



ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ ΚΡΗΤΗΣ
TECHNICAL UNIVERSITY OF CRETE

ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ

Η ΔΥΝΑΜΙΚΗ ΕΝΤΑΞΗ ΤΟΥ LNG ΣΤΗΝ ΑΓΟΡΑ, Η ΧΡΗΣΗ ΤΟΥ ΣΤΗΝ ΝΑΥΤΙΛΙΑ ΚΑΙ ΟΙ ΤΕΡΜΑΤΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ ΑΠΟ: ΣΑΒΑ ΝΤΟΜΕΝΙΚΟ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ: ΠΑΠΑΕΥΘΥΜΙΟΥ ΣΠΥΡΟΣ

ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ: ΚΟΝΣΟΛΑΚΗΣ ΜΙΧΑΗΛ

ΓΥΑΚΗΣ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ

Χανιά Ιούλιος 2022

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς το συγγραφέα. Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν το συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Πολυτεχνείου Κρήτης.

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ	1
ΠΕΡΙΛΗΨΗ	3
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1	4
1.1 Προέλευση και Χαρακτηριστικά	4
1.2 Εξόρυξη και Μεταφορά	5
1.3 Χρήσεις και Παγκόσμια Στατιστικά Φυσικού Αερίου	7
1.4 Μετατροπή σε CNG και LNG	11
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2	12
2.1 Εισαγωγή στο LNG	12
2.2 Διαδικασία Υγροποίησης	12
2.3 Μεταφορά LNG	14
2.4 Πλοία μεταφοράς LNG	15
2.5 Επαναεριοποίηση	17
2.6 Floating LNG	18
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3	20
3.1 Μεταφορά με LNG	20
3.2 LNG σε Φορτηγά και Λεωφορεία	20
3.3 Το LNG στη Ναυτιλία	21
3.4 Πολιτικό Πλαίσιο	22
3.5 Τιμές	23
3.5.1 Υφιστάμενα σκάφη	23
3.5.2 Νέα πλοία	28
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4	31

4.1 Δυνατότητες ανεφοδιασμού LNG στην Ευρώπη	31
4.2 Νέα τερματικά LNG στην Ευρώπη	32
4.3 Μεγαλύτεροι Τερματικοί Σταθμοί του Κόσμου	33
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5	44
5.1 Περιβαλλοντικό αποτύπωμα	44
5.2 Περιβαλλοντικά διαπιστευτήρια σχετικά με SO _x και NO _x	46
5.3 Προσφορά και Ζήτηση LNG	47
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6	54
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7	56
Συμπεράσματα	58
Βιβλιογραφία	59

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Καθώς η παγκόσμια ζήτηση για ενέργεια αυξάνεται συνεχώς με μεγάλο ρυθμό, οι παγκόσμιοι περιβαλλοντικοί κανονισμοί ωθούν την αγορά προς καθαρότερες μορφές ενέργειας και το φυσικό αέριο αποτελεί μια ικανοποιητική λύση αφού είναι ο καθαρότερος ορυκτός πόρος.

Παρά την αφθονία του το φυσικό αέριο δεν μπορεί να βρεθεί παντού και πολλές φορές είναι δύσκολο να μεταφερθεί σε μεγάλες αποστάσεις λόγω του μεγάλου όγκου που καταλαμβάνει. Η λύση σε αυτό το πρόβλημα είναι το LNG ή αλλιώς Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο (ΥΦΑ), το οποίο σε αυτή του την μορφή (υγρή) καταλαμβάνει έως 600 φορές λιγότερο όγκο σε σχέση με την αέρια.

Σε αυτήν την εργασία θα μελετηθούν τα βασικά χαρακτηριστικά του φυσικού αερίου στην αρχική του μορφή και θα γίνει περιγραφή της εφοδιαστικής αλυσίδας LNG από την φάση υγροποίησης μέχρι και την παράδοση του στον πελάτη. Θα αναλυθούν επίσης τα παγκόσμια στατιστικά και το περιβαλλοντικό αποτύπωμα του LNG καθώς και ο ρόλος του στην Ναυτιλία ως μεταφορικό καύσιμο.

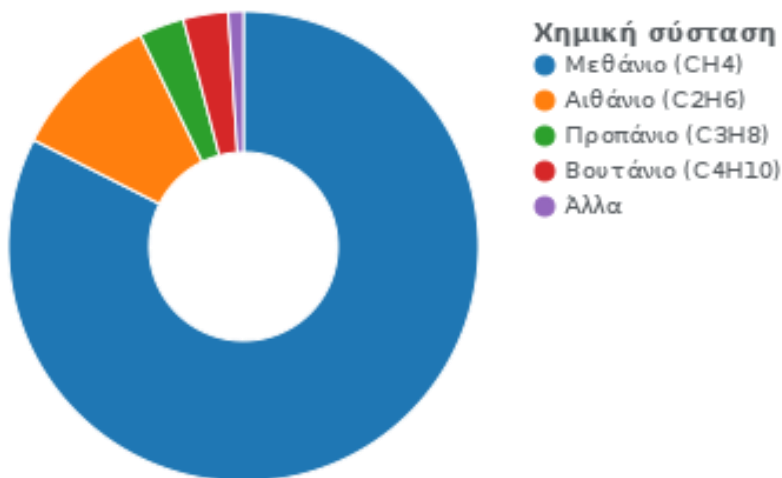
Τέλος θα παρουσιαστούν οι μεγαλύτεροι τερματικοί σταθμοί LNG παγκοσμίως και θα μελετηθούν εκείνοι στην Ελλάδα καθώς και τα μελλοντικά σχέδια και οι προοπτικές που υπάρχουν στην χώρα μας για ανάπτυξη και άλλων υποδομών.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

1.1 Προέλευση και Χαρακτηριστικά

Το φυσικό αέριο είναι ένα ορυκτό αέριο μείγμα υδρογονανθράκων που αποτελείται κυρίως από μεθάνιο και αιθάνιο. Δημιουργείται όταν τα στρώματα των αποσυντιθέμενων φυτών και των ζωικών υλών εκτίθενται σε έντονη θερμότητα και πίεση κάτω από την επιφάνεια της γης για εκατομμύρια χρόνια. Είναι ένα άχρωμο και σχεδόν άοσμο αέριο στην φυσική του κατάσταση, οπότε για λόγους ασφαλείας προστίθεται μια οσμή κατά την επεξεργασία του ώστε να είναι ευκολότερα ανιχνεύσιμο σε περίπτωση διαρροής [1]. Στο παρακάτω σχήμα φαίνεται η χημική σύσταση του φυσικού αερίου.



Σχήμα 1. Η χημική σύσταση του φυσικού αερίου [2]

Θεωρείται συχνά ως το καύσιμο μετάβασης σε μια οικονομία που θα έχει λιγότερες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου καθώς είναι το καθαρότερο ορυκτό καύσιμο και εκπέμπει 29%-44% λιγότερο διοξείδιο του άνθρακα ανά μονάδα ενέργειας και κατά την καύση του εκπέμπει σημαντικά λιγότερα οξείδια του αζώτου και του θείου σε σχέση με το πετρέλαιο και τον άνθρακα [3].

Σύμφωνα με την προσοχή που δίνεται πλέον στο περιβάλλον, σε αντίθεση με τον 20^ο αιώνα όπου η χρήση των σαφώς πιο επιβλαβών περιβαλλοντικά ορυκτών πόρων όπως ο άνθρακας το μαζούτ και το αργό πετρέλαιο είχε τον πρωταγωνιστικό ρόλο, είναι λογικό και αναμενόμενο η χρήση του φυσικού αερίου να ανέβει κατά πολύ και σε ορισμένες χώρες να ξεπεράσει την χρήση των υπόλοιπων προαναφερθέντων ορυκτών πόρων [1].

1.2 Εξόρυξη και Μεταφορά

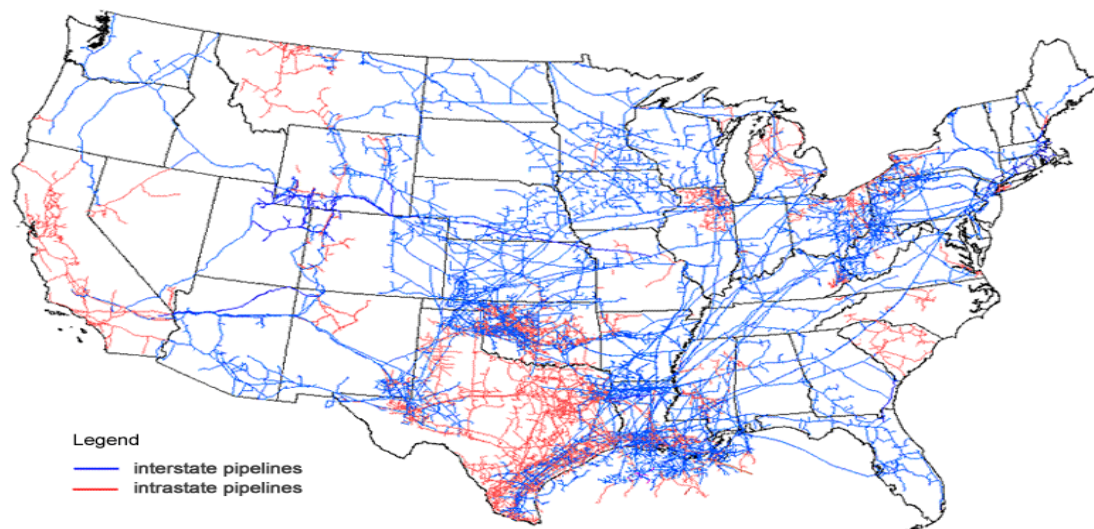
Το φυσικό αέριο όταν δημιουργείται τείνει να καλύψει τον χώρο μέσα στα ιζήματα και στα πετρώματα στα οποία δημιουργήθηκε, χρησιμοποιώντας τους πόρους, τα κατάγματα και τις ρωγμές που εμφανίζονται φυσικά στην υπόγεια επιφάνεια. Τα μόρια αερίου ταξιδεύουν μέχρι να παγιδευτούν από αδιαπέραστα στρώματα βράχων, σχιστόλιθων, αλατιού ή πηλού. Αυτές οι παγιδευμένες αποθέσεις είναι οι δεξαμενές όπου βρίσκουμε φυσικό αέριο [4].

Το φυσικό αέριο συνήθως χρειάζεται να μεταφερθεί σε μεγάλες αποστάσεις καθώς τα κοιτάσματα φυσικού αερίου είναι συνήθως μακριά από τα κύρια κέντρα κατανάλωσης. Η χημική επεξεργασία του γίνεται συνήθως στην περιοχή παραγωγής. Προτού να χρησιμοποιηθεί ως καύσιμο, το μεγαλύτερο μέρος αυτού πρέπει να υποβληθεί σε επεξεργασία για την απομάκρυνση των ακαθαρσιών, συμπεριλαμβανομένου του νερού, για να πληροί τις προδιαγραφές του εμπορεύσιμου φυσικού αερίου [4].

Λόγω της μικρής πυκνότητας του είναι αρκετά δύσκολο να αποθηκευτεί ή να μεταφερθεί με οχήματα, επομένως χρειάζονται άλλοι τρόποι μεταφοράς του. Το φυσικό αέριο μπορεί να έχει αέρια και υγρή μορφή άρα σε κάθε κατάσταση μεταφέρεται αναλόγως [3].

Όταν βρίσκεται σε αέρια κατάσταση μεταφέρεται με ειδικούς αγωγούς υπό υψηλή πίεση σε αποστάσεις αρκετά μεγάλες οι οποίες μπορεί να φτάσουν χιλιάδες χιλιόμετρα. Παραδείγματα τέτοιων αγωγών που καλύπτουν την κατανάλωση σε αποστάσεις χιλιάδων χιλιομέτρων είναι οι αγωγοί που εκτείνονται από την Σιβηρία ως την Κεντρική και Δυτική Ευρώπη, καθώς και εκείνοι που καλύπτουν τις Ηνωμένες Πολιτείες της Αμερικής από το Τέξας και τη Λουιζιάνα μέχρι τη βορειοανατολική ακτή και από την Αλμπέρτα ως τον Ατλαντικό [1]. Στις παρακάτω εικόνες φαίνεται το δίκτυο φυσικού αερίου στις ΗΠΑ και στην Ευρώπη αντίστοιχα..

Map of U.S. interstate and intrastate natural gas pipelines



Source: U.S. Energy Information Administration, *About U.S. Natural Gas Pipelines*

Εικόνα 1. Το δίκτυο φυσικού αερίου στις ΗΠΑ [1]



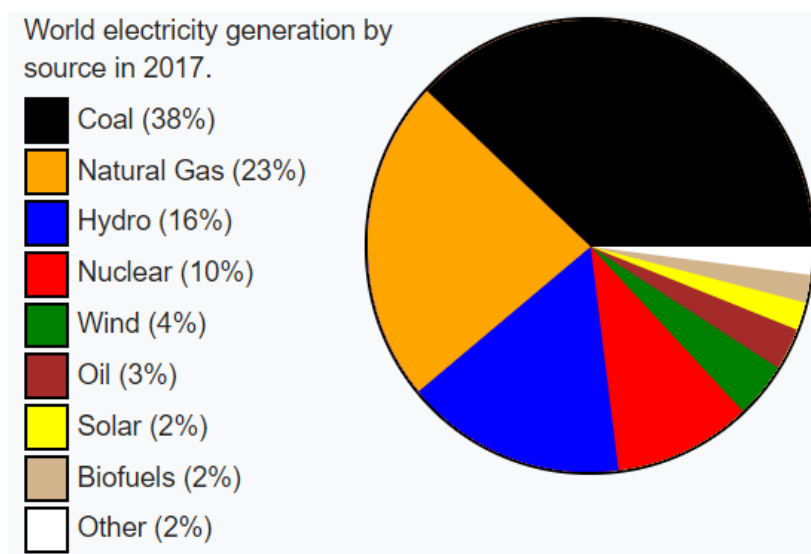
Εικόνα 2. Το δίκτυο φυσικού αερίου στην Ευρώπη [3]

Οι αγωγοί κατά μήκος ωκεανών δεν συνιστώνται καθώς χρειάζεται μεγάλη ενέργεια για να ψυχθεί και να συμπιεστεί το φυσικό αέριο αφού η τριβή μέσα στους αγωγούς αυξάνει πολύ την θερμοκρασία του αερίου [3].

Όταν χρειάζεται να μεταφερθεί σε μεγάλες αποστάσεις το φυσικό αέριο τότε υγροποιείται και μεταφέρεται με ειδικά δεξαμενόπλοια. Το υγρό φυσικό αέριο (LNG) καταλαμβάνει 600 φορές λιγότερο όγκο από το αέριο υπό ατμοσφαιρική πίεση οπότε αυτό κάνει πιο εύκολη και πιο ασφαλή την μεταφορά του [4].

1.3 Χρήσεις και Παγκόσμια Στατιστικά Φυσικού Αερίου

Η χρήση του φυσικού αερίου έχει μια ευρεία ποικιλία εφαρμογών στα σπίτια, τις επιχειρήσεις, τα εργοστάσια και τις μονάδες παραγωγής ενέργειας, ειδικότερα όσων αφορά τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος η οποία είναι η ταχύτερα αναπτυσσόμενη χρήση του φυσικού αερίου και έχει αντικαταστήσει σε πολλές περιπτώσεις την χρήση του άνθρακα ή του αργού πετρελαίου [5]. Στο παρακάτω σχήμα φαίνεται η παγκόσμια παραγωγή ηλ. ρεύματος έως το 2017.




Σχήμα 2. Παγκόσμια παραγωγή ρεύματος έως το 2017 [6]

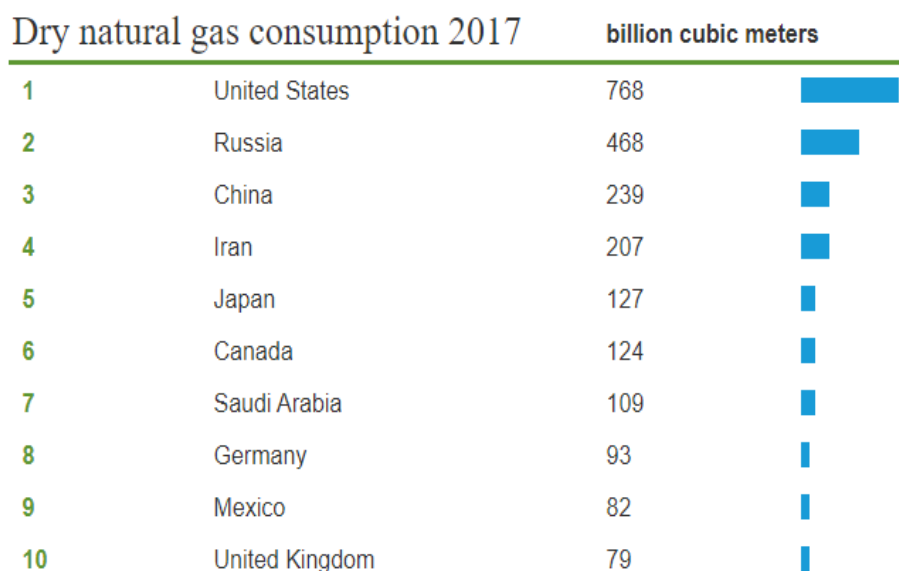
Οι μονάδες παραγωγής ενέργειας που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο έχουν στα πλεονεκτήματα τους το ότι πολλές φορές είναι πιο φθηνά στην κατασκευή και λειτουργία τους και παρέχουν μεγαλύτερη ευελιξία αφού μπορούν να ξεκινήσουν ή να σταματήσουν την λειτουργία τους ευκολότερα [5].

Κάποιες ακόμα χρήσεις του είναι ως μεταφορικό καύσιμο, για την παραγωγή λιπασμάτων, πλαστικών, ειδών χρωματισμού, φωτογραφικών υλικών, εκρηκτικών υλών αλλά και στην φαρμακοβιομηχανία [7].

Παρακάτω θα δούμε μερικά στατιστικά για τις κυρίαρχες χώρες ή περιφέρειες παγκοσμίως όσον αφορά την παραγωγή, την κατανάλωση, τις εισαγωγές-εξαγωγές και τα αποθέματα φυσικού αερίου.

Dry natural gas production 2017		billion cubic meters	
1	United States	773	
2	Russia	666	
3	Iran	215	
4	Qatar	166	
5	Canada	159	
6	China	146	
7	Norway	124	
8	Saudi Arabia	109	
9	Australia	105	
10	Algeria	94	

Πίνακας 1. Παραγωγή Φυσικού Αερίου 2017 [8]



Πίνακας 2. Κατανάλωση Φυσικού Αερίου 2017 [8]

Σχετικά με την παραγωγή και την κατανάλωση φυσικού αερίου παρατηρούμε ότι η Ρωσία και οι Η.Π.Α είναι οι κυρίαρχες χώρες με το Ιράν και την Κίνα να ακολουθούν.



Πίνακας 3. Εξαγωγές Φυσικού Αερίου 2017 [8]

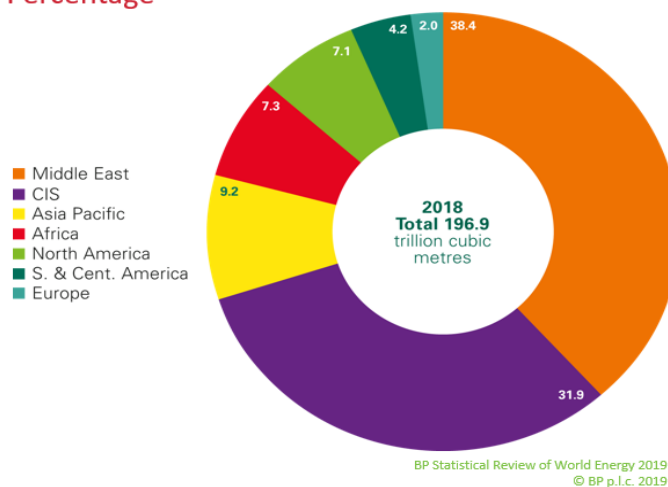
Dry natural gas imports 2017			billion cubic meters
1	Germany	119	<div></div>
2	Japan	117	<div></div>
3	China	98	<div></div>
4	United States	86	<div></div>
5	Italy	70	<div></div>
6	Turkey	55	<div></div>
7	Netherlands	51	<div></div>
8	Mexico	50	<div></div>
9	South Korea	50	<div></div>
10	France	49	<div></div>

Πίνακας 4. Εισαγωγές Φυσικού Αερίου 2017 [8]

Η Ρωσία εξάγει τα μεγαλύτερα ποσά φυσικού αερίου παγκοσμίως με το Κατάρ και την Νορβηγία να εξάγουν πολύ μεγάλο ποσοστό από το φυσικό αέριο που παράγουν λόγω των μικρών ποσών που καταναλώνουν οι ίδιες ετησίως.

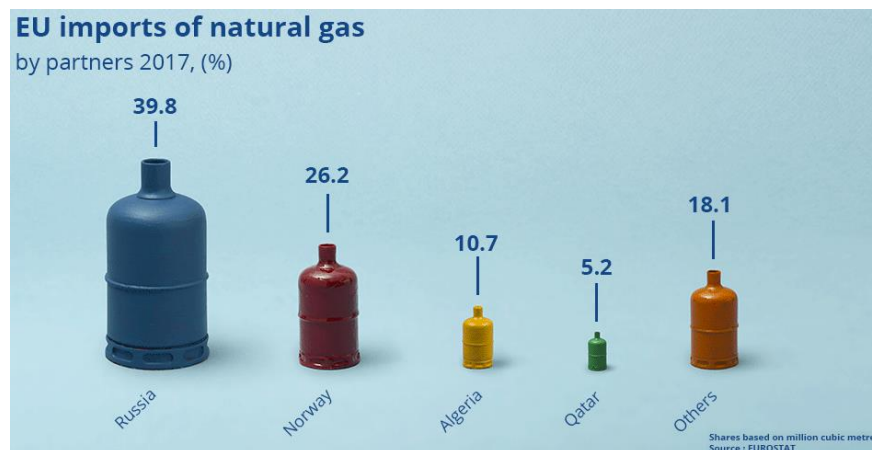
Παράλληλα παρατηρούμε ότι η Γερμανία και η Ιαπωνία εξαρτώνται πολύ στις εισαγωγές αερίου για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών τους ενώ η Κίνα παρόλο που είναι στις χώρες με την μεγαλύτερη παραγωγή, λόγω των πολύ υψηλών ενεργειακών αναγκών τους, εισάγουν αέριο και από άλλες χώρες.

Distribution of proved gas reserves Percentage



Σχήμα 3. Διανομή του αποθέματος αερίου [9]

Πάνω από το 70% των αποδεδειγμένων αποθεμάτων φυσικού αερίου παγκοσμίως βρίσκεται στις χώρες της μέσης ανατολής και στις χώρες της Κ.Α.Κ (Ρωσία, Καζακστάν, Ουζμπεκιστάν κ.ά.) ενώ αξιοσημείωτο είναι το γεγονός ότι η Ευρώπη βρίσκεται στην τελευταία θέση και στηρίζεται πολύ στην εισαγωγή φυσικού αερίου από την Ρωσία την Νορβηγία και την Αλγερία [10]. Στην παρακάτω εικόνα φαίνονται οι εισαγωγές φυσικού αερίου στην Ευρώπη το 2017.



Σχήμα 4. Εισαγωγές φυσικού αερίου στην Ευρώπη το 2017 [59]

1.4 Μετατροπή σε CNG και LNG

Το φυσικό αέριο όπως αναφέραμε ήδη λόγω το μεγάλου όγκου που καταλαμβάνει είναι αρκετά δύσκολο να μεταφερθεί, οπότε έχουν αναπτυχθεί τεχνικές συμπίεσης ή υγροποίησης που βοηθούν κατά πολύ στην μεταφορά του σε μεγάλες αποστάσεις χωρίς την χρήση αγωγών [11].

Το CNG ή αλλιώς Πεπιεσμένο Φυσικό Αέριο προκύπτει όταν συμπιέζουμε το φυσικό αέριο με ειδικούς συμπιεστές πριν την μεταφορά τους στο σημείο κατανάλωσης μειώνοντας έτσι τον όγκο του αερίου 200 φορές ($1\text{m}^3\text{CNG} = 200\text{m}^3$ Φυσικό Αέριο). Στην συνέχεια το μεταφέρουμε σε αποστάσεις μέχρι και 100 χιλιομέτρων με ειδικά βυτία πριν το αποσυμπιέσουμε στο σημείο κατανάλωσης για να είναι έτοιμο να χρησιμοποιηθεί [1].

Όταν θέλουμε να μεταφέρουμε σε αποστάσεις πολύ μεγαλύτερες τότε μετατρέπουμε το αέριο σε LNG (Liquified Natural Gas) ή αλλιώς Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο. Το LNG είναι φυσικό αέριο το οποίο ψύχεται στους -162°C με αποτέλεσμα να έχει 600 φορές μικρότερο όγκο από το αέριο και να μεταφέρεται σε πολύ μεγαλύτερες ποσότητες και με μεγάλη ασφάλεια [11].

Συγκεκριμένα με το LNG θα ασχοληθούμε στο υπόλοιπο μέρος της εργασίας αναλυτικά.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

LNG

2.1 Εισαγωγή στο LNG

Οι ισχυροί περιβαλλοντικοί κανονισμοί που υπάρχουν ιδιαίτερα από τις αρχές του 21^{ου} αιώνα γύρω από τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και των οξειδίων αζώτου και θείου πρόκειται να προκαλέσουν αλλαγές στον τρόπο που καλύπτουμε τις ενεργειακές ανάγκες μας. Ο στόχος που έχει τεθεί για μείωση 50% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου μέχρι το 2050 δεν έχει σαφή προσανατολισμό, παρόλα αυτά υπάρχουν αρκετές πολλά υποσχόμενες επιλογές οι οποίες θα μπορούσαν να βοηθήσουν στο να φτάσουμε στον στόχο αυτό. Μία από τις επιλογές αυτές είναι το Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο [11].

Το LNG έχει μια ανοδική πορεία ως καύσιμο στην αγορά και μπορεί να μειώσει στο 20-30% τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου και παράλληλα ελαχιστοποιεί τα οξείδια του θείου καθώς και άλλες εκπομπές ρύπων. Για να έχει όμως το LNG ένα μακροπρόθεσμο μέλλον στην αγορά και να αντικαταστήσει καύσιμα όπως το πετρέλαιο και ο άνθρακας θα πρέπει να παρέχει και ισχυρά οικονομικά κίνητρα ώστε να καταφέρει να εδραιωθεί τεχνολογικά παγκοσμίως και να βοηθήσει στην επίτευξη των στόχων ως το 2050. [12]

2.2 Διαδικασία Υγροποίησης

Οι διαδικασίες υγροποίησης χωρίζονται σε τρεις κατηγορίες. Σε χερσαίες μεγάλης κλίμακας, δηλαδή αυτές που έχουν παραγωγή πάνω από 1 εκατομμύριο τόνους ανά έτος, σε χερσαίες μικρής κλίμακας, αυτές που παράγουν δηλαδή κάτω από 1 εκατομμύριο τόνους ανά έτος και τις υπεράκτιες [13].

Η διαδικασία αυτή έχει να κάνει με την επεξεργασία του φυσικού αερίου με σκοπό την παραγωγή ενός ρεύματος υγροποιημένου φυσικού αερίου το οποίο έχει υψηλή καθαρότητα σε μεθάνιο και ενός ακόμα ρεύματος το οποίο περιέχει κυρίως υδρογονάνθρακες βαρύτερους από το μεθάνιο. Ένα σημαντικό πλεονέκτημα που προκύπτει από αυτό είναι ότι παράγουμε ένα προϊόν με υψηλή καθαρότητα και ένα ακόμα προϊόν το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί για τις

ψυκτικές διαδικασίες ή να πωληθεί ξεχωριστά. Κατά την διαδικασία αυτή υπάρχουν βήματα στα οποία αφαιρούνται από το φυσικό αέριο νερό και άλλες ενοχλητικές ενώσεις όπως διοξείδιο του άνθρακα ή ενώσεις θείου τα οποία θα παγώνανε κατά την ψύξη του αερίου πράγμα που δεν θα βοηθούσε την διαδικασία [14].

Στην συνέχεια το αέριο ψύχεται στους -162°C πράγμα που μπορεί να επιτευχθεί με τρεις διαφορετικές τεχνολογίες [11].

Στην τεχνολογία αλληλουχίας ή καταρράκτη (Cascade), χρησιμοποιείται η ανταλλαγή θερμότητας ανάμεσα στο φυσικό αέριο μέσα από τρεις κύκλους ψύξης οι οποίοι περιέχουν καθαρό προπάνιο, αιθυλένιο και μεθάνιο αντίστοιχα ως ψυκτικά σε διαφορετικά επίπεδα θερμοκρασίας [13].

Στην τεχνολογία μικτού ψυκτικού (MR), χρησιμοποιείται ένας μόνο κύκλος ψύξης με ένα ψυκτικό μέσο το οποίο περιέχει μείγμα ελαφρών υδρογονανθράκων [13].

Στην βασισμένη σε διαστολεις τεχνολογία (EXP), χρησιμοποιείται καθαρό άζωτο ή μεθάνιο, ψυκτικά τα οποία μπορούν να φτάσουν τις χαμηλές θερμοκρασίες που απαιτούνται για την υγροποίηση σε έναν μόνο κύκλο, όμως σε αυτήν την περίπτωση συχνά συναντάμε χαμηλότερη απόδοση σε σχέση με τις άλλες δύο τεχνολογίες αφού υπάρχει μια σχετικά μεγάλη διαφορά στην θερμοκρασία του ψυκτικού με αυτή του φυσικού αερίου, ειδικότερα στις υψηλές θερμοκρασίες της διαδικασίας, με αποτέλεσμα να καταναλώνεται περισσότερη ενέργεια [13].

Τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα των τριών τεχνολογιών προκύπτουν από την πολυπλοκότητα τους [1].

Evaluation criteria for three LNG technologies

Criteria	Cascade	MR	EXP
Application	Onshore large-scale	Onshore large, small and offshore	Onshore small-scale and offshore
Energy efficiency	High	Medium to high	Low
Equipment count	High	Low to medium	Low
Heat-transfer surface area	Medium	High	Low
Simplicity of operation	Low	Low to medium	High
Ease of start-up and line-up	Medium	Low	High
Adaptability of feed-gas compositions	High	Medium	High
Sensitivity to ship motion	High	Medium to high	Low
Space requirement	High	Medium	Low
Hydrocarbon-refrigerant storage	High	Medium to high	None
Capital costs	High	Low to medium	Low

Πίνακας 5. Κριτήρια αξιολόγησης τριών τεχνολογιών LNG [13]

Στην συνέχεια το προϊόν που παράγουμε αποθηκεύεται σε ειδικές δεξαμενές για να διατηρούν τις χαμηλές θερμοκρασίες του LNG με μια κρυογονική στρώση νικελίου/χάλυβα εσωτερικά η οποία περιβάλλεται από μια μόνωση, καθώς και ακόμα μια στρώση εξωτερικά η οποία είναι είτε σκυρόδεμα, είτε μια δεξαμενή φτιαγμένη από μαλακό χάλυβα. Στην δεύτερη περίπτωση δημιουργούμε έναν σκελετό για να περιορίσουμε το LNG σε περίπτωση διαρροής [15].

Έχουν αναπτυχθεί διάφορες διαδικασίες υγροποίησης από διάφορες εταιρείες. Οι πρόσφατες εξελίξεις των ερευνών στο θέμα επικεντρώθηκαν στη βελτιστοποίηση της διαδικασίας υγροποίησης ΥΦΑ, μέσω αρκετών πιθανών στρατηγικών [15].

2.3 Μεταφορά LNG

Αφού υγροποιηθεί και αποθηκευτεί στις δεξαμενές το φυσικό αέριο, φορτώνεται σε ειδικά πλοία μεταφοράς για μεγάλες αποστάσεις. Οι δεξαμενές δεν αποτελούν μέρος του πλοίου, οπότε εγκαθίστανται ξεχωριστά στις θέσεις του πλοίου [16].

Κατά την μεταφορά του LNG ένα μέρος του φορτίου (περίπου 0,15%) εξατμίζεται με βρασμό. Επειδή τα σύγχρονα πλοία κατά βάση δεν περιέχουν εγκατεστημένο σύστημα επαναεριοποίησης, το αέριο βρασμού συλλέγεται και χρησιμοποιείται για την προώθηση του πλοίου μεταφοράς. Μόλις το πλοίο φτάσει στον τελικό προορισμό, το μεγαλύτερο μέρος του LNG ξεφορτώνεται αλλά ένα μέρος του παραμένει στο πλοίο ώστε να κρατάει ψυχρή την

δεξαμενή κατά την επιστροφή του πλοίου μεταφοράς. Τα πλοία αυτά θεωρείται ότι με σωστή συντήρηση μπορούν να έχουν διάρκεια ζωής πάνω από 40 έτη [15].

2.4 Πλοία μεταφοράς LNG

Όπως καταλαβαίνουμε το LNG απαιτεί συγκεκριμένες συνθήκες για να διατηρηθεί άρα και τα πλοία που το μεταφέρουν είναι ειδικά σχεδιασμένα ώστε να μπορούν να μεταφέρουν με πολύ μεγάλη ασφάλεια και αποτελεσματικότητα το φορτίο. Λόγω της πολυπλοκότητας τους αυτής είναι κατασκευαστικά από τα πιο περίπλοκα και ακριβά πλοία στους παγκόσμιους ωκεανούς [16].

Τα πλοία αυτά λοιπόν έχουν διπλό σκελετό για να προσφέρουν μεγαλύτερη σταθερότητα κι επίσης έχουν χώρο για νερό έρματος το οποίο χρησιμοποιείται για την ευστάθεια και την σωστή πλεύση λαμβάνοντας υπόψιν ότι το φορτίο είναι αρκετά ελαφρύ [15].

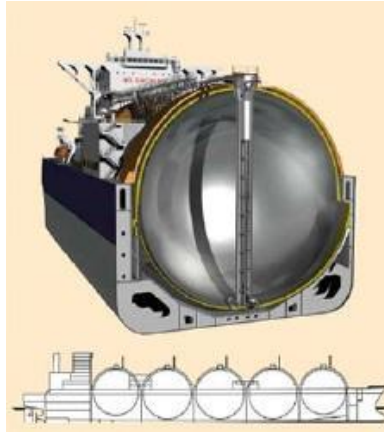
Τέσσερις κύριοι τύποι πλοίων έχουν αναπτυχθεί από τα τέλη της δεκαετίας του 60, δύο όμως από αυτούς έχουν μακράν το μεγαλύτερο ποσοστό χρήσης στις μεταφορές [16].

Τα Μεμβρανώδη (membrane-tank) πλοία (βλ. παρακάτω εικόνα) είναι μεγέθους από 145.000m³ έως 265.000m³ και περιέχουν 4-5 ενσωματωμένες ορθογώνιες δεξαμενές για το φορτίο με ενισχυμένη μόνωση από πολυουρεθάνη ή περλίτη [15].



Εικόνα 3. Membrane-Tank [17]

Τα πλοία τύπου Moss (βλ. παρακάτω εικόνα) είναι μεγέθους από 138.000m^3 έως 255.000m^3 και είναι σχεδιασμένα με σφαιρικές δεξαμενές, ανεξάρτητες από το κύτος του πλοίου, οι οποίες έχουν μόνωση πολυουρεθάνης [15].



Εικόνα 4. Πλοίο τύπου Moss [18]

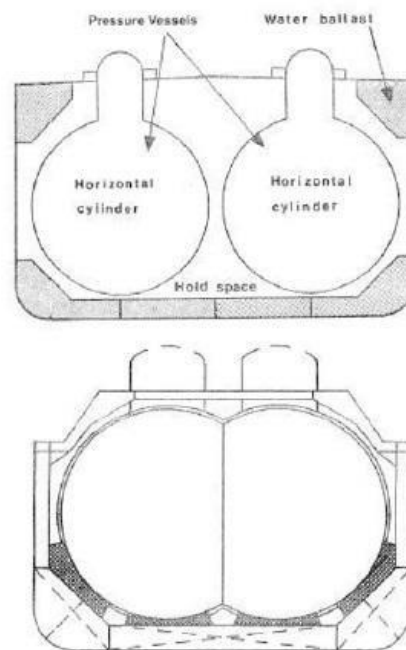
Γενικότερα υπάρχει μια προτίμηση ως προς τα μεμβρανώδη πλοία σε σχέση με τα τύπου Moss κυρίως λόγω των παραλληλόγραμμων δεξαμενών τους οι οποίες αφήνουν ελάχιστα κενά μεταξύ τους σε αντίθεση με τις σφαιρικές δεξαμενές των οποίων τα πλοία για να μεταφέρουν το ίδιο αντίστοιχο φορτίο σε χωρητικότητα θα κοστίσουν περισσότερο [16].

Τα πλοία τύπου IHISPB (βλ. παρακάτω εικόνα) έχουν κι αυτά ορθογώνιες δεξαμενές με την διαφορά όμως ότι οι δεξαμενές αυτές δεν στηρίζονται στο κύτος του πλοίου για δομική υποστήριξη. Τα πλοία αυτά ωστόσο είναι ιδιαίτερα ακριβά στην κατασκευή και έχουν αρκετά μικρή χωρητικότητα, μόλις 87.500m^3 , πράγμα που εξηγεί το γεγονός ότι τέτοιου είδους πλοία είναι αρκετά σπάνια [16].



Εικόνα 5. Πλοίο τύπου IHISPB [16]

Τέλος τα πλοία τύπου C (cylindrical) (βλ. παρακάτω εικόνα) είναι πολύ ανθεκτικά στο πάφλασμα του υγρού μέσα στις δεξαμενές τους και έχουν μόνωση από πολύ πολυστερίνη. Ωστόσο τα πλοία αυτά κατασκευάστηκαν μόνο για ειδικές περιπτώσεις μεταφοράς μικρών φορτίων αφού έχουν χωρητικότητα από 2.500m³ έως 30.000m³. [15][19]



Εικόνα 6. Πλοία τύπου C [20]

2.5 Επαναεριοποίηση

Αφού τα πλοία φτάσουν στον τερματικό σταθμό όπου ολοκληρώνεται η αλυσίδα επεξεργασίας LNG πριν να φτάσει τελικά στον καταναλωτή, το υγροποιημένο φυσικό αέριο εκφορτώνεται με ειδικούς βραχίονες από το πλοίο προς τις ειδικές δεξαμενές LNG, οι οποίες είναι ακριβώς ίδιες με αυτές που συναντάμε και στην διαδικασία της υγροποίησης. Ο σκοπός των δεξαμενών αυτών στην ουσία είναι να κρατήσουν το LNG σε σταθερή κατάσταση μέχρι να είναι έτοιμο να επαναεριοποιηθεί [21].

Στην συνέχεια το LNG μεταφέρεται μέσω αντλιών που είναι εγκατεστημένες μέσα στις δεξαμενές και διέρχεται μέσω ψεκαστήρων με σκοπό να θερμανθεί στους 5°C ή παραπάνω και να επανέλθει στην αέρια του μορφή. Οι ψεκαστήρες μπορούν να χρησιμοποιήσουν διάφορα υλικά όπως θαλασσινό νερό, φυσικό αέριο ή αέρα, είτε χρησιμοποιούν κάποια εξωτερική πηγή

ενέργειας καταναλώνοντας μεγάλα ποσά ηλεκτρικής ενέργειας. Μετά την επαναεριοποίηση και πριν την εξαγωγή του φυσικού αερίου προς την αγορά, αυτό μετριέται και ρυθμίζεται η πίεση και η ποιότητα του ώστε να πληροί τις προδιαγραφές των πελατών.[15]

2.6 Floating LNG

Η αυξανόμενη ζήτηση για Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο ωθεί προς την αναζήτηση εναλλακτικών μεθόδων επεξεργασίας LNG. Το πλωτό σύστημα LNG ή αλλιώς FLNG (βλ. παρακάτω εικόνα) έχει αναπτυχθεί τις τελευταίες δεκαετίες και πρόκειται για θαλάσσιες εγκαταστάσεις άντλησης, επεξεργασίας, υγροποίησης και αποθήκευσης LNG με σκοπό την εκμετάλλευση των υπεράκτιων αποθεμάτων φυσικού αερίου, κυρίως σε μέρη τα οποία είναι αρκετά απομακρυσμένα ή δεν είναι οικονομικά επωφελής η διαδικασία υγροποίησης σε εγκαταστάσεις στην ξηρά. Το σύστημα αυτό είναι κινούμενο και προκατασκευασμένο στην ξηρά με σκοπό να βυθιστεί στην επιθυμητή θέση στην συνέχεια. Τέτοιες τεχνολογίες έχουν εφαρμοστεί προηγουμένως για την παραγωγή πετρελαίου. Το κύτος του FLNG είναι συνήθως σχεδιασμένο σαν ένας τύπος πλοίου, έχει όμως πολύ μεγάλο όγκο μετατόπισης και διαθέτει μεγάλες δεξαμενές LNG. Η μεταφορά του LNG από την εγκατάσταση FLNG σε κάποιον άλλο τερματικό σταθμό γίνεται μέσω των τυπικών δεξαμενόπλοιων LNG [21].



Εικόνα 7. Σταθμός FLNG [17]

Ωστόσο τέτοιες εγκαταστάσεις έχουν πάντα και τα μειονεκτήματά τους όπως για παράδειγμα το μεγάλο κόστος κατασκευής τους, το μεγάλο αποτύπωμα που αφήνουν στο περιβάλλον, οι συνεχείς αναβαθμίσεις που χρειάζονται για να ακολουθούν τις χερσαίες εγκαταστάσεις, τα περιορισμένα ιδανικά κομμάτια ύδατος στα οποία μπορεί να εγκατασταθεί και οι πιθανοί κίνδυνοι ασφαλείας που μπορεί να προκύψουν. Ένα από αυτά τα ζητήματα επιδεικτικά είναι η ανάγκη για ασφαλή μηχανισμό μεταφοράς LNG στα δεξαμενόπλοια. [15][22]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

LNG ΩΣ ΚΑΥΣΙΜΟ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

3.1 Μεταφορά με LNG

Η παραγωγή του LNG πέρα από την χρησιμότητα του στην ευκολία μεταφοράς του φυσικού αερίου έχει πολύ μεγάλη προσφορά στην ίδια την μεταφορά αφού μπορεί να χρησιμοποιηθεί σαν καύσιμο [23].

Το φυσικό αέριο όταν βρίσκεται σε υγρή μορφή περιέχει μεγάλη ποσότητα αξιοποιήσιμης ενέργειας λόγω της πολύ χαμηλής θερμοκρασίας στην οποία βρίσκεται. Η ενέργεια αυτή απελευθερώνεται κατά την διαδικασία της επαναεριοποίησης και μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε υβριδικά λεωφορεία και φορτηγά με την υιοθέτηση των μηχανών Dearman [24].

Η μηχανή Dearman είναι ένας κρυογόνος κινητήρας που χρησιμοποιεί την εξάτμιση και την διαστολή του υγρού για να δημιουργήσει καθαρό κρύο και ισχύ. Απαιτεί την χρήση ρευστού μεταφοράς θερμότητας το οποίο τοποθετείται μέσα στους κυλίνδρους του κινητήρα και στην συνέχεια μέσα σε αυτούς εισάγεται και το υγρό αέριο με αποτέλεσμα όταν αυτά τα δύο έρθουν σε επαφή να προκληθεί απότομη αύξηση της θερμοκρασίας άρα και διαστολή του υγρού αερίου. Η διαστολή αυτή σπρώχνει το πιστόνι δημιουργώντας κίνηση [23].

3.2 LNG σε Φορτηγά και Λεωφορεία

Όπως αναφέρεται και παραπάνω (3.1) η χρήση του LNG ως καύσιμο για φορτηγά και λεωφορεία είναι ακόμη μια βιώσιμη επιλογή. Οι σταθμοί ανεφοδιασμού LNG από τους οποίους εφοδιάζονται τα οχήματα πρέπει να έχουν εγκατεστημένο ειδικό εξοπλισμό με τον οποίο το καύσιμο θα συντηρείται στις απαιτούμενες θερμοκρασίες καθώς και τα ίδια τα οχήματα θα πρέπει να έχουν ειδικό σύστημα για την καύση του LNG ενώ ταυτόχρονα θα παραμένει στην υγρή του κατάσταση. Ειδικά κατασκευασμένα τρέιλερ μεταφέρουν το LNG στους σταθμούς ανεφοδιασμού από τις δεξαμενές αποθήκευσης. Η ειδική μόνωση στις δεξαμενές αποθήκευσης δεν αρκεί για να κρατήσει το LNG στην απαραίτητη θερμοκρασία. Το LNG αποθηκεύεται σαν

κρυογόνο σε βρασμό, δηλαδή ως ένα πολύ κρύο υγρό σε σημείο βρασμού το οποίο συντηρεί την θερμοκρασία του μέσω εξάτμισης [24].

Για τον λόγο αυτό τα επιβατικά οχήματα δεν αποτελούν μια καλή επιλογή στην χρήση του LNG καθώς το μέσο επιβατικό όχημα κάνει αρκετά περισσότερες στάσεις σε σχέση με τα μεγάλα οχήματα. Αυτό έχει σαν αποτέλεσμα το καύσιμο να παραμένει στην δεξαμενή καυσίμου περισσότερη ώρα χωρίς να καταναλώνεται και να εξατμίζεται μεγαλύτερο μέρος αυτού [24].

Ωστόσο το μέρος του καυσίμου που εξατμίζεται από τις δεξαμενές αποθήκευσης μπορεί να συμπιεστεί και να χρησιμοποιηθεί σαν συμπιεσμένο φυσικό αέριο σε επιβατικά οχήματα. Το LNG στην μορφή του αυτή ονομάζεται υγροποιημένο συμπιεσμένο φυσικό αέριο (CNG) και είναι προτιμότερο για επιβατικά οχήματα [23].

3.3 Το LNG στη Ναυτιλία

Το LNG γίνεται δημοφιλές στο χώρο της ναυτιλίας για διάφορους λόγους. Πρώτον, περιέχει πολύ λίγο θείο. Επιπλέον, οι κινητήρες LNG είναι συντονισμένοι είτε εκπέμπουν χαμηλό οξείδιο του αζώτου (NOx) - με κόστος υψηλότερες εκπομπές μεθανίου σε ορισμένες περιπτώσεις - ή για ενσωμάτωση τεχνολογιών μείωσης NOx όπως ανακυκλοφορία καυσαερίων (EGR) ή επιλεκτική καταλυτική αναγωγή (SCR). Αυτά τα χαμηλά οξείδια του θείου (SOx) και οι εκπομπές NOx κάνουν το LNG ελκυστικό καύσιμο για τα πλοία που λειτουργούν σε περιοχές ελέγχου εκπομπών (ECA), όπου τα πλοία πρέπει να συμμορφώνονται με αυστηρότερα πρότυπα ποιότητας εκπομπών αερίων [23].

Δεύτερον, το LNG είναι, και ήταν, λιγότερο ακριβό από το MGO και τώρα βρίσκεται σε ορισμένες περιοχές φθηνότερα από το βαρύ μαζούτ (HFO). Επιπλέον, για να συμμορφωθεί με το παγκόσμιο όριο θείου του IMO 2020, τα πλοία πρέπει είτε να μεταβούν από HFO σε ακριβότερα μαζούτ πολύ χαμηλού θείου (VLSFO) ή να χρησιμοποιήστε HFO με καθαριστήρα, εάν έχουν εγκατασταθεί. Ωστόσο, η χρήση των καθαριστήρων έχει υποστεί πρόσφατα έντονο έλεγχο και υπόκειται σε κανονιστικές ρυθμίσεις επανεξέτασης λόγω ανησυχιών τόσο για την αξιοπιστία αυτών των συστημάτων ώστε να παρέχουν συνέπεια όσον αφορά τη συμμόρφωση με την ατμοσφαιρική ρύπανση, όσο και για τη ρύπανση του νερού που παράγεται [25].

Αυξάνεται ο αριθμός εθνικών, υποεθνικών και τοπικών περιοχών που απαγορεύουν τη χρήση καθαριστικών ανοιχτού βρόγχου, συμπεριλαμβανομένης της Μαλαισίας, της Κίνας, της Σιγκαπούρης και το λιμάνι της Φουτζέιρα. Η Διώρυγα του Παναμά απαγόρευσε επίσης πρόσφατα τη χρήση καθαριστήρων ανοιχτού βρόγχου. Η Καλιφόρνια απαγορεύει τη χρήση όλων των καθαριστών -ανοιχτού βρόγχου ή κλειστού βρόγχου- λόγω στοιχείων που υποδηλώνουν ότι οι καθαριστήρες ενδέχεται να μην έχουν ισοδύναμο αποτέλεσμα μείωσης εκπομπών όσο τα καύσιμα που είναι συμβατά με τις ECA [23].

Από τον Νοέμβριο του 2019, το VLSFO ήταν σχεδόν το ίδιο ακριβό με το MGO. Το LNG πιθανότατα θα παραμείνει λιγότερο ακριβό από το VLSFO στο μέλλον και μπορεί να είναι λιγότερο ακριβό από το HFO, ανάλογα με το πώς ανταποκρίνεται η τιμή του HFO στο παγκόσμιο όριο θείου του IMO 2020. Ως εκ τούτου, ορισμένοι πλοιοκτήτες διαπιστώνουν ότι υπάρχει οικονομικό νόημα να επενδύσουν σε πλοίο με καύσιμο LNG [25].

3.4 Πολιτικό Πλαίσιο

Αρκετές περιφερειακές και παγκόσμιες εξελίξεις πολιτικής συμβάλλουν στην εξήγηση της πρόσφατης αύξησης της ζήτησης για το LNG ως θαλάσσιο καύσιμο. Αυτές περιλαμβάνουν αυστηρότερους κανονισμούς για την ατμοσφαιρική ρύπανση, κανονισμούς απόδοσης ενέργειας, προσπάθειες προστασίας της Αρκτικής και ανησυχίες για το περιβάλλον [26].

Εκτός από τα παγκόσμια όρια θείου, ισχύουν αυστηρότεροι κανονισμοί ρύπανσης του αέρα για τη ναυτιλία οι οποίοι βρίσκονται στα τέσσερα ECA που ορίστηκαν από τον IMO: τη Βαλτική Θάλασσα, τη Βόρεια Θάλασσα, τη Βόρεια Αμερική (Ηνωμένες Πολιτείες και Καναδάς με εξαίρεση ορισμένες πολικές περιοχές) και τις ΗΠΑ Καραϊβική. Το LNG έχει πιστοποιηθεί ως βασική τεχνολογία συμμόρφωσης για τη μείωση και του SO_x, δηλαδή ρυθμίζεται από απαίτηση ποιότητας καυσίμου και του NO_x, το οποίο μειώνεται μέσω του κινητήρα με τη βελτίωση της καύσης ή μετεπεξεργασίας καυσαερίων. Η ECA της Βαλτικής Θάλασσας ειδικότερα υποστηρίζεται από ένα νορβηγικό ταμείο NO_x που επιτρέπει σε εταιρείες που πραγματοποιούν επενδύσεις σε NO_x. Το LNG ήταν ο κύριος δικαιούχος επενδύσεων στο πλαίσιο του ταμείου NO_x. Είναι σημαντικό ότι οι Ushakov, Stenersen και Einang [27] παρατήρησαν ότι «είναι αρκετά συχνό φαινόμενο οι κινητήρες να «υπερ φορτώνονται με αποτέλεσμα πολύ χαμηλά επίπεδα εκπομπών οξειδίων του αζώτου, πολύ κάτω από το όριο που καθορίζεται από τα

πρότυπα». Αυτή η υπέρβαση, η οποία περιλαμβάνει πιο λιτά μείγματα, θα συμβάλει στην ολίσθηση του μεθανίου καύσης. Υπάρχουν περιπτώσεις στις οποίες οι κινητήρες μπορεί να εκπέμπουν χαμηλό NOx ή χαμηλό μεθάνιο, αλλά όχι και τα δύο ταυτόχρονα [26].

Οι κανονισμοί του IMO για τον δείκτη ενεργειακής απόδοσης σχεδιασμού (EEDI) απαιτούν τα νέα πλοία να εκπέμπουν λιγότερο άνθρακα με την πάροδο του χρόνου. Το EEDI ρυθμίζει την ποσότητα CO₂ που μπορεί να εκπέμπεται για να μεταφέρουν αγαθά ή άτομα σε συγκεκριμένη απόσταση. Επειδή το EEDI προς το παρόν ρυθμίζει μόνο το CO₂, οι ιδιοκτήτες πλοίων που αγοράζουν πλοία με καύσιμο LNG είναι ευκολότερο να συμμορφωθούν με τα πρότυπα. Αυτό συμβαίνει επειδή το LNG εκπέμπει περίπου 25% λιγότερο CO₂ από το συμβατικό θαλάσσιο καύσιμο παρέχοντας την ίδια ποσότητα ισχύος πρόωσης. Μέχρι να ρυθμίσει ο IMO τα αέρια θερμοκηπίου, όπως έχει προειδοποιήσει ότι θα κάνει στο πλαίσιο της αρχικής στρατηγικής του για τα αέρια θερμοκηπίου [62], το LNG θα παραμείνει ένας αποτελεσματικός τρόπος για τους πλοιοκτήτες να πληρούν τα πρότυπα. Το EEDI ισχύει για νέα πλοία, αλλά ο IMO εργάζεται επίσης για τη ρύθμιση των αερίων του θερμοκηπίου στον υπάρχοντα στόλο. Επιπλέον, η επένδυση σε υποδομές LNG σε πλοία και στην ξηρά μπορεί να κάνει πιο δύσκολη τη μετάβαση σε καύσιμα χαμηλού άνθρακα και μηδενικού άνθρακα στο μέλλον [28].

3.5 Τιμές

3.5.1 Υφιστάμενα σκάφη

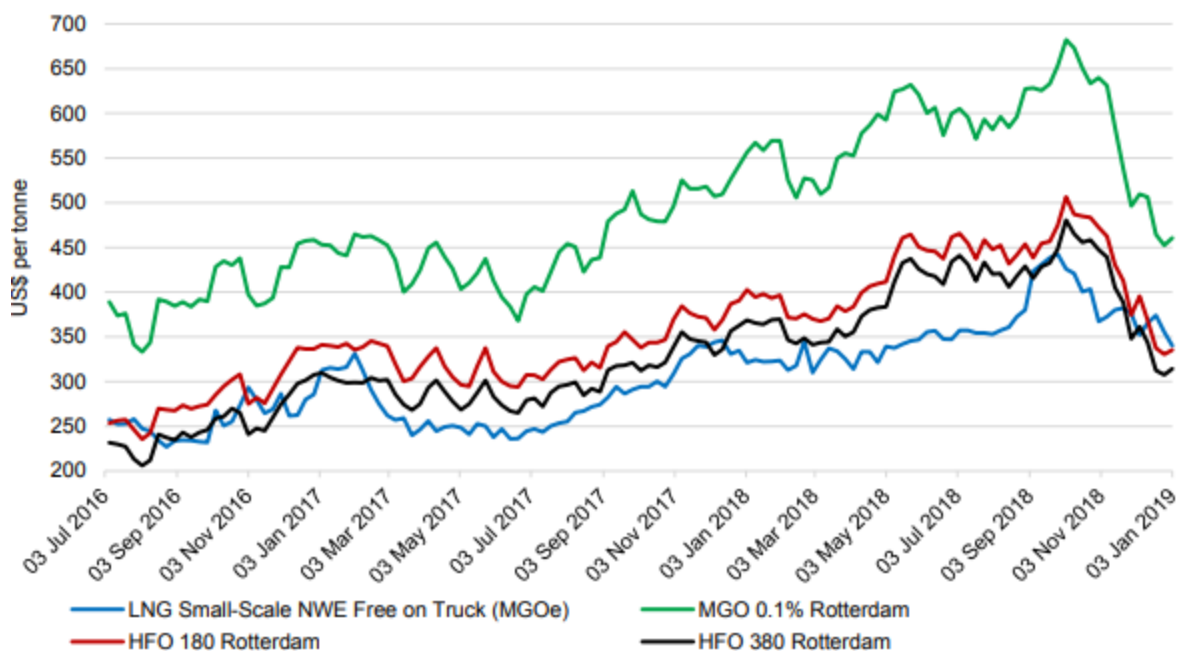
Δεδομένου ότι οι περιορισμοί εκπομπών NOx έχουν εφαρμοστεί μόνο σε πλοία νέας κατασκευής στη Βόρεια Αμερική από το 2016, και θα ισχύει μόνο για σκάφη στην περιοχή της Βόρειας Θάλασσας/Βαλτικής Θάλασσας από το 2021, ενώ το ζήτημα των εκπομπών CO₂ είναι μακροπρόθεσμες, οι ιδιοκτήτες υφιστάμενων σκαφών ασχολούνταν και θα συνεχίσουν να ασχολούνται περισσότερο με το πώς να προσαρμοστούν στους περιορισμούς των εκπομπών SOx [29].

Σε αυτό το σημείο, η συζήτηση για την εμπορική βιωσιμότητα διαφορετικών μεθόδων μείωσης SOx πρέπει να διαιρεθεί μεταξύ του υπάρχοντος στόλου (στο πλαίσιο του ισχύοντος και μετά το 2020 ρυθμιστικών καθεστώτων), και του νέου στόλου (επίσης στα ισχύοντα και μετά το 2020 καθεστώτα) [30].

Για τον υπάρχοντα στόλο στο τρέχον καθεστώς εκπομπών SO_x, η μείωση είναι απαραίτητη μόνο εάν ένα σκάφος περνά χρόνο σε μια περιοχή ελέγχου εκπομπών SO_x. Το ποσοστό του χρόνου που περνά ένα σκάφος σε μια περιοχή ελέγχου εκπομπών SO_x επηρεάζει δραματικά την εμπορική ελκυστικότητα διαφορετικών μεθόδων μείωσης. Για ένα σκάφος που ξοδεύει ολόκληρο τον χρόνο του σε μια τέτοια περιοχή, το κόστος των κεφαλαιουχικών επενδύσεων για μετασκευή σε LNG ή εγκατάσταση ενός καθαριστήρα (scrubber), πρέπει να συγκριθεί με το εναλλακτικό υψηλότερο λειτουργικό κόστος των καυσίμων χαμηλά σε θείο, όπως το θαλάσσιο πετρέλαιο χαμηλού θείου [29].

Όσον αφορά το κόστος καυσίμων, το παρακάτω Σχήμα δείχνει την τιμή των καυσίμων αποθηκών υγροποιημένου φυσικού αερίου στη Βορειοδυτική Ευρώπη σε US \$ ανά τόνο ισοδύναμου θαλάσσιου πετρελαίου (MGOe), σε σχέση με το θαλάσσιο αέριο χαμηλής περιεκτικότητας σε θείο (LSMGO) και μαζούτ (HFO 180 και 380). Είναι σημαντικό ότι τα καύσιμα καυσίμων LNG δεν διαπραγματεύονται μόνο με συνέπεια με σημαντική έκπτωση στο LSMGO, αλλά ήταν επίσης ανταγωνιστικά ως προς τις τιμές με το HFO 180/380 [30].

Για το πλήρες έτος 2018, το LNG ήταν κατά μέσο όρο 220 δολάρια ΗΠΑ ανά τόνο φθηνότερο από το συμβατό με την ECA (Περιοχή Ελέγχου Εκπομπών) LSMGO, και 64 δολάρια ΗΠΑ /38 δολάρια ΗΠΑ ανά τόνο φθηνότερα από το HFO 180/380. Η πτώση των τιμών του πετρελαίου το 4ο τρίμηνο του 2018, από 85 έως 50 δολάρια ΗΠΑ ανά βαρέλι (633 έως 391 δολάρια ΗΠΑ ανά τόνο), μείωσαν αυτά τα spreads. Τον Δεκέμβριο, το LNG ήταν, κατά μέσο όρο, 120 δολάρια ΗΠΑ ανά τόνο φθηνότερο από το LSMGO, ενώ οι τιμές του HFO 180 και 380 ήταν μειωμένες ελαφρώς κάτω από αυτό του LNG, σε μηνιαίες μέσες εκπτώσεις 30 \$ και 4 \$ ανά τόνο, αντίστοιχα. Αυτό δείχνει ότι, ακόμη και με έντονη πτώση των τιμών του πετρελαίου το 4ο τρίμηνο του 2018, το LNG διατήρησε μια σημαντική έκπτωση σε σχέση με το LSMGO και παρέμεινε ανταγωνιστική με τον HFO [30].



Σχήμα 5. Τιμές καυσίμων αποθήκης στη ΒΔ Ευρώπη (US \$ ανά τόνο) [31]

Οι διαφορές στις διαφορές τιμών μεταξύ αυτών των καυσίμων μεταβάλλουν ουσιαστικά τους υπολογισμούς των χρόνων αποπληρωμής για επενδύσεις στην προώθηση LNG και τα scrubbers, ενώ η δυσκολία πρόβλεψης αυτών των spreads σε διάστημα αρκετών χρόνων στο μέλλον παρουσιάζει σημαντικό κίνδυνο για τους πλοιοκτήτες, οι οποίοι συζητούν πώς να συμμορφωθούν καλύτερα στους αυστηρότερους περιβαλλοντικούς κανονισμούς. Τα παρακάτω παραδείγματα απεικονίζουν τη φύση των υπολογισμών που πραγματοποιήθηκαν από αυτούς τους ιδιοκτήτες πλοίων, δεδομένου ότι το κόστος εκ των υστέρων για να λειτουργήσουν με LNG ή για την εγκατάσταση καθαριστήρα ποικίλλει δραματικά ανάλογα με το μέγεθος του σκάφους [30].

Η Clean Marine Energy εκτιμά ότι ένα σκάφος που καταναλώνει 5 μετρικούς τόνους θαλάσσιου πετρελαίου καυσίμου την ημέρα κοστίζει 6 εκατομμύρια δολάρια ΗΠΑ για ανακαίνιση, ενώ ένα μεγάλο σκάφος που καταναλώνει 80 μετρικούς τόνους την ημέρα θα κοστίζει περίπου 22 εκατομμύρια δολάρια ΗΠΑ για μετατροπή. Βάσει του ότι το LNG είναι 200 δολάρια ΗΠΑ ανά τόνο φθηνότερο από το LSMGO, είναι δυνατό να γίνει μια πρόχειρη εκτίμηση ότι ένα σκάφος που καταναλώνει 5 τόνους καυσίμου ημερησίως θα χρειαστεί 16,4 χρόνια για την ανάκτηση των κεφαλαιουχικών επενδύσεων ύψους 6 εκατομμυρίων δολαρίων ΗΠΑ για μετασκευή σε LNG.

Αντίθετα, ένα σκάφος που καταναλώνει 80 τόνους την ημέρα θα χρειαστεί 3,8 χρόνια για να ανακτήσει 22 εκατομμύρια δολάρια ΗΠΑ. Για σύγκριση, η εγκατάσταση καθαριστικών σε σκάφη παρόμοιων μεγεθών εκτιμάται ότι κοστίζουν περίπου 2 εκατομμύρια δολάρια ΗΠΑ και 8 εκατομμύρια δολάρια ΗΠΑ, αντίστοιχα. Σε αυτήν την περίπτωση, και υποθέτοντας ότι το HFO 380 είναι 200 δολάρια ΗΠΑ ανά τόνο φθηνότερο από το LSMGO, ένα σκάφος που καταναλώνει 5 τόνους καύσιμο την ημέρα θα χρειαζόταν 5,5 χρόνια για να ανακτήσει 2 εκατομμύρια δολάρια ΗΠΑ για την επένδυση κεφαλαίου για εγκατάσταση καθαριστή, ενώ ένα σκάφος που καταναλώνει 80 τόνους την ημέρα θα χρειαζόταν 1,4 χρόνια για να ανακτήσει 8 εκατομμύρια δολάρια ΗΠΑ [29].

Εάν ένα σκάφος περνά μόνο το μισό του χρόνο του σε ECA, και ως εκ τούτου θα μπορούσε να συνεχίσει να καταναλώνει υψηλή περιεκτικότητα σε θείο HFO για το ήμισυ του χρόνου του, η επιλογή εναλλαγής καυσίμου μεταξύ HFO και LSMGO (χωρίς να απαιτούνται επενδύσεις κεφαλαίου σε προωθητικό scrubber ή LNG) γίνεται πιο ελκυστική. Με το LSMGO να είναι \$ 200 ανά τόνο ακριβότερο από το HFO, αυτό θα είχε ως αποτέλεσμα τη διαίρεση της κατανάλωσης καυσίμου εξίσου μεταξύ των δύο σε κόστος καυσίμου 100 \$ ανά τόνο λιγότερο από την καθαρή κατανάλωση LSMGO [32].

Σε αυτή τη βάση, ένα μικρό σκάφος που καταναλώνει 5 τόνους καυσίμου την ημέρα μοιράζεται εξίσου μεταξύ HFO και LSMGO θα είχε κόστος καυσίμων 500 \$ ανά ημέρα (182.500 \$ ετησίως) φθηνότερα από το κόστος της καθαρής κατανάλωσης LSMGO. Θα χρειαζόταν αυτό το σκάφος 11 χρόνια για να ανακτήσει μια επένδυση 2 εκατομμυρίων δολαρίων σε ένα καθαριστήρα και 33 χρόνια για να ανακτήσει μια επένδυση 6 εκατομμυρίων δολαρίων για μετασκευή LNG, με βάση το φθηνότερο κόστος καυσίμων. Για ένα μεγάλο σκάφος με κατανάλωση 80 τόνων καυσίμου ημερησίως κατανεμημένη εξίσου μεταξύ HFO και LSMGO, το κόστος καυσίμου θα ήταν \$ 8,000 ανά ημέρα (2,92 εκατομμύρια δολάρια ετησίως) φθηνότερα από το κόστος της καθαρής κατανάλωσης LSMGO. Θα έπαιρνε σε αυτό το σκάφος 2,7 χρόνια για να ανακτήσει μια επένδυση 8 εκατομμυρίων δολαρίων σε ένα scrubber και 7,5 χρόνια για να ανακτήσει ένα 22 εκατομμύρια δολάρια επένδυση σε μετασκευή LNG. Αυτό το κόστος εξηγεί γιατί οι ιδιοκτήτες σκαφών ήταν σχετικά απρόθυμοι να επενδύσουν είτε σε εξοπλισμό μετατροπής LNG είτε σε εγκατάσταση καθαριστή για υπάρχοντα σκάφη, εκτός εάν το σκάφος τους περνά τη συντριπτική πλειοψηφία του χρόνου του σε ECA [32].

Για τα σκάφη που περνούν χρόνο σε ECA, η εγκατάσταση καθαριστήρα αποδείχθηκε πιο ελκυστική για τους ιδιοκτήτες που είναι πρόθυμοι να επενδύσουν περαιτέρω κεφάλαια στα υπάρχοντα πλοία τους, ενώ το να πληρώνουν ένα ασφάλιστρο για το LSMGO αποδείχθηκε πιο ελκυστικό για τους πλοιοκτήτες που δεν είναι πρόθυμοι να επενδύσουν περισσότερα κεφάλαια στα υπάρχοντα πλοία τους. Και πάλι, η ισορροπία μεταξύ των δύο επηρεάζεται έντονα από το επίπεδο της ετήσιας κατανάλωσης καυσίμου για το σχετικό σκάφος, με τους ιδιοκτήτες μεγαλύτερων σκαφών να είναι πιο πιθανό να επιλέξουν καθαριστήρες και τους ιδιοκτήτες μικρότερων σκαφών είναι πιο πιθανό να πληρώσουν ασφάλιστρο για καύσιμα χαμηλού θείου [30].

Η κρίσιμη πτυχή της αλλαγής των κανονισμών του IMO που έγινε τον Ιανουάριο του 2020 είναι ότι όλα τα σκάφη που λειτουργούν οπουδήποτε στον κόσμο θα πρέπει να λάβουν μέτρα για τη μείωση των εκπομπών SOx. Η συνέχιση της καύσης HFO υψηλής περιεκτικότητας σε θείο χωρίς μείωση δεν θα είναι πλέον επιλογή. Οι ιδιοκτήτες σκαφών θα αναγκαστούν να επιλέξουν μεταξύ [29]:

- του υψηλότερου κόστους καυσίμου (καύση μαζούτ χαμηλού θείου (0,5 % SOx) εκτός ECA και LSMGO (0,1 επί τοις εκατό θείου) εντός των ECA.
- της εγκατάστασης καθαριστήρα και συνεχιζόμενης κατανάλωσης μαζούτ υψηλής περιεκτικότητας σε θείο
- τη χρήση LNG ως καυσίμου αποστολής.

Μετά το 2021, η τιμή των καυσίμων που συμμορφώνονται με τον IMO με καύσιμα πετρελαίου (LSMGO ή μίγμα μαζούτ 0,5 % θείου) αναμένεται να αυξηθεί και η τιμή των μη συμμορφούμενων καυσίμων θα μειωθεί. Η παραγωγή επαρκών όγκων μαζούτ συμβατά με τον IMO (με ανάμειξη μη συμβατού μαζούτ υψηλής περιεκτικότητας σε θείο με αποστάγματα χαμηλού θείου) και συμβατά με τον IMO θαλάσσιο πετρέλαιο χαμηλού θείου (εξευγενισμένο καύσιμο μεσαίου αποστάγματος) για την κάλυψη της ζήτησης από τους πλοιοκτήτες που δεν έχουν εγκαταστήσει καθαριστήρα ή έχουν μεταβεί σε εναλλακτικό καύσιμο, παραμένει σημαντική πρόκληση για την παγκόσμια βιομηχανία διύλισης. Είναι μια πρόκληση που πιθανόν να αντιμετωπίσουν, αλλά με κόστος μεγαλύτερου όγκου κατανάλωσης αργού πετρελαίου για διύλιση, γεγονός που μπορεί να ωθήσει τις τιμές του αργού προς τα πάνω. Ταυτόχρονα, τα μικρά λιμάνια με περιορισμένη χωρητικότητα αποθήκευσης καυσίμου αποθήκης μπορούν να

επιλέξουν να διαθέτουν μόνο καύσιμα συμβατά με IMO, καθιστώντας δυσκολότερο για τα σκάφη με πλυντήρια να προμηθευτούν φθηνότερο μαζούτ υψηλής περιεκτικότητας σε θείο [30].

Εν τω μεταξύ, οι ιδιοκτήτες/χειριστές σκαφών θα υπολογίσουν πόσο χρόνο θα περάσουν τα σκάφη τους εντός των ECA (με όρια 0,1 % SO_x) και εκτός ECA (με 0,5 % όρια SO_x), και εάν η τακτική εναλλαγή καυσίμων (μεταξύ LSMGO και 0,5 % μαζούτ), η λειτουργία καθαρισμού ή η μετάβαση σε LNG είναι το πιο ελκυστικό μονοπάτι προς τη συμμόρφωση με τις κανονιστικές ρυθμίσεις. Το ουσιαστικό μέγεθος των απαραίτητων επενδύσεων κεφαλαίου έχει αποθαρρύνει σε μεγάλο βαθμό τους ιδιοκτήτες πλοίων από το να εξοπλίσουν τα υφιστάμενα σκάφη τους με καθαριστές ή προωθητήρες LNG, κάτι το οποίο απεικονίζεται από τον περιορισμένο αριθμό πλοίων που υφίστανται τέτοια προσαρμογή, σε σχέση με το μέγεθος του παγκόσμιου στόλου [32].

Το σχετικό κόστος εγκατάστασης καθαριστήρα και μετασκευής LNG μπορεί να εξηγήσει γιατί, σε περιπτώσεις όπου ο πλοιοκτήτης είναι πρόθυμος να πραγματοποιήσει μια επένδυση κεφαλαίου προκειμένου να αποφευχθεί η αγορά (ακριβότερου) θαλάσσιου πετρελαίου καυσίμου, οι καθαριστήρες είναι σήμερα πιο δημοφιλή από ό, τι το LNG. Η αναμενόμενη απότομη πτώση των μη συμμορφούμενων τιμών του μαζούτ από τα τέλη του 2021 θα κάνει τους καθαριστές πιο ελκυστικούς για τα υπάρχοντα σκάφη. Για εκείνους που δεν είναι πρόθυμοι να κάνουν μια τέτοια επένδυση, η αποδοχή των υψηλότερων τιμών για συμβατά καύσιμα αντιπροσωπεύουν μια επιλογή του τύπου «περιμένετε και δείτε», έως ότου ο κύκλος εργασιών του στόλου τους επιτρέψει να αγοράσουν ένα νέο σκάφος, οπότε θα αποφασίσουν μεταξύ ενός προεγκατεστημένου καθαριστή ή του LNG [29].

3.5.2 Νέα πλοία

Για τα πλοία νέας κατασκευής, οι οικονομικές εκτιμήσεις είναι ελαφρώς διαφορετικές. Δεδομένου ότι η εγκατάσταση ενός καθαριστήρα ή προωθητήρα LNG είναι φθηνότερη σε ένα νεόδομητο από ό, τι ως μετασκευή σε ένα υπάρχον σκάφος, η περίοδος απόσβεσης μειώνεται. Για παράδειγμα, η Fearnley LNG εκτιμά ότι η μετατροπή ενός υπάρχοντος 8.500 TEU πλοίου μεταφοράς εμπορευματοκιβωτίων σε LNG θα κοστίσει 28 εκατομμύρια δολάρια, ενώ η επιλογή της προώθησης LNG σε ένα νέο σκάφος του ίδιου τύπου θα κοστίζει 13 εκατομμύρια δολάρια πέρα από το κόστος ενός σκάφους που κινείται με καύσιμο με βάση το πετρέλαιο [33].

Για την εγκατάσταση ενός καθαριστήρα, η διαφορά μεταξύ νέας κατασκευής και μετασκευής δεν είναι τόσο έντονη. Για παράδειγμα, ο Jee [34] υπολογίζει ότι η εγκατάσταση ενός καθαριστήρα σε ένα νεόδμητο πλοίο με χωρητικότητα 12.000–14.999 TEU θα ήταν 5–6 εκατομμύρια δολάρια, σε σύγκριση με το κόστος ανακαίνισης 6–7 εκατομμυρίων δολαρίων. Τέλος, με τη χρήση του παραδείγματος του δεξαμενόπλοιου μεσαίου βεληνεκού 50.000 DWT, το κόστος επιλογής ενός συστήματος διπλού καυσίμου με δυνατότητα LNG είναι 5,8 εκατομμύρια δολάρια περισσότερο από ένα συμβατικό σύστημα καυσίμου, ενώ η εγκατάσταση ενός καθαριστήρα θα ήταν 3,3 εκατομμύρια δολάρια [33].

Δεδομένου ότι το κόστος ποικίλλει δραματικά ανάλογα με το μέγεθος και τον τύπο του σκάφους, αυτές οι συγκρίσεις πρέπει να γίνονται μόνο για να θεωρηθεί ως ενδεικτικό του γεγονότος ότι η εγκατάσταση προωθητήρα LNG κατά την κατασκευή ενός νέου σκάφους είναι πολύ φθηνότερο από τον εξοπλισμό ενός υπάρχοντος σκάφους. Ομοίως, υπό τις τρέχουσες συνθήκες, η διάρκεια της αποπληρωμής θα εξαρτάται από το χρόνο που θα περάσει το σκάφος σε μια ECA και από τα σχετικά επίπεδα κατανάλωσης LSMGO και HFO [32].

Επίσης, αυτοί οι υπολογισμοί δεν λαμβάνουν υπόψη συγκεκριμένους παράγοντες για το σκάφος, όπως ο διαθέσιμος χώρος στο πλοίο για να φιλοξενήσει είτε έναν καθαριστήρα είτε δεξαμενές καυσίμων LNG (οι οποίες είναι μεγαλύτερες από τις δεξαμενές καυσίμου που απαιτούνται για τα σκάφη που κινούνται με καύσιμα πετρελαίου). Για τα νέα πλοία που λειτουργούν στη Βόρεια Ευρώπη από το 2021 και μετά (όπως και τα πλοία newbuild που λειτουργούν στις ECA της Βόρειας Αμερικής από το 2016), η εγκατάσταση συστήματος μείωσης των εκπομπών NOx παράλληλα με έναν καθαριστήρα θα καταλάμβανε επίσης πολύτιμο χώρο σε ένα σκάφος που κινείται με καύσιμο με βάση το πετρέλαιο. Επιπλέον, για να πληρούνται οι κανονισμοί SOx and NOx στη Βόρεια Αμερική και τη Βόρεια Ευρώπη, το κόστος ενός νέου πλοίου με καύσιμο LNG πρέπει να συγκριθεί με το κόστος ενός νέου πλοίου με καθαριστήρα και σύστημα NOx (SCR ή EGR) [29].

Το LNG θα έχει ένα σημαντικό πλεονέκτημα στη Βόρεια Ευρώπη από το 2022 και μετά, με δεδομένους τους περιορισμούς στις εκπομπές NOx στα πλοία νέας κατασκευής. Υποθέτοντας ότι το κόστος καυσίμου για LNG και μαζούτ είναι παρόμοιο, το γεγονός ότι το LNG συμμορφώνεται εκ των προτέρων με το Tier III των περιορισμών εκπομπών NOx, όπως έχουν

ήδη παρατηρηθεί στη Νορβηγία και τη Βόρεια Αμερική, είναι πιθανό να είναι σημαντικός παράγοντας για τα νέα πλοία στη Βόρεια Ευρώπη από το 2022 και μετά [32].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ LNG

4.1 Δυνατότητες ανεφοδιασμού LNG στην Ευρώπη

Όλα τα τερματικά LNG της Ευρώπης είναι εγκαταστάσεις εισαγωγής, με εξαίρεση τη (εκτός ΕΕ) Νορβηγία και Ρωσία που εξάγουν LNG. Υπάρχουν σήμερα 28 μεγάλης κλίμακας τερματικά εισαγωγής LNG στην Ευρώπη (συμπεριλαμβανομένων των χωρών εκτός ΕΕ Τουρκία). Υπάρχουν επίσης 8 εγκαταστάσεις LNG μικρής κλίμακας στην Ευρώπη (στη Φινλανδία, τη Σουηδία, τη Γερμανία, τη Νορβηγία και το Γιβραλτάρ). Από τα 28 τερματικά εισαγωγής LNG μεγάλης κλίμακας, τα 24 βρίσκονται σε χώρες της ΕΕ (και επομένως υπόκεινται στην ΕΕ) και 4 βρίσκονται στην Τουρκία, 23 είναι επίγεια τερματικά εισαγωγής, και 4 είναι πλωτοί χώροι αποθήκευσης και μονάδες επαναεριοποίησης (FSRU) και στη Μάλτα υπάρχει μια πλωτή μονάδα αποθήκευσης (FSU) και χερσαίες εγκαταστάσεις επαναεριοποίησης [35].

Τρία νέα τερματικά εισαγωγής τέθηκαν σε λειτουργία το 2017: δύο FSRU στην Τουρκία και το Delimara LNG στη Μάλτα. Οι τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης της Ευρώπης δείχνουν μια ισορροπημένη κατανομή κατά μήκος της ευρωπαϊκής ακτογραμμής, με τα περισσότερα από αυτά να βρίσκονται στα Βορειοδυτική και Νοτιοδυτική Ευρώπη. Η τρέχουσες χώρες λήψης LNG στην Ευρώπη είναι το Βέλγιο, η Γαλλία, η Ελλάδα, η Ιταλία, Λιθουανία, Μάλτα, Ολλανδία, Πολωνία, Πορτογαλία, Ισπανία, Τουρκία και Ηνωμένο Βασίλειο [36].

Μέχρι το τέλος του 2017 η συνολική ικανότητα επαναεριοποίησης στα 28 τερματικά LNG της Ευρώπης μεγάλης κλίμακας ήταν 227 δισ. κυβικά μέτρα (αερίου) (bcm), το οποίο είναι αρκετό για να καλύψει περίπου το 40% της ζήτησης φυσικού αερίου της Ευρώπης. Δύο νέα ευρωπαϊκά τερματικά εισαγωγής LNG είναι επί του παρόντος υπό κατασκευή στην Ισπανία (Τενερίφη και Γκραν Κανάρια). Με την προσθήκη αυτών των τερματικών, η συνολική ικανότητα επαναεριοποίησης της Ευρώπης θα φτάνει τα 230 bcm. Η ικανότητα επαναεριοποίησης της Ευρώπης θα αυξηθεί επίσης αρκετά σημαντικά έως το 2022 με τις επεκτάσεις που βρίσκονται σε εξέλιξη ή σχεδιάζονται σε ορισμένες περιπτώσεις των τερματικών εισαγωγής LNG στην Ευρώπη [36].

Το 2017 τα τερματικά LNG της Ισπανίας αντιπροσώπευαν την υψηλότερη ικανότητα επαναεριοποίησης στην Ευρώπη (6 λειτουργικά τερματικά συνολικής χωρητικότητας 61,9 bcm/έτος, και ένα άλλο τερματικό σε αδρανοποίηση με χωρητικότητα 7 bcm/έτος), ακολουθούμενο από το Ηνωμένο Βασίλειο (3 λειτουργικούς τερματικούς σταθμούς με συνολική συνδυασμένη χωρητικότητα 42,7 bcm/έτος) και τη Γαλλία (4 τερματικά λειτουργίας με συνολική συνδυασμένη χωρητικότητα 34,65 bcm/έτος) [36].

4.2 Νέα τερματικά LNG στην Ευρώπη

Υπάρχουν επί του παρόντος στην περιοχή 22 μεγάλης κλίμακας τερματικά υπό εξέταση ή υπό σχεδίαση στην Ευρώπη, όλα τα οποία θα βρίσκονται εντός της ΕΕ, εκτός από τους προγραμματισμένους τερματικούς σταθμούς στην Ουκρανία (Οδησσός FSRU LNG), Ρωσία (ΥΦΑ Καλίνινγκραντ), Αλβανία (Αετός LNG) και την Τουρκία (FSRU Iskenderun και FSRU Κόλπος της Σάρου). Πολλά από αυτά τα προγραμματισμένα τερματικά εισαγωγής είναι σε χώρες με υφιστάμενη ικανότητα επαναεριοποίησης, συμπεριλαμβανομένης της Ελλάδας (όπου μία επιπλέον εισαγωγή τερματικού σταθμού σχεδιάζεται στην Αλεξανδρούπολη), της Ιταλίας (η οποία εξετάζει ή σχεδιάζει δύο επιπλέον τερματικά - Porto Empedocle στη Σικελία και Gioia Tauro LNG στην Καλαβρία), της Πολωνίας (FSRU Polish Baltic Sea Coast), της Τουρκίας (δύο FSRU) και του Ηνωμένου Βασιλείου (που σχεδιάζει το Πρόγραμμα Port Meridian FSRU LNG και UK Trafigura Teesside LNG). Δώδεκα από τους προγραμματισμένους τερματικούς σταθμούς θα αντιπροσωπεύουν το πρώτο τερματικό εισαγωγής LNG μεγάλης κλίμακας για την Αλβανία (Eagle LNG), Κροατία (Krk Island), Κύπρο (Vassiliko FSRU), Εσθονία (Muuga LNG και Padalski LNG), Γερμανία (Brunsbüttel LNG), Ιρλανδία (Shannon LNG and Cork LNG), Λετονία (Riga LNG), Ρουμανία (Constanta LNG), Ρωσία (ΥΦΑ Καλίνινγκραντ) και Ουκρανία (Οδησσός). Εννέα από τα προγραμματισμένα τερματικά είναι FSRU: Αλβανία, Κροατία, Κύπρος, Ελλάδα, Ιρλανδία, Πολωνία, Ρωσία, Ουκρανία και Ηνωμένο Βασίλειο. Επιπλέον, υπάρχουν πολλά σχέδια για επέκταση των υφιστάμενων τερματικών ή των τερματικών υπό κατασκευή, συμπεριλαμβανομένου του Βελγίου, της Γαλλίας, Ελλάδας, Ιταλίας, Ολλανδίας, Πολωνίας, Ισπανίας, Τουρκίας και του Ηνωμένου Βασιλείου [36].

4.3 Μεγαλύτεροι Τερματικοί Σταθμοί του Κόσμου

Στο Κεφάλαιο αυτό αναφέρονται οι 10 μεγαλύτεροι τερματικοί σταθμοί LNG στον κόσμο.

10. LNG South Hook

Ο δεύτερος μεγαλύτερος τερματικός σταθμός υγροποιημένου φυσικού αερίου (LNG) του Ηνωμένου Βασιλείου και της Ευρώπης, South Hook είναι ικανός να εξάγει 21 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (bcm) φυσικού αερίου ετησίως στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς (NTS), το οποίο ισούται με το 20% της συνολικής τρέχουσας ζήτησης σε φυσικού αερίου του Ηνωμένου Βασιλείου [37].



Εικόνα 8. LNG South Hook [37]

Τοποθεσία: Milford Haven, Ουαλία, Ηνωμένο Βασίλειο

Ημερομηνία σύνδεσης: 2009

Ιδιοκτήτης: Exxonmobil/Qatar Petroleum/Total

Χωρητικότητα: 775.000 m³

Δεξαμενές αποθήκευσης: 5 [37].

10. Golden Pass

Ο δεύτερος μεγαλύτερος τερματικός σταθμός στις ΗΠΑ και ο τρίτος μεγαλύτερος στο Δυτικό Ημισφαίριο. Είναι ένας από τους μοναδικούς λιμένες δεξαμενόπλοιων LNG στην ακτή του Κόλπου και παρέχει αρκετό φυσικού αέριο για την κάλυψη των μέσων ημερήσιων αναγκών περίπου 10 εκατομμυρίων νοικοκυριών μέσω του αγωγού Golden Pass [38].



Εικόνα 9. Golden Pass [38]

Τοποθεσία: Κοντά στο Sabine Pass, Τέξας, ΗΠΑ

Ημερομηνία σύνδεσης: 2010

Χωρητικότητα: 775.000 m³

Ιδιοκτήτης: Qatar Petroleum International/ExxonMobil

Δεξαμενές αποθήκευσης: 5 [38].

9. Sabine Pass LNG

Βρίσκεται στις όχθες του ποταμού Sabine Pass μεταξύ του Τέξας και της Λουιζιάνα. Αυτός είναι ο μεγαλύτερος τερματικός σταθμός των ΗΠΑ και ο δεύτερος μεγαλύτερος στο δυτικό ημισφαίριο και ο μεγαλύτερος παραλήπτης τερματικού με ικανότητα επαναεριοποίησης στον κόσμο [39].



Εικόνα 10. Sabine Pass LNG [39]

Τοποθεσία: Sabine Pass, Τέξας, ΗΠΑ

Ημερομηνία σύνδεσης: 2008

Χωρητικότητα: 800.000 m³

Ιδιοκτήτης: Cheniere Energy

Δεξαμενές αποθήκευσης: 5 [39].

8. LNG Isle of Grain

Ο μεγαλύτερος τερματικός σταθμός LNG στο Ηνωμένο Βασίλειο, την Ευρώπη και το Δυτικό Ημισφαίριο, το Isle of Grain LNG βρίσκεται στο έλος των εκβολών του Τάμεση και παρέχει ικανότητα επαναεριοποίησης για το 20% της ανάγκης φυσικού αερίου του Ηνωμένου Βασιλείου [40].



Εικόνα 11. LNG Isle of Grain [40]

Τοποθεσία: Isle of Grain, Hoo Peninsula, Kent, UK

Ημερομηνία online: 2005

Χωρητικότητα: 1.000.000 m³

Ιδιοκτήτης: National Grid

Δεξαμενές αποθήκευσης: 9 [40].

7. LNG Futtsu

Το πρώτο από τα τέσσερα ιαπωνικά τερματικά σε αυτήν τη λίστα, ο Futtsu είναι ο μεγαλύτερος τερματικός σταθμός παροχής καυσίμων στον κόσμο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τροφοδοτώντας με LNG τον σταθμό Futtsu της TEPCO, τον δεύτερο μεγαλύτερο σταθμό ηλεκτροπαραγωγής στη Γη [41].



Εικόνα 12. LNG Futtsu [41]

Τοποθεσία: Futtsu, Νομός Τσίμπα, Ιαπωνία

Ημερομηνία online: 1985

Χωρητικότητα: 1.100.000 m³

Ιδιοκτήτης: Tokyo Electric Power Company (TEPCO)

Δεξαμενές αποθήκευσης: 10 [41].

6. Negishi LNG

Η δεύτερη ιαπωνική καταχώριση σε αυτήν τη λίστα, ο Negishi ήταν ο πρώτος τερματικός σταθμός LNG στην Ασία και το δεύτερο μεγαλύτερο εργοστάσιο της ηπείρου και του κόσμου [42].



Εικόνα 13. Negishi LNG [42]

Τοποθεσία: Negishi, Τόκιο, Kanto, Ιαπωνία

Ημερομηνία online: 1969

Χωρητικότητα: 1.180.000 m³

Ιδιοκτήτης: Tokyo Gas

Δεξαμενές αποθήκευσης: 14 [42].

5. LNG Pyeongtaek

Το Pyeongtaek, μια βιομηχανική πόλη νότια της πρωτεύουσας της Νοτίου Κορέας Σεούλ, φιλοξενεί τον πρώτο τερματικό LNG της χώρας. Έχοντας υποστεί δύο μεγάλα έργα επέκτασης το 2004 και το 2008, ο τερματικός σταθμός προμηθεύει απευθείας τη νέα μονάδα ισχύος 833 MW Oseong [43].



Εικόνα 14. LNG Pyeongtaek [43]

Τοποθεσία: Pyeongtaek, επαρχία Gyeonggi, Νότια Κορέα

Ημερομηνία online: 1986

Χωρητικότητα: 1.560.000 m³

Ιδιοκτήτης: Korea Gas Corporation (Kogas)

Δεξαμενές αποθήκευσης: 14 [43].

4. Senboku II

Το Senboku II είναι το νεότερο μισό ενός συγκροτήματος τερματικών σταθμών στο λιμάνι της Οσάκα. Το Senboku II φιλοξενεί τη μεγαλύτερη προ-στρεσαρισμένη τσιμεντένια δεξαμενή LNG στον κόσμο [44].



Εικόνα 15. Senboku II [44]

Τοποθεσία: Sebboku, Senboku District, Osaka, Japan

Ημερομηνία online: 1977

Χωρητικότητα: 1.585.000 m³

Ιδιοκτήτης: Osaka Gas

Δεξαμενές αποθήκευσης: 18 [44].

3. LNG Tongyeong

Ο τερματικός σταθμός ΥΦΑ Tongyeong βρίσκεται περίπου 100 χιλιόμετρα δυτικά του Μπουσάν στη Νοτιοανατολική Κορέα και είναι ο δεύτερος μεγαλύτερος τόπος εισαγωγής LNG της χώρας [45].



Εικόνα 16. LNG Tongyeong [45]

Τοποθεσία: Tongyeong, επαρχία South Gyeongsang, Νότια Κορέα

Ημερομηνία online: 2002

Χωρητικότητα: 1.680.000 m³

Ιδιοκτήτης: Korea Gas Corporation (Kogas)

Δεξαμενές αποθήκευσης: 12 [45].

2. LNG Sodegaura

Το Sodegaura, που βρίσκεται στη χερσόνησο Bōsō και συνορεύει με τον κόλπο του Τόκιο, είναι ο μεγαλύτερος τερματικός σταθμός LNG της Ιαπωνίας και μπορεί να υπερηφανεύεται για τον παλαιότερο τερματικό επαναεριοποίησης στην Ασία [42].



Εικόνα 17. LNG Sodegaura [42]

Τοποθεσία: Sodegaura, Chiba Prefecture, Japan

Ημερομηνία online: 1973

Χωρητικότητα: 2.660.000 m³

Ιδιοκτήτης: Tokyo Gas

Δεξαμενές αποθήκευσης: 35 [42].

1. Incheon

Βρίσκεται στη βορειοδυτική ακτή της Νότιας Κορέας και είναι ο μεγαλύτερος τερματικός σταθμός εισαγωγής LNG στον κόσμο κατά χωρητικότητα, δίνοντας στην Ασία τρεις από τις πέντε μεγαλύτερες τοποθεσίες εισαγωγής στον κόσμο και τεκμηριώνει τον ισχυρισμό της για τον τίτλο «κόμβος LNG του κόσμου» [46].



Εικόνα 18. Incheon [46]

Τοποθεσία: Incheon Metropolitan City, Sudogwon, Νότια Κορέα

Ημερομηνία online: 1996

Χωρητικότητα: 2.680.000 m³

Ιδιοκτήτης: Korea Gas Corporation (Kogas)

Δεξαμενές αποθήκευσης: 20 [46].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5

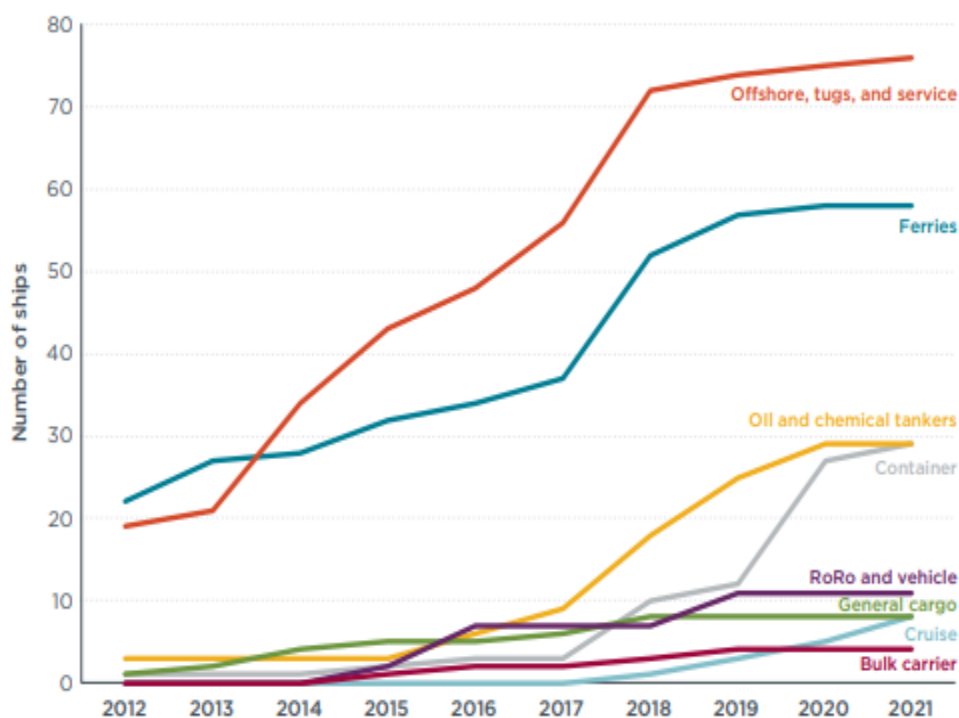
ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ ΚΑΙ ΟΙΚΟΝΟΜΙΑ

5.1 Περιβαλλοντικό αποτύπωμα

Το 2018, η IMO υιοθέτησε μια αρχική στρατηγική για τη μείωση και τελικά την εξάλειψη των αερίων του θερμοκηπίου από τον διεθνή τομέα θαλάσσιας ναυτιλίας. Αυτή η μετάβαση θα απαιτήσει τη χρήση καυσίμων που περιέχουν λιγότερο άνθρακα και, τελικά, μηδενικό άνθρακα. Το LNG περιέχει λιγότερο άνθρακα ανά μονάδα ενέργειας από τα συμβατικά θαλάσσια καύσιμα, πράγμα που σημαίνει ότι η καύση του εκπέμπει λιγότερο διοξείδιο του άνθρακα (CO₂). Ωστόσο, υπάρχουν και άλλες εκπομπές αερίων θερμοκηπίου που πρέπει να ληφθούν υπόψη [47].

Το LNG αποτελείται κυρίως από μεθάνιο. Σε διάστημα 20 ετών, το μεθάνιο παγιδεύει 86 φορές περισσότερη θερμότητα από την ίδια ποσότητα CO₂. Αν διαφύγει έστω και μια μικρή ποσότητα μεθανίου οπουδήποτε κατά τη διαδικασία εξαγωγής του από τη γη και καύσης του σε έναν κινητήρα, η χρήση LNG θα μπορούσε να εκπέμπει περισσότερα GHG κύκλου ζωής από τα συμβατικά καύσιμα. Συνεπώς, οι κλιματικές επιπτώσεις της χρήσης του LNG ως θαλάσσιου καυσίμου απαιτούν τη σύγκριση κύκλου ζωής εκπομπών GNG LNG σε εκείνα των συμβατικών θαλάσσιων καυσίμων [48].

Αυτό είναι ένα επίκαιρο ζήτημα. Το LNG αντιπροσώπευε λιγότερο από το 3% της κατανάλωσης καυσίμων πλοίων τα έτη 2013 έως 2015 [60], αλλά πλέον περισσότερα πλοία από ποτέ χρησιμοποιούν LNG. Το 2019, υπήρχαν 756 πλοία με LNG, εκ των οποίων τα 539 ήταν μεταφορείς LNG, σε σχέση με το 2012, όπου από τα 355 πλοία τα 309 ήταν μεταφορείς LNG, σύμφωνα με την εσωτερική ανάλυση ICCT βασισμένη σε δεδομένα IHS (2019). Όπως απεικονίζεται στο παρακάτω σχήμα, ο αριθμός των πλοίων κάθε είδους που τροφοδοτούνται με LNG έχει αυξηθεί σταθερά την τελευταία δεκαετία, ιδιαίτερα στα υπεράκτια, δεξαμενόπλοια και εμπορευματοκιβώτια. Δημιουργούνται επίσης νέα κρουαζιερόπλοια κατασκευασμένα με κινητήρες LNG. Επιπλέον, οι μεταφορείς LNG, οι οποίοι χρησιμοποιούν το φορτίο τους ως καύσιμο, συνεχίζουν να δημιουργούνται καθώς η παγκόσμια ζήτηση για LNG αυξάνεται.



Σχήμα 6. Αθροιστικά πλοία με καύσιμο LNG που κατασκευάστηκαν ή παραγγέλθηκαν από τα μέσα του 2018 (εξαιρούνται οι μεταφορείς LNG) [47]

Ένας άλλος παράγοντας επένδυσης στο LNG μπορεί να είναι οι προσπάθειες προστασίας της Αρκτικής. Καθώς η Γη θερμαίνεται, ανοίγουν μεγαλύτερες εκτάσεις της Αρκτικής για τη ναυσιπλοΐα βαθέων υδάτων. Αυτό με τη σειρά του, οδηγεί σε ετήσια αύξηση της κίνησης σε όλη τη διαδρομή της Βόρειας Θάλασσας (Ρωσικά νερά) και, σε μικρότερο βαθμό, το βορειοδυτικό πέραςμα (ύδατα του Καναδά). Η ναυτιλία και η αλιεία αποτελούν ήδη σημαντική πηγή μαύρου άνθρακα κοντά και στην Αρκτική, και οι κυβερνήσεις και η κοινωνία των πολιτών ανησυχούν για τις οικολογικές και κλιματικές επιπτώσεις της αύξησης της ναυτιλίας στην Αρκτική, ειδικά οι εκπομπές BC και οι κίνδυνοι διαρροής HFO. Σε απάντηση, ο IMO ζήτησε προτάσεις για τη ρύθμιση του άνθρακα έως το 2021 και συμφώνησε να αναπτύξει απαγόρευση χρήσης και μεταφοράς HFO ως καυσίμου στην Αρκτική. Αυτή η απαγόρευση θα μπορούσε να ισχύει έως το 2023 και το LNG θα μπορούσε να χρησιμοποιηθεί για να συμμορφωθεί και με τις δύο πολιτικές [47].

Οι ανησυχίες για το περιβάλλον φαίνεται επίσης να προκαλούν το ενδιαφέρον για το LNG. Ενώ η διεθνής θαλάσσια ναυτιλία δεν περιλαμβάνεται ρητά στη Συμφωνία του Παρισιού, συμφώνησαν τα επικυρωτικά μέρη ότι όλοι οι τομείς θα πρέπει να καταβάλλουν προσπάθειες για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σύμφωνα με τον περιορισμό της ανθρωπογενούς θέρμανσης πολύ κάτω από τους 2°C και στοχεύουν στον περιορισμό της θέρμανσης σε όχι περισσότερο από 1,5°C. Η αρχή αυτή ώθησε στη συνέχεια τον IMO να αναπτύξει τη δική του στρατηγική για το περιβάλλον. Ως εκ τούτου, είναι σημαντικό να δημιουργηθεί μια ολοκληρωμένη κατανόηση του κύκλου ζωής εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου που προκύπτουν από τη χρήση LNG ως καυσίμου θαλάσσης πριν γίνουν σημαντικές επενδύσεις σε υποδομές LNG και νέες κατασκευές [47].

Όπως συμφωνήθηκε τον Απρίλιο του 2018, η αρχική στρατηγική του IMO για τα GHG στοχεύει στον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου ως το συντομότερο δυνατό, στη μείωση του άνθρακα της ναυτιλίας κατά τουλάχιστον 40% έως το 2030 σε σύγκριση με τα επίπεδα του 2008, για τη μείωση των απόλυτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου από τα επίπεδα του 2008 κατά τουλάχιστον 50% έως το 2050, και να εξαιρεθούν τα αέρια θερμοκηπίου από τον τομέα το συντομότερο δυνατό. Έτσι, θα είναι συνεπείς με τους στόχους της θερμοκρασίας της Συμφωνίας του Παρισιού (IMO, 2018). Αυτό συνεπάγεται τουλάχιστον 70% μείωση από τις συνηθισμένες εκπομπές ρύπων το 2050 [62]. Το LNG θεωρείται από κάποιους ως μια γέφυρα κλειδί καύσιμο για την επίτευξη αυτών των στόχων. Ωστόσο, υπάρχει ανάντη διαρροή μεθανίου και ολίσθηση μεθανίου από το LNG που πρέπει να ληφθεί υπόψη [47].

5.2 Περιβαλλοντικά διαπιστευτήρια σχετικά με SO_x και NO_x

Κατά την τελευταία δεκαετία, η εισαγωγή εθνικών περιορισμών εκπομπών NO_x στη Νορβηγία και η εισαγωγή περιορισμών για τις εκπομπές SO_x στη Βαλτική Θάλασσα και στη Βόρεια Θάλασσα το 2006/07, παρέχει ένα κανονιστικό πλαίσιο που ανάγκασε τους ιδιοκτήτες/φορείς εκμετάλλευσης να προσαρμόσουν τις εμπορικές πρακτικές τους. Το LNG έχει αναδειχθεί ως μια περιβαλλοντικά εφικτή επιλογή για την εκπλήρωση αυτών των προτύπων εκπομπών επειδή δεν

περιέχει ουσιαστικά θείο, μόνο το ένα δέκατο NO_x των καυσίμων με βάση το πετρέλαιο και ουσιαστικά κανένα σωματίδιο (PM) [49].

Στη Βόρεια και τη Βαλτική Θάλασσα, η εισαγωγή περιορισμών στις εκπομπές NO_x για τα νεοκατασκευασμένα σκάφη από το 2021 θα ενισχύσουν την περίπτωση των πλοιοκτητών/χειριστών να επιλέγουν εναλλακτικές λύσεις με βάση το πετρέλαιο προώθηση για τα νέα πλοία τους, συμπεριλαμβανομένου του LNG. Εν τω μεταξύ, η ενίσχυση των παγκόσμιων περιορισμών στις εκπομπές SO_x θα ενισχύσουν την περίπτωση εναλλακτικών καυσίμων. Επιπλέον, οι στόχοι για τη μείωση των εκπομπών CO₂ από τη ναυτιλία θα είναι σημαντικός παράγοντας στις επιλογές καυσίμων με τους ιδιοκτήτες/φορείς πλοίων που σχεδιάζουν να αγοράσουν πλοία καινούργιας κατασκευής [49].

Σε ένα όλο και πιο αυστηρό περιβαλλοντικό πλαίσιο, το LNG δεν είναι σίγουρα πανάκεια, αλλά μάλλον, σε συνδυασμό με βελτιώσεις στην ενεργειακή απόδοση, προσφέρει ένα πιθανό μονοπάτι για τη συμμόρφωση με τις κανονιστικές ρυθμίσεις σε σχέση με τις εκπομπές CO₂, SO_x και NO_x, μαζί με κάποιο μέτρο «μελλοντικής προστασίας» κατά τους δυνητικούς μελλοντικούς περιορισμούς στις εκπομπές PM. Δεδομένου ότι τα θαλάσσια σκάφη έχουν συνήθως διάρκεια ζωής δύο ή τρεις δεκαετίες, τα όλο και αποδοτικότερα πλοία με καύσιμο LNG που δρομολογήθηκαν τη δεκαετία του 2020 μπορεί να παραμείνουν σε λειτουργία μέχρι τα τέλη της δεκαετίας του 2040, οπότε μπορεί να σημειωθεί τεχνολογική πρόοδος όσον αφορά τα εναλλακτικά καύσιμα που καθιστούν τη μεταφορά άνθρακα μηδενική (ή σχεδόν μηδενική) ρεαλιστικό ως το 2050 [49].

5.3 Προσφορά και Ζήτηση LNG

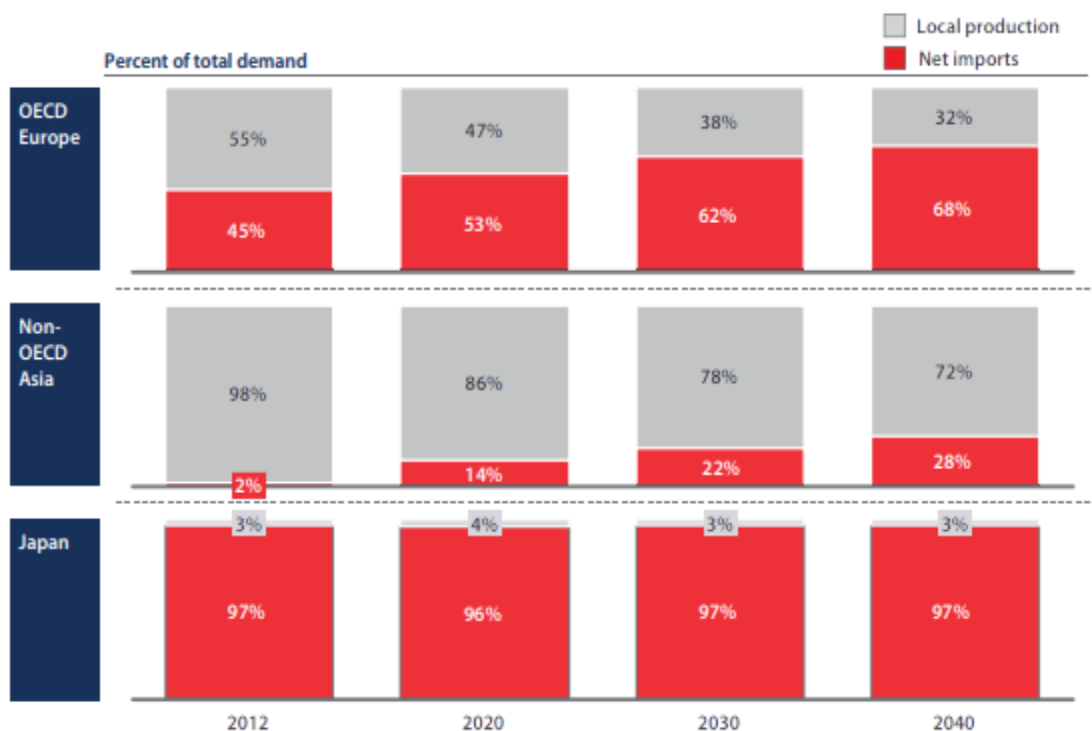
1. Το χάσμα μεταξύ εισαγωγέων και εξαγωγέων του φυσικού αερίου θα ωθήσει την αύξηση των συναλλαγών LNG

Υπάρχουν προβλέψεις ότι ο Οργανισμός Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης (ΟΟΣΑ) Ευρώπης και η Ασία θα βασίζεται όλο και περισσότερο στις εισαγωγές φυσικού αερίου για να ανταποκριθεί στη ζήτηση φυσικού αερίου τις επόμενες δεκαετίες. Σε συνδυασμό με σχεδόν την πλήρη εξάρτηση από τις εισαγωγές στην Ιαπωνία, αυτή η τάση προκαλεί τις καθαρές περιοχές

εισαγωγής για να διασφαλιστεί αξιόπιστη και προσιτή παροχή ενέργειας. Το LNG πιθανότατα θα διαδραματίσει κεντρικό ρόλο στην αντιμετώπιση αυτών των προκλήσεων [50].

Στην περίπτωση του ΟΟΣΑ Ευρώπη, η μέτρια ανάπτυξη της ζήτησης φυσικού αερίου και η μείωση της τοπικής παραγωγής θα αυξήσουν το μερίδιο των εισαγωγών από το 45 % στο 68 % της κατανάλωσης φυσικού αερίου (βλ. παρακάτω σχήμα). Η αύξηση της ζήτησης θα καθοδηγείται κυρίως από την αυξημένη ζήτηση παραγωγής ενέργειας από το φυσικό αέριο. Η μέτρια αύξηση της ζήτησης αερίου κατοικίας και η συρρίκνωση της ζήτησης του βιομηχανικού αερίου θα έχει λιγότερο σημαντική επίδραση στη συνολική ζήτηση [51].

Στην Ασία εκτός ΟΟΣΑ, η αυξημένη εξάρτηση από τις εισαγωγές φυσικού αερίου θα είναι ακόμη πιο βαθιές, με την ανάγκη για εισαγωγή να περνά από το 2 % στο 28 % της συνολικής ζήτησης. Η αυξανόμενη ζήτηση θα οδηγηθεί από την ισχυρή αύξηση της κατανάλωσης φυσικού αερίου, η οποία θα ξεπερνά κατά πολύ τη βραδύτερη ανάπτυξη της τοπικής παραγωγής [50].



Σχήμα 7. Μερίδιο εισαγωγών σε σύγκριση με τη συνολική ζήτηση αερίου [52]

Στην Ιαπωνία, η εξάρτηση από τις εισαγωγές είναι ήδη σχεδόν απόλυτη και θα παραμείνει σταθερή τα επόμενα χρόνια. Η στασιμότητα της ζήτησης των εισαγωγών προβλέπεται ως

αποτέλεσμα της μέτριας αύξησης της βιομηχανικής ζήτησης για φυσικό αέριο, αντισταθμισμένη από τη μείωση της ζήτησης για φυσικό αέριο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και οικιακή χρήση [50].

Αυτές οι προβολές αντικατοπτρίζουν τις υποθέσεις του ΙΕΑ για τις επόμενες δεκαετίες στο τρέχον περιβάλλον πολιτικής. Ωστόσο, αυτή η τροχιά υπόκειται επίσης σε απρόβλεπτες εξελίξεις στην αγορά. Για παράδειγμα, η αύξηση της ζήτησης θα μπορούσε να επιταχυνθεί εάν το ΑΕΠ γίνει ισχυρότερο από το αναμενόμενο. Σημαντικές αυξήσεις στην ενεργειακή απόδοση ή βραδύτερη ανάπτυξη σε μεγάλες περιοχές, αντίθετα, θα μπορούσαν να οδηγήσουν σε ασθενέστερη αύξηση της ζήτησης. Επιπλέον, η προσφορά μπορεί να αλλάξει λόγω οφειλής στην ανακάλυψη νέων αποθεμάτων ή σημαντική πρόοδο σε μη συμβατική παραγωγή σε περιοχές εισαγωγής. Η απογοητευτική παγκόσμια ζήτηση φυσικού αερίου βραχυπρόθεσμα θα καλύπτονταν από την άφθονη βραχυπρόθεσμη προσφορά. Παρά τα αναμενόμενα θετικά μακροπρόθεσμα υπάρχει προοπτική αύξησης της ζήτησης φυσικού αερίου στο εγγύς μέλλον [53].

Οι τιμές του πετρελαίου ήταν χαμηλές για πολύ καιρό ώστε αυτή η τάση να θεωρείται φευγαλέα. Ως αποτέλεσμα, τα ενδιαφερόμενα μέρη του φυσικού αερίου αναγκάζονται να επανεξετάσουν τις επιπτώσεις της διαφοράς μεταξύ της παγκόσμιας τιμής του πετρελαίου US \$ 100/bbl και του βορειοαμερικανικού φυσικού αερίου <5 \$/MMBtu (ισοδύναμο με <30 \$/bbl). Αυτή η τεράστια ανισότητα προώθησε την υιοθέτηση του αερίου ως υποκατάστατο του πετρελαίου στις βασικές μεταφορές και το βιομηχανικό τομέα. Η τιμολόγηση δεν ευνοεί πλέον απαραίτητα την υποκατάσταση του πετρελαίου-αερίου, τουλάχιστον προς το παρόν και τουλάχιστον σε ορισμένα μέρη του κόσμου. Ενώ η ζήτηση από ορισμένες από αυτές τις εφαρμογές μπορεί ακόμη να επεκταθεί στη Βόρεια Αμερική όπου το αέριο είναι ιδιαίτερα φθινό και άφθονο, η επέκταση μικρού μεγέθους LNG για τη βιομηχανία ή τις μεταφορές στην Ευρώπη, για παράδειγμα, φαίνεται πιο προκλητική σε αυτό το περιβάλλον τιμών [53].

Η ενεργειακή έκθεση της BP του 2019 δείχνει τη συμβολή των αναδυόμενων αγορών για παγκόσμια αύξηση της ζήτησης φυσικού αερίου από τώρα έως το 2035, με την Κίνα και την Ινδία μαζί να αντιπροσωπεύουν περίπου το 30 % της αύξησης. Επιπλέον, αν και το διεθνές εμπόριο φυσικού αερίου ως σύνολο θα παραμένει στο 30% της παγκόσμιας κατανάλωσης

ενέργειας, το εμπόριο LNG αναμένεται να αυξηθεί κατά 40% στο επόμενο διάστημα πέντε χρόνων και θα ξεπεράσει το εμπόριο αγωγών έως το 2035 [50].

Αν και είναι λογικό ότι η αύξηση της ζήτησης φυσικού αερίου θα οδηγήσει σε παγκόσμια ανάπτυξη μακροπρόθεσμα, οι βραχυπρόθεσμες εξελίξεις δεν υποστηρίζουν αυτήν τη λογική. Δύο από τις μεγαλύτερες αναπτυσσόμενες οικονομίες στον κόσμο, η Κίνα και η Ινδία, δεν αυξάνουν τις εισαγωγές LNG στα αναμενόμενα επιτόκια. Οι κινεζικές εισαγωγές LNG μειώθηκαν πραγματικά σε ετήσια βάση τόσο το 2017 όσο και το 2018 (8,6 % και 5,7 % αντίστοιχα) και η τρέχουσα οικονομική προοπτική δεν προμηνύει θετικά αποτελέσματα για βραχυπρόθεσμη ανάπτυξη [51].

Επιπλέον, ενώ μια έκθεση του Αυγούστου 2015 από την Καναδική Αυτοκρατορική Τράπεζα Εμπορίου προβλέπει ότι η Κίνα θα απαιτήσει ένα εντυπωσιακό 13,8 bcf/ημέρα εισαγόμενου φυσικού αερίου έως το 2022, σε σύγκριση με 5,2 bcf/ημέρα το 2014. Προειδοποιεί επίσης ότι η κινεζική ζήτηση LNG μπορεί να μην υλοποιηθεί επειδή ο «όγκος φυσικού αερίου που διατίθεται με αγωγούς από τη Ρωσία, το Τουρκμενιστάν και άλλες ευρασιατικές χώρες θα μπορούσαν να επιτύχουν αυτήν την ανάπτυξη, αφήνοντας ελάχιστο χώρο για εισαγωγικές εισαγωγές LNG» [51].

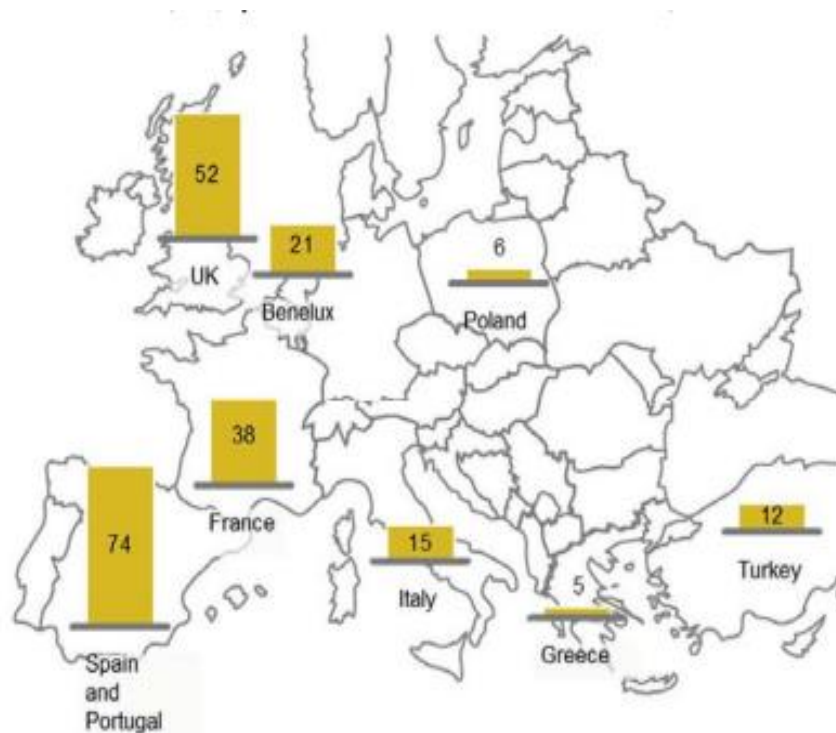
Εν τω μεταξύ, οι εισαγωγές LNG στην Ινδία μπορεί να παραμείνουν σπάνιες προς το παρόν. Η ινδική ζήτηση σε LNG ήταν πολύ ευαίσθητη στις τιμές και η Ινδία ήταν σκληρός πελάτης στις διαπραγματεύσεις για την τιμή του φυσικού αερίου. Αν και η κυβέρνηση της Ινδίας έχει δηλώσει ότι θα ήθελε να εισάγει φυσικό αέριο, έχει επιδείξει μια προτίμηση έναντι του άνθρακα, δηλαδή μιας φθηνότερης λύσης. Επί του παρόντος, η κυβέρνηση της Ινδίας αναπτύσσει σχέδια για το μεγαλύτερο πρόγραμμα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στον κόσμο (έως 175 GW), η οποία θα απαιτήσει μονάδες που λειτουργούν με αέριο ως απόθεμα [50].

2. Ανεπαρκείς ενδοπεριφερειακές υποδομές

Η αποτελεσματική επέκταση του LNG ως μέσο παροχής αερίου στην αγορά δεν απαιτεί όχι μόνο ικανότητα επαναεριοποίησης και υγροποίησης για το διαπεριφερειακό εμπόριο, αλλά και υποδομές για να διανέμει και αποθηκεύει το αέριο εντός της περιοχής. Προς το παρόν, η ενδοπεριφερειακή υποδομή είναι ανεπαρκής για να επωφεληθεί πλήρως η υπάρχουσα

ικανότητας λήψης LNG σε ορισμένες περιοχές. Οι ακόλουθες παράγραφοι προσφέρουν παραδείγματα για το πώς αυτός ο περιορισμός περιορίζει την αποτελεσματική διανομή και τις λύσεις που έχουν υπάρξει αποτελεσματικές για τις περιφέρειες που αντιμετωπίζουν παρόμοιες προκλήσεις [53].

Ο ΟΟΣΑ στην Ευρώπη διαθέτει 223 bcm ανά έτος επαναεριοποίησης (βλ. παρακάτω εικόνα). Ωστόσο, η κακή συνδυαστική υποδομή εντός του ΟΟΣΑ Ευρώπης περιορίζει την πλήρη χρήση αυτής της ικανότητας για την κάλυψη της ευρύτερης περιφερειακής ζήτησης. Αυτός ο περιορισμός είναι ιδιαίτερα σημαντικός στην Ιβηρική χερσόνησο, η οποία φιλοξενεί πάνω από 65 bcm/έτος ικανότητα εισαγωγής LNG. Τα έξι τερματικά λήψης LNG της Ισπανίας αντιπροσωπεύουν το 40% και το 32% της ευρωπαϊκής αποθήκευσης και επαναεριοποίησης αντίστοιχα. Ωστόσο, ισπανική υποδομή φυσικού αερίου είναι ανεκμετάλλευτη. Το 2013, τα τερματικά LNG της Ισπανίας λειτουργούσαν σε μόλις 25% της χωρητικότητάς τους [50].



Σχήμα 8. Όγκος φυσικού αερίου επαναεριοποίησης σε bcm/έτος [54]

Ενώ η ικανότητα εισαγωγής της Ισπανίας υπερβαίνει τη ζήτησή της, η υποδομή για την ανατολική μετάδοση φυσικού αερίου είναι ανεπαρκής για την παροχή πρόσβασης στην

κατώτερη κεντρική Ευρώπη στις εισαγωγές LNG. Επιπλέον, εκ των έξι παράκτιων τερματικών LNG της Ισπανίας, μόνο τα τρία μπορούν να φορτώσουν LNG για επανεξαγωγή. Πέντε μπορούν να αποφορτίσουν LNG για μεταφορά με φορτηγό, και μόνο ένας μπορεί να διευκολύνει τη μεταφόρτωση. Κανένα δεν είναι ικανό να εκφορτώσει τις σιδηροδρομικές μεταφορές. Εκεί είναι μόνο δύο καθιερωμένοι διασυννοριακοί αγωγοί που διασυνδέουν τις ισπανικές εισαγωγές φυσικού αερίου στη γειτονική της Γαλλία [53].

Η επέκταση του αγωγού μεταξύ Ισπανίας και της υπόλοιπης Ευρώπης θα μπορούσε να βελτιώσει την ενδοπεριφερειακή κατανομή. Ωστόσο, τα γεωγραφικά και οικονομικά εμπόδια σε μια τέτοια επέκταση είναι σημαντικά και θα μπορούσαν να αποδειχθούν ανυπέρβλητα. Το Ηνωμένο Βασίλειο και οι Κάτω Χώρες έχουν επίσης σημαντική πλεονάζουσα τερματική χωρητικότητα, με τα μέσα ποσοστά χρησιμοποίησης τους να φτάνουν μόλις το 20 % και το 5 % αντίστοιχα το 2018 [51].

Αντίθετα, η χρήση υγραερίου μικρής κλίμακας από την Ιαπωνία προσφέρει ένα παράδειγμα του πόσο δυνατή μπορεί να διατηρηθεί η ενδοπεριφερειακή ικανότητα ακόμη και για γεωγραφικά απομονωμένους καταναλωτές που συνδέονται με την αλυσίδα εφοδιασμού αερίου. Η Ιαπωνία στηρίζεται σχεδόν αποκλειστικά στην εισαγωγή LNG για την κατανάλωση φυσικού αερίου και έχει πολύ περιορισμένη υποδομή εσωτερικού αγωγού-μόνο 0,01 km/km² κατά μέσο όρο, ενώ η Ισπανία έχει 0,02 km/km² και η Γερμανία έχει 0,19 km/km². Ωστόσο, η μικρής κλίμακας ικανότητα LNG της Ιαπωνίας, συνολικού ύψους 10,4 bcm¹⁰, της επιτρέπει να παρέχει LNG ακόμη και σε απομακρυσμένες περιοχές της χώρας. Οι αγωγοί της Ιαπωνίας χρησιμοποιούνται μόνο για τη μεταφορά αερίου σε μικρές αποστάσεις σε περιοχές υψηλής ζήτησης [53].

Η χώρα βασίζεται σε τρόπους μεταφοράς στην ξηρά, όπως τα σιδηροδρομικά και φορτηγά μέσα, για τη σύνδεση περιοχών σχετικά χαμηλής ζήτησης που βρίσκονται κοντά στους κύριους τερματικούς σταθμούς εισαγωγής μέσω ενός δικτύου 91 τερματικών δορυφόρων. Υπάρχουν έξι επιπλέον τερματικά δορυφόροι μέσω υπεράκτιων πλοίων μεταφοράς, τα οποία παρέχουν ενέργεια σε περιοχές χαμηλής ζήτησης σε μεγαλύτερες αποστάσεις [50].

Οι εμπειρίες της Ιαπωνίας και της Ευρώπης αναδεικνύουν το γεγονός ότι η αλυσίδα εφοδιασμού LNG δεν τελειώνει κατά την εισαγωγή τερματικού. Οι καταναλωτές LNG θα επωφεληθούν περισσότερο από την ικανότητα εισαγωγής όταν υπάρχει επαρκής υποδομή για τη διατήρηση των τερματικών σταθμών εισαγωγής συνδεδεμένους με περιοχές μεγάλης ζήτησης. Αυξάνεται η

ευελιξία της προσφοράς και οι νέες τεχνολογίες προσφέρουν στους εισαγωγείς την ευκαιρία για αναζήτηση δημιουργικών λύσεων, συγκεκριμένων περιοχών για τη διασφάλιση της συνεχούς ενδοπεριφερειακής συνδεσιμότητας [51].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6

LNG ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Το Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου Αλεξανδρούπολης (ΑΣΦΑΑ) (βλ. παρακάτω εικόνα) σχεδιάζει να αναπτύξει έναν πλωτό τερματικό LNG νοτιοδυτικά της Αλεξανδρούπολης. Το έργο αναπτύσσεται από την ελληνική εταιρεία Gastrade. Η μονάδα εξαερισμού Floating Storage Regasification (FSRU) θα έχει συνολική χωρητικότητα παράδοσης 5,5 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα ετησίως. Τα υποθαλάσσια και χερσαία τμήματα του αγωγού μεταφοράς φυσικού αερίου θα μεταφέρουν LNG από την πλωτή μονάδα στο ελληνικό δίκτυο φυσικού αερίου [55].



Εικόνα 19. Το Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου Αλεξανδρούπολης (ΑΣΦΑΑ) [56]

Το έργο θα χρηματοδοτηθεί από το Ελληνικό Δημόσιο χρησιμοποιώντας Ευρωπαϊκά Διαρθρωτικά και Επενδυτικά Ταμεία (ΕΔΕΤ), ιδίως κονδύλια που ελέγχονται και διαχειρίζονται άμεσα από την Ελλάδα στο πλαίσιο της Συμφωνίας Εταιρικής Σχέσης 2014-2020 για την Ανάπτυξη. Ο τερματικός σταθμός πρόκειται να βοηθήσει στην εξασφάλιση και τη διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού στην Ελλάδα και στην περιοχή της Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Οι ελληνικές αρχές επιβεβαίωσαν ότι ο τερματικός σταθμός LNG θα ήταν κατάλληλος για χρήση για υδρογόνο και ότι το έργο θα συμβάλει στην καθαρότερη ενέργεια. Η στήριξη της ΕΕ θα λάβει τη μορφή άμεσης επιχορήγησης ύψους 166,7 εκατ. Ευρώ (198,9 εκατ. Δολαρίων) που χορηγείται στην Gastrade, στην οποία συμμετέχουν ο κατεστημένος φορέας ελληνικού αερίου (ΚΦΕΑ) και ο βουλγαρικός διαχειριστής συστήματος μεταφοράς αερίου (Bulgartransgaz EAD) [56].

Η Ελλάδα ειδοποίησε προηγουμένως την Επιτροπή για τα σχέδιά της να υποστηρίξει την κατασκευή του τερματικού LNG. Δεδομένης της στρατηγικής του σημασίας, ο τερματικός σταθμός LNG στην Αλεξανδρούπολη έχει συμπεριληφθεί στους καταλόγους του Ευρωπαϊκού Έργου Κοινού Ενδιαφέροντος στον τομέα της ενέργειας, βάσει των κανόνων της ΕΕ TEN-E («Διευρωπαϊκό Δίκτυο για την Ενέργεια») από το 2013 [56].

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ενέκρινε τη δημόσια υποστήριξη για το έργο IGB, το οποίο βρίσκεται υπό κατασκευή, σύμφωνα με τους κανόνες της ΕΕ για τις κρατικές ενισχύσεις τον Νοέμβριο του 2018. Η Επιτροπή διαπίστωσε ότι η ενίσχυση είναι κατάλληλη και αναγκαία, καθώς το έργο δεν θα πραγματοποιηθεί χωρίς δημόσια υποστήριξη. Η Επιτροπή έλαβε υπόψη τη συμπερίληψη του έργου στον κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος στον τομέα της ενέργειας [56].

Η Επιτροπή της ΕΕ κατέληξε στο συμπέρασμα ότι το μέτρο είναι σύμφωνο με τους κανόνες της ΕΕ για τις κρατικές ενισχύσεις, καθώς θα ενισχύσει περαιτέρω την ασφάλεια και τη διαφοροποίηση του ενεργειακού εφοδιασμού, ιδίως στην περιοχή της Νοτιοανατολικής Ευρώπης, χωρίς να στρεβλώσει αδικαιολόγητα τον ανταγωνισμό [55].

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7

LNG ΚΑΙ COVID-19

Η παγκόσμια αγορά LNG, όπως και οι περισσότερες αγορές πρώτων υλών, έχει πληγεί σοβαρά από την πανδημία του Covid-19. Η επακόλουθη κατάρρευση της ζήτησης ήρθε μετά από έναν ζεστό χειμώνα στο βόρειο ημισφαίριο που άφησε την παγκόσμια αγορά υπερπροσφορά και τώρα αναμένονται οι τιμές LNG να παραμείνουν χαμηλές μέχρι το 2021. Καθώς οι παρατηρητές της αγοράς αναζητούν ενδείξεις για το πώς και πότε η ζήτηση μπορεί να ανακάμψει, ο κορονοϊός θα μπορούσε πράγματι να προωθήσει και να εντείνει τη μακροπρόθεσμη σύσφιξη της αγοράς LNG, δημιουργώντας συνθήκες που δεν ευνοούν επιπλέον επενδύσεις σε έργα LNG [57].

Τα lockdown έχουν επιβραδύνει την κατασκευή έργων που βρίσκονται υπό εκτέλεση και οι εταιρείες καθυστερούν τις οριστικές επενδυτικές αποφάσεις σε πιθανά έργα προμήθειας LNG. Η παγκόσμια αγορά LNG θα μπορούσε να αντιμετωπίσει έλλειψη προσφοράς σε λίγα χρόνια, σενάριο που φαινόταν απίθανο στις αρχές του 2020, όταν υλοποιήθηκαν προτεινόμενα έργα αγωγών με 186 εκατομμύρια τόνους δυναμικότητας. Η ικανότητα της βιομηχανίας πετρελαίου και φυσικού αερίου να ανακάμψει από τις επιπτώσεις του κορονοϊού θα έχει μακροπρόθεσμη επίδραση στις δυνατότητες των εταιρειών να εξασφαλίσουν τη χρηματοδότηση που απαιτείται στην παροχή LNG. Εκτός από τους 359 εκατομμύρια τόνους της υπάρχουσας παγκόσμιας παροχής LNG, υπάρχουν πάνω από 100 MT προμήθειας υπό κατασκευή και αναμένονται να ολοκληρωθούν έως το 2025. Περίπου 30 MT αυτής της προσφοράς αναμενόταν τους επόμενους 18 μήνες, αλλά κάτι τέτοιο φαίνεται τώρα αμφίβολο [58].

Αυτοί οι παράγοντες θα δημιουργήσουν πρόσθετη πίεση στη βιομηχανία LNG, η οποία ήταν ήδη αντιμέτωπη με δύσκολα προβλήματα, συμπεριλαμβανομένου του τρόπου με τον οποίο το φυσικό αέριο θα ενταχθεί στις παγκόσμιες προσπάθειες μείωσης εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και στις συνεχιζόμενες εμπορικές σχέσεις μεταξύ ΗΠΑ και Κίνας [57].

Ο παγκόσμιος αντίκτυπος θα διαρκέσει χρόνια

Ακόμα κι αν η τιμή του πετρελαίου ανακάμψει, η εμπειρία της αγοράς LNG φέτος - και από την άποψη της ζήτησης και των χαμηλότερων τιμών - θα επιβαρύνουν τους προγραμματιστές και τους χρηματοδότες της προσφοράς LNG για τα χρόνια που έρχονται. Άλλοι παράγοντες θα

μπορούσαν να αυξήσουν τις εμπορικές ανησυχίες γύρω από έργα LNG. Οι πολιτικές διαμάχες αυξάνονται στη Μοζαμβίκη, όπου οι επιθέσεις των ισλαμιστών-μαχητών αυξήθηκαν κατά 300 τοις εκατό το 2020. Τον Μάρτιο, μαχητές επιτέθηκαν σε μια πόλη 38 μίλια από την εταιρεία Total Mozambique LNG η οποία αναπτύσσει έργα και όπου επρόκειτο να κατασκευαστεί το έργο της ExxonMobil [58].

Οι επιθέσεις στις εγκαταστάσεις επεξεργασίας πετρελαίου της Σαουδικής Αραβίας στο Abqaiq τον Σεπτέμβριο του 2019 θα μπορούσαν επίσης να επηρεάσουν την προτεινόμενη επέκταση της Qatargas κατά 49 MTPA. Αγοραστές που έχουν ήδη μεγάλο μερίδιο των εισαγωγών τους από το Κατάρ μπορεί να είναι απρόθυμοι να αγοράσουν σημαντικά περισσότερο φυσικό αέριο από τη χώρα και προτιμούν τη διαφοροποίηση του κινδύνου προσφοράς [58].

Οι κίνδυνοι για νέα έργα προέρχονται επίσης από τις προσπάθειες αντιμετώπισης των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου. Στα πρόσφατα χρόνια, οι όγκοι αντιστάθμισης έχουν εγγραφεί όλο και περισσότερο από παίκτες χαρτοφυλακίου όπως η Shell και η Total. Η μελλοντική ζήτηση από τους παίκτες χαρτοφυλακίου της Ευρώπης, όπως η BP, αμφισβητείται, ωστόσο, δεδομένου των στόχων μείωσης εκπομπών άνθρακα που προτείνονται από αυτές τις εταιρείες και την Ευρωπαϊκή Επιτροπή [58].

Η απόφαση της Shell τον Μάρτιο του 2020 να αποχωρήσει από το έργο Lake Charles στις ΗΠΑ μπορεί να σηματοδοτεί μείωση των επενδύσεων LNG. Η στροφή προς την ουδετερότητα του άνθρακα μπορεί να καταλήξει να έχει σημαντικότερο αντίκτυπο μακροπρόθεσμα στην προμήθεια LNG από οποιονδήποτε από τους εμπορικούς κινδύνους ή τους κινδύνους ασφαλείας που περιγράφονται μέχρι τώρα. Θέτει ερωτήματα σχετικά με την ικανότητα του ανεφοδιασμού LNG να συμβαδίζει με τις προβλέψεις 700 MT ζήτησης έως το 2040 [58].

Καθώς οι οικονομίες αρχίζουν να ανοίγουν ξανά μετά την υποχώρηση των μέτρων κατά του Covid-19, η αύξηση της ζήτησης LNG μπορεί να επιστρέψει γρήγορα στη χαμηλή τιμή τόσο των τιμών συμβολαίου όσο και του δείκτη πετρελαίου. Με την αύξηση της προσφοράς να πλήττεται περισσότερο από τον αντίκτυπο του Covid-19, οι αγοραστές θα πρέπει να κοιτάζουν όλο και περισσότερο την υπάρχουσα παροχή LNG για να εξασφαλίσουν το μέλλον μακροπρόθεσμες παραδόσεις. Θα υπάρχει λιγότερο LNG διαθέσιμο για βραχυπρόθεσμες και άμεσες αγορές κάθε φορά όταν οι περισσότερες χώρες θα επιθυμούν να αυξήσουν τις εισαγωγές [57].

Συμπεράσματα

Προς το παρόν, τα σκάφη που εκτελούν δρομολόγια εκτός ECA έχουν ελάχιστο κίνητρο να κάνουν κάτι άλλο από το να συνεχίσουν την κατανάλωση μαζούτ υψηλής περιεκτικότητας σε θείο. Η περίπτωση του LNG στις ECA της Βόρειας Θάλασσας/Βαλτικής Θάλασσας ήταν πολύ συναρπαστική για τα νεόδομητα πλοία, με βάση την εξοικονόμηση κόστους καυσίμου σε σχέση με το LSMGO. Το γεγονός ότι, από το 2021 και μετά, τα πλοία νέας ναυπήγησης που εκτελούν LNG δεν θα απαιτούν πρόσθετη επένδυση για να συμμορφωθούν στους περιορισμούς των εκπομπών NOx θα πρέπει να ενισχυθεί περαιτέρω η περίπτωση του LNG σε αυτές τις περιοχές.

Σε παγκόσμιο επίπεδο, από τον Ιανουάριο του 2022 και μετά, η οικονομική υπόθεση για το LNG θα εξαρτηθεί από το υπόλοιπο μεταξύ των τιμών των καυσίμων που συμμορφώνονται με τον IMO, των HFO υψηλής περιεκτικότητας σε θείο και των καυσίμων αποθηκών LNG. Με χαμηλή περιεκτικότητα σε θείο (0,5 τοις εκατό) το μαζούτ αναμένεται να τιμολογηθεί μόνο με μια μικρή έκπτωση σε LSMGO (0,1 τοις εκατό θείο), και η τιμή του HFO με υψηλή περιεκτικότητα σε θείο που θα πέσει, το LNG είναι πιθανό να καταλάβει μια «μέση τιμή» μεταξύ των συμμορφούμενων και μη συμμορφούμενων καυσίμων με βάση το πετρέλαιο. Εάν η πριμοδότηση του LNG έναντι του μη συμμορφούμενου μαζούτ παραμένει σχετικά μέτρια, το LNG θα μπορούσε να αντιπροσωπεύει μια εμπορικά ελκυστική διαδρομή για την επίτευξη της συμμόρφωσης SOx και NOx, όπου η μόνη σημαντική εναπομένουσα ανησυχία για τους ιδιοκτήτες/χειριστές πλοίων είναι η φυσική διαθεσιμότητα αποθηκών καυσίμων LNG στα λιμάνια.

Βιβλιογραφία

- [1] Chiu, C. H. (2008, November). History of the Development of LNG Technology. In presentation at the Annual Conference–Hundred Years of Advancements in Fuels and Petrochemicals in Philadelphia (November 18, 2008).
- [2] Wikipedia : el.wikipedia.org/wiki/Φυσικό_αέριο
- [3] Woodward, J. L., & Pitbaldo, R. (2010). LNG risk based safety: modeling and consequence analysis. John Wiley & Sons.
- [4] Jensen, J. T. (2003). The LNG revolution. The Energy Journal, 24(2).
- [5] Weems, P. R., & Hwang, M. (2013). Overview of issues common to structuring, negotiating and documenting LNG projects. Journal of World Energy Law and Business, 6(4), 267-299.
- [6] International Energy Agency, iea.org
- [7] Speight, J. G. (2018). Natural gas: A basic handbook. In Natural Gas: A Basic Handbook. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2015-0-02190-6>
- [8] U.S. Energy Information Administration eia.gov
- [9] Goss, R. M. (2019). BP statistical review of world energy 2019.
- [10] Chen, Z., An, H., Gao, X., Li, H., & Hao, X. (2016). Competition pattern of the global liquefied natural gas (LNG) trade by network analysis. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 33, 769-776.
- [11] Farhad, S., Younessi-Sinaki, M., Golriz, M. R., & Hamdullahpur, F. (2008). Exergy analysis and performance evaluation of CNG to LNG converting process. International Journal of Exergy, 5(2), 164-176.
- [12] Balcombe, P., Brierley, J., Lewis, C., Skatvedt, L., Speirs, J., Hawkes, A., & Staffell, I. (2019). How to decarbonise international shipping: Options for fuels, technologies and

policies. In *Energy Conversion and Management* (Vol. 182, pp. 72–88). Elsevier Ltd.
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.12.080>

- [13] Zhang, J., Meerman, H., Benders, R., & Faaij, A. (2020). Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance. In *Applied Thermal Engineering* (Vol. 166). Elsevier Ltd.
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114736>
- [14] Lee, S. K., Han, Y. H., Lee, W., & Ryu, W. (2015). (12) United States Patent. 2(12).
- [15] Ikealumba, W. C., & Wu, H. (2014). Some recent advances in liquefied natural gas (LNG) production, spill, dispersion, and safety. In *Energy and Fuels* (Vol. 28, Issue 6, pp. 3556–3586). American Chemical Society
- [16] Berle, Ø., Norstad, I., & Asbjørnslett, B. E. (2013). Optimization, risk assessment and resilience in LNG transportation systems. *Supply Chain Management: An International Journal*.
- [17] BG Group shell.com
- [18] [LNGWorldShipping](http://LNGWorldShipping.com)
- [19] Zoolfakar, M. R., Norman, R., Mesbahi, E., Dahalan, W. M., & Puteri Zarina, M. K. (2014). Holistic study of Liquefied Natural Gas carrier systems. *Procedia Computer Science*, 36(C), 440–445. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2014.09.018>
- [20] TGE Marine Gas Engineering tge-marine.com
- [21] Wang, S., & Notteboom, T. (2011). World LNG shipping: dynamics in markets, ships and terminal projects. *Current Issues in Shipping, Ports and Logistics*, 129-154.
- [22] Hu, Z. Q., Wang, S. Y., Chen, G., Chai, S. H., & Jin, Y. T. (2017). The effects of LNG-tank sloshing on the global motions of FLNG system. *International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering*, 9(1), 114–125. <https://doi.org/10.1016/j.ijnaoe.2016.09.007>

- [23] Alvarez, J. A. L., Buijs, P., Kilic, O. A., & Vis, I. F. (2020). An inventory control policy for liquefied natural gas as a transportation fuel. *Omega*, 90, 101985.
- [24] Kumar, S., Kwon, H. T., Choi, K. H., Lim, W., Cho, J. H., Tak, K., & Moon, I. (2011). LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development. *Applied energy*, 88(12), 4264-4273.
- [25] Seo, S., Jang, W., Kim, J., Ryu, J., & Chang, D. (2017). Experimental study on heating type pressurization of liquid applicable to LNG fueled shipping. *Applied Thermal Engineering*, 127, 837-845.
- [26] Kraska, J. (2012). The law of the sea and LNG: cross-border law and politics over head harbor passage. *Can.-USLJ*, 37, 131.
- [27] Ushakov, S., Stenersen, D., & Einang, P. M. (2019). Methane slip from gas fuelled ships: a comprehensive summary based on measurement data. *Journal of Marine Science and Technology*, 1-18.
- [28] Abbasov, F. (2019). LNG remains a deadend for decarbonising maritime transport. *Transport & Environment*. Available at: <https://www.transportenvironment.org/newsroom/blog/lng-remains-deadend-decarbonising-maritime-transport>.
- [29] Raju, T. B., Sengar, V. S., Jayaraj, R., & Kulshrestha, N. (2016). Study of volatility of new ship building prices in LNG shipping. *International Journal of e-Navigation and Maritime Economy*, 5, 61-73.
- [30] Balcombe, P., Staffell, I., Kerdan, I. G., Speirs, J. F., Brandon, N. P., & Hawkes, A. D. (2021). How can LNG-fuelled ships meet decarbonisation targets? An environmental and economic analysis. *Energy*, 227, 120462.
- [31] The Oxford Institute for Energy Costs, 2019
- [32] Wu, Y., Wang, S., Chen, Y., & Chang, D. (2021). Evaluation of liquefied natural gas as a ship fuel for liner shipping using evolutionary game theory. *Asia-Pacific Journal of Operational Research (APJOR)*, 38(03), 1-16.

- [33] Wibawa, B., Fauzi, I., Novianti, D. A., Shabrina, N., Saputra, A. D., & Latief, S. A. (2021, July). Development of Sustainable Infrastructure in Eastern Indonesia. In IOP Conference Series: Earth and Environmental Science (Vol. 832, No. 1, p. 012045). IOP Publishing.
- [34] Jee, J. H. (2020). Comparative Economic Analysis on SOx Scrubber Operation for ECA Sailing Vessel. *Journal of the Korean Society of Marine Environment & Safety*, 26(3), 262-268.
- [35] Osorio-Tejada, J., Llera, E., & Scarpellini, S. (2015). LNG: an alternative fuel for road freight transport in Europe. *WIT Transactions on The Built Environment*, 168, 235-246.
- [36] Sharples, J. (2019). LNG supply chains and the development of LNG as a shipping fuel in Northern Europe. Oxford Institute for Energy Studies.
- [37] Bagočius, V., Kazimieras Zavadskas, E., & Turskis, Z. (2014). Selecting a location for a liquefied natural gas terminal in the Eastern Baltic Sea. *Transport*, 29(1), 69-74.
- [38] Steuer, C. (2019). Outlook for competitive LNG supply. *Petroleum Review*, 21.
- [39] Shibasaki, R., Kanamoto, K., & Suzuki, T. (2020). Estimating global pattern of LNG supply chain: a port-based approach by vessel movement database. *Maritime Policy & Management*, 47(2), 143-171.
- [40] Trotter, I. M., Gomes, M. F. M., Braga, M. J., Brochmann, B., & Lie, O. N. (2016). Optimal LNG (liquefied natural gas) regasification scheduling for import terminals with storage. *Energy*, 105, 80-88.
- [41] Narula, K. (2019). Energy Supply Chains and the Maritime Domain. In *The Maritime Dimension of Sustainable Energy Security* (pp. 53-72). Springer, Singapore.
- [42] Maeda, M., Terminal, N. L., & Shirakawa, Y. (2007). Development of fluid dynamics simulations for LNG storage tanks to enhance safety, operational flexibility, an cost performance, 15 th Int. In Conf & Exhibition on Liquefied Natural Gas (LNG15), Spain.

- [43] Sohn, Y., Yang, Y., Yoon, I., Choi, S., & Choi, G. (2005, June). Expansion of Pyeongtaek LNG Receiving Terminal of Korea Gas Corporation. In The Fifteenth International Offshore and Polar Engineering Conference. OnePetro.
- [44] Otsuka, T. (2006, June). Evolution of an LNG terminal: Senboku terminal of Osaka gas. In 23rd World Gas Conference, Amsterdam (pp. 1362-1372).
- [45] Kim, D., Sohn, Y., Lee, K., Yoon, I., & Yang, Y. (2010, November). Design of Samcheok LNG Receiving Terminal of Korea Gas Corporation. In The Ninth ISOPE Pacific/Asia Offshore Mechanics Symposium. OnePetro.
- [46] Oh, J. G., Yang, T. H., & Yeo, G. T. (2019). An analysis of the Factors of Moving in and Activation Strategies for Incheon Cold-Chain Cluster using LNG cold energy. *Journal of Digital Convergence*, 17(2), 101-111.
- [47] Pavlenko, N., Comer, B., Zhou, Y., Clark, N., & Rutherford, D. (2020). The climate implications of using LNG as a marine fuel. *International Council on Clean Transportation*: Berlin, Germany.
- [48] Verbeek, R. P., Kadijk, G., van Mensch, P., Wulffers, C., van den Beemt, B., Fraga, F., & Aalbers, A. D. A. (2011). Environmental and Economic aspects of using LNG as a fuel for shipping in The Netherlands (pp. 1-48). Delft: TNO.
- [49] Deng, J., Wang, X., Wei, Z., Wang, L., Wang, C., & Chen, Z. (2020). A review of NO_x and SO_x emission reduction technologies for marine diesel engines and the potential evaluation of liquefied natural gas fuelled vessels. *Science of The Total Environment*, 144319.
- [50] Fulwood, M., Henderson, J., Gomes, I., Lambert, M., & Sharples, J. (2020). Emerging Asia LNG Demand (No. 162). OIES Paper: NG.
- [51] Sangaiah, A. K., Tirkolaee, E. B., Goli, A., & Dehnavi-Arani, S. (2020). Robust optimization and mixed-integer linear programming model for LNG supply chain planning problem. *Soft computing*, 24(11), 7885-7905.

- [52] UNECE. (2017). European Gas Market Developments: Assessment of Market Trends in Liquefied Natural Gas. Energy Series No. 48.
- [53] Park, J., You, F., Cho, H., Lee, I., & Moon, I. (2020). Novel massive thermal energy storage system for liquefied natural gas cold energy recovery. *Energy*, 195, 117022.
- [54] Organisation for Economic Co-operation and Development oecd.org
- [55] Strantzali, E., Aravossis, K., Livanos, G. A., & Chrysanthopoulos, N. (2018). A novel multicriteria evaluation of small-scale LNG supply alternatives: The case of greece. *Energies*, 11(4), 903.
- [56] Sideri, O., Papoutsidakis, M., Lilas, T., Nikitakos, N., & Papachristos, D. (2021). Green shipping onboard: acceptance, diffusion & adoption of LNG and electricity as alternative fuels in Greece. *Journal of Shipping and Trade*, 6(1), 1-29.
- [57] Agosta, A., Browne, N., Bruni, G., & Tan, N. (2020). How COVID-19 and market changes are shaping LNG buyer preferences. *Mckinesy and Company*.
- [58] Ason, A. (2020). Scenarios for Asian long-term LNG contracts before and after COVID-19 (No. 160). OIES Paper: NG.
- [59] European Commission; EUROSTAT 2019, ec.europa.eu
- [60] Olmer, N., Comer, B., Roy, B., Mao, X., & Rutherford, D. (2017). Greenhouse Gas Emissions from Global Shipping, 2013–2015 Detailed Methodology. International Council on Clean Transportation: Washington, DC, USA, 1-38.
- [61] Owen, N. (2015). Chief Technology Officer, Dearman Future Powertrain Conference.
- [62] Rutherford, D., & Comer, B. (2018). The International Maritime Organization’s initial greenhouse gas strategy.