfoundland: With Export to European Markets, Simon Fraser University
12. Gas LNG Europe, Small Scale LNG STUDY: Map of the small scale LNG infrastructure in Europe , Μάιος 2015

13. P. Erdős, M. Ormos, 2012, Article : Natural Gas Prices on Three Continents, Energies
14. A.J. Melling, 2010, Natural Gas Pricing and It's Pricing, Europe as battleground
15. C.A. Smith, A.M. Herscowitz, 2016, Understanding Natural Gas and LNG options
16. S. Levine, P. Carpenter, A. Tharpal, 2014, Understanding Natural Gas Markets, American Petroleum Institute
17. Ι. Βυλλιιώτης, Δ. Ζάμπος, Π. Τζαγκαράκης, Ε. Χάσκος, 2017, Η αγορά του φυσικού αερίου στην Ελλάδα - Ρυθμιστικό πλαίσιο, Εθνικό και Καποδιστριακό Πανεπιστήμιο Αθηνών
18. Ε. Μπανάκου, 2016, Τεχνοοικονομική και περιβαλλοντική μελέτη της προμήθειας καυσίμου LNG, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο, Διπλωματική Διατριβή
19. Final report European Maritime Safety Agency (EMSA) - Study on Standards and Rules for bunkering of gas-fuelled Ships Germanischer Lloyd
20. D.A. Wood, (2012), A review and outlook for the global LNG trade, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 9, 16-27
21. PAE [Αύγουστος 2017] Available at: <http://www.rae.gr/old/sub3/3B/3b22.htm>
22. S. Diolettas, 2015, Development of Virtual Natural Gas Pipelines in Greece, University of Piraeus
23. [Αύγουστος 2017], Available at: http://ec.europa.eu/transport/road_safety/going_abroad/greece/speed_limits_el.htm
24. Π. Φαφουτέλης, 2015, Κατανάλωση καυσίμου φορτηγών οδικών οχημάτων, Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο , σχολή Πολιτικών Μηχανικών, Διπλωματική Διατριβή

25. Σ. Λιακοπούλου, 2016, Κόστος και τιμολόγηση στις οδικές εμπορευματικές μεταφορές: Ανάπτυξη πλατφόρμας υπολογισμού του κόστους του μεταφορικού έργου, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης, Διπλωματική Διατριβή
26. Market Observatory for Energy of the European Commission, 2016, Quarterly report on European gas market, fourth quarter of 2016
27. Market Observatory for Energy of the European Commission, 2017, Quarterly report on European gas market, second quarter of 2017
28. PwC, 2013, The economic impact of small scale LNG, Ministry of Economic Affairs of the Netherlands, report
29. F. Mariani, 2016, Cost analysis of LNG refueling stations, LNG Blue Corridors Project, European Commission
30. J. Lebrato (NGVA), N. Leclercq (WESTPORT), J. Gallego (IDIADA) and WP2 participants, 2013, LNG Stations Regulations. State of the art, European Commission
31. Don Maxwell, Zhen Zhu , 2011, Natural gas prices, LNG transport costs, and the dynamics of LNG imports, *Energy Economics*, 33, 217–226
32. B.B. Kanbura, Liming Xiang, S. Dubey, Fook Hoong Choo, Fei Duan, 2017, Cold utilization systems of LNG: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* ,79, 1171–1188
33. S. Pfoser, G. Aschauer, L. Simmer, O. Schauer, 2016, Facilitating the implementation of LNG as an alternative fuel technology in landlocked Europe: A study from Austria, *Research in Transportation Business & Management*, 18, 77-84
34. A.A. Abdalla, 2015, Utilizing the liquid natural gas in small scale application in power generation, industrialization and as alternative vehicle fuel
35. Gas Infrastructure Europe, 2016, European Market Growth and Opportunities for LNG Trucks and Ships, The 7th Critical Issues Workshop, Brussels
36. S. Mokhatab, J.Y. Mak, J.V. Valappil, D.A. Wood, 2014, *Handbook of Liquefied Natural Gas*

37. K.Rossios, 2014, Technical Challenges with the development of small scale LNG terminals and fuelling stations, International Hellenic University, Διπλωματική Διατριβή
38. S. Rathnayaka, F. Khan, P. Amyotte, 2012, Accident modeling approach for safety assessment in an LNG processing facility, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 25, 414-423
39. M.M. Foss, 2012, Article: An overview on liquefied natural gas (LNG), its properties, the LNG industry, and safety considerations, Bureau of Economic Geology, University of Texas

Παράρτημα 1 - Αναλυτικά δεδομένα καυσίμων ανά περιοχή και ανά κατηγορία

*Τα δεδομένα είναι από επίσημα στοιχεία του Υ.Π.Ε.Κ.Α.

Εικόνα Π1.1: Καταναλώσεις καυσίμων της περιοχής των Ιωαννίνων για το έτος 2013

3	Περιοχή-Χρήση	Προϊόντα					
4		ΟΜΑΔΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ/ΆΛΛΟ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΟΜΑΔΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ ΚΙΝΗΣΗΣ	ΟΜΑΔΑ Υ.Θ. ΜΑΖΟΥΤ	ΟΜΑΔΑ ΥΓΡΑΕΡΙΟ	ΟΜΑΔΑ Χ.Θ. ΜΑΖΟΥΤ	Γενικό άθροισμα
5	ΙΩΑΝΝΙΝΩΝ	28101,0523	41625,8483	2,84217E-14	12977,306	1613,068	84317,2746
6	10.01 Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής				1,55		1,55
7	30.03 Οδικές Μεταφορές	0,002	37033,1333		3621,666	0	40654,8013
8	30.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (μεταφορές)	0	-2,13163E-13		-1,42109E-14		-2,27374E-13
9	40.01 Κατεργασία Σιδήρου και Χάλυβα				93,058		93,058
10	40.02 Χημικά (συμπεριλαμβανομένων και πετροχημικών)		51,8		29,796		81,596
11	40.03 Μη σιδηρούχα μέταλλα		102,689		1,163		103,852
12	40.04 Μη μεταλλικά ορυκτά		273,464		0,775		274,239
13	40.05 Βιομηχανίες Κατασκευής Εξοπλισμού κλάδου Μεταφορών				17,435		17,435
14	40.06 Βιομηχανίες Κατασκευής Μηχανολογικού Εξοπλισμού		8,115		237,622		245,737
15	40.07 Ορυχεία και Λατομεία		37,06		1,526	95,22	133,806
16	40.08 Τομέας Τροφίμων, Ποτών και Καπνού		1507,867	2,84217E-14	2831,947	1106,677	5446,491
17	40.09 Χαρτοποιεία- Εκτυπώσεις		89,21				89,21
18	40.10 Κατεργασία Ξύλου-Προϊόντων Ξύλου				4,273		4,273
19	40.11 Κατασκευές		295,604		32,059	319,581	647,244
20	40.12 Κλωστοϋφαντουργία και Κατεργασία Δέρματος				1,079		1,079
21	40.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (βιομηχανία)		20,838		199,688	91,59	312,116
22	50.01 Ξενοδοχεία και παρόμοια καταλύματα				904,795		904,795
23	50.02 Νοσοκομειακές δραστηριότητες - Ιδιωτικές				4,662		4,662
24	50.03 Ιδιωτικά αθλητικά κέντρα				1,642		1,642
25	50.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (τομέας εμπορίου λοιπά)	-3,36797E-12	20,471		13,342		33,813
26	60.01 Δημόσια Πρωτοβάθμια-Δευτεροβάθμια εκπαίδευση				5,435		5,435
27	60.03 Νοσοκομειακές δραστηριότητες δημοσίου		2061,247		0,794		2062,041
28	60.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (τομέας δημοσίου λοιπά)		1,008		0,416		1,424
29	90.02 Οικιακός Τομέας	28088,8613			959,066		29047,9273
30	90.03 Αγροτικός/ Δασικός Τομέας		97,2		3878,653		3975,853
31	90.07 Θέρμανση Επιχειρήσεων	12,189			120,317		132,506
32	90.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (Άλλος Τομέας)	0	26,142		14,547		40,689

Εικόνα Π1.2: Καταναλώσεις καυσίμων της περιοχής της Αχαΐας για το έτος 2013

3	Περιοχή-Χρήση	Προϊόντα					
4		ΟΜΑΔΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ/ΆΛΛΟ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΟΜΑΔΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ ΚΙΝΗΣΗ	ΟΜΑΔΑ Υ.Θ. ΜΑΖΟΥΤ	ΟΜΑΔΑ ΥΓΡΑΕΡΙΟ	ΟΜΑΔΑ Χ.Θ. ΜΑΖΟΥΤ	Γενικό άθροισμα
5	ΑΧΑΪΑΣ	19448,9305	80109,9103		14412,2529	10163,846	124134,9397
6	10.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (Μεταποίηση)		76,59			162,26	238,85
7	30.03 Οδικές Μεταφορές	0,002	74549,8123		4099,905	7,10543E-15	78649,7193
8	30.05 Ναυσιπλοΐα Εσωτερικού	1462,548					1462,548
9	30.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (μεταφορές)	-4,9738E-14	5,68434E-14		-5,68434E-14		-4,9738E-14
10	40.02 Χημικά (συμπεριλαμβανομένων και πετροχημικών)		335,393		74,888	3630,4	4040,681
11	40.04 Μη μεταλλικά ορυκτά		51,653			-1,20792E-13	51,653
12	40.06 Βιομηχανίες Κατασκευής Μηχανολογικού Εξοπλισμού				108,173		108,173
13	40.07 Ορυχεία και Λατομεία		1221,399			4,82	1226,219
14	40.08 Τομέας Τροφίμων, Ποτών και Καπνού		382,157		2393,287	3726,224	6501,668
15	40.09 Χαρτοποιεία- Εκτυπώσεις				1643,62		1643,62
16	40.10 Κατεργασία Ξύλου-Προϊόντων Ξύλου		8,241		16,333		24,574
17	40.11 Κατασκευές		3006,536		2,739	1321,94	4331,215
18	40.12 Κλωστοϋφαντουργία και Κατεργασία Δέρματος					141,05	141,05
19	40.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (βιομηχανία)		100,275		13,82	723,296	837,391
20	50.01 Ξενοδοχεία και παρόμοια καταλύματα				432,655	453,856	886,511
21	50.02 Νοσοκομειακές δραστηριότητες - Ιδιωτικές				31,082		31,082
22	50.03 Ιδιωτικά αθλητικά κέντρα				9,232		9,232
23	50.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (τομέας εμπορίου λου	8,37996E-13	62,03		1017,42		1079,45
24	60.03 Νοσοκομειακές δραστηριότητες δημοσίου				989,265		989,265
25	60.04 Δημόσια αθλητικά κέντρα				22,583		22,583
26	60.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (τομέας δημοσίου λου		189,379		22,4494		211,8284
27	90.02 Οικιακός Τομέας	17974,3035			2002,763		19977,0665
28	90.03 Αγροτικός/ Δασικός Τομέας		99,435		132,811		232,246
29	90.04 Αλιεία				1210,825		1210,825
30	90.07 Θέρμανση Επιχειρήσεων	12,077			140,2045		152,2815
31	90.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (Άλλος Τομέας)		27,01		48,198		75,208

Εικόνα Π1.3: Καταναλώσεις καυσίμων της περιοχής της Αιτωλοακαρνανίας για το έτος 2013

3	Περιοχή-Χρήση	Προϊόντα					
4		ΟΜΑΔΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ ΘΕΡΜΑΝΣΗΣ/ΆΛΛΟ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ	ΟΜΑΔΑ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟ ΚΙΝΗΣΗΣ	ΟΜΑΔΑ Υ.Θ. ΜΑΖΟΥΤ	ΟΜΑΔΑ ΥΓΡΑΕΡΙΟ	ΟΜΑΔΑ Χ.Θ. ΜΑΖΟΥΤ	Γενικό άθροισμα
5	ΑΙΤΩΛ/ΝΙΑΣ	11867,3496	55021,1915	22,192	9366,702	1441,012	77718,4471
6	10.07 Παραγωγή αερίου (Μεταποίηση)				9,76996E-15		9,76996E-15
7	30.03 Οδικές Μεταφορές	0,001	52729,8075		4027,499	51,307	56808,6145
8	30.05 Ναυσιπλοΐα Εσωτερικού	323,71					323,71
9	30.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (μεταφορές)		3,55271E-15		2,84217E-14		3,19744E-14
10	40.02 Χημικά (συμπεριλαμβανομένων και πετροχημικών)				176,071		176,071
11	40.03 Μη σιδηρούχα μέταλλα		7,669		536,89		544,559
12	40.04 Μη μεταλλικά ορυκτά		59,132		1041,206	412,697	1513,035
13	40.05 Βιομηχανίες Κατασκευής Εξοπλισμού κλάδου Μεταφορών				0,268		0,268
14	40.06 Βιομηχανίες Κατασκευής Μηχανολογικού Εξοπλισμού		53,943				53,943
15	40.07 Ορυχεία και Λατομεία				209,962		209,962
16	40.08 Τομέας Τροφίμων, Ποτών και Καπνού	-1,77636E-15	28,41		1382,202	24,12	1434,732
17	40.11 Κατασκευές		1694,836	22,192	0,316	317,148	2034,492
18	40.12 Κλωστοϋφαντουργία και Κατεργασία Δέρματος				2,427		2,427
19	40.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (βιομηχανία)		248,221		1,755	3,55271E-15	249,976
20	50.01 Ξενοδοχεία και παρόμοια καταλύματα	0	61,546		196,473		258,019
21	50.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (τομέας εμπορίου λοιπά)	3,13527E-13	112,539		89,257	615,82	817,616
22	60.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (τομέας δημοσίου λοιπά)				0		0
23	90.02 Οικιακός Τομέας	11496,3046			495,551		11991,8556
24	90.03 Αγροτικός/ Δασικός Τομέας		25,088	0	623,629	19,92	668,637
25	90.04 Αλιεία				27,453		27,453
26	90.07 Θέρμανση Επιχειρήσεων	47,334			36,528		83,862
27	90.99 Μη προσδιορισμένη κατανάλωση (Άλλος Τομέας)		0		519,215		519,215

Παράρτημα 2 - Logistics των περιοχών ανάλυσης

Εικόνα Π2.1: Φύλλο Logistics για την περιοχή των Ιωαννίνων

1	δεδομένα			
2			ΠΑΤΡΑ - ΙΩΑΝΝΙΝΑ	
3	ποσότητα LNG ετήσια(m3)	11.109	απόσταση διανομής (Km)	225,0
4	ποσότητα LNG μηνιαία(m3)	926	ταχύτητα φορτηγού (km / h)	70,0
5	ποσότητα LNG ημερήσια(m3)	31	ώρες διανομής	3,2
6			ώρα αναμονής στον σταθμό	0,0
7	μισθός (€/h)	7 €	κόστος καυσίμου €/km	0,1950 €
8	ποσότητα LNG (m3 /δρομολόγιο)	40	δίδαχα	35 €
9				
10	δρομολόγια (προμήθεια)			
11				
12	αριθμός δρομολογίων/έτος	αριθμός δρομολογίων/μήνα	χιλιόμετρα/έτος	χιλιόμετρα/μήνα
13	556,0	48,0	101192,0	8736,0
14				
15	ώρες δρομολογίων / έτος	βάρδιες / έτος		
16	1445,6	180,7		
17				
18	δρομολόγια(διανομή)			
19				
20	αριθμός δρομολογίων/έτος	αριθμός δρομολογίων/μήνα	χιλιόμετρα/έτος	χιλιόμετρα/μήνα
21	556,0	48,0	125100,0	10425,0
22				
23	ώρες δρομολογίων / έτος	βάρδιες / έτος		
24	1787,1	223,4		
25				
26	κόστος (προμήθεια-διανομή)			
27				
28	προμήθεια		διανομή	
29	κόστος οδηγών	10.119 €	μισθοί οδηγών	12.510 €
30	κόστος διαδρομής	28.072 €	κόστος διαδρομής	43.855 €
31				
32	αριθμός φορτηγών			
33				
34				
35	φορτηγά διανομή (Ιωαννίνα)	1,0		
36	φορτηγά προμήθεια (Ρεβυθούσα)	0,8		
37				
38	Σύνολο	2,0		

Εικόνα Π2.2: Φύλλο Logistics για την περιοχή της Αχαΐας

1	δεδομένα							
2				ΑΧΑΪΑ			ΡΕΒΥΘΟΥΣΑ -ΠΑΤΡΑ	
3	ποσότητα LNG ετήσια(m3)	19.762		απόσταση διανομής (Κm)	50,0		απόσταση για προμήθεια (km/δρομολόγιο)	182
4	ποσότητα LNG μηνιαία(m3)	1.647		ταχύτητα φορτηγού (km / h)	40,0		ταχύτητα φορτηγού (km / h)	70
5	ποσότητα LNG ημερήσια(m3)	55		ώρες διανομής	1,3		ώρα διαδρομής προμήθειας(h/δρομολόγιο)	2,6
6				ώρα αναμονής στον σταθμό	0,0		ώρα αναμονής στο σταθμό(h/δρομολόγιο)	0
7	μισθός (€/h)	7 €		κόστος καυσίμου	0,1950 €		κόστος καυσίμου	0,1950 €
8	ποσότητα LNG (m3 /δρομολόγιο)	40		δίοδια	0		δίοδια	15,00 €
9			μεγάλη αλλαγή					
10	δρομολόγια (προμήθεια)							
11								
12	αριθμός δρομολογίων/έτος	αριθμός δρομολογίων/μήνα	χιλιόμετρα/έτος	χιλιόμετρα/μήνα				*Ο αριθμός των δρομολογίων είναι προς μία κατεύθυνση
13	990,0	84,0	180180,0	15288,0				
14								
15	ώρες δρομολογίων / έτος	βάρδιες / έτος						
16	2574,0	321,8						
17								
18	δρομολόγια (διανομή)							
19								
20	αριθμός δρομολογίων/έτος	αριθμός δρομολογίων/μήνα	χιλιόμετρα/έτος	χιλιόμετρα/μήνα				*Ο αριθμός των δρομολογίων είναι προς μία κατεύθυνση
21	990,0	84,0	49500,0	4125,0				
22								
23	ώρες δρομολογίων / έτος	βάρδιες / έτος						
24	1237,5	154,7						
25								
26	κόστος (προμήθεια - διανομή)							
27								
28								
29	κόστος οδηγών(ανά έτος)	18.018 €		μισθοί οδηγών	8.663 €			
30	κόστος διαδρομής (άνα έτος)	49.985 €		κόστος διαδρομής	9.653 €			
31								
32	αριθμός φορτηγών							
33								
34								
35	φορτηγά διανομή (Αχαΐα)	1,4						
36	φορτηγά προμήθεια (Ρεβυθούσα)	1,4						
37								
38	Σύνολο	3,0						

Εικόνα Π2.3: Φύλλο Logistics για την περιοχή της Αιτωλοακαρνανίας

1	δεδομένα						
2			ΠΑΤΡΑ - ΑΙΤΩΛ/ΝΑΙ			ΡΕΒΥΘΟΥΣΑ -ΠΑΤΡΑ	
3	ποσότητα LNG ετήσια(m3)	11.124	απόσταση διανομής (Km)	100,0		απόσταση για προμήθεια (km/δρομολόγιο)	182
4	ποσότητα LNG μηνιαία(m3)	927	ταχύτητα φορτηγού (km / h)	70,0		ταχύτητα φορτηγού (km / h)	70
5	ποσότητα LNG ημερήσια(m3)	31	ώρες διανομής	1,4		ώρα διαδρομής προμήθειας(h/δρομολόγιο)	2,6
6			ώρα αναμονής στον σταθμό	0,0		ώρα αναμονής στο σταθμό(h/δρομολόγιο)	0
7	μισθός (€/h)	7 €	κόστος καυσίμου €/km	0,1950 €		κόστος καυσίμου	0,1950 €
8	ποσότητα LNG (m3 /δρομολόγιο)	40	διόδια	20 €		διόδια	15,0 €
9							
10	δρομολόγια (προμήθεια)						
11							
12	αριθμός δρομολογίων/έτος	αριθμός δρομολογίων/μήνα	χλόμετρα/έτος	χλόμετρα/μήνα		*Ο αριθμός των δρομολογίων είναι προς μία κατεύθυνση	
13	558,0	48,0	101556,0	8736,0			
14							
15	ώρες δρομολογίων / έτος	βάρδιες / έτος					
16	1450,8	181,4					
17							
18	δρομολόγια(διανομή)						
19							
20	αριθμός δρομολογίων/έτος	αριθμός δρομολογίων/μήνα	χλόμετρα/έτος	χλόμετρα/μήνα		*Ο αριθμός των δρομολογίων είναι προς μία κατεύθυνση	
21	558,0	48,0	55800,0	4650,0			
22							
23	ώρες δρομολογίων / έτος	βάρδιες / έτος					
24	797,1	99,6					
25							
26	κόστος (προμήθεια-διανομή)						
27							
28	προμήθεια		διανομή				
29	κόστος οδηγών	10.156 €	μισθοί οδηγών	5.580 €			
30	κόστος διαδρομής	28.173 €	κόστος διαδρομής	22.041 €			
31							
32	αριθμός φορτηγών						
33							
34							
35	φορτηγά διανομή (Αιτωλ/νία)	0,8					
36	φορτηγά προμήθεια (Ρεβυθούσα)	0,8					
37							
38	Σύνολο	2,0					

Παράρτημα 3 - Υπολογισμός Κ.Π.Α.

*Ο υπολογισμός γίνεται για 30 έτη,

1	δεδομένα									
2										
3	κόστος εγκατ. (% επί του κόστους δεξαμενών)	5,0%	επιγορήγηση (% κ. επενδ.)	20%						
4	κόστος δεξαμενών	3.750.000 €	δάνειο (% κ. επενδ.)	30%						
5	κόστος σελιηνόσεων	0 €	ποσό δανείου	1.693.125 €						
6	κόστος αντλίων -συμπιεστών	385.000 €	επιτόκιο δανείου	6,5%						
7	κόστος container	840.000 €	έτη αποπληρωμής: δα	10						
8	κόστος τρακτόρων	975.000 €	ετήσια αποπληρωμή	-235.621,63 €						
9	φόροι (% επί των εσόδων)	29%								
10	προεξοφλητικό επιτόκιο(%)	6,5%	τιμή αγοράς (€/m3)	135 €						
11	πληθωρισμός	1%	τιμή πώλησης(€/m3)	176 €						
12	επιτόκιο αναγωγής	6,0%								
13			μισθός εργατών	18.000 €						
14	συντελ. Απόσβ. Μέσων μεταφ.	12%	αριθμός εργατών	6						
15	συντελεστής απόσβεσης: εγκατ.	4%								
16	χρόνος ζωής έργου	30								
17			*δεν αλλάζουμε καμία μεταβλητή στην συγκεκριμένη σελίδα							
18										
19										
20										
21										
22		0	1	2	3	4	5	6	7	8
23	κόστος επένδυσης	5.643.750 €								
24	έσοδα	7.383.234 €	7.383.234 €	7.383.234 €	7.383.234 €	7.383.234 €	7.383.234 €	7.383.234 €	7.383.234 €	7.383.234 €
25	έξοδα	6.051.976 €	6.051.976 €	6.051.976 €	6.051.976 €	6.051.976 €	6.051.976 €	6.051.976 €	6.051.976 €	6.051.976 €
26	κόστος αγοράς καυσίμου	5.679.411 €	5.679.411 €	5.679.411 €	5.679.411 €	5.679.411 €	5.679.411 €	5.679.411 €	5.679.411 €	5.679.411 €
27	κόστος μισθών	173.045 €	173.045 €	173.045 €	173.045 €	173.045 €	173.045 €	173.045 €	173.045 €	173.045 €
28	κόστος διασποράς - συντήρησης	181.779 €	181.779 €	181.779 €	181.779 €	181.779 €	181.779 €	181.779 €	181.779 €	181.779 €
29	αποσβέσεις	571.200 €	571.200 €	571.200 €	571.200 €	571.200 €	571.200 €	571.200 €	571.200 €	434.000 €
30	απόσβεση εγκαταστάσεων	365.400 €	365.400 €	365.400 €	365.400 €	365.400 €	365.400 €	365.400 €	365.400 €	365.400 €
31	απόσβεση τρακτόρων - container	205.800 €	205.800 €	205.800 €	205.800 €	205.800 €	205.800 €	205.800 €	205.800 €	68.600 €
32	αποπληρωμή δανείου	235.522 €	235.522 €	235.522 €	235.522 €	235.522 €	235.522 €	235.522 €	235.522 €	235.522 €
33	EBIT	524.536 €	524.536 €	524.536 €	524.536 €	524.536 €	524.536 €	524.536 €	524.536 €	661.736 €
34	φόροι	152.115 €	152.115 €	152.115 €	152.115 €	152.115 €	152.115 €	152.115 €	152.115 €	191.903 €
35	κέρδος μετά φόρων	372.421 €	372.421 €	372.421 €	372.421 €	372.421 €	372.421 €	372.421 €	372.421 €	469.833 €
36	NCF	-5.643.750 €	943.621 €	943.621 €	943.621 €	943.621 €	943.621 €	943.621 €	943.621 €	903.833 €

