

**ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΠΕΙΡΑΙΩΣ
ΤΜΗΜΑ ΝΑΥΤΙΛΙΑΚΩΝ ΣΠΟΥΔΩΝ**

**ΣΧΟΛΗ ΝΑΥΤΙΚΩΝ ΔΟΚΙΜΩΝ
ΤΜΗΜΑ ΝΑΥΤΙΚΩΝ ΕΠΙΣΤΗΜΩΝ**



ΔΠΜΣ

Διοίκηση στη Ναυτική Επιστήμη και Τεχνολογία

Διπλωματική Εργασία

Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου

Δημήτριος Μπολοβίνος

MNΣNΔ21036

Επιβλέπων:

Θεόδωρος Πελαγίδης

Πειραιάς

Μάρτιος 2023

ΔΗΛΩΣΗ ΑΥΘΕΝΤΙΚΟΤΗΤΑΣ / ΖΗΤΗΜΑΤΑ COPYRIGHT

Το άτομο το οποίο εκπονεί την Διπλωματική Εργασία φέρει ολόκληρη την ευθύνη προσδιορισμού της δίκαιης χρήσης του υλικού, η οποία ορίζεται στην βάση των εξής παραγόντων: του σκοπού και χαρακτήρα της χρήσης (εμπορικός, μη κερδοσκοπικός ή εκπαιδευτικός), της φύσης του υλικού που χρησιμοποιεί (τμήμα του κειμένου, πίνακες, σχήματα, εικόνες ή χάρτες), του ποσοστού και της σημαντικότητας των πιθανών συνεπειών αυτής στην αγορά ή στη γενικότερη αξία του υπό copyright κειμένου.

ΤΡΙΜΕΛΗΣ ΕΞΕΤΑΣΤΙΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ:

ΜΕΛΟΣ Α΄: ΘΕΟΔΩΡΟΣ ΠΕΑΓΙΔΗΣ (Επιβλέπων)

ΜΕΛΟΣ Β΄: ΓΕΩΡΓΙΟΣ ΓΑΛΑΝΗΣ

ΜΕΛΟΣ Γ΄: ΔΙΟΝΥΣΙΟΣ ΠΟΛΕΜΗΣ



*Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου*

“Στην οικογένειά μου”



*Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου*

Πρόλογος

Η παρούσα Διπλωματική Εργασία εκπονήθηκε στα πλαίσια του ΔΠΜΣ «Διοίκηση στη Ναυτική Επιστήμη και Τεχνολογία» που διοργανώθηκε από κοινού από τη Σχολή Ναυτικών Δοκίμων και το Πανεπιστήμιο Πειραιά. Η συγγραφή πραγματοποιήθηκε κατά το Γ' εξάμηνο των σπουδών. Ιδιαίτερες ευχαριστίες θα ήθελα να εκφράσω στον επιβλέποντα καθηγητή κύριο Θεόδωρο Πελαγίδη για την καθοδήγηση που μου παρείχε κατά τη συγγραφή της παρούσας, την άμεση απάντησή του στα ερωτήματά μου, τις κατευθύνσεις του για την επιλογή του θέματος της εργασίας, καθώς και για την πρόσβαση σε χρήσιμες πληροφορίες μέσω δικών του εργασιών. Επιπλέον ευχαριστίες θα ήθελα να εκφράσω στους καθηγητές κύριο Γεώργιο Γαλάνη και Διονύσιο Πολέμη μέλη της τριμελούς εξεταστικής επιτροπής της Διπλωματικής Εργασίας, καθώς και στον κύριο Ιωάννη Λαγούδη, καθηγητή μου στο Γ' εξάμηνο σπουδών ο οποίος, όπως και ο κύριος Πολέμης, με βοήθησε στην πρόσβαση σε χρήσιμες πληροφορίες. Τέλος, ευχαριστίες θα ήθελα να εκφράσω προς το σύνολο του εκπαιδευτικού και διοικητικού προσωπικού της Σχολής Ναυτικών Δοκίμων και του Πανεπιστημίου Πειραιά για την υποστήριξή τους κατά τη συνολική διάρκεια των σπουδών στο συγκεκριμένο πρόγραμμα.



Περίληψη

Η παρούσα Διπλωματική εργασία πραγματεύεται τους τρόπους μεταφοράς του Φυσικού Αερίου, οι οποίοι είναι μέσω αγωγών μεταφοράς και μέσω LNG Carriers.

Αναφέρεται η σημασία του Φυσικού Αερίου στις σύγχρονες κοινωνίες, ο ρόλος του στο παγκόσμιο εμπόριο, καθώς και οι επενδύσεις που γίνονται για την περεταίρω ανάπτυξη και αξιοποίησή του.

Αναλύονται και συγκρίνονται οι τρόποι μεταφοράς του Φυσικού Αερίου, εξετάζεται η ιδιαίτερη γεωστρατηγική της Ευρώπης, οι υφιστάμενες και σχεδιαζόμενες υποδομές όπως τα τερματικά υγροποιημένου Φυσικού Αερίου και οι αγωγοί μεταφοράς. Αναφορά γίνεται στην ενεργειακή ασφάλεια της Ευρώπης

Περιγράφονται ο τρόπος λειτουργίας συστημάτων αγωγών και δεξαμενόπλοιων LNG.

Αναφέρονται τα πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα των τρόπων μεταφοράς του αερίου αναλύοντας τα οικονομικά χαρακτηριστικά των δύο συστημάτων μεταφοράς και τελικά απαντάται το ερώτημα ποια μέθοδος μεταφοράς είναι η πλέον συμφέρουσα.



*Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου*

Abstract

This thesis deals with the ways of transporting Natural Gas, which are through pipelines and through LNG Carriers.

It discusses the importance of Natural Gas in modern societies, its role in global trade, and the investments made for its further development and utilization.

It analyses and compares the modes of transport of Natural Gas, examines Europe's geostrategy, existing and planned infrastructure such as LNG terminals and transmission pipelines. Reference is made to Europe's energy security.

The operation of pipeline and LNG tanker systems is described.

The advantages and disadvantages of the modes of transport of gas are mentioned, analyzing the economic characteristics of the two transport systems, and finally answering the question of which transport method is the most advantageous.



*Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου*

Λέξεις – Κλειδιά

Φυσικό Αέριο

Αγωγός

LNG Carrier



Πίνακας Περιεχομένων

Πρόλογος	v
Περίληψη	vi
Abstract	vii
Πίνακας Περιεχομένων.....	ix
Πίνακας Σχημάτων	xii
Πίνακες	xiii
Κατάλογος Εικόνων	xiv
Κατάλογος Χαρτών	xv
Συντμήσεις	xvi
1. Εισαγωγή.....	1
1.1 Αντικείμενο, στόχοι και σκοπιμότητα.....	1
1.1.1 Το αντικείμενο της εργασίας.....	1
1.1.2 Οι στόχοι της εργασίας.....	1
1.1.3 Η σκοπιμότητα της εργασίας.....	1
1.2 Μεθοδολογία.....	2
1.3 Διάρθρωση της εργασίας	2
2. Το Φυσικό Αέριο	4
2.1 Τα χαρακτηριστικά του Φυσικού Αερίου	4
2.2 Το Φυσικό Αέριο στην Οικονομία	7
2.2.1 Ανάπτυξη του εμπορίου Φυσικού Αερίου.....	8
2.2.1.1 Στατιστικά στοιχεία εισαγωγών και εξαγωγών	8
2.2.1.2 Τάσεις του διεθνούς εμπορίου	8
2.2.1.3 Επιχειρησιακά σχέδια.....	8
2.2.2 Επενδύσεις στο Φυσικό Αέριο.....	11
2.2.2.1 Η επίδραση της πανδημίας COVID-19	11
2.2.2.2 Η ανάκαμψη της ζήτησης LNG και μελλοντικά σχέδια	13
2.2.2.3 Επενδύσεις στην Ελλάδα.....	17
2.3 Το σύστημα μεταφοράς Φυσικού Αερίου.....	18
2.3.1 Αγωγοί.....	19
2.3.1.1 Υλικό κατασκευής.....	19
2.3.1.2 Υποδομές υποστήριξης λειτουργίας.....	20
2.3.1.3 Συστήματα ελέγχου	22
2.3.2 Δεξαμενόπλοια (LNG Carriers).....	23
2.3.2.1 Γενικά χαρακτηριστικά	24
2.3.2.2 Σύστημα Πρόωσης και διαχείρισης φορτίου	26
2.3.2.3 Τύποι Δεξαμενόπλοιων LNG.....	27
3. Γεωπολιτική της Ενέργειας στην Ευρώπη	33
3.1 Υποδομές Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη	36
3.1.1 Υφιστάμενο και σχεδιαζόμενο δίκτυο Αγωγών στην Ευρώπη.....	36
3.1.1.1 Αγωγοί προερχόμενοι από τη Ρωσία.....	37
3.1.1.2 Αγωγοί προερχόμενοι από το Αζερμπαϊτζάν.....	38
3.1.1.3 Διασυνδεδημένοι Αγωγοί Βαλκανίων.....	39
3.1.2 Τερματικά Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη και τη Μεσόγειο	40
3.1.2.1 Τερματικά LNG στην Ευρώπη	41
3.1.2.2 Τερματικά LNG στη Βόρεια Αφρική.....	42
3.1.2.3 Αποθηκευτική ικανότητα	42



3.2	Ενεργειακή Ασφάλεια της Ευρώπης.....	46
3.2.1	Ενεργειακή Εξάρτηση της Ευρώπης.....	46
3.2.1.1	Αναζήτηση εναλλακτικών λύσεων	47
3.2.1.2	Η γεωπολιτική παράμετρος	48
3.2.1.3	Ο ρόλος της Τουρκίας	49
3.2.2	Κοιτάσματα Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη και τη Μεσόγειο	50
3.2.2.1	Κοιτάσματα Φυσικού Αερίου στη Μεσόγειο	50
3.2.2.2	Τα κοιτάσματα Φυσικού Αερίου της Κύπρου	51
3.2.2.3	Η μελλοντική αξία των αποθεμάτων.....	54
3.3	Ενεργειακός Διάδρομος Νοτιοανατολικής Μεσογείου	58
3.3.1	Ο αγωγός EastMed.....	58
3.3.1.1	Τεχνικά χαρακτηριστικά.....	59
3.3.1.2	Σημασία του EastMed	59
3.3.1.3	Πιθανές δυσκολίες υλοποίησης του EastMed	62
3.3.2	Τερματικά LNG στη Μεσόγειο	64
3.3.2.1	Ανάπτυξη δικτύου τερματικών LNG σε Ελλάδα και Κύπρο	64
3.3.2.2	Τερματικά LNG σε Ελλάδα και Κύπρο	65
3.3.2.3	Ανεφοδιασμός πλοίων (bunkering).....	67
3.3.3	«Υβριδικό» μοντέλο.....	67
3.3.3.1	Τερματικά FRSU ως προσωρινή λύση.....	68
3.3.3.2	Παράλληλη μεταφορά μέσω αγωγών και δεξαμενόπλοιων LNG	68
3.3.3.3	Τα σχέδια της Κύπρου.....	68
4.	Σύγκριση Μεταφοράς Φυσικού Αερίου μεταξύ Αγωγών και Δεξαμενόπλοιων.....	70
4.1	Οικονομική Ανάλυση των Αγωγών.....	70
4.1.1	Στοιχεία CAPEX και OPEX.....	71
4.1.1.1	CAPEX.....	71
4.1.1.2	OPEX.....	74
4.1.1.3	Απόδοση αγωγού βάσει CAPEX και OPEX	74
4.1.2	Τεχνοοικονομική προσέγγιση.....	75
4.1.2.1	Οικονομική διασφάλιση έργου	75
4.1.2.2	Συμφωνίες Μεταφοράς και Πώλησης Αερίου (GTA/GSA).....	76
4.1.2.3	Χαρακτηριστικά και τύποι Συμφωνιών Μεταφοράς Αερίου (GTA).....	76
4.1.3	Τιμολόγηση.....	78
4.1.3.1	Ανάκτηση δαπανών	78
4.1.3.2	Δομές τιμολόγησης	78
4.1.3.3	Πρόσθετοι παράγοντες που επηρεάζουν την τιμολόγηση.....	80
4.2	Οικονομική Ανάλυση των Δεξαμενόπλοιων και των Τερματικών LNG	81
4.2.1	Στοιχεία CAPEX και OPEX.....	81
4.2.1.1	CAPEX.....	82
4.2.1.2	OPEX.....	83
4.2.1.3	Εμπορικές δομές LNG.....	84
4.2.2	Συμφωνίες Μεταφοράς και Πώλησης Αερίου (GTA/GSA).....	85
4.2.3	Οικονομικά στοιχεία Δεξαμενόπλοιων LNG	85
4.2.3.1	Ναύλωση δεξαμενόπλοιων LNG	86
4.2.3.2	Η τιμολόγηση του LNG.....	86
4.2.3.3	Τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης.....	87
4.3	Ο γεωπολιτικός παράγοντας.....	88
4.3.1	Ενεργειακή επάρκεια.....	89
4.3.1.1	Έρευνα και παραγωγή	89



4.3.1.2	Ανάπτυξη εγχώριων αγορών.....	89
4.3.1.3	Στρατηγικές υποδομές.....	89
4.3.2	Γεωπολιτική αναβάθμιση	90
4.3.2.1	Η συμβολή των υποδομών.....	90
4.3.2.2	Ενεργειακός κόμβος.....	90
4.3.2.3	Ο ρόλος των πετρελαϊκών εταιρειών	91
4.3.3	Ο ρόλος των Δεξαμενόπλοιων LNG.....	91
4.3.3.1	Ο στρατηγικός ρόλος των Δεξαμενόπλοιων LNG.....	91
4.3.3.2	Ασφάλεια των Δεξαμενόπλοιων LNG	92
4.3.3.3	Ο ρόλος των ναυτιλιακών clusters	92
4.4	Τα κοιτάσματα της Νοτιοδυτικής Κρήτης.....	93
4.4.1	Τεχνικό Κόστος Παραγωγής (T.P.C).....	93
4.4.1.1	Το κοιτάσμα Tamar.....	94
4.4.1.2	Το κοιτάσμα Zohr	95
4.4.1.3	Τα κοιτάσματα της Κρήτης	96
4.4.2	Μεταφορά του Φυσικού Αερίου από τα κοιτάσματα της Κρήτης.....	98
4.4.2.1	Μεταφορά μέσω αγωγού.....	98
4.4.2.2	Μεταφορά μέσω LNG Carriers	101
	Συμπεράσματα.....	103
	Βιβλιογραφία.....	108
	Παράρτημα Α: “Πίνακες ”	115
	Παράρτημα Β: “Διαγράμματα”	117
	Παράρτημα Γ: “Χάρτες”.....	118
	Παράρτημα Δ: “Στατιστικές Σειρές”.....	119



Πίνακας Σχημάτων

Σχήμα 1: Παραγωγή Σχιστολιθικού Φυσικού Αερίου στις ΗΠΑ.....	12
Σχήμα 2: Επενδύσεις σε υποδομές αερίου 2015-2020.....	13
Σχήμα 3: Εξαγωγική ικανότητα LNG ανά γεωγραφική περιοχή και επενδύσεις σε εγκεκριμένα έργα.....	15
Σχήμα 4: Επενδύσεις σε νέα και υφιστάμενα κοιτάσματα (ηπειρωτικά, υποθαλάσσια και σχιστολιθικά) ανά έτος σε \$δισ.....	15
Σχήμα 5: Δείκτης κόστους upstream, δείκτης κόστους upstream shale και βασικές αλλαγές στα στοιχεία κόστους, 2019-2021.....	16
Σχήμα 6: Κοιτάσματα πετρελαίου και Φυσικού Αερίου που ανακαλύφθηκαν και επιβεβαιώθηκαν, 2000-2021.....	16
Σχήμα 7: Κατανάλωση Ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση ανά καύσιμο (2021).....	34
Σχήμα 8: Παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας ανά αγαθό 2000-2021.....	35
Σχήμα 9: Μοναδιαίο κόστος επένδυσης και τιμολόγια μεταφοράς μεγάλων διεθνών αγωγών.....	80
Σχήμα 10: Μεταφορικό κόστος μέσω αγωγού και Δεξαμενόπλοιων LNG.....	106



Πίνακες

Πίνακας 1: Παγκόσμια παραγωγή Φυσικού Αερίου 2021.....	6
Πίνακας 2: Το παγκόσμιο εμπόριο Φυσικού Αερίου 2001-2021.....	10
Πίνακας 3: Κατανάλωση ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση (σε EJ).....	34
Πίνακας 4: Παραγωγή και Κατανάλωση Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη.....	50
Πίνακας 5: Κοιτάσματα Φυσ. Αερίου στη Μεσόγειο (Παρούσα και Μελλοντική Αξία). 53	
Πίνακας 6: Κοιτάσματα Φυσικού Αερίου Νοτιοανατολικής Μεσογείου.....	55



Κατάλογος Εικόνων

Εικόνα 1: Απεικόνιση της παραγωγής, επεξεργασίας, μεταφοράς και αποθήκευσης Φυσικού Αερίου.....	19
Εικόνα 2: Δεξαμενόπλοιο LNG με σύστημα Moss.....	28
Εικόνα 3: Σχέδια Δεξαμενόπλοιου LNG με σύστημα Moss και ενδεικτικά τεχνικά χαρακτηριστικά.....	28
Εικόνα 4: Δεξαμενόπλοιο LNG με σύστημα μεμβράνης.....	29
Εικόνα 5: Δεξαμενόπλοιο LNG με πρισματικές δεξαμενές.....	30
Εικόνα 6: Σχέδια Δεξαμενόπλοιου LNG με πρισματικές δεξαμενές και ενδεικτικά τεχνικά χαρακτηριστικά.....	31



Κατάλογος Χαρτών

Χάρτης 1: Το Δίκτυο των κύριων αγωγών αερίου σε λειτουργία και υπό σχεδίαση στην Ευρώπη.....	37
Χάρτης 2: Τερματικά Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη (Σε λειτουργία, υπό κατασκευή και υπό σχεδίαση).....	44
Χάρτης 3: Τερματικά Φυσικού Αερίου σε λειτουργία στην Ευρώπη και τη Μεσόγειο.....	45
Χάρτης 4: Κοιτάσματα Φυσικού Αερίου ΝΑ Μεσογείου.....	57
Χάρτης 1: Οι ΑΟΖ των χωρών της Ανατολικής Μεσογείου σύμφωνα με τον Χάρτη του Πανεπιστημίου της Σεβίλλης, όπως έχει δημοσιευθεί από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και βασίζεται στις προβλέψεις της UNCLOS.....	58



Συντμήσεις

ΑΕΠ: Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν

ΑΟΖ: Ανεξάρτητη Οικονομική Ζώνη

Bar: Μονάδα μέτρησης πίεσης

Bcm: Billion Cubic Meters, δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα.

Bcma: Billion cubic meters per annum, δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα ετησίως.

Boe: Barrels of Oil Equivalent. Αντιστοίχιση ποσότητας Φυσικού Αερίου σε βαρέλια πετρελαίου.

Btu: British thermal unit - Η βρετανική μονάδα θερμότητας. Είναι μία παραδοσιακή μονάδα έργου ισοδύναμη με περίπου 1055 joule. Είναι η ποσότητα έργου που χρειάζεται για να αυξηθεί η θερμοκρασία μίας λίμπρας νερού κατά έναν βαθμό Fahrenheit.

Breakeven (point): Νεκρό σημείο. Ονομάζεται το ποσό ακριβώς των πωλήσεων, που μια επιχείρηση καλύπτει το σύνολο των εξόδων της, σταθερά και μεταβλητά, μη πραγματοποιώντας ούτε κέρδος ούτε ζημιά

CAPEX: Capital Expenditure. Δαπάνη κεφαλαίου.

Delivery ex-ship (παράδοση εκ του πλοίου): όρος στο διεθνές εμπορικό δίκαιο που προσδιορίζει σε ποιο σημείο οι αντίστοιχες υποχρεώσεις, το κόστος και ο κίνδυνος που συνεπάγεται η παράδοση των αγαθών μετατοπίζονται από τον πωλητή στον αγοραστή σύμφωνα με το πρότυπο Incoterms.

EJ: Exajoule

FID: Final Investment Decisions. Τελικές επενδυτικές αποφάσεις.

FIEX: Financial Expenditure. Χρηματοοικονομικές δαπάνες.

Free-on-board (ελεύθερο επί του πλοίου): όρος στο διεθνές εμπορικό δίκαιο που προσδιορίζει σε ποιο σημείο οι αντίστοιχες υποχρεώσεις, το κόστος και ο κίνδυνος που συνεπάγεται η παράδοση των αγαθών μετατοπίζονται από τον πωλητή στον αγοραστή σύμφωνα με το πρότυπο Incoterms.

FSRU: Floating Storage Regasification Unit. Πλωτή Μονάδα Επαναεριοποίησης και Αποθήκευσης Αερίου. Συνήθως πρόκειται για μετασκευασμένο Δεξαμενόπλοιο LNG που χρησιμοποιείται για την Επαναεριοποίηση του αερίου που παραλαμβάνεται σε μορφή LNG.

GSA: Gas Sales Agreements. Συμφωνίες πώλησης Φυσικού Αερίου.



GTA: Gas Transportation Agreements. Συμφωνίες μεταφοράς Φυσικού Αερίου.

JKM: Japan Korean Marker. Είναι δείκτης τιμών spot στη βορειοανατολική Ασία για το LNG που παραδίδεται στην Ιαπωνία και την Κορέα. Η τιμή αντικατοπτρίζει όχι μόνο το φορτίο που παραδόθηκε στην Ιαπωνία και την Κορέα, αλλά και αυτό που παραδόθηκε στην Ταϊβάν και την Κίνα.

Km: Χιλιόμετρα

LIBOR: London Interbank Offered Rate. Διατραπεζικό Προσφερόμενο Επιτόκιο του Λονδίνου. Το διατραπεζικό επιτόκιο του Λονδίνου είναι ένας μέσος όρος επιτοκίου που υπολογίζεται από τις εκτιμήσεις που υποβάλλονται από τις κορυφαίες τράπεζες του Λονδίνου. Κάθε τράπεζα εκτιμά τι θα χρεωνόταν αν δανειζόταν από άλλες τράπεζες. Το μέσο επιτόκιο που προκύπτει συνήθως συντομογραφείται ως LIBOR.

LNG: Liquefied Natural Gas – Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο

LNG Carrier: Υγραεριοφόρο πλοίο

LPG: Liquefied Petroleum Gas – Υγροποιημένο Αέριο Πετρελαίου

MAOP: Maximum Allowable Operating Pressure. Μέγιστη Επιτρεπόμενη Πίεση Λειτουργίας. Είναι ένα όριο πίεσης που ορίζεται, συνήθως από κυβερνητικό φορέα, το οποίο ισχύει για δοχεία πίεσης συμπιεσμένου αερίου, αγωγούς και δεξαμενές αποθήκευσης.

Mcm: Million cubic meters. Εκατομμύρια κυβικά μέτρα.

mmBtu: Εκατομμύρια Btu

mtpa: Million tons per annum. Εκατομμύρια τόνοι ανά έτος.

MW: Megawatt, μονάδα μέτρησης ισχύος.

NBP: National Balancing Point. Ένα νοητό σημείο παράδοσης στο εθνικό σύστημα μεταφοράς. Θεωρείται ότι όλο το αέριο που εισέρχεται στο εθνικό σύστημα μεταφοράς ρέει προς το NBP και ότι το αέριο που εξέρχεται από αυτό προέρχεται από το NBP. Το αέριο αποτελεί αντικείμενο διαπραγμάτευσης στο NBP σύμφωνα με τους όρους του NBP.

NPV: Net Present Value – Καθαρή Παρούσα Αξία

OPEX: Operating Expense. Λειτουργικό έξοδο.

SPA: Sales and purchase agreement. Συμφωνία πώλησης και αγοράς αερίου.

tpa: tons per annum. Τόνοι ανά έτος.

TTF: Title Transfer Facility. Είναι ένα εικονικό σημείο εμπορίας Φυσικού Αερίου στην Ολλανδία. Αυτό το σημείο διαπραγμάτευσης παρέχει τη δυνατότητα σε ορισμένους εμπόρους στην Ολλανδία να διαπραγματεύονται συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης,



*Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου*

φυσικές συναλλαγές και συναλλαγές. Αποτελεί το πιο ρευστό σημείο εμπορίας Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη και ως εκ τούτου, πολλές φορές χρησιμεύει ως δείκτης τιμολόγησης για τη συνολική ευρωπαϊκή αγορά εισαγωγής LNG.

UNCLOS: United Nations Convention on the Law of the Sea. Σύμβαση των Ηνωμένων Εθνών για το Δίκαιο της Θάλασσας. Διεθνής συμφωνία που θεσπίζει το νομικό πλαίσιο για όλες τις θαλάσσιες δραστηριότητες. 168 χώρες είναι συμβαλλόμενα μέρη. Η Τουρκία δεν την έχει υπογράψει.

USG: United States Gulf. Εννοούμε το αέριο και πετρέλαιο που παράγεται από τις ΗΠΑ στον Κόλπο του Μεξικού

VLCC: Very Large Crude Carrier – Πολύ Μεγάλο Πετρελαιοφόρο Αργού Πετρελαίου.



1. Εισαγωγή

1.1 Αντικείμενο, στόχοι και σκοπιμότητα

1.1.1 Το αντικείμενο της εργασίας

Το αντικείμενο που πραγματεύεται η παρούσα εργασία είναι ένας από τους πολυτιμότερους φυσικούς πόρους και ένα από τα ευρύτερα διαδεδομένο καύσιμο παγκοσμίως, το Φυσικό Αέριο, η παραγωγή του, η μεταφορά και η εμπορία του. Τέλος, εξετάζεται ο τρόπος με τον οποίο επιδρά το Φυσικό Αέριο στο παγκόσμιο γεωπολιτικό περιβάλλον και πώς επηρεάζεται η παραγωγική του διαδικασία από ποικίλους παράγοντες.

1.1.2 Οι στόχοι της εργασίας

Στόχος της εργασίας είναι να αναδείξει τον προσφορότερο τρόπο μεταφοράς του Φυσικού Αερίου από τον τόπο εξόρυξης, στις αγορές όπου πρόκειται να αξιοποιηθεί εμπορικά είτε από το καταναλωτικό κοινό, είτε από τη βιομηχανία. Παρουσιάζονται οι διαθέσιμοι τρόποι για να μεταφερθεί το Φυσικό Αέριο, γίνεται σύγκριση μεταξύ τους και αναδεικνύεται η πλέον ενδεδειγμένη λύση, όπως προκύπτει από τη διεθνή βιβλιογραφία και τις ακολουθούμενες πρακτικές.

1.1.3 Η σκοπιμότητα της εργασίας

Η ανακάλυψη κοιτασμάτων Φυσικού Αερίου εμπορικά αξιοποιήσιμων στην Κύπρο καθώς και άλλων δυνητικών στην Ελλάδα, οδηγεί σε ένα επικοινωνιακό διάλογο για τον βέλτιστο τρόπο αξιοποίησής τους. Σε αυτά τα πλαίσια εντάσσεται η επιλογή των αγορών στις οποίες θα απευθυνθούν οι δύο χώρες προς διάθεση των αποθεμάτων και κατ' επέκταση και του τρόπου με τον οποίο θα διοχετευτεί το Φυσικό Αέριο σε αυτές. Επομένως, η σκοπιμότητα της παρούσας είναι να συνεισφέρει στην επιλογή του βέλτιστου τρόπου μεταφοράς Φυσικού Αερίου στις αγορές, λαμβάνοντας υπόψη σε ποιες από αυτές θα αποφασιστεί να διοχετευτεί.



1.2 Μεθοδολογία

Για την εκπόνηση της παρούσας διπλωματικής εργασίας, ακολουθήθηκε συγκεκριμένη μεθοδολογία για τη συλλογή του πληροφοριακού υλικού και στη συνέχεια τη συγγραφή.

Αρχικά, γινόταν καθημερινή επισκόπηση της ειδησεογραφίας που αφορούσε τα ενεργειακά ζητήματα, σε μια περίοδο η οποία χαρακτηριζόταν από μεγάλη ρευστότητα λόγω της ρωσικής εισβολής στην Ουκρανία, γεγονός που επέφερε σημαντικές μεταβολές τόσο στο γεωπολιτικό περιβάλλον, όσο και στα θέματα ενέργειας, ιδιαίτερα στην Ευρώπη.

Στη συνέχεια εντοπίστηκαν έγκυρα επιστημονικά άρθρα και εργασίες που αφορούσαν θέματα σχετιζόμενα με το Φυσικό Αέριο, τους τρόπους μεταφοράς του και γενικότερα ενεργειακά θέματα. Οι εργασίες αυτές υποδείχθηκαν από τον επιβλέποντα καθηγητή της παρούσας, άλλα εντοπίστηκαν στον ιστότοπο του Ινστιτούτου Ενέργειας Ανατολικής Μεσογείου και άλλα σε έγκυρους ιστότοπους ασχολούμενους με θέματα ενέργειας.

Στατιστικά στοιχεία και διαγράμματα συλλέχθηκαν από τη βάση ναυτιλιακών δεδομένων Clarksons, με πρόσβαση που εξασφαλίστηκε από το Πανεπιστήμιο Πειραιώς, την Ευρωπαϊκή Στατιστική Υπηρεσία (Eurostat) καθώς και από τις ετήσιες αναφορές της εταιρείας BP.

Επιπλέον στοιχεία αντλήθηκαν από τις σημειώσεις, τις διαλέξεις και τις παρουσιάσεις των μαθημάτων του ΔΠΜΣ «Διοίκηση στη Ναυτική Επιστήμη και Τεχνολογία».

Τα στοιχεία που συλλέχθηκαν, αξιολογήθηκαν, επιλέχθηκαν και στη συνέχεια καταγράφηκαν στην παρούσα εργασία.

1.3 Διάρθρωση της εργασίας

Το πρώτο κεφάλαιο της παρούσας είναι το εισαγωγικό όπου αναφέρονται το αντικείμενο, οι στόχοι, η σκοπιμότητα και αναφέρεται η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε.

Στο δεύτερο κεφάλαιο γίνεται αναφορά στα χαρακτηριστικά του Φυσικού Αερίου και τη θέση που κατέχει στη σύγχρονη οικονομία και το διεθνές εμπόριο. Αναλύονται οι επενδύσεις που γίνονται στη βιομηχανία του Φυσικού Αερίου, η επίδραση της πανδημίας COVID-19 σε αυτές, ενώ αναλύονται οι επενδύσεις των τελευταίων ετών που πραγματοποιούνται στην Ελλάδα. Στη συνέχεια περιγράφονται οι τρόποι μεταφοράς του αερίου και αναλύονται οι αγωγοί και ο τρόπος λειτουργίας τους, όπως επίσης και τα δεξαμενόπλοια LNG και οι τύποι τους.



Το τρίτο κεφάλαιο αναφέρεται στην γεωπολιτική και τον τρόπο που αυτή επηρεάζεται από το Φυσικό Αέριο και τις υποδομές υποστήριξής του. Καταγράφονται οι κυριότεροι αγωγοί που εφοδιάζουν την Ευρώπη, καθώς και τα τερματικά LNG που λειτουργούν ή πρόκειται να λειτουργήσουν στην Ευρώπη και την ευρύτερη περιοχή της. Αναλύεται η ενεργειακή ασφάλεια της Ευρώπης και η προσπάθεια για απεξάρτησή της από μοναδικούς προμηθευτές, μέσω αναζήτησης εναλλακτικών πηγών εφοδιασμού και γίνεται αναφορά στα κοιτάσματα που έχουν σχετικά πρόσφατα ανακαλυφθεί στην Ανατολική Μεσόγειο. Το κεφάλαιο κλείνει με την ανάλυση του Ενεργειακού Διαδρόμου της Ανατολικής Μεσογείου που αφορά άμεσα την Ελλάδα και την Κύπρο, με ιδιαίτερη αναφορά στα ενεργειακά σχέδια των δύο αυτών χωρών.

Το τέταρτο κεφάλαιο συγκρίνει τους δύο τρόπους μεταφοράς του Φυσικού Αερίου και στη συνέχεια αναλύει τα οικονομικά στοιχεία τόσο των αγωγών, όσο και των Δεξαμενόπλοιων και των τερματικών LNG. Περιγράφεται ο μηχανισμός καθορισμού της τιμής του αερίου και οι διάφορες συμβάσεις που χρησιμοποιούνται για την εμπορία του. Το κεφάλαιο καταλήγει με τον ρόλο που διαδραματίζει η γεωπολιτική στην επιλογή της μεθόδου με την οποία θα μεταφερθεί το Φυσικό Αέριο.

Στα συμπεράσματα της εργασίας καταγράφεται ο βέλτιστος τρόπος για τη μεταφορά του Φυσικού Αερίου, σύμφωνα με όσα αναφέρθηκαν στα προηγούμενα κεφάλαια.

Τέλος, στα Παραρτήματα υπάρχουν υποστηρικτικοί χάρτες και πίνακες που βοηθούν στην καλύτερη κατανόηση όσων αναφέρονται στο κυρίως σώμα της εργασίας.



2. Το Φυσικό Αέριο

Το Φυσικό Αέριο (μεθάνιο) είναι αέριο μείγμα κορεσμένων υδρογονανθράκων με μικρό αριθμό ατόμων άνθρακα. Η εξαγωγή του γίνεται από υπόγειες κοιλότητες στις οποίες βρίσκεται υπό υψηλή πίεση και χρησιμοποιείται ως καύσιμο και πρώτη ύλη της χημικής βιομηχανίας.

2.1 Τα χαρακτηριστικά του Φυσικού Αερίου

Από τον τόπο εξόρυξης, πλησίον των κοιτασμάτων μπορεί να μεταφερθεί στον τόπο αξιοποίησης χωρίς περαιτέρω επεξεργασία. Αποτελεί το τρίτο σημαντικότερο ενεργειακό αγαθό που μεταφέρεται δια θαλάσσης, μετά το πετρέλαιο και τον άνθρακα. Εφόσον η καύση του είναι καθαρή, αποτελεί την προτιμητέα πηγή για την παραγωγή ενέργειας. (Stopford, 2018). Μεταξύ των ετών 2011 και 2021 η κατανάλωση αερίου αυξήθηκε κατά 2,2% ετησίως, έναντι 0,7% ετησίως του πετρελαίου και 0,1% ετησίως του άνθρακα. (BP, 2022). Συγκρίνοντας τα αντίστοιχα ποσοστά αύξησης της κατανάλωσης για την περίοδο 1990-2005 (2,2% για το αέριο, 1,3% για το πετρέλαιο και 1,8% για τον άνθρακα) (Stopford, 2018), παρατηρούμε ένα σταθερό ρυθμό αύξησης της κατανάλωσης του αερίου, ενώ για τα άλλα δύο καύσιμα ο ρυθμός αύξησης κατανάλωσης μειώθηκε. Το αέριο παραδίδεται στις αγορές μεταφερόμενο με αγωγούς, ενώ σε κάποιες περιπτώσεις, όπου αυτό δεν είναι εφικτό, μετατρέπεται πρώτα σε υγροποιημένο Φυσικό Αέριο (LNG). Η τεχνολογία της υγροποίησης είναι δοκιμασμένη και πολύ αξιόπιστη, θεωρείται όμως δύσκαμπτη και δαπανηρή (Stopford, 2018), κάτι που θα κληθεί να αποδείξει η παρούσα εργασία. Σε ότι αφορά τις τιμές ναύλων τον Σεπτέμβριο του 2022 για LNG Carrier με δίχρονη μηχανή ήταν \$170.000 την ημέρα, ενώ ενός VLCC, \$54.700 την ημέρα. Φαίνεται καθαρά η μεγάλη διαφορά στην τιμή των ναύλων μεταξύ υγροποιημένου αερίου και πετρελαίου.

Η παγκόσμια κατανάλωση το 2021 άγγιξε τα 4.037,5 δις κυβικά μέτρα, σημειώνοντας αύξηση κατά 5,3% σε σχέση με το 2020, ξεπερνώντας για πρώτη φορά το όριο των 4 δις κυβικών μέτρων. Η ζήτηση ξεπέρασε τα επίπεδα προ της πανδημίας COVID-19 το 2019. Το μερίδιό της στην πρωτογενή ενέργεια το 2021 παρέμεινε αμετάβλητο σε σχέση με το προηγούμενο έτος στο 24%. (BP, 2022).



Οι τιμές του Φυσικού Αερίου ανέκαμψαν ισχυρά και στις τρεις μεγάλες περιοχές-αγορές το 2021, τετραπλασιάστηκαν σε ετήσια επίπεδα ρεκόρ στην Ευρώπη (TTF κατά μέσο όρο \$16,02/mmBtu) και τριπλασιάστηκαν στην αγορά spot LNG της Ασίας (JKM κατά μέσο όρο \$18,60/mmBtu). Οι τιμές του αμερικανικού Henry Hub¹ σχεδόν διπλασιάστηκαν σε μέσο όρο \$3,84/mmBtu το 2021 - το υψηλότερο ετήσιο επίπεδό τους από το 2014. Η προσφορά LNG αυξήθηκε κατά 5,6% (+26 Bcm) στα 516 Bcm το 2021, ο χαμηλότερος ρυθμός ανάπτυξης της από το 2015 (εκτός από το 2020). Η προσφορά LNG από τις ΗΠΑ αυξήθηκε κατά 34 Bcm, αντιπροσωπεύοντας το μεγαλύτερο μέρος της νέας αυξημένης προσφοράς και υπεραντιστάθμισης των μειώσεων κυρίως από άλλους εξαγωγείς της Λεκάνης του Ατλαντικού. Η Κίνα ξεπέρασε την Ιαπωνία ως ο μεγαλύτερος εισαγωγέας LNG στον κόσμο και αντιπροσώπευε σχεδόν το 60% της παγκόσμιας αύξησης της ζήτησης LNG το 2021. Οι εξαγωγές μέσω αγωγών της Αλγερίας προς την Ευρώπη ήταν η μεγαλύτερη πηγή αύξησης της προσφοράς αγωγών στην περιοχή (+13 Bcm) το 2021, ακολουθούμενη από το Αζερμπαϊτζάν (+6 Bcm). Παράλληλα, ενώ η συνολική παροχή ρωσικών αγωγών στην Ευρώπη ήταν σταθερή στα 167 Bcm το 2021, οι εξαγωγές στην ΕΕ μειώθηκαν κατά 8,2% (-12 Bcm), ως αποτέλεσμα της πολεμικής σύρραξης στην Ουκρανία. (BP, 2022).

Ως πηγή ενέργειας το Φυσικό Αέριο χρησιμοποιείται από το 1825 μετά την ανακάλυψη μικρών ποσοτήτων στη Φρεντόνια της Νέας Υόρκης. Τη δεκαετία του 1860 ανακαλύφθηκαν μεγαλύτερα αποθέματα στην Πενσυλβάνια. Μετά την ανακάλυψη αυτή, κατασκευάστηκε και ο πρώτος αγωγός μεταφοράς αερίου κατασκευασμένος από χυτοσίδηρο 6 ιντσών, από την κομητεία Μπάτλερ της Πενσυλβάνιας σε ένα σιδηρουργείο κοντά στο Πίτσμπουργκ, στην περιοχή Αίτνα, μήκους 17 μιλίων. Πλέον η χρήση του είναι ευρύτατη στις ΗΠΑ, Ευρωπαϊκή Ένωση, Ρωσία, Μέση Ανατολή, Ιαπωνία, Νότια Κορέα και σε άλλες χώρες της Ασίας (Storford, 2018). Σε ότι αφορά τα κοιτάσματα εντοπίζονται στη Μέση Ανατολή, τη Ρωσία, στην Αμερική, την Ευρωπαϊκή Ένωση και σε μικρότερες ποσότητες σε χώρες της Αφρικής και της Ασίας. Μεγαλύτερος παραγωγός αερίου το 2021 ήταν οι ΗΠΑ (23,1% της παγκόσμιας παραγωγής), γεγονός που οφείλεται στην αξιοποίηση του σχιστολιθικού αερίου που εντοπίστηκε σχετικά πρόσφατα. Ακολουθήθηκε

¹ Είναι ένας κόμβος διανομής στο σύστημα αγωγών Φυσικού Αερίου στο Erath της Λουϊζιάνα. Λόγω της σημασίας του, δανείζει το όνομά του στο σημείο τιμολόγησης για τα συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης Φυσικού Αερίου που διαπραγματεύονται στο Χρηματιστήριο Εμπορευμάτων της Νέας Υόρκης (NYMEX) και τα συμβόλαια ανταλλαγής OTC που διαπραγματεύονται στο Intercontinental Exchange (ICE).



Δημήτριος Μπολοβίνος, Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου

από τη Ρωσική Ομοσπονδία (17,4%), ενώ αναλυτικά η παγκόσμια παραγωγή ανά κράτος παρουσιάζεται στον Πίνακα 1.

Πίνακας 1. Παγκόσμια παραγωγή Φυσικού Αερίου 2021

Natural gas

Natural gas: Production in billion cubic metres*

Billion cubic metres	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Growth rate per annum		
												2021	2011-21	Share 2021
Canada	151.1	150.3	151.9	159.0	160.8	165.1	171.3	176.8	169.8	165.7	172.3	4.3%	1.3%	4.3%
Mexico	52.1	50.9	52.5	51.3	47.9	43.7	38.3	35.2	31.3	30.5	29.2	-3.8%	-5.6%	0.7%
US	617.4	649.1	655.7	704.7	740.3	727.4	746.2	840.9	928.1	915.9	934.2	2.3%	4.2%	23.1%
Total North America	820.5	850.3	860.1	915.0	949.0	936.1	955.7	1052.9	1129.2	1112.1	1135.8	2.4%	3.3%	28.1%
Argentina	37.7	36.7	34.6	34.5	35.5	37.3	37.1	39.4	41.6	38.3	38.6	1.1%	0.2%	1.0%
Bolivia	15.0	17.1	19.6	20.3	19.6	18.8	18.3	17.1	15.0	14.5	15.1	4.7%	*	0.4%
Brazil	17.2	19.8	21.9	23.3	23.8	24.1	27.2	25.2	25.7	24.2	24.3	0.7%	3.5%	0.6%
Colombia	10.5	11.5	13.2	12.3	11.6	12.0	11.8	12.4	12.6	12.5	12.6	1.2%	1.8%	0.3%
Peru	11.5	12.0	12.4	13.1	12.7	14.0	13.0	12.8	13.5	12.2	11.5	-5.4%	*	0.3%
Trinidad & Tobago	38.7	38.5	38.7	38.1	36.0	31.3	31.9	34.0	34.6	29.5	24.7	-15.9%	-4.4%	0.6%
Venezuela	30.2	31.9	30.6	31.8	36.1	37.2	38.6	31.6	25.6	21.6	24.0	11.5%	-2.3%	0.6%
Other S. & Cent. America	3.2	3.0	2.7	2.6	2.9	3.1	3.1	3.0	3.2	2.7	2.6	-4.1%	-2.1%	0.1%
Total S. & Cent. America	164.1	170.6	173.8	176.0	178.0	177.9	180.9	175.4	171.8	155.3	153.3	-1.0%	-0.7%	3.8%
Denmark	6.9	6.0	5.0	4.8	4.8	4.7	5.1	4.3	3.2	1.4	1.3	-4.9%	-15.3%	*
Germany	10.5	9.5	8.6	8.1	7.5	6.9	6.4	5.5	5.3	4.5	4.5	0.4%	-8.0%	0.1%
Italy	8.0	8.2	7.4	6.8	6.4	5.5	5.3	5.2	4.6	3.9	3.2	-18.4%	-8.9%	0.1%
Netherlands	69.5	68.4	72.4	60.4	45.9	44.3	37.9	32.3	27.8	20.1	18.1	-9.6%	-12.6%	0.4%
Norway	100.5	113.9	107.9	107.5	116.1	115.9	123.7	121.3	114.3	111.5	114.3	2.8%	1.3%	2.8%
Poland	4.5	4.5	4.4	4.3	4.3	4.1	4.0	4.0	4.0	3.9	3.9	-1.2%	-1.4%	0.1%
Romania	10.1	10.1	10.0	10.2	10.2	9.1	10.0	10.0	9.6	8.6	8.5	-1.3%	-1.7%	0.2%
Ukraine	19.5	19.4	20.2	20.2	18.8	19.0	19.4	19.7	19.4	19.1	18.6	-2.5%	-0.5%	0.5%
United Kingdom	46.1	39.2	37.0	37.4	40.7	41.7	41.9	40.6	39.2	39.5	32.7	-16.9%	-3.4%	0.8%
Other Europe	9.2	8.4	7.2	6.3	6.1	8.7	9.0	8.4	7.4	6.3	5.4	-14.5%	-5.3%	0.1%
Total Europe	284.8	287.5	280.0	266.1	260.8	259.9	262.7	251.3	234.8	218.7	210.4	-3.5%	-3.0%	5.2%
Azerbaijan	16.0	16.8	17.5	18.4	18.8	18.3	17.8	18.8	23.9	25.9	31.8	23.3%	7.1%	0.8%
Kazakhstan	28.7	29.0	30.4	31.0	31.2	31.5	33.4	33.1	33.1	33.3	32.0	-3.8%	1.1%	0.8%
Russian Federation	616.8	601.9	614.5	591.2	584.4	589.3	635.6	689.1	679.0	637.3	701.7	10.4%	1.3%	17.4%
Turkmenistan	56.3	59.0	59.0	63.5	65.9	63.2	58.7	61.5	63.2	66.0	79.3	20.4%	3.5%	2.0%
Uzbekistan	56.6	56.5	55.9	56.3	53.6	53.1	53.6	58.3	57.5	47.1	50.9	8.4%	-1.1%	1.3%
Other CIS	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	5.1%	-0.3%	*
Total CIS	774.8	763.5	777.6	760.7	754.3	755.7	799.3	841.1	857.0	809.9	896.0	10.9%	1.5%	22.2%
Bahrain	12.6	13.1	14.0	14.7	14.6	14.4	14.5	14.6	16.3	16.4	17.2	5.1%	3.2%	0.4%
Iran	151.0	156.9	157.5	175.5	183.5	199.3	213.9	224.9	232.9	249.5	256.7	3.1%	5.4%	6.4%
Iraq	6.3	6.3	7.1	7.5	7.3	9.9	10.1	10.6	11.0	7.0	9.4	33.9%	4.0%	0.2%
Kuwait	12.9	14.7	15.5	14.3	16.1	16.4	16.2	16.9	18.2	16.5	17.4	5.9%	3.1%	0.4%
Oman	27.1	28.3	30.8	29.3	30.7	31.5	32.3	36.3	36.7	36.9	41.8	13.5%	4.4%	1.0%
Qatar	150.4	162.5	167.9	169.4	175.9	174.8	170.5	175.2	177.2	174.9	177.0	1.4%	1.6%	4.4%
Saudi Arabia	87.6	94.4	95.0	97.3	99.2	105.3	109.3	112.1	111.2	113.1	117.3	4.0%	3.0%	2.9%
Syria	7.4	6.1	5.0	4.6	4.1	3.5	3.5	3.5	3.3	2.7	2.9	5.3%	-9.0%	0.1%
United Arab Emirates	51.0	52.9	53.2	52.9	58.6	59.5	59.5	58.1	57.5	55.4	57.0	3.1%	1.1%	1.4%
Yemen	9.4	7.6	10.4	9.8	2.9	0.5	0.3	0.1	0.3	0.3	0.4	30.2%	-27.1%	*
Other Middle East	4.2	2.5	6.3	7.3	8.1	9.0	9.5	10.1	10.1	15.0	17.9	19.9%	15.5%	0.4%
Total Middle East	520.0	545.5	562.6	582.6	600.9	624.3	639.6	662.4	674.6	687.8	714.9	4.2%	3.2%	17.7%
Algeria	79.6	78.4	79.3	80.2	81.4	91.4	93.0	93.8	87.0	81.5	100.8	24.1%	2.4%	2.5%
Egypt	59.1	58.6	54.0	47.0	42.6	40.3	48.8	58.6	64.9	58.5	67.8	16.3%	1.4%	1.7%
Libya	7.5	11.6	12.2	11.8	14.7	14.8	13.6	13.2	13.5	12.1	12.4	2.7%	5.2%	0.3%
Nigeria	36.4	39.2	33.1	40.0	47.6	42.6	47.2	48.3	49.3	49.4	45.9	-6.9%	2.3%	1.1%
Other Africa	17.9	18.9	20.5	20.7	21.8	22.8	26.9	27.9	28.3	29.8	30.6	3.3%	5.5%	0.8%
Total Africa	200.6	208.7	199.1	199.6	208.0	211.8	229.5	241.7	242.9	231.2	257.5	11.7%	2.5%	6.4%
Australia	54.2	58.0	60.3	64.9	74.1	94.0	110.1	127.4	146.1	146.0	147.2	1.1%	10.5%	3.6%
Bangladesh	19.6	21.3	22.0	23.0	25.9	26.5	26.6	26.6	25.3	23.7	24.1	2.0%	2.1%	0.6%
Brunei	12.5	12.3	11.9	12.7	13.3	12.9	12.9	12.6	13.0	12.6	11.5	-8.5%	-0.8%	0.3%
China	106.2	111.5	121.8	131.2	135.7	137.9	149.2	161.4	176.7	194.0	209.2	8.1%	7.0%	5.2%
India	42.9	37.3	31.1	29.4	28.1	26.6	27.7	27.5	26.9	23.8	28.5	20.4%	-4.0%	0.7%
Indonesia	82.7	78.3	77.6	76.4	76.2	75.1	72.7	72.8	67.6	59.5	59.3	-0.1%	-3.3%	1.5%
Malaysia	67.0	69.3	72.6	72.2	76.8	76.7	79.6	76.1	76.4	68.7	74.2	8.3%	1.0%	1.8%
Myanmar	12.6	12.5	12.9	16.5	19.2	18.3	17.8	17.0	18.5	17.5	16.9	-3.0%	3.0%	0.4%
Pakistan	35.3	36.6	35.6	35.0	35.0	34.7	34.7	34.2	32.7	30.6	32.7	7.1%	-0.8%	0.8%
Thailand	33.8	38.4	38.9	39.1	37.5	37.3	35.9	34.7	35.8	32.7	31.5	-3.3%	-0.7%	0.8%
Vietnam	8.2	9.0	9.4	9.9	10.3	10.2	9.5	9.7	9.8	8.8	7.1	-19.2%	-1.4%	0.2%
Other Asia Pacific	17.7	17.7	18.2	23.1	27.9	28.9	29.1	26.9	28.6	28.4	26.6	-6.1%	4.1%	0.7%
Total Asia Pacific	492.6	502.1	512.2	533.3	560.0	579.0	605.7	626.8	657.4	646.4	689.0	3.8%	3.1%	16.6%
Total World	3257.3	3326.2	3365.4	3433.3	3511.1	3544.7	3673.5	3851.7	3967.7	3861.5	4036.9	4.8%	2.2%	100.0%
of which: OECD	1151.0	1187.0	1196.5	1242.1	1281.0	1289.8	1328.0	1431.7	1511.6	1483.5	1503.0	1.6%	2.7%	37.2%
Non-OECD	2106.3	2139.1	2168.9	2191.2	2230.1	2255.0	2345.5	2420.0	2456.1	2378.0	2533.8	6.8%	1.9%	62.8%
European Union	117.5	113.9	113.9	99.9	84.3	82.3	76.8	68.8	61.1	47.8	44.0	-7.7%	-9.3%	1.1%

Πηγή: BP Statistical Review of World Energy, 2022

Οι κύριοι τρόποι μεταφοράς του Φυσικού Αερίου είναι δύο και θα αναλυθούν στη συνέχεια: α) Μέσω αγωγών και β) Μέσω υγραεριοφόρων πλοίων (LNG Carriers), αφού πρώτα με κατάλληλη επεξεργασία το Φυσικό Αέριο, υγροποιηθεί.



2.2 Το Φυσικό Αέριο στην Οικονομία

Το εμπόριο του Φυσικού Αερίου παραμένει μικρότερο σε μεγέθη από το αντίστοιχο του πετρελαίου. Η επιτυχής εμπορική αξιοποίησή του προϋποθέτει την ικανοποίηση τριών βασικών συνθηκών: α) Απαιτούνται πολλαπλές πηγές αερίου σε ανταγωνιστικές τιμές σε σχέση με άλλες πηγές ενέργειας. β) Ύπαρξη αγοράς με κατάλληλο δίκτυο αγωγών ικανό να διανείμει το αέριο σε οικιακούς και εμπορικούς καταναλωτές. γ) Να υπάρχει δυνατότητα εύρεσης πόρων για την απαιτούμενη υγροποίηση του αερίου και το αντίστοιχο κατάλληλο σύστημα μεταφοράς. Η ικανοποίηση των τριών αυτών συνθηκών είναι δύσκολη. Παγκοσμίως υπάρχει πληθώρα αποθεμάτων, όμως αυτά που αξιοποιούνται εμπορικά προς ώρας, μειονεκτούν στο γεγονός ότι απέχουν σημαντικά από τις ενεργοβόρες αγορές. Για τον λόγο αυτό απαιτούνται επενδύσεις δισεκατομμυρίων σε υποδομές για τη φόρτωση και την αποστολή του. Το γεγονός αυτό δεσμεύει τους επενδυτές σε άκαμπτες μακροχρόνιες δεσμεύσεις. Οι αποφάσεις των επενδυτών απαιτούν πολιτική σταθερότητα και επηρεάζονται από τη μελλοντική τιμολόγηση, γεγονότα που συντείνουν σε μεγάλο βαθμό σε καθυστερήσεις των επενδύσεων. Το κεντρικό ζήτημα είναι η τιμή του αερίου (Stopford, 2018). Οι ΗΠΑ λόγω της σχετικά πρόσφατης αξιοποίησης των αποθεμάτων σχιστολιθικού αερίου κατάφεραν να το καταστήσουν εκ νέου ανταγωνιστικό στην εσωτερική τους αγορά, ενώ πέτυχαν και σημαντικές εξαγωγές, ειδικά μετά τη ρωσική εισβολή στην Ουκρανία. Η Ευρώπη, αντίθετα, δυσκολεύεται να πετύχει ανταγωνιστικές τιμές μετά την εξάντληση των αξιοποιήσιμων εμπορικά αποθεμάτων πλησίον της και τις δυσκολίες που αντιμετωπίζει με την εισαγωγή αερίου από τη Ρωσία, μετά την εισβολή της τελευταίας στην Ουκρανία. Τα αποθέματα της Μέσης Ανατολής και κυρίως του Κατάρ, αξιοποιούνται από τις ευρωπαϊκές χώρες, η μεγάλη όμως απόσταση αποτελεί ανασταλτικό παράγοντα, ο οποίος αυξάνει την τιμή τόσο που το καθιστά λιγότερο ανταγωνιστικό σε σχέση με άλλα καύσιμα.



2.2.1 Ανάπτυξη του εμπορίου Φυσικού Αερίου

2.2.1.1 Στατιστικά στοιχεία εισαγωγών και εξαγωγών

Σύμφωνα με τα στοιχεία της BP, ο μεγαλύτερος εξαγωγέας Φυσικού Αερίου για το 2021, ήταν η Ρωσία με 241,3 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα. Από αυτά τα 201,7 εξήχθησαν μέσω αγωγών. 167 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα εξήχθησαν προς τις ευρωπαϊκές χώρες και 27,1 προς χώρες της πρώην Σοβιετικής Ένωσης. Οι εξαγωγές σε μορφή LNG, μέσω δεξαμενόπλοιων ήταν 39,6 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα. Σε αντιδιαστολή, πάντα σύμφωνα με τα στοιχεία της BP, μεγαλύτερος εισαγωγέας Φυσικού Αερίου παγκοσμίως για το 2021 ήταν οι χώρες της Ευρώπης. Τη μερίδα του λέοντος στην εξαγωγή Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη την κατέχει η Ρωσία με 167 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα, ακολουθούμενη από τις Αφρικανικές χώρες (κυρίως Αλγερία) με 37,2, τις πρώην Σοβιετικές χώρες με 19,5 και τέλος τις χώρες της Μέσης Ανατολής με 9,1. Οι εισαγωγές LNG με δεξαμενόπλοια ανήλθαν σε 108,2 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα. Από τα στοιχεία αυτά μπορούμε με ασφάλεια να πούμε ότι η Ρωσία, τουλάχιστον πριν την εισβολή της στην Ουκρανία διατηρούσε σε ενεργειακή «ομηρεία» την Ευρώπη μέσω του δικτύου αγωγών που είχε αναπτύξει όλα τα προηγούμενα έτη.

2.2.1.2 Τάσεις του διεθνούς εμπορίου

Παρατηρούμε επίσης μια στροφή της τάσης του εμπορίου προς τις χώρες του Ατλαντικού, σε αντίθεση με ότι συνέβαινε τη δεκαετία του 2000, όταν και οι χώρες του Ειρηνικού Ωκεανού επικρατούσαν. Μεγαλύτεροι εξαγωγείς ήταν η Μαλαισία και η Ινδονησία, ενώ μεγαλύτερος εισαγωγέας ήταν η Ιαπωνία, μια σταθερά βιομηχανικά ανεπτυγμένη χώρα με ποιοτικά προϊόντα, ακολουθούμενη από τη Νότια Κορέα, μια επίσης ανεπτυγμένη βιομηχανική χώρα, με παρόμοια χαρακτηριστικά. Βασικοί τους προμηθευτές είναι άλλες ασιατικές χώρες της περιοχής (Stopford, 2018).

Ενδεικτικά, στην Ιαπωνία λειτουργούσαν το 2022 33 τερματικοί σταθμοί LNG, όσοι και στις χώρες της Ευρώπης, στη Νότια Κορέα και την Ινδία από 7, 3 στην Ταϊβάν και 12 στις ΗΠΑ.

2.2.1.3 Επιχειρησιακά σχέδια

Τη δεκαετία του 1980, μόλις δύο εξαγωγικά επιχειρησιακά σχέδια εφαρμόστηκαν, ένα στη Μαλαισία και ένα στην Αυστραλία, αμφότερα με εφαρμογή στην ασιατική αγορά.



*Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου*

Σχέδια για την περαιτέρω ανάπτυξη του εμπορίου υγραερίου στον Ατλαντικό εμφανίστηκαν μόνο μετά από μια εικοσαετία. Τη δεκαετία του 1990, ανακτήθηκε η εμπιστοσύνη των επενδυτών, δίνοντας παράταση ζωής στον κλάδο του υγροποιημένου αερίου (Stopford, 2018). Το εμπόριο έφτασε από τα 48 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα το 1984, στα 211 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα το 2006 για να καταλήξει στα 516 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα το 2021 (BP, 2022). Η τάση του εμπορίου LNG φαίνεται στον πίνακα 2.



2.2.2 Επενδύσεις στο Φυσικό Αέριο

Σύμφωνα με τους Πελαγίδη και Στρατάκη, οι οικονομικές επιδόσεις των μεγάλων πετρελαϊκών εταιρειών ήταν καταστροφικές κατά τη διάρκεια του 2020, λόγω των παρατεταμένα χαμηλών τιμών ενέργειας και της εξαιρετικά αδύναμης ζήτησης, εξαιτίας της κρίσης της πανδημίας COVID-19. Οι περισσότερες μεγάλες πετρελαϊκές εταιρείες αντιμετωπίζουν υψηλό χρέος, ακόμη και εκείνες που εισήλθαν στην πανδημική κρίση με ισχυρούς ισολογισμούς. Αντίθετα, το 2022, μετά την ρωσική εισβολή στην Ουκρανία και την επακόλουθη εκτίναξη των τιμών στην ενέργεια, φαίνεται να επανακάμπουν. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι οι πετρελαϊκές εταιρείες που έχουν απομείνει στην αγορά, όπως είναι η βιομηχανία σχιστολιθικών υδρογονανθράκων των Ηνωμένων Πολιτειών επηρεάστηκε σοβαρά από την κατάρρευση του πετρελαίου και του Φυσικού Αερίου μεταξύ Φεβρουαρίου και Απριλίου 2020. Κατά τη διάρκεια του έτους, ο υποδείκτης των πετρελαϊκών εταιρειών, ένα μέρος του δείκτη S&P 500, κατέγραψε απώλειες της τάξης του 50%, επηρεάζοντας ακόμη και ογκώδεις εταιρείες όπως η Exxon Mobil και η Chevron. Κατά συνέπεια, εταιρείες όπως η Exxon Mobil, η Royal Dutch Shell, Total και BP αναγκάστηκαν να ελαχιστοποιήσουν τις δαπάνες τους για το 2021. Για παράδειγμα, η Chevron δαπάνησε μόνο 14 δισεκατομμύρια δολάρια σε νέες επενδύσεις κατά τη διάρκεια του 2021, παρά την πρόσφατη εξαγορά της Noble Energy το 2020. Αυτά τα επίπεδα επενδύσεων είναι αρκετά κοντά στο ελάχιστο επίπεδο των \$10 δισεκατομμυρίων που έχει καθιερώσει η εταιρεία προκειμένου να διατηρήσει την παραγωγική της ικανότητα (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2021).

2.2.2.1 Η επίδραση της πανδημίας COVID-19

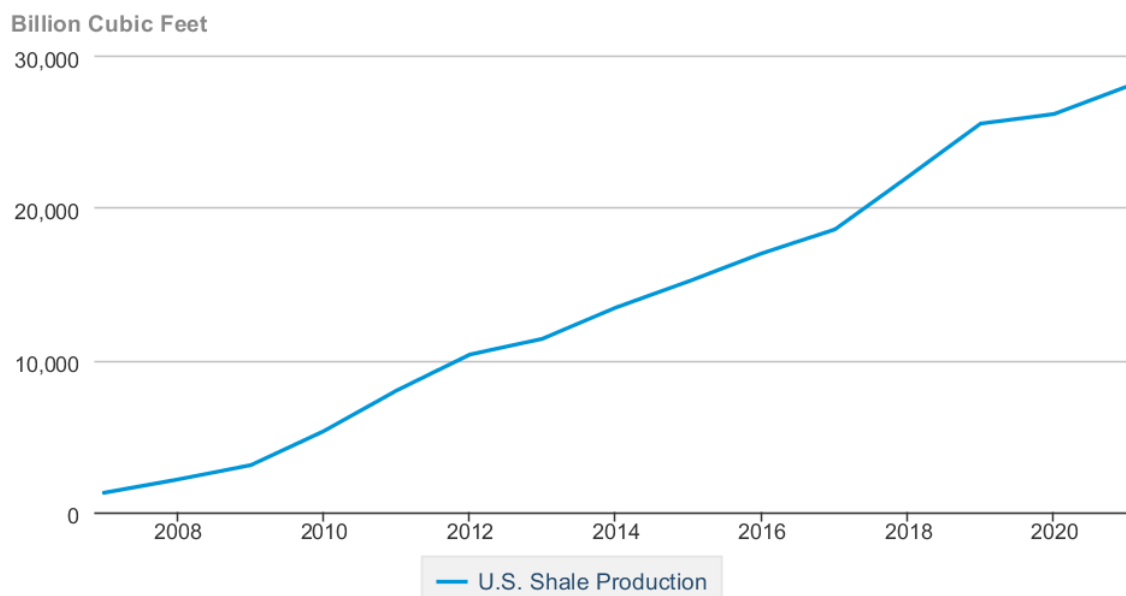
Η κύρια ανησυχία για τις μεγάλες πετρελαϊκές εταιρείες κατά την πανδημία, δεν ήταν αν θα επιβιώσουν, αλλά αν θα ήταν σε θέση να προσελκύσουν επενδυτές. Ως αποτέλεσμα, το 2020 οι μεγάλες πετρελαϊκές εταιρείες είχαν περιορίσει τη γεωπολιτική τους επέκταση σε ενεργειακά έργα σε όλο τον κόσμο και επικεντρώθηκαν στο πώς να σταματήσουν την οικονομική τους αιμορραγία, εξαλείφοντας κάθε μη κερδοφόρα παραγωγή και μελλοντικά επενδυτικά σχέδια (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2021). Η ραγδαία αύξηση της τιμής των ενεργειακών προϊόντων και το πληθωριστικό «σπирάλ» που ακολούθησε βοήθησαν στην πλήρη ανάκαμψη της ενεργειακής βιομηχανίας.



Για παράδειγμα, η παραγωγή σχιστολιθικού αερίου στις ΗΠΑ εξακολουθεί να σημειώνει αυξητική πορεία, σύμφωνα με την US Energy Information Administration (EIA), όπως αποτυπώνεται και στο Σχήμα 1:

Σχήμα 1: Παραγωγή Σχιστολιθικού Φυσικού Αερίου στις ΗΠΑ

U.S. Shale Production



Data source: U.S. Energy Information Administration

Πηγή: US Energy Information Administration, 2022

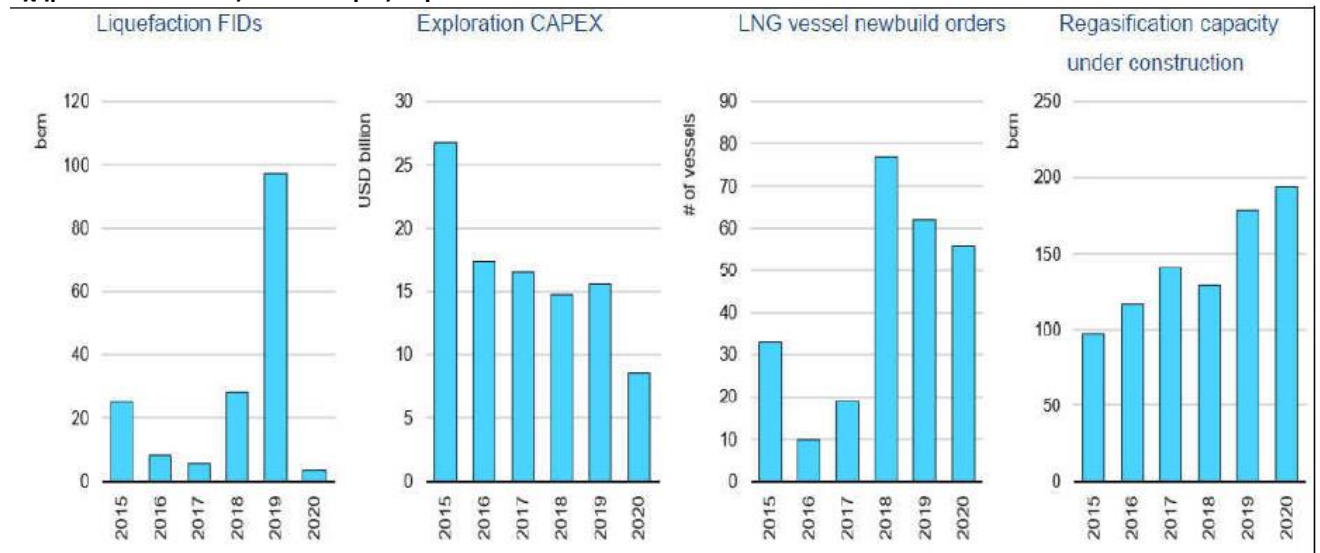
Η παραγωγή σχιστολιθικού αερίου στις ΗΠΑ το 2021 έφτασε τα 27.985 δισεκ. κ.πόδια.

Οι Πελαγίδης και Στρατάκης αναφέρουν ότι η αβεβαιότητα της ζήτησης που σχετίζεται με την κρίση εξαιτίας του COVID-19 και η ιστορική ύφεση της αγοράς πετρελαίου επιβράδυναν κάθε νέα επένδυση σε δυναμικότητα υγροποίησης και εξερεύνησης Φυσικού Αερίου κατά τη διάρκεια του 2020. Όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 2, οι επενδύσεις σε νέα έργα υγροποίησης σταμάτησαν το 2020. Μετά από ένα έτος ρεκόρ για νέες τελικές επενδυτικές αποφάσεις (FID) το 2019, όταν χωρητικότητα σχεδόν 100 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων νέων υποδομών υγροποίησης εγκρίθηκε, οι FID το 2020 ήταν αρκετά περιορισμένες σε μόλις 3,4 δις. κ.μ. Η παραπάνω έλλειψη επενδύσεων οφειλόταν σε έναν συνδυασμό: α) πλεονάζουσας προσφοράς και χαμηλών τιμών αναφοράς Φυσικού Αερίου παγκοσμίως, β) εκτεταμένων περικοπών CAPEX από τις



μεγάλες εθνικές και διεθνείς πετρελαϊκές εταιρείες, γ) αβεβαιότητας σχετικά με τη μελλοντική ζήτηση LNG που σχετιζόταν με τις οικονομικές επιπτώσεις της πανδημίας, και δ) έλλειψης διάθεσης αγοραστών για μακροπρόθεσμα συμβόλαια LNG. Επιπλέον, οι δαπάνες για την εξερεύνηση Φυσικού Αερίου μειώθηκαν το 2020, ως διαρθρωτική τάση, η οποία έχει τροφοδοτηθεί από τους άφθονους μη συμβατικούς πόρους. Το CAPEX για την εξερεύνηση το 2020 έφτασε στο χαμηλότερο επίπεδο των τελευταίων τουλάχιστον δύο δεκαετιών (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2021). Όλα τα παραπάνω ανατράπηκαν με την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία. Νέες έρευνες για κοιτάσματα Φυσικού Αερίου ξεκίνησαν ή προγραμματίζεται να ξεκινήσουν, ενώ η ζήτηση για LNG κορυφώθηκε.

Σχήμα 2. Επενδύσεις σε υποδομές αερίου 2015-2020



Πηγή: Πελαγίδης και Στρατάκης, 2021

2.2.2.2 Η ανάκαμψη της ζήτησης LNG και μελλοντικά σχέδια

Η παγκόσμια ζήτηση LNG αυξήθηκε κατά 6% το 2021, ταχύτερα από το 4,5% αύξησης της συνολικής ζήτησης Φυσικού Αερίου. Οι κεφαλαιουχικές δαπάνες για το LNG σε έργα υγροποίησης ξεπέρασαν τα προ της πανδημίας επίπεδα και έφθασαν τα \$23 δισ. το 2021, με τις Ηνωμένες Πολιτείες να αντιπροσωπεύουν σχεδόν το ήμισυ του συνόλου. Περίπου 90 δισ. κ.μ. προθεσμιακών συμβολαίων LNG υπογράφηκαν το 2021, 60% υψηλότερα από τα επίπεδα του 2020. Περίπου το ένα τρίτο αυτών των συμβάσεων στήριξε νέα δυναμικότητα υγροποίησης, ενώ το υπόλοιπο ήταν κυρίως ποσότητες Φυσικού Αερίου από το Κατάρ και τη Ρωσία που διατίθενται στην αγορά (iea, 2022).



Σύμφωνα με την αναφορά της IEA, το σχέδιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης για την ταχεία διαφοροποίηση των προμηθειών καυσίμων από τη Ρωσία έχει θέσει τις βάσεις για τον ανταγωνισμό μεταξύ Ευρώπης και Ασίας για πρόσθετες ποσότητες LNG, ανατρέποντας τη συμβατική θεώρηση ότι η Ευρώπη λειτουργεί ως "αγορά εξισορρόπησης" για το LNG. Ορισμένοι Ευρωπαίοι αγοραστές Φυσικού Αερίου επιδιώκουν να μεγιστοποιήσουν τις προμήθειες LNG στις υφιστάμενες εγκαταστάσεις, καθώς και να επεκτείνουν τη χωρητικότητα των τερματικών σταθμών (με ανακοινωθέντα σχέδια συνολικού ύψους επιπλέον 20 δισ. κυβικών μέτρων ετησίως), ενώ επίσης επενδύουν στις ναυλώσεις μονάδων FSRU.

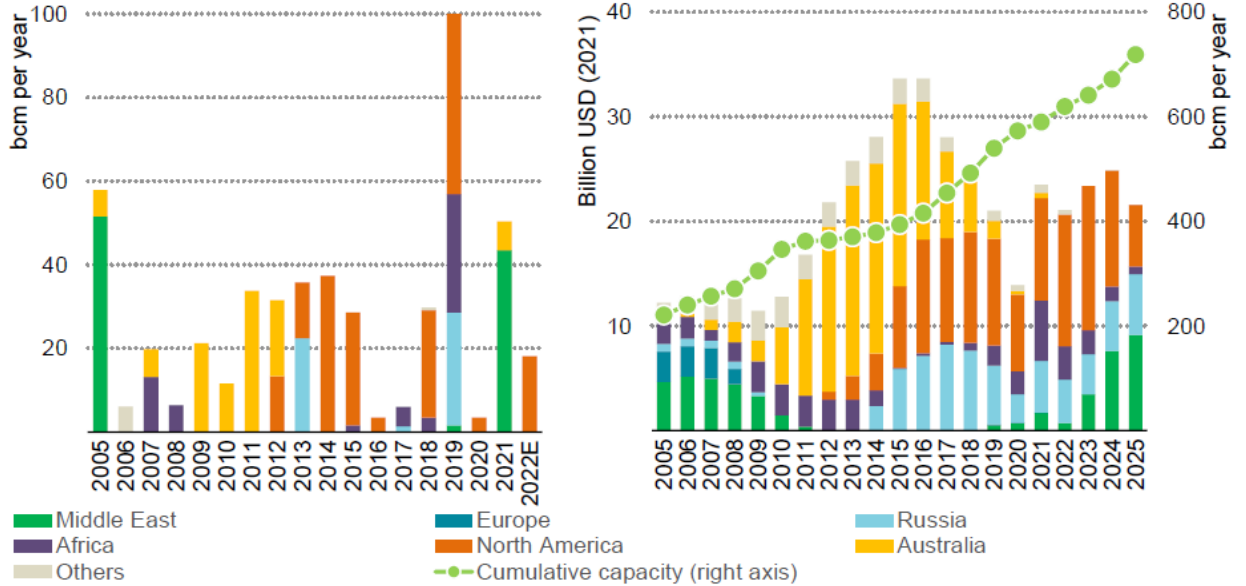
Τον Ιανουάριο του 2023, παγκοσμίως υπήρχαν σε λειτουργία 50 μονάδες FSRU, με άλλες 4 να βρίσκονται υπό παραγγελία, σύμφωνα με τη βάση δεδομένων Clarkson's. Η δυνατότητα αποθήκευσης των υφιστάμενων μονάδων ανερχόταν στα 7,28 εκατομμύρια κυβικά μέτρα και των υπό παραγγελία στα 0,59 εκατομμύρια κυβικά μέτρα.

Ωστόσο, πολλά από αυτά είναι απίθανο να πραγματοποιηθούν καθώς οι χορηγοί των επενδύσεων αυτών έχουν να αντιμετωπίσουν πληθωριστικές πιέσεις, εμπλοκές στην αλυσίδα εφοδιασμού και εργασιακές ελλείψεις, ενώ τα περισσότερα έργα απαιτούν περίοδο κατασκευής 3-4 ετών και 30ετή λειτουργική διάρκεια ζωής, με περιόδους απόσβεσης του επενδυμένου κεφαλαίου που υπερβαίνουν κατά πολύ το σφιχτό ισοζύγιο υγροποιημένου Φυσικού Αερίου που αναμένεται τα επόμενα 2-3 χρόνια (iea, 2022).



Σχήμα 3. Εξαγωγική ικανότητα LNG ανά γεωγραφική περιοχή (αριστερά) και επενδύσεις σε εγκεκριμένα έργα (δεξιά)

Sanctioned LNG export capacity (left graph) and annual investment spending on sanctioned projects (right graph)

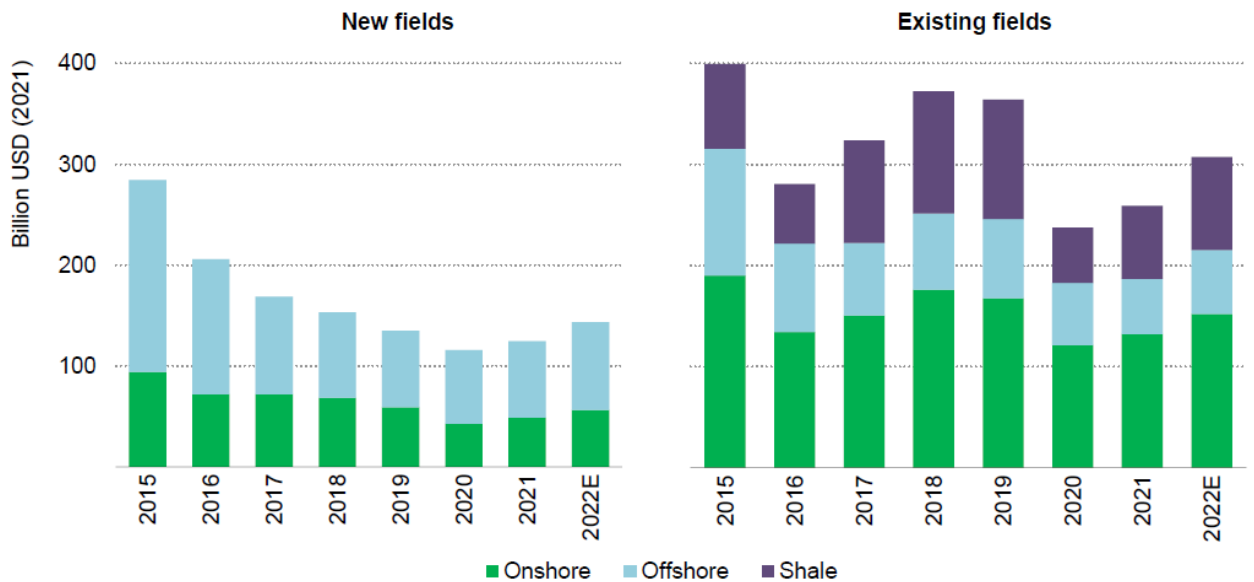


IEA. All rights reserved.

Πηγή: IEA, 2022

Σχήμα 4. Επενδύσεις σε νέα και υφιστάμενα κοιτάσματα (ηπειρωτικά, υποθαλάσσια και σχιστολιθικά) ανά έτος σε \$δισ.

Upstream investment in new and existing oil and natural gas fields

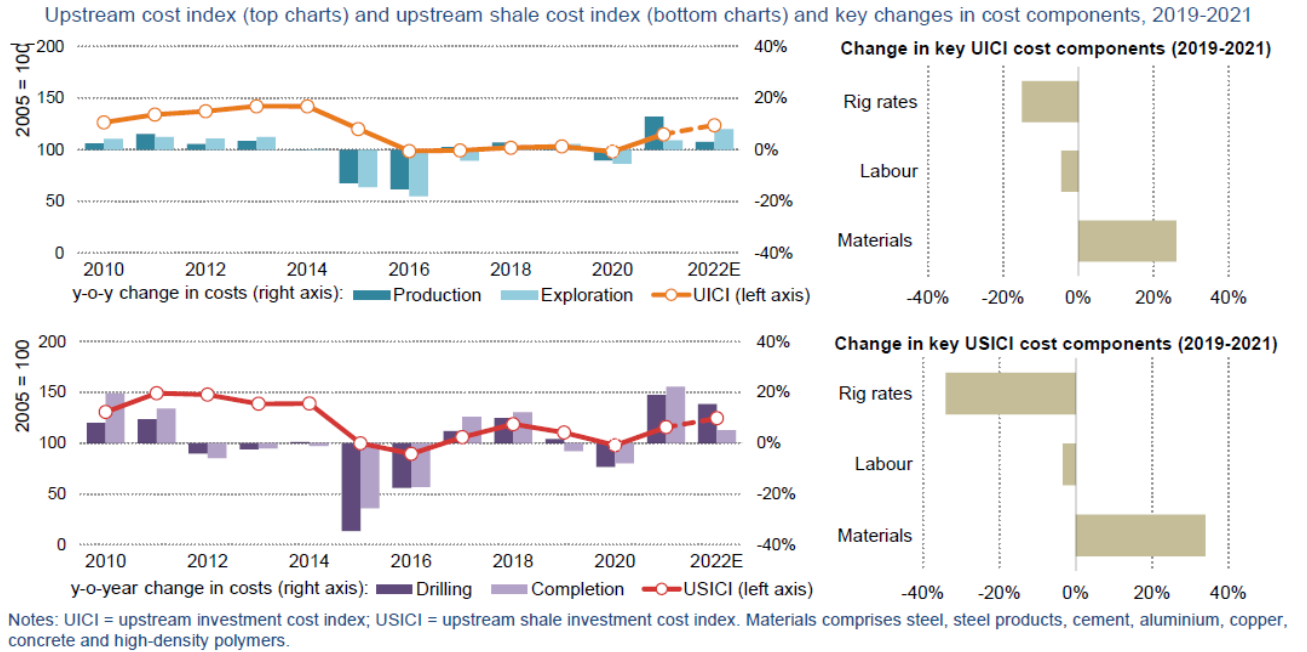


IEA. All rights reserved.

Πηγή: IEA, 2022

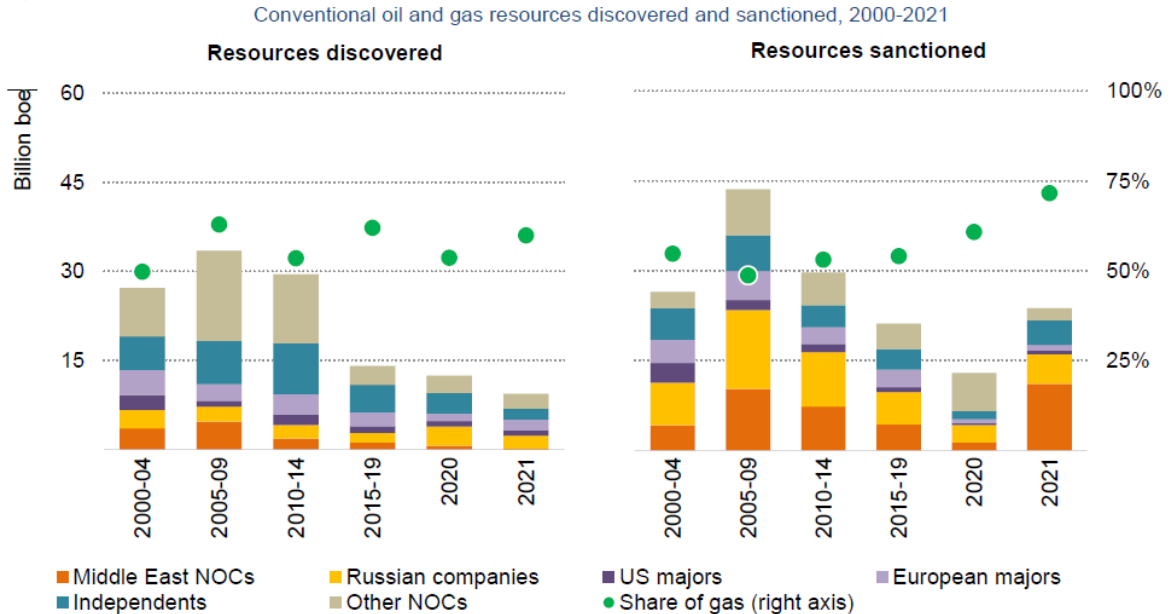


Σχήμα 5. Δείκτης κόστους upstream (πάνω διαγράμματα) και δείκτης κόστους upstream shale (κάτω διαγράμματα) και βασικές αλλαγές στα στοιχεία κόστους, 2019-2021



Πηγή: iea, 2022

Σχήμα 6. Κοιτάσματα πετρελαίου και Φυσικού Αερίου που ανακαλύφθηκαν (αριστερά) και επιβεβαιώθηκαν (δεξιά), 2000-2021



Notes: Data for the four-year periods between 2000 and 2019 are annual averages.
Sources: IEA analysis with calculations based on Rystad (2022) and company reporting.

Πηγή: iea, 2022



2.2.2.3 Επενδύσεις στην Ελλάδα

Η Ελλάδα επενδύει τόσο στην έρευνα για πιθανά κοιτάσματα αερίου και πετρελαίου, όσο και στις υποδομές που θα τη μετατρέψουν σε ενεργειακό κόμβο.

Οι προσπάθειες για ανακάλυψη αξιοποιήσιμων κοιτασμάτων Φυσικού Αερίου επικεντρώνονται στη Δυτική Ελλάδα και στη θαλάσσια περιοχή νοτίως της Κρήτης. Η γεωλογία της Δυτικής Ελλάδας απαιτεί μια σύγχρονη τεχνολογία για εξόρυξη και διεθνείς εταιρείες με εμπειρία σε γεωτρήσεις σε βαθιά θαλάσσια ύδατα και στις υπό διερεύνηση περιοχές (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2021). Σε τέτοιες περιπτώσεις, η βιομηχανία εξόρυξης έχει αναπτύξει τα τελευταία έτη τεχνικές που έχουν ονομαστεί «μη συμβατικές».

Η Δυτική Ελλάδα, σύμφωνα με τους Πελαγίδη και Στρατάκη, έχει προσελκύσει μεγάλες εταιρείες της βιομηχανίας της ενέργειας όπως η αμερικάνικη ExxonMobil, η γαλλική Total, οι ιταλικές ENI και Edison και οι ελληνικές ΕΛΠΕ και Energean Gas/Oil, οι οποίες θα προχωρήσουν σε διερευνητικές γεωτρήσεις το προσεχές διάστημα. Περιοχές που θα ερευνηθούν είναι η Βορειοδυτική Πελοπόννησος (ΕΛΠΕ), η Αιτωλοακαρνανία (Energean), η περιοχή Άρτας-Πρέβεζας (ΕΛΠΕ), η θαλάσσια περιοχή δυτικά της Κέρκυρας (Total και ENI), τα Ιωάννινα, το Κατάκολο (όπου έχουν επιβεβαιωθεί ποσότητες αερίου) και ο Πατραϊκός Κόλπος.

Μια ακόμα περιοχή με σημαντικές προοπτικές ανεύρεσης αξιοποιήσιμων κοιτασμάτων αερίου είναι η θαλάσσια περιοχή νοτίως της Κρήτης. Σύμφωνα με την ελληνική εταιρεία γεωλογικών ερευνών ION, υπολογίζονται κοιτάσματα αξίας \$600 δισ. μεταξύ Κρήτης και Λιβύης. Ενδιαφέρον για τη συγκεκριμένη περιοχή έχει επιδείξει κοινοπραξία των εταιρειών ExxonMobil και ΕΛΠΕ (τον Απρίλιο του 2022 από την κοινοπραξία αποχώρησε η Total) ((Πελαγίδης-Στρατάκης, 2019).

Παράλληλα, επεξεργάζονται εκ νέου τα δεδομένα από τις σεισμικές έρευνες που είχε διενεργήσει κατά το παρελθόν η νορβηγική PGS, ενώ προγραμματίζονται και νέες στην Κεντρική Ελλάδα.

Σε ότι αφορά τις επενδύσεις που αφορούν τη μεταφορά και αποθήκευση Φυσικού Αερίου, η Ελλάδα στηρίζει τον φιλόδοξο αγωγό EastMed που θα μεταφέρει το αέριο της Νοτιοανατολικής Μεσογείου στις ευρωπαϊκές αγορές. Ταυτόχρονα, αύξησε τη χωρητικότητα αποθήκευσης του τερματικού και σταθμού επαναεριοποίησης LNG στη



νησίδα Ρεβυθούσα, ενώ σχεδιάζεται η κατασκευή και άλλων τερματικών τύπου FSRU στην Αλεξανδρούπολη (2), στους Αγίους Θεοδώρους Κορινθίας και στον Βόλο. Σημαντικό ρόλο κατέχουν και οι Έλληνες πλοιοκτήτες που διαθέτουν έναν από τους μεγαλύτερους στόλους δεξαμενόπλοιων LNG παγκοσμίως. Οι υποδομές αυτές μπορούν να μετατρέψουν την Ελλάδα σε σημαντικό ενεργειακό κόμβο (energy hub), αποτελώντας αναπόσπαστο τμήμα του ενεργειακού διαδρόμου της Νοτιοανατολικής Μεσογείου. Η υλοποίηση του συνόλου ή έστω μέρους των ανωτέρω υποδομών μπορούν να διασφαλίσουν σε μεγάλο βαθμό την ενεργειακή ασφάλεια της Ευρώπης.

Η Κύπρος επίσης επενδύει σε έρευνες και γεωτρήσεις για ανακάλυψη νέων κοιτασμάτων Φυσικού Αερίου, που προστιθέμενα στα ήδη επιβεβαιωμένα, μπορούν να την καταστήσουν σημαντικό παίκτη στο ενεργειακό παίγνιο της περιοχής. Έχει προσελκύσει το επενδυτικό ενδιαφέρον ενεργειακών κολοσσών όπως η Eni, η Total, η Exxon Mobil, η Shell, η Kogas και η Qatar Petroleum. Παράλληλα, εξετάζει την κατασκευή τερματικού και σταθμού επαναεριοποίησης LNG στο Βασιλικό. Η Κύπρος στηρίζει και αυτή με τη σειρά της την κατασκευή του αγωγού EastMed.

2.3 Το σύστημα μεταφοράς Φυσικού Αερίου

Η μεταφορά LNG αποτελείται από τέσσερις επιμέρους λειτουργίες. Το Φυσικό Αέριο μεταφέρεται πρώτα μέσω αγωγού από το κοιτάσμα στο εργοστάσιο επεξεργασίας. Στη συνέχεια, διαχωρίζονται τα συμπυκνώματά του και το αέριο μεθάνιο, αφού υγροποιηθεί, αποθηκεύεται και είναι έτοιμο για μεταφορά. Σε τρίτη φάση το υγρό αέριο φορτώνεται στα πλοία και αποστέλλεται στον προορισμό του. Τέλος, το αέριο ξεφορτώνεται στον τερματικό σταθμό του προορισμού και αποθηκεύεται σε αέρια μορφή. Το κόστος για την παραγωγή και την μεταφορά στον τερματικό σταθμό ανέρχεται στο 15% περίπου της τιμής. Το 40% αφορά τη διαδικασία υγροποίησης και το 25% τη μεταφορά μέσω θαλάσσης. Το υπόλοιπο 20% αφορά την επαναφορά σε αέρια μορφή (επαναεριοποίηση), (Stopford, 2018).

Τα εργοστάσια υγροποίησης διαθέτουν μία ή περισσότερες μονάδες που υγροποιούν το αέριο. Αυτές ονομάζονται trains. Πρόκειται για συμπιεστές που λειτουργούν με τουρμπίνα αερίου, οι οποίοι συμπιέζουν ένα ψυκτικό υγρό έως ότου φτάσει τους -163°C . Στη θερμοκρασία αυτή το αέριο συμπυκνώνεται στο 1/163ό του αρχικού του όγκου. Στη συνέχεια το τροφοδοτούν σε συστήματα ψύξης που υγροποιούν

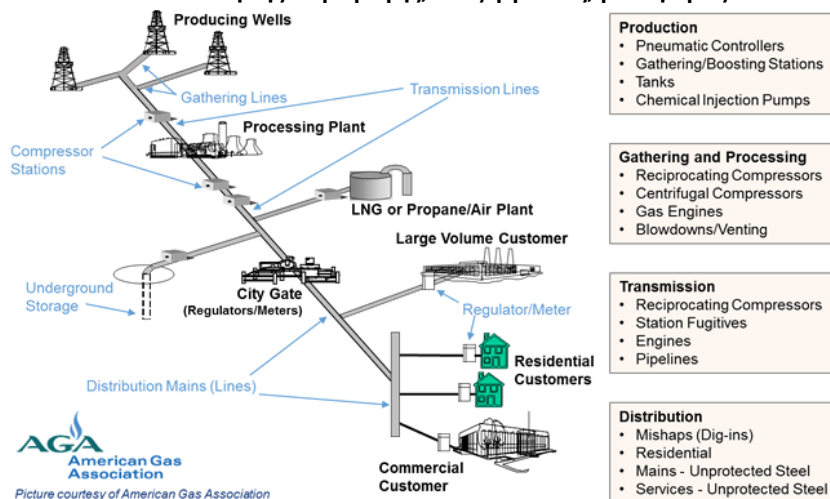


το Φυσικό Αέριο που περνά από αυτά. Η δυνατότητα παραγωγής LNG ετησίως από ένα Train υπολογίζεται σε περίπου 4 εκατομμύρια τόνους. Μια μεγάλη μονάδα παραγωγής συνήθως διαθέτει αρκετούς τέτοιους συμπιεστές. Η αποθήκευση του LNG γίνεται σε ψυχόμενες δεξαμενές μέχρι τη φόρτωσή του σε πλοία για τη μεταφορά στον τελικό προορισμό (Storford, 2018).

2.3.1 Αγωγοί

Ο τομέας μεταφοράς της βιομηχανίας Φυσικού Αερίου είναι υπεύθυνος για τη μεταφορά του από τον παραγωγό στις περιοχές της αγοράς μέσω αγωγών. Το σύστημα μεταφοράς αποτελείται από αγωγούς, σταθμούς συμπίεσης, σταθμούς μετρήσεων και εγκαταστάσεις αποθήκευσης.

Εικόνα 1. Απεικόνιση της παραγωγής, επεξεργασίας, μεταφοράς και αποθήκευσης Φυσικού Αερίου



Πηγή: American Gas Association

2.3.1.1 Υλικό κατασκευής

Σύμφωνα με τον Folga, οι αγωγοί μεταφοράς είναι κατασκευασμένοι από ένα ισχυρό υλικό από ανθρακούχο χάλυβα και γενικά λειτουργούν σε πιέσεις που κυμαίνονται από 500 έως 1.400 λίβρες ανά τετραγωνική ίντσα (psig). Οι αγωγοί μπορούν να έχουν διαστάσεις από 6 έως 48 ίντσες σε διάμετρο, αν και ορισμένα τμήματα σωλήνων μπορούν να αποτελούνται από σωλήνες μικρότερης διαμέτρου, οι οποίοι χρησιμοποιούνται σε συστήματα συλλογής και διανομής, σε γραμμές ελέγχου ή μετρητικές γραμμές. Ο κύριος



αγωγός σε ένα δεδομένο σύστημα, συνήθως είναι μεταξύ 16 και 48 ιντσών σε διάμετρο. Οι περισσότεροι μεγάλοι διακρατικοί αγωγοί είναι μεταξύ 24 και 36 ιντσών σε διάμετρο.

Οι αγωγοί Φυσικού Αερίου παράγονται σε εξειδικευμένα χαλυβουργεία. Συνήθως τοποθετούνται υπογείως ή κάτω από τον πυθμένα της θάλασσας με το βάθος ταφής να ποικίλλει ανάλογα με τις τοπικές συνθήκες και τη γεωγραφία κατά μήκος της διαδρομής του αγωγού. Οι συνήθεις απαιτήσεις βάθους είναι 0,6 έως 1,2 μέτρα από την επιφάνεια του εδάφους μέχρι την κορυφή του σωλήνα (Folga, 2007).

Ο Folga αναφέρει πως προκειμένου να εξασφαλιστεί ότι ο αγωγός δεν θα διαβρωθεί μόλις τοποθετηθεί στο έδαφος, εφαρμόζεται επικάλυψη. Σκοπός της επικάλυψης είναι να προστατεύει τον σωλήνα από την υγρασία, τα διαβρωτικά εδάφη και τα κατασκευαστικά ελαττώματα, τα οποία προκαλούν διάβρωση και σκουριά. Η επικάλυψη αποτελείται από εποξειδικό υλικό με συγκόλληση ή εξηλασμένο πολυαιθυλένιο, τα οποία και τα δύο δίνουν στους σωλήνες ένα χαρακτηριστικό ανοιχτό κίτρινο χρώμα.

Επιπλέον, χρησιμοποιείται συχνά η καθοδική προστασία, η οποία είναι μια τεχνική που περιλαμβάνει την επαγωγή ηλεκτρικού ρεύματος μέσω του σωλήνα για την αποτροπή της διάβρωσης και της σκουριάς (Folga, 2007).

2.3.1.2 Υποδομές υποστήριξης λειτουργίας

Από τον Folga αναφέρεται ότι το Φυσικό Αέριο βρίσκεται υπό υψηλή πίεση καθώς μεταφέρεται μέσω ενός αγωγού για να επιταχυνθεί η ροή του. Για να εξασφαλιστεί η ροή του μέσω οποιουδήποτε αγωγού παραμένει υπό πίεση, η συμπίεση πραγματοποιείται περιοδικά κατά μήκος του αγωγού. Αυτό επιτυγχάνεται με σταθμούς συμπίεσης, οι οποίοι τοποθετούνται συνήθως σε διαστήματα 60 έως 160 χιλιομέτρων κατά μήκος του αγωγού. Το Φυσικό Αέριο εισέρχεται στο σταθμό συμπίεσης, όπου συμπιέζεται είτε από τουρμπίνα (στροβιλοσυμπιεστή), είτε από ηλεκτροκινητήρα, είτε από εμβολοφόρο κινητήρα.

Οι στροβιλοσυμπιεστές κερδίζουν την ενέργειά τους καταναλώνοντας ένα μικρό ποσοστό του Φυσικού Αερίου που συμπιέζουν. Οι ηλεκτροκινητήρες δεν απαιτούν χρήση Φυσικού Αερίου από τον αγωγό, ωστόσο, απαιτούν την ύπαρξη αξιόπιστης πηγής ηλεκτρικής ενέργειας σε κοντινή απόσταση. Οι εμβολοφόροι κινητήρες τροφοδοτούνται επίσης με Φυσικό Αέριο από τον αγωγό (Folga, 2007).



Οι σταθμοί συμπίεσης χρησιμοποιούνται για τη συμπίεση του Φυσικού Αερίου ώστε να μπορεί να μεταφερθεί μέσω αγωγών. Αυτοί οι σταθμοί συνήθως διαθέτουν διαχωριστές υγρών, οι οποίοι χρησιμοποιούνται για την απομάκρυνση του νερού από το Φυσικό Αέριο κατά την επεξεργασία. Σύμφωνα με τον Folga, συνήθως αποτελούνται από πλυντήρια και φίλτρα που συλλαμβάνουν τυχόν υγρά ή ανεπιθύμητα σωματίδια από το Φυσικό Αέριο στον αγωγό. Αν και το Φυσικό Αέριο στους αγωγούς θεωρείται ξηρό αέριο, δεν είναι ασυνήθιστο μια ορισμένη ποσότητα νερού και υδρογονανθράκων να συμπυκνώνεται από το αέριο κατά τη μεταφορά. Οι διαχωριστές υγρών στους σταθμούς συμπίεσης διασφαλίζουν ότι το Φυσικό Αέριο στον αγωγό είναι όσο το δυνατόν πιο καθαρό και συνήθως το φιλτράρουν πριν από τη συμπίεση.

Στη μελέτη του Folga, αναφέρεται ότι οι σταθμοί συμπίεσης τροφοδοτούνται από συμπιεστές που ο καθένας έχει ονομαστική ισχύ αρκετών χιλιάδων ίππων (hp). Οι σταθμοί περιέχουν βαλβίδες, σωλήνες και συστήματα ελέγχου που παρακολουθούν τη λειτουργία και τις παραμέτρους λειτουργίας του συστήματος. Οι περισσότεροι σταθμοί συμπίεστών είναι πλήρως αυτοματοποιημένοι. Οι συμπιεστές είναι εγκατεστημένοι σε κτίριο με σωληνώσεις και άλλα κρίσιμα στοιχεία πάνω από το έδαφος. Όλα τα ηλεκτρικά εξαρτήματα εντός του μεταλλικού κτιρίου είναι αντιακρηκτικά. Οι σταθμοί συμπίεσης παρακολουθούνται και ελέγχονται από συστήματα εποπτικού ελέγχου και συλλογής δεδομένων SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Τα μέτρα ασφαλείας στους σταθμούς αυτούς είναι ισχυρά.

Ο Folga συνεχίζει αναφέροντας ότι οι σωληνώσεις Φυσικού Αερίου, υπέργειες, υπόγειες και υποβρύχιες, που σχετίζονται με την εγκατάσταση των διασυνδέσεων, των σταθμών μέτρησης και των εγκαταστάσεων γόμωσης στο σταθμό συμπίεσης εγκαθίστανται και δοκιμάζονται υπό πίεση με μεθόδους παρόμοιες με εκείνες που χρησιμοποιούνται για τον κύριο αγωγό

Σημαντικό συστατικό ενός συστήματος αγωγών είναι οι σταθμοί μέτρησης. Οι σταθμοί μέτρησης τοποθετούνται περιοδικά κατά μήκος των διακρατικών αγωγών Φυσικού Αερίου. Αυτοί οι σταθμοί επιτρέπουν στις εταιρείες αγωγών και στις τοπικές εταιρείες διανομής να παρακολουθούν και να διαχειρίζονται το Φυσικό Αέριο στους αγωγούς τους. Ουσιαστικά, αυτοί οι σταθμοί μέτρησης μετρούν τη ροή του Φυσικού Αερίου κατά μήκος του αγωγού, επιτρέποντας στις εταιρείες αγωγών να παρακολουθούν το Φυσικό Αέριο κατά τη ροή του. Χρησιμοποιούν ειδικούς μετρητές για τη μέτρηση του



Φυσικού Αερίου καθώς αυτό ρέει μέσω του αγωγού χωρίς να παρεμποδίζεται η κίνησή του (Folga, 2007).

Οι σταθμοί μέτρησης κατασκευάζονται κατά μήκος του αγωγού και εξασφαλίζουν το δικαίωμα διέλευσης σε κάθε ένα από τα σημεία παραλαβής και διασύνδεσης για τη μέτρηση της ροής και τη ρύθμιση της πίεσης του Φυσικού Αερίου που διέρχεται από τα εν λόγω συστήματα. Ένας σταθμός μέτρησης περιλαμβάνει συνήθως εξοπλισμό μέτρησης και ρύθμισης, διαχωριστή φίλτρων, εξοπλισμό κατά των οσμών και κτίριο ελέγχου. Το σύνολο των εγκαταστάσεων βρίσκεται εντός χώρου με μέτρα ασφαλείας (Folga, 2007).

Σύμφωνα με τον Folga, τα κέντρα διανομής εντός πόλεων είναι εγκαταστάσεις απαραίτητες για τη λειτουργία του αγωγού. Βασική λειτουργία αυτών των σταθμών είναι η μέτρηση του Φυσικού Αερίου και η μείωση της πίεσής του από εκείνη του αγωγού σε εκείνη του συστήματος διανομής. Το τελευταίο, λειτουργεί σε πολύ χαμηλότερη πίεση (από περίπου 500-1.400 psig σε περίπου 0,25-300 psig). Τα κέντρα διανομής μετρούν τη ροή του αερίου με συσκευές μέτρησης και μειώνουν την πίεση με ρυθμιστές πίεσης. Οι συσκευές αυτές ελέγχουν το ρυθμό ροής αερίου ή/και την πίεσή του μέσω του σταθμού και διατηρούν το επιθυμητό επίπεδο πίεσης ή ροής στο σύστημα διανομής.

Οι αγωγοί Φυσικού Αερίου περιλαμβάνουν μεγάλο αριθμό βαλβίδων σε όλο το μήκος τους. Οι βαλβίδες είναι συνήθως ανοικτές και επιτρέπουν την ελεύθερη ροή του Φυσικού Αερίου, αλλά μπορούν να χρησιμοποιηθούν και για να σταματήσουν τη ροή κατά μήκος ενός συγκεκριμένου τμήματος του σωλήνα. Υπάρχουν πολλοί λόγοι για τους οποίους ένας αγωγός μπορεί να χρειαστεί να περιορίσει τη ροή αερίου σε ορισμένες περιοχές, όπως για διακοπή λειτουργίας έκτακτης ανάγκης και συντήρηση. Για παράδειγμα, εάν ένα τμήμα του σωλήνα απαιτεί αντικατάσταση ή συντήρηση, οι βαλβίδες και στα δύο άκρα του εν λόγω τμήματος του σωλήνα μπορούν να κλείσουν για να επιτραπεί στους μηχανικούς και τα συνεργεία εργασίας η ασφαλής πρόσβαση. Αυτές οι βαλβίδες τοποθετούνται κάθε 8 έως 32 χιλιόμετρα κατά μήκος του αγωγού και υπόκεινται σε αυστηρούς κανονισμούς ασφαλείας (Folga, 2007).

2.3.1.3 Συστήματα ελέγχου

Τα κέντρα ελέγχου SCADA επιτρέπουν στην εταιρεία διαχείρισης του αγωγού να τον ελέγχουν και να παρακολουθούν την ομαλή λειτουργία του. Χρησιμοποιούνται εξελιγμένα συστήματα ελέγχου για τη διαχείριση του Φυσικού Αερίου που εισέρχεται



στον αγωγό και για να διασφαλιστεί ότι όλοι οι πελάτες λαμβάνουν εγκαίρως το μερίδιό τους από αυτό. Για να επιτευχθεί το έργο της παρακολούθησης και του ελέγχου του Φυσικού Αερίου που διακινείται μέσω του αγωγού, οι κεντρικοί σταθμοί ελέγχου αερίου συλλέγουν, αφομοιώνουν και διαχειρίζονται τα δεδομένα που λαμβάνονται από τα κέντρα διανομής και τους σταθμούς συμπίεστών σε όλο το μήκος του αγωγού (Folga, 2007).

Σύμφωνα με τη μελέτη του Folga, τα περισσότερα από τα δεδομένα που λαμβάνει ένας σταθμός ελέγχου, παρέχονται από τα συστήματα SCADA. Τα συστήματα αυτά είναι ουσιαστικά εξελιγμένα συστήματα επικοινωνίας που λαμβάνουν μετρήσεις και συλλέγουν δεδομένα κατά μήκος του αγωγού (συνήθως στους σταθμούς μέτρησης ή συμπίεσης και τις βαλβίδες) και διαβιβάζουν τα δεδομένα στον κεντρικό σταθμό ελέγχου. Ο ρυθμός ροής μέσω του αγωγού, η κατάσταση λειτουργίας, η πίεση και οι μετρήσεις της θερμοκρασίας μπορούν να χρησιμοποιηθούν για την αξιολόγηση της κατάστασης του αγωγού ανά πάσα στιγμή. Τα συστήματα αυτά λειτουργούν επίσης σε πραγματικό χρόνο, έτσι ώστε να υπάρχει μικρή χρονική υστέρηση μεταξύ της λήψης μετρήσεων κατά μήκος του αγωγού και τη διαβίβασή τους στο σταθμό ελέγχου. Οι σαρώσεις της κατάστασης του εξοπλισμού πραγματοποιούνται κάθε 6 έως 90 δευτερόλεπτα.

Ο Folga αναφέρει ότι οι πληροφορίες αυτές επιτρέπουν στους μηχανικούς των αγωγών να γνωρίζουν ακριβώς τί συμβαίνει κατά μήκος του αγωγού ανά πάσα στιγμή, γεγονός που επιτρέπει τη γρήγορη αντίδραση σε δυσλειτουργίες του εξοπλισμού, διαρροές ή οποιαδήποτε άλλη ασυνήθιστη δραστηριότητα, καθώς και στον έλεγχο του φορτίου. Κάποια συστήματα SCADA ενσωματώνουν επίσης τη δυνατότητα λειτουργίας ορισμένων συσκευών κατά μήκος του αγωγού εξ αποστάσεως, συμπεριλαμβανομένων των σταθμών συμπίεσης, γεγονός που επιτρέπει στους μηχανικούς σε ένα κέντρο ελέγχου να ρυθμίζουν τη ροή του αερίου άμεσα και εύκολα. Τα συστήματα αυτά παρακολουθούνται 24 ώρες την ημέρα, 365 ημέρες το έτος.

2.3.2 Δεξαμενόπλοια (LNG Carriers)

Σύμφωνα με τον Stopford, το πρώτο πλοίο που χρησιμοποιήθηκε για μεταφορά LNG, ήταν το Methane Pioneer, το 1959. Επρόκειτο για ένα τροποποιημένο πλοίο ξηρού φορτίου και μετέφερε περίπου 5.000 κυβικά μέτρα αερίου από τη Λουιζιάνα στο Canvey Island της Βρετανίας. Η μετατροπή του αποτέλεσε τεχνολογικό επίτευγμα για την εποχή, όμως αποδείχτηκε μικρό και αργό ώστε να καταστεί οικονομικά βιώσιμο. Για το λόγο αυτό, μετά από ένα χρόνο υπηρεσίας, μετατράπηκε σε πλοίο μεταφοράς LPG. Όταν οι



ναύλοι αυξήθηκαν, χρησιμοποιήθηκε εκ νέου για μεταφορά φορτίων LNG σε υπερατλαντικά δρομολόγια.

Το πρώτο μεγάλης κλίμακας εργοστάσιο υγροποίησης ιδρύθηκε το 1964 στο Arzew της Αλγερίας. Είχε δυνατότητα επεξεργασίας 1,1 εκατομμυρίων τόνων ετησίως διαιρεμένων σε τρεις μονάδες υγροποίησης. Τα φορτία υγροποιημένου αερίου αποστέλλονταν στο Canvey Island του Ηνωμένου Βασιλείου με δύο πλοία ναυπηγημένα για τον σκοπό αυτό, το Methane Princess και το Methane Progress. Ακολούθησε η αποστολή φορτίων LNG από το Μπρουνέι στην Ιαπωνία, το 1969. Μετά την επιτυχία των αρχικών προσπαθειών, δημιουργήθηκαν νέα εργοστάσια στη Βόρεια Αφρική για την αποστολή LNG στις ΗΠΑ και την Ευρώπη, καθώς και στη ΝΑ Ασία για αποστολή στην Ιαπωνία. Η επιτυχία των ανωτέρω εγχειρημάτων οδήγησε τους αναλυτές σε προβλέψεις για εμπορικό όγκο 100 εκατομμυρίων τόνων το 1980. Λόγω της πετρελαϊκής κρίσης του 1973 και της αβεβαιότητας που αυτή προκάλεσε, ιδιαίτερα στις τιμές εξαγωγής του αερίου, πολλά επενδυτικά σχέδια ανάπτυξης του εμπορίου αερίου αναβλήθηκαν ή ακυρώθηκαν. Τα χαμηλά επίπεδα του εμπορίου διατηρήθηκαν για πολλά χρόνια. Χαρακτηριστικά, ο εμπορικός όγκος το 2004, διατηρούνταν στα 50 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (Storford, 2018).

Ο Storford παραθέτει το γεγονός ότι ο παγκόσμιος στόλος δεξαμενόπλοιων LNG μέχρι πρόσφατα παρέμενε περιορισμένος αριθμητικά. Ενδεικτικά, μέχρι το 1983, αποτελούνταν από μόλις 71 δεξαμενόπλοια, ενώ τη χρονιά εκείνη, παροπλίστηκε το 1/3 από αυτά. Στο γεγονός αυτό συντέλεσε το κλείσιμο δύο αμερικάνικων τερματικών σταθμών υγροποίησης, διάφορες διενέξεις που αφορούσαν την τιμολόγηση καθώς και η αθέτηση συμβολαίων. Τα γεγονότα αυτά συνδυαστικά ανέκοψαν τις όποιες επενδύσεις, ιδιαίτερα στην περιοχή του Ατλαντικού.

2.3.2.1 Γενικά χαρακτηριστικά

Τα δεξαμενόπλοια LNG στηρίζονται στην ύπαρξη μόνωσης ώστε να μην επανέλθει το Φυσικό Αέριο στην πρότερή του μορφή. Το αέριο που εξατμίζεται είτε καίγεται στις μηχανές του πλοίου, είτε επανέρχεται σε υγρή μορφή. Το ποσοστό εξάτμισης του αερίου κατά τη διάρκεια του ταξιδιού σε ένα δεξαμενόπλοιο LNG, ανέρχεται στο 10% της συνολικής ποσότητας, σύμφωνα με τον Γεώργιο Ορφανάκη, σε διάλεξή του στη Σχολή Ναυτικών Δοκίμων στις 07/05/2022. Τα σύγχρονα δεξαμενόπλοια LNG έχουν χωρητικότητα γύρω στα 160.000 κυβικά μέτρα, ταχύτητα 19 κόμβων,



κινούνται με ατμοστροβίλους ή στροβίλους ντίτζελ και μεταφέρουν περίπου 115.000 τόνους υγροποιημένου αερίου. Πλέον ναυπηγούνται πλοία διπλάσιου μεγέθους τα οποία χρησιμοποιούνται για εξαγωγικά ταξίδια μακρινών αποστάσεων κυρίως από τη Μέση Ανατολή. Τα μεγαλύτερα εξ αυτών μεταφέρουν ακόμα και 270.000 κυβικά μέτρα. Τελικός προορισμός των πλοίων αυτών είναι εργοστάσια αεριοποίησης, όπου μετά την ολοκλήρωση της διαδικασίας μετατροπής, τροφοδοτεί σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ή λοιπούς καταναλωτές μέσω υφιστάμενου δικτύου αγωγών. Ο απαιτούμενος εξοπλισμός συνολικά, καθιστά το εμπόριο LNG, εντάσεως κεφαλαίου σε σχέση με το εμπόριο άνθρακα, καθώς και δύσκαμπτο με βάση τα σημερινά εμπορικά δεδομένα (Stopford, 2018).

Η μεγαλύτερη μείωση στο κόστος αεριοποίησης, σε ποσοστό πλέον του 30% για εργοστάσιο επεξεργασίας 5.000.000 τόνων, σημειώθηκε τη δεκαετία του 1990. Την ίδια περίοδο, η τιμή αγοράς για ένα δεξαμενόπλοιο LNG κυμαινόταν μεταξύ 160 και 250 εκατομμυρίων δολαρίων. Αυτές οι εξελίξεις, σε συνδυασμό με τα μειούμενα επιβεβαιωμένα αποθέματα στην Ευρώπη, είχαν ως αποτέλεσμα την αναγέννηση του εμπορίου LNG κατά τον 21^ο αιώνα. Την ίδια περίοδο παρατηρήθηκαν μεταβολές στην αγορά μεταφορών LNG. Τα πρώτα χρόνια η μεταφορά υγροποιημένου Φυσικού Αερίου πραγματοποιούνταν βάση μακροχρόνιων συμβολαίων, συνήθως διάρκειας 20 ετών, με σταθερές τιμές και αυστηρή τήρηση των δεσμεύσεων στις ποσότητες που προβλέπονταν στις συμβάσεις. Υπό αυτές τις συνθήκες, η αναδιαπραγμάτευση της τιμής ήταν εξαιρετικά δύσκολη. Αυτό οφειλόταν λόγω της έλλειψης ενός προκαθορισμένου κανόνα. Τα επόμενα χρόνια, όταν πλέον οι τιμές του πετρελαίου καθορίζονταν από τις αγορές, η τιμή του Φυσικού Αερίου, συνδέθηκε με την τιμή του πετρελαίου. Αυτό συνέβη σε περιπτώσεις όπου το Φυσικό Αέριο θεωρήθηκε ως μέλος μιας ευρύτερης οικογένειας πετρελαϊκών προϊόντων, ή σε άλλες περιπτώσεις όπου αναπτύχθηκαν προθεσμιακές αγορές αερίου, οι οποίες επέτρεψαν την αντιστάθμιση έναντι των κινδύνων της τιμολόγησης. Τα ανωτέρω, σε συνδυασμό με τον αυξανόμενο αριθμό τερματικών σταθμών, δημιούργησαν ένα πιο ευέλικτο επενδυτικό κλίμα (Stopford, 2018).

Το 2007, πριν την παγκόσμια οικονομική κρίση υπήρχαν 240 πλοία, με άλλα 140 υπό παραγγελία. Το 2016, συνεπεία της οικονομικής κρίσης, αλλά εν μέρει και της λειτουργίας περισσότερων αγωγών μεταφοράς Φυσικού Αερίου, ο παγκόσμιος στόλος πλοίων LNG ανερχόταν σε 193 σκάφη εν ενεργεία και 140 υπό παραγγελία. Τον



Ιανουάριο 2023 ο παγκόσμιος στόλος πλοίων μεταφοράς LNG ανερχόταν στα 713 πλοία, συνολικής μεταφορικής ικανότητας 106.955.418 κυβικών μέτρων και συνολικού εκτοπίσματος 75,73 εκατομμυρίων DWT, σύμφωνα με τη βάση ναυτιλιακών δεδομένων Clarksons. Ταυτόχρονα, σύμφωνα πάντα με την Clarksons, τον Ιανουάριο του 2023 ήταν υπό παραγγελία 320 δεξαμενόπλοια LNG, κυρίως σε ναυπηγεία της Νότιας Κορέας και της Ιαπωνίας, συνολικής μεταφορικής ικανότητας 53.172.616 κυβικών μέτρων, συνολικού εκτοπίσματος 29.262.625 DWT. Το εμπόριο μεταφοράς LNG, εξακολουθεί να στρέφεται γύρω από τα μείζονα έργα που είναι σύνηθες να απαιτούν έως και 10 έτη για την ανάπτυξη και ωρίμανσή τους. Είναι φυσιολογικό, τα νέα επιχειρηματικά μερίδια να προέρχονται από το εμπόριο μεταφοράς του Φυσικού Αερίου. Παρόλα αυτά, λόγω του μεγάλου ύψους αυτών των χρηματικών ποσών, τα σχέδια αυτά εμπεριέχουν μεγάλο βαθμό δυσκολίας (Stopford, 2018).

Κατά τη μεταφορά του με το πλοίο, το LNG βρίσκεται σε θερμοκρασία $-161,5^{\circ}\text{C}$. Σε αυτή τη θερμοκρασία, ο όγκος του μειώνεται στο $1/630$ του αρχικού του όγκου. Τα πλοία έχουν ειδικό σχεδιασμό προκειμένου να ανταπεξέρχονται στην τόσο χαμηλή θερμοκρασία του μεταφερόμενου φορτίου. Πριν τη φόρτωση, το αέριο μεθάνιο υγροποιείται στον τερματικό σταθμό μέσω ψύξης στα trains. Ακολουθώς, φορτώνεται μέσω αντλιών στις μονωμένες δεξαμενές του πλοίου σε ατμοσφαιρική πίεση. Το σύστημα των δεξαμενών του σκάφους ανταποκρίνεται, όχι μόνο στη διατήρηση της πολύ χαμηλής θερμοκρασίας του φορτίου, αλλά και στις μεγάλες θερμοκρασιακές μεταβολές που λαμβάνουν χώρα κατά την φορτοεκφόρτωση του αερίου.

2.3.2.2 Σύστημα Πρόωσης και διαχείρισης φορτίου

Παρόλη τη μόνωση των δεξαμενών των πλοίων, υπολογίζεται ότι ημερησίως, εξατμίζεται 0,3% του αερίου. Κατά το παρελθόν, τα πλοία αυτά δεν είχαν τη δυνατότητα να επανυγροποιούν το αέριο που εξατμιζόταν, μια δυνατότητα που είχαν τα πλοία μεταφοράς LPG. Αυτό συνέβαινε γιατί η επανυγροποίηση απαιτεί υψηλά ποσά ενέργειας. Στην περίπτωση αυτή, το αέριο που εξατμιζόταν καιγόταν στους λέβητες του πλοίου, εξοπλισμός που απαιτείται για τη λειτουργία των ατμοστροβίλων (Stopford, 2018). Οι ατμοστροβίλοι αν και ενεργοβόροι, ξεπερασμένης τεχνολογίας και λιγότερο αποτελεσματικοί από τις μηχανές ντίζελ, διατηρήθηκαν στα δεξαμενόπλοια LNG, ακριβώς λόγω της ικανότητάς τους να καίνε το αέριο που εξατμιζόταν. Σύμφωνα με τον



Stopford, η εξάτμιση του αερίου, παρείχε σε ένα πλοίο μεταφορικής ικανότητας 75.000 κυβικών μέτρων, το 75% της ημερήσιας κατανάλωσης σε καύσιμα, καθιστώντας αυτή τη λύση ιδιαίτερα αποδοτική οικονομικά. Η παραδοσιακή διάταξη ατμοστροβίλων τροφοδοτείται από δύο υδραυλωτούς λέβητες οι οποίοι καίνε μαζούτ ή μέρος του εξατμιζόμενου αερίου όπως προαναφέρθηκε. Οι λέβητες αυτοί παράγουν ατμό, ο οποίος παρέχεται σε έναν περιστρεφόμενο ατμοκινητήρα (ατμοστρόβιλο-τουρμπίνα). Στην τουρμπίνα είναι ενσωματωμένο το κιβώτιο ταχυτήτων, αποδίδοντας 91 στροφές ανά λεπτό (rpm) στην προπέλα. Η υπηρεσιακή ταχύτητα ενός τυπικού πλοίου κυμαίνεται μεταξύ 19 και 20 κόμβων. Η κατανάλωση ανέρχεται στους 171 τόνους μαζούτ ημερησίως. Οι μηχανές ντίζελ μεσαίας ταχύτητας εισήχθησαν σε δεξαμενόπλοια LNG που παραδόθηκαν το 2006, ενώ το 2007 παραδόθηκαν πλοία με εξοπλισμό επανυγροποίησης και συμβατικές μηχανές ντίζελ χαμηλής ταχύτητας. Σχετικά πρόσφατα, ναυπηγήθηκαν πλοία με προωστήριο σκεύος που αποτελείται και από ηλεκτρομηχανές (Stopford, 2018).

2.3.2.3 Τύποι Δεξαμενόπλοιων LNG

Στα δεξαμενόπλοια LNG, χρησιμοποιούνται τρία συστήματα δεξαμενών: Αυτό-υποστηριζόμενα, πρισματικά και μεμβρανοειδή.

Διακριτές αυτό-υποστηριζόμενες σφαιρικές δεξαμενές, αποτελούν το σύστημα Moss. Η μόνωση των δεξαμενών είναι μονού στρώματος. Το 2018, το 51% περίπου των δεξαμενόπλοιων LNG διέθετε το σύστημα Moss. Το σύστημα Moss θεωρείται το πλέον ασφαλές.

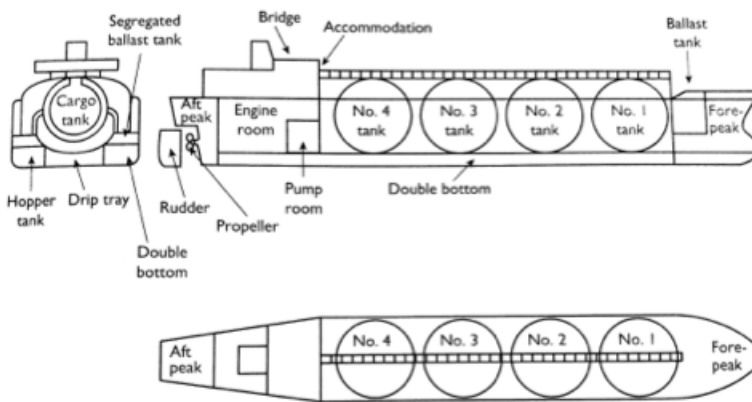


Εικόνα 2. Δεξαμενόπλοιο LNG με σύστημα Moss



Πηγή: Κ. Γκιζιάκης κ.α., 2016

Εικόνα 3. Σχέδια Δεξαμενόπλοιου LNG με σύστημα Moss και ενδεικτικά τεχνικά χαρακτηριστικά



Typical vessel specifications

Size	66,500dwt
Length	290 metres
Beam	42 metres
Draught	10.7 metres
Capacity	130,000m ³
Cargo tanks	4 refrigerated tanks
Pumps	10 x 1,100m ³ (2 pumps per tank)
Main engine	30,000kWh

Πηγή: Γκιζιάκης κ.α., 2016



Το μεμβρανοειδές σύστημα δεξαμενών προσφέρθηκε αρχικά από τη γαλλική Gaz Transport, διαθέτει κύρια και δευτερεύουσα λεπτή μεμβράνη, κατασκευασμένη από κράμα σιδηρονικελίου Invar (αποτελούμενο από 36% σιδηρονικέλιο). Η μόνωση είναι κατασκευασμένη από κουτιά κόντρα πλακέ, σύμφωνα με τον Storfjord, που είναι γεμάτα με περλίτη. Συνήθως, το σκάφος διαθέτει διπλό κέλυφος, ενώ οι ακραίες δεξαμενές στη βάση και την κορυφή μεταφέρουν υδάτινο έρμα. Διαθέτουν τέσσερις δεξαμενές φορτίου οι οποίες χωρίζονται από στεγανά κιβώτια και κατασκευάζονται σύμφωνα με το σύστημα διακράτησης GTT Mark 3 για τη μεταφορά φορτίων LNG. Οι δεξαμενές εκτείνονται πάνω από το κατάστρωμα και περικλείονται σε κάλυμμα που παρέχει προστασία και πρόσβαση. Το σύστημα αυτό χρησιμοποιούσε το 2018 το 37% του παγκόσμιου στόλου δεξαμενόπλοιων LNG. Το σύστημα της γαλλικής εταιρείας Technigaz, κατείχε ποσοστό 11% της παγκόσμιας αγοράς (2018) και χρησιμοποιεί ακηλίδωτη μεμβράνη χάλυβα.

Οι δύο εταιρείες Gaz Transport και Technigaz συγχωνεύτηκαν το 1994, συστήνοντας την εταιρεία Gaztransport & Technigaz.

Εικόνα 4. Δεξαμενόπλοιο LNG με σύστημα μεμβράνης



Πηγή: www.offshore-energy.biz



Το σύστημα με πρισματικές δεξαμενές σχεδιάστηκε από την εταιρεία ΙΗΙ (Ishikawajima-Harima Heavy Industries). Είναι το σύστημα που απαιτεί τη λιγότερη συντήρηση και για τον λόγο αυτό, οι περισσότερες ναυτιλιακές εταιρείες που δραστηριοποιούνται στον χώρο του LNG, στρέφονται σε πλοία που χρησιμοποιούν το συγκεκριμένο σύστημα.

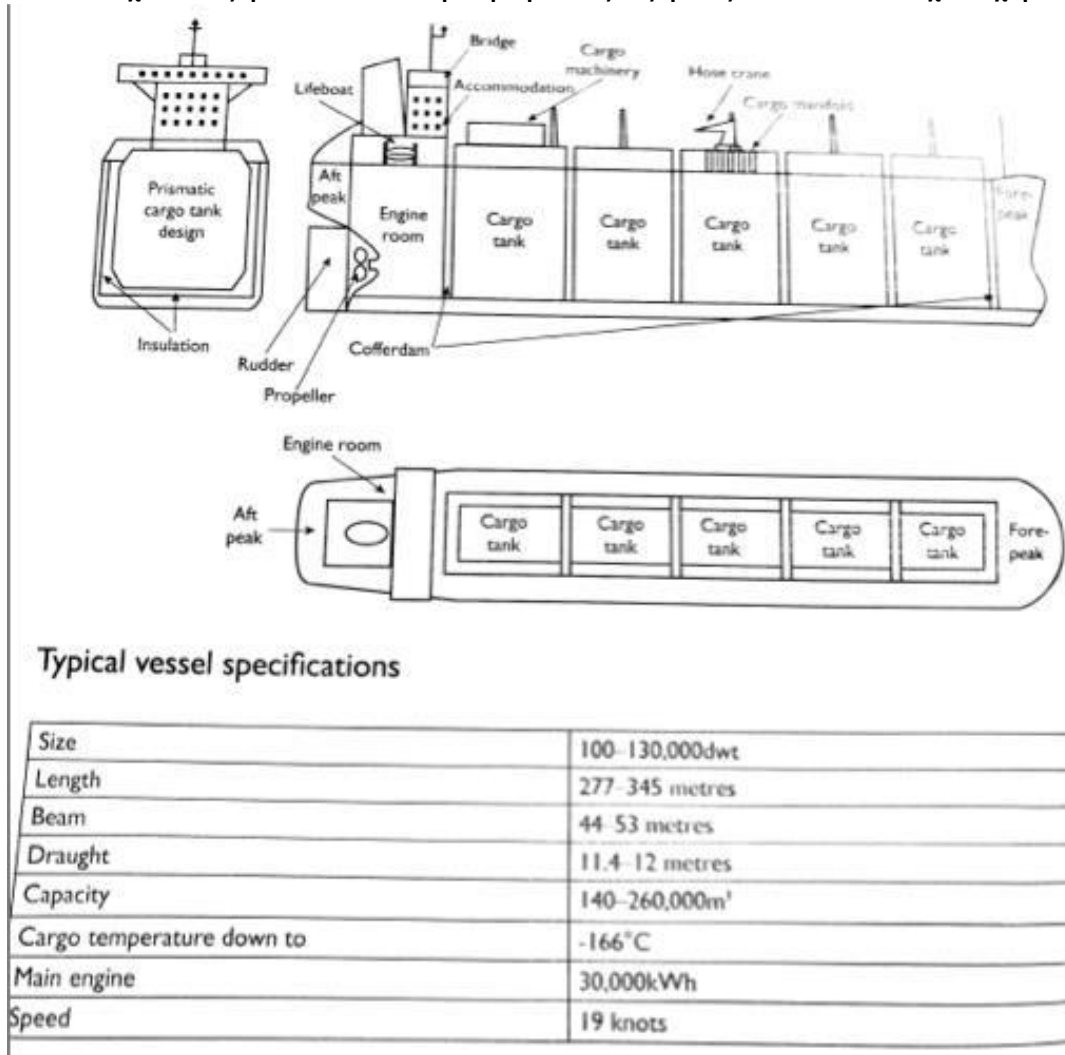
Εικόνα 5. Δεξαμενόπλοιο LNG με πρισματικές δεξαμενές



Πηγή: Γκιζιάκης κ.α., 2016



Εικόνα 6. Σχέδια Δεξαμενόπλοιου LNG με πρισματικές δεξαμενές και ενδεικτικά τεχνικά χαρακτηριστικά



Πηγή: Γκιζιάκης κ.α., 2016

Οι δεξαμενές φορτίου διαμορφώνονται σύμφωνα με το εσωτερικό σκαρί του πλοίου και μονώνονται σύμφωνα με το σύστημα τεσσάρων στρωμάτων όπως περιγράφηκε ανωτέρω. Η αρχική μόνωση προστατεύεται από μια κύρια μεμβράνη, πίσω από την οποία βρίσκεται μια δεύτερη μεμβράνη και η δευτερεύουσα μόνωση, η οποία βρίσκεται προσαρμοσμένη στο εσωτερικό κέλυφος του πλοίου. Με το συγκεκριμένο επίπεδο μόνωσης το ποσοστό εξάτμισης του αερίου περιορίζεται στο 0,15% του όγκου φορτίου, το οποίο καίγεται στις μηχανές του πλοίου, όπως έχει ήδη αναφερθεί. Ο σύγχρονος σχεδιασμός πλοίων προϋποθέτει την ύπαρξη εξοπλισμού επανυγροποίησης και επαναφοράς του αερίου στις δεξαμενές του πλοίου. Η εκφόρτωση του αερίου γίνεται μέσω οκτώ βυθισμένων ηλεκτρικών αντλιών φορτίου, δυναμικότητας 1.700 m³ ανά ώρα,



εκάστη. Με τον ρυθμό αυτό η εκφόρτωση του πλοίου επιτυγχάνεται σε περίπου 12 ώρες (Stopford, 2018).

Τα δεξαμενόπλοια LNG, όπως αναφέρει ο Stopford, είναι πολύ εξεζητημένα και ακριβά πλοία. Αν και τα γενικά τους χαρακτηριστικά δεν διαφέρουν σημαντικά από των υπόλοιπων δεξαμενόπλοιων, η σημαντική τους διαφορά έγκειται στις μηχανολογικές ικανότητες, τα υλικά και την τεχνολογία που απαιτείται για τη φόρτωση, τη μεταφορά και την εκφόρτωση ενός υγρού φορτίου που βρίσκεται σε θερμοκρασία $-161,5^{\circ}\text{C}$.

Τα δεξαμενόπλοια LNG ναυπηγούνται κυρίως σε ναυπηγεία της Ιαπωνίας και της Νότιας Κορέας. Το τελευταίο χρονικό διάστημα, κινεζικά ναυπηγεία σχεδιάζουν να ξεκινήσουν ναυπηγήσεις πλοίων του τύπου.



3. Γεωπολιτική της Ενέργειας στην Ευρώπη

Η Ευρωπαϊκή Ένωση είναι ένας από τους σημαντικότερους καταναλωτές ενέργειας παγκοσμίως.

Το 2021 η κατανάλωση ενέργειας στα 27 μέλη-κράτη της Ευρωπαϊκής Ένωσης, μειώθηκε κατά 1,9% σε σχέση με το 2020, αγγίζοντας τους 53 εκ. τόνους (ισοδύναμο πετρελαίου) ή 23.570 petajoules (PJ). Το 2020 είχε ήδη σημειωθεί μείωση της κατανάλωσης κατά 7,1%, συνεπεία της παγκόσμιας κρίσης COVID-19 και των περιορισμών που αυτή επέβαλε (Eurostat, 2022).

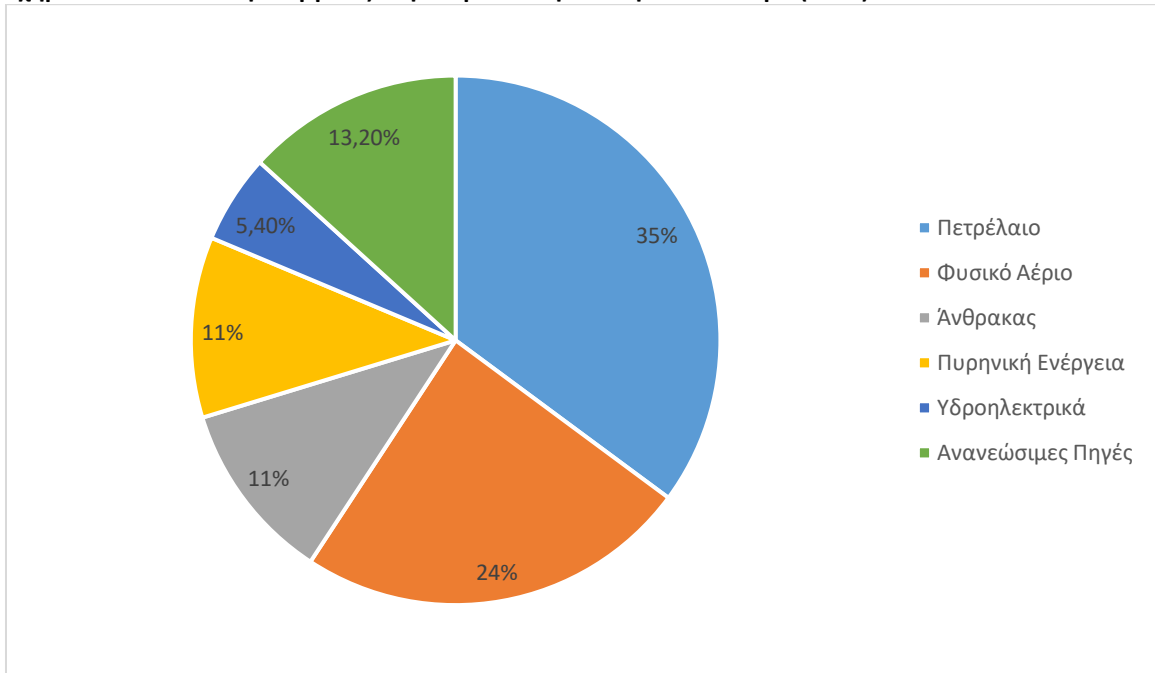
Η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) αποτελεί ένα από τους μεγαλύτερους καταναλωτές ενέργειας παγκοσμίως. Στην ενέργεια στηρίζεται η βιωσιμότητα και η ευημερία των πολιτών των 27 κρατών-μελών της. Η ζήτηση για ενέργεια στην Ευρωπαϊκή Ένωση επικεντρώνεται κυρίως στην κάλυψη των αναγκών της βαριάς βιομηχανίας, στην τροφοδότηση των διυλιστηρίων πετρελαίου καθώς και στην κάλυψη των νοικοκυριών για θέρμανση και ηλεκτρισμό.

Η ενέργεια στην ΕΕ προέρχεται από το πετρέλαιο, το Φυσικό Αέριο, τα πυρηνικά καύσιμα, υδροηλεκτρικά έργα, άνθρακα, καθώς και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η χρήση των οποίων επεκτείνεται σταδιακά. Οι κυριότερες ανανεώσιμες πηγές που αξιοποιούνται αποτελεσματικά προσφέροντας κυρίως στην ηλεκτροπαραγωγή είναι τα βιοκαύσιμα καθώς και η αιολική και ηλιακή ενέργεια.

Η παραγωγή ενέργειας της Ε.Ε στηρίζεται σε μεγάλο βαθμό στις εισαγωγές προϊόντων πετρελαίου και Φυσικού Αερίου, καθώς στον Ευρωπαϊκό χώρο, η παραγωγή από τα κοιτάσματα που αξιοποιούνται δεν επαρκεί για την κάλυψη του συνόλου των ενεργειακών απαιτήσεων. Για το λόγο αυτό, τα κράτη-μέλη στηρίζονται στην εισαγωγή των απαραίτητων υδρογονανθράκων για την κάλυψη των αναγκών της βιομηχανίας, της θέρμανσης και των μετακινήσεων.



Σχήμα 7. Κατανάλωση Ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση ανά καύσιμο (2021)



Πηγή: BP Statistical Review of World Energy, 2022

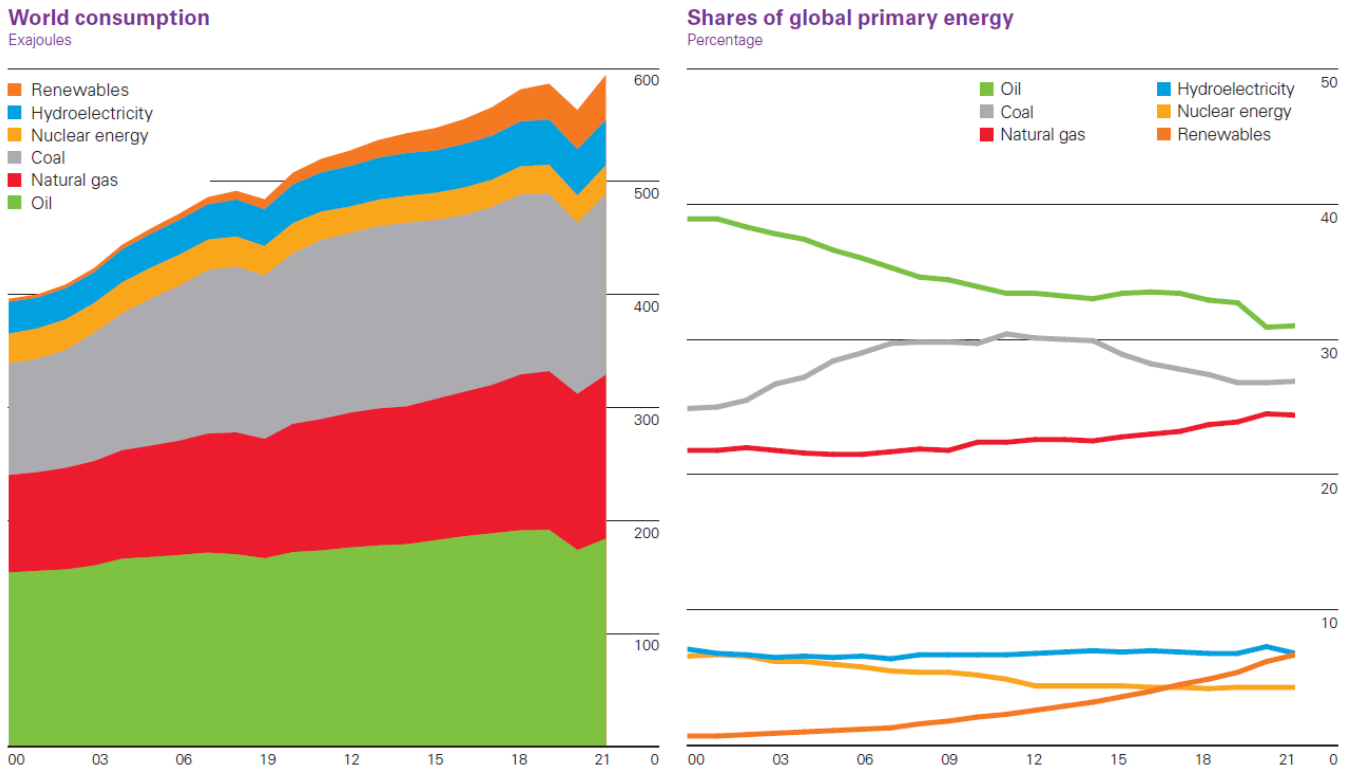
Πίνακας 3. Κατανάλωση ενέργειας στην Ευρωπαϊκή Ένωση (σε EJ)

Τύπος Καυσίμου	2010	2020	2021	% Αλλαγή (2010-2020)
Πετρέλαιο	25	20	21	-20%
Φυσικό Αέριο	15	14	14	-6,7%
Άνθρακας	10	6	6,7	-40%
Πυρηνική Ενέργεια	8,2	6,2	6,6	-24%
Υδροηλεκτρικά	3,7	3,2	3,2	-14%
Ανανεώσιμες Πηγές	3,4	7,7	7,9	126%
Σύνολο	65,3	57,1	59,4	-12%

Πηγή: BP Statistical Review of World Energy, 2022



Σχήμα 8. Παγκόσμια κατανάλωση ενέργειας ανά αγαθό 2000-2021



Πηγή: BP Statistical Review of World Energy, 2022

Βασική χώρα προμήθειας του Φυσικού Αερίου, ιδιαίτερα για τις χώρες της Βόρειας και Κεντρικής Ευρώπης, είναι η Ρωσία, μέσω ενός εκτεταμένου δικτύου αγωγών (Nord Stream 1 και 2, Yamal, Bratsvo, Soyuz και TurkStream). Η ενεργειακή εξάρτηση των χωρών της Ευρώπης από το ρωσικό Φυσικό Αέριο επιβεβαιώθηκε μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία τον Φεβρουάριο του 2022. Οι ευρωπαϊκές χώρες τέθηκαν ουσιαστικά υπό ρωσική ενεργειακή ομηρία, καθώς ο φόβος για περιορισμό ή ολική διακοπή της τροφοδοσίας των αγωγών με αέριο, προκάλεσε πανικό σε Κυβερνήσεις και πολίτες. Οι τιμές της ενέργειας σημείωσαν κατακόρυφη αύξηση, οδηγώντας τελικά σε ένα «σπирάλ» πληθωρισμού σε ολόκληρη την περιοχή, που αναμένεται να διαρκέσει για αρκετούς μήνες ή και χρόνια.

Άλλες πηγές προμήθειας Φυσικού Αερίου για τις χώρες της Ευρώπης αποτελούν το Αζερμπαϊτζάν, η Αλγερία, η Νορβηγία, το Κατάρ και τα τελευταία χρόνια οι Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής, οι οποίες αξιοποιούν το σχιστολιθικό αέριο που παράγουν,



διαθέτοντάς το στις διεθνείς αγορές υπό τη μορφή υγροποιημένου Φυσικού Αερίου, το οποίο μεταφέρεται με LNG Carriers.

3.1 Υποδομές Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη

Η Ευρώπη προμηθεύεται το απαραίτητο για την οικονομία της Φυσικό Αέριο είτε μέσω Αγωγών είτε σε υγροποιημένη μορφή (LNG) μέσω Δεξαμενόπλοιων Υγροποιημένου Αερίου (LNG Carriers) τα οποία εκφορτώνουν το φορτίο τους σε κατάλληλα προς τον σκοπό αυτό Τερματικά Επαναεριοποίησης LNG. Στο έδαφος της Ευρώπης υπάρχει ένα ευρύ δίκτυο αγωγών το οποίο εξυπηρετεί τις περισσότερες ευρωπαϊκές χώρες, καθώς και ένα δίκτυο Τερματικών Επαναεριοποίησης LNG που εξυπηρετεί τις χώρες που λαμβάνουν το αέριο σε υγροποιημένη μορφή, συμπληρώνοντας τις απαιτούμενες ποσότητες για την ενεργειακή τους κάλυψη.

3.1.1 Υφιστάμενο και σχεδιαζόμενο δίκτυο Αγωγών στην Ευρώπη

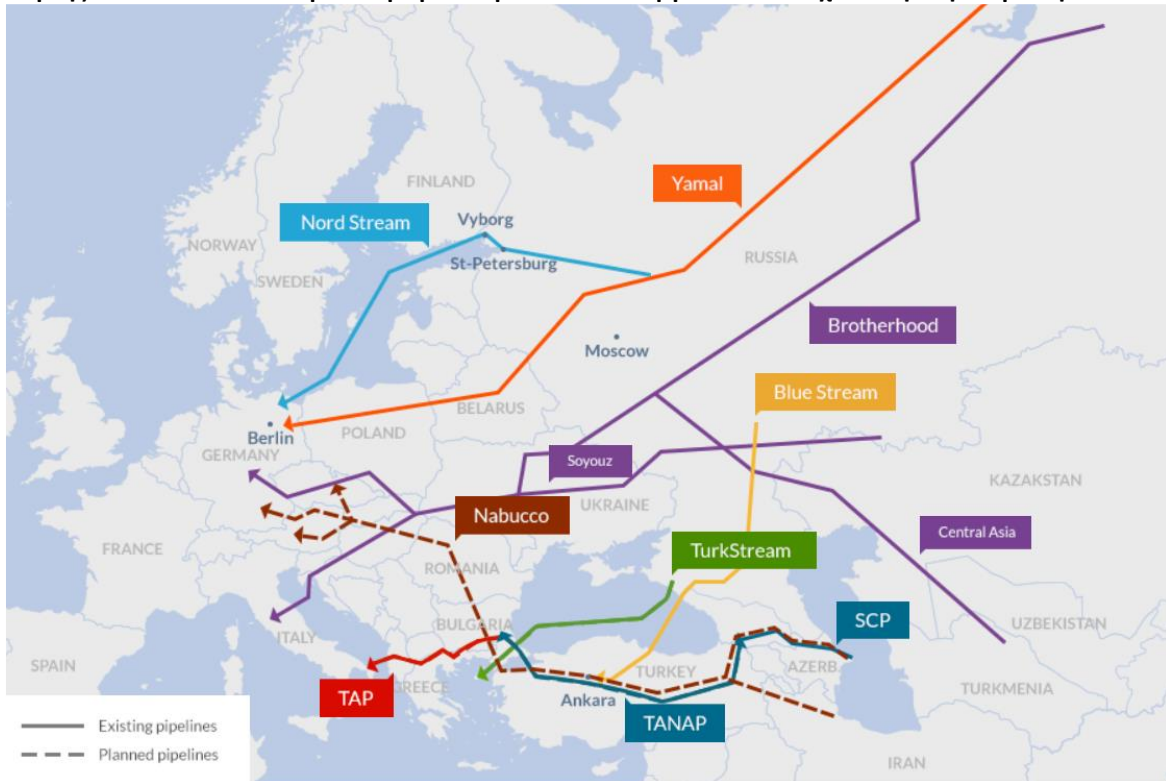
Η ενεργειακή επάρκεια της Ευρώπης εξασφαλίζεται μέσα από ένα Δίκτυο πέντε κύριων αγωγών Φυσικού Αερίου:

1. Nord Stream (μετέφερε 59,2 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα το 2021)
2. Yamal-Europe, μέσω της Λευκορωσίας (μεταφορικής ικανότητας 33 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων ετησίως)
3. Blue Stream (μεταφορικής ικανότητας 16 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων ετησίως),
4. Urengoy-Uzhgorod, μέσω της Ουκρανίας (μεταφορικής ικανότητας 32 δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων ετησίως).

Το δίκτυο των κυριότερων αγωγών Φυσικού Αερίου που είναι σε λειτουργία ή βρίσκονται υπό σχεδίαση με προέλευση τη Ρωσία και την Ασία φαίνεται στον ακόλουθο χάρτη:



Χάρτης 1. Το Δίκτυο των κύριων αγωγών αερίου σε λειτουργία και υπό σχεδίαση στην Ευρώπη



Πηγή www.planete-energies.com

3.1.1.1 Αγωγοί προερχόμενοι από τη Ρωσία

Η Gazprom, ο ρωσικός κρατικός ενεργειακός κολοσσός, σκόπευε ήδη από το 2018 να εγκαταλείψει τις προμήθειες Φυσικού Αερίου προς την Ευρώπη μέσω της Ουκρανίας και τον αγωγό "Urengoy-Uzhgorod", ο οποίος κατείχε το 51% της προμήθειας Φυσικού Αερίου μέσω αγωγών προς την Ευρώπη. Η ποσότητα αερίου που η Ευρώπη προμηθευόταν μέσω αυτού πρέπει με κάποιο τρόπο να αντικατασταθεί από άλλα έργα. Ένα από αυτά είναι ο αγωγός Turkish Stream, παλαιότερα γνωστός ως South Stream, ένας αγωγός που θα μεταφέρει Φυσικό Αέριο από τη Ρωσία στην Ανατολική Θράκη με δυναμικότητα 64 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως. Στη συνέχεια, η ΕΕ θα πρέπει να κατασκευάσει μόνη της το υπόλοιπο δίκτυο αγωγών (Στρατάκης-Πελαγίδης, 2019).

Ο Nord Stream 1 είναι ένας αγωγός που προμηθεύει τη Γερμανία με Φυσικό Αέριο από τη Ρωσία και έχει χερσαίο και υποθαλάσσιο τμήμα στη Βαλτική Θάλασσα. Αποτελούσε μια από τις κυριότερες πηγές προμήθειας αερίου της μεγαλύτερης οικονομίας της Ευρώπης.



Ένας ακόμη σημαντικός αγωγός είναι και ο Nord Stream 2, η κατασκευή του οποίου ολοκληρώθηκε τον Σεπτέμβριο του 2021, αλλά λόγω της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία, δεν έχει λειτουργήσει ακόμα. Τον Σεπτέμβριο του 2022 σε υποθαλάσσιο τμήμα του στα Διεθνή Ύδατα, εντός των ΑΟΖ Σουηδίας και Δανίας, έπαθε ζημιές μετά από έκρηξη που αποδίδεται σε δολιοφθορά. Οι έρευνες για τον υπαίτιο βρίσκονται σε εξέλιξη (Μάρτιος 2023).

Πρόκειται για έναν αγωγό 1.200 χιλιομέτρων που θα μεταφέρει 55 δισ. κυβικά μέτρα ρωσικού αερίου μέσω της Βαλτικής Θάλασσας στη Γερμανία. Το συνολικό κόστος του Έργου εκτιμάται σε 9,5 δισ. δολάρια, με την Gazprom να είναι ο κύριος μέτοχος του Έργου (μερίδιο 50%). Στο έργο μετέχουν πέντε ευρωπαϊκές εταιρείες ενέργειας (Shell, Engie, OMV, Uniper και Wintershall), οι οποίες υπέγραψαν συμφωνίες χρηματοδότησης με την Gazprom.

Στο σημείο αυτό εγείρεται ένα ερώτημα που έχει να κάνει με το αν η ΕΕ επιθυμεί πραγματικά την αλλαγή της κατεύθυνσης της ενεργειακής της πολιτικής προς τα νέα δυνητικά αποθέματα Φυσικού Αερίου στη Νοτιοανατολική Μεσόγειο, αντί των ρωσικών προμηθειών Φυσικού Αερίου.

Ο Yamal-Europe είναι ένας αγωγός ο οποίος επίσης καταλήγει στη Γερμανία προμηθεύοντάς τη με ρωσικό Φυσικό Αέριο από τα κοιτάσματα Yamal της Βορειοδυτικής Σιβηρίας και της ευρύτερης Δυτικής Σιβηρίας. Είναι χερσαίος αγωγός ο οποίος διέρχεται από τα εδάφη της Λευκορωσίας και της Πολωνίας. Μέτοχοι της κοινοπραξίας είναι η Gazprom και η πολωνική κρατική εταιρεία PGNiG (Στρατάκης-Πελαγίδης, 2019).

Ο Blue Stream είναι αγωγός ο οποίος εκκινεί από τη Ρωσία και καταλήγει στην Τουρκία συνδεδεμένος με τον TANAP. Είναι χερσαίος και υποθαλάσσιος στον Εύξεινο Πόντο. Αποτελεί μια κοινοπραξία της ρωσικής Gazprom και της ιταλικής ENI, ενώ στο τουρκικό τμήμα του μέλος της κοινοπραξίας αποτελεί η BOTAS(Στρατάκης-Πελαγίδης, 2019).

3.1.1.2 Αγωγοί προερχόμενοι από το Αζερμπαϊτζάν

Ένα άλλο δίκτυο αγωγών που έχει αποδειχθεί ότι είναι ανταγωνιστικό προς έναν Νοτιοανατολικό Ενεργειακό Διάδρομο είναι ο πολυδιαφημισμένος "Trans-Anatolian Natural Gas Pipeline -TANAP" που θα διακινεί Φυσικό Αέριο από το ανατολικό άκρο της



Κασπίας Θάλασσας του Αζερμπαϊτζάν (κοίτασμα Σαχ-Ντενίζ) προς τις νοτιοανατολικές ακτές της Ιταλίας, συνδεδεμένος με τον " Trans Adriatic Pipeline -TAP" της Ελλάδας (Στρατάκης-Πελαγίδης, 2019).

Η λειτουργία του TANAP ξεκίνησε το 2018 και κόστισε περίπου 10 δισεκατομμύρια δολάρια. Ο αγωγός μήκους περίπου 2.000 χλμ. έχει μεταφορική ικανότητα 16 δισ. κ.μ. ετησίως, εκ των οποίων τα 6 δισ. κ.μ. θα καλύπτουν τις τουρκικές εγχώριες ανάγκες και τα υπόλοιπα 10 δισ. κ.μ., θα παραδίδονται στις ευρωπαϊκές χώρες μέσω του TAP. Σε ένα δεύτερο στάδιο, ο TANAP προβλέπεται να αυξήσει τις παραδόσεις έως και τα 24 bcm (Στρατάκης-Πελαγίδης, 2019).

Ο Trans Adriatic Pipeline (TAP), επιλέχθηκε επίσης από την κοινοπραξία Shah Deniz προκειμένου να μεταφέρει αέριο στην Ευρώπη από τα δυτικά σύνορα της Τουρκίας αντί της βόρειας διαδρομής (Nabucco West). Ο αγωγός έχει σχεδιαστεί με αρχική ικανότητα μεταφοράς 10 δισ. κυβικών μέτρων ετησίως, έχοντας συνδυασμένο μήκος 682 χλμ. στην ξηρά και 105 χλμ. στην θάλασσα. Εκτιμάται ότι το κόστος κατασκευής του αγωγού έφθασε τα 5,3 δισεκατομμύρια δολάρια (Στρατάκης-Πελαγίδης, 2019).

3.1.1.3 Διασυνδεδημένοι Αγωγοί Βαλκανίων

Η Βουλγαρία, η Ρουμανία και η Σερβία σχεδιάζουν να επεκτείνουν τις υποδομές Φυσικού Αερίου τους, ιδίως τους διασυνδεδημένους αγωγούς Φυσικού Αερίου (Διασυνδεδημένοι αγωγοί Βαλκανίων), προκειμένου να αποφύγουν μελλοντικές διαταραχές στην προμήθεια του Φυσικού Αερίου και να αυξήσουν την ενεργειακή τους ασφάλεια. Η περιοχή θα προμηθεύεται νέες ποσότητες Φυσικού Αερίου που θα διακινούνται από τον αγωγό TAP ή από άλλα επερχόμενα έργα, όπως πλωτούς τερματικούς σταθμούς υγροποιημένου Φυσικού Αερίου που θα λειτουργήσουν το επόμενο χρονικό διάστημα στην Αλεξανδρούπολη (Στρατάκης-Πελαγίδης, 2019).

Ο δείκτης παραγωγής/κατανάλωσης της περιοχής των Βαλκανίων ανέρχεται στο 19%, καθώς η περιοχή είναι μεγάλος εισαγωγέας Φυσικού Αερίου. Οι προβλεπόμενοι Διασυνδεδημένοι αγωγοί που πρόκειται να κατασκευαστούν είναι οι εξής, σύμφωνα με τους Πελαγίδη και Στρατάκη:

- i. Ο Διασυνδεδημένος αγωγός Βουλγαρίας και Ρουμανίας (IBR)



- ii. Η διασύνδεση Βουλγαρίας-Τουρκίας για το Φυσικό Αέριο (ITB) θα μεταφέρει έως και 3 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως
- iii. Η διασύνδεση Βουλγαρίας-Σερβίας (IBS) θα μεταφέρει έως 1,8-4,5 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως.
- iv. Ο Διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB) θα μεταφέρει έως και 3-5 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως,
- v. Άλλοι Διασυνδετήριοι αγωγοί Φυσικού Αερίου μεταξύ Ρουμανίας, Ουγγαρίας και Σερβίας.

Ένα από τα πλέον φιλόδοξα σχέδια είναι το έργο του αγωγού EastMed, ο οποίος φιλοδοξεί να μεταφέρει Φυσικό Αέριο από τα κοιτάσματα την Ανατολικής Μεσογείου στην ευρωπαϊκή αγορά. Ο αγωγός θα καταλήγει στην Ελλάδα, θα προσεγγίζει αρχικά τη νήσο Κρήτη και από εκεί θα συνεχίζει προς την Ηπειρωτική Ελλάδα. Μέσω ενός ακόμη υποθαλάσσιου αγωγού στην Αδριατική, θα καταλήγει στην Ιταλία, ώστε μέσω του εκεί δικτύου να κατευθύνεται προς τις αγορές της Κεντρικής Ευρώπης. Τα κοιτάσματα της περιοχής ανήκουν στην Κύπρο, την Αίγυπτο και το Ισραήλ. Ο EastMed περιγράφεται αναλυτικότερα σε επόμενη ενότητα.

3.1.2 Τερματικά Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη και τη Μεσόγειο

Η Ευρώπη μπορεί σήμερα να φιλοξενήσει συνολικά περίπου 230 Bcm σε LNG μέσω τεσσάρων τερματικών σταθμών επαναεριοποίησης μικρής κλίμακας και 25 τερματικούς σταθμούς επαναεριοποίησης μεγαλύτερης κλίμακας, τρεις εκ των οποίων βρίσκονται στο Ηνωμένο Βασίλειο (EIU,2022). Από το 2020 οι δυνατότητες εισαγωγής της Ευρώπης ήταν περίπου 114 δισ. κυβικά μέτρα εισαγόμενου LNG, το οποίο αντιπροσώπευε μόνο το ήμισυ της συνολικής ικανότητας επαναεριοποίησης των 230 Bcm της ηπείρου (GIGNL,2021). Το 2022 αποτέλεσε έτος ρεκόρ για το LNG στην Ευρώπη, καθώς το ποσοστό επαναεριοποίησης από την 1η Μαΐου 2022 βρισκόταν ήδη στο 58,8%, ενώ οι εισαγωγές για τον Ιανουάριο ήταν διπλάσιες από εκείνες της ίδιας περιόδου το 2021 (Cocklin, 2022). Παρ' όλα αυτά, ακόμα και εάν αυτή η δυναμικότητα επρόκειτο να βελτιστοποιηθεί με πρόσθετες εισαγωγές 113 δισ. κυβικών μέτρων, τότε η Ευρώπη θα εξακολουθούσε να υπολείπεται των 155 δισ. κυβικών μέτρων Φυσικού Αερίου που εισήχθησαν το 2021 από τη Ρωσική Ομοσπονδία (IEA, 2022).



3.1.2.1 Τερματικά LNG στην Ευρώπη

Ένα άλλο εμπόδιο στις υποδομές υγροποιημένου Φυσικού Αερίου της Ευρώπης είναι ότι οι τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης είναι άνισα κατανομημένοι σε όλη την ήπειρο, με τις περισσότερες υποδομές να βρίσκονται στη Μεσόγειο και τις ακτές του Ατλαντικού. Για παράδειγμα, η Ιβηρική Χερσόνησος αντιπροσωπεύει περισσότερο από το ένα τέταρτο της δυναμικότητας επαναεριοποίησης της Ευρώπης, ενώ η Ανατολική Ευρώπη -πλην της Λιθουανίας και της Πολωνίας- στερείται παντελώς τερματικούς σταθμούς αεριοποίησης (Yafimava, 2020).

Μέσα σε μόλις τέσσερις ημέρες μετά την έναρξη της ρωσικής εισβολής στην Ουκρανία, ο Γερμανός Καγκελάριος ανακοίνωσε στο γερμανικό κοινοβούλιο την κατασκευή δύο τερματικών σταθμών επαναεριοποίησης για να μειώσει την εξάρτησή της από το ρωσικό Φυσικό Αέριο. Εντός δύο εβδομάδων, το Βερολίνο ξεκίνησε επισήμως τις διαδικασίες ώστε ο πρώτος τερματικός σταθμός επαναεριοποίησης στο Brunsbüttel να τεθεί γρήγορα σε λειτουργία μέχρι το 2026 με δυναμικότητα 8 Bcma (Kurmayer,2022). Τους επόμενους μήνες, ανακοινώθηκαν πρόσθετα έργα αεριοποίησης με τη μορφή τεσσάρων πλωτών μονάδων επαναεριοποίησης και αποθήκευσης (FSRU) με τις πρώτες να προγραμματίζεται να τεθούν σε λειτουργία στις αρχές του 2023 (Wintgens,2022) και (Kurmayer,2022). Οι μονάδες FSRU τίθενται γρηγορότερα και φθηνότερα σε λειτουργία από την παραδοσιακή αεριοποίηση, αλλά μπορούν να παρέχουν το πολύ 8 bcm (Songhurst, 2018). Παρ' όλα αυτά, η μελλοντική χρήση του LNG στην Ευρώπη μπορεί να επωφεληθεί από την ισχυρή ζήτηση κατά τα επόμενα χρόνια (Lambert κ.α., 2022). Λόγω της ασάφειας που περιβάλλει το νομικό πλαίσιο για τα έργα αγωγών στην Ευρώπη, οι ευρωπαϊκοί εργολάβοι Φυσικού Αερίου έχουν επισημάνει μια στροφή προς το LNG και την επαναεριοποίηση (Yafimava, 2020). Επίσης, το πάγωμα του Nord Stream 2 για την εισαγωγή Φυσικού Αερίου από τη Ρωσία δημιουργεί μια ιδιαίτερα απροσδόκητη ανάγκη για τη βόρεια Ευρώπη, η οποία πάσχει από ιδιαίτερα σκληρούς χειμώνες (Lambert κ.α., 2022). Ένα άλλο κίνητρο για τη στροφή προς το LNG είναι ότι οι σύγχρονοι τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης είναι σε θέση να εξυπηρετήσουν υδρογόνο χαμηλών εκπομπών άνθρακα στο μέλλον, ιδίως καθώς η ΕΕ κινείται προς την κατεύθυνση του υδρογόνου που αντιπροσωπεύει έως και το 24% του συνολικού της ενεργειακού μείγματος μέχρι το 2050 (fch,2019). Σύμφωνα με τη δέσμευση της Ευρώπης για απεξάρτηση της αγοράς ενέργειας από τις εκπομπές άνθρακα και την εξασφάλιση ενός



μέλλοντος πλούσιου σε υδρογόνο, ο Γερμανός Καγκελάριος δήλωσε στο γερμανικό κοινοβούλιο στις 27 Φεβρουαρίου του 2022, ότι οι υπό κατασκευή τερματικοί σταθμοί της Γερμανίας θα είναι έτοιμοι για εξυπηρέτηση υδρογόνου τα επόμενα χρόνια (Wettengel, 2022). Συνολικά, αυτά τα στοιχεία υποδεικνύουν ότι οι δυνατότητες LNG της Ευρώπης ενδέχεται να μην ενισχυθούν σε πολύ σύντομο χρονικό διάστημα, παρά την ισχυρή ώθηση της διαφοροποίησης πηγών προέλευσης του Φυσικού Αερίου. Οι επενδύσεις αυτές θα πρέπει οπωσδήποτε να συμβάλουν σε μια ανεξάρτηση από τον άνθρακα στο μελλοντικό ενεργειακό μείγμα της Γερμανίας, της μεγαλύτερης οικονομίας της Ευρώπης, και κατ' επέκταση σε ολόκληρη την Ευρώπη, καθώς ευρωπαϊκές χώρες όπως η Ιταλία, η Εσθονία και η Φινλανδία αναμένεται να μετατοπίσουν στο μέλλον μέρος της επαναεριοποίησης που θα πραγματοποιείται στους υπό σχεδίαση ή κατασκευή τερματικούς σταθμούς LNG σε εγκαταστάσεις που θα μπορούν επίσης να εισάγουν υδρογόνο (Lambert κ.α., 2022).

3.1.2.2 Τερματικά LNG στη Βόρεια Αφρική

Εγκαταστάσεις τερματικών σταθμών LNG που μπορούν να παίξουν σημαντικό ρόλο στην ενεργειακή εξασφάλιση της Ευρώπης υπάρχουν και σε άλλες χώρες της περιοχής και συγκεκριμένα στις Μεσογειακές ακτές της Βόρειας Αφρικής. Συγκεκριμένα στην Αίγυπτο λειτουργούν δύο τερματικά (Idku και Damietta), ένα στην Τυνησία και τέσσερα στην Αλγερία (Arzew, Skidka). Το τερματικό που βρίσκεται στην Ανατολική Λιβύη, λόγω της γενικότερης αστάθειας που επικρατεί στην χώρα δεν μπορεί να θεωρηθεί αξιόπιστη πηγή για την τροφοδοσία των χωρών της Ευρώπης.

3.1.2.3 Αποθηκευτική ικανότητα

Με την απουσία μεγαλύτερων ποσοτήτων εισαγωγών Φυσικού Αερίου εκτός Ρωσίας, οι σημερινές αποθηκευτικές ικανότητες της Ευρώπης δεν είναι αρκετές για να αντιμετωπίσουν τις έντονες αποκλίσεις στην προσφορά Φυσικού Αερίου κατά τη διάρκεια του χειμώνα 2022-2023. Η ενεργειακή κατάσταση της ΕΕ δεν είναι αποκλειστικά συνέπεια των ρωσικών στρατηγικών για το Φυσικό Αέριο. Οι ελλείψεις Φυσικού Αερίου στα τέλη του 2021 και οι υψηλότερες τιμές κατά τη διάρκεια του χειμώνα 2021-2022 αντανάκλυσαν τον τρόπο με τον οποίο η ενεργειακή πολιτική της ΕΕ αρχικά δεν έλαβε



υπόψη της την ενεργειακή ασφάλεια όσον αφορά τις υποδομές Φυσικού Αερίου, δηλαδή τις εθνικές και ευρωπαϊκές ικανότητες αποθήκευσης και επαναεριοποίησης (Lambert κ.α., 2022). Η ΕΕ διαθέτει συνολική υπόγεια αποθηκευτική ικανότητα περίπου 100 δισ. κυβικών μέτρων που κατανέμονται σε 160 εγκαταστάσεις σε 18 κράτη μέλη (European Commission, 2022). Το μέγεθος και ο αριθμός των εγκαταστάσεων διαφέρουν σημαντικά. Η Γερμανία, η Ιταλία, η Γαλλία, οι Κάτω Χώρες και η Αυστρία αντιπροσωπεύουν το 73% της συνολικής χωρητικότητας της ΕΕ (European Commission, 2022). Ως αποτέλεσμα της παγκόσμιας ισχυρής ζήτησης Φυσικού Αερίου το 2021 λόγω της ανάκαμψης από την κρίση COVID-19 και των σκληρότερων χειμερινών συνθηκών στην Ευρώπη και την Ιαπωνία, η ζήτηση Φυσικού Αερίου δεν μπόρεσε να καλυφθεί πλήρως σε πολλές ευρωπαϊκές χώρες που είχαν χαμηλά επίπεδα αποθήκευσης κατά τη χειμερινή περίοδο. Το γεγονός αυτό και η εξέλιξη του πολέμου στην Ουκρανία από τον Φεβρουάριο του 2022 επιδείνωσαν την αβεβαιότητα της αγοράς και αύξησαν τη μεταβλητότητα των τιμών της ενέργειας (Lambert κ.α., 2022). Ως εκ τούτου, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε τον Απρίλιο του 2022 μια τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 προβλέποντας μια ελάχιστη απαίτηση αποθήκευσης για τις χώρες μέλη της ΕΕ για την ενίσχυση της ασφάλειας εφοδιασμού με Φυσικό Αέριο ενόψει της χειμερινής περιόδου 2022-2023 ώστε όλα τα κράτη-μέλη να είναι καλά προετοιμασμένα για απρόβλεπτες διαταραχές του εφοδιασμού (European Commission, 2022). Από 1η Αυγούστου 2022, η αποθήκευση στην Ευρώπη εκτιμάται ότι ήταν περίπου στο 67% της πλήρους χωρητικότητάς της, με σχέδια να φθάσουν στο 80% πριν τη χειμερινή περίοδο (Twidale και Buli, 2022). Ωστόσο, το έργο αυτό αποδεικνύεται πολύ δύσκολο χωρίς ρωσικό Φυσικό Αέριο, καθώς μεγάλες ποσότητες φορτίων Φυσικού Αερίου εξυπηρετούν μακροπρόθεσμα συμβόλαια. Καθώς όμως οι διογκωμένες τιμές του Φυσικού Αερίου έχουν αρχίσει να περιορίζουν την κατανάλωση, ένα μεγαλύτερο μέρος των εισαγωγών Φυσικού Αερίου έχει αφιερωθεί στην αποθήκευση στην Ευρώπη (Lambert κ.α., 2022). Η αποθηκευτική ικανότητα υπολογίζεται στα περίπου 93 δισ. κυβικά μέτρα από τις αρχές Οκτωβρίου 2022, το οποίο είναι μόνο 8% λιγότερο από τα επίπεδα που επιτεύχθηκαν κατά την ίδια χρονική περίοδο του έτους 2015-2019 (Kemp, 2022). Συνολικά, εμπειρογνώμονες σε θέματα Φυσικού Αερίου υποστήριξαν ότι στην ΕΕ οι βιομηχανίες που καταναλώνουν Φυσικό Αέριο θα υποφέρουν, ιδίως η οικιακή θέρμανση και η βιομηχανία λιπασμάτων, με αναμενόμενες ολέθριες συνέπειες για την αγροδιατροφική βιομηχανία και κατ' επέκταση στη γενική αγοραστική δύναμη των Ευρωπαίων, οδηγώντας με τη σειρά τους σε έντονες



πληθωριστικές συνέπειες. Αυτό, φυσικά, είναι κάτι που οι ευρωπαϊκές ενεργειακές πολιτικές προσπαθούν να αποφύγουν όσο το δυνατόν περισσότερο, αν και οι προκλήσεις που έρχονται είναι σημαντικές (Lambert κ.α., 2022).

Χάρτης 2. Τερματικά Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη (Σε λειτουργία, υπό κατασκευή και υπό σχεδίαση)

LNG accessibility and SSLNG infrastructure

- High accessibility to LNG
- Medium accessibility to LNG
- No accessibility to LNG

Large scale terminals

- Existing/under construction
 - Planned
- With Smaller scale LNG services:
Y=existing / P=planned / N=no

Smaller scale LNG terminals

- Existing or under construction
- Planned

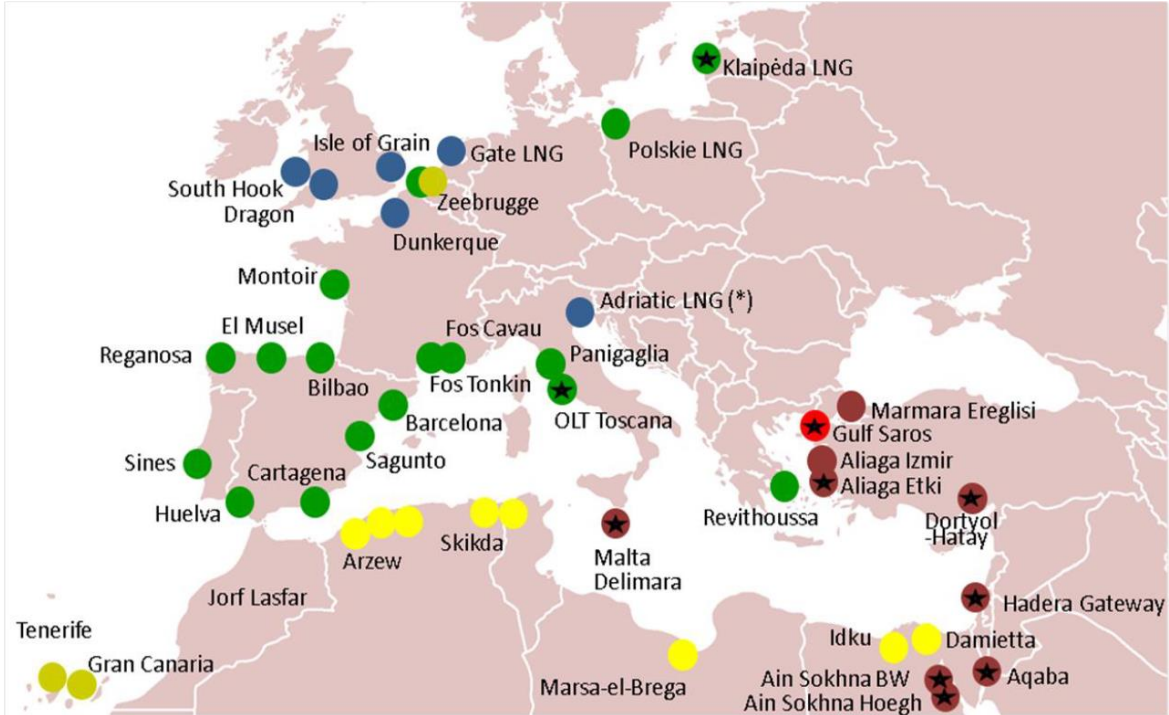
★ Liquefaction



Πηγή: <https://en.trend.az/>



Χάρτης 3. Τερματικά Φυσικού Αερίου σε λειτουργία στην Ευρώπη και τη Μεσόγειο



Πηγή: Enriquez και Parada, 2019



3.2 Ενεργειακή Ασφάλεια της Ευρώπης

Το Φυσικό Αέριο στην Ευρώπη έχει χαρακτηριστεί ως μεταβατικό καύσιμο. Αποτελεί μια ενδιάμεση λύση μέχρι να αναπτυχθούν περαιτέρω νέες μορφές ενέργειας οι οποίες εφαρμόζονται τα τελευταία χρόνια και είναι πιο φιλικές στο περιβάλλον. Τις προηγούμενες δεκαετίες, η Ευρώπη στήριξε τη βιομηχανία της, άλλα και το μεγαλύτερο μέρος των καθημερινών ενεργειακών αναγκών των καταναλωτών της στο Φυσικό Αέριο, το οποίο προμηθευόταν σε μεγάλες ποσότητες και σε χαμηλές τιμές κυρίως από τη Ρωσία. Τα δεδομένα αυτά δημιούργησαν τις συνθήκες ενεργειακής ομηρίας της Ευρώπης από τη Ρωσία, που τελικά επιβεβαιώθηκαν το χειμώνα του 2022.

3.2.1 Ενεργειακή Εξάρτηση της Ευρώπης

Η ενέργεια αποτελούσε πάντοτε βασικό συστατικό στοιχείο για την ενίσχυση της ευρωπαϊκής βιωσιμότητας και ευημερίας. Από το 2008, η παγκόσμια οικονομία έχει εισέλθει σε μια νέα εποχή οικονομικής αστάθειας η οποία οδήγησε σε ζητήματα προστατευτισμού όπου οι διακρατικές σχέσεις δοκιμάζονται. Επιπλέον, η πρόσφατη πανδημία COVID-19 επέτεινε την αβεβαιότητα σε οικονομικό και κοινωνικό επίπεδο.

Από το 2009, η περιοχή της Νοτιοανατολικής Μεσογείου κατέχει τη μερίδα του λέοντος του παγκόσμιου ενδιαφέροντος, καθώς ήρθαν στο φως τα πρώτα δυνητικά αποθέματα Φυσικού Αερίου στη λεκάνη της Λεβαντίνης και κατά συνέπεια αναδύθηκε ο πυλώνας της ενεργειακής γεωπολιτικής. Σε επίπεδο ρεαλισμού, τα μέχρι στιγμής αποδεδειγμένα αποθέματα θα μπορούσαν να προμηθεύσουν τις εμπλεκόμενες χώρες (Αίγυπτος, Ισραήλ και Κύπρος) με επαρκή ποσότητα Φυσικού Αερίου και να τους παράσχει την κατάλληλη ενεργειακή ανεξαρτησία για να ανταποκριθούν στις εγχώριες ανάγκες τους. Αντίθετα, το καλύτερο σενάριο προβλέπει ότι τα επόμενα χρόνια θα προκύψουν περισσότερα αποθέματα και ο παγκόσμιος αντίκτυπος θα είναι σημαντικός (Πελαγίδης, Στρατάκης, 2019).

Οι παγκόσμιες τιμές της ενέργειας έχουν εκτοξευθεί σε δυσθεώρητα ύψη από το φθινόπωρο του 2021 και κορυφώθηκαν μετά τη ρωσική εισβολή στην Ουκρανία. Επιπλέον, ενώ οι τεχνολογίες γεωτρήσεων αναβαθμίζονται συνεχώς προς την κατεύθυνση της εξοικονόμησης κόστους, δεν πραγματοποιήθηκαν γεωτρήσεις κατά την περίοδο COVID-19, ενώ μόλις το 2022 άρχισαν δειλά κάποιες προσπάθειες ερευνών. Όλα τα ανωτέρω θέτουν το πλαίσιο κάτω από το οποίο, οι διάφορες ενεργειακές πολιτικές και



συγκρουόμενα συμφέροντα έρχονται στο προσκήνιο. Η Ευρωπαϊκή Ένωση (ΕΕ) επιδιώκει να ενισχύσει την ενεργειακή της ασφάλεια όσον αφορά τον εφοδιασμό με την εφαρμογή μιας στρατηγικής διαφοροποίησης των προμηθευτών και εταίρων της στην ενέργεια, των οδών και πηγών ανεφοδιασμού της. Κατά συνέπεια, η ΕΕ προσπαθεί να μετριάσει την ενεργειακή της εξάρτηση από τη Ρωσία, να αυξήσει την εκμετάλλευση των εγχώριων πηγών (τα μέχρι σήμερα αποδεδειγμένα και δυνητικά αποθέματα Φυσικού Αερίου της Νοτιοανατολικής Μεσογείου μεταξύ άλλων) και να επωφεληθεί από τη βιομηχανία σχιστολιθικού αερίου των Ηνωμένων Πολιτειών.

3.2.1.1 Αναζήτηση εναλλακτικών λύσεων

Η δυναμική της αγοράς του παγκόσμιου ενεργειακού τομέα είναι πολύ εύθραυστη στις μέρες μας, καθώς το status quo αλλάζει. Οι παραδοσιακοί παίκτες, όπως ο ΟΠΕΚ (κυρίως η Σαουδική Αραβία), φαίνεται να παραμερίζουν μέσω της μείωσης παραγωγής, ενώ νεοεισερχόμενοι όπως οι Ηνωμένες Πολιτείες (μέσω της παραγωγής σχιστολιθικού πετρελαίου και Φυσικού Αερίου), η Ρωσία (μέσω της παραγωγής Φυσικού Αερίου στην Αρκτική), το Κατάρ (μέσω του κοιτάσματος South Pars) και άλλες ενεργειακές υπερδυνάμεις έρχονται στο προσκήνιο. Επιπλέον, όσον αφορά την κατανάλωση, η μερίδα του λέοντος συγκεντρώνεται στην Ασία (Κίνα, Ινδία, Ιαπωνία και Νότια Κορέα). Ταυτόχρονα η ΕΕ προωθεί τον στόχο της για ενεργειακή μετάβαση, εφαρμόζοντας πολιτικές απαλλαγής από τον άνθρακα προς μια νέα "πράσινη" Ευρώπη. Στο πλαίσιο αυτό, η υλοποίηση ενός ενεργειακού κόμβου στη Νοτιοανατολική Μεσόγειο θα μπορούσε να αποτελέσει ένα έργο με πολυεπίπεδα οφέλη και προοπτικές, αλλά και με ορισμένες σημαντικές δυσκολίες.

Είναι γεγονός ότι το προτεινόμενο σχέδιο του αγωγού EastMed για τον αναπροσανατολισμό του εφοδιασμού με Φυσικό Αέριο από τη Ρωσία ή την πλήρη υποκατάστασή του, κινητοποίησε συζητήσεις στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή, όπου καθώς φαίνεται υπάρχει η κοινή πεποίθηση ότι η κατασκευή του αγωγού -στην τρέχουσα μορφή του- δεν θα είναι βιώσιμη οικονομική επιλογή (Μιχαλόπουλος, 2021).

Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, η εναλλακτική επιλογή μεταφοράς υδροποιημένου Φυσικού Αερίου (LNG) πρέπει επίσης να εξεταστεί, στο πλαίσιο του ευρύτερου πλαισίου εξέτασης του κόστους και των οφελών από τον αγωγό (Στρατάκης &



Πελαγίδης, 2019). Πολλοί αναλυτές υποστηρίζουν ότι ο EastMed είναι ένα "όνειρο" αντί για αγωγός.

3.2.1.2 Η γεωπολιτική παράμετρος

Σε πολιτικό επίπεδο, η κατασκευή του αγωγού EastMed θα ήταν επωφελής για την Ελλάδα, το Ισραήλ και την Κύπρο, καθώς θα έστελνε ένα ισχυρό πολιτικό μήνυμα στην Τουρκία. Από την άλλη πλευρά, η λύση της μεταφοράς LNG θα ήταν πολύ ευνοϊκή για την Ιταλία και την ENI, καθώς, σύμφωνα με διπλωματικές πηγές, ο ιταλικός μεγαλοεργολάβος ENI ασκεί μεγάλη πίεση στην κυβέρνηση της Ιταλίας, καθώς φαίνεται να εμποδίζει την εκμετάλλευση των κοιτασμάτων της νοτιοανατολικής Μεσογείου. Η ENI ελέγχει ήδη ένα τμήμα του Φυσικού Αερίου της Μεσογείου μέσω των εξαγωγών υδροποιημένου Φυσικού Αερίου και όχι μέσω του αγωγού EastMed. Ταυτόχρονα, έχει αποκτήσει ένα μεγάλο στόλο πλοίων LNG για εκμετάλλευση του κοιτάσματος Leviathan και μια τέτοια ευκαιρία θα μπορούσε να βοηθήσει την εταιρεία να επικρατήσει πλήρως στη μεταφορά του LNG στη Μεσόγειο Θάλασσα. Μια τέτοια εξέλιξη θα έχει αντίκτυπο στα συμφέροντα της Ελλάδας στην περιοχή, η οποία βέβαια διαθέτει ισχυρότερο στόλο LNG με παγκόσμια απασχόληση.

Αντιθέτως, όμως, η πολιτική πτυχή του αγωγού EastMed δεν αφήνει την Ιταλία αδιάφορη, καθώς προς το παρόν, υπάρχουν ήδη δύο αγωγοί από την Αλγερία και την Τυνησία που καταλήγουν στη Σικελία και τη Σαρδηνία, καθώς και ο αγωγός TAP. Ο αγωγός EastMed θα την καταστήσει ενεργειακό κόμβο στη Μεσόγειο Θάλασσα, κάτι που θα αντισταθμίσει τον ηγετικό ρόλο της Γερμανίας στην Κεντρική Ευρώπη. Είναι γεγονός ότι η Γερμανία αγνόησε το μεγαλύτερο μέρος των κρατών μελών της ΕΕ και διαπραγματεύτηκε διμερώς τον αγωγό Nord Stream 2 με τη Ρωσία, με αποτέλεσμα να διπλασιάσει τις εισαγωγές Φυσικού Αερίου από τη Ρωσία και να γίνει ο μοναδικός ενεργειακός κόμβος της Κεντρικής Ευρώπης. Επιπλέον, ενόψει της ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας, αναδύονται νέες προκλήσεις για την Ευρωπαϊκή Ένωση η οποία πρέπει να αντιμετωπίσει ορισμένα ζητήματα προκειμένου να καταστεί παγκόσμιος ηγέτης στην παγκόσμια ενεργειακή και ψηφιακή μετάβαση (Μανιάτης, 2022).



3.2.1.3 Ο ρόλος της Τουρκίας

Την ίδια στιγμή, η Τουρκία, ο μεγαλύτερος καταναλωτής αερίου στην περιοχή, με διάφορους τρόπους προσπαθεί να αποκτήσει πρωταγωνιστικό ρόλο στα ενεργειακά τεκταινόμενα της Ευρώπης. Αφενός προσπαθεί να οικειοποιηθεί τα κοιτάσματα της Κύπρου στην Ανατολική Μεσόγειο, χρησιμοποιώντας ως όχημα την παράνομη Κυβέρνηση των κατεχόμενων εδαφών της Κύπρου. Προτάσσει τη συνεκμετάλλευση των κοιτασμάτων, ενώ παράλληλα παρεμποδίζει με αποστολή ναυτικών μονάδων τις περαιτέρω έρευνες και γεωτρήσεις στα οριοθετημένα ενεργειακά οικόπεδα της ΑΟΖ της Κύπρου. Ταυτόχρονα, αποτρέπει την Ελλάδα να προχωρήσει σε έρευνες στην περιοχή του Αιγαίου και νοτίως Νήσου Κρήτης απειλώντας την με πόλεμο. Μέσω της παράνομης συμφωνίας της με την προσωρινή Κυβέρνηση της Λιβύης, αγνοεί την ύπαρξη δυνητικής ελληνικής ΑΟΖ και απορρίπτει την επήρεια σε αυτή των ελληνικών νήσων πέραν των 6 ν. μιλίων των χωρικών τους υδάτων. Επιπλέον απορρίπτει το δικαίωμα επέκτασης των χωρικών υδάτων των ελληνικών νήσων στα 12 ν. μίλια, όπως προβλέπει η Συνθήκη UNCLOS, γεγονός που θα επέλυε σε μεγάλο βαθμό το πρόβλημα των διεκδικούμενων περιοχών από την Τουρκία.

Άλλος στόχος της Τουρκίας στην Ανατολική Μεσόγειο είναι η αποτροπή κατασκευής του αγωγού EastMed. Ο αγωγός αυτός θα περιόριζε σε μεγάλο βαθμό τον γεωπολιτικό ρόλο της Τουρκίας. Στην περίπτωση αυτή δεν αναγνωρίζει την επήρεια του Συμπλέγματος Καστελόριζου στη διαμόρφωση της δυνητικής ελληνικής ΑΟΖ. Η πλήρης επήρειά του θα ένωνε τις ΑΟΖ Ελλάδος και Κύπρου, από τον βυθό των οποίων προβλέπεται να διέλθει ο EastMed. Σε διαφορετική περίπτωση, μεταξύ των ΑΟΖ των δύο κρατών, θα παρεμβληθεί η ΑΟΖ της Τουρκίας, η οποία δεν θα επέτρεπε τη διέλευση του EastMed από τον βυθό της. Αντίθετα, η Τουρκία φιλοδοξεί το αέριο των κοιτασμάτων όλων των κρατών της Ανατολικής Μεσογείου να κατευθυνθούν προς τα ηπειρωτικά εδάφη της μέσω αγωγού και από εκεί να τροφοδοτηθεί το υπάρχον δίκτυο αγωγών που διέρχεται των εδαφών της με τελικό προορισμό τις ευρωπαϊκές αγορές. Στην περίπτωση αυτή, η Ευρώπη θα τεθεί σε ενεργειακή ομηρία από την Τουρκία, καθώς με τους αγωγούς από τη Ρωσία να είναι ανενεργοί, οι μεγαλύτερες ποσότητες αερίου, προερχόμενες από τα κοιτάσματα του Αζερμπαϊτζάν και της Ανατολικής Μεσογείου, θα διέρχονται από την Τουρκία, η οποία θα μπορεί να ελέγχει και τη ροή του, αναλόγως των στρατηγικών της επιδιώξεων.



3.2.2 Κοιτάσματα Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη και τη Μεσόγειο

Στον ευρωπαϊκό χώρο κοιτάσματα Φυσικού Αερίου υπάρχουν εκτός από τη Μεσόγειο, στη Βόρειο Θάλασσα. Τα κοιτάσματα αυτά τα εκμεταλλεύονται κυρίως το Ηνωμένο Βασίλειο και η Νορβηγία, η οποία αποτελεί μία από τις μεγαλύτερες παραγωγούς χώρες Φυσικού Αερίου. Το νορβηγικό αέριο εξάγεται κυρίως στην Ευρώπη και καλύπτει ένα μεγάλο μέρος των ενεργειακών αναγκών της ηπείρου. Παρόλα αυτά, δεν επαρκεί για να αντικαταστήσει πλήρως τις ποσότητες που η Ευρώπη λάμβανε από τη Ρωσία. Τον ρόλο αυτό θα κληθούν να αναλάβουν τα κοιτάσματα της Μεσογείου. Οι χώρες που αξιοποιούν κοιτάσματα Φυσικού Αερίου στα εδάφη και τους βυθούς τους στην Ευρώπη και είναι σε παραγωγική διαδικασία, συνοψίζονται στον ακόλουθο πίνακα:

Πίνακας 4. Παραγωγή Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη

Χώρα	Παραγωγή (δισεκ. κ.μ) (2021)	Κατανάλωση (δισεκ. κ.μ) (2021)
Δανία	1,3	75,8
Γερμανία	4,5	3.089
Ιταλία	3,2	2.473
Ολλανδία	18,1	1.194
Νορβηγία	114,3	142,2
Πολωνία	3,9	796,2
Ρουμανία	8,5	388,6
Ουκρανία	18,6	890,9
Ηνωμένο Βασίλειο	32,7	2.625
Λοιπές χώρες	5,4	7.781

Πηγή: BP Statistical Review of World Energy, 2022

3.2.2.1 Κοιτάσματα Φυσικού Αερίου στη Μεσόγειο

Στη Μεσόγειο, εκτός των κοιτασμάτων της Αλγερίας που τροφοδοτεί κυρίως την Ιβηρική Χερσόνησο, έχει ξεκινήσει η εκμετάλλευση των κοιτασμάτων της Ανατολικής Μεσογείου που έχουν επιβεβαιωθεί, ενώ οι έρευνες συνεχίζονται και σε πρόσθετες περιοχές με δυνητικά κοιτάσματα. Χώρες με επιβεβαιωμένα κοιτάσματα είναι η Κύπρος,



η Αίγυπτος και το Ισραήλ, ενώ η Ελλάδα και ο Λίβανος έχουν ξεκινήσει έρευνες για εντοπισμό κοιτασμάτων και τη μελλοντική τους εκμετάλλευση.

Το Ισραήλ ήδη εκμεταλλεύεται τα κοιτάσματα Tamar από το 2013, Leviathan από το 2019 και Karish & Tanin από το 2022. Το Tamar έχει αποθέματα 280 δισεκ. κ.μ., το Leviathan 600 δισεκ. κ.μ., ενώ τα Karish & Tanin, 60 δισεκ. κ.μ.

Η Αίγυπτος εκμεταλλεύεται το κοιτάσμα Zohr από το 2017, το μεγαλύτερο της περιοχής δυναμικότητας 800 δισεκ. κ.μ. και το κοιτάσμα Nooros από το 2015, δυναμικότητας 60 δισεκ. κ.μ. Στα τέλη του 2022 εντοπίστηκε το κοιτάσμα Nargis, το μέγεθος του οποίου δεν έχει επιβεβαιωθεί ακόμα, όμως εκτιμάται στα 3,5 τρισ. κ.π.

Δυνητικά κοιτάσματα Φυσικού Αερίου βρίσκονται και στην Ελλάδα, η οποία βρίσκεται ακόμα στο στάδιο των ερευνών των θαλασσοτεμαχίων της. Οι έρευνες επικεντρώνονται σε περιοχές Δυτικά Νήσου Κρήτης, στο Ιόνιο Πέλαγος καθώς και στην Ήπειρο.

3.2.2.2 Τα κοιτάσματα Φυσικού Αερίου της Κύπρου

Τα κοιτάσματα της Κύπρου φαίνεται να είναι διεσπαρμένα μεταξύ τριών γειτονικών θαλασσοτεμαχίων του 6, του 7 και του 10 της κυπριακής ΑΟΖ, τα οποία αναπτύσσονται από διαφορετικές κοινοπραξίες. Η μία είναι η Exxon/Qatar Petroleum και αφορά το τεμάχιο 10 όπου έχει εντοπιστεί τον Μάρτιο του 2019 το δυνητικό κοιτάσμα «Γλαύκος» και η άλλη είναι η κοινοπραξία ENI/Total Energies που έχει τα δικαιώματα στα τεμάχια 6 και 7 όπου έχουν εντοπιστεί τα δυνητικά κοιτάσματα «Κρόνος» (Αύγουστος 2022) και «Δίας/Ζευς» (Δεκέμβριος 2022). Το δυνητικό κοιτάσμα «Δίας/Ζευς» των 2-3 τρισ. κυβικών ποδών είναι μικρό, μικρότερο από τον «Γλαύκο» και την «Αφροδίτη» (4-4,5 τρισ. κ.π.) και ανάλογο, εάν όχι ταυτόσημο με τον «Κρόνο» (2,5 τρισ. κ.π.) (Τσακίρης, 2022). Ένα ακόμα κοιτάσμα της κυπριακής ΑΟΖ είναι η «Καλυψώ» που εντοπίστηκε το 2018 με μη επιβεβαιωμένο μέγεθος 6,0 τρισ. κ.π. (Σταμπολής, 2019). Σύμφωνα με τον Τσακίρη, η θέση του «Δία/Ζευς», μόλις μάλιστα επιβεβαιωθεί ο στόχος «Καλυψώ», είναι τόσο κοντά στον «Γλαύκο» και στον «Κρόνο», ώστε να επιτρέπει υπό προϋποθέσεις την κοινή τους εκμετάλλευση. Το συνδυαστικό δε δυναμικό των εν λόγω δυνητικών κοιτασμάτων μπορεί να γεμίσει άνετα τον αγωγό EastMed εφόσον ανασχεδιαστεί η όδυσή του ώστε να τα προσεγγίσει και να



*Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου*

διασφαλισθεί με τον έναν ή τον άλλο τρόπο η συμμετοχή της Αιγύπτου στο σχέδιο, ή μπορεί υπό την προϋπόθεση περαιτέρω σημαντικών ανακαλύψεων περιμετρικά των υφισταμένων να υποστηρίξει ακόμη και ένα τερματικό LNG στην Κύπρο.



Τα επιβεβαιωμένα κοιτάσματα αερίου στην Ανατολική Μεσόγειο συνοψίζονται στον ακόλουθο πίνακα 5:

Πίνακας 5. Κοιτάσματα Φυσικού Αερίου στη Μεσόγειο (Παρούσα και Μελλοντική Αξία)

Κοίτασμα	Αποθέματα (δισεκατ. Boe)	Μελλοντική Αξία (δισεκατ. \$)	Παρούσα Αξία (δισεκατ. \$)	ΑΕΠ 2021 (δισεκατ. \$)	Παρούσα Αξία ως ποσοστό του ΑΕΠ (%)	Βάθος Νερού (μ.)
Tamar	1,75	127	70	488,53(Ισραήλ)	14,4	1.700
Leviathan	3,74	272	151	488,53(Ισραήλ)	30,8	1.500
Karish & Tanin	0,37	27	15	488,53(Ισραήλ)	3,7	1.700
Zohr	4,99	363	201	404,14(Αίγυπτος)	41,1	1.450
Nooros	0,37	27	15	404,14(Αίγυπτος)	3	16
Nargis	0,71	52	29	404,14(Αίγυπτος)	5,9	101
Αφροδίτη	0,87	63	35	28,4 (Κύπρος)	123,3	1.700
Γλαύκος	1,12	81	45	28,4 (Κύπρος)	158,8	2.000
Καλυψώ	1,24	90	50	28,4 (Κύπρος)	175,8	2.074
Ζευς (Δίας)	0,44	32	18	28,4 (Κύπρος)	62,4	2.300
Κρόνος	0,44	32	18	28,4 (Κύπρος)	62,4	2.287
Σύνολο	16,04	1.166	646	921,07	70,1	n/a

Πηγή: Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020, data.worldbank.org (01/01/2023) και OPEC Basket price (01/01/2023)



3.2.2.3 Η μελλοντική αξία των αποθεμάτων

Για την εκτίμηση της μελλοντικής αξίας των παραπάνω αποθεμάτων Φυσικού Αερίου η μεθοδολογία είναι η εξής, σύμφωνα με τους Πελαγίδη και Στρατάκη (2020):

α) μετατροπή κυβικών μέτρων (cbm) σε βαρέλια ισοδύναμου πετρελαίου (boe):

$$BOE = CBM \times 0,00624096 \quad (1)$$

β) υπολογισμός του μέσου όρου της δεκαετίας (2011-2021) της τιμής πετρελαίου Brent (BP) με βάση τις μηνιαίες εκθέσεις του ΟΠΕΚ:

$$(AVGBP11+AVGBP12+\dots+AVGBP19)/11= 72,72 \$/bl \quad (2)$$

γ) στη συνέχεια πολλαπλασιάστηκαν οι εξισώσεις (1) και (2) και βρέθηκε η μελλοντική αξία σε δολάρια:

$$\text{Μελλοντική Αξία κοιτασμάτων} = BOE \times 72,72 \$/bl \quad (3)$$

δ) Για την εκτίμηση της παρούσας αξίας των παραπάνω αποθεμάτων Φυσικού Αερίου χρησιμοποιήθηκε η εξίσωση:

$$PV = FV / (1 + i)^n \quad (4)$$

Όπου:

PV: Παρούσα αξία των κοιτασμάτων

FV: Μελλοντική αξία των κοιτασμάτων

i: Ετήσιο επιτόκιο

n: Αριθμός περιόδων εμπορικής εκμετάλλευσης

Τα αποθέματα Φυσικού Αερίου θεωρείται ότι είναι εμπορικά βιώσιμα για μια περίοδο 20 ετών (2025-2045) με επιτόκιο προεξόφλησης 3% ετησίως.



Πίνακας 6. Κοιτάσματα Φυσικού Αερίου Νοτιοανατολικής Μεσογείου

Κοίτασμα	Χρονολογία ανακάλυψης	Χώρα	Απόθεμα (δισεκατ. κ.μ.)	Επιχειρησιακή Κατάσταση	Εταιρεία Εκμετάλλευσης
Tamar	2009	Ισραήλ	280	Υπό εκμετάλλευση από το 2013	Chevron
Leviathan	2010	Ισραήλ	600	Υπό εκμετάλλευση από το 2019	Chevron
Karish & Tanin	2013	Ισραήλ	60	Υπό εκμετάλλευση από το 2022	Energean
Zohr	2015	Αίγυπτος	800	Υπό εκμετάλλευση από το 2017	ENI
Nooros	2015	Αίγυπτος	60	Υπό εκμετάλλευση από το 2015	ENI
Nargis	2022	Αίγυπτος	99	Υπό εκτίμηση	ENI
Αφροδίτη	2011	Κύπρος	140	Αναμενόμενη εκμετάλλευση πριν το 2025	Chevron/ Delek/ Shell
Γλαύκος	2019	Κύπρος	180	Αναμενόμενη εκμετάλλευση μετά το 2025	ExxonMobil
Καλυψώ	2018	Κύπρος	198	Αναμενόμενη εκμετάλλευση 2025-2026	Total



Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου

Ζευς (Δίας)	2022	Κύπρος	13	Υπό εκτίμηση	ENI-Total
Κρόνος	2022	Κύπρος	70	Υπό εκτίμηση	ENI-Total
Σύνολο			2.500		

Πηγή: Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020 και Energean



Χάρτης 4. Κοιτάσματα Φυσικού Αερίου ΝΑ Μεσογείου



The Economist

Πηγή: The Economist, 2022



Χάρτης 2. Οι ΑΟΖ των χωρών της Ανατολικής Μεσογείου σύμφωνα με τον Χάρτη του Πανεπιστημίου της Σεβίλλης, όπως έχει δημοσιευθεί από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και βασίζεται στις προβλέψεις της UNCLOS



Πηγή: Σταμπολής, Foreign Affairs (2020)

3.3 Ενεργειακός Διάδρομος Νοτιοανατολικής Μεσογείου

3.3.1 Ο αγωγός EastMed

Ο προτεινόμενος αγωγός της Ανατολικής Μεσογείου EastMed, αναφέρεται στην κατασκευή ενός υποθαλάσσιου και χερσαίου αγωγού Φυσικού Αερίου που θα συνδέει απευθείας τους πόρους Φυσικού Αερίου της Ανατολικής Μεσογείου της Κύπρου και του Ισραήλ με τη Δυτική Ελλάδα μέσω της Κύπρου και της Κρήτης. Η εκπλήρωση του Έργου απαιτεί την πρόσθετη κατασκευή του υποθαλάσσιου "Αγωγού Ποσειδών" που θα συνδέει την Περιφέρεια της Ηπείρου (Βόρειο Ιόνιο Πέλαγος) με την ιταλική Περιφέρεια του Οτράντο. Το έργο βρίσκεται σε εξέλιξη και επί του παρόντος έχει σχεδιαστεί για να μεταφέρει έως και 16 δισ. κυβικά μέτρα ετησίως, μέσω 1.300 χιλιομέτρων υποθαλάσσιου αγωγού και 600 χιλιομέτρων χερσαίου αγωγού από τα υπεράκτια αποθέματα Φυσικού Αερίου της Λεκάνης της Λεβαντίνης, καθώς και από τα δυνητικά αποθέματα Φυσικού Αερίου της Δυτικής Ελλάδας και της Νότιας Κρήτης (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Ο αγωγός EastMed προτάθηκε αρχικά τον Αύγουστο του 2010 για την αξιοποίηση των κοιτασμάτων που είχαν μόλις ανακαλυφθεί στη Λεκάνη της Λεβαντίνης και στη συνέχεια προωθήθηκε από τον Ισραηλινό Πρωθυπουργό Βενιαμίν Νετανιάχου το 2011, ιδίως μετά την επιδείνωση των τουρκοϊσραηλινών σχέσεων που ακολούθησε το



περιστατικό του Μαβί Μαρμαρά. Το Έργο υποστηρίχθηκε επίσης από τον τότε Πρωθυπουργό της Ελλάδας Αντώνη Σαμαρά, ως έργο που άξιζε σοβαρής ελληνικής διπλωματικής υποστήριξης (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Τον Μάιο 2015, το προτεινόμενο έργο εντάχθηκε από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή στα Έργα Κοινού Ευρωπαϊκού Ενδιαφέροντος.

3.3.1.1 Τεχνικά χαρακτηριστικά

Τα μήκη των τμημάτων του EastMed είναι τα ακόλουθα:

- Συνολικό Μήκος: 1.900 χιλιόμετρα (χλμ.)
- Μήκος Υποθαλάσσιου Αγωγού από τα κοιτάσματα προς Νήσο Κύπρο: 200 χλμ.
- Μήκος Υποθαλάσσιου Αγωγού από Νήσο Κύπρο προς Νήσο Κρήτη: 700 χλμ.
- Μήκος Υποθαλάσσιου Αγωγού από Νήσο Κρήτη προς Πελοπόννησο: 400 χλμ.
- Μήκος Χερσαίου Αγωγού από Πελοπόννησο προς Δυτική Ελλάδα: 600 χλμ.

Μια από τις προκλήσεις που έχει να αντιμετωπίσει το έργο είναι αυτό του μεγάλου βάθους στη Λεκάνη της Λεβαντίνης, στην Ανατολική Μεσόγειο. Τα βάθη στην περιοχή είναι στα 3 χιλιόμετρα περίπου, τα οποία αποτελούν τεχνική πρόκληση, όχι όμως ένα ανυπέρβλητο εμπόδιο για την υλοποίηση του έργου.

Ο αγωγός σχεδιάζεται για τη μεταφορά 10 δις. κυβικών μέτρων αερίου ετησίως με δυνατότητα διπλασιασμού της δυναμικότητάς του μακροπρόθεσμα (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Το κόστος του αγωγού υπολογιζόταν το 2022 στα 8 δις. ευρώ, σύμφωνα με τους Semon και Μαυρομμάτη.

3.3.1.2 Σημασία του EastMed

Τον Απρίλιο του 2017 το Ισραήλ, η Ελλάδα, η Κύπρος και η Ιταλία υπέγραψαν προκαταρκτική συμφωνία για την έναρξη των προετοιμασιών για την κατασκευή του αγωγού, ο οποίος ελπίζεται να ολοκληρωθεί έως το 2025. Οι ενδιαφερόμενοι πιστεύουν ότι ο αγωγός EastMed είναι ένας αγωγός που ενώνει, καθώς η Κύπρος και το Ισραήλ είναι πολύ αξιόπιστοι προμηθευτές και αυτός είναι ο κύριος λόγος που πρέπει να υποστηριχθεί από όλα τα μέλη της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Ο αγωγός EastMed ενισχύει την ΕΕ ως αξιόπιστο αγοραστή και ενθαρρύνει την ανάπτυξη πόρων που διαφορετικά θα παρέμεναν



αδρανείς. Ο αγωγός EastMed είναι έργο με τεράστιο πολιτικό και οικονομικό σφραγιστικό αντίκτυπο σε περιφερειακό και παγκόσμιο επίπεδο (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Η κατασκευή του αγωγού EastMed ενισχύει την ευρωπαϊκή ασφάλεια εφοδιασμού με Φυσικό Αέριο, όσον αφορά την ανάπτυξη των ενδογενών πόρων της ΕΕ. Η Ελλάδα και η Κύπρος είναι αφοσιωμένες στις αρχές της ΕΕ, αποτελώντας σημαντικούς πυλώνες που παρέχουν βιωσιμότητα σε μια πολύ εύθραυστη περιοχή όπου κυριαρχούν γεγονότα όπως για παράδειγμα πολιτικές αναταραχές στην Τουρκία και ο εμφύλιος πόλεμος στη Συρία. Είναι κοινή διαπίστωση ότι η πλειοψηφία των ενδιαφερομένων Εταιρειών Πετρελαίου και ορισμένες πολιτικές ηγεσίες στην Ευρώπη, σε καμία περίπτωση δεν θέλουν να δουν τη μετατροπή της Τουρκίας σε σημαντικό ενεργειακό κόμβο και οι ενεργειακές ανάγκες της Ευρώπης να καθορίζονται από αυτή και την ηγεσία της (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Επιπλέον, τα σχέδια σχετικά με την προώθηση των εξαγωγών από τη λεκάνη της Λεβαντίνης μέσω αιγυπτιακών τερματικών σταθμών LNG αντί του αγωγού EastMed είναι μια αρκετά επικίνδυνη επιχείρηση. Επιβεβαιώνεται ότι οι βασικοί ηγέτες του Ισλαμικού Κράτους, αφού ηττήθηκαν στη Συρία και το Βόρειο Ιράκ, έχουν μετακινηθεί στις βόρειες ακτές της Αφρικής, για παράδειγμα στη Λιβύη και την Αλγερία. Με όλα τα δεδομένα, η Ελλάδα και η Κύπρος παραμένουν δύο αξιόπιστες και ειρηνικές χώρες, αφοσιωμένες στις αρχές της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Ο αγωγός EastMed παρέχει εμπιστοσύνη σχετικά με την αρχική επένδυση κεφαλαίου που απαιτείται για την έναρξη λειτουργίας του έργου. Για την Ελλάδα και την Κύπρο, η επιτυχής λειτουργία του έργου EastMed σημαίνει πολλά, καθώς οι δύο χώρες βρίσκονται υπό ευρωπαϊκή οικονομική εποπτεία τα τελευταία χρόνια. Η Κύπρος κατάφερε να εκπληρώσει επιτυχώς το νομισματικό της πρόγραμμα, η Ελλάδα όμως φαίνεται να έχει μεγάλη ανάγκη να προσελκύσει μαζικά επενδυτικά προγράμματα (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Σύμφωνα με τις τελευταίες εκτιμήσεις της Διεθνούς Υπηρεσίας Ενέργειας, η ποσότητα των αποδεδειγμένων αποθεμάτων στην Ανατολική Μεσόγειο (Ισραήλ, Κύπρος και Αίγυπτος) φτάνει τα 2 τρισεκατομμύρια κυβικά μέτρα. Τα παραπάνω θα έχουν αναμφισβήτητο αντίκτυπο στην ενίσχυση των τοπικών οικονομιών όσον αφορά τη στήριξη της επιχειρηματικότητας, τη μείωση των υψηλών ποσοστών ανεργίας και του εξειδικευμένου εργατικού δυναμικού μεσοπρόθεσμα. Η ανάπτυξη της εγχώριας αγοράς Φυσικού Αερίου στην Κύπρο και την Ελλάδα θα μπορούσε να δημιουργήσει χιλιάδες



θέσεις εργασίας, ιδίως κατά τη φάση κατασκευής των υποδομών εισαγωγής και του εθνικού και περιφερειακού δικτύου διανομής των αγωγών (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Η Ανατολική Μεσόγειος έχει γίνει ένα από τα πιο δημοφιλή πεδία της βιομηχανίας πετρελαίου και Φυσικού Αερίου μετά από μια σειρά ανακαλύψεων Φυσικού Αερίου μεγάλης κλίμακας από το 2009 στις ΑΟΖ του Ισραήλ και της Κύπρου. Για την ανάπτυξη τέτοιων έργων, οι εμπλεκόμενες εταιρείες αναζητούν χρηματοδότηση από τρίτους. Το έργο που θα αναπτυχθεί πραγματικά είναι αυτό που μπορεί να εξασφαλίσει χρηματοδότηση, με αποτέλεσμα να εγείρονται ερωτήματα σχετικά με την εμπλοκή ευρωπαϊκών χρηματοπιστωτικών ιδρυμάτων ή τη συμμετοχή κεφαλαίων από τις ΗΠΑ ή την Κίνα (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Η χρηματοδότηση έργων γίνεται όλο και πιο δημοφιλής, ιδίως για έργα LNG που απαιτούν μεγάλες αρχικές κεφαλαιακές δαπάνες και είναι σε θέση να εξασφαλίσουν μακροπρόθεσμες δεσμεύσεις από τους αγοραστές, εξασφαλίζοντας ταμειακές ροές για 10-20 χρόνια. Η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων είναι η σημαντικότερη πηγή χρηματοδότησης στην ΕΕ, προωθώντας στρατηγικές υποδομές (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Οι μεγάλες εταιρείες ενέργειας με τη βοήθεια αξιόπιστων χρηματοδοτών όπως τράπεζες και funds, είναι ιδιαίτερα πρόθυμες να επενδύσουν στην περιοχή, έχοντας ισχυρούς ισολογισμούς, καθώς έχουν ήδη επενδύσει δισεκατομμύρια δολάρια σε αντίστοιχα έργα παγκοσμίως. Κατά την αρχική φάση παραγωγής Φυσικού Αερίου από κάποιο κοίτασμα η πλειοψηφία των ακαθάριστων εσόδων θα δοθεί, σύμφωνα με τη συμφωνία καταμερισμού της παραγωγής, στους επενδυτές προκειμένου να ανακτήσουν τις αρχικές τους επενδύσεις. Ροές εσόδων για τα κράτη θα ακολουθήσουν, δεδομένων των ισχυρών επιπέδων παραγωγής. Για να επιτευχθεί αυτό, είναι απαραίτητη η προσέλκυση αγοραστών για τη μείωση του κόστους των εξαγωγών (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Ο αγωγός EastMed και η πιθανή διασύνδεσή του με άλλους αγωγούς που μεταφέρουν Φυσικό Αέριο μέσω της Βόρειας Ελλάδας (αγωγός TAP και διασυνδετήριος αγωγός IGB) και ο αγωγός Poseidon (διασυνδετήριος αγωγός με την Ιταλία), προωθεί τους στόχους της ΕΕ όσον αφορά την ενεργειακή πολιτική: διαφοροποίηση των διαδρομών και διαφοροποίηση των πηγών ενέργειας (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Η Ελλάδα μετατρέπεται σε ενεργειακό κόμβο καθώς θα διακινεί Φυσικό Αέριο από το Αζερμπαϊτζάν, την Κύπρο, τα αποθέματα του Ισραήλ και τα πιθανά αποθέματα της χώρας που ανακαλύπτονται στη Δυτική Ελλάδα και τη Νότια Κρήτη. Επιπλέον, η



κατασκευή τερματικών σταθμών FSRU στην Αλεξανδρούπολη και σε άλλες περιοχές που θα δέχονται αμερικανικό LNG (μέσω πλοίων LNG) θα συνδεθούν περαιτέρω με το εθνικό δίκτυο αγωγών. Επιπλέον, έχει σημειωθεί πρόοδος στην επέκταση του εθνικού δικτύου Φυσικού Αερίου και στην περαιτέρω κάλυψη περιοχών που μέχρι πρόσφατα στερούνταν προμήθειας Φυσικού Αερίου (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Θα πρέπει να σημειωθεί ότι ο αγωγός EastMed θα αποκτήσει πρόσθετη σημασία αν επιβεβαιωθούν τα κοιτάσματα Φυσικού Αερίου στη Λεκάνη του Ηροδότου (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

3.3.1.3 Πιθανές δυσκολίες υλοποίησης του EastMed

Το κόστος κατασκευής του αγωγού EastMed είναι το κύριο εμπόδιο που πρέπει να ξεπεραστεί από τους εμπλεκόμενους φορείς. Το έργο απαιτεί υψηλές επενδύσεις κεφαλαίου ύψους περίπου 4-8 δισεκατομμυρίων δολαρίων λόγω τεχνικών προκλήσεων, όπως το βάθος των 3 χιλιομέτρων στα νότια της Κρήτης, στο οποίο πρέπει να φτάσει ο αγωγός. Το υψηλό κόστος των υποδομών θέτει σε κίνδυνο τις τελικές τιμές του Φυσικού Αερίου που θα πρέπει να ανταγωνιστούν το φθηνότερο Φυσικό Αέριο, από άλλες πηγές όπως το Κατάρ (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Βέβαια, πολλές από τις εταιρείες ενέργειας που έχουν εκφράσει ενδιαφέρον για την εξερεύνηση κοιτασμάτων Φυσικού Αερίου της Λεβαντίνης και του Ηρόδοτου, είναι υπερμεγέθους εταιρείες της παγκόσμιας βιομηχανίας Φυσικού Αερίου και διαθέτουν σκάφη πόντισης αγωγών σε εξαιρετικά μεγάλα βάθη (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020). Θα πρέπει επίσης να αναφερθεί ότι η παγκόσμια αγορά ενέργειας παραμένει ασταθής μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία, κάτι που σαφώς επηρεάζει τις προθέσεις των εταιρειών ενέργειας για επενδύσεις.

Ο αγωγός EastMed αντιμετωπίζει ανταγωνισμό από πολλά παρόμοια υφιστάμενα ή σχεδιαζόμενα ενεργειακά έργα. Είναι τεράστιας σημασίας για τις εμπλεκόμενες χώρες να προχωρήσουν σε κοινές προσπάθειες προώθησης του έργου. Για να προχωρήσει όσο το δυνατόν πιο γρήγορα, πρέπει να εξαλειφθεί η γραφειοκρατία. Το πρόβλημα εστιάζεται κυρίως στην Ελλάδα, όπου η γραφειοκρατία πρέπει να αντιμετωπιστεί με τη δημιουργία ενός φιλικού και ασφαλούς επενδυτικού περιβάλλοντος, με τον ελάχιστο απαιτούμενο κρατικό έλεγχο και βραχυπρόθεσμους γύρους αδειοδότησης υπεράκτιων δραστηριοτήτων. Για παράδειγμα, ένας γύρος αδειοδότησης στην Ελλάδα μπορεί να διαρκέσει δυόμισι έως τρία χρόνια, ενώ στην Κύπρο ολοκληρώνεται σε εννέα μήνες. Η κυπριακή μέθοδος τείνει



να είναι κερδοφόρα, καθώς η Κύπρος έχει ήδη έσοδα από την υπογραφή συμβάσεων με μεγάλες εταιρείες ενέργειας (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Επιπλέον, η Ελλάδα πρέπει να ενισχύσει τη διπλωματική της στάση προς μια επαναπροσέγγιση με το Ισραήλ, προκειμένου να πείσει τους συνομιλητές της για τις σωρευτικές οικονομικές επιπτώσεις που απορρέουν από τη λειτουργία του EastMed, αντί της επίσημης προτίμησης του Ισραήλ για την κατασκευή υποθαλάσσιου αγωγού που θα μεταφέρει Φυσικό Αέριο στην Τουρκία. Είναι τεράστιας σημασίας για το Ισραήλ να πεισθεί να υιοθετήσει μια ενεργειακή στροφή προς το έργο EastMed παρά τις όποιες τουρκικές παρεμβάσεις για να την εγκαταλείψει. Ο αγωγός Λεβιάθαν-Τσεϊχάν δημιουργεί μια ανισόρροπη εμπορική σχέση, καθώς το 43% των εξαγωγών του Ισραήλ θα μεταφερθεί στην Τουρκία, ενώ το 14% των τουρκικών εισαγωγών Φυσικού Αερίου θα είναι η προμήθεια Φυσικού Αερίου του Ισραήλ (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020). Τονίζεται ότι μια τέτοια επιλογή θα έθετε το Ισραήλ υπό τουρκική ομηρεία, μια χώρα που συχνά διάκειται εχθρικά προς τα ισραηλινά συμφέροντα.

Άλλη μια πτυχή που πρέπει να αντιμετωπιστεί από την ΕΕ έχει να κάνει με τις φιλοδοξίες της Τουρκίας στην περιοχή νοτιοδυτικά της Κύπρου. Σύμφωνα με τον Ιωάννη Κασουλίδη, τέως υπουργό Εξωτερικών της Κύπρου, η Τουρκία πρέπει να κατανοήσει τα ενεργειακά συμφέροντα των μεγάλων πετρελαϊκών εταιρειών στην περιοχή (Κασουλίδης 2017). Τόσο η Κύπρος όσο και η Ελλάδα επιδιώκουν ισχυρότερη υποστήριξη από τους εμπλεκόμενους στον EastMed, όπως το Ισραήλ ή ακόμη και η Αίγυπτος. Για παράδειγμα, ο EastMed θα μπορούσε πιθανώς να κάνει μια παράκαμψη μέσω της ΑΟΖ της Αιγύπτου προκειμένου να αποφύγει τις τουρκικές διεκδικήσεις (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Τέλος, ένα άλλο σημαντικό θέμα που θα πρέπει να ληφθεί σοβαρά υπόψη είναι αυτό της παράλογης υπερβολής, του λαϊκισμού και του τρόπου αντιμετώπισής του. Υπήρξαν παράλογες προσδοκίες που καλλιεργήθηκαν την περίοδο 2011-2013. Πρέπει να επισημανθεί ότι κάθε δυνητικό απόθεμα Φυσικού Αερίου άνω των 8 tcf έχει μια στατιστική πιθανότητα κοντά στο 10-15% να επαληθευτεί. Υπάρχει μεγάλη ανάγκη να υιοθετηθεί ρεαλισμός προκειμένου το έργο EastMed να προχωρήσει περαιτέρω, ανεξάρτητα από το πόσο μεγάλα είναι τα νέα κοιτάσματα Φυσικού Αερίου στην Κύπρο ή τα δυνητικά κοιτάσματα στη Δυτική Ελλάδα και τη Νότια Κρήτη (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).



3.3.2 Τερματικά LNG στη Μεσόγειο

Για την περίπτωση της Ανατολικής Μεσογείου, έχουν προταθεί και άλλες εναλλακτικές λύσεις, πέρα από τον Αγωγό EastMed, στα πλαίσια του Ενεργειακού Διαδρόμου της Ανατολικής Μεσογείου.

3.3.2.1 Ανάπτυξη δικτύου τερματικών LNG σε Ελλάδα και Κύπρο

Το 2010 η Noble Energy και η ισραηλινή εταιρεία ενέργειας Delek πρότειναν την κατασκευή υποθαλάσσιων αγωγών που θα συνδέουν το κοιτάσμα Φυσικού Αερίου Λεβιάθαν και το κοιτάσμα Αφροδίτη με το εργοστάσιο υγροποιημένου Φυσικού Αερίου του Βασιλικού, ένα τερματικό σταθμό με προβλεπόμενη ετήσια δυναμικότητα 6,8 δισ. κυβικά μέτρα. Τα παραπάνω σε συνδυασμό με τον τερματικό σταθμό LNG της Ρεβυθούσας, δυναμικότητας 5,2 bcm ετησίως και την κατασκευή τερματικών FSRU σε άμεση γειτνίαση με το εθνικό δίκτυο αγωγών, δημιουργούν τεράστιες δυνατότητες για τη δημιουργία ενός ελληνοκυπριακού θαλάσσιου cluster (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Οι περιφερειακές εξαγωγές Φυσικού Αερίου σε σταθερή βάση, μέσω πλοίων LNG, θα μπορούσαν να παράσχουν στο Ελληνοκυπριακό Ναυτιλιακό cluster ισχυρές ταμειακές ροές και τις εθνικές οικονομίες με χρηματοπιστωτική σταθερότητα. Σε μια τέτοια περίπτωση, υπάρχουν ισχυρά θεμελιώδη στοιχεία, καθώς η Ελλάδα διαθέτει τον 3ο μεγαλύτερο στόλο πλοίων LNG από άποψη χωρητικότητας και τον 2ο ακριβότερο στον κόσμο με αξία περίπου \$10 δισ. Ο ελληνικός στόλος δεξαμενόπλοιων LNG αποτελείται από περίπου 150 πλοία με μέση μεταφορική ικανότητα 130.000 bcm ανά πλοίο, ενώ ο παγκόσμιος στόλος αριθμεί 713 μονάδες. Από την άλλη πλευρά, η Κύπρος διαδραματίζει εξέχοντα ρόλο ως κορυφαίο κέντρο ναυτιλίας και ναυτιλιακής διαχείρισης και θα συνεχίσει να ενισχύει τη θέση της στην παγκόσμια οικονομία, παρέχοντας υγιείς ναυτιλιακές υποδομές, ευνοϊκό φορολογικό καθεστώς και ανταγωνιστικούς συντελεστές φορολογίας νηολόγησης πλοίων και χωρητικότητας. Οι ανησυχίες σχετικά με τον ανταγωνισμό από άλλες κοντινές εξαγωγικές χώρες όσον αφορά την τιμολόγηση του LNG παραμένουν αβάσιμες, καθώς τα αναμενόμενα κοιτάσματα Φυσικού Αερίου, εφόσον επιβεβαιωθούν, θα δημιουργήσουν οικονομίες κλίμακας που θα μπορούσαν να μειώσουν το κόστος παραγωγής μακροπρόθεσμα (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Η λειτουργία ενός δικτύου τερματικών σταθμών LNG σε ολόκληρη την Ανατολική Μεσόγειο, μπορεί να προσελκύσει πολλούς νέους συμμάχους, για παράδειγμα



την Ιταλία. Καθώς αναφέρεται στις τοπικές βιομηχανίες, η αξιόπιστη και οικονομικά προσιτή προμήθεια Φυσικού Αερίου είναι μια κρίσιμη πρόκληση για τις εμπλεκόμενες χώρες, καθώς η σταδιακή κατάργηση του άνθρακα και του διοξειδίου του άνθρακα στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας λαμβάνει ήδη χώρα. Επιπλέον, στο λιμάνι του Κροτόνε στη ΝΑ Ιταλία προωθείται ένας νέος τερματικός σταθμός LNG, ο πρώτος στην περιοχή, που θα δώσει ώθηση στις τοπικές βιομηχανίες χάλυβα. (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

3.3.2.2 Τερματικά LNG σε Ελλάδα και Κύπρο

Στην Ελλάδα αυτή τη στιγμή λειτουργεί μόνο ένας σταθμός αποθήκευσης LNG, στη νησίδα Ρεβυθούσα, ιδιοκτησίας ΔΕΣΦΑ (Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου). Αποτελεί την μοναδική πηγή LNG καυσίμου στην Ελλάδα που φτάνει στη χώρα δια θαλάσσης, προερχόμενα κυρίως από την Αλγερία και τις ΗΠΑ (μετά την έναρξη της εκμετάλλευσης των πλούσιων κοιτασμάτων σχιστολιθικού αερίου). Η ζήτηση για Φυσικό Αέριο από αυτές τις χώρες αυξήθηκε κατακόρυφα μετά την εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία.

Η Ρεβυθούσα κατέχει κεντρικό ρόλο στο έργο Poseidon MED II Bunkering, στο οποίο μετέχουν εταιρείες από 5 χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης (Ελλάδα, Κύπρος, Σλοβενία, Κροατία και Ιταλία) με σκοπό την υιοθέτηση του LNG ως ναυτιλιακού καυσίμου και την ανάδειξη της Ελλάδας ως διεθνούς κέντρου ανεφοδιασμού (bunkering) στην Ανατολική Μεσόγειο και κέντρου διανομής Φυσικού Αερίου (hub) στη Νοτιοανατολική Ευρώπη, μέσω θαλάσσιας μεταφοράς, ενώ μετά την επένδυση του 2022 σε σταθμό φόρτωσης LNG σε βυτιοφόρα φορτηγά, μπορεί να επεκταθεί και στην οδική μεταφορά. Στο πρόγραμμα μετέχουν 6 μεγάλοι λιμένες της περιοχής (Πειραιάς, Ηράκλειο, Πάτρα, Ηγουμενίτσα, Λεμεσός, Βενετία), οι οποίοι θα αποκτήσουν δυνατότητα ανεφοδιασμού πλοίων με LNG fuel. Τον Αύγουστο του 2022 παρελήφθη νέα δεξαμενή FSRU (LNG Carrier της Gaslog), γεγονός που αύξησε την ικανότητα αποθήκευσης σε 360.000 m³. Παρόλα αυτά, η ικανότητα του τερματικού σταθμού της Ρεβυθούσας παραμένει περιορισμένη ώστε να ανταποκριθεί στην αυξημένη ζήτηση σε Φυσικό Αέριο. Επομένως είναι απαραίτητες οι επενδύσεις σε νέες μονάδες αποθήκευσης Φυσικού Αερίου (Οικονομικός Ταχυδρόμος, 2022).

Υπό κατασκευή είναι ένα τερματικό FSRU στην Αλεξανδρούπολη (ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης) με εκτιμώμενη έναρξη εμπορικής λειτουργίας τα τέλη 2023. Θα προσγιαλωθεί μέσω υποθαλάσσιου αγωγού 30 ιντσών, μήκους 24 χιλιομέτρων και από



*Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου*

εκεί με επίγειο αγωγό 4 χιλιομέτρων θα συνδεθεί με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ) στον νέο Μετρητικό και Ρυθμιστικό Σταθμό που κατασκευάζεται στην περιοχή της Αλεξανδρούπολης. Παράλληλα έχει δεσμευθεί αποθηκευτικός χώρος για τις ανάγκες της Βουλγαρίας, ενώ υπάρχει πρόβλεψη για τη μελλοντική σύνδεση και με άλλους αγωγούς όπως ο TAP. Η συνολική χωρητικότητα σε αποθηκευμένο αέριο θα είναι 153.500 m^3 ενώ θα διαθέτει τρεις μονάδες αεριοποίησης δυναμικότητας 315.000 κυβικών μέτρων (267 mmscfd) Φυσικού Αερίου / ώρα (εκάστη) (Ναυτεμπορική, 2022).

Η Motor Oil Hellas (MOH) σχεδιάζει την κατασκευή τερματικού LNG στις εγκαταστάσεις της στους Αγίους Θεοδώρους Κορινθίας, με την επωνυμία Διώρυγα Gas. Το έργο Διώρυγα Gas προβλέπεται να γίνει σε καθορισμένη περιοχή αγκυροβολίου στη θαλάσσια περιοχή του Σαρωνικού Κόλπου που γειτνιάζει άμεσα με τις υφιστάμενες λιμενικές εγκαταστάσεις του διωλιστηρίου της MOH. Η MOH έχει μακρά εμπειρία στο LNG καθώς παράγει ήδη από το 2008.

Ο τερματικός σταθμός Διώρυγα Gas θα βρίσκεται περίπου στα 70 χιλιόμετρα από την Αθήνα και σε απόσταση περίπου 1,5 – 2 χιλιομέτρων από το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ).

Στόχος του έργου είναι να διευκολύνει εταιρείες που ενδιαφέρονται να εισάγουν στην Ελλάδα LNG μέσω μιας επιπλέον σημαντικής και ευέλικτης πύλης Φυσικού Αερίου.

Θα περιλαμβάνει ένα FSRU, δηλαδή ένα LNG Carrier, ειδικά μετασκευασμένο για την παραλαβή και προσωρινή αποθήκευση LNG συνολικής χωρητικότητας έως και 210.000 m^3 . Η τροφοδοσία με LNG θα πραγματοποιείται από LNG Carriers μέσω σύνδεσης Ship-to-Ship. Η μονάδα αεριοποίησης (επί του πλοίου) θα έχει δυναμικότητα $300 - 500 \text{ m}^3 \text{ LNG} / \text{ώρα}$ (Φλουδόπουλος, 2022).

Σε πρώιμο στάδιο συζήτησης για την κατασκευή νέων FSRU, βρίσκονται και άλλα projects όπως το Argo FSRU στον Βόλο, το Thessaloniki FSRU και ένα δεύτερο τερματικό στην Αλεξανδρούπολη.

Στον Βασιλικό της Κύπρου σχεδιάζεται η κατασκευή μονάδας FSRU για την υγροποίηση του Φυσικού Αερίου. Στις αρχές του 2023, το χρονοδιάγραμμα της κατασκευής, είχε σημειώσει καθυστερήσεις, με τις πλέον αισιόδοξες προβλέψεις να αναμένουν την ολοκλήρωση των εργασιών περί τα τέλη του 2023. Όπως έχει ήδη αναφερθεί η προβλεπόμενη ετήσια δυναμικότητα του τερματικού είναι 6,8 δισ. κυβικά μέτρα. Ο σταθμός αυτός είναι ιδιοκτησίας της EYΦΑ, θυγατρικής της ΔΕΦΑ, ενώ το



έργο υλοποιείται από κοινοπραξία υπό την κινεζική China Petroleum Pipeline Company (CPP). Η πλωτή δεξαμενή FSRU ναυπηγείται (2023) από την COSCO. Το τερματικό, πέρα από ποσότητες αερίου από τα κοιτάσματα της Κύπρου και του Ισραήλ, θα μπορεί να δεχθεί και φορτία εισαγωγής από άλλες χώρες (Φιλελεύθερος, 2023).

3.3.2.3 Ανεφοδιασμός πλοίων (bunkering)

Οι επιβαλλόμενες πολιτικές του IMO για τη μείωση των εκπομπών θείου και η προτεινόμενη διάσταση προς την πράσινη ναυτιλία είναι θέματα που συζητούνται ευρέως. Σε μια τέτοια περίπτωση, η περιοχή της Νοτιοανατολικής Μεσογείου θα μπορούσε να παρέχει πολλαπλά σημεία ανεφοδιασμού πλοίων σε LNG. Από την περιοχή διέρχονται μερικές από τις πιο πολυσύχναστες θαλάσσιες διαδρομές του κόσμου. Η πλειονότητα των τερματικών σταθμών LNG που υπό προϋποθέσεις θα μπορούσαν να λειτουργήσουν ως σημεία ανεφοδιασμού σε LNG, είναι συγκεντρωμένοι στη Δυτική Μεσόγειο, ενώ μόνο τέσσερις τερματικοί σταθμοί LNG εντοπίζονται στην περιοχή της Νοτιοανατολικής Μεσογείου σε λειτουργία το 2023. Έτσι, υπάρχουν τεράστιες δυνατότητες για την ανάπτυξη της συγκεκριμένης δραστηριότητας στην Ανατολική Μεσόγειο. Στο έργο Ποσειδών, το οποίο συγχρηματοδοτείται από την ΕΕ, συμμετέχουν τρεις χώρες, η Ελλάδα, η Ιταλία και η Κύπρος, έξι λιμάνια της Μεσογείου (Πειραιάς, Πάτρα, Λεμεσός, Βενετία, Ηράκλειο, Ηγουμενίτσα), καθώς και ο τερματικός σταθμός LNG της Ρεβυθούσας (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

Στην κατεύθυνση αυτή ο νέος τερματικός σταθμός στο Κροτόνε της Νότιας Ιταλίας, θα παρέχει και αυτός LNG ως καύσιμο σε πλοία που βρίσκονται στην περιοχή. Η τελευταία αυτή εξέλιξη αποτελεί μέρος ενός ευρωπαϊκού σχεδίου για την προώθηση του Φυσικού Αερίου στη Ν. Ιταλία και την απεμπλοκή από την εξάρτηση από τη Ρωσία (Πελαγίδης-Στρατάκης, 2020).

3.3.3 «Υβριδικό» μοντέλο

Στην περίπτωση που οι νέες γεωτρήσεις συνεχίσουν να αποκαλύπτουν νέα αποθέματα Φυσικού Αερίου στα ελληνικά και τα κυπριακά κοιτάσματα, δεν θα πρέπει να αποκλειστούν παράλληλες εξαγωγές Φυσικού Αερίου μέσω αγωγών και πλοίων υγροποιημένου Φυσικού Αερίου.



3.3.3.1 Τερματικά FRSU ως προσωρινή λύση

Με δεδομένη την ταχύτερη ανάπτυξη πλωτών τερματικών LNG, καθώς αυτό που ουσιαστικά απαιτείται είναι η μετατροπή ενός δεξαμενόπλοιου LNG σε πλωτό τερματικό, τα FSRU, θα μπορούσαν να παίξουν σημαντικό ρόλο στην εμπορική αξιοποίηση του Φυσικού Αερίου της Ανατολικής Μεσογείου, για όσο διάστημα πραγματοποιούνται οι διαπραγματεύσεις για τον EastMed και για όσο διάστημα αυτός κατασκευάζεται. Η κατασκευή του, που όπως έχει αναφερθεί αποτελεί μια τεχνολογική πρόκληση, αναμένεται να διαρκέσει αρκετά χρόνια. Επομένως, για την ταχύτερη εμπορική αξιοποίηση των κοιτασμάτων, μια τέτοια λύση θα μπορούσε να προκριθεί.

3.3.3.2 Παράλληλη μεταφορά μέσω αγωγών και δεξαμενόπλοιων LNG

Όπως αναφέρθηκε ανωτέρω, εφόσον οι ποσότητες Φυσικού Αερίου είναι σε ικανές ποσότητες, παράλληλες εξαγωγές μέσω αγωγών και μέσω δεξαμενόπλοιων θα μπορούσαν να αποτελέσουν επικερδείς δραστηριότητες. Μια τέτοια επιλογή θα μπορούσε να προκριθεί για μια διαφοροποίηση των αγορών που θα τροφοδοτούνταν. Οι αγωγοί σε μια τέτοια περίπτωση καλύπτουν περιοχές στην ευρύτητα των κοιτασμάτων, ενώ το μεταφερόμενο μέσω δεξαμενόπλοιων LNG, θα μπορούσε να καλύψει μακρινότερες αγορές, ακόμα και σε άλλη ήπειρο, εφόσον το μεταφορικό κόστος είναι τέτοιο που θα καθιστούσε μια τέτοια δραστηριότητα επωφελή για όλους. Σε μια τέτοια περίπτωση σημαντικό ρόλο θα διαδραματίσουν και οι Έλληνες πλοιοκτήτες, με τον μεγάλο στόλο δεξαμενόπλοιων LNG που διαθέτουν, με προφανή οφέλη για το ευρύτερο ναυτιλιακό cluster του Πειραιά.

3.3.3.3 Τα σχέδια της Κύπρου

Η Κύπρος, σύμφωνα με την τέως Υπουργό Ενέργειας, Νατάσα Πηλείδου, θα διοχετεύσει αρχικά ποσότητες αερίου προς τα τερματικά LNG της Αιγύπτου, καθώς υπήρξε καθυστέρηση στην κατασκευή των κυπριακών ενεργειακών υποδομών (capital.gr, 2023). Σύμφωνα με τα μέχρι σήμερα δεδομένα, η Κύπρος μπορεί από μόνη της να στείλει στην Ευρώπη 32 δισ. μ^3 Φυσικού Αερίου ετησίως για 25 χρόνια, πέντε δισ. μ^3 ετησίως για 25 χρόνια, θα διοχετεύονται ως LNG από το κοιτάσμα της Αφροδίτης προς τον σταθμό υδροποίησης LDKU της Αιγύπτου με κατεύθυνση την Ευρώπη και 11 δισ. μ^3 Φυσικού Αερίου ετησίως για 25 χρόνια, από τον αγωγό EastMed, μέσω Ελλάδας και Ιταλίας (Φώσκολος, 2022). Οι υπόλοιπες ποσότητες που ανέρχονται προς το παρόν σε άλλα 16



*Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου*

δισ. μ^3 ετησίως, θα μπορούσαν να διοχετευθούν στην αγορά με τη χρήση δεξαμενόπλοιων LNG.



4. Σύγκριση Μεταφοράς Φυσικού Αερίου μεταξύ Αγωγών και Δεξαμενόπλοιων

Η τεχνολογική πρόοδος που σημειώνεται στη βιομηχανία της ενέργειας και ιδιαίτερα σε ότι αφορά το Φυσικό Αέριο, καθιστά εφικτή τη μεταφορά του σχεδόν σε οποιαδήποτε απόσταση, μέσω τεράστιων ωκεάνιων εκτάσεων, σε ορισμένες περιπτώσεις από μια ήπειρο σε άλλη, όπως στην περίπτωση του αμερικάνικου σχιστολιθικού αερίου. Έργα που σε άλλες εποχές θα θεωρούνταν αδιανόητα, όπως οι υποθαλάσσιοι αγωγοί σε βάθη πυθμένα χιλιάδων μέτρων, πλέον είναι εφικτά. Το ερώτημα που καλείται ένας επενδυτής να απαντήσει είναι το κόστος ενός τόσο μεγάλου έργου, το περιθώριο κέρδους που του επιτρέπει και τελικά η βιωσιμότητά του. Η στάθμιση όλων των οικονομικών, πολιτικών και γεωστρατηγικών παραγόντων οδηγεί στη λήψη της απόφασης για τον τρόπο μεταφοράς του Φυσικού Αερίου στις αγορές.

Τα οικονομικά των δύο τρόπων μεταφοράς του Φυσικού Αερίου διαφέρουν σημαντικά μεταξύ τους. Αυτό οφείλεται στις διαφορετικές υποδομές που απαιτούνται, στην κάλυψη διαφορετικών αναγκών, αλλά και στον γεωγραφικό χώρο στον οποίο αναπτύσσονται. Επιπλέον ο τρόπος με τον οποίο εμπορεύονται στις διεθνείς αγορές το Φυσικό Αέριο και το LNG, απαιτούν διαφορετικά είδη συμβολαίων και διαφορετικούς τρόπους τιμολόγησης. Για τον λόγο αυτό στις επόμενες υποενότητες εξετάζονται ξεχωριστά τα οικονομικά δεδομένα των συστημάτων αγωγών, από αυτά της μεταφοράς LNG μέσω δεξαμενόπλοιων.

4.1 Οικονομική Ανάλυση των Αγωγών

Για να αποφασιστεί η κατασκευή ενός μεγάλου έργου όπως είναι ένας αγωγός μεταφοράς Φυσικού Αερίου και για να κριθεί εάν είναι βιώσιμος ή όχι κατά τον κύκλο της ζωής του, γίνονται εκτενείς οικονομικές αναλύσεις λαμβάνοντας υπόψη όλα τα κόστη κατασκευής και λειτουργίας του, καθώς και τα αναμενόμενα έσοδα σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα.



4.1.1 Στοιχεία CAPEX και OPEX

Τα έργα αγωγών Φυσικού Αερίου είναι από τη φύση τους εντάσεως κεφαλαίου. Το επενδυτικό κόστος που προκαταβάλλεται αντιπροσωπεύει συνήθως πάνω από το 90% του συνολικού κόστους που προκύπτει κατά τη διάρκεια ζωής ενός αγωγού Φυσικού Αερίου (περίπου 40 έτη), ενώ τα λειτουργικά έξοδα (π.χ. καύσιμα και δαπάνες που σχετίζονται με τη συμπίεση αερίου, η συντήρηση και επισκευές, προσωπικό κ.λπ.) αντιπροσωπεύουν συνήθως έως και 5-10% του συνολικού κόστους. Κατά συνέπεια, ο αρχικός σχεδιασμός του έργου και η βελτιστοποίηση των κεφαλαιουχικών δαπανών (CAPEX) χρειάζεται προσεκτική εξέταση, καθώς έχει δυσανάλογο αντίκτυπο στη συνολική οικονομία του έργου (Molnar, 2022).

4.1.1.1 CAPEX

Το κόστος επένδυσης ενός αγωγού Φυσικού Αερίου καθορίζεται τελικά από α) το μήκος του, β) τη χωρητικότητα (διάμετρος × πίεση λειτουργίας) και γ) το μοναδιαίο κόστος επένδυσης. Το γραμμικό τμήμα ενός συστήματος αγωγών (σωλήνας γραμμής), αντιπροσωπεύει το μεγαλύτερο μέρος του CAPEX, ενώ το μερίδιο των επενδύσεων στους σταθμούς συμπίεσης και μέτρησης κυμαίνεται συνήθως μεταξύ 15 και 30% (Molnar, 2022).

Το μοναδιαίο κόστος επένδυσης των διεθνών αγωγών μπορεί να κυμαίνεται σε μεγάλο εύρος από \$30.000 έως πάνω από \$200.000/χλμ./ιντσών, ανάλογα με διάφορους παράγοντες, συμπεριλαμβανομένων των εξωτερικών συνθηκών, όπως το έδαφος και το κλιματολογικό πλαίσιο, τα εργατικά κόστη και το κόστος των υλικών, τη διαχείριση του έργου, καθώς και την αυστηρότητα του κανονιστικού πλαισίου (κυρίως περιβαλλοντικά πρότυπα και πρότυπα ασφαλείας). Το μοναδιαίο κόστος των σταθμών συμπίεσης κυμαίνεται συνήθως μεταξύ 2 και 4 εκατομμυρίων δολαρίων ανά MW εγκατεστημένης ισχύος (Molnar, 2022).

Το μοναδιαίο κόστος επένδυσης μπορεί να καταναμηθεί σε τέσσερις κύριες κατηγορίες:

α) Το κόστος των υλικών: Το γραμμικό τμήμα του συστήματος αγωγών, περιλαμβάνει τμήματα σωλήνων που συνήθως αντιπροσωπεύει περίπου το ένα τρίτο του συνολικού κόστους της επένδυσης και εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από την εξέλιξη των τιμών του χάλυβα. Για τους σταθμούς συμπίεσης, το κόστος των υλικών είναι η σημαντικότερη



συνιστώσα του κόστους, αντιπροσωπεύοντας περίπου το ήμισυ της συνολικής επένδυσης (Molnar, 2022).

β) Εργατικά κόστη: Αποτελούν συνήθως το σημαντικότερο στοιχείο κόστους του σωλήνα γραμμής, αντιπροσωπεύοντας πάνω από το 40% του μοναδιαίου κόστους επένδυσης. Αυτό περιλαμβάνει τους μισθούς που σχετίζονται με την προετοιμασία του εδάφους και την κατασκευή του αγωγού. Η κατασκευή σταθμών συμπίεσης είναι λιγότερο απαιτητική διαδικασία σε σχέση με τους σωλήνες, με το κόστος εργασίας να αντιπροσωπεύει περίπου το ένα τέταρτο του κόστους επένδυσης των σταθμών συμπίεσης (Molnar, 2022).

γ) Διάφορα κόστη: Περιλαμβάνουν έξοδα για την τοπογραφία, τη μηχανική, την επίβλεψη, διάφορα απρόβλεπτα, τον τηλεπικοινωνιακό εξοπλισμό, τη διοίκηση και γενικά έξοδα, τους ναύλους, τα τέλη κατάθεσης κανονιστικών εγγράφων, καθώς και τους φόρους. Συνήθως αποτελούν πάνω από το 10% του συνολικού μοναδιαίου κόστους επένδυσης στην περίπτωση τόσο των αγωγών, όσο και των σταθμών συμπίεσης (Molnar, 2022).

δ) Κόστη δικαιώματος διέλευσης: Περιλαμβάνουν την απόκτηση δικαιωμάτων διέλευσης και την άδεια για αποζημιώσεις.

Κάθε σύστημα αγωγών είναι μοναδικό και, ως εκ τούτου, η κατανομή του κόστους διαφέρει ανάλογα με τον αγωγό. Για παράδειγμα, οι αγωγοί που κατασκευάζονται σε πιο δύσκολα περιβάλλοντα (όπως ορεινά ή βραχώδη εδάφη, υγροβιότοποι ή εξαιρετικά μεγάλα βάθη) έχουν συνήθως υψηλότερο ποσοστό του κόστους που σχετίζεται με την εργασία και τα logistics, ενώ εξαρτάται λιγότερο από τις δαπάνες υλικών. Οι αγωγοί που διασχίζουν περιοχές με υψηλή πληθυσμιακή πυκνότητα έχουν γενικά υψηλότερα διάφορα κόστη και δικαιώματα διέλευσης και πρέπει να τηρούν αυστηρότερα πρότυπα ασφαλείας. Η κατασκευή υποθαλάσσιων συστημάτων αγωγών απαιτεί τόσο ειδικό σχεδιασμό της γραμμής (πάχος τοιχώματος έως 2 ίντσες για την υποστήριξη της πίεσης του νερού, μόνωση έναντι χαμηλών θερμοκρασιών και έρμα για την παροχή σταθερότητας), όσο και ένα συγκεκριμένο σύνολο υλικοτεχνικών υποδομών (συμπεριλαμβανομένων των πλοίων τοποθέτησης αγωγών με ημερήσιες τιμές που συχνά ανέρχονται σε αρκετές \$100k/ημέρα), οι οποίες μπορούν να αυξήσουν σημαντικά το μοναδιαίο κόστος της επένδυσης (Molnar, 2022).



Αξίζει να σημειωθεί ότι οι διεθνείς αγωγοί που διασχίζουν πολλές χώρες, πρέπει να συμμορφώνονται με διάφορες δικαιοδοσίες και κανονιστικά πλαίσια, γεγονός που μπορεί να αυξήσει σημαντικά τις διάφορες δαπάνες τους που σχετίζονται με τη διαχείριση της διοίκησης και τα τέλη υποβολής κανονιστικών αιτήσεων (Molnar, 2022).

Εκτός από τις συνιστώσες κόστους που σχετίζονται με το τεχνικό CAPEX, η χρηματοοικονομική δομή και το κόστος κεφαλαίου μπορούν να μεταβάλουν σημαντικά τα οικονομικά και την κερδοφορία των έργων αγωγών. Η εξωτερική χρηματοδότηση μπορεί να αντιπροσωπεύει έως και 70% της χρηματοδότησης σε μεγάλα διεθνή έργα αγωγών Φυσικού Αερίου. Οι Επενδυτές/δανειστές αναζητούν συνήθως LIBOR +3-4% για επενδύσεις σε αγωγούς, ανάλογα με την τοποθεσία, τους φορείς υλοποίησης του έργου και τη διάθεσή τους για ανάληψη κινδύνου. Με βάση αυτές τις παραδοχές, οι χρηματοοικονομικές δαπάνες (FIEX) μπορούν να προσθέσουν 10-15% στο αρχικό τεχνικό CAPEX (Molnar, 2022).

Η μεταφορά Φυσικού Αερίου μέσω αγωγών οδηγεί σε οικονομίες κλίμακας. Ενώ η δυναμικότητα διέλευσης ενός αγωγού αυξάνεται ακολουθώντας την $\pi r^2 L$ όπου το r συμβολίζει την ακτίνα (το μισό της διαμέτρου) και το L το μήκος του αγωγού. Το κόστος των υλικών που απαιτούνται για την κατασκευή του αγωγού αυξάνεται σύμφωνα με τον τύπο $2\pi r L$. Κατά συνέπεια, το μοναδιαίο κόστος μεταφοράς για το ίδιο επίπεδο χρήσης είναι συνήθως χαμηλότερο για τους αγωγούς με μεγαλύτερες διαμέτρους και κατασκευασμένους σε παρόμοιο εξωτερικό περιβάλλον (Molnar, 2022).

Επιπλέον, ορισμένες από τις δαπάνες που συνδέονται με την κατασκευή αγωγών είναι σταθερές (σχεδιασμός, άδειες) ή αυξάνονται ασήμαντα σε σύγκριση με έναν υψηλότερης τεχνολογίας σχεδιασμό και μεγαλύτερης χωρητικότητας συστήματος αγωγών (Molnar, 2022).

Πρέπει να σημειωθεί ότι αρκετές μικρότερες μονάδες συμπιεστών θα έχουν ένα υψηλότερο κόστος ανά MW σε σύγκριση με μια μεγαλύτερη μονάδα με την ίδια ισχύ συμπίεσης λόγω οικονομιών κλίμακας (Molnar, 2022).



4.1.1.2 OPEX

Σε ότι αφορά τα λειτουργικά έξοδα (OPEX), αυτά αντιπροσωπεύουν ένα κλάσμα του συνολικού κόστους που προκύπτει κατά τη διάρκεια ζωής ενός αγωγού, αποτελώντας συνήθως το 5-10% του συνολικού κόστους μεταφοράς Φυσικού Αερίου.

Το OPEX μπορεί να διακριθεί σε τέσσερις κατηγορίες, σύμφωνα με τον Molnar:

α) Κόστος καυσίμων: σχετίζεται κυρίως με τις ενεργειακές απαιτήσεις των σταθμών συμπίεσης που λειτουργούν είτε με Φυσικό Αέριο είτε με ηλεκτρική ενέργεια.

β) Κόστος προσωπικού που περιλαμβάνει τους μισθούς των υπαλλήλων της εταιρείας που εκμεταλλεύεται το σύστημα μεταφοράς, τις εισφορές κοινωνικής ασφάλισης και άλλες παροχές προς τους εργαζομένους.

γ) Κόστος υπηρεσιών που περιλαμβάνει όλα τα έξοδα που σχετίζονται με τις υπηρεσίες που απαιτούνται για τη διαχείριση του συστήματος αγωγών (όπως συστήματα πληροφορικής, τηλεπικοινωνίες) και της ίδιας της εταιρείας (τεχνικές, νομικές, διοικητικές υπηρεσίες, υπηρεσίες που σχετίζονται με το προσωπικό), καθώς και διάφορα έξοδα (όπως ασφάλιση, μάρκετινγκ και συμβουλευτικές υπηρεσίες).

δ) Κόστος συντήρησης που σχετίζεται με την επιθεώρηση, τη συντήρηση και τις επισκευές του συστήματος αγωγών προκειμένου να διατηρηθεί η λειτουργική του κατάσταση, χωρίς απαραίτητα την επέκταση της διάρκειας ζωής του.

Η κατανομή των συνιστωσών του OPEX μπορεί να παρουσιάζει υψηλό βαθμό διακύμανσης ανάλογα με τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τη γενική κατάσταση του συστήματος αγωγών. Για παράδειγμα, ένα γερασμένο σύστημα αγωγών που διατρέχει ένα δύσκολο περιβάλλον θα έχει φυσικά υψηλότερο κόστος συντήρησης και επισκευής.

4.1.1.3 Απόδοση αγωγού βάσει CAPEX και OPEX

Σύμφωνα με τον Molnar, στόχος για κάθε αγωγό είναι ο σχεδιασμός του να είναι πιο αποδοτικός από άποψη τόσο του CAPEX όσο και του OPEX.

Λαμβάνοντας υπόψη ότι το μήκος και το ανάγλυφο του εδάφους είναι εξωτερικοί και σταθεροί παράγοντες, για το σχεδιασμό του συστήματος αγωγών, λαμβάνονται υπόψη τα ακόλουθα, όπως τα περιγράφει ο Molnar:



- Μεταφερόμενες ποσότητες: με βάση την πραγματική ζήτηση της αγοράς και τις προσδοκίες, συμπεριλαμβανομένων των εποχιακών διακυμάνσεων και της αιχμής της ζήτησης, όπως προκύπτει από διάφορα μοντέλα.
- Εσωτερική διάμετρος αγωγού: οι μεγαλύτερες διαμέτροι μειώνουν την πτώση πίεσης και συνεπώς μειώνουν την ανάγκη για ισχύ συμπίεσης, αλλά αναγκαστικά αυξάνουν το αρχικό CAPEX του έργου,
- MAOP (μέγιστη επιτρεπόμενη πίεση λειτουργίας): η υψηλότερη πίεση που επιτρέπεται σε οποιοδήποτε σημείο κατά μήκος ενός αγωγού. Συνήθως κυμαίνεται μεταξύ 80 και 100 bar για μεγάλα συστήματα μεταφοράς. Γενικά υπάρχει συμβιβασμός μεταξύ MAOP και πάχους τοιχώματος αγωγού. Γενικά, οι αγωγοί που διέρχονται από πυκνοκατοικημένες περιοχές έχουν χαμηλότερο MAOP.
- Ταχύτητα ροής: πρέπει να διατηρείται κάτω από τη μέγιστη επιτρεπόμενη ταχύτητα για την αποφυγή διάβρωσης του σωλήνα (συνήθως συνίσταται μέγιστη ταχύτητα ~72 km/h) ,
- Η χωρητικότητα και η απόσταση των σταθμών συμπίεσης, οι οποίοι τελικά επηρεάζουν την κατανάλωση καυσίμου (μεταβλητή OPEX) και την απόδοσή τους: μια μεγάλη πτώση πίεσης μεταξύ των σταθμών συνήθως έχει ως αποτέλεσμα μεγάλο λόγο συμπίεσης, που οδηγεί σε κακή απόδοση των σταθμών συμπίεσης.

4.1.2 Τεχνοοικονομική προσέγγιση

Η τεχνοοικονομική βελτιστοποίηση του σχεδιασμού του συστήματος αγωγών βασίζεται στον υδραυλικό υπολογισμό του αγωγού και να ακολουθείται από μια σειρά υπολογισμών ΚΠΑ (Καθαρής Παρούσας Αξίας), λαμβάνοντας υπόψη το κόστος κεφαλαίου.

4.1.2.1 Οικονομική διασφάλιση έργου

Ο Molnar αναφέρει ότι τα συστήματα αγωγών Φυσικού Αερίου έχουν υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης. Κατά συνέπεια, οι κατασκευαστές έργων επιδιώκουν μακροπρόθεσμες και σταθερές δεσμεύσεις από τους πελάτες, προκειμένου να μετριάσουν τον επενδυτικό κίνδυνο και ως εκ τούτου, να μειώσουν το κόστους κεφαλαίου ενώ παράλληλα επιδιώκουν να εξασφαλίσουν μια σταθερή ροή εσόδων για την απόσβεση της επένδυσης κεφαλαίου. Επιπλέον, οι ιδιοκτήτες συστημάτων αγωγών έχουν ισχυρό κίνητρο να μεγιστοποιήσουν τη χρήση της υποδομής, καθώς αυτό οδηγεί σε συντομότερη περίοδο



απόσβεσης του κεφαλαίου και επιτρέπει την καλύτερη βελτιστοποίηση των σταθερών λειτουργικών δαπανών.

4.1.2.2 Συμφωνίες Μεταφοράς και Πώλησης Αερίου (GTA/GSA)

Αυτές οι βασικές εκτιμήσεις αντικατοπτρίζονται συνήθως στο σχεδιασμό και το τιμολόγιο δομή των συμφωνιών μεταφοράς αερίου (GTA) που συνάπτονται μεταξύ του διαχειριστή του συστήματος αγωγών και του πελάτη που είναι συνήθως ο ιδιοκτήτης του μεταφερόμενου Φυσικού Αερίου ή του πράκτορα που ενεργεί για λογαριασμό του (Molnar, 2022).

Στην περίπτωση της ανάπτυξης νέων, μεγάλων συστημάτων αγωγών Φυσικού Αερίου, οι GTAs συνήθως υπογράφονται πριν από τη λήψη της τελικής επενδυτικής απόφασης, καθώς θεωρούνται ζωτικής σημασίας για την αντιμετώπιση του "κινδύνου χωρητικότητας" του έργου του αγωγού (Molnar, 2022).

Οι GTAs συχνά υποστηρίζονται από συμφωνίες πώλησης Φυσικού Αερίου (GSA), μεταξύ του πωλητή, του οποίου αντιπρόσωπος είναι ο φορτωτής και του πελάτη του, που βρίσκεται στο άλλο άκρο του μελλοντικού αγωγού.

Στο πλαίσιο μιας συμφωνίας μεταφοράς αερίου (GTA), ο μεταφορέας παρέχει μια υπηρεσία μεταφοράς στον φορτωτή μεταξύ ενός σημείου εισόδου και ενός ή περισσότερων σημείων παράδοσης, με αντάλλαγμα την πληρωμή που καταβάλλει ο φορτωτής και καθορίζεται από το τιμολόγιο όπως προβλέπεται στη GTA και τον όγκο που μεταφέρεται ή τη συμβατική χωρητικότητα. Οι χωρητικότητες μπορούν να εκφράζονται είτε σε ογκομετρικούς όρους (όγκος/χρόνος) είτε σε σχέση με την ενεργειακή αξία του αερίου (Molnar, 2022).

4.1.2.3 Χαρακτηριστικά και τύποι Συμφωνιών Μεταφοράς Αερίου (GTA)

Οι GTAs που υποστηρίζουν την ανάπτυξη νέων, μεγάλων, διεθνών αγωγών Φυσικού Αερίου έχουν συνήθως τα ακόλουθα χαρακτηριστικά, όπως τα περιγράφει ο Molnar:

1. Δέσμευση διάρκειας: Οι GTAs είναι συνήθως μακροχρόνιες συμβάσεις, με διάρκεια συχνά άνω των 20 ετών, απαραίτητες για την ανάκτηση της αρχικής επένδυσης μέσω των εσόδων από το τιμολόγιο μεταφοράς που καταβάλλεται από τους φορτωτές. Η διάρκεια της GTA ευθυγραμμίζεται συνήθως με τις GSA των πωλητών. Οι μακροπρόθεσμες



δεσμεύσεις είναι συνήθως μικρότερες όταν συνάπτονται ή ανανεώνονται σε σχέση με το υφιστάμενο σύστημα μεταφοράς Φυσικού Αερίου.

2. Δασμολογική δέσμευση: οι πληρωμές του φορτωτή για το χρησιμοποιημένη ή τη δεσμευμένη ποσότητα εξαρτώνται από το τιμολόγιο που καθορίζεται στη GTA. Τα τιμολόγια πρέπει να μην εισάγουν διακρίσεις, να βασίζονται στο κόστος και να περιλαμβάνουν ένα εύλογο ποσοστό απόδοσης.

3. Δέσμευση χωρητικότητας: Οι GTA περιλαμβάνουν συνήθως δέσμευση μεταφοράς ή πληρωμής από τον φορτωτή, προκειμένου να παρέχεται στον μεταφορέα μια σταθερή ροή εσόδων κατά τη διάρκεια της σύμβασης. Δύο κύριοι τύποι GTA μπορούν να διακριθούν όσον αφορά τη δέσμευση χωρητικότητας:

- Με βάση την ποσότητα: ο μεταφορέας και ο φορτωτής συμφωνούν για τις ποσότητες του Φυσικού Αερίου που θα μεταφερθεί στο σύστημα αγωγών στο πλαίσιο του σταθερού τιμολογίου. Ο φορτωτής αναλαμβάνει συνήθως δέσμευση μεταφοράς ή πληρωμής σε σχέση με την ετήσια ποσότητα.

- Με βάση τη χωρητικότητα: ο μεταφορέας και ο φορτωτής συμφωνούν σχετικά με τη χωρητικότητα του μεταφορέα που διατηρεί για τον φορτωτή στο σύστημα αγωγών (ετήσια δεσμευμένη χωρητικότητα) και για την οποία ο φορτωτής υποχρεούται να πληρώσει ανεξάρτητα των ποσοτήτων που πράγματι μεταφέρονται. Ως εκ τούτου, οι συμφωνίες μεταφοράς με βάση τη χωρητικότητα έχουν εγγενώς ένα ship-or-pay² στοιχείο.

Και στις δύο περιπτώσεις, ο φορτωτής καταβάλλει πληρωμή ship-or-pay, η οποία αντιστοιχεί σε:

(ποσότητα ship-or-pay - αχρησιμοποίητη ποσότητα) × συμφωνημένη τιμή.

Συμπληρωματικές διατάξεις, όπως για παράδειγμα αυτές που επιτρέπουν χρήση της χωρητικότητας κατά το επόμενο έτος της σύμβασης προκειμένου να αντισταθμιστεί η προηγουμένως αχρησιμοποίητη χωρητικότητα, μπορεί να υπάρχουν, αλλά η εμφάνισή τους στις GTA σε σύγκριση με τις GSA είναι σπάνια. Αξίζει να αναφερθεί ότι, στις

² Προβλέψεις που παρέχουν στον φορτωτή τη δυνατότητα είτε να χρησιμοποιήσει την υπηρεσία μεταφοράς την οποία αφορά η σύμβαση, είτε να την πληρώσει ούτως ή άλλως.



απελευθερωμένες αγορές Φυσικού Αερίου επικρατεί η αρχή "use-it-or-lose-it"³: οι φορτωτές δεν επιτρέπεται να συσσωρεύουν χωρητικότητα, όλη η αχρησιμοποίητη χωρητικότητα πρέπει να διατίθεται σε άλλους, δυνητικά ενδιαφερόμενους φορτωτές μέσω δημοπρασιών (Molnar, 2022).

4.1.3 Τιμολόγηση

Παράλληλα με τη διάρκεια της σύμβασης και τις δεσμεύσεις ship-or-pay, το τιμολόγιο που καθορίζεται στη GTA είναι ο σημαντικότερος παράγοντας που στηρίζει την οικονομική βιωσιμότητα ενός συστήματος μεταφοράς Φυσικού Αερίου (Molnar, 2022).

4.1.3.1 Ανάκτηση δαπανών

Όπως αναφέρει ο Molnar, τα τιμολόγια πρέπει να είναι δομημένα κατά τρόπο που να επιτρέπουν την ανάκτηση των ακόλουθων δαπανών:

- Κεφαλαιουχικό κόστος που σχετίζεται με την αρχική επένδυση στο σύστημα αγωγών Φυσικού Αερίου,
- Λειτουργικές δαπάνες που προκύπτουν κατά τη διάρκεια των παρεχόμενων υπηρεσιών μεταφοράς αερίου
- Αναμενόμενη απόδοση: το στοιχείο κέρδους του ιδιοκτήτη του συστήματος μεταφοράς που αναμένεται να αποκομίσει από την επένδυσή του.

Τα διάφορα στοιχεία κόστους μπορούν να εμφανίζονται ομαδοποιημένα ή χωριστά, συμπεριλαμβανομένου ενός στοιχείου χωρητικότητας (μεταβλητή, που αντανακλά τις πραγματικά μεταφερόμενες ποσότητες).

Ομοίως με τις χωρητικότητες, τα τιμολόγια μπορούν να βασίζονται είτε στον όγκο (πληρωμή σε σχέση με τον όγκο/χρόνο) ή με βάση την ενέργεια (πληρωμή σε σχέση με την ενέργεια/χρόνο).

4.1.3.2 Δομές τιμολόγησης

Στις απελευθερωμένες αγορές Φυσικού Αερίου, τα τιμολόγια μεταφοράς εγκρίνονται από τις Ρυθμιστικές αρχές.

Ο Molnar, αναφέρει ότι μπορούν να διακριθούν δύο κύριοι τύποι δομών τιμολόγησης:

³ Πρόβλεψη σε συμβόλαια μεταφοράς αερίου όπου αν δεν χρησιμοποιηθεί η προβλεπόμενη ποσότητα αερίου εντός του προβλεπόμενου χρονικού διαστήματος, η δυνατότητα χάνεται, καθώς δε μεταβιβάζεται για μεταγενέστερο χρονικό διάστημα.



α) Με βάση την απόσταση (μοντέλο point-to-point⁴): το τιμολόγιο μεταφοράς καθορίζεται σε σχέση με την απόσταση μεταξύ των σημείων εισόδου και παράδοσης

$$C = T x D x V$$

όπου C το κόστος μεταφοράς, T η συμφωνηθείσα τιμή (€/100 km/1000 κυβικά μέτρα), D η απόσταση (km) που μεταφέρεται το αέριο και V ο μεταφερόμενος όγκος αερίου (κυβικά μέτρα).

β) Σύστημα Entry-exit (εισόδου-εξόδου): το συνολικό κόστος μεταφοράς για τον αποστολέα προκύπτει από την πρόσθεση των τελών χωρητικότητας εισόδου και εξόδου που καταβάλλει κατά την είσοδο και την έξοδο από το συγκεκριμένο δίκτυο μεταφοράς.

$$C = E_n + E_x$$

Όπου C το κόστος μεταφοράς, E_n το τέλος εισόδου (€/(m^3/h)/a) και E_x το τέλος εξόδου (€/(m^3m^3/h)/a).

Οι τιμές που βασίζονται στην απόσταση χρησιμοποιούνται συνήθως στην περίπτωση μεγάλων αποστάσεων, διηπειρωτικών αγωγών με σχετικά απλή δομή από σημείο σε σημείο. Το μοντέλο Εισόδου-εξόδου εφαρμόζεται συνήθως σε πιο σύνθετα συστήματα αγωγών με πολλαπλές διακλαδώσεις και διασυνδέσεις (Molnar, 2022).

Το πραγματικό επίπεδο των τιμών του αγωγού θα εξαρτηθεί τελικά από το αρχικό κόστος επένδυσης ανά μονάδα, το αναμενόμενο ποσοστό απόδοσης και τις πιθανές πρόσθετες πληρωμές διαμετακόμισης (Molnar, 2022).

Δεδομένου ότι οι κεφαλαιουχικές δαπάνες αντιπροσωπεύουν συνήθως πάνω από το 90% του συνολικού κόστους που προκύπτουν κατά τη διάρκεια ζωής ενός συστήματος αγωγών Φυσικού Αερίου, οι τιμές είναι στενά συνδεδεμένες με το αρχικό μοναδιαίο κόστος επένδυσης (Molnar, 2022).

Το τιμολόγιο μεταφοράς αντανακλά συνήθως την αναμενόμενη απόδοση από το έργο και τους δανειστές. Αυτό συνήθως μεταφράζεται στην απόδοση-στόχο, που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό των εσόδων-στόχων. Το έσοδο-στόχος θα καθορίσει με τη σειρά του το τιμολόγιο, που ισοδυναμεί με το συνολικό ετήσιο έσοδο/ετήσια συμβατική δυναμικότητα (Molnar, 2022).

⁴ Σύνδεση δύο γεωγραφικών σημείων μέσω αγωγού Φυσικού Αερίου χωρίς να παρεμβάλλονται άλλα σημεία ενδιαφέροντος.



4.1.3.3 Πρόσθετοι παράγοντες που επηρεάζουν την τιμολόγηση

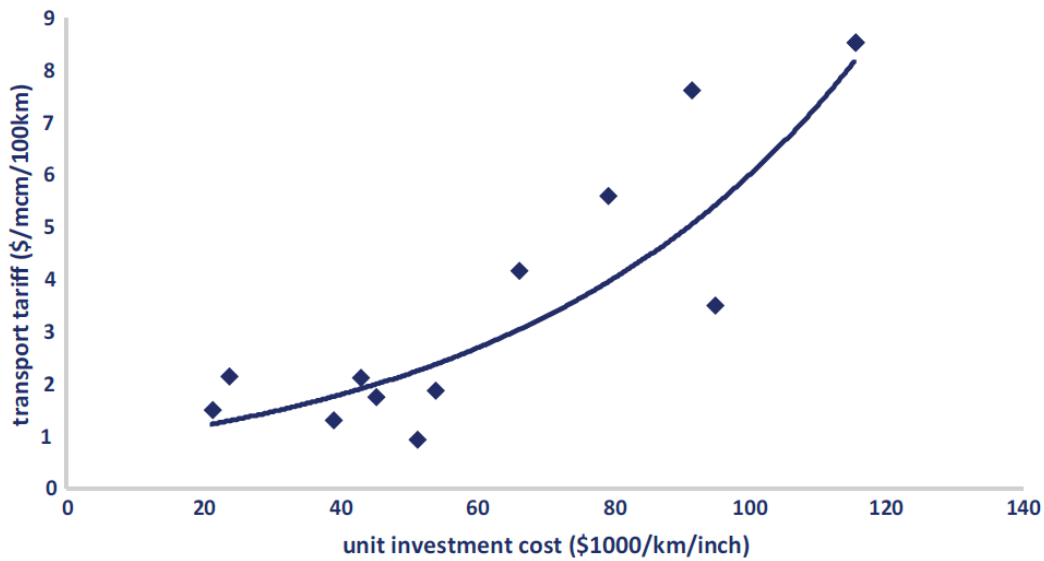
Τα συστήματα αγωγών που κατασκευάζονται σε δύσκολο περιβάλλον (όπως ορεινά εδάφη ή σε εξαιρετικά βαθιά ύδατα) ή με μη βέλτιστο σχεδιασμό έχουν συνήθως υψηλό μοναδιαίο κόστος επένδυσης (άνω των \$80.000 /χλμ./ίντσες), το οποίο με τη σειρά του απαιτεί υψηλότερα τιμολόγια για να καταστεί το έργο οικονομικά βιώσιμο. Αγωγοί με σχετικά χαμηλό μοναδιαίο κόστος επένδυσης (κάτω από \$50 χλμ./ίντσες) μπορούν να προσφέρουν πιο ανταγωνιστικές τιμές μεταφοράς (Molnar, 2022).

Τα τέλη διαμετακόμισης που καταβάλλουν οι φορείς εκμετάλλευσης των διεθνών αγωγών που διασχίζουν τρίτες χώρες, εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από τη διαπραγματευτική δύναμη μεταξύ των δύο χωρών, τη γεωπολιτική τους σχέση και τα πιθανά οικονομικά και πολιτικά οφέλη που μπορεί να αποκομίσει η χώρα διέλευσης από τον διερχόμενο αγωγό. Τα τέλη διέλευσης μπορούν να καταβληθούν είτε σε μετρητά είτε σε είδος (Molnar, 2022).

«Δεδομένης της μεγάλης διακύμανσης του μοναδιαίου κόστους επένδυσης, οι τιμές μεταφοράς των διεθνών αγωγών κυμαίνονται σε μεγάλο εύρος, από ~\$1/mcm/100 km έως πάνω από 10 \$/mcm/100 km, που μεταφράζεται σε 0,5 \$/mmBtu/1000 km στο χαμηλότερο επίπεδο και σε πάνω από 2,5 \$/mmBtu/1000 km για τις πιο ακριβές διαδρομές αγωγών» (Molnar, 2022).



Σχήμα 9. Μοναδιαίο κόστος επένδυσης και τιμολόγια μεταφοράς μεγάλων διεθνών αγωγών



Πηγή: Molnar, 2022

4.2 Οικονομική Ανάλυση των Δεξαμενόπλοιων και των Τερματικών LNG

«Η αλυσίδα αξίας του LNG αποτελείται από τρία κύρια στοιχεία:

1. Τον τερματικό σταθμό υγροποίησης: συμπεριλαμβανομένων των μονάδων προεπεξεργασίας και υγροποίησης, τις δεξαμενές αποθήκευσης και τον προβλήτα φόρτωσης LNG
2. Τη μεταφορά μέσω δεξαμενόπλοιων μεταφοράς LNG είτε από τον αγοραστή (free-on-board - ελεύθερο επί του πλοίου) είτε από τον πωλητή (delivery ex-ship - παράδοση εκ του πλοίου)
3. Τον τερματικό σταθμό επαναεριοποίησης: συμπεριλαμβανομένων βραχιόνων εκφόρτωσης LNG, δεξαμενών αποθήκευσης, λοιπό μηχανολογικό εξοπλισμό και αποστολή στο σύστημα μεταφοράς» (Molnar, 2022).

4.2.1 Στοιχεία CAPEX και OPEX

«Ομοίως με τα συστήματα αγωγών Φυσικού Αερίου μεγάλων αποστάσεων, η αλυσίδα αξίας του LNG χαρακτηρίζεται από υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης και σχετικά μικρό λειτουργικό κόστος. Κατά συνέπεια, οι εμπορικές συμβάσεις που



στηρίζουν την ανάπτυξη των έργων LNG παρουσιάζουν παρόμοια χαρακτηριστικά με τις συμβατικές ρυθμίσεις που απαιτούνται για τον μετριασμό των επενδυτικών κινδύνων που συνδέονται με τα συστήματα αγωγών (όγκος και τιμολογιακή δέσμευση)» (Molnar, 2022).

«Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι το κόστος που σχετίζεται με την εξόρυξη του κοιτάσματος που τροφοδοτεί τον τερματικό σταθμό υγροποίησης μπορεί να μεταβάλει σημαντικά τα συνολικά οικονομικά μεγέθη ενός έργου. Το σημείο breakeven του αερίου μπορεί να κυμαίνεται σε ένα ευρύ φάσμα, από κάτω από 0 έως πάνω από \$5/mmBtu στην περίπτωση των δύσκολα αναπτυσσόμενων αποθεμάτων (όπως του σχιστολιθικού αερίου). Επιπλέον, η απόσταση μεταξύ των εγκαταστάσεων εξόρυξης και του τερματικού σταθμού υγροποίησης μπορεί να συμβάλει στο συνολικό κόστος, ιδίως εάν απαιτείται η δημιουργία ενός πρόσθετου συστήματος αγωγών Φυσικού Αερίου» (Molnar, 2022).

«Οι τερματικοί σταθμοί υγροποίησης είναι αναμφισβήτητα τα πιο πολύπλοκα και πιο δαπανηρά στοιχεία της αλυσίδας αξίας του LNG, αντιπροσωπεύοντας πάνω από το ήμισυ του συνολικού επενδυτικού κόστους και των λειτουργικών δαπανών, εξαιρώντας τη διαδικασία της εξόρυξης» (Molnar, 2022).

4.2.1.1 CAPEX

«Το CAPEX ενός έργου LNG εξαρτάται από την ικανότητα υγροποίησης της μονάδας, συνήθως εκφρασμένη σε εκατομμύρια τόνους ετησίως (mtpa) και το μοναδιαίο κόστος επένδυσης, εκφρασμένο σε \$/τόνο ετησίως (\$/tpa)» (Molnar, 2022).

Σύμφωνα με τον Molnar, το 10-15% του CAPEX αφορά τις Μονάδες NGL και κλασματοποίησης, το 30-40% αφορά τη μονάδα υγροποίησης, το 27% αφορά την αποθήκευση, ενώ το 20-25% αφορά λοιπές επενδύσεις όπως παραγωγή ενέργειας, προμήθεια νερού και μεταφορικά.

Το κόστος υγροποίησης αυξήθηκε σημαντικά την τελευταία δεκαετία. Σύμφωνα με τη Διεθνή Ένωση Φυσικού Αερίου (IGU), το μέσο μοναδιαίο κόστος της εγκαταστάσεων υγροποίησης υπερδιπλασιάστηκε από \$404 /τόνο το 2000-2008 σε πάνω από \$1000 /τόνο μεταξύ 2009 και 2017 (IGU 2018).



Αυτό οφείλεται εν μέρει στο γεγονός ότι ένας σχετικά μεγάλος αριθμός έργων έχουν αναπτυχθεί ταυτόχρονα, αυξάνοντας τη ζήτηση για προμήθεια, κατασκευή (EPC) και το κόστος εργασίας. Ο πληθωρισμός έγινε ιδιαίτερα αισθητός από τους φορείς ανάπτυξης «πράσινων» έργων, των οποίων το μοναδιαίο κόστος πρακτικά τριπλασιάστηκε από \$527/τόνο σε \$1501/τόνο την ίδια περίοδο. Έργα στην Αυστραλία (όπου το μοναδιαίο κόστος ξεπέρασε τα \$2000/τρα) αντιμετώπισαν τη διαθεσιμότητα ειδικευμένου εργατικού δυναμικού, το υψηλό κόστος εφοδιασμού, μεταβολές των συναλλαγματικών ισοτιμιών και καθυστερήσεις στην κατασκευή (IGU 2018).

Στην περίπτωση των έργων brownfield⁵, τα οποία συνήθως επωφελούνται από τις υπάρχουσες υποδομές, το μοναδιαίο κόστος αυξήθηκε λιγότερο, οριακά πάνω από 40%, από \$320/έτος την περίοδο 2000-2008, στα \$458/έτος το 2017-2019 (IGU 2018).

«Το μέσο μετρικό κόστος των έργων που βρίσκονται υπό κατασκευή είναι περίπου \$850/τρα. Είναι χαμηλότερο από τα υψηλά επίπεδα που σημειώθηκαν κατά τη δεκαετία του 2010, κυρίως λόγω τοπικών παραγόντων, αλλά εξακολουθεί να είναι σημαντικά υψηλότερο σε σύγκριση με το μοναδιαίο κόστος επένδυσης των αρχών της δεκαετίας του 2000», (Molnar, 2022).

Σύμφωνα με τον Molnar, το κόστος υγροποίησης μπορεί να κυμαίνεται από περίπου \$200/τρα έως πάνω από \$2000/τρα, το οποίο φυσικά μεταφράζεται σε ένα ευρύ φάσμα breakeven κόστους. Κατά μέσο όρο, το breakeven ρευστοποίησης είναι της τάξης των \$2-3/mmBtu.

4.2.1.2 OPEX

Κατά κανόνα, το OPEX μιας μονάδας υγροποίησης ανέρχεται μεταξύ 3 έως 5% ετησίως της αρχικής επένδυσης κεφαλαίου. Αυτό είναι σημαντικά υψηλότερο σε σύγκριση με το OPEX των συστημάτων αγωγών Φυσικού Αερίου και είναι κυρίως λόγω του ενεργοβόρου χαρακτήρα της διαδικασίας υγροποίησης (Molnar, 2022).

Ανάλογα με τη χρησιμοποιούμενη διαδικασία υγροποίησης, το σχεδιασμό της εγκατάστασης και τις θερμοκρασίες περιβάλλοντος, ένα ποσοστό μεταξύ 8 και 12% του αερίου τροφοδοσίας που εισέρχεται στον τερματικό σταθμό υγροποίησης χρησιμοποιείται για την κάλυψη των ενεργειακών απαιτήσεων της μονάδας υγροποίησης, κυρίως για τη λειτουργία των ατμοστροβίλων ή αεριοστροβίλων που τροφοδοτούν τους συμπιεστές

⁵ Brownfield project: Έργα τα οποία υλοποιούνται εκμεταλλεύόμενα ήδη υπάρχουσα υποδομή



ψυκτικού μέσου. Ως εκ τούτου, οι δαπάνες για το καύσιμο αέριο μπορούν να αντιπροσωπεύουν από μόνες τους πάνω από το ήμισυ του OPEX μιας μονάδας (Molnar, 2022).

Άλλα στοιχεία κόστους περιλαμβάνουν δαπάνες που σχετίζονται με εργασίες συντήρησης, αγορά των αναλωσίμων όπως είναι τα χημικά προϊόντα που χρησιμοποιούνται για τη διαδικασία ψύξης του αερίου, οι μισθοί του προσωπικού και η ασφάλιση (Molnar, 2022).

Λαμβάνοντας υπόψη το υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης των μονάδων υγροποίησης LNG, οι κατασκευαστές επιδιώκουν να μετριάσουν τους επενδυτικούς κινδύνους κατανέμοντας τους κινδύνους μέσω μηχανισμών που ενσωματώνονται στην ίδια τη δομή του έργου και στο σχεδιασμό των εμπορικών συμβάσεων που στηρίζουν την προμήθεια αερίου τροφοδοσίας αφενός και την αγορά αερίου προς υγροποίηση και μετέπειτα πώληση από την άλλη πλευρά (Molnar, 2022).

4.2.1.3 Εμπορικές δομές LNG

Σύμφωνα με τον Molnar, μπορούν να διακριθούν τρεις βασικοί τύποι εμπορικών δομών για το LNG:

α) Κάθετη ολοκλήρωση: η παραγωγή του αερίου τροφοδοσίας, η ιδιοκτησία, η λειτουργία της μονάδας υγροποίησης και η πώληση του παραγόμενου LNG συγκεντρώνονται σε μία μόνο εμπορική οντότητα. Τα έσοδα του έργου προέρχονται από την πώληση LNG μέσω μακροχρόνιων συμφωνιών αγοράς και πώλησης (SPAs).

β) Εμπορικό μοντέλο: ο ιδιοκτήτης και διαχειριστής της μονάδας υγροποίησης είναι μια διαφορετική εμπορική οντότητα από τους φορείς ανάπτυξης των κοιτασμάτων και των προμηθευτών του αερίου. Αυτό καθιστά αναγκαία τη σύναψη σύμβασης πώλησης Φυσικού Αερίου (GSA) μεταξύ μιας ή περισσότερων εταιρειών εξόρυξης και του διαχειριστή της μονάδας υγροποίησης. Στην ουσία, η GSA εξασφαλίζει τα οικονομικά έσοδα της εταιρείας εξόρυξης αφενός και την προμήθεια αερίου τροφοδοσίας στον διαχειριστή της μονάδας υγροποίησης από την άλλη πλευρά. Η ροή εσόδων του διαχειριστή της μονάδας υγροποίησης προέρχεται από την πώληση LNG μέσω SPAs.

γ) Δομή διοδίων: ο διαχειριστής της μονάδας υγροποίησης παρέχει υπηρεσίες υγροποίησης στους πελάτες του. Η ροή εσόδων της μονάδας εξασφαλίζεται από τις πληρωμές των τιμολογίων που λαμβάνει από τους πελάτες του στο πλαίσιο



μακροπρόθεσμων, συνήθως, συμφωνιών δυναμικότητας υγροποίησης. Η ροή εσόδων των πελατών της εταιρείας συνήθως εξασφαλίζονται μέσω μακροχρόνιων SPAs.

Επιπλέον, μπορούν να προκύψουν υβριδικά μοντέλα. Για παράδειγμα, μια εταιρεία μπορεί να προσφέρει υγροποίηση έναντι σταθερής αμοιβής αναπροσαρμοσμένης στον πληθωρισμό.

4.2.2 Συμφωνίες Μεταφοράς και Πώλησης Αερίου (GTA/GSA)

Τόσο οι συμβάσεις δυναμικότητας υγροποίησης LNG όσο και οι συμβάσεις SPA LNG έχουν παρόμοια χαρακτηριστικά με τις συμφωνίες μεταφοράς Φυσικού Αερίου, όπως αναφέρει ο Molnar:

- α) Δέσμευση διάρκειας: Οι συμφωνίες υγροποίησης αερίου έχουν διάρκεια περίπου 20 ετών.
- β) Δέσμευση όγκου/δυναμικότητας: Τόσο οι συμβάσεις υγροποίησης όσο και οι SPAs υποστηρίζονται από δεσμεύσεις take-or-pay με περιορισμένη ευελιξία στον όγκο.
- γ) Δέσμευση τιμής: Οι SPAs περιλαμβάνουν ένα τύπο τιμής κατόπιν διαπραγμάτευσης που ισχύει για όλη τη διάρκεια της σύμβασης με ενδεχόμενες ρήτρες αναθεώρησης. Οι συμβάσεις υγροποίησης βασίζονται συνήθως σε ένα σταθερό τιμολόγιο που αντανακλά το breakeven κόστος του έργου και του αναμενόμενου περιθωρίου κέρδους των κατασκευαστών που αναπροσαρμόζεται με βάση τον πληθωρισμό.
- δ) Δέσμευση προορισμού: Οι SPAs περιλαμβάνουν συνήθως περιορισμούς προορισμού, επηρεάζοντας την τμηματοποίηση της αγοράς του πωλητή. Ενώ οι ρήτρες αυτές εξακολουθούν να υπάρχουν στις παλαιές συμβάσεις, γίνονται όλο και πιο σπάνιες στις νέες SPAs λόγω της αντίστασης των αγοραστών εν μέσω μιας όλο και πιο ρευστής και διασυνδεδεμένης παγκόσμιας αγοράς Φυσικού Αερίου.

4.2.3 Οικονομικά στοιχεία Δεξαμενόπλοιων LNG

Το μέσο μεταφοράς του LNG είναι τα δεξαμενόπλοια LNG. Αποτελούν ίσως τον πλέον ακριβό τύπο εμπορικού πλοίου, με τη μέση τιμή ενός νεότευκτου πλοίου τα \$175-190 εκατομμύρια, σύμφωνα με τον Πάνου. Αποτελούν υψηλής έντασης CAPEX περιουσιακά στοιχεία, ενώ και το OPEX τους είναι υψηλό, γεγονός που απαιτεί σταθερές



ταμειακές ροές. Η ολοκληρωμένη διαχείριση ενός τέτοιου πλοίου αφορά διάφορους τομείς όπως το OPEX, τη διαχείριση της διασφάλισης ποιότητας και τα οικονομικά.

4.2.3.1 Ναύλωση δεξαμενόπλοιων LNG

Σε ότι αφορά τις περιόδους ναύλωσης των δεξαμενόπλοιων LNG, ο Πάνου τις διακρίνει ως ακολούθως:

- α) Ναύλωση επί τόπου (spot): 0-6 μήνες
- β) Βραχυπρόθεσμη: 6-24 μήνες
- γ) Μεσοπρόθεσμη: 3-5 έτη
- δ) Μακροπρόθεσμη: 5 και πλέον έτη

Εκτιμάται ότι η μέση περίοδος Trade Credit που επιτρέπει σε ένα πλοιοκτήτη να λάβει χρηματοδότηση είναι τουλάχιστον 7 έτη. Η αξιοποίηση ενός LNG δεξαμενόπλοιου μπορεί να γίνει είτε ως μεμονωμένου πλοίου, είτε ως μέρος μιας μεγαλύτερης ομάδας πλοίων που ναυλώνονται από τον ίδιο ναυλωτή (Πάνου, 2021).

Οι πελάτες αυτών των πλοίων μπορούν να διακριθούν στις ακόλουθες κατηγορίες (Πάνου, 2021):

- α) Έμποροι (Trafigura, Vitol, Glencore, Gunvor κτλ.)
- β) Μεγάλες πετρελαϊκές εταιρείες (Shell, BP, Cheniere κτλ.)
- γ) Εξαγωγείς DES (Delivered Ex Ship) (Qatargas, Petronas, κτλ.)
- δ) Αγοραστές FOB (Free On Board) (ENGIE, CNOOC, Osaka Gas, Uniper κτλ.)

Σύμφωνα με το DES, η φόρτωση και αποστολή του φορτίου, διευθετείται από τον πωλητή του φορτίου και ο ναύλος πληρώνεται από αυτόν. Αντίθετα, σύμφωνα με το FOB, η φόρτωση και αποστολή του φορτίου, διευθετείται από τον αγοραστή του φορτίου και ο ναύλος πληρώνεται από αυτόν (Πάνου, 2021).

4.2.3.2 Η τιμολόγηση του LNG

Ο Πάνου αναφέρει ότι η τιμολόγηση του φορτίου μπορεί να ακολουθεί διάφορους δείκτες αναφοράς (benchmarks):

- Συνδεδεμένα με την τιμή του πετρελαίου Brent



- JKM –FE DES Prices
- TTF – Τιμή εισαγωγής Βόρειας Ευρώπης
- NBP - Τιμή εισαγωγής Βόρειας Ευρώπης
- Henry Hub –USG Τιμή εξαγωγής
- Υβριδικά μοντέλα / Καθαρή επιστροφή κεφαλαίου

Το κόστος μεταφοράς μετατρέπεται συνήθως σε US\$/MmBtu για να καταγραφούν όλα τα έξοδα που σχετίζονται με τη μεταφορά του αερίου και που υποχρεούνται οι έμποροι να πληρώσουν προκειμένου να υπολογίσουν τα περιθώρια κέρδους τους και να συμπεριλάβουν (Πάνου, 2021):

- Τον ναύλο
- Λιμενικά τέλη και τέλη διέλευσης Καναλιών
- Κόστος καυσίμων

Η τιμή των ναύλων κατά τη διάρκεια της περιόδου COVID-19 σημείωσε ύφεση, φτάνοντας το 2020 σε ένα μέσο όρο \$58.424 την ημέρα (Πάνου, 2021). Στη συνέχεια και λόγω της ρωσικής εισβολής, οι ναύλοι εκτοξευτήκαν σε δυσθεώρητα ύψη, αγγίζοντας στα τέλη του 2022 τις \$450.000 την ημέρα (Chambers, 2022).

Η αγορά των spot ναυλώσεων, χαρακτηρίζεται από υψηλή μεταβλητότητα λόγω εποχικότητας, ενώ επηρεάζεται από τον τύπο του σκάφους βάσει τύπου πρόωσης και μεγέθους. Άλλο χαρακτηριστικό της συγκεκριμένης αγοράς είναι ότι η πλειονότητα των δεξαμενόπλοιων LNG είναι χρονοναυλωμένα (Πάνου, 2021).

4.2.3.3 Τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης

Η επαναεριοποίηση του LNG γίνεται σε ειδικά προς τον σκοπό αυτό τερματικά τα οποία μπορεί να βρίσκονται στην ξηρά ή στη θάλασσα σε μονάδες FRSU, οι οποίες στερούνται ικανότητας αποθήκευσης.

Οι χερσαίοι τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης έχουν σημαντικά χαμηλότερες επενδύσεις μονάδας κόστους σε σύγκριση με τα τερματικά υγροποίησης, κατά μέσο όρο περίπου \$250/tpa μεταξύ 2013 και 2017. Ωστόσο, θα πρέπει να σημειωθεί ότι αυτό αντιπροσωπεύει μια σημαντική κλιμάκωση του κόστους σε σύγκριση με τα έργα που τέθηκαν σε λειτουργία μεταξύ 2006 και 2012, με μέσο μοναδιαίο κόστος



επένδυσης \$115/tpa. Η αύξηση του μοναδιαίου κόστους οφείλεται στις υψηλότερες δαπάνες που συνδέονται με τις συμβάσεις EPC και από την γενική τάση προς μεγαλύτερες δεξαμενές αποθήκευσης (Molnar, 2022).

Οι υπεράκτιοι τερματικοί σταθμοί επαναεριοποίησης έχουν συνήθως χαμηλότερο μετρικό κόστος (περίπου \$100/tpa), καθώς απαιτούν λιγότερη προετοιμασία του εδάφους και λιγότερες χωματουργικές εργασίες. Οι FSRU είναι συχνά ανακατασκευασμένα δεξαμενόπλοια LNG, τα οποία τείνουν επίσης να μειώνουν το μοναδιαίο κόστος τους. Έχουν συνήθως μικρότερους χρόνους παράδοσης σε σύγκριση με τους συμβατικούς χερσαίους τερματικούς σταθμούς επαναεριοποίησης. Αυτό μπορεί να έχει ιδιαίτερο ενδιαφέρον στις αγορές που παρουσιάζουν βραχυπρόθεσμη αύξηση της ζήτησης Φυσικού Αερίου ή δυνητικές ανισορροπίες στη ζήτηση και την προσφορά (Molnar, 2022).

Από την άλλη πλευρά, τείνουν να έχουν υψηλότερα λειτουργικά έξοδα καθώς το πλοίο είναι συνήθως μισθωμένο, έχουν χαμηλότερη ικανότητα αποθήκευσης και καμία δυνατότητα για μελλοντικές επεκτάσεις. Από το 2005 που τέθηκε σε λειτουργία το πρώτο FSRU, η υπεράκτια επαναεριοποίηση αυξήθηκε σημαντικά σε πάνω από 100 εκατ. τόνους ετησίως μέχρι τις αρχές του 2020 (Molnar, 2022).

Η δυναμικότητα επαναεριοποίησης δεσμεύεται συνήθως στο πλαίσιο μακροπρόθεσμων συμβάσεων δυναμικότητας. Στις απελευθερωμένες αγορές, σύμφωνα με την αρχή "use-it-or-lose-it", η αχρησιμοποίητη χωρητικότητα προσφέρεται στη δευτερογενή αγορά, συνήθως μέσω δημοπρασιών. Σε ότι αφορά τα τέλη αεριοποίησης, αυτά κυμαίνονται συνήθως μεταξύ \$0,3 και \$1/mmBtu (Molnar, 2022).

4.3 Ο γεωπολιτικός παράγοντας

Η επιλογή του τρόπου μεταφοράς του Φυσικού Αερίου από τον χώρο εξόρυξης στις αγορές, αποτελεί στρατηγική απόφαση για τον διαχειριστή ή ιδιοκτήτη του αερίου και κατ' επέκταση τη χώρα από το υπέδαφος της οποίας γίνεται η εκμετάλλευση.



4.3.1 Ενεργειακή επάρκεια

Μια χώρα χρειάζεται εγχώριες πρώτες ύλες για την οικονομική της ευημερία και ανάπτυξη, για την ενεργειακή της ανεξάρτηση και για την ασφάλεια εφοδιασμού της. Ιδιαίτερα σε γεωπολιτικό επίπεδο η ανακάλυψη και εκμετάλλευση ενεργειακών πόρων εντός του χώρου της, μπορεί να την καταστήσει πηγή ευημερίας και ενεργειακής ασφάλειας μιας ευρύτερης περιοχής.

4.3.1.1 Έρευνα και παραγωγή

Η έρευνα και παραγωγή υδρογονανθράκων στον χερσαίο και θαλάσσιο χώρο μιας χώρας, καθίσταται απόλυτη προτεραιότητα τόσο για την υπεράσπιση των κυριαρχικών της δικαιωμάτων, όσο και για την ενεργειακή της ανεξάρτηση, την ασφάλεια εφοδιασμού του ενεργειακού της συστήματος και την ομαλή μετάβαση σε καθαρές μορφές ενέργειας με όρους οικονομικής ανάπτυξης, περιβαλλοντικής μέριμνας και κοινωνικής συνοχής μέσω της δημιουργίας θέσεων εργασίας και στήριξης του κοινωνικού κράτους (IENE, 2022).

4.3.1.2 Ανάπτυξη εγχώριων αγορών

Η μείωση των εισαγωγών, εάν όχι η ανεξάρτηση από εισαγόμενα καύσιμα πρέπει να αποτελεί προτεραιότητα στην πολιτική ατζέντα κάθε κυβέρνησης (IENE, 2022).

Η ανάπτυξη των εγχώριων αγορών Φυσικού Αερίου στις εμπλεκόμενες χώρες ενισχύει τις τοπικές οικονομίες, στηρίζει τις ιδιωτικές επενδύσεις και δημιουργεί εξειδικευμένο εργατικό δυναμικό. Σε δεύτερη φάση, τα συνδυασμένα κέρδη από τις άμεσες πωλήσεις Φυσικού Αερίου σε περιφερειακές αγορές θα μπορούσαν να αποφέρουν αρκετά δισεκατομμύρια ευρώ σε μακροπρόθεσμη βάση (Τσακίρης, 2018).

4.3.1.3 Στρατηγικές υποδομές

Η ύπαρξη στρατηγικών υποδομών σε μία χώρα, όπως είναι οι αγωγοί αερίου και τα τερματικά LNG, συμβάλλουν σε ανεξάρτηση από την επιρροή άλλων χωρών της περιοχής. Η ροή του Φυσικού Αερίου διαμέσου αγωγού μπορεί να είναι απρόσκοπτη, σε αντίθεση με την περίπτωση να διέρχεται από μεγάλο αριθμό άλλων χωρών που μπορούν να ελέγξουν τη ροή του, ακόμα και να τη διακόψουν. Αντίστοιχα, η ύπαρξη τερματικών LNG και εγκαταστάσεων αποθήκευσης, βοηθά μια χώρα να διοχετεύει απρόσκοπτα το



δίκτυο αερίου της με πόρους είτε από δικά της κοιτάσματα είτε να εισάγει από χώρες αρεσκείας της.

4.3.2 Γεωπολιτική αναβάθμιση

Σημαντικό ρόλο στη λήψη απόφασης για τον τρόπο με τον οποίο θα μεταφερθεί το Φυσικό Αέριο από τα κοιτάσματα στις αγορές.

4.3.2.1 Η συμβολή των υποδομών

Μετά την ανακάλυψη ενός κοιτάσματος, εμπορικά αξιοποιήσιμου και κατά τη διάρκεια της ανάπτυξής του από τον διαχειριστή, όλοι οι εμπλεκόμενοι καλούνται να αποφασίσουν τον τρόπο με τον οποίο θα κατευθυνθούν οι υδρογονάνθρακες προς τις αγορές. Σταθμίζονται οι γεωπολιτικές συνθήκες που επικρατούν στην περιοχή, οι σχέσεις μεταξύ των γειτονικών κρατών και η στρατιωτική τους ισχύς, οι συμμαχίες που έχουν διαμορφωθεί στη περιοχή και η ύπαρξη υποδομών υποστήριξης του Φυσικού Αερίου. Η ύπαρξη δικτύου αγωγών κοντά στην περιοχή της εξόρυξης μπορεί να συντελέσει στην επιλογή να μεταφερθεί το αέριο μέσω του δικτύου αυτού. Αντίθετα, η ύπαρξη τερματικών σταθμών LNG σε μια χώρα, μπορεί να συμβάλει στην επιλογή μεταφοράς του αερίου σε μορφή LNG από δεξαμενόπλοια.

4.3.2.2 Ενεργειακός κόμβος

Σε κάποιες περιπτώσεις σε μια χώρα είναι δυνατό να υπάρχει συγκέντρωση πολλαπλών υποδομών που σχετίζονται με τη βιομηχανία των υδρογονανθράκων γενικότερα. Από το έδαφος μιας χώρας μπορεί να διέρχονται αγωγοί Φυσικού Αερίου ή να εκκινούν ή να καταλήγουν σε αυτή, αξιοποιώντας το πλουτοπαραγωγικό δυναμικό της ίδιας ή κάποιας άλλης χώρας. Ταυτόχρονα μπορεί να λειτουργούν τερματικά LNG στη χώρα αυτή. Στην περίπτωση αυτή η χώρα έχει ανοιχτές όλες τις επιλογές μεταφοράς του Φυσικού Αερίου, χαρακτηρίζεται δε ως ενεργειακός κόμβος, συμβάλλοντας στον ενεργειακό ανεφοδιασμό άλλων χωρών της περιοχής της. Η γεωστρατηγική της αξία αυξάνεται κατακόρυφα, ιδιαίτερα μάλιστα εάν ελέγχει και θαλάσσιες οδούς ή διαθέτει στόλο με ικανό αριθμό δεξαμενόπλοιων LNG.



Άλλες σημαντικές υποδομές για την εκμετάλλευση υδρογονανθράκων είναι τα διωλιστήρια από όπου μπορούν και να εξάγονται πετρελαϊκά προϊόντα καθώς και υποδομές bunkering⁶, κομβικής σημασίας για τη ναυτιλία.

4.3.2.3 Ο ρόλος των πετρελαϊκών εταιρειών

Οι μεγάλες πετρελαϊκές εταιρείες που συνήθως αναλαμβάνουν την εκμετάλλευση και διαχείριση ενός κοιτάσματος, έχουν σημαντική βαρύτητα στη λήψη απόφασης για τη μεταφορά του αερίου στις αγορές. Συνήθως προωθούν την πλέον οικονομική λύση, όμως λαμβάνουν σοβαρά υπόψη και τη γεωπολιτική βαρύτητα ενός κράτους. Επιθυμούν την πολιτική σταθερότητα, καθώς και την εξασφάλιση της μέγιστης ασφάλειας για την επένδυσή τους. Συχνά, προωθούν τη λύση που διασφαλίζει την αξιοποίηση υφιστάμενων υποδομών συμφερόντων τους στο έδαφος ή τα χωρικά ύδατα ενός κράτους. Επιπλέον, φροντίζουν η όποια λύση επιλεγεί να αφορά αγορές στις οποίες δραστηριοποιούνται για τη μεγιστοποίηση των κερδών τους.

4.3.3 Ο ρόλος των Δεξαμενόπλοιων LNG

Έχουμε αναφερθεί ήδη στον ρόλο που διαδραματίζουν τα Δεξαμενόπλοια LNG στο παγκόσμιο εμπόριο του Φυσικού Αερίου. Στη συνέχεια, θα εξεταστεί ο ρόλος τους ως παράγοντας σημαντικός για την επιλογή τρόπου μεταφοράς αερίου.

4.3.3.1 Ο στρατηγικός ρόλος των Δεξαμενόπλοιων LNG

«Στον ορισμό της Θαλάσσιας Ισχύος, εμπεριέχεται η εμπορική ναυτιλία, ναυτική ισχύς, ασφάλεια των θαλασσίων γραμμών επικοινωνιών, οι λιμένες και συναφείς υποδομές, ναυπηγοεπισκευαστικές εγκαταστάσεις, αλιεία, ναυτεργατικό δυναμικό, θαλάσσιος πλούτος, ναυτική εκπαίδευση και παράδοση» (Χηνοφώτης, 2020).

Η ύπαρξη ενός ικανού αριθμού από δεξαμενόπλοια LNG πλοιοκτησίας εταιρειών από κάποια συγκεκριμένη χώρα ή φέροντα τη σημαία της χώρας αυτής, αποτελεί παράγοντα της Θαλάσσιας Ισχύος της. Η Θαλάσσια Ισχύς συμβάλει στην ενίσχυση του γεωστρατηγικού ρόλου της χώρας. Η εκμετάλλευση των δεξαμενόπλοιων αυτών μπορεί

⁶ Bunkering: Η διαδικασία ανεφοδιασμού πλοίων σε καύσιμα



να συμβάλει στην επιλογή μεταφοράς του αερίου με αυτά. Μια τέτοια επιλογή διατηρεί μια μορφή απεξάρτησης από ξένους παράγοντες και ενισχύει την οικονομία της χώρας.

4.3.3.2 Ασφάλεια των Δεξαμενόπλοιων LNG

Κρίσιμο παράγοντα στην επιλογή της μεταφοράς του αερίου με Δεξαμενόπλοια, αποτελεί η ασφάλειά τους. Τα πλοία αυτά και το φορτίο τους αποτελούν στόχο κακόβουλων ενεργειών. Οι ενέργειες μπορούν να προέλθουν από ποικίλους παράγοντες, είτε αυτοί είναι κρατικές οντότητες με στόχο τη διαταραχή της ενεργειακής επάρκειας της τροφοδοτούμενης χώρας και γενικότερα τη διαταραχή της εφοδιαστικής της αλυσίδας, μπορεί να είναι τρομοκρατικά στοιχεία για επίτευξη δικών τους στόχων, είτε τέλος μπορεί να είναι πειρατικά στοιχεία με στόχο το κέρδος.

Τα κράτη με ισχυρή ναυτιλία που διαθέτουν ικανό αριθμό εμπορικών πλοίων συμφερόντων τους (πλοιοκτησία ή φέροντα της σημαία τους) φροντίζουν για την ασφάλεια των πολύτιμων στρατηγικών πόρων, των πλοίων και των πληρωμάτων τους. Αυτό γίνεται με την εξασφάλιση ανοιχτών θαλάσσιων οδών, με παρουσία ναυτικών δυνάμεων σε καίριας σημασίας περιοχές, με αποτρεπτικό στόχο. Επιπλέον, μέτρα λαμβάνουν και οι πλοιοκτήτες με τη χρήση ένοπλων φρουρών επί των πλοίων για την αντιμετώπιση της πειρατείας και της τρομοκρατίας.

4.3.3.3 Ο ρόλος των ναυτιλιακών clusters

Η ύπαρξη ενός ισχυρού cluster μπορεί να συμβάλει στην επιλογή της μεταφοράς Φυσικού Αερίου με τη χρήση Δεξαμενόπλοιων LNG. Με τον όρο ναυτιλιακό cluster εννοούμε όλες εκείνες τις δραστηριότητες που υποστηρίζουν τα εμπορικά πλοία. Μπορεί να περιλαμβάνει για παράδειγμα, τις ναυτιλιακές εταιρείες, τους προμηθευτές καυσίμων, λιπαντικών, ανταλλακτικών, εφοδίων γενικότερα, τους ναυλωτές, πράκτορες και την ευρύτερη ναυπηγοεπισκευαστική δραστηριότητα. Ένα κράτος με ισχυρά ναυτιλιακά clusters, μπορεί να επιλέξει τη μεταφορά του αερίου μέσω δεξαμενόπλοιων, καθώς μια τέτοια ενέργεια θα ενισχύσει περαιτέρω την εθνική οικονομία. Σε επίπεδο στρατηγικής, η ύπαρξη ναυπηγείων για την επισκευή και κατασκευή πλοίων, εμπορικών και πολεμικών, θεωρείται κρίσιμος γεωπολιτικός παράγοντας, ενισχύοντας την αυτάρκεια της χώρας.



4.4 Τα κοιτάσματα της Νοτιοδυτικής Κρήτης

Μετά την ανακάλυψη ενός κοιτάσματος Φυσικού Αερίου σε μια συγκεκριμένη υπεράκτια παραχώρηση πρέπει αρχικά να καθοριστεί αν η ανακάλυψη αυτή είναι εμπορικά αξιοποιήσιμη. Το εάν είναι οικονομικά συμφέρουσα η εκμετάλλευση ενός κοιτάσματος εξαρτάται όχι μόνο από τα τεχνικά χαρακτηριστικά και τις ποσότητες των απολήψιμων αποθεμάτων του, αλλά ιδιαίτερα από τους συμβατικούς όρους (δικαιώματα από την παραγωγή και φορολογικές υποχρεώσεις) που έχουν συμφωνηθεί μεταξύ των πετρελαϊκών εταιρειών με την χώρα υποδοχής, εν προκειμένω την Ελλάδα και φυσικά από τις τρέχουσες, μεσοπρόθεσμες και αναμενόμενες μακροπρόθεσμες τιμές του Φυσικού Αερίου (Κονοφάγος και Καραγεώργης, 2016).

Σε μια πιθανή κατάρρευση των τιμών του Φυσικού Αερίου στη διεθνή αγορά, παραμένει ενδιαφέρον να διερευνηθεί εάν τα υπεράκτια βαθιά ή εξαιρετικά βαθιά (1.500-3.000 μ. βάθος πυθμένα θάλασσας) κοιτάσματα της Ανατολικής Μεσογείου μπορούν να παραμείνουν εμπορικά ελκυστικά για τις πετρελαϊκές εταιρείες για το μεσοπρόθεσμο και το μακροπρόθεσμο διάστημα (Κονοφάγος και Καραγεώργης, 2016).

4.4.1 Τεχνικό Κόστος Παραγωγής (T.P.C)

Έτσι ο σημαντικότερος παράγοντας για την προσέλκυση επενδυτών για τέτοιους στόχους, σύμφωνα με τους Κονοφάγο και Καραγεώργη, είναι το αναμενόμενο επίπεδο του Τεχνικού Κόστους Παραγωγής στην περιοχή για την ανεύρεση, ανάπτυξη και παραγωγή κοιτασμάτων Φυσικού Αερίου. Το Τεχνικό Κόστος Παραγωγής (Technical Production Cost - T.P.C.) είναι ένα κόστος - προ δικαιωμάτων, φόρων ή κέρδους - το οποίο περιλαμβάνει το κόστος χρηματοδότησης και το οποίο συνήθως εκφράζεται σε \$/Mcf ή σε \$/boe και ορίζεται ως ο λόγος των συνολικών επενδύσεων για την εξεύρεση, ανάπτυξη και παραγωγή ενός κοιτάσματος Φυσικού Αερίου διαιρούμενο με τα συνολικά αναμενόμενα ανακτήσιμα αποθέματα του ταμιευτήρα Φυσικού Αερίου:



Total Cost (F&D Expenses + OPEX)

T.P.C. = -----

Total Recoverable Reserves

F&D = Finding & Development

OPEX = Operating Expenses

Λαμβάνοντας υπόψη τις υπάρχουσες τεχνικές και οικονομικές πληροφορίες σχετικά με τα κοιτάσματα Φυσικού Αερίου που έχουν ήδη αναπτυχθεί όπως τα Tamar και Zohr, μπορεί να γίνει μια εκτίμηση του TPC τους. Οι ετήσιες λειτουργικές δαπάνες εκτιμήθηκαν ότι είναι από 8% έως 12% των συνολικών δαπανών εύρεσης και ανάπτυξης. Η εμπορικότητα αυτών των κοιτασμάτων εξαρτάται από το επίπεδο του TPC, αλλά και από το επίπεδο των τιμών του Φυσικού Αερίου που εγγυάται η σύμβαση που έχει υπογραφεί μεταξύ των κρατών και των πετρελαϊκών εταιρειών που εκμεταλλεύονται τα κοιτάσματα αυτά, καθώς και από τους σχετικούς όρους διαμοιρασμού της παραγωγής (ή όρους δικαιωμάτων και φόρων) που περιλαμβάνονται στο ίδιο συμβόλαιο- σύμβαση παραχώρησης (Κονοφάγος και Καραγεώργης, 2016).

4.4.1.1 Το κοιτάσμα Tamar

Οι Κονοφάγος και Καραγεώργης αναφέρουν ότι σήμερα το κοιτάσμα Φυσικού Αερίου Tamar με 8,4 Tcf ανακτήσιμα αποθέματα καλύπτει εξ ολοκλήρου τις ανάγκες σε Φυσικό Αέριο του Ισραήλ και θα εξακολουθεί να εξασφαλίζει τις ανάγκες του για τουλάχιστον 20 χρόνια. Το κοιτάσμα βρίσκεται σε περιοχή με βάθος νερού 1.688 μ., ανακαλύφθηκε το 2009 και άρχισε να παράγει μόλις τέσσερα χρόνια αργότερα, το 2013. Το κόστος εξερεύνησης έφθασε πριν από την ανάπτυξη το ~\$1 δισ. και το κοιτάσμα αναπτύχθηκε εξ ολοκλήρου μέσω υποθαλάσσιων κεφαλών γεωτρήσεων και υποθαλάσσιων εγκαταστάσεων. Η ετήσια παραγωγή των 420 δισ. κυβικών μέτρων πραγματοποιείται με τη χρήση 7 γεωτρήσεων που συνδέονται με υποθαλάσσιο διπλό αγωγό σύνδεσης μήκους 150 χλμ. με μια πλατφόρμα επεξεργασίας αερίου που βρίσκεται στα ανοικτά της πόλης Ashkelon, στις ισραηλινές ακτές.

Το κόστος εξεύρεσης και ανάπτυξης (F&D) ανήλθε σε ~\$6 δισεκατομμύρια, ενώ το ετήσιο λειτουργικό κόστος εκτιμάται σε περίπου 600 εκατ. δολάρια. Με βάση τα



ανωτέρω στοιχεία, το τεχνικό κόστος παραγωγής του Tamar εκτιμήθηκε σε επίπεδο ~ \$2,1/Mcf ή ~ \$13/boe. Η ισραηλινή κυβέρνηση αγοράζει το αέριο από το Tamar σε τιμή ~\$5,8/Mcf ή ~ \$35,9/boe και οι όροι της σύμβασης προβλέπουν 66% δικαιώματα και μερίδιο φόρων για την ίδια (Κονοφάγος και Καραγεώργης, 2016).

Υπολογίζεται ότι η διαχρονική απόδοση του έργου που υπολογίζεται μέσω του δείκτη του εσωτερικού βαθμού απόδοσης (IRR) θα μπορούσε να φθάσει το ~20%.

4.4.1.2 Το κοιτάσμα Zohr

Η ανάπτυξη του κοιτάσματος Φυσικού Αερίου Zohr έχει αναληφθεί από την ιταλική εταιρεία ENI και βρίσκεται σε βάθος νερού ~ 1.500 μέτρων. Η ENI αναπτύσσει το κοιτάσμα των 26 Tcf χωρίς χρήση πλωτής πλατφόρμας επεξεργασίας. Η πλήρης ετήσια παραγωγή των 900 δισ. κυβικών μέτρων εξασφαλίζεται με τη χρήση 26 γεωτρήσεων και το αέριο μεταφέρεται στην ξηρά μέσω τριών υποθαλάσσιων αγωγών μήκους 215 χλμ. Σύμφωνα με την ENI, η επένδυση για την ανάπτυξη αυτού του κοιτάσματος θα μπορούσε να φθάσει το συνολικό ποσό των ~9 δισεκατομμυρίων δολαρίων (Κονοφάγος και Καραγεώργης, 2016).

Ωστόσο, βάσει όσων αναφέρουν οι Κονοφάγος και Καραγεώργης, λαμβάνοντας υπόψη ότι οι δοκιμές των γεωτρήσεων έδειξαν πρόσφατα την παρουσία H₂S (υδρογόνο sulfide) σε αυτό το βιογενές άπαχο Φυσικό Αέριο, προβλέπεται ένα πολύ υψηλότερο κόστος ανάπτυξης ύψους περίπου \$11 δισεκ. , ενώ το ετήσιο λειτουργικό κόστος εκτιμάται σε ~\$1,1 δισεκ..

Με δεδομένο ότι η αιγυπτιακή κυβέρνηση αγοράζει το Φυσικό Αέριο του Zohr σε τιμές από \$4 μέχρι και \$5,88 /1000 cft (μέση τιμή \$5) ο δείκτης εσωτερικής οικονομικής απόδοσης (IRR) εκμετάλλευσης αυτού του κοιτάσματος υπολογίστηκε ότι είναι της τάξης του 35%. Για τον υπολογισμό του IRR του έργου ελήφθη υπόψη ότι η σύμβαση μεταξύ της αναδόχου ENI και του αιγυπτιακού κράτους προβλέπει διανομή επί της καθαρής αξίας της παραγωγής 35% για την ENI και 65% για την Αίγυπτο (Κονοφάγος, 2021).

Λαμβάνοντας υπόψη ότι μεσοπρόθεσμα θα μπορούσαν επίσης να προκύψουν νέες ανακαλύψεις Φυσικού Αερίου νότια της Κύπρου και νότια της Κρήτης, πρέπει να εξεταστεί αν μικρότερες ανακαλύψεις περίπου ~2,5 Tcf ανακτήσιμου Φυσικού Αερίου σε



βάθη νερού 1.500 m, θα μπορούσαν ακόμη να θεωρηθούν εμπορικά βιώσιμες στην περιοχή (Κονοφάγος και Καραγεώργης, 2016).

4.4.1.3 Τα κοιτάσματα της Κρήτης

Για την περίπτωση της περιοχής στα νότια της Κρήτης μπορούμε να προχωρήσουμε στις ακόλουθες παραδοχές προκειμένου να εκτιμήσουμε το TPC του έργου. Θεωρούμε ότι τα συστήματα ανάπτυξης που θα χρησιμοποιηθούν θα είναι συνδυασμός υποθαλάσσιων κεφαλών παραγωγής, ευέλικτων γραμμών παραγωγής και πλωτών μονάδων παραγωγής και επεξεργασίας αερίου. Τα βάθη γεώτρησης του ταμιευτήρα θεωρήθηκαν ~3.000m (κάτω από τον πυθμένα της θάλασσας) με ετήσιο όριο παραγωγής που φθάνει τα 150 δισ. κυβικά μέτρα. Το μέσο κόστος εύρεσης και ανάπτυξης ενός τέτοιου έργου θα μπορούσε να είναι της τάξης των 4 δισεκατομμυρίων δολαρίων, συνοδευόμενο από ετήσιο λειτουργικό κόστος ~360 εκατομμυρίων δολαρίων. Το τεχνικό κόστος παραγωγής εκτιμάται σε ~4,5 \$/Mcf ή 27 \$/boe (Κονοφάγος και Καραγεώργης, 2016).

Από τους Κονοφάγο και Καραγεώργη αναφέρεται ότι η οικονομική ανάλυση μιας τέτοιας περίπτωσης έδειξε ότι το εν λόγω κοιτάσμα μπορεί να θεωρηθεί εμπορικά βιώσιμο μόνο εάν οι τιμές της αγοράς Φυσικού Αερίου θα μπορούσαν να φθάσουν σε επίπεδο 7 \$/Mcf ή 42 \$/boe, εάν οι συμβατικοί όροι θα επέτρεπαν καταμερισμό της παραγωγής κατά 50% για το κράτος και 50% για τις εταιρείες εκμετάλλευσης του κοιτάσματος. Σε μια τέτοια περίπτωση το IRR θα μπορούσε να φθάσει σε επίπεδο ~14%.

Τα γεωστατικά στοιχεία σχετικά με την ελληνική υφαλοκρηπίδα έδειξαν ότι οι μεγαλύτεροι αναμενόμενοι στόχοι πιθανών αποθεμάτων πετρελαίου και Φυσικού Αερίου βρίσκονται κυρίως σε βαθιά και εξαιρετικά βαθιά θαλάσσια ύδατα. Οι ανακαλύψεις κυπριακών και ισραηλινών κοιτασμάτων Φυσικού Αερίου εντοπίστηκαν επίσης σε εξαιρετικά μεγάλα βάθη που υπερβαίνουν τα 1.500μ. και σε βάθη γεώτρησης περίπου 5.500μ. κάτω από τον πυθμένα.

Πρέπει επίσης να σημειώσουμε ότι το κόστος των γεωτρήσεων στην Ανατολική Μεσόγειο κυμαίνεται μεταξύ \$70 εκατ. έως \$120 εκατ. ανά γεώτρηση. Εκτιμάται ότι για την ολοκλήρωση των ερευνητικών προσπαθειών νότια της Κρήτης θα απαιτηθούν επενδύσεις που θα μπορούσαν να φθάσουν το ελάχιστο ποσό των \$ 27 δισ. κατανεμημένα



σε βάθος 40 ετών. Η εκμετάλλευση των θαλάσσιων τεμαχίων νοτίως της Κρήτης έχει ανατεθεί στην κοινοπραξία των εταιρειών ExxonMobil και HELLENiQ ENERGY (πρώην ΕΛΠΕ). Τα θαλάσσια βάρη στην περιοχή κυμαίνονται από 1.500 μέχρι και 3.000μ. Συγκεκριμένα, το 52% του οικοπέδου βρίσκεται σε θαλάσσια βάρη 2.500 με 3.000μ. νερού. Σε τόσο μεγάλα θαλάσσια βάρη όπου ο οικονομικός κίνδυνος είναι ιδιαίτερα υψηλός, θα πρέπει οι συμβάσεις που θα υπογραφούν μεταξύ των αναδόχων εταιρειών και του αρμόδιου Υπουργείου Ενέργειας, να προβλέπουν σημαντικά κίνητρα για τους αναδόχους. Ιδιαίτερα θα πρέπει να προβλεφθεί σταθερή φορολογία για όλα τα χρόνια της εκμετάλλευσης και χαμηλά μισθώματα για το κράτος (Κονοφάγος, 2021).

Λαμβάνοντας υπόψη ότι η έκταση του κοιτάσματος Zohr είναι περί τα 100 km², οι 8 στόχοι που έδειξε η Εταιρεία PGS στα οικόπεδα της Κρήτης, ξεπερνούν τα 100 km², ένας δε από αυτούς έχει έκταση 650 km². Εάν λάβουμε υπόψιν ότι το Zohr έχει αποθέματα 800 δισ. m³ γίνεται αντιληπτό πόσο σημαντικές είναι οι προοπτικές που εμφανίζονται στην περιοχή (Κονοφάγος, 2021).

Σύμφωνα με τον Κονοφάγο, σε περίπτωση ανακάλυψης η ελληνική νομοθεσία προβλέπει φόρο πετρελαίου 25% σταθερό για 25 έτη. Η πρόβλεψη αυτή μπορεί να θεωρηθεί ως μια πολύ ελκυστική περίπτωση (Κονοφάγος και Καραγεώργης, 2016).

Στο 13ο συνέδριο του Economist στην Λευκωσία ο Tristan Aspray, τότε αντιπρόεδρος της ExxonMobil για Ευρώπη, Ρωσία και Κασπία, δήλωσε ότι είναι εσφαλμένη η εκτίμηση ότι χαμηλές τιμές δεν δικαιολογούν ακριβές εξορύξεις σε βαθιά νερά στην Ανατολική Μεσόγειο.

Όπως εξήγησε ο κ. Aspray, εταιρείες όπως η ExxonMobil χρειάζονται χρόνια για να εκτιμήσουν και να αναπτύξουν τεμάχια που θα παράξουν πόρους για 70 ή 80 χρόνια:

«Δεν προχωρούμε σε επενδύσεις πολλών δισ. με βάση τις τιμές που ισχύουν τη συγκεκριμένη ημέρα... Λαμβάνουμε περισσότερο υπόψη το ποια θα είναι η ζήτηση στο μέλλον και αναγνωρίζουμε την αυξανόμενη ζήτηση για Φυσικό Αέριο... Η δουλειά μας είναι να κοιτάζουμε σε όλο τον κόσμο και να αναζητήσουμε νέους πόρους για να ανταποκριθούμε στη ζήτηση, που γνωρίζουμε ότι θα είναι εκεί. Και γι' αυτό είμαστε εδώ».



4.4.2 Μεταφορά του Φυσικού Αερίου από τα κοιτάσματα της Κρήτης

4.4.2.1 Μεταφορά μέσω αγωγού

Στην περίπτωση που επιλεγεί λύση μεταφοράς του αερίου μέσω αγωγού από τα πιθανά κοιτάσματα της Κρήτης, θα πρέπει να κατασκευαστεί αγωγός που θα συνδέει τα κοιτάσματα αυτά με τον EastMed, είτε θα πρέπει να κατασκευαστεί νέος ο οποίος θα ακολουθεί τη σχεδιαζόμενη χάραξη του EastMed στον ελλαδικό χώρο. Η κατάληξή του θα είναι στο Φλωροβούνι Θεσπρωτίας, από όπου θα συναντά τον υποθαλάσσιο αγωγό IGI με σκοπό τη μεταφορά του αερίου στο δίκτυο αγωγών της Ιταλίας και από εκεί να διοχετευτεί στην Κεντρική Ευρώπη. Η προσγειάλωση του υποθαλάσσιου τμήματος θα γίνεται στον νομό Λακωνίας. Θεωρούμε ότι η μεταφορική ικανότητα του αγωγού θα είναι ίδια με του EastMed, ήτοι 10 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα ετησίως.

Σύμφωνα με τους Semon και Μαυρομάτη, το συγκεκριμένο τμήμα του αγωγού έχει υποθαλάσσια και χερσαία τμήματα. Συγκεκριμένα το μήκος του αγωγού καθώς και τα τμήματά του είναι τα ακόλουθα:

1. Κοιτάσματα Νοτιοδυτικά Κρήτης – Περιοχή Βορείως Κρήτης: 90 χλμ. (Μέγιστο βάθος θάλασσας 3.000 μ.)
2. Βόρεια Κρήτη – Πελοπόννησος: 130 χλμ. (Μέγιστο βάθος θάλασσας 1.370 μ.)
3. Περίπου 420 χιλιόμετρα από τη νότια Πελοπόννησο έως τη Θεσπρωτία, συμπεριλαμβανομένης μιας σύντομης διάσχισης του Πατραϊκού κόλπου (18 χιλιόμετρα και 110 μέτρα βάθος θάλασσας)

Για να υπολογιστεί το μοναδιαίο κόστος του αγωγού αυτού θα χρησιμοποιηθεί η εξίσωση η οποία χρησιμοποιείται τόσο από την Ruble όσο και από τον Demierre για τους χερσαίους αγωγούς:

$$C = a_0 + a_1 \times Q^{1/2} + a_2 \times Q$$

όπου C είναι το μοναδιαίο κόστος (σε εκατομμύρια ευρώ/km) του αγωγού, Q η ετήσια διακίνησή του (σε bcm/έτος) και a_0 , a_1 , a_2 εμπειρικά προσδιορισμένοι συντελεστές. Ο



όρος a_0 αντιπροσωπεύει το κόστος που δεν εξαρτάται από τη χωρητικότητα του αγωγού, όπως τα δικαιώματα διέλευσης ή τα τεχνικά έργα. Ο όρος $a_1 \times Q^{1/2}$ αντιστοιχεί σε δαπάνες που εξαρτώνται εν μέρει από τη χωρητικότητα του αγωγού, όπως εκείνες για την εφαρμογή αντιδιαβρωτικών στα τοιχώματα. Και ο όρος $a_2 \times Q$ αντιστοιχεί σε δαπάνες που είναι ανάλογες της παροχής: η ποσότητα του μετάλλου για τους σωλήνες και η ικανότητα του μετάλλου αυτού να αντέχει σε πολύ υψηλές πιέσεις. Αυτό το τελευταίο σημείο εξηγεί τη διαφορά τιμής μεταξύ ρηχών και βαθιών αγωγών. Οι πρώτοι πρέπει να αντέξουν μόνο μια εξωτερική πίεση 50 bar, η οποία είναι χαμηλή σε σύγκριση με μια εσωτερική πίεση αερίου περίπου 150-200 bar- οι δεύτεροι πρέπει να αντέξουν υψηλότερες εξωτερικές πιέσεις, που φτάνουν ακόμη και τα 300 bar για την περίπτωση του αγωγού από την Κρήτη στην Πελοπόννησο, για μια εσωτερική πίεση παρόμοια με την πρώτη (Semon και Μαυρομμάτη, 2021).

Σύμφωνα με την Ruble αλλά και τον Demierre, ο συντελεστής συσχέτισης Pearson για 11 αγωγούς μεγάλου βάθους που μελετήθηκαν είναι 0,86. Παρόλο που η βάση δεδομένων περιλαμβάνει λίγους αγωγούς, καθώς υπάρχουν μόνο λίγοι αγωγοί βαθέων υδάτων στον κόσμο και είναι πολύ δύσκολο να βρεθούν τιμές για τα θαλάσσια τμήματα αυτών των αγωγών, η συσχέτιση που προκύπτει με αυτόν τον τρόπο αντισταθμίζει τουλάχιστον εν μέρει αυτό το ελάττωμα της ανάλυσης.

Η εξίσωση της Ruble για τους χερσαίους αγωγούς διαμορφώνεται ως εξής:

$$C = 0,35 + 0,49 \times Q^{1/2} + 0,034 \times Q$$

Από την εξίσωση αυτή προκύπτει ότι το κόστος κατασκευής του χερσαίου τμήματος του αγωγού είναι €2,24 εκ./χλμ. ή \$2,39 εκ./χλμ.

Επομένως, η κατασκευή του χερσαίου τμήματος θα κοστίσει \$959,06 εκ.

Η εξίσωση της Ruble για τους ρηχούς υποθαλάσσιους αγωγούς διαμορφώνεται ως εξής, η οποία δε διαφέρει σημαντικά από την αντίστοιχη για τους χερσαίους:

$$C = 0,35 + 0,5 \times Q^{1/2} + 0,03 \times Q$$

Επομένως το κόστος κατασκευής του ρηχού υποθαλάσσιου τμήματος του αγωγού είναι €2,24 εκ./χλμ. ή \$2,39 εκ./χλμ.

Άρα η κατασκευή του υποθαλάσσιου τμήματος του Πατραϊκού κόλπου θα κοστίσει \$42,94 εκ.



Για αγωγούς βαθέων υδάτων, η εξίσωση διαμορφώνεται ως εξής:

$$C = 0,35 + 0,67 \times Q^{1/2} + 0,25 \times Q$$

Από την εξίσωση αυτή προκύπτει ότι το κόστος κατασκευής του υποθαλάσσιου τμήματος του αγωγού μεταξύ Κρήτης και Πελοποννήσου είναι €4,97 εκ./χλμ. ή \$5,29 εκ./χλμ.

Επομένως η κατασκευή του υποθαλάσσιου τμήματος βαθέων υδάτων θα κοστίσει \$1.163.800.000.

Το συνολικό κόστος κατασκευής του αγωγού από τα κοιτάσματα της Κρήτης έως τη Θεσπρωτία διαμορφώνεται στα \$2.165.800.000.

Για την εκτίμηση του κόστους μεταφοράς Φυσικού Αερίου θα χρησιμοποιηθεί ο ακόλουθος τύπος σύμφωνα με τη μελέτη των Semon και Μαυρομμάτη:

$$CT = \{ ((CRF + MC) \times (C / Q) + FC) \times L \} / 36268163$$

Όπου CT είναι το κόστος μεταφοράς σε ευρώ ανά mmBtu

CRF⁷ είναι ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου

MC είναι το ετήσιο κόστος συντήρησης που εκτιμάται σε 5%.

C είναι το μοναδιαίο κόστος του αγωγού (ευρώ/χιλιόμετρο).

FC είναι το κόστος συμπίεσης αερίου, που εκτιμάται σε 4.500 ευρώ ανά bcm ανά km.

Q είναι η ετήσια ροή αερίου σε bcm.

L είναι το συνολικό μήκος του αγωγού (km).

Και τέλος υπάρχουν 36268163 mmBtu ανά bcm.

Από την ανωτέρω εξίσωση προκύπτει ότι το κόστος μεταφοράς 1 mmBtu μέσω αγωγού είναι €0,86/χλμ. ή \$0,92 /χλμ. (\$0,48/χλμ. το τμήμα Κρήτη-Πελοπόννησος και \$0,44/χλμ. το τμήμα Πελοπόννησος- Θεσπρωτία) . Μετατρέποντας σε boe το κόστος είναι \$5,35/χλμ.

⁷ υπολογίζεται από τον τύπο: $CRF = i / (1 - (1 + i)^{-n})$. Όπου i είναι το ετήσιο επιτόκιο, που εδώ ορίζεται σε 8%, το οποίο αποσκοπεί στην απόσβεση της αρχικής επένδυσης και στη δημιουργία σημαντικού κέρδους κατά τη διάρκεια ζωής του αγωγού n = 30 έτη.



Συνυπολογίζοντας ότι το κόστος παραγωγής του Φυσικού Αερίου στην περιοχή της Ανατολικής Μεσογείου ανέρχεται περίπου στα \$27/boe, η τιμή πώλησής του στις αγορές θα πρέπει να είναι ανώτερη των \$32,35/boe. Τον Μάρτιο 2023 η τιμή του Φυσικού Αερίου στις αγορές, σύμφωνα με το Bloomberg ήταν \$17,5/boe.

4.4.2.2 Μεταφορά μέσω LNG Carriers

Στην περίπτωση μεταφοράς του Φυσικού Αερίου από τα κοιτάσματα της Κρήτης στις αγορές μέσω LNG Carriers, αυτό θα πρέπει να μεταφερθεί σε μορφή LNG σε κάποιο τερματικό επαναεριοποίησης LNG.

Στην ελληνική περίπτωση ένα τέτοιο τερματικό σε λειτουργία που θα μπορούσε να αξιοποιηθεί για αυτόν τον σκοπό, είναι αυτό της Ρεβυθούσας. Μια τέτοια επιλογή δεν θα επιβάρυνε με το σημαντικό κόστος κατασκευής νέου τερματικού, η τιμή του οποίου στην περίπτωση που θα ήταν χερσαίο θα μπορούσε να αγγίζει τα \$2 δισεκ., ενώ στην περίπτωση του FRSU κυμαίνεται περί τα \$300 εκ. (ExxonMobil, 2023). Από τη Ρεβυθούσα, το αέριο μπορεί να διοχετευθεί στο υπάρχον Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Αερίου και από εκεί στις αγορές.

Η μεταφορά θα γίνει με χρονοναυλωμένα LNG Carriers. Ως παραδοχή για την ανάγκη της παρούσας εργασίας, θεωρούμε ότι χρησιμοποιείται ένα πλοίο χωρητικότητας 210.000 κ.μ. με ημερήσιο ναύλο \$200.000 / ημέρα και θεωρούμε την υπηρεσιακή ταχύτητά του τους 19 κόμβους, η οποία είναι και η τυπική για ένα τέτοιο πλοίο.

Η απόσταση από τα κοιτάσματα της Κρήτης έως τη Ρεβυθούσα είναι περίπου 202 ναυτικά μίλια. Επομένως η απόσταση θα καλυφθεί από το πλοίο σε περίπου 11 ώρες. Η φόρτωση του πλοίου με το αέριο αναμένεται να διαρκεί 24 ώρες περίπου, ενώ η εκφόρτωσή του 12-20 ώρες (Φλουδόπουλος, 2022). Αν συνυπολογιστούν καθυστερήσεις λόγω έκτακτων συνθηκών, το πλοίο αναμένεται να απασχολείται για 3 ημέρες για τη φόρτωση και εκφόρτωση ενός φορτίου LNG. Συνεπώς θα κοστίζει περίπου \$600.000, με τις τιμές ναύλων των αρχών του 2023. Επομένως το κόστος μεταφοράς θα είναι \$0,45/boe.

Στα κόστη θα πρέπει να συνυπολογιστεί το κόστος επαναεριοποίησης του LNG στο τερματικό. Οι τιμές αυτές το 2018 ήταν \$0,2-0,35/cft και σε κάποιες περιπτώσεις έφταναν το \$1/cft. Οι τιμές αυτές εκτιμάται ότι έχουν αυξηθεί λόγω της ρωσικής εισβολής στην Ουκρανίας (Μπασιάς, 2022). Καθώς οι τρέχουσες τιμές επαναεριοποίησης δεν



*Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου*

αποκαλύπτονται από τις εταιρείες παραγωγής, για λόγους υπολογισμού του συνολικού κόστους, μπορούμε να τη θεωρήσουμε στα \$0,6/cft ή \$2,5/boe. Επομένως το συνολικό κόστος της μεταφοράς ανέρχεται στα \$2,95/boe.

Αν προσθέσουμε και το κόστος παραγωγής που είναι περίπου \$27/boe η τιμή πώλησής του στις αγορές θα πρέπει να είναι ανώτερη των \$29,95/boe.



Συμπεράσματα

Η απόφαση για τον τρόπο μεταφοράς του Φυσικού Αερίου από τον τόπο εξορύξεως είναι από τις πλέον κρίσιμες, καθώς μπορεί να καθορίσει σε μεγάλο βαθμό τη βιωσιμότητα του έργου και κατά συνέπεια και του κοιτάσματος. Τα κριτήρια για μια τέτοια επιλογή βέβαια, δεν είναι μόνο οικονομοτεχνικά, αλλά υπεισέρχεται και ο γεωπολιτικός παράγοντας, καθώς η ανακάλυψη ενός πολύτιμου φυσικού πόρου όπως το Φυσικό Αέριο, στο υπέδαφος μιας χώρας, την αναβαθμίζει γεωστρατηγικά.

Το μεταφορικό κόστος αντιπροσωπεύει συνήθως πάνω από το ήμισυ του συνολικού κόστους που προκύπτει μέσω της αλυσίδας αξίας του διεθνώς εμπορεύσιμου Φυσικού Αερίου και ως εκ τούτου επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό την ανταγωνιστικότητα του κόστους του (Molnar, 2022).

Ο Molnar αναφέρει ότι τόσο τα συστήματα αγωγών μεγάλων αποστάσεων όσο και το LNG έχουν υψηλό κόστος αρχικής επένδυσης, απαιτώντας την ενσωμάτωση μηχανισμών επιμερισμού του κινδύνου είτε στη δομή του ίδιου του έργου, κυρίως μέσω της κάθετης ολοκλήρωσης είτε στο σχεδιασμό των εμπορικών συμβάσεων μεταξύ των φορέων υλοποίησης του έργου και των πελατών.

Ο επιμερισμός του κινδύνου συνήθως μεταφράζεται από τη μακροπρόθεσμη δέσμευση των αγοραστών να πληρώσουν μια σταθερή τιμή, η οποία αντανακλά το breakeven κόστος του έργου και το αναμενόμενο περιθώριο κέρδους των κατασκευαστών του, για τη δυναμικότητα υγροποίησης και μεταφοράς που αγοράζεται σε σταθερή βάση και υποστηρίζεται με ρήτρα ship-or-pay. Ενώ η διάρθρωση των συμβάσεων πώλησης αερίου εξελίσσεται προς μια μεγαλύτερη εμπορική ευελιξία, επιτρέποντας συμφωνίες μικρότερης διάρκειας με λιγότερο σταθερές δεσμεύσεις και ποικίλους τύπους τιμών, οι συμβάσεις μεταφοράς, ιδιαίτερα όταν στηρίζουν την ανάπτυξη νέων υποδομών, έχουν διατηρήσει σε μεγάλο βαθμό τον συντηρητικό σχεδιασμό τους. Έτσι οι κατασκευαστές των υποδομών αυτών και οι δανειστές τους, μπορούν να ανακτήσουν το αρχικό υψηλό αρχικό κόστος επένδυσης μέσω μιας σταθερής ροής εσόδων (Molnar, 2022).

Κατά τη σύγκριση του κόστους μεταφοράς LNG έναντι του κόστους μεταφοράς Φυσικού Αερίου μέσω αγωγών μεγάλων αποστάσεων, θα πρέπει να σημειωθεί ότι στην περίπτωση του LNG το μεγαλύτερο μέρος του κόστους, τόσο της αρχικής



επένδυσης, όσο και των λειτουργικών εξόδων, καλύπτει το αρχικό στάδιο της υγροποίησης και στη συνέχεια αυξάνεται σχετικά αργά, λιγότερο από \$0,05 /mmBtu/1000 km) κατά τη φάση της μεταφοράς μέσω Δεξαμενόπλοιων LNG. Αντίθετα, στα συστήματα αγωγών το κόστος μεταφοράς αυξάνεται ταχύτερα (\$0,5-2,5 /mmBtu/1000km) αναλογικά με τη διανυόμενη απόσταση (Molnar, 2022).

Κατά συνέπεια, σύμφωνα πάντα με τον Molnar, το LNG καθίσταται ανταγωνιστικό ως προς το κόστος μεταφοράς Φυσικού Αερίου με αγωγούς, μόνο σε μεγάλες αποστάσεις, συνήθως πέραν των χιλιάδων χιλιομέτρων. Αυτό απεικονίζεται στο Σχήμα 10, όπου συγκρίνεται το κόστος παράδοσης του LNG, υποθέτοντας ένα μέσο όρο περί τα \$2,4 /mmBtu υγροποίησης και \$0,4/mmBtu τέλους επαναεριοποίησης, που μεταφέρεται μέσω ενός δεξαμενόπλοιου LNG με τυπική μακροχρόνια μίσθωση \$80.000 /ημέρα έναντι αγωγών που λειτουργούν με χαμηλή τιμή \$0,5/mmBtu/1000 km και υψηλή \$1/mmBtu/1000 km.

Ωστόσο, κάθε αγωγός και κάθε έργο LNG είναι μοναδικά και το μοναδιαίο κόστος επένδυσης ποικίλλει σε μεγάλο εύρος και για τους δύο τύπους υποδομών, γεγονός που μπορεί να μεταβάλει σημαντικά την "απόσταση breakeven" μεταξύ του LNG και των μεγάλων αποστάσεων συστήματα αγωγών (Molnar, 2022).

Κατά τον Molnar, το υψηλό κόστος μεταφοράς του Φυσικού Αερίου σε σύγκριση με άλλα πρωτογενή καύσιμα, όπως ο άνθρακας ή το αργό πετρέλαιο, επιβαρύνει σημαντικά την ανταγωνιστικότητα του κόστους του. Για τον λόγο αυτό, η βιομηχανία Φυσικού Αερίου συνεχίζει να εργάζεται για τη βελτιστοποίηση του κόστους μεταφοράς.

Το μοναδιαίο κόστος επένδυσης των μονάδων υγροποίησης μειώνεται από τα υψηλά επίπεδα που είχαν ξεπεράσει τα \$2000/tpa) που επιτεύχθηκαν στις αρχές της δεκαετίας του 2010. Ωστόσο, το μέσο μετρικό κόστος των υπό κατασκευή έργων που ανέρχεται περίπου στα \$850/tpa, εξακολουθεί να είναι περίπου διπλάσιο από το μοναδιαίο κόστος επένδυσης των έργων που τέθηκαν σε λειτουργία μεταξύ του 2000 και του 2008. Αυτό αναδεικνύει τις πιθανές μειώσεις του κόστους που μπορούν να επιτευχθούν μέσω της βελτίωσης της διαχείρισης του έργου, της βελτιστοποίησης του σχεδιασμού των εγκαταστάσεων και της χρήσης καινοτόμων κατασκευαστικών



προσεγγίσεων όπως είναι η σπονδυλωτή κατασκευή και οι μετατροπές δεξαμενόπλοιων σε FSRU (Molnar, 2022).

Δεδομένης της ωριμότητας της τεχνολογίας, όπως αναφέρει ο Molnar, το δυναμικό μείωσης του κόστους στον αγωγό Φυσικού Αερίου θεωρείται μάλλον περιορισμένο. Ο σχεδιασμός των νέων αγωγών, όλο και περισσότερο λαμβάνει υπόψη την απαίτηση συμβατότητας με αέρια χαμηλών εκπομπών άνθρακα, όπως το υδρογόνο, το βιομεθάνιο και άλλες μορφές συνθετικού αερίου.

Συνοψίζοντας, όπως προκύπτει από την ανωτέρω περιγραφή, η ύπαρξη ενός τεχνικά ικανού, οικονομικά αποδοτικού και χαμηλού κινδύνου δικτύου μεταφοράς είναι ζωτικής σημασίας για τη ροή του εμπορεύματος είτε στις εγχώριες είτε στις διεθνείς αγορές. Ωστόσο, αυτό είναι πολύ πιο εύκολο να ειπωθεί παρά να γίνει (Ταμβάκης, 2007).

Η τοποθέτηση αγωγών είναι δαπανηρή και χρονοβόρα. Η απόφαση για επένδυση απαιτεί τη συνεκτίμηση πολλών παραγόντων όπως είναι οι τεχνικοί (όπως η διάμετρος αγωγού, η διαδρομή, η προμήθεια υλικών, τα θέματα ασφάλειας, η εξεύρεση εξειδικευμένου προσωπικού), οι πολιτικοί (π.χ. απόκτηση αδειών και εγκρίσεων, τήρηση εθνικών και διεθνών κανονισμών, διέλευση ή παράκαμψη συνόρων χωρών) και οικονομικοί (π.χ. ροή εφοδιασμού από τα αποθέματα και η διάρκειά τους, ύπαρξη επαρκούς ζήτησης στον αποδέκτη) είναι μερικά μόνο από τα εμπόδια ή ευκαιρίες, που δημιουργεί ένα έργο κατασκευής και λειτουργίας αγωγού. (Ταμβάκης, 2007).

Η απόφαση για την κατασκευή ενός υποθαλάσσιου αγωγού είναι από μόνη της πολύπλοκη. Σε γενικές γραμμές, οι αγωγοί είναι καταλληλότεροι όταν η απόσταση είναι κάτω από 5.000 χλμ. (Ταμβάκης, 2007).

Η μεταφορά LNG, από την άλλη πλευρά, είναι πιο αποτελεσματική για τη μεταφορά αποθεμάτων Φυσικού Αερίου σε μακρινές αγορές. (Ταμβάκης, 2007).

Η σύγκριση των μεθόδων και τα σημεία breakeven αποτυπώνονται στο διάγραμμα του σχήματος 10.

Πιθανώς η πιο ενδιαφέρουσα πτυχή της πλευράς της προσφοράς του Φυσικού Αερίου, όπως και του πετρελαίου, είναι η γεωπολιτική και οι επακόλουθες επιπτώσεις στην ασφάλεια του εφοδιασμού. Έχουμε ήδη δει πώς τα αποθέματα Φυσικού Αερίου

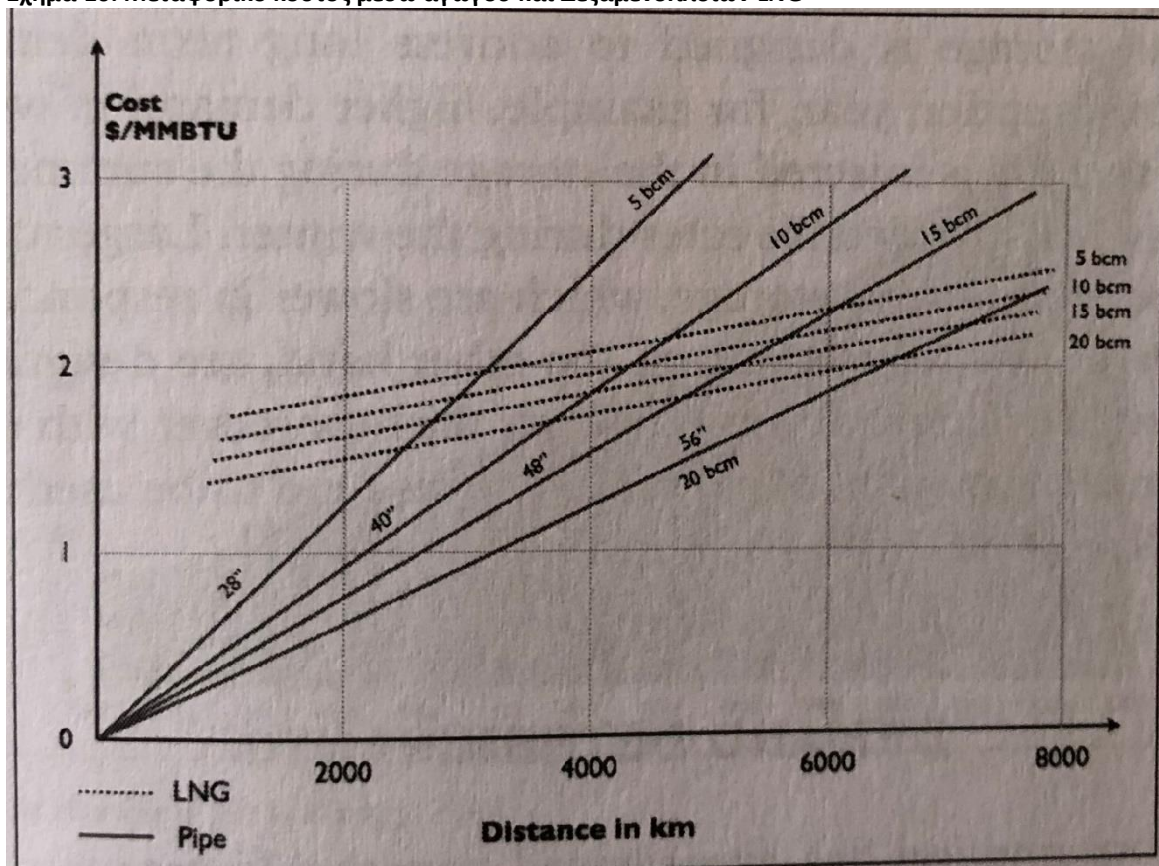


*Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου*

συγκεντρώνονται στη Ρωσία και τη Μέση Ανατολή. Τα δεδομένα περιπλέκονται περισσότερο καθώς οι διάδρομοι εφοδιασμού από τους παραγωγούς στους καταναλωτές είναι συχνά γεμάτοι προβλήματα. Οι αγωγοί είναι το πιο αποτελεσματικό μέσο για τη μεταφορά Φυσικού Αερίου από μια περιοχή σε κάποια άλλη, αλλά συνήθως πρέπει να διασχίζουν μία ή περισσότερες χώρες, γεγονός που συχνά μπορεί να αποτελέσει σημείο προβληματισμού για όλα τα εμπλεκόμενα μέρη. Μια χαρακτηριστική περίπτωση είναι αυτή της Ρωσίας, της οποίας το μεγαλύτερο μέρος της παραγωγής Φυσικού Αερίου διοχετεύεται στην ΕΕ μέσω άλλων χωρών, όπως η Ουκρανία και η Λευκορωσία. Η πολεμική σύγκρουση μεταξύ της Ουκρανίας και της Ρωσίας επηρεάζει σε μεγάλο βαθμό τον αγωγό Druzhba (Φιλία) ο οποίος διέρχεται από την πρώτη, είναι καλά τεκμηριωμένη και αποτελεί παράδειγμα του είδους των πολιτικών εντάσεων που δημιουργούνται. Σε αυτά θα πρέπει να υπολογιστούν οι εξτρεμιστικές ομάδες που θέλουν να προκαλέσουν δολιοφθορές στις εγκαταστάσεις του αγωγού (Ταμβάκης, 2007).



Σχήμα 10. Μεταφορικό κόστος μέσω αγωγού και Δεξαμενόπλοιων LNG



Πηγή: Total Oil

Συμπερασματικά, από τα ανωτέρω, προκύπτει ότι η μεταφορά μέσω πλοίων LNG Carriers και η επαναεριοποίηση είναι ελαφρώς φθηνότερη λύση από τη μεταφορά μέσω αγωγού στην περίπτωση των κοιτασμάτων της Κρήτης. Παρόλα αυτά και στις δύο περιπτώσεις το κόστος είναι σημαντικά υψηλότερο από την τρέχουσα τιμή του Φυσικού Αερίου στην ευρωπαϊκή αγορά. Το κόστος που επιβαρύνει σημαντικά είναι αυτό της παραγωγής και ανάπτυξης των κοιτασμάτων. Οπότε εκτιμάται ότι τα κοιτάσματα της Κρήτης μπορούν να αξιοποιηθούν μόνο σε συνδυασμό με τα κοιτάσματα των άλλων χωρών της περιοχής (Κύπρος και Ισραήλ) ώστε να υπάρξει βέλτιστος επιμερισμός του κόστους. Οι ανακαλύψεις Φυσικού Αερίου σε γιγαντιαία πεδία μπορούν να έχουν στην πράξη πολύ χαμηλό τεχνικό κόστος παραγωγής, υπό την προϋπόθεση ότι η παραγωγικότητα των υποθαλάσσιων γεωτρήσεων παραγωγής είναι υψηλή και ότι υπάρχει προσοδοφόρος αγορά Φυσικού Αερίου κοντά στα κοιτάσματα (Κονοφάγος και Καραγεώργης, 2016).



Βιβλιογραφία

1. Energy Press, (2017), ‘«Θησαυρός» 600 δις. δολαρίων νότια της Κρήτης δείχνουν έρευνες της Spectrum και της ION’, <https://energypress.gr/index.php/news/thisayros-600-dis-dolarion-notia-tis-kritis-deihnoyn-ereynes-tis-spectrum-kai-tis-ion>, τελευταία επίσκεψη: 01/12/2022.
2. www.naftemporiki.gr, (2022), ‘SEEF 2022: Το χρονοδιάγραμμα του FSRU στην Αλεξανδρούπολη’, <https://www.naftemporiki.gr/finance/1369691/seef-2022-to-chronodiagramma-tou-fsru-stin-alexandroupoli/>, τελευταία επίσκεψη: 05/12/2022.
3. Γκιζιάκης, Κ., Παπαδόπουλος, Α., Πλωμαρίτου, Ε., (2006/2016) Ναυλώσεις, Αθήνα: Εκδ. Institute of chartered shipbrokers.
4. Επιτροπή Υδρογονανθράκων IENE, (2022), Οικονομικά και Γεωπολιτικά Οφέλη από την Αξιοποίηση Υδρογονανθράκων στην Ελλάδα, Αθήνα: Εκδ. Ινστιτούτο Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης.
5. Ήφαιστος, Π., (2015), ‘Περί ΑΟΖ, νομικισμού, κατευνασμού και άλλων αιτιών της συμφοράς των Νεοελλήνων’, <https://ifestos.edu.gr/2015/09/08/%CF%80-%CE%AE%CF%86%CE%B1%CE%B9%CF%83%CF%84%CE%BF%CF%82-%CF%80%CE%B5%CF%81%CE%AF-%CE%B1%CE%BF%CE%B6-%CE%BD%CE%BF%CE%BC%CE%B9%CE%BA%CE%B9%CF%83%CE%BC%CE%BF%CF%85-%CE%BA%CE%B1%CF%84%CE%B5%CF%85/>, τελευταία επίσκεψη: 02/03/2023.
6. Κασουλίδης, Ι., (2017), ‘Δεν αποκλείω ένταση στο Αιγαίο και στην Κύπρο’, <http://www.kathimerini.gr/901243/article/proswpa/syentey3eis/i-kasoylidhs-den-apokleiw-entash-sto-aigaiο-kai-sthn-kypro>, τελευταία επίσκεψη: 05/03/2023.
7. Κονοφάγος, Η., (2021), ‘Είναι εμπορικώς αξιοποιήσιμα τα πιθανά ελληνικά κοιτάσματα φυσικού αερίου;’, <https://slpress.gr/oikonomia/einai-emporikos-axiopoisisima-ta-pithana-ellinika-koitasmata-fysikoy-aerioy/>, τελευταία επίσκεψη: 02/03/2023.
8. Μανιάτης, Γ., (2022), ‘Ο EastMed και το σταυροδρόμι της ενεργειακής στρατηγικής’, <https://www.kathimerini.gr/politics/foreign-policy/561681316/o-eastmed-kai-to-stayrodromi-tis-energeiakis-stratigikis/>, τελευταία επίσκεψη: 18/10/2022.
9. Μιχαλόπουλος, Σ., (2022), ‘Σκιές και από Κομισιόν για τον αγωγό EastMed’, <https://www.euractiv.gr/section/energia/news/skies-kai-apo-komision-gia-ton-agogο-eastmed/>, τελευταία επίσκεψη: 17/10/2022.
10. Μπασιάς, Γ., (2022), ‘Η αλυσίδα κόστους του φυσικού αερίου και η επιβολή πλαφόν’, <https://slpress.gr/oikonomia/i-alytida-kostoys-toy-fysikoy-aerioy-kai-i-epivoli-plafon/>, τελευταία επίσκεψη: 04/03/2023



11. Οικονομικός Ταχυδρόμος, (2022), 'Ρεβυθούσα: Το μικρό νησί που έγινε πύλη εισόδου του φυσικού αερίου στην Ελλάδα', <https://www.ot.gr/2022/09/24/energeia/fysiko-aerio/revythousa-to-mikro-nisi-pou-egine-pyli-eisodou-tou-fysikou-aeriou-stin-ellada/>, τελευταία επίσκεψη: 02/12/2022.
12. Πηλείδου, Ν., (2023), 'Η μεταφορά φυσικού αερίου προς την Αίγυπτο παραμένει το επικρατέστερο σενάριο', <https://www.capital.gr/diethni/3691472/kupros-up-energeias-i-metafora-fusikou-aeriou-pros-tin-aigupto-paramenei-to-epikratestero-senario>, τελευταία επίσκεψη: 10/01/2023.
13. Σταμπολής, Κ., Μεζαρτάσογλου, Δ., (2018), Gas Supply in SE Europe and the Key Role of LNG, Αθήνα: Εκδ. Ινστιτούτο Ενέργειας Νοτιοανατολικής Ευρώπης.
14. Σταμπολής, Κ., (2019), 'Αλλάζουν Πράγματι οι Γεωπολιτικές Ισορροπίες με την Ανακάλυψη του Κοιτάσματος 'Γλαύκος' στην Κυπριακή ΑΟΖ;', <https://www.iene.gr/page.asp?pid=4959&lng=1>, τελευταία επίσκεψη: 22/10/2022.
15. Σταμπολής, Κ., (2020), 'Πορεία χωρίς χάρτες στην Ανατολική Μεσόγειο', <https://foreignaffairs.gr/articles/72936/konstantinos-n-stampolis/poreia-xoris-xartes-stin-anatoliki-mesogeio?page=show>, τελευταία επίσκεψη: 01/02/2023.
16. Τσακίρης, Θ., (2018), 'Κυπριακό φυσικό αέριο: Η κλεψύδρα αδειάζει...', <https://slpress.gr/oikonomia/kypriako-fysiko-aerio-i-klepsydra-adeiazai/>, τελευταία επίσκεψη: 19/12/2022.
17. Τσακίρης, Θ., (2022), 'Τι σημαίνει το κοιτάσμα αερίου «Δίας» για τη δυναμική της ΝΑ Μεσογείου', <https://www.kathimerini.gr/economy/562197706/ti-simainei-to-koitasma-aerioy-dias-gia-ti-dynamiki-tis-na-mesogeioy/>, τελευταία επίσκεψη: 22/10/2022.
18. Φιλελεύθερος, (2023) 'Νέα ημερομηνία για ολοκλήρωση τερματικού LNG στο Βασιλικό', <https://www.philenews.com/oikonomia/kypros/article/1665514/nea-imerominia-ga-oloklirosi-termatikoy-lng-sto-basiliko>, τελευταία επίσκεψη: 25/02/2023.
19. Φλουδόπουλος, Χ., (2022), 'Ξεκινά το market test για το FSRU της Motor Oil στην Κόρινθο', <https://www.capital.gr/oikonomia/3677835/xekina-to-market-test-gia-to-fsru-tis-motor-oil-stin-korintho>, τελευταία επίσκεψη: 05/12/2022.
20. Φώσκολος, Α., (2022), 'Ο "Κρόνος 1" αντάμειψε την Κύπρο – Βάζει τα γυαλιά σε Ελλάδα και ΕΕ', <https://slpress.gr/oikonomia/o-quot-kronos-1-quot-antameipse-tin-kypro-vazei-ta-gyalia-se-ellada-kai-ee/>, τελευταία επίσκεψη: 12/01/2023.
21. Χηνοφώτης, Π., (2020), 'Εθνική παλιγγενεσία και θαλάσσια ισχύς των Ελλήνων', <https://www.protothema.gr/blogs/panagiotis-hinofotis/article/1009290/ethniki-paliggenesia-kai-thalassia-ishus-ton-ellinon/>, τελευταία επίσκεψη: 19/12/2022.
22. Ahmadbayli, A., (2018), 'LNG for Black Sea critical for EU', <https://en.trend.az/other/commentary/2970968.html>, τελευταία επίσκεψη: 16/10/2022.



23. BP Statistical Review of World Energy (2022).
24. BP Statistical Review of World Energy (2023).
25. Chambers, S., (2022), 'LNG rates climb to \$450,000 a day', <https://splash247.com/lng-rates-climb-to-450000-a-day/>, τελευταία επίσκεψη: 20/12/2022.
26. Clarksons Database, 2023.
27. Cocklin, J., (2022), 'Europe Weighs Risks of Further Russian Natural Gas Supply Cuts – LNG RECAP', www.naturalgasintel.com/europe-weighs-risks-of-further-russian-natural-gas-supply-cuts-lng-re-cap/, τελευταία επίσκεψη: 10/10/2022.
28. Demierre, J., Bazilian, M., Carbajal, J., Sherpa, S., Modi, V., (2015), 'Potential for regional use of East Africa's natural gas', Applied Energy 143, σελ. 414-436.
29. EIU, (2022), 'Europe Chart of the Week: Can LNG Boost EU Energy Security?', http://country.eiu.com/article.aspx?articleid=121847795&Country=Spain&topic=Economy&subtopic=Fore_1, τελευταία επίσκεψη: 10/10/2022.
30. Energean, (2023), <https://www.energean.com/operations/>, τελευταία επίσκεψη: 01/02/2023.
31. Enriquez, A., Parada, L., (2022), 'The role of LNG in the Euromediterranean region (EMR): regulatory and policy measures for advancing the LNG hub development and the small scale LNG business in the region', <https://www.gti.energy/wp-content/uploads/2019/10/20-LNG19-03April2019-Enriquez-Abel-paper.pdf>, τελευταία επίσκεψη: 17/10/2022.
32. European Commission, (2022), 'Questions and Answers on the New EU Rules on Gas Storage', https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_22_1937, τελευταία επίσκεψη: 14/10/2022.
33. Eurostat, (2023), 'Energy statistics - an overview', https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_an_overview#Final_energy_consumption, τελευταία επίσκεψη: 03/03/2023.
34. ExxonMobil, (2023), 'Floating Storage and Regasification Units (FSRUs)', <https://www.exxonmobilng.com/-/media/project/wep/exxonmobil-lng/lng-us/pdf/110-fsru.pdf>, τελευταία επίσκεψη: 04/03/2023.
35. Folga, S.M., (2007), 'Natural Gas Pipeline Technology Overview', Εκδ. Argonne National Laboratory, σελ. 3-14.



36. GIIGNL, (2021), 'The LNG Industry GIIGNL Annual Report, GIIGNL', https://giignl.org/wp-content/uploads/2021/11/GIIGNL_Annual_Report_November2021.pdf, τελευταία επίσκεψη: 10/10/2022.
37. Habibic, A., (2022), 'Shipowner behind \$217M LNG carrier order revealed', <https://www.offshore-energy.biz/shipowner-behind-217m-lng-carrier-order-revealed/>, τελευταία επίσκεψη: 12/12/2022.
38. Hydrogen Roadmap Europe Report, (2022), 'Fuel cells and hydrogen', https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf, τελευταία επίσκεψη: 12/10/2022.
39. IEA, (2022), 'How Europe Can Cut Natural Gas Imports from Russia Significantly within a Year', <https://www.iea.org/news/how-europe-can-cut-natural-gas-imports-from-russia-significantly-within-a-year>, τελευταία επίσκεψη: 10/11/2022.
40. IGU (2018), 2018 World LNG Report, Barcelona, Εκδ. International Gas Union.
41. International Energy Agency, (2022), 'World Energy Investment'.
42. Kemp, J., (2022), 'Eurasia Gas Inventories and Prices Selected Indicators', <https://fingfx.thomsonreuters.com/gfx/ce/byprjdjxkpe/EURASIA%20GAS%20PRI CES.pdf>, τελευταία επίσκεψη: 15/10/2022.
43. Konofagos, E., Karageorgis, K., (2016), 'Cyprus and Greece Natural Gas Perspectives,



44. Kurmayer, N.J., (2022), ‘Germany Signs Initial Contract to Build First LNG Terminal’, www.euractiv.com/section/energy/new/s/germany-signs-first-stage-contract-to-build-first-lng-terminal/, τελευταία επίσκεψη: 10/10/2022.
45. Lambert, L., Tayah, J., Lee-Schmid, C., Abdalla, M., Abdallah, I., Ali, A., Suhail, E., Waleed, A., (2022), ‘The EU's natural gas Cold War and diversification challenges’, Energy Strategy Reviews, Volume 43, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X22001286>, τελευταία επίσκεψη: 12/10/2022.
46. Molnar, G., (2022), ‘Economics of Gas Transportation by Pipeline and LNG’, στο Hafner, M., Lucianig, G., The Palgrave Handbook of International Energy Economics, Rome, Εκδ. Palgrave MacMillan.
47. OPEC,(2023),‘OPEC Basket Price’, https://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm, τελευταία επίσκεψη: 01/01/2023.
48. Panou, M., (2021), LNG Chartering.
49. Pelagidis T., (2019), ‘The Viability of a Mediterranean Energy Hub and the Interests of European Union and Russia; Common or Conflicted?’, Journal of Law and Administration, 15(4), σελ. 69-91.
50. Planete Energies, (2022), ‘Gas pipelines between Europe, Russia and Caucasia’, <https://www.planete-energies.com/en/media/infographic/gas-pipelines-between-europe-russia-and-caucasia>, τελευταία επίσκεψη: 08/10/2022.
51. Production Costs and the European Security of Supply’, Nausivios Chora, vol. 6, σελ. D-3 – D-25.
52. Ruble, I., (2017) ‘European Union energy supply security: The benefits of natural gas imports from the Eastern Mediterranean’, Energy Policy 105, σελ. 341-353.
53. Semon, A., Mavrommatis, E., (2021), ‘EastMed ou le contournement de la Turquie – Étude statistique’, <https://nemrod-ecds.com/?p=5453>, τελευταία επίσκεψη: 02/03/2023.



54. Songhurst, B., (2022), 'The Outlook for Floating Storage and Regasification Units', <https://www.oxfordenergy.org/publications/outlook-floating-storage-regasification-units-fsrus/>, τελευταία επίσκεψη: 10/10/2022.
55. Stopford, M.(2009/2018) Ναυτιλιακή Οικονομική, Αθήνα: Εκδ. Παπαζήση.
56. Stratakis, A., Pelagidis T., (2019), 'The Competitive Advantage of the Forthcoming Mediterranean Energy Hub and its Implementation Alternatives: the EastMed Pipeline or an LNG Terminals Network?', <https://www.haee.gr/media/5378/stratakis-pelagidis.pdf>, τελευταία επίσκεψη: 15/11/2022.
57. Stratakis, A., Pelagidis, T., (2020), 'The importance of Southeast Mediterranean natural gas reserves to EU's energy security; a geopolitical and economic approach', Regional Science Inquiry, Vol. XII, (2), σελ. 11-29.
58. Stratakis, A., Pelagidis T., (2021), 'The potential impact of covid-19 on mega energy projects and LNG shipping infrastructure; the case of EastMed pipeline', Regional Science Inquiry, Vol. XIII, (1), σελ. 239-259.
59. Tamvakis, M., (2007), Commodity Trade and Finance, London: Εκδ. Informa.
60. The Economist, (2022), 'Mediterranean gas sends sparks flying between Lebanon and Israel', <https://www.economist.com/middle-east-and-africa/2022/08/21/mediterranean-gas-sends-sparks-flying-between-lebanon-and-israel>, τελευταία επίσκεψη: 01/02/2023.
61. The World Bank, (2023), 'World Bank Open Data', <https://data.worldbank.org/>, τελευταία επίσκεψη: 01/01/2023.
62. Twidale, S., Buli, N., (2022), 'Europe Would Struggle to Refill Gas Storage without Russian Supplies', <https://www.reuters.com/business/energy/europe-would-struggle-refill-gas-storage-without-russian-supplies-2022-03-30/>, τελευταία επίσκεψη: 15/10/2022.
63. United States Environmental Protection Agency, (2022), 'Overview of the Oil and Natural Gas Industry', <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/overview-oil-and-natural-gas-industry>, τελευταία επίσκεψη: 10/11/2022.
64. US Energy Information Administration, (2022), 'US Shale Production', https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/res_epg0_r5302_nus_bcfa.htm, τελευταία επίσκεψη: 20/11/2022.



65. Wettengel, J., (2022), ‘Germany Will Build Two LNG Import Terminals- Chancellor Scholz’, Clean Energy Wire, <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-will-build-two-lng-import-terminals-chancellor-scholz>, τελευταία επίσκεψη: 12/10/2022.
66. Wintgens, L., (2022), ‘Uniper to Build Germany’s First LNG Terminal – Aim Is to Diversify’, <https://www.uniper.energy/news/uniper-to-build-germanys-first-lng-terminal-aim-is-to-diversify-natural-gas-supply-sources>, τελευταία επίσκεψη: 10/10/2022.
67. Yafimava, K., (2022), ‘Finding a Home’ for Global LNG in Europe’, <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/01/Finding-a-home-for-global-LNG-in-Europe-NG-157.pdf?v=04c19fa1e772>, τελευταία επίσκεψη: 10/10/2022.



Παράρτημα Α: “Πίνακες ”

Πίνακας Τερματικά επαναεριοποίησης στη Μεσόγειο

Country	Terminal Name	Start Year	Nameplate Capacity (mtpa)	Owners	Concept
Spain	Barcelona	1969	12.8	ENAGAS 100%	Onshore
	Huelva	1988	8.9	ENAGAS 100%	Onshore
	Cartagena	1989	7.6	ENAGAS 100%	Onshore
	Bilbao	2003	5.1	ENAGAS 70%; EVE 30%	Onshore
	Saggas (Sagunto)	2006	6.7	ENAGAS 72.5%; Osaka Gas 20%; Oman Oil 7.	Onshore
	Mugaros LNG (El Ferrol)	2007	2.6	Grupo Tojeiro 50.36%; Gobierno de Galicia 24.64%; First State Regasificadora 15%; Sonatrach 10%	Onshore
	El Musel	2013	5.4	ENAGAS 100%	Offshore
Greece	Revithoussa	2000	3.3	DEPA 100%	Onshore
Italy	Panigaglia (La Spezia)	1971	2.5	GNL Italia 100%	Onshore
	Italy Adriatic LNG/Rovigo	2009	5.8	ExxonMobil 46.35%; Qatar Petroleum 46.35%; Edison 7.3%	Offshore
	Livorno/LNG Toscana	2013	2.7	EON 46.79%; IREN 46.79%; OLT Energy 3.73%; Golar 2.69%	Floating
Turkey	Marmara Ereğlisi	1994	5.9	Botas 100%	Onshore
	Aliaga LNG	2006	4.4	Egegaz 100%	Onshore
	Etki LNG	2017	5.3	Etki Liman Isletmeleri Dolgalgaz Ithalat ve Ticaret 100%	Floating
Israel	Hadera Gateway	2013	3.0	Israel Natural Gas Lines 100%	Floating
Egypt	Ain Sokhna Hoegh	2015	4.2	EGAS 100%	Floating
	Ain Sokhna BW	2015	5.7	EGAS 100%	Floating



Egypt	Damietta LNG T1	2005	5	Gas Natural Fenosa, Eni, EGPC, EGAS	APC C3 MR/ Split MR™
	Idku T1	2005	3.6	Shell, PETRONAS, EGAS, EGPC, ENGIE	ConocoPhillips Optimized Cascade®
	Idku T2	2005	3.6	Shell, PETRONAS, EGAS, EGPC	ConocoPhillips Optimized Cascade®

Πηγή: IENE, 2018

Πίνακας Τερματικά Επαναεριοποίησης στη Νοτιοανατολική Ευρώπη

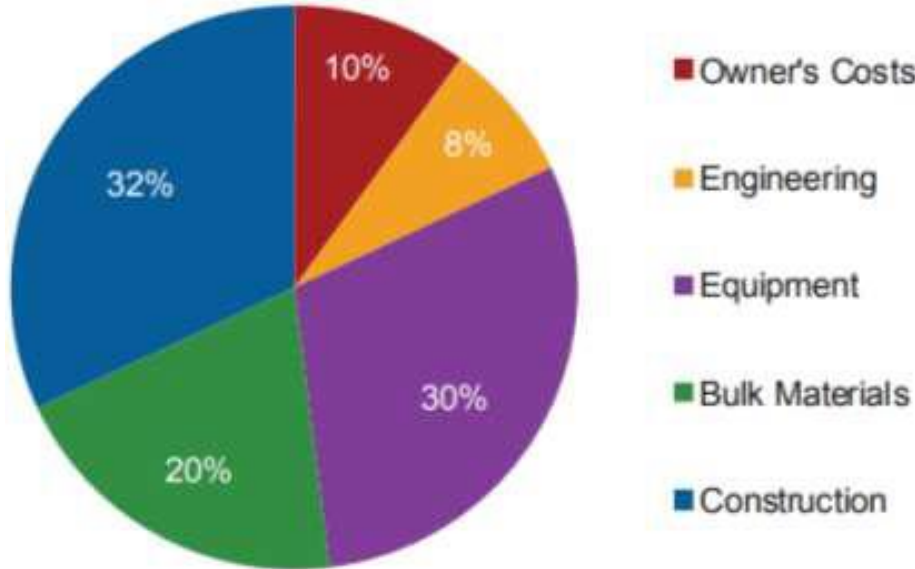
Country	Terminal	Start	Storage	Regasification capacity/year	Owners	Concept
Greece	Revithoussa	2000	130,000 m ³ LNG	5.0 billion m ³	DESFA (100%)	Onshore
Turkey	Aliaga LNG	2006	280,000 m ³ LNG	6.0 billion m ³	Egegaz (100%)	Onshore
	Marmara Ereglisi	1994	255,000 m ³ LNG	8.1 billion m ³	Botas (100%)	Onshore
	ETKI LNG	2017	145,000 m ³ LNG	7.1 billion m ³	Etki Liman Isletmeleri Dolgalgaz Ithalat ve Ticaret (100%)	FSRU

Πηγή: IENE, 2018



Παράρτημα Β: “Διαγράμματα”

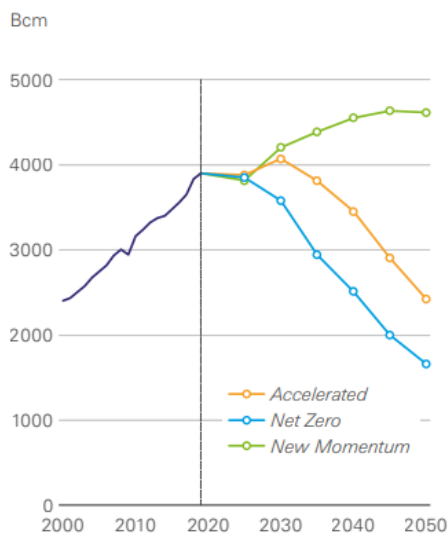
Διάγραμμα Μέση κατανομή του κόστους του έργου υγροποίησης ανά κατασκευαστικό στοιχείο



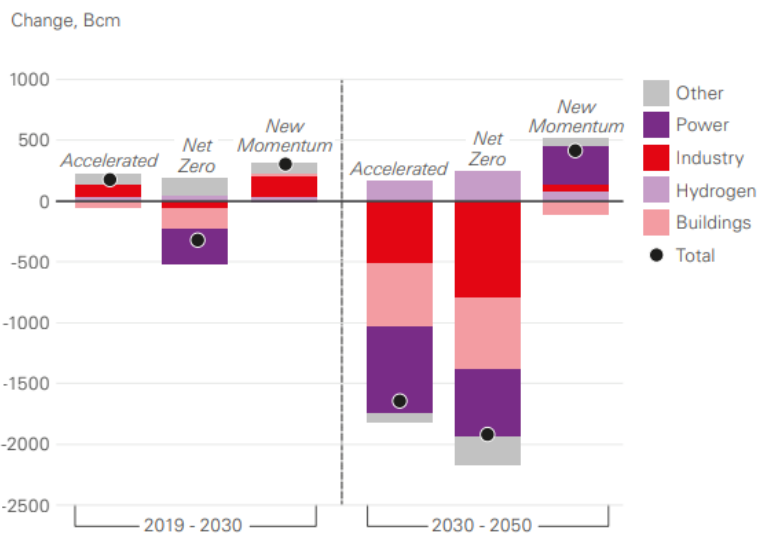
Πηγή: IGU, 2018

Διάγραμμα Οι προοπτικές για το Φυσικό Αέριο ως εξάρτηση της ταχύτητας της ενεργειακής μετάβασης

Natural gas demand



Change in natural gas demand by sector



Πηγή: BP, 2023



Παράρτημα Γ: “Χάρτες”

Χάρτης Ενεργειακά θαλάσσια οικόπεδα Ελλάδας και Κύπρου



Πηγή: Ήφαιστος, 2015

Χάρτης Τερματικά LNG σε λειτουργία και υπό κατασκευή στην Ανατολική Μεσόγειο



Πηγή: IENE, 2022



Παράρτημα Δ: “Στατιστικές Σειρές”

Πίνακας Κατανάλωση Φυσικού Αερίου στην Ευρώπη σε χιλιάδες τόνους ισοδύναμου πετρελαίου (2019-2021)

TIME	2019	2020	2021
GEO			
European Union - 27 countries (from 2020)	36 170.811	34 561.708	38 176.160
Belgium	1 886.711	1 756.901	1 990.363
Bulgaria	89.542	99.337	109.328
Czechia	1 171.689	1 057.777	998.475
Denmark	200.818	199.199	266.166
Germany (until 1990 former territory of the FRG)	9 467.934	9 945.007	10 716.381
Estonia	73.393	75.176	79.577
Ireland	409.324	416.472	334.872
Greece	152.949	136.999	142.721
Spain	1 982.352	1 910.183	2 060.576
France	5 979.609	5 301.339	6 344.748
Croatia	208.026	195.907	232.982
Italy	7 086.366	6 690.229	7 101.985
Cyprus	0.000	0.000	0.000
Latvia	110.052	111.238	117.698
Lithuania	72.594	69.346	72.463
Luxembourg	107.450	75.134	125.976
Hungary	1 059.480	1 062.339	1 112.274
Malta	0.000	0.000	0.000
Netherlands	2 776.600	2 495.994	2 700.573
Austria	363.045	347.878	376.870
Poland	1 348.578	1 144.083	1 607.573
Portugal	247.522	202.697	237.668
Romania	818.501	770.774	757.250
Slovenia	29.616	23.193	22.241
Slovakia	399.122	355.615	550.964
Finland	27.088	23.670	29.367
Sweden	101.650	95.221	87.069
Iceland	0.000	0.000	:
Norway	36.257	22.786	:
United Kingdom	6 564.833	:	:
Montenegro	0.000	0.000	:
Moldova	84.909	76.053	:
Albania	0.000	0.000	:
Serbia	186.374	191.303	:
Türkiye	3 792.128	3 526.672	:
Ukraine	818.481	833.520	:
Georgia	194.071	152.269	:

Πηγή: Eurostat, 2023



Δημήτριος Μπολοβίνος,
Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς Φυσικού Αερίου

Πίνακας Τιμές Φυσικού Αερίου στη βιομηχανία στην Ευρώπη 2020-2022 σε Ευρώ / Kilowatt/ώρα

↓↑	TIME	2020-S1 ↓	2020-S2 ↓	2021-S1 ↓	2021-S2 ↓	2022-S1 ↓
GEO ↓						
European Union - 27 countries (from 2020)		0.0250	0.0238	0.0238	0.0365	0.0590
Belgium		0.0193	0.0191	0.0203	0.0325	0.0485
Bulgaria		0.0221	0.0191	0.0237	0.0498	0.0745
Czechia		0.0241	0.0240	0.0238	0.0316	0.0667
Denmark		0.0168	0.0199	0.0250	0.0702	0.0972
Germany (until 1990 former territory of the FRG)		0.0245	0.0244	0.0238	0.0297	0.0445
Estonia		0.0236	0.0219	0.0280	0.0633	0.0977
Ireland		0.0249	0.0269	0.0288	0.0508	0.0613
Greece		0.0229	0.0185	0.0227	0.0470	0.0959
Spain		0.0269	0.0217	0.0222	0.0322	0.0714
France		0.0268	0.0280	0.0271	0.0432	0.0541
Croatia		0.0270	0.0257	0.0275	0.0364	0.0542
Italy		0.0261	0.0228	0.0227	0.0374	0.0707
Latvia		0.0245	0.0201	0.0219	0.0440	0.0699
Lithuania		0.0185	0.0184	0.0260	0.0689	0.1043
Luxembourg		0.0299	0.0280	0.0277	0.0420	0.0737
Hungary		0.0248	0.0205	0.0208	0.0441	0.0558
Netherlands		0.0192	0.0192	0.0207	0.0364	0.0538
Austria		0.0244	0.0239	0.0251	0.0410	0.0584
Poland		0.0288	0.0282	0.0271	0.0402	0.0740
Portugal		0.0263	0.0225	0.0227	0.0321	0.0672
Romania		0.0294 (e)	0.0238	0.0235 (e)	0.0431 (e)	0.0829 (e)
Slovenia		0.0247	0.0259	0.0254	0.0402	0.0630
Slovakia		0.0293	0.0306	0.0261	0.0315	0.0581
Finland		0.0326	0.0304	0.0389	0.0798	0.1160
Sweden		0.0311 (e)	0.0273 (e)	0.0447 (e)	0.0793 (e)	0.1145 (e)
United Kingdom		0.0252	:	:	:	:
Türkiye		0.0216	0.0158	0.0153	0.0242	0.0524

Πηγή: Eurostat, 2023