



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ

UNIVERSITY OF PIRAEUS

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ ΓΙΑ ΤΟ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ
ΜΕΤΑΠΤΥΧΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ «ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΚΑΙ
ΕΠΙΧΕΙΡΗΣΙΑΚΗ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗ»

ΤΙΤΛΟΣ:

«Η ΕΛΛΑΔΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΣ ΚΟΜΒΟΣ ΤΗΣ
ΜΕΣΟΓΕΙΟΥ»

ΟΝΟΜΑ ΦΟΙΤΗΤΗ:ΑΡΙΣΤΟΤΕΛΗΣ ΡΟΥΜΑΝΑΣ

Α.Μ.:ΜΟΕΣ1557

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ:ΕΥΑΓΓΕΛΟΣ ΣΑΜΠΡΑΚΟΣ

ΝΟΕΜΒΡΙΟΣ 2017 , ΠΕΙΡΑΙΑΣ

ΠΡΟΛΟΓΟΣ

Στόχος αυτής της διπλωματικής εργασίας είναι η ανάδειξη του σημαντικού ρόλου που παίζει η Ελλάδα στην μεταφορά φυσικού αερίου. Οι Έλληνες εφοπλιστές κατέχουν ένα πολύ μεγάλο ποσοστό του παγκόσμιου στόλου των LNG και συνδυασμό με τις επενδύσεις στο κομμάτι των αγωγών φυσικού αερίου, η Ελλάδα μπορεί να μπει δυναμικά στον ενεργειακό χάρτη. Για να γίνει η Ελλάδα ενεργειακό σταυροδρόμι και κόμβος διαμετακόμισης φυσικού αερίου θα πρέπει να μπει δυναμικά στην αγορά με καινοτόμες τεχνολογίες και υποδομές ικανές να υπηρετήσουν αυτόν τον σκοπό. Στην εργασία θα γίνει μια προσέγγιση για το πώς η Ελλάδα μπορεί να παίξει πρωταγωνιστικό ρόλο στην αγορά ενέργειας μέσω της τεχνολογίας FSRU, εκμεταλλευόμενη τα τεράστια μεγέθη φυσικού αερίου που θα περάσουν από την χώρα τα επόμενα χρόνια, η Ελλάδα δεν θα πρέπει να αρκεστεί μόνο στα κόστη διέλευσης αλλά να γίνει ο μεγαλύτερος εξαγωγέας του Ευρωπαϊκού φυσικού αερίου. Παρακάτω γίνεται μια ανάλυση της αγοράς φυσικού αερίου και της τεχνολογίας FSRU δίνοντας έμφαση στην αγορά της μεσογείου. Με τις τιμές του πετρελαίου να μεταβάλλονται συνεχώς, τα αποθέματα να εξαντλούνται με γοργούς ρυθμούς, αλλά και την ανάγκη για σταδιακή απεξάρτηση από το πετρέλαιο, όπως και για διαφοροποίηση των πηγών ενέργειας το φυσικό αέριο καλείται να παίξει ένα σημαντικό ρόλο στο μέλλον σαν την κυρίαρχη μορφή ενέργεια που θα χρησιμοποιείται στα επόμενα χρόνια. Επωφελούμενη από έναν πλανήτη που διψά για ενέργεια, η αγορά των LNG πλοίων θα κληθεί να παίξει ένα πολύ σημαντικό ρόλο στο μέλλον για τη μεταφορά του φυσικού αερίου καθώς όλο και περισσότερο τα αποθέματα βρίσκονται μακριά από τις περιοχές ζήτησης. Έτσι η μελέτη αυτή της τόσο ιδιαίτερης αγοράς της ναυτιλίας θα οδηγήσει σε συμπεράσματά για το αν αυτός ο τρόπος μεταφοράς θα ευδοκιμήσει στο μέλλον ή θα παρουσιάσει εμπόδια στη λειτουργία του που θα απορριφθεί για κάτι καλύτερο. Λόγω των αγωγών που θα συνδέσουν την Ελλάδα με τις κύριες πηγές φυσικού αερίου στην Ευρώπη, θα πρέπει να αξιοποιήσει την αυξημένη ζήτηση που έχει προβλεφθεί για τα επόμενα χρόνια και με επενδύσεις χαμηλού κόστους όπως είναι το FSRU να παίξει πρωταγωνιστικό ρόλο στην αγορά αυτή.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

Κεφάλαιο 1 – Εισαγωγή

A) Φυσικό Αέριο

1.1.1 Σύσταση και Προέλευση σελ.4

1.1.2 Χρήσεις σελ.5

1.1.3 Πλεονεκτήματα σελ.7

1.1.4 Αποθέματα σελ.9

1.1.5 Νέοι Αγωγοί σελ.18

B) LNG

1.2.1 Ορισμός σελ.22

1.2.2 Ιστορική Αναδρομή σελ.22

1.2.3 Αποθήκευση σελ.25

1.2.4 Τύποι Πλοίων σελ.26

1.2.5 Παγκόσμιος Στόλος σελ.28

1.2.6 Σταθμοί LNG σελ.30

1.2.7 ΑΣΦΑ σελ.31

1.2.8 Μεσογειακή Διάσταση της Ενεργειακής Πολιτικής για το LNG στην Ευρώπη σελ.36

Κεφάλαιο 2 – Η Αγορά Φυσικού Αερίου

2.1 Προσφορά σελ.39

2.1.2 Ιστορικά Στοιχεία Προσφοράς σελ.41

2.2 Ζήτηση σελ.43

2.2.2 Ιστορικά Στοιχεία Ζήτησης σελ.44

Κεφάλαιο 3 – FSRU

3.1 Εισαγωγή σελ.50

3.2 Τεχνολογία FSRU σελ.52

3.3 Πλωτές Μονάδες Αποθήκευσης σελ.55

3.4 Υπάρχουσες Μονάδες FSRU σελ.57

3.5 Ιδιοκτήτες FSRU και Πάροχοι Υπηρεσιών σελ.59

3.6 Κόστος Κεφαλαίου σελ.60

3.7 SWOT ανάλυση FSRU σελ.66

Συμπεράσματα σελ.69

Βιβλιογραφία σελ.72

Κεφάλαιο 1 – Εισαγωγή

1.1 Φυσικό Αέριο

1.1.1 Σύσταση και Προέλευση

Το φυσικό αέριο είναι ένα αέριο μείγμα υδρογονανθράκων που αποτελείται κυρίως από μεθάνιο (CH_4), σε περιεκτικότητα συνήθως άνω του 80% Κ.Ο. και σε χαμηλότερες συγκεντρώσεις από αιθάνιο (C_2H_6), προπάνιο (C_3H_8), βουτάνιο (C_4H_{10}) και πεντάνιο (C_5H_{12}) ενώ στη χημική του σύσταση περιλαμβάνονται και μικρές ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα (CO_2), υδρόθειου (H_2S) και αζώτου (N_2). Το φυσικό αέριο είναι ελαφρύ, άχρωμο, άοσμο και μη τοξικό.

Μετά την παραγωγή του εμπλουτίζεται με οσμητικές ουσίες ώστε να αποκτήσει χαρακτηριστική οσμή και να είναι ανιχνεύσιμο σε περίπτωση διαρροής. Επίσης επειδή είναι ελαφρύτερο από τον αέρα σε περίπτωση διαφυγής, ανέρχεται σε μεγάλο ύψος, αραιώνεται και καθίσταται μη επικίνδυνο. Κάθε υπόγεια πηγή φυσικού αερίου δεν παράγει το ίδιο σε σύσταση αέριο με κάποια άλλη, αφού η σύνθεση του εξαρτάται από την προέλευση και το είδος της οργανικής ύλης από την οποία σχηματίστηκε.

Το φυσικό αέριο σχηματίζεται από τη θερμική αποικοδόμηση της πρωταρχικής οργανικής ύλης μεγάλου μοριακού βάρους που προέρχεται από οργανικά ιζήματα (χερσαία ή θαλάσσια) σε συνθήκες υψηλής πίεσης και θερμοκρασίας σε βάθος αρκετών χιλιομέτρων στο υπέδαφος. Το παραγόμενο μεθάνιο παγιδεύεται σε αδιαπέραστους γεωλογικούς σχηματισμούς δημιουργώντας κοιτάσματα, στη βάση των οποίων συνήθως παγιδεύεται και πετρέλαιο.

Το φυσικό αέριο προέρχεται όπως προδίδει και η ονομασία του από φυσικά αποθέματα κάτω από την επιφάνεια της γης. Είναι δυνατόν να το συναντήσουμε να παράγεται αυτόνομα από τη φύση, άλλες φορές έρχεται στην επιφάνεια μαζί με το αργό πετρέλαιο. Το φυσικό αέριο είναι ένα φυσικό καύσιμο. Με τον όρο αυτό εννοούμε ότι παράγεται από οργανικά υλικά αποθηκευμένα και θαμμένα κάτω από την επιφάνεια της γης για πολλά εκατομμύρια χρόνια. Μαζί με το πετρέλαιο

συνθέτουν τα φυσικά καύσιμα τα οποία είναι γνωστά και ως «υδρογονάνθρακες» μιας και η σύσταση και των δύο παραπάνω καυσίμων είναι συνδυασμός ατόμων υδρογόνου και άνθρακα.

Μονάδες μέτρησης του φυσικού αερίου είναι τα κυβικά πόδια (cubic feet) όταν είναι σε αέρια μορφή.

1.1.2 Χρήσεις

Το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται ως καύσιμο στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, στον βιομηχανικό τομέα (επίσης χρησιμοποιείται ως ακατέργαστο υλικό για πετροχημικές βιομηχανικές διαδικασίες), στον οικιακό και τριτογενή (εμπορικό) τομέα, και στον τομέα των μεταφορών.

Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, ειδικά από τα μέσα της δεκαετίας του 1990 και έπειτα, το φυσικό αέριο διατηρεί σημαντικό μερίδιο σε σχέση με τις υπόλοιπες εναλλακτικές επιλογές. Το μερίδιο των καυσίμων στην συνολική ηλεκτροπαραγωγή της Ευρώπης για το 2010 ήταν: άνθρακας 24,7%, πετρέλαιο 2,6%, φυσικό αέριο 23,6%, πυρηνικά καύσιμα 27,4%, ανανεώσιμες πηγές 20,9%, άλλα καύσιμα 0,7% (EEA 2013).

Η χρήση φυσικού αερίου αυξήθηκε ιδιαίτερα μετά το 2000, όταν εισήλθαν σε ευρεία χρήση στην Ευρώπη σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής συνδυασμένου κύκλου οι οποίοι χρησιμοποιούν φυσικό αέριο ως καύσιμο και παράγουν ενέργεια μέσω αεριοστρόβιλου που εκτελεί θερμοδυναμικό κύκλο Brayton – Joule και μέσω ατμοστρόβιλου που εκτελεί κύκλο Rankine σε ξεχωριστό κλειστό κύκλωμα ατμού – νερού ανακτώντας θερμότητα από τα θερμά καυσαέρια. Τέτοιοι σταθμοί επιτυγχάνουν θερμικό βαθμό απόδοσης έως και 50% - 60%, ο οποίος είναι υψηλότερος από τον αντίστοιχο βαθμό απόδοσης ατμοηλεκτρικών σταθμών με καύσιμο άνθρακα ή πετρέλαιο.

Στον βιομηχανικό τομέα, οι εφαρμογές της θερμικής χρήσης του φυσικού αερίου ποικίλουν: επεξεργασία και απανθράκωση αποβλήτων, προθέρμανση μετάλλων

(κυρίως σιδήρου και χάλυβα), συστήματα αποξήρανσης και αφύγρανσης με ευρεία εφαρμογή στις βιομηχανίες ανακύκλωσης αλλά και πλαστικών και φαρμακευτικών προϊόντων, τήξη του γυαλιού, επεξεργασία τροφών, και τροφοδοσία βιομηχανικών καυστήρων. Παράλληλα, χρησιμοποιείται ως πρώτη ύλη σε πολλές διεργασίες της χημικής βιομηχανίας, όπως: παραγωγή λιπασμάτων, αμμωνίας και μεθανόλης καθώς και σε πετροχημικές διεργασίες.

Στον Οικιακό και Τριτογενή τομέα, η κυριότερη χρήση αφορά την θέρμανση χώρων μέσω καυστήρα και κλειστού κυκλώματος νερού και θερμοαντικών σωμάτων (σε αυτή την χρήση κυρίως οφείλεται η έντονη εποχικότητα που παρουσιάζει η ζήτηση εντός του έτους, με υψηλά επίπεδα τους χειμερινούς μήνες και χαμηλότερα τους θερινούς), την θέρμανση νερού, αλλά και την λειτουργία κουζινών αερίου (προσφέρουν ταχύτερο και καλύτερο έλεγχο θερμοκρασίας και έχουν χαμηλότερο μεταβλητό κόστος λειτουργίας σε σχέση με τις ηλεκτρικές κουζίνες) και άλλων οικιακών συσκευών θέρμανσης. Παράλληλα με την θέρμανση, και η ψύξη χώρων μπορεί να επιτευχθεί με συστήματα ψύξης που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο.

Στον τομέα των μεταφορών, αν και η βενζίνη και το πετρέλαιο ντίζελ είναι τα κυρίαρχα καύσιμα, το φυσικό αέριο μπορεί να αποτελέσει μια αξιόπιστη εναλλακτική επιλογή. Σε συμπιεσμένη μορφή (Compressed Natural Gas – CNG, με συντελεστή συμπίεσης περίπου 1:300), το αέριο φυλάσσεται στο όχημα και εισάγεται σε αυτό ομοίως με την βενζίνη, αν και απαιτούνται μετατροπές σε ορισμένα εξαρτήματα ώστε ο κινητήρας του οχήματος να χρησιμοποιεί αέριο. Παράλληλα υπάρχει και η δυνατότητα κίνησης με υγροποιημένο φυσικό αέριο (liquefied natural gas – LNG, με συντελεστή συμπίεσης περίπου 1:600), αλλά τέτοιες εφαρμογές είναι εφικτές μόνο για μεγάλα φορτηγά οχήματα και για φορτηγά πλοία.

Από πλευράς υιοθέτησης από τους καταναλωτές, η τεχνολογία βρίσκεται ακόμα σε πολύ πρώιμο στάδιο στην Ευρώπη, με λίγους εμπορικούς σταθμούς τροφοδοσίας και οχήματα (κυρίως στις δημόσιες μεταφορές), ενώ βρίσκεται σε σχετικά πιο προχωρημένο στάδιο σε χώρες που διαθέτουν επαρκή εγχώρια παραγωγή.

1.1.3 Πλεονεκτήματα

Το φυσικό αέριο αποτελεί μια σχετικά νέα, καινοτόμα πηγή ενέργειας με πολλά χαρακτηριστικά και ιδιότητες. Θεωρείται το πλέον αποδοτικό και οικονομικό καύσιμο, με πρακτικά, μετρήσιμα οφέλη τόσο για όσους το χρησιμοποιούν όσο και για την οικονομία και την κοινωνία συνολικότερα. Μια εξαιρετικά σημαντική πτυχή της χρήσης του, με θετικές συνέπειες για τα σήμερα και το μέλλον, είναι η περιβαλλοντική. Οι βασικές ιδιότητες που το καθιστούν ως το φιλικότερο προς το περιβάλλον καύσιμο, περιλαμβάνουν μεταξύ άλλων:

1. Η καύση του φυσικού αερίου έχει σημαντικά μικρότερες εκπομπές σχεδόν όλων των βλαβερών ρύπων, σε σχέση με τις άλλες ευρέως διαδεδομένες συμβατικές μορφές ενέργειας. Εκπέμπει πολύ λιγότερο διοξείδιο του άνθρακα ανά παραγόμενη θερμική μονάδα, συγκρινόμενο με τα παράγωγα του πετρελαίου και με τον άνθρακα. Αυτές οι φυσικές – και από τη σύστασή του – ιδιότητες έχουν παίξει ουσιαστικό ρόλο στη διάδοση του ως καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στις βιομηχανικά αναπτυσσόμενες χώρες με ισχυρή βιομηχανία. Ταυτόχρονα, είναι και ένας σημαντικός λόγος για τον οποίο τα τελευταία χρόνια γίνεται προσπάθεια, με τη λήψη μέτρων, τη δημιουργία κινήτρων και τη θέσπιση πολιτικών, ώστε να αποκτήσει μεγαλύτερο μερίδιο ως ενέργεια κίνησης των οχημάτων – τόσο επαγγελματικής χρήσης, όσο και ιδιωτικής.
2. Η χρήση του για θέρμανση στον οικιακό τομέα και ως καύσιμο στη βιομηχανία ελευθερώνει στην ατμόσφαιρα 25-30% λιγότερο διοξείδιο του άνθρακα από το πετρέλαιο, και 40-50% λιγότερο από το λιγνίτη. Στην παραγωγή ηλεκτρισμού από μονάδες που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο επιτυγχάνεται μείωση της επιβάρυνσης του περιβάλλοντος κατά το 1/5, καθώς και 40% μεγαλύτερη απόδοση. Στην αυτοκίνηση εκλύει 20-30% λιγότερο διοξείδιο του άνθρακα σε σχέση με τη βενζίνη, ενώ ταυτόχρονα προσφέρει μείωση των εκπομπών λεπτών σωματιδίων μέχρι και 99% αλλά και θορύβου κατά 50%.
3. Ένα πολύ σημαντικό δεδομένο σε σχέση με το φυσικό αέριο είναι πως τα περιβαλλοντικά οφέλη από τη χρήση του έχουν άμεση θετική επίδραση. Η είσοδος, η διάδοση και η αύξηση της χρήσης του σε συγκεκριμένες περιοχές, από την πρώτη στιγμή, βελτιώνει την ποιότητα του αέρα στις εν λόγω

περιοχές – π.χ. η χρήση του στο ιστορικό κέντρο της Αθήνας είναι υποχρεωτική για επαγγελματίες και επιχειρήσεις. Προσφέρει οικονομική, άφθονη, καλής ποιότητας ζέστη, χωρίς επιπτώσεις αιθαλομίχλης ή ατμοσφαιρικής ρύπανσης.

4. Η φιλική προς το περιβάλλον ενέργεια αποτελεί έναν ιδιαίτερα σημαντικό μοχλό υλοποίησης της ενεργειακής πολιτικής «20-20-20» της χώρας μας και της Ευρωπαϊκής Ένωσης για το 2020 (που έχει βασικούς στόχους, 20% αύξηση του ποσοστού των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, 20% εξοικονόμηση ενέργειας και 20% μείωση των εκπομπών που προκαλούν το φαινόμενο του θερμοκηπίου). Ταυτόχρονα, η χρήση του μπορεί να συνδράμει στην υλοποίηση θεσμικών παρεμβάσεων κατά της κλιματικής αλλαγής και υπέρ της προστασίας του περιβάλλοντος. Το πιο σημαντικό είναι πως αυτές οι ιδιότητες είναι συνυφασμένες με όλες τις εφαρμογές του, και επομένως για να επιτευχθούν δε χρειάζονται επιπλέον δράσεις και ενέργειες ή επιπλέον παρεμβάσεις και βελτιώσεις, όπως γίνεται σε περιπτώσεις άλλων καυσίμων.
5. Η μεγάλη ενεργειακή απόδοσή του συνεισφέρει στην εξοικονόμηση καυσίμου, δηλαδή στη μείωση περαιτέρω επιβάρυνσης στο περιβάλλον. Πολύ απλά, για να φτάσει η ίδια ποσότητα ενέργειας στον επαγγελματία ή τον ιδιώτη, στον οδηγό ή τη νοικοκυρά, και για οποιαδήποτε εφαρμογή, χρειάζεται να καταναλώσουμε λιγότερο φυσικό αέριο από άλλα συμβατικά καύσιμα. Αυτό σημαίνει και προστασία για το περιβάλλον, αλλά και μεγαλύτερη δυνατότητα ευελιξίας στην ορθολογική διαχείριση των – διαθέσιμων σε εμάς – πλουτοπαραγωγικών πηγών.
6. Είναι ιδανικό ως «γέφυρα» μετάβασης σε μία εποχή όπου οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα παίζουν μεγαλύτερο και ουσιαστικότερο ρόλο στην κάλυψη των ενεργειακών μας αναγκών. Ωστόσο μέχρι να δημιουργηθούν οι κατάλληλες υποδομές και να εξελιχθεί η κατάλληλη τεχνολογία, το φυσικό αέριο αποτελεί την πιο ρεαλιστική και αποδοτική λύση.
7. Δεν είναι τοξικό, δεν περιέχει μονοξείδιο του άνθρακα, και με την καύση του δεν παράγεται διοξείδιο του θείου, το οποίο είναι υπεύθυνο για το φαινόμενο της όξινης βροχής.

8. Η μεταφορά και αποθήκευση του μέσω δικτύων αγωγών δε διαταράσσουν το φυσικό περιβάλλον και δεν προκαλούν όχληση στις τοπικές κοινωνίες.
9. Η ραγδαία και πραγματικά εντυπωσιακή εξέλιξη της σχετικής τεχνολογίας αναμένεται ότι θα μας οδηγήσει σε ακόμη περισσότερες εφαρμογές – αποδοτικές, οικονομικές και ασφαλώς με σεβασμό απέναντι στο φυσικό περιβάλλον, αλλά και την ανθρώπινη υγεία.
10. Το φυσικό αέριο έχει το μικρότερο περιβαλλοντικό αποτύπωμα από όλα τα συμβατικά καύσιμα, όταν χρησιμοποιείται στην ηλεκτροπαραγωγή. Η μεγαλύτερη διάδοσή του σε αυτόν τον τόσο νευραλγικό τομέα για την καθημερινότητά μας θα συμβάλει καθοριστικά στην υλοποίηση και εφαρμογή – ήδη αποφασισμένων σε Ευρωπαϊκό επίπεδο – πολιτικών για την προστασία του περιβάλλοντος. Με δεδομένη τη συνεχόμενη αύξηση της ζήτησης για ηλεκτρική ενέργεια, που γίνεται με σταθερά εντυπωσιακούς ρυθμούς, αυτό το χαρακτηριστικό του φυσικού αερίου αποκτά ακόμη μεγαλύτερη βαρύτητα.

1.1.4 Αποθέματα

Προκειμένου να εξετάσουμε αν το φυσικό αέριο θα αποκαταστήσει πλήρως το πετρέλαιο μελλοντικά ή αν έστω θα παίξει σημαντικό ρόλο στο παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα πρέπει να εστιάσουμε την προσοχή μας στα παγκόσμια αποθέματα και την παγκόσμια ετήσια κατανάλωση φυσικού αερίου.

Μεγάλα αποθέματα φυσικού αερίου υπάρχουν σε όλο τον κόσμο σε περιοχές για τις οποίες δεν υπάρχει σημαντική αγορά, ή όπου η προσφορά φυσικού αερίου, υπερβαίνει κατά πολύ την τοπική ή περιφερειακή ζήτηση, ή όπου ο αγωγός δεν είναι μια εναλλακτική λύση

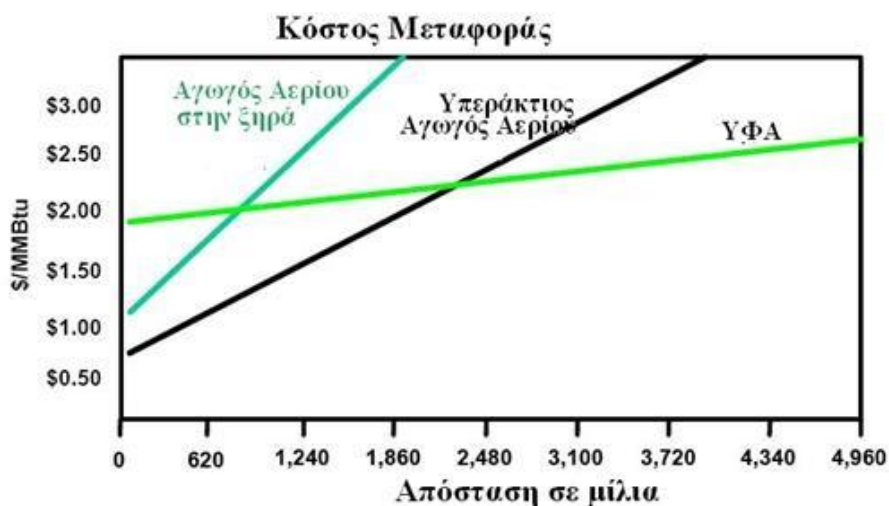
Αποθέματα τέτοιων υδρογονανθράκων είναι διεσπαρμένα στη Βόρεια Αφρική, τη Δυτική Αφρική, Νότια Αμερική, την Καραϊβική, τη Μέση Ανατολή, την Ινδονησία, τη Μαλαισία, την Αυστραλία και τη βορειοδυτική Αλάσκα. Ορισμένες ποσότητες από το φυσικό αέριο που παράγεται υγροποιείται για τη θαλάσσια μεταφορά σε

περιοχές όπου η χρήση φυσικού αερίου υπερβαίνει την τοπική προσφορά . Τέτοιες αγορές συμπεριλαμβάνουν την Ιαπωνία, την Ταϊβάν, την Κορέα, την Δυτική Ευρώπη και τις ΗΠΑ και το εμπόριο υγροποιημένου φυσικού αερίου προσφέρει μεγαλύτερη ευελιξία από τους αγωγούς, γιατί επιτρέπει την μεταφορά φυσικού αερίου όπου υπάρχει μεγαλύτερη ανάγκη και οι εμπορικοί όροι είναι πιο ανταγωνιστικοί. Το σχήμα που ακολουθεί δείχνει ότι όσο η απόσταση στην οποία το φυσικό αέριο πρέπει να μεταφερθεί αυξάνεται, τόσο η χρήση του LNG έχει οικονομικά πλεονεκτήματα σε σχέση με τη χρήση αγωγών. Σε γενικές γραμμές, η υγροποίηση φυσικού αερίου και η θαλάσσια μεταφορά του γίνεται φθηνότερη από τη μεταφορά φυσικού αερίου σε υπεράκτιους αγωγούς για αποστάσεις άνω των 700 μιλίων ή για επίγειους αγωγούς στην ξηρά για αποστάσεις μεγαλύτερες από 2.200 μίλια.

Διάγραμμα 2: Κόστος μεταφοράς φυσικού αερίου σε σχέση με την απόσταση

Πηγή: Gas Technology Institute

Τεχνολογία Μεταφοράς Φυσικού Αερίου και Κόστος σε σχέση με την Απόσταση



Τα αποθέματα του φυσικού αερίου παγκοσμίως, σύμφωνα με την BP ανέρχονται στα 185.700 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα, ενώ η Παγκόσμια κατανάλωση Φυσικού αερίου για το 2015 ανήλθε σε 3.550 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα. Επίσης η προσδοκώμενη αύξηση του παγκοσμίου Α.Ε.Π. κατά

100% μέχρι το 2035, συνοδευόμενη από την αύξηση του παγκόσμιου πληθυσμού κατά 1,8 δις περίπου στα 8,8 δις για την ίδια περίοδο, αναμένεται να δημιουργήσει ανάγκες για 34% περισσότερη ενέργεια παγκοσμίως το 2035, σε σχέση με το έτος 2014.

Σύμφωνα με την ίδια έρευνα, το μερίδιο στην παγκόσμια αγορά ενέργειας του φυσικού αερίου(Μέσω αγωγών και ΥΦΑ), θα αυξηθεί κατά 44% μεταξύ των ετών 2015-2035 αυξανόμενο από 24% σε 26% για την ίδια περίοδο, αντίθετα με την μείωση του ποσοστού του πετρελαίου και του άνθρακα στο μερίδιο της παγκόσμιας αγοράς ενέργειας και φυσικά ακολουθούμενο από την αναμενόμενη ραγδαία αύξηση για το μερίδιο των Α.Π.Ε.(5)

Κατανάλωση Φυσικού Αερίου στην Μεσόγειο

	2001	2005	2007	2009	2010	2014
GRE	2021000	2340000	4069000	3528000	3824000	2924000
ALB	30000	30000	30000	30000	30000	32000
CRO	2840000	2750000	3300000	3205000	2974000	2810000
ITA	71180000	80610000	84890000	78120000	77830000	61910000
FRA	42010000	45410000	42690000	44840000	47990000	36720000
ESP	17960000	27010000	34430000	33880000	35820000	27230000
MOR	50000	50000	60000	560000	560000	597000
ALG	22320000	19280000	26300000	26830000	28820000	37500000
TUN	3830000	3700000	4220000	4850000	3280000	4520000
LIB	5410000	5930000	6390000	5500000	6010000	5804000
EGY	21200000	31460000	31800000	44370000	46170000	48080000
ISR	10000	792000	2270000	3250000	3650000	7980000
SYR	5840000	5100000	4400000	7100000	9630000	5205000
TUR	15940000	22600000	36600000	35070000	38130000	48720000

Σύμφωνα με την IEA (International Energy Agency) η παγκόσμια κατανάλωση φυσικού αερίου για το 2015 ήταν 118 δισεκατομμύρια κυβικά πόδια με τα παγκόσμια αποθέματα να ανέρχονται σε 6.793 δισεκατομμύρια κυβικά πόδια με το χρόνο εξάντλησης των αποθεμάτων φυσικού αερίου να διαμορφώνεται στα περίπου 57,5 χρόνια.

Επίσης, μετά τη στασιμότητα της ζήτησης Φυσικού αερίου που παρατηρήθηκε το

2014, παρατηρείται αύξηση της ζήτησης περίπου 1,5% ετησίως, η οποία αναμένεται να διαμορφωθεί στα 3.900 Billion Cubical .Meters (B.C.M). το 2021, με μέσο ρυθμό αύξησης τα 340 B.C.M. ανά έτος σε σχέση με το έτος αναφοράς (2015). Ωστόσο, οι προβλέψεις ενέχουν επισφάλειες σχετιζόμενες τόσο με την αβεβαιότητα των διεθνών τιμών του πετρελαίου καθώς και με τις προβλέψεις για την πορεία της Κινέζικης οικονομίας η οποία παραμένει η πιο ραγδαία αυξανόμενη καταναλωτής Φυσικού αερίου παγκοσμίως, για την οποία προβλέπεται αύξηση με ετήσιο ρυθμό στην περιοχή του 9% ετησίως.

Επίσης η επιβράδυνση στο μισό σε σχέση με την περίοδο 2009-2015 που αναμένεται για τη μεγαλύτερη παραγωγό περιοχή της γης, την περιοχή ΡΩΣΙΑΣ/ΚΑΣΠΙΑΣ ΘΑΛΑΣΣΑΣ, οφείλεται στις εκτιμήσεις για αναιμική αύξηση της ζήτησης στην Ευρώπη, καθώς και επιβράδυνση της καταναλωτικής επέκτασης της Κινεζικής οικονομίας, αμφότεροι βασικοί αγοραστές του Ρωσικού Φυσικού Αερίου.

Τρεις περιοχές θα παραμείνουν οι κύριοι συντελεστές για την σταδιακή προμήθεια φυσικού αερίου έως το 2018: Αμερική (μέλος ΟΟΣΑ), Ασία-Ωκεανία (μέλος ΟΟΣΑ) και η περιοχή της πρώην Σοβιετικής Ένωσης. Το ότι αυτές οι περιοχές είναι σε θέση να διανείμουν σημαντικές ποσότητες φυσικού αερίου στις παγκόσμιες αγορές είναι εντελώς μακριά από την τάση που παρατηρήθηκε κατά την τελευταία δεκαετία, όταν περιοχές εκτός ΟΟΣΑ αντιπροσώπευαν το 90% της πρόσθετης προσφοράς. Όλες μαζί θα αντιπροσωπεύουν το 38% των πρόσθετων προμηθειών αερίου.

Η παραγωγή στην Αμερική (μέλος ΟΟΣΑ) εξαρτάται από τις τιμές Henry Hub (HH) για τις γεωτρήσεις ξηρού φυσικού αερίου, καθώς και από τη σχέση μεταξύ των τιμών του πετρελαίου και του φυσικού αερίου για υγρό αέριο. Από την άλλη πλευρά, η περιοχή της Ασίας-Ωκεανίας υποστηρίζεται σχεδόν εξ ολοκλήρου από την άνοδο της παραγωγής της Αυστραλίας που βασίζεται σε μακροχρόνιες συμβάσεις. Σε αντίθεση, η περιοχή της πρώην Σοβιετικής Ένωσης παραμένει σε μεγάλο βαθμό εξαρτώμενη από τις Ευρωπαϊκές, και σε μικρότερο βαθμό, τις Κινέζικες, ανάγκες εισαγωγής.

Αυτά εξαρτώνται επομένως, όχι μόνο από την εξέλιξη της προσφοράς / ζήτησης και των δύο περιοχών, αλλά και από την ανταγωνιστικότητα των προμηθειών της πρώην Σοβιετικής Ένωσης σε σύγκριση με υδροποιημένο φυσικό αέριο (LNG), την

εναλλακτική οριακή πηγή τροφοδοσίας των δύο περιοχών. Αυτό δεν μεταβάλλει το δυναμικό της περιοχής να φέρει σημαντικές ποσότητες φυσικού αερίου προς τις

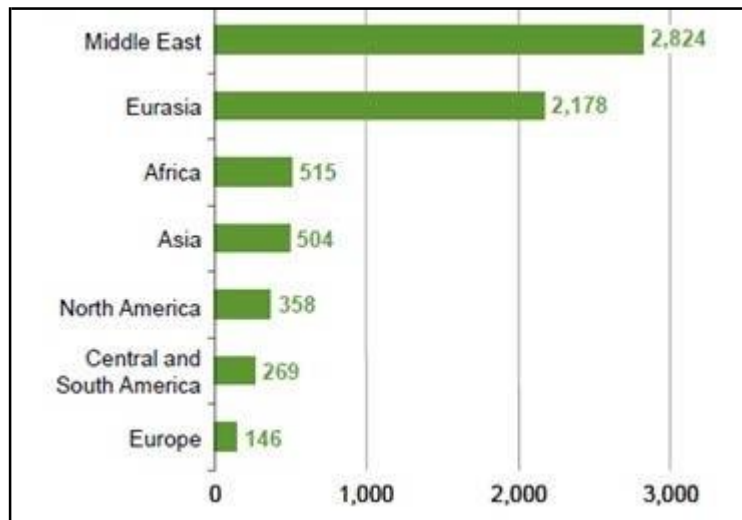
αγορές, κυρίως μέσω των παραδοσιακών παραγωγών, αλλά και μέσω της αύξησης των ανεξάρτητων Ρώσων παραγωγών. Ενώ η Κίνα γίνεται η τέταρτη μεγαλύτερη παραγωγός φυσικού αερίου, η παραγωγή σε άλλες χώρες μη μέλη του ΟΟΣΑ της Ασίας, της Μέσης Ανατολής, της Αφρικής και της Λατινικής Αμερικής δεν αυξάνει όσο αναμενόταν εξαιτίας διάφορων παραγόντων, συμπεριλαμβανομένων των χαμηλών ρυθμιζόμενων τιμών φυσικού αερίου, η πολιτική αστάθεια, και ρυθμιστική αβεβαιότητα. Στη Μέση Ανατολή, η πρόσθετη παραγωγή αδυνατεί να ανταποκριθεί στην οριακή κατανάλωση. (6)

Πρώτη γεωγραφική περιοχή με περίπου 2.824.000 κυβ.π. περίπου, δηλαδή το 42% των παγκοσμίων αποθεμάτων, είναι η Μέση Ανατολή, ακολουθούμενη από την περιοχή της Ευρασίας με το 32% των παγκοσμίων αποθεμάτων, ενώ ακολουθούν η Αφρική, η ευρύτερη περιοχή της Ασίας και η Βόρεια και κεντρική Αμερική ως οι πλουσιότερες σε κοιτάσματα φυσικού αερίου περιοχές παγκοσμίως.

Διάγραμμα 3: Διεθνής κατανομή αποθεμάτων φυσικού αερίου σε τρις κυβ.

πόδια (2015).

Πηγή: IEA, Annual Report - 2015



Συμπερασματικά, μπορούμε να πούμε ότι σύμφωνα με την πλειονότητα των εκθέσεων, τα παγκόσμια αποθέματα φυσικού αερίου κυμαίνονται ανάμεσα σε 185-200 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα με μέσο χρόνο εξάντλησης τα 55 χρόνια περίπου αν η κατανάλωση παραμείνει στα σημερινά επίπεδα. Σε μια εξελισσόμενη και δυναμική βιομηχανία όπως είναι αυτή του φυσικού αερίου μπορεί τα επόμενα χρόνια να βελτιωθεί τόσο πολύ η τεχνολογία, όπως στην περίπτωση του σχιστολιθικού αερίου, ώστε να έχουμε πρόσβαση σε ακόμη ένα μέρος των αποθεμάτων.

Όσον αφορά την παγκόσμια ζήτηση σε Φυσικό Αέριο, τόσο στο “New Policies Scenario” της IEA όσο και στα υπόλοιπα δύο (450 scenario και Current policies scenario), η κατανάλωση φυσικού αερίου παγκοσμίως εμφανίζεται ενισχυμένη το 2035 σε σχέση με το 2015.

Στο σενάριο “New Policies”, η χρήση του φυσικού αερίου αυξάνεται κατά μέσο όρο κατά 1,6% ετησίως, φτάνοντας τα 5 τρις κυβικά μέτρα το 2035. Το μεγαλύτερο μέρος της αύξησης της ζήτησης, και συγκεκριμένα το 82%, καταγράφεται σε χώρες εκτός ΟΟΣΑ. Οι συγκεκριμένες χώρες εμφανίζουν αύξηση κατά 1,3 τρις κυβικά μέτρα, κατέχοντας μερίδιο 62% στην κατανάλωση αερίου. Στο ίδιο σενάριο, το μερίδιο του φυσικού αερίου στο παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα φτάνει στο 24% το 2035, από 21% που ήταν το 2011. Στο

σενάριο “Current Policies”, η ζήτηση αυξάνεται με μεγαλύτερο ρυθμό – 1,9% ετησίως – καθώς δεν εισάγονται νέες πολιτικές που θα συγκρατούσαν τη ζήτηση για αέριο ή ηλεκτρισμό, με αποτέλεσμα, υψηλότερη ζήτηση στο φυσικό αέριο για ηλεκτροπαραγωγή.(7)

Πίνακας 2: Παγκόσμια πρόβλεψη κατανάλωσης φυσικού αερίου μελλοντικά

Πηγή: IEA-International Energy Agency - Exxon Mobil

Natural gas demand and production by region and scenario (bcm)

				New Policies		Current Policies		450 Scenario	
		1990	2011	2020	2035	2020	2035	2020	2035
OECD	Demand	1 036	1 597	1 707	1 885	1 741	1 999	1 654	1 493
	Production	881	1 195	1 358	1 483	1 377	1 585	1 334	1 237
Non-OECD	Demand	1 003	1 773	2 249	3 086	2 291	3 279	2 149	2 554
	Production	1 178	2 188	2 599	3 492	2 655	3 693	2 472	2 817
World*	Demand	2 039	3 370	3 957	4 976	4 032	5 278	3 806	4 054
Share of	Demand	49%	53%	57%	62%	57%	62%	56%	63%
non-OECD	Production	57%	65%	66%	70%	66%	70%	65%	69%

* For 1990 and 2011, the world numbers shown correspond to demand. For the projections, demand and production are always the same, as stock changes are assumed to be zero. The world numbers include gas use as an international marine fuel. Note: bcm = billion cubic metres.

Στις χώρες εντός ΟΟΣΑ, η κατανάλωση καταγράφει αύξηση, αν και οι ρυθμοί της αύξησης στις τρεις βασικές περιοχές του ΟΟΣΑ (ΗΠΑ, ΕΕ, Ιαπωνία) είναι χαμηλότεροι, κυρίως λόγω του κορεσμού των συγκεκριμένων χωρών αλλά και της υψηλής συμμετοχής των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής στην Ευρώπη.

Εισαγωγές Φυσικού Αερίου

Χώρα Προέλευσης	2005	2010	2014
TUR	2641000	38040000	49260000
GRE	0	3815000	2931000
ALB	1055000	0	0
CRO	67910000	971200	1089000
ITA	44780000	69240000	55760000
FRA	26950000	46200000	45130000

ESP	-	36710000	36380000
MOR	0	500000	500000
ALG	1300000	0	0
TYN	0	1250000	2860000
LYB	-	0	0
EGY	-	0	2832000
ISR	-	2100000	80000
LIB	-	150000	150100
SYR	2641000	690000	249200

Ωστόσο, αυτές οι αγορές του ΟΟΣΑ παραμένουν συγκριτικά μεγάλες. Η ζήτηση στις ΗΠΑ για παράδειγμα, οι οποίες θα συνεχίσουν να αποτελούν το μεγαλύτερο καταναλωτή του καυσίμου, ξεπερνά κατά πολύ την αντίστοιχη της Κίνας το 2035. Στην περίπτωση της Ευρώπης στο σύνολό της, οι προοπτικές για τη ζήτηση αερίου παραμένουν υποτονικές. Ειδικά στην περίπτωση της Ευρωπαϊκής Ένωσης, στις βασικές αιτίες για τις χαμηλές προβλέψεις, περιλαμβάνονται αφενός το αδύναμο οικονομικό περιβάλλον και αφετέρου οι υψηλές τιμές του φυσικού αερίου. Σημαντικό ρόλο παίζουν επίσης οι χαμηλές τιμές του άνθρακα και η μεγάλη ανάπτυξη των ΑΠΕ.

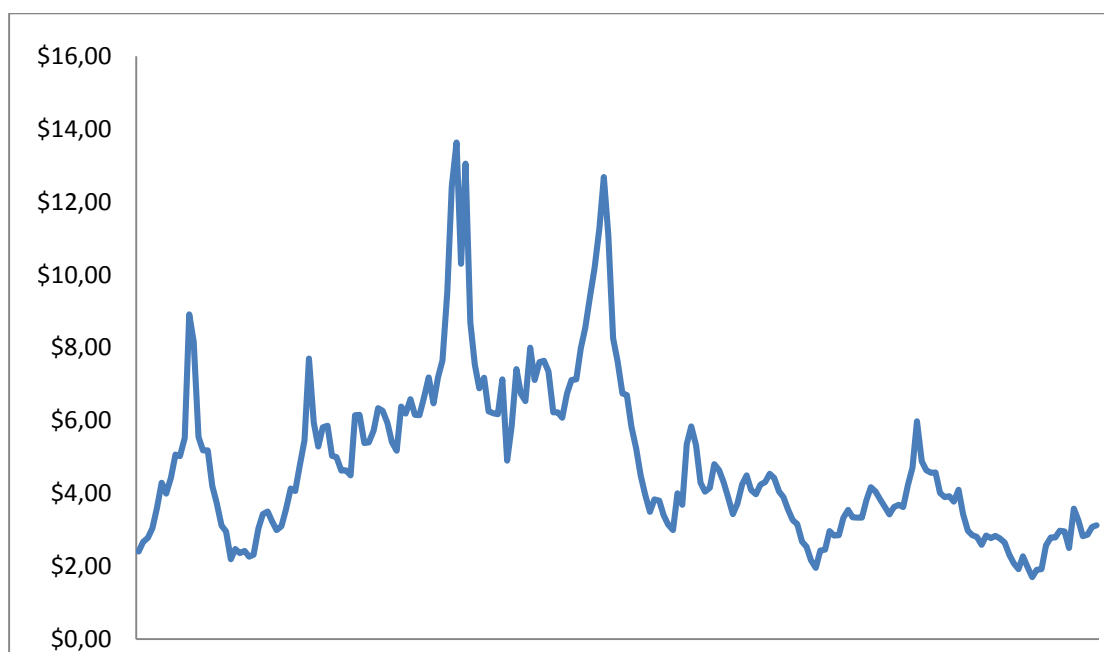
Πίνακας 3: Παγκόσμια πρόβλεψη κατανάλωσης φυσικού αερίου μελλοντικά
 Πηγή: IEA-International Energy Agency - Exxon Mobil

Natural gas demand by region in the New Policies Scenario (bcm)

	1990	2011	2020	2025	2030	2035	2011-2035	
							Delta	CAAGR*
OECD	1 036	1 597	1 707	1 778	1 827	1 885	289	0.7%
Americas	628	869	957	988	1 016	1 044	175	0.8%
United States	533	696	749	769	781	789	93	0.5%
Europe	325	525	537	568	584	605	80	0.6%
Asia Oceania	82	202	214	222	227	236	34	0.6%
Japan	57	120	119	123	122	124	3	0.1%
Non-OECD	1 003	1 773	2 249	2 541	2 815	3 086	1 313	2.3%
E. Europe/Eurasia	738	703	732	756	785	817	114	0.6%
Caspian	100	117	127	134	139	144	27	0.9%
Russia	447	476	493	504	523	544	68	0.6%
Asia	84	410	669	816	949	1 088	678	4.2%
China	15	132	307	396	470	529	397	6.0%
India	13	61	87	114	140	172	111	4.4%
Middle East	87	399	504	577	645	700	301	2.4%
Africa	35	111	153	170	187	204	93	2.6%
Latin America	60	149	190	221	248	277	128	2.6%
Brazil	4	27	45	61	75	90	63	5.2%
World**	2 039	3 370	3 957	4 322	4 646	4 976	1 606	1.6%
European Union	371	492	494	523	537	554	62	0.5%

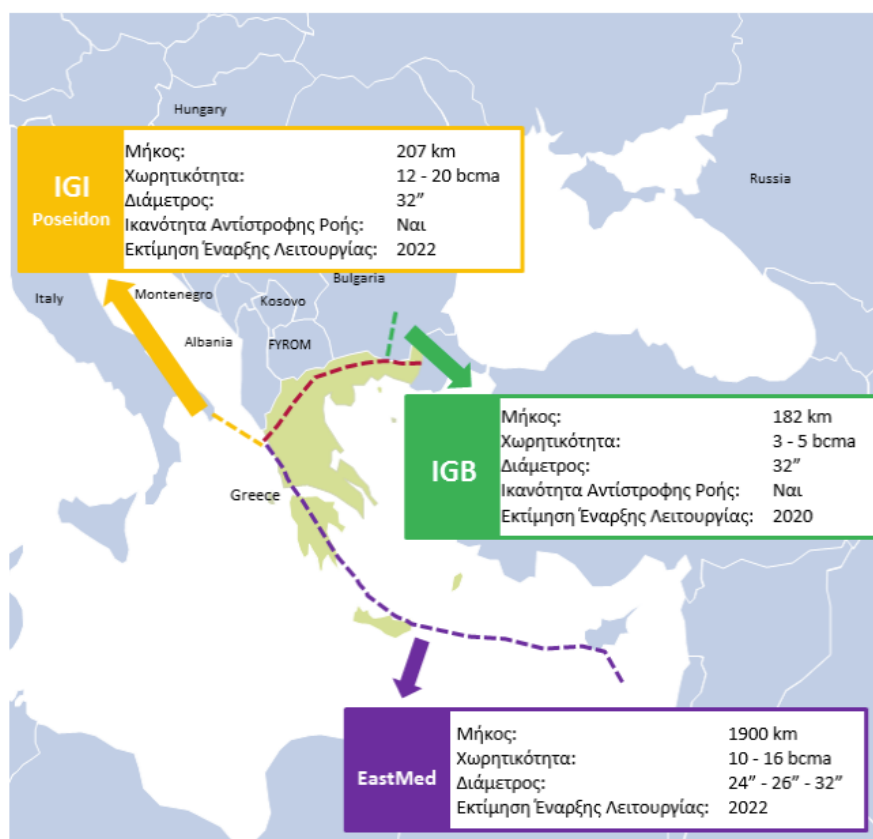
* Compound average annual growth rate. ** The world numbers include gas use as an international marine fuel.

Διάγραμμα Τιμής Φυσικού Αερίου 2000-2017



1.1.5 Νέοι Αγωγοί

Τεχνικά Χαρακτηριστικά



- IGI

Ο διασυνδεδημένος αγωγός Ελλάδας - Ιταλίας (IGI) αποτελείται από δύο τμήματα: το χερσαίο τμήμα (Κομοτηνή - Θεσπρωτικές ακτές), μήκους περίπου 600 χλμ. το οποίο αναπτύσσεται από το ΔΕΣΦΑ και το υποθαλάσσιο τμήμα του έργου, με την ονομασία «Αγωγός ΠΟΣΕΙΔΩΝ» και μήκος περίπου 200 χλμ. (Θεσπρωτικές ακτές - Οτράντο Ιταλίας), το οποίο αναπτύσσεται από την ελληνική εταιρεία με την επωνυμία «Υποθαλάσσιος Αγωγός Φυσικού Αερίου Ελλάδος - Ιταλίας ΠΟΣΕΙΔΩΝ Α.Ε.». Στην εν λόγω εταιρεία συμμετέχουν ισομερώς η ΔΕΠΑ και η Ιταλική EDISON.

Ο αγωγός έχει σχεδιαστεί έτσι, ώστε να μεταφέρει 12 δισ. κυβ. μέτρα φυσικού αερίου (Φ.Α.) ετησίως με δυνατότητα αναβάθμισης μέχρι και σε 20 δισ. κυβ. μέτρα Φ.Α. ετησίως, το οποίο θα είναι διαθέσιμο στα ελληνικά σύνορα και θα προέρχεται από

πηγές της Ανατολικής Μεσογείου, της Μέσης Ανατολής ή/και της Κασπίας κ.ά. με κατεύθυνση προς την Ιταλία.

Η Ε.Ε. αναγνωρίζει τη στρατηγική σημασία του αγωγού IGI, συμπεριλαμβάνοντάς τον στα Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest - PCIs) της ισχύουσας λίστας βάσει του Ευρωπαϊκού Κανονισμού 347/2013. Επιπλέον, το Έργο είχε περιληφθεί στα έργα του Νοτίου Διαδρόμου, που συγχρηματοδοτήθηκαν από πόρους των προγραμμάτων «Διευρωπαϊκά Δίκτυα στον τομέα της ενέργειας» (TEN - E) και το «Ευρωπαϊκό Σχέδιο Οικονομικής Ανάκαμψης στον τομέα της ενέργειας» (EEPR).

Ο Υποθαλάσσιος Αγωγός Φυσικού Αερίου Ελλάδας - Ιταλίας ΠΟΣΕΙΔΩΝ έχει λάβει το σύνολο των υποχρεωτικών αδειών για την κατασκευή και λειτουργία του. Κατά την παρούσα φάση, προβλέπεται η ολοκλήρωση όλων των προ απαιτούμενων ενεργειών, ώστε εφόσον εξασφαλιστούν οι απαραίτητες - για τη λειτουργία του - ποσότητες φυσικού αερίου, το Έργο να είναι έτοιμο για τη λήψη της Τελικής Επενδυτικής Απόφασης (Final Investment Decision - FID). Με βάση το ισχύον χρονοδιάγραμμα, ο αγωγός «ΠΟΣΕΙΔΩΝ» θα τεθεί σε λειτουργία στο τέλος του 2022.

- East Med

Τη διετία 2011 - 2012, η ΔΕΠΑ διερεύνησε τη δυνατότητα κατασκευής του αγωγού Eastern Mediterranean Pipeline (East Med) με στόχο την απευθείας μεταφορά φυσικού αερίου από τα κοιτάσματα της Λεβαντίνας στο Ευρωπαϊκό Σύστημα Φυσικού Αερίου, μέσω της Ελλάδας.

Το αέριο της Ανατολικής Μεσογείου θα κατευθύνεται υποθαλάσσια προς την Κύπρο, στη συνέχεια προς τις ακτές της Κρήτης, και ακολούθως, μέσω της Πελοποννήσου και της Δυτικής Ελλάδας, στην Ιταλία. Στη γειτονική μας χώρα θα φθάνει μέσω του αγωγού IGI - Poseidon (ΠΟΣΕΙΔΩΝ), που θα συνδέεται με τον East Med στο Φλωροβούνι της Θεσπρωτίας.

Από τον Ιούλιο του 2014, η διαχείριση του Έργου ανήκει στην θυγατρική της ΔΕΠΑ «ΥΑΦΑ - ΠΟΣΕΙΔΩΝ», στην οποία συμμετέχει ισομερώς η ιταλική Edison. Ο αγωγός East Med εντάχθηκε στον Κατάλογο των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of

Common Interest – PCIs) της ΕΕ, το 2013. Βάσει του Ευρωπαϊκού Κανονισμού 347/2013, η συμμετοχή του σε αυτόν ανανεώθηκε το 2015.

Την ίδια χρονιά ξεκίνησε η συγχρηματοδότησή του από την ΕΕ για τη Δράση «Eastern Mediterranean Natural Gas Pipeline - Pre-Feed Studies». Το σύνολο των ανωτέρω συγχρηματοδοτούμενων μελετών που εκπονήθηκαν στο πλαίσιο των Pre-Feed Studies καταστούν σαφή την τεχνική εφικτότητα, την οικονομική βιωσιμότητα και την εμπορική ανταγωνιστικότητα του Έργου.

Επίσης, επισημαίνουν την προστιθέμενη αξία του αγωγού East Med, αλλά και το συμπληρωματικό του χαρακτήρα, στο πλαίσιο των προοπτικών εξαγωγής του φυσικού αερίου της Νοτιοανατολικής Μεσογείου για την ενίσχυση της ενεργειακής ασφάλειας της Ευρώπης. Σύμφωνα με τις εν λόγω μελέτες, η σχεδιαζόμενη δυναμικότητα του αγωγού είναι 10 δισ. κυβ. μέτρα φυσικού αερίου (φ. α.) ετησίως, με δυνατότητα να ανέλθει στα 16 δισ. κυβ. μέτρα φ. α..

Σημειώνεται ότι ανάλογα έργα, αναφορικά με τη δυσκολία υλοποίησής τους λόγω του θαλάσσιου βάθους, είτε έχουν ήδη κατασκευασθεί και λειτουργούν με επιτυχία (αγωγός Medgas Αλγερία - Ισπανία), είτε είναι σε φάση έναρξης κατασκευής (αγωγός Galsi Αλγερία - Ιταλία). Επισημαίνεται ότι η ανάπτυξη του αγωγού EastMed χαίρει εξαρχής της στήριξης τόσο των Κυβερνήσεων των κρατών από τα οποία θα διέρχεται, όσο και της ΕΕ, όπως προαναφέρθηκε.

Επιπρόσθετα, τα συμπεράσματα των προαναφερόμενων συγχρηματοδοτούμενων από την Ε.Ε. μελετών δίνουν νέα ώθηση στην ανάπτυξη του Έργου, μέσω της ανάληψης πρωτοβουλιών σε εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο. Μέσα στο νέο αυτό πλαίσιο, στις αρχές Απριλίου 2017 οι Υπουργοί Ενέργειας Ελλάδας, Κύπρου, Ισραήλ και Ιταλίας υπέγραψαν παρουσία του Ευρωπαϊκού Επιτρόπου Κλιματικής Αλλαγής και Ενέργειας Μιγκέλ Αρίας Κανιέτε Κοινή Διακήρυξη για την περαιτέρω συστηματική παρακολούθηση και προώθηση της ανάπτυξης του Έργου.

- ΕΒΔΑ

Το Έργο του Ελληνο-Βουλγαρικού Διασυνδετήριου Αγωγού αποτελείται από έναν αγωγό μήκους περίπου 182 χλμ. (εκ των οποίων 31 χλμ. βρίσκονται εντός της

ελληνικής επικράτειας), καθώς και τις αναγκαίες υποστηρικτικές εγκαταστάσεις (Μετρητικοί Σταθμοί, βανοστάσια, Κέντρο Λειτουργίας).

Με σημείο εκκίνησης την Κομοτηνή, ο αγωγός θα καταλήγει στη Stara Zagora αντίστοιχα, συνδέοντας τα δίκτυα Φυσικού Αερίου Ελλάδος και Βουλγαρίας, ενώ θα υπάρχει η δυνατότητα της αντίστροφης ροής (reverse flow). Προβλέπεται η μεταφορά ποσοτήτων φυσικού αερίου της τάξης των 3 δισ. κυβ. μέτρων φυσικού αερίου (φ. α.) ετησίως, με δυνατότητα αύξησής τους στα 5 δισ. κυβ. μέτρα φ. α. ετησίως με την κατασκευή Σταθμού Συμπίεσης.

Τη μελέτη, την κατασκευή και τη λειτουργία του Έργου έχει αναλάβει η Εταιρεία ICGB AD, που έχει την έδρα της στη Βουλγαρία και ιδρύθηκε στις 5 Ιανουαρίου 2011. Οι Μέτοχοι της ICGB AD είναι η Βουλγαρική κρατική Εταιρεία Bulgarian Energy Holding (BEH) (50%) και η ελληνική Εταιρεία ΥΑΦΑ ΠΟΣΕΙΔΩΝ (50%), στην οποία συμμετέχουν ισομερώς η ΔΕΠΑ και η ιταλική EDISON. Σημειώνεται ότι, τόσο η Ελλάδα, όσο και η Βουλγαρία, υποστηρίζουν ενεργά το Έργο χαρακτηρίζοντάς το ως έργο εθνικής σημασίας, και δημοσίου συμφέροντος (Ελλάδα: Νόμος 4001/2011, Άρθρο 176, Βουλγαρία: Απόφαση Υπουργικού Συμβουλίου Νο 452 της 07.06.2012). Επιπλέον, η Ευρωπαϊκή Ένωση ενέταξε το Έργο στα Έργα Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest - PCIs) της ισχύουσας λίστας βάσει του Ευρωπαϊκού Κανονισμού 347/2013. Επίσης, το Έργο περιλαμβάνεται στον κατάλογο των έργων προτεραιότητας της πρωτοβουλίας για την Ενεργειακή Διασύνδεση των χωρών της Κεντρικής και Νοτιοανατολικής Ευρώπης (Central and South Eastern Europe Gas Connectivity - CESEC).

Έχει ήδη εγκριθεί η συγχρηματοδότησή του με 45 εκατ. Ευρώ από την Ε.Ε. στα πλαίσια του προγράμματος του Ευρωπαϊκού Σχεδίου Οικονομικής Ανάκαμψης στον τομέα της ενέργειας (EEPR), ενώ παράλληλα, στο πλαίσιο της ενίσχυσης της ανταγωνιστικότητας του έργου, εξετάζονται συμπληρωματικές μορφές χρηματοδότησης μέσω των Διαρθρωτικών Ταμείων.

Η Τελική Επενδυτική Απόφαση ελήφθη στις 10 Δεκεμβρίου 2015 και με βάση το ισχύον χρονοδιάγραμμα, η κατασκευή του έργου προγραμματίζεται να ξεκινήσει το

πρώτο τρίμηνο του 2018, ενώ η έναρξη λειτουργίας του προσδιορίζεται για πρώτο τρίμηνο του 2020.

1.2 LNG

1.2.1 Ορισμός

Προσπαθώντας να αναλύσουμε την αγορά του φυσικού αερίου και των πλοίων LNG, θα πρέπει πρώτα να γνωρίσουμε και να ορίσουμε το ίδιο το προϊόν. Ως Liquefied Natural Gas (LNG) ορίζεται λοιπόν το υγροποιημένο φυσικό αέριο που έχει ψυχθεί έως τους -160°C ή σε 259 βαθμούς Fahrenheit, σε κατάσταση μιας ατμοσφαιρικής πίεσης, μια φυσική κατάσταση στην οποία συμπυκνώνεται και μετατρέπεται σε υγρό.

Στη σύνθεσή του εμφανίζεται σχεδόν αποκλειστικά το μεθάνιο σε ποσοστό 95%, απαλλαγμένο από λοιπές ουσίες όπως οξυγόνο, διοξείδιο του άνθρακα ή νερό, στοιχεία που θα μόλυναν τη καθαρότητα του προϊόντος. Σε πολύ μικρά ποσοστά συναντάμε αιθάνιο, προπάνιο, βουτάνιο αλλά και υδρογόνο.

Κατά την υγροποιημένη μορφή το φυσικό αέριο εμφανίζεται άοσμο, άχρωμο, μη τοξικό και μη διαβρωτικό. Μετά από ειδικές επεξεργασίες, η υγροποίησή του προκαλεί μείωση του όγκου του ή ακριβέστερα τη συρρίκνωση του έως και 600 φορές (σε σύγκριση με τον όγκο κατά την αέρια κατάστασή του, 1/600). Ιδιαίτερα χαρακτηριστικά του LNG είναι ότι η πυκνότητά του είναι η μισή από αυτή του νερού, ενώ το βάρος του δεν ξεπερνά αυτό του αέρα.

Μονάδα μέτρησης του φυσικού αερίου σε υγρή μορφή είναι οι μετρικοί τόνοι (Metric Ton, mt).

1.2.2 Ιστορική αναδρομή

Το υγροποιημένο φυσικό αέριο (LNG) αποδείχθηκε βιώσιμη πηγή ενέργειας το 1917, όταν η πρώτη μονάδα υγροποιημένου φυσικού αερίου άρχισε να λειτουργεί στη Δυτική Βιρτζίνια. Ακολούθησε η δημιουργία της πρώτης εμπορικής μονάδας

υγροποίησης η οποία χτίστηκε στο Κλίβελαντ του Οχάιο το 1941. Δεκαοχτώ χρόνια μετά, τον Ιανουάριο του 1959, το πρώτο δεξαμενόπλοιο LNG του κόσμου το (Methane Pioneer) μετέφερε το πρώτο φορτίο υγροποιημένου φυσικού αερίου από το Lake Charles της Λουιζιάνα στο Canvey Island του Ηνωμένου Βασιλείου. Το γεγονός αυτό απέδειξε ότι μεγάλες ποσότητες υγροποιημένου φυσικού αερίου θα μπορούσαν να μεταφερθούν με ασφάλεια μέσω θαλάσσης.

Το 1961, η Βρετανία υπέγραψε 15-ετές συμβόλαιο για να λαμβάνει περίπου 1 εκατομμύριο τόνους (mtpa) φυσικού αερίου ετησίως από την Αλγερία, το συμβόλαιο θα ίσχυε από το 1965. Για το λόγο αυτό η κατασκευή της πρώτης μονάδας υγροποίησης στον κόσμο ανατέθηκε στο Αρζού της Αλγερίας ώστε να εκτελεστεί η σύμβαση με το Ηνωμένο Βασίλειο και να το προμηθεύει από τα τεράστια αποθέματα φυσικού αερίου που βρίσκονται στη Σαχάρα. Το επόμενο έτος και η Γαλλία υπέγραψε σχετική συμφωνία για αγορά φυσικού αερίου από την Αλγερία.

Αργότερα, το 1969 η μονάδα που βρίσκεται στο Kenai της Αλάσκας (η οποία σήμερα έχει χωρητικότητα 1,3 mtpa) άρχισε να μεταφέρει LNG προς το Τόκιο και συγκεκριμένα προς το εργοστάσιο ηλεκτρικής ενέργειας του Τόκιο, TEPCO (Tokyo Electric Power Company). Το 1972, το Μπρουνέι έγινε ο πρώτος παραγωγός φυσικού αερίου της Ασίας, με αποτέλεσμα να λειτουργεί μία μονάδα υγροποιημένου φυσικού αερίου στο Lumut, που έχει πλέον δυναμικότητα της τάξης των 6,5 mtpa, και προμηθεύει την Κορέα καθώς και την Ιαπωνία. Η μονάδα LNG της Λιβύης στο Marsa el Brega άρχισε τις παραδόσεις φυσικού αερίου στην Ισπανία το 1970. Επίσης από τη Λιβύη άρχισε να εφοδιάζεται και η Ιταλία, σηματοδοτώντας την είσοδο ενός νέου παραγωγού και δύο νέων αγοραστών στην αγορά του υγροποιημένου φυσικού αερίου.

Οι Αμερικανικές εισαγωγές από την Αλγερία, εγκρίθηκαν το 1972 με την Boston's Distrigas να υπογράφει συμβόλαιο με τη δέσμευση για αγορά 50 εκατομμυρίων κυβικών ποδιών φυσικού (MMscfd) αερίου την ημέρα από τη μονάδα Skikda για μια περίοδο 20 ετών.

Το 1979 σημειώθηκε η πρώτη λήξη σύμβασης για LNG: το 15-ετές συμβόλαιο μεταξύ της Αλγερίας και του Ηνωμένου Βασιλείου ήρθε στο τέλος του. Η προμήθεια φυσικού αερίου από την Αλγερία συνεχίστηκε και κατά τη διάρκεια της δεκαετίας του 1980, αλλά τελικά τερματίστηκε καθώς είχε αρχίσει ήδη αρχίσει η παραγωγή φυσικού αερίου από τη Βόρεια Θάλασσα. Κατά τη διάρκεια του 1979, η αγορά κλονίστηκε από τις διαφωνίες σχετικά με τις τιμές μεταξύ των ΗΠΑ και της Sonatrach η οποία τελικά οδήγησε στην καταγγελία και τη λύση των συμβάσεων, τον παροπλισμό έξι δεξαμενόπλοιων μεταφοράς LNG (εκ των οποίων τρία στη συνέχεια δόθηκαν για διάλυση) και τη διακοπή της λειτουργίας των δύο εκ των τεσσάρων τερματικών LNG των ΗΠΑ.

Ωστόσο, η ζήτηση για LNG στην Ασία εξακολούθησε να αυξάνεται. Έτσι η Μαλαισία εισήλθε στην αγορά υγροποιημένου φυσικού αερίου το 1983 (αρχικά με συμβόλαιο όγκου 6 mtpa το οποίο στη συνέχεια αυξήθηκε σε 7,5 mtpa). Ακολούθησε η Αυστραλία το 1989 (ομοίως με αρχικό όγκο των συμβάσεων 6 mtpa ο οποίος έχει πλέον έχει αυξηθεί στα 7,5 mtpa).

Το Κατάρ έγινε ο δεύτερος παραγωγός LNG της Μέσης Ανατολής με την παράδοση του πρώτου φορτίου υγροποιημένου φυσικού αερίου από την Qatargas τον Ιανουάριο του 1997. Πρόσφατα έχουν κατασκευαστεί πολλές μονάδες φυσικού αερίου: το Τρινιντάντ & Τομπάγκο (3 mtpa) ξεκίνησε τον Απρίλιο του 1999, το Ras Laffan (6.6 mtpa) τον Μάιο του 1999, η Νιγηρία (5,6 mtpa) τον Οκτώβριο του 1999. Τον Απρίλιο του 2000 άρχισε τη δραστηριότητά του στην εξαγωγή φυσικού αερίου και το Ομάν με μια εγκατάσταση της χωρητικότητας 6,6 mtpa την παράδοση του πρώτου φορτίου στην Κορέα.

Τέλος, το 2000 το ετήσιο εμπόριο LNG φτάνει τα 100mt ενώ το 2008 τα ξεπερνάει φτάνοντας τα 173 mt.

1.2.3 Αποθήκευση

Οι δεξαμενές αποθήκευσης LNG είναι ένα σημαντικό μέρος και για τις εγκαταστάσεις βασικού φορτίου και για τις εγκαταστάσεις αναγκών αιχμής. Επιπλέον, αποτελούν

σημαντικό μέρος της επένδυσης των τερματικών εγκαταστάσεων παραλαβής LNG. Λόγω του υψηλού κόστους αυτών των μονάδων και σπουδαιότητάς τους στη συνολική ασφάλεια των εγκαταστάσεων LNG, έχει δοθεί μεγάλη προσοχή στο σχεδιασμό των δεξαμενών LNG.

Ένα από τα πρώτα θέματα που τέθηκαν στο σχεδιασμό των δεξαμενών LNG ήταν στην επιλογή κατάλληλων υλικών. Η αστοχία της δεξαμενής στο Cleveland, Ohio το 1944 αποδόθηκε στη χρήση χάλυβα με 3,5% νικέλιο που έγινε εύθραυστος στη θερμοκρασία του LNG. Μετά από αυτό το συμβάν, μεγάλης κλίμακας προγράμματα έχουν αποδείξει την καταλληλότητα του χάλυβα με 9% νικέλιο, των ανοξειδωτων χαλύβων, και ορισμένων κραμάτων αργιλίου (σειρά 5000) για κατασκευή δεξαμενών LNG.

Οι δεξαμενές από κράματα αργιλίου είναι συνήθως περιορισμένου μεγέθους, επειδή ο συντελεστής θερμικής διαστολής του αργιλίου είναι περίπου διπλάσιος αυτού του χάλυβα. Σε μεγάλες δεξαμενές, τέτοια θερμική μετακίνηση κατά τη διάρκεια της ψύξης θα μπορούσε να οδηγήσει σε αστοχία των δεξαμενών.

Τα σχέδια των δεξαμενών έχουν εξελιχθεί επίσης δεδομένου ότι έχουν εφαρμοστεί περισσότερο περίπλοκες αναλύσεις δεδομένων ασφαλείας στις εγκαταστάσεις LNG. Οι αρχικοί σχεδιασμοί προέβλεπαν μια εσωτερική κρυογονική δεξαμενή υγρού που εντός μιας εξωτερικής δεξαμενής που περιείχε το σύστημα μόνωσης για την εσωτερική.

Σε μερικά σχέδια η εξωτερική δεξαμενή περιείχε αέριο άζωτο που, με τη σειρά της, ήταν συνδεδεμένη με μια δεξαμενή μεταβλητός-όγκου ή με μεμβράνες, η οποία αντιστάθμιζε τις αλλαγές στον όγκο του αζώτου λόγω των αλλαγών στη θερμοκρασία περιβάλλοντος αποφεύγοντας συμπίεση ή αποσυμπίεση της εξωτερικής δεξαμενής.

Σε άλλα σχέδια, η στέγη της εσωτερικής δεξαμενής δεν ήταν στεγανή, αλλά μερικώς υποστρωμένη μόνωση και η εξωτερική δεξαμενή χρησίμευε ως μια αποθήκη φυσικού αερίου. Και στα δύο σχέδια, οι εξωτερικές δεξαμενές κατασκευάζονταν από κοινό χάλυβα άνθρακα και περιβάλλονταν από ένα χαμηλό ανάχωμα για να συγκρατήσει τις όποιες διαρροές LNG.

Αναλυτικές μελέτες έδειξαν ότι ο πρωτεύων κίνδυνος ασφάλειας με μια διαρροή LNG είναι ο σχηματισμός ενός μεγάλου νέφους ατμών του προϊόντος που μπορεί να παρασυρθεί, αναφλεγεί και να προκαλέσει εκτεταμένη ζημία. Τα επόμενα σχέδια ενσωμάτωσαν υλικά εξωτερικής δεξαμενής λιγότερο επιρρεπή σε αστοχία κρουγονικές θερμοκρασίες και υψηλότερα αναχώματα που χτίστηκαν πιο κοντά δεξαμενές. Αυτά τα μέτρα οδηγούν σε μικρότερη ελεύθερη επιφάνεια οποιαδήποτε διαρροή LNG από μια αστοχία δεξαμενών και επομένως χαμηλότερο ρυθμό τροφοδοσίας του επακόλουθου νέφους ατμών.

Επιπρόσθετες μελέτες αναθεώρησαν τις συνέπειες μιας εξωτερικής προσβολής, όπως συντριβής αεροσκάφους, που οδηγεί σε αποτυχία της δεξαμενής και την επίδραση μιας καταστροφικής αστοχίας της εσωτερικής δεξαμενής στο περιεχόμενο της εξωτερικής δεξαμενής. Όλες αυτές οι μελέτες εστίασαν στην ανάγκη για την ασφαλέστερη συγκράτηση της εξωτερικής δεξαμενής. Τα προκύψαντα σχέδια δεξαμενών περιλαμβάνουν δεξαμενισμό διπλής ακεραιότητας δηλαδή, μια διαρροή υγρού από μια αστοχία της εσωτερικής δεξαμενής παραλαμβάνεται από μια δεύτερη ομόκεντρη δεξαμενή που είναι δομικά ανεξάρτητη από την πρώτη.

1.2.4 Τύποι Πλοίων

Το υγροποιημένο φυσικό αέριο μεταφέρεται με πλοία διπλού κύτους που έχουν σχεδιαστεί ειδικά για να χειρίζονται την χαμηλή θερμοκρασία του υγροποιημένου φυσικού αερίου. Τα εν λόγω δεξαμενόπλοια είναι μονωμένα για να περιορίζουν την απώλεια υγροποιημένου αερίου λόγω εξάτμισής του. Αυτές οι απώλειες εξάτμισης χρησιμοποιούνται για τη συμπλήρωση των καυσίμων των πλοίων. Σύμφωνα με το World Gas Intelligence (2008), σε ένα τυπικό ταξίδι, εκτιμάται ότι περίπου το 0,1% - 0,25% του φορτίου ΥΦΑ εξατμίζεται κάθε μέρα, ανάλογα με την αποτελεσματικότητα της μόνωσης και την τραχύτητα του ταξιδιού. Σε ένα τυπικό ταξίδι, 20 ημερών μπορεί να εξατμιστεί από το 2% - 6% του συνολικού όγκου του ΥΦΑ.

Λόγω της αυξημένης επικινδυνότητας των υγραεριοφόρων πλοίων απαιτείται υψηλή τεχνολογία κατασκευής τους, αυξημένα μέτρα ασφαλείας και τήρηση αυστηρών περιορισμών κατά τη μεταφορά ενώ η προσέγγιση τους επιτρέπεται μόνο σε ειδικούς προβλήτες που διαθέτουν τα ενδεδειγμένα μέσα ασφάλειας, πρόβλεψης και αντιμετώπισης εκτάκτων καταστάσεων.(12)

Η χωρητικότητα των υγραεριοφόρων πλοίων υπολογίζεται σε κυβικά μέτρα φυσικού αερίου υπό κανονική ατμοσφαιρική πίεση. Με δεδομένο ότι υπό τις συνθήκες αυτές ένα κυβικό μέτρο υγρού φυσικού αερίου αντιστοιχεί σε 600 κυβικά μέτρα φυσικού αερίου, ένα υγραεριοφόρο πλοίο χωρητικότητας π.χ. 120.000 m³ μπορεί να μεταφέρει περίπου 70.000.000 m³ φυσικού αερίου.

Τα πλοία LNG, ανάλογα με τον τρόπο κατασκευής των δεξαμενών, διακρίνονται στα: i) LNG μεμβράνης, ii) LNG σφαιρικών δεξαμενών (τύπου Moss) και iii) Prismatic IHI. Τα τελευταία χρόνια χρησιμοποιήθηκαν και δεξαμενές τύπου CS1, οι οποίες αποδείχθηκαν ελαττωματικές με πολλά μειονεκτήματα.

Ο τύπος και ο τρόπος κατασκευής των δεξαμενών προβλέπονται από σχετικούς κανονισμούς του IMO (International Maritime Organization).

Στα LNG μεμβράνης οι δεξαμενές είναι ενσωματωμένες στο κύτος του σκάφους ενώ στα πλοία τύπου Moss υπάρχουν συνήθως 4-5 μη ενσωματωμένες μονωμένες σφαιρικές δεξαμενές αλουμινίου οι οποίες προεξέχουν από το κατάστρωμα, ενώ τα πρισματικά LNG (SPB) αποτελούνται από ανεξάρτητα containers από αλουμίνιο που βρίσκονται τοποθετημένα εντός του κύτους.

Στο τέλος του 2014 τα LNG μεμβράνης αποτελούσαν το 67,5%(255 πλοία) του παγκόσμιου στόλου πλοίων LNG, τα πλοία σφαιρικών δεξαμενών (Moss Rosenberg) το 28,5% (108 πλοία) και τα λοιπά (Prismatic IHI, FSRUs-Floating Storage and Regasification Unit, κ.τ.λ.) το 4% (15 πλοία).

Γενικά, τα πλοία με σφαιρικές δεξαμενές είναι πιο δαπανηρά στην κατασκευή και απαιτείται μεγαλύτερος χρόνος για τη ναυπήγησή τους. Σε σύγκριση με τα μεμβρανοειδή έχουν μεγαλύτερο κόστος σε ποσοστό 20 με 30%. Ο χρόνος κατασκευής τους συνδέεται με τις τεχνολογίες που απαιτούνται κάθε φορά από τους

πλοιοκτήτες και με τις επικρατούσες συνθήκες της αγοράς. Η κατασκευή ενός πλοίου LNG κανονικού μεγέθους, με πρισματικές μεμβρανοειδής δεξαμενές διαρκεί 24 με 26 μήνες και με σφαιρικές δεξαμενές 26 με 28 μήνες.

Μια επιπλέον διάκριση των πλοίων LNG είναι βάση χωρητικότητας:

- Med-max (75,000 m³)
- Conventional (135,000 – 160,000 m³)
- Atlantic-max (175,000 m³)
- Q-flex (210,000 m³)
- Q-max (250,000 m³ και άνω)

1.2.5 Παγκόσμιος Στόλος

Μέχρι το τέλος του 1979, μετά από μια απότομη αύξηση των νεότευκτων πλοίων κατά το δεύτερο ήμισυ της δεκαετίας του 1970, ο παγκόσμιος στόλος LNG ήταν 52 πλοία - 17 Moss, 16 Gaz Transport, 12 Technigaz, και 7 άλλων.

Υπήρξε ένας περιορισμένος αριθμός εμπορικών δρόμων, με τα πλοία να εργάζονται σε μακροχρόνια ναύλωση για να παραδώσουν το υγροποιημένο φυσικό αέριο από τις χώρες εξαγωγής στις χώρες εισαγωγής. Αυτές οι εμπορικές οδοί ήταν από το Μπρουνέι, το Αμπό Ντάμπι και την Αλάσκα στην Ιαπωνία, από τη Λιβύη προς την Ιταλία και την Ισπανία, και από την Αλγερία στη Γαλλία, το Βέλγιο και τις ΗΠΑ.

Μετά από μια στάσιμη περίοδο του 1980, χωρίς μεγάλη επέκταση και ορισμένα πλοία να παραμένουν ανενεργά στο λιμάνι, ο αριθμός των χωρών που εξάγουν έχει μεγαλώσει και περιλαμβάνει την Αγκόλα, την Αυστραλία, τη Δομινικανή Δημοκρατία, Αίγυπτος, Ισημερινή Γουινέα, την Ινδία, την Ινδονησία, Κουβέιτ, Μαλαισία, Νιγηρία, Νορβηγία, Ομάν, το Περού, το Κατάρ, η Ρωσία, Τρινιδάδ, και την Υεμένη. Στις νέες χώρες εισαγωγής περιλαμβάνονται η Αργεντινή, η Βραζιλία, ο Καναδάς, η Χιλή, η Κίνα, η Δομινικανή Δημοκρατία, η Ελλάδα, η Κορέα, το Μεξικό, το Πουέρτο Ρίκο, η Σιγκαπούρη, η Ταϊβάν, η Τουρκία, και το Ηνωμένο Βασίλειο και προσφάτως η Αίγυπτος.

Μεταξύ των χωρών εξαγωγής, η μεγαλύτερη ανάπτυξη ήταν η απόφαση της Qatargas να επεκτείνει σημαντικά τις εξαγωγές υγροποιημένου φυσικού αερίου της, βλέποντας ευκαιρίες για πωλήσεις στην Ευρώπη και τις ΗΠΑ. Προσέλαβαν την ExxonMobil από το 2001 για τη βελτιστοποίηση του σχεδιασμού της μεμβράνης του πλοίου για το εμπόριο.

Μετά από συμβουλή της ExxonMobil, τα νέα πλοία Qatargas παραγγέλθηκαν πρώτα ως Q-Flex μέγεθος (210k έως 216k), έπειτα ως Q-Max μέγεθος (260k έως 266k), δίνοντάς τους τη δυνατότητα να εμπορεύονται μόνο σε ειδικά κατασκευασμένα και προσαρμοσμένα τερματικά. Συνολικά 31 Q-Flex και 14 Q-Max πλοία παραδόθηκαν μεταξύ 2007 και 2010.

Τα Q-Flex και Q-Max πλοία είναι αξιοσημείωτα, όχι μόνο για το μεγάλο μέγεθός τους, αλλά και για πολλές άλλες καινοτομίες. Αντί των εξατμίσεων που χρησιμοποιούνται για να τροφοδοτήσουν τα πλοία μέσω των λεβήτων και των ατμοστρόβιλων πρόωσης, τα πλοία αυτά χρησιμοποιούσαν συμβατικούς κινητήρες

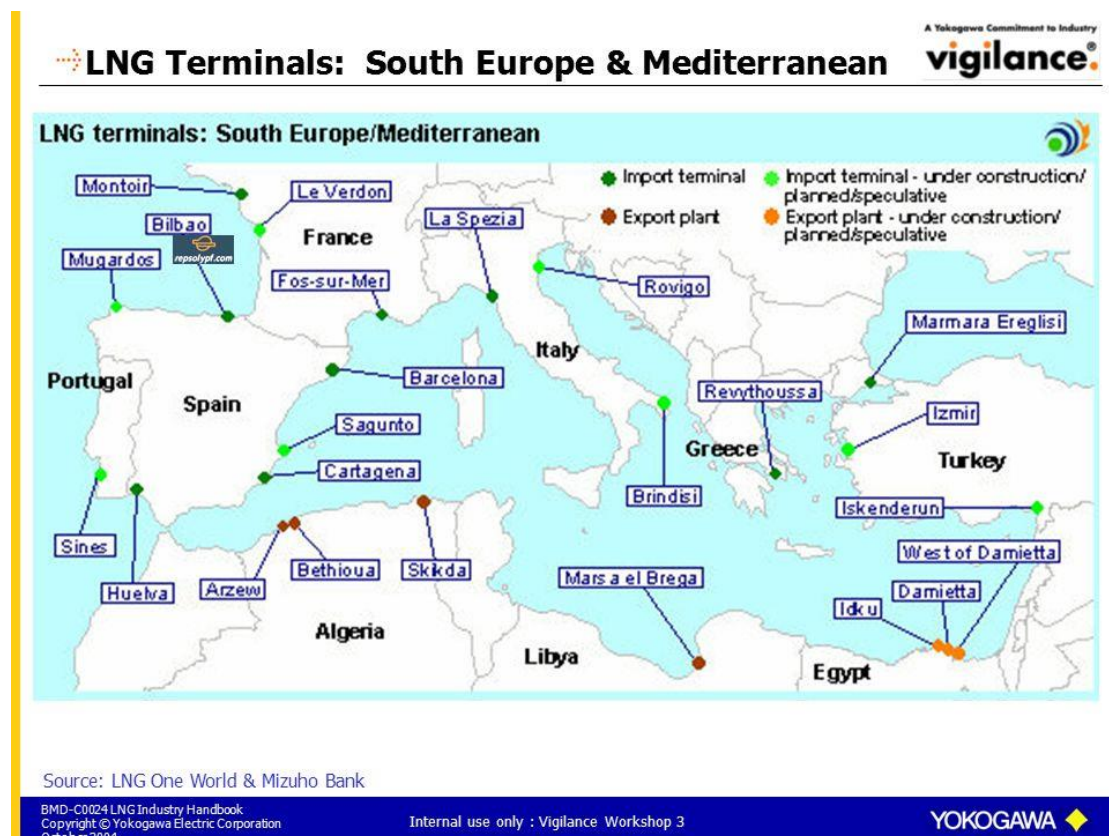
ντίζελ αργής ταχύτητας, και ήταν εφοδιασμένα με εξοπλισμό επανυγροποίησης για να αντισταθμίσουν τις εξατμίσεις.

Στο άλλο άκρο, από τη δεκαετία του 1990 υπήρξε μια σταδιακή αύξηση του αριθμού των μικρών LNG πλοίων της των 10k με 30k κατασκευασμένα για το παράκτιο εμπόριο. Πιο πρόσφατα, φυσικά, υπήρξε μια έκρηξη σε παραγγελίες από ανεξάρτητους ιδιοκτήτες για «κλασικά» πλοία με τον τύπο της μεμβράνης με μεταφορική ικανότητα περίπου 170.000 cbm. Την ίδια στιγμή, υπάρχει ένα μίνι-αναζωπύρωση του ενδιαφέροντος για πλοία τύπου Moss, όμως, στις αρχές του 2014 υπήρξε και ζήτηση για 16 Arctic μεταφορείς LNG για να εξυπηρετηθούν τα σχέδια της Yamal LNG.

Το Δεκέμβριο του 2014, ο LNG στόλος αποτελούνταν από 350 πλοία και στις αρχές του 2016 ανήλθε στα 426 (16). Ο υπάρχων παγκόσμιος στόλος των πλοίων μεταφοράς LNG, είναι μεταφορικής ικανότητας 62 εκατομμυρίων κυβικών μέτρων. Έως το 2030 ο στόλος θα πρέπει να αυξηθεί στα 900 πλοία το , συνολικής χωρητικότητας 90

εκατομμυρίων κυβικών μέτρων, προκειμένου να μπορεί να καλύψει τη ζήτηση για μεταφορά. Το παγκόσμιο εμπόριο LNG υπολογίζεται ότι θα αυξηθεί από 310 δισ. κ.μ. που ήταν το 2015 στα 570 δισ. κ.μ. το 2020 και τα 880 δισ. κ.μ. το 2030. Η αύξηση θα οφείλεται κυρίως στην άνοδο των εισαγωγών από Κίνα και Ινδία.

1.2.6 Σταθμοί LNG



1.2.7 ΑΣΦΑ

Το έργο του Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου Αλεξανδρούπολης αποτελεί ένα σύγχρονο, πρωτοποριακό και υψηλής τεχνολογίας έργο που αποτελείται από μία υπεράκτια πλωτή μονάδα παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου και από ένα σύστημα υποθαλάσσιου και χερσαίου αγωγού μέσω του οποίου το φυσικό αέριο προωθείται στο Εθνικό Σύστημα (Μεταφοράς) Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) και από εκεί προς τους τελικούς καταναλωτές.

Το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης έχει επίσης την δυνατότητα να συνδεθεί και να τροφοδοτεί με φυσικό αέριο και άλλα κατάντη συστήματα μεταφοράς φυσικού αερίου που προγραμματίζεται να αναπτυχθούν στο μέλλον όπως ο ΤΑΡ (Trans Adriatic Pipeline).

Το Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο (ΥΦΑ) θα φθάνει στην πλωτή μονάδα με δεξαμενόπλοια μεταφοράς ΥΦΑ, θα μεταγγίζεται με βραχίονες και θα αποθηκεύεται προσωρινά στις κρυογενικές δεξαμενές της μονάδας.

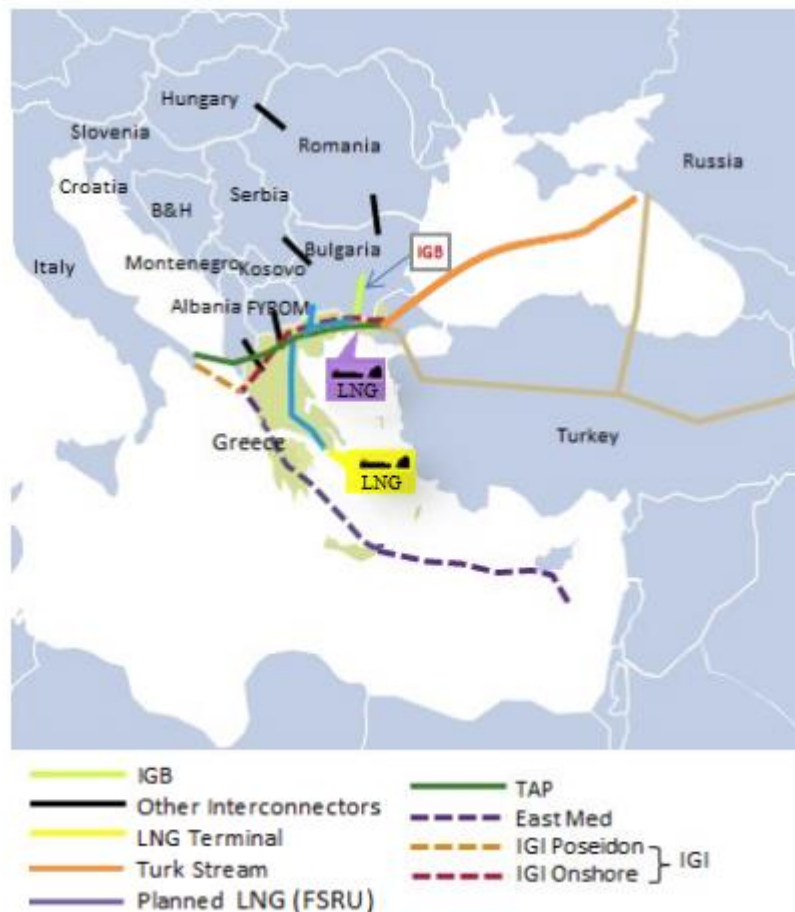
Στη συνέχεια το ΥΦΑ θα αεριοποιείται στις εγκαταστάσεις αεριοποίησης που βρίσκονται πάνω στην πλωτή μονάδα και μέσω ειδικής διάταξης (πυργίσκος και εύκαμπτοι αγωγοί) θα μεταφέρεται από την πλωτή μονάδα στον υποθαλάσσιο αγωγό μεταφοράς ο οποίος ακολουθώντας μία διαδρομή 24 χλμ θα προσαιγιαλώνεται στην περιοχή του Απαλού, ανατολικά της Αλεξανδρούπολης. Κατόπιν, συνεχίζοντας με βόρεια πορεία 4 χλμ θα καταλήγει στο νέο Μετρητικό και Ρυθμιστικό Σταθμό στην περιοχή Αμφιτρίτης όπου θα συνδέεται με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου.

Η πλωτή μονάδα θα είναι μόνιμα αγκυροβολημένη σε σταθερό σημείο και σε απόσταση 17,6 χλμ ΝΔ από το λιμάνι της Αλεξανδρούπολης και 10 χλμ από την απέναντι ακτή της Μάκρης. Ο πυργίσκος πρόσδεσης θα της επιτρέπει να περιστρέφεται κατά 360° ανάλογα με την κατεύθυνση του κυματισμού της θάλασσας.

Το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης αποσκοπεί στη δημιουργία μίας τέταρτης πύλης εισαγωγής φυσικού αερίου στην χώρα μας, δυναμικότητας παροχής έως 700.000

κυβικών μέτρων ανά ώρα ή 6,1 δισ. κυβικών μέτρων φυσικού αερίου ετησίως και αποθηκευτικής ικανότητας έως 170.000 κυβικών μέτρων (κ.μ.) υγροποιημένου φυσικού αερίου.

Το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης θα διασφαλίσει νέες ποσότητες φυσικού αερίου για την τροφοδοσία της ελληνικής και της περιφερειακής αγοράς της ΝΑ Ευρώπης, συμβάλλοντας ταυτόχρονα στην διεύρυνση των πηγών και των οδών προμήθειας φυσικού αερίου, στην προώθηση του ανταγωνισμού προς όφελος του τελικού καταναλωτή, στην ασφάλεια εφοδιασμού της Ελλάδας και των Βαλκανικών χωρών, στην βελτίωση της αξιοπιστίας και της ευελιξίας του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου καθώς και των Περιφερειακών και Διευρωπαϊκών Συστημάτων αλλά και στην ενίσχυση των περιβαλλοντικών στόχων της χώρας.



Βασικά Μέρη ΑΣΦΑ

Το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης αποτελείται από πέντε βασικά μέρη:

- 1) Την Υπεράκτια Πλωτή Μονάδα αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ η οποία έχει τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:
 - a) Χωρητικότητα δεξαμενών ΥΦΑ έως 170.000m³
 - b) Μέγιστη ωριαία δυναμικότητα αεριοποίησης φυσικού αερίου σε συνθήκες κανονικής λειτουργίας έως 700.000 Nm³/h
 - c) -Ρυθμός μετάγγισης ΥΦΑ: 10.000 m³/h

Τις μόνιμες υπεράκτιες εγκαταστάσεις που συμπεριλαμβάνουν:

- 2) Το αγκυροβόλιο της πλωτής μονάδας σε σταθερό σημείο σε θαλάσσια περιοχή βάθους περίπου 40 μ. και σε απόσταση 17,6 χλμ νοτιοδυτικά της Αλεξανδρούπολης και 10 χλμ από την απέναντι ακτή της Μάκρης. Το αγκυροβόλιο αποτελείται από τον πυργίσκο και το σύστημα αγκύρωσης (συρματόσχοινα και άγκυρες αναρρόφησης)
- 3) Τους δύο εύκαμπτους αγωγούς διαμέτρου 14" έκαστος μέσω των οποίων το φυσικό αέριο μεταφέρεται από τον πυργίσκο στην Πολλαπλή Εξαγωγής Τέρματος Αγωγού (Pipeline End Manifold ή PLEM)
- 4) Την υποθαλάσσια Πολλαπλή Εξαγωγής Τέρματος Αγωγού (PLEM) η οποία βρίσκεται επί του πυθμένα της θάλασσας και από την οποία ξεκινά ο υποθαλάσσιος αγωγός.
- 5) Το υποθαλάσσιο και το χερσαίο τμήμα του αγωγού φυσικού αερίου για την μεταφορά του φυσικού αερίου προς το ΕΣΦΑ. Το υποθαλάσσιο τμήμα του αγωγού θα έχει μήκος περί τα 24 χλμ ενώ στην συνέχεια το χερσαίο τμήμα οδεύει βόρεια περί τα 4 χλμ μέχρι να συναντήσει τον αγωγό του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) στο τμήμα «Κήπων-Κομοτηνής» όπου και συνδέεται και διοχετεύει το μεταφερόμενο αέριο σε αυτόν. Η σύνδεση θα γίνει στο νέο Σταθμό Εισόδου του ΕΣΦΑ στο ύψος της Αμφιτρίτης.

Ο νέος Σταθμός Εισόδου (Μ/Ρ) στο ΕΣΦΑ, θα κατασκευασθεί από τον ΔΕΣΦΑ σε μικρή απόσταση από τον υφιστάμενο Σταθμό Εξόδου Αλεξανδρούπολης (U-3630) στο ύψος της Αμφιτρίτης.

Πλεονεκτήματα ΑΣΦΑ

1. Ο ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης αποτελεί μια νέα ενεργειακή πύλη για την Ελλάδα και τις χώρες της ΝΑ Ευρώπης.
2. Είναι χωροθετημένο σε στρατηγική θέση διότι μπορεί να προσελκύει ένα ευρύ φάσμα διεθνών προμηθευτών, συμπεριλαμβανομένων μελλοντικά και εκείνων της Αν. Μεσογείου, ενώ ταυτόχρονα βρίσκεται στο σταυροδρόμι των ενεργειακών διαδρόμων και αγωγών της περιοχής. Πιο συγκεκριμένα:
 - Συνδέεται απευθείας με το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) και τροφοδοτεί την Ελληνική αγορά.
 - Έχει άμεση πρόσβαση στην αγορά της Βουλγαρίας και διαμέσου αυτής της Ρουμανίας, της Σερβίας και του FYROM και περαιτέρω, της Ουγγαρίας και των αγορών της Αν. Ευρώπης μέσω του διασυνδεδημένου αγωγού Ελλάδας – Βουλγαρίας (IGB) και των άλλων διασυνδεδημένων αγωγών που είτε λειτουργούν είτε σχεδιάζονται πχ. Βουλγαρίας – Ρουμανίας, Βουλγαρίας – Σερβίας, Ουγγαρίας - Ρουμανίας.
 - Μπορεί να εφοδιάσει τη μεγάλη και ραγδαία αναπτυσσόμενη αγορά της Τουρκίας μέσω αντίστροφης ροής του υφιστάμενου διασυνδεδημένου δικτύου.
 - Έχει τη δυνατότητα να διασυνδεθεί και να υποστηρίξει τις μελλοντικές υποδομές αερίου του Νοτίου Διάδρομου, όπως ο TAP, και να αποκτήσει πρόσβαση στις Αγορές της Δυτικής Ευρώπης και τον Δακτύλιο Φ.Α. των Δυτικών Βαλκανίων.
3. Ειδικά για την Ελληνική αγορά, συμβάλλει στην ενεργειακή ασφάλεια, προωθεί τον ανταγωνισμό στην εσωτερική αγορά με προφανή οφέλη για τους

τελικούς καταναλωτές, ενισχύει την αντοχή και ευελιξία του Εθνικού συστήματος φυσικού αερίου και υποστηρίζει την ενεργειακή αειφορία και τον στόχο της μείωσης των εκπομπών αερίων ρύπων.

4. Για τις χώρες της Βαλκανικής και της ΝΑ Ευρώπης γενικότερα, προσφέρει πρόσβαση σε εναλλακτικές πηγές προμήθειας φυσικού αερίου και μέσω των διασυνδετήριων αγωγών δημιουργεί νέες, εναλλακτικές οδούς εφοδιασμού με φυσικό αέριο, ενισχύοντας και στην περίπτωση αυτή την ενεργειακή τους ασφάλεια και περιορίζοντας σημαντικά την ενεργειακή τους απομόνωση.
5. Το έργο ενισχύει τον ανταγωνισμό στην ευρύτερη περιοχή και υποστηρίζει την ανάπτυξη και λειτουργία ενός ανταγωνιστικού περιφερειακού κόμβου συναλλαγών.
6. Το έργο συμβαδίζει και στηρίζει την στρατηγική της Ε.Ε. για διαφοροποίηση των πηγών και οδών ενεργειακού εφοδιασμού συμβάλλοντας στην ενεργειακή ασφάλεια και ενεργειακή ολοκλήρωση της Ε.Ε.

Το 20% του μετοχικού κεφαλαίου της ελληνικής εταιρείας Gastrade A.E. απέκτησε η GasLog Ltd.

Όπως σημειώνει η Gastrade σε σχετική ανακοίνωση για την ολοκλήρωση της συμφωνίας, η GasLog Ltd είναι μία από τις μεγαλύτερες διεθνείς ναυτιλιακές εταιρείες που κατασκευάζει, κατέχει και διαχειρίζεται συνολικά 27 πλοία μεταφοράς υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG).

Η Gastrade αναπτύσσει στην θαλάσσια περιοχή της Αλεξανδρούπολης έναν υπεράκτιο πλωτό σταθμό υποδοχής, προσωρινής αποθήκευσης και αεριοποίησης Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (LNG) που θα αποτελέσει μια νέα πύλη εισόδου φυσικού αερίου στις αγορές της Νοτιοανατολικής και Κεντρικής Ευρώπης.

Με τη συμμετοχή της στη Gastrade, όπως αναφέρει η εταιρεία, η GasLog Ltd φέρνει την εμπειρία της στη διαχείριση και λειτουργία πλοίων και πλωτών μονάδων αποθήκευσης και αεριοποίησης LNG και θα συμβάλει ουσιαστικά στην ανάπτυξη του έργου της Αλεξανδρούπολης.

Ο Τερματικός σταθμός LNG Βορείου Ελλάδας στην Αλεξανδρούπολη έχει προσελκύσει το ενδιαφέρον της ελληνικής εταιρείας ΔΕΠΑ, της Βουλγαρικής Bulgarian Energy Holding καθώς και άλλων μεγάλων διεθνών εταιρειών.

Πρόκειται για Ευρωπαϊκό Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI - Project of Common Interest – Κανονισμός Ε.Ε. 347/2013), δηλαδή για έργο προτεραιότητας της Ευρωπαϊκής Ένωσης που υποστηρίζεται σταθερά από την Ελληνική και την Βουλγαρική Κυβέρνηση. Το έργο ενισχύει την ασφάλεια εφοδιασμού και υποστηρίζει την ανάπτυξη του ανταγωνισμού στην περιοχή.

Το έργο θα εγκατασταθεί 17,6 χλμ. νοτιοδυτικά του λιμένα της Αλεξανδρούπολης και θα έχει αποθηκευτικούς χώρους 170.000 κυβικών μέτρων και δυνατότητα παροχής φυσικού αερίου 6,1 δισ. κυβικών μέτρων ετησίως. Η πλωτή μονάδα θα συνδέεται με το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου με αγωγό μήκους 28 χλμ. και μέσω του αγωγού αυτού το αεριοποιημένο LNG θα προωθείται στις αγορές τόσο της Ελλάδας, όσο και της ευρύτερης περιφέρειας και ειδικότερα της Βουλγαρίας, της Ρουμανίας, της Σερβίας, της Ουγγαρίας αλλά και της Ουκρανίας.

Το έργο συνδυάζεται με τον διασυνδετήριο αγωγό Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB) αλλά και με τον αγωγό TAP. Για τους λόγους αυτούς προσελκύει το ενδιαφέρον μεγάλων νέων διεθνών προμηθευτών LNG, όπως οι Η.Π.Α., η Κύπρος, το Ισραήλ, αλλά και υφιστάμενων όπως το Qatar, η Αίγυπτος, και η Αλγερία, αλλά και μεγάλων εταιρειών εμπορίας LNG.

1.2.8 Μεσογειακή Διάσταση της Ενεργειακής Πολιτικής για το LNG στην Ευρώπη

Η μεσόγειος έχει εισέλθει τα τελευταία χρόνια με δυναμικό τόπο στη συζήτηση σχετικά με τον εφοδιασμό της ευρωπαϊκής ένωσης σε φυσικό αέριο. Εάν επιχειρήσει κανείς μια ανασκόπηση στις παλαιότερες αναλύσεις σχετικά με τον εφοδιασμό της ευρωπαϊκής ένωσης σε φυσικό αέριο από την Μεσόγειο θα διαπιστώσει ότι η Αλγερία σχεδόν μονοπωλεί το ενδιαφέρον των μελετητών ενώ σε μικρότερο βαθμό θα συναντήσει αναφορές στην Αίγυπτο και στη Λιβύη. Όσον αφορά στα μεσογειακά κράτη-μέλη, η συμβολή τους στην παραγωγή φυσικού αερίου της ευρωπαϊκής

ένωσης, ανερχόμενη σχεδόν στο 5% εθεωρείτο αμελητέα. Ωστόσο η συγκεκριμένη εικόνα έχει μεταβληθεί ριζικά, ιδιαίτερα μετά το 2009. Η ανακάλυψη φυσικού αερίου στην ανατολική Μεσόγειο και οι προσδοκίες από τις συνεχόμενες έρευνες που έχουν τοποθετήσει πλέον την περιοχή στο παγκόσμιο Ενεργειακό χάρτη. Παράλληλα η μεσογειακή διάθεση της ενεργειακής πολιτικής της ευρωπαϊκής ένωσης έχει εμπλουτιστεί με δύο νέες χώρες, δυνητικούς παραγωγούς και εξαγωγείς φυσικού αερίου, μία εκ των οποίων είναι και κράτος-μέλος. Λαμβάνοντας υπόψη το νέο, διαφοροποιημένο και αναβαθμισμένο ρόλο της Μεσογείου για τον εφοδιασμό της ευρωπαϊκής ένωσης με φυσικό αέριο, η ανάλυση εξετάζει καταρχάς την υφιστάμενη κατάσταση ως προς την παραγωγή και Κατανάλωση φυσικού αερίου στη μεσογειακή λεκάνη, στρέφεται, στη συνέχεια, στο παραδοσιακό Προμηθευτή φυσικού αερίου της ευρωπαϊκής ένωσης από τη Μεσόγειο, την άλλη εταιρεία, για να εστιάσει, τέλος, στις μείζονος σημασίας εξελίξεις σε Ισραήλ και Κύπρο . Η διακήρυξη της Βαρκελώνης έχει αναδείξει, ήδη από το 1995, τη σημασία της ευρωπαϊκής μεσογειακής ενέργειας και συνεργασίας, αναγνωρίζοντας τον κεντρικό ρόλο του ενεργειακού τομέα για την ευρωμεσογειακή εταιρική σχέση. Θεσμικού χαρακτήρα πρωτοβουλίες όπως η δημιουργία της ένωσης των ρυθμιστικών αρχών της Μεσογείου για την Ηλεκτρική ενέργεια και το φυσικό αέριο, το σχέδιο για το μεσογειακό ενεργειακό δακτύλιο και πιο πρόσφατα, η πρόταση για μία μεσογειακή ενέργεια εκεί κοινότητα κινούνται κινούνται προς την ίδια κατεύθυνση. Στο ίδιο πλαίσιο, άλλωστε, διαμορφώθηκε και το σχέδιο δράσης 2008 έως 2013 για την ευρωμεσογειακής η ενέργεια κι η συνεργασία που προβλέπει εναρμόνιση των αγορών ενέργειας, προώθηση της βιώσιμης ανάπτυξης στον ενεργειακό τομέα και ανάληψη πρωτοβουλιών κοινού ενδιαφέροντος, όπως οι υποδομές και η χρηματοδότηση Επενδύσεων. Παραταύτα, εικόνα της ευρωμεσογειακής σεναριακής εταιρικής σχέσης 18 χρόνια μετά την διακήρυξη Βαρκελώνης παραμένει κατώτερη των προσδοκιών. Οι συνεργασίες που έχουν πραγματοποιηθεί, είναι περιορισμένες και κυρίως, δεν εντάσσονται σε μία συνολική προσέγγιση. Η διασύνδεση των αγορών σε επίπεδο θεσμών και υποδομών εξακολουθεί να αποτελεί προσδοκία για το απώτερο μέλλον, ενώ σε μεγάλο βαθμό η ενέργεια κι η συνεργασία ανάμεσα στο βορρά και στο νότο της μεσογειακής λεκάνης εξακολουθεί να έχει αποσπασματικό και μονοδιάστατο χαρακτήρα,

βασιζόμενη στις ενεργειακές ανάγκες των χωρών του βορρά και στις εφοδιαστικές δυνατότητες των χωρών του νότου. Εικόνα αυτή αντανακλάται με ξεκάθαρο τρόπο στην περίπτωση του φυσικού αερίου. Τα μεσογειακά κράτη-μέλη εξαρτάται σχεδόν εξολοκλήρου από τις εισαγωγές για την κάλυψη των αναγκών τους σε φυσικό αέριο γεγονός το οποίο καταδεικνύεται από το ποσοστό εξαρτήσεως το οποίο ανέρχεται σε 95 τα 100, δηλαδή, 31 ποσοστιαίες μονάδες περισσότερο από το μέσο όρο της ευρωπαϊκής ένωσης. Η Εξάρτηση αυτή φαίνεται, μάλιστα, να ενισχύεται έως το 2020, οπότε οι συνολικές εισαγωγές φυσικού αερίου υπολογίζονται ότι θα ανέλθουν σε 164,4 εκατομμύρια τόνους ισοδύναμου πετρελαίου, καλύπτοντας το 95,7 % της συνολικής κατανάλωσης φυσικού αερίου από τα μεσόγεια κράτη μέλη.

Κεφάλαιο 2 – Η Αγορά Φυσικού Αέριου

2.1 Προσφορά

Παρακάτω αναλύονται οι μεγαλύτερες εταιρείες που δραστηριοποιούνται εντός του κλάδου φυσικού αερίου.

- Gazprom

Η ρωσική εταιρεία Gazprom είναι η κορυφαία εταιρία φυσικού αερίου στον κόσμο που είναι εισηγμένη στο χρηματιστήριο. Το 2015 παρήγαγε περίπου 43 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα φυσικού αερίου κάθε μέρα, λίγο περισσότερο από το 12% της συνολικής παγκόσμιας παραγωγής σε ετήσια βάση.

Η Gazprom κυριαρχεί στη ρωσική βιομηχανία φυσικού αερίου, αντιπροσωπεύοντας πάνω από τα δύο τρίτα της συνολικής παραγωγής στη χώρα. Επίσης, η Gazprom κατατάσσεται επίσης ως ο τρίτος μεγαλύτερος παραγωγός πετρελαίου της Ρωσίας και ο μεγαλύτερος ιδιοκτήτης και διαχειριστής μονάδων παραγωγής αεριοστρόβιλων, οι οποίοι αντιπροσωπεύουν περίπου το 15% της συνολικής δυναμικότητας παραγωγής ισχύος της Ρωσίας.

Η Gazprom ελέγχεται από τη ρωσική κυβέρνηση, η οποία κατέχει λίγο περισσότερο από το 50% των μετοχών της εταιρείας. Από τον Δεκέμβριο του 2015, η Gazprom έχει κεφαλαιοποίηση αγοράς περίπου 46 δισεκατομμύρια δολάρια.

- Exxon Mobil

Η Exxon Mobile Corporation παρήγαγε περισσότερα από 11,1 δισεκατομμύρια κυβικά πόδια φυσικού αερίου την ημέρα το 2014. Τα στοιχεία αυτά αντιπροσωπεύουν σημαντική αύξηση των δραστηριοτήτων φυσικού αερίου της εταιρείας από το 2009, όταν παράγει μόνο περίπου 1,2 δισεκατομμύρια κυβικά πόδια φυσικού αερίου και κατατάσσονταν στο νούμερο εννιά των Αμερικανικών εταιριών φυσικού αερίου.

Έκτοτε, η Exxon Mobil πραγματοποίησε σημαντικές επενδύσεις στο φυσικό αέριο, συμπεριλαμβανομένης της απόκτησης του μεγαλύτερου ανεξάρτητου παραγωγού φυσικού αερίου στις ΗΠΑ την εποχή εκείνη, της XTO Energy. Από τον Δεκέμβριο του 2015, η Exxon Mobil έχει κεφαλαιοποίηση αγοράς άνω των 328 δις. Δολαρίων, καθιστώντας την μία από τις μεγαλύτερες εταιρείες πετρελαίου και φυσικού αερίου στον κόσμο .

- China National Petroleum Corporation

Είναι ο μεγαλύτερος παραγωγός φυσικού αερίου της Κίνας. Η ημερήσια παραγωγή της το 2014 έφτανε τα 11 δισεκατομμύρια κυβικά πόδια φυσικού αερίου , αύξηση της τάξης του 10% σε σχέση με το προηγούμενο έτος.

Η CNPC διαθέτει επίσης τεράστια πετρελαϊκή και πετροχημική παραγωγή και ειδικεύεται στην εμπορία πετρελαίου και φυσικού αερίου. Ενώ η CNPC είναι κρατική επιχείρηση, μεγάλο μέρος των δραστηριοτήτων της οργανώνεται σε θυγατρική εταιρεία με έδρα το Ηνωμένο Βασίλειο, την PetroChina Company Limited.

Οι μετοχές της PetroChina είναι εισηγμένες στο Χρηματιστήριο της Νέας Υόρκης, στο Χρηματιστήριο του Χονγκ Κονγκ και στο Χρηματιστήριο της Σαγκάης. Η εταιρεία έχει κεφαλαιοποίηση αγοράς περίπου 187 δισεκατομμυρίων δολαρίων. Η κινεζική κυβέρνηση διατηρεί το πλειοψηφικό μερίδιο στην εταιρεία.

- Royal Dutch Shell

Η Royal Dutch Shell είναι ένας παγκόσμιος πετρελαϊκός κολοσσός, η ημερήσια παραγωγή φυσικού αερίου το 2014 έφτανε τα 9,3 δισεκατομμύρια κυβικά πόδια. Οι επιχειρήσεις φυσικού αερίου της εταιρείας είναι κατανομημένες ανά τον κόσμο. Περίπου το 34% της παραγωγής προέρχεται από τις περιοχές της Ανατολικής και Νοτιοανατολικής Ασίας, το 32% από την Ευρώπη και το 17% από τη Βόρεια Αμερική.

Εκτός από τις δραστηριότητές του στον τομέα του φυσικού αερίου, η Royal Dutch Shell διαθέτει τεράστιες δραστηριότητες εξερεύνησης και παραγωγής αργού πετρελαίου καθώς και συμπληρωματικές δραστηριότητες, συμπεριλαμβανομένων των διυλιστηρίων, των πετροχημικών εγκαταστάσεων και των πρατηρίων βενζίνης.

Η Royal Dutch Shell έχει την έδρα της στην Ολλανδία και έχει συσταθεί στο Ηνωμένο Βασίλειο, ενώ η κεφαλαιοποίηση αγοράς της φτάνει τα 155 δισεκατομμύρια δολάρια.

- BP

Η British Petrol είναι ένας παγκόσμιος ενεργειακός γίγαντας με εκτεταμένες λειτουργίες που καλύπτουν όλο το μήκος εφοδιαστικής αλυσίδας πετρελαίου και φυσικού αερίου. Η εταιρεία το 2014 παρήγαγε 7,1 δισεκατομμύρια κυβικά πόδια φυσικού αερίου την ημέρα.

Η BP εκμεταλλεύεται σημαντικές περιοχές παραγωγής φυσικού αερίου σε ολόκληρο τον κόσμο, από την Αμερική έως τη Μέση Ανατολή έως τη Νοτιοανατολική Ασία. Εκτός από τις πετροχημικές, λιπαντικές και λιανικές επιχειρήσεις βενζίνης, δραστηριοποιείται επίσης στην έρευνα πάνω στα πετρελαϊκά προϊόντα.

Από τον Δεκέμβριο του 2015, η BP έχει κεφαλαιοποίηση αγοράς 95 δισεκατομμύρια δολάρια.

- Total

Η Total είναι μια γαλλική εταιρεία πετρελαίου και φυσικού αερίου, με παραγωγή φυσικού αερίου 6,1 δισεκατομμύρια κυβικά πόδια την ημέρα για το έτος 2014.

Η Total είναι μια ολοκληρωμένη εταιρεία πετρελαίου και φυσικού καθώς διαθέτει παγκόσμιες υποδομές στον τομέα της παραγωγής και διακίνησης φυσικού αερίου. Η εταιρεία παράγει περίπου το 19% του φυσικού αερίου της από την περιοχή της Ασίας και του Ειρηνικού.

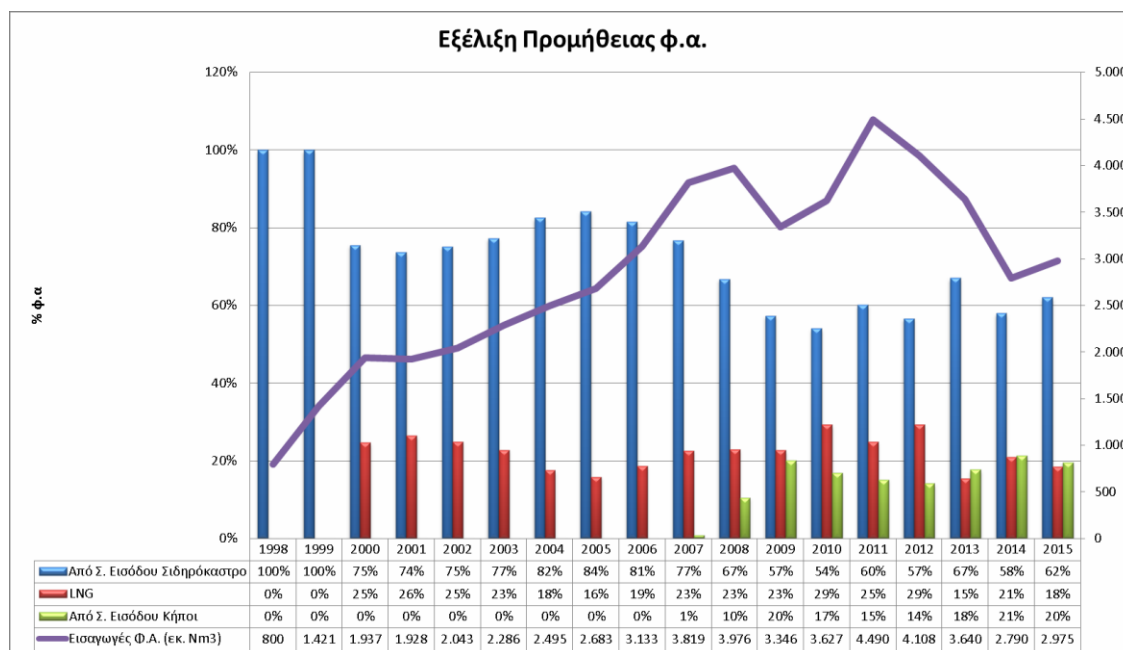
Οι δραστηριότητές της στην Ευρώπη, τη Μέση Ανατολή και τη Ρωσία αντιπροσωπεύουν περίπου το 18% της συνολικής παραγωγής της. Η χρηματιστηριακή της αξία είναι 116 δισεκατομμύρια δολάρια.

2.1.2 Ιστορικά στοιχεία προμήθειας φυσικού αερίου

Στο Διάγραμμα 5 παρουσιάζεται το ποσοστό συμμετοχής κάθε Σημείου Εισόδου του Συστήματος Μεταφοράς στην προμήθεια φυσικού αερίου, για τα έτη 1998 έως και

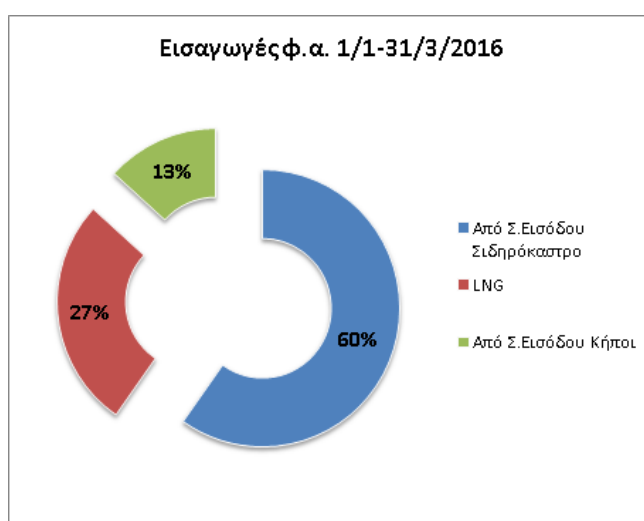
2015

Διάγραμμα 5: Εισαγωγές Φυσικού Αερίου στο ΕΣΦΑ 1998- 2015



Για το έτος 2015 τα ποσοστά συμμετοχής της προμήθειας φυσικού αερίου ανά Σημείο Εισόδου διαμορφώθηκαν ως εξής: Σημείο Εισόδου Σιδηρόκαστρο 62%, Σημείο Εισόδου Κήποι 20% και ΥΦΑ 18%.

Διάγραμμα 6 : Εισαγωγές Φυσικού Αερίου 1/1/2016-31/3/2016



Για το πρώτο τρίμηνο του 2016 τα ποσοστά εισαγωγής φυσικού αερίου από τα Σημεία Εισόδου παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 6.

Είναι σαφές από τα παραπάνω διαγράμματα ότι το αέριο μέσω αγωγών (Σημεία Εισόδου «Σιδηρόκαστρο» και «Κήποι») αποτελεί την κύρια πηγή τροφοδοσίας της Χώρας.

2.2 Ζήτηση

Η τιμή διαμορφώνεται κλασικά βάσει του σημείου ισορροπίας μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Οι αγοραστές και οι πωλητές αντιδρούν στις εναλλαγές της τιμής που προσδιορίζονται στην αγορά. Η ύπαρξη προσαρμοστικότητας της προσφοράς και της ζήτησης είναι συνηθισμένος παράγοντας του μηχανισμού λειτουργίας της πλειοψηφίας των αγαθών.

Όταν όμως αναφερόμαστε στην αγορά του φυσικού αερίου, η ζήτηση δεν εμφανίζει ιδιαίτερο βαθμό προσαρμοστικότητας (ή καλύτερα μεγάλο βαθμό ελαστικότητας). Η ανελαστική ζήτηση οφείλεται στο γεγονός της δυσκολίας εναλλαγής σε άλλη μορφή ενέργειας, εξαιτίας του γεγονότος ότι το φυσικό αέριο δεν έχει τέλει υποκατάστατο 1. Από την στιγμή που οι χώρες ή οι καταναλωτές ειδικότερα 'δεσμεύονται' στη χρήση του φυσικού αερίου, εμφανίζεται η δυσκολία της αποδέσμευσης από αυτήν την ενεργειακή πηγή εξαιτίας του γεγονότος της δέσμευσης κεφαλαίων και εξοπλισμού, αναγκαίων για την χρήση του φυσικού αερίου.

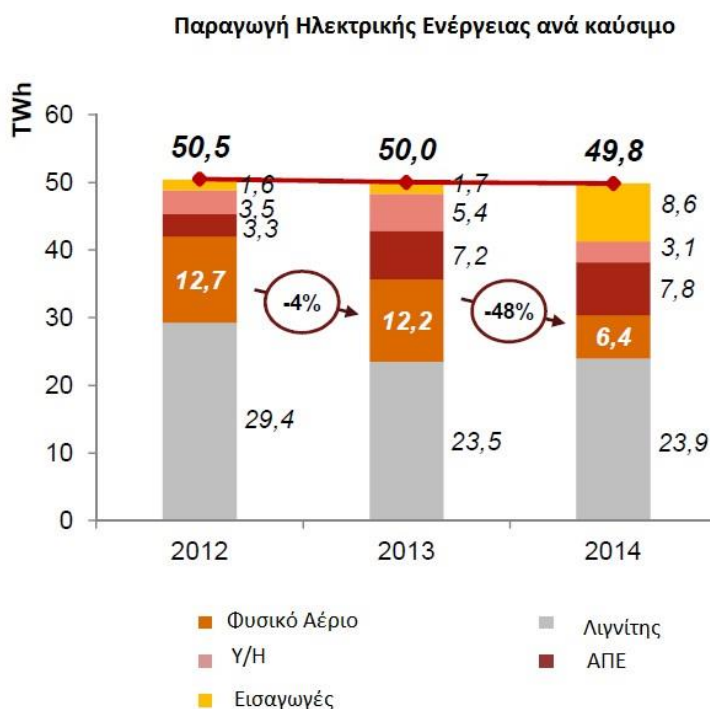
Επιπλέον, πρέπει να αναφέρουμε ότι σε πολλές περιπτώσεις η αποθήκευση του φυσικού αερίου δε μπορεί να πραγματοποιηθεί για μεγάλο χρονικό διάστημα, διότι υπάρχει συνεχής προστιθέμενη ροή του φυσικού αυτού προϊόντος. Το σύνολο αυτών των παραγόντων αποτελούν ανασταλτικό παράγοντα για τον καταναλωτή ή την καταναλώτρια χώρα στο να αντιδράσει σε ενδεχόμενες αυξομειώσεις της τιμής. Με άλλα λόγια διαπιστώνουμε, όπως αναφέραμε και προηγουμένως, ότι η ζήτηση για τους χρήστες αυτούς είναι ανελαστική.

Από την άλλη, κυρίως βιομηχανίες που κάνουν χρήση του φυσικού αερίου στην παραγωγική τους διαδικασία μπορούν να έχουν την δυνατότητα εναλλαγής της πηγής ενέργειας με άλλη που μία δεδομένη στιγμή εμφανίζει συγκριτικό

πλεονέκτημα κόστους. Όμως και σε αυτές τις περιπτώσεις η ύπαρξη εναλλακτικής επιλογής μπορεί να θεωρηθεί ασύμφορη εξαιτίας του γεγονότος ότι οι εταιρίες αυτές πρέπει να συντηρούν τον εναλλακτικό αυτό κεφαλαιουχικό εξοπλισμό. Από την άλλη, η ύπαρξη εναλλακτικού εξοπλισμού με χρήση άλλης μορφής ενέργειας συνεπάγεται αυτομάτως και δέσμευση κεφαλαίων.

2.2.2 Ιστορικά Στοιχεία Ζήτησης Φυσικού Αερίου

Διάγραμμα 1: Μείωση συμμετοχής του Φ.Α. στην ηλεκτροπαραγωγή για τα έτη 2012-2014



Η ετήσια κατανάλωση φυσικού αερίου στην Ελλάδα έφθασε τη μέγιστη τιμή της το έτος 2011 και έκτοτε, έως και το έτος 2015, παρουσίασε σταδιακή μείωση που οφείλεται σε δύο βασικούς λόγους: α) την παρατεταμένη οικονομική κρίση που αντιμετωπίζει η χώρα και προφανώς επηρέασε τον ενεργειακό τομέα και β) την ευαισθησία που παρουσιάζει η κατανάλωση φυσικού αερίου στις αλλαγές που οφείλονται στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το ίδιο καύσιμο, καθώς αυτός αποτελεί το 58% της συνολικής ετήσιας κατανάλωσης (στοιχεία έτους 2015).

Επισημαίνεται ότι ενώ η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παραμένει σταθερή τα τελευταία έτη, το ενεργειακό μίγμα παραγωγής διαφοροποιείται σημαντικά σε βάρος του φυσικού αερίου (βλέπε Διάγραμμα 1).

Οι υπ' αριθμό. 338/2013 και 339/2013 αποφάσεις της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας (ΡΑΕ), που είχαν ως στόχο την προσαρμογή της αγοράς ηλεκτρισμού στο "TargetModel" και την κατάργηση του Μηχανισμού Ανάκτησης Μεταβλητού Κόστους (ΜΑΜΚ), οδήγησαν σε σημαντική μείωση την ετήσια κατανάλωση φυσικού αερίου στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής.

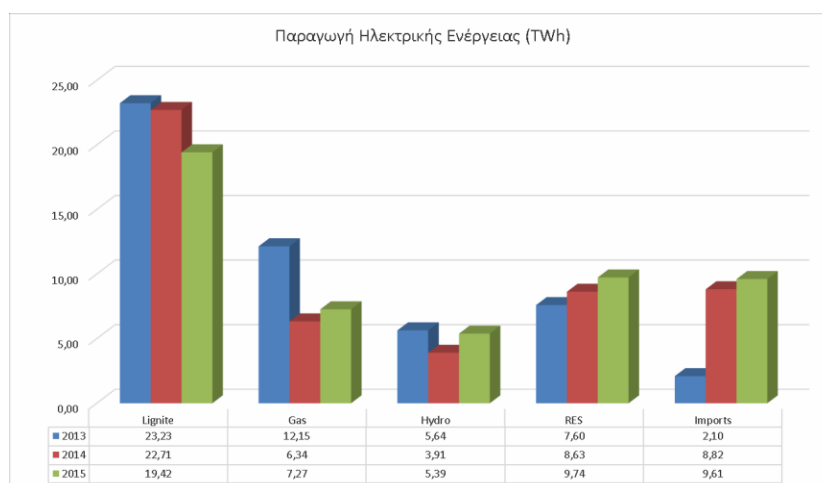
Επιπλέον, η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, οι αυξημένες εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας από γειτονικές χώρες, αλλά και η διατήρηση των τιμών αγοράς δικαιωμάτων CO₂ σε χαμηλά επίπεδα διατηρώντας έτσι το ανταγωνιστικό πλεονέκτημα των θερμικών μονάδων με καύσιμο λιγνίτη έναντι εκείνων με καύσιμο φυσικό αέριο, είναι παράμετροι που οδήγησαν σε μειωμένες καταναλώσεις. Τέλος, οι αυξημένες βροχοπτώσεις των προηγούμενων ετών, συνεισέφεραν στην περαιτέρω μείωση κατανάλωσης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή.

Το διάγραμμα 2 παρουσιάζει τη συμβολή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μίγμα ηλεκτροπαραγωγής της χώρας την τελευταία τριετία .

ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	2015	% ποσοστό 2015	2014	% ποσοστό 2014	2013	% ποσοστό 2013
Λιγνιτικά	19,42	37,8%	22,71	45,1%	23,23	45,8%
Μονάδες Φυσικού Αερίου	7,27	14,1%	6,34	12,6%	12,15	24,0%
Υδροηλεκτρικά	5,39	10,5%	3,91	7,8%	5,64	11,1%
ΑΠΕ	9,74	18,9%	8,63	17,1%	7,60	15,0%
Καθαρές Εισαγωγές	9,61	18,7%	8,82	17,5%	2,10	4,1%
Συνολικά	51,43	100,0%	50,41	100,0%	50,72	100,0%

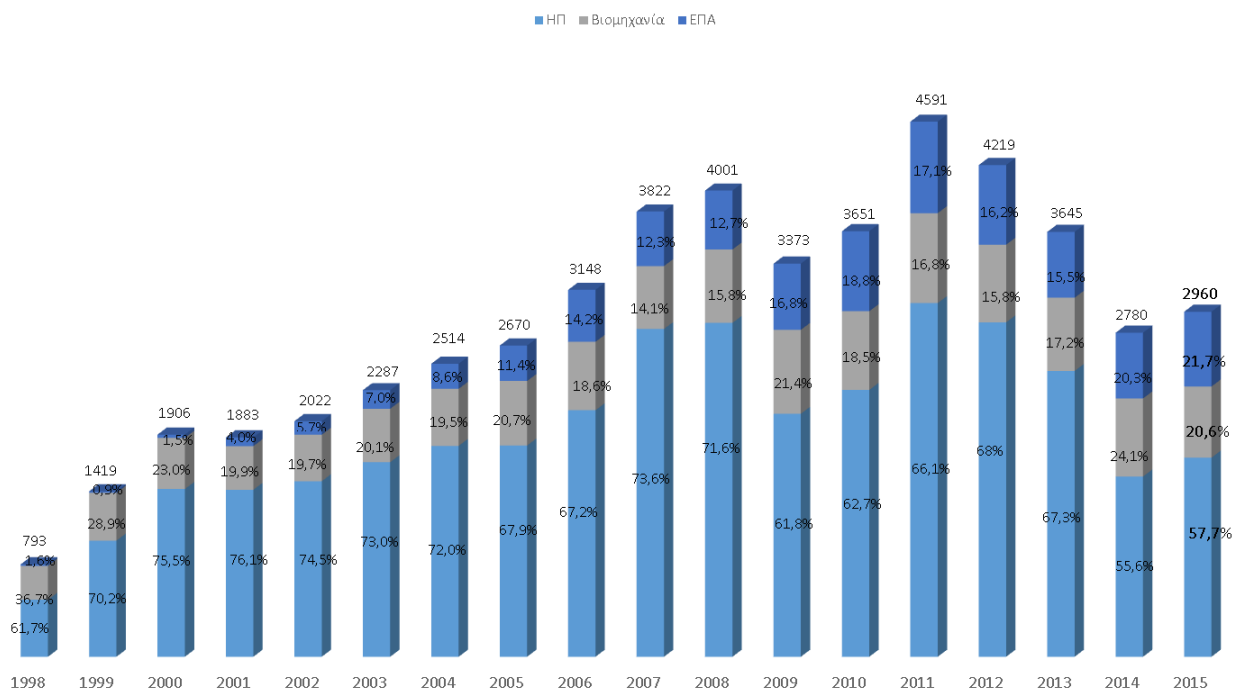
Δεδομένα βασισμένα στα μηνιαία στοιχεία του ΑΔΜΗΕ.

Διάγραμμα 2: Διάρθρωση Ενεργειακού Μείγματος



Στο διάγραμμα 3, παρουσιάζονται τα ποσοστά κατανάλωσης φυσικού αερίου στη χώρα από το 1998 έως και το 2015, ανά τομέα κατανάλωσης, συμπεριλαμβανομένου του Αερίου Λειτουργίας.

Διάγραμμα 3 : Ποσοστά Κατανάλωσης Φυσικού Αερίου 1998 – 2015 (εκ. Nm³)



Το μεγαλύτερο ποσοστό φυσικού αερίου που καταναλώθηκε κατά την διάρκεια των προηγούμενων ετών, αξιοποιήθηκε στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις θερμικές μονάδες της ΔΕΗ και των ιδιωτών ηλεκτροπαραγωγών.

Η ημερήσια, αλλά και η ωριαία αιχμή που παρουσιάζει το ΕΣΦΑ, απαιτούνται για την υδραυλική οριοθέτηση του συστήματος. Στον πίνακα 1 και στο διάγραμμα 4 που ακολουθούν, παρουσιάζονται ιστορικά στοιχεία για την μέγιστη αιχμή του συστήματος που παρατηρήθηκε από το 2006 έως και το 2016.

Πίνακας 1: Πραγματοποιηθείσα αιχμή συστήματος 2006 – 2016

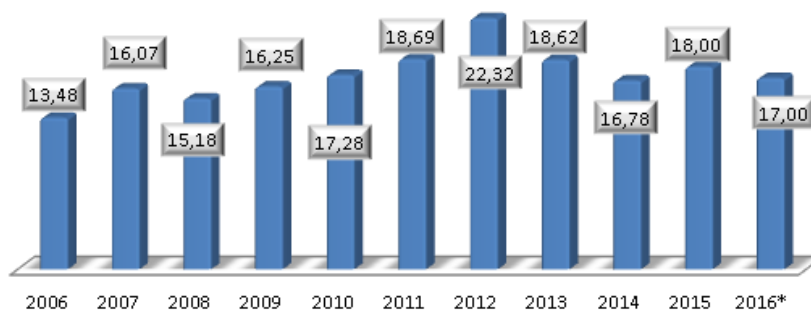
Έτος	Αιχμή Συστήματος (Nm ³ /day)	Ημερομηνία
2006	13.477.991	17.11.2006
2007	16.074.552	18.12.2007
2008	15.183.989	18.02.2008
2009	16.249.826	14.12.2009
2010	17.279.906	17.12.2010
2011	18.685.249	10.03.2011
2012	22.320.270	09.02.2012
2013	18.621.922	08.01.2013
2014	16.778.873	05.02.2014
2015	18.001.229	21.12.2015
2016*	17.002.999	20.01.2016

Διάγραμμα 4 : Πραγματοποιηθείσα αιχμή συστήματος 2006 – 2016 (σε Nm³/day)

* Αφορά την περίοδο 1/1-31/3/2016

Όπως φαίνεται στον Πίνακα 1, η μέγιστη ημερήσια κατανάλωση που έχει

Αιχμή Συστήματος (εκ. Nm³ /day)



παρουσιαστεί στο Σύστημα Μεταφοράς από την έναρξη λειτουργίας του έως και το πρώτο τρίμηνο του 2012 είναι 22.320.270 Nm³ και πραγματοποιήθηκε στις 9 Φεβρουαρίου του έτους 2012.

Από το 2013 και εξής, παρατηρείται μείωση της αιχμής που αποδίδεται κυρίως στην αλλαγή του πλαισίου λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και στις ήπιες κλιματικές συνθήκες.

SWOT ANALYSIS LNG

STRENGTHS	WEAKNESSES
Μεγάλη ικανότητα προσαρμογής των Ελλήνων εφοπλιστών στις μεταβαλλόμενες συνθήκες και εξαιρετική ικανότητα επιβίωσης σε δύσκολες καταστάσεις	Συγκριτικά μειονεκτήματα των ανεξάρτητων μεταφορέων σε σχέση με τους στόλους των πετρελαϊκών εταιριών καθώς και αυτούς των μεγάλων χωρών παραγωγής ή κατανάλωσης LNG
Αξιοποίηση των διεθνών κεφαλαιαγορών για την χρηματοδότηση των φιλόδοξων σχεδίων των μεγάλων Ελληνικών εταιριών	Δυσκολίες χρηματοδότησης της Ναυτιλίας από το Ελληνικό Τραπεζικό σύστημα .
Μικρή ηλικία και υψηλό τεχνολογικό επίπεδο του ελληνικού στόλου συγκριτικά με τον ανταγωνισμό	Περιορισμένη δυνατότητα στήριξης της ναυτιλίας από το Ελληνικό κράτος (διακρατικές συμφωνίες ή πολιτική στήριξη)
Μεγάλη Οικονομική επιφάνεια και διαφοροποιημένη δραστηριότητα των Ελληνικών εταιριών μεταφοράς LNG	Περιορισμένη δυνατότητα συνεργιών με ισχυρές πετρελαϊκές ή ενεργειακές εταιρίες Ελληνικών συμφερόντων
OPPORTUNITIES	THREATS
Αύξηση της παγκόσμιας ζήτησης λόγω των πλεονεκτημάτων του φυσικού αερίου και ιδιαίτερα του LNG (βελτίωση της ενεργειακής ασφάλειας ,ανταγωνιστικό κόστος της θαλάσσιας μεταφοράς σε μεγάλες αποστάσεις)	Πιθανές καθυστερήσεις ή και ματαιώσεις σχεδίων μεγάλων μονάδων υγροποίησης ,λόγω του υψηλού επενδυτικού κόστους ή άλλων προβλημάτων
Η επανάσταση του Αμερικανικού σχιστολιθικού αερίου θα επιφέρει αναδιάταξη του παγκόσμιου ενεργειακού χάρτη και θα δώσει τεράστια ώθηση στο διεθνές εμπόριο LNG	Ολιγοπωλιακές συνθήκες παγκόσμιας αγοράς .Μικρός αριθμός προμηθευτών και αγοραστών που μέσω των terminals που ελέγχουν μπορούν να επιβάλλουν τους όρους τους
Άνοιγμα των θαλάσσιων διαδρομών (Αρκτικής - Ασίας και ΗΠΑ -Ασίας μέσω της διώρυγας του Παναμά)	Κίνδυνοι δημιουργίας υπερβάλλουσας μεταφορικής δυναμικότητας την επόμενη 4ετία , λόγω των σημαντικών νέων παραγγελιών
Ανάγκη ανανέωση του στόλου LNG λόγω γήρανσης αλλά και προσαρμογής στις προδιαγραφές που απαιτούν οι νέες ναυτικές διαδρομές (μεγέθη πλοίων , ειδικά χαρακτηριστικά)	Πιθανές δυσκολίες χρηματοδότησης των νέων ναυπηγήσεων λόγω της παγκόσμιας οικονομικής κρίσης και των προβλημάτων που αντιμετωπίζουν οι τράπεζες διεθνώς
Αξιοποίηση της "συμβιωτικής " σχέσης των Ελλήνων εφοπλιστών με τις μεγάλες Ασιατικές χώρες , για την ανάληψη μεταφορικού έργου	Προσπάθειες των μεγάλων παραγωγών ή εισαγωγέων για την δημιουργία ισχυρών εθνικών στόλων LNG

Κεφάλαιο 3 – FSRU

3.1 Εισαγωγή

Η ενασχόληση με τις Πλωτές Μονάδες Αποθήκευσης και Επαναεριοποίησης (Floating Storage and Regasification Units – FSRU) ξεκίνησε μόλις πριν από 16 χρόνια, το 2001, όταν η El Paso συνεργάστηκε με την Exceleerate Energy ώστε να δημιουργήσουν το πρώτο πλοίο FSRU για το πρότζεκτ του Gulf Gateway. Σήμερα υπάρχουν 26 πλοία FSRU, 23 από τα οποία λειτουργούν ως τερματικοί σταθμοί και τα υπόλοιπα 3 ως δεξαμενόπλοια υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG). 10 επιπλέον βρίσκονται υπό κατασκευή, με επιλογές για ακόμη 10 να τοποθετηθούν στα ναυπηγεία. Πρόσφατη αναφορά της IGU υπολογίζει ότι μέχρι το 2025 θα λειτουργούν περίπου 50 FSRUs με τη δυνατότητα να εισάγονται σχεδόν 200 mtpa, για παράδειγμα το 60% της παγκόσμιας παραγωγής Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου για το 2016. Είναι απίστευτος ρυθμός ανάπτυξης σε μία βιομηχανία η οποία παραδοσιακά θεωρείται συντηρητική και προσφέρει καταπληκτικές ευκαιρίες όσον αφορά την πώληση LNG σε νέες αγορές.

Η ταχεία ανάπτυξη οφείλεται κυρίως στο χαμηλότερο κόστος, γρηγορότερο προγραμματισμό, την εμπορική ευελιξία και τη δυνατότητα επαναχρησιμοποίησης των FSRUs συγκριτικά με επίγειους τερματικούς σταθμούς, οι οποίοι δεν μπορούν να μετακινηθούν και θεωρούνται μη ανακτήσιμα έξοδα. Είναι ενδιαφέρον να σημειωθεί ότι τα καινοτόμα πρότζεκτς FSRU — Gulf Gateway και Golar Spirit – είχαν πολύ διαφορετικό ξεκίνημα. Το Gulf Gateway δημιουργήθηκε από την Exceleerate Energy και χρησιμοποιήθηκαν καινούρια πλοία με την τεχνολογία που ανέπτυξε η EL Paso για συγκεκριμένο πρότζεκτ. Αντιθέτως, το Golar Spirit ήταν η μετατροπή ενός 26ετούς LNG δεξαμενόπλοιου που ξεκίνησε σε τελείως υποθετική βάση, όπου η Golar LNG μπόρεσε να δει την ευκαιρία επαναξιοποίησής του, αλλάζοντας τη χρήση του. Και οι 2 εταιρίες κατάφεραν να δουν ότι οι FSRUs προσέφεραν μια οικονομικότερη, γρηγορότερη και πιο ευέλικτη επιλογή από τους παραδοσιακούς τερματικούς σταθμούς στην ξηρά. Αυτή η επιτυχία αποδεικνύεται με την γρήγορη εξάπλωση σε 26 πλοία, μέσα σε 16 χρόνια.

Παρά το γεγονός ότι τα πρώτα FSRUs βασίστηκαν σε δεξαμενόπλοια χωρητικότητας 130,000 m³ με ταχύτητα παραγωγής 2-3 mtpa, τα πιο πρόσφατα πλοία είναι μεγαλύτερα, τυπικά 173,000 m³ και παράγουν 6 mtpa. Οι υπό κατασκευή FSRUs προσφέρουν την ίδια δυνατότητα επεξεργασίας με τους τερματικούς σταθμούς ξηράς περιλαμβανομένων εγκαταστάσεων διαχείρισης εξατμίσεων με χρήση επανασυμπιεστών.

Το κόστος μίας νέας FSRU κυμαίνεται στο 50-60% ενός τερματικού σταθμού ξηράς και μπορεί να ολοκληρωθεί στο μισό χρόνο. Οι νέες κατασκευές κοστίζουν συνήθως 240-300 εκατομμύρια δολάρια και ολοκληρώνονται σε 27-36 μήνες. Οι FSRUs που βασίζονται στη μετατροπή δεξαμενοπλοίων LNG κοστίζουν λιγότερο από 80-100 εκατομμύρια λίρες και οι μετατροπές χρειάζονται 18 μήνες, κυρίως λόγω των μεγάλων χρόνων παράδοσης του εξοπλισμού.

Το χρονικό διάστημα μέχρι την πρώτη παραγωγή αερίου εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα του πλοίου FSRU και την αναγκαία υποδομή που απαιτείται από το πλοίο/ακτή. Για το πλοίο είναι πιθανό να είναι σύντομο καθώς πολλοί ιδιοκτήτες FSRU διαθέτουν πλοία που ολοκληρώνουν παρόντα πρότζεκτ και πολλοί άλλοι έχουν παραγγείλει πλοία προκαταβολικά. Μερικοί από τους παρόχους FSRU έχουν δηλώσει ότι θέλουν πάντοτε να είναι σε θέση να παρέχουν διαθέσιμο πλοίο ώστε να πάρουν το πρότζεκτ. Η υποδομή θα βρίσκεται σε συγκεκριμένο μέρος. Ένα πρόσφατο παράδειγμα προσφοράς ενός γρήγορου πρότζεκτ η δεύτερη FSRU στην Αίγυπτο που ολοκληρώθηκε σε μόλις 5 μήνες. Προσφέροντας χαμηλό κόστος, ταχύτητα και ευελιξία σε σύγκριση με παραδοσιακά τερματικά ξηράς τα FSRU είναι μια καταπληκτική ευκαιρία διεύρυνσης της αγοράς LNG παγκοσμίως. Ένα παράδειγμα είναι η εξάπλωση των μικρών επιχειρήσεων που μετατρέπουν το αέριο σε ενέργεια και θέλουν να εξυπηρετήσουν αναπτυσσόμενα κράτη, προσφέροντας μια καθαρή και αποτελεσματική πηγή καυσίμου. Η πλειοψηφία των παρόντων πρότζεκτ FSRU ανήκουν σε αυτή την κατηγορία.

Το ενδιαφέρον για ηλεκτροπαραγωγή με αέριο έχει αποτελέσει έναυσμα για πολλές εταιρίες FSRU να προσφέρουν ένα πλήρες πακέτο με την παραγωγή ενέργειας να γίνεται στην FSRU ή σε κοντινή φορτηγίδα.

Μαζί με τις FSRUs πλέον υπάρχουν και 4 πλωτά πλοία αποθήκευσης (FSUs) σε λειτουργία, ένα στη Μάλτα και 2 στη Μαλαισία. Όλα έχουν μετατραπεί από δεξαμενόπλοια LNG. Υπάρχει και μία μικρή FSU που λειτουργεί στο Μπαλί. Κατασκευάζεται μία ακόμη για τη Bahrain LNG.

3.2 Τεχνολογία FSRU

- Σύγκριση με τερματικούς σταθμούς ξηράς.

Οι FSRUs βασίζονται σε δεξαμενόπλοια LNG και κάνουν χρήση της ίδιας τεχνολογίας με τους τερματικούς σταθμούς ξηράς. Η μοναδική ουσιαστική διαφορά είναι ότι ο εξοπλισμός τροποποιείται για χρήση σε υδάτινο περιβάλλον ώστε να είναι κατάλληλο για κατασκευή στο ναυπηγείο και χρήση στη θάλασσα. Σε ένα καινούριο πλοίο, ο εξοπλισμός ενσωματώνεται και κατασκευάζεται μαζί με το πλοίο. Σε ένα τροποποιημένο ο εξοπλισμός κατασκευάζεται ως ξεχωριστό θάλαμο και προστίθεται στο δεξαμενόπλοιο στο ναυπηγείο για εξοικονόμηση χρόνου.

Η παραλαβή του LNG γίνεται με βραχίονες φόρτισης ή μάνικες, και έπειτα μετράται και αποθηκεύεται στις δεξαμενές. Οι αντλίες χαμηλής πίεσης που βρίσκονται στις δεξαμενές αποθήκευσης στέλνουν το LNG στον επανασυμπιεστή όπου αναμιγνύεται με συμπιεσμένο αέριο εξατμίσεων (boil off gas- BOG) από τις δεξαμενές αποθήκευσης και το BOG συμπυκνώνεται πάλι σε LNG πριν περάσει στις αντλίες υψηλής πίεσης. Κάποιο από το BOG χρησιμοποιείται ως καύσιμο της FSRU και συμπληρώνεται εφόσον χρειάζεται από εξατμισμένο LNG. Οι πρώτες FSRUs δεν είχαν επανασυμπιεστές και το περισσευούμενο BOG καιγόταν στους λέβητες του πλοίου και ο ατμός αδειάζοταν συμπυκνωμένος στη θάλασσα.

Οι αντλίες υψηλής πίεσης αυξάνουν την πίεση του LNG από το σύνθητες 5bar/g στην πίεση εξαγωγής που χρειάζεται ο πελάτης (συνήθως 50 bar/g για σταθμούς παραγωγής ενέργειας ή 100 bar/g για δίκτυα αερίου). Έπειτα το LNG εξατμίζεται στην πίεση εξαγωγής, μετράται και εξάγεται μέσω βραχιόνων εξαγωγής αερίου ή μανικών στο σωλήνα εξαγωγής και τον πελάτη.

- Ταξινόμηση πλοίων

Τα πλοία FSRU χωρίζονται σε πλοία ή σε εγκαταστάσεις κοντά στην στεριά. Ο σχεδιασμός των πλοίων βασίζεται στην τυπική εμπορική χρήση LNG παγκοσμίως με συχνό ξηρό δεξαμενισμό και διεθνή στάνταρ θαλάσσιας ασφάλειας. Όσον αφορά τις εγκαταστάσεις κοντά στη στεριά, κατηγοριοποιούνται σε κινητές και σε σταθερές. Συνήθως βασίζονται σε συγκεκριμένες συνθήκες της περιοχής και διευθύνονται με εθνικές οδηγίες, και στάνταρ – για παράδειγμα η FRSU Toscana, η οποία είναι μία μόνιμα αγκυροβολημένη εγκατάσταση κοντά στην ακτή της Ιταλίας. Οι περισσότερες FSRU κατηγοριοποιούνται σαν πλοία για να παρέχουν ευελιξία ώστε να χρησιμοποιούνται είτε σαν FSRU είτε σαν δεξαμενόπλοια LNG.

- Σκελετός του πλοίου και Χωρητικότητα

Ο Σκελετός και η χωρητικότητα μίας FRSU είναι πανομοιότυπη με αυτή ενός συνηθισμένου δεξαμενόπλοιου LNG. Τα πλοία κατασκευάζονται με σκελετό από διπλό ατσάλι για αξιοπιστία, και οι δεξαμενές τους είναι μεμβράνες ή σφαιρικές. Τελευταία υπάρχει προτίμηση στις πρώτες για την κατασκευή νέων FSRU καθώς το σχήμα τους προσφέρει μεγαλύτερη αποθηκευτική δυνατότητα καθώς δεν υπάρχει κενός χώρος ανάμεσα στις δεξαμενές. Επιπλέον, το επίπεδο κατάστρωμα προσφέρει μια καταλληλότερη πλατφόρμα για τις εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης. Στην περίπτωση των σφαιρικών δεξαμενών, οι εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης πρέπει να βρίσκονται ή ανάμεσα στις δεξαμενές, ή στην πλώρη του πλοίου.

- Βραχίονες ή μάνικες φόρτισης LNG

Το LNG μεταφέρεται συνήθως από το δεξαμενόπλοιο παροχής με τη χρήση βραχιόνων της FSRU αλλά χρησιμοποιούνται επίσης και κρυογονικές μάνικες. Έχουν ολοκληρωθεί περισσότερες από 1000 μεταφορές με μάνικες έως σήμερα. Το βασικό τους πλεονέκτημα είναι ότι είναι πιο οικονομικές από τους κρυογονικούς βραχίονες με μειονέκτημα το γεγονός ότι η αποφόρτιση είναι πιο χρονοβόρα και παράγεται περισσότερο BOG.

- Μέσο Θερμότητας

Το LNG εξατμίζεται σε εναλλάκτες θερμότητας που χρησιμοποιούν σύστημα είτε ανοικτού βρόχου ή κλειστού. Για το σύστημα ανοικτού βρόχου, το νερό περνάει από μέσα και επιστρέφει στη θάλασσα με τον ίδιο τρόπο που λειτουργούν οι εξατμιστήρες στους σταθμούς ξηράς. Το σύστημα κλειστού βρόχου κάνει χρήση ενός μέσου κυκλοφορίας της θερμότητας, συνήθως ένα μίγμα φρέσκου νερού και γλυκόλης- το οποίο θερμαίνεται από τον ατμό των λεβήτων του πλοίου. Είναι παρόμοιο με την προσέγγιση του βυθισμένου εξατμιστήρα καύσης που γίνεται στους σταθμούς ξηράς. Υπάρχει και η επιλογή της διαδικασίας ενδιάμεσης εξάτμισης υγρού (intermediate fluid vaporization process (IFV)).

Για να μπορούν να καλυφθούν οι διαφορετικές ανάγκες διαφορετικών τοποθεσιών και να παρέχεται ευελιξία η τάση για τα καινούρια πλοία είναι να έχουν συστήματα και ανοικτού και κλειστού βρόχου. Αν επιτρέπεται η άμεση εκφόρτωση θαλασσινού νερού στο λιμάνι από τις τοπικές αρχές, τότε είναι προτιμώμενη καθώς χρειάζεται λιγότερα καύσιμα και έχει ως αποτέλεσμα χαμηλότερο κόστος και μικρότερη απελευθέρωση CO₂.

- Διαχείριση του αερίου εξάτμισης (BOG management)

Κατά τη διάρκεια της λειτουργίας τα αέρια εξάτμισης από το LNG στις δεξαμενές είναι συνήθως 0,10-0,15% επί του βάρους ανά μέρα (ca 3-5 t/h), αναλόγως την ηλικία του πλοίου. Τα μοντέρνα πλοία έχουν καλύτερη μόνωση και είναι πιο κοντά στο 0,1%. Το BOG χρησιμοποιείται ως καύσιμο για λειτουργίες του πλοίου. Για ένα ρυθμό εξαγωγής 5 mtpa, ένα σύστημα κλειστού βρόχου θα κατανάλωνε 6t/h για παραγωγή ενέργειας, 14 t/h για τη θέρμανση και κυκλοφορία του υγρού για την εξάτμιση του LNG και 0,5 t/h για άλλες λειτουργίες του πλοίου πχ, ένα σύνολο 20,5 t/h. Αν χρησιμοποιείται η μέθοδος ανοικτού βρόχου, χρειάζονται 6 t/h αερίου για την παραγωγή της ενέργειας που χρειάζονται οι αντλίες κυκλοφορίας νερού, συν το καύσιμο για τις γενικές λειτουργίες με ένα σύνολο 6,5 t/h.

Το επιπλέον αέριο που χρειάζεται πέρα από το BOG θα παραχθεί με την εξάτμιση LNG. Για μια πιο νέα FSRU που παράγει μόνο 3 t/h BOG, θα χρειάζεται 3,5 t/h για σύστημα ανοικτού βρόχου και 17,5 t/h για σύστημα κλειστού.

Αντιθέτως, κατά τη διάρκεια εργασιών φόρτισης LNG παράγεται επιπλέον BOG στους σωλήνες της FSRU με τον ίδιο τρόπο που συμβαίνει στις δεξαμενές ξηράς. Ενώ κάποιο από το αέριο επιστρέφει στο δεξαμενόπλοιο παροχής και καταλαμβάνει το χώρο όπου πριν βρισκόταν το LNG, το επιπλέον αέριο πρέπει να διαχειρισθεί. Σε παλαιότερες, μικρότερες FSRUs το περισσευούμενο αέριο καιγόταν στους λέβητες των πλοίων και αποβάλλονταν ως ατμός μέσα από τους συμπυκνωτές.

Οι πιο σύγχρονες FSRUs ανακτούν αυτό το περίσσειμα με τη χρήση επανασυμπιεστών με τον ίδιο τρόπο που συμβαίνει στους σταθμούς ξηράς. Το BOG συμπύσσεται με το LNG από τις αντλίες χαμηλής πίεσης και συμπυκνώνεται σε LNG πριν περάσει στις αντλίες υψηλής πίεσης και εξατμιστεί.

Όσον αφορά τους σταθμούς ξηράς, ο επανασυμπιεστής μόνο αν υπάρχει εξαγωγή από την FSRU και χρειάζεται διαχείριση. Για παράδειγμα αν η διαδικασία φόρτισης του πλοίου συμπίπτει με εξαγωγή αερίου. Αν αυτό δεν είναι δυνατό τότε μπορεί να χρησιμοποιηθεί ένας συμπιεστής εξαγωγής για να αυξήσει την πίεση του BOG από το τυπικό 5 bar g στην πίεση εξαγωγής, όπως στο Golar Freeze για τον τερματικό σταθμό Dubai FSRU.

3.3 Πλωτές Μονάδες Αποθήκευσης (FSU)

Οι FSUs είναι ένας εναλλακτικός τρόπος αποθήκευσης από τις δεξαμενές αποθήκευσης LNG ξηράς. Είναι τροποποιημένα δεξαμενόπλοια LNG, χωρίς όμως να φέρει τις εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης που βρίσκονται σε μια FSRU. Οι περισσότερες συνδέονται με εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης ξηράς, ή σε ξεχωριστό τμήμα. Οι FSU προσφέρουν τα ίδια πλεονεκτήματα σε σύγκριση με τις δεξαμενές αποθήκευσης ξηράς όπως και οι FSRU με τους τερματικούς σταθμούς ξηράς – συντομότερο πρόγραμμα και ευελιξία από άποψη μετακίνησης, μίσθωσης και πολύ πιθανόν λιγότερα προβλήματα αδειοδότησης. Επιπλέον μία FSU είναι η ιδανική εναλλακτική όπου υπάρχει έλλειψη χώρου στην ξηρά.

Η μετατροπή σε μία FSU πιθανόν να διαρκέσει λιγότερο από 12 μήνες σε σύγκριση με το σύνηθες διάστημα 26-40 μηνών που χρειάζονται για την κατασκευή μιας

δεξαμενής ξηράς. Όσον αφορά το κόστος, η μετατροπή ενός μεταχειρισμένου δεξαμενόπλοιου LNG 138,000 m³ κοστίζει \$100-150m ανάλογα με την ηλικία του συγκριτικά με τα \$140m που κοστίζει μια δεξαμενή ξηράς με το ίδιο μέγεθος.

Terminal	Location	Current Vessel	Storage m3	Nominal mmscfd	Nominal mtpa	Start-up
Bahia Blanca	Argentina	Excelsior	138,000	500	4.1	2008
Pecem	Brazil	Golar Spirit	129,000	240	2.0	2008
Guanabara Bay	Brazil	Experience (prior 2014 other vessels)	173,400	700	5.8	2009
Buenos Aires	Argentina	Exemplar	149,700	500	4.1	2011
Jakarta Bay	Indonesia	Nusantara Regas Satu	125,000	485	4.0	2012
Heidera	Israel	Excellence	138,000	500	4.1	2013
Tianjin	China	Neo Energy (Replaced Suez Cape Ann)	149,700	500	4.1	2013
Bahia, Salvador	Brazil	Golar Winter	138,000	500	4.1	2014
Mina Al Ahmadi Port	Kuwait	Golar Igloo	170,000	500	4.1	2014
Klaipeda	Lithuania	Independence	170,000	384	3.2	2014
Lampung, Sumatra	Indonesia	PGN Lampung	170,000	360	3.0	2014
Offshore Livorno	Italy	FSRU Toscana (Golar Frost)	137,500	530	4.4	2014
Jebel Ali	Dubai	Explorer (Replaced Golar Freeze)	151,000	500	4.1	2015
Port Qasim 1	Pakistan	Exquisite	151,000	500	4.1	2015
Ain Sokhna 1	Egypt	Gallant	170,000	500	4.1	2015
Aqabar	Jordan	Golar Eskimo	160,000	500	4.1	2015
Ain Sokhna 2	Egypt	BW Singapore	170,000	500	4.1	2016
Ruwais	Abu Dhabi	Excelerate	138,000	500	4.1	2016
Aliaga, Izmir	Turkey	FSRU Neptune (GdF Suez Neptune)	145,000	500	4.1	2016
Cartagena	Colombia	Grace	170,000	500	4.1	2017
Aguirre	Puerto Rico	Expedient (Proposed)	138,000	500	4.1	2018
Punta de Sayago	Uruguay	GNL Del Plata	263,000	500	4.1	2018
Tema	Ghana	Golar Tundra (Pending Final Contract)	170,000	350	2.9	2018

Η πρώτη FSU τοποθετήθηκε στο τερματικό LNG στην περιοχή Mejillones της Χιλής, με σκοπό να παρέχει αποθηκευτικό χώρο όσο οι κύριες δεξαμενές LNG βρισκόταν υπό κατασκευή, χρησιμοποιώντας το BW GDF SUEZ Brussels, το οποίο άρχισε πάλι να

χρησιμοποιείται ως δεξαμενόπλοιο LNG το 2014, όταν ανατέθηκε η κατασκευή για τη δεύτερη δεξαμενή ξηράς.

Η επιλογή της FSU στη Τζαμάικα είναι πιθανό να μη διαρκέσει πολύ και είναι κατανοητό ότι σχεδιάζεται η κατασκευή τερματικού ξηράς για να λειτουργήσει μακροπρόθεσμα.

Η επιλογή της FSU στη Μάλτα είχε γίνει με βάση την καλύτερη οικονομική λύση. Οι δύο FSU που βρίσκονται στη Μαλαισία είναι τροποποιημένα δεξαμενόπλοια, 30 ετών, που ήδη βρισκόταν στην ιδιοκτησία της Petronas και βρισκόταν στο τέλος της οικονομικής ζωής τους, οπότε ήταν πολύ πιθανόν μια οικονομικότερη επιλογή από τερματικούς σταθμούς ξηράς.

Μία Πέμπτη FSU βρίσκεται υπό τροποποίηση για το Bahrain LNG. Είναι ένα καινούριο 174,000 m³ Teekay LNG δεξαμενόπλοιο. Η συμφωνία για το τερματικό είναι 20ετής οπότε η ναύλωση προσφέρει μια επιλογή πριν την απόφαση για τον αν ένα τερματικό ξηράς είναι απαραίτητο.

3.4 Υπάρχουσες Μονάδες FSRU

Υπάρχουν 10 μονάδες που βρίσκονται υπό κατασκευή. 9 κατασκευάζονται στην Κορέα και μία στην Κίνα. Τέσσερις θα παραδοθούν φέτος και οι υπόλοιπες 6 ανάμεσα στο 2018 και 2020, αυξάνοντας τον συνολικό αριθμό πλοίων στα 36 μέχρι το 2020. Το πρότζεκτ EXMAR είναι μια μικρότερη φορτηγίδα.

Είναι ενδιαφέρον να σημειωθεί ότι οι περισσότερες κατασκευάζονται σε υποθετική βάση κι αυτό δείχνει την ανάγκη των εταιριών να είναι ανταγωνιστικές έχοντας τη δυνατότητα να προσφέρουν ένα πλοίο εγκαίρως παρά να περιμένουν 27-36 μήνες για την κατασκευή ενός νέου. Αυτή είναι μία επιθετική αντιμετώπιση των ιδιοκτητών FSRU καθώς τα πλοία κοστίζουν συνήθως \$250-300m, αλλά αυτό το ρίσκο αντισταθμίζεται από τη δυνατότητα να λειτουργούν τα πλοία ως δεξαμενόπλοια LNG αν δεν υπάρχει μίσθωση για FSRU. Φαίνεται πως οι τιμές πέφτουν πιο κοντά στα \$250m.

Τα 3 κορεάτικα ναυπηγεία – DSME, Hyundai και Samsung- κυριαρχούν στην αγορά.

Πέρα από αυτά που έχουν παραγγελθεί, η Excelerate Energy έχει σχέδια για 7 πλοία επιπλέον με την DSME και η Höegh LNG για 3 πλοία επιπλέον με τη Samsung. Περιλαμβάνεται φωτογραφία του ναυπηγείου της Samsung για να δείξει την έκταση των εγκαταστάσεων.

- Μετατροπές Δεξαμενοπλοίων LNG

Πολλές από τις πρώτες FSRU βασίστηκαν σε μετατροπές δεξαμενοπλοίων LNG. Η πρόσφατη τάση είναι η κατασκευή νέων πλοίων με δυνατότητα αποθήκευσης 170,000 m³ και ρυθμό εξαγωγής 600-750 mmscfd.

Αντιθέτως είναι ενδιαφέρον να σημειωθεί ότι η Höegh LNG μόλις παρήγγειλε τη μετατροπή ενός δεξαμενοπλοίου από τις Maritime (engineering) και Wärtsila Oil and Gas. Φαίνεται ότι η παραγγελία είναι μόνο για αντικείμενα μακράς παράδοσης, ώστε να επιτραπεί στη τροποποίηση να συμπληρωθεί σε μόλις 12 μήνες, παρά στο συνηθισμένο διάστημα των 18 μηνών, αν έπρεπε να γίνει παραγγελία του εξοπλισμού όταν ξεκινούσε η κατασκευή. Και οι δύο αυτές επιλογές τροποποίησης χρειάζονται λιγότερο από το διάστημα 27-36 μηνών που χρειάζονται για την κατασκευή ενός καινούριου πλοίου. Το επιλεγμένο πλοίο δεν έχει ονομαστεί αλλά



είναι πιθανό να ανήκει στον ήδη υπάρχοντα στόλο της Höegh's. Αυτή η προσέγγιση μετατροπής βγάζει νόημα αν μία ναυτιλιακή εταιρία έχει ένα υπάρχον πλοίο και μπορεί να αποφύγει το μεγαλύτερο κόστος κατασκευής ενός νέου.

3.5 Ιδιοκτήτες FSRU και Πάροχοι Υπηρεσιών

Οι μεγαλύτεροι ιδιοκτήτες FSRU αναφέρονται συχνά ως πάροχοι υπηρεσιών και είναι καλά εδραιωμένες εταιρίες δεξαμενοπλοίων LNG. Οι μεγαλύτερες είναι οι Golar LNG, Höegh LNG και Excelerate Energy. Πρόσφατα μπήκαν στην αγορά κάποιες νέες εταιρίες, η BW Gas και η Mitsui O.S.K. Lines (MOL). Στο παρακάτω γράφημα φαίνεται ο αριθμός των FSRU σε λειτουργία ανά πάροχο υπηρεσιών. Η Maran Gas Maritime πρόσφατα παρήγγειλε την πρώτη της FSRU από την DSME. Η OLT δεν είναι πάροχος υπηρεσιών με την παραδοσιακή έννοια- το πλοίο αγοράστηκε από την Golar LNG και λειτουργεί σε συνεργασία με την Golar LNG.

- Excelerate Energy

Η Excelerate Energy έχει τη βάση της στις ΗΠΑ και υπήρξε πρωτοπόρος της ιδέας των FSRUs με το πρότζεκτ gulf Gateway στον Κόλπο του Μεξικό. Αυτή τη στιγμή έχει 10 πλοία FSRU που λειτουργούν είτε ως δεξαμενόπλοια FSRU είτε σαν δεξαμενόπλοια LNG. Υπάρχουν οκτώ επιπλέον πλοία υπό κατασκευή από την DSME με χωρητικότητα 173,000 m³ και δυνατότητα επαναεριοποίησης με ρυθμό 3-4 mtpa.

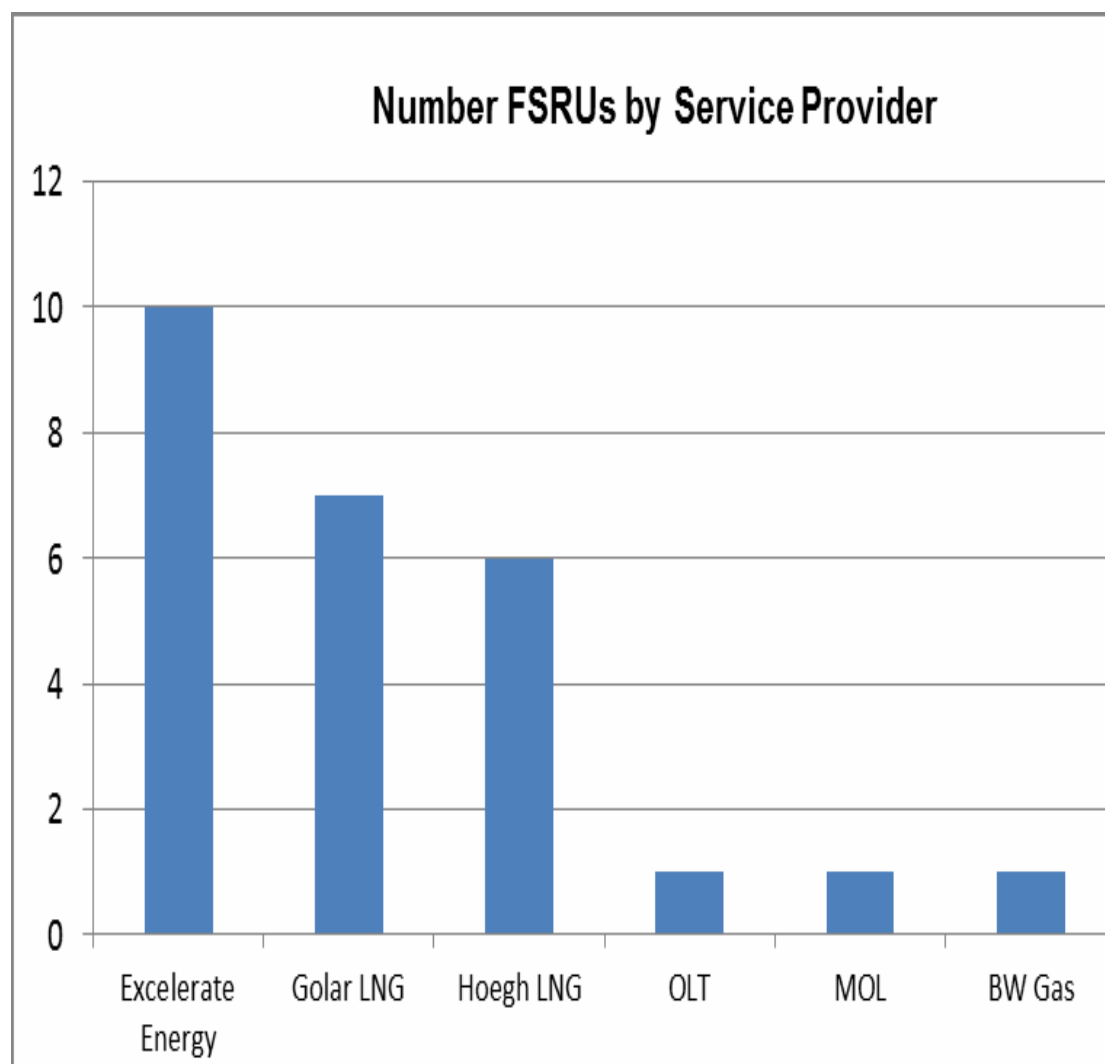
- Golar LNG

Η Golar LNG έχει τη βάση της στη Νορβηγία και χρησιμοποιεί 20 δεξαμενόπλοια LNG, 9 από τα οποία προστέθηκαν στο στόλο τα τελευταία 2 χρόνια. Έχει 7 FSRUs σε χρήση και μία ακόμα υπό κατασκευή από τη Samsung και αναμένεται να ολοκληρωθεί στα τέλη του 2017. Αυτή τη στιγμή μετατρέπει 3 από τα δεξαμενόπλοια LNG της σε πλοία πλωτής υγροποίησης αερίου (FLNG).

- Höegh LNG

Η Höegh LNG εδρεύει στην Νορβηγία και διαχειρίζεται 6 FSRUs και 5 πλοία LNG. Υπό ναυπήγηση βρίσκονται άλλα 3 FSRU. Η Höegh εγκατάλειψε τα σχέδια της για

την εισαγωγή στην αγορά των FLNG και πλέον ασχολείται μόνο με την αγορά των LNG και FSRU.



3.6 Κόστος Κεφαλαίου

Το κόστος κεφαλαίου μιας καινούργιας μονάδας FSRU αντιπροσωπεύει το 60% του κόστους μιας καινούργιας μονάδας υγροποίησης στην ξηρά και μπορεί να παραδοθεί και να είναι έτοιμη για χρήση σε πολύ μικρότερο χρονικό διάστημα. Ένα τερματικό ξηράς με δυνατότητα αποθήκευσης 180.000 m³ κοστολογείται στα 700-800 εκατ., αναλόγως το κόστος εργασίας που έχει η εκάστοτε περιοχή, σε σύγκριση με την μονάδα FSRU που κοστολογείται στα 400-500 εκατ. για την ίδια χωρητικότητα. Αναλυτικότερη σύγκριση θα φανεί στον παρακάτω πίνακα:

CAPEX Comparison Table

Component	3 mtpa, 180,00 m3 storage	
	Onshore	FSRU (new build)
Jetty including piping	80	80
Unloading lines	100	N/A
Tanks 1x180,000 m3	180	in FSRU
FSRU Vessel	N/A	250
Process plant	100	in FSRU
Utilities	60	in FSRU
Onshore interface/infrastructure	N/A	30
CAPEX	520	360
Contingency 30% Onshore, 10% FSRU	156	36
Owners's Costs	74	54
Total CAPEX	750	450

Βάσει χρονοδιαγράμματος, ο χρόνος που χρειάζεται για να κατασκευαστεί ένα τερματικό στην ξηρά εξαρτάται από την κατασκευή της δεξαμενής το οποίο χρειάζεται 36 με 40 μήνες . Τα νεόχτιστα FSRU χρειάζονται 27 με 36 μήνες αλλά μια μετατροπή χρειάζεται συνήθως 18 με 24 μήνες .

Το κόστος κεφαλαίου μια μονάδας FSRU εξαρτάται από τρεις βασικές κατηγορίες :

- Το πλοίο FSRU
- Τις υποδομές
- Το κόστος του ιδιοκτήτη
- Κόστος νεόχτιστου πλοίου FSRU

Το πλοίο μπορεί είτε να είναι νεόχτιστο είτε να γίνει μετατροπή σε ένα ήδη υπάρχον πλοίο LNG. Ένα καινούργιο πλοίο FSRU κοστολογείται στα 240 με 280 εκατ. δολάρια. Το κόστος των καινούργιων βαποριών έχει πέσει τον τελευταίο καιρό εξ αίτιας του υψηλού ανταγωνισμού αναμεσα στα 3 μεγαλύτερα Κορεατικά ναυπηγία – DSME, Hyundai και Samsung. Ωστόσο, υπάρχει και το ενδεχόμενο αύξησης των τιμών λόγω της αυξημένης ζήτησης σε πλοία. Ο παρακάτω πίνακας παρουσιάζει κάποιες πρόσφατες παραγγελίες σε πλοία FSRU.

Vessel	Owner	Storage m ³	Send-out mtpa	Send-out mmscfd	Shipyard	Order Placed	Order Value \$m
Giant (FSRU#7)	Höegh	170,000	6.2	750	Hyundai	Jun-11	236
Gallant (FSRU#8)	Höegh	170,000	4.1	500	Hyundai	Jun-11	250
Independence	Höegh	170,000	3.2	384	Hyundai	Jun-11	250
FSRU#9	Höegh	170,000	8.3	1,000	Hyundai	Jan-17	236
FSRU#10	Höegh	170,000	8.3	1,000	Samsung	Jan-17	270
Experience	Excelerate	173,400	8.3	1,000	DSME	Aug-11	280

- Μετατροπή LNG σε FSRU

Η μετατροπή ενός ήδη υπάρχοντος πλοίου LNG κοστίζει κοντά στα 80 εκατ. δολάρια, συν το κόστος που έχει πληρωθεί ήδη για την κατασκευή του βαποριού. Εάν το κόστος του βαποριού ήταν 150 εκατ. δολάρια τότε το τελικό κόστος είναι 230 εκατ. δολάρια, δηλαδή σύνολο 230 εκατ., το οποίο είναι σχεδόν ίδιο με το κόστος ενός νεόκτιστου πλοίου FSRU αλλά έχει το πλεονέκτημα ότι είναι έτοιμο για παράδοση σε 18 μήνες αντί για 36. Ένα παλιό πλοίο είναι φτηνότερο και θα μείωνε το συνολικό κόστος .

Οι μετατροπές ήταν πολύ δημοφιλείς στις πρώτες μονάδες FSRU αλλά τελευταία έχουν εγκαταλειφθεί και την θέση τους πήραν τα νεόκτιστα πλοία. Αυτό συνέβη καθώς τα παλαιά πλοία LNG είχαν μεταφορική δυνατότητα 130.000 – 140.000 m³ και υπήρχε ζήτηση για πλοία που θα είχαν πάνω από 173.000 m³ μεταφορική δυνατότητα.

- Κόστος Υποδομών

Μια υποδομή στην στεριά περιλαμβάνει και την προβλήτα για την σύνδεση με το πλοίο , καθώς είναι απαραίτητη η μεταφορά του LNG από το πλοίο και τον αγωγό προς τον πελάτη ή το σύστημα χερσαίας μεταφοράς όπως φαίνεται για παράδειγμα στις παρακάτω εικόνες . Η προμήθεια και η κατασκευή των υποδομών, διαχειρίζεται από το λιμάνι η από τοπικές εταιρίες ενέργειας. Αυτό το κόστος ανέρχεται σε 50 με 100 εκατ. αλλά το ποσό αυτό εκτοξεύεται εάν χρειάζεται νέο λιμάνι ή νέος κυματοθραύστης.

- Business Models

Τα τερματικά εισαγωγής LNG χρησιμοποιούν συνήθως συμφωνίες χρηματοδοτικής πίστωσης ή συμφωνίες υπεργολαβίας καθώς τα FSRU δεν διαφέρουν στην λειτουργία

τους από τα χερσαία τερματικά. Η συμφωνία υπεργολαβίας (Tolling model) φαίνεται να είναι το πιο διαδεδομένο καθώς είναι μια συμφωνία απευθείας με την εταιρία ενέργειας, ενώ η συμφωνία χρηματοδοτικής πίστωσης (leasing) χρησιμοποιείται στα συμβόλαια μικρής διάρκειας.

Το καθιερωμένο μοντέλο που χρησιμοποιείται στα χερσαία τερματικά, χρησιμοποιείται και στα FSRU. Το τερματικό είναι ιδιοκτησίας της εταιρίας ενέργειας η οποία έχει επίσης κάτω από τον έλεγχο της την πηγή του αερίου, το υγροποιεί και το μεταφέρει είτε για αποθήκευση είτε το στέλνει απευθείας στον πελάτη.

Αυτή η εικόνα μας δείχνει την προβλήτα και την προσόρμιση του πλοίου στο τερματικό που βρίσκεται μέσα στο λιμάνι στην Κλάιπεντα της Λιθουανίας. Το αέριο μεταφέρεται μέσα από τον αγωγό συνολικού μήκους 18 χιλιομέτρων στο δίκτυο του αερίου.



Αυτή η εικόνα μας δείχνει το GNL Escobar το οποίο βρίσκεται Shore-side στην προβλήτα και συνδέεται σε ένα δίκτυο 40 χιλιομέτρων. Το κόστος αυτής της υποδομής ήταν υψηλό, φθάνοντας τα 150 εκατ. δολάρια, καθώς αντανακλά και μεγάλο μήκος του δικτύου και της εκβύθησης.



- Διάρκεια Συμβολαίου

Οι πρώτες μονάδες FSRU είχαν συμβόλαια διάρκειας 10-15 χρόνων. Η μεγάλη διάρκεια του συμβολαίου δίνει την δυνατότητα στον ιδιοκτήτη να καλύψει την επένδυση για την μονάδα αυτή και να ανταπεξέλθει στα έξοδα για την περίοδο του συμβολαίου τα πρώτα 8 χρονιά και τα υπόλοιπα 2 να παρουσιάσει κέρδη .

Τα συμβόλαια αυτήν την περίοδο κυμαίνονται από 5 έως 20 χρονιά και εξαρτιόνται από ζήτηση της αγοράς σε αέριο εκείνη την περίοδο. Πρόσφατα , η Αίγυπτος λόγω υψηλής ζήτησης ναύλωσε μια δεύτερη μονάδα FSRU. Η συμφωνία ήταν πενταετής αναμεσά στην EGas και την BW GAS. Το πρότζεκτ ήταν έτοιμο σε 5 μήνες δείχνοντας ποσό ευέλικτα είναι τα FSRU σε σχέση με ένα αντίστοιχο χερσαίο τερματικό που θα χρειαζόταν 4-5 χρονιά για την κατασκευή του.

Ο παρακάτω πίνακας μας δείχνει κάποια από τα συμβόλαια χρήσης μονάδων FSRU που έχουν δημοσιοποιηθεί.

Owner	Vessel Name	Terminal Name	Location	Status	Charter Company	Contract term years
Excelerate Energy	Explorer	Mina Al-Ahmadi	Kuwait	Closed	KNPC	5
	Experience	Guanabar Bay	Brazil	Operating	Petrobras	15
	Various (GasPort)	Aguirre	Puerto Rico	Operating	PREPA	15+5
	Excelerate	Ruwais	Abu Dhabi	Operating	GASCO	Long term
Golar LNG	Golar Spirit	Pecem	Brazil	Closed	Petrobras	15+5
	Golar Winter	Rio de Janeiro	Brazil	Retired	Petrobras	15
	Golar Winter	Bahia, Salvador	Brazil	Operating	Petrobras	15
	Golar Freeze	Jebel Ali	Dubai	Operating	Dubai Supply Authority	10
	Nusantara Regas Satu	Jakarta Bay	Indonesia	Operating	PTNR	11
	Golar Igloo	Mina Al Ahmadi Port	Kuwait	Operating	KNPC	5
	Golar Eskimo	Aqaba	Jordan	Operating	Hashemite K of Jordan	5
	Golar Arctic	Kingston	Jamaica	On site - but yet yet operating	New Fortress Energy	2
	Golar Tundra	Tema	Ghana	On site - but yet yet operating	West Africa Gas Limited	5
Hoegh LNG	Grace	Cartagena	Colombia	Operating	SPEC	20
	Gallant	Ain Sokhna	Egypt	Operating	EGAS	5
	Independence	Klaipeda	Lithuania	Operating	Klaipedos Nafta	10
	PGN Lampung	Lampung, Sumatra	Indonesia	Operating	PGN LNG	20
	GoF Suez Cape Anne	Tianjin	China	Operating	Engie	5
	FSRU#9	Port Qasim 3	Pakistan	Under Construction	GEIL	20+5+5
MOL	GNL Del Plata	Punta de Sayago	Uruguay	Under Construction	Gas Sayago	20
BW Offshore	BW Singapore	Ain Sokhna	Egypt	Being Converted	EGAS	5
	TBA	Port Qasim 2	Pakistan	Conversion Tanker	EGAS	15
Teekay LNG	Bahrain LNG	Bahrain FSU	Bahrain	Under Construction	Bahrain LNG (JV)	20
Bumi Armada	Armada LNG Mediterranean	Marsaxlokk Bay FSU	Malta	Being Converted	Electrogas Malta	18

- Χρεώσεις ενοικιαστήριου συμβολαίου

Η βασική διαφορά ανάμεσα στα FSRU και τα χερσαία τερματικά είναι ότι τα FSRU ενοικιάζονται (leasing) αντί να αγοράζονται. Η ημερήσια τιμή της ενοικίασης υπολογίζεται βάσει της αρχικής επένδυσης που είχε γίνει για το βαπόρι και τους τόκους των δάνειων. Εν μέρει το κόστος υπολογίζεται και από την χρονική διάρκεια του συμβολαίου ακόμα και αν υπάρχει υπολειπομένη αξία στο τέλος της μίσθωσης. Επίσης η μεγάλη διάρκεια του συμβολαίου παρέχει ένα σταθερό εισόδημα για μεγαλύτερη περίοδο.

Αυτά τα συμβόλαια κυμαίνονται από 110-160.000 δολάρια την ημέρα όπως έδειξε μια πρόσφατη δημοσίευση από την QED Consulting βάσει των οικονομικών στοιχείων

που είχαν δημοσιεύσει οι ιδιοκτήτες των βαποριών. Το κόστος λειτουργίας των μονάδων FSRU κυμαίνεται από 20-45.000 δολάρια την ημέρα και έτσι το συνολικό κόστος ανέρχεται στα 130-205.000 δολάρια την ημέρα.

3.7 SWOT ANALYSIS FSRU

Strengths

Το κόστος ενός τερματικού FSRU είναι το 50-60 % του αντίστοιχου κόστους ενός χερσαίου τερματικού εξ αίτιας του συμπαγές μεγέθους του και του μικρού κόστους ναυπήγησης . Αυτή είναι μια σημαντική διαφορά καθώς η μείωση του κόστους του έργου, αυξάνει τις χρηματοροές και μειώνει τα χρόνια που θα αποδώσει το έργο . Επίσης , είναι πιο εύκολο για τις μικρές ανεξάρτητες εταιρείες ενέργειας να συμμετέχουν σε τέτοια έργα καθώς μπορούν να αντέξουν οικονομικά την αποπληρωμή ενός μικρού δανείου .

Τα περισσότερα FSRU είναι ναυλωμένα από εταιρείες ενέργειας και δεν είναι ιδιοκτησία τους, κάτι που σημαίνει ότι μπορούν να ανατεθούν σε άλλες ναυτιλιακές αν δεν είναι ικανοποιημένοι από την πορεία του έργου . Αυτό είναι ένα μεγάλο πλεονέκτημα σε σχέση με τα χερσαία τερματικά καθώς η επένδυση δεν είναι τόσο ευέλικτη σε σχέση με το FSRU . Το ναυλοσύμφωνο βελτιώνει τις χρηματοροές και τα οικονομικά του έργου όσο αναφορά τα τα βραχυχρόνια έργα .

Το FSRU είναι μια ευέλικτη επένδυση καθώς μπορεί να αλλάξει θέση για να καλύψει την εποχική ζήτηση .

Τα ναυπηγεία FSRU βρίσκονται κυρίως στην Κορέα και έχουν εξαιρετικό ιστορικό όσο αναφορά την παράδοση στον προκαθορισμένο χρόνο . Το ίδιο δεν συμβαίνει και στα χερσαία τερματικά καθώς ο καιρός και τα εργασιακά θέματα μπορούν να παίξουν ανασταλτικό ρόλο στο χρόνο παράδοσης και να οδηγήσουν σε καθυστερήσεις . Η τήρηση του χρονοδιαγράμματος μπορεί να παίξει σημαντικό ρόλο και είναι σημαντικό πλεονέκτημα ,ιδιαίτερα όταν στο συμβόλαιο της εταιρίας υπάρχουν ποινές (ρήτρες) για την αργοπορία στην παράδοση του αερίου .

Η κατασκευή ενός έργου σε ναυπηγείο έχει πολλά πλεονεκτήματα σε σχέση με την κατασκευή ενός τέτοιου έργου στην ξηρά καθώς αποφεύγονται οι μετακινήσεις ευαίσθητου τεχνολογικού εξοπλισμού και μεγάλου όγκου υλικού αλλά επίσης δεν υπάρχουν και θέματα αδειοδότησης από τις τοπικές αρχές , πόσο μάλλον αν έχουμε να κάνουμε με περιβαλλοντικά ευαίσθητες περιοχές .

WEAKNESSES

Τα ήδη υπάρχοντα στην αγορά FSRU έχουν χωρητικότητα έως 173.000 m³ . Υπάρχει μόνο μια μονάδα FSRU που έχει χωρητικότητα 263.000 m³ στην Ουρουγουάη και άλλη μια στο Κάλινγκραντ ,χωρητικότητας 330.000 m³ αλλά και τα δυο αυτά τερματικά είναι προπαραγγελίες .

Τα FSRU κατασκευάζονται βάση των δυνατοτήτων που έχουν τα ναυπηγεία αναφορικά με το μέγεθος που μπορούν να αποθηκεύσουν . Αυτό σημαίνει ότι δεν υπάρχει η δυνατότητα επέκτασης . Για τα χερσαία τερματικά υπάρχει η δυνατότητα της επέκτασης και για τα τις μονάδες υγροποίησης και για τον αποθηκευτικό χώρο . Αυτή η επέκταση δεν είναι λειτουργική για ένα πλοίο και γι' αυτό αν χρειαστεί περεταίρω επέκταση χρησιμοποιούνται πλωτές μονάδες αποθήκευσης (FSU) .

Η χωρητικότητα των FSRU κυμαίνεται από 135.000 – 173.000 m³ και δεν προσφέρουν επαρκή αποθηκευτικό χώρο για ένα LNG tanker χωρητικότητας 173.000 m³ .Αυτό σημαίνει ότι ένα LNG tanker θα πρέπει να περιμένει μέχρι να υπάρχει επαρκής χωρητικότητα στο FSRU , κάτι που θα επιφέρει επιπλέον χρεώσεις.

Τα FSRU που βρίσκονται σε ανοιχτά ύδατα επηρεάζονται άμεσα από τον κακό καιρό στο κομμάτι της σύνδεσης με τον αγωγό αερίου . Για αυτόν τον λόγο θα πρέπει να ελεγχθούν τα μετεωρολογικά δεδομένα πριν την επιλογή της τοποθεσίας . Αυτό δεν είναι όμως ένα πρόβλημα που συναντάμε στα FSRU που βρίσκονται παράκτια .

Opportunities

Τα FSRU μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως προσωρινές μονάδες προμήθειας αερίου κατά την διάρκεια την κατασκευής ενός χερσαίου τερματικού στην ίδια περιοχή .

Τα FSRU παρά το γεγονός ότι είναι ναυλωμένα για μικρό χρονικό διάστημα ,εάν αποδώσουν τα αναμενόμενα τότε μπορεί να αγοραστούν από την εταιρεία ενέργειας όπως είδαμε στις περιπτώσεις των FSRU της Λιθουανίας και του Μπαγκλαντές .

Καθώς το φυσικό αέριο χρησιμοποιείται όλο και περισσότερο στην αγορά ενέργειας και αντικαθιστά σιγά σιγά τον λιγνίτη υπάρχει η δυνατότητα της σύνδεσης μιας μονάδας FSRU απευθείας με το εργοστάσιο παραγωγής ενέργειας .

Threats

Υπάρχει το ρίσκο ότι μια μονάδα FSRU μπορεί να μην πάρει άδεια από τις τοπικές αρχές καθώς δεν υπάρχει μεγάλη συμβολή για την τοπική κοινωνία , επειδή η μονάδα κατασκευάστηκε σε ξένο ναυπηγείο. Τα χερσαία τερματικά αποτελούν τεράστια κατασκευαστικά έργα και δημιουργούν θέσεις εργασίας και ευνοούν επίσης τις τοπικές επιχειρήσεις αγαθών , υπηρεσιών και πρώτων υλών .

Ακόμα μια πιθανή απειλή είναι το υψηλό κόστος της δημιουργίας υποδομών στο λιμάνι . Τα περισσότερα FSRU βρίσκονται σε ήδη υπάρχοντα λιμάνια ή λιμάνια τα οποία είναι κομμάτι ενός αναπτυξιακού προγράμματος μια χώρας . Εάν το λιμάνι θα πρέπει να δομηθεί από την αρχή , αυτό απαιτεί τεράστια επένδυση στις υποδομές (π.χ. κυματοθραύστης) και έτσι το έργο μπορεί να κριθεί ασύμφορο .

Τα τερματικά FSRU είναι από την φύση τους μια ευέλικτη κατασκευή και μπορεί εύκολα να μεταφερθεί σε αντίθεση με τα χερσαία τερματικά . Αυτό μπορεί να οδηγήσει και στο συμπέρασμα ότι η μεταφορά φυσικού αερίου δεν είναι μια ασφαλής διαδικασία .

ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Το φυσικό αέριο αντλήθηκε για πρώτη φορά ως ενεργειακό αγαθό στις αρχές του 20^{ου} αιώνα, όταν οι ΗΠΑ ξεκίνησαν να το αντλούν από το υπέδαφος. Παρόλα αυτά η ενεργειακή κρίση της δεκαετίας του 1970, άλλαξε εξ ολοκλήρου τον παγκόσμιο ενεργειακό χάρτη. Οι προσπάθειες για τη μείωση της οικονομικής εξάρτησης από το πετρέλαιο, επέτρεψε το φυσικό αέριο να αναπτυχθεί και να διεκδικήσει με αξιώσεις το δικό του ρόλο στην ενέργεια.

Από το 1970 έως και σήμερα, η πορεία του φυσικού αερίου διαγράφει θετική πορεία. Αν και, κατά την εν λόγω περίοδο η ζήτηση για φυσικό αέριο έχει μια μικρή μείωση η οποία οφείλεται στην οικονομική κρίση. Ωστόσο, η μεταβολή της ζήτησης για φυσικό αέριο από το 1990 έως και το 2009, έφτασε το 52,7%,. Για το 2009 οι χώρες με την μεγαλύτερη κατανάλωση σε φυσικό αέριο είναι οι ΗΠΑ με 646 περίπου εκατ. κυβικά μέτρα, η Ρωσία με 387 περίπου εκατ. κυβικά μέτρα, ενώ η πρώτη ασιατική χώρα είναι το Ιράν με 131 εκατ. κυβικά μέτρα περίπου.

Σήμερα τα μεγαλύτερα αποδεδειγμένα αποθέματα σε φυσικό αέριο βρίσκονται υπό τα εδάφη της Πρώην Σοβιετικής Ένωσης (Ρωσία και χώρες της Κασπίας), Μέσης Ανατολής, Η.Π.Α., Βενεζουέλας, Αλγερίας και Νιγηρίας. Το φυσικό αέριο μεταφέρεται με τους αγωγούς και τα πλοία, τα οποία αποτελούν σοβαρό ανταγωνιστή τους.

Η ύπαρξη σοβαρών περιβαλλοντικών προβλημάτων που προκαλούνται από την ολοένα και μεγαλύτερη ανάγκη της ανθρωπότητας για κατανάλωση ενέργειας και η οποία είχε προκληθεί αλλά και προκαλείται με την χρήση ενεργειακών αγαθών επιβλαβών προς το περιβάλλον, οδηγεί την ανθρωπότητα στην εύρεση νέων πηγών παραγωγής ενέργειας. Η εξέλιξη αυτή δημιουργεί θετική αντιμετώπιση του φυσικού αερίου από τις κοινωνίες, οι οποίες το θεωρούν και είναι από τα πλέον φιλικά προς το περιβάλλον ενεργειακά αγαθά. Το στοίχημα είναι η παράλληλη επίτευξη οικονομικής ευρωστίας και περιβαλλοντικής προστασίας. Δεν πρέπει να ξεχνάμε δε ότι το φυσικό αέριο αν εκπέμπει 30% λιγότερο διοξείδιο του άνθρακα σε σχέση με το πετρέλαιο και 50% σε σχέση με τον άνθρακα.

Το φυσικό αέριο μεταφέρεται με δύο τρόπους τους αγωγούς και τα πλοία L.N.G. Οι αγωγοί αποτελούν σήμερα τον μεγαλύτερο ανταγωνιστή των πλοίων L.N.G , παρόλα αυτά λόγοι όπως η γεωγραφική θέση της καταναλώτριας χώρας ή εδαφολογικά προβλήματα που αυξάνουν κατά πολύ το κόστος κατασκευής, οδηγεί στη περαιτέρω χρήση των πλοίων L.N.G. προς τις καταναλώτριες χώρες. Στα παραπάνω πρέπει να σημειώσουμε ότι η αύξηση της κατανάλωσης του φυσικού αερίου από χώρες που βρίσκονται μακριά από τους παραγωγούς του φυσικού αερίου, εντείνει την ανάγκη για τη μεταφορά του ενεργειακού αυτού αγαθού μέσω των δεξαμενόπλοιων υγροποιημένου φυσικού αερίου. Στόχος της εργασίας ήταν να αναδείξει πως μπορούμε , αυτά τα 2 ανταγωνιστικά μέσα για την μεταφορά του Φ.Α. να τα συνδυάσουμε προς όφελος της Ελλάδας και αυτό μπορεί να επιτευχθεί με την τεχνολογία FSRU .

Βάση όλων των στοιχείων που είδαμε στην εργασία η Ελλάδα μπορεί να παίξει πρωταγωνιστικό ρόλο στις εξαγωγές φυσικού αερίου προς τις χώρες με υψηλή ζήτηση Φυσικού αερίου . Εκμεταλλευόμενη το γεγονός ότι αναμένεται μέσο αγωγών να περάσουν από την Ελλάδα τεράστιες ποσότητες Φυσικού αερίου τα επόμενα χρόνια και χρησιμοποιώντας νέες τεχνολογίες όπως το FSRU μπορεί να καλύψει τεράστιο κομμάτι αρχικά της Μεσογειακής και ύστερα της παγκόσμιας ζήτησης . Σε αντίθεση με τα χερσαία τερματικά , το FSRU είναι μια γρήγορα υλοποιήσιμη επένδυση με μικρό χρόνο απόσβεσης , ιδιαίτερα αν οι προβλέψεις για άνοδο της τιμής του φυσικού αερίου τα επόμενα χρόνια βγουν αληθινές . Λόγο του ότι ένα μεγάλο ποσοστό του παγκόσμιου στόλου LNG είναι στα χέρια των Ελλήνων εφοπλιστών και σε συνδυασμό με την γεωγραφική θέση της Ελλάδας , ισχυροποιείτε το σενάριο ότι η Ελλάδα μπορεί να μετατραπεί σε στρατηγικό σημείο για τις εξαγωγές φυσικού αερίου .Βάση της Μεσογειακής ζήτησης που έχουμε αναλύσει παραπάνω , τα νούμερα δεν είναι απαγορευτικά για μια μεγάλη επένδυση σε τερματικά FSRU όπου θα μετατρέψουν την Ελλάδα από μια χώρα διέλευσης του φυσικού αερίου , σε μια χώρα εξαγωγής φυσικού αερίου συνδυάζοντας το μεγάλο κομμάτι αγωγών που βρίσκεται υπό κατασκευή και θα περάσει από την Ελλάδα με τον στόλο LNG των Ελλήνων πλοιοκτητών. Η εκπόνηση του συγκεκριμένου θέματος ήταν μια ιδιαίτερη

πρόκληση. Οι δυσκολίες που αντιμετωπίστηκαν ήταν πολλές και προφανώς υπήρξαν παραλείψεις. Η ανάλυση μιας παγκοσμιοποιημένης αγοράς σε πιο τοπικό επίπεδο επιφέρει δυσκολίες στην προσέγγιση της, όπως επίσης δεν μπορούν να υπολογιστούν τα κέρδη που έχουν παρουσιάσει οι ήδη υπάρχοντες επενδύσεις σε FSRU καθώς είναι μια πολύ νέα τεχνολογία και μια επένδυση με τόσο μεγάλη ένταση κεφαλαίου κάνει χρόνια για να αποδώσει κέρδη και εν συνεχεία να μελετηθεί ως προς το αν αποτελεί πετυχημένη επένδυση . Ευελπιστώ ότι η εργασία θα μπορούσε να προκαλέσει ερεθίσματα σε μια σειρά θεμάτων, καθώς τα επιμέρους ερωτήματα απαιτούν πιο εξειδικευμένες αναλύσεις.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

- Νικόλαος Φαραντούρης , Ενέργεια – Ναυτιλία και Θαλάσσιες μεταφορές
- Manfred Hafner, Outlook for oil and gas in Southern and Eastern Mediterranean Countries
- Δρ. Δαγκαλίδης Αθανάσιος , Κλαδική μελέτη της τράπεζας Πειραιώς για τα Δεξαμενόπλοια LNG 2013
- BP annual Energy Outlook 2016
- Global Energy Trends, 2017 Edition – Enerdata
- Μελέτη ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2016 – 2025, ΔΕΣΦΑ
- Μελέτη ανάπτυξης 2017- 2026, ΔΕΣΦΑ
- IEA report, Energy Policies of IEA Countries: Greece 2017 Review
- International Energy Agency, 2015, Annual Report
- International Energy Agency, 2015, Key World Energy Statistics
- International Gas Union (2015). World LNG Report – 2015 Edition.
- Jefferies (2013). LNG & LPG Shipping Fundamentals.
- Jasper A., (2012), Lloyd’s Register LNG Bunkering Infrastructure Study, Lloyd’s Register EMEA
- National Fire Protection Agency (NFPA) 59A, 2001. Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG), USA.
- OECD/IEA, (2015) Medium-Term Gas Market Report
- PFC Energy (2015). Global LNG Supply and Demand Study

- Salam H, Brandt U, Weick B, (2012). LNG Carriers. MMA 167 Marine Structural Engineering