

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΑ



ΤΜΗΜΑ ΝΑΥΤΙΛΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ

**ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ
ΣΤΗ ΝΑΥΤΙΛΙΑ**

**“ΤΟ LNG ΩΣ ΚΑΥΣΙΜΟ ΣΤΗ ΝΑΥΤΙΛΙΑ ΚΑΙ Η
ΑΝΑΓΚΗ ΓΙΑ ΛΙΜΕΝΙΚΟΥΣ ΣΤΑΘΜΟΥΣ
ΑΝΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ”**

**Φοιτητής: Τσάμα Ανδρέας
ΑΜ: MN13100**

Διπλωματική Εργασία
που υποβλήθηκε στο Τμήμα Ναυτιλιακών Σπουδών του Πανεπιστημίου Πειραιώς ως
μέρος των απαιτήσεων για την απόκτηση του Μεταπτυχιακού Διπλώματος
Ειδίκευσης στην Ναυτιλία

Πειραιάς
Οκτώβρης 2017

Copyright © ΤΣΑΜΑ ΑΝΔΡΕΑΣ, ΟΚΤΩΒΡΗΣ 2017

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος, All rights reserved

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

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τους συγγραφείς και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του.

Τμήμα Ναυτιλιακών Σπουδών του Πανεπιστημίου Πειραιώς

**ΤΟ LNG ΩΣ ΚΑΥΣΙΜΟ ΣΤΗ ΝΑΥΤΙΛΙΑ ΚΑΙ Η
ΑΝΑΓΚΗ ΓΙΑ ΛΙΜΕΝΙΚΟΥΣ ΣΤΑΘΜΟΥΣ
ΑΝΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ**

Διπλωματική Εργασία

Επιβλέπουσα Καθηγήτρια

Παρδάλη Αγγελική
Καθηγήτρια Ναυτιλιακών Σπουδών

Παρδάλη Αγγελική
Καθηγήτρια Ναυτιλιακών
Σπουδών

Παπαδημητρίου Ευστράτιος
Καθηγητής Ναυτιλιακών
Σπουδών

Τζαννάτος Ερνέστος
Καθηγητής Ναυτιλιακών
Σπουδών

ΠΕΡΙΛΗΨΗ	1
Abstract	2
ΕΙΣΑΓΩΓΗ	3
1 ΤΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ	4
1.1 Η σύσταση του φυσικού αερίου και τα χαρακτηριστικά του	4
1.2 Ιστορικά στοιχεία του φυσικού αερίου	7
1.3 Αποθέματα του φυσικού αερίου.....	9
1.4 Μη συμβατικά είδη του φυσικού αερίου	11
1.4.1 Σχιστολιθικό φυσικό αέριο (shale gas).....	12
2 ΤΟ ΔΙΕΘΝΕΣ ΘΑΛΑΣΣΙΟ ΕΜΠΟΡΙΟ ΤΟΥ LNG, Η ΠΡΟΣΦΟΡΑ ΚΑΙ Η ΖΗΤΗΣΗ ΤΩΝ ΜΕΓΑΛΥΤΕΡΩΝ ΧΩΡΩΝ	15
2.1 Η θαλάσσια μεταφορά του φυσικού αερίου με τη μορφή LNG.....	15
2.2 Η προσφορά του LNG	17
2.2.1 Η προσφορά του LNG στην Αφρική.....	21
2.2.2 Η προσφορά του LNG στην Αυστραλία	22
2.2.3 Η προσφορά του LNG στην Αμερική	23
2.2.4 Η προσφορά του LNG στην Ασία	26
2.3 Η ζήτηση του LNG	28
2.3.1 Η ζήτηση του LNG στην Ασία	31
2.3.2 Η ζήτηση του LNG στην Αμερική	32
2.3.3 Η ζήτηση του LNG στην Ευρώπη.....	34
2.4 Το θαλάσσιο εμπόριο του LNG και οι ροές του	35
2.4.1 Οι ροές του LNG ανά χώρα	36
3 ΤΑ ΠΛΟΙΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ LNG ΚΑΙ ΤΟ LNG ΩΣ ΚΑΥΣΙΜΟ ΤΗΣ ΝΑΥΤΙΑΙΑΣ	39
3.1 Τύποι πλοίων μεταφοράς LNG	39
3.1.1 Οι τύποι πλοίων LNG ανάλογα με την τεχνολογία δεξαμενών	40
3.1.2 Οι τύποι πλοίων LNG ανάλογα με το μέγεθός τους.....	41
3.2 Το βαρύ καύσιμο (HFO) και τα αποστάγματά του Marine Gas Oil(M)-Marine Diesel Oil (MDO) 43	
3.2.1 Προβλήματα με τα βαριά καύσιμα στο περιβάλλον.....	43
3.2.2 Διοξείδιο του άνθρακα (CO ₂).....	44
3.2.3 Διοξείδιο του θείου (SO ₂).....	44
3.2.4 Οξείδια του αζώτου (NO _x)	44
3.3 Πλεονεκτήματα LNG	45
3.3.1 Πλεονεκτήματα της χρήσης υγροποιημένου φυσικού αερίου ως καύσιμο πλοίων σε σύγκριση με το πετρέλαιο	47
4 ΤΕΡΜΑΤΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ LNG ΣΤΟ ΛΙΜΑΝΙ ΑΝΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΚΑΙ ΤΡΟΠΟΙ ΑΝΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ LNG	49
4.1 Τερματικός σταθμός LNG στο λιμάνι ανεφοδιασμού	49
4.1.1 Λειτουργίες ενός τερματικού σταθμού LNG στο λιμάνι ανεφοδιασμού	49
4.1.2 Επιλογή κατάλληλης τοποθεσίας τερματικού σταθμού LNG.....	49
4.1.3 Παραλαβή και παράδοση LNG σε τερματικό σταθμό.....	51
4.1.4 Δεξαμενές αποθήκευσης.....	52
4.1.5 Επαναεरोποίηση του LNG.....	55

4.1.6	Διάταξη του τερματικού σταθμού.....	56
4.1.7	Προληπτικά μέτρα ασφάλειας	58
4.2	Τρόποι ανεφοδιασμού LNG.....	59
4.2.1	Ανεφοδιασμός από πλοίο σε πλοίο, Ship-to-ship (STS) Bunkering.....	60
4.2.2	Ανεφοδιασμός από βυτιοφόρο σε πλοίο, (Truck-to-Ship bunkering, TTS)	63
4.2.3	Ανεφοδιασμός από το σταθμό ανεφοδιασμού LNG σε πλοίο μέσω αγωγών (LNG Terminal-to-Ship via pipeline, TPS).....	64
5	ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΩΝ ΜΕΓΑΛΥΤΕΡΩΝ ΛΙΜΕΝΩΝ ΚΑΙ ΤΕΡΜΑΤΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ LNG ΠΑΓΚΟΣΜΙΩΣ ΚΑΙ Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΡΕΒΥΘΟΥΣΑΣ	67
5.1	Συγκριτική παρουσίαση των μεγαλύτερων λιμένων και τερματικών σταθμών LNG εισαγωγής παγκοσμίως.....	68
5.2	Συγκριτική παρουσίαση των μεγαλύτερων λιμένων και τερματικών σταθμών LNG εξαγωγής παγκοσμίως	89
5.3	Σταθμός υγροποιημένου φυσικού αερίου Ρεβυθούσας.....	101
5.3.1	Εγκαταστάσεις αποθήκευσης.....	103
6	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ	105
	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	110

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Η παρούσα διπλωματική εργασία διερευνά τη δυνατότητα χρήσης του LNG ως καύσιμο στην ποντοπόρο ναυτιλία. Σκοπός της είναι να καταλάβουμε και να πληροφορηθούμε πως το φυσικό αέριο μπορεί να αποτελέσει μια εναλλακτική μορφή ενέργειας από την οποία πηγάζουν αρκετά πλεονεκτήματα για την ναυτιλία και κυρίως για το περιβάλλον που υπερτερούν σε μεγάλο βαθμό από τα άλλα ναυτιλιακά καύσιμα που χρησιμοποιούνται καθώς και να διερευνήσει τις ανάγκες για τερματικά ανεφοδιασμού.

Abstract

This study explores the possibility of using LNG as a fuel in shipping industry. The purpose of this study is to understand and learn that natural gas can be an alternative form of energy that gives many advantages in the shipping industry and especially for the environment, which largely outweigh the other marine fuels used and to explore the needs for supply terminals.

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Σκοπός της εργασίας αυτής είναι να αναδείξει τα πλεονεκτήματα της χρήσης του LNG ως καύσιμο στη ναυτιλία.

Στο πρώτο κεφάλαιο με τίτλο «ΤΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ» πραγματευόμαστε τα χαρακτηριστικά και τις ιδιότητες του LNG. Γίνεται αναφορά στα αποθέματα του φυσικού αερίου και στο σχιστολιθικό αέριο.

Στο δεύτερο κεφάλαιο με τίτλο «ΤΟ ΔΙΕΘΝΕΣ ΘΑΛΑΣΣΙΟ ΕΜΠΟΡΙΟ ΤΟΥ LNG, Η ΠΡΟΣΦΟΡΑ ΚΑΙ Η ΖΗΤΗΣΗ ΤΩΝ ΜΕΓΑΛΥΤΕΡΩΝ ΧΩΡΩΝ» αναλύουμε το θαλάσσιο εμπόριο καθώς και τις χώρες με τη μεγαλύτερη ζήτηση και προσφορά LNG.

Στο τρίτο κεφάλαιο με τίτλο «ΤΑ ΠΛΟΙΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ LNG ΚΑΙ ΤΟ LNG ΩΣ ΚΑΥΣΙΜΟ ΤΗΣ ΝΑΥΤΙΛΙΑΣ» ασχολούμαστε με τους τύπους πλοίων LNG ανάλογα με το μέγεθος και την τεχνολογία δεξαμενών. Αναλύουμε τα πλεονεκτήματα του LNG ως καύσιμο ναυτιλίας.

Στο τέταρτο κεφάλαιο με τίτλο «ΤΕΡΜΑΤΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ LNG ΣΤΟ ΛΙΜΑΝΙ ΑΝΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΚΑΙ ΤΡΟΠΟΙ ΑΝΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ LNG» γίνεται αναφορά στον τρόπο λειτουργίας ενός τερματικού LNG και στους τρόπους ανεφοδιασμού.

Στο πέμπτο κεφάλαιο με τίτλο «ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΩΝ ΜΕΓΑΛΥΤΕΡΩΝ ΛΙΜΕΝΩΝ ΚΑΙ ΤΕΡΜΑΤΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ LNG ΠΑΓΚΟΣΜΙΩΣ ΚΑΙ Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΡΕΒΥΘΟΥΣΑΣ» παρουσιάζονται οι μεγαλύτεροι λιμένες και τερματικοί σταθμοί παγκοσμίως ενώ αναφέρεται και η ελληνική περίπτωση της Ρεβυθούσας.

Τέλος φτάνουμε στο έκτο κεφάλαιο όπου εξάγουμε τα συμπεράσματα μας με βάση τον αρχικό στόχο.

1 ΤΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

1.1 Η σύσταση του φυσικού αερίου και τα χαρακτηριστικά του

Το φυσικό αέριο δεν αποτελείται από ένα προϊόν αλλά από ένα μείγμα αερίων. Κυρίως αποτελείται από μόρια μεθανίου (CH_4), τα οποία είναι αρκετά σταθερά, μη τοξικά. Το μεθάνιο (CH_4) δεν μπορεί να υγροποιηθεί υπό πίεση μόνο, χρειάζεται να ψυχθεί στη θερμοκρασία βρασμού $-161\text{ }^\circ\text{C}$. Επίσης με αυτό τον τρόπο συμπυκνώνεται ο όγκος του 1/600 έτσι κρατώντας το φορτίο σε εξαιρετικά χαμηλή θερμοκρασία επιτυγχάνουμε τα εξής (Wikipedia) :

1. μικρό ειδικό βάρος (0.43-0.50)
2. ελάχιστη εφλεκτικότητα
3. πραγματοποιήσιμη η θαλάσσια μεταφορά

Ο πίνακας 1.1 παρουσιάζει τις ιδιότητες των υγροποιημένων αερίων κατά την θαλάσσια μεταφορά τους.

Πίνακας 1.1: Πίνακας θερμοκρασιών μεταφοράς υγροποιημένων αερίων

Ιδιότητες	Φυσικό αέριο CH ₄	Αιθάνιο C ₂ H ₄	Προπάνιο C ₃ H ₈	Αμμωνία NH ₃	Βουτάνιο C ₄ H ₁₀
Θερμοκρασία αποθήκευσης (°C)	-161	-104	-43	-34	-1
Πίεση μεταφοράς φορτίου (kg/cm ²)	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
Ειδικό βάρος υγρού	0.474	0.570	0.583	0.683	0.602
Θερμοκρασία ανάφλεξης (°C)	595	450	470	652	472
Θερμότητα αεριοποίησης (Kcal/Kg)	124	115	101	326	91

Πηγή: Kunreuther, H.C., Ley, E.V. (eds.), 2012. The Risk Analysis Controversy: An Institutional Perspective. Berlin: Springer-Verlag

Το φυσικό αέριο είναι άχρωμο, άοσμο και μη τοξικό, με πυκνότητα 460 kg/m³ . έχει σχετικά χαμηλή ταχύτητα φλόγας αλλά μεγάλο ποσοστό αναφλεξιμότητας στον αέρα. Ένα από τα πιο επικίνδυνα χαρακτηριστικά του είναι ο μεγάλος βαθμός αυτανάφλεξης. Τέλος είναι μη διαβρωτικό και πολύ ελαφρύτερο από τον ατμοσφαιρικό αέρα σε θερμοκρασίες υψηλότερες των -110 °C σε αντίθεση με το αιθάνιο, το προπάνιο και το βουτάνιο που είναι βαρύτερα από τον αέρα σε όλες τις θερμοκρασίες (Πηγή: Wikipedia).

Ο πίνακας 1.2 παρουσιάζει την ποσοστιαία σύσταση φυσικού αερίου.

Πίνακας 1.2: Πίνακας αναλογιών LNG % κατά όγκο σύσταση

ΤΥΠΙΚΗ ΣΥΝΘΕΣΗ ΤΟΥ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ %	
Μεθάνιο	95.23
Αιθάνιο	4.41
Προπάνιο	0.30
Βουτάνιο	0.04
Ισοβουτάνιο	0.02
N-βουτάνιο	0.00
Ισοπεντάνιο	0.00
Εξάνιο	0.00
Επτάνιο	0.00
Οκτάνιο	0.00
Διοξείδιο του άνθρακα	0.00
Αζωτο	0.00
ΣΥΝΟΛΟ	100.00 %

Πηγή: Kunreuther, H.C., Ley, E.V. (eds.), 2012. *The Risk Analysis Controversy: An Institutional Perspective*. Berlin: Springer-Verlag

Το φυσικό αέριο συναντάται στην φύση σε υπόγειους σχηματισμούς. Σημαντικό είναι να αναφέρουμε ότι το φυσικό αέριο σχηματίστηκε όμοια με το πετρέλαιο με την πάροδο πολλών χιλιετιών της ιστορίας της γης και συσσωρεύτηκε σε κοιτάσματα, αφού μετανάστευσε από τον τόπο γένεσής του σε πορώδεις σχηματισμούς (χώρους) κάτω από την επιφάνεια του εδάφους σχηματίζοντας κοιτάσματα (Guo & Ghalambor, 2005).

Ο σχηματισμός του φυσικού αερίου είναι στενά συνδεδεμένος με τα πρώτα 10 km του φλοιού της γης. Σαν παράδειγμα αναφέρονται κάποια σημεία της βόρειας θάλασσας στην περιοχή της Αγγλίας όπου το αέριο το οποίο ανακαλύφθηκε στα βόρεια κοιτάσματά της. Για τον σχηματισμό του φυσικού αερίου υπάρχει μια θεωρία ενός επιστήμονα, του καθηγητή αστροφυσικής Tomas Gold 1985 ο οποίος παίρνοντας σαν βάση το γεγονός ότι τόσο η ατμόσφαιρα όσο και η επιφάνεια του πλανήτη Κρόνου αποτελούνται κυρίως από μεθάνιο σε αέρια και υγρή αντίστοιχα μορφή, υπέθεσε ότι κατά την διάρκεια του σχηματισμού των πλανητών και φυσικά της γης η πρωτογενής ατμόσφαιρα περιείχε τεράστιες ποσότητες μεθανίου (Ahanjan et al., 2017).

Σύμφωνα με την άποψη πολλών γεωλόγων κατά την διάρκεια της στερεοποίησης της γης μεγάλες ποσότητες μεθανίου απεβλήθησαν από το εσωτερικό της πριν ακόμα σχηματιστεί ο φλοιός της (Ahajan et al., 2017).

Ο Gold το 1985 όμως, υποστηρίζει πως σχηματίστηκε ένας μανδύας ο οποίος εγκλώβισε τεράστιες ποσότητες μεθανίου κατά την διάρκεια της αποβολής του από το εσωτερικό της γης και οι οποίες με την πάροδο δισεκατομμυρίων ετών ανήλθαν στα επάνω στρώματα του φλοιού της γης με την βοήθεια διαφόρων τεκτονικών μηχανισμών (Gold, 1985).

Σαν ένα πρώτο σχόλιο θα λέγαμε ότι εάν τα άσα υποστηρίζει ο Gold ευσταθούν τότε θα πρέπει να υπάρχουν κοιτάσματα όπου το μεθάνιο και κατ' επέκταση το φυσικό αέριο δεν υπήρξε προϊόν βιογενούς σχηματισμού, αλλά αβιογενούς (Gold, 1985).

Στο κοίτασμα το φυσικό αέριο συναντιέται σε μορφή μίγματος αερίων υδρογονανθράκων σε ελεύθερη μορφή ή διαλυμένων σε πετρέλαιο και νερό ή απορροφημένων από πετρώματα (Sephton & Hazen, 2013).

Ανάλογα με την προέλευση διακρίνεται σε δυο κατηγορίες:

◆ Το συνθετικό φυσικό αέριο (άμεσα απολήψιμο) το οποίο ανάλογα με την εκμετάλλευσή του διακρίνεται:

*Στο συναρτημένο με το αργό πετρέλαιο και είναι παραπροϊόν της πρωτογενούς επεξεργασίας αυτού και

*Στο μη συναρτημένο, το οποίο λαμβάνεται απ' ευθείας με γεωτρήσεις.

◆ Το μη συμβατικό (περιέχεται σε άμμους και σχιστόλιθους).

Το μη συμβατικό φυσικό αέριο περιέχεται σε άμμους και σχιστόλιθους και δεν είναι με τα σημερινά τεχνολογικά μέσα, οικονομικά εκμεταλλεύσιμο (Draffin & Bankes-Hughes, 2013).

1.2 Ιστορικά στοιχεία του φυσικού αερίου

Η άσφαλτος και τα βιτουμένια, τα πιο παλιά γνωστά προϊόντα του πετρελαίου, όπως και ενδείξεις για διαρροές φυσικού αερίου βρέθηκαν για πρώτη φορά μεταξύ 6000 και 2000 π.Χ. στην περιοχή που σήμερα βρίσκεται το Ιράν. Η χρήση του φυσικού αερίου αναφέρεται στην

Κίνα το 900 π.Χ. περίπου, όπου ανοίχθηκαν γύρω στα 900-1100 φρεάτια και το αέριο μεταφερόταν με αγωγούς από μπαμπού(Wikipedia).

Στην Ευρώπη αυτά τα επιτεύγματα ήταν άγνωστα και το φυσικό αέριο δεν ανακαλύφθηκε παρά το 1659 στην Αγγλία. Το αέριο από απόσταξη ανθράκων ανακαλύφθηκε το 1670 και άρχισε να χρησιμοποιείται το 1790, γιατί ήταν πιο εύκολη η μεταφορά, η αποθήκευση και η χρησιμοποίησή του στις μηχανές εσωτερικής καύσεως και στον φωτισμό δρόμων και σπιτιών (Wikipedia).

Το 1821 η πόλη Φριντόνια (Fredonia) στην περιφέρεια της Νέας Υόρκης φωτιζόταν με φυσικό αέριο. Αλλά η χρησιμοποίηση του φυσικού αερίου εξακολουθούσε να είναι περιορισμένη, γιατί δεν υπήρχε τρόπος μεταφοράς του σε μεγάλες αποστάσεις και επί έναν αιώνα το φυσικό αέριο παρέμεινε στο περιθώριο της βιομηχανικής εξέλιξης, που βασίστηκε στον άνθρακα, το πετρέλαιο και τον ηλεκτρισμό (Wikipedia) .

Η μέθοδος μεταφοράς φυσικού αερίου με αγωγούς αναπτύχθηκε στη δεκαετία του 1920 και αποτέλεσε ένα σημαντικό στάδιο στη χρήση του αερίου. Μετά τον Β' Παγκόσμιο Πόλεμο ακολούθησε μια περίοδος τεράστιας κατανάλωσης, που συνεχίζεται μέχρι σήμερα. Το 1960 η παγκόσμια παραγωγή φυσικού αερίου ήταν 470 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα και το 1979 ήταν 1,459 τρισεκατομμύρια κυβικά μέτρα. Το 1950 το φυσικό αέριο αποτελούσε το 12% της καταναλισκόμενης παγκοσμίως ενέργειας, ένα ποσοστό που αυξήθηκε σε 14,6% το 1960 και σε 25% το 1980 (Wikipedia).

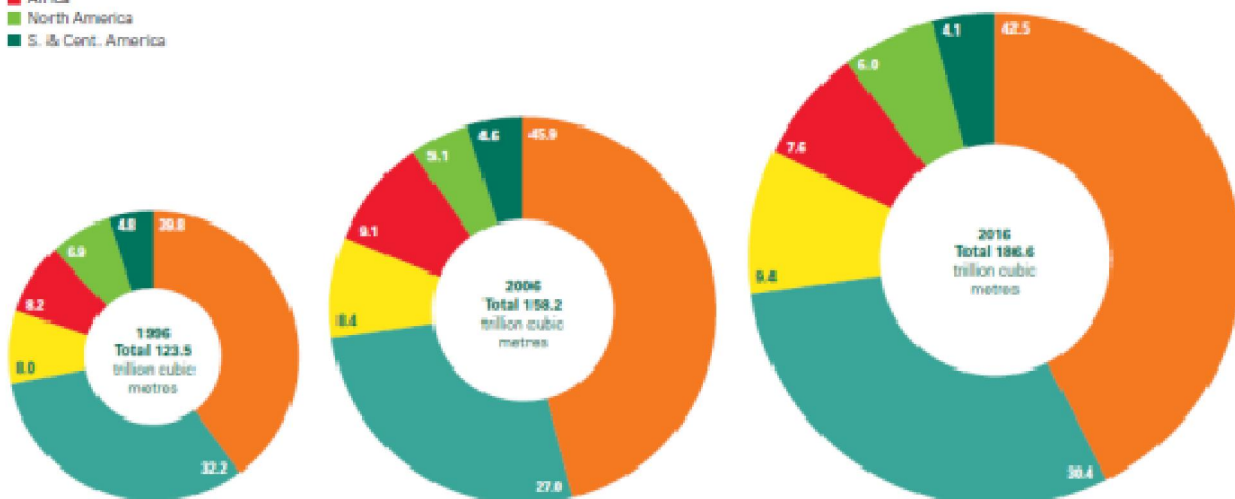
1.3 Αποθέματα του φυσικού αερίου

Τα αποθέματα του Φυσικού Αερίου, γενικά βρίσκονται σε περιοχές μακριά από τους τόπους κατανάλωσης, κάτι το οποίο επιδρά θετικά στην αύξηση των τονό μιλίων (tonomiles), που απαιτούνται για να πραγματοποιηθεί η θαλάσσια μεταφορά τους και το σχετικό εμπόριο με τη μορφή του LNG. Η αύξηση των τονό μιλίων ως γνωστό, επιδρά θετικά στην απασχόληση και άρα οικονομική εκμετάλλευση των πλοίων LNG (BP Statistical Review of World Energy 2016, σελ. 21).

Διάγραμμα 1.1: Αποδεδειγμένα Αποθέματα Φυσικού Αερίου ανά γεωγραφική περιοχή και δεκαετία

Distribution of proved reserves in 1996, 2006 and 2016
Percentage

- Middle East
- Europe & Eurasia
- Asia Pacific
- Africa
- North America
- S. & Cent. America



Πηγή: BP Statistical Review of World Energy June 2016, σελ. 27

Από το ανωτέρω Διάγραμμα 1.1 και το κατωτέρω Πίνακα 1.3 προκύπτει, πως περίπου το 75% του Παγκόσμιου Αποθέματος Φυσικού Αερίου, εδράζεται στην Ευρασία και κυρίως στη Μέση Ανατολή, Κεντρική Ασία και Σιβηρία. Ειδικότερα τα αποθέματα Φυσικού Αερίου της Ρωσικής Ομοσπονδίας, του Κατάρ και του Ιράν, αποτελούν περίπου το 50% των παγκόσμιων αποθεμάτων (BP Statistical Review of World Energy 2016, σελ. 21).

Πίνακας 1.3 :Αποδεδειγμένα Αποθέματα Φυσικού Αερίου.

 **Natural gas**

Total proved reserves

	At end 1995 Trillion cubic metres	At end 2005 Trillion cubic metres	At end 2015 Trillion cubic metres	At end 2016			R/P ratio
				Trillion cubic metres	Trillion cubic feet	Share of total	
US	4.7	6.0	6.7	9.7	267.7	4.7%	11.6
Canada	1.9	1.6	2.2	2.2	76.7	1.2%	14.3
Mexico	1.8	0.4	0.2	0.2	8.6	0.1%	5.2
Total North America	8.5	8.0	11.1	11.1	353.0	6.0%	11.7
Argentina	0.6	0.4	0.6	0.4	12.4	0.2%	9.2
Bolivia	0.1	0.7	0.3	0.3	9.9	0.2%	14.2
Brazil	0.2	0.3	0.4	0.4	12.1	0.2%	15.8
Colombia	0.2	0.1	0.1	0.1	4.4	0.1%	11.9
Peru	0.2	0.3	0.4	0.4	14.1	0.2%	29.5
Trinidad & Tobago	0.5	0.5	0.3	0.3	10.6	0.2%	8.7
Venezuela	4.1	4.7	5.7	5.7	201.3	2.1%	196.3
Other S. & Cent. America	0.1	0.1	0.1	0.1	2.2	*	26.7
Total S. & Cent. America	6.0	7.2	7.7	7.6	294.0	4.1%	42.9
Azerbaijan	n/a	0.9	1.1	1.1	40.6	0.6%	65.8
Denmark	0.1	0.1	†	†	0.5	*	2.9
Germany	0.2	0.1	†	†	1.2	*	5.3
Italy	0.2	0.1	†	†	1.2	*	6.6
Kazakhstan	n/a	1.3	1.0	1.0	34.0	0.5%	49.3
Netherlands	1.6	1.2	0.7	0.7	24.6	0.4%	17.4
Norway	1.5	2.3	1.9	1.8	62.3	0.9%	15.1
Poland	0.1	0.1	0.1	0.1	3.2	*	23.0
Romania	0.4	0.6	0.1	0.1	3.9	0.1%	12.0
Russian Federation	30.9	21.2	20.3	22.3	1129.6	17.2%	55.7
Turkmenistan	n/a	2.3	17.5	17.5	617.3	9.4%	261.7
Ukraine	n/a	0.7	0.6	0.6	20.9	0.3%	33.2
United Kingdom	0.8	0.4	0.2	0.2	7.3	0.1%	5.0
Uzbekistan	n/a	1.2	1.1	1.1	26.3	0.6%	17.3
Other Europe & Eurasia	0.2	0.2	0.2	0.2	7.2	0.1%	23.2
Total Europe & Eurasia	39.9	42.8	56.8	56.7	2062.0	30.4%	56.3
Bahrain	0.1	0.1	0.2	0.2	5.8	0.1%	10.5
Iran	23.0	26.9	20.5	22.5	1162.0	18.0%	195.5
Iraq	3.4	3.2	3.7	3.7	120.5	2.0%	*
Israel	†	†	0.2	0.2	5.5	0.1%	16.8
Kuwait	1.5	1.8	1.8	1.8	62.0	1.0%	104.2
Oman	0.6	1.0	0.7	0.7	24.9	0.4%	19.9
Qatar	8.5	25.5	34.3	24.3	858.1	13.0%	134.1
Saudi Arabia	5.7	7.1	6.4	6.4	257.6	4.5%	77.0
Syria	0.2	0.3	0.3	0.3	10.1	0.2%	29.1
United Arab Emirates	5.8	6.4	6.1	6.1	215.1	3.2%	98.5
Yemen	0.3	0.3	0.3	0.3	9.4	0.1%	305.8
Other Middle East	†	†	†	†	0.2	*	52.6
Total Middle East	69.2	72.6	79.6	79.4	2693.2	42.5%	124.5
Algeria	2.7	4.5	4.5	4.5	159.1	2.4%	49.3
Egypt	0.8	2.0	1.8	1.8	65.2	1.0%	64.1
Libya	1.3	1.4	1.5	1.5	52.1	0.8%	149.2
Nigeria	2.5	5.2	5.3	5.3	186.6	2.8%	117.7
Other Africa	0.8	1.2	1.1	1.1	29.3	0.6%	54.9
Total Africa	10.2	14.4	14.2	14.2	589.3	7.6%	88.4
Australia	1.3	2.3	2.5	2.5	122.6	1.9%	38.1
Bangladesh	0.3	0.4	0.2	0.2	7.3	0.1%	7.5
Brunei	0.4	0.3	0.3	0.3	9.7	0.1%	24.6
China	1.2	1.7	4.8	5.4	189.5	2.9%	38.8
India	0.6	1.1	1.3	1.2	43.2	0.7%	44.4
Indonesia	2.0	2.6	2.8	2.9	101.2	1.5%	41.1
Malaysia	2.4	2.5	1.2	1.2	41.3	0.6%	15.8
Myanmar	0.3	0.5	0.5	1.2	42.0	0.6%	43.0
Pakistan	0.6	0.8	0.5	0.5	16.0	0.2%	10.9
Papua New Guinea	†	†	0.1	0.2	7.4	0.1%	20.1
Thailand	0.2	0.3	0.2	0.2	7.3	0.1%	5.4
Vietnam	0.2	0.2	0.6	0.6	21.8	0.2%	57.6
Other Asia Pacific	0.4	0.4	0.3	0.3	9.8	0.1%	13.7
Total Asia Pacific	9.9	13.2	16.2	17.5	619.3	9.4%	30.2
Total World	122.5	154.2	185.4	186.6	6948.8	100.0%	53.5
of which: OECD	14.7	14.9	17.9	17.4	625.1	9.5%	13.9
Non-OECD	108.9	142.3	167.5	169.2	5959.7	90.5%	74.3
European Union	2.6	2.8	1.3	1.3	45.3	0.7%	10.8
CIS	30.9	27.6	52.6	52.6	1891.8	28.7%	70.1

*More than 500 years.

†Less than 0.05.

*Less than 0.05%.

n/a not available.

Notes: Total proved reserves of natural gas – Generally taken to be those quantities that geological and engineering information indicates with reasonable certainty can be recovered in the future from known reservoirs under existing economic and operating conditions. The data series for total proved natural gas reserves does not necessarily meet the definitions, guidelines and practices used for determining proved reserves at a company level, for instance as published by the US Securities and Exchange Commission, nor does it necessarily represent BP's view of proved reserves by country.

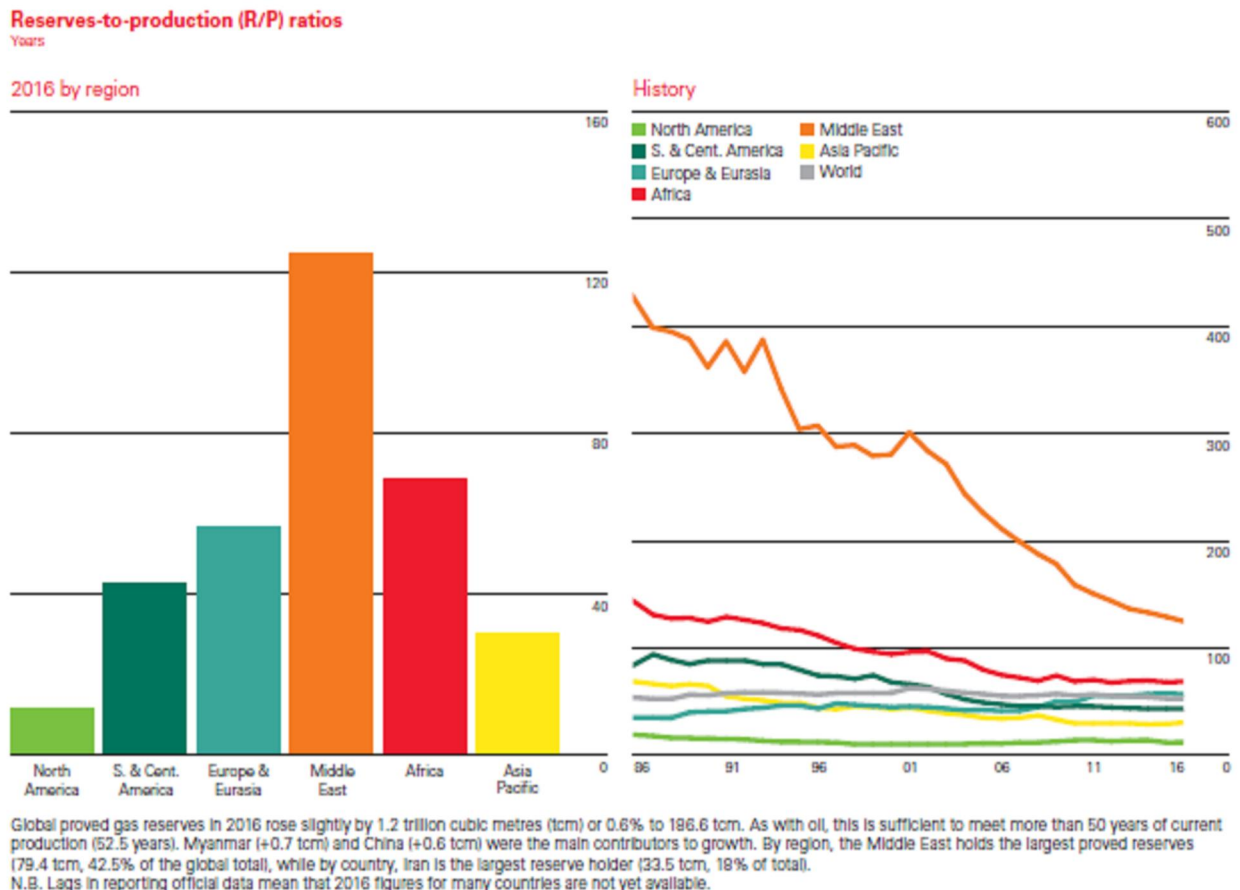
Reserve-to-production (R/P) ratio – If the reserves remaining at the end of any year are divided by the production in that year, the result is the length of time that those remaining reserves would last if production were to continue at that rate.

Source of data – The estimates in this table have been compiled using a combination of primary official sources and third-party data from Cedigr and the OPEC Secretariat.

Πηγή: BP Statistical Review of World Energy June 2016, σελ. 26

Σημειώνεται ότι ο Λόγος αποθεμάτων / παραγωγής Φυσικού Αερίου παραμένει περίπου σταθερός και έτσι εξασφαλίζεται ενεργειακή επάρκεια για τα επόμενα 55,7 έτη, ανεξάρτητα με τις επιμέρους αυξομειώσεις στις διάφορες γεωγραφικές περιοχές του πλανήτη μας, σύμφωνα με το παρακάτω Διάγραμμα 1.2.

Διάγραμμα 1.2: Λόγος αποθεμάτων / παραγωγής Φυσικού Αερίου



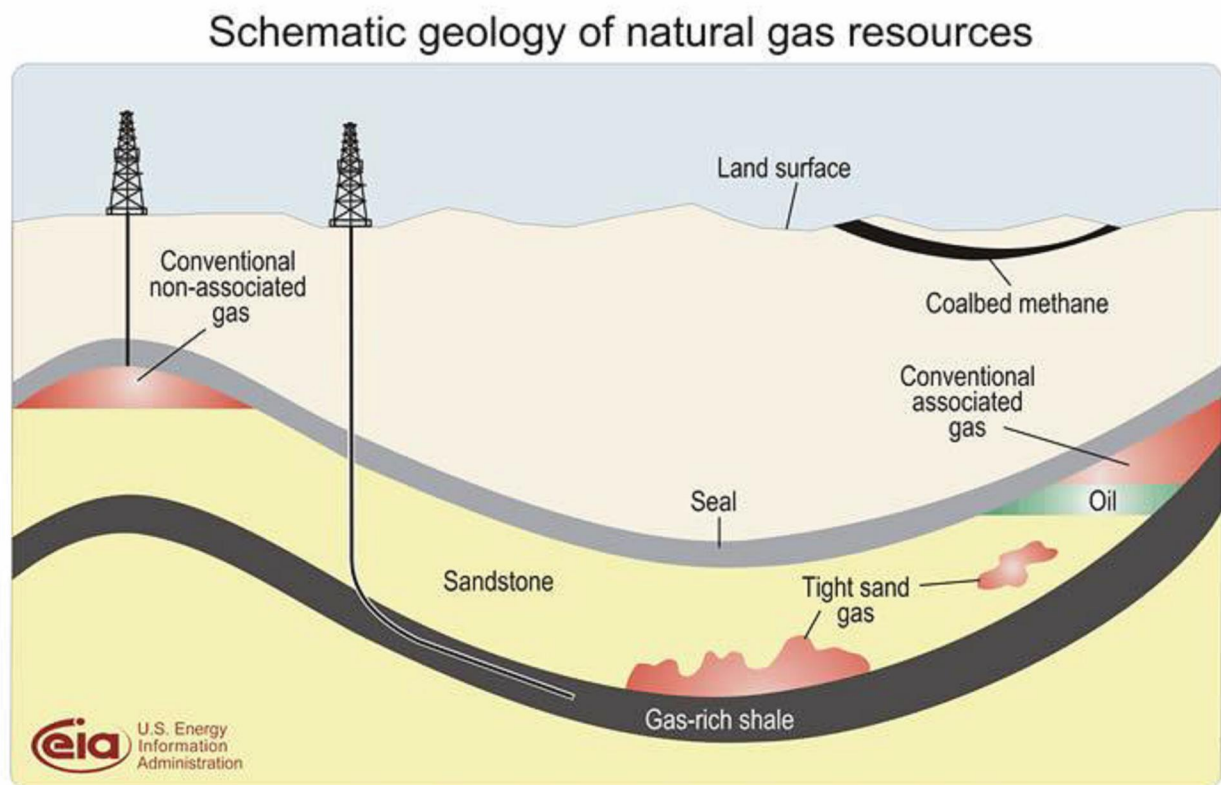
Πηγή: BP Statistical Review of World Energy June 2016, σελ. 27

1.4 Μη συμβατικά είδη του φυσικού αερίου

Η ραγδαία εξέλιξη της τεχνολογίας τα τελευταία χρόνια, ιδιαίτερα στις Η.Π.Α., έχει επιτρέψει τον εντοπισμό, αλλά και την εξόρυξη μη συμβατικών μορφών Φυσικού Αερίου, καλύπτοντας οικονομικοτεχνικά, αλλά και σε μεγάλο βαθμό και περιβαλλοντικά κριτήρια. Έτσι χώρες

όπως οι Η.Π.Α., που στερούνταν ικανών αποθεμάτων συμβατικού φυσικού αερίου, μετατρέπονται σταδιακά από εισαγωγείς σε εξαγωγείς μη συμβατικής μορφής Φυσικού Αερίου όπως το σχιστολιθικό φυσικό αέριο (Shale Gas).

Εικόνα 1.1: Γεωλογική Σχηματική Αναπαράσταση των Συμβατικών και Μη Συμβατικών Αποθεμάτων Φυσικού Αερίου



Πηγή: <http://geology.com/energy/shale-gas/>

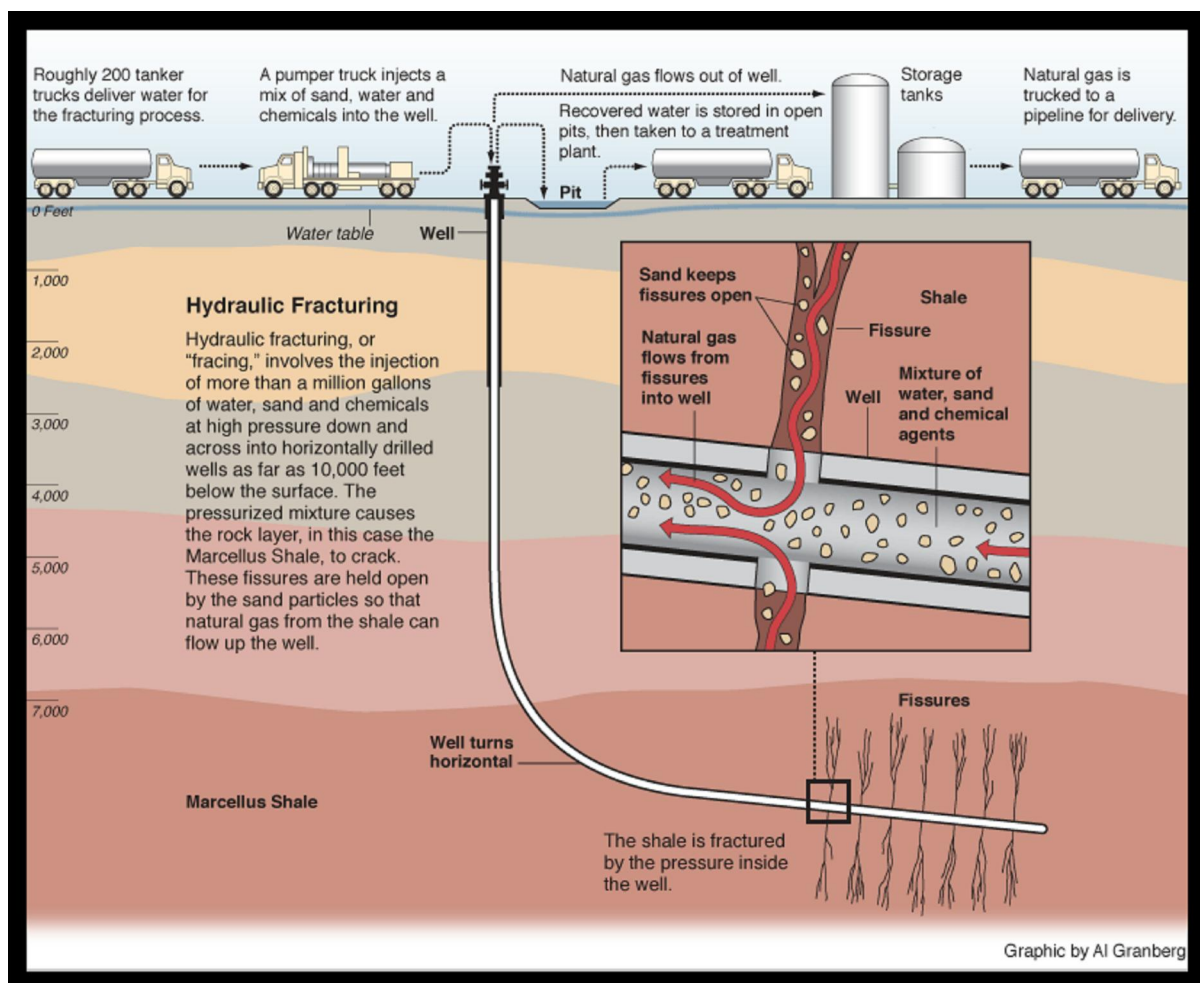
1.4.1 Σχιστολιθικό φυσικό αέριο (shale gas)

Το σχιστολιθικό φυσικό αέριο (Shale Gas) βρίσκεται σε μεγάλες ποσότητες παγιδευμένο σε συγκεντρώσεις / σχηματισμούς πετρωμάτων σχιστολιθικού τύπου, το οποίο περιέχει λάσπη, πηλώδη μεταλλεύματα, χαλαζία και ασβεστίτη, ενώ μπορεί να περιέχει και άλλα μέταλλα σε τυχαίες συγκεντρώσεις (Wikipedia).

Η εξέλιξη της τεχνολογίας στις Η.Π.Α., έχει επιτρέψει την εξόρυξη σχιστολιθικού φυσικού αερίου, με τεχνικές οριζόντιας εξόρυξης και υδραυλικής διάσπασης, που απαιτούν μεγάλες ποσότητες νερού, άμμου και διάφορων χημικών ενώσεων(Wikipedia).

Υπάρχει σοβαρός αντίλογος περί των περιβαλλοντικών επιπτώσεων αυτών των τεχνικών και σχετίζεται τόσο με την επιμόλυνση των υπόγειων υδάτων και του ατμοσφαιρικού αέρα, όσο και με την υψηλή πιθανότητα αυτές οι τεχνικές να προκαλούν χαμηλή σεισμική δραστηριότητα.

Εικόνα 1.2: Σχηματική αναπαράσταση εξόρυξης σχιστολιθικού φυσικού αερίου (Shale Gas)



Πηγή: <http://www.earthtimes.org/encyclopaedia/environmental-issues/hydraulic-fracturing-shale-gas/>

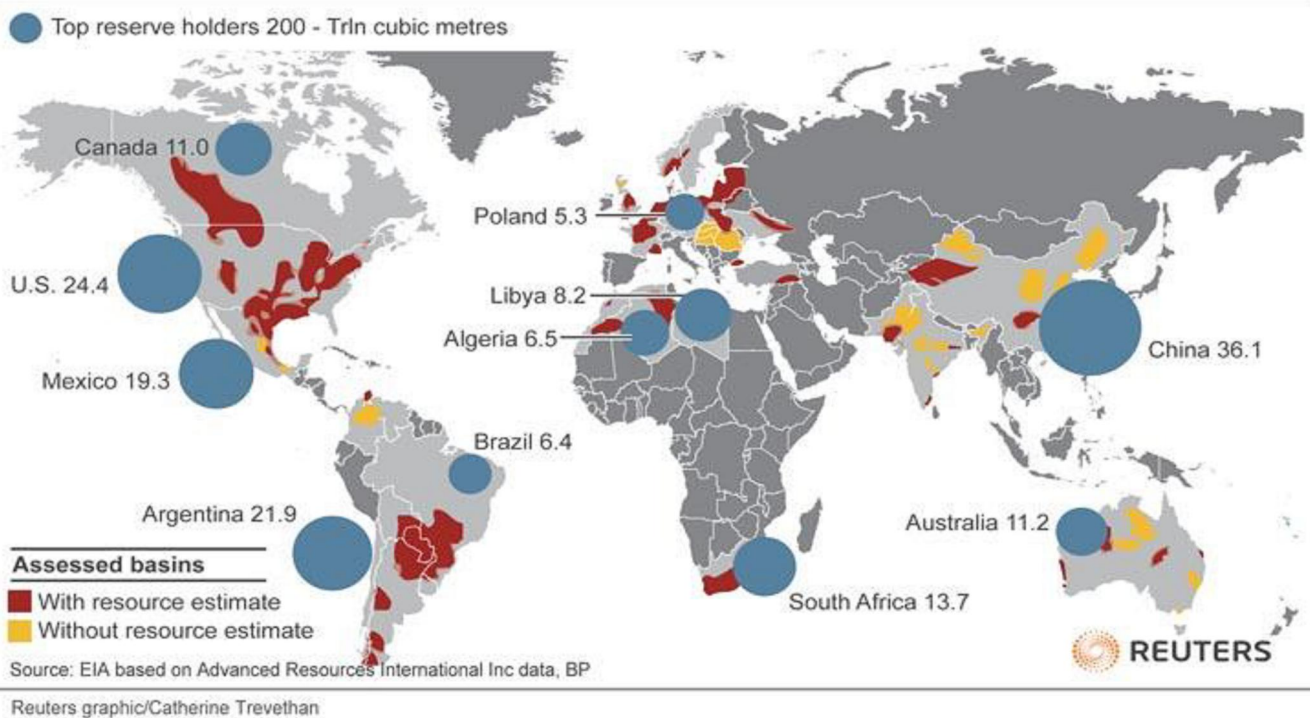
Το 2000 το φυσικό αέριο από σχιστόλιθο παρείχε μόνο το 1% της παραγωγής φυσικού αερίου των Η.Π.Α. Σταδιακά όμως έφτασε το 2010 να παρέχει πάνω από το 20% της παραγωγής φυσικού αερίου. Η κυβέρνηση των ΗΠΑ προβλέπει ότι από το 2035, το 46% του εφοδιασμού

των Ηνωμένων Πολιτειών σε φυσικό αέριο θα προέρχεται από σχιστολιθικό φυσικό αέριο (Shale Gas).

Κάποιοι αναλυτές αναμένουν ότι χρήση του σχιστολιθικού φυσικού αερίου στην αγορά ενέργειας, θα επεκταθεί σε μεγάλο βαθμό σε όλο τον κόσμο. Η Κίνα εκτιμάται ότι κατέχει παγκοσμίως το μεγαλύτερο απόθεμα από αυτή την πλουτοπαραγωγική πηγή ενέργειας. Ωστόσο η σχετική έλλειψη νερού, (απαραίτητου για την τεχνική της οριζόντιας εξόρυξης και της υδραυλικής διάσπασης), πλησίον των σχετικών Κινεζικών αποθεμάτων, ίσως να αποτελεί ανασταλτικό παράγοντα στη εκμετάλλευσή τους.

Χάρτης 1: Γεωγραφική Κατανομή Αποθεμάτων σχιστολιθικού φυσικού αερίου (Shale Gas)

Global shale gas basins, top reserve holders



Πηγή: <http://www.ipolrisk.com/shale-gas-race-political-risk-in-china-argentina-and-mexico/>

2 ΤΟ ΔΙΕΘΝΕΣ ΘΑΛΑΣΣΙΟ ΕΜΠΟΡΙΟ ΤΟΥ LNG, Η ΠΡΟΣΦΟΡΑ ΚΑΙ Η ΖΗΤΗΣΗ ΤΩΝ ΜΕΓΑΛΥΤΕΡΩΝ ΧΩΡΩΝ

2.1 Η θαλάσσια μεταφορά του φυσικού αερίου με τη μορφή LNG

Το LNG είναι στην ουσία το Φυσικό αέριο που υγροποιείται με ψύξη, στους (-162) βαθμούς Κελσίου C ή στους (-260) βαθμούς Fahrenheit, στα τερματικά των χωρών εξαγωγής. Ο Βρετανός φυσικός Michael Faraday, πρώτος πειραματικά, παρασκεύασε LNG τον 19ο αιώνα και ο Γερμανός μηχανικός Karl Von Linde κατασκεύασε τον πρώτο πρακτικό συμπιεστή ψύξης για LNG το 1873.

Εν συνεχεία το προϊόν, φορτώνεται στα πλοία μεταφοράς LNG . Στα τερματικά των χωρών εισαγωγής το LNG εκφορτώνεται από τα πλοία και το φορτίο επανέρχεται σε αέρια μορφή, αφού γίνει κατάλληλη επεξεργασία, ώστε να καταναλωθεί σαν αέριο καύσιμο.

Η πρώτη θαλάσσια μεγάλης απόστασης, εμπορική μεταφορά LNG, συνέβη το 1959 και ήταν μεταξύ Lake Charles Louisiana στις Η.Π.Α. και Canvey Island της British Gas (BG) στη Βρετανία, με το πλοίο Methane Pioneer, ένα κατάλληλα τροποποιημένο φορτηγό κλάσης Liberty, του δευτέρου Παγκοσμίου Πολέμου. Ωστόσο τα μεγάλα κοιτάσματα της Αλγερίας και οι μεγάλες επενδύσεις που έγιναν εκεί, καθιέρωσαν σαν προσφορότερους εμπορικούς δρόμους LNG τη δεκαετία του 1960, αυτούς που εκκινούσαν από τη Βόρειο Αφρική και κατέληγαν στην Ευρώπη.

Το υγροποιημένο φυσικό αέριο, LNG έχει όγκο που ισούται με το 1/600στό του όγκου του σε αέρια μορφή, γεγονός που καθιστά πρακτική και οικονομοτεχνικά πρόσφορη τη μεταφορά του μέσω πλοίων LNG. Μπορεί να αποθηκευτεί σε μονωμένες δεξαμενές σε συνθήκες φυσιολογικής πίεσης. Είναι άοσμο, άχρωμο, μη τοξικό και μη διαβρωτικό.

Επομένως η αλυσίδα παραγωγής του LNG συνίσταται από τέσσερις παραγωγικές διαδικασίες, όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα 2.1:

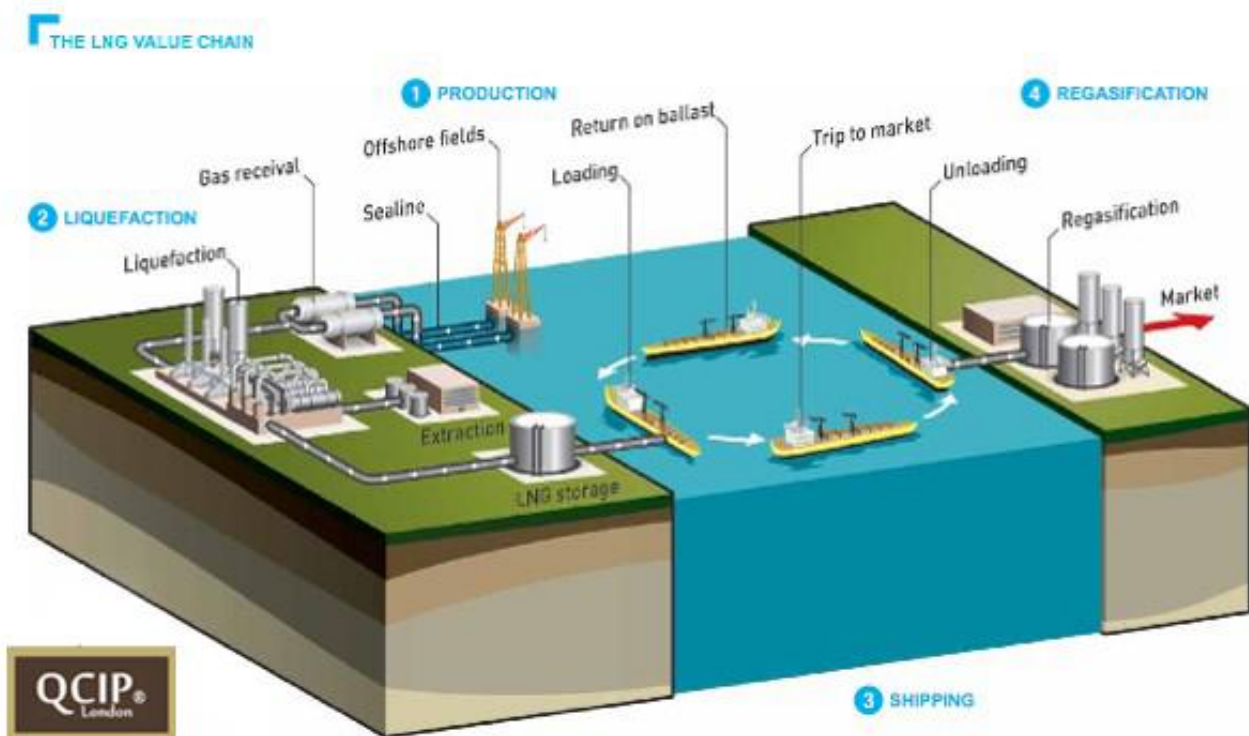
Α. Αναζήτηση και Εξόρυξη Φυσικού Αερίου

Β. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου κατόπιν επεξεργασίας, σε κατάλληλες εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης, (γνωστά ως τρένα, “trains”), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.

Γ. Μεταφορά με τα πλοία LNG, του υγροποιημένου φυσικού αερίου στα τερματικά εισαγωγής.

Δ. Εκφόρτωση, Επαναεριοποίηση (Regasification) του υγροποιημένου φυσικού αερίου στα τερματικά εισαγωγής και διανομή του στην αγορά, είτε με αγωγούς κυρίως, είτε με κατάλληλα τροχοφόρα φορτηγά.

Διάγραμμα 2.1: Σχηματική αναπαράσταση της αλυσίδας παραγωγής του LNG

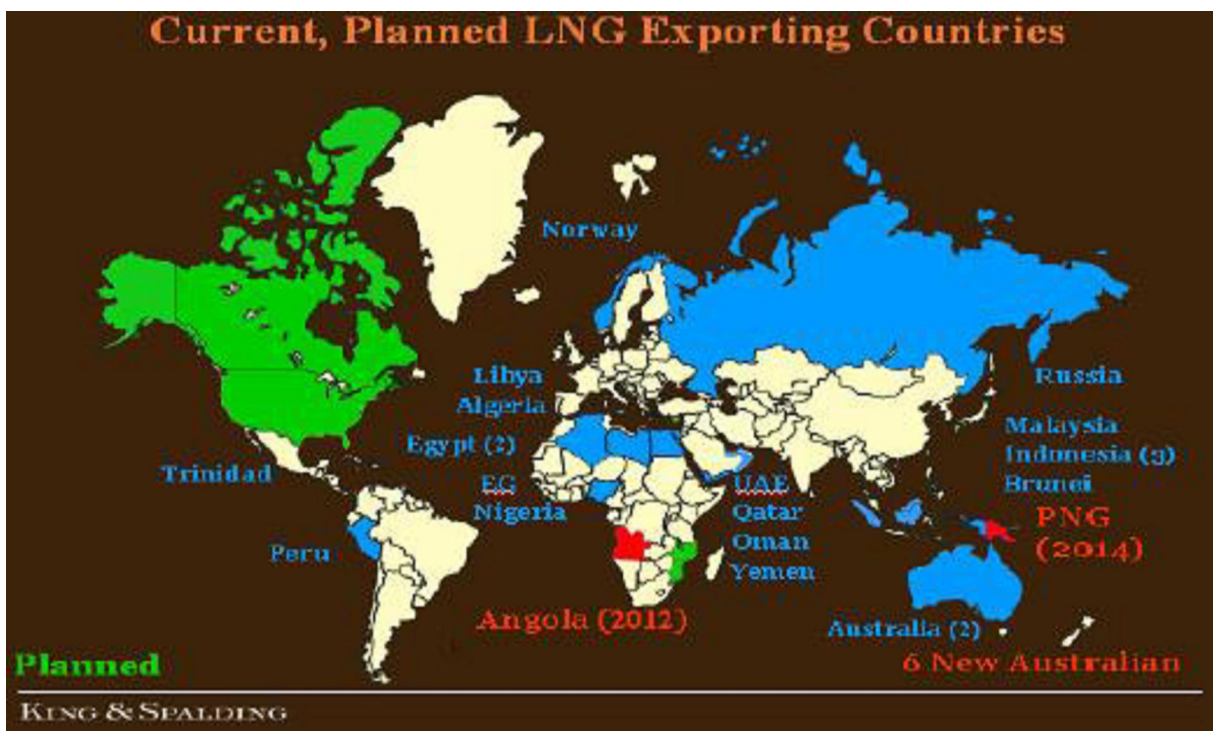


Πηγή: <http://www.qcip.uk/activities-qcip.html>

2.2 Η προσφορά του LNG

Η πραγματική επανάσταση στη μεταφορά και εμπορία του φυσικού αερίου, έλαβε χώρα το 1960, καθώς τότε από εργοστάσιο υγροποίησης Φ.Α. στην Αλγερία, μεταφερόταν για εμπορικούς σκοπούς, με ειδικό πλοίο LNG, αλγερινό Φ.Α. στη Βρετανία και τη Γαλλία.

Χάρτης 2.1: Η προσφορά του LNG. Με το μπλέ είναι οι χώρες που ήδη εξάγουν. Με κόκκινο προγραμματισμένες ενάρξεις εξαγωγών από συγκεκριμένα πεδία. Με πράσινο, σχεδιαζόμενες εξαγωγές.



Πηγή:<http://www.ogj.com/articles/print/vol-110/issue-2/processing/global-lng-2012-and-beyond.html>

Εκτιμάται ότι τα επόμενα χρόνια με την ολοκλήρωση της εν λόγω αγοράς, ο υγειής ανταγωνισμός θα εξομαλύνει τις αποκλίσεις τιμών, προς όφελος των καταναλωτών και της παγκόσμιας οικονομικής ανάπτυξης.

Πίνακας 2.1: Η συνολική παραγωγή Φυσικού Αερίου.

Natural gas: Production in million tonnes oil equivalent*

Million tonnes oil equivalent	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Growth rate per annum			
											2010	2014	2006-15	Share 2016
US	479.3	498.6	521.7	522.7	549.5	589.8	620.2	626.4	672.3	707.1	690.8	-3.6%	4.2%	21.5%
Canada	154.5	148.9	143.4	132.8	130.1	130.0	127.0	127.3	132.4	134.2	126.8	1.7%	-1.2%	4.2%
Mexico	51.8	48.2	48.0	52.3	51.8	52.4	51.5	52.4	51.4	48.7	42.5	-12.0%	0.2%	1.2%
Total North America	685.6	695.7	713.2	718.9	731.4	772.2	798.7	806.1	857.1	890.0	870.1	-2.5%	2.9%	27.1%
Argentina	41.5	40.3	39.7	37.3	36.1	34.9	34.0	32.0	31.9	32.8	34.4	4.6%	-2.2%	1.1%
Bolivia	11.6	12.4	12.9	11.1	12.8	14.0	16.0	18.2	18.9	18.2	17.8	-3.0%	5.2%	0.6%
Brazil	10.0	10.1	12.6	10.7	12.1	15.1	17.3	19.2	20.4	20.8	21.1	1.2%	7.8%	0.7%
Colombia	6.3	6.8	8.2	9.5	10.1	9.9	10.8	11.4	10.6	10.0	9.4	-6.6%	5.2%	0.2%
Peru	1.6	2.4	3.1	3.2	6.5	10.2	10.7	11.0	11.6	11.3	12.6	11.7%	23.5%	0.4%
Trinidad & Tobago	36.1	36.0	37.8	29.3	42.2	38.8	38.4	38.6	37.9	35.7	31.0	-12.2%	1.8%	1.0%
Venezuela	29.3	30.6	29.5	27.9	27.6	24.8	26.5	25.6	25.8	29.2	30.9	5.5%	1.7%	1.0%
Other S. & Cent. America	2.2	2.3	2.1	2.1	2.1	2.5	2.4	2.2	2.1	2.3	2.1	-4.6%	-2.7%	0.1%
Total S. & Cent. America	130.7	145.9	145.7	142.0	145.8	150.2	156.1	158.1	159.2	160.2	159.3	-0.8%	2.4%	5.0%
Azerbaijan	5.5	8.8	12.3	12.3	12.6	13.2	14.0	14.6	15.8	16.2	15.7	-3.0%	13.2%	0.5%
Denmark	9.3	8.3	9.0	7.5	7.2	5.9	5.2	4.2	4.1	4.1	4.0	-2.2%	-7.9%	0.1%
Germany	14.1	12.9	11.7	11.0	9.6	9.0	8.1	7.4	7.0	6.5	6.0	-8.2%	-7.8%	0.2%
Italy	9.1	7.9	7.6	6.6	6.9	6.9	7.0	6.2	5.9	5.5	4.7	-14.8%	-5.7%	0.1%
Kazakhstan	12.0	12.4	14.4	14.9	15.8	15.6	15.5	16.6	16.9	17.1	17.9	4.5%	4.0%	0.6%
Netherlands	55.4	54.4	58.9	56.4	63.4	57.7	57.4	61.8	52.1	29.0	36.1	-7.8%	-8.6%	1.1%
Norway	79.8	81.3	90.1	93.9	96.5	91.1	102.2	97.9	97.9	105.4	105.0	-0.7%	3.2%	2.3%
Poland	2.9	2.9	3.7	3.7	3.7	3.8	3.9	3.8	3.7	3.7	3.6	-3.8%	-0.5%	0.1%
Romania	9.6	9.2	9.0	8.9	8.6	8.7	9.0	8.6	8.8	8.8	9.2	-6.5%	-1.0%	0.2%
Russian Federation	525.6	520.8	541.5	474.9	520.0	549.3	522.0	544.2	522.6	517.6	521.5	0.5%	-0.1%	16.2%
Turkmenistan	54.3	58.9	59.5	22.7	38.1	52.6	56.1	56.1	60.4	62.6	60.1	-4.2%	2.0%	1.9%
Ukraine	16.9	16.9	17.1	17.3	16.7	16.9	16.7	17.2	16.4	16.1	16.0	-1.1%	-0.2%	0.5%
United Kingdom	72.0	64.9	62.7	52.7	51.4	49.7	35.0	32.8	32.1	25.6	26.9	3.3%	-7.7%	1.1%
Uzbekistan	51.0	52.4	52.0	50.0	49.0	51.2	51.2	51.2	51.6	52.0	56.5	8.6%	0.7%	1.8%
Other Europe & Eurasia	9.7	9.0	8.5	8.2	8.4	8.2	7.5	6.5	5.7	5.6	7.9	40.2%	-4.8%	0.2%
Total Europe & Eurasia	938.0	904.0	960.0	882.1	919.0	923.2	922.0	929.4	902.9	896.9	900.1	0.2%	-0.2%	28.0%
Bahrain	10.2	10.6	11.4	11.5	11.8	12.0	12.4	13.2	12.9	14.0	12.9	-0.8%	3.8%	0.4%
Iran	100.3	112.5	117.7	129.2	127.1	143.9	149.5	150.1	167.3	170.4	182.2	6.6%	6.4%	5.7%
Iraq	1.3	1.2	1.7	1.0	1.2	0.8	0.6	1.1	0.8	0.9	1.0	12.6%	-3.6%	*
Kuwait	11.2	10.1	11.4	10.3	10.6	12.2	14.0	14.7	12.5	15.2	15.4	1.0%	3.2%	0.5%
Oman	22.2	22.5	22.4	24.3	24.6	27.8	29.0	31.2	30.0	31.3	31.9	1.7%	4.8%	1.9%
Qatar	45.6	58.9	69.3	80.4	118.0	126.7	141.2	159.8	156.7	160.6	163.1	1.3%	14.6%	5.1%
Saudi Arabia	86.1	67.0	72.4	70.6	78.9	82.0	89.4	90.0	92.1	94.0	94.4	4.4%	3.9%	2.1%
Syria	5.1	4.9	4.8	5.3	7.2	6.4	5.2	4.2	4.0	3.7	3.2	-11.6%	-3.0%	0.1%
United Arab Emirates	42.9	45.2	45.2	44.0	42.7	47.1	48.9	49.1	48.8	46.2	55.7	2.5%	2.2%	1.7%
Yemen	-	-	-	0.7	5.4	8.1	6.5	8.9	8.4	2.5	0.7	-72.6%	-	*
Other Middle East	2.3	2.7	3.3	2.6	2.1	4.0	2.4	5.9	6.9	7.6	8.5	11.9%	16.0%	0.2%
Total Middle East	329.2	324.7	302.6	380.0	445.8	475.9	490.2	528.5	542.4	554.3	574.0	3.2%	6.7%	17.9%
Algeria	76.0	76.3	77.2	71.6	72.4	74.4	72.4	74.2	75.0	76.1	82.2	7.6%	-0.4%	2.6%
Egypt	49.2	50.1	53.1	56.4	55.2	55.2	54.8	50.5	42.9	39.8	37.6	-5.7%	0.4%	1.2%
Libya	11.9	12.8	14.2	14.2	15.1	7.1	10.0	10.5	10.2	10.6	9.1	-14.7%	0.4%	0.2%
Nigeria	26.6	20.2	22.5	22.4	22.6	26.5	29.0	28.6	26.5	45.1	40.4	-10.6%	7.2%	1.2%
Other Africa	9.6	9.7	12.6	14.0	15.6	15.1	15.9	18.0	16.8	17.4	18.2	4.5%	6.9%	0.6%
Total Africa	172.3	182.1	192.8	179.7	191.9	198.6	190.9	195.7	186.3	188.0	187.5	-1.1%	1.7%	5.8%
Australia	25.3	27.1	26.4	41.3	45.4	47.9	51.2	53.1	57.3	65.4	82.0	25.2%	7.0%	2.6%
Bangladesh	12.4	14.2	15.2	17.5	18.0	19.2	20.0	20.5	21.5	24.2	24.8	2.2%	6.9%	0.8%
Brunei	11.3	11.0	10.9	10.2	11.1	11.5	11.2	11.0	10.7	10.5	10.1	-3.8%	-0.2%	0.2%
China	54.5	64.5	74.8	79.4	89.2	98.1	100.7	110.0	118.4	122.5	124.6	1.4%	10.2%	2.9%
India	26.4	27.1	27.5	23.8	44.2	48.1	35.0	28.9	27.5	26.4	24.9	-6.0%	-0.1%	0.8%
Indonesia	66.9	64.4	66.4	69.2	77.1	73.2	69.4	68.8	67.7	67.5	62.7	-7.6%	*	2.0%
Malaysia	56.4	55.4	57.4	55.0	50.6	50.0	52.4	60.5	61.5	64.1	66.5	3.6%	1.1%	2.1%
Myanmar	11.3	12.2	11.2	10.4	11.2	11.5	11.5	11.8	15.2	17.6	17.0	-3.9%	4.8%	0.5%
Pakistan	26.9	26.4	27.2	27.4	28.1	28.1	28.4	28.4	27.7	27.8	27.4	-1.2%	0.7%	1.2%
Thailand	21.6	22.1	25.6	27.5	32.2	32.9	36.9	37.2	37.5	35.4	34.7	-2.2%	5.2%	1.1%
Vietnam	6.3	6.4	6.7	7.2	8.5	7.4	8.4	8.8	9.2	9.6	9.6	0.2%	5.2%	0.2%
Other Asia Pacific	12.8	15.1	16.0	16.2	15.9	16.0	15.8	16.2	20.8	24.8	27.7	11.2%	3.6%	0.9%
Total Asia Pacific	352.2	367.0	385.5	405.2	441.5	451.2	454.9	485.2	494.9	526.7	521.9	2.9%	4.1%	16.2%
Total World	2596.4	2666.2	2754.7	2679.1	2879.2	2967.3	3004.7	3072.1	3122.8	3195.8	3212.9	0.2%	2.5%	100.0%
of which: OECD	980.9	982.5	1011.5	1009.8	1022.1	1022.7	1006.1	1001.2	1126.3	1172.5	1169.9	-0.6%	1.9%	26.6%
Non-OECD	1615.9	1677.9	1743.2	1669.3	1857.2	1944.7	1998.6	2071.0	2096.5	2023.5	2043.0	0.8%	2.6%	63.6%
European Union	181.7	189.2	179.8	155.0	158.2	128.8	122.0	120.4	119.2	107.8	106.4	-1.6%	-5.5%	2.2%
CIS	675.5	680.4	698.0	632.4	662.4	637.2	686.7	700.2	684.8	681.8	647.9	0.6%	0.4%	21.4%

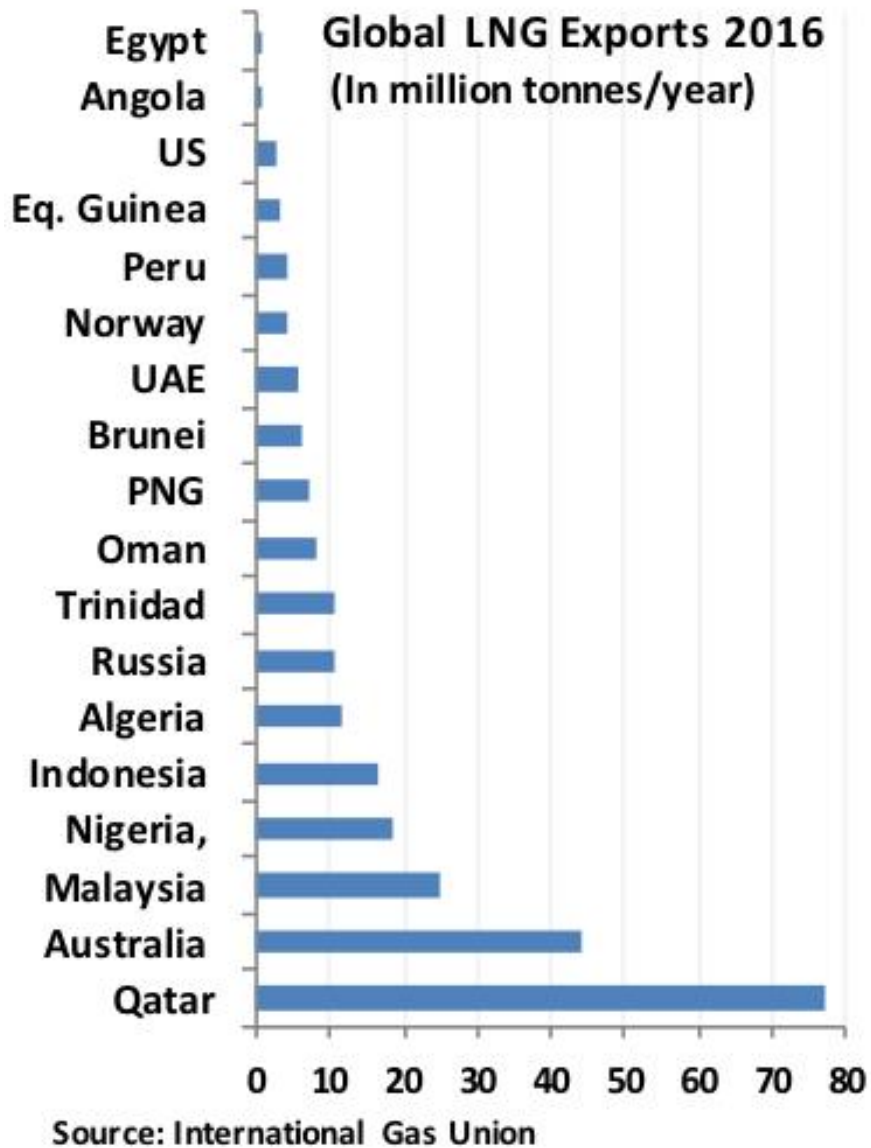
* Excludes gas flared or recycled. Includes natural gas produced for Gas-to-Liquids transformation.

* Less than 0.05%.

Notes: Annual changes and shares of total are calculated using million tonnes oil equivalent figures. Growth rates are adjusted for leap years.

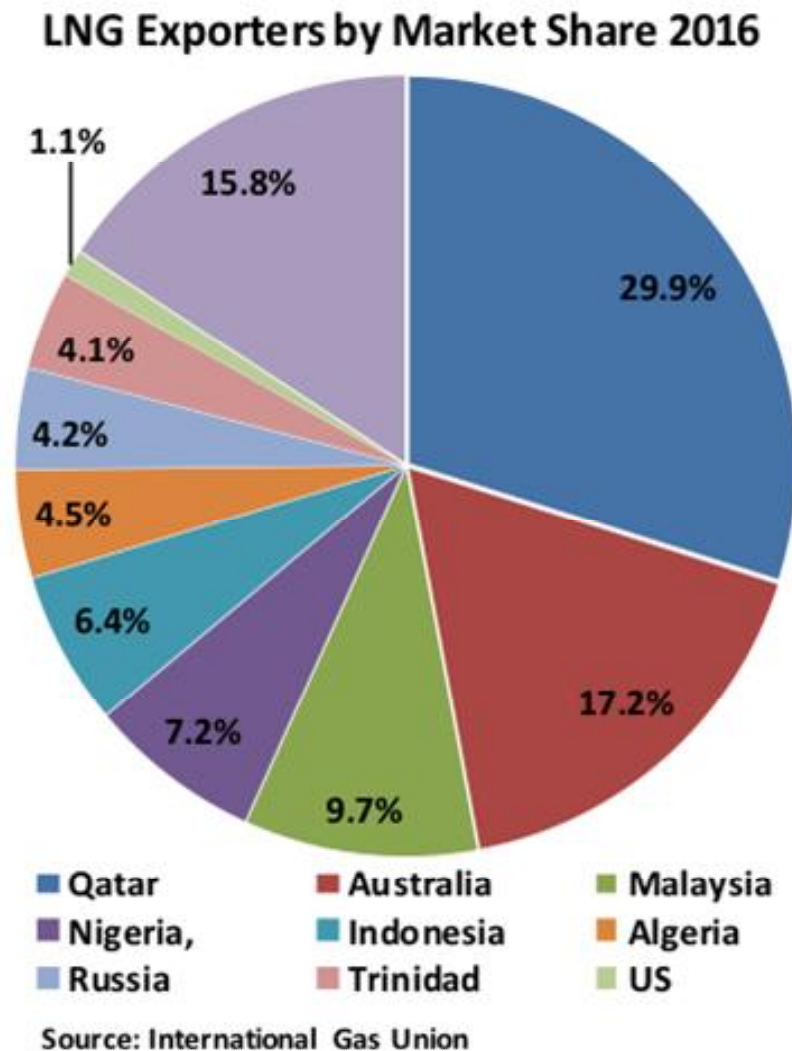
Source: Includes data from Cedgaz.

Διάγραμμα 2.2: Ποσότητες LNG από τις εξαγωγικές χώρες το 2016



Πηγή: <http://www.agsiw.org/qatar-moves-ensure-lng-dominance/>

Διάγραμμα 2.3: Ποσοστά LNG, από τις εξαγωγικές χώρες το 2016



Πηγή: <http://www.agsiw.org/qatar-moves-ensure-lng-dominance/>

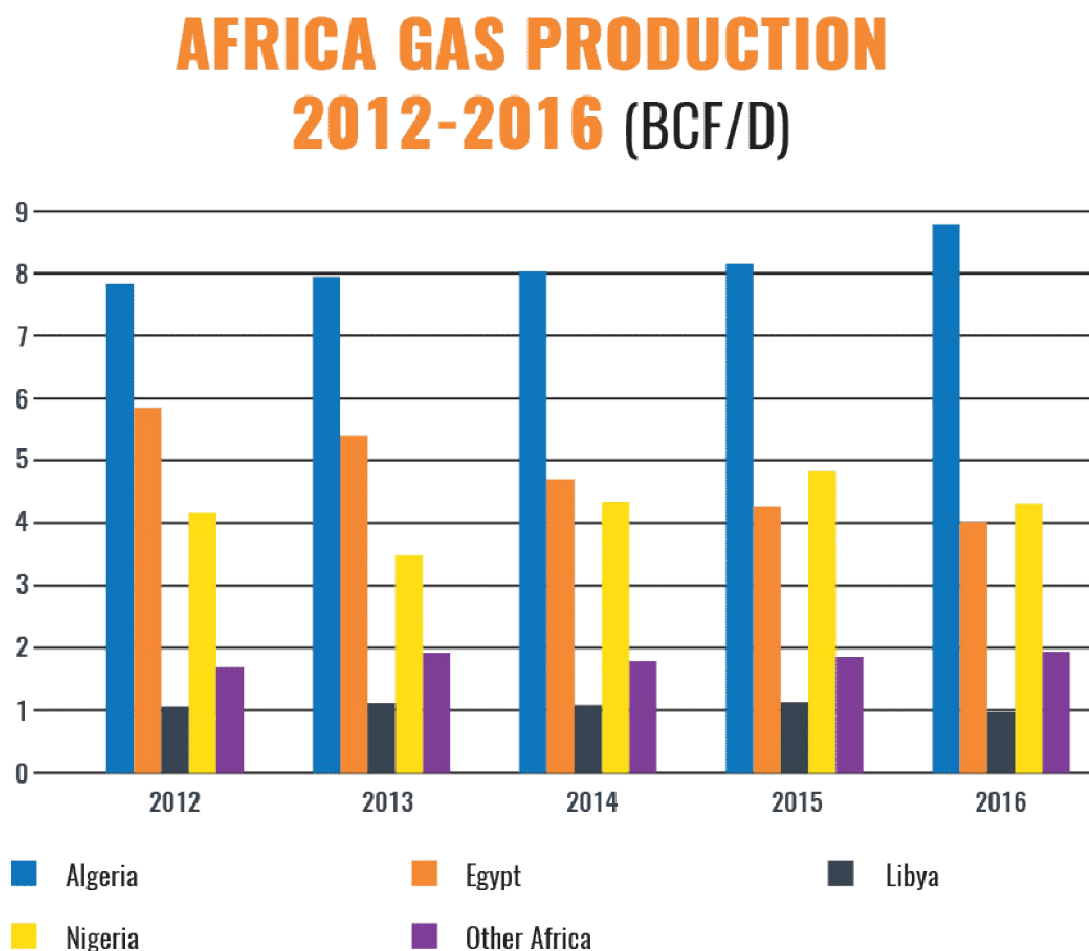
Το 1997 υπήρχαν μόνο εννέα (9) χώρες εξαγωγής παγκοσμίως τα Η.Α.Ε.(Αμπού Ντάμπι), η Αλγερία, η Αυστραλία, το Μπρουνέι, η Ινδονησία, το Κατάρ, η Λιβύη, η Μαλαισία και οι Η.Π.Α. από την Αλάσκα. Πλέον έχουν προστεθεί το Τρινιντάντ και Τομπάκο με τη Νιγηρία το 1999, το Ομάν το 2000 και η Αίγυπτος το 2005. Επίσης προστέθηκαν στην πλευρά της προσφοράς του LNG, η Ισημερινή Γουϊνέα και η Νορβηγία το 2007, η Υεμένη και η Ρωσία το 2009, το Περού το 2010 και η Αγκόλα το 2012, φτάνοντας έτσι οι εξαγωγικές χώρες τον αριθμό δεκαεννέα (19).

2.2.1 Η προσφορά του LNG στην Αφρική

Η Αλγερία τις επόμενες δεκαετίες του 1970 και 1980, με τις κατάλληλες επενδύσεις ενίσχυσε την Προσφορά του LNG στη παγκόσμια αγορά. Εν συνεχεία και άλλες αφρικανικές χώρες εισήλθαν στην εν λόγω αγορά, με προσφορά LNG, όπως η Νιγηρία το 1999 και η Αίγυπτος το 2005 (που όμως σήμερα μειώνει δραστικά τις εξαγωγές της προς όφελος της εγχώριας κατανάλωσης) και η Ισημερινή Γουϊνέα το 2007 (Jeannette Lee “LNG market overview looks at supply and demand”, page 1).

Τη λίστα των αφρικανικών χωρών συμπληρώνει η νέο εισελθείσα Αγκόλα και στην Ανατολική Αφρική οι πολλά υποσχόμενες Τανζανία και κυρίως η Μοζαμβίκη, η οποία αναμένεται να εξελιχθεί σε «Ελτοράντο» του θαλασσιού εμπορίου LNG τα επόμενα χρόνια, (υπάρχει εκτίμηση ότι τα αποθέματα των δύο χωρών αγγίζουν τα 120 τρις κυβικά πόδια) (Jeannette Lee “LNG market overview looks at supply and demand”, page 1)

Διάγραμμα 2.4: Η προσφορά της Αφρικής 2012-2016 (cubic feet per day)



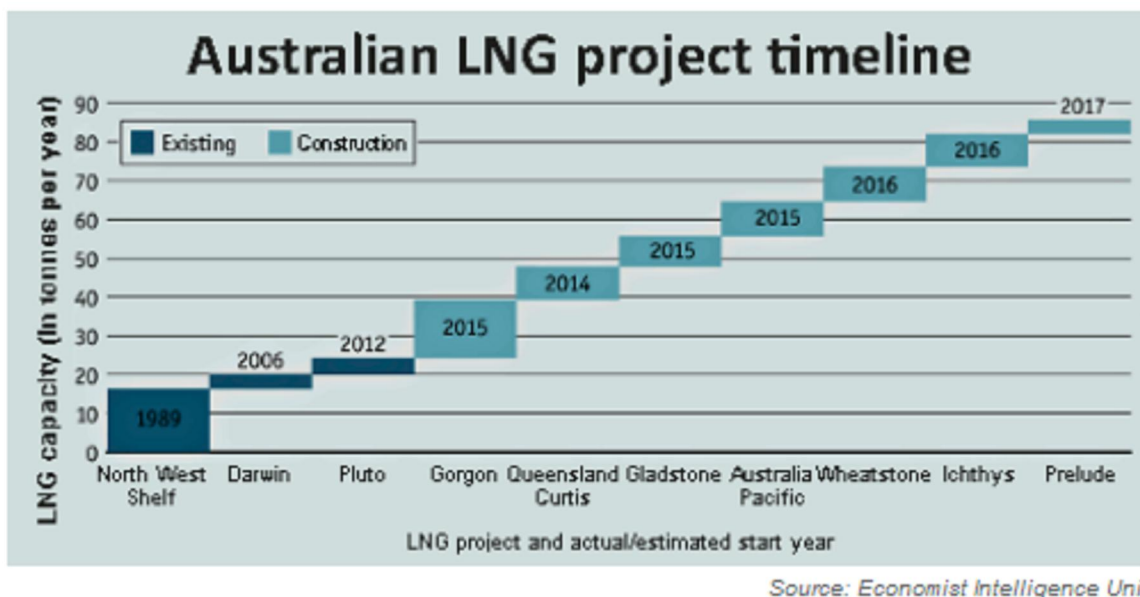
Πηγή: <http://africaoilandpower.com/2017/06/20/consuming-less-energy-exporting-more-gas/>

Μεγάλες πολυεθνικές εταιρείες έχουν εμπλακεί στις επενδύσεις στην Ανατολική Αφρική, όπως η ENI, BG, STATOIL, CNPC και παρά το γεγονός ότι η περιοχή στερείται βασικών υποδομών, υπάρχει το φιλόδοξο σχέδιο εντός του 2018 να ξεκινήσουν οι εξαγωγές LNG.

2.2.2 Η προσφορά του LNG στην Αυστραλία

Με γνώμονα τη συνεχώς αυξημένη ζήτηση για LNG, λόγω κόστους και μικρότερων περιβαλλοντικών επιπτώσεων, ορισμένες χώρες παραγωγοί έχουν λάβει μέτρα για να αυξήσουν την παραγωγή τους μέχρι και στο τριπλάσιο, όπως η Αυστραλία, η οποία είναι και η πρώτη χώρα παγκοσμίως σε επενδύσεις στον τομέα του φυσικού αερίου, περίπου 200 δις \$.

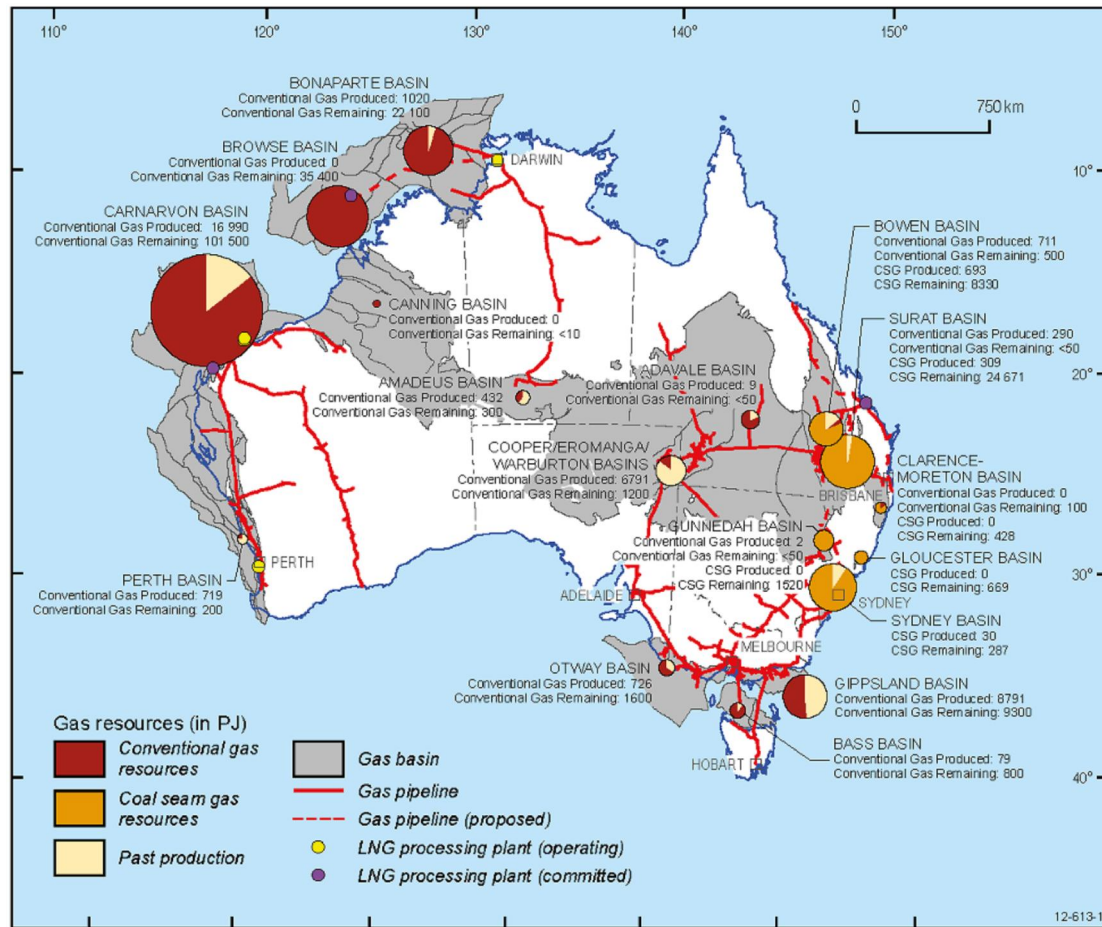
Διάγραμμα 2.5: Η εξέλιξη του χρονοδιαγράμματος των επενδύσεων στα Αυστραλιανά πεδία.



Πηγή: <http://www.ogfj.com/articles/print/volume-13/issue-7/features/focus-reports-australia/australia-the-next-era-of-energy.html>

Η Αυστραλία σήμερα είναι ο τέταρτος εξαγωγέας LNG παγκοσμίως, πίσω από το Κατάρ, τη Μαλαισία και την Ινδονησία. Εφόσον επιτευχθεί όπως έχει σχεδιαστεί, η ολοκλήρωση των επενδυτικών σχεδίων της Αυστραλίας, θα αποτελεί τη πρώτη εξαγωγική χώρα LNG το 2020.

Χάρτης 2.2: Τα Αυστραλιανά πεδία και σχεδιαζόμενες επενδύσεις



Πηγή: Australia Bureau of Resources and Energy Economics

2.2.3 Η προσφορά του LNG στην Αμερική

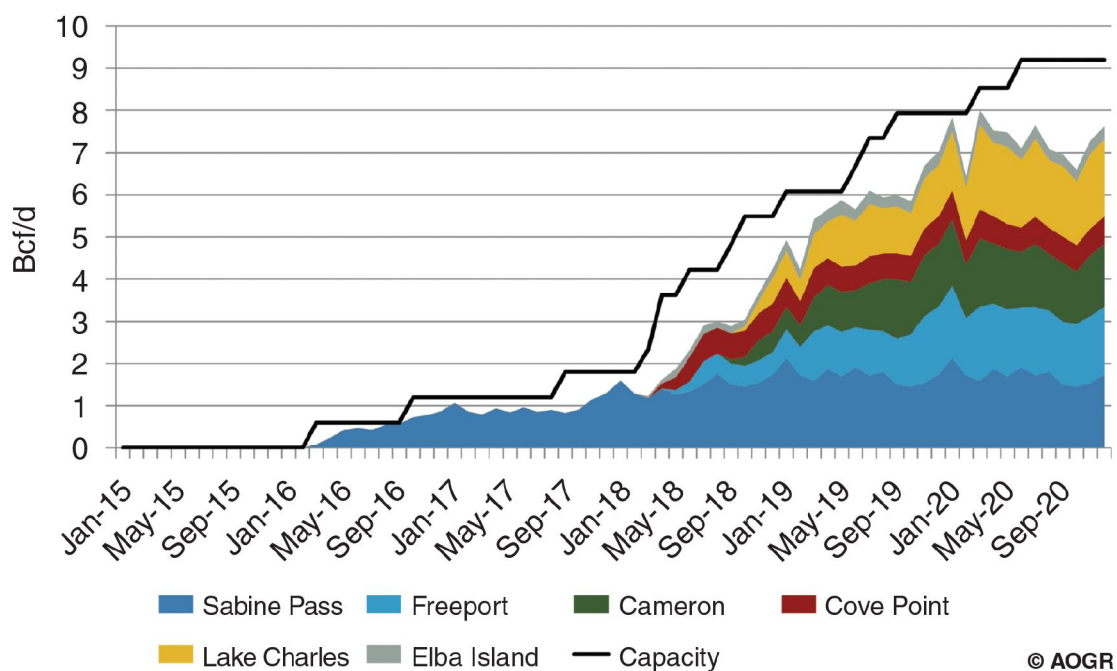
Επίσης όπως είδαμε και σε προηγούμενα κεφάλαια., η εξέλιξη της τεχνολογίας στις Η.Π.Α., έχει επιτρέψει την εξόρυξη σχιστολιθικού φυσικού αερίου (Shale Gas) και το 2010, αυτός ο ενεργειακός πόρος παρείχε πάνω από το 20% της παραγωγής φυσικού αερίου. Η κυβέρνηση των ΗΠΑ προβλέπει ότι από το 2035, το 46% του εφοδιασμού των Ηνωμένων Πολιτειών σε φυσικό αέριο θα προέρχεται από σχιστολιθικό φυσικό αέριο (Shale Gas).

Αυτή η εξέλιξη μετατρέπει τις Η.Π.Α. από καθαρό εισαγωγέα φυσικού αερίου, σε εξαγωγέα και μάλιστα με τη χρήση του θαλάσσιου εμπορίου LNG. Ενώ οι Η.Π.Α. είχαν μόνο μονάδες Επαναεριοποίησης (Regasification) του υγροποιημένου φυσικού αερίου στα τερματικά εισαγωγής, σήμερα έχουν αποδυθεί πλέον, σε μια άνευ προηγουμένου κούρσα, για να

μετατρέψουν αρκετές από αυτές και σε μονάδες Υγροποίησης Φυσικού Αερίου, με τη προσθήκη κατάλληλων εγκαταστάσεων γραμμικής διάταξης, γνωστά ως τρένα, “trains”. Είκοσι (20) μονάδες LNG των Η.Π.Α., έχουν υποβάλλει αιτήματα για να μετατραπούν σε εξαγωγικές μονάδες LNG. Μέχρι στιγμής έξι (6) έχουν λάβει τη σχετική έγκριση, το Sabine Pass, το Freeport και Lake Charles Louisiana στο κόλπο του Μεξικού το Cove Point, Cameron και Elba Island.

Ήδη πολλές ιαπωνικές, ινδικές και νότιο κορεάτικες εταιρείες συμμετέχουν στα εν λόγω επενδυτικά σχέδια, όπως και η BG. Πλεονέκτημα των επενδυτικών αυτών σχεδίων, είναι η χαμηλότερη τιμολόγηση παγκοσμίως του φυσικού αερίου (henry hub) και η νέα διώρυγα του Παναμά που θα επιτρέπει σε μεγαλύτερα πλοία LNG τη διέλευση, επιτυγχάνοντας οικονομίες κλίμακας προς τις ασιατικές αγορές.

Διάγραμμα 2.6: Πρόβλεψη για εξαγωγής LNG στις ΗΠΑ

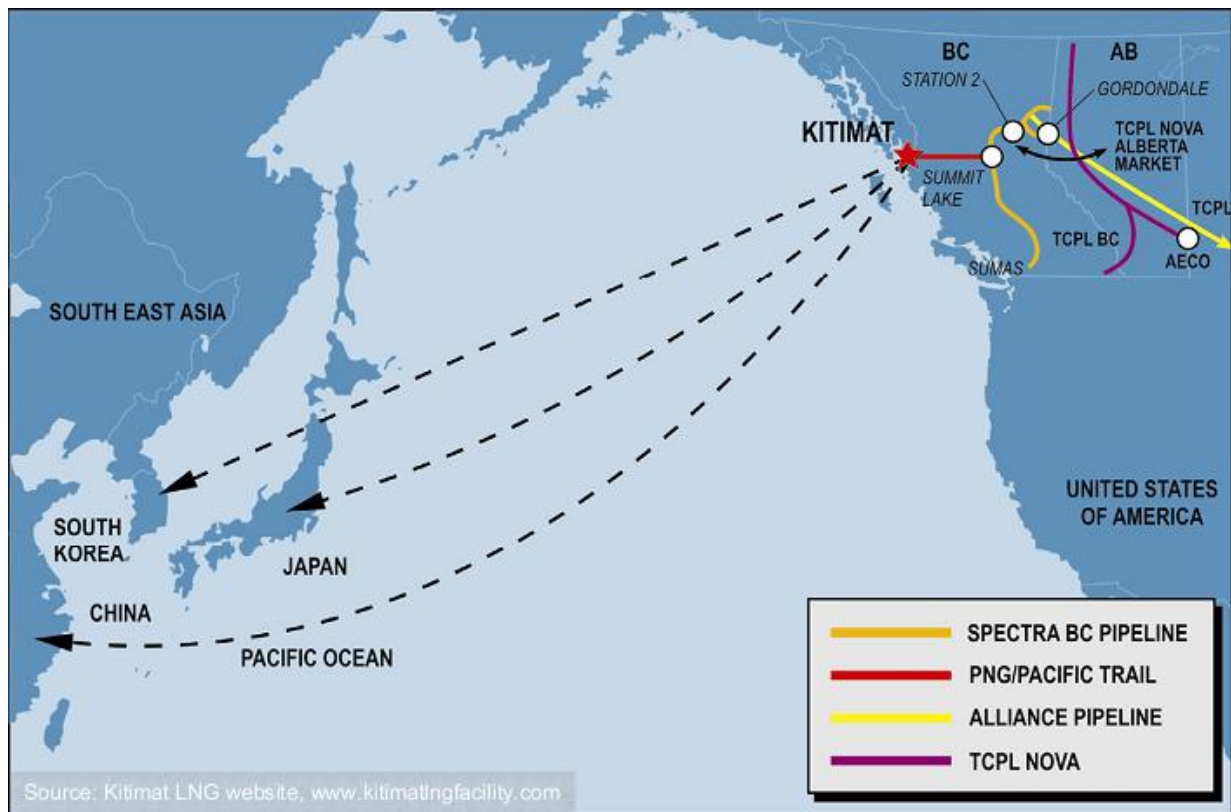


Πηγή: <http://www.aogr.com/magazine/cover-story/lng-exports-to-boost-dry-gas-drilling-underscore-americas-resource-vitality>

Αντίστοιχα στο Καναδά που βλέπει τη ραγδαία συρρίκνωση των εξαγωγών του προς τις Η.Π.Α., υπάρχουν τουλάχιστον δέκα σχέδια και αιτήματα στις αρμόδιες αρχές για εξαγωγή στην Ασία, με δημιουργία εξαγωγικών μονάδων LNG, στις δυτικές ακτές του Καναδά.

Φαίνεται να προκρίνεται η επένδυση στο Kitimat, που παρουσιάζει το πλεονέκτημα της εγγύτητας στις ασιατικές αγορές.

Χάρτης 2.3: Kitimat εγγύτητα στις ασιατικές αγορές



Πηγή: <http://www.1derrick.com/foster-wheeler-jv-wins-kitimat-feed-contract/14045/>

Επίσης στη Κεντρική Αμερική σημαντικότες εξαγωγές LNG, είναι το Τρινιντάντ και Τομπάγκο καθώς και το Περού στη Νότιο Αμερική.

2.2.4 Η προσφορά του LNG στην Ασία

Το Κατάρ είναι σήμερα ο πρώτος εξαγωγέας LNG παγκοσμίως και σίγουρα θα παραμείνει ανταγωνιστικός και τα επόμενα χρόνια, καθώς έχουν γίνει μεγάλες επενδύσεις, τα αποθέματα είναι μεγάλα και έχει σχετικά εύκολη πρόσβαση τόσο στην ασιατική αγορά όσο και σε αυτή της Ε.Ε.

Εδώ πρέπει να σημειωθεί ότι την 22 Ιουλίου 2013, υπεγράφη συμφωνία στρατηγικής συμμαχίας μεταξύ της εταιρείας Qatar Petroleum International (QPI) με την ΓΕΚ ΤΕΡΝΑ. Όπως αναφέρεται στην ανακοίνωση, η στρατηγική συμμαχία των δύο πλευρών αφορά την από κοινού υλοποίηση επενδύσεων όχι μόνο στην Ελλάδα, αλλά και στην ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης.

Από το 2006 το Κατάρ έχει αντικαταστήσει την Ινδονησία σαν ο μεγαλύτερος εξαγωγέας LNG παγκοσμίως, καθώς συμμετέχει στο 32% του συνολικού εμπορίου LNG. Από το 2000 έως το 2010 η αύξηση της παραγωγής LNG παγκοσμίως, πλησίαζε το 9% ετησίως, με μεγάλο πρωταγωνιστή το Κατάρ, καθώς μέγα επενδύσεις σε τερματικά υδροποίησης φυσικού αερίου (γραμμικής διάταξης “mega trains”), ολοκληρώθηκαν ή πλησιάζουν την πλήρη επιχειρησιακή τους λειτουργία, όπως τα Qatargas III, Qatargas IV, RasGas III και άλλα.

Στη Μέση Ανατολή μεγάλοι εξαγωγείς είναι τα Η.Α.Ε, η Υεμένη, το Ομάν και αναμένεται και το Ιράν. Η Μαλαισία και η Ινδονησία είναι μεγάλοι εξαγωγείς LNG, ωστόσο υπάρχει μείωση στην προσφορά που οφείλεται κυρίως στην αυξανόμενη εσωτερική κατανάλωση, αλλά και στην εξάντληση των αποθεμάτων, όπως στη περίπτωση της Ινδονησίας. Επίσης το Μπρουνέι και η Παπούα Νέα Γουϊνέα (αναμένεται), συμμετέχουν εξαγωγικά στο θαλάσσιο εμπόριο LNG.

Η Ρωσία προωθεί τεράστιες ποσότητες φυσικού αερίου στην Ε.Ε μέσω αγωγών. Τα τελευταία χρόνια η Ρωσία αντιμετώπισε δραματική μείωση των εξαγωγών της στην Ε.Ε. και ένα σημαντικός λόγος εκτός των άλλων, είναι και η τιμή του ρωσικού φυσικού αερίου, η οποία είναι συνδεδεμένη με το πετρέλαιο και είναι για παράδειγμα, υψηλότερη του αντίστοιχου Νορβηγικού αερίου. Σαν αντιστάθμισμα της ανωτέρω μείωσης, η Ρωσία διαμέσου του αποκλειστικού εξαγωγέα της (Gazprom), προσπαθεί με μεγάλες επενδύσεις, να αποκτήσει μεγαλύτερο μερίδιο στην ασιατική αγορά LNG. Σήμερα η Ρωσία εξάγει LNG μόνο από την

επένδυση της στο Shahalin 2, το οποίο χαρακτηρίζεται από την εγγύτητα της στις ασιατικές αγορές. Άλλωστε το 80% των φορτίων LNG, εξάγονται στην Ιαπωνία.

Χάρτης 2.4: Με κόκκινο σχεδιαζόμενος αγωγός Φ.Α. “Power of Siberia”, σύνδεσης πεδίων Σιβηρίας με Shahalin 2 LNG και Βλαδιβοστόκ LNG.



In late 2012, Gazprom announced plans to build a major trunkline (red line on map) from its interior gas fields to the Far East port city of Vladivostok. The pipeline could cost \$13 million a mile. (Click to enlarge.)

Πηγή: <http://siberiantimes.com/business/others/news/putting-the-power-into-siberia/>

Ένα ακόμα φιλόδοξο ρωσικό επενδυτικό σχέδιο που λαμβάνει και Κινεζική υποστήριξη είναι το Yamal LNG, στον Αρκτικό κύκλο.

Χάρτης 2.5: Yamal LNG, στον Αρκτικό κύκλο



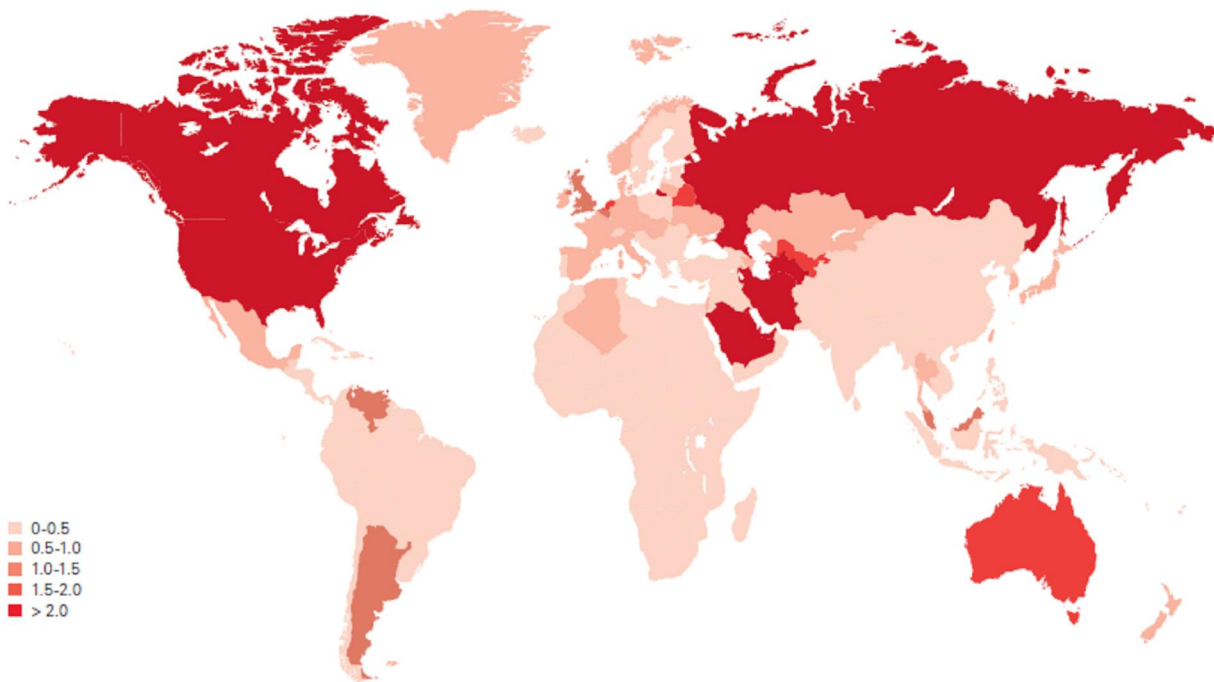
Πηγή: <http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2014/07/mol-orders-carriers-for-artic-transport-from-yamal-lng-project.html>

2.3 Η ζήτηση του LNG

Η ζήτηση αυξάνεται σταθερά σε όλο τον κόσμο, καθώς η κατανάλωση φυσικού αερίου διαχρονικά αυξάνεται. Ενώ γεωγραφικά, η μεγαλύτερη αύξηση παρατηρείται στις ήδη αναπτυγμένες χώρες. Τα πλεονεκτήματα του φυσικού αερίου (χαμηλή τιμή και φιλικό προς το περιβάλλον), οδηγούν πολλές ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες να στραφούν σε αυτό, για την πρωτογενή ενέργεια που χρειάζονται.

Χάρτης 2.6: Κατά κεφαλή κατανάλωση Φ.Α. παγκοσμίως, σε ισοδύναμο τόνων πετρελαίου

Natural gas: Consumption per capita 2016
Tonnes oil equivalent



Πηγή: BP Statistical Review of World Energy 2016, σελ. 32

Πίνακας 2.2: Η συνολική κατανάλωση Φυσικού Αερίου το 2006-2015

Natural gas: Consumption in billion cubic metres*

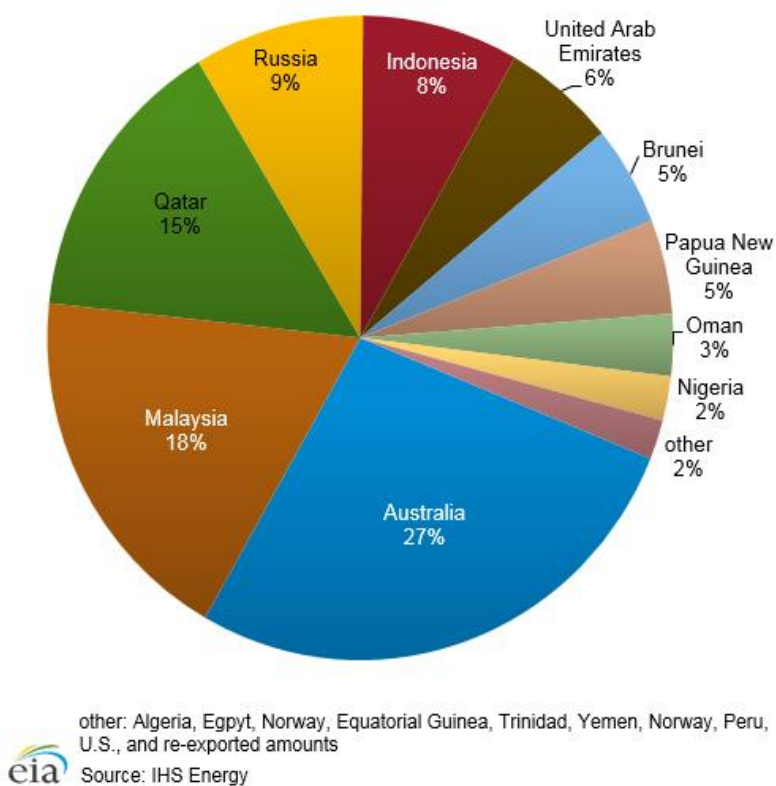
Billion cubic metres	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Growth rate per annum			
											2016	2016	2005-15	Share 2016
US	614.4	654.2	659.1	648.7	682.1	693.1	723.2	740.6	753.0	773.2	778.6	0.4%	2.2%	22.0%
Canada	96.9	96.2	96.1	94.9	95.0	100.9	100.2	103.9	104.2	102.5	99.9	-2.8%	0.5%	2.8%
Mexico	66.6	63.4	66.3	72.2	72.5	76.6	79.9	83.3	86.8	87.1	89.5	2.5%	3.6%	2.5%
Total North America	778.0	813.8	821.5	815.9	849.6	870.6	903.3	927.8	944.1	962.8	968.0	0.3%	2.1%	27.3%
Argentina	41.8	43.9	44.4	42.1	43.3	45.1	46.7	46.7	47.2	48.2	49.6	2.7%	1.8%	1.4%
Brazil	20.6	21.2	24.9	20.1	26.8	26.7	31.7	37.3	39.5	41.7	36.6	-12.5%	7.9%	1.0%
Chile	7.2	4.3	2.4	2.4	4.9	5.0	4.6	4.6	3.8	4.1	4.5	11.1%	-6.3%	0.1%
Colombia	7.0	7.4	7.6	8.7	9.1	8.8	9.8	10.0	10.9	10.7	10.6	-1.6%	4.8%	0.3%
Ecuador	0.4	0.5	0.4	0.5	0.5	0.4	0.6	0.6	0.7	0.6	0.6	1.5%	6.9%	•
Peru	1.8	2.7	3.4	3.5	4.9	5.5	6.2	6.0	6.8	7.2	7.9	9.8%	16.8%	0.2%
Trinidad & Tobago	21.2	21.9	21.3	22.2	23.2	23.3	22.2	22.4	22.0	21.5	19.1	-11.4%	2.8%	0.5%
Venezuela	31.5	36.2	34.3	32.3	32.2	29.7	31.4	30.5	30.7	34.5	35.6	2.7%	2.3%	1.0%
Other S. & Cent. America	4.0	4.5	4.8	5.0	5.3	5.9	6.5	7.0	7.3	7.3	7.4	1.1%	8.1%	0.2%
Total S. & Cent. America	135.5	142.6	143.4	136.7	150.2	150.5	159.6	165.2	168.9	175.8	171.9	-2.5%	3.6%	4.9%
Austria	9.3	8.8	9.4	9.2	10.0	9.4	8.9	8.6	7.9	8.3	8.7	4.4%	-1.7%	0.2%
Azerbaijan	9.1	8.0	9.2	7.8	7.4	8.1	8.5	8.6	9.4	10.6	10.4	-2.2%	2.2%	0.3%
Belarus	18.8	18.8	19.3	16.1	19.7	18.3	18.5	18.5	18.3	15.6	17.0	9.0%	-1.6%	0.5%
Belgium	16.7	16.6	16.5	16.8	18.9	15.8	16.0	15.8	13.8	15.1	15.4	1.8%	-0.8%	0.4%
Bulgaria	3.2	3.2	3.2	2.3	2.6	2.9	2.7	2.6	2.6	2.9	3.0	3.9%	-0.8%	0.1%
Czech Republic	8.4	7.9	7.9	7.4	8.5	7.7	7.6	7.7	6.9	7.2	7.8	7.9%	-1.7%	0.2%
Denmark	5.1	4.5	4.6	4.4	5.0	4.2	3.9	3.7	3.1	3.2	3.2	1.4%	-4.4%	0.1%
Finland	4.2	3.9	4.0	3.6	3.9	3.5	3.1	2.8	2.5	2.2	2.0	-9.2%	-5.8%	0.1%
France	44.0	42.8	44.3	42.7	47.3	41.1	42.5	43.1	36.2	38.9	42.6	9.0%	-1.6%	1.2%
Germany	87.9	84.7	85.5	80.7	84.1	77.3	77.5	81.2	70.6	73.5	80.5	9.2%	-1.6%	2.3%
Greece	3.1	3.7	3.9	3.3	3.6	4.4	4.0	3.6	2.7	2.8	2.8	0.6%	0.5%	0.1%
Hungary	12.7	11.9	11.7	10.2	10.9	10.4	9.3	8.7	7.8	8.3	8.9	7.0%	-4.7%	0.3%
Ireland	4.4	4.8	5.0	4.7	5.2	4.6	4.5	4.3	4.1	4.2	4.8	14.0%	0.8%	0.1%
Italy	77.4	77.3	77.2	71.0	75.6	70.9	68.2	63.8	56.3	61.4	64.5	4.7%	-2.5%	1.8%
Kazakhstan	7.4	9.0	8.9	8.3	8.9	10.0	10.8	11.2	12.5	12.9	13.4	3.8%	6.3%	0.4%
Lithuania	2.7	3.2	2.9	2.4	2.8	3.0	2.9	2.4	2.3	2.3	2.0	-11.1%	-1.8%	0.1%
Netherlands	38.0	36.9	38.5	38.9	43.6	38.1	36.0	36.5	31.8	31.5	33.6	6.4%	-2.3%	0.9%
Norway	4.4	4.3	4.3	4.1	4.1	4.4	4.4	4.4	4.7	4.8	4.9	0.4%	0.8%	0.1%
Poland	13.7	13.8	14.9	14.4	15.5	15.7	16.6	16.6	16.3	16.3	17.3	5.7%	1.9%	0.5%
Portugal	4.1	4.3	4.7	4.7	5.1	5.2	4.5	4.3	4.1	4.8	5.2	8.1%	1.2%	0.1%
Romania	15.9	14.1	14.0	11.7	12.0	12.3	12.4	11.3	10.5	9.9	10.6	6.2%	-4.3%	0.3%
Russian Federation	415.0	422.0	416.0	389.6	414.1	424.6	416.2	413.5	409.7	402.8	390.9	-3.2%	0.2%	11.0%
Slovakia	6.0	5.7	5.7	4.9	5.6	5.2	4.9	5.3	4.2	4.3	4.4	1.6%	-4.1%	0.1%
Spain	34.7	35.3	38.8	34.7	34.6	32.1	31.7	29.0	26.3	27.3	28.0	2.0%	-1.9%	0.8%
Sweden	0.9	1.0	0.9	1.1	1.5	1.2	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	10.0%	-0.9%	•
Switzerland	2.7	2.6	2.8	2.7	3.0	2.7	2.9	3.1	2.7	2.9	3.0	4.8%	0.2%	0.1%
Turkey	30.5	36.1	37.5	35.7	39.0	40.9	41.4	42.0	44.6	43.6	42.1	-3.7%	5.0%	1.2%
Turkmenistan	18.4	21.3	21.4	19.7	22.6	23.5	26.3	22.9	25.6	29.4	29.5	•	6.2%	0.8%
Ukraine	67.0	63.2	60.0	46.8	52.2	53.7	49.6	43.3	36.8	28.8	29.0	0.3%	-8.4%	0.8%
United Kingdom	90.0	91.0	93.8	87.0	94.2	78.1	73.9	73.0	66.7	68.1	76.7	12.2%	-3.3%	2.2%
Uzbekistan	41.9	45.9	48.7	39.9	40.8	47.6	47.2	46.8	48.8	50.2	51.4	2.0%	1.6%	1.4%
Other Europe & Eurasia	17.1	17.4	16.6	14.6	16.0	16.2	16.0	14.9	14.9	15.1	15.5	2.4%	1.4%	0.4%
Total Europe & Eurasia	1114.8	1123.8	1132.2	1041.3	1118.4	1092.8	1074.0	1054.4	1005.6	1010.2	1029.9	1.7%	-0.8%	29.1%
Iran	112.0	125.5	133.2	142.7	152.9	162.2	161.5	162.9	183.7	190.8	200.8	5.0%	6.4%	5.7%
Israel	2.3	2.7	3.8	4.2	5.3	5.0	2.6	6.9	7.6	8.4	9.7	14.5%	17.8%	0.3%
Kuwait	12.5	12.1	12.8	12.4	14.5	16.7	18.5	18.7	18.5	21.3	21.9	2.5%	5.7%	0.6%
Qatar	19.2	23.5	19.3	20.8	29.8	19.6	23.4	37.9	36.4	43.9	41.7	-5.4%	9.0%	1.2%
Saudi Arabia	73.5	74.4	80.4	78.5	87.7	92.3	99.3	100.0	102.4	104.5	109.4	4.4%	3.9%	3.1%
United Arab Emirates	43.4	49.2	59.5	59.1	60.8	63.2	65.6	66.9	65.9	73.8	76.6	3.6%	5.8%	2.2%
Other Middle East	33.5	34.3	38.4	41.5	45.5	44.4	44.2	46.9	46.3	51.0	52.3	2.3%	5.2%	1.5%
Total Middle East	296.3	321.7	347.3	359.1	396.5	403.4	415.0	440.3	460.8	493.6	512.3	3.5%	5.9%	14.5%
Algeria	23.7	24.3	25.4	27.2	26.3	27.8	31.0	33.4	37.5	39.4	40.0	1.2%	5.4%	1.1%
Egypt	36.5	38.4	40.8	42.5	45.1	49.6	52.6	51.4	48.0	47.8	51.3	7.0%	4.2%	1.4%
South Africa	3.5	3.5	3.7	3.4	3.9	4.1	4.4	4.6	5.0	5.1	5.1	1.3%	4.9%	0.1%
Other Africa	25.9	30.5	30.8	26.4	31.1	31.7	32.6	33.8	36.6	43.5	41.7	-4.4%	4.9%	1.2%
Total Africa	89.6	96.7	100.7	99.5	108.4	113.3	120.6	123.2	127.0	135.8	138.2	1.4%	4.8%	3.9%
Australia	25.1	28.1	27.9	29.1	31.1	33.7	33.8	35.5	38.3	42.9	41.1	-4.4%	6.6%	1.2%
Bangladesh	14.9	15.9	17.0	19.5	20.0	20.3	22.2	22.8	23.9	26.9	27.5	2.2%	6.9%	0.8%
China	59.3	73.0	84.1	92.6	111.2	137.1	150.9	171.9	188.4	194.8	210.3	7.7%	15.0%	5.9%
China Hong Kong SAR	2.9	2.7	3.2	3.1	3.8	3.1	2.8	2.6	2.5	3.2	3.3	2.4%	1.9%	0.1%
India	37.3	40.3	41.5	50.7	60.3	61.1	56.5	49.3	48.8	45.7	50.1	9.2%	2.5%	1.4%
Indonesia	36.6	34.1	39.1	41.5	43.4	42.1	42.2	40.8	40.9	40.4	37.7	-7.0%	1.2%	1.1%
Japan	83.7	90.2	93.7	87.4	94.5	105.5	116.9	116.9	118.0	113.4	111.2	-2.2%	3.7%	3.1%
Malaysia	35.3	35.5	39.2	35.4	29.6	34.8	35.5	40.3	42.2	41.8	43.0	2.7%	1.8%	1.2%
New Zealand	3.7	4.0	3.8	4.0	4.3	3.9	4.2	4.5	4.9	4.5	4.7	4.3%	2.3%	0.1%
Pakistan	39.9	40.5	41.4	41.6	42.3	42.3	43.8	42.6	41.9	43.5	45.5	4.2%	1.1%	1.3%
Philippines	3.0	3.6	3.7	3.8	3.5	3.9	3.7	3.4	3.6	3.3	3.8	14.3%	0.6%	0.1%
Singapore	8.6	8.6	9.2	9.7	8.8	8.7	9.4	10.5	10.9	12.2	12.5	2.5%	6.5%	0.4%
South Korea	32.0	34.7	35.7	33.9	43.0	46.3	50.2	52.5	47.8	43.6	45.5	4.0%	3.7%	1.3%
Taiwan	10.1	10.7	11.6	11.4	14.1	15.5	16.3	16.3	17.2	18.4	19.1	3.6%	6.9%	0.5%
Thailand	31.5	33.6	35.3	36.4	41.3	42.3	46.5	46.7	47.7	48.7	48.3	-1.0%	4.7%	1.4%
Vietnam	7.0	7.1	7.5	8.0	9.4	8.5	9.4	9.8	10.2	10.7	10.7	0.2%	5.2%	0.3%
Other														

2.3.1 Η ζήτηση του LNG στην Ασία

Το θαλάσσιο εμπόριο LNG έχει παγκόσμιες διαστάσεις αλλά στην ασιατική αγορά διακινείται το 60 με 64% του παγκόσμιου εμπορίου LNG. Οι ήδη ανεπτυγμένες ασιατικές αγορές LNG, όπως η Ιαπωνική υποφέρουν από τις υψηλές τιμές της περιφερειακής τιμολόγησης, (στην Ιαπωνία τα σχετικά συμβόλαια συνδέονται με το μέσο όρο των τιμών των εισαγόμενων φορτίων αργού πετρελαίου, γνωστό με την ονομασία JCC (Japan Crude Coctail). Μετά από τριάντα χρόνια παρουσιάστηκε το 2011, εμπορικό έλλειμμα στην Ιαπωνία και οι εκεί αναλυτές εκτιμούν ότι το υψηλό κόστος εισαγόμενου LNG, ήταν το βασικό αίτιο, γι' αυτό το έλλειμμα. Σημειώνεται ότι στην Ιαπωνία οι ενεργειακές απαιτήσεις μετά το ατύχημα της Fukushima (πυρηνικός αντιδραστήρας), την 11^η Μαρτίου του 2011, έχουν αυξηθεί. Επίσης είναι σε εξέλιξη μεγάλη συζήτηση για το μέλλον των 54 πυρηνικών αντιδραστήρων της χώρας.

Διάγραμμα 2.7: Η κατανομή ιαπωνικών εισαγωγών LNG ανά χώρα σε ποσοστά

Figure 6. Japan's LNG imports by source, 2016



Πηγή: <http://www.hellenicshippingnews.com/eia-japan-oil-market-overview/>

Σταδιακά, οι οικονομικοί και πληθυσμιακοί γίγαντες, Κίνα και Ινδία θα αυξήσουν σημαντικά τις εισαγωγές τους σε LNG, καθώς οι ανάγκες τους για ενέργεια θα αυξηθούν δραματικά. Ωστόσο και αυτές οι χώρες θα προσπαθήσουν με διάφορους τρόπους να μειώσουν τη τρέχουσα τιμή του (Lloyds “Global Marine Trends 2030”, 2014).

Σήμερα υπάρχουν στη Κίνα, έξι (6) μεγάλα και πλήρως λειτουργικά τερματικά επαναεριοποίησης LNG, ενώ ως το 2020, αναμένεται να έχουν τεθεί σε λειτουργία άλλα δεκαπέντε (15).

Στις πολυπληθέστερες χώρες του κόσμου, Κίνα και Ινδία, τα μεγάλα τους οικονομικά επιτεύγματα έχουν στηριχθεί κατά κύριο λόγο στην ενέργεια, που προσφέρει η καύση του πετρελαίου και του άνθρακα. Για παράδειγμα στη Κίνα το 77% της ενέργειας προήλθε από καύση πετρελαίου και του άνθρακα. Γι’ αυτό το λόγο παρατηρούνται τεράστιες περιβαλλοντολογικές επιπτώσεις στη Κίνα και την Ινδία από την εκπομπή αερίων θερμοκηπίου. Μια σταδιακή μετατόπιση των χωρών αυτών όπως η Κίνα, προς μεγαλύτερη ποσοστιαία καύση του καθαρότερου φυσικού αερίου από το 5%, προς το 12% (το ήμισι δηλαδή του μεριδίου που κατέχει το φυσικό αέριο στην Ε.Ε.), θα δημιουργήσει τεράστια ζήτηση για φυσικό αέριο, που μεγάλο μέρος της θα μπορούσε να καλυφθεί από το θαλάσσιο εμπόριο LNG.

Στην νότιο ανατολική Ασία εμφανίζονται νέες χώρες εισαγωγής, με τις αντίστοιχες υποδομές σε τερματικά εισαγωγής (μονάδες επαναεριοποίησης LNG), όπως το Βιετνάμ, οι Φιλιππίνες, η Σιγκαπούρη, η Μαλαισία, η Ταϊλάνδη και η Ινδονησία. Η Σιγκαπούρη, προκρίνεται από πολλούς αναλυτές σαν το καταλληλότερο σημείο για να μετατραπεί σε διαμετακομιστικό κέντρο LNG, (hub prices), για την ασιατική αγορά.

2.3.2 Η ζήτηση του LNG στην Αμερική

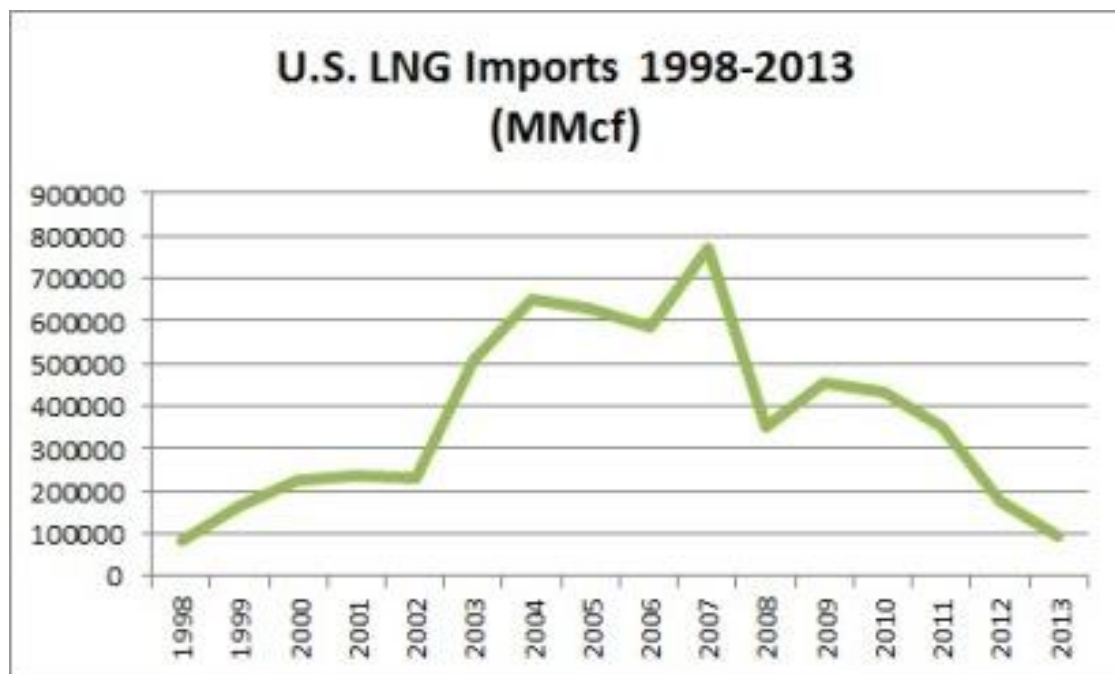
Ειδικά οι Η.Π.Α. όπως έχουμε δει ακολουθούν ακριβώς αντίθετη πορεία από τις Μαλαισία και η Ινδονησία και σταδιακά από μεγάλη εισαγωγική χώρα LNG, μετατρέπεται σε εξαγωγική χώρα λόγω του σχιστολιθικού φυσικού αερίου (Shale Gas).

Χαρακτηριστικά το 2005 που είχε μειωθεί 8% η παραγωγή φυσικού αερίου, ξεκίνησε τεράστια συζήτηση για το πόσες νέες υποδομές σε τερματικά εισαγωγής (μονάδες

επαναεριοποίησης LNG), θα πρέπει να κατασκευαστούν ή να επεκταθούν προκειμένου καλυφθεί η εγχώρια ζήτηση.

Ωστόσο, η εξέλιξη της τεχνολογίας στις Η.Π.Α., έχει επιτρέψει την εξόρυξη σχιστολιθικού φυσικού αερίου (Shale Gas) και το 2010 αυτός ο ενεργειακός πόρος, παρείχε πάνω από το 20% της παραγωγής φυσικού αερίου στην εγχώρια αγορά. Αυτή η εξέλιξη μετέτρεψε τις Η.Π.Α. από καθαρό εισαγωγέα φυσικού αερίου, σε εν δυνάμει εξαγωγέα και μάλιστα με τη χρήση του θαλάσσιου εμπορίου LNG. Έτσι βλέπουμε στο παρακάτω διάγραμμα τη συρρίκνωση των εισαγωγών LNG το 2013.

Διάγραμμα 2.8: Οι μεταβολές στις εισαγωγές LNG στις Η.Π.Α (1998-2013)



Πηγή: <http://www.energytomorrow.org/blog/2014/11/13/falling-lng-imports-americas-lng-export>

Αντίστοιχες ήταν και οι επιμέρους μειώσεις σε τερματικά εισαγωγής, (μονάδες επαναεριοποίησης LNG) και μάλιστα πολλά από αυτά παραμένουν ανενεργά, δηλαδή δεν δέχονται κάποιο φορτίο LNG. Έτσι στις Η.Π.Α. κινδυνεύουν να «χαθούν» τεράστιες επενδύσεις σε υποδομές, αν πολλές από αυτές, δεν μετατραπούν σύντομα με επιπρόσθετες επενδύσεις, σε τερματικά εξαγωγής LNG.

2.3.3 Η ζήτηση του LNG στην Ευρώπη

Στην Ευρώπη η ζήτηση του LNG εκδηλώνεται κυρίως από την Ισπανία, την Ιταλία, την Γαλλία την Ολλανδία το Βέλγιο και την Βρετανία η οποία βλέπει την εγχώρια παραγωγή της σε φυσικό αέριο από τη Βόρειο θάλασσα συνεχώς να βαίνει μειούμενη. Η Πορτογαλία και η Ελλάδα συμπληρώνουν τη ζήτηση, ενώ το 2014 αναμένεται και η Πολωνία. Κυρίως το Κατάρ, η Αλγερία, η Νιγηρία η Αίγυπτος και το Τρινιντάντ και Τομπάγκο, καλύπτουν την ευρωπαϊκή ζήτηση σε LNG. Μέχρι το 2020 αναμένεται ο διπλασιασμός της δυνατότητας εισαγωγών LNG στην Ε.Ε. καθώς τριάντα τρία (33) τερματικά επαναεριοποίησης, έχουν σχεδιαστεί ή χρηματοδοτηθεί.

Στις αγορές της ηπειρωτικής Ευρώπης, όπως είδαμε, η τιμολόγηση του LNG, συνδέεται με τις τιμές των παραγώγων πετρελαίου και τις τιμές στα διαμετακομιστικά κέντρα LNG (hub prices) και εδώ τα συμβόλαια που δεσμεύουν τα ενδιαφερόμενα μέρη είναι μακράς διάρκειας, κάτι όμως που τείνει να αλλάξει. Στη Βρετανία η τιμολόγηση του LNG είναι συνδεδεμένη με τη τιμή του φυσικού αερίου, γνωστό με την ονομασία NBP (National Balancing Point).

Όμως διαφαίνεται ότι η Ε.Ε. κινείται σε μια πιο ομογενοποιημένη και ανταγωνιστική αγορά LNG με την αρωγή όλων των διαμετακομιστικών κέντρων φυσικού αερίου (hub prices), της ηπειρωτικής Ευρώπης, όπως αυτό της Ολλανδίας (Title Transfer Facility), Βελγίου, Γερμανίας, Αυστρίας, Ισπανίας, Γαλλίας και Ιταλίας.

Η Ευρώπη παράγει περί το 35% των αναγκών της σε φυσικό αέριο και αναμένονται και εξελίξεις σε σχέση με την εκμετάλλευση του σχιστολιθικού φυσικού αερίου (Shale Gas) που έχει στα εδάφη της.

Ένας άλλος παράγοντας που επηρεάζει αρνητικά τη ζήτηση σε LNG, είναι οι μεγάλες εισαγωγές φυσικού αερίου από τη Ρωσία και τη Νορβηγία με αγωγούς. Ενδιαφέρον θα έχει μελλοντικά ο τρόπος με τον οποίο θα διατεθεί στην Ε.Ε., το φυσικό αέριο της Ανατολικής Μεσογείου (Ισραήλ-Κύπρου-Ελλάδας). Δηλαδή το ερώτημα είναι αν θα διατεθεί ως LNG, (με σταθμούς υγροποίησης στο Βασιλικό Κύπρου και στο Ισραήλ) ή με υποθαλάσσιο αγωγό φυσικού αερίου.

2.4 Το θαλάσσιο εμπόριο του LNG και οι ροές του

Η παγκόσμια κατανάλωση φυσικού αερίου αυξήθηκε 63 δισ. Κυβικά μέτρα (bcm) ή 1,5%, πιο αργά από τον μέσο όρο των δέκα ετών 2,3%. Η κατανάλωση φυσικού αερίου στην ΕΕ αυξήθηκε απότομα κατά 30 δισ. ή 7,1% - η ταχύτερη ανάπτυξη από το 2010. Η Ρωσία είδε τη μεγαλύτερη πτώση στην κατανάλωση οποιουδήποτε χώρα (-12 bcm). Η παγκόσμια παραγωγή φυσικού αερίου αυξήθηκε κατά 21 bcm ή 0,3%. Η παρακμάζουσα παραγωγή στη Βόρεια Αμερική (-21 bcm) μερικώς αντισταθμίζεται από την ισχυρή ανάπτυξη από την Αυστραλία (19 bcm) και το Ιράν (13 bcm).

Πίνακας 2.2: Κύρια μεγέθη Ροών εμπορίου φυσικού αερίου συνολικά (2015-2016)

Gas trade in 2015 and 2016 in billion cubic metres

Billion cubic metres	2015				2016			
	Pipeline imports	LNG imports	Pipeline exports	LNG exports	Pipeline imports	LNG imports	Pipeline exports	LNG exports
US	74.4	2.6	49.1	0.7	82.5	2.5	60.3	4.4
Canada	19.2	0.6	74.3	†	21.9	0.3	82.4	†
Mexico	29.9	7.3	†	–	38.4	5.9	†	–
Trinidad and Tobago	–	–	–	16.9	–	–	–	14.3
Other S. & Cent. America	19.9	19.8	19.9	5.1	16.8	15.5	16.8	6.1
France	31.8	6.8	–	0.6	32.3	9.7	–	1.5
Germany	102.3	–	32.7	–	99.3	–	19.3	–
Italy	55.7	5.4	0.2	–	59.4	5.7	–	–
Netherlands	33.6	2.1	47.1	1.3	38.0	1.5	52.3	0.7
Norway	†	–	109.6	5.9	†	–	109.8	6.3
Spain	15.2	13.1	0.5	1.8	15.0	13.2	0.6	0.2
Turkey	38.4	7.7	0.6	–	37.4	7.7	0.6	–
United Kingdom	29.0	13.1	13.4	0.3	34.1	10.5	10.0	0.5
Other Europe	94.7	6.9	13.8	1.5	100.2	8.2	15.0	1.3
Russian Federation	21.8	–	179.1	14.0	21.7	–	190.8	14.0
Ukraine	17.3	–	–	–	11.1	–	–	–
Other CIS	27.0	–	72.3	–	27.9	–	74.0	–
Qatar	–	–	20.0	101.8	–	–	20.0	104.4
Other Middle East	29.6	10.2	8.4	18.8	26.9	14.2	8.4	18.1
Algeria	–	–	26.3	16.6	–	–	37.1	15.9
Other Africa	9.0	3.7	11.0	30.0	8.8	10.2	8.5	29.6
Australia	6.4	–	–	38.1	8.3	0.1	–	56.8
China	33.6	25.8	–	–	38.0	34.3	–	–
Japan	–	110.7	–	–	–	108.5	–	–
Indonesia	–	–	9.3	20.7	–	–	8.8	21.2
South Korea	–	43.8	–	0.2	–	43.9	–	0.1
Other Asia Pacific	20.3	46.0	21.4	51.4	19.3	54.8	22.7	51.1
Total World	709.0	325.5	709.0	325.5	737.5	346.6	737.5	346.6

†Less than 0.05.

Source: Includes data from CISStat, FGE MENAgas service, IHS.

Πηγή: BP Statistical Review of World Energy June 2016, σελ. 35

Επομένως και η επιμέρους αγορά του υγροποιημένου φυσικού αερίου, LNG (Liquefied natural gas) και το θαλάσσιο εμπόριο αυτού, θα συνεχίσει να επεκτείνεται και πέραν των παραδοσιακών εξαγωγέων και εισαγωγέων LNG. Έτσι το θαλάσσιο εμπόριο του LNG, όπως είδαμε, αναπτύχθηκε ταχύτατα τη περασμένη εικοσαετία, με τις χώρες εισαγωγής να αυξάνονται σημαντικά σε είκοσι πέντε (25) και τις χώρες εξαγωγής σε δέκα εννέα (19). Η ανάπτυξη αυτή αποδίδεται κυρίως στην εξέλιξη της τεχνολογίας, που συμπίπτει τα κόστη των υποδομών της αλυσίδας παραγωγής του LNG και έτσι νέοι ενδιαφερόμενοι, παραγωγοί,

καταναλωτές, έμποροι και μεταφορείς, εισέρχονται στην εν λόγω αγορά και το σχετικό εμπόριο.

Πίνακας 2.3: Ροές θαλασσίου εμπορίου LNG στη Παγκόσμια Αγορά (2016)

Natural gas: Trade movements 2016 as liquefied natural gas*

Billion cubic metres	From																			Total imports			
	US*	Brazil	Panama	Trinidad & Tobago	Norway	Other Europe*	Russian Federation	Oman	Qatar	United Arab Emirates	Algeria	Angola	Egypt	Equatorial Guinea	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia	Malaysia		Papua New Guinea	Other Asia Pacific*	
US	-	-	-	2.3	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.5
Canada	†	-	-	0.2	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.3
Mexico	0.7	0.1	2.9	0.5	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	0.1	0.8	0.4	-	0.3	-	-	-	-	5.9
North America	0.7	0.1	2.9	3.1	0.2	-	-	-	-	-	0.1	-	-	0.1	0.8	0.4	-	0.3	-	-	-	-	8.7
Argentina	0.4	0.4	-	1.4	0.5	0.3	-	-	1.1	-	0.2	†	-	0.1	0.8	0.1	-	-	-	-	-	-	5.2
Brazil	0.2	-	-	0.3	0.3	0.2	-	-	0.7	-	-	0.1	-	0.2	1.1	-	-	-	-	-	-	-	3.0
Chile	0.7	-	-	3.2	0.2	0.1	-	-	0.1	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	4.3
Other S. & Cent. America	0.1	-	-	2.4	0.2	0.2	-	-	-	-	-	-	-	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-	-	3.0
S. & Cent. America	1.5	0.4	-	7.2	1.1	0.7	-	-	1.8	-	0.2	0.1	-	0.4	2.0	0.1	-	-	-	-	-	-	15.5
Belgium	-	-	-	-	-	0.1	-	-	2.7	-	†	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.8
France	-	-	0.2	-	0.6	†	-	-	0.8	-	6.2	-	-	-	1.9	-	-	-	-	-	-	-	9.7
Italy	0.1	-	0.1	-	0.1	†	-	-	5.2	-	0.1	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	5.7
Spain	0.2	-	1.7	0.6	0.7	†	-	-	2.5	-	2.9	0.1	-	-	4.5	-	-	-	-	-	-	-	13.2
Turkey	0.1	-	-	0.3	0.1	0.2	-	-	1.0	-	4.4	-	0.1	-	1.4	-	-	-	-	-	-	-	7.7
United Kingdom	-	-	-	0.1	0.2	0.1	-	-	9.6	-	0.4	-	†	-	†	-	-	-	-	-	-	-	10.5
Other Europe & Eurasia	0.1	-	-	0.2	2.4	†	†	-	1.9	0.1	0.9	-	-	-	1.3	-	-	-	-	-	-	-	6.9
Europe & Eurasia	0.5	-	2.0	1.2	4.1	0.5	†	-	23.7	0.1	14.9	0.1	0.1	-	9.2	-	-	-	-	-	-	-	56.4
Middle East	0.5	-	-	1.1	0.2	0.9	-	-	1.3	4.5	-	-	0.1	0.2	1.2	3.2	0.9	-	0.1	-	-	-	14.2
Africa	0.1	-	-	0.5	0.3	0.9	-	-	6.4	-	-	-	-	0.1	1.4	0.4	-	-	0.1	-	0.1	-	10.2
China	0.3	-	0.3	0.2	0.2	†	0.3	0.1	6.5	-	-	-	0.1	-	0.4	15.7	0.1	3.7	3.4	2.9	0.2	-	34.3
India	0.5	0.1	0.1	0.6	0.1	0.3	-	0.3	14.0	0.7	0.1	0.4	0.1	1.4	2.7	1.2	-	-	0.1	-	-	-	22.5
Japan	-	-	-	0.1	-	0.7	9.5	3.3	15.8	6.5	0.4	-	0.1	0.4	2.5	29.2	5.5	8.7	20.2	5.5	0.2	-	108.5
Malaysia	-	-	-	0.1	-	0.1	-	0.1	0.1	-	-	-	0.1	-	-	0.7	0.5	-	-	-	-	-	1.6
Pakistan	-	-	-	0.2	-	0.1	-	-	2.9	-	-	-	-	0.4	0.3	0.2	-	-	-	-	-	-	4.0
Singapore	-	-	-	-	-	-	-	-	0.8	0.1	-	-	0.1	0.2	-	1.6	-	-	0.1	-	†	-	3.0
South Korea	0.3	-	0.2	-	0.1	0.1	2.4	5.3	15.6	-	0.2	0.1	-	0.1	0.7	6.1	1.8	5.7	5.0	0.2	0.1	-	43.9
Taiwan	-	-	-	0.1	0.1	-	1.7	0.2	8.2	0.1	0.1	-	-	0.1	0.6	0.3	0.4	2.6	3.3	1.8	-	-	19.5
Thailand	-	-	-	-	-	-	-	0.1	4.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.2
Other Asia Pacific	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	0.1
Asia Pacific	1.0	0.1	0.6	1.2	0.5	1.3	13.9	9.4	68.0	7.3	0.7	0.5	0.5	2.5	7.1	55.1	8.3	20.8	32.0	10.4	0.4	-	241.6
Total exports	4.4	0.6	5.5	14.3	6.3	4.2	14.0	10.6	104.4	7.4	15.9	0.8	0.7	4.3	23.7	56.8	8.3	21.2	32.1	10.4	0.5	-	346.6

†Less than 0.05.
*Includes re-exports.

Πηγή: BP Statistical Review of World Energy June 2016, σελ. 34

Παρατηρώντας τον πίνακα 2.3 βλέπουμε για παράδειγμα ότι το Κατάρ ο μεγαλύτερος εξαγωγέας LNG με διαφορά, το 2016 είχε συνολικές εξαγωγές 104,4 Billion Cubic Metres, εκ των οποίων τα 68 bcm εξήχθησαν στη περιοχή Ασίας Ειρηνικού, τα 23,7 bcm εξήχθησαν στη περιοχή Ευρώπης, Ευρασίας και τα υπόλοιπα κυρίως στην Αμερικάνικη ήπειρο και Αφρική.

2.4.1 Οι ροές του LNG ανά χώρα

Οι ροές στο θαλάσσιο εμπόριο LNG, ανά χώρα και ο όγκος των σχετικών φορτίων μας δίνουν τις λεπτομέρειες του σχετικού εμπορίου. Στις ροές στο θαλάσσιο εμπόριο LNG, ανά χώρα, εκτός της Προσφοράς και της Ζήτησης για LNG και των αποστάσεων μεταξύ των ενδιαφερομένων μερών, παίζουν ρόλο σε μεγαλύτερο βαθμό, οι διακρατικές συμφωνίες, καθώς επίσης και τα επενδυτικά σχέδια και συμφωνίες των μεγάλων ιδιωτικών εταιρειών

εκμετάλλευσης φυσικού αερίου, όπως η BG, SHELL, CDF SUEZ, KOGAS, PETRONAS, PETROBAS, SAUDI ARAMCO, και πάρα πολλές άλλες.

Πίνακας 2.4: Το θαλάσσιο εμπόριο LNG, Ροές ανά χώρα και όγκος των φορτίων 2015

Table 3.2: LNG Trade Volumes between Countries, 2015 (in MTPA)

	Algeria	Angola	Australia	Bahrain	Egypt	Egypt (incl. Gulf)	Indonesia	Malaysia	Nigeria	Norway	Oman	Papua New Guinea	Pera	Qatar	Russia	Trinidad	United Arab Emirates	United States	Yemen	Re-exports Received	Re-exports Loaded	2015 Net Imports	2014 Net Imports	2013 Net Imports	2012 Net Imports	2011 Net Imports	
Egypt	0.35	-	0.07	-	-	0.13	-	-	0.07	0.06	-	-	-	1.70	-	0.06	-	-	-	0.59	-	3.02	-	-	-	-	
Africa	0.35	-	0.07	-	-	0.13	-	-	0.07	0.06	-	-	-	1.70	-	0.06	-	-	-	0.59	-	3.02	-	-	-	-	
China	0.38	-	5.73	-	-	0.20	2.90	2.98	0.44	0.06	0.06	1.47	-	4.93	0.19	0.06	-	-	0.30	0.14	-	19.83	19.81	18.60	14.77	12.84	
India	-	-	0.84	-	-	0.79	0.32	0.13	2.22	-	0.59	0.07	0.07	8.81	-	0.24	0.12	-	0.32	0.41	(0.27)	14.67	14.48	12.92	13.99	12.74	
Pakistan	-	-	0.19	-	-	0.19	-	-	0.19	-	-	-	-	0.41	-	-	-	-	-	0.13	-	1.11	-	-	-	-	
Asia	0.38	-	6.76	-	-	1.18	3.22	3.11	2.85	0.06	0.65	1.53	0.07	14.15	0.19	0.30	0.12	-	0.63	0.69	(0.27)	35.61	34.29	31.52	28.76	25.58	
Japan	0.75	-	18.71	4.30	-	0.46	6.02	15.56	4.56	0.06	2.36	3.97	0.15	14.59	7.78	0.06	5.42	0.16	0.22	0.46	-	85.58	88.69	87.79	87.26	78.76	
Malaysia	0.40	-	0.33	0.19	-	0.05	-	-	0.19	0.14	0.13	-	-	0.13	-	-	-	-	-	-	-	1.57	1.60	1.62	-	-	
Singapore	-	-	0.65	-	-	0.66	0.26	0.07	-	-	-	-	-	0.48	-	0.11	-	-	-	0.06	(0.21)	2.10	1.89	0.94	-	-	
Korea	0.37	-	1.93	1.29	-	0.72	3.90	3.69	1.29	-	4.12	0.21	-	12.36	2.69	0.05	-	-	0.53	0.47	(0.28)	33.36	37.98	40.86	36.78	35.73	
Taiwan	-	-	0.26	0.69	-	0.07	2.33	2.39	0.05	0.07	-	1.28	-	6.99	0.26	-	-	0.17	-	0.06	-	14.63	13.59	12.83	12.78	12.18	
Thailand	-	-	0.20	-	-	-	0.07	0.13	0.13	-	-	-	-	2.06	-	-	-	-	-	0.06	-	2.58	1.31	1.42	0.98	0.72	
Asia-Pacific	1.52	-	22.09	6.48	-	1.96	12.58	21.85	6.22	0.27	6.61	5.47	0.15	36.61	10.73	0.23	5.42	0.33	0.75	1.05	(0.48)	139.82	145.05	145.46	137.80	127.40	
Belgium	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.62	-	-	-	-	-	-	-	(0.73)	1.89	2.13	1.10	1.91	4.45
France	3.27	-	-	-	-	-	-	-	0.80	0.35	-	-	0.20	0.28	-	-	-	-	-	-	-	(0.35)	4.54	5.17	5.80	7.48	10.88
Greece	0.27	-	-	-	-	0.06	-	-	0.09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.42	0.40	0.51	1.07	0.55
Italy	0.03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.13	-	-	-	-	-	-	-	-	4.21	3.95	4.25	5.23	6.43
Lithuania	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.33	0.11	-	-	
Netherlands	0.17	-	-	-	-	-	-	-	-	0.70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(0.84)	0.63	0.80	0.32	0.61	0.56
Poland	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.08	-	-	-	
Portugal	0.17	-	-	-	-	-	-	-	0.93	0.06	-	-	-	0.17	-	0.06	-	-	-	-	-	-	1.16	1.25	1.32	1.66	2.21
Spain	2.81	-	-	-	-	-	-	-	2.92	0.54	0.06	-	0.73	2.27	-	0.84	-	-	-	-	-	(1.27)	8.91	11.85	9.36	14.22	17.22
Turkey	2.85	-	-	-	-	-	-	-	1.10	0.14	-	-	-	1.20	-	0.12	-	-	-	0.13	-	5.55	5.32	4.24	5.74	4.58	
United Kingdom	0.32	-	-	-	-	-	-	-	-	0.13	-	-	-	9.35	-	0.20	-	-	-	-	-	(0.20)	9.79	8.47	6.84	10.45	18.63
Europe	9.89	-	-	-	-	0.06	-	-	5.85	2.26	0.06	-	0.93	20.70	-	1.22	-	-	-	0.17	(3.63)	37.51	38.85	33.74	48.37	65.72	
Argentina	-	-	-	-	-	0.12	-	-	0.83	0.50	-	-	0.31	-	1.94	-	-	-	-	-	-	4.19	4.68	4.93	3.82	3.19	
Brazil	-	-	-	-	-	0.19	-	-	1.75	0.64	-	-	1.25	-	0.95	0.05	-	-	-	-	-	5.22	5.78	4.44	2.52	0.62	
Chile	-	-	-	-	-	0.13	-	-	-	0.13	-	-	-	-	2.74	-	-	-	-	-	-	3.01	2.78	2.86	3.03	2.80	
Dominican Republic	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.96	-	-	-	-	-	-	0.95	0.92	1.09	0.96	0.72	
Puerto Rico	-	-	-	-	-	-	-	-	0.19	-	-	-	-	-	-	0.94	-	-	-	0.07	-	1.19	1.24	1.20	0.97	0.54	
Latin America	-	-	-	-	-	0.44	-	-	2.77	1.27	-	-	1.56	-	7.52	0.05	-	-	-	0.94	-	14.95	15.41	14.51	11.30	7.88	
Israel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.12	-	-	-	-	0.01	-	0.13	0.12	1.56	2.11	2.42	
Jordan	-	-	0.07	-	-	-	-	-	0.71	-	-	-	-	0.58	-	0.20	-	-	-	0.25	-	1.81	-	-	-	-	
Kuwait	-	-	0.20	0.13	-	0.07	0.07	0.07	0.42	-	0.46	-	-	0.69	-	0.41	-	-	-	0.40	-	2.80	2.73	1.08	1.24	1.18	
United Arab Emirates	-	-	0.21	-	-	-	0.06	-	-	-	-	-	-	1.26	-	0.17	-	-	-	0.34	-	2.03	1.39	0.41	-	-	
Middle East	-	-	0.47	0.13	-	0.07	0.13	0.07	1.12	-	0.46	-	2.53	-	0.90	-	-	-	-	1.00	-	6.88	4.24	3.06	3.35	3.61	
Canada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.41	-	-	-	-	0.05	-	0.47	0.42	0.75	1.28	2.42	
Mexico	-	-	-	-	-	0.19	-	1.49	0.06	-	-	2.54	0.50	-	-	0.30	-	-	-	0.07	-	5.13	6.87	5.97	3.55	2.92	
United States	-	-	-	-	-	-	-	-	0.25	-	-	-	-	-	1.60	-	-	-	0.15	-	(0.18)	1.82	1.23	1.83	3.26	5.93	
North America	-	-	-	-	-	0.19	-	1.49	0.31	-	-	2.54	0.50	-	2.31	-	-	-	0.15	0.13	(0.18)	7.43	8.53	8.54	8.09	11.27	
2015 Exports	12.14	-	29.39	6.61	-	3.84	15.12	25.03	20.36	4.23	7.78	7.00	3.68	77.75	10.92	12.53	5.60	0.33	1.93	4.57	(4.57)	244.84	-	-	-	-	
2014 Exports	12.58	0.34	22.25	6.18	0.33	3.72	15.88	24.90	19.37	3.68	7.86	3.49	4.33	76.57	10.57	14.38	5.78	0.25	6.68	6.23	(6.23)	240.13	-	-	-	-	
2013 Exports	10.90	0.33	22.18	7.05	2.81	3.89	17.03	24.68	16.89	2.97	8.63	-	4.26	77.18	10.76	14.63	5.40	-	7.23	4.59	(4.59)	-	-	236.83	-	-	
2012 Exports	11.03	-	20.78	6.85	5.08	3.75	18.12	23.11	19.95	3.41	8.08	-	3.89	77.41	10.92	14.40	5.57	0.19	5.13	3.45	(3.45)	-	-	237.67	-	-	
2011 Exports	12.59	-	19.19	6.84	6.42	3.89	21.43	24.99	18.75	2.86	7.90	-	3.76	75.49	10.49	13.94	5.85	0.33	6.65	2.33	(2.33)	-	-	241.39	-	-	

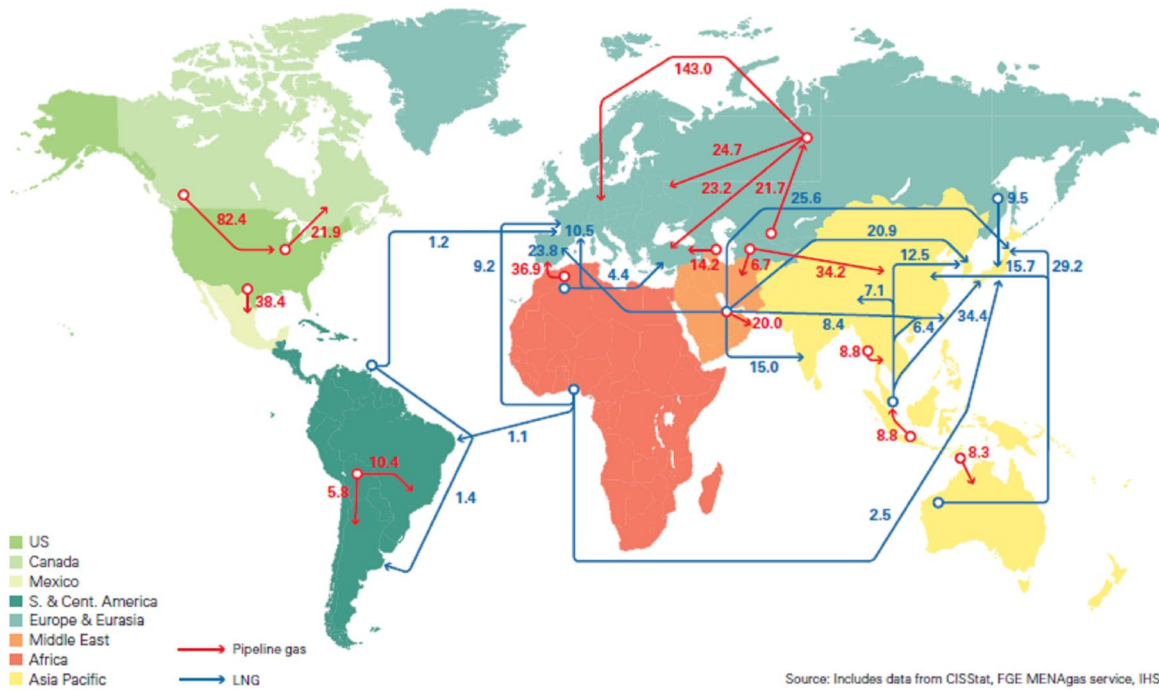
Note: Indonesia, Malaysia, and the UAE conducted domestic LNG trade in 2012-2015. These volumes are not included above as they do not reflect international trade between countries. Sources: IHS, IGU

Πηγή: IGU World LNG Report 2016, σελ. 12

Παρατηρώντας των παραπάνω πίνακα 2.4, διακρίνουμε τις επιμέρους Ροές LNG ανά χώρα και διαπιστώνουμε τη δεσπόζουσα θέση της Ιαπωνίας στις εισαγωγές LNG (85,58 MMTPA) και του Κατάρ αντίστοιχα στις εξαγωγές (77,75 MMTPA) για το έτος 2015. Επίσης παρατηρούμε ότι η Ελλάδα δέχτηκε φορτία το 2015 από την Αλγερία, την Ισημερινή Γουινέα και τη Νιγηρία.

Χάρτης 2.4: Κύριες Ροές στο θαλάσσιο εμπόριο LNG (μπλε διανύσματα)

Major trade movements 2016
Trade flows worldwide (billion cubic metres)



Πηγή: BP Statistical Review of World Energy June 2016, σελ. 35

3 ΤΑ ΠΛΟΙΑ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ LNG ΚΑΙ ΤΟ LNG ΩΣ ΚΑΥΣΙΜΟ ΤΗΣ ΝΑΥΤΙΛΙΑΣ

3.1 Τύποι πλοίων μεταφοράς LNG

Τα πρώτα υγραεριοφόρα που ναυπηγήθηκαν στη δεκαετία του 1960, καλούμενα τότε μεθανιοφόρα, έφεραν ορθογώνιες τραπεζοειδείς δεξαμενές όπου και στη συνέχεια αυτές εξελίχθηκαν σε σφαιροειδείς δεξαμενές των οποίων τα άνω τμήματα υπερέχουν του κυρίου καταστρώματος του πλοίου. Ακόμα πιο σύγχρονα υγραεριοφόρα φέρουν δεξαμενές τύπου μεμβράνης (Wikipedia).

Το υγροποιημένο φυσικό αέριο, LNG έχει όγκο που ισούται με το 1/600στό του όγκου του σε αέρια μορφή, γεγονός που καθιστά πρακτική και οικονομοτεχνικά πρόσφορη τη μεταφορά του μέσω πλοίων LNG. Μπορεί να αποθηκευτεί σε μονωμένες δεξαμενές σε συνθήκες φυσιολογικής πίεσης. Είναι άοσμο, άχρωμο, μη τοξικό και μη διαβρωτικό (Wikipedia).

Σημειώνεται πως η μεταφορά των υγραερίων, γίνεται σε πολύ χαμηλές θερμοκρασίες, αφού στην ουσία είναι φυσικό αέριο, που υγροποιείται με ψύξη, στους -161 βαθμούς Κελσίου C ή στους -260 βαθμούς Fahrenheit. Τούτο παρουσιάζει πολλές δυσχέρειες καθώς και ιδιαίτερους κινδύνους. Έτσι εξ αντικειμένου τα πλοία αυτά θεωρούνται λίαν επικίνδυνα σε ατυχήματα και για το λόγο αυτό τα μέτρα ασφαλείας και οι περιορισμοί που λαμβάνονται σ' αυτά είναι ιδιαίτερα σχολαστικοί, εξ ου και οι υψηλότερες αμοιβές των ναυτικών των πλοίων αυτών (Wikipedia).

Η προσέγγιση τέτοιων πλοίων επιτρέπεται μόνο σε ειδικούς προβλήτες συναφών εγκαταστάσεων, που παρέχουν σε υψηλό βαθμό μέσα ασφαλείας, πρόβλεψης και αντιμετώπισης έκτακτων συνθηκών (Wikipedia).

Για την πληρέστερη αντίληψη της μεταφορικής ικανότητας των πλοίων αυτών, σημειώνεται ότι ένα κυβικό μέτρο υγρού φυσικού αερίου αντιστοιχεί σε 600 κυβικά μέτρα φυσικού αερίου σε κανονική ατμοσφαιρική πίεση. Έτσι ένα υγραεριοφόρο μεταφορικής ικανότητας, σε χωρητικότητα, 90.000 ή 120.000 κυβ.μέτρων μπορεί να μεταφέρει ανά ταξίδι περίπου 50.000.000, ή 70.000.000 κυβ.μέτρα φυσικού αερίου αντίστοιχα (Wikipedia).

Τα πλοία LNG, έχουν το μεγαλύτερο προσδόκιμο οικονομικής ζωής από κάθε άλλο τύπο πλοίων και συνήθως επιχειρούν για 30 με 40 έτη. Επίσης δεν είναι απαραίτητο τα πλοία αυτά

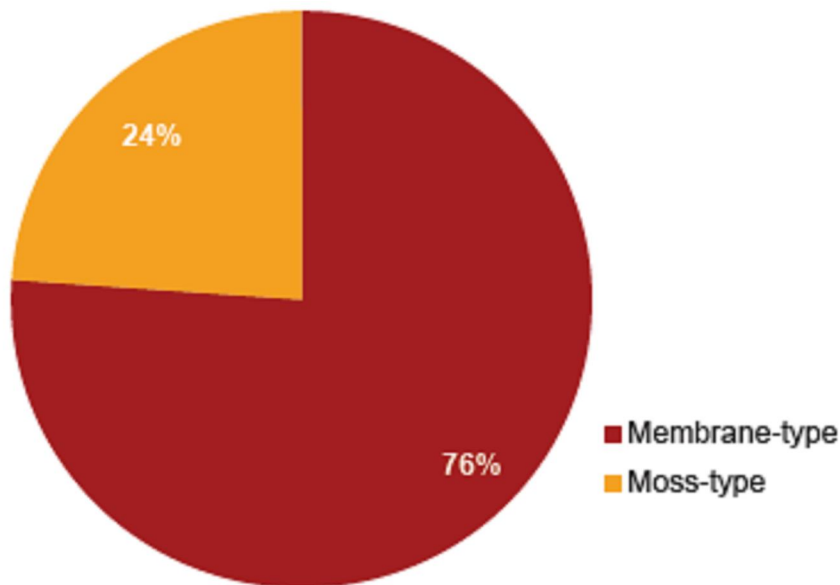
να οδηγηθούν αμέσως μετά στα διαλυτήρια για “scrap”, καθώς υπάρχει η εναλλακτική να χρησιμοποιηθούν ως πλωτές δεξαμενές αποθήκευσης LNG (Wikipedia).

3.1.1 Οι τύποι πλοίων LNG ανάλογα με την τεχνολογία δεξαμενών

Τα πλοία LNG, έχουν δεξαμενές υψηλής ποιότητας και προδιαγραφών, προκειμένου να μεταφέρουν με ασφάλεια τα φορτία LNG. Οι δεξαμενές των πλοίων LNG, κατηγοριοποιούνται στον παρακάτω βασικούς τύπους (IGU “World LNG Report 2010”):

- A. Σφαιρικές ανεξάρτητες δεξαμενές (Moss)
- B. Πρισματικές ανεξάρτητες δεξαμενές (IHI SBP)
- Γ. Δεξαμενές μεμβράνης Gas Transport (GT)
- Δ. Δεξαμενές μεμβράνης Technigaz Mark
- E. Δεξαμενές μεμβράνης CSI

ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ 3.1: Ποσοστά στη κατανομή των πλοίων ανάλογα με το τύπο των δεξαμενών τους (2015)



Source: IHS

Πηγή: IGU, World LNG Report 2016, σελ. 35

Από το διάγραμμα 3.1 προκύπτει ότι η τεχνολογία Δεξαμενών μεμβράνης, καλύπτει τα τρία τέταρτα του συνολικού αριθμού των πλοίων LNG.

3.1.2 Οι τύποι πλοίων LNG ανάλογα με το μέγεθός τους

Τα πλοία LNG, έχουν διαφορετικά μεγέθη και χωρητικότητες και κατηγοροποιούνται στον παρακάτω βασικούς τύπους (IGU, 2016):

A. Από 7.500 (και μικρότερα) έως 18.000 cm, που χρησιμοποιούνται κυρίως στο εσωτερικό εμπόριο των κρατών, από το ένα τερματικό στο άλλο, σε χώρες όπως η Ιαπωνία.

B. Από 18.000 έως 40.000 cm, που χρησιμοποιούνται κυρίως στο περιφερειακό εμπόριο των κρατών, από το ένα τερματικό στο άλλο, σε χώρες της ίδιας περιοχής όπως στη νότιο ανατολική Ασία.

Γ. Από 40.000 έως 100.000 cm, που χρησιμοποιούνται σε μέσες αποστάσεις.

Δ. Από 100.000 έως 135.000 cm, που χρησιμοποιούνται στη ποντοπόρο ναυτιλία.

Ε. Από 135.000 έως 265.000 cm, που χρησιμοποιούνται επίσης στη ποντοπόρο ναυτιλία.

Πίνακας 3.1: Ενδεικτικές διαστάσεις πλοίων LNG, ανάλογα με τη χωρητικότητα και το τύπο των δεξαμενών τους

CLASS	MEMBRANE DESIGNS			
	145,000 m ³	155,000 m ³	215,000 m ³	265,000 m ³
Tanks	4	4	5	5
Length (m)	283	288	315	345
Width (m)	44	44	50	55
Draft (m)	11.4	11.5	12	12
CLASS	MOSS DESIGNS			
	138,000 m ³	145,000 m ³	200,000 m ³	255,000 m ³
Tanks	5	4	5	5
Length (m)	287	290	315	345
Width (m)	46	49	50	55
Draft (m)	11	11.4	12	12.5

Πηγή: Poten & Partners, 2006

Από το 2006 και μετά, άρχισαν να παραδίδονται πλοία LNG, των υπερσύγχρονων κλάσεων Q MAX και Q FLEX, με τεράστιες χωρητικότητες και δυνατότητες. Το Q προέρχεται από το Qatar, με δεξαμενές μεμβράνης, κατασκευασμένα στη Νότια Κορέα και έχουν μονάδα επανυδροποίησης του εξατμιζόμενου μεταφερόμενου LNG, επιτυγχάνοντας έτσι μηδενικές απώλειες φορτίου και ελαχιστοποίηση επιβάρυνσης του περιβάλλοντος (Wikipedia).

Τα πλοία κλάσης Q FLEX, έχουν επίσης τεράστιες χωρητικότητες και δυνατότητες, αλλά οι διαστάσεις τους, είναι λίγο μικρότερες από τα Q MAX και η χωρητικότητα τους κυμαίνεται από 210.000 έως 216.000 m³ (Wikipedia).

Είναι επίσης φιλικά στο περιβάλλον αφού καταναλώνουν 40% λιγότερο καύσιμο από τα παλαιάς τεχνολογίας πλοία μεταφοράς LNG και αύξησαν σημαντικά την χωρητικότητα του παγκόσμιου στόλου LNG με τη παρουσία τους από το 2008 και μετά. Ο στόλος των πλοίων LNG, όπως είδαμε διαχρονικά αυξάνει ταυτόχρονα και σε σχέση με την αύξηση του παγκόσμιου εμπορίου LNG (Wikipedia).

3.2 Το βαρύ καύσιμο (HFO) και τα αποστάγματα του Marine Gas Oil(M)-Marine Diesel Oil (MDO)

Οι δυο κύριες κατηγορίες καυσίμων στην ναυτιλιακή βιομηχανία είναι τα προϊόντα-αποστάγματα (distillates) και τα υπολείμματα αποστάξεως (residual fuel oil). Πρόκειται για δυο κατηγορίες οι οποίες παρουσιάζουν σημαντικές διαφορές ως προς τις φυσικές τους ιδιότητες και τον τρόπο χρήσης τους. Ωστόσο είτε για λειτουργικούς είτε για οικονομικούς λόγους, στις προωσθήριες εγκαταστάσεις με μηχανές Diesel, χρησιμοποιούνται καύσιμα και των δύο κατηγοριών είτε εναλλάξ είτε σε μείγματα (Soares & Santos, 2015).

Τα προϊόντα απόσταξης χωρίζονται στα Marine Gas Oil(MGO) και στα Marine Diesel Oil(MDO). Το MGO χρησιμοποιείται συνήθως σε μικρούς υψηλόστροφους κινητήρες Diesel οι οποίοι βρίσκουν εφαρμογή σε πολλούς τύπους πλοίων. Το βαρύ πετρέλαιο ή αλλιώς μαζούτ, είναι το καύσιμο με το υψηλότερο ιξώδες και ο συχνότερα χρησιμοποιούμενος τύπος αυτού στην ναυτιλία είναι το IFO180 και IFO380, με ιξώδες των 180 και 380 centistokes στους 50°C. Σε αντίθεση με τα προϊόντα απόσταξης το βαρύ πετρέλαιο απαιτεί εγκαταστάσεις προθέρμανσης για την καύση του (Soares & Santos, 2015).

Το μαζούτ σε συνήθεις συνθήκες θερμοκρασίας είναι μαύρο και παχύρευστο. Πρόκειται για το υπόλειμμα της απόσταξης του αργού πετρελαίου το οποίο δεινποστάζει ως τους 360° C και το οποίο εξέρχεται από την βάση του πύργου αποστάξεως του διωλιστηρίου. Είναι το προϊόν του διωλιστηρίου με την χαμηλότερη τιμή πώλησης. Οι προδιαγραφές της αγοράς θέτουν περιορισμούς κυρίως στηνπεριεκτικότητα σε θείο (Βασάλος & Λεμονίδου, 2010).

3.2.1 Προβλήματα με τα βαριά καύσιμα στο περιβάλλον

Η κλιματική αλλαγή αποτελεί ένα σημαντικό πρόβλημα παγκόσμιας κλίμακας που οι αρνητικές του συνέπειες φαίνονται στις μέρες μας. Το διοξείδιο του άνθρακα(CO₂) που εκπέμπεται από τα πλοία συμβάλει αρνητικά στο φαινόμενο του θερμοκηπίου. Επιπλέον, άλλοι ατμοσφαιρικοί ρύποι όπως είναι το διοξείδιο του θείου(SO₂), τα οξείδια του αζώτου(NO_x), τα αιωρούμενα σωματίδια και οι πτητικές οργανικές ενώσεις , επηρεάζουν αρνητικά τόσο το περιβάλλον όσο και την υγεία του πληθυσμού. Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από την παγκόσμια εμπορική ναυτιλία δέχονται την πίεση κανονιστικού πλαισίου (De Vries et al., 2012).

3.2.2 Διοξείδιο του άνθρακα (CO₂)

Το διοξείδιο του άνθρακα στην ατμόσφαιρα θεωρείται αέριο το οποίο εμφανίζεται να έχει αυτήν την περίοδο μία συγκέντρωση της τάξης των 380ppm με συνεχή αυξητική τάση για το μέλλον. Η κύρια πηγή εκπομπής ρύπων από τα πλοία προέρχεται από την καύση του καυσίμου. Η καύση είναι μια χημική διαδικασία κατά την οποία τα συστατικά του καυσίμου οξειδώνονται ταχύτατα από το οξυγόνο που περιέχει ο αέρας καύσης. Τα περισσότερα καύσιμα περιέχουν κυρίως άνθρακα (C), το υδρογόνο (H) και σε μικρότερες ποσότητες θείου (S) (Cheremisinoff, 2002).

3.2.3 Διοξείδιο του θείου (SO₂)

Οι εκπομπές του διοξειδίου του θείου από τα πλοία σε αντίθεση με τις εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα ευθύνονται για τις όξινες εναποθέσεις που μπορεί να είναι επιβλαβείς για το περιβάλλον καθώς και για υλικό σωματιδιακού χαρακτήρα που μπορεί να βλάψει την υγεία. Το διοξείδιο του θείου είναι ένας από τους κύριους ρύπους της ατμόσφαιρας. Προέρχεται από τις καύσεις, όταν το καύσιμο περιέχει θείο. Είναι αέριο, άχρωμο με χαρακτηριστική δυσάρεστη οσμή. Μετατρέπεται με τα υδρογόνα που παράγονται κατά την καύση σε θειικό οξύ H₂SO₄, κύριο συστατικό της όξινης βροχής (Cheremisinoff, 2002).

3.2.4 Οξείδια του αζώτου (NO_x)

Το άζωτο που αποτελεί το 78% του όγκου της ατμόσφαιρας, σχηματίζει διάφορα οξείδια του αζώτου κατά την καύση σε όλες τις μηχανές εσωτερικής καύσεως. Όσο μεγαλύτερη είναι η θερμοκρασία της καύσεως τόσο μεγαλύτερη είναι και η ποσότητα του οξειδίου του αζώτου που σχηματίζεται. Το μονοξείδιο του αζώτου είναι αέριο άχρωμο και άοσμο. Μαζί με τα αιωρούμενα σωματίδια στην ατμόσφαιρα μειώνει τη φωτεινότητα και δημιουργεί τη φωτοχημική αιθαλομίχλη. Τα NO_x συμμετέχουν στην εμφάνιση ποικιλίας αρνητικών επιπτώσεων στο περιβάλλον, όπως οι σημαντικές αλλαγές στη σύσταση ορισμένων ειδών βλάστησης, υδροβιότοπων και χερσαίων εκτάσεων (Cheremisinoff, 2002).

3.3 Πλεονεκτήματα LNG

Το αναθεωρημένο παράρτημα VI, της MARPOL, της διεθνούς σύμβασης για τη πρόληψη της ρύπανσης του περιβάλλοντος από τα πλοία, ετέθη σε εφαρμογή την 1 Ιουλίου του 2010. Οι βασικές προβλέψεις του αναθεωρημένου παραρτήματος VI, αφορούν τη σταδιακή μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων που αφορούν κυρίως τα οξείδια του θείου SO_x και τα οξείδια του αζώτου NO_x, καθώς και τα αιωρούμενα σωματίδια. Έτσι εκτιμάται ότι θα βελτιωθεί η ποιότητα του ατμοσφαιρικού αέρα στα λιμάνια και τις παρακείμενες πόλεις, αλλά και γενικότερα στις παράκτιες περιοχές (IMO, “Prevention of Air Pollution from Ships”).

Επίσης έχει εισαχθεί στα πλαίσια της MARPOL, η δημιουργία των θαλάσσιων περιοχών ελέγχου των εκπεμπόμενων ναυτιλιακών ρύπων, ECAS (Emission Control Areas), στην Ε.Ε. και τις Η.Π.Α. Οι περιοχές αυτές πρωτοπορούν στον έλεγχο των ανωτέρω ρύπων, αλλά και την εισαγωγή κινήτρων και νέων μεθόδων για τον επιτυχή περιορισμό τους (IMO, “Prevention of Air Pollution from Ships”).

Χάρτης 3.1: Απεικόνιση των Emission Control Areas



Πηγή: <http://www.cleanmarineenergy.com/mobile/shipping-emissions>

Στο πλαίσιο αυτό εισήχθη αυτονόητα και η χρήση του LNG ως εναλλακτικού καύσιμου στη ναυτιλία, καθώς η καύση του είναι σημαντικά καθαρότερη και οικονομικότερη αυτής του πετρελαίου. Συγκεκριμένα οι πλοιοκτήτες, για να εναρμονίσουν τα πλοία τους, στο επιτρεπόμενο επίπεδο εκπεμπόμενων ναυτιλιακών ρύπων σύμφωνα με το αναθεωρημένο παράρτημα VI, της MARPOL έχουν τρεις επιλογές:

A. Την καύση «καθαρότερων» καυσίμων πετρελαίου με χαμηλότερη περιεκτικότητα σε θείο, όπως το “Marine Diesel Oil” ή το “Marine Gas Oil”, που είναι γενικότερα ακριβότερα καύσιμα.

B. Την εγκατάσταση ειδικών φίλτρων “exhaust gas scrubbers” στα πλοία, για την κατακράτηση των οξειδίων του θείου (S_{ox}) και οξειδίων του αζώτου (NO_x), καθώς και των αιωρούμενων σωματιδίων, με το ανάλογο κόστος.

Γ. Να μετατρέψουν τα υπάρχοντα πλοία, έτσι ώστε να μπορούν να «καΐνε» και LNG ως καύσιμο. Αναφορικά με τις παραγγελίες νεότευκτων, αυτά θα μπορούσαν να εφοδιαστούν με συστήματα πρόωσης που να καταναλώνουν LNG αποκλειστικά, ή LNG σε συνδυασμό και με άλλα καύσιμα (LNG as a Marine Fuel in the USA “The commercial Realities”)

Η τρίτη λύση που αφορά τη χρήση του LNG ως εναλλακτικού καύσιμου στη ναυτιλία, εκτιμάται ότι θα είναι οικονομοτεχνικά η προσφορότερη από το 2020 και μετά, λαμβάνοντας υπόψη αφενός το επίπεδο των επιτρεπόμενων επιπέδων για τους ρύπους το 2020 και αφετέρου το γεγονός ότι οι επενδύσεις σε σταθμούς ανεφοδιασμών ξηράς LNG, θα έχουν προχωρήσει σε μεγάλο ποσοστό στην Βόρεια Ευρώπη στη Βόρειο Αμερική αλλά και στη Κίνα (IMO, Trans-European Transport Network (TEN-T) “North European LNG Infrastructure Project”)

Τα τελευταία χρόνια, η χρήση του LNG ως εναλλακτικού καύσιμου στη ναυτιλία, έχει προχωρήσει αρκετά, καθώς αφενός ναυπηγούνται νέα καινοτόμα πλοία, με δυνατότητα κίνησης μόνο με LNG ή και με LNG ως εναλλακτική λύση και αφετέρου το θέμα των σταθμών ανεφοδιασμού των εμπορικών πλοίων με LNG, βρίσκεται σε πλήρη εξέλιξη, έχοντας στη πρωτοπορία κατά κύριο λόγο την Ε.Ε., ακολουθούμενη από τις Η.Π.Α. και άλλες χώρες.

3.3.1 Πλεονεκτήματα της χρήσης υγροποιημένου φυσικού αερίου ως καύσιμο πλοίων σε σύγκριση με το πετρέλαιο

Η χρήση υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) ως καύσιμο πλοίων έχει κερδίσει πρόσφατα μεγαλύτερο ενδιαφέρον όχι μόνο στην Ευρώπη, αλλά και στην Ασία και τις ΗΠΑ. Υπάρχουν τρεις αξιοσημείωτοι τρόποι που, στο σύνολό τους, καθιστούν το υγροποιημένο φυσικό αέριο από τις πλέον υποσχόμενες νέες τεχνολογίες για τη ναυτιλία (Maxwell&Zhu, 2011):

1. Χρησιμοποιώντας το LNG ως ναυτιλιακό καύσιμο μειώνονται οι εκπομπές σε οξείδιο του θείου (SO_x) κατά 90% έως 95%. Αυτό το επίπεδο μείωσης θα ενταχθεί στο πλαίσιο των λεγόμενων Περιοχών Ελέγχου των Εκπομπών (ECA, Emission Control Areas) μέχρι το 2015. Μια παρόμοια μείωση αναμένεται να εφαρμοστεί στην παγκόσμια ναυτιλία μέχρι το 2020.

2. Η χαμηλότερη περιεκτικότητα του υγροποιημένου φυσικού αερίου σε άνθρακα σε σύγκριση με παραδοσιακά ναυτιλιακά καύσιμα επιτρέπει μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) από 20% έως 25%. Κάθε ολίσθηση του μεθανίου κατά την πετρέλευση ή τις ανάγκες χρήσης πρέπει να αποφεύγεται για να διατηρηθεί αυτό το πλεονέκτημα.

3. Το LNG αναμένεται να είναι λιγότερο δαπανηρό από ότι το ναυτιλιακό πετρέλαιο εσωτερικής καύσης (MGO), που θα πρέπει να χρησιμοποιείται εντός των ECA, αν δεν εφαρμόζονται άλλα τεχνικά μέτρα για τη μείωση των εκπομπών SO_x. Οι σημερινές χαμηλές τιμές του υγροποιημένου φυσικού αερίου στην Ευρώπη και τις ΗΠΑ δείχνουν ότι η διαμόρφωση τιμής - με βάση το ενεργειακό περιεχόμενο - χαμηλότερης από αυτήν του HFO φαίνεται ότι είναι δυνατή, ακόμη και αν ληφθεί υπόψη η μικρής κλίμακας διανομή υγροποιημένου φυσικού αερίου.

3.3.1.1 Η χρήση των προϊόντων απόσταξης

Η χρήση των προϊόντων απόσταξης για μεγάλο χρονικό διάστημα αποτελεί απλή λύση για την τήρηση των προσεχών προδιαγραφών εκπομπών ρύπων για τη μέγιστη επιτρεπόμενη περιεκτικότητα του πετρελαίου σε θείο. Το σύστημα καυσίμου θα πρέπει να είναι εφοδιασμένο με ένα ψυγείο ή ψύκτη για να καλύψει τις απαιτήσεις σε καύσιμα ιξώδους για την ασφαλή λειτουργία του συστήματος καυσίμου του κινητήρα. Επίσης, απαιτείται και ένα κατάλληλο λιπαντικό. Για τη λειτουργία σε μη- ECA περιοχές, το σύστημα καυσίμου θα

πρέπει επίσης να είναι σε θέση να αντιμετωπίσει με το νέο καύσιμο (LSHFO, με 0,5% σε θείο) που ενδεχομένως να εισαχθεί το 2020(Kumar, etal., 2011).

3.3.1.2 Σενάριο τιμών καυσίμων

Η βασική υπόθεση για το σενάριο της τιμής των καυσίμων είναι μια συνεχής αύξηση των τιμών που οφείλεται στην αναμενόμενη αύξηση του κόστους παραγωγής πετρελαίου και φυσικού αερίου. Τα καύσιμα MGO και LSHFO αναμένεται να αυξηθούν ταχύτερα από HFO και το LNG με μεγαλύτερη αύξηση της ζήτησης. Ως έτος έναρξης για το σενάριο των τιμών των καυσίμων ορίζεται το 2010 με 650 \$ / t (=15,3 \$ / mmBTU) για το HFO και 900 \$ / t (= 21,2 \$ / MMBtu) για το MGO. Η τιμή του LNG ορίζεται σε 13 \$ / mmBTU που περιλαμβάνει μικρής κλίμακας κόστος διανομής των 4 \$ / mmBTU. Υποτίθεται ότι οι δαπάνες διανομής δεν αυξάνουν με την πάροδο του χρόνου(Morosuk&Tsatsaronis, 2011).

3.3.1.3 Αποτελέσματα

Τα ετήσια πλεονεκτήματα κόστους, σε σύγκριση με το πλοίο αναφοράς που χρησιμοποιεί τα απαιτούμενα καύσιμα ανάλογα με το χρόνο και την τοποθεσία, μπορούν να υπολογιστούν χρησιμοποιώντας τις υποθέσεις που περιγράφονται παραπάνω για κάθε τεχνολογία και μέγεθος σκάφους. Τα πλεονεκτήματα κόστους είναι το άθροισμα της μείωσης του κόστους των καυσίμων, του πρόσθετου κόστους λειτουργίας και των χαμένων (αρνητικών) κερδών(Griffin, 2012). Για ένα πλοίο 2.500 TEU που λειτουργεί κατά 65% εντός της Ευρωπαϊκής ECA, προβλέπονται σημαντικά πλεονεκτήματα κόστους στη χρήση LNG ή από το 2015, όταν τεθούν σε ισχύ αυστηρές απαιτήσεις για την ποιότητα των καυσίμων. Ο χρόνος απόσβεσης της επένδυσης είναι μικρότερος για λύσεις χωρίς WHR λόγω του σχετικά υψηλού κόστους επένδυσης(Griffin, 2012).

4 ΤΕΡΜΑΤΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ LNG ΣΤΟ ΛΙΜΑΝΙ ΑΝΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΚΑΙ ΤΡΟΠΟΙ ΑΝΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ LNG

4.1 Τερματικός σταθμός LNG στο λιμάνι ανεφοδιασμού

Ο τερματικός σταθμός LNG στο λιμάνι ανεφοδιασμού είναι μια τοπική Εγκατάσταση, από την οποία το αποθηκευμένο LNG μπορεί να παρέχεται στα πλοία μέσω βυτιοφόρου οχήματος ή με φορτηγίδα/μικρό τροφοδοτικό πλοίο ή από εγκατάσταση στη ξηρά μέσω σταθερών εφοδιαστικών γραμμών (Emerson Process Management Report, 2013).

4.1.1 Λειτουργίες ενός τερματικού σταθμού LNG στο λιμάνι ανεφοδιασμού

Ένας τερματικός σταθμός LNG πρέπει να παρέχει τις ακόλουθες λειτουργίες:

1. Παραλαβή του LNG, πιθανότατα μέσω παράδοσης από πλοία αλλά και με δυνατότητα παράδοσης από βυτιοφόρα οχήματα. Η παράδοση μέσω τρένων μπορεί επίσης να εξεταστεί μελλοντικά, αν κάποιος μεγάλος τερματικός σταθμός εισαγωγής εξαγωγής για LNG (δεν υπάρχει ακόμη κάποια τέτοια περίπτωση) (Emerson Process Management Report, 2013).
2. Επαρκής αποθήκευση ποσότητας LNG που θα ανταποκρίνεται στις απαιτούμενες εργασίες ανεφοδιασμού.
3. Σε περίπτωση που ο τερματικός σταθμός παρέχει επίσης φυσικό αέριο σε τοπικές, μη σχετικές με την μεταφορά, υπηρεσίας, τότε θα πρέπει να υφίσταται λειτουργία αεριοποίησης και κατάλληλος, ως προς αυτό το σκοπό, αγωγός.
4. Ο τερματικός σταθμός θα πρέπει να βρίσκεται, να κατασκευάζεται και να συμμορφώνεται πλήρως σύμφωνα με όλους τους ισχύοντες κανονισμούς και πρότυπα ασφάλειας.

4.1.2 Επιλογή κατάλληλης τοποθεσίας τερματικού σταθμού LNG

Δύο είναι οι κύριοι παράγοντες που καθορίζουν την επιλογή της τοποθεσίας ενός τερματικού σταθμού LNG, ο οποίος έχει ως σκοπό τον ανεφοδιασμό των πλοίων (Magalog report, 2008):

- Η ανάγκη να παρέχονται αποτελεσματικά οι απαιτούμενες λειτουργίες του τερματικού σταθμού.

- Η διαθεσιμότητα κατάλληλων τοποθεσιών σε σχέση με τις απαιτήσεις χώρου, τη ζώνη ασφαλείας, τη προσβασιμότητα, τους κανονισμούς σχεδιασμού της πόλης και τη συμβατότητα με άλλες τοπικές χρήσεις του εν λόγω χώρου (Magalog report, 2008).

Ο δεύτερος παράγοντας σε πολλές περιπτώσεις θα επιβάλει περιορισμούς σχετικά με το που μπορούν οι τερματικοί σταθμοί να εγκαθίστανται, με αποτέλεσμα να δημιουργούνται σε τοποθεσίες που δεν είναι τόσο ιδανικές σε σχέση με τον πρώτο παράγοντα. Ωστόσο, υπάρχουν αλληλεξαρτήσεις μεταξύ των περιορισμών για την τοποθεσία ενός τερματικού σταθμού LNG και των απαιτούμενων λειτουργιών που πρέπει να

εκτελεστούν με σκοπό τον ανεφοδιασμό των πλοίων με LNG. Μεταξύ των διαδικασιών ανεφοδιασμού καυσίμων που αναφέρονται παραπάνω, ο ανεφοδιασμός με βυτιοφόρο όχημα εξαρτάται σε μικρότερο βαθμό από την ύπαρξη ενός τοπικού τερματικού σταθμού LNG, καθώς τα ανωτέρω οχήματα μπορούν να εφοδιαστούν με LNG, αρκεί το σημείο εφοδιασμού να βρίσκεται σε ικανοποιητική απόσταση οδήγησης (Magalog report, 2008).

Η κατάλληλη απόσταση οδήγησης δεν έχει καθοριστεί επακριβώς καθώς εξαρτάται από τις προσφερόμενες ποσότητες ανεφοδιασμού και από τους περαιτέρω κανονισμούς του LNG. Όταν οι προσφερόμενες ποσότητες είναι μεγάλες, η απόσταση οδήγησης πρέπει να είναι μικρή, έτσι ώστε να μην υπάρχουν πρακτικοί περιορισμοί και να μην δημιουργούνται περαιτέρω δυσκολίες (Magalog report, 2008).

Ο εφοδιασμός των πλοίων με LNG από φορηγίδα/μικρό τροφοδοτικό πλοίο είναι καταλληλότερος για μεγαλύτερες ποσότητες, ωστόσο εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την ύπαρξη ενός κοντινού τερματικού σταθμού σε σχέση με τον ανεφοδιασμό από βυτιοφόρο όχημα. Οι φορηγίδες εκτελούν πλόες εντός ζώνης λιμένα και ως εκ τούτου, πρέπει να λαμβάνουν και να παρέχουν LNG εντός της ζώνης λιμένα, δίχως να έχουν τη δυνατότητα να μετακινούνται στην ανοιχτή θάλασσα (Magalog report, 2008).

Ο εφοδιασμός των πλοίων με LNG από εγκαταστάσεις ξηράς μέσω σταθερών εφοδιαστικών γραμμών απαιτεί τον τερματικό σταθμό LNG κοντά στο σημείο ανεφοδιασμού (ενδεικτικά έως 250 μέτρα). Εάν δεν υπάρχει η δυνατότητα ο τερματικός σταθμός να εγκατασταθεί αρκετά κοντά στο συνηθισμένο σημείο πρόσδεσης των πλοίων προκειμένου να πραγματοποιηθεί ο ανεφοδιασμός, τότε ο ανεφοδιασμός από εγκαταστάσεις ξηράς μέσω σταθερών εφοδιαστικών γραμμών απαιτεί τη μετακίνηση των πλοίων σε άλλο σημείο

πρόσδεσης προκειμένου να ανεφοδιαστούν, γεγονός το οποίο πολύ δύσκολα μπορεί να συμβαίνει λόγω του προγραμματισμού των πλοίων (Magalog report, 2008).

4.1.3 Παραλαβή και παράδοση LNG σε τερματικό σταθμό

Ο τερματικός σταθμός LNG απαιτεί εγκαταστάσεις για τον ελλιμενισμό του πλοίου το οποίο θα τον προμηθεύει με LNG, τη μεταφορά του LNG από το πλοίο στις δεξαμενές αποθήκευσης, καθώς και τη δυνατότητα εκφόρτωσης βυτιοφόρων οχημάτων στον τερματικό σταθμό. Οι ίδιες εγκαταστάσεις θα πρέπει επίσης να μπορούν να χρησιμοποιούνται και για την αντίστροφη διαδικασία, δηλαδή την παροχή LNG στα πλοία μέσω των διαδικασιών που αναλύθηκαν παραπάνω (Magalog report, 2008).

Προβλήτα:

Μια αποβάθρα ή προβλήτα είναι απαραίτητη για την παραλαβή του LNG από τα πλοία προκειμένου στη συνέχεια να αποθηκευτεί στις δεξαμενές της εγκατάστασης αλλά επίσης και για την αντίστροφη διαδικασία, δηλαδή τον ανεφοδιασμό των πλοίων με LNG (Magalog report, 2008).

Παράλληλα, ο εν λόγω τερματικός σταθμός για να είναι λειτουργικός, θα πρέπει να έχει τη δυνατότητα να υποδεχθεί μεγάλου μεγέθους πλοία, ήτοι πλοία μήκους 200 μέτρων περίπου και μέσο όρο βυθίσματος γύρω στα 7,5 μέτρα (Magalog report, 2008).

Σε πολλές περιπτώσεις, μια ήδη υπάρχον προβλήτα μπορεί να εφοδιαστεί με μηχανισμό φόρτωσης και εκφόρτωσης LNG, ο οποίος μπορεί να εγκατασταθεί έτσι ώστε να ελαχιστοποιηθεί ή να αποφευχθεί κάθε παρεμβολή με άλλες επιμέρους λειτουργίες του λιμένα που ενδεχομένως να προκύψουν με την δημιουργία μίας νέας προβλήτας. Επιπροσθέτως, σε ορισμένες περιπτώσεις και προκειμένου να διατηρείται το επενδυτικό κόστος σε χαμηλά επίπεδα, είναι αποδοτικότερο να εξετάζεται μια απλοποιημένη λύση προβλήτας (Magalog report, 2008).

Γραμμές μεταφοράς και σύνδεση πλοίου-ξηράς:

Το LNG μεταφέρεται από το πλοίο στη δεξαμενή αποθήκευσης μέσω ενός μονωμένου αγωγού, συνήθως συνοδευόμενου από μία γραμμή επιστροφής ατμού. Ο ίδιος αγωγός μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παροχή με LNG του τερματικού σταθμού από ένα Φ/Γ πλοίο

μεταφοράς LNG καθώς επίσης και για τον εφοδιασμό ενός πλοίου με LNG ως καύσιμο πρόωσης από τον τερματικό σταθμό. Λόγω της μεγάλης διαφοράς θερμοκρασίας μεταξύ του LNG (-161C0) και της θερμοκρασίας του περιβάλλοντος, η απόσταση μεταξύ του τερματικού σταθμού και του σημείου ανεφοδιασμού καυσίμων στην προβλήτα πρέπει να είναι σύντομη, έτσι ώστε να ελαχιστοποιείται η θέρμανση του LNG. Ο αγωγός μεταξύ της αποβάθρας και του τερματικού σταθμού είναι προτιμότερο να τοποθετηθεί μέσα σε υπόγειο οχετό, έτσι ώστε να αποφεύγεται η παρεμβολή με άλλες δραστηριότητες(Magalog report, 2008).

Η σύνδεση μεταξύ της γραμμής μεταφοράς και του πλοίου μπορεί να επιτευχθεί με εύκαμπτους σωλήνες. Η παραπάνω σύνδεση είναι μια εφικτή λύση για τους σχετικά συγκρατημένους ρυθμούς ροής του LNG οι οποίοι απαιτούνται κατά την διαδικασία ανεφοδιασμού καυσίμων. Οι τερματικοί σταθμοί, οι οποίοι υποδέχονται μεγάλα πλοία LNG χρησιμοποιούν σωλήνες οι οποίες είναι τοποθετημένες πάνω σε βραχίονες φόρτωσης(Magalog report, 2008).

Φόρτωση και εκφόρτωση LNG από βυτιοφόρα οχήματα

Ένας τερματικός σταθμός LNG θα πρέπει να έχει τη δυνατότητα να λαμβάνει καθώς και να παραδίδει LNG από/σε βυτιοφόρο όχημα. Τέτοιες εγκαταστάσεις έχουν δημιουργηθεί κυρίως σε έναν μικρό αριθμό τερματικών σταθμών LNG στη Νορβηγία, με ευέλικτους σωλήνες να χρησιμοποιούνται για τη μεταφορά του LNG μεταξύ του βυτιοφόρου οχήματος και του τερματικού σταθμού(Magalog report, 2008).

4.1.4 Δεξαμενές αποθήκευσης

Οι δεξαμενές αποθήκευσης LNG τείνουν να είναι το κυρίαρχο χαρακτηριστικό ενός τερματικού σταθμού LNG, τόσο από άποψη φυσικού μεγέθους όσο και κόστους κατασκευής. Οι υψηλές απαιτήσεις για μόνωση της θερμοκρασίας έχουν ως αντίκτυπο το υψηλό κόστος των δεξαμενών LNG σε σύγκριση με τις δεξαμενές για άλλα υγρά. Κατά το σχεδιασμό ενός συστήματος παροχής LNG, πρέπει να δοθεί ιδιαίτερη προσοχή στην επιλογή του κατάλληλου μεγέθους χωρητικότητας της δεξαμενής, το οποίο θα πρέπει να είναι σύμφωνο με το μέγεθος και τη συχνότητα εφοδιασμού των πλοίων με LNG, το μέγεθος και τη συχνότητα των εισερχόμενων φορτίων καθώς και τις σύγχρονες απαιτήσεις ασφάλειας(Magalog report, 2008).

Υπάρχουν δύο εναλλακτικοί τύποι δεξαμενής που μπορούν να χρησιμοποιηθούν από ένα τερματικό σταθμό: α) οι δεξαμενές συμπίεσης και β) οι ατμοσφαιρικές δεξαμενές.

Η επιλογή πραγματοποιείται συνήθως, ανάλογα με τον όγκο της δεξαμενής που απαιτείται, έτσι ώστε ο τερματικός σταθμός να είναι πιο αποδοτικός (Magalog report, 2008).

Δεξαμενές Συμπίεσης

Οι δεξαμενές συμπίεσης έχουν σχεδιαστεί έτσι ώστε να διατηρούν την πίεση πέραν της κρυογονικής θερμοκρασίας. Πρόκειται για κυλινδρικές κατασκευές από χάλυβα, που τοποθετούνται είτε οριζόντια είτε κάθετα και προ-κατασκευάζονται πριν αποσταλούν στο σημείο εγκατάστασης. Δεξαμενές συμπίεσης LNG έχουν εγκατασταθεί στη Νορβηγία με όγκους που κυμαίνονται από 20m³ έως 683m³ (Magalog report, 2008).

Επιπροσθέτως, είναι πιθανό να τοποθετούνται μαζί, περισσότερες της μιας δεξαμενής. Μια εγκατάσταση δεξαμενών μπορεί να αυξηθεί ή να μειωθεί σε μέγεθος με την προσθήκη ή την αφαίρεση δεξαμενών συμπίεσης σύμφωνα με τις απαιτήσεις και τους τοπικούς χωροταξικούς περιορισμούς. Οι δεξαμενές συμπίεσης τείνουν να είναι καταλληλότερες για σχετικά μικρούς όγκους αποθήκευσης. Η εγκατάσταση που φαίνεται στην παρακάτω Εικόνα είναι η μεγαλύτερη εγκατάσταση δεξαμενής συμπίεσης LNG που έχει κατασκευαστεί μέχρι σήμερα, με 3415m³ συνολικό όγκο δεξαμενής (Magalog report, 2008).

Εικόνα 4.1: Τερματικός Σταθμός LNG στο Mosjoen της Νορβηγίας (5x683m³ δεξαμενές συμπίεσης)



Πηγή: MAGALOG Project (2008), Maritime Gas Fuel Logistics

Ατμοσφαιρικές Δεξαμενές

Οι ατμοσφαιρικές δεξαμενές έχουν σχεδιαστεί για να διατηρούν το LNG σε χαμηλότερα επίπεδα από το σημείο βρασμού και την πίεση του περιβάλλοντος. Κατασκευάζονται σε συγκεκριμένες τοποθεσίες και συνήθως δεν μπορούν να αφαιρεθούν έτσι ώστε να εγκατασταθούν εκ νέου σε διαφορετικές τοποθεσίες, όπως συμβαίνει με τις δεξαμενές συμπίεσης. Οι ατμοσφαιρικές δεξαμενές είναι γενικά μεγαλύτερες από τις δεξαμενές συμπίεσης και προτιμούνται από εγκαταστάσεις που επιθυμούν μεγαλύτερους αποθηκευτικούς χώρους (Magalog report, 2008).

Τέλος, τόσο στις δεξαμενές συμπίεσης όσο και στις ατμοσφαιρικές δεξαμενές, ο μέγιστος καθαρός όγκος χωρητικότητας της δεξαμενής LNG, ο οποίος μπορεί να χρησιμοποιηθεί για αποθήκευση, είναι μικρότερος από τον συνολικό όγκο χωρητικότητας της δεξαμενής, σε ποσοστό περίπου στο 10% (Magalog report, 2008).

Εικόνα 4.2: Ατμοσφαιρικές Δεξαμενές LNG, χωρητικότητας 4000m³ και 2000 m³ αντίστοιχα, στην πόλη Kollsnes της Νορβηγίας



Πηγή: MAGALOG Project (2008), Maritime Gas Fuel Logistics

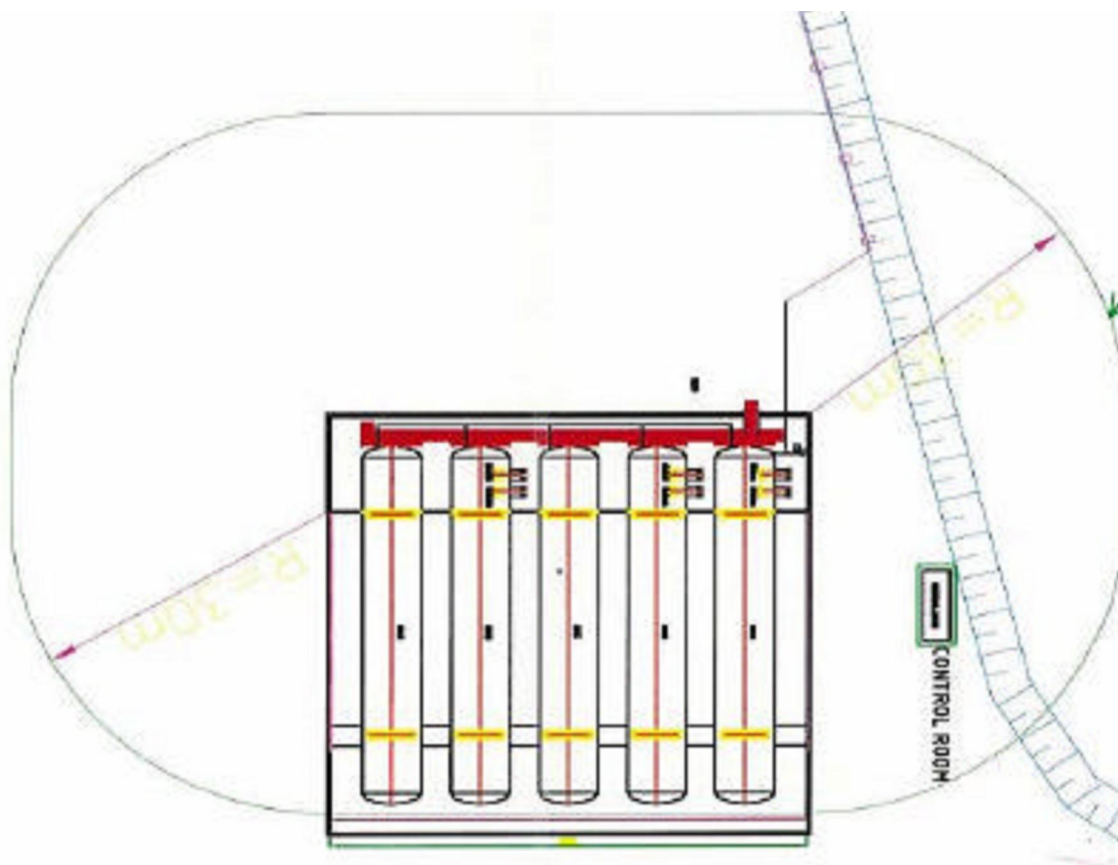
4.1.5 Επαναεριοποίηση του LNG

Εάν το φυσικό αέριο πρόκειται να παρέχεται και για άλλους τοπικούς σκοπούς πέραν του ανεφοδιασμού LNG, θα πρέπει πιθανότατα να εξαερώνεται έτσι ώστε να εισάγεται σε ένα δίκτυο αγωγών φυσικού αερίου και να φτάνει στο χρήστη σε κανονική αέρια κατάσταση. Στα συστήματα μικρής κλίμακας LNG44,45, η επαναεριοποίηση συνήθως επιτυγχάνεται ανταλλάσσοντας τη θερμότητα με τον περιβάλλοντα αέρα, αποφεύγοντας έτσι την ανάγκη να χρησιμοποιηθεί παραγόμενη ενέργεια για αυτό το σκοπό. Σε ορισμένες περιπτώσεις, όπου η πλεονάζουσα θερμότητα είναι διαθέσιμη από μια κοντινή κατασκευαστική λειτουργία, είναι αποδοτικό να χρησιμοποιηθεί θερμό νερό από μία τέτοια λειτουργία για επαναεριοποίηση. Επιπλέον, είναι πιθανό να επιτυγχάνεται επαναεριοποίηση του LNG μέσω προστιθέμενης θερμότητας από λέβητες (Magalog report, 2008).

4.1.6 Διάταξη του τερματικού σταθμού

Στο σχήμα 4.1 περιγράφεται η διάταξη ενός τερματικού σταθμού που αποτελείται από 5×683m³ δεξαμενές συμπίεσης. Το συγκεκριμένο μέγεθος και διάταξη, τα οποία μπορούν να επεκταθούν αν απαιτηθεί, είναι δυνητικά εφαρμόσιμα σε ένα λιμάνι στο οποίο πρόκειται να εφοδιάζονται Ο/Γ και Ε/Γ-Ο/Γ πλοία με LNG, σε τακτική βάση (Magalog report, 2008).

Διάγραμμα 4.1: Διάταξη Τερματικού Σταθμού με 5×700m³ δεξαμενές αποθήκευσης



Πηγή: MAGALOG Project (2008), Maritime Gas Fuel Logistics

Το μέγεθος μιας τέτοιας εγκατάστασης θα είναι περίπου 50m×50m, ωστόσο η πρότυπη αυτή διάταξη θα πρέπει να προσαρμόζεται με τις εκάστοτε τοπικές συνθήκες. Ο τερματικός σταθμός είναι κατασκευασμένος με όλες τις συνδέσεις και βαλβίδες στη μια πλευρά, ενώ για λόγους ασφαλείας υπάρχει μια επιπλέον δεξαμενή συσσώρευσης έτσι ώστε σε πιθανότητα διαρροής LNG, το υγρό θα συλλέγεται σε αυτή την δεξαμενή. Ακολουθώντας, σε αυτό το σημείο και γύρω από τη δεξαμενή συσσώρευσης, θα υπάρχει μια ζώνη ασφαλείας, ακτίνας

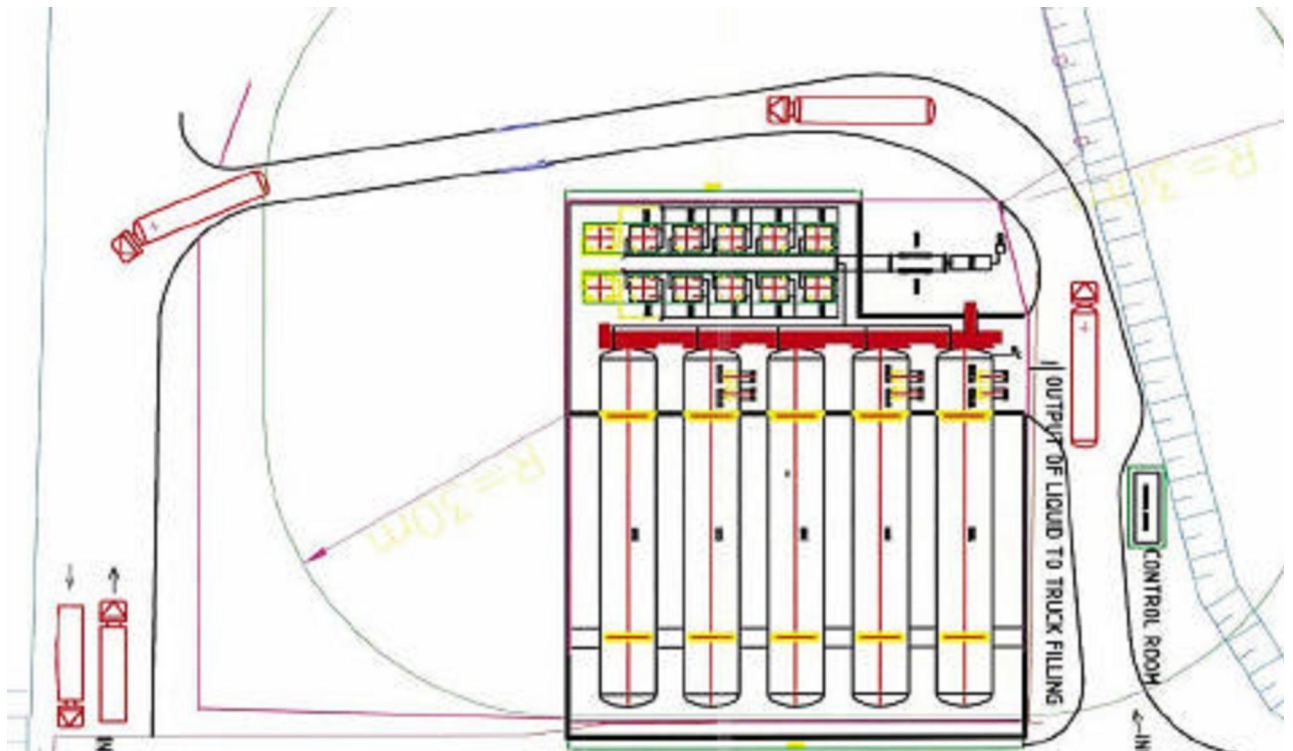
30μέτρων. Σε αυτή τη ζώνη θα υπάρχουν περιορισμοί σχετικά με τις άλλες δραστηριότητες που μπορεί να αποτελούν πηγές ανάφλεξης (Magalog report, 2008).

Ένας μονωμένος αγωγός LNG, καλυμμένος πιθανότατα από σωλήνα, συνδέει τον τερματικό σταθμό με το πλοίο στην προβλήτα. Παράλληλα, υπάρχει μια μικρή ζώνη ασφαλείας γύρω από το παραπάνω σημείο σύνδεσης καθώς επίσης και μια ζώνη εκκένωσης, 100μέτρων περίπου, γύρω από τον τερματικό σταθμό η οποία είναι έτοιμη να χρησιμοποιηθεί σε περίπτωση που προκληθεί κάποιο ατύχημα στον τερματικό σταθμό (Magalog report, 2008).

Το παρακάτω σχήμα παρουσιάζει ένα τερματικό σταθμό (5×683m³) με εγκαταστάσεις ανεφοδιασμού βυτιοφόρων οχημάτων και δυνατότητα επαναεριοποίησης του LNG με σκοπό τη διάθεση φυσικού αερίου μέσω αγωγών για τοπικές χρήσεις (Magalog report, 2008).

Παράλληλα, στον εν λόγω τερματικό σταθμό δεν απαιτείται παρουσία προσωπικού προκειμένου να τεθεί σε λειτουργία, ενώ σπάνιες είναι και οι περιπτώσεις που απαιτούνται άμεσες παρεμβάσεις καθώς είναι εξοπλισμένος για εξ αποστάσεως παρακολούθηση και έλεγχο. Σε τέτοιου είδους εγκαταστάσεις στη Νορβηγία, οι λειτουργίες εκκένωσης και ανεφοδιασμού χειρίζονται κυρίως από το προσωπικό των πλοίων και των βυτιοφόρων οχημάτων. Ωστόσο, σε ορισμένες περιπτώσεις και κυρίως για λόγους ασφάλειας είναι χρήσιμο να παρέχονται συγκεκριμένες λειτουργίες, όπως παρακολούθηση της εγκατάστασης μέσω κάμερας, από μια κοντινή βιομηχανική επιχείρηση. Τέλος, οι λειτουργίες ανεφοδιασμού καυσίμων απαιτούν την παρουσία προσωπικού καθώς απαιτούνται άμεσες παρεμβάσεις (Magalog report, 2008).

Διάγραμμα 4.2: Διάταξη Τερματικού Σταθμού LNG με παράδοση σε βυτιοφόρα οχήματα και τοπικό αγωγό φυσικού αερίου.



Πηγή: MAGALOG Project (2008), Maritime Gas Fuel Logistics

4.1.7 Προληπτικά μέτρα ασφάλειας

Οι εγκαταστάσεις LNG πρέπει να κατασκευαστούν και να λειτουργήσουν με τη δέουσα προσοχή, λαμβάνοντας υπόψη τη φύση του LNG ως μια καύσιμη ουσία με υψηλή ενεργειακή περιεκτικότητα, δηλαδή ως μια επικίνδυνη ουσία. Οι παραπάνω απαιτήσεις είναι κατανοητές στη βιομηχανία με αποτέλεσμα να μην έχει συμβεί κάποιο σοβαρό περιστατικό στους περισσότερους από τους 30 μικρούς τερματικούς σταθμούς LNG που δραστηριοποιούνται στη Νορβηγία. Οι φυσικές ιδιότητες του LNG επιτρέπουν τη διεξαγωγή καθαρών και ασφαλών λειτουργιών, όταν λαμβάνονται επαρκείς προφυλάξεις. Οι πιθανότητες να συμβεί ανάφλεξη και έκρηξη ή φωτιά του LNG κάτω από φυσικές συνθήκες, είναι μικρότερες σε σχέση με άλλα καύσιμα υδρογονανθράκων. Οι αναθυμιάσεις LNG είναι αρκετά δύσκολο να αναφλεγούν καθώς η ανάφλεξη δημιουργείται από τον συνδυασμό υψηλής θερμοκρασίας και περιορισμένου εύρους αερίου (περιορισμένη συγκέντρωση αέρα). Το LNG είναι άοσμο, μη τοξικό, μη διαβρωτικό και λιγότερο πυκνό από το νερό και σε θερμοκρασίες υψηλότερες από

τους -110C^0 , ο ατμός LNG είναι ελαφρύτερος από τον αέρα. Σε περίπτωση που το LNG χυθεί στο έδαφος ή στο νερό και η εξάτμισή του δεν αποτελέσει πηγή ανάφλεξης, τότε αυτό θα ζεσταθεί, θα ανυψωθεί και τελικά θα διαλυθεί στην ατμόσφαιρα. Οι τερματικοί σταθμοί θα πρέπει να σχεδιάζονται, να κατασκευάζονται και να λειτουργούν σύμφωνα με την Οδηγία 96/82/EK του Συμβουλίου της 9ης Δεκεμβρίου 1996, όπως έχει τροποποιηθεί και ισχύει, η οποία αναφέρεται στην αντιμετώπιση των κινδύνων μεγάλων ατυχημάτων από επικίνδυνες ουσίες και αποσκοπεί στην βελτίωση της ασφάλειας των χώρων που εμπεριέχουν μεγάλες ποσότητες επικίνδυνων ουσιών (Magalog report, 2008).

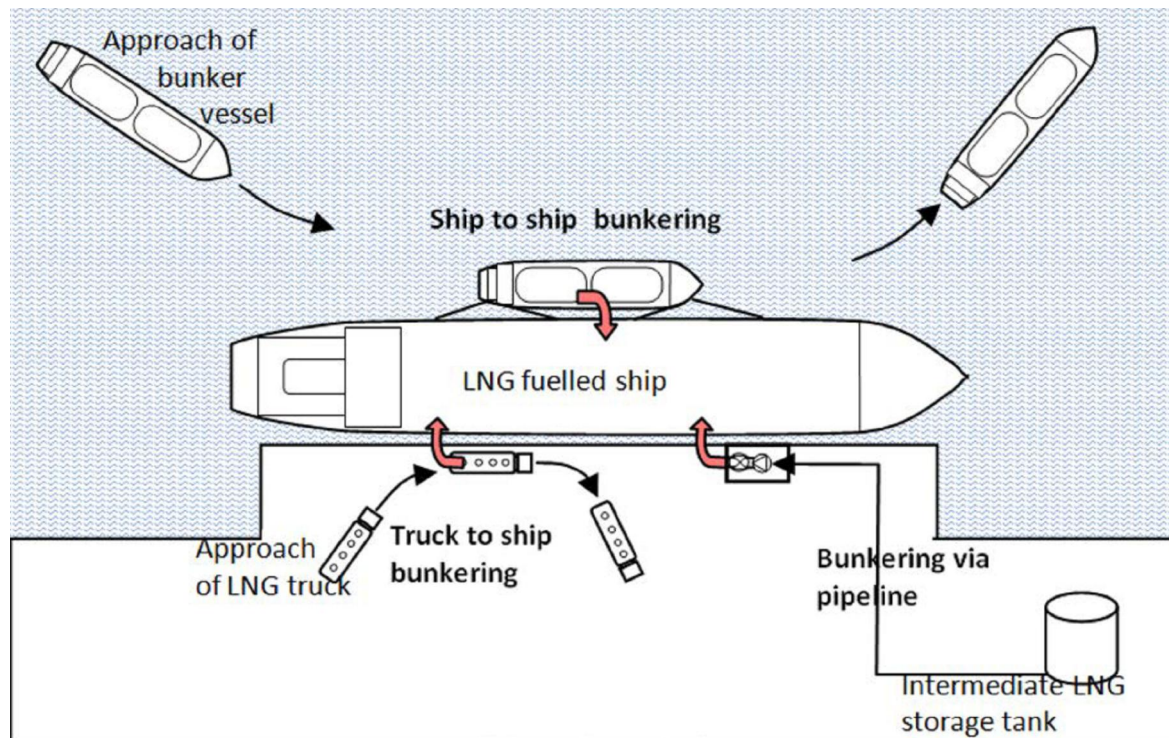
4.2 Τρόποι ανεφοδιασμού LNG

Πρέπει να αναφέρουμε ότι η επιτυχής υιοθέτηση του LNG ως καύσιμο πλοίων εξαρτάται άμεσα από τις ασφαλείς και αποτελεσματικές επιχειρήσεις ανεφοδιασμού. Οι κανόνες και οι κανονισμοί που σχετίζονται με την διαχείριση του LNG ως φορτίο, έχουν αναπτυχθεί εδώ και αρκετές δεκαετίες, όπως ο κώδικας IGC του IMO και εφαρμόζονται με απόλυτη επιτυχία. Ωστόσο όταν αναφερόμαστε στη διαχείριση του LNG ως ναυτιλιακό καύσιμο το ρυθμιστικό πλαίσιο που θα το διέπει βρίσκεται υπό ανάπτυξη. Ακόμα κανόνες και κανονισμοί που έχουν αναπτυχθεί ώστε να καλύψουν το ζήτημα του LNG ως καύσιμο παρουσιάζουν αρκετά κενά, τα οποία θα πρέπει να καλυφθούν με στόχο την ασφαλής και αποδοτική χρήση του. Παρόλο ότι η δημιουργία υποδομών για τον ανεφοδιασμό LNG στην Ευρώπη είναι ακόμη σε πρώιμο στάδιο, οι τεχνικές και λειτουργικές πτυχές των λύσεων για τον ανεφοδιασμό των πλοίων βρίσκονται στο επίκεντρο των συζητήσεων (DMA, 2012).

Παρακάτω παρουσιάζονται οι τρεις βασικοί τρόποι ανεφοδιασμού των πλοίων με LNG ως ναυτιλιακό καύσιμο. Όπως φαίνεται και στην παρακάτω εικόνα, οι τρεις βασικοί τρόποι ανεφοδιασμού είναι:

- Ανεφοδιασμός από πλοίο σε πλοίο, πραγματοποιείτε σε αποβάθρα ή στην θάλασσα (Ship-to-Ship, STS)
- Ανεφοδιασμός από ειδικά διαμορφωμένο βυτιοφόρο σε πλοίο (Truck-to-Ship, TTS)
- Ανεφοδιασμός από τον σταθμό Ανεφοδιασμού LNG σε πλοίο μέσω αγωγών (LNG Terminal-to-Ship via pipeline, TPS)

Εικόνα 4.3: Οι τρεις βασικοί τρόποι ναυφοδιασμού πλοίων με ναυτιλιακό καύσιμο LNG



Πηγή: DMA, 2012, Full Report A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations

Ένα άλλος τρόπος ανεφοδιασμού που δεν είναι τόσο διαδεδομένος, είναι η χρήση κινητών δεξαμενών αποθήκευσης LNG (DMA, 2012).

Η επιλογή του καταλληλότερου τρόπου ανεφοδιασμού εξαρτάται από διάφορους παράγοντες τους θα πρέπει κάθε φορά να λαμβάνουμε υπόψη μας. Τέτοιοι παράγοντες μπορεί να είναι η απόσταση, η ένταση της κυκλοφορίας, ο απαιτούμενος όγκος, η συχνότητα, η ασφάλεια, η ύπαρξη γειτονικών λιμένων ανεφοδιασμού LNG καθώς και η χερσαία ζήτηση (DMA, 2012).

4.2.1 Ανεφοδιασμός από πλοίο σε πλοίο, Ship-to-ship (STS) Bunkering

Ο ανεφοδιασμός που πραγματοποιείται από πλοίο σε πλοίο (STS) μπορεί να εκτελεστεί όταν το πλοίο βρίσκεται στην αποβάθρα, στο αγκυροβόλι ή στη θάλασσα όταν το πλοίο είναι σε λειτουργία. Ωστόσο, η σκοπιμότητα του τελευταίου περιορίζεται από τις αντίξοες καιρικές

συνθήκες, συμπεριλαμβανομένων των ισχυρών ανέμων, κυμάτων, ορατότητας, ύπαρξης πάγου, ρευμάτων και παλίρροιες (DMA, 2012).

Θα πρέπει να παρέχονται όλες οι απαιτούμενες συνθήκες ώστε να πραγματοποιείτε μια καλή πρόσδεση ανάμεσα στο “bunker vessel” και στο πλοίο που τροφοδοτείται με καύσιμο LNG. Οι κατάλληλοι προσκρουστήρες και η κατάλληλη ποιότητα και ποσότητα των σκοινιών πρόσδεσης είναι απαραίτητοι παράμετροι για έναν ανεφοδιασμό καυσίμων με τη μέθοδο STS. Ακόμα το σύστημα ανεφοδιασμού πρέπει να έχει σχεδιαστεί με τέτοιο τρόπο ώστε να επιτρέπει την ασφαλή και αποτελεσματική κυκλοφορία ανάμεσα στα εμπλεκόμενα πλοία. Ο απαιτούμενος χρόνος για να πραγματοποιηθεί το δέσιμο των πλοίων πρέπει να βασίζεται στο “turnaround time”, στο οποίο έχει σημαντικές επιπτώσεις στη διαδικασία του ανεφοδιασμού (DMA, 2012).

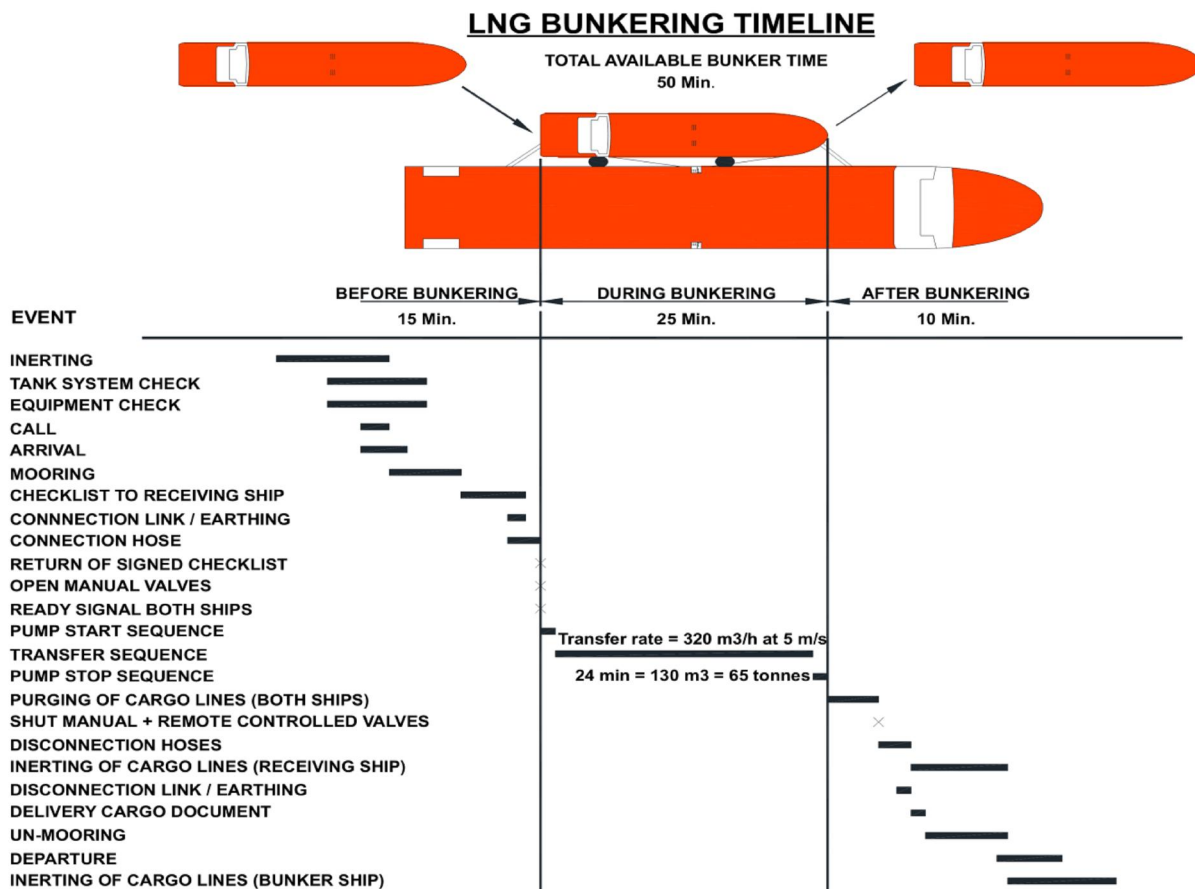
Για λειτουργικούς λόγους όσο και για πρακτική και χρονική απόδοση, οι ποσότητες του LNG που πρέπει να παραδίνονται από τα πλοία μεταφοράς LNG δεν μπορεί να είναι πάρα πολύ μικρές. Όγκοι οι οποίοι είναι περισσότεροι από 100m³ αποτελούν μια λογική επιλογή για το συγκεκριμένο τρόπο ανεφοδιασμού. Τυπικά μεταφορικές ικανότητες πλοίων για τον ανεφοδιασμό καυσίμων μπορεί να κυμαίνονται από 1.000 έως 10.000m³. Μικρά πλοία ή φορτηγίδες μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν σε ορισμένους λιμένες με χωρητικότητες κάτω των 1.000m³ (DMA, 2012).

Ο ανεφοδιασμός καυσίμων με τη μέθοδο STS αναμένεται να είναι η κύρια μέθοδος ανεφοδιασμού πλοίων που απαιτούν όγκο καυσίμων άνω των 100 m³, λόγω του υψηλού βαθμού ευελιξίας, η οποία επιτρέπει σε όλους τους τύπους των πλοίων να εξυπηρετούνται τόσο στην αποβάθρα όσο και στη θάλασσα, αλλά και των υψηλών ρυθμών φόρτωσης και τις μεγάλες πιθανές ποσότητες ανεφοδιασμού καυσίμων που μπορούν να μεταφέρουν (DMA, 2012).

Στην παρακάτω εικόνα που ακολουθεί, μπορούμε να παρατηρήσουμε τις απαιτούμενες διεργασίες που πρέπει να πραγματοποιηθούν σύμφωνα με ένα τυπικό σενάριο ανεφοδιασμού καθώς και ο απαιτούμενος χρόνος για την ολοκλήρωσης του. Το πλοίο στο οποίο βασίστηκε το σενάριο ανεφοδιασμού είναι ένα Ro-Pax μικρών αποστάσεων, το οποίο θεωρείτε κατάλληλο για τη χρήση του LNG ως ναυτιλιακό καύσιμο. Ο ανεφοδιασμός πραγματοποιείτε σε λιμάνι το οποίο βρίσκεται κοντά σε αστική περιοχή. Βασικές απαιτήσεις του σεναρίου είναι τα υψηλά επίπεδα ασφαλείας καθώς και το σύντομο χρονικό διάστημα ανεφοδιασμού.

Ακόμα, για να γίνει η διαδικασία ανεφοδιασμού χρονικά αποδοτική, ο ανεφοδιασμός πραγματοποιείται παράλληλα με τις διαδικασίες φόρτωσης και εκφόρτωσης. Η απαιτούμενη ποσότητα καυσίμου έχει οριστεί στα $130 \text{ m}^3 \approx 65 \text{ ton}$. Ο μέγιστος χρόνος ανεφοδιασμού καυσίμων συμπεριλαμβανομένης της πρόσδεσης έχει οριστεί σε 50 λεπτά. Οι ζώνες ασφαλείας έχουν οριστεί περί τα 10m γύρω από κάθε σημείο του συστήματος σωληνώσεων. Για να γίνεται ευκολότερος ο διαχωρισμός των διεργασιών, ο ανεφοδιασμός μπορεί να κατηγοριοποιηθεί σε τρία χρονικά στάδια: πριν, κατά τη διάρκεια και μετά τον ανεφοδιασμό. Ωστόσο πρέπει να σημειώσουμε ότι για άλλους τύπους πλοίων που πραγματοποιούν διαφορετικά δρομολόγια, οι όγκοι καυσίμου είναι φυσικά διαφορετικοί, οπότε και ο χρόνος που απαιτείτε για τον ανεφοδιασμό θα είναι διαφορετικός.

Εικόνα 4.4: Τυπικό χρονοδιάγραμμα ανεφοδιασμού LNG



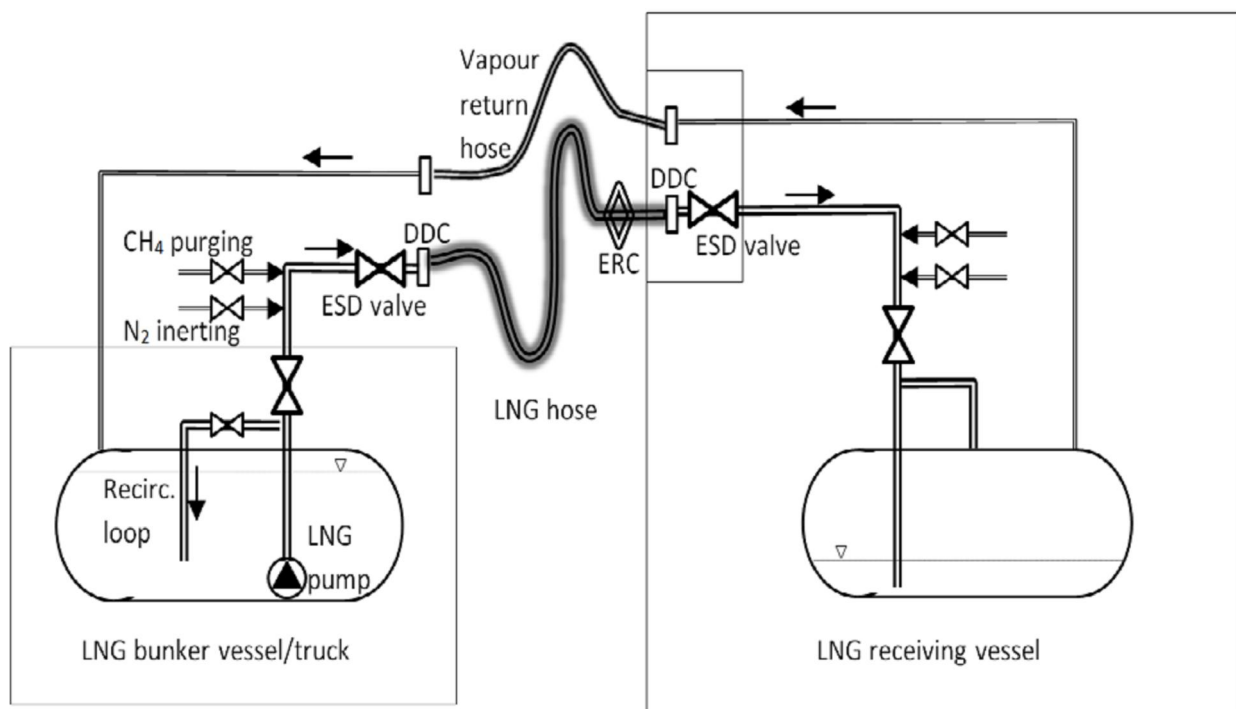
Πηγή: Swedish Marine Technology Forum, 2010, LNG ship to ship bunkering procedure

4.2.2 Ανεφοδιασμός από βυτιοφόρο σε πλοίο, (Truck-to-Ship bunkering, TTS)

Ο ανεφοδιασμός από ειδικά διαμορφωμένο βυτιοφόρο αποτελεί σήμερα τον πιο διαδεδομένο τρόπο ανεφοδιασμού πλοίων με καύσιμο LNG. Το κύριο όφελος των ειδικά διαμορφωμένων βυτιοφόρων είναι ότι αποτελούν μια ανέξοδη επένδυση σε σύγκριση με τις άλλες εναλλακτικές λύσεις. Ο ανεφοδιασμός πραγματοποιείται στην προβλήτα, όπου το βυτιοφόρο είναι σταθμευμένο, μέσω ενός συστήματος εύκαμπτων σωληνώσεων. Ένα σημαντικό μειονέκτημα αυτής της μεθόδου είναι ότι ο εφοδιασμός των πλοίων δεν πραγματοποιείται με γρήγορο ρυθμό, με αποτέλεσμα ο συγκεκριμένος τρόπος ανεφοδιασμού να είναι κατάλληλος για μικρούς όγκους καυσίμου μέχρι 100-200m³. Επιπλέον, έχει σημαντικό αρνητικό αντίκτυπο σε λειτουργίες οι οποίες μπορούν να πραγματοποιηθούν παράλληλα με έναν

ανεφοδιασμό, όπως ο χειρισμός φορτίων και η επιβίβαση/αποβίβαση επιβατών καθώς ο ανεφοδιασμός πραγματοποιείται από την πλευρά της προβλήτας. Ακόμα ένας προφανής περιορισμός είναι ότι η προτιμώμενη τοποθεσία για την πραγματοποίηση του ανεφοδιασμού θα πρέπει να συνδέεται οδικά με τον σταθμό ανεφοδιασμού LNG, ο οποίος θα πρέπει να διαθέτει ειδική εγκατάσταση και εξοπλισμό για να μπορεί να επιτρέψει τη φόρτο/εκφόρτωση των βυτιοφόρων. Στην Εικόνα 18 παρουσιάζεται μια τυπική διασύνδεση για διαδικασία μεταφοράς LNG (DMA, 2012).

Εικόνα 4.5: Τυπική διασύνδεση για την ασφαλή μεταφορά ναυτιλιακού καυσίμου LNG



Πηγή: DMA, 2012, Full Report A feasibility study for an LNG filling station infrastructure and test of recommendations

4.2.3 Ανεφοδιασμός από το σταθμό ανεφοδιασμού LNG σε πλοίο μέσω αγωγών (LNG Terminal-to-Ship via pipeline, TPS)

Ο ανεφοδιασμός με σύνδεση αγωγών από τερματικούς σταθμούς LNG στα πλοία για την παραλαβή του αποτελεί το τρίτο μέσο ανεφοδιασμού καυσίμων. Ο συγκεκριμένος τρόπος αποτελεί ιδανική λύση για την παράδοση, με υψηλούς ρυθμούς, μεγάλες ποιότητες καυσίμων, πράγμα που σημαίνει ότι ο ανεφοδιασμός μπορεί να πραγματοποιηθεί σε μικρό χρονικό

διάστημα. Αποτελεί κατάλληλη λύση για πλοία που πραγματοποιούν δρομολόγια, σύντομης χρονικής διάρκειας, με υψηλή συχνότητα και για λιμάνια με υψηλή συχνότητα παράδοσης χαμηλών ποσοτήτων όγκου καυσίμων, όπως για παράδειγμα σε ρυμουλκά και αλιευτικά σκάφη (DMA, 2012).

Ανάλογα με τις απαιτήσεις και τις εφοδιαστικές επιλογές το μέγεθος της δεξαμενής αποθήκευσης του LNG ποικίλει από πολύ μικρές (20m³) έως πολύ μεγάλες (100.000m³) (DMA, 2012).

Η πρόσβαση στην αποβάθρα και η απόσταση μεταξύ της πηγής και του πλοίου που τροφοδοτείτε αποτελούν θεμελιώδεις παράγοντες για την επιτυχία της μεθόδου ανεφοδιασμού από αγωγό. Βασικό περιορισμό αποτελεί η απόσταση της δεξαμενής από το σημείο ανεφοδιασμού. Μεγάλες αποστάσεις είναι αρκετά δύσκολο να τροφοδοτηθούν με LNG μέσω δικτύου σωληνώσεων κατευθείαν από τους τερματικούς σταθμού τόσο από τεχνική όσο και από λειτουργική και οικονομική άποψη. Άμεσο συμπέρασμα είναι ότι θα πρέπει να υπάρχει στενή γειτνίαση των δεξαμενών αποθήκευσης με της προβλήτες όπου πραγματοποιούνται οι ανεφοδιασμοί. Η ευελιξία δεν αποτελεί χαρακτηριστικό αυτού του τρόπου ανεφοδιασμού, αφού η θέση ανεφοδιασμού παραμένει σταθερή και λόγω των διάφορων δραστηριοτήτων που μπορεί να λαμβάνουν χώρα στο λιμένα. Ωστόσο, είναι δυνατό να χρησιμοποιηθούν φορτηγίδες, οι οποίες θα λειτουργούν ως ενδιάμεσα τερματικά, καθιστώντας τη μέθοδο αυτή πιο ευέλικτη (DMA, 2012).

Ο ανεφοδιασμός μέσω αγωγών είναι κατάλληλος να χρησιμοποιηθεί σε λιμάνια ή προβλήτες που διαθέτουν μια σταθερή και μακροπρόθεσμη ζήτηση για παράδοση καυσίμων ή όταν η τοπική ζήτηση για ανεφοδιασμό πλοίων συμπίπτει με την ζήτηση από άλλους καταναλωτές, με αποτέλεσμα την από κοινού χρήση των υποδομών (DMA, 2012).

Παράδειγμα ανεφοδιασμού μέσω αγωγών είναι οι εγκαταστάσεις στο λιμάνι Halljem της Νορβηγίας το οποίο παρουσιάζεται στην παρακάτω εικόνα. Τα πλοία ανεφοδιάζονται από 2x500m³ σταθερές δεξαμενές μέσω ενός αγωγού μεταφοράς LNG μήκους 150m. Η σύνδεση του συστήματος σωληνώσεων από την ξηρά προς το σύστημα δεξαμενής καυσίμων του πλοίου λαμβάνει χώρα μέσω μιας φλάντζας. Τα πλοία που τροφοδοτούνται διαθέτουν 2x120m³ δεξαμενές καυσίμου LNG. Ο ρυθμός άντλησης των δεξαμενών για τον ανεφοδιασμό των ferries είναι περίπου 100m³/h με δυνατότητα να σχεδιαστούν συστήματα για ταχύτερο ανεφοδιασμό εάν αυτός απαιτείται. Στις εικόνες (α) και (β) που ακολουθούν

παρουσιάζεται η εν λόγω εγκατάσταση, από όπου μπορούμε να διακρίνουμε την μικρή απόσταση των δεξαμενών από τις ανθρώπινες δραστηριότητες.

Εικόνα 4.5: (α) Εγκαταστάσεις παροχής LNG στο λιμάνι Haljem της Νορβηγίας (β) Port of Hamburg



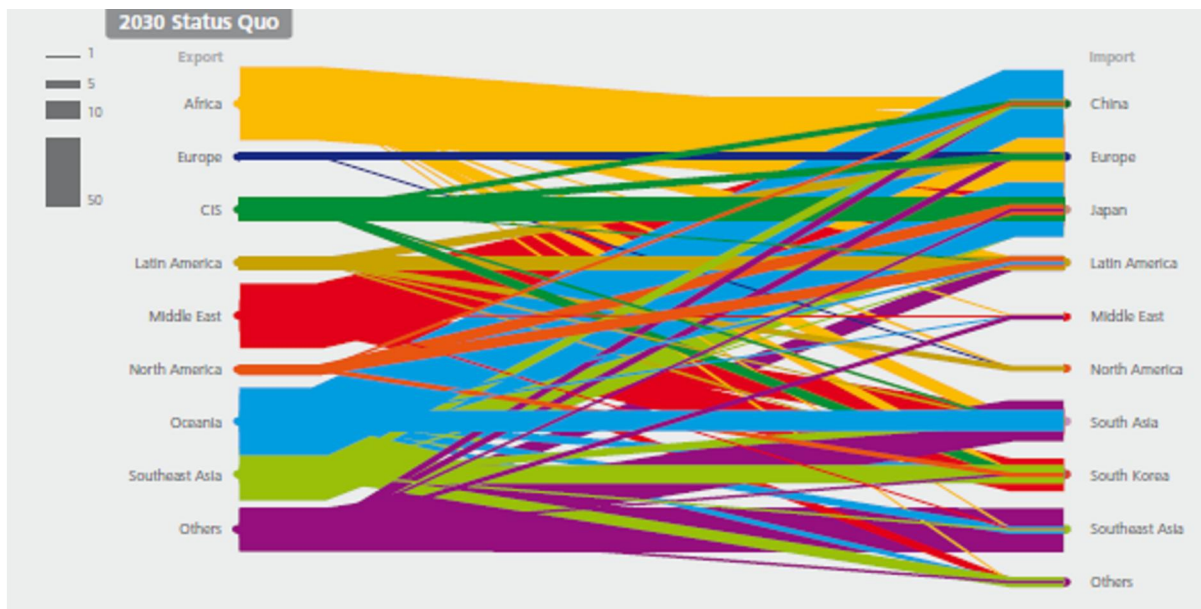
Πηγή: (α)

http://www.nordicmarket.de/news/6038/brunsbuettel_ports_deutsche_maritime_branche_ruestet_sich_fuer_lng.htm (β), <http://www.hafen-hamburg.de/>

5 ΠΑΡΟΥΣΙΑΣΗ ΤΩΝ ΜΕΓΑΛΥΤΕΡΩΝ ΛΙΜΕΝΩΝ ΚΑΙ ΤΕΡΜΑΤΙΚΩΝ ΣΤΑΘΜΩΝ LNG ΠΑΓΚΟΣΜΙΩΣ ΚΑΙ Η ΠΕΡΙΠΤΩΣΗ ΤΗΣ ΡΕΒΥΘΟΥΣΑΣ

Όπως είδαμε και στο κεφάλαιο 2, όπου αναλύθηκαν οι ροές και οι τάσεις στο θαλάσσιο εμπόριο LNG, αναμένουμε όπως φαίνεται και στο παρακάτω διάγραμμα, μια αύξηση στις ροές από Αυστραλία προς τη Κίνα και Ιαπωνία, στη ροή από Ρωσία προς Ιαπωνία, στις ροές από Αίγυπτο προς Ινδία και Βρετανία, στις ροές από Νιγηρία προς Κίνα και Βρετανία και στις ροές από Κατάρ προς Ινδία και Βρετανία.

Διάγραμμα 5.1: Κύριες Ροές στο θαλάσσιο εμπόριο LNG το 2030



Πηγή: Lloyds “Global Marine Trends 2030”, σελ. 67

Επίσης, σύμφωνα με την ανωτέρω τάση στο θαλάσσιο εμπόριο LNG, αναμένουμε μια αύξηση στις ροές από Ανατολική Αφρική (Τανζανία και κυρίως Μοζαμβίκη μετά το 2020) προς την Ασία (Κίνα, Ινδία, Ιαπωνία, Ν. Κορέα) και την Ε.Ε. και λιγότερο προς τη Νότιο Αμερική (Αργεντινή, Βραζιλία), αλλά και αύξηση στις ροές από Βόρειο Αμερική (Η.Π.Α., Καναδάς) προς Ασία (Ινδία, Ιαπωνία, Ν. Κορέα, Ταϊβάν και Κίνα) και Ε.Ε.

Αναφορικά με τη συγκριτική παρουσίαση των μεγαλύτερων λιμένων και τερματικών σταθμών LNG παγκοσμίως, εκτιμάται ότι για να καταστεί εφικτή η σύγκριση, θα πρέπει οι τερματικοί σταθμοί να διαχωριστούν σε δύο κατηγορίες :

A. Λιμένες και τερματικοί σταθμοί εισαγωγής LNG, δηλαδή επαναεριοποίησης (Regasification) του υγροποιημένου φυσικού αερίου και διανομή του στην αγορά.

B. Λιμένες και τερματικοί σταθμοί εξαγωγής LNG, δηλαδή υγροποίησης φυσικού αερίου κατόπιν επεξεργασίας, σε κατάλληλες εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης, γνωστά ως τρένα, “trains”, που είναι και πιο δαπανηρές επενδύσεις, από τα τερματικά εισαγωγής.

5.1 Συγκριτική παρουσίαση των μεγαλύτερων λιμένων και τερματικών σταθμών LNG εισαγωγής παγκοσμίως

Προκειμένου να καταστεί εφικτή μια συγκριτική παρουσίαση των μεγαλύτερων λιμένων και τερματικών σταθμών εισαγωγής LNG παγκοσμίως, εκτιμάται ότι πρέπει να ληφθεί υπόψη το κάτωθι πλαίσιο έρευνας, που συνίσταται στα εξής :

A. Το θαλάσσιο εμπόριο του LNG, καταλήγει στις χώρες εισαγωγής, που βρίσκονται κατά βάση στην νότιο ανατολική Ασία, (όπως Ιαπωνία, Νότια Κορέα, Ταϊβάν, Κίνα, Ινδία, Ταϊλάνδη), που αποτελεί το 64% του σχετικού εμπορίου και κατά δεύτερο λόγο στην Ε.Ε. και λιγότερο στην Αμερικάνικη ήπειρο μετά τις εξελίξεις που σχετίζονται με το σχιστολιθικό αέριο (shale gas).

B. Το σύνολο των τερματικών σταθμών εισαγωγής LNG παγκοσμίως

Γ. Τη μεθοδολογία της βιβλιογραφικής και διαδικτυακής ανασκόπησης σε συνδυασμό με τη συγκριτική ανάλυση.

Σε σχέση με το ανωτέρω πλαίσιο έρευνας και θεωρώντας ως πολύ σημαντικά τεχνικά χαρακτηριστικά για ένα τερματικό σταθμό εισαγωγής LNG, αφενός την ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης και αφετέρου τις αποθηκευτικές δυνατότητες του, εκτιμάται ως προσφορότερη μέθοδος σύγκρισης, μία πρώτη οριοθέτηση ενός κατωφλίου που θα συνίσταται στις εξής τιμές, των εν λόγω τεχνικών χαρακτηριστικών :

A. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης μεγαλύτερη ή ίση των 5.0 million tons/annum, ή,

B. Αποθηκευτική δυνατότητα μεγαλύτερη ή ίση των 320.000 κυβικών μέτρων (cm).

Τα συγκεκριμένα τεχνικά χαρακτηριστικά, αναδεικνύουν το βαθμό δυναμικότητας αναφορικά με τη διαχείριση φορτίων LNG και επομένως την εμπορικότητα του κάθε κάθε

τερματικού σταθμού εισαγωγής LNG. Η θέσπιση του ανωτέρου κατωφλίου, με τη βοήθεια της συγκριτικής ανάλυσης, μας οδηγεί στο συμπέρασμα ότι υφίστανται παγκοσμίως τριαντατέσσερα (34) μεγάλα τερματικά, (Ασία 23, Ε.Ε. 10, Αμερική 1), των οποίων τα επιμέρους χαρακτηριστικά παρουσιάζονται αναλυτικά παρακάτω.

A. ΚΙΝΑ

1. Dalian LNG Terminal .

Γενικές πληροφορίες :

α. Ιδιοκτησία : PetroChina, β. Ιστότοπος : <http://www.petrochina.com.cn/>

γ. Τοποθεσία : Dalian (Βόρεια ανατολική Κίνα), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 3.5 million tons/annum & Φάση 2: 6.0 million tons/annum.

Τεχνικές λεπτομέρειες.α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία όλων των κλάσεων μεταφοράς LNG από 10.000 έως 260.000 κυβικών μέτρων, επομένως μπορούν να προσεγγίσουν και πλοία κλάσης Q-Flex και Q-Max με ετήσια δυναμικότητα παραλαβής φορτίων στα 7.45 million matric tons. γ. Κατασκευαστές : HQCEC, SOFREGAZ.

Προμηθευτές : μερίδιο της Exxon από την επένδυση στο πεδίο Gorgon της Αυστραλίας.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή του Dalian

2. Fujian LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :

α. Ιδιοκτησία : CNOOC, β. Ιστότοπος : <http://www.cnoocld.com/>

γ. Τοποθεσία : Fujian (Νότια ανατολική Κίνα), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 2.6 million tons/annum & Φάση 2: 5.2 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τέσσερις (4) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Κατασκευαστές : CB&I

Προμηθευτές : Tangguh LNG Terminal της Ινδονησίας.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή του Fujian

3.Guangdong Dapeng LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Guangdong Dapeng LNG Company (CNOOC/BP), β. Ιστότοπος : <http://www.dplng.com/>, γ. Τοποθεσία : Dapeng Guangdong (Νότια ανατολική Κίνα) δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 3.7 million tons/annum & Φάση 2: 12.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τέσσερις (4) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία όλων των κλάσεων μεταφοράς LNG, επομένως μπορούν να προσεγγίσουν και πλοία κλάσης Q-Flex και Q-Max, γ. Κατασκευαστές : JGC, Halliburton KBR, Saipem, Technimont και Sofregaz

Προμηθευτές : North West Shelf LNG από την Αυστραλία και QatarGas.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή του Dapeng Guangdong, το 65% σε εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και το 35% σε πελάτες των πόλεων, Shenzhen, Dongguan, Guangzhou, Foshan και Hong Kong. Για τη διανομή του αερίου στην ευρύτερη περιοχή χρησιμοποιείται δίκτυο αγωγών μήκους 360 χλμ.

4.Jiangsu LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : PetroChina / CNPC (PetroChina (55%), Jiangsu Guoxin Investment Group Ltd (10%) and Hong Kong-based Pacific Oil & Gas holding (35%)) β. Ιστότοπος : <http://www.petrochina.com.cn/>, γ. Τοποθεσία : Επαρχία της Rudong, στη πόλη της Nantong (Βόρεια ανατολική Κίνα), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 3.5 million tons/annum & Φάση 2: 6.5 million tons/annum & Φάση 3: 10.0 million tons/annum.

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία όλων των κλάσεων μεταφοράς LNG από 10.000 έως 260.000 κυβικών μέτρων, επομένως μπορούν να προσεγγίσουν και πλοία κλάσης Q-Flex και Q-Max, γ. Δυναμικότητα αεριοποίησης : 25 million cubic meters ημερησίως. δ. Κατασκευαστές : Huanqiu Contracting & Engineering Corporation, SOFREGAZ

Προμηθευτές : QatarGas 4 και από την επένδυση στο πεδίο Gorgon της Αυστραλίας.

Πελάτες : ευρύτερης περιοχής

5.Shanghai LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Shanghai LNG (CNOOC), β. Ιστότοπος : <http://www.cnoocgas.com/>, γ. Τοποθεσία : Shanghai (Νότιο ανατολική Κίνα), στο νησί Zhongximentang του Shanghai International Shipping Center, δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 3.0 million tons/annum & Φάση 2: 6.0 million tons/annum.

Τεχνικές λεπτομέρειες :

α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές αποθήκευσης των 165.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία κλάσεων μεταφοράς LNG από 10.000 έως 165.000 κυβικών μέτρων, επομένως δεν μπορούν να προσεγγίσουν πλοία κλάσης Q-Flex και Q-Max. γ. Κατασκευαστές : IHI consortium

Προμηθευτές : Malaysia LNG Terminal

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή

6.Zhuhai LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : CNOOC, β. Ιστότοπος : <http://en.cnooc.com.cn/> γ. Τοποθεσία : Zhuhai στην επαρχία Guangdong (Νότια ανατολική Κίνα) δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 3.7 million tons/annum & Φάση 2: 7.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Κατασκευαστές : Técnicas Reunidas (TR)

Προμηθευτές : μερίδιο της Exxon από την επένδυση στο πεδίο Gorgon της Αυστραλίας.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή του Zhuhai, περιλαμβάνοντας και τις πόλεις του Zhongshan, Guangzhou, Foshan, Jiangmen, Hong Kong και Macao.

B. ΙΝΔΙΑ

1. Dabhol LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες : α. Ιδιοκτησία : Ratnagiri Gas and Power (GAIL), β. Ιστότοπος : <http://www.rgppla.com/>, γ. Τοποθεσία : Dabhol (Νότιο δυτική Ινδία), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 5.0 million tons/annum & Φάση 2: 10.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία μεταφοράς LNG χωρητικότητας από 80.000 έως 140.000 κυβικών μέτρων. γ. Κατασκευαστές : Whessoe and Punj Lloyd

Προμηθευτές : Marubeni, Gazprom Marketing & Trading.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή του Dabhol και νότιο δυτικές πολιτείες του Maharashtra, Goa, Karnataka και Tamil Nadu.

2. Dahej LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Petronet LNG, β. Ιστότοπος : <http://www.petronetlng.com/> γ. Τοποθεσία : Dahej (Νότιο δυτική Ινδία), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 10.0 million tons/annum & Φάση 2: 15.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές αποθήκευσης των 148.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία όλων των κλάσεων μεταφοράς LNG με χωρητικότητες από 10.000 έως 260.000 κυβικών μέτρων, επομένως μπορούν να προσεγγίσουν και πλοία κλάσης Q-Flex και Q-Max. γ. Κατασκευαστές : Foster Wheeler, Toyo India, IHI

Προμηθευτές : Ras Laffan Liquefied Natural Gas Co. Ltd. (RasGas), GDF Suez, Gazprom Marketing & Trading Singapore και Gail.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή του Dahej και GAIL (India), Indian Oil Corporation Limited (IOCL) και Bharat Petroleum Corporation Limited (BPCL)

3.Hazira LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Hazira LNG, (Shell / Total), β. Ιστότοπος : <http://www.haziralng.com/>, γ. Τοποθεσία : Hazira (Νότιο δυτική Ινδία), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 2.5 million tons/annum & Φάση 2: 5.0 million tons/annum & Φάση 3: 10.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Δύο (2) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία όλων των κλάσεων μεταφοράς LNG με χωρητικότητες από 10.000 έως 260.000 κυβικών μέτρων, επομένως μπορούν να προσεγγίσουν και πλοία κλάσης Q-Flex και Q-Max. γ. Κατασκευαστές : Foster Wheeler, Toyo India, IHI

Προμηθευτές : North West Shelf LNG από την Αυστραλία και γενικότερα φορτία της spot αγοράς.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή του Hazira

4.Kochi LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Petronet LNG, β. Ιστότοπος : <http://www.petronetlng.com/> γ. Τοποθεσία : Kochi (Νότιο δυτική Ινδία), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 5.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες .

α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Δύο (2) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία των κλάσεων

μεταφοράς LNG με χωρητικότητες από 65.000 έως 216.000 κυβικών μέτρων, επομένως μπορούν να προσεγγίσουν και πλοία κλάσης Q-Flex.

γ. Κατασκευαστές : IHI

Προμηθευτές : πεδίο Gorgon της Αυστραλίας και Gazprom Marketing & Trading Πελάτες : ευρύτερη περιοχή του Kochi

Γ. ΙΑΠΩΝΙΑ

1.Higashi Niigata LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Tohoku Electric Power, β. Ιστότοπος : <http://www.tohoku-epco.co.jp>, γ. Τοποθεσία : Higashi (Κεντρική ανατολική Ιαπωνία, πλησίον Τόκιο)

Τεχνικές λεπτομέρειες : Αποθηκευτικές δυνατότητες : 720.000 κυβικών μέτρων.

Προμηθευτές : Tangguh LNG Terminal Ινδονησίας, Μαλαισία, Κατάρ

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή και Niigata Thermal Power Station.

2.Futtsu LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Tokyo Electric Power Co (TEPCO), β. Ιστότοπος : <http://www.tepco.co.jp/>, γ. Τοποθεσία : Futtsu (Κεντρική ανατολική Ιαπωνία, πλησίον Τόκιο), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 9.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : οκτώ (8) δεξαμενές αποθήκευσης των 860.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : δύο (2) θέσεις παραβολής για πλοία LNG των 75.000 dwt. γ. Ρυθμός παραλαβής φορτίου : 12,000m³/h

3.Sodegaura LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :

α. Ιδιοκτησία : Tokyo Electric Power Co (TEPCO), β. Ιστότοπος : <http://www.tepco.co.jp/>, γ. Τοποθεσία : Sodegaura (Κεντρική ανατολική Ιαπωνία, πλησίον Τόκυο), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 10.38 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : τριανταπέντε (35) δεξαμενές αποθήκευσης των 2.660.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : δύο (2) θέσεις παραβολής για πλοία LNG των 75.000 dwt. γ. Ρυθμός παραλαβής φορτίου : 12,000m³/h δ. Έναρξη λειτουργίας το 1973, το παλαιότερο τερματικό επαναεριοποίησης LNG στην Ιαπωνία

Προμηθευτές : Μπρουνέι, Αυστραλία, Μαλαισία, Κατάρ, Ινδονησία, Αλάσκα, Ρωσία.
Πελάτες : ευρύτερη περιοχή Τόκυο.

4.Negishi LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες : α. Ιδιοκτησία : Tokyo Gas, β. Ιστότοπος : <http://www.tokyo-gas.co.jp/> γ. Τοποθεσία : Sodegaura (Κεντρική ανατολική Ιαπωνία, πλησίον Τόκυο) δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 10.38 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : 129.Αποθηκευτικές δυνατότητες : δέκα έξι (16) δεξαμενές αποθήκευσης των 1.250.000 κυβικών μέτρων (cm). Έναρξη λειτουργίας το 1966, το παλαιότερο τερματικό LNG στην Ιαπωνία

Προμηθευτές : Μπρουνέι, Αυστραλία, Μαλαισία, Κατάρ, Ινδονησία, Αλάσκα.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή Τόκυο

5.Senboku II LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες : α. Ιδιοκτησία : Osaka Gas, β. Ιστότοπος : <http://www.osakagas.co.jp/> γ. Τοποθεσία : Senboku (Νότιο ανατολική Ιαπωνία, πλησίον Οσάκα)

Τεχνικές λεπτομέρειες : Αποθηκευτικές δυνατότητες : δέκα οκτώ (18) δεξαμενές αποθήκευσης των 1.510.000 κυβικών μέτρων (cm)

Προμηθευτές : Αυστραλία, Μαλαισία, Κατάρ, Ινδονησία, Αλάσκα.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή Οσάκα

6.Himeji Joint LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Kansai Electric, β. Ιστότοπος : <http://www.kepco.co.jp/>
γ. Τοποθεσία : Himeji (Νότιο ανατολική Ιαπωνία, πλησίον Οσάκα)

Τεχνικές λεπτομέρειες : Αποθηκευτικές δυνατότητες : επτά (7) δεξαμενές αποθήκευσης των 1.440.000 κυβικών μέτρων (cm)

Προμηθευτές : Αυστραλία (Pluto LNG Terminal και Pacific LNG από το 2016), Μαλαισία, Κατάρ, Ινδονησία, Ομάν.Πελάτες : ευρύτερη περιοχή Οσάκα

Δ. ΤΑΪΛΑΝΔΗ

1.Map Ta Phut LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : PTT LNG, β. Ιστότοπος : <http://www.pttlng.com/> γ. Τοποθεσία : Map Ta Phut (Νότια ΤΑΪΛΑΝΔΗ), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 5.0 million tons/annum & Φάση 2: 10.0 million tons/annum.

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm) β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία των κλάσεων μεταφοράς LNG από 125.000 έως 264.000 κυβικών μέτρων, επομένως μπορούν να προσεγγίσουν και πλοία κλάσης Q-Flex και Q-Max.

γ. Δυναμικότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 700 mmscfd (million standard cubic feet per day) & Φάση 2: 1400 mmscfd, δ. Κατασκευαστές : Fluor και κοινοπραξία GS/Kogas/HYC/DEC.

Προμηθευτές : Κατάρ και φορτία από τη spot αγορά.Πελάτες : βιομηχανίες της ευρύτερης περιοχής του Map Ta Phut

E. ΤΑΪΒΑΝ

1. Yung An LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : CPC, β. Ιστότοπος : <http://www.cpc.com.tw/> γ. Τοποθεσία : Yongan Township, Kaohsiung (Νότιοδυτική Ταϊβάν) δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 7.5 million tons/annum

Προμηθευτές : RasGas και Shell από 2016.Πελάτες : ευρύτερη περιοχή.

ΣΤ. ΣΙΓΚΑΠΟΥΡΗ

1. Singapore LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Singapore LNG Corporation Pte Ltd (Singapore Government) β. Ιστότοπος : <http://www.ema.gov.sg/>, γ. Τοποθεσία : Jurong Island, Σιγκαπούρη, δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 3.5 million tons/annum & Φάση 2: 6.0 million tons/annum & Φάση 3: 9.0 million tons/annum.

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3)+1 δεξαμενές αποθήκευσης των 180.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Κατασκευαστές : SLNG, Samsung C&T Corporation, Fluor, Foster Wheeler.

Προμηθευτές : BG Group Plc έχει αποκλειστικό συμβόλαιο εικοσαετίας.

Πελάτες : InterEnergy's power plants.

Z. ΝΟΤΙΑ ΚΟΡΕΑ

1. Incheon LNG Terminal.

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Kogas, β. Ιστότοπος : <http://www.kogas.or.kr/> γ. Τοποθεσία : Incheon (Βόρειο δυτική, Νότια Κορέα), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 14 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : είκοσι δύο (22) δεξαμενές αποθήκευσης των 3.000.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα αεριοποίησης :

3870t/hour γ. Κατασκευαστές : Hyundai Engineering Company (HEC), Samsung και Daewoo. Το μεγαλύτερο τερματικό LNG στον κόσμο.

Προμηθευτές : Ινδονησία, Μαλαισία, Μπρουνέι, Αυστραλία, Κατάρ, Ομάν, Ρωσία.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή της πρωτεύουσας Σεούλ.

2. Pyeongtaek LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Kogas , β. Ιστότοπος : <http://www.kogas.or.kr/> γ. Τοποθεσία : Pyeongtaek (Βόρειο δυτική, Νότια Κορέα)

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : είκοσι τρεις (23) δεξαμενές αποθήκευσης των 2.160.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα αεριοποίησης : 3676t/hour γ. Κατασκευαστές : DYWIDAG

Προμηθευτές : Ινδονησία, Μαλαισία, Μπρουνέι, Αυστραλία, Κατάρ, Ομάν, Ρωσία.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή της πρωτεύουσας Σεούλ και κυρίως η ηλεκτροπαραγωγική μονάδα των 833-megawatt Oseong.

3. Samcheok LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Kogas, β. Ιστότοπος : <http://www.kogas.or.kr/> γ. Τοποθεσία : Samcheok (Βόρειο ανατολική, Νότια Κορέα)

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : δώδεκα (12) δεξαμενές αποθήκευσης των 200.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία όλων των κλάσεων μεταφοράς LNG από 10.000 έως 270.000 κυβικών μέτρων, επομένως μπορούν να προσεγγίσουν και πλοία κλάσης Q-Flex και Q-Max . γ. Δυναμικότητα αεριοποίησης : 2.340t/hour, δ. Κατασκευαστές : STX Construction, Howden Thomassen

Προμηθευτές : Ινδονησία, Μαλαισία, Μπρουνέι, Αυστραλία, Κατάρ, Ομάν, Ρωσία.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή της Βόρειο ανατολικής, Νότιας Κορέας.

4. Tongyoung LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Kogas, β. Ιστότοπος : <http://www.kogas.or.kr/> γ. Τοποθεσία : Tongyoung (Νότια, Νότια Κορέα)

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : δέκα τέσσερις (14) δεξαμενές συνολικής αποθήκευσης 2.080.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Μία (1) θέση παραβολής για πλοία μεταφοράς LNG, γ. Δυναμικότητα αεριοποίησης 1.890t/hour, δ. Κατασκευαστές : STX Construction, Howden Thomassen.:

Προμηθευτές : Ινδονησία, Μαλαισία, Μπρουνέι, Αυστραλία, Κατάρ, Ομάν, Ρωσία.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή της νότιας, Νότιας Κορέας.

H. ΒΕΛΓΙΟ

1. Fluxys Zeebrugge LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :

α. Ιδιοκτησία : Fluxys LNG, β. Ιστότοπος : <http://www.fluxys.com/> γ. Τοποθεσία : Zeebrugge (Δυτικό Βέλγιο), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 9.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές αποθήκευσης των 87.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτα για πλοία όλων των κλάσεων μεταφοράς LNG, γ. Δυναμικότητα αεριοποίησης : 450.000 m³(n)/h δ. Κατασκευαστές : Saipem, CFE και FONTEC.

Προμηθευτές : Qatar Petroleum/ExxonMobil, Distrigas, EDF και SUEZ LNG Trading

Πελάτες : Πρόκειται για διαμετακομιστικό κέντρο LNG (hub prices), όπου πελάτης μπορεί να είναι οποιοσδήποτε τρίτος, αρκεί να πληρώσει το απαραίτητο τίμημα (tolling system).

Θ. ΓΑΛΛΙΑ

1. Dunkerque LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : EDF, β. Ιστότοπος : <http://www.dunkerque-lng.edf.com/uk/index.html>, γ. Τοποθεσία : Dunkirk (Βόρεια δυτική Γαλλία) δ. Ετήσια

δυνατότητα αεριοποίησης : 13.0 billion cubic metres/annum ή 9,62 million tons/annum, περίπου το 20% της Γαλλικής κατανάλωσης

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές αποθήκευσης των 190.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα αεριοποίησης : 1.9 million m³(n)/h (cubic meters per hour), γ. Κατασκευαστές : SENER, Techint, SOFREGAZ, SMM. Υπό κατασκευή, προβλεπόμενο έτος λειτουργίας 2015.

Προμηθευτές : μερίδιο της Exxon από την επένδυση στο πεδίο Gorgon της Αυστραλίας.

Πελάτες : Total, EDF για τη τροφοδοσία τριών (3) μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.

2. Fos Cavaou LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :

α. Ιδιοκτησία : La Société du Terminal Méthanier de Fos-Cavaou (GDF) β. Ιστότοπος : <http://www.cavaou-gnl.com/>, γ. Τοποθεσία : Fos Cavaou (Νότια Γαλλία, Μεσόγειος), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 8.25 billion cubic metres/annum ή 6,15 million tons/annum.

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές αποθήκευσης των 110.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία όλων των κλάσεων μεταφοράς LNG από 10.000 έως 260.000 κυβικών μέτρων, επομένως μπορούν να προσεγγίσουν και πλοία κλάσης Q-Flex και Q-Max. γ. Κατασκευαστές : EPC LSTK Engineering, SOFREGAZ.

Προμηθευτές : μερίδιο της Exxon από την επένδυση στο πεδίο Gorgon της Αυστραλίας.

Πελάτες : Total, EDF για τη τροφοδοσία τριών (3) μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.

3. Montoir De Bretagne LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :

α. Ιδιοκτησία : Elengy (GDF Suez), β. Ιστότοπος : <http://www.elengy.com/> γ. Τοποθεσία : Montoir de Bretagne (Νότια Γαλλία, Μεσόγειος), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση

1: 10.0 billion cubic metres/annum ή 7,4 million tons/annum, Φάση 2: 12.5 billion cubic metres/annum ή 9,25 million tons/annum, Φάση 3: 16.5 billion cubic metres/annum ή 12,21 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3)+1 δεξαμενές αποθήκευσης των 120.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Κατασκευαστές : Jacobs.

Προμηθευτές : Αλγερία, Αίγυπτος, Νιγηρία.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή και τροφοδοσία μονάδας ηλεκτροπαραγωγής 435 MW.

I. ΙΤΑΛΙΑ

1. Adriatic Rovigo LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Terminale GNL Adriatico Srl, (Adriatic LNG), Qatar Terminal Limited (45%) – Θυγατρική της Qatar Petroleum, ExxonMobil Italiana Gas (45%) – Θυγατρική της ExxonMobil, Edison (10%), β. Ιστότοπος : <http://www.adriaticlng.com/γ>. Τοποθεσία : Porto Viro (Βόρεια ανατολική Ιταλία), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 8.0 billion cubic metres/annum ή 5,92 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Δύο (2) δεξαμενές αποθήκευσης των 125.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα αεριοποίησης : 775 million cubic feet of natural gas per dayγ. Κατασκευαστές : Dragados Offshore, ACCIONA Infrastructure, Aker Kvaerner, Skanska. Είναι το πρώτο υπεράκτιο τερματικό στο κόσμο που χρησιμοποιεί την τεχνολογία GBS (Gravity Based Structure), για εκφόρτωση, αποθήκευση και επανααεριοποίηση LNG.

Προμηθευτές : Qatar Gas

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή 20%, Edison 80%.

ΙΑ. ΙΣΠΑΝΙΑ

1. Sagunto LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Saggas, Unión Fenosa Gas, RREEF Alternative Investments, Endesa Generación και Oman Oil Holdings Spain, β. Ιστότοπος : <http://www.saggas.com/>, γ. Τοποθεσία : Port of Sagunto, Βαλένθια, Ισπανία,δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 7.6 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τέσσερις (4) δεξαμενές αποθήκευσης των 150.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα αεριοποίησης : 1.000.000 Nm³/h γ. Κατασκευαστές : ACS Servicios, Comunicaciones y Energía S.L., Sener Ingeniería y Sistemas S.A., TOYO KANETSU K.K., DYWIDAG International, GMBH και OSAKA GAS ENGINEERING.CO LTD. Καλύπτει το 23% της Ισπανικής κατανάλωσης.

Προμηθευτές : Oman LNG Terminal και Damietta Segas Lng Terminal

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή του Dalian.

ΙΒ. ΒΡΕΤΑΝΙΑ

1. Grain LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :

α. Ιδιοκτησία : National Grid, β. Ιστότοπος : <http://www.nationalgrid.com> γ. Τοποθεσία : Νήσος Grain, πλησίον Λονδίνου, Βρετανία, δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 14.8 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Οκτώ (8) δεξαμενές αποθήκευσης συνολικά 960.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία όλων των κλάσεων μεταφοράς LNG από 10.000 έως 260.000 κυβικών μέτρων, επομένως μπορούν να προσεγγίσουν και πλοία κλάσης Q-Flex και Q-Max. γ.Κατασκευαστές : CB&I

Προμηθευτές : BP/Sonatrach. Πελάτες : Sonatrach, Centrica και Gaz de France Suez.

2. South Hook LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : South Hook Lng (Qatar Petroleum, ExxonMobil and Total)β. Ιστότοπος : <http://www.nationalgrid.com>, γ. Τοποθεσία : Νήσος Grain, πλησίον Λονδίνου, Βρετανία, δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 7.8 million tons/annum & Φάση 2: 15.6 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές αποθήκευσης των 155.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία όλων των κλάσεων μεταφοράς LNG από 10.000 έως 260.000 κυβικών μέτρων.γ. Κατασκευαστές : CB&I. Το μεγαλύτερο τερματικό της Ευρώπης για επαναεριοποίηση LNG και καλύπτει το 20% της Βρετανικής κατανάλωσης.

Προμηθευτές : BP/Sonatrach.

Πελάτες : Sonatrach, Centrica και Gaz de France Suez.

ΙΓ. ΟΛΛΑΝΔΙΑ

1. Gate LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Gate Terminal (N.V. Nederlandse Gasunie and Koninklijke Vopak N.V.), β. Ιστότοπος : <http://www.gate.nl/>γ. Τοποθεσία : Maasvlakte στο Rotterdam (Δυτική Ολλανδία)δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 12.0 billion cubic metres/annum ή 8,8 million tons/annum.

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τέσσερις (4) δεξαμενές αποθήκευσης των 180.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Δύο (2) θέσεις παραβολής για πλοία μεταφοράς LNG έως 250.000 κυβικών μέτρων.γ. Κατασκευαστές : Κοινοπραξία αποτελούμενη από Techint, Sener, Entrepouse και Vinci.

Προμηθευτές : Ibedrola.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή και EconGas, EON, OMV, Dong, Essent.

ΙΑ. ΠΟΡΤΟΓΑΛΙΑ

1. Sines LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : REN Atlântico, β. Ιστότοπος : <http://www.ren.pt/γ>. Τοποθεσία Sines (Δυτικό Πορτογαλία), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : Φάση 1: 6.0 million tons/annum & Φάση 2: 9.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές συνολικής αποθήκευσης των 390.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτα για πλοία μεταφοράς LNG, χωρητικότητας από 40.000 έως 165.000 κυβικών μέτρων.γ. Δυναμικότητα αεριοποίησης : 1,350,000 nm³/hδ. Κατασκευαστές : Tractebel, SMM.

Πελάτες : Πρόκειται για διαμετακομιστικό κέντρο LNG (hub prices), όπου πελάτης μπορεί να είναι οποιοσδήποτε τρίτος, αρκεί να πληρώσει το απαραίτητο τίμημα (tolling system).

ΙΕ. ΜΕΞΙΚΟ

1. Costa Azul LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Sempra LNG,

β.Ιστότοποι:<http://www.energiacostaazul.com.mx/>&<http://www.sempralng.com/γ>. Τοποθεσία : Baja California, (Βόρειο δυτικό Μεξικό), δ. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης : 7.5 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Δύο (2) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτα για πλοία μεταφοράς LNG, χωρητικότητας έως 265.000 κυβικών μέτρων.γ. Δυναμικότητα αεριοποίησης : 1 bcf/d δ. Κατασκευαστές : Techint SA de CV of Mexico, Black & Veatch of Kansas

City, Mo, Mitsubishi Heavy Industries of Tokyo, Vinci Construction Grands Projects of France.

Προμηθευτές : Tangguh LNG Terminal και Qatar Gas.

Πελάτες : Ομοσπονδιακή Επιτροπή Ηλεκτρισμού.

Πίνακας 5.1: Συγκεντρωτικός Πίνακας των Μεγάλων Τερματικών Εισαγωγής

	ΜΕΓΑΛΑ ΤΕΡΜΑΤΙΚΑ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ (Σύνολο 34 εκ των οποίων 23 Ασία, 10 Ε.Ε., 1 Αμερική)	Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης μεγαλύτερη ή ίση των 5.0 million tons/annum.	Αποθηκευτική δυνατότητα μεγαλύτερη ή ίση των 320.000 κυβικών μέτρων (cm)
1	Dalian LNG Terminal (Ασία - Κίνα)	6.0 million tons/annum.	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm).
2	Fujian LNG Terminal (Ασία - Κίνα)	5.2 million tons/annum	(4) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm)
3	Guangdong Dapeng LNG Terminal (Ασία - Κίνα)	12.0 million tons/annum	(4) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm)
4	Jiangsu LNG Terminal (Ασία - Κίνα)	10.0 million tons/annum.	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm).
5	Shanghai LNG Terminal (Ασία - Κίνα)	6.0 million tons/annum.	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 165.000 κυβικών μέτρων (cm).
6	Zhuhai LNG Terminal (Ασία - Κίνα)	7.0 million tons/annum	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm).
7	Dabhol LNG Terminal (Ασία - Ινδία)	10.0 million tons/annum	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm).
8	Dahej LNG Terminal (Ασία - Ινδία)	15.0 million tons/annum	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 148.000 κυβικών μέτρων (cm).
9	Hazira LNG Terminal (Ασία - Ινδία)	10.0 million tons/annum	(2) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm)
10	Kochi LNG Terminal (Ασία - Ινδία)	5.0 million tons/annum	(2) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm)
11	Higashi Niigata LNG Terminal (Ασία - Ιαπωνία)	-	δεξαμενές αποθήκευσης των 720.000 κυβικών μέτρων (cm) σύνολο.
12	Futtsu LNG Terminal (Ασία - Ιαπωνία)	9.0 million tons/annum	(8) δεξαμενές αποθήκευσης, 860.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
13	Sodegaura LNG Terminal (Ασία - Ιαπωνία)	10.38 million tons/annum	(35) δεξαμενές αποθήκευσης, 2.660.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.

14	Negishi LNG Terminal (Ασία - Ιαπωνία)	10.38 million tons/annum	(16) δεξαμενές αποθήκευσης, 1.250.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
15	Senboku II LNG Terminal (Ασία - Ιαπωνία)	-	(18) δεξαμενές αποθήκευσης, 1.510.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
16	Himeji Joint LNG Terminal (Ασία - Ιαπωνία)	-	(7) δεξαμενές αποθήκευσης, 1.440.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
17	Map Ta Phut LNG Terminal (Ασία - Ταϊλάνδη)	10.0 million tons/annum.	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm).
18	Yung An LNG Terminal (Ασία - Ταϊβάν)	7.5 million tons/annum	-
19	Singapore LNG Terminal (Ασία - Σιγκαπούρη)	9.0 million tons/annum.	(4) δεξαμενές αποθήκευσης των 180.000 κυβικών μέτρων (cm).
20	Incheon LNG Terminal (Ασία - Νότια Κορέα)	14 million tons/annum	(22) δεξαμενές αποθήκευσης, 3.000.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
21	Pyeongtaek LNG Terminal (Ασία - Νότια Κορέα)	-	(23) δεξαμενές αποθήκευσης, 2.160.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
22	Samcheok LNG Terminal (Ασία - Νότια Κορέα)	-	(12) δεξαμενές αποθήκευσης των 200.000 κυβικών μέτρων (cm).
23	Tongyoung LNG Terminal (Ασία - Νότια Κορέα)	-	(14) δεξαμενές αποθήκευσης, 2.080.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
24	Fluxys Zeebrugge LNG Terminal (E.E - Βέλγιο)	9.0 million tons/annum	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 87.000 κυβικών μέτρων (cm).
25	Dunkerque LNG Terminal (E.E - Γαλλία)	9,62 million tons/annum	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 190.000 κυβικών μέτρων (cm).
26	Fos Cavaou LNG Terminal (E.E - Γαλλία)	6,15 million tons/annum.	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 110.000 κυβικών μέτρων (cm).
27	Montoir De Bretagne LNG Terminal (E.E - Γαλλία)	12,21 million tons/annum	(4) δεξαμενές αποθήκευσης των 120.000 κυβικών μέτρων (cm).
28	Adriatic Rovigo LNG Terminal (E.E - Ιταλία)	5,92 million tons/annum	(2) δεξαμενές αποθήκευσης των 125.000 κυβικών μέτρων (cm).
29	Sagunto LNG Terminal (E.E - Ισπανία)	7.6 million tons/annum	(4) δεξαμενές αποθήκευσης των 150.000 κυβικών μέτρων (cm).
30	Grain LNG Terminal (E.E - Βρετανία)	14.8 million tons/annum	(8) δεξαμενές αποθήκευσης, 960.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.

31	South Hook LNG Terminal (E.E - Βρετανία)	15.6 million tons/annum	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 155.000 κυβικών μέτρων (cm).
	Gate LNG Terminal (E.E - Ολλανδία)	8,8 million tons/annum.	(4) δεξαμενές αποθήκευσης των 180.000 κυβικών μέτρων (cm).
33	Sines LNG Terminal (E.E - Πορτογαλία)	9.0 million tons/annum	(3) δεξαμενές αποθήκευσης, 390.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
34	Costa Azul LNG Terminal (Αμερική - Μεξικό)	7.5 million tons/annum	(2) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm).

Στη συνέχεια με τη βοήθεια της συγκριτικής ανάλυσης, για το ποιά, από τα ανωτέρω τριαντατέσσερα (34) μεγάλα τερματικά, ανήκουν στη κατηγορία, μέγα τερματικά εισαγωγής LNG. Η υψηλότερη οριοθέτηση κατωφλίου, συνίσταται στις εξής τιμές των εν λόγω τεχνικών χαρακτηριστικών :

- A. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης μεγαλύτερη ή ίση των 10.0 million tons/annum, ή,
- B. αποθηκευτική δυνατότητα μεγαλύτερη ή ίση των 1.000.000 κυβικών μέτρων (cm).

Με την οριοθέτηση του δεύτερου κατωφλίου, από τα τριαντατέσσερα (34) μεγάλα τερματικά εισαγωγής LNG, με τη βοήθεια της συγκριτικής ανάλυσης, καταλήγουμε σε δεκαέξι (16) μέγα τερματικά εισαγωγής LNG, όπως παρακάτω :

- A. Κίνα δύο (2) : Guangdong Dapeng LNG Terminal, Jiangsu LNG Terminal
- B. Ινδία τρία (3) : Dabhol LNG Terminal, Dahej LNG Terminal, Hazira LNG Terminal.
- Γ. Ιαπωνία τρία (3) : Sodegaura LNG Terminal, Negishi LNG Terminal, Senboku II LNG Terminal.
- Δ. Ταϊλάνδη ένα (1) : Map Ta Phut LNG Terminal.
- Ε. Νότια Κορέα τέσσερα (4) : Incheon LNG Terminal, Pyeongtaek LNG Terminal, Samcheok LNG Terminal, Tongyoung LNG Terminal.
- ΣΤ. Γαλλία ένα (1) : Montoir De Bretagne LNG Terminal.
- Z. Βρετανία δύο (2) : Grain LNG Terminal, South Hook LNG Terminal.

Πίνακας 5.2: Συγκεντρωτικός Πίνακας των Μέγα Τερματικών Εισαγωγής

	ΜΕΓΑ ΤΕΡΜΑΤΙΚΑ ΕΙΣΑΓΩΓΗΣ (Σύνολο 16 εκ των οποίων 13 Ασία, 3 Ε.Ε.)	Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης μεγαλύτερη ή ίση των <u>10.0</u> million tons/annum.	Αποθηκευτική δυνατότητα μεγαλύτερη ή ίση των 1.000.000 κυβικών μέτρων (cm).
1	Guangdong Dapeng LNG Terminal (Ασία - Κίνα)	Φάση 2: 12.0 million tons/annum	(4) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm)
2	Jiangsu LNG Terminal (Ασία - Κίνα)	Φάση 3: 10.0 million tons/annum.	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm).
3	Dabhol LNG Terminal (Ασία - Ινδία)	Φάση 2: 10.0 million tons/annum	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm).
4	Dahej LNG Terminal (Ασία - Ινδία)	Φάση 2: 15.0 million tons/annum	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 148.000 κυβικών μέτρων (cm).
5	Hazira LNG Terminal (Ασία - Ινδία)	Φάση 3: 10.0 million tons/annum	(2) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm)
6	Sodegaura LNG Terminal (Ασία - Ιαπωνία)	10.38 million tons/annum	(35) δεξαμενές αποθήκευσης, 2.660.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
7	Negishi LNG Terminal (Ασία - Ιαπωνία)	10.38 million tons/annum	(16) δεξαμενές αποθήκευσης, 1.250.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
8	Senboku II LNG Terminal (Ασία - Ιαπωνία)	-	(18) δεξαμενές αποθήκευσης, 1.510.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
9	Map Ta Phut LNG Terminal (Ασία - Ταϊλάνδη)	Φάση 2: 10.0 million tons/annum.	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm).
10	Incheon LNG Terminal (Ασία - Νότια Κορέα)	14 million tons/annum	(22) δεξαμενές αποθήκευσης, 3.000.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
11	Pyeongtaek LNG Terminal (Ασία - Νότια Κορέα)	-	(23) δεξαμενές αποθήκευσης, 2.160.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
12	Samcheok LNG Terminal (Ασία - Νότια Κορέα)	-	(12) δεξαμενές αποθήκευσης των 200.000 κυβικών μέτρων (cm).
13	Tongyoung LNG Terminal (Ασία - Νότια Κορέα)	-	(14) δεξαμενές αποθήκευσης, 2.080.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
14	Montoir De Bretagne LNG Terminal (Ε.Ε - Γαλλία)	Φάση 3: 12,21 million tons/annum	(4) δεξαμενές αποθήκευσης των 120.000 κυβικών μέτρων (cm).

15	Grain LNG Terminal (E.E - Βρετανία)	14.8 million tons/annum	(8) δεξαμενές αποθήκευσης, 960.000 κυβικά μέτρα(cm) σύνολο.
16	South Hook LNG Terminal (E.E - Βρετανία)	Φάση 2: 15.6 million tons/annum	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 155.000 κυβικών μέτρων (cm).

5.2 Συγκριτική παρουσίαση των μεγαλύτερων λιμένων και τερματικών σταθμών LNG εξαγωγής παγκοσμίως

Προκειμένου να καταστεί εφικτή μια συγκριτική παρουσίαση των μεγαλύτερων λιμένων και τερματικών σταθμών εξαγωγής LNG παγκοσμίως, εκτιμάται ότι πρέπει να ληφθεί υπόψη το κάτωθι πλαίσιο έρευνας, που συνίσταται στα εξής :

A. Το θαλάσσιο εμπόριο του LNG, εκκινεί από τις χώρες εξαγωγής, που βρίσκονται κατά βάση στη Μέση Ανατολή, (όπως Κατάρ, Ομάν, Η.Α.Ε (Αμπού Ντάμπι), Υεμένη μελλοντικά Ιράν), στην Αφρική (όπως Αλγερία, Αίγυπτος, Νιγηρία, Αγκόλα και μελλοντικά από Μοζαμβίκη και Τανζανία), στη νότιο ανατολική Ασία, (όπως Μαλαισία, Ινδονησία, Μπρουνέι, Παπούα Νέα Γουϊνέα), στην Αυστραλία, στην Ευρώπη (Νορβηγία και Ρωσία) και στην Αμερική (όπως Τρινιδάδ και Τομπάγκο, Περού και μελλοντικά Η.Π.Α. και Καναδάς λόγω του σχιστολιθικού αερίου (shale gas)).

B. Το σύνολο των τερματικών σταθμών εξαγωγής LNG παγκοσμίως

Γ. Τη μεθοδολογία της βιβλιογραφικής και διαδικτυακής ανασκόπησης σε συνδυασμό με τη συγκριτική ανάλυση.

Σε σχέση με το ανωτέρω πλαίσιο έρευνας και θεωρώντας ως πολύ σημαντικά τεχνικά χαρακτηριστικά, για ένα τερματικό σταθμό εξαγωγής LNG, αφενός την ετήσια δυνατότητα υγροποίησης και αφετέρου τις αποθηκευτικές δυνατότητες του, εκτιμάται ως προσφορότερη μέθοδος σύγκρισης, μία πρώτη οριοθέτηση ενός κατωφλίου που θα συνίσταται στις εξής τιμές, των εν λόγω τεχνικών χαρακτηριστικών :

A. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης μεγαλύτερη ή ίση των 7.0 million tons/annum, ή,

B. Αποθηκευτική δυνατότητα μεγαλύτερη ή ίση των 190.000 κυβικών μέτρων (cm)

Τα συγκεκριμένα τεχνικά χαρακτηριστικά, αναδεικνύουν το βαθμό δυναμικότητας αναφορικά με τη διαχείριση φορτίων LNG και επομένως την εμπορικότητα του κάθε κάθε τερματικού σταθμού εξαγωγής LNG.

Η θέσπιση του ανωτέρου κατωφλίου, με τη βοήθεια της συγκριτικής ανάλυσης μας οδηγεί στο συμπέρασμα ότι υφίστανται παγκοσμίως δεκαοχτώ (18) μεγάλοι τερματικοί σταθμοί εξαγωγής LNG, (Μέση Ανατολή 6, νοτιοανατολική Ασία 5, Αυστραλία 2, Αφρική 2, Αμερική 2, Ρωσία 1), των οποίων τα επιμέρους χαρακτηριστικά παρουσιάζονται αναλυτικά παρακάτω.

A. ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΑΣΙΑ

1. Arun LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Pertamina 55%, ExxonMobil 30% και κοινοπραξία Ιαπώνων πελατών 15%, β. Ιστότοπος : <http://www.arunlng.co.id/γ>. Τοποθεσία : Βόρεια Σουμάτρα, (Βόρειο δυτική Ινδονησία), δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 12.5 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Πέντε (5) δεξαμενές αποθήκευσης των 127.200 κυβικών μέτρων (cm), β. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Έξι (6),“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG,γ. Κατασκευαστές : Bechtel, Chiyoda Chemical Engineering and Construction Co Ltd, Mitsubishi Corporation, PT Purna Bina Indonesia, JGC Corporation.

Προμηθευτές : Exxon από την επένδυση στα πεδία Arun Field in Nanggroe Aceh Darussalam Province, South Lhoksukon A and D, The North Sumatra Offshore Gas Field. Πελάτες : Ιαπωνία. Μετά το 2014 πρόκειται να μετατραπεί σε τερματικό εισαγωγής καθώς τα αποθέματα του φυσικού αερίου της Ινδονησίας εξαντλούνται.

2. Bontang LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Badak LNG, β. Ιστότοπος : <http://www.badaklng.co.id/γ>. Τοποθεσία : Bontang (Ανατολικό Βόρνεο, κεντρική Ινδονησία)δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 22.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : δεξαμενές αποθήκευσης των 636.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : τρεις (3) θέσεις παραβολής για πλοία μεταφοράς LNG.γ. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Οκτώ (8),“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.

Προμηθευτές : Chevron.

Πελάτες : INPEX, Total E&P Indonesie

3. Brunei LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Brunei LNG, Government of Brunei, Shell, Mitsubishiβ. Ιστότοπος : <http://www.blng.com.bn/>, γ. Τοποθεσία : Lumut, Brunei (Βόρεια νήσου Βόρνεο), δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 7.2 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3) δεξαμενές αποθήκευσης των 65.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Πέντε (5),“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.

Προμηθευτές : Από τα πεδία : South West Ampa Gas Field, Fairley Oil και Gas Field, Gannet Oil και Gas Field, Champion Oil Field, Egret, Iron Duke Oil Field, Maharaja Lela Gas Field και Jamallul Alam

Πελάτες : Ιαπωνία (Osaka Gas, Tokyo Gas και Tokyo Electric), Κορέα (Kogas).

4. Malaysia LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Petronas, β. Ιστότοπος : <http://www.petronas.com.my/>. Τοποθεσία : Bintulu, Sarawak, Μαλαισία, (Βόρεια νήσου Βόρνεο))δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : Φάση 1: 23.0 million tons/annum & Φάση 2: 3.6 million tons/annum¹⁷⁵.

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Πέντε (5),“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.β. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτες για πλοία όλων των κλάσεων μεταφοράς LNG από 10.000 έως 260.000 κυβικών μέτρων. επομένως μπορούν να προσεγγίσουν και

πλοία κλάσης Q-Flex και Q-Max.γ. Κατασκευαστές : Foster Wheeler, Chiyoda, Saipem, Linde.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής: Helang Gas Field, Serai Gas Field, Jintan Gas Field.

Πελάτες : Ιαπωνία, Νότια Κορέα, Ταϊβάν και από το 2007, με Shanghai LNG Company Ltd.

5. Tangguh LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες : □ α. Ιδιοκτησία : BP Indonesia, 37.16%, MI Berau B.V. 16.3 %, CNOOC Ltd. 13.9 %, Nippon Oil Exploration (Berau) Ltd. 12.23 %, KG Berau/KG Wiriagar 10 %, LNG Japan Corporation 7.35 % και Talisman 3.06 %. □ β. Ιστότοπος : <http://www.bp.com/>, γ. Τοποθεσία : Teluk Bintuni, Επαρχία Papua, (Ανατολική Ινδονησία), δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 7.6 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Δύο (2) δεξαμενές αποθήκευσης των 170.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Δύο (2)+1, “trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.

γ. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτα για πλοία μεταφοράς LNG έως 140.000 κυβικών μέτρων, δ. Κατασκευαστές : Kellogg Brown & Root, JGC, PT Pertamina

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής.

Πελάτες : Κίνα : CNOOC (Fujian Lng Terminal), Ν. Κορέα : POSCO και K-Power (Gwangyang Lng Terminal), Η.Π.Α. – Μεξικό : Sempra Energy LNG Corp. (Cameron Lng Terminal και Costa Azul Lng Terminal), Ιαπωνία : Tohoku Electric Power Co.

6. Sakhalin II LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες : α. Ιδιοκτησία : Sakhalin Energy, (Gazprom 50%+1 μετοχή, Shell 27.5%, Mitsui 12.5%, Mitsubishi 10%), β. Ιστότοπος : <http://www.sakhalinenergy.ru/>. Τοποθεσία : Νήσος Σαχαλίνη, (Ανατολική Ρωσία) δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : από 9.0 έως 10.9 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Δύο (2) δεξαμενές αποθήκευσης των 100.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Δύο (2), “trains”

(εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG, γ. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Προβλήτα για πλοία μεταφοράς LNG έως 140.000 κυβικών μέτρων.δ. Κατασκευαστές : Fluor, Chiyoda Corporation, Toyo Engineering Corporation, KhimEnergo Consortium, NIPIGaspererabotka, CB&I 180.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής

Πελάτες : Ιαπωνία (Osaka Gas, Chubu Electric).

B. ΑΥΣΤΡΑΛΙΑ

1. North West Shelf LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : (BHP Billiton Petroleum, BP, Chevron , Japan Australia LNG , Shell and Woodside), β. Ιστότοπος : <http://www.nwsalng.com.au/>γ. Τοποθεσία : 1260 χλμ βόρεια του Πέρθ, (Δυτική Αυστραλία)δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 16.3 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Πέντε (5),“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.β. Κατασκευαστές : Worley Parsons, Foster Wheeler, McDermott. Αποτελεί τη μεγαλύτερη ενεργειακή επένδυση της Αυστραλίας.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής.

Πελάτες : Ιαπωνία (Chubu Electric Power Company, Chugoku Electric Power Company, Kansai Electric Power Company, Kyushu Electric Power Company, Osaka Gas Co., Toho Gas Co., Tohoku Electric Power Company, Tokyo Electric Power Company, Tokyo Gas Co. και Shizuoka Gas Co), Κίνα (Guangdong Dapeng Lng Terminal) και Νότια Κορέα (Korea Gas Corporation).

2. Gorgon LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Chevron (47 %), ExxonMobil (25 %), Shell (25 %), Osaka Gas (1.25 %), Tokyo Gas (1%), Chubu Electric Power Company (0.417 %).β. Ιστότοπος:<http://www.chevronaustralia.com/ourbusinesses/gorgon.aspx> γ. Τοποθεσία : Νήσος Barrow, (Δυτική Αυστραλία) δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 15.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Τρία (3),“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.β. Κατασκευαστές : KBR, JGC, Clough and Hatch, CB&I, Hyundai Heavy Industries, Ausgroup. Ολοκλήρωση της ενεργειακής επένδυσης το 2014.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής

Πελάτες : Ιαπωνία (Kyushu Electric, JX Nippon Oil & Energy Corporation, Osaka Gas Co. Κίνα (Petrochina)

Γ. ΑΜΕΡΙΚΗ

1. Sabine Pass LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Cheniere Energy Partners β. Ιστότοπος : <http://www.cheniereenergypartners.com/>γ. Τοποθεσία : Λουϊζιάνα, (νότια Η.Π.Α.), δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : Φάση 1: 18.0 million tons/annum & Φάση 2: 9.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Τρεις (3)+Δύο (2) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm),β. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Τέσσερα(4)+Δύο(2),“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.γ. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Δύο θέσεις παραβολής για πλοία μεταφοράς LNG έως 250.000 κυβικών μέτρων.δ. Κατασκευαστές : Bechtel, GE Oil & Gas

Προμηθευτές : Από το δίκτυο αγωγών φυσικού αερίου των Η.Π.Α.

Πελάτες : EDF, Basic Energy (Dominican Republic), BG Group, Gas Natural Fenosa, KOGAS, Centrica.

2. Atlantic Pass LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Atlantic LNG (BP, BG, Repsol, Summer Soca LNG Liquefaction S.A (θυγατρική της China Investment Corporation), National Gas Company of Trinidad and Tobago (NGC), β. Ιστότοπος : <http://www.atlanticlng.com/>γ. Τοποθεσία :

Τρινιντάντ και Τομπάγκο, (Καραϊβική)δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 14.8 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Τέσσερα (4)“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.β. Κατασκευαστές : Bechtel.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής.

Πελάτες : Αμερική, Ευρώπη και Ασία.

Δ. ΑΦΡΙΚΗ

1. Elng Idco LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Egyptian Lng, β. Ιστότοπος : <http://www.egyptianlng.com/>γ. Τοποθεσία : 50χλμ ανατολικά της Αλεξάνδρειας, (Αίγυπτος)δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 7.2 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Δύο(2),“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.β. Κατασκευαστές : Bechtel.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής.

Πελάτες : Gaz de France, BG Gas Marketing

2. Nigeria Idco LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Nigeria LNG Limited (Nigerian National Petroleum Corporation-NNPC (49%), Shell Gas BV (25,6%), Total Fina Elf (15%), Agip (10,4%).β. Ιστότοπος : <http://www.nlng.com/>, γ. Τοποθεσία : Finima, Νήσος Bonny, (Νότιο δυτική Νιγηρία), δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 22.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Έξι (6),“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG, β. Κατασκευαστές : Technip, Snamprogetti, M.V. Kellog, Japan Gas Corporation (TSKJ),

ΚΒΡ.γ. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Δύο θέσεις παραβολής για πλοία μεταφοράς LNG.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής.

Πελάτες : ευρύτερη περιοχή, Ευρώπη, Αμερική.

E. ΜΕΣΗ ΑΝΑΤΟΛΗ

1 Adgas Das Island LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : ADGAS, β. Ιστότοπος : <http://www.adgas.com/> γ. Τοποθεσία : Αμπού Ντάμπι, (Η.Α.Ε)δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 8.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Τρία (3),“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.β. Κατασκευαστές : CB&I.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής.

Πελάτες : κυρίως η Tokyo Electric Power Company (TEPCO), και φορτία από τη Spot αγορά για εταιρείες στην Ε.Ε., Η.Π.Α. και Ν. Κορέα.

2 Qatargas 1 Ras Laffan LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Qatargas (Qatar Petroleum 65%, ExxonMobil 10%, Total 10%, Mitsui 7.5%, Marubeni 7.5%), β. Ιστότοπος : <http://www.qatargas.com.qa/> γ. Τοποθεσία : Ras Laffan, (Κατάρ), δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 10.0 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Τρία (3),“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής.

Πελάτες : κυρίως η Tokyo Electric Power Company (TEPCO), και η Ισπανία.

3 Qatargas 2 Ras Laffan LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Qatar Petroleum 70%, ExxonMobil 30% β. Ιστότοπος : <http://www.qatargas.com.qa/>, γ. Τοποθεσία : Ras Laffan, (Κατάρ)δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 15.6 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Αποθηκευτικές δυνατότητες : Πέντε (5) δεξαμενές αποθήκευσης των 145.000 κυβικών μέτρων (cm), β. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Δύο (2),“trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG. γ. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Μία θέση παραβολής για πλοία μεταφοράς LNG έως 260.000 κυβικών μέτρων, δ. Κατασκευαστές : Chiyoda Corporation, Technip.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής.

Πελάτες : κυρίως το South Hook LNG Terminal στη Βρετανία.

4 Qatargas 3 Ras Laffan LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Qatar Petroleum 68.5%, ConocoPhillips 30%, Mitsui & Co. Ltd 1.5%, β. Ιστότοπος : <http://www.qatargas.com.qa/>, γ. Τοποθεσία : Ras Laffan, (Κατάρ)δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 7.8 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Ένα (1),“train” (εγκατάσταση γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG, β. Κατασκευαστές : Chiyoda Corporation, Technip,γ. Δυναμικότητα παραλαβής φορτίων : Μία θέση παραβολής για πλοία μεταφοράς LNG έως 260.000 κυβικών μέτρων.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής.

Πελάτες : κυρίως Η.Π.Α., Βρετανία, Κίνα, Ινδία και Ντουμπάι.

5 Qatargas 4 Ras Laffan LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : Qatar Petroleum 70%, Shell 30%, β. Ιστότοπος : <http://www.qatargas.com.qa/>, γ. Τοποθεσία : Ras Laffan, (Κατάρ)δ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 7.8 million tons/annum.

Τεχνικές λεπτομέρειες :α. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Ένα (1),“train” (εγκατάσταση γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG.β. Κατασκευαστές : Chiyoda Corporation, Technip.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής

Πελάτες : κυρίως Η.Π.Α.

6 Rasgas LNG Terminal

Γενικές πληροφορίες :α. Ιδιοκτησία : RasGas (Qatar Petroleum & Exxon), β. Ιστότοπος : <http://www.rasgas.com/>, γ. Τοποθεσία :Κατάρδ. Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης : 28.5 million tons/annum

Τεχνικές λεπτομέρειες : α. Υγροποίηση Φυσικού Αερίου : Επτά (7), “trains” (εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης), στα τερματικά εξαγωγής και φόρτωση στα πλοία LNG, β. Κατασκευαστές : Chiyoda Corporation, Snamprogetti204.

Προμηθευτές : Από τα πεδία της ευρύτερης περιοχής.

Πελάτες : Νότια Κορέα (KOGAS), Ινδία (PETRONET LNG (PLL)), Ιταλία (EDISON GAS), Ταϊβάν (CHINESE PETROLEUM CORPORATION (CPC)), Ισπανία (ENDESA GENERACION), Βέλγιο (DISTRIGAS), Βέλγιο (Fluxys Zeebrugge LNG Terminal).

Πίνακας 5.3: Συγκεντρωτικός Πίνακας των Μεγάλων Τερματικών Εξαγωγής

	ΜΕΓΑΛΑ ΤΕΡΜΑΤΙΚΑ ΕΞΑΓΩΓΗΣ (Σύνολο 18 εκ των οποίων 11 Ασία, 2 Αφρική, 2 Αυστραλία, 2 Αμερική, 1 Ρωσία)	Ετήσια δυνατότητα υγροποίησης μεγαλύτερη ή ίση των 7.0 million tons/annum	Αποθηκευτική δυνατότητα μεγαλύτερη ή ίση των 190.000 κυβικών μέτρων (cm)
1	Arun LNG Terminal (Ασία - Ινδονησία)	12.5 million tons/annum	(5) δεξαμενές αποθήκευσης των 127.200 κυβικών μέτρων (cm).
2	Bontang LNG Terminal (Ασία - Ινδονησία)	22.0 million tons/annum	δεξαμενές αποθήκευσης των 636.000 κυβικών μέτρων (cm) σύνολο.
3	Tangguh LNG Terminal (Ασία - Ινδονησία)	7.6 million tons/annum	(2) δεξαμενές αποθήκευσης των 170.000 κυβικών μέτρων (cm).
4	Malaysia LNG Terminal (Ασία - Μαλαισία)	23.0 million tons/annum	-

5	Brunei LNG Terminal (Ασία - Μπρουνέι)	7.2 million tons/annum	(3) δεξαμενές αποθήκευσης των 65.000 κυβικών μέτρων (cm).
6	Sakhalin II LNG Terminal (Ρωσία)	10.9 million tons/annum	(2) δεξαμενές αποθήκευσης των 100.000 κυβικών μέτρων (cm).
7	North West Shelf LNG Terminal (Αυστραλία)	16.3 million tons/annum	-
8	Gorgon LNG Terminal (Αυστραλία)	15.0 million tons/annum	-
9	Sabine Pass LNG Terminal (Αμερική – Η.Π.Α.)	18.0 million tons/annum + 9.0 million tons/annum	(3)+(2) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm)
10	Atlantic Pass LNG Terminal (Αμερική – Τρινιντάντ & Τομπάγκο)	14.8 million tons/annum	-
11	Elng Idco LNG Terminal (Αφρική - Αίγυπτος)	7.2 million tons/annum	-
12	Nigeria Idco LNG Terminal (Αφρική - Νιγηρία)	22.0 million tons/annum	-
13	Adgas Das Island LNG Terminal (Ασία – Η.Α.Ε.)	8.0 million tons/annum	-
14	Qatargas 1 Ras Laffan LNG Terminal (Ασία - Κατάρ)	10.0 million tons/annum	-
15	Qatargas 2 Ras Laffan LNG Terminal (Ασία - Κατάρ)	15.6 million tons/annum	(5) δεξαμενές αποθήκευσης των 145.000 κυβικών μέτρων (cm)
16	Qatargas 3 Ras Laffan LNG Terminal (Ασία - Κατάρ)	7.8 million tons/annum	-
17	Qatargas 4 Ras Laffan LNG Terminal (Ασία - Κατάρ)	7.8 million tons/annum	-
18	Rasgas LNG Terminal (Ασία - Κατάρ)	28.5 million tons/annum	-

Στη συνέχεια θα μπορούσαμε να αποφανθούμε με τη βοήθεια της συγκριτικής ανάλυσης, για το ποιοί, από τους ανωτέρω λιμένες, ανήκουν στη κατηγορία, μέγα τερματικά εξαγωγής LNG. Η υψηλότερη οριοθέτηση καταφλίου, συνίσταται στις εξής τιμές των εν λόγω τεχνικών χαρακτηριστικών :

A. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης μεγαλύτερη ή ίση των 14.0 million tons/annum, ή,

B. αποθηκευτική δυνατότητα μεγαλύτερη ή ίση των 600.000 κυβικών μέτρων (cm).

Με την οριοθέτηση του δεύτερου κατωφλίου, από τα δεκαοκτώ (18) μεγάλα τερματικά εισαγωγής LNG, καταλήγουμε με τη βοήθεια της συγκριτικής ανάλυσης σε εννέα (9) μέγα τερματικά εξαγωγής LNG, όπως παρακάτω :

A. Ινδονησία ένα (1) : Bontang LNG Terminal

B. Μαλαισία ένα (1) : Malaysia LNG Terminal

Γ. Αυστραλία δύο (2) : North West Shelf LNG Terminal, Gorgon LNG Terminal

Δ. Αμερική δύο (2) : Sabine Pass LNG Terminal, Atlantic Pass LNG Terminal.

E. Νιγηρία ένα (1) : Nigeria Idco LNG Terminal

ΣΤ. Κατάρ δύο (2) : Qatargas 2 Ras Laffan LNG Terminal, Rasgas LNG Terminal.

Πίνακας 5.4: Συγκεντρωτικός Πίνακας των Μέγα Τερματικών Εισαγωγής

	ΜΕΓΑ ΤΕΡΜΑΤΙΚΑ ΕΞΑΓΩΓΗΣ (Σύνολο 9 εκ των οποίων 4 Ασία, 1 Αφρική, 2 Αυστραλία, 2 Αμερική)	Ετήσια δυνατότητα υ- γροποίησης μεγαλύτερη ή ίση των <u>14.0</u> million tons/annum.	Αποθηκευτική δυνατότητα μεγαλύτερη ή ίση των 600.000 κυβικών μέτρων (cm).
1	Bontang LNG Terminal (Ασία - Ινδονησία)	22.0 million tons/annum	δεξαμενές αποθήκευσης των 636.000 κυβικών μέτρων (cm) σύνολο.
2	Malaysia LNG Terminal (Ασία - Μαλαισία)	Φάση 1: 23.0 million tons/annum	-
3	North West Shelf LNG Terminal (Αυστραλία)	16.3 million tons/annum	-
4	Gorgon LNG Terminal (Αυστραλία)	15.0 million tons/annum	-
5	Sabine Pass LNG Terminal (Αμερική – Η.Π.Α.)	Φάση 1: 18.0 million tons/annum + Φάση 2: 9.0 million tons/annum	(3)+(2) δεξαμενές αποθήκευσης των 160.000 κυβικών μέτρων (cm)
6	Atlantic Pass LNG Terminal (Αμερική – Τρινιντάντ & Τομπάγκο)	14.8 million tons/annum	-
7	Nigeria Idco LNG Terminal		-
	Αφρική	22.0 million tons/annum	-

8	Qatargas 2 Ras Laffan LNG Terminal (Ασία - Κατάρ)	15.6 million tons/annum	(5) δεξαμενές αποθή- κευσης των 145.000 κυβικών μέτρων (cm)
9	Rasgas LNG Terminal (Ασία - Κατάρ)	28.5 million tons/annum	-

5.3 Σταθμός υγροποιημένου φυσικού αερίου Ρεβυθούσας

Ο Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) Ρεβυθούσας αποτελεί μια από τις σημαντικότερες εθνικές υποδομές της χώρας μας. Συγκαταλέγεται στους δεκατρείς (13) αντίστοιχους σταθμούς υγροποιημένου φυσικού αερίου, που λειτουργούν σήμερα σε όλο το χώρο της Μεσογείου και της Ευρώπης. Ο Σταθμός είναι εγκατεστημένος στη νήσο Ρεβυθούσα, 500 μέτρα περίπου από την ακτή της Αγίας Τριάδας, στον κόλπο Πάχης Μεγάρων, 45 χλμ. δυτικά της Αθήνας.

Ο Σταθμός LNG σχεδιάστηκε και λειτουργεί, σύμφωνα με τις αυστηρότερες προδιαγραφές ασφαλείας τόσο για τους εργαζομένους στο νησί όσο και για τους κατοίκους των γύρω περιοχών. Η τεχνολογία επεξεργασίας του LNG που χρησιμοποιείται είναι φιλική προς το περιβάλλον και τηρείται αυστηρά η Ελληνική και Ευρωπαϊκή νομοθεσία. Η διατήρηση των υψηλών προδιαγραφών ασφαλείας και σεβασμού προς το περιβάλλον ελέγχονται και πιστοποιούνται διαρκώς από ανεξάρτητους φορείς, καθώς ο Σταθμός είναι πιστοποιημένος κατά τα πρότυπα OHSAS 18001 και ISO 14001.

Σε όλα αυτά τα χρόνια λειτουργίας του έχουν παραληφθεί πάνω από 300 φορτία LNG, που φθάνουν στη χώρα μας με δεξαμενόπλοια και αποθηκεύονται προσωρινά στις δύο δεξαμενές συνολικής χωρητικότητας 130.000 κ.μ. ενώ στη συνέχεια, το LNG μετατρέπεται ξανά σε αέριο στις ειδικές εγκαταστάσεις αεριοποίησης του Σταθμού, και τροφοδοτεί το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου.

Ο παραπάνω Τερματικός Σταθμός αποτελεί ένα σπουδαίο ενεργειακό κεφάλαιο για την Ελλάδα, αφού παρέχει ασφάλεια ενεργειακής τροφοδοσίας, λειτουργική ευελιξία στο σύστημα μεταφοράς και αποτελεί μια μεγάλη ενεργειακή επένδυση. Τον Οκτώβριο του 2007, αναβαθμίστηκε ο Τερματικός Σταθμός LNG Ρεβυθούσας (1η φάση αναβάθμισης),

αυξάνοντας τη δυναμικότητα παραλαβής φορτίων αλλά και τη δυνατότητα αεριοποίησής του

Ο σταθμός μπορεί πλέον να υποδέχεται μεγαλύτερα δεξαμενόπλοια και να παραλαμβάνει γρήγορα και αποτελεσματικά διπλάσιες ποσότητες αερίου. Η αδιάλειπτη δυναμικότητα αεριοποίησης τριπλασιάστηκε από 271 κ.μ. LNG την ώρα, πριν την αναβάθμισή του, σε 1.000 κ.μ παρέχοντας του τη δυνατότητα να επεξεργάζεται τριπλάσιες ποσότητες LNG και να τροφοδοτεί το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς με 5,2 – 5,3 δις. κ.μ. φυσικό αέριο ετησίως .

Τον Απρίλιο του 2009, ο στρατηγικός ρόλος του Σταθμού LNG ενισχύθηκε ακόμη περισσότερο με το πέρας των εργασιών εγκατάστασης και λειτουργίας της Μονάδας Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ). Η μονάδα ΣΗΘΥΑ με το φυσικό αέριο ως καύσιμο, εξασφαλίζει ηλεκτρική αυτονομία και επάρκεια 13MW στο παραπάνω Τερματικό Σταθμό. Επιπροσθέτως, η δυνατότητα ανάκτησης θερμικής ενέργειας (14MW) και η χρήση της στη διεργασία αεριοποίησης του LNG αυξάνει το βαθμό απόδοσης της μονάδας περίπου κατά 89%, συμβάλλοντας έτσι στην εξοικονόμηση ενεργειακών πόρων και στην προστασία του περιβάλλοντος, παρέχοντας σημαντικά οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη .

Εν όψει της 2ης Φάσης Αναβάθμισης του Σταθμού LNG Ρεβυθούσας, ολοκληρώθηκε η μελέτη σκοπιμότητας για την κατασκευή της 3ης δεξαμενής αποθήκευσης LNG με παράλληλη αύξηση της δυναμικότητας αεριοποίησης. Η τρίτη δεξαμενή θα έχει χωρητικότητα 95.000 κ.μ LNG και θα αυξήσει τη συνολική αποθηκευτική ικανότητα του Σταθμού σε 225.000 κ.μ. LNG από 130.000 κ.μ. LNG που είναι σήμερα. Η δυναμικότητα αεριοποίησης θα αυξηθεί σε 1.400 κ.μ. LNG την ώρα από 1.000 κ.μ. που είναι σήμερα .

Εικόνα 5.1: Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου Ρεβυθούσας



Πηγή: www.desfa.gr

5.3.1 Εγκαταστάσεις αποθήκευσης

Οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης του LNG στη Ρεβυθούσα περιλαμβάνουν:

- Δύο Δεξαμενές Αποθήκευσης συνολικής χωρητικότητας 130.000κ.μ(65.000 κ.μ. έκαστη)
- Εγκαταστάσεις Ελλιμενισμού Δεξαμενοπλοίων
- Κρυογενικές Εγκαταστάσεις
- Αεριοποιητές, για την επαναεριοποίηση του LNG και την τροφοδοσία του συστήματος μεταφοράς.
- Δύο αγωγούς διασύνδεσης της Ρεβυθούσας με το σύστημα μεταφοράς.
- Ναυλωμένο δεξαμενόπλοιο χωρητικότητας 29,500 κ.μ. LNG.

Η Ελλάδα μπορεί να εκμεταλλευτεί τη σημαντική γεωστρατηγική θέση της στην ευρύτερη περιοχή της νοτιοανατολικής Ευρώπης, δημιουργώντας μονάδες αποθήκευσης και επεξεργασίας LNG, προκειμένου να αποτελέσει σημείο αναφοράς στη διαρκώς εξελισσόμενη παγκόσμια αγορά LNG.

Σε μια διαρκώς αναπτυσσόμενη, με ιδιαίτερη δυναμική αγορά LNG, οι προκλήσεις σε παγκόσμιο επίπεδο, στις οποίες θα μπορούσε η χώρα μας να απαντήσει το επόμενο διάστημα, είναι πολλές, καθώς η ζήτηση στην Ευρώπη για φυσικό αέριο αφενός ακολουθεί σταθερά ανοδική πορεία, ενώ αφετέρου σε εξέλιξη βρίσκεται η διαδικασία επιλογής του αγωγού που θα μεταφέρει το φυσικό αέριο της Κασπίας στις ευρωπαϊκές αγορές. Η αγορά LNG στην Ευρώπη «βράζει», καθώς εκτιμάται πως έως το 2020 το 30% της κατανάλωσης φυσικού αερίου θα καλύπτεται από την αγορά του LNG.

Στο πλαίσιο αυτό, στόχος θα πρέπει να είναι η περαιτέρω ανάπτυξη των υποδομών LNG, ώστε η ευρωπαϊκή αγορά φυσικού αερίου, η οποία «παραδοσιακά» στηρίζεται στη Ρωσία και στις χώρες της Βόρειας Αφρικής και της Μέσης Ανατολής, να αποκτήσει εναλλακτικές πηγές τροφοδοσίας. Παράλληλα, η ταχέως αναπτυσσόμενη αγορά LNG, όπως εκτιμάται, αναμένεται να «σπάσει» μέσα στα επόμενα χρόνια τις τιμές του «μαύρου χρυσού» και του φυσικού αερίου, που διοχετεύεται στις αγορές μέσω των διαφορετικών αγωγών και αυτό διότι το LNG προσφέρει μεγαλύτερη ευελιξία από τους αγωγούς, καθώς επιτρέπει τη μεταφορά του φυσικού αερίου όπου υπάρχει αυξημένη ζήτηση, ενώ παράλληλα, ο εμπορικοί όροι είναι σαφώς πιο ανταγωνιστικοί καθώς δεν υπάρχει καμία δέσμευση που να είναι αποτέλεσμα μακροπρόθεσμης σύμβασης.

Την προσφορά καλύπτουν οι χώρες με μεγάλα αποθέματα φυσικού αερίου, όπως η Ρωσία, η Αλγερία, η Αυστραλία, η Ινδονησία, η Λιβύη, η Μαλαισία, η Νιγηρία και το Κατάρ. Σύμφωνα με επίσημα στοιχεία, σε ολόκληρο τον κόσμο υπάρχουν 60 τερματικοί σταθμοί υποδοχής LNG (Ιαπωνία, Νότια Κορέα, ΗΠΑ και Ευρώπη). Ο κύκλος του LNG αποτελείται από τέσσερα αλληλεξαρτώμενα στάδια, την εξόρυξη και παραγωγή, την υγροποίηση, τη μεταφορά από το σημείο υγροποίησης στον τελικό προορισμό και την παραλαβή, αποθήκευση και αεριοποίηση στον τελικό προορισμό.

6 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το θαλάσσιο εμπόριο του υγροποιημένου φυσικού αερίου, LNG (Liquefied natural gas), αποτελεί ένα τομέα, της βιομηχανίας των θαλάσσιων μεταφορών με μεγάλα περιθώρια ανάπτυξης. Η κάλυψη των ενεργειακών αναγκών παγκοσμίως, απαιτεί συνεχή προσπάθεια, καθώς η παγκόσμια ανάπτυξη διευρύνεται και εξαπλώνεται σε όλα τα μήκη και τα πλάτη του πλανήτη μας, με διαφορετικές ταχύτητες.

Η ανταγωνιστική τιμή του φυσικού αερίου, όσο και η «καθαρότερη» καύση του, σε σχέση με το πετρέλαιο και τον άνθρακα, αναμένεται να του προσδώσουν μεγαλύτερα ποσοστά στη παγκόσμια ενεργειακή «πίτα». Επίσης τα διαπιστωμένα παγκόσμια αποθέματα φυσικού αερίου είναι αρκετά, ώστε να καλύψουν και τις μελλοντικές ανάγκες, σε βάθος τουλάχιστον εξήντα (60) ετών περίπου.

Τα τελευταία είκοσι (20) έτη, αναπτύχθηκαν και ολοκληρώθηκαν μεγάλος αριθμός τερματικών και υποδομών διαχείρισης φυσικού αερίου, που προσέδωσαν πλέον στο εμπόριο του ενεργειακού αυτού πόρου, παγκόσμιο χαρακτήρα. Η Προσφορά και η Ζήτηση γι' αυτό το αγαθό εξαπλώθηκε σε μεγάλες γεωγραφικές περιοχές.

Νέες πανάκριβες επενδύσεις εξόρυξης φυσικού αερίου σε απομονωμένα υπεράκτια πεδία, ανοιχτά της Δυτικής Αφρικής (Αγκόλα και Νιγηρία κυρίως), Ανατολικής Αφρικής (Μοζαμβίκης κυρίως), Βραζιλίας, στον Αρκτικό Κύκλο (Ρωσία) και κυρίως στην Αυστραλία, εξασφαλίζουν την επέκταση της αγοράς του υγροποιημένου φυσικού αερίου, LNG (Liquefied natural gas), σε συνδυασμό και με την μελλοντική εξαγωγή του σχιστολιθικού φυσικού αερίου (Shale Gas) των Η.Π.Α., κυρίως στην Ασιατική αγορά.

Με τη σχετική ανάπτυξη του εμπορίου του φυσικού αερίου, καθώς σταθερά σε ετήσια βάση αυξάνεται η Ζήτηση γι' αυτό, αναπτύσσεται και η Παράγωγος Ζήτηση για τη θαλάσσια μεταφορά αυτού. Ωστόσο ο αριθμός των συμβαλλόμενων μερών, παραγωγών, καταναλωτών, εμπόρων και μεταφορέων είναι περιορισμένος, με αποτέλεσμα στη συγκεκριμένη αγορά να παρατηρούνται χαρακτηριστικά ολιγοπωλίου.

Ένα τέτοιο χαρακτηριστικό είναι η ύπαρξη περιφερειακών τιμολογήσεων :

Α. Ασιατικών αγορών, (και τιμολόγηση Ιαπωνίας), εδώ η τιμολόγηση του LNG, συνδέεται με τις τιμές του αργού πετρελαίου Βόρειας θάλασσας (Brent crude) και ειδικότερα στην Ιαπωνία

με το μέσο όρο των τιμών των εισαγόμενων φορτίων αργού πετρελαίου, γνωστό με την ονομασία JCC (Japan Crude Cocktail). Σημειώνεται ότι τα εν λόγω συμβόλαια που δεσμεύουν τα ενδιαφερόμενα μέρη είναι μακράς διάρκειας.

Β. Στις αγορές της ηπειρωτικής Ευρώπης, η τιμολόγηση του LNG, συνδέεται με τις τιμές των παραγώγων πετρελαίου και τις τιμές στα διαμετακομιστικά κέντρα LNG (hub prices) και εδώ τα συμβόλαια που δεσμεύουν τα ενδιαφερόμενα μέρη είναι κυρίως μακράς διάρκειας. Στη Βρετανία η τιμολόγηση του LNG είναι συνδεδεμένη με τη τιμή του φυσικού αερίου, γνωστό με την ονομασία NBP (National Balancing Point).

Γ. Αμερικάνικη τιμολόγηση, η τιμολόγηση του LNG είναι συνδεδεμένη με τη τιμή του φυσικού αερίου και τη τιμή στο διαμετακομιστικό κέντρο LNG, Henry Hub, γνωστό με την ονομασία Henry Hub pricing point (όπου συνδέονται δεκατρία (13) δίκτυα αγωγών φυσικού αερίου των Η.Π.Α.).

Το λειτουργικό κόστος των πλοίων, που χρησιμοποιούν χρόνια το υγροποιημένο φυσικό αέριο ως καύσιμο, μπορούμε να πούμε πως έχει μειωθεί αποδεδειγμένα. Μιλάμε, οπότε, για μια οικονομικά δελεαστική επιλογή.

Οι επενδύσεις στην εξόρυξη φυσικού αερίου εντείνονται καθώς η ζήτηση αυξάνεται. Επενδύσεις σε νέες μεθόδους εξόρυξης, όπως το σχιστολιθικό αέριο που είναι πολύ διαδεδομένο στις ΗΠΑ. Η αυξημένη παραγωγή, συνεπάγεται και μειωμένη τιμή σε σχέση με τους υγρούς υδρογονάνθρακες. Επενδύσεις γίνονται, επίσης, σε πλοία μεταφοράς υγροποιημένου φυσικού αερίου, σε τερματικούς σταθμούς για ανεφοδιασμό, αποθήκευση και μεταφορά.

Η ζήτηση πλέον του φυσικού αερίου και ως καύσιμο έχει οδηγήσει σε επενδύσεις και στα λιμάνια. Στις μέρες μας στα μεγαλύτερα λιμάνια παγκοσμίως υπάρχει η δυνατότητα ανεφοδιασμού φυσικού αερίου με διάφορα μέσα. Παρόλα αυτά, πολλά λιμάνια έχουν τη δυνατότητα άμεσου ανεφοδιασμού από τερματικά της ξηράς απευθείας στα πλοία και σε πολλά λιμάνια έχει αποφασισθεί η δημιουργία εγκαταστάσεων για ανεφοδιασμό πλοίων.

Στο κεφάλαιο 5 παρουσιάστηκαν οι μεγαλύτεροι λιμένες και τερματικοί σταθμοί LNG παγκοσμίως. Εκτιμήθηκε ότι για να καταστεί εφικτή η σύγκριση θα πρέπει οι τερματικοί σταθμοί να διαχωριστούν σε δύο κατηγορίες :

A. Λιμένες και τερματικοί σταθμοί εισαγωγής LNG, δηλαδή επαναεριοποίησης (Regasification) του υγροποιημένου φυσικού αερίου και διανομή του στην αγορά.

B. Λιμένες και τερματικοί σταθμοί εξαγωγής LNG, δηλαδή υγροποίησης φυσικού αερίου κατόπιν επεξεργασίας, σε κατάλληλες εγκαταστάσεις γραμμικής διάταξης, γνωστά ως τρένα, “trains”, που είναι και πιο δαπανηρές επενδύσεις, από τα τερματικά εισαγωγής.

Επίσης ελήφθη υπόψη ένα πλαίσιο της έρευνας, που συνίσταται στα κάτωθι :

A. Το θαλάσσιο εμπόριο του LNG, καταλήγει στις χώρες εισαγωγής, που βρίσκονται κατά βάση στην νότιο ανατολική Ασία, (όπως Ιαπωνία, Νότια Κορέα, Ταϊβάν, Κίνα, Ινδία, Ταϊλάνδη), που αποτελεί το 64% του σχετικού εμπορίου και κατά δεύτερο λόγο στην Ε.Ε. και λιγότερο στην Αμερικάνικη ήπειρο μετά τις εξελίξεις που σχετίζονται με το σχιστολιθικό αέριο (shale gas).

B. Το θαλάσσιο εμπόριο του LNG, εκκινεί από τις χώρες εξαγωγής, που βρίσκονται κατά βάση στη Μέση Ανατολή, (όπως Κατάρ, Ομάν, Η.Α.Ε., Υεμένη μελλοντικά Ιράν), στην Αφρική (όπως Αλγερία, Αίγυπτος, Νιγηρία, Αγκόλα και μελλοντικά από Μοζαμβίκη και Τανζανία), στη νότιο ανατολική Ασία, (όπως Μαλαισία, Ινδονησία, Μπρουνέι, Παπούα Νέα Γουϊνέα), στην Αυστραλία, στην Ευρώπη (Νορβηγία και Ρωσία) και στην Αμερική (όπως Τρινιντάντ και Τομπάγκο, Περού και μελλοντικά Η.Π.Α. και Καναδάς λόγω του σχιστολιθικού αερίου (shale gas)).

Γ. Το σύνολο των τερματικών σταθμών εισαγωγής και εξαγωγής LNG παγκοσμίως

Δ. Τη μεθοδολογία της βιβλιογραφικής και διαδικτυακής ανασκόπησης σε συνδυασμό με τη συγκριτική ανάλυση.

Σε σχέση με το ανωτέρω πλαίσιο έρευνας και θεωρώντας ως πολύ σημαντικά τεχνικά χαρακτηριστικά για ένα τερματικό σταθμό εισαγωγής LNG, αφενός την ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης και αφετέρου τις αποθηκευτικές δυνατότητες του, εκτιμήθηκε ως προσφορότερη μέθοδος σύγκρισης, μία πρώτη οριοθέτηση ενός κατωφλίου που συνίσταται στις εξής τιμές, των εν λόγω τεχνικών χαρακτηριστικών :

A. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης μεγαλύτερη ή ίση των 5.0 million tons/annum.

B. Αποθηκευτική δυνατότητα μεγαλύτερη ή ίση των 320.000 κυβικών μέτρων (cm).

Τα συγκεκριμένα τεχνικά χαρακτηριστικά, αναδεικνύουν το βαθμό δυναμικότητας αναφορικά με τη διαχείριση φορτίων LNG και επομένως την εμπορικότητα του κάθε κάθε τερματικού σταθμού εισαγωγής LNG και οδήγησαν στο συμπέρασμα, ότι υφίστανται παγκοσμίως τριαντατέσσερα (34) μεγάλα τερματικά, (Ασία 23, Ε.Ε. 10, Αμερική 1).

Εν συνεχεία προχωρώντας σε μία δεύτερη, υψηλότερη οριοθέτηση κατωφλίου, ήτοι :

A. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης μεγαλύτερη ή ίση των 10.0 million tons/annum, ή,

B. αποθηκευτική δυνατότητα μεγαλύτερη ή ίση των 1.000.000 κυβικών μέτρων (cm).

Καταλήξαμε σε δεκαέξι (16) μέγα τερματικά εισαγωγής LNG, όπως παρακάτω :

A. Κίνα δύο (2) : Guangdong Dapen LNG Terminal, Jiangsu LNG Terminal

B. Ινδία τρία (3) : Dabhol LNG Terminal, Dahej LNG Terminal, Hazira LNG Terminal.

Γ. Ιαπωνία τρία (3) : Sodegaura LNG Terminal, Negishi LNG Terminal, Senboku II LNG Terminal.

Δ. Ταϊλάνδη ένα (1) : Map Ta Phut LNG Terminal.

Ε. Νότια Κορέα τέσσερα (4) : Incheon LNG Terminal, Pyeongtaek LNG Terminal, Samcheok LNG Terminal, Tongyoung LNG Terminal.

ΣΤ. Γαλλία ένα (1) : Montoir De Bretagne LNG Terminal.

Z. Βρετανία δύο (2) : Grain LNG Terminal, South Hook LNG Terminal.

Επιπλέον σε σχέση με το ανωτέρω πλαίσιο έρευνας και θεωρώντας ως πολύ σημαντικά τεχνικά χαρακτηριστικά, για ένα τερματικό σταθμό εξαγωγής LNG, αφενός την ετήσια δυνατότητα υδροποίησης και αφετέρου τις αποθηκευτικές δυνατότητες του, εκτιμήθηκε ως προσφορότερη μέθοδος σύγκρισης, μία πρώτη οριοθέτηση ενός κατωφλίου που συνίσταται στις εξής τιμές, των εν λόγω τεχνικών χαρακτηριστικών :

A. Ετήσια δυνατότητα υδροποίησης μεγαλύτερη ή ίση των 7.0 million tons/annum.

B. Αποθηκευτική δυνατότητα μεγαλύτερη ή ίση των 190.000 κυβικών μέτρων (cm)

Τα συγκεκριμένα τεχνικά χαρακτηριστικά, αναδεικνύουν το βαθμό δυναμικότητας αναφορικά με τη διαχείριση φορτίων LNG και επομένως την εμπορικότητα του κάθε τερματικού σταθμού εξαγωγής LNG και οδήγησαν στο συμπέρασμα, ότι υφίστανται παγκοσμίως δεκαοχτώ (18) μεγάλοι τερματικοί σταθμοί εξαγωγής LNG, (Μέση Ανατολή 6, νοτιοανατολική Ασία 5, Αυστραλία 2, Αφρική 2, Αμερική 2, Ρωσία 1).

Εν συνεχεία προχωρώντας σε μία δεύτερη, υψηλότερη οριοθέτηση κατωφλίου, ήτοι :

A. Ετήσια δυνατότητα αεριοποίησης μεγαλύτερη ή ίση των 14.0 million tons/annum, ή,

B. αποθηκευτική δυνατότητα μεγαλύτερη ή ίση των 600.000 κυβικών μέτρων (cm)

Καταλήξαμε σε εννέα (9) μέγα τερματικά εξαγωγής LNG, όπως παρακάτω :

A. Ινδονησία ένα (1) : Bontang LNG Terminal

B. Μαλαισία ένα (1) : Malaysia LNG Terminal

Γ. Αυστραλία δύο (2) : North West Shelf LNG Terminal, Gorgon LNG Terminal

Δ. Αμερική δύο (2) : Sabine Pass LNG Terminal, Atlantic Pass LNG Terminal.

E. Νιγηρία ένα (1) : Nigeria Idco LNG Terminal

ΣΤ. Κατάρ δύο (2) : Qatargas 2 Ras Laffan LNG Terminal, Rasgas LNG Terminal.

Τέλος, όσον αφορά τη χώρα μας, την Ελλάδα, αναμένεται η Μεσόγειος να ανακηρυχθεί ζώνη ECA. Μια τέτοια εξέλιξη θα έκανε το φυσικό αέριο ως καύσιμο, μια πολύ δελεαστική επιλογή για το στόλο των επιβατηγών πλοίων. Οι μετασκευές επιβατηγών πλοίων είναι χρόνια γεγονός σε άλλες Ευρωπαϊκές χώρες και τα οικονομικά οφέλη, άκρως δελεαστικά.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

ΕΛΛΗΝΙΚΗ

Βασάλος, Ι., Λεμονίδου, Α., 2010. Ενεργειακές Πρώτες Ύλες. Τμήμα Χημικών Μηχανικών, Αριστοτέλειο Πανεπιστήμιο Θεσσαλονίκης

ΔΕΣΦΑ Α.Ε., Ιούλιος 2012. Μελέτη Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2013-2022. Αθήνα

ΔΕΣΦΑ Α.Ε., Μάιος 2011. Διαδικασίες Εγκατάστασης Υ.Φ.Α Ρεβυθούσα. Αθήνα

ΞΕΝΗ

Kunreuther, H.C., Ley, E.V. (eds.), 2012. The Risk Analysis Controversy: An Institutional Perspective. Berlin: Springer-Verlag.

Guo, B., Ghalamor, A., 2005. Natural Gas Engineering Handbook. Houston, TX: Gulf Publishing Company.

Ahanjan, A., Rabbani, A.R., Kamali, M.R., 2017. An improved understanding of the origin and mechanism of Permian-Triassic natural gas-condensate accumulations in the Gavbendi High, Southwest Iran: An integrated approach. Journal of Natural Gas Science and Engineering 37, 217-233.

Gold, T., 1985. The Origin of Natural Gas and Petroleum and the Prognosis for Future Supplies. Annual Review of Energy 10, 53-77.

Sephton, M.A., Hazen, R.M., 2013. On the Origins of Deep Hydrocarbons. Reviews in Mineralogy & Geochemistry 75, 449-465.

Draffin, N., Bankes-Hughes, L., 2013. An Introduction to LNG Bunkering. Adderbury: Petrosport Limited.

Aimikhe, V., 2011. Predicting Critical Internal Diameters of Onshore LNG Storage Tanks for Minimizing Boil Off Gas Production. Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 30 July - 3 August, Abuja, Nigeria.

Arup Group Ltd., 2017. Gas and LNG Storage. [online] Available at:

< publications.arup.com/.../t/the_future_of_lng_storage > [Accessed Date 18 September 2017]

Woodward, J.L., Pitblado, R.M., 2010. LNG Risk Based Safety: Modeling and Consequence Analysis. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons.

Licari, F.A., Weimer, C.D., 2011. Risk-based siting considerations for LNG terminals-Comparative perspectives of United States & Europe. Journal of Loss Prevention in the Process Industries 24, 736-752.

International Maritime Organization, 2000. Tanker Familiarization. London: IMO Publications.

Mokhatab, S., Mak, J.Y., Valappil, J.V., Wood, D.A., 2014. Handbook of Liquefied Natural Gas. Oxford: Gulf Professional.

Zellouf, Y., Bortannier, B., 2011. First step in optimizing LNG storages for offshore terminals. Journal of Natural Gas Science and Engineering 3, 582-590.

Shin, S., Lee, Y., Song, K., Jonnggeol, N., Park, S., Lee, Y., Lee, C.-J., Han, C., 2016. Design and economic analysis of natural gas hydrate regasification process combined with LNGreceiving terminal. Chemical Engineering Research and Design 112, 64-77.

Soares, C.G., Santos, T.A. (eds.), 2015. Maritime Technology and Engineering, Vol. 1. Leiden: CRC Press/Balkema.

Seamanship International, 2006. LNG Operational Practice. Livingston: Witherbys Publishing.

Aneziris, O.N., Papazoglou, I.A., Konstantinidou, M., Nivolianitou, Z., 2014. Integrated risk assessment for LNG terminals. Journal of Loss Prevention in the Process Industries 28, 23-35.

DeVries, J.W., Groenestein, C.M., DeBoer, I.J.M., 2012. Environmental consequences of processing manure to produce mineral fertilizer and bioenergy. Journal of Environmental Management 102, 173-183.

Cheremisinoff, T.P., 2002. Handbook of Air Pollution Prevention and Control. Waltham, MA: Butterworth-Heinemann.

IMO, "Prevention of Air Pollution from Ships",
(<http://www.imo.org/OurWork/Environment/PollutionPrevention/AirPollution/Pages/Air-Pollution.aspx>)

FC Business Intelligence, "LNG as a Marine Fuel in the USA, The commercial Realities",
(<http://wacleantech.org/wp-content/uploads/2013/05/LNG-Marine-Report-The-Commercial-Realities.pdf>)

IGU (International Gas Union), "A Market in Evolution, April-September 2013",
(http://www.igu.org/gas-knowhow/publications/igu-publications/igu_apr2013_webedition.pdf)

Trans-European Transport Network (TEN-T)
(http://www.dma.dk/SiteCollectionDocuments/Tema/LNG-tender/Final%20Baseline%20Report_%20LNG%20Infrastructure_MGG_20111020x.pdf)

The Danish Maritime Authority, March 2012. Appendices, North European LNG Infrastructure Project-A feasibility study for an LNG filling station infrastructure. DMA, Copenhagen.

Swedish Marine Technology Forum, *LNG bunkering Ship to Ship procedure*.

Report from the MAGALOG Project (2008), Maritime Gas Fuel Logistics. Διαθέσιμο στο διαδίκτυο: <http://www.eu-magalog.eu>

Magalog, LNG a clean fuel for ships: Maritime Gas Fuel Logistics - Developing LNG as a clean fuel for ships in the Baltic and North Seas. Final Public Report from the MAGALOG project, supported by The Intelligent Energy Executive Agency on behalf of the European Commission, December 2008, <http://www.eu-magalog.eu/index.php?id=20>

Maxwell, D., & Zhu, S. (2011). Natural gas prices, LNG transport costs, and the dynamics of LNG imports. *Energy Economics*, 33(2), 217-226.

Kumar, S., Kwon, H.-T., Choi, K.-H., Lim, W., Cho, J., Tak, K., κατσυν. (2011). LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development. *Applied Energy*, 88(12), 4264-4273.

Morosuk, T., & Tsatsaronis, G. (2011). Comparative evaluation of LNG – based cogeneration systems using advanced exergetic analysis. *Energy*, 36(6), 3771

Griffin, P. (2012). *Liquefied Natural Gas: The Law and Business of LNG* (2η εκδ.). Globe Law and Business

Goss R. (1990), “Economic Policies and Seaport: 1, The Economic Functions of Seaport”, *Maritime Policy & Management*, Vol. 17, issue 3, p. 207- 219.

Martin J., Thomas B. (2001), “The container terminal community”, *Maritime Policy & Management*, Vol. 28, issue 3, p. 279-292

Robinson R. (2002), “Ports as elements in value-driven chain Systems: the new paradigm”, *Maritime Policy & Management*, Vol. 29, issue 3, p. 241- 255

BP Statistical Review of World Energy, 2016

ΔΙΑΔΥΚΤΙΟ

<http://www.safety4sea.com/lng-ship-to-ship-bunkering-procedure-18085>

www.e-nautilia.gr

www.energypress.gr

<http://www.arcticgas.gov/lng-market-overview-looks-supply-and-demand>

https://en.wikipedia.org/wiki/Liquefied_natural_gas

https://en.wikipedia.org/wiki/Shale_gas

https://en.wikipedia.org/wiki/LNG_carrier

<http://www.beg.utexas.edu/energyecon/INTRODUCTION%20TO%20LNG%20Update%202012.pdf>

www.cleanmarineenergy.com/mobile/shipping-emissions

www.hafen-hamburg.de

www.nordicmarket.de/news/6038/brunsbuettel_ports_deutsche_maritime_branche_ruestet_sich_fuer_lng.htm

<http://www.igu.org>

<http://www.depa.gr>

<http://geology.com/energy/shale-gas/>

<http://www.earthtimes.org/encyclopaedia/environmental-issues/hydraulic-fracturing-shale-gas/>

<http://www.jpolrisk.com/shale-gas-race-political-risk-in-china-argentina-and-mexico/>

<http://abarrelfull.wikidot.com/dalian-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/fujian-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/guangdong-dapeng-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/jiangsu-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/shanghai-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/zuhai-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/dabhol-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/dahej-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/hazira-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/kochi-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/higashi-niigata-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/futtsu-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/sodegaura-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/negishi-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/senboku-2-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/map-ta-phut-thailand-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/yung-an-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/singapore-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/incheon-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/pyeongtaek-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/samcheok-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/fluxys-zeebrugge-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/dunkerque-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/fos-cavaou-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/montoir-de-bretagne-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/adriatic-rovigo-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/sagunto-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/grain-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/south-hook-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/gate-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/sines-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/costa-azul-Ing>

<http://abarrelfull.wikidot.com/arun-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/bontang-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/brunei-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/malaysia-Ing-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/tangguh-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/sakhalin-ii-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/north-west-shelf-lng>

<http://abarrelfull.wikidot.com/gorgon-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/sabine-pass-lng-terminal-project>

<http://abarrelfull.wikidot.com/atlantic-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/elng-idco-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/elng-idco-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/adgas-das-island-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/qatargas-1-ras-laffan-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/qatargas-2-ras-laffan-lng-terminal>

<http://abarrelfull.wikidot.com/qatargas-3-ras-laffan-lng-terminal>