

ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ
ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ
ΤΜΗΜΑ ΜΗΧΑΝΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

Μεταπτυχιακή Εργασία

**ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ -
ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ
ΑΕΡΙΟΥ ΜΕΣΩ ΑΓΩΓΩΝ ΚΑΙ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ
ΑΕΡΙΟΥ**

υπό

Κωστακάκη Αικατερίνης

Διπλωματούχου Ηλεκτρολόγου Μηχανικού

& Μηχανικού Υπολογιστών Ε.Μ.Π

Υπεβλήθη για την εκπλήρωση μέρους των

απαιτήσεων για την απόκτηση του

Μεταπτυχιακού Διπλώματος Ειδίκευσης

2013

© 2013 Κωστακάκη Αικατερίνη

Η έγκριση της μεταπτυχιακής εργασίας από το Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών της Πολυτεχνικής Σχολής του Πανεπιστημίου Θεσσαλίας δεν υποδηλώνει αποδοχή των απόψεων του συγγραφέα (Ν. 5343/32 αρ. 202 παρ. 2).

Εγκρίθηκε από τα Μέλη της Τριμελούς Εξεταστικής Επιτροπής:

Πρώτος Εξεταστής (Επιβλέπων)	Δρ. Σταμάτης Αναστάσιος Αναπληρωτής Καθηγητής, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας
Δεύτερος Εξεταστής	Δρ. Ανδρίτσος Νικόλαος Αναπληρωτής Καθηγητής, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας
Τρίτος Εξεταστής	Δρ. Λυμπερόπουλος Γεώργιος Καθηγητής, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

Ευχαριστίες

Πρώτα απ' όλα, θέλω να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα της μεταπτυχιακής εργασίας μου, Αναπληρωτή Καθηγητή κ. Σταμάτη Αναστάσιο, για την πολύτιμη βοήθεια και καθοδήγησή του σε όλη τη διάρκεια της δουλειάς μου. Επίσης, είμαι ευγνώμων στα υπόλοιπα μέλη της εξεταστικής επιτροπής της μεταπτυχιακής εργασίας μου, Καθηγητές κκ. Ανδρίτσο Νικόλαο, Λυμπερόπουλο Γιώργο, για την προσεκτική ανάγνωση της εργασίας μου και τις υποδείξεις τους. Θα ήθελα, επίσης να ευχαριστήσω την αδερφή μου, για τη φιλοξενία της κατά τη διάρκεια των μεταπτυχιακών σπουδών μου στο Βόλο. Τέλος, είμαι ευγνώμων στους γονείς μου για την ολόψυχη αγάπη και υποστήριξή τους όλα αυτά τα χρόνια. Αφιερώνω αυτή την μεταπτυχιακή εργασία στην οικογένειά μου.

Κωστακάκη Αικατερίνη

ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ - ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΑΕΡΙΟΥ ΜΕΣΩ ΑΓΩΓΩΝ ΚΑΙ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

ΚΩΣΤΑΚΑΚΗ ΑΙΚΑΤΕΡΙΝΗ

Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, 2013

Επιβλέπων Καθηγητής: Σταμάτης Αναστάσιος, Αναπληρωτής Καθηγητής

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι καταρχήν η ανάλυση όλων των βασικών τεχνικών και οικονομικών παραμέτρων που συνθέτουν τη μεταφορά φυσικού αερίου και έπειτα η οικονομική σύγκριση των δύο μεθόδων μεταφοράς του, δηλαδή της μεταφοράς μέσω αγωγών και Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ). Αναφέρεται όλη η διαδικασία επεξεργασίας και πώλησης φυσικού αερίου από τον εντοπισμό του μέχρι την τελική παράδοση στον καταναλωτή και αναλύονται τα επιμέρους στοιχεία που συνθέτουν ένα δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου από τεχνική και οικονομική άποψη. Το ίδιο συμβαίνει και με το Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο, όπου παρουσιάζεται η γενικότερη δομή της βιομηχανίας ΥΦΑ και κοστολογική ανάλυση αυτού, με έμφαση στον τρόπο αποθήκευσής του. Έπειτα αναλύεται η δομή του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου στην Ελλάδα, το οποίο γίνεται ως επί το πλείστον μέσω δικτύου αγωγών φυσικού αερίου, από την Τουρκία και τη Ρωσία και μέσω ΥΦΑ από την Αλγερία. Στη συνέχεια γίνεται μοντελοποίηση του κόστους μεταφοράς αερίου μέσω αγωγών και μέσω ΥΦΑ, με απώτερο σκοπό την οικονομική σύγκριση και αξιολόγηση των δύο μεθόδων μεταφοράς φυσικού αερίου. Έτσι, έγινε ανάπτυξη μαθηματικού μοντέλου, στο οποίο με τη βοήθεια του προγράμματος Excel, προέκυψαν συμπεράσματα αναφορικά με την οικονομικότερη μέθοδο μεταφοράς φυσικού αερίου. Μεταξύ άλλων, το βασικό συμπέρασμα που προέκυψε είναι πως γενικά σε αρκετά μεγάλες αποστάσεις μεταφοράς, η πιο συμφέρουσα επιλογή κοστολογικά είναι το ΥΦΑ. Δεδομένης μιας αρκούντως μεγάλης απόστασης, η επόμενη παράμετρος που επηρεάζει σημαντικά την επιλογή μεθόδου είναι η μεταφερόμενη ποσότητα φυσικού αερίου, η οποία θα καθορίσει αν η επιλογή του αγωγού είναι λιγότερο ζημιόγonos. Επιπλέον, έγινε ποσοτικοποίηση και επαλήθευση των αποτελεσμάτων σε πραγματικά δεδομένα, για την επιλογή διαμέτρου στον αγωγό μεταφοράς Τουρκίας-Ελλάδας. Τέλος παρατηρήθηκε από την ανάλυση της παρούσας εργασίας πως υπάρχουν σημαντικές οικονομίες κλίμακας τόσο στη βιομηχανία μεταφοράς φυσικού αερίου μέσω αγωγών όσο και μέσω ΥΦΑ.

ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ - ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΑΕΡΙΟΥ ΜΕΣΩ ΑΓΩΓΩΝ ΚΑΙ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Περιεχόμενα

1	ΕΙΣΑΓΩΓΙΚΑ	1
2	Ο ΣΧΗΜΑΤΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	3
3	ΠΗΓΕΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	4
4	ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΕΠΕΞΕΡΓΑΣΙΑΣ ΚΑΙ ΧΡΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	6
4.1	Εντοπισμός και εξερεύνηση φυσικού αερίου	6
4.2	Εξόρυξη	7
4.3	Παραγωγή	7
4.4	Μεταφορά Φυσικού Αερίου	8
4.4.1	Εισαγωγή	8
4.4.2	Αγωγοί Μεταφοράς Φυσικού Αερίου	13
4.4.3	Διαστασιολόγηση Δικτύου Μεταφοράς	21
4.4.4	Σταθμοί Συμπίεσης	32
4.4.5	Σταθμοί Μέτρησης- Ρύθμισης (M/P)	35
4.4.6	Σταθμοί Εισόδου Πόλεων/ Ρύθμισης πίεσης	38
4.4.7	Βαλβίδες	42
4.4.8	Εγκαταστάσεις “pigging” - Κέντρα ξεστροπαγίδων	43
4.4.9	Κέντρα SCADA	44
4.5	Αποθήκευση Φυσικού Αερίου	47
4.6	Διανομή Φυσικού Αερίου	48
5	ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ	51
5.1	Γενικά περί αγοράς φ.α	51
5.2	Παράγοντες Κόστους Φυσικού Αερίου	55
5.3	Βελτιστοποίηση κόστους μεταφοράς φυσικού αερίου μέσω αγωγών	60
6	ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ (ΥΦΑ)	71
6.1	Σύνθεση ΥΦΑ - Διαδικασία επεξεργασίας	71
6.2	Υγροποίηση Φυσικού Αερίου	72

6.3	Αποθήκευση ΥΦΑ.....	75
6.4	Οικονομική Ανάλυση ΥΦΑ	79
6.5	Σύγκριση μεταφοράς μέσω αγωγών και ΥΦΑ	85
7	ΤΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	90
7.1	Σύνθεση Φυσικού Αερίου	90
7.2	Δίκτυο Μεταφοράς Φυσικού Αερίου	91
7.2.1	Θεωρητική δυναμικότητα εισαγωγής φυσικού αερίου στο ΕΣΜΦΑ.....	97
7.2.2	Κέντρα Λειτουργίας και Συντήρησης.....	99
7.2.3	Σταθμοί Ρύθμισης/Μέτρησης.....	101
7.2.4	Κέντρα Ελέγχου και κατανομής φορτίου	103
7.2.5	Σταθμός συμπίεσης φυσικού αερίου στη Ν. Μεσημβρία.....	104
7.2.6	Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) Ρεθυθούσας.....	104
7.2.7	Σύστημα τηλελέγχου και τηλεπικοινωνιών	106
7.3	Ελληνική Νομοθεσία.....	106
7.3.1	Αρμοδιότητες της ΡΑΕ.....	107
7.3.2	Αρμοδιότητες του Διαχειριστή.....	107
7.4	Ζήτηση και προσφορά φυσικού αερίου στην Ελλάδα.....	108
7.5	Διαχείριση Έκτακτων Αναγκών	111
7.6	Λειτουργία Απελευθερωμένης Αγοράς Αερίου στην Ελλάδα	114
8	Οικονομική Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς φ.α (Αγωγοί/ΥΦΑ)	118
8.1	Ανάπτυξη Μοντέλου	118
8.2	Μοντελοποίηση Κόστους Μεταφοράς φ.α μέσω αγωγών	120
8.2.1	Περιγραφή μαθηματικού μοντέλου	120
8.2.2	Αποτελέσματα μαθηματικού μοντέλου	128
8.3	Μοντελοποίηση κόστους μεταφοράς ΥΦΑ.....	141
8.3.1	Περιγραφή Μαθηματικού Μοντέλου	141
8.3.2	Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου	144
8.4	Συγκριτική κοστολογική αξιολόγηση μεθόδων μεταφοράς φυσικού αερίου	146
9	ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	154
10	ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	157

ΛΙΣΤΑ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 1.1	Τυπική Σύνθεση Φυσικού Αερίου	2
Πίνακας 1.2	Τυπικές Ιδιότητες Φυσικού Αερίου	2
Πίνακας 4.1	Φυσικές Ιδιότητες Χάλυβα Αγωγών	16
Πίνακας 4.2	Διαστάσεις χαλυβδοσωλήνων	23
Πίνακας 4.3	Συντελεστής C1	24
Πίνακας 4.4	Τιμές Τραχύτητας αγωγού σε mm	26
Πίνακας 4.5	Τιμές Συντελεστή ζ	29
Πίνακας 4.6	Τυποποιημένες διαστάσεις χαλκοσωλήνων οικιακών καταναλωτών	30
Πίνακας 5.1	Σημαντικοί αγωγοί αερίου μεγάλων αποστάσεων που σχεδιάζονται είναι στη φάση μελέτης .	70
Πίνακας 6.1	Ποσοστά εισαγωγής/εξαγωγής ΥΦΑ στις 5 πρώτες χώρες παγκοσμίως	78
Πίνακας 6.2	Αλυσίδα κόστους ΥΦΑ για συγκεκριμένη περίπτωση μεταφοράς	79
Πίνακας 7.1	Σύσταση Ρώσικου, Αλγερινού και Τούρκικου φ.α	91
Πίνακας 7.2	Διάμετρος και συνολικό μήκος του κεντρικού αγωγού και των κλάδων του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ).	94
Πίνακας 7.3	Υφιστάμενη και μελλοντική δυναμικότητα Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ	97
Πίνακας 7.4	Θεωρητική δυναμικότητα εισαγωγής φυσικού αερίου στο ΕΣΜΦΑ, βάσει των γνωστών χαρακτηριστικών των ανάντη συστημάτων	98
Πίνακας 7.5	Εκτιμώμενη δυναμικότητα μεταφοράς φυσικού Αερίου προς το ΕΣΜΦΑ	98
Πίνακας 7.6	Τεχνικές και μέγιστες δυναμικότητες ΕΣΜΦΑ	98
Πίνακας 7.7	Προτιμήσεις καταναλώσεων οικιακού και εμπορικού τομέα σε τέσσερις πόλεις για το τελικό στάδιο ανάπτυξης το 2020	109
Πίνακας 7.8	Ημερήσια αιχμή ζήτησης φυσικού αερίου 2004-2007	109
Πίνακας 7.9	Προμηθευτές Ελλάδας με φυσικό αέριο	118
Πίνακας 0.1	Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ισχύς Συμπιεστών, Πίεση εισόδου αγωγού, πάχος αγωγού, Ετήσιο κόστος, Ετήσιο μέσο κόστος για κάθε διάμετρο 16- 42 inches, για Q =726 mmcf/d και L = 184 miles (Αγωγός Τουρκίας-Ελλάδας)	130
Πίνακας 0.2	Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Εξέλιξη του ετήσιου κόστους μεταφοράς (€), μοναδιαίου ετήσιου κόστους μεταφοράς (€MMBTU), την ισχύ των συμπιεστών (HP) και την πίεση P1 (psia) που προκύπτουν για κάθε πιθανό συνδυασμό διαμέτρου και ροής	134
Πίνακας 0.3	Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσιο Κόστος σε συνάρτηση με τη διάμετρο του αγωγού για κάθε παροχή	136
Πίνακας 0.4	Διάμετροι όπου ελαχιστοποιείται το ετήσιο κόστος μεταφοράς για δεδομένη ημερήσια παροχή	137
Πίνακας 0.5	Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσιο κόστος ανά MMBTU σε συνάρτηση με το βαθμό χάλυβα που χρησιμοποιείται για απόσταση 500 μίλια και παροχή από 200 έως 800 mmcf/d	140
Πίνακας 0.6	Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσιο Κόστος ανά MMBTU σε συνάρτηση με τους μεταφερόμενους τόνους ΥΦΑ για απόσταση μεταφοράς 200, 400 και 600 μίλια	144

Πίνακας 0.7 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσια Κόστη ανά MMBTU για μεταφορά αερίου μέσω αγωγών και ΥΦΑ, cross point.....	147
Πίνακας 0.8 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Εξάρτηση cross point από την ημερήσια παροχή	150
Πίνακας 0.9 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσια Κόστη για μεταφορά μέσω αγωγών και ΥΦΑ για απόσταση L=2000 miles και D=36 inches συνάρτηση της ημερήσιας ισοδύναμης παροχής αερίου	151
Πίνακας 0.10 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσια Κόστη για μεταφορά μέσω αγωγών και ΥΦΑ για απόσταση L=4000 miles και D=36 inches συνάρτηση της ημερήσιας ισοδύναμης παροχής αερίου	152
Πίνακας 0.11 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Παράγοντες Οικονομικών Κλίμακας για την περίπτωση του αγωγού (διαμέτρου D=36 inches και D= 16 inches) και ΥΦΑ, για 200 μίλια	154

ΛΙΣΤΑ ΕΙΚΟΝΩΝ

Εικόνα 4.1 Αγωγός Μεταφοράς Φυσικού Αερίου.....	9
Εικόνα 4.2 Κατασκευή Σωλήνων Αερίου	9
Εικόνα 4.3 Λίστα χωρών με κοιτάσματα φυσικού αερίου	12
Εικόνα 4.4 Ξέστρο Επίβλεψης και Ανάλυσης Αγωγού.....	19
Εικόνα 4.5 Τοποθέτηση αγωγού αερίου.....	20
Εικόνα 4.6 Διάγραμμα Moody	27
Εικόνα 4.7 Διάγραμμα διαμέτρου αγωγού συναρτήσει της πίεσης λειτουργίας για σταθερή δυναμικότητα αγωγού (σε σχέση με διάμετρο αγωγού πίεσης λειτουργίας 2,5 kPa).....	32
Εικόνα 4.8 Τύποι συμπιεστών αερίων.....	33
Εικόνα 4.9 Διάγραμμα βασικών τύπων συμπιεστών και περιοχή ταχύτητας και ροής όπου λειτουργούν	34
Εικόνα 4.10 Διάγραμμα τυπικού σταθμού ρύθμισης πίεσης - μέτρησης παροχής.....	38
Εικόνα 4.11 Απλός ρυθμιστής με ελατήριο	40
Εικόνα 4.12 Ρυθμιστής με πιλότο.....	41
Εικόνα 4.13 Βαλβίδα εδάφους	42
Εικόνα 4.14 Όγκοι παράδοσης φυσικού αερίου σε διαφορετικούς τελικούς καταναλωτές (1996-2006).....	50
Εικόνα 4.15 Σχηματική περιγραφή βιομηχανίας φυσικού αερίου.....	50
Εικόνα 5.1 Καμπύλες προσφοράς και ζήτησης φυσικού αερίου.....	52
Εικόνα 5.2 Μέσο ευκαιριακό κόστος και η netback value του αερίου για την Ε.Ε των 15 και των 30 το 2010 και το 2020	53
Εικόνα 5.3 Εξαγωγική δυναμικότητα των χωρών της Ε.Ε- 30	54
Εικόνα 5.4 Σχηματική Απεικόνιση της ροής υπολογισμού για το κόστος μεταφοράς φυσικού αερίου μέσω αγωγών	55
Εικόνα 5.5 Ενδεικτικά κόστη σταθμών συμπίεσης ως συνάρτηση του ονομαστικού μεγέθους γραμμής	57
Εικόνα 5.6 Σχηματική απεικόνιση αγωγού μεταφοράς αερίου, με σταθμό συμπίεσης και βαλβίδες	60

Εικόνα 5.7 Κόστη μεταφοράς για μεγάλες αποστάσεις και μεγάλες ποσότητες αερίου με αγωγούς υψηλής και χαμηλής πίεσης.....	68
Εικόνα 5.8 Μειώσεις στα κόστη μεταφοράς μέσω αγωγών ανάλογα με το βαθμό χάλυβα του αγωγού	69
Εικόνα 6.1 Σύνθεση Τυπικού Φυσικού Αερίου και ΥΦΑ.....	71
Εικόνα 6.2 Αλυσίδα ΥΦΑ (LNG)	72
Εικόνα 6.3 Διάγραμμα διεργασίας υγροποίησης με μίγμα ψυκτικών	74
Εικόνα 6.4 Διάγραμμα διεργασίας υγροποίησης με εκτόνωση	75
Εικόνα 6.5 Διάγραμμα εγκατάστασης παραλαβής LNG.....	77
Εικόνα 6.6 Οι μεγαλύτερες εξαγωγικές χώρες ΥΦΑ παγκοσμίως	78
Εικόνα 6.7 Οι μεγαλύτερες εισαγωγικές χώρες ΥΦΑ παγκοσμίως	79
Εικόνα 6.8 Σχηματική Απεικόνιση της ροής υπολογισμού για το κόστος μεταφοράς ΥΦΑ	80
Εικόνα 6.9 Διάγραμμα κόστους μεταφοράς συναρτήσει της απόστασης μεταφοράς για μεταφορά μέσω αγωγών και ΥΦΑ.....	81
Εικόνα 6.10 Διάγραμμα που απεικονίζει τη σταδιακή μείωση του κόστους ΥΦΑ και την εξέλιξη των επιμέρους παραγόντων του.....	83
Εικόνα 6.11 Διάγραμμα που απεικονίζει τη μείωση του κόστους υγροποίησης ΥΦΑ σαν συνάρτηση του όγκου	85
Εικόνα 6.12 Διάγραμμα σύγκρισης μεθόδων μεταφοράς για ποσότητα $30 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{έτος}$	86
Εικόνα 6.13 Διάγραμμα σύγκρισης μεθόδων μεταφοράς για ποσότητα $10 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{έτος}$	87
Εικόνα 6.14 Πορεία του διεθνούς εμπορίου αερίου από το 1970-2030 και το ποσοστό του Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (LNG) στο συνολικό εμπόριο φ.α.....	88
Εικόνα 6.15 Διάγραμμα σύγκρισης παροχής φυσικού αερίου υπό μορφή ΥΦΑ και αγωγών από το 2010-2030	90
Εικόνα 7.1 Κεντρικός Αγωγός Μεταφοράς φυσικού αερίου Ελλάδας	93
Εικόνα 7.2 Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ).....	95
Εικόνα 7.3 Σχηματική απεικόνιση σημείων εισόδου και δυναμικότητες ΕΣΜΦΑ	99
Εικόνα 7.4 Σταθμός συμπίεσης με τρεις φυγόκεντρους συμπιεστές.....	104
Εικόνα 7.5 Διάγραμμα Ιστορικής εξέλιξης ζήτησης φυσικού αερίου στην Ελλάδα	108
Εικόνα 7.6 Ζήτηση ανά κατηγορία καταναλωτών για τα έτη 2004-2007	109
Εικόνα 7.7 Αναμενόμενη κατανάλωση φυσικού αερίου ανά τομέα ζήτησης στην Ελλάδα το έτος 2020 (ΔΕΠΑ).....	110
Εικόνα 7.8 Συμμετοχή φυσικού αερίου στην κεντρικά κατανεμόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας.....	111
Εικόνα 7.9 Πωλήσεις φυσικού αερίου ανά τομέα κατανάλωσης (2011)	116
Εικόνα 7.10 Εμπορική Δραστηριότητα - Πωλήσεις ΔΕΠΑ 1998-2011(όγκοι φυσικού αερίου δισ κ.μ).....	117
Εικόνα 7.11 Συμβολαιοποιημένες Ποσότητες ΔΕΠΑ.....	117
Εικόνα 0.1 Αλγόριθμος σύγκρισης κόστους μεταφοράς μέσω αγωγών και ΥΦΑ.....	120
Εικόνα 0.2 Διάγραμμα απεικόνισης των διαμέτρων αγωγών φ.α που χρησιμοποιήθηκαν παγκοσμίως από το 1992 έως το 2008.....	129

Εικόνα 0.3 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Εξάρτηση του κόστους (€ μεταφοράς αερίου από την επιλογή της διαμέτρου D(inches)	130
Εικόνα 0.4 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Εξάρτηση του κόστους (€ μεταφοράς αερίου από την ισχύ των συμπιεστών.....	131
Εικόνα 0.5 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Διάγραμμα συσχέτισης ισχύος συμπιεστών H(HP) με τη διάμετρο D(inches)	132
Εικόνα 0.6 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Διαγράμματα κόστους - ροής για κάθε διάμετρο...	135
Εικόνα 0.7 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Διάγραμμα Ετήσιου Κόστους συναρτήση της διαμέτρου για κάθε παροχή	137
Εικόνα 0.8 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσιο Κόστος ανά MMBTU συνάρτηση της ημερήσιας παροχής για κάθε διάμετρο.....	138
Εικόνα 0.9 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσιο Μοναδιαίο Κόστος σε συνάρτηση με την ημερήσια παροχή για κάθε διάμετρο.....	139
Εικόνα 0.10 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσιο Μοναδιαίο Κόστος για διαφορετικούς βαθμούς χάλυβα	140
Εικόνα 0.11 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου – Διάγραμμα Ετήσιου Κόστους ανά MMBTU σε συνάρτηση με τους μεταφερόμενους τόνους ΥΦΑ για απόσταση μεταφοράς 200, 400 και 600 μίλια	145
Εικόνα 0.12 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου- Cross point απόστασης/Σύγκριση κόστους PNG-LNG για ημερήσια παροχή =200 mmcf/d	147
Εικόνα 0.13 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου- Cross point απόστασης/Σύγκριση κόστους PNG-LNG για ημερήσια παροχή =400 mmcf/d	148
Εικόνα 0.14 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου- Cross point απόστασης/Σύγκριση κόστους PNG-LNG για ημερήσια παροχή =600 mmcf/d	148
Εικόνα 0.15 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Cross point απόστασης/Σύγκριση κόστους PNG-LNG για ημερήσια παροχή Q = 800 mmcf/d	149
Εικόνα 0.16 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Εξάρτηση cross point από την ημερήσια παροχή	150
Εικόνα 0.17 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσια Κόστη για μεταφορά μέσω αγωγών και ΥΦΑ για απόσταση L=2000 miles και D=36 inches συνάρτηση της ημερήσιας ισοδύναμης παροχής αερίου	152
Εικόνα 0.18 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσια Κόστη για μεταφορά μέσω αγωγών και ΥΦΑ για απόσταση L=4000 miles και D=36 inches συνάρτηση της ημερήσιας ισοδύναμης παροχής αερίου	153

ΑΝΑΛΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ - ΣΥΓΚΡΙΤΙΚΗ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΑΕΡΙΟΥ ΜΕΣΩ ΑΓΩΓΩΝ ΚΑΙ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

1 ΕΙΣΑΓΩΓΙΚΑ

Τα τελευταία χρόνια η ενέργεια αποτελεί έναν από τους δυναμικούς και σημαντικούς, από πλευράς οικονομικής και γεωπολιτικής δραστηριότητας, τομείς στις οικονομίες των περισσότερων χωρών του κόσμου. Το φυσικό αέριο, κερδίζει όλο και περισσότερο έδαφος, ως καύσιμο με ποικίλες χρήσεις και έρχεται να αντικαταστήσει σε πολλές περιπτώσεις το πετρέλαιο. Είναι ένα καύσιμο καθαρό και ασφαλές από τη φύση του, αφού είναι ελαφρύτερο από τον αέρα.

Βασικό συστατικό του φυσικού αερίου είναι το μεθάνιο, ενώ συνυπάρχουν σε αυτό και σημαντικές ποσότητες αιθανίου, προπανίου και βουτανίου καθώς και διοξείδιο του άνθρακα, άζωτο, ήλιο και υδρόθειο. Το φυσικό αέριο που είναι απαλλαγμένο από υδρογονάνθρακες πέραν του μεθανίου ("καθαρό μεθάνιο") συχνά αποκαλείται και ξηρό φυσικό αέριο. Αντίστοιχα, το φυσικό αέριο που συμπεριλαμβάνει και άλλους υδρογονάνθρακες εκτός από το μεθάνιο, αποκαλείται και υγρό φυσικό αέριο. Το φυσικό αέριο είναι άχρωμο και άοσμο ενώ η χαρακτηριστική του οσμή δίνεται τεχνικά ώστε να γίνεται αντιληπτό σε περίπτωση διαρροής. Ανήκει στη δεύτερη οικογένεια των αέριων καυσίμων και είναι ελαφρύτερο από τον αέρα με ειδικό βάρος 0,59 το οποίο αποτελεί και μεγάλο πλεονέκτημα του έναντι του υγραερίου LPG.

Η καύση του σε σχέση με αυτή άλλων καυσίμων έχει λιγότερο επιβλαβείς συνέπειες για το περιβάλλον παράγοντας μικρότερες ποσότητες διοξειδίου του άνθρακα για κάθε μονάδα παραγόμενης ενέργειας. Αποτελεί την καθαρότερη πηγή πρωτογενούς ενέργειας μετά τις ανανεώσιμες μορφές. Τα μεγέθη των εκπεμπόμενων ρύπων είναι σαφώς μικρότερα σε σχέση με τα συμβατικά καύσιμα, ενώ η βελτίωση του βαθμού απόδοσης μειώνει τη συνολική κατανάλωση καυσίμου περιορίζοντας την ατμοσφαιρική ρύπανση.

Τα χαρακτηριστικά του το κάνουν συμβατό με τους υφιστάμενους εναλλακτικούς κινητήρες εσωτερικής καύσης (δείκτης οκτανίου υψηλότερος του 110, θερμιδική δύναμη 10% μεγαλύτερη του πετρελαίου). Παρακάτω φαίνεται η τυπική σύνθεση του φυσικού αερίου, ενώ στον πίνακα οι ιδιότητες του (κατά προσέγγιση)

Typical Composition of Natural Gas		
Name	Formula	Volume (%)
Methane	CH ₄	>85
Ethane	C ₂ H ₆	3–8
Propane	C ₃ H ₈	1–2
Butane	C ₄ H ₁₀	<1
Pentane	C ₅ H ₁₂	<1
Carbon dioxide	CO ₂	1–2
Hydrogen sulfide	H ₂ S	<1
Nitrogen	N ₂	1–5
Helium	He	<0.5

Πίνακας 1.1 Τυπική Σύνθεση Φυσικού Αερίου

ΙΔΙΟΤΗΤΑ	ΤΙΜΗ	ΜΟΝΑΔΕΣ
Μοριακό βάρος	16,516	Kg/mol
Rmix	503,40	J/K
Συμπιεστότητα	0,997	-
Ιξώδες	1,136	kg/m s

Πίνακας 1.2 Τυπικές Ιδιότητες Φυσικού Αερίου

Υπάρχουν μελετητές που αναφέρουν πως οι πρώτοι που έκαναν χρήση φυσικού αερίου οι Κινέζοι το 900 π.Χ. περίπου και το μετέφεραν με αγωγούς από μπαμπού. Στην Ευρώπη αυτές οι επιτεύξεις ήταν άγνωστες και το φυσικό αέριο δεν ανακαλύφθηκε παρά το 1659 στην Αγγλία.

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

Η μέθοδος μεταφοράς φυσικού αερίου με αγωγούς αναπτύχθηκε στη δεκαετία του 1920 και αποτέλεσε ένα σημαντικό στάδιο στη χρήση του αερίου. Μετά τον Β' Παγκόσμιο Πόλεμο ακολούθησε μια περίοδος τεράστιας κατανάλωσης, που συνεχίζεται μέχρι σήμερα. Το 1960 η παγκόσμια παραγωγή φυσικού αερίου ήταν 470 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα και το 1979 ήταν 1,459 τρισεκατομμύρια κυβικά μέτρα.

Το 1950 το φυσικό αέριο αποτελούσε το 12% της καταναλισκόμενης παγκοσμίως ενέργειας, ένα ποσοστό που αυξήθηκε σε 14,6% το 1960 και σε 25% το 1980. Σύμφωνα με τις εκτιμήσεις του Διεθνούς Οργανισμού Ενέργειας (ΔΟΕ) η κατανάλωση φυσικού αερίου θα υπερβεί την κατανάλωση άνθρακα μετά το 2010 και περί το 2030 θα καλύπτει το 1/4 των παγκόσμιων ενεργειακών αναγκών. [1],[39]

Στην πιο καθαρή μορφή του, το φυσικό αέριο, όπως αυτό που προορίζεται για οικιακή χρήση, είναι σχεδόν καθαρό μεθάνιο. Η χαρακτηριστική οσμή του φυσικού αερίου οφείλεται σε μία χημική ουσία, την μερκαπτάνη που του προσδίδει ιδιαίτερη οσμή πριν την άφιξή του στον τελικό καταναλωτή. Το φυσικό

αέριο θεωρείται «ξηρό», όταν είναι σχεδόν καθαρό μεθάνιο, έχοντας αφαιρέσει από αυτό σχεδόν όλους τους άλλους υδρογονάνθρακες, ενώ όταν υπάρχουν και άλλοι υδρογονάνθρακες, το φυσικό αέριο είναι «υγρό».

Το φυσικό αέριο έχει πολλές χρήσεις: οικιακή, εμπορική και βιομηχανική χρήση, και αντλείται από το υπέδαφος, συνδυαζόμενο συχνά με την ύπαρξη πετρελαίου. Αφού αντληθεί από το υπέδαφος, το φυσικό αέριο φιλτράρεται για να απομακρυνθούν ανεπιθύμητες ουσίες, όπως το νερό, άλλα αέρια, άμμος και άλλα στοιχεία. Κάποιοι υδρογονάνθρακες, όπως το προπάνιο και το βουτάνιο, αφού αφαιρεθούν, πωλούνται χωριστά. Άλλες ουσίες, επίσης απομακρύνονται, όπως είναι το σουλφίδιο του υδρογόνου. Μετά το φιλτράρισμα, το καθαρό φυσικό αέριο μεταφέρεται μέσω δικτύου σωληνώσεων για χιλιάδες χιλιόμετρα ενώ έπειτα, διανέμεται στα τελικά σημεία κατανάλωσης.

Το φυσικό αέριο μπορεί να μετρηθεί με διάφορους τρόπους. Όπως όλα τα αέρια, μπορεί να μετρηθεί από τον όγκο που καταλαμβάνει σε κανονικές συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης, συχνά εκφραζόμενο σε κυβικά μέτρα. Οι εταιρίες παραγωγής και διανομής συχνά μετρούν το φυσικό αέριο σε χιλιάδες ή εκατομμύρια κυβικά μέτρα ή κυβικά πόδια. Καθώς το φυσικό αέριο μετράται σε όγκο, είναι χρήσιμο να μετρηθεί και ως πηγή ενέργειας. Όπως και άλλες πηγές ενέργειας, το φυσικό αέριο εκφράζεται σε Btu (British Thermal Units). Ένα Btu είναι η ποσότητα φυσικού αερίου που μπορεί να παράγει αρκετή ενέργεια ώστε να θερμάνει ένα pound νερού (0,454 kg) κατά ένα βαθμό (F) υπό κανονικές συνθήκες πίεσης. Όταν το φυσικό αέριο διανέμεται στον τελικό καταναλωτή, μετράται σε therms για λόγους τιμολόγησης. Ένα therm είναι ισοδύναμο με 100000 Btu.

2 Ο ΣΧΗΜΑΤΙΣΜΟΣ ΤΟΥ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Υπάρχουν πολλές θεωρίες για την προέλευση των ορυκτών καυσίμων όπως το φυσικό αέριο, ενώ η πιο ευρέως αποδεκτή θεωρία λέει πως τα ορυκτά καύσιμα σχηματίζονται όταν οργανική ύλη (όπως τα υπολείμματα φυτών ή ζώων) συμπιέζεται κάτω από το έδαφος, σε πολύ μεγάλη πίεση για μεγάλο χρονικό διάστημα. Αυτό είναι γνωστό ως θερμογενικό μεθάνιο. Ομοίως με το σχηματισμό του πετρελαίου, το θερμογενικό μεθάνιο, σχηματίζεται από οργανικές ενώσεις καλυμμένες με λάσπη και άλλα ιζήματα. Με την πάροδο του χρόνου, όλο και πιο πολλή λάσπη και μάζα συσσωρεύονται πάνω από την οργανική ύλη, κάτι που αυξάνει την πίεσή της. Αυτή η συμπίεση συνδυασμένη με τις υψηλές θερμοκρασίες που αναπτύσσονται στο υπέδαφος, λύει τους δεσμούς των οργανικών ενώσεων. Σε χαμηλές θερμοκρασίες, δηλαδή σε πιο ρηχά κοιτάσματα, παράγεται πιο πολύ πετρέλαιο σε σχέση με το φυσικό αέριο, ενώ σε πιο ψηλές θερμοκρασίες παράγεται πιο πολύ φυσικό αέριο σε σχέση με το πετρέλαιο. Αυτό εξηγεί, γιατί το φυσικό αέριο συνήθως σχετίζεται με το πετρέλαιο σε αποθέματα που είναι 1 με 2 μίλια κάτω από την επιφάνεια της γης. Πιο βαθιά αποθέματα, συνήθως περιέχουν πρωτογενές φυσικό αέριο και σε πολλές περιπτώσεις καθαρό μεθάνιο.

Το φυσικό αέριο μπορεί επίσης να σχηματιστεί από το μετασχηματισμό της οργανικής ύλης από μικροοργανισμούς. Αυτός ο τύπος μεθανίου αναφέρεται ως βιογενικό μεθάνιο. Τα μεθανογόνα, μικροοργανισμοί που παράγουν μεθάνιο, διασπούν χημικά την οργανική ύλη για να παράγουν μεθάνιο.

Αυτοί οι μικροοργανισμοί εντοπίζονται συνήθως σε περιοχές κοντά στην επιφάνεια της γης όπου δεν υπάρχει οξυγόνο

Ένας τρίτος τρόπος με τον οποίο το μεθάνιο (και φυσικό αέριο) μπορεί να σχηματιστεί είναι μέσω αβιογενετικών διαδικασιών. Σε πολύ μεγάλες αποστάσεις κάτω από την επιφάνεια της γης υπάρχουν αέρια πλούσια σε υδρογόνο και μόρια άνθρακα. Καθώς αυτά τα αέρια σταδιακά ανυψώνονται προς την επιφάνεια της γης μπορεί να αλληλεπιδράσουν με άλλα ορυκτά που επίσης υπάρχουν στο υπέδαφος με απουσία οξυγόνου. Αυτή η αλληλεπίδραση μπορεί να οδηγήσει σε μία αντίδραση που σχηματίζει στοιχεία που υπάρχουν στην ατμόσφαιρα (όπως άζωτο, οξυγόνο, διοξείδιο του άνθρακα, αργό και νερό). Αν αυτά τα αέρια είναι υπό πολύ υψηλές πιέσεις καθώς κινούνται προς την επιφάνεια της γης, είναι πιθανό να σχηματίζουν αποθέματα μεθανίου, παρόμοια με το θερμογενικό μεθάνιο.

3 ΠΗΓΕΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Το φυσικό αέριο που παράγεται από γεωλογικούς σχηματισμούς, μπορεί να ποικίλει ως προς τη σύνθεσή του. Υπάρχουν 3 βασικές κατηγορίες φυσικού αερίου ως προς την προέλευσή του : i) το μη συσχετιζόμενο φυσικό αέριο που εντοπίζεται σε τυπικές κοιλότητες φυσικού αερίου , ii) το συσχετιζόμενο φυσικό αέριο που εντοπίζεται σε τυπικές κοιλότητες πετρελαίου και iii) το συνεχές (ή μη συμβατικό) αέριο. Μερικοί τύποι μη συμβατικού αερίου είναι το «σφιχτό αέριο» (tight gas) που εντοπίζεται σε χαμηλής διαπερατότητας πέτρες, το μεθάνιο κοιτασμάτων γαιάνθρακα (coalbed methane), που είναι φυσικό αέριο που σχηματίστηκε κατά τη διαδικασία γεωλογικών διεργασιών που σχημάτισαν γαιάνθρακα, το φυσικό αέριο από γεωπεπιεσμένους υδροφόρους ορίζοντες, που αναφέρεται ως διαλυμένο φυσικό αέριο υπό υψηλή πίεση και πολύ υψηλές θερμοκρασίες σε μεγάλα βάθη κάτω από την επιφάνεια της γης, το υδατούχο αέριο, που είναι δομές πάγου μαζί με αέριο και το «βαθύ αέριο», που βρίσκεται σε επίπεδα πολύ βαθύτερα από το συμβατικό αέριο. Κάποιοι πιστεύουν πως το «βαθύ αέριο» προέκυψε από ανόργανες πηγές και υπάρχει παντού εξαιτίας των γεωλογικών διεργασιών που σχημάτισαν τη γη. Από τις μη συμβατικές πηγές αερίου, η πιο σημαντική για τη βιομηχανία μεταφοράς φυσικού αερίου είναι το μεθάνιο κοιτασμάτων γαιάνθρακα (coalbed methane).

1) Μη συσχετιζόμενο Αέριο

Το μη συσχετιζόμενο αέριο παράγεται από γεωλογικούς σχηματισμούς και περιέχει αέρια όπως διοξείδιο του άνθρακα και σουλφίδιο του υδρογόνου. Το μη συσχετιζόμενο αέριο ελέγχεται απευθείας από τον παραγωγό, με το άνοιγμα βαλβίδας. Το αέριο, ρέει προς τα πάνω από την κοιλότητα μέσω βαλβίδων αερίου και προς το εργοστάσιο επεξεργασίας. Στη φάση επεξεργασίας του στο εργοστάσιο, η θερμοκρασία του αερίου μειώνεται μέχρι ενός σημείου που εξαρτάται από την πίεση στο σωλήνα έτσι ώστε όλα τα υγρά που πιθανόν υπάρχουν στο σωλήνα να συμπυκνωθούν και να απομακρυνθούν.

2) Συσχετιζόμενο Αέριο

Το συσχετιζόμενο αέριο παράγεται κατά τη διαδικασία παραγωγής αργού πετρελαίου και είναι το αέριο που σχετίζεται με το αργό πετρέλαιο. Το αργό πετρέλαιο δεν γίνεται να παραχθεί χωρίς να παράγει κάποια αέρια

που βγαίνουν από το διάλυμα καθώς η πίεση μειώνεται στο δρόμο από και στην επιφάνεια. Καλά σχεδιασμένα πηγάδια και σωστή διαχείριση κοιτασμάτων χρησιμοποιούνται για την ελαχιστοποίηση της παραγωγής των συσχετιζόμενων αερίων ώστε να επιτευχθεί η μέγιστη ενέργεια στο κοίτασμα και έτσι να έχουμε σχεδόν απόλυτα καθαρό αργό πετρέλαιο. Το αργό πετρέλαιο στο κοίτασμα με ελάχιστα ή καθόλου διαλυμένο συσχετιζόμενο αέριο είναι σπάνιο και όπως το νεκρό αργό πετρέλαιο είναι δύσκολο να παραχθεί, το ίδιο μικρή είναι και η ενέργεια που το κινεί. Αφού τα παραγόμενα υγρά έρθουν στην επιφάνεια, διαχωρίζονται σε μία δεξαμενή κοντά στον τόπο παραγωγής σε υγρό υδρογονάνθρακα, νερό και αέρια. Τα αέρια αυτά είναι πλούσια σε υγρά φυσικού αερίου (NGLs). Τα υγρά φυσικού αερίου περιλαμβάνουν αιθάνιο, προπάνιο, βουτάνια, πεντάνια και πιο υψηλής τάξης υδρογονάνθρακες. Οι υδρογονάνθρακες υψηλού μοριακού βάρους αναφέρονται ως φυσική βενζίνη.

Στην περίπτωση του συσχετιζόμενου αερίου, το αργό πετρέλαιο μπορεί να υποβοηθηθεί στην εξαγωγή του από την κοιλότητα μέσω ανύψωσης αερίου. Έτσι, το αέριο συμπιέζεται στον αύλακα του πηγαδιού και έπειτα εισέρχεται μέσω μιας βαλβίδας ανύψωσης αερίου κοντά στον πυθμένα του πηγαδιού μέσα στο αργό πετρέλαιο του σωλήνα. Στην κορυφή του πηγαδιού το αργό πετρέλαιο και το μίγμα αερίου περνά σε ένα εργοστάσιο διαχωρισμού που ρίχνει την πίεση κοντά στην ατμοσφαιρική σε δύο στάδια. Το αργό πετρέλαιο και νερό βγαίνουν από τον πυθμένα του διαχωριστή χαμηλότερης πίεσης από όπου αντλούνται σε δεξαμενές για το διαχωρισμό του αργού πετρελαίου και νερού. Το αέριο που παράγεται στους διαχωριστές και το αέριο που βγαίνει από το διάλυμα με το παραγόμενο αργό πετρέλαιο (πλεονάζον αέριο), στη συνέχεια επεξεργάζονται για να διαχωριστούν τα NGL, τα οποία στη συνέχεια υφίστανται επεξεργασία σε εργοστάσιο αερίου, ώστε να παραχθεί προπάνιο, βουτάνιο ή μίγμα των δύο. Το υψηλότερο υπόλειμμα βρασμού, αφού αφαιρεθεί το προπάνιο και βουτάνιο, είναι συμπύκνωμα, αναμεμιγμένο με αργό πετρέλαιο ή εξαγόμενο σαν ξεχωριστό προϊόν. Το αέριο είναι μετά ξηρό και μετά τη συμπίεση, κατάλληλο να εισέρθει στο σύστημα φυσικού αερίου, όπου συμπληρώνει το φυσικό αέριο από κοίτασμα μη συσχετιζόμενου αερίου. Σ' αυτό το στάδιο εισέρχεται στο σύστημα προεπεξεργασμένο συσχετιζόμενο αέριο από άλλες περιοχές. Μία επιπλέον χρησιμότητα του φυσικού αερίου είναι σαν καύσιμο για τους αεριοστρόβιλους επί τόπου στο έργο.

3) Μεθάνιο κοιτασμάτων γαιάνθρακα

Το μεθάνιο κοιτασμάτων γαιάνθρακα είναι ο γενικευμένο όρος που δίνεται στο αέριο μεθάνιο που βρίσκεται στον γαιάνθρακα και απελευθερώνεται ή παράγεται όταν η πίεση του νερού μεταξύ του θαμμένου άνθρακα μειώνεται μέσω της άντλησης. Το μεθάνιο κυρίως σχηματίζεται κατά τη διαδικασία ανθρακοποίησης όπου η οργανική ύλη σταδιακά μετασχηματίζεται σε άνθρακα με την αύξηση της θερμοκρασίας και πίεσης καθώς η οργανική ύλη θάβεται όλο και βαθύτερα από επιπρόσθετες εναποθέσεις οργανικής και μη οργανικής ύλης με την πάροδο του χρόνου. Αυτό αναφέρεται ως θερμογενικό μεθάνιο κοιτασμάτων γαιάνθρακα. Εναλλακτικά, και πιο συχνά, σε χαμηλότερα επίπεδα και θερμικά ανώριμο άνθρακα, βακτηριδιακές διεργασίες μπορούν να επιταχύνουν την παραγωγή μεθανίου κοιτασμάτων γαιάνθρακα. Αυτό αναφέρεται ως βιογενικό μεθάνιο. Κατά τη διαδικασία της ανθρακοποίησης μία ποικιλία χημικών αντιδράσεων συμβαίνει, όπου παράγονται σημαντικές ποσότητες αερίου. Η ποσότητα μεθανίου που αποθηκεύεται στον άνθρακα είναι στενά συνδεδεμένη με την τάξη και βάθος που βρίσκεται ο γαιάνθρακας. Όσο πιο μεγάλη είναι η τάξη του άνθρακα και όσο βαθύτερα βρίσκεται, τόσο μεγαλύτερη είναι η ικανότητά του να παράγει και να ανακτά

αέριο μεθάνιο. Επειδή ο γαιάνθρακας έχει πολύ μεγάλη εσωτερική επιφάνεια, πάνω από ένα δισεκατομμύριο τετραγωνικά πόδια ανά τόνο, μπορεί να κρατήσει περίπου 3 φορές τόσο αέριο όσο ο ίδιος όγκος ενός συμβατικού κοιτάσματος αμμόλιθου στο ίδιο βάθος και πίεση. Αυτό γενικά περιλαμβάνει την αφαίρεση νερού που περιέχεται στο στρώμα γαιάνθρακα. Το αέριο που προέρχεται από γαιάνθρακα γενικά είναι καθαρό και απαιτεί μικρή ή καθόλου επεξεργασία επειδή είναι μόνο μεθάνιο και όχι αναμεμιγμένο με βαρύτερους υδρογονάνθρακες, όπως το αιθάνιο, που συχνά υπάρχει στο συμβατικό φυσικό αέριο. Το μεθάνιο γαιάνθρακα, έχει ελαφρώς πιο υψηλή ενεργειακή αξία από μερικά φυσικά αέρια.

4 ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΑ ΕΠΕΞΕΡΓΑΣΙΑΣ ΚΑΙ ΧΡΗΣΗΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

Η διαδικασία της εξαγωγής του φυσικού αερίου από το υπέδαφος, και παράδοση στον τελικό χρήστη είναι αρκετά πολύπλοκη. Έτσι αναλύεται παρακάτω η διαδικασία επεξεργασίας του φυσικού αερίου από τον εντοπισμό μέχρι την πώλησή του στους τελικούς καταναλωτές (οικιακούς ή βιομηχανικούς).

Τα επιμέρους τμήματα της διαδικασίας αυτής αφορούν:

Την εξερεύνηση του φυσικού αερίου, δηλαδή το πώς εντοπίζεται και πως οι εταιρίες αποφασίζουν το που να ανοίξουν πηγάδια εξόρυξης, την εξαγωγή του φυσικού αερίου και το πώς από το υπέδαφος καταλήγει στην επιφάνεια της γης, την παραγωγή, τη μεταφορά, την αποθήκευση, τη διανομή και τη διαδικασία πώλησής του.

4.1 Εντοπισμός και εξερεύνηση φυσικού αερίου

Η πρακτική του εντοπισμού του φυσικού αερίου και κοιτασμάτων πετρελαίου έχει αλλάξει σε μεγάλο βαθμό τα τελευταία 20 χρόνια με την έλευση προηγμένης τεχνολογίας. Παλαιότερα ο μόνος τρόπος εντοπισμού πετρελαίου και φυσικού αερίου στο υπέδαφος ήταν η αναζήτηση στοιχείων της επιφάνειας που θα πιστοποιούσαν την πιθανή ύπαρξη αυτών στο υπέδαφος. Αυτοί που έψαχναν για κοιτάσματα φυσικού αερίου αναγκάζονταν να σκάβουν το έδαφος και να ψάχνουν για διαρροές πετρελαίου ή αερίου πριν να φτάσουν στο συμπέρασμα ύπαρξης κοιτάσματος στο υπέδαφος. Ωστόσο, εξαιτίας της πολύ χαμηλής ποσότητας αερίου και πετρελαίου που διαρρέουν στην επιφάνεια, αυτός ο τρόπος εντοπισμού είναι αναποτελεσματικός και δύσκολος. Καθώς έχει αυξηθεί η ζήτηση για ορυκτά καύσιμα τα τελευταία χρόνια, έχει αυξηθεί και η αναγκαιότητα για πιο ακριβείς μεθόδους εντοπισμού αυτών των αποθεμάτων.

Η διερεύνηση για φυσικό αέριο τυπικά ξεκινά με τους γεωλόγους να εξετάζουν τη δομή της επιφάνειας της γης και το προσδιορισμό των περιοχών που πιθανολογείται να υπάρχουν κοιτάσματα πετρελαίου ή φυσικού αερίου. Ανακαλύφθηκε στο μέσα του 1800 ότι «οι αντικλινείς πλαγιές» είχαν ιδιαίτερα αυξημένη πιθανότητα να περιέχουν πετρέλαιο ή αποθέματα αερίου. Αυτές οι πλαγιές είναι περιοχές όπου η γη αναδιπλώθηκε σχηματίζοντας το σχήμα θόλου που είναι χαρακτηριστικό σε μεγάλο αριθμό κοιτασμάτων.

Με την εποπτεία και χαρτογράφηση της επιφάνειας και των χαρακτηριστικών υπεδάφους μιας συγκεκριμένης περιοχής, ο γεωλόγος μπορεί, με τη βοήθεια χρήσιμων εργαλείων να κρίνει ποιες περιοχές είναι πιο πιθανό να περιέχουν κοιτάσματα πετρελαίου και φυσικού αερίου, από τις προεξοχές βράχων από την επιφάνεια ή σε κοιλάδες και φαράγγια, μέχρι τις γεωλογικές πληροφορίες που αποκτώνται από τα δείγματα που προκύπτουν από το σκάψιμο καναλιών άρδευσης, πηγάδια νερού και άλλα πηγάδια πετρελαίου και αερίου. Όλες οι πληροφορίες συνδυάζονται και επιτρέπουν στο γεωλόγο να βγάλει συμπεράσματα σχετικά με την περιεκτικότητα σε υγρό, την πυκνότητα, τη διαπερατότητα, ηλικία κλπ. , σε μια συγκεκριμένη περιοχή.

4.2 Εξόρυξη

Αφού πιθανολογηθεί η ύπαρξη φυσικού αερίου από ομάδα γεωλόγων και γεωφυσικών, έπειτα αναλαμβάνουν ειδικοί για την γεώτρηση στο σημείο. Οι τεχνολογικές εξελίξεις έχουν συνεισφέρει στην αύξηση της απόδοσης και του ρυθμού επιτυχίας στη γεώτρηση πηγαδιών φυσικού αερίου. Ο προσδιορισμός του αν πρέπει να γίνει γεώτρηση σε ένα σημείο εξαρτάται από πολλούς παράγοντες. Το κόστος για τις εταιρίες παραγωγής και εξόρυξης είναι μεγάλο στην έρευνα και γεώτρηση για φυσικό αέριο και πάντα υπάρχει ο κίνδυνος να μην εντοπιστεί φυσικό αέριο. Η ακριβής τοποθεσία της γεώτρησης εξαρτάται από πολλούς παράγοντες, όπως είναι η φύση του πιθανού ορυκτού που θα εξορυχθεί, τα χαρακτηριστικά της γεωλογίας του υπεδάφους και το βάθος και μέγεθος του αποθέματος-στόχου. Αφού η ομάδα γεωφυσικών προσδιορίσει τη βέλτιστη περιοχή για γεώτρηση, είναι απαραίτητο η εταιρία που θα προχωρήσει στη διάνοιξη του εδάφους να σιγουρέψει πως πληροί όλους τους κανονισμούς και νομικά πλαίσια. Αυτό συνήθως περιλαμβάνει την δημιουργία συμβολαίων για να επιτρέπουν στην εταιρία φυσικού αερίου να πραγματοποιεί εξόρυξη και πώληση των πηγών κάτω από μία συγκεκριμένη περιοχή και ένα σχέδιο δημιουργίας γραμμών που θα συνδέουν το πηγάδι φυσικού αερίου με το δίκτυο σωληνώσεων μεταφοράς. Αν τελικά εντοπιστεί φυσικό αέριο σε μία περιοχή τότε αυτή καλείται παραγωγική πηγή φυσικού αερίου.

4.3 Παραγωγή

Αφού γίνει διάνοιξη του πηγαδιού και η παρουσία ορυκτών καυσίμων έχει επιβεβαιωθεί, το επόμενο βήμα είναι η ανύψωση του φυσικού αερίου έξω από το έδαφος και η μεταφορά του. Το φυσικό αέριο στη μορφή που υπάρχει στο υπέδαφος δεν είναι ακριβώς το ίδιο με αυτό που καταλήγει από το δίκτυο μεταφοράς, στους οικιακούς και βιομηχανικούς καταναλωτές. Το φυσικό αέριο που χρησιμοποιούμε είναι σχεδόν πλήρως μεθάνιο. Ωστόσο όταν βρίσκουμε φυσικό αέριο στο υπέδαφος, συνυπάρχει με πολλά άλλα συστατικά και αέρια, καθώς επίσης με πετρέλαιο και νερό που πρέπει να αφαιρεθεί. Το φυσικό αέριο που μεταφέρεται μέσω δικτύου σωληνώσεων πρέπει να πληροί κάποιες προδιαγραφές ως προς το πόσο «καθαρό» είναι. Επομένως η περισσότερη διεργασία που γίνεται σ' αυτό, συμβαίνει κοντά στην πηγή.

Το ακατέργαστο φυσικό αέριο προέρχεται από 3 τύπους πηγών: πετρελαιοπηγών, πηγάδια αερίου και πηγάδια συμπτυκνωμάτων. Το φυσικό αέριο που προέρχεται από πετρελαιοπηγές συνήθως αναφέρεται με τον όρο «συσχετιζόμενο αέριο». Αυτό το αέριο μπορεί να υπάρχει χωριστά από το πετρέλαιο ή διαλυμένο στο αργό πετρέλαιο (διαλυμένο αέριο). Το φυσικό αέριο που προέρχεται από πηγές αερίου και συμπτυκνωμάτων, στα οποία υπάρχει ελάχιστο ή καθόλου αργό πετρέλαιο αναφέρεται με τον όρο «ασυσχέτιστο αέριο». Τα πηγάδια αερίου τυπικά παράγουν ακατέργαστο φυσικό αέριο μαζί με ένα υγρό συμπτύκνωμα υδρογονάνθρακα. Όποια και να είναι η πηγή φυσικού αερίου, από τη στιγμή που το αργό πετρέλαιο (αν υπάρχει) συνήθως συνυπάρχει σε μίγματα με άλλους υδρογονάνθρακες, κυρίως αιθάνιο, προπάνιο, βουτάνιο και πεντάνια. Επιπρόσθετα, το ακατέργαστο φυσικό αέριο περιέχει υδρατμούς, σουλφίδιο του υδρογόνου, διοξείδιο του άνθρακα, ήλιο, άζωτο και άλλα συστατικά.

Η διεργασία του φυσικού αερίου αποτελείται από το διαχωρισμό των ποικίλων υδρογονανθράκων και υγρών από το πρωτογενές φυσικό αέριο για να προκύψει το ξηρό φυσικό αέριο που προορίζεται για μεταφορά μέσω δικτύου σωληνώσεων. Το γεγονός ότι αφαιρούνται άλλοι υδρογονάνθρακες όπως βουτάνιο, προπάνιο κλπ δεν σημαίνει ότι τα προϊόντα αυτά είναι άχρηστα. Αντιθέτως οι συσχετιζόμενοι υδρογονάνθρακες, που είναι γνωστοί ως Natural Gas Liquids (NGLs) μπορεί να είναι αξιόλογα παραπροϊόντα του φυσικού αερίου και έχουν πολλές χρήσεις.

Ενώ κάποια από τη διεργασία του φυσικού αερίου γίνεται κοντά στο σημείο εξόρυξης, η πλήρης διεργασία γίνεται σε εργοστάσια κοντά στην περιοχή παραγωγής. Το εξαγόμενο φυσικό αέριο μεταφέρεται σ' αυτά τα εργοστάσια επεξεργασίας μέσω ενός δικτύου συγκεντρωτικών σωλήνων μικρής διαμέτρου και χαμηλής πίεσης. Οι τέσσερις βασικές διεργασίες που υφίσταται το φυσικό αέριο πριν εισαχθεί στο δίκτυο μεταφοράς είναι: η αφαίρεση πετρελαίου και συμπτυκνωμάτων, η αφαίρεση νερού, ο διαχωρισμός από άλλα υγρά του φυσικού αερίου (NGLs) και η απομάκρυνση διοξειδίου του άνθρακα και θείου.

4.4 Μεταφορά Φυσικού Αερίου

4.4.1 Εισαγωγή

Η επαρκής και αποτελεσματική μετακίνηση του φυσικού αερίου από της περιοχές παραγωγής στις περιοχές κατανάλωσης απαιτεί εκτεταμένο και αξιόπιστο σύστημα μεταφοράς. Σε πολλές περιπτώσεις το φυσικό αέριο που παράγεται από συγκεκριμένη πηγή εξόρυξης πρέπει να ταξιδέψει μεγάλες αποστάσεις για να φτάσει στο σημείο χρήσης του. Το σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου αποτελείται από ένα σύνθετο δίκτυο γραμμών σχεδιασμένο να μεταφέρει γρήγορα και αποδοτικά το φυσικό αέριο από την προέλευσή του σε περιοχές με υψηλή ζήτηση φυσικού αερίου. Η μεταφορά του φυσικού αερίου είναι στενά συνδεδεμένη με την αποθήκευσή του, αφού όταν μεταφέρεται και δεν είναι άμεσα σε ζήτηση, θα πρέπει να αποθηκεύεται για μελλοντική χρήση.

Υπάρχουν τρεις τύποι δικτύων σωληνώσεων κατά μήκος της γραμμής μεταφοράς: το συγκεντρωτικό σύστημα, το διακρατικό δίκτυο αγωγών φυσικού αερίου και το σύστημα διανομής. Το συγκεντρωτικό σύστημα αποτελείται από αγωγούς μικρής διαμέτρου και χαμηλής πίεσης που μεταφέρουν το πρωτογενές φυσικό αέριο από την κοιλότητα στο εργοστάσιο επεξεργασίας. Αν στο ακατέργαστο αέριο υπάρχει υψηλή περιεκτικότητα σε θείο και διοξείδιο του άνθρακα, πρέπει να εγκατασταθεί εξειδικευμένος αγωγός συγκέντρωσης όξινου φυσικού αερίου. Το όξινο φυσικό αέριο είναι διαβρωτικό και έτσι η μεταφορά από την κοιλότητα στο εργοστάσιο επεξεργασίας πρέπει να γίνει προσεκτικά.

Οι αγωγοί φυσικού αερίου χαρακτηρίζονται ως ενδοκρατικοί ή διακρατικοί. Οι πρώτοι αφορούν τη μεταφορά φυσικού αερίου μέσα στα πλαίσια μιας χώρας ενώ οι δεύτεροι, τη μεταφορά αερίου από μία χώρα που παράγει φυσικό αέριο, σε μία άλλη που καταναλώνει το συγκεκριμένο φυσικό αέριο.



Εικόνα 4.1 **Αγωγός**
Μεταφοράς **Φυσικού**
Αερίου



Εικόνα 4.2 **Κατασκευή Σωλήνων**
Αερίου

Παρακάτω παρουσιάζεται η λίστα των χωρών σε όλο τον κόσμο, όπου έχει αποδειχθεί η ύπαρξη κοιτασμάτων φυσικού αερίου και είναι βασισμένη σε στοιχεία της CIA (Central Intelligence Agency).

Rank ↕	Country/Region ↕	Natural gas proven reserves ↕ (m³)	% of total ↕	Date of information ↕
Total	<i>World</i>	300,000,000,000,000	100%	1 January 2012 est.
1	 Russia	55,000,000,000,000	18.3%	2010 est. ^[5]
2	 Iran	33,500,000,000,000	11.1%	1 January 2011 est.
3	 Turkmenistan	26,200,000,000,000	8.73%	1 January 2012 est. ^[6]
4	 Qatar	25,470,000,000,000	8.5%	1 January 2010 est.
5	 United States	7,716,000,000,000	2.55%	1 January 2009 est.
6	 Saudi Arabia	7,461,000,000,000	2.49%	1 January 2010 est.
7	 Azerbaijan	6,071,000,000,000	2.02%	1 January 2010 est.
8	 Venezuela	5,524,500,000,000	1.84%	19 July 2011 ^[7]
9	 Nigeria	5,246,000,000,000	2.75%	1 January 2010 est.
10	 Algeria	4,502,000,000,000	2.37%	1 January 2010 est.
11	 Iraq	3,170,000,000,000	1.67%	1 January 2010 est.
12	 Australia	3,115,000,000,000	1.64%	1 January 2010 est.
13	 Indonesia	3,001,000,000,000	1.58%	1 January 2010 est.
14	 Kazakhstan	2,407,000,000,000	1.27%	1 January 2010 est.
15	 Malaysia	2,350,000,000,000	1.24%	1 January 2010 est.
16	 Norway	2,313,000,000,000	1.22%	1 January 2010 est.
17	 <i>European Union</i>	2,250,000,000,000	1.18%	1 January 2010 est.
18	 Uzbekistan	1,841,000,000,000	0.97%	1 January 2010 est.
19	 Kuwait	1,798,000,000,000	0.95%	1 January 2010 est.
20	 Canada	1,754,000,000,000	0.92%	1 January 2010 est.
21	 Egypt	1,656,000,000,000	0.87%	1 January 2010 est.
22	 Libya	1,539,000,000,000	0.81%	1 January 2010 est.
23	 Netherlands	1,416,000,000,000	0.74%	1 January 2010 est.
24	 Ukraine	1,104,000,000,000	0.58%	1 January 2010 est.
25	 India	1,075,000,000,000	0.57%	1 January 2010 est.
26	 Oman	849,500,000,000	0.45%	1 January 2010 est.
27	 Pakistan	840,200,000,000	0.44%	1 January 2010 est.
28	 China	800,000,000,000	0.42%	1 January 2011 est.
30	 Bolivia	750,400,000,000	0.39%	1 January 2010 est.
31	 Vietnam	680,000,000,000	0.36%	1 January 2010 est.
32	 Yemen	478,500,000,000	0.25%	1 January 2010 est.

33	 Trinidad and Tobago	436,100,000,000	0.23%	1 January 2010 est.
34	 Argentina	398,400,000,000	0.21%	1 January 2010 est.
35	 Brunei	390,800,000,000	0.21%	1 January 2010 est.
36	 Brazil	364,200,000,000	0.19%	1 January 2010 est.
37	 Mexico	359,700,000,000	0.19%	1 January 2010 est.
38	 Thailand	342,000,000,000	0.18%	1 January 2010 est.
39	 Peru	334,100,000,000	0.18%	1 January 2010 est.
40	 United Kingdom	292,000,000,000	0.15%	1 January 2010 est.
41	 Burma	283,200,000,000	0.15%	1 January 2010 est.
42	 Angola	271,800,000,000	0.14%	1 January 2010 est.
43	 Syria	240,700,000,000	0.13%	1 January 2010 est.
44	 Papua New Guinea	226,500,000,000	0.12%	1 January 2010 est.
45	 Timor-Leste	200,000,000,000	0.10%	1 January 2010 est.
46	 Bangladesh	195,400,000,000	0.10%	1 January 2010 est.
47	 Germany	175,600,000,000	0.09%	1 January 2010 est.
48	 Poland	164,800,000,000	0.09%	1 January 2010 est.
49	 Cameroon	135,100,000,000	0.07%	1 January 2010 est.
50	 Mozambique	127,400,000,000	0.07%	1 January 2010 est.
51	 Colombia	112,000,000,000	0.06%	1 January 2010 est.
52	 Philippines	108,700,000,000	0.06%	1 January 2010 est.
53	 Chile	97,970,000,000	0.05%	1 January 2010 est.
54	 Bahrain	92,030,000,000	0.05%	1 January 2010 est.
55	 Congo, Republic of the	90,610,000,000	0.05%	1 January 2010 est.
56	 Sudan	84,950,000,000	0.04%	1 January 2010 est.
57	 Cuba	70,790,000,000	0.04%	1 January 2010 est.
58	 Italy	69,830,000,000	0.04%	1 January 2010 est.
59	 Tunisia	65,130,000,000	0.03%	1 January 2010 est.
60	 Romania	63,000,000,000	0.03%	1 January 2010 est.
61	 Namibia	62,290,000,000	0.03%	1 January 2010 est.
62	 Denmark	61,300,000,000	0.03%	1 January 2010 est.
63	 Rwanda	56,630,000,000	0.03%	1 January 2010 est.
64	 Korea, South	50,000,000,000	0.03%	1 January 2010 est.
65	 Afghanistan	49,550,000,000	0.03%	1 January 2010 est.
66	 Serbia	48,140,000,000	0.03%	1 January 2010 est.
67	 Equatorial Guinea	36,810,000,000	0.02%	1 January 2010 est.
68	 New Zealand	33,980,000,000	0.02%	1 January 2010 est.

69	 Croatia	30,580,000,000	0.02%	1 January 2010 est.
70	 Israel	30,440,000,000	0.01%	1 January 2010 est.
71	 Cote d'Ivoire	28,320,000,000	0.01%	1 January 2010 est.
72	 Mauritania	28,320,000,000	0.01%	1 January 2010 est.
73	 Gabon	28,320,000,000	0.01%	1 January 2010 est.
74	 Ethiopia	24,920,000,000	0.01%	1 January 2010 est.
75	 Austria	24,800,000,000	0.01%	1 January 2010 est.
76	 Ghana	22,650,000,000	0.01%	1 January 2010 est.
77	 Japan	20,900,000,000	0.01%	1 January 2010 est.
78	 Slovakia	14,160,000,000	0.01%	1 January 2010 est.
79	 Ireland	9,911,000,000	0.01%	1 January 2010 est.
80	 Georgia	8,495,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
81	 Hungary	8,098,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
82	 Ecuador	7,985,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
83	 France	7,079,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
84	 Tanzania	6,513,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
85	 Taiwan	6,229,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
86	 Turkey	6,088,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
87	 Jordan	6,031,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
88	 Bulgaria	5,663,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
89	 Tajikistan	5,663,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
90	 Somalia	5,663,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
91	 Kyrgyzstan	5,663,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
92	 Czech Republic	3,072,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
93	 Guatemala	2,960,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
94	 Belarus	2,832,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
95	 Spain	2,548,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
96	 Morocco	1,501,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
97	 Benin	1,133,000,000	0.00%	1 January 2010 est.
98	 Congo, Democratic Republic of the	991,100,000	0.00%	1 January 2010 est.
99	 Greece	991,100,000	0.00%	1 January 2010 est.
100	 Albania	849,500,000	0.00%	1 January 2010 est.
101	 Barbados	113,300,000	0.00%	1 January 2010 est.
102	 South Africa	27,160,000	0.00%	1 January 2006 est.
103	 Macau	300,000	0.00%	1 January 2008 est.

Εικόνα 4.3 Λίστα χωρών με κοιτάσματα φυσικού αερίου

[1]

4.4.2 Αγωγοί Μεταφοράς Φυσικού Αερίου

4.4.2.1 Σχεδιασμός Αγωγών Μεταφοράς Αερίου

Οι σωληνώσεις για τη μεταφορά αερίου πρέπει να σχεδιαστούν έτσι ώστε, υπό συνθήκες μέγιστου φορτίου, το αέριο να μπορεί να ρεύσει από το σημείο της παράδοσης στην είσοδο του συστήματος ως την έξοδο του συστήματος σε μια πίεση μεταξύ της μέγιστης και της ελάχιστης επιτρεπόμενης πίεσης λειτουργίας. Γενικά, η δυναμικότητα των αγωγών είναι κάπως χαμηλότερη το καλοκαίρι σε σύγκριση με το χειμώνα λόγω του ακόλουθου λόγου: Η ατμοσφαιρική θερμοκρασία αυξάνει τη θερμοκρασία του εδάφους και ως εκ τούτου τη θερμοκρασία του αερίου, και η παραγωγή ισχύος από το συμπιεστή μειώνεται λόγω της υψηλότερης θερμοκρασίας του αέρα εισαγωγής.

Σύμφωνα με τους [1], η πτώση πίεσης σε έναν αγωγό μεταφοράς αερίου δίνεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$p_1^2 - p_2^2 = f \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \frac{l}{d^5} \cdot \rho_n \cdot q_n^2 \cdot \frac{T}{T_n} \cdot p_n \cdot K \quad (1)$$

Όπου p_1 και p_2 οι απόλυτες πιέσεις (Pa), p_n η πίεση σε κανονικές συνθήκες $1,01325 \cdot 10^5$ Pa, $p_1^2 - p_2^2$ αναπαριστά την πτώση πίεσης Pa^2 , T η απόλυτη θερμοκρασία (K), T_n η θερμοκρασία σε κανονικές συνθήκες, 273.15 K, ρ_n η πυκνότητα του αερίου σε κανονικές συνθήκες (kg/m^3), f ο συντελεστής τριβής του αγωγού, q_n ο ρυθμός ροής σε κανονικές συνθήκες (m^3/s), l το μήκος του αγωγού (m), d η διάμετρος του αγωγού (m), K ο συντελεστής απόκλισης ροής, ο δείκτης 1 δηλώνει την είσοδο και ο δείκτης 2 την έξοδο του αγωγού.

Η εξίσωση (1) μετασχηματίζεται συνήθως στην ακόλουθη εξίσωση στην οποία η πίεση εκφράζεται σε bar και ο ρυθμός ροής σε m^3/h :

$$p_1^2 - p_2^2 = 4.6401 \cdot 10^{-15} f \cdot \frac{l}{d^5} \cdot \rho_n \cdot Q_n^2 \cdot T \cdot K \quad (2)$$

Όπου Q_n ο ωριαίος ρυθμός ροής σε κανονικές συνθήκες (m^3/h), P_1 η απόλυτη πίεση στην είσοδο του αγωγού (bar) και P_2 η απόλυτη πίεση στην έξοδο του αγωγού (bar).

Η εξίσωση (3) μπορεί να ξαναγραφεί χρησιμοποιώντας τους ακόλουθους όρους:

$$p_1^2 - p_2^2 = K \cdot c \cdot Q_n^2$$

Όπου

$$c = 4.6401 \cdot 10^{-15} f \cdot \frac{l}{d^5} \cdot \rho_n \cdot T$$
$$c \text{ (bar}^2 \cdot \text{h}^2/\text{m}^6\text{)}$$

Σύμφωνα με τον Nikuradse, ο συντελεστής τριβής f για τυρβώδη ροή για αγωγούς τραχείας επιφάνειας δίνεται από:

$$f = \frac{1}{2 \cdot \log \frac{d}{k} + 1.14)^2}$$

Σύμφωνα με την εξίσωση Colebrook, ισχύει η ακόλουθη σχέση για το συντελεστή τριβής για τη μεταβατική περιοχή μεταξύ ομαλής και τραχείας επιφάνειας αγωγών:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \cdot \log \left(\frac{2.52}{\text{Re} \cdot \sqrt{f}} + \frac{k}{3.71 \cdot d} \right)$$

όπου k ο συντελεστής τραχύτητας επιφανείας.

Το όριο μεταξύ υδραυλικής τραχύτητας και μεταβατικής περιοχής δίνεται από:

$$f_1 = \left(\frac{200}{\text{Re}} \cdot \frac{d}{k} \right)^2$$

όπου ο αριθμός Reynolds, Re , υπολογίζεται από τη σχέση:

$$\text{Re} = 353.678 \cdot \frac{Q_n^2 \cdot \rho_n}{d \cdot \eta}$$

όπου η το δυναμικό ιξώδες του ρευστού ($10^6 \text{ Pa} \cdot \text{s}$).

Εάν ο συντελεστής τριβής είναι f_1 , τότε η ροή βρίσκεται στη μεταβατική περιοχή.

Για το σχεδιασμό νέων ευθύγραμμων αγωγών μεγάλης διαμέτρου σωληνώσεων χρησιμοποιούνται οι εξής τιμές συντελεστή τριβής στους υπολογισμούς ροής:

Τυρβώδης περιοχή (Nikuradse) 0.012 mm

Μεταβατική περιοχή (Colebrook) 0.006 – 0.008 mm

Ο συντελεστής απόκλισης ροής αερίου K που περιγράφει τη συμπεριφορά πραγματικού αερίου των φυσικών αερίων είναι ένας άλλος σημαντικός όρος στις εξισώσεις ροής. Για τα περισσότερα φυσικά αέρια, ο συντελεστής K μπορεί να προσεγγιστεί από [2]:

$$K = K(p_m, T_m)$$

$$p_m = \frac{2}{3} \cdot \frac{p_1^3 - p_2^3}{p_1^2 - p_2^2}$$

Για την επιτυχή υλοποίηση ενός έργου αγωγών, πρέπει να γίνονται τα παρακάτω βασικά βήματα κατά τη φάση σχεδιασμού [33] :

1. Έρευνα αγοράς - Παρούσα και μελλοντική ζήτηση
2. Προσδιορισμός της μέγιστης λειτουργικής πίεσης και πίεσης σχεδιασμού
3. Χαρτογράφηση της επιλεχθείσας διαδρομής του αγωγού και προσδιορισμός του ακριβούς μήκους
4. Το μέγεθος του αγωγού (διάμετρος)
5. Το πάχος των τοιχωμάτων του αγωγού
6. Τα χαρακτηριστικά του υλικού των σωλήνων/βαθμός
7. Η τιμή των υλικών
8. Συνολική εκτίμηση κόστους
9. Εξέταση των δικαιωμάτων διαδρομής του αγωγού

Βασική παράμετρος κατά το σχεδιασμό είναι το πάχος του σωλήνα που προσδιορίζεται από τη σχέση [34]:

$$\tau = \frac{OD \cdot P}{2 \cdot Y \cdot F}$$

όπου:

τ = το πάχος του σωλήνα

P = η πίεση σχεδιασμού , psig

OD = η εξωτερική διάμετρος του σωλήνα σε mm

Y = η ελάχιστη αντοχή διαρροής, psig

F = ο σχεδιαστικός παράγοντας

Κατά το σχεδιασμό των αγωγών γίνεται συνήθως χρήση των προδιαγραφών API Spec 5L. Ο βαθμός χάλυβα που θεωρείται βασικός έχει σχεδιαστικό βαθμός A και B. Πλέον όμως χρησιμοποιούνται ισχυρότεροι βαθμοί , που συμβολίζονται με το γράμμα X, ακολουθούμενο από την ανοχή διαρροής σε kpsia (kilopounds per square inch). Για παράδειγμα, το X60 αφορά αγωγό με ελάχιστο όριο διαρροής (yield strength) 60 kpsia. Οι φυσικές ιδιότητες των διαφόρων βαθμών φαίνονται παρακάτω.

ΦΥΣΙΚΕΣ ΙΔΙΟΤΗΤΕΣ ΧΑΛΥΒΑ ΑΓΩΓΩΝ

API 5L Grade	Yield Strength min. (kpsi)	Tensile Strength min. (kpsi)	Yield to Tensile Ratio (max.)
A	30	48	0.93
B	35	60	0.93
X42	42	60	0.93
X46	46	63	0.93
X52	52	66	0.93
X56	56	71	0.93
X60	60	75	0.93
X65	65	77	0.93
X70	70	82	0.93
X80	80	90	0.93

Πίνακας 4.1 Φυσικές Ιδιότητες Χάλυβα Αγωγών [41]

Η μηχανική της μεταφοράς φυσικού αερίου σε μεγάλες αποστάσεις μέσω αγωγού απαιτεί γνώση των ροϊκών συναρτήσεων για τον υπολογισμό της δυναμικότητας και τις απαιτήσεις της πίεσης. Υπάρχουν πολλές συναρτήσεις στη βιομηχανία πετρελαίου για τον υπολογισμό της ροής σε αγωγούς. Στα πρώτα έτη ανάπτυξης της βιομηχανίας αερίου, οι πιέσεις ήταν χαμηλές και οι εξισώσεις που χρησιμοποιούνταν για σχεδιαστικούς λόγους ήταν απλές και επαρκείς. Ωστόσο, καθώς αυξάνεται η πίεση, για να καλύψει την υψηλότερη ζήτηση, οι συναρτήσεις αναπτύχθηκαν για να ικανοποιήσουν τις νέες απαιτήσεις. Η πιο κοινή ροϊκή συνάρτηση είναι η εξίσωση Weymouth, που γενικά προτιμάται για σωλήνες μικρότερης διαμέτρου. ($D < 15$ in.). Η εξίσωση Panhandle και Modified Panhandle συνήθως είναι καλύτερες για μεγαλύτερα μεγέθη αγωγών. [3]

Εξίσωση Weymouth για οριζόντιο αγωγό:

$$Q_h = 3.23 * \frac{T_b}{P_b} * \left[\frac{(p_1^2 - p_2^2) * D^5}{\gamma_g * \bar{Z} * T * f * L} \right]^{0.5}$$

Q_h = ρυθμός ροής αερίου, ft³/hr @ P_b & T_b

T_b = βασική θερμοκρασία, °R

P_b = βασική πίεση, psia

P_1 = πίεση εισόδου, psia

P_2 = πίεση εξόδου, psia

D = εσωτερική διάμετρος, inches.

γ_g = ειδική βαρύτητα αέρα (air = 1)

T = μέση θερμοκρασία αερίου, °R

f = συντελεστής τριβής Moody

L = μήκος αγωγού, μίλια

\bar{Z} = συντελεστής συμπιεστότητας σε μέση θερμοκρασία και μέση πίεση

Εξίσωση Panhandle για οριζόντιο αγωγό

$$Q = 435.87 * \left(\frac{T_b}{P_b}\right)^{1.07881} * \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{\bar{Z} * T * L}\right]^{0.5394} * \left(\frac{1}{\gamma_g}\right)^{0.4604} * D^{2.6182}$$

Εξίσωση Modified Panhandle για οριζόντιο αγωγό:

$$Q = 737 * \left(\frac{T_b}{P_b}\right)^{1.02} * \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{\bar{Z} * T * L}\right]^{0.510} * \left(\frac{1}{\gamma_g}\right)^{0.49011} * D^{2.530}$$

4.4.2.2 Κατασκευή Αγωγών μεταφοράς

Οι αγωγοί μεταφοράς κατασκευάζονται από χάλυβα και γενικά λειτουργούν σε πιέσεις που κυμαίνονται από 500 έως 1400 psi. Η διάμετρος τους κυμαίνεται από 6 έως 48 ίντσες, αν και σε μερικά τμήματα του δικτύου μεταφοράς ο σωλήνας έχει διάμετρο 0,5 ίντσες. Ωστόσο αυτές οι μικρές διαμέτρου σωλήνες συνήθως χρησιμοποιούνται μόνο στα συστήματα συγκέντρωσης και διανομής. Οι αγωγοί του κυρίως δικτύου έχουν συνήθως διάμετρο από 16 έως 48 ίντσες. Οι παράπλευροι αγωγοί που διανέμουν το φυσικό αέριο προς ή από τον βασικό αγωγό μεταφοράς είναι συνήθως διαμέτρου 24 έως 36 ίντσες.

Οι σωλήνες μεταφοράς παράγονται σε εργοστάσια χάλυβα, που μερικές φορές εξειδικεύονται στο να παράγουν μόνο σωλήνες δικτύου φυσικού αερίου. Υπάρχουν δύο διαφορετικές τεχνικές παραγωγής. Μία για αγωγούς μεγάλης διατομής και μία για αγωγούς μικρότερης διαμέτρου. Και στις δύο περιπτώσεις, ο αγωγός ελέγχεται πριν φορτωθεί από το εργοστάσιο χάλυβα, ώστε να σιγουρευτεί πως ανταποκρίνεται στις προδιαγραφές που τίθενται κάθε φορά για τη μεταφορά φυσικού αερίου.

Οι αγωγοί φυσικού αερίου συνήθως τοποθετούνται κάτω από το έδαφος, ενώ το βάθος στο οποίο τοποθετούνται, ποικίλει ανάλογα με την τοπική γεωγραφία του εδάφους στη διαδρομή του αγωγού. Το σύνηθες βάθος είναι στα 2 έως 4 πόδια μέχρι το επάνω μέρος του σωλήνα.

Οι σωλήνες, περνούν από τη διαδικασία της επικάλυψης με ειδικά υλικά, σε εξειδικευμένα εργοστάσια, ώστε να μην διαβρώνονται όταν τοποθετηθούν μέσα στο έδαφος. Συχνά τα εργοστάσια αυτά βρίσκονται κοντά στα εργοστάσια που παράγουν τους αγωγούς. Ο στόχος της επικάλυψης είναι να προστατεύει το σωλήνα από τη διάβρωση και το σκούριασμα. Υπάρχουν πολλές τεχνικές επικάλυψης. Στο παρελθόν, τοποθετούνταν στους σωλήνες σμάλτο λιθανθρακόπισσας. Πλέον, προστατεύονται κυρίως με εποξική επικάλυψη ή πολυαιθυλένιο. Συχνά χρησιμοποιείται και καθοδική προστασία, που είναι η τεχνική στην οποία εγχέεται συνεχές ρεύμα στον αγωγό για να απομακρύνει την οξείδωση και διάβρωση. Για να ετοιμαστεί η εποξική επικάλυψη, η εξωτερική επιφάνεια του σωλήνα καθαρίζεται πλήρως με αμμοβολή. Έπειτα ο σωλήνας θερμαίνεται σε μία συγκεκριμένη θερμοκρασία και εφαρμόζεται σ' αυτόν εποξειδική σκόνη. Το εργοστάσιο ελέγχει τον επενδυμένο σωλήνα ("jeering") με υψηλές τάσεις για να εκτιμήσει την αποτελεσματικότητα της επένδυσης πριν τη χρήση του αγωγού.

Καθώς η χρήση του φυσικού αερίου αυξάνεται, το ίδιο γίνεται και με την ανάγκη να υπάρχουν επαρκείς δομές μεταφοράς για την παροχή και ικανοποίηση της αυξημένης ζήτησης. Η κατασκευή αγωγών φυσικού αερίου απαιτεί καλό σχεδιασμό και προετοιμασία. Επιπροσθέτως με το χτίσιμο του σωλήνα, πολλές νομικές και ρυθμιστικές διαδικασίες πρέπει να ολοκληρωθούν. Σε πολλές περιπτώσεις, πριν την έναρξη της αδειοδότησης και τις απαιτούμενες ενέργειες πρόσβασης στη γη όπου εγκαθίσταται ο σωλήνας, οι εταιρίες φυσικού αερίου προετοιμάζουν μία ανάλυση βιωσιμότητας για να διασφαλίσουν ότι υπάρχει μία αποδεκτή διαδρομή για τον αγωγό που έχει τον ελάχιστο αντίκτυπο στο περιβάλλον και της δημόσιες δομές που είναι ήδη στην περιοχή. Αν υποθέσουμε ότι μία εταιρία αποκτά όλα τα απαιτούμενα δικαιώματα και ικανοποιεί όλα τα νομοθετικά πλαίσια, η κατασκευή του αγωγού μπορεί να ξεκινήσει.

4.4.2.3 Επιθεώρηση Αγωγών και Ασφάλεια



Εικόνα 4.4 Ξέστρο Επίβλεψης και Ανάλυσης Αγωγού

Προκειμένου να διασφαλιστεί η αποτελεσματικότητα και ασφάλεια λειτουργίας του εκτεταμένου δικτύου φυσικού αερίου, οι εταιρίες διαχείρισης αγωγών ελέγχουν περιοδικά τους σωλήνες, για διάβρωση και αστοχίες. Αυτό γίνεται με χρήση εξελιγμένων εξαρτημάτων γνωστά και ως “smart pigs”(ξεστροπαγίδες), δηλαδή έξυπνες ρομποτικές συσκευές που προωθούνται στον σωλήνα για να αξιολογήσουν το εσωτερικό του. Μπορούν να ελέγξουν το πάχος του σωλήνα, τη στρογγυλότητά του, πιθανά σημάδια διάβρωσης και να ανιχνεύουν και την ελάχιστη διαρροή, καθώς και άλλα ελαττώματα που ίσως υπάρχουν στο εσωτερικό του σωλήνα που εμποδίζουν τη ροή του αερίου ή θέτουν σε κίνδυνο τη συνολική λειτουργία του αγωγού. Η αποστολή αυτών των συσκευών στο σωλήνα λέγεται “pigging”.

Επιπρόσθετα με την εποπτεία μέσω smart pigs , υπάρχει μεγάλος αριθμός κανόνων ασφαλείας και διαδικασίες που ελαχιστοποιούν τον κίνδυνο ατυχημάτων. Για την ακρίβεια, η μεταφορά του φυσικού αερίου είναι ένας από τους πιο ασφαλής τρόπους μεταφορά ενέργειας, κυρίως εξαιτίας του γεγονότος ότι η δομές είναι σταθερές και θαμμένες στο έδαφος. [4]

4.4.2.4 Εγκατάσταση αγωγών Μεταφοράς



Εικόνα 4.5 Τοποθέτηση αγωγού αερίου

Η εγκατάσταση των αγωγών περιλαμβάνει την ολοκλήρωση επιμέρους τμημάτων αυτών σε στάδια. Πρώτα η περιοχή της διαδρομής του σωλήνα καθαρίζεται από όλα τα αφαιρούμενα εμπόδια, συμπεριλαμβανομένων δέντρων, ογκόλιθοι, κλαδιά και οτιδήποτε άλλο μπορεί να εμποδίζει την κατασκευή. Αφού το μονοπάτι του σωλήνα έχει επαρκώς καθαριστεί για να επιτρέψει στον εξοπλισμό της κατασκευής να έχει πρόσβαση, τμήματα του σωλήνα αφήνονται κατά μήκος του μονοπατιού, μια διαδικασία που λέγεται “stringing”. Μερικές περιοχές έχουν διαφορετικές απαιτήσεις σε υλικό επικάλυψης και πάχος σωλήνα. Αφού τοποθετηθεί ο σωλήνας, ανοίγονται χαντάκια κατά μήκος του αγωγού. Αυτά είναι βάθους 5 έως 6 πόδια, καθώς οι κανονισμοί απαιτούν ο σωλήνας να είναι τουλάχιστον 30 ίντσες κάτω από την επιφάνεια, αν και σε κάποιες περιοχές, ο σωλήνας θάβεται ακόμα βαθύτερα. Αφού σκαφτούν τα χαντάκια, ο σωλήνας συναρμολογείται, συγκολλούνται τα άκρα του ώστε να γίνει ένας ενιαίος αγωγός και αν είναι απαραίτητο λυγίζεται ελαφρώς για να ταιριάζει με το μονοπάτι του αγωγού. Η επένδυση που γίνεται στους σωλήνες, γίνεται έτσι ώστε να αφήνονται καθαρά τα άκρα τους, για να μην υπάρχει πρόβλημα στη συγκόλλησή τους. Τελικά η συνολική επένδυση του σωλήνα ελέγχεται ώστε να διασφαλιστεί πως δεν υπάρχουν αστοχίες. Αφού ο σωλήνας συγκολληθεί, λυγιστεί, επενδυθεί και ελεγχθεί, μπορεί να αφεθεί στα αυλάκια που ανοίχτηκαν. Αυτό γίνεται με εξειδικευμένο εξοπλισμό, που δρα ώστε να ανασηκώνει το σωλήνα μέχρι ένα επίπεδο και έπειτα να αφήνεται μέσα στο αυλάκι. Αφού αφεθεί, τότε το αυλάκι γεμίζεται προσεκτικά, για να διασφαλιστεί πως τόσο ο σωλήνας όσο και η επένδυσή του, διατηρούν την ακεραιότητά τους. Το τελευταίο βήμα στην κατασκευή του σωλήνα είναι το υδροστατικό τεστ. Αυτό αποτελείται από τρεχούμενο νερό σε πιέσεις πιο ψηλές από αυτές που απαιτούνται για τη μεταφορά του φυσικού αερίου, μέσω του συνολικού μήκους του σωλήνα. Αυτό χρησιμεύει σαν έλεγχος ώστε να σιγουρευτεί πως ο αγωγός είναι αρκετά ισχυρός και πως δεν έχει διαρροές αερίων, πριν το φυσικό αέριο περάσει μέσα από αυτόν.

4.4.3 Διαστασιολόγηση Δικτύου Μεταφοράς

4.4.3.1 Διαστασιολόγηση μετρητικού & ρυθμιστικού σταθμού (M/P) αερίου

Με τον όρο διαστασιολόγηση για έναν σταθμό M/P, εννοείται ο καθορισμός των διαμέτρων και των παχών των σωληνώσεων του στην είσοδο και την έξοδο του σταθμού καθώς και η επιλογή του βασικού του εξοπλισμού με κριτήριο την ανταπόκρισή του στην ζητούμενη παροχή υπό καθορισμένες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας.

Τα δεδομένα που απαιτούνται συνήθως για τη επίλυση του προβλήματος της διαστασιολόγησης ενός σταθμού M/P είναι :

- α. Η παροχή του σταθμού υπό κανονικές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας, Q_N σε Nm^3/h . Η παροχή αυτή είναι ίση με το προσαυξημένο άθροισμα των τιμών σύνδεσης Τ.Σ. των καταναλωτών.
- β. Η μέγιστη πίεση εισόδου στον σταθμό, $P_{IN,MAX}$ σε barg
- γ. Η ελάχιστη πίεση εισόδου στον σταθμό, $P_{IN,MIN}$ σε barg
- δ. Η ελάχιστη πίεση εξόδου στον σταθμό, $P_{OUT,MIN}$ σε barg
- δ. Η μέγιστη θερμοκρασία του φυσικού αερίου, T_{MAX} σε $^{\circ}C$
- ε. Η σχετική πυκνότητα του φυσικού αερίου, dr

Ως κριτήρια αποδοχής των υπολογισμών καθορίζονται το ελάχιστο πάχος σωλήνων για αντοχή στην μέγιστη πίεση και η μέγιστη επιτρεπόμενη ταχύτητα ροής εντός των σωληνώσεων του . Η επιλογή του βασικού εξοπλισμού όπως το φίλτρο, ο ρυθμιστής πίεσης, οι ασφαλιστικές διατάξεις και ο μετρητής αερίου επιλέγονται με κριτήριο τη μέγιστη δυναμικότητά τους (παροχή) σε Nm^3/h σύμφωνα με στοιχεία που παρέχονται από τους κατασκευαστές. Παράμετροι που επίσης εξετάζονται είναι η μέγιστη αναπτυσσόμενη ταχύτητα και ο προκαλούμενος από την ροή θόρυβος.

Στόχος του υπολογισμού αποτελεί η εύρεση της ελάχιστης διαμέτρου εισόδου και εξόδου στο σταθμό με τον περιορισμό η προκύπτουσα ταχύτητα να μην ξεπερνά τα μία μέγιστη ταχύτητα (πχ 20 m/sec στην Ελλάδα).

Για το λόγο αυτό απαιτείται η μετατροπή της κανονικής παροχής (Nm^3/h) σε πραγματική παροχή (m^3/h) υπό τις επικρατούσες συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας :

$$Q_{A,IN} = Q_N * \frac{P_o}{P_{IN,MIN}} * \frac{T_{MAX}}{T_o} \quad (m^3/h)$$

$$Q_{A,IN} = Q_N * \frac{P_o}{P_{OUT,MIN}} * \frac{T_{MAX}}{T_o} \quad (m^3/h)$$

Η διάμετρος της σωλήνωσης εισόδου ή εξόδου επιλέγεται από τις τυποποιημένες διαστάσεις του εμπορίου σε σωλήνες από ανθρακούχο χάλυβα χωρίς ραφή (Carbon steel seamless pipes) όπως αυτές του πίνακα 4.2. Τα χαρακτηριστικά των σωλήνων είναι τυποποιημένα και καθορίζονται από διεθνή πρότυπα όπως DIN ή ASME .

Η επιλογή της ονομαστικής διαμέτρου από τους πίνακες και κατά συνέπεια της εσωτερικής διαμέτρου για την οποία θα γίνει ο έλεγχος της ταχύτητας, προαπαιτεί τον καθορισμό του πάχους του τοιχώματος της σωλήνωσης, ώστε αυτό να αντέχει στη μέγιστη πίεση εισόδου του σταθμού.

DN	Εξωτερικές διαμέτροι	Σωλήνες χωρίς ραφή DIN 2448			Σωλήνες με ραφή DIN 2458		
		Κανονικό παχος mm	Άλλα παχη mm		Κανονικό παχος mm	Άλλα παχη mm	
			απο	εως		απο	εως
	10,2*	1,6	1,6	2,8	1,6	1,4	2
10	13,5*	1,8	1,8	3,6	1,8	1,4	2
12	16*	1,8	1,8	4	1,8	1,4	2
	17,2*	1,8	1,8	4,5	1,8	1,4	2,9
15/16	20*	2	2	5	2	1,4	2,9
	21,3*	2	2	5	2	1,4	4,5
20	25*	2	2	6,3	2	1,4	4,5
	26,9*	2,3	2,3	7,1	2	1,4	5
	30*	2,6	2,6	8	2	1,4	5
25	31,3*	2,6	2,6	8	2	1,4	5
	33,7*	2,6	2,6	8,8	2	1,4	5
	38*	2,6	2,6	10	2	1,4	5
32	42,4*	2,6	2,6	11	2	1,4	5
	44,5*	2,6	2,6	12,5	2	1,4	5
40	48,3*	2,6	2,6	12,5	2,3	1,4	5
	51*	2,6	2,6	14,2	2,3	1,4	5
	57*	2,9	2,9	16	2,3	1,4	5
50	60,3*	2,9	2,9	16	2,3	1,4	5
	63,5*	2,9	2,9	16	2,3	1,4	5
	70*	2,9	2,9	17,5	2,6	1,4	5
65	76,1*	2,9	2,9	20	2,6	1,4	5
	82,5*	3,2	3,2	22,2	2,6	1,4	5
80	88,9*	3,2	3,2	22,2	2,9	1,4	5
	101,6*	3,6	3,6	25	2,9	2	6,3
	108*	3,6	3,6	25	2,9	2	6,3
100	114,3*	3,6	3,6	25	3,2	2	7,1
	127*	4	4	25	3,2	2	7,1
	133*	4	4	25	3,6	2	7,1
125	139,7*	4	4	25	3,6	2	7,1
	152,4*	4,5	4,5	25	4	2	8
	159*	4,5	4,5	25	4	2	8
	165,1*	4,5	4,5	25	4	2,9	8
150	168,3*	4,5	4,5	25	4	2,9	8
	177,8*	5	5	25	4,5	2,9	9
(175)	193,7*	5,4	5,4	25	4,5	2,9	8,8
200	219,1*	5,9	5,9	25	4,5	3,2	12,5
	244,5*	6,3	6,3	25	5	3,2	12,5
	267*	6,3	6,3	25	5	3,2	12,5
250	273*	6,3	6,3	25	5	3,2	12,5
	298,5*	7,1	7,1	25	5,6	3,2	12,5
300	323,9*	7,1	7,1	25	5,6	3,2	12,5
	355,6*	8	8	25	5,6	3,2	12,5
350	368*	8	8	25	5,6	3,2	12,5
	406,4*	8,8	8,8	25	6,3	3,2	12,5
400	419*	10	10	25	6,3	3,6	12,5
	457,2*	10	10	25	6,3	3,6	12,5
500	508*	11	11	25	6,3	3,6	12,5
	558,8*	12,5	12,5	25	6,3	4,5	20
	609,6*	-	-	-	6,3	4,5	20
600	660,4*	-	-	-	7,1	4,5	25
	711,2*	-	-	-	7,1	4,5	25
700	762*	-	-	-	8	4,5	25
	812,8*	-	-	-	8	4,5	25
800	863,6*	-	-	-	8,8	4,5	25
900	914,4*	-	-	-	10	4,5	25
1000	1016*	-	-	-	10	4,5	25

Πίνακας 4.2 Διαστάσεις χαλυβδοσωλήνων

Κατά DIN 2413, ο υπολογισμός του πάχους των σωλήνων s για εσωτερική πίεση $P_{IN,MAX}$ γίνεται από τη σχέση :

$$s_0 = \frac{(d_a * P_{IN,MAX} * 10^{-1})}{200 * \sigma_e} \quad (\text{mm}) \quad (4.4.3.1)$$

$$s = s_0 + c_1 + c_2 \quad (\text{mm}) \quad (4.4.3.2)$$

Όπου:

d_a : η εξωτερική διάμετρος σε mm

σ_e : η επιτρεπόμενη τάση του υλικού σε N/mm^2

Ισχύει $\sigma_e = \sigma_{0,2} / \Sigma$, $\sigma_{0,2}$: όριο διαρροής του υλικού, Σ : συντελεστής ασφαλείας, συνήθως 1,7.

c_1 : προσθήκη για απομακρύνσεις προς τα κάτω του υλικού, συνήθως 0,25 mm. (Πίνακας 4.3)

c_2 : προσθήκη για την κάλυψη τυχόν μελλοντικά παρουσιασθείσας διάβρωσης, συνήθως 1 mm.

Συντελεστής c_1					
Σωλήνες χωρίς ραφή		Σωλήνες με ραφή			
Μικρότερο πάχος τοιχωμάτων	Προσθήκη c_1	Περιοχή ονομαστικού πάχους για ελάσματα και ταινίες mm	Ελάσματα	Ταινίες	
%			Προσθήκη c_1 σε mm σε συνάρτηση από το πλάτος κατά DIN 1542 και DIN 1543	Προσθήκη c_1 σε mm σε συνάρτηση με το πλάτος κατά DIN 1016 (θερμής εξετάσεως)	Ομοίως c_1 σε mm κατά DIN 1544 (ψυχρής εξετάσεως)
8	0,085% s_0	3-3,5	0,25-0,4	0,15-0,3	0,07-0,12
10	0,11 % s_0	4-4,75	0,3-0,5	0,15-0,3	0,08-0,15
12,5	0,145 % s_0	5-7	0,3	-	-
15	0,18 % s_0	10-30	0,5	-	-
18	0,22 % s_0	30-35	0,6	-	-
-	-	35-40	0,7	-	-

Πίνακας 4.3 Συντελεστής C_1

Για λόγους ασφάλειας στον υπολογισμό του πάχους χρησιμοποιείται η μέγιστη πίεση εισόδου στον σταθμό και για το τμήμα της εξόδου αν και αυτό λειτουργεί σε σημαντικά χαμηλότερη πίεση λόγω της πτώσης που δημιουργεί ο ρυθμιστής πίεσης.

Κατόπιν του υπολογισμού του πάχους γίνεται ο έλεγχος της αναπτυσσόμενης ταχύτητας ροής με χρήση της εσωτερικής διαμέτρου, d_i :

$$d_i = d_a - (2 * s) , \text{ (mm)}$$

Συνεπώς :

$$W_{IN} = \frac{QA_{IN}}{A} = \frac{4 * QA_{IN}}{\pi * d_{IN}^2}$$

$$W_{OUT} = \frac{QA_{OUT}}{A} = \frac{4 * QA_{OUT}}{\pi * d_{OUT}^2}$$

Δοκιμάζεται η ελάχιστη δυνατή – για λόγους οικονομίας κατασκευής - διάμετρος εισόδου ή εξόδου έτσι ώστε η ταχύτητα να μην υπερβαίνει το προκαθορισμένο όριο.

Σημειώνεται ότι με δεδομένο τον σημαντικό υποβιβασμό της πίεσης που πραγματοποιείται στον σταθμό M/P μέσω του ρυθμιστή πίεσης για την εξυπηρέτηση του κατάντη της ροής δικτύου, δεν αξιολογείται ως κρίσιμος διαστασιολογικός παράγοντας η πτώση πίεσης στα τμήματα του M/P.

4.4.3.2 Διαστασιολόγηση εξωτερικού δικτύου

Για το χαλύβδινο εξωτερικό δίκτυο που συνδέει τον σταθμό M/P με τους καταναλωτές εξετάζεται η ικανοποίηση των ακόλουθων κριτηρίων :

- Η αντοχή του πάχους της σωλήνωσης στην εσωτερική πίεση λειτουργίας του δικτύου.
- Η πτώση πίεσης να μην υπερβαίνει ένα όριο (τα 50 mbar για το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς).
- Η ταχύτητα ροής να μη υπερβαίνει ένα ανώτερο όριο (τα 20 m/sec για το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς).

Η μέθοδος υπολογισμού πραγματοποιείται σύμφωνα με τα ακόλουθα :

1. Υπολογίζονται η πραγματική παροχή αερίου δεδομένης της κανονικής παροχής, της πίεσης λειτουργίας του δικτύου και της θερμοκρασίας του αερίου. Επειδή το δίκτυο έπεται του σταθμού Μ/Ρ, η παροχή και η πίεση είναι ίσες με αυτές που παρέχει στην έξοδο του ο σταθμός, δηλ. $Q_{A,OUT}$ και $P_{OUT,MIN}$.
2. Επιλέγεται προσωρινή διάμετρος, έτσι ώστε η ταχύτητα να μην υπερβαίνει το όριο (πχ 20 m/sec για το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς), δηλ. :

$$di = \sqrt{((4 * Q_{A,OUT}) / (w * \pi))}, \quad [mm]$$

3. Από τον πίνακα 4.2 επιλέγεται η αμέσως μεγαλύτερη εξωτερική διάμετρος, με την οποία γίνεται ο υπολογισμός του πάχους της σωλήνωσης σύμφωνα με τις εξισώσεις 4.4.3.1 & 4.4.3.2
4. Με δεδομένο το πάχος της σωλήνωσης υπολογίζεται η νέα εσωτερική διάμετρος di και επανεξετάζεται η συνθήκη του βήματος 2. Εάν η ταχύτητα δεν υπερβαίνει τα 20 m/sec συνεχίζεται ο υπολογισμός θεωρώντας την νέα ταχύτητα w που προκύπτει, διαφορετικά επιλέγεται νέα μεγαλύτερη εξωτερική διάμετρος και συνεχίζεται ο υπολογισμός από το βήμα 3.
5. Υπολογίζεται ο αριθμός Reynolds, Re :

$$Re = (w \times di) / \nu$$

Όπου: ν , κινηματικό ιξώδες του αερίου ίση με $14 * 10^{-6} \text{ m}^2/\text{sec}$

Για $Re < 2320$ η ροή χαρακτηρίζεται ως στρωτή, ενώ για $Re > 2320$ ως τυρβώδης ή στροβιλώδης. Ο προσδιορισμός του συντελεστή τριβής λ για κάθε περίπτωση γίνεται ως εξής :

$$\text{Αν } Re < 2320, \quad \lambda = 64 / Re$$

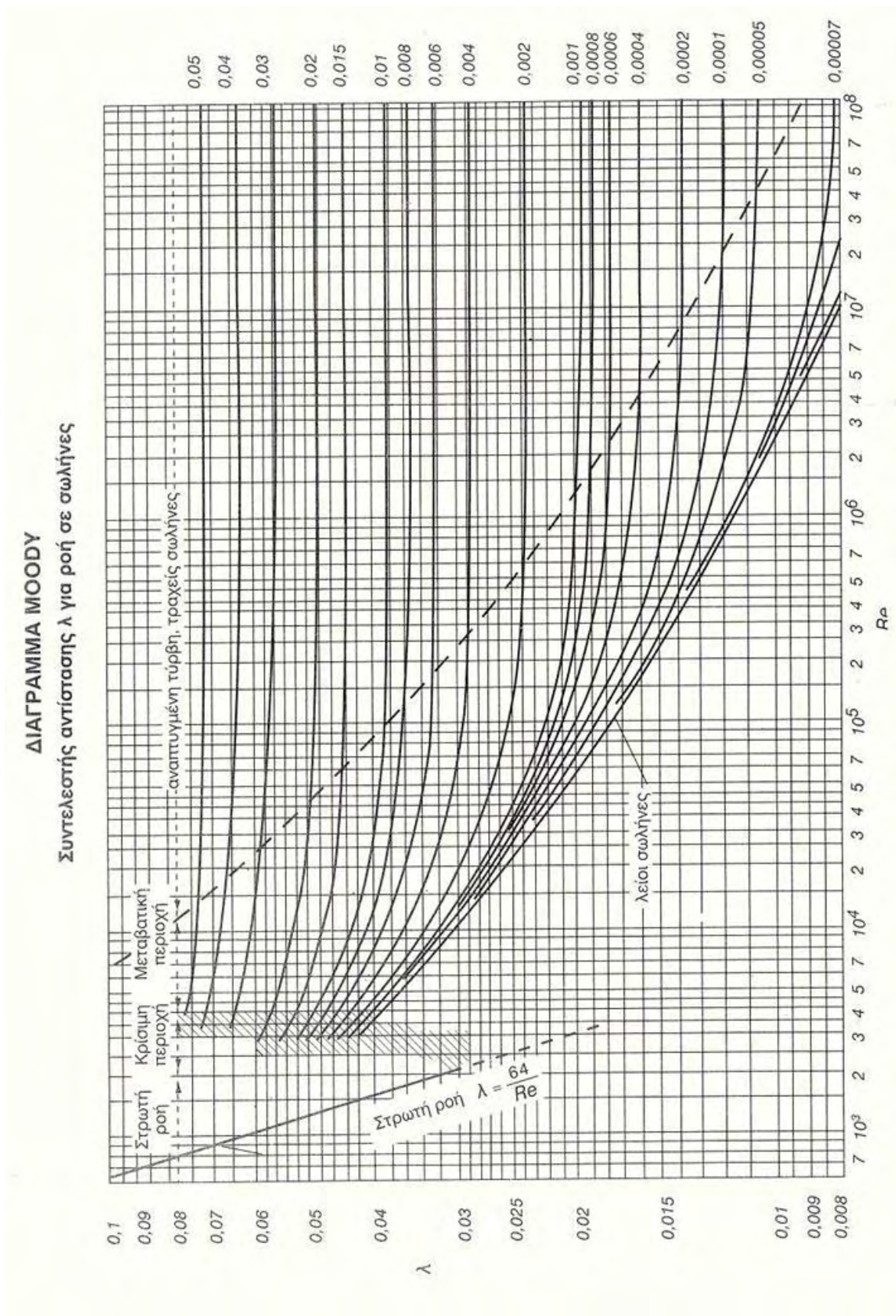
$$\text{Αν } Re > 2320, \quad 1/\sqrt{\lambda} = -2 \log \{ (k / (3,7 * di)) + (2,51 / (Re * \sqrt{\lambda})) \}$$

Όπου : k , η τραχύτητα του αγωγού σε mm, συνήθως 0,05 mm

Τιμές τραχύτητας σε mm	
Είδος σωλήνα	k σε mm
Χαλύβδινος σωλήνας	
- χωρίς ραφή, νέος	0,03 ... 0,06
- με ραφή, νέος	0,04 ... 0,10
- γαλβανισμένος, νέος	0,10 ... 0,18
- σκουριασμένος ή με ελαφρές επικαθίσεις	0,20 ... 0,50
- με πολλές επικαθίσεις	0,50 ... 2,00
- χωρίς κανένα χαρακτηριστικό	0,50
Χαλκοσωλήνας	0,002
Πλαστικός σωλήνας	0,01

Πίνακας 4.4 Τιμές Τραχύτητας αγωγού σε mm

Για την επίλυση της εξίσωσης του συντελεστή τριβής στην περίπτωση της τυρβώδους ροής μπορεί να χρησιμοποιηθεί η επαναληπτική μέθοδος Newton-Raphson ή να γίνει διαγραμματικός προσδιορισμός του συντελεστή από το διάγραμμα Moody



Εικόνα 4.6 Διάγραμμα Moody

6. Υπολογίζεται η πτώση πίεσης στα ευθύγραμμα τμήματα του αγωγού, Δp_R :

$$\Delta p_{R} = \lambda * (l / d_i) * (\rho / 2) * w^2 * 10^{-2}, \text{ [mbar]}$$

Όπου :

l : το μήκος του ευθύγραμμου αγωγού σε m

ρ : η πυκνότητα του φυσικού αερίου, ίση με $0,7936 \text{ kg/m}^3$

Για τον υπολογισμό της πτώσης πίεσης λόγω τριβών στα εξαρτήματα του δικτύου (τοπικές αντιστάσεις) εισάγεται ο συντελεστής ζ , για τον οποίο δίνονται τιμές που αντιστοιχούν σε διάφορους τύπους εξαρτημάτων στον πίνακα 4.5

Όταν οι αντιστάσεις είναι περισσότερες, χρησιμοποιείται το άθροισμά τους $\Sigma \zeta$ και η εκ των τοπικών αντιστάσεων πτώση πίεσης Δp_F είναι :

$$\Delta p_{F} = \Sigma \zeta * (\rho / 2) * w^2 * 10^{-2}, \text{ [mbar]}$$

Λόγω της διαφοράς πυκνότητας ρέοντος αερίου και ατμοσφαιρικού αέρα δημιουργείται σε σωληνώσεις με διαφορά ύψους (π.χ. κατακόρυφες σωληνώσεις) «άνωση». Η διαφορά πίεσεως Δp_A είναι συνάρτηση της διαφοράς υψομέτρων και είναι θετική σε ανοδικά τμήματα (κέρδος σε πίεση) και αρνητική σε καθοδικά (πτώση πίεσης), υπολογίζεται δε από τη σχέση :

$$\Delta p_{A} = (\rho_{\text{αέρα}} - \rho_{\text{αερίου}}) * (h_1 - h_2) * g * 10^{-2}, \text{ [mbar]}$$

Η συνολική πτώση πίεσης Δp προκύπτει από το άθροισμα :

$$\Delta p = \Delta p_{R} + \Delta p_{F} + \Delta p_{A}, \text{ [mbar]}$$

α.α	Στοιχεία μορφής και σύνδεσης, όργανα	Γραφικά σύμβολα Απλοποιημένη παράσταση	Συντελεστές πτώσης πίεσης
1	στοιχείο συστολής *		$\zeta_D = 0,4$
2	τόξο ορόφων		$\zeta_D = 0,5$
3	αλλαγή διεύθυνσης με γωνία ή τόξο		$\zeta_D = 0,7$
4	στοιχείο T 90° διαχωρισμός, διέλευση		$\zeta_D = 0,3$
5	στοιχείο T 90° διαχωρισμός, κλάδος		$\zeta_D = 1,3$
6	στοιχείο T 90° καθαρισμού		$\zeta_D = 1,3$
7	στοιχείο T 90° αντιροή (το τμήμα G τελειώνει με το στοιχείο)		$\zeta_D = 1,5$
8	Τόξο T διαχωρισμός, διέλευση		$\zeta_D = 0,3$
9	Τόξο T διαχωρισμός, διακλάδωση		$\zeta_D = 0,9$
10	Τόξο T καθαρισμού		$\zeta_D = 0,9$
11	διπλό τόξο T αντιροή (το τμήμα G τελειώνει με το στοιχείο)		$\zeta_D = 1,3$
12	σταυρός 90° διαχωρισμός, διέλευση		$\zeta_D = 1,3$
13	σταυρός 90° διαχωρισμός, κλάδος		$\zeta_D = 2,0$
14	σταυρός 90° καθαρ. διαχωρισμός, διέλευση		$\zeta_D = 0,5$
15	σταυρός 90° καθαρ. διαχωρισμός, κλάδος		$\zeta_D = 2,0$
16	σύνδεση, μετρητής ενός περιστομίου		$\zeta_D = 2,0$ $\zeta_D = 4,0$
17	βαλβίδα (κωνική) μορφή διέλευση		$\zeta_D = 2,0$
18	βαλβίδα (κωνική) γωνιακή μορφή (όργανο ασφάλειας)		$\zeta_D = 0,5$
19	βαλβίδα (σφαιρική) μορφή διέλευσης		$\zeta_D = 0,5$
20	βαλβίδα (σφαιρική) γωνιακή μορφή		$\zeta_D = 1,3$
21	σύρτης		$\zeta_D = 0,5$

Πίνακας 4.5 Τιμές Συντελεστή ζ

4.4.3.3 Διαστασιολόγηση δικτύου χαμηλής πίεσης

Τα εσωτερικά δίκτυα χαμηλής πίεσης είναι δυνατόν - σύμφωνα και με τους εθνικούς κανονισμούς - να κατασκευάζονται από χαλύβδινους σωλήνες ή σωλήνες από χαλκό εφόσον η πίεση λειτουργίας της εγκατάστασης δεν ξεπερνά το 1 bar.

Στις εσωτερικές εγκαταστάσεις εξετάζεται η ικανοποίηση των ακόλουθων κριτηρίων :

- Η αντοχή του πάχους της σωληνώσης στην εσωτερική πίεση λειτουργίας του δικτύου.
- Η πτώση πίεσης να μην υπερβαίνει τα 5 mbar.
- Η ταχύτητα ροής να μην υπερβαίνει τα 15 m/sec.

Πριν το εσωτερικό δίκτυο των οικιακών καταναλωτών τοποθετείται από την εταιρεία αερίου μονάδα (εντός ερμαρίου) υποβιβασμού της πίεσης και μέτρησης της κατανάλωσης. Ο υποβιβασμός της πίεσης στο ελληνικό σύστημα γίνεται στα 25 mbar. Με δεδομένη την χαμηλή πίεση λειτουργίας των δικτύων των οικιακών καταναλωτών, η επιλογή των σωληνώσεων γίνεται από τα τυποποιημένα μεγέθη και για προτεινόμενα πάχη από τους κανονισμούς σύμφωνα με τον πίνακα 4.6 για χαλκοσωλήνες, χωρίς να είναι απαραίτητος ο υπολογισμός του πάχους της σωληνώσης σύμφωνα με το βήμα 3 της μεθόδου της προηγούμενης παραγράφου.

Σωλήνες για συγκόλληση χωρίς τριχοειδές φαινόμενο		
Εξωτερική διάμετρος (mm)	Πάχος (mm)	Ανοχή εξωτερικής διαμέτρου (± mm)
10	(1,5) - (2)	0,08
12	1,5 - (2)	0,10
15	1,5 - (2) - (2,5)	0,10
18	1,5 - 2 - (2,5) - (3) - (3,5) - (4) - (4,5) - (5)	0,12
22	1,5 - 2 - (2,5) - (3) - (3,5) - (4) - (4,5) - (5)	0,12
28	2 - (2,5) - (3) - (3,5) - (4) - (4,5) - (5)	0,12
35	2 - 2,5 - (3) - (3,5) - (4) - (4,5) - (5)	0,15
42	2 - 2,5 - (3) - (3,5) - (4) - (4,5) - (5)	0,15
54	2 - 2,5 - (3) - (3,5) - (4) - (4,5) - (5)	0,20
Σωλήνες για συγκόλληση με τριχοειδές φαινόμενο		
Εξωτερική διάμετρος (mm)	Πάχος (mm)	Ανοχή εξωτερικής διαμέτρου (± mm)
10	1,0	0,045
12	1,0	0,045
15	1,2	0,045
18	1,2	0,045
22	1,5	0,055
28	1,5	0,055
35	2,0	0,070
42	2,0	0,070
54	2,0	0,070

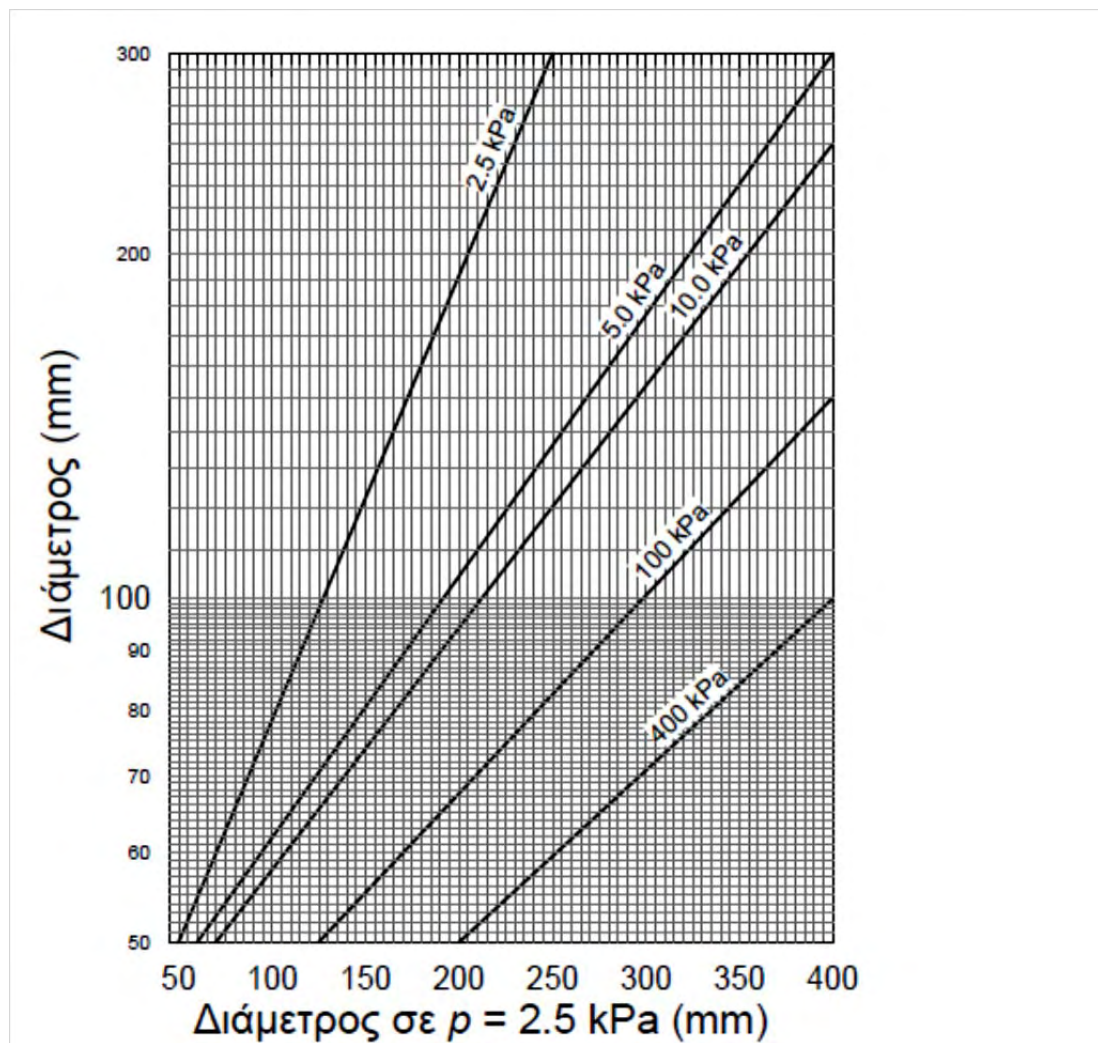
Πίνακας 4.6 Τυποποιημένες διαστάσεις χαλκοσωλήνων οικιακών καταναλωτών

Οι βιομηχανικοί (μεγάλοι) καταναλωτές τροφοδοτούνται απευθείας από ανεξάρτητους - και αποκλειστικούς για την τροφοδοσία τους - σταθμούς Μ/Ρ ιδιοκτησίας της εταιρείας αερίου. Η μέτρηση της κατανάλωσης σε αυτούς τους σταθμούς καθορίζει και την τιμολόγηση του πελάτη. [5],[6]

Τα δίκτυα διανομής πρέπει να σχεδιαστούν για να χειριστούν μέγιστα φορτία που μπορούν να είναι 10 ή 15 φορές υψηλότερα από το φορτίο βάσης. Για να βελτιστοποιήσει τα οικονομικά της διανομής αερίου, η δυναμικότητα των συστημάτων διανομής προσαρμόζεται τακτικά στην αυξανόμενη ζήτηση. Οι μέθοδοι αύξησης δυναμικότητας περιλαμβάνουν τα εξής:

1. αντικατάσταση των κεντρικών αγωγών ή τοποθέτηση νέων αγωγών
2. αύξηση πίεσης των συστημάτων διανομής συχνά σε μια μέγιστη των 10 kPa στα παλαιά συστήματα και εγκατάσταση ρυθμιστών πίεσης για να χαμηλώσει την πίεση στα 2 kPa στην οποία λειτουργούν οι περισσότερες συσκευές ή
3. εγκατάσταση των νέων συστημάτων μέσης πίεσης ή υψηλής πίεσης για να τροφοδοτήσει με αέριο το δίκτυο χαμηλής πίεσης.

Νέοι σταθμοί ελέγχου για να διασυνδέσουν σε δακτυλίους κεντρικούς αγωγούς δακτυλιδιών και αγωγούς διανομής αποτελούν μια ιδιαίτερα αποτελεσματική μέθοδο για την αύξηση δυναμικότητας ενός δικτύου διανομής. Οι τοπικές επιχειρήσεις διανομής συνδυάζουν συνήθως και τις τρεις μεθόδους για να βελτιστοποιήσουν τα οικονομικά της διανομής αερίου. Οι νέοι αγωγοί διανομής που κατασκευάζονται όλο και περισσότερο για να παρέχουν αέριο σε αγροτικές περιοχές σχεδιάζονται κυρίως για πίεση 100 kPa, επειδή η υψηλότερη πίεση διανομής μειώνει ουσιαστικά τη διάμετρο αγωγών για την ίδια δυναμικότητα αγωγών (βλ. επόμενο διάγραμμα). Στην πραγματικότητα, οι υψηλές πιέσεις διανομής είναι συχνά απαραίτητες για να εξυπηρετήσουν τις αγροτικές περιοχές επειδή οι γραμμές διανομής 100 kPa μπορούν να μεταφέρουν αέριο σε πολύ μεγαλύτερες αποστάσεις [16].



Εικόνα 4.7 Λιάγραμμα διαμέτρου αγωγού συναρτήσει της πίεσης λειτουργίας για σταθερή δυναμικότητα αγωγού (σε σχέση με διάμετρο αγωγού πίεσης λειτουργίας 2,5 kPa)

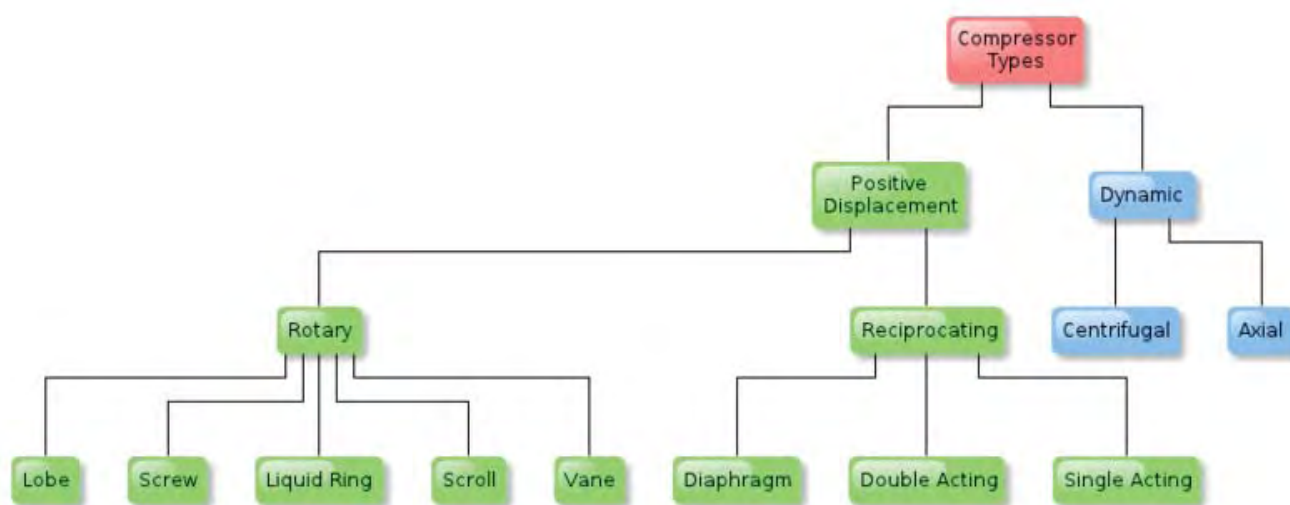
4.4.4 Σταθμοί Συμπίεσης

Το φυσικό αέριο βρίσκεται σε πολύ υψηλή πίεση καθώς ρέει κατά μήκος του δικτύου σωληνώσεων, για να προκαλέσει τη ροή του αερίου. Προκειμένου να εξασφαλιστεί πως διατηρεί την επιθυμητή ροή το φυσικό αέριο, υφίσταται συμπίεση περιοδικά κατά μήκος του αγωγού μεταφοράς.

Αυτό επιτυγχάνεται με τους σταθμούς συμπίεσης, που συνήθως τοποθετούνται ανά 40 έως 100 μίλια στο σωλήνα μεταφοράς. Το φυσικό αέριο εισέρχεται στο σταθμό συμπίεσης, όπου συμπιέζεται από μία τουρμπίνα. Οι συμπίεστες, ανακτούν ένα μέρος της ενέργειάς τους από το ίδιο το φυσικό αέριο που συμπιέζουν. Η τουρμπίνα χρησιμεύει στη λειτουργία ενός φυγόκεντρου συμπιεστή, που περιέχει ένα είδος ανεμιστήρα που συμπιέζει και ωθεί το φυσικό αέριο κατά μήκος του αγωγού.

Μερικοί σταθμοί συμπίεσης λειτουργούν χρησιμοποιώντας ηλεκτρικό κινητήρα για να στρέφουν τον φυγόκεντρο κινητήρα. Αυτός ο τύπος συμπίεσης δεν απαιτεί τη χρήση φυσικού αερίου από τον αγωγό, αλλά μία αξιόπιστη πηγή ηλεκτρισμού. Παλινδρομικές πηγές φυσικού αερίου επίσης χρησιμοποιούνται για να τροφοδοτήσουν μερικούς σταθμούς συμπίεσης. Αυτές οι μηχανές τροφοδοτούνται από το φυσικό αέριο του αγωγού. Η καύση του φυσικού αερίου τροφοδοτεί έμβολα στο εξωτερικό της μηχανής, που χρησιμεύει για να συμπίεσει το φυσικό αέριο. Επιπρόσθετα με τη συμπίεση που υφίσταται το φυσικό αέριο, οι σταθμοί συμπίεσης περιέχουν συνήθως επίσης ένα είδος διαχωριστή υγρών, όμοιο με αυτούς που απομακρύνουν την υγρασία από το φυσικό αέριο κατά τη διεργασία του. Συνήθως, αυτοί οι διαχωριστές αποτελούνται από φίλτρα που αιχμαλωτίζουν τα υγρά ή άλλα ανεπιθύμητα μόρια του φυσικού αερίου που ρέει στον αγωγό. Αν και το φυσικό αέριο στους αγωγούς θεωρείται «ξηρό» αέριο, δεν είναι απίθανο να γίνεται συμπύκνωση και αφαίρεση νερού και υδρογονανθράκων κατά την κίνηση αυτού. Οι διαχωριστές υγρού στους σταθμούς συμπίεσης διασφαλίζουν ότι το φυσικό αέριο στον αγωγό είναι όσο πιο καθαρό γίνεται και συνήθως φιλτράρουν το αέριο πριν τη συμπίεση. Οι σταθμοί συμπίεσης τροφοδοτούνται από συμπιεστές που ο καθένας λειτουργεί σε μερικούς χιλιάδες ίππους (hp). Αυτοί οι σταθμοί περιέχουν βαλβίδες, σωλήνες και συστήματα ελέγχου που παρακολουθούν τις λειτουργικές παραμέτρους του συστήματος. Οι περισσότεροι σταθμοί συμπίεσης είναι πλήρως αυτοματοποιημένοι.

Υπάρχουν αρκετοί τύποι συμπιεστών όπως αναλύεται στο παρακάτω διάγραμμα



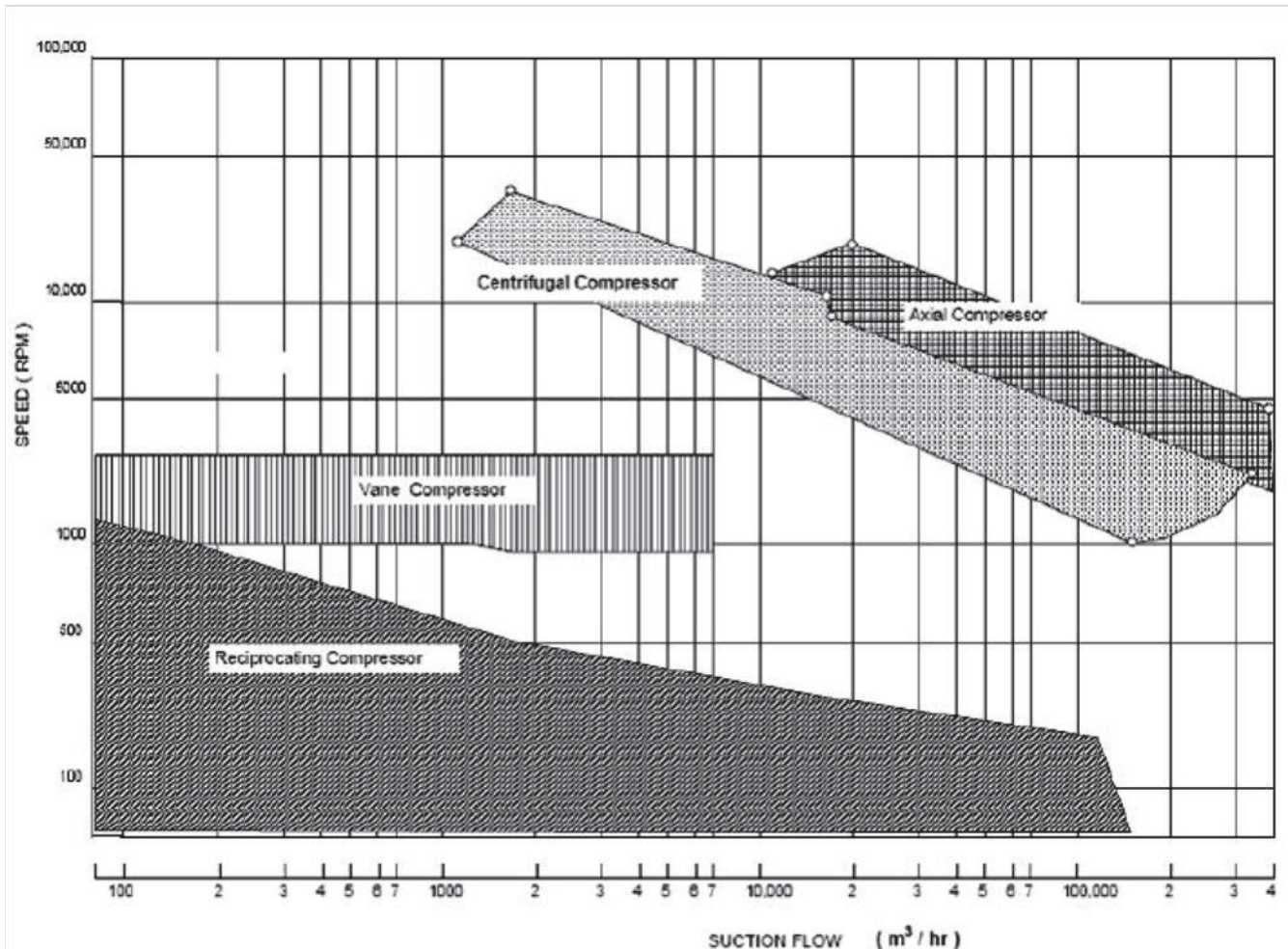
Εικόνα 4.8 Τύποι συμπιεστών αερίων

Στη συμπίεση φυσικού αερίου υψηλής πίεσης χρησιμοποιούνται συνήθως φυγόκεντροι συμπιεστές (centrifugal compressors).

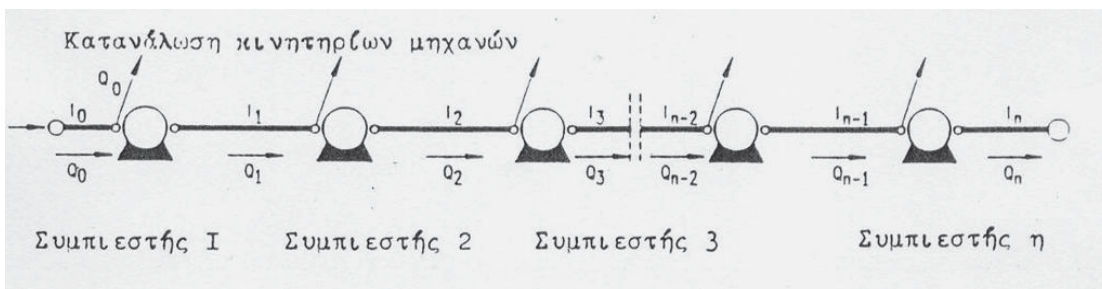
Οι φυγόκεντροι συμπιεστές χρησιμοποιούν ένα περιστρεφόμενο δίσκο ή στροφέιο σε ειδικό χώρο ώστε να αναγκάζει το αέριο στην έξοδο του στροφέιου, αυξάνοντας την ταχύτητα του αερίου. Ο διαχύτης στη συνέχεια μετατρέπει την ενέργεια της ταχύτητας σε ενέργεια πίεσης. Κυρίως χρησιμοποιούνται στη βιομηχανία χημικών και πετροχημικών εργοστασίων, επεξεργασίας πετρελαίου και φυσικού αερίου.

Η ισχύς τους κυμαίνεται από 100 ίππους (75 kW) έως χιλιάδες . Με πολλαπλά επίπεδα, μπορούν να επιτύχουν εξαιρετικά υψηλές πιέσεις εξόδου, μεγαλύτερες από 10000 psi (69 MPa ή 690 bar). Μερικές φορές η ισχύς των συμπιεστών γράφεται σε Nm^3/h , όπου το N συμβολίζει την τιμή για κανονικές συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας (20°C and 1 atm) [35]

Στο ακόλουθο διάγραμμα φαίνονται οι βασικοί τύποι συμπιεστών και η περιοχή ταχύτητας και ροής όπου λειτουργούν.



Εικόνα 4.9 Διάγραμμα βασικών τύπων συμπιεστών και περιοχή ταχύτητας και ροής όπου λειτουργούν [36]



Ένα μέτρο της πτώσης πίεσης κατά την τηλεμεταφορά και κατά συνέπεια του μεγέθους του σταθμού συμπίεσης αποτελεί ο συντελεστής Π των συμπιεστών:

$$\Pi = P_{\max} / P_u$$

Όπου :

P_{\max} η μέγιστη επαρκής πίεση λειτουργίας σε barg

P_u η μέγιστη πίεση εισόδου στο συμπιεστή σε barg

Ο συμπιεστής αυξάνει την πίεση του αερίου που ρέει στον αγωγό, ώστε να υπερνικηθεί η πτώση πίεσης λόγω των τριβών και εξαρτημάτων του δικτύου. Η εξίσωση ενέργειας για συμπιεστές είναι

$$W_{\text{IN}} - W_{\text{out}} = Q_2 (h_2 + u_2^2/2 + gz_2) - Q_1 (h_1 + u_1^2/2 + gz_1)$$

Για αμελητέα αλλαγή στην κινητική ενέργεια και την υψομετρική διαφορά και επειδή ισχύει το ισοζύγιο μάζας,

ισχύει $Q_1 = Q_2 = Q$. Άρα $W_{\text{in}} - W_{\text{out}} = Q c_p (T_2 - T_1)$.

Αν $W_{\text{out}} = 0$, τότε , $W_{\text{in}} = Q c_p T_1 (T_2/T_1) - 1$

Αν θεωρήσουμε την ισχύ του συμπιεστή σε ίππους , τότε

$$W_{\text{in}} = \frac{Q R^* T}{550} \frac{\gamma}{\gamma - 1} \left((P_2/P_1)^{\frac{\gamma - 1}{\gamma}} - 1 \right)$$

$$P_2/P_1 = \left(\frac{550 W_{\text{in}}}{Q R^* T} \frac{\gamma}{\gamma - 1} + 1 \right)^{\frac{\gamma - 1}{\gamma}}$$

Έτσι η αύξηση πίεσης λόγω του συμπιεστή είναι

$$P_p = p_1 \left(\left(\frac{550 W_{\text{in}}}{Q R^* T} \frac{\gamma}{\gamma - 1} + 1 \right)^{\frac{\gamma - 1}{\gamma}} - 1 \right)$$

όπου $\gamma = c_p/c_v$, T η θερμοκρασία του αερίου, p_1, p_2 οι πιέσεις πριν και μετά το συμπιεστή

4.4.5 Σταθμοί Μέτρησης- Ρύθμισης (M/P)

Οι μετρητικοί σταθμοί τοποθετούνται περιοδικά κατά μήκος του αγωγού φυσικού αερίου. Οι σταθμοί M/P επιτρέπουν τις εταιρίες μεταφοράς και διανομής να παρακολουθούν και να διαχειρίζονται το φυσικό αέριο

στους σωλήνες τους. Ουσιαστικά, οι μετρητικοί σταθμοί μετρούν τη ροή του αερίου κατά μήκος του σωλήνα διευκολύνοντας της εταιρίες μεταφοράς στον έλεγχο της ροής του αερίου, ενώ παράλληλα δεν παρεμποδίζεται η κίνησή του. Οι μετρητικοί/ρυθμιστικοί σταθμοί κατασκευάζονται γενικά κοντά στον αγωγό και αποτελούνται από μετρητικές και ρυθμιστικές συσκευές, ένα φίλτρο, συσκευή τεχνητής οσμής και κτίριο ελέγχου .

Ο βασικός σκοπός ενός σταθμού ρύθμισης – μέτρησης είναι να πραγματοποιεί ακριβή μέτρηση της ροής του αερίου και παράλληλα να ρυθμίζει την πίεση του σύμφωνα με τις απαιτήσεις του δικτύου ή της συσκευής που ακολουθεί.

Τα δίκτυα φυσικού αερίου λειτουργούν μέσα σε συγκεκριμένα όρια πίεσης και για το καθένα υπάρχει μια χαρακτηριστική πίεση λειτουργίας. Έτσι, το τμήμα του σταθμού που εκτελεί τη ρύθμιση έχει πάντα ως στόχο τη διακίνηση ενός ρεύματος αερίου από ένα δίκτυο υψηλότερης πίεσης προς ένα άλλο χαμηλότερης , μέσω του υποβιβασμού της. Για την ασφαλή λειτουργία του ρυθμιστή και του σταθμού, χρησιμοποιούνται κατάλληλες ασφαλιστικές διατάξεις. Για να εξασφαλιστεί η συνεχής λειτουργία ενός σταθμού σε περίπτωση βλάβης ή επισκευής, κατασκευάζεται μια δεύτερη γραμμή με τα ίδια εξαρτήματα και όργανα. Αυτό γίνεται μόνο όταν για λόγους ασφάλειας κριθεί αναγκαίο. Σημειώνεται ότι και η δεύτερη γραμμή (duty line) πρέπει να έχει την ίδια ικανότητα παροχής με την πρώτη (κύρια γραμμή-main line).

Η μέτρηση αποτελεί ένα εξίσου βασικό στόχο της λειτουργίας ενός σταθμού. Ανάλογα με τη χρήση που θα έχει η εγκατάσταση καθορίζεται και η απαίτηση για ακρίβεια στη μέτρηση. Για παράδειγμα , οι σταθμοί που εποπτεύονται από την εταιρία διανομής αερίου και έχουν ως στόχο την κοστολόγηση της κατανάλωσης, απαιτείται να έχουν πολύ καλή ακρίβεια. Μετρήσεις που γίνονται για λόγους παρακολούθησης ενός δικτύου ή μιας καταναλωτικής διάταξης, δεν απαιτείται να είναι το ίδιο ακριβείς. Ο μετρητής κάθε σταθμού πραγματοποιεί μέτρηση στις συνθήκες πίεσης και θερμοκρασίας που επικρατούν στη γραμμή. Με κατάλληλα όργανα – τους διορθωτές όγκου - γίνεται προσαρμογή σε κανονικές συνθήκες ώστε όλες οι καταναλώσεις να μετρώνται στην ίδια βάση αναφοράς.

Για τον έλεγχο των δικτύων, είναι σημαντικό να υπάρχουν πληροφορίες για χαρακτηριστικά μεγέθη του αερίου σε διάφορα σημεία τους. Οι σταθμοί μέτρησης και ρύθμισης χαρακτηρίζονται ως κατάλληλα σημεία για την απόκτηση τέτοιων δεδομένων. Τα δεδομένα αυτά μεταφέρονται μέσω ενός ειδικού τηλεμετρικού συστήματος (SCADA) σε ένα κεντρικό σημείο ελέγχου (CONTROL STATION). Αφού γίνει η επεξεργασία τους και εφόσον υπάρχει πρόβλημα στην εγκατάσταση, ενεργοποιούνται τα κατάλληλα τηλεχειριζόμενα όργανα του σταθμού ώστε να γίνει η επαναφορά στις επιθυμητές συνθήκες λειτουργίας.

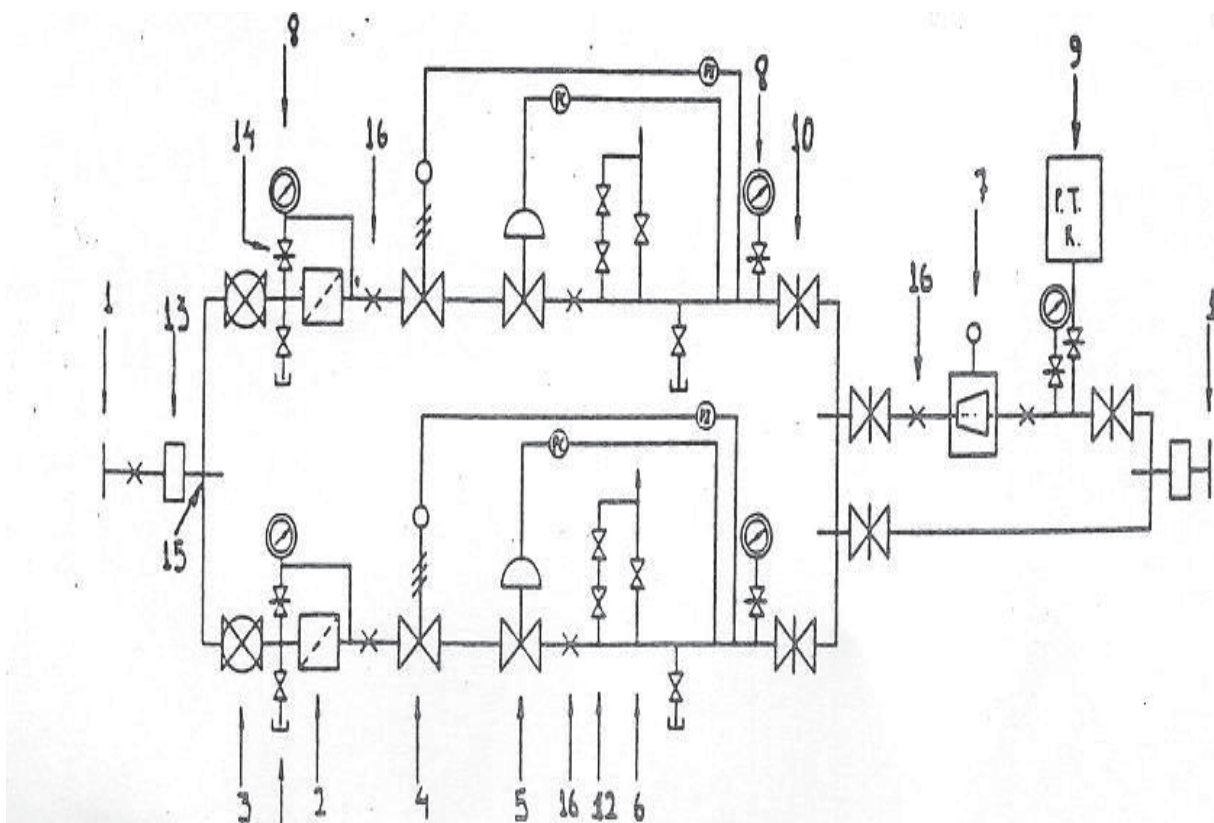
Κατά τη σχεδίαση των σταθμών πρέπει να λαμβάνονται υπ' όψη διάφορες προδιαγραφές και τυποποιήσεις που ισχύουν για την κατασκευή τους. Οι κυριότερες διεθνείς προδιαγραφές που ισχύουν για τον σχεδιασμό σταθμών είναι αυτές των οργανισμών τυποποίησης ISO,OIML,IEC,EEC ενώ υπάρχουν και εθνικοί οργανισμοί τυποποίησης που λαμβάνονται υπ' όψη στο σχεδιασμό σταθμών οι κυριότεροι των οποίων είναι DVGW, DIN (Γερμανία), BSI (Αγγλία), ANSI, AGA, ASTM, API, ASME (ΗΠΑ), GDF (Γαλλία). [6] [7] [8]

Σε μια τυπική εγκατάσταση σταθμού M/P υπάρχουν τα εξής βασικά εξαρτήματα:

Αριθμός θέσης	Εξαρτήματα
1	Φλάντζες εισόδου –εξόδου
2	Φίλτρο
3	Σφαιρική βάνα
4	Βάνα ακαριαίας διακοπής
5	Κυρίως ρυθμιστής πίεσης
6	Βάνα ανακούφισης πίεσης
7	Μετρητής παροχής αερίου
8	Δείκτης πίεσης
9	Διορθωτής όγκου
10	Βάνα τύπου πεταλούδας
11	Αναμονή με σφαιρική βάνα
12	Βάνες δοκιμαστικής λειτουργίας
13	Μονωτικοί σύνδεσμοι
14	Βαλβίδα με ακίδα περαστή
15	Σταυρός καθαρισμού
16	Συστολή διαστολή

Παρακάτω φαίνεται το γραμμικό διάγραμμα ενός τυπικού σταθμού ρύθμισης πίεσης- μέτρησης παροχής.

Στο αριστερό μέρος γίνεται η φίλτρανση και η ρύθμιση της πίεσης , ενώ δεξιά υπάρχει ο μετρητής παροχής με το bypass. Κάθε ρεύμα ρύθμισης έχει τη δυνατότητα λειτουργίας με το 100% της παροχής. Όταν το ένα ρεύμα λειτουργεί το άλλο παραμένει σε αναμονή. Σε αρκετές περιπτώσεις τοποθετείται και μία επιπλέον γραμμή με μετρητή, έτσι ώστε αν χρειαστεί κάποια επισκευή ο ένας να μην διακοπεί η λειτουργία του σταθμού και να συνεχισθεί και η μέτρηση του αερίου.



Εικόνα 4.10 Διάγραμμα τυπικού σταθμού ρύθμισης πίεσης - μέτρησης παροχής

4.4.6 Σταθμοί Εισόδου Πόλεων/ Ρύθμισης πίεσης

Το φυσικό αέριο για τα περισσότερα συστήματα διανομής, φτάνει από το δίκτυο μεταφοράς και περνά από έναν ή περισσότερους σταθμούς εισόδους πόλεων. Η βασική λειτουργία αυτών των σταθμών είναι να μετρούν το αέριο και να μειώνουν την πίεσή του από αυτή του αγωγού μεταφοράς σ' αυτή του δικτύου διανομής. Το δεύτερο λειτουργεί σε πολύ χαμηλότερη πίεση (μειώνεται από περίπου 500-1400 psig σε περίπου 0,25-300 psig). Οι περισσότεροι σταθμοί εισόδου πόλεων μετρούν τη ροή του αερίου με μετρητικές συσκευές και μειώνουν την πίεσή του με ρυθμιστές πίεσης. Αυτές οι συσκευές ελέγχου ελέγχουν το ρυθμό της ροής του αερίου και την πίεση μέσω του σταθμού και διατηρούν το επιθυμητό επίπεδο πίεσης ή ροής στο σύστημα διανομής. Το αέριο που δέχεται ένας τέτοιος σταθμός, είναι πιθανό να περιέχει τεχνητή ουσία που προσδίδει χαρακτηριστική οσμή στο φυσικό αέριο, το οποίο είναι άοσμο από τη φύση του.

Για την διανομή του αερίου λοιπόν από το δίκτυο υψηλής πίεσης σε αστικά κέντρα αλλά και για την κατανάλωση του (καύση του) απαιτείται ο υποβιβασμός της πίεσης του. Για τον λόγο αυτό κατασκευάζονται σταθμοί ρύθμισης της πίεσης αυτού με βασικότερο εξάρτημα – διάταξη τον ρυθμιστή πίεσης. Αυτός από μόνος του μπορεί να αποτελεί μια βαθμίδα υποβιβασμού πίεσης αρκεί να περιέχει και βαθμίδες ασφαλείας από την κατασκευή του. Σε άλλες περιπτώσεις οι σταθμοί υποβιβασμού της πίεσης αποτελούνται από ξεχωριστά εξαρτήματα, τα οποία αποτελούν μία σύνθετη διάταξη αλλά και αρκετά ευέλικτη. Για τον σχεδιασμό των συστημάτων ρύθμισης και μείωσης της πίεσης, πρέπει να είναι γνωστές οι αρχικές και οι τελικές πιέσεις καθώς και η ρέουσα ποσότητα του αερίου (κάθε φορά). Επειδή στις περισσότερες

περιπτώσεις δεν υπάρχει τέτοια καμπύλη, προσπαθούμε να την εκτιμήσουμε από το είδος και το πλήθος των καταναλωτών και τις πιθανές καταναλώσεις κατά την διάρκεια του χρόνου. Φυσικά για τους οικιακούς και τους εμπορικούς καταναλωτές πρέπει να γίνει διάκριση για την περίοδο αυξημένης ζήτησης, όπως είναι το παράδειγμα της παροχής για θέρμανση.

Οι βαθμίδες που συνθέτουν ένα σταθμό υποβιβασμού πίεσης είναι:

- 1) Βάνες εισόδου – εξόδου (inlet – outlet valves)
- 2) Βάνες ακαριαίας αποκοπής (slam shut valves)
- 3) Ρυθμιστής πίεσης (regulator)
- 4) Ανακουφιστική βαλβίδα (relief valve)

Στους σταθμούς αυτούς δίνεται η ευκαιρία να γίνουν και άλλες διεργασίες όπως:

- 1) Φιλτράρισμα από σκόνες και άλλα στερεά σωματίδια.
 - 2) Προθέρμανση του αερίου, όταν αυτή κρίνεται αναγκαία. Η προθέρμανση του αερίου γίνεται με τους εναλλάκτες θερμότητας. Οι διάφοροι τύποι εναλλακτών θερμότητας είναι ο εναλλάκτης διπλού σωλήνα, οι εναλλάκτες κελύφους-σωλήνων (αυλοφόροι), οι εναλλάκτες πολλαπλών διαδρομών και οι εναλλάκτες θερμότητας με εκτεταμένη επιφάνεια (με πλάκες και οι σπειροειδείς).
 - 3) Προφύλαξη των διατάξεων χαμηλής πίεσης είτε από υπερβολική πίεση είτε από πολύ χαμηλή πίεση, η οποία μπορεί να προέρχεται από μεγάλη διαφυγή αερίου.
 - 4) Ρύθμιση και καταγραφή μεγεθών τα οποία παρουσιάζουν μεγάλο ενδιαφέρον.
 - 5) Προσθήκη οσμής στο διανεμόμενο αέριο για λόγους ασφαλείας. Επειδή το φυσικό αέριο είναι σχεδόν άοσμο, η τυχόν διαφυγή του είναι δύσκολο να εντοπιστεί γι' αυτό και οι κανονισμοί των ανεπτυγμένων χωρών επιβάλουν την προσθήκη οσμής με πρόσμιξη ειδικών υλών για να προσδιορίζεται τυχόν διαφυγή. Οι ουσίες που δίνουν την οσμή στο φυσικό αέριο είναι της κατηγορίας των μερκαπτανών οι οποίες είναι οργανικές ενώσεις του θείου. Μια πολύ χρησιμοποιούμενη ουσία για αυτό το σκοπό είναι η ΤΗΤ (τετραϋδροθειοφίνη), η οποία δίνεται μετά τον ρυθμιστή πίεσης στους σταθμούς τροφοδοσίας των πόλεων. Η παρακολούθηση της οσμής γίνεται από το πιο απομακρυσμένο σημείο του δικτύου.
- Ο ρυθμιστής πίεσης είναι ένα από τα βασικότερα εξαρτήματα μιας εγκατάστασης φυσικού αερίου. Σκοπός του είναι να υποβιβάζει την πίεση του ρέοντος αερίου ρυθμίζοντάς την διαρκώς στην επιθυμητή τιμή. Υπάρχουν τρεις βασικές κατηγορίες ρυθμιστών, ανάλογα με την αρχή λειτουργίας τους :
- Απλοί ρυθμιστές με ελατήριο.
 - Ρυθμιστές με πιλότο.
 - Βαλβίδες ελέγχου.

Οι απλοί ρυθμιστές λειτουργούν χωρίς συμπληρωματικά εξαρτήματα για να ελέγξουν τη θέση της βαλβίδας.

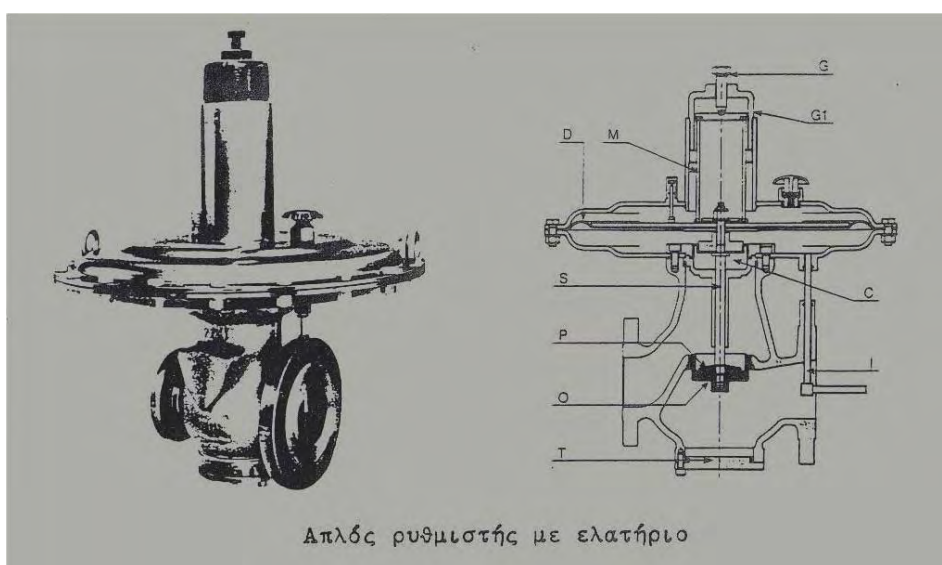
Η λειτουργία αυτού του τύπου ρυθμιστή είναι η εξής:

Οι κινήσεις του διαφράγματος D μεταφέρονται μέσω της ράβδου S στη βαλβίδα O. Η πίεση εξόδου επενεργεί στη κάτω πλευρά του διαφράγματος μέσω της διόδου I, στην οποία επικρατεί πίεση ίση με τη πίεση εξόδου η οποία είναι αντίθετη με τη πίεση του ελατηρίου M. Η πίεση που ασκείται από το αέριο τείνει να κλείσει τη βαλβίδα, αφού σπρώχνει το διάφραγμα προς τα πάνω, άρα και τη βαλβίδα, ενώ η πίεση το ελατηρίου τείνει να την ανοίξει.

Όταν δεν υπάρχει ροή αερίου η βαλβίδα είναι τελείως ανοικτή. Όταν η πίεση στην έξοδο υπερβεί αυτή στην οποία

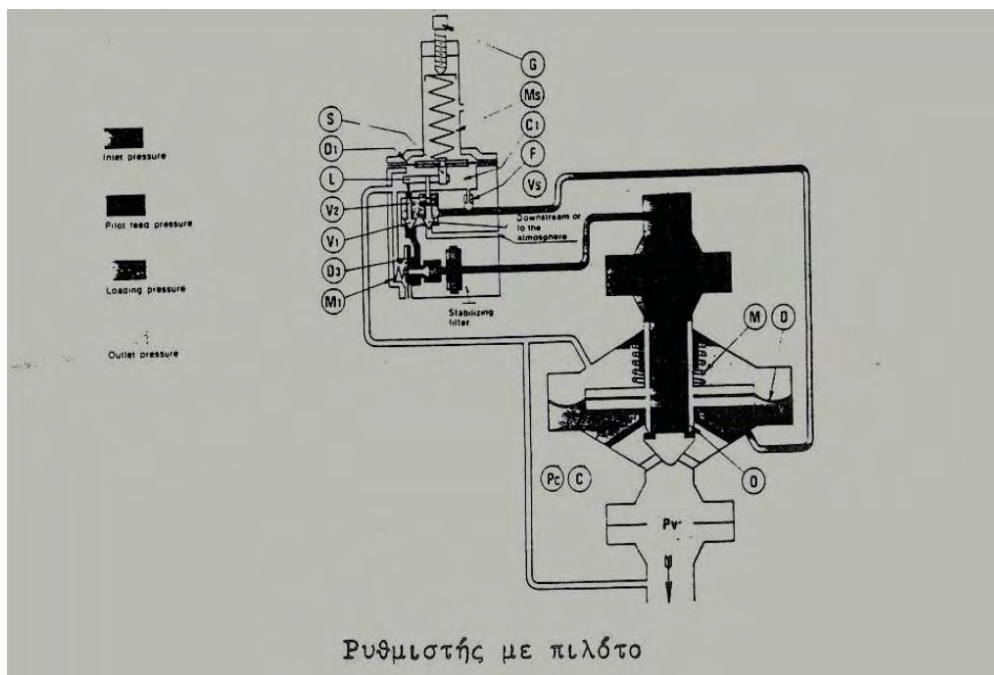
είναι ρυθμισμένο το ελατήριο, η βαλβίδα κλείνει. Το τέλειο κλείσιμο της βαλβίδας εξασφαλίζεται από το παρέμβυσμα P το οποίο είναι συμπαγώς τοποθετημένο στη βαλβίδα.

Όταν οι πιέσεις του ελατηρίου και του αερίου είναι ίσες το σύστημα διάφραγμα –ράβδος –βαλβίδα παραμένει ακίνητο και η πίεση εξόδου του αερίου είναι ίση με το σημείο ρύθμισης της πίεσης του ελατηρίου. Σε περίπτωση που έχουμε αυξημένη ζήτηση αερίου από τις συσκευές, η πίεση εξόδου θα μειωθεί. Αυτό θα έχει σαν αποτέλεσμα η πίεση του ελατηρίου στο διάφραγμα να υπερβεί την πίεση εξόδου και έτσι η βαλβίδα θα ανοίξει περισσότερο. Έτσι θα έχουμε μεγαλύτερη παροχή αερίου μέχρις ότου η πίεση εξόδου να φτάσει στο σημείο ρύθμισης. Το αντίθετο συμβαίνει όταν η πίεση αυξηθεί. Στην σταθερή κατάσταση η βαλβίδα διατηρείται σε τέλεια ισορροπία, (για να μην υπάρχουν μικρομεταβολές στη πίεση και τη παροχή) μέσω του θαλάμου εξισορρόπησης C στον οποίο δρα η πίεση εισόδου. Η ρύθμιση του ελατηρίου γίνεται μέσω των κοχλιών G και G1 κατά την έναρξη λειτουργίας της εγκατάστασης και αφού υπάρχει ροή αερίου.



Εικόνα 4.11 Απλός ρυθμιστής με ελατήριο

Στους ρυθμιστές με πιλότο υπάρχει ένας επιπλέον ρυθμιστής «πιλότος» ο οποίος ελέγχει τη πίεση που επικρατεί τη περιοχή του διαφράγματος του κυρίως ρυθμιστή. Οι ρυθμιστές με πιλότο έχουν πολύ καλύτερη απόδοση από τους απλούς ρυθμιστές. Οι αλλαγές στη περιοχή του διαφράγματος του κυρίως ρυθμιστή δεν επηρεάζουν την αποδοτικότητά τους αφού διορθώνονται από το πιλότο. Οι ρυθμιστές με πιλότο χρησιμοποιούνται , κυρίως , όταν η παροχή του αερίου είναι μόνιμη και δεν υπάρχουν γρήγορες μεταβολές στην τιμή τους. Η ταχύτητα απόκρισης των ρυθμιστών αυτών είναι χειρότερη από αυτή των απλών ρυθμιστών αφού οι αλληλεπιδράσεις των εξαρτημάτων τους είναι αρκετά πολύπλοκες αλλά επιτυγχάνουν εξαιρετική σταθερότητα της ρυθμιζόμενης πίεσης.



Εικόνα 4.12 Ρυθμιστής με πιλότο

Οι βάνες ελέγχου είναι ρυθμιστικές διατάξεις που λειτουργούν με ηλεκτρική ενέργεια και με αέρα (σε ορισμένες περιπτώσεις). Χρησιμοποιούνται σε περιπτώσεις που απαιτούνται συγκεκριμένα χαρακτηριστικά ροής του αερίου. Απαιτούν προσεκτική σχεδίαση για να διασφαλίσουν σωστή λειτουργία και καλή ισορροπία του συστήματος. Είναι η πιο ακριβής διάταξη ρύθμισης αλλά μειονέκτημά της είναι το μεγάλο κόστος. Για τους παραπάνω λόγους αλλά και λόγω της χρήσης ηλεκτρικού ρεύματος (επικίνδυνο για εύφλεκτα αέρια) χρησιμοποιείται ελάχιστα σε σταθμούς ρύθμισης-μέτρησης φυσικού αερίου. [8]

.Οι ρυθμιστικές αυτές διατάξεις αποτελούνται από [8]

- Τη βαλβίδα ελέγχου
- Τον ελεγκτή θέσης
- Τη ρυθμιστική διάταξη
- Ρυθμιστή σήματος της βαλβίδας ελέγχου

4.4.7 Βαλβίδες

Οι σωλήνες φυσικού αερίου περιλαμβάνουν μεγάλο αριθμό βαλβίδων κατά μήκος τους. Οι βαλβίδες αυτές είναι συνήθως ανοιχτές και επιτρέπουν στο φυσικό αέριο να ρέει ελεύθερα, αλλά μπορούν να κλείνουν ώστε να απομονώνουν συγκεκριμένα τμήματα του δικτύου. Υπάρχουν πολλοί λόγοι για τους οποίους πρέπει να απομονώνονται τμήματα του δικτύου, όπως είναι οι επείγουσες καταστάσεις διακοπής και συντήρησης. Για παράδειγμα, εάν ένα τμήμα του αγωγού φυσικού αερίου απαιτεί αντικατάσταση και ή συντήρηση, οι βαλβίδες και στα δύο άκρα του συγκεκριμένου τμήματος πρέπει να κλείσουν, ώστε να επιτρέψουν τους μηχανικούς και εργάτες να έχουν ασφαλή πρόσβαση. Αυτές οι μεγάλες βαλβίδες μπορούν να τοποθετούνται κάθε 5 έως 20 μίλια κατά μήκος του σωλήνα και υπόκεινται σε νομοθετικούς κανόνες και κώδικες ασφαλείας.



Εικόνα 4.13 Βαλβίδα εδάφους

Οι τύποι βανών που χρησιμοποιούνται στις εγκαταστάσεις φυσικού αερίου, περιλαμβανομένων των σταθμών ρύθμισης-μέτρησης είναι οι εξής:

1) Σφαιρικές βάνες (ball valves)

Χρησιμοποιούνται κυρίως ως αποφρακτικές βάνες. Διακρίνονται σε πλήρους διάτρησης όπου η διατομή τους είναι ίδια με αυτή του αγωγού που τοποθετούνται και σε μειωμένης διάτρησης όπου η διατομή τους είναι μικρότερη κατά ένα τυποποιημένο μέγεθος από το ονομαστικό της βάνας.

Σύμφωνα με τα κατασκευαστικά χαρακτηριστικά τους διακρίνονται σε :

- Ελεύθερης ή σταθερής σφαίρας
- Σφαιρικές βάνες τύπου “fire safe”
- Ενιαίου ή διαιρούμενου σώματος
- Σφαιρικές βάνες με διακόπτες ασφαλείας

2) Βάνες τύπου πεταλούδας (butterfly valves)

Οι βάνες αυτές χρησιμοποιούνται επίσης ως αποφρακτικές για χαμηλές συνήθως πιέσεις. Με ειδική σχεδίαση πάντως επαρκούν και για μεγάλες διαφορές πίεσης. Ακόμη μία εφαρμογή τους είναι ο έλεγχος της ροής του αερίου. Χρησιμοποιούνται σε μεγάλο βαθμό αφού η απλή σχεδίαση τους έχει ως αποτέλεσμα το μικρό κόστος.

3) Κωνικές βάνες (globe valves)

Οι κωνικές βάνες έχουν το πλεονέκτημα να είναι λιγότερο ευαίσθητες στη σκόνη απ' ότι είναι οι υπόλοιπες. Οι κωνικές βάνες πρέπει να λιπαίνονται με γράσο για να έχουν καλύτερα αποτελέσματα στη θέση κλεισίματος. Χρησιμοποιούνται όμως λίγο αφού το γράσο παρασυρόμενο από το αέριο μπορεί να προκαλέσει σοβαρές βλάβες στα εξαρτήματα της εγκατάστασης.

4) Βάνες τύπου θύρας (gate valves)

Χρησιμοποιούνται για χαμηλές και υψηλές πιέσεις σε περιπτώσεις απόφραξης του αγωγού σε συνθήκες πλήρους φορτίου. Οι μεγάλες εξωτερικές τους διαστάσεις όμως τις κάνουν λιγότερο πρακτικές και πιο ακριβές από τις συνηθισμένες βάνες.

Γενικά όλες οι βάνες πρέπει να εγκαθίστανται έτσι ώστε οι χειροτροχοί και μοχλοί να είναι εύκολα αντιστρέψιμοι. Η απαιτούμενη δύναμη για να λειτουργήσουν οι χειροτροχοί και οι μοχλοί θα πρέπει να είναι μέσα στα φυσιολογικά όρια της δύναμης του ανθρώπινου χεριού. Επίσης σε όλες τις βάνες γίνονται ειδικές δοκιμές (υδραυλικές και με αέρα) για να διαπιστωθεί η αντοχή τους. Οι δοκιμές αυτές είναι τυποποιημένες και καθορίζονται από τους οργανισμούς τυποποίησης και προδιαγραφών. Οι πιο συνηθισμένες, είναι οι δοκιμές που καθορίζονται από τα ISO, DIN, ASTM, και API. Το υλικό είναι χάλυβας ή χυτοσίδηρος ή άλλα υλικά τα οποία επίσης καθορίζονται από τις προδιαγραφές που χρησιμοποιούνται στη σχεδίαση μιας εγκατάστασης.

4.4.8 Εγκαταστάσεις “pigging”- Κέντρα ξεστροπαγίδων

Οι εγκαταστάσεις “pigging” (κέντρα ξεστροπαγίδων) αποτελούνται από εξοπλισμό εκτόξευσης ή αποδοχής πλαστικών ξέστρων και επιτρέπουν στο σωλήνα να συνοδεύεται από ένα εργαλείο υψηλής ανάλυσης και εσωτερικής εποπτείας. Οι ξεστροπαγίδες είναι συσκευές που ρίχνονται μέσα στο σωλήνα για να εκτελούν συγκεκριμένες λειτουργίες. Μερικές χρησιμοποιούνται για να καθαρίσουν το εσωτερικό του σωλήνα ή να παρακολουθούν τις εσωτερικές και εξωτερικές συνθήκες. Οι εκτοξευτές και αποδοχείς είναι εγκαταστάσεις που επιτρέπουν στις ξεστροπαγίδες να εισέρχονται ή να απομακρύνονται από τον σωλήνα. Μία

εγκατάσταση rigging είναι γενικά μικρότερη από έναν τυπικό σταθμό συμπίεσης, αλλά τυπικά είναι διπλάσια σε μέγεθος από τον χώρο των βαλβίδων. [1]

4.4.9 Κέντρα SCADA

Οι εταιρίες διαχείρισης των αγωγών φυσικού αερίου έχουν πελάτες και στα δύο άκρα του αγωγού: τους παραγωγούς και επεξεργαστές που εισάγουν φυσικό αέριο στον αγωγό και τους καταναλωτές και τις τοπικές εταιρίες διανομής αερίου που χρησιμοποιούν το φυσικό αέριο. Για να γίνει η διαχείριση του φυσικού αερίου που μπαίνει στον αγωγό και για να διασφαλιστεί ότι όλοι οι καταναλωτές δέχονται έγκαιρα το αέριο που χρειάζονται στην απαιτούμενη ποσότητα, απαιτούνται εξελιγμένα συστήματα ελέγχου για την παρακολούθηση του αερίου καθώς ταξιδεύει μέσα από όλα τα τμήματα του δικτύου φυσικού αερίου. Για το σκοπό αυτό χρησιμοποιούνται κεντρικοί σταθμοί ελέγχου που συλλέγουν, αφομοιώνουν και διαχειρίζονται τα δεδομένα που φτάνουν από τους σταθμούς εισόδου πόλεων και σταθμών συμπίεσης κατά μήκος του αγωγού.

Τα περισσότερα δεδομένα που φτάνουν σε ένα σταθμό ελέγχου παρέχονται μέσω ενός συστήματος εποπτικού ελέγχου και απόκτησης δεδομένων SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Αυτά τα συστήματα είναι στην ουσία εξελιγμένα συστήματα επικοινωνίας που παίρνουν μετρήσεις και συλλέγουν δεδομένα κατά μήκος του σωλήνα (συνήθως στους μετρητικούς σταθμούς ή σταθμούς συμπίεσης και βαλβίδες) και μεταδίδουν τα δεδομένα στον κεντρικό σταθμό ελέγχου. Ανιχνεύσεις της κατάστασης του εξοπλισμού παίρνονται κάθε 6 έως 90 sec, ανάλογα με την τεχνολογία επικοινωνίας που χρησιμοποιείται. Αυτές οι πληροφορίες επιτρέπουν στους μηχανικούς να ξέρουν ακριβώς τι συμβαίνει κατά μήκος του σωλήνα κάθε στιγμή, κάτι που επιτρέπει γρήγορες αντιδράσεις σε δυσλειτουργίες εξοπλισμού, διαρροές ή κάθε άλλη ασυνήθιστη δραστηριότητα κατά μήκος του αγωγού, καθώς και παρακολούθηση του φορτίου. Κάποια συστήματα SCADA επιτρέπουν την ικανότητα χειρισμού του εξοπλισμού εξ' αποστάσεως, συμπεριλαμβανομένων σταθμών συμπίεσης που επιτρέπουν στους μηχανικούς να έχουν κεντρικό έλεγχο, ώστε να ρυθμίζουν τη ροή στον αγωγό άμεσα και εύκολα.

ΣΗΜΕΙΑ ΜΕΤΡΗΣΗΣ-ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ

1. Εξωτερική θερμοκρασία
2. Μείωση απαιτήσεων παροχής
3. Πίεση εισόδου
4. Διαφορική πίεση φίλτρου

5. Προθερμαντήρας
6. Θέση ασφαλιστικού SAV
7. Ρύθμιση ρυθμιστή
8. Θέση ρυθμιστή
9. Θερμοκρασία αερίου
10. Ροή αερίου
11. Διόρθωση όγκου
12. Πίεση εξόδου

Φυσικά μη ηλεκτρικά μεγέθη (π.χ. διαφορική πίεση, πίεση) μετατρέπονται σε ηλεκτρικό σήμα με σκοπό την τηλεμέτρησή τους. Η μετατροπή αυτή γίνεται με κατάλληλους μετατροπείς σήματος (transducers). Το εύρος του σήματος εξόδου αυτών, κυμαίνεται μεταξύ 0-20 mA ή 4-20 mA ενώ πολλές φορές η μετάδοση γίνεται με αναλογικό σήμα 0-10Volts.

Σε παλιούς μηχανικούς μετατροπείς, ο παλμός της εξόδου μετατρέπεται μέσω ενός ηλεκτρικού relay. Για πληροφορίες που πρέπει να μεταφερθούν στον κεντρικό σταθμό ελέγχου και λαμβάνονται μέσω ηλεκτρικών επαφών (π.χ. η θέση του ασφαλιστικού διακοπής), χρησιμοποιούνται διακόπτες προσέγγισης ώστε να αποφεύγονται οι σπινθηρισμοί. Εκτός όμως από την εγκατάσταση αντιαεκρηκτικών οργάνων, μπορεί να γίνει τοποθέτηση αυτών σε ειδικά “ερμάρια αποκλεισμού” τα οποία προσφέρουν υψηλότερο βαθμό αντιαεκρηκτικής προστασίας.

Παράλληλα με τα παραπάνω περιγραφόμενα όργανα, χρησιμοποιούνται, ως βασικός εξοπλισμός, ενός σταθμού τηλεμέτρησης - τηλεδιοίκησης, όργανα που δίνουν πληροφορίες για την ποιότητα του καυσίμου όπως πυκνόμετρα, θερμιδόμετρα και χρωματογράφοι

Γενικός κανόνας που πρέπει να ακολουθούν τα δίκτυα πληροφοριών μεταξύ πεδίου και κεντρικού ελέγχου, είναι να μεταφέρουν γρήγορα και με υψηλή ασφάλεια τα δεδομένα. Αυτό μπορεί να επιτευχθεί στην πράξη μόνο με τα σύγχρονα μέσα τηλεπικοινωνιών και πληροφορικής. Η μεταφορά αυτή μπορεί να γίνεται είτε μεταξύ προσώπων, είτε μεταξύ οργάνων πεδίου και κεντρικού ελέγχου. Αυτή η ανταλλαγή πληροφοριών διαρθρώνεται ως εξής:

- (α) δίκτυο συχνοτήτων
- (β) δίκτυο τηλεπικοινωνίας συμπεριλαμβανομένου του δικτύου λειτουργίας της εγκατάστασης
- (γ) κωδικοποίηση-τηλεμεταφορά
- (δ) ανάλυση δεδομένων

Δίκτυο συχνοτήτων

Ειδικό καλώδιο μεταφοράς συχνοτήτων μεταφέρει τις πληροφορίες υπό την μορφή συχνότητας. Η τοποθέτηση του γίνεται παράλληλα με τους αγωγούς μεταφοράς και διανομής Φ.Α. εντός ειδικού προστατευτικού φρεατίου. Το κυριότερο πλεονέκτημα αυτού του δικτύου είναι η εύκολη και με μικρό κόστος σύνδεση των καλωδίων με τις μετρητικές και ρυθμιστικές συσκευές. Σε περιπτώσεις όπου η πληροφορία πρέπει να δοθεί σε μακρινή απόσταση χρησιμοποιούνται ενισχυτές του σήματος συχνότητας.

Δίκτυο τηλεπικοινωνίας. Πρόκειται για ένα καλωδιακό δίκτυο τηλεπικοινωνίας το οποίο μπορεί να είναι είτε το δημόσιο τηλεφωνικό δίκτυο, είτε αποκλειστικό δίκτυο τηλεπικοινωνιών της εγκατάστασης ή και τα δύο ταυτόχρονα.

Κωδικοποίηση-Τηλεμεταφορά

Η κωδικοποίηση αφορά την μετατροπή των προς μετάδοση πληροφοριών σε κατάλληλο σήμα, έτσι ώστε αυτή (μετάδοση) να γίνεται με εύκολο και ελεγχόμενο τρόπο. Η τηλεμεταφορά των δεδομένων μέσω των παραπάνω περιγραφόμενων δικτύων μπορεί να γίνει με τρεις τρόπους:

- 1) Μετάδοση των πληροφοριών με διαφορετικές συχνότητες (frequency-multiplex)
- 2) Μη ταυτόχρονη μετάδοση των πληροφοριών αλλά με χρονική αλληλουχία (time multiplex)
- 3) Ταυτόχρονη εφαρμογή των δύο πρώτων τρόπων.

Ανάλυση δεδομένων

Τα μεταφερόμενα μέσω δικτύων κωδικοποιημένα σήματα αναλύονται σε ηλεκτρονικούς υπολογιστές. Έτσι, το προσωπικό του σταθμού ελέγχου (control station-control room) μπορεί να επιβλέπει τη λειτουργία της εγκατάστασης. Το hardware αποτελείται από την κεντρική μονάδα και τις περιφερειακές συσκευές. Κριτήρια για την ικανότητά τους αποτελούν η μνήμη και η ταχύτητα επεξεργασίας τους.

Για μικρά δίκτυα διανομής και κατά συνέπεια μικρά δίκτυα τηλεμέτρησης χρησιμοποιούνται PC. Για την τηλεμέτρηση μεγάλων δικτύων μεταφοράς λειτουργούν συστήματα συνδυασμού περισσοτέρων από δύο Η/Υ που προσφέρουν μεγαλύτερη μνήμη και ταχύτητα επεξεργασίας δεδομένων.

Τηλεδιοίκηση –Τηλεχειρισμός συσκευών

Για την τεχνικά και οικονομικά βέλτιστη χρήση μιας εγκατάστασης Φ.Α. ενδείκνυται η δυνατότητα τηλεχειρισμού των συσκευών. Πρέπει δηλαδή να είναι δυνατή η ρύθμιση της πίεσης και της παροχής σε

βασικά σημεία της εγκατάστασης. Για τον λόγο αυτό πρέπει να παρέχονται οι παρακάτω δυνατότητες επέμβασης:

- άνοιγμα – κλείσιμο αποφρακτικών οργάνων
- ρύθμιση της πίεσης εξόδου των συσκευών
- ρύθμιση της ροής
- ρύθμιση της πίεσης εξόδου των συμπιεστών
- έλεγχος διατάξεων αιχμής (π.χ. πλήρωση –εκκένωση δεξαμενών αποθήκευσης

Σε ένα δίκτυο Φ.Α. βρίσκονται σε θέσεις όπου μετριέται η ροή και η πίεση, ηλεκτρικές διατάξεις ρύθμισης των παραπάνω μεγεθών. Οι διατάξεις αυτές εντολοδοτούνται από τον κεντρικό έλεγχο. Το τηλεχειριζόμενο μέρος της συσκευής που βρίσκεται στο εσωτερικό της είναι πάντα κλειστό έτσι ώστε σε περίπτωση θέσης εκτός λειτουργίας του δικτύου τηλερύθμισης, αυτή να συνεχίσει ανενόχλητη τη λειτουργία της. Για παράδειγμα, αναφέρεται η λειτουργία μιας ηλεκτροκίνητης βάνας ελέγχου (motorized control valve). Όταν για κάποιο λόγο η πίεση εξόδου της βάνας αυξηθεί πέρα από την ονομαστική τιμή λειτουργίας, το μανόμετρο θα καταγράψει τη μέτρηση και με σύστημα μετατροπέα- μεταδότη θα την μεταφέρει στον κεντρικό έλεγχο. Από εκεί θα λάβει εντολή ο ηλεκτροκινητήρας να ελαττώσει τη διατομή της βάνας ελέγχου ώστε να υποβιβαστεί η πίεση στην κανονική της τιμή.

Τα συστήματα τηλεδιοίκησης είναι συνήθως ανοιχτού βρόγχου (open loop). Για πολύ μεγάλα συστήματα με περίπλοκη λειτουργία, δημιουργούνται τοπικοί σταθμοί ελέγχου οι οποίοι βρίσκονται σε συνεργασία με τον κεντρικό σταθμό ελέγχου (π.χ. εγκαταστάσεις αποθήκευσης και αεριοποίησης LNG).

Η μετάβαση σε πλήρως αυτοματοποιημένα δίκτυα δεν έχει προχωρήσει σε μεγάλο βαθμό επειδή δεν έχει αποδειχθεί ότι με αυτόν τον τρόπο μειώνονται τα κόστη λειτουργίας και προσωπικού. [1] [5]

4.5 Αποθήκευση Φυσικού Αερίου

Το φυσικό αέριο, όπως τα περισσότερα αγαθά μπορεί να αποθηκευτεί για απεριόριστο χρονικό διάστημα. Μετά τη διερεύνηση, παραγωγή και μεταφορά του φυσικού αερίου, φτάνει στην περιοχή κατανάλωσης όπου η προσφερόμενες ποσότητες δεν συμπίπτουν πάντα με τις ζητούμενες. Το πλεονάζον φυσικό αέριο πρέπει να εισέλθει σε εγκαταστάσεις αποθήκευσης. Το φυσικό αέριο είναι εποχιακό προϊόν. Αυτό σημαίνει ότι η ζήτηση είναι συνήθως μεγαλύτερη κατά τη διάρκεια του χειμώνα, κυρίως επειδή χρησιμοποιείται για θέρμανση στον οικιακό και εμπορικό τομέα. Το αποθηκευμένο φυσικό αέριο παίζει σημαντικό ρόλο στο να διασφαλίσει ότι κάθε πλεόνασμα στην προσφορά του τους θερινούς μήνες, είναι διαθέσιμο για την κάλυψη των υψηλών ενεργειακών αναγκών του χειμώνα. Ωστόσο, με την αυξητική τάση στη χρήση του φυσικού αερίου για την ηλεκτροπαραγωγή, η ζήτηση για φυσικό αέριο είναι πλέον υψηλή και τους θερινούς μήνες (κυρίως λόγω της χρήσης κλιματιστικών). Το αποθηκευμένο φυσικό αέριο επίσης χρησιμεύει σαν παράγοντας ασφαλείας σε απρόβλεπτα ατυχήματα, φυσικές καταστροφές ή άλλα συμβάντα που μπορεί να

επηρεάζουν την παραγωγή ή διανομή του φυσικού αερίου. Ο ρόλος του αποθηκευμένου φυσικού αερίου είναι ζωτικής σημασίας για την αξιοπιστία στην παροχή για την κάλυψη των αναγκών ζήτησης .

Αποθήκευση βασικού φορτίου και αποθήκευση φορτίου αιχμής

Υπάρχουν ουσιαστικά δύο χρήσεις των εγκαταστάσεων αποθήκευσης: η κάλυψη των αναγκών του βασικού φορτίου και η κάλυψη αναγκών φορτίου αιχμής. Όπως αναφέρθηκε ήδη, η αποθήκευση φυσικού αερίου απαιτείται για δύο λόγους: την κάλυψη εποχικών αναγκών ζήτησης και την ασφάλεια παροχής σε περιπτώσεις απρόβλεπτων διακοπών. Η χωρητικότητα στην αποθήκευση βασικού φορτίου χρησιμοποιείται για την κάλυψη αυξητικών τάσεων στη ζήτηση. Οι εγκαταστάσεις αυτές είναι ικανές να διατηρούν αρκετό φυσικό αέριο για να ικανοποιούνται μακροπρόθεσμες ανάγκες ζήτησης. Τυπικά, η περίοδος αλλαγής σ' αυτές τις εγκαταστάσεις είναι ένας χρόνος . Το φυσικό αέριο εισέρχεται κατά τη διάρκεια των θερινών μηνών και συνήθως φεύγει από την αποθηκευτική διάταξη το χειμώνα. Αυτές οι αποθηκευτικές διατάξεις είναι μεγαλύτερες, αλλά οι ρυθμοί διανομής τους είναι σχετικά χαμηλοί, κάτι που σημαίνει ότι το φυσικό αέριο που μπορεί να εξαχθεί κάθε μέρα είναι περιορισμένο. Ωστόσο , παρέχουν πιο διαρκή, σταθερή παροχή φυσικού αερίου.

Από την άλλη, οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης φορτίου αιχμής, είναι σχεδιασμένες για να έχουν υψηλό ρυθμό διανομής, που σημαίνει ότι το φυσικό αέριο μπορεί να βγει από την αποθήκη, γρήγορα όταν υπάρξει ανάγκη. Οι εγκαταστάσεις φορτίου αιχμής έχουν ως στόχο να καλύπτουν ξαφνικές και βραχυχρόνιες αυξήσεις στη ζήτηση. Αυτές οι εγκαταστάσεις δεν μπορούν να κρατήσουν τόσο φυσικό αέριο όσο οι εγκαταστάσεις βασικού φορτίου, αλλά μπορούν να παρέχουν γρήγορα, μικρότερες ποσότητες και να αναπληρώνονται επίσης πιο γρήγορα.

Το φυσικό αέριο συνήθως αποθηκεύεται υπογείως σε μεγάλους αποθηκευτικούς χώρους. Υπάρχουν τρεις βασικοί τύποι υπόγειας αποθήκευσης: αποθήκες απεμπλουτισμένου αερίου, υδροφόροι ορίζοντες και κοιλάτητες άλατος. Παράλληλα με την υπόγεια αποθήκευση, το φυσικό αέριο αποθηκεύεται επίσης σαν υγροποιημένο φυσικό αέριο Liquefied Natural Gas (LNG). Το LNG επιτρέπει τη φόρτωση και αποθήκευση του φυσικού αερίου σε υγρή μορφή, κάτι που συνεπάγεται πολύ μικρότερο όγκο από την αέρια μορφή του.

4.6 Διανομή Φυσικού Αερίου

Η διανομή είναι το τελικό στάδιο στην παράδοση του φυσικού αερίου στους πελάτες. Ενώ μερικοί μεγάλοι βιομηχανικοί και εμπορικοί καταναλωτές καθώς και παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιούν απευθείας το αέριο από το δίκτυο μεταφοράς, οι περισσότεροι χρήστες χρησιμοποιούν το φυσικό αέριο από την τοπική εταιρία διανομής (LCD). Οι εταιρίες διανομής συμμετέχουν στη διανομή του φυσικού αερίου στους καταναλωτές μίας συγκεκριμένης γεωγραφικής περιοχής. Υπάρχουν δύο βασικοί τύποι εταιριών φυσικού αερίου: αυτές που είναι ιδιοκτησίες ιδιωτών και τα δημόσια συστήματα αερίου που ανήκουν σε τοπικές κυβερνήσεις

Οι τοπικές εταιρίες διανομής τυπικά μεταφέρουν το φυσικό αέριο από τα σημεία παράδοσης που βρίσκονται στους κεντρικούς αγωγούς μεταφοράς, προς τους οικιακούς και εμπορικούς καταναλωτές μέσω αγωγών διανομής μικρής διαμέτρου. Το σημείο παράδοσης όπου το φυσικό αέριο μεταφέρεται από το δίκτυο μεταφοράς, στο τοπικό δίκτυο διανομής είναι σημαντικό κέντρο για την τιμολόγηση του φυσικού αερίου σε μεγάλα αστικά κέντρα. Συνήθως οι διαχειριστές του δικτύου φυσικού αερίου κάθε χώρας έχουν την ιδιοκτησία του σημείου εισόδου στο δίκτυο διανομής (σημείο εισόδου πόλεων) και το παραδίδουν στους μετρητές των καταναλωτών. Αυτό απαιτεί ένα εκτεταμένο δίκτυο αγωγών διανομής μικρής διαμέτρου. Το υπουργείο «Αγωγών Μεταφοράς, Επικίνδυνων Υλικών και Ασφαλείας» των ΗΠΑ, έχει δηλώσει πως υπάρχουν πάνω από 2 εκατομμύρια μίλια σωληνώσεων διανομής στις ΗΠΑ, συμπεριλαμβανομένων και των κεντρικών και βοηθητικών αγωγών εντός των πόλεων, που συνδέουν κάθε μετρητή με τον κεντρικό αγωγό.

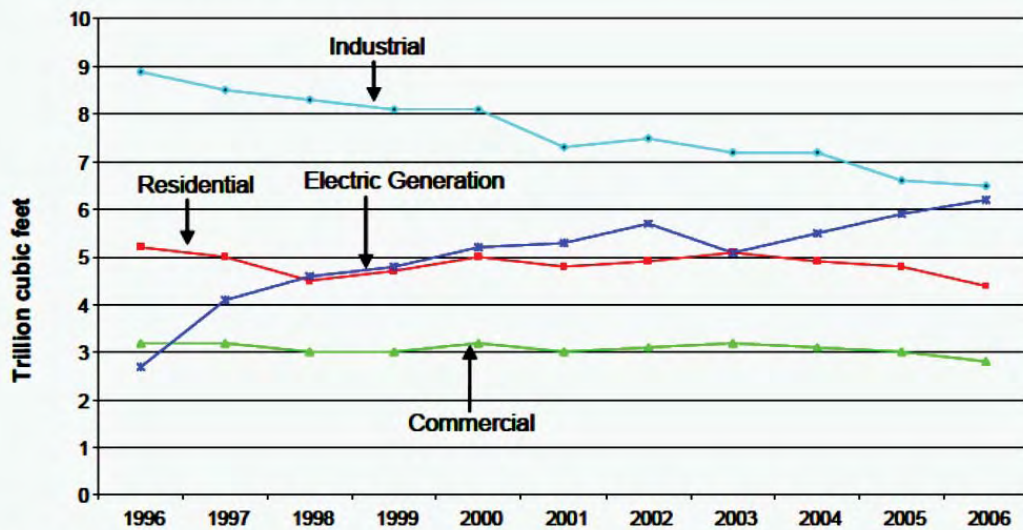
Εξαιτίας της δομής μεταφοράς που απαιτείται για να κινηθεί το φυσικό αέριο σε πολλούς διεσπαρμένους καταναλωτές κατά μήκος μίας σχετικά μεγάλης γεωγραφικής περιοχής, τα κόστη διανομής τυπικά αγγίζουν το μισό περίπου του κόστους για φυσικό αέριο ενός μικρού νοικοκυριού. Ενώ οι μεγάλοι αγωγοί μπορούν να μειώσουν τα ανά μονάδα κόστη με τη μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων φυσικού αερίου, οι εταιρίες διανομής πρέπει να διανείμουν σχετικά μικρούς όγκους σε πολύ περισσότερες τοποθεσίες. Σύμφωνα με την EIA (Energy Information Administration) των ΗΠΑ, τα κόστη μεταφοράς και διανομής αντιπροσωπεύουν περίπου το μισό του λογαριασμού του 2009 ενός τυπικού οικιακού καταναλωτή, με τα κόστη του του φυσικού αερίου σαν αγαθό αυτό καθ' αυτό, να αντιπροσωπεύει το άλλο μισό.

Το φυσικό αέριο περιοδικά συμπιέζεται για να διασφαλιστεί η ροή του στον αγωγό, αν και οι τοπικοί σταθμοί συμπίεσης είναι μικρότεροι από αυτούς που χρησιμοποιούνται στα δίκτυα μεταφοράς. Εξαιτίας των μικρότερων όγκων φυσικού αερίου που πρέπει να μεταφερθούν, καθώς επίσης και των αγωγών μικρής διαμέτρου που χρησιμοποιούνται, η πίεση που απαιτείται για να κινήσει το φυσικό αέριο μέσα από το δίκτυο διανομής είναι πολύ χαμηλότερη από αυτή που συναντούμε στο δίκτυο μεταφοράς. Το φυσικό αέριο που είναι προς διανομή, τυπικά αποσυμπιέζεται κοντά στο σημείο εισόδου πόλεων, και επίσης καθαρίζεται και φιλτράρεται (αν και ήδη έχει γίνει αυτό στο στάδιο της μεταφοράς του), για να εξασφαλιστεί η χαμηλή υγρασία και η ανυπαρξία ξένων σωματιδίων. Επιπρόσθετα πριν τη διανομή γίνεται προσθήκη μερκαπτάνης, που προσδίδει χαρακτηριστική στο φυσικό αέριο. Αυτό γίνεται, επειδή το φυσικό αέριο είναι άοσμο και άχρωμο και η μερκαπτάνη κάνει πιο εύκολη την ανίχνευση διαρροής.

Παραδοσιακά χρησιμοποιούνταν άκαμπτος χάλυβας για την κατασκευή δικτύων διανομής. Ωστόσο, η νέα τεχνολογία επιτρέπει τη χρήση εύκαμπτων πλαστικών και ανοξείδωτου χάλυβα σωληνώσεων, αντί για σωλήνες άκαμπτου χάλυβα. Αυτοί οι νέοι τύποι σωλήνων επιτρέπουν τη μείωση του κόστους, την ευελιξία εγκατάστασης και ευκολότερες επισκευές για τοπικές εταιρίες διανομής και καταναλωτές φυσικού αερίου. Μία άλλη καινοτομία στη διανομή φυσικού αερίου είναι η χρήση ηλεκτρονικών μετρητικών συστημάτων. Το φυσικό αέριο που χρησιμοποιείται από κάθε πελάτη μετράται με μετρητικό εξοπλισμό επί τόπου στο σημείο κατανάλωσης, που ουσιαστικά καταγράφει τον όγκο φυσικού αερίου που καταναλώνεται σ' αυτή την περιοχή. Συνήθως παλαιότερα, προσωπικό του δικτύου διανομής κατέγραφε τις ενδείξεις του μετρητή κάθε καταναλωτή, για να ακολουθήσει ο λογαριασμός του πελάτη. Ωστόσο, νέα ηλεκτρονικά συστήματα

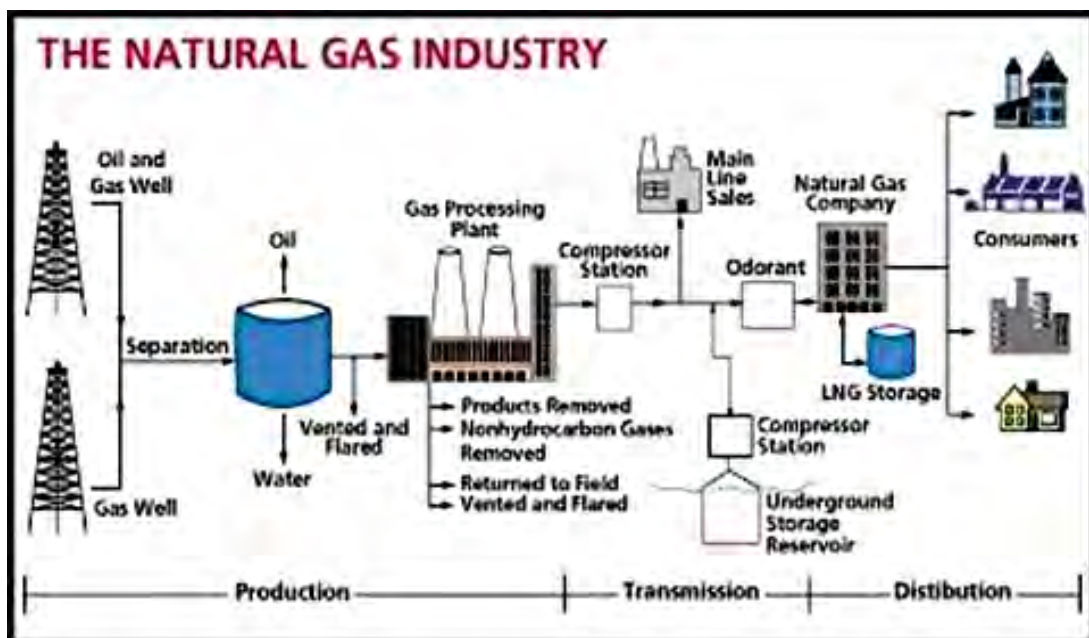
ανάγνωσης μετρήσεων μπορούν να μεταδίδουν αυτή την πληροφορία απ' ευθείας στην εταιρία διανομής. Αυτό μειώνει σημαντικά το κόστος για την εταιρία και κατ' επέκταση το κόστος για τον καταναλωτή.

Figure 2. Natural Gas Delivery Volumes by End-User Category, 1996-2006



Source: Energy Information Administration (EIA), *Natural Gas Annual*, (various issues).

Εικόνα 4.14 Όγκοι παράδοσης φυσικού αερίου σε διαφορετικούς τελικούς καταναλωτές (1996-2006)



Εικόνα 4.15 Σχηματική περιγραφή βιομηχανίας φυσικού αερίου

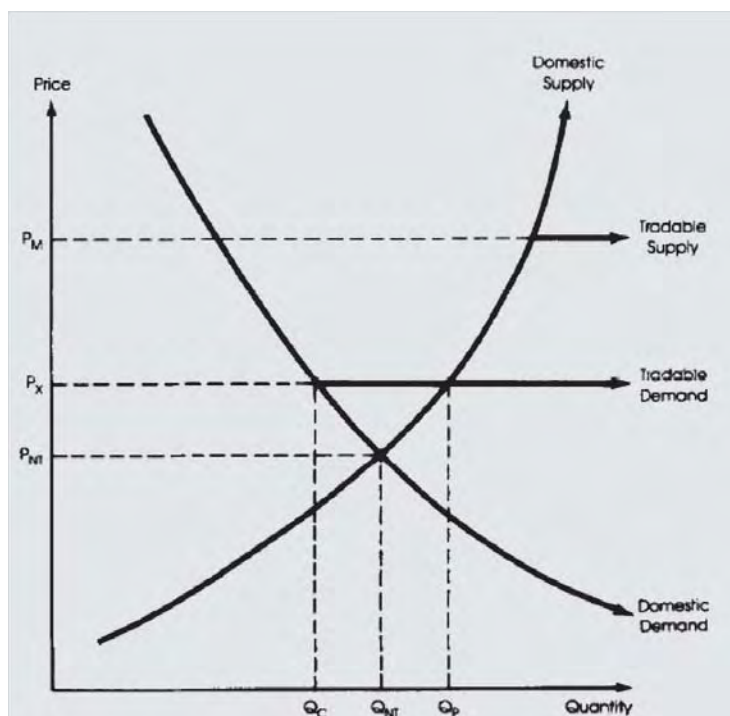
5 ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΑΓΟΡΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ

5.1 Γενικά περί αγοράς φ.α

Μία σωστή στρατηγική για την ανάπτυξη του φυσικού αερίου θα πρέπει να έχει σαν βασικό στόχο τη μεγιστοποίηση του καθαρού οφέλους στη χώρα από τη χρήση των φυσικών εξαντλήσιμων πόρων της σε αέριο. Αυτός ο στόχος έχει τρεις σημαντικές διαστάσεις, κάθε μία εκ των οποίων εμπεριέχει κάποιες αρχές τιμολόγησης. Πρώτον πρέπει να υπάρχει το κίνητρο για την προώθηση της χρήσης αερίου. Οι τιμές δεν πρέπει να είναι τόσο υψηλές ώστε να εμποδίζουν την κατανάλωση (ειδικά όταν υπάρχουν εναλλακτικά καύσιμα), ούτε τόσο χαμηλή που να ευνοεί τη σπατάλη του αερίου. Δεύτερον, πρέπει να υπάρχουν αρκετά κίνητρα για την εξερεύνηση και παραγωγή του αερίου. Ειδικά σε περιπτώσεις όπου η κυβέρνηση μπορεί να προσελκύει ξένα κεφάλαια που βοηθούν στην ανάπτυξη του αερίου, η πρόβλεψη μίας σωστής τιμολόγησης και νομοθετικού πλαισίου κρίνονται απαραίτητα. Η βασική αρχή που διευκολύνει την επίτευξη και των τριών στόχων είναι οι τιμές του καταναλωτή και του παραγωγού να είναι κοντά στο οριακό κόστος ευκαιρίας του αερίου. Το πλεόνασμα παραγωγού ή καταναλωτή πρέπει να δεσμεύεται μέσω φορολόγησης κερδών. Στην πράξη, αυτή η προσέγγιση είναι σύνθετη από αβεβαιότητες που επηρεάζουν το μέγεθος του αποθέματος και το ρυθμό αύξησης της αγοράς. Πριν αναλογιστούμε τις δυσκολίες, εστιάζουμε στο πρόβλημα προσδιορισμού του κόστους ευκαιρίας του αερίου με υποθετικές τιμές (προβλέψεις) της προσφοράς και ζήτησης.

Το κόστος ευκαιρίας του αερίου ή οποιουδήποτε άλλου αγαθού μπορεί να θεωρηθεί ως η τιμή που θα εξισορροπήσει την προσφορά με τη ζήτηση. Αν το αγαθό είναι διεθνώς εμπορεύσιμο, τότε στους υπολογισμούς πρέπει να συμπεριληφθούν οι σχετικές συναρτήσεις προμήθειας και εξαγωγής. Παράδειγμα αυτής της κατάστασης δείχνεται στο παρακάτω διάγραμμα. Εάν το αγαθό δεν ήταν διεθνώς εμπορεύσιμο, οι καμπύλες ζήτησης και προσφοράς θα ήταν αυτές που φαίνονται ως “domestic demand” και “domestic supply”. Το κόστος ευκαιρίας του στη χώρα θα ήταν P_{NT} και η κατάλληλη ποσότητα για να παραχθεί θα ήταν Q_{NT} . Αφού υπάρχει διεθνής αγορά στο αγαθό, ωστόσο, η σχετικές καμπύλες ζήτησης και προσφοράς πρέπει να λάβουν υπ’ όψιν τις δυνατότητες εισαγωγής και εξαγωγής. Αν το αγαθό μπορεί να εισαχθεί σε μία τιμή P_m και να γίνει εξαγωγή του στην τιμή P_x (όπου η διαφορά μεταξύ P_m και P_x αντιπροσωπεύει τα ναύλα, την ασφάλεια και το κόστος χειρισμού), τότε οι αντίστοιχες καμπύλες προσφοράς και ζήτησης γίνονται οι “traded supply” και «traded demand”. Η τομή τους είναι στην τιμή P_x όπου η ποσότητα Q_p θα παραχθεί, Q_c θα καταναλωθεί και η διαφορά $Q_p - Q_c$ θα εξαχθεί. Σε αυτή την περίπτωση η διαθεσιμότητα μιας διεθνούς αγοράς σημαίνει παράλληλα ότι περισσότερα μπορούν να παραχθούν και επίσης ότι οι οικιακοί καταναλωτές θα χρεωθούν με μία υψηλότερη τιμή από αυτή που θα ίσχυε αν δεν γινόταν εξαγωγή του αγαθού. Το καθαρό κέρδος για τη χώρα από την παραγωγή και εξαγωγή της ποσότητας $Q_p - Q_c$ είναι μεγαλύτερη από την καθαρή ζημία από την παραγωγή και κατανάλωση μόνο Q_{NT} στη χαμηλότερη τιμή. Το απλοποιημένο διάγραμμα δείχνει τη σπουδαιότητα της διάκρισης εμπορεύσιμο/μη εμπορεύσιμο στον προσδιορισμό του κόστους ευκαιρίας.

Το φυσικό αέριο δεν είναι ασφαλώς ένα αγαθό απ' ευθείας εμπορεύσιμο από τις αναπτυσσόμενες χώρες. Ωστόσο, η διάκριση παραμένει σχετική όσο το αέριο χρησιμοποιείται για να υποκαταστήσει ένα άλλο αγαθό (όπως το πετρέλαιο) που είναι εμπορεύσιμο. Το αέριο γίνεται μόνο μη εμπορεύσιμο με την οικονομική έννοια του όρου όταν επιπρόσθετη προσφορά που θα μπορούσε να παραχθεί δεν μπορεί πλέον να βρει καμία τοπική αγορά όπου θα μπορούσαν να πωληθούν τα εμπορεύσιμα αγαθά. [9]



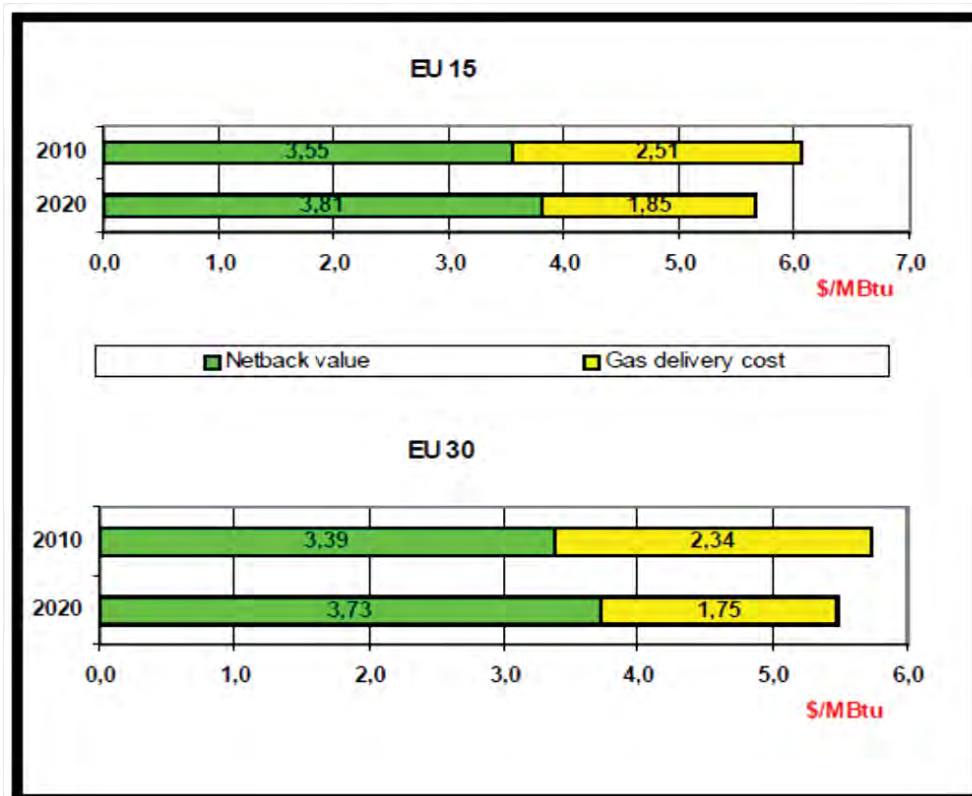
Εικόνα 5.1 Καμπύλες προσφοράς και ζήτησης φυσικού αερίου

Σύμφωνα με μελέτη του OME (observatoire mediterraneen de l'energie) , η ζήτηση για φυσικό αέριο αναμένεται να αυξηθεί ιδιαίτερος στις Ευρωπαϊκές χώρες. Το 2020 αναμένεται η ζήτηση στις χώρες της Ε.Ε. να φτάσει τα 777 bcm, από τα 462 bcm που ήταν το 1999, κάτι που δίνει ένα μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 2,5 %.

Στην ίδια μελέτη , η αξία του αερίου στον τελικό καταναλωτή της οριακής ζήτησης αερίου από το 2010 έως το 2020 υπολογίστηκε χρησιμοποιώντας την προσέγγιση του ευκαιριακού κόστους. Η αξία καθαρής επιστροφής (netback value) υπολογίστηκε στα σύνορα της Ευρωπαϊκής Ένωσης αφαιρώντας από το ευκαιριακό κόστος το κόστος μεταφοράς αερίου από τα σύνορα της Ε.Ε στον καταναλωτή. Οι netback values βασίζονται στο πετρέλαιο στα \$25/bl , χωρίς αλλαγή τιμής με την πάροδο του χρόνου. Ανάλυση ευαισθησίας έγινε για το πετρέλαιο στα \$20/bl και \$30/bl, αντίστοιχα. Η τιμή του γαιάνθρακα θεωρείται πως αυξάνεται ελαφρώς από \$44 έως \$51/ton το 2020.

Στο παρακάτω διάγραμμα απεικονίζεται το μέσο ευκαιριακό κόστος και η netback value του αερίου για την Ε.Ε των 15 και των 30 το 2010 και το 2020. Τα βασικά συμπεράσματα είναι:

- Η μέση αξία του αερίου στα σύνορα της Ε.Ε κυμαίνεται από \$ 3.39 έως \$3.81 /MBTU, ανάλογα με την θεωρούμενη περίοδο
- Οι τιμές του φυσικού αερίου είναι υψηλότερες (7 έως 10 %) το 2020 σε σχέση με το 2010, εξαιτίας του μεγάλου μεριδίου που αποκτά στην ηλεκτροπαραγωγή το φυσικό αέριο
- Οι διαφορές μεταξύ χωρών μπορεί να είναι ουσιαστικές. Οι τιμές αερίου είναι χαμηλότερες στην κεντρική και ανατολική Ευρώπη εξαιτίας του μεγαλύτερου μεριδίου γαιάνθρακα στη βιομηχανία και τους οικιακούς και εμπορικούς καταναλωτές.



Εικόνα 5.2 Μέσο ευκαιριακό κόστος και η netback value του αερίου για την Ε.Ε των 15 και των 30 το 2010 και το 2020

EU 30 <i>(bcm)</i>	Export potential to Europe EU30			Incremental potential exports EU30	
	2000	2010	2020	2000-2010	2000-2020
Norway	50	100	120	50	70
Algeria	60	90	115	30	55
Libya	1	11	35	10	34
Egypt	0	12	25	12	25
Russia	130	200	200	70	70
Azerbaijan	0	15	30	15	30
Turkmenistan	0	0	10	0	10
Iran	0	10	30	10	30
Qatar	1	5	10	4	9
UAE	1	2	2	1	1
Oman	0	0	0	0	0
Yemen	0	2	4	2	4
Iraq	0	10	20	10	20
Nigeria	1	15	20	14	19
Trinidad&Tobago	1	5	10	4	9
Total:				232	386
- Norway				-50	-70
External supply				182	316
Import needs				130	271
Surplus(bcm)				52	45
Surplus (%)				40%	17%

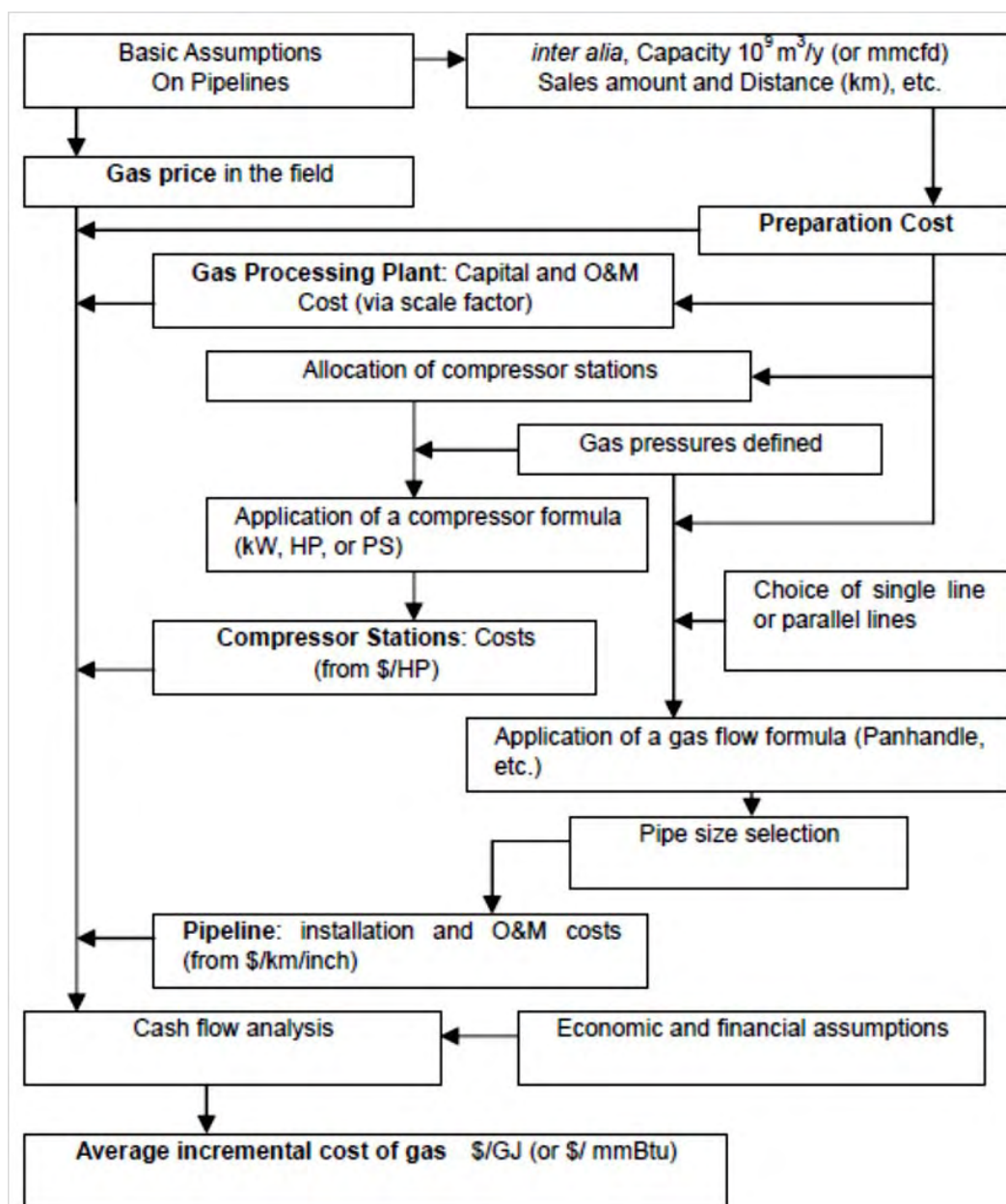
Εικόνα 5.3 Εξαγωγική δυναμικότητα των χωρών της Ε.Ε- 30

[10]

Το παγκόσμιο δίκτυο μεταφοράς (εθνικό και διεθνές) έχει επεκταθεί από περίπου 725000 km το 1970 σε 1100000 km το 2000. Η μεγάλη πλειοψηφία του παγκόσμιου δικτύου συγκεντρώνεται σε 3 περιοχές : Βόρεια Αμερική, Ευρώπη και Πρώην Σοβιετική Ένωση. Στην Βόρεια Αμερική, το δίκτυο είχε ήδη αναπτυχθεί από το 1970 και στη συνέχεια επεκτάθηκε στην Ευρώπη από 91000 km το 1970 σε 255000 km το 2000 και στην Πρώην Σοβιετική ένωση από 68000 km στα 225000 km το 2000.

Το μεγαλύτερο δίκτυο αγωγών μεταφοράς αναπτύχθηκε για εθνικό εμπόριο. Οι διεθνείς αγωγοί μεταφοράς παρέχουν μόνο μία περιοχή: την Κεντρική και Δυτική Ευρώπη από τη Ρωσία και Αφρική. Στα επόμενα 20 χρόνια, σύμφωνα με έρευνα της IGU τα μήκη των αγωγών μεταφοράς μπορεί να διπλασιαστούν. Τα 2/3 των 1400000 km πρόσθετου δικτύου μεταφοράς θα γίνει σε 3 περιοχές : Βόρεια Αμερική (500000 km), ΠΣΕ (240000 km) και κεντρική και Δυτική Ευρώπη (170000 km). Αυτή η ανάπτυξη θα απαιτήσει νέες επενδύσεις από \$240 σε 600 δις από το 2001-2030.

Παρακάτω απεικονίζεται σχηματικά η συνήθης ροή υπολογισμού που γίνεται για το κόστος της μεταφοράς φυσικού αερίου μέσω αγωγών με τη σειρά βημάτων που εφαρμόζονται.



Εικόνα 5.4 Σχηματική Απεικόνιση της ροής υπολογισμού για το κόστος μεταφοράς φυσικού αερίου μέσω αγωγών

5.2 Παράγοντες Κόστους Φυσικού Αερίου

Τα οικονομικά της βιομηχανίας φυσικού αερίου επηρεάζονται πολύ από τη ζήτηση μίας ιδιαίτερα εποχιακής αγοράς. Για την κάλυψη των αναγκών αυτής της αγοράς, η βιομηχανία πρέπει να λειτουργεί στα νομοθετικά πλαίσια που θέτουν οι κυβερνήσεις με τα νομοθετικά τους όργανα. Η μεγάλης κλίμακας μετακίνηση του φυσικού αερίου από εγκατεστημένες πηγές παροχής σε υπάρχουσες και αναπτυσσόμενες αγορές κατανάλωσης, περιλαμβάνει όπως είδαμε πληθώρα λειτουργιών: την παραγωγή, φιλτράρισμα, μεταφορά, αποθήκευση και διανομή του φυσικού αερίου. Η οικονομία της βιομηχανίας χαρακτηρίζεται από μεγάλες διαφορές στα κόστη παραγωγής και χρήσης. Αυτές οι διαφορές δεν οφείλονται μόνο στις παραπάνω λειτουργίες, αλλά και σε άλλους παράγοντες όπως στις ποικίλες δομές τιμολόγησης και συμβολαίων γης.

1) Κόστος παραγωγής

Αν αναλογιστούμε τον κίνδυνο που συμπεριλαμβάνει η αναζήτηση, ανάπτυξη και παραγωγή της γης φυσικού αερίου, καταλαβαίνουμε την μεγάλη επένδυση που απαιτείται. Τα βασικά κόστη στην παραγωγή είναι η γη, τα δικαιώματα και η διάνοιξη της πιθανής έκτασης γης. Αν και δεν μπορούν να τεθούν συγκεκριμένες τιμές στα πρώτα δυο, καθώς ποικίλουν, το κόστος της διάνοιξης της γης έχει καταγραφεί και είναι πιο συγκεκριμένο και γνωστό. Δυστυχώς, πολλές διανοίξεις αποδείχθηκαν άκαρπες, καθώς μεγάλο ποσοστό πηγαδιών δεν κατέληξαν σε πετρέλαιο ή φυσικό αέριο. Όσο πιο βαθειά γίνεται η εκσκαφή, τόσο αυξάνεται η πιθανότητα να βρεθεί τελικά κοίτασμα, ενώ παράλληλα αυξάνεται και το κόστος. Από έρευνα που έγινε τη δεκαετία του '60 στις ΗΠΑ, που έγινε από το Αμερικάνικο Ινστιτούτο Πετρελαίου, αποκάλυψε πως για να γίνει κατά 30% βαθύτερη εκσκαφή, το κόστος του πηγαδιού αυξήθηκε κατά 80%.

2) Καθαρισμός Φυσικού Αερίου

Το αέριο που εξορυνγίνεται από την κοιλότητα περιέχει ακαθαρσίες που θα μπορούσαν να είναι καταστρεπτικές για το δίκτυο μεταφοράς. Για να μειωθούν τα προβλήματα διάβρωσης και να βελτιωθεί η ποιότητα του αερίου, πρέπει να γίνεται καθαρισμός και φιλτράρισμα αυτού, όπως είδαμε προηγουμένως. Αυτή η διαδικασία μπορεί να περιλαμβάνει την απομάκρυνση διοξειδίου του άνθρακα, θειώδη, και νερό. Τα κόστη αυτών των διαδικασιών ποικίλουν ανάλογα με τον τύπο φυσικού αερίου και των διαδικασιών που ακολουθούνται. Για να πληρούνται οι προδιαγραφές έγχυσης στους αγωγούς φυσικού αερίου, το αέριο ξηραίνεται με χημικά μέσα, όπως με τη χρήση αποξηραντικού ή υγροσκοπικού υγρού για να απορροφηθεί το νερό. Η απομάκρυνση του θείου γίνεται με συγκεκριμένες τεχνικές όπως αυτές που χρησιμοποιούν διαλύματα μονοαιθανολαμίνης και διαιθυλαμίνης. Τα κόστη που σχετίζονται με τον καθαρισμό του αερίου είναι αμελητέα σε σχέση με τα συνολικά κόστη αυτού

3) Μεταφορά Φυσικού Αερίου

Η σπουδαιότητα των αγωγών μεταφοράς φυσικού αερίου φαίνεται από τις πολύ μεγάλες ποσότητες αερίου που μεταφέρουν προς τα δίκτυα διανομής και σημεία κατανάλωσης. Οι αγωγοί φυσικού αερίου εξαιτίας του γεγονότος ότι ανήκουν σε δημόσιους διαχειριστές, υπόκεινται σε αυστηρούς κανονισμούς εδώ και χρόνια. Έτσι πριν τη κατασκευή ενός νέου αγωγού ή επέκταση υφιστάμενων δικτύων, πρέπει να γίνει πιστοποίηση και συμμόρφωση στην εκάστοτε νομοθεσία. Αυτές οι πιστοποιήσεις γίνονται μόνο μετά από εκτεταμένη έρευνα για την επάρκεια των αποθεμάτων και σχεδιασμού, διαθεσιμότητα αγοράς και την οικονομική δυνατότητα. Η αναπτυσσόμενη αγορά απαιτεί από το σχεδιαστή να προβλέπει την μελλοντική ζήτηση, κάτι που συνεπάγεται επιπλέον κόστος για τη μεταφορά του αερίου. Αυτό μπορεί να γίνει με τη χρησιμοποίηση μίας γραμμής χαμηλότερης πίεσης στην αρχή του έργου, πρόβλεψη για πρόσθετη ισχύ των σταθμών συμπίεσης και εγκατάσταση μεγαλύτερης από την απαραίτητη σωλήνα μεταφοράς. Έτσι ο διαχειριστής πρέπει να σχεδιάσει και να εκτιμήσει το κόστος των νέων εγκαταστάσεων πριν την πιστοποίηση.

Μετά το κόστος του αγωγού και των συσχετιζόμενων με αυτόν επιπρόσθετων δαπανών, ο δεύτερος βασικός παράγοντας κόστους του δικτύου μεταφοράς είναι οι σταθμοί συμπίεσης. Το πλήθος των συμπίεστων που θα χρησιμοποιηθούν κατά μήκος του σωλήνα είναι συνάρτηση της απόστασης, της πίεσης λειτουργίας του αγωγού και της ανάγκης διανομής, καθώς και των λειτουργικών κοστών (καύσιμα, συντήρηση, υλικά) και των σταθερών ή κοστών ιδιοκτησίας που συνήθως συνυπολογίζονται (ασφάλεια, φόροι και επιστροφή κεφαλαίου). Ίσως είναι θετικό το να αφήνουμε μεγάλες πτώσεις πίεσης μεταξύ των σταθμών, κάτι που θα αυξήσει τα κόστη συμπίεσης αλλά θα ελαττώσουν το πλήθος των σταθμών.

Οι βασικοί παράγοντες κόστους στην εγκατάσταση ενός σταθμού συμπίεσης είναι ο συμπίεστής, ο εκκινητής, η γη και οι βελτιώσεις, οι δομές και ο βοηθητικός εξοπλισμός.

Οι σταθμοί συμπίεσης ποικίλουν ανάλογα με το μέγεθος της γραμμής. Ο παρακάτω πίνακας δείχνει ενδεικτικά το κόστος των σταθμών συμπίεσης ως συνάρτηση του ονομαστικού μεγέθους γραμμής. Αυτά τα κόστη συμπεριλαμβάνουν τα κόστη γης, κόστη μηχανικών, εξοπλισμό, αγορά και επιθεώρηση.

Nominal Pipe Size, in.	Fixed Station Cost, \$	Variable Station Cost, \$/installed h.p.
12	250,000	250
16	250,000	250
20	300,000	250
26	500,000	225
30	500,000	225
36	650,000	225
42	650,000	225

Εικόνα 5.5 Ενδεικτικά κόστη σταθμών συμπίεσης ως συνάρτηση του ονομαστικού μεγέθους γραμμής [11]

Η αγορά των δικαιωμάτων διαδρομής είναι συχνό πρόβλημα και μπορεί να αυξήσει σημαντικά το κόστος του δικτύου μεταφοράς. Το είδος γης, η πυκνότητα του πληθυσμού στην περιοχή και ο αριθμός των δρόμων, το νερό και οι σιδηρόδρομοι επηρεάζουν την απόφαση για εναλλακτικές διαδρομές των αγωγών φυσικού αερίου. Ένας αγωγός πρέπει επίσης να έχει εγκαταστάσεις επικοινωνίας, συντήρησης και μετρητικούς και ρυθμιστικούς σταθμούς στα σημεία διανομής, κάτι που συνεισφέρει επίσης σημαντικά στο κόστος. Το συνολικό λειτουργικό κόστος ενός αγωγού αποτελείται από τα πραγματικά λειτουργικά κόστη, τα κόστη συντήρησης, τις γενικές υπηρεσίες και τους φόρους. Το σταθερό κόστος συνεισφέρει πιο πολύ απ' όλα στο συνολικό. Αφού η μεταφορά αποτελεί σημαντικό παράγοντα στο συνολικό κόστος του αερίου, η βιομηχανία καταβάλλει συνεχώς σημαντικές προσπάθειες στην περιοχή της έρευνας για τη μεταφορά και τους αγωγούς με την προοπτική πιο οικονομικών και αποτελεσματικών τεχνικών. Παραδείγματα αυτού είναι η ανάπτυξη χάλυβα υψηλής αντοχής και οι τουρμπίνες αερίου σαν εκκινητές. Επιπρόσθετα γίνονται έρευνες για τις ιδιότητες των αγωγών, τη μηχανική ρευστών και συστήματα μεταφοράς, που θα επιτρέψουν τη σχεδίαση βελτιωμένων και οικονομικών συστημάτων μεταφοράς.

4) Κόστος αποθήκευσης αερίου

Αναλύθηκε σε προηγούμενο κεφάλαιο η σημασία της αποθήκευσης του φυσικού αερίου σε περιόδους πλεονάζουσας προσφοράς ή ζήτησης. Είναι προφανές, λοιπόν πως ένα πολύ βασικό στοιχείο που επηρεάζει το συνολικό κόστος του φυσικού αερίου είναι η αποθήκευση αυτού. Πριν γίνει η οικονομική αξιολόγηση για ενδεχόμενη υπόγεια αποθήκευση, πρέπει πρώτα να πληρούνται κάποιοι μηχανικοί περιορισμοί. Οι πιο σημαντικοί αυτών είναι:

- 1) Η τοποθεσία αποθήκευσης να βρίσκεται κοντά στις γραμμές μεταφοράς και στην αγορά
- 2) Το μέγεθος του αποθέματος σε σχέση με τη ζήτηση φυσικού αερίου
- 3) Η ακεραιότητα, αραιότητα και διαπερατότητα της δομής
- 4) Ο ρυθμός διανομής

Αυτοί οι περιορισμοί έχουν και σημαντικό οικονομικό αντίκτυπο στο κόστος αποθήκευσης. Προφανώς, η τοποθεσία ενός υπόγειου χώρου αποθήκευσης, όσο πιο κοντά γίνεται στη γραμμή μεταφοράς και στα σημεία κατανάλωσης είναι ζωτικής σημασίας για τη μείωση του συνολικού κόστους. Το μέγεθος του αποθέματος καθορίζεται από την αιχμή ζήτησης στο μέλλον. Η υψηλή αραιότητα (πορώδης δομή) οδηγεί σε αποθήκευση μεγαλύτερου όγκου αερίου για δεδομένη δομή. Η μεγάλη διαπερατότητα είναι επιθυμητή αφού επιτρέπει την αποθηκευτική δομή να δέχεται αέριο απ' αυθείας με έγχυση και να το διανέμει με μεγάλους ρυθμούς όταν χρειάζεται. Επιπρόσθετα τα νομικά και οικονομικά κωλύματα της τοποθεσίας, το κόστος γης και το κόστος ανάπτυξης και λειτουργίας του αποθηκευτικού χώρου είναι σημαντικοί παράγοντες απόφασης. Αν και έχει αυξηθεί η ικανότητα υπόγειας αποθήκευσης, η αυξανόμενη ζήτηση αερίου και έλλειψη κατάλληλων τοποθεσιών έχει οδηγήσει τη βιομηχανία στην έρευνα εναλλακτικών τρόπων αποθήκευσης για την αντιμετώπιση αιχμών ζήτησης. Μια τέτοια μέθοδος είναι το υδροποιημένο φυσικό αέριο (LNG), που μπορεί να αποθηκευτεί σε ατμοσφαιρικές πιέσεις και σε θερμοκρασία -259 F. Η αποθήκευση LNG σε κρυογενικές θερμοκρασίες περιλαμβάνει ειδικά προβλήματα και υλικά. Έχουν αναπτυχθεί τεχνικές που επιτρέπουν την αντοχή των υλικών στην αποθήκευση υδροποιημένου αερίου σε υπερβολικά χαμηλές θερμοκρασίες, ενώ τα κόστη ποικίλουν ανάλογα με την ικανότητα αντοχής και χωρητικότητα.

5) Κόστη Διανομής Φυσικού Αερίου

Ο κυρίαρχος οικονομικός παράγοντας στη διανομή αερίου είναι ο χαρακτήρας της ζήτησης που ποικίλει με κάθε έναν από τους τύπους καταναλωτών : 1) οικιακοί και μικροί εμπορικοί καταναλωτές-χωρίς θέρμανση, 2) οικιακοί καταναλωτές- με θέρμανση, 3) μικροί εμπορικοί και βιομηχανικοί – με θέρμανση, 4) μεγάλοι εμπορικοί και βιομηχανικοί.

Επιπρόσθετα σ' αυτή την κατηγοριοποίηση η εταιρία διανομής μπορεί επίσης να πωλεί το αέριο σε διακοπτόμενους καταναλωτές. Καθώς το μεγαλύτερο ποσοστό καταναλωτών χρησιμοποιεί το φυσικό αέριο για θέρμανση, η ζήτηση είναι εξαρτώμενη από τις καιρικές συνθήκες. Αυτή η κυμαινόμενη ζήτηση δημιουργεί ένα πρόβλημα στην παροχή που αντικατοπτρίζεται πίσω στον παραγωγό. Το κόστος του αερίου για τις περισσότερες εταιρίες υπολογίζεται σε δύο μέρη. Το πρώτο μέρος, η χρέωση ζήτησης ή σταθερό

κόστος πληρώνεται μηνιαία και βασίζεται στη μέγιστη ημερήσια συμφωνηθείσα ποσότητα. Στο δεύτερο μέρος, το κόστος αγαθού ή μεταβλητό κόστος είναι το άμεσο κόστος για κάθε 1000 κυβικά πόδια αερίου που αγοράζονται.

Το σύστημα διανομής πρέπει να σχεδιάζεται έτσι ώστε να καλύπτει τις στιγμιαίες αιχμές, καθώς και την ημερήσια και εποχιακή ζήτηση. Τα συστήματα διανομής γενικά σχεδιάζονται για να μπορούν να εξυπηρετούν τη μέγιστη ζήτηση που γίνεται για 15-30 λεπτά. Η πίεση των συστημάτων διανομής είναι η πρώτη παράμετρος που πρέπει να προσδιοριστεί αφού γίνει γνωστό το φορτίο. Η πίεση του συστήματος επηρεάζει άμεσα το κόστος του συστήματος, γιατί η βασική επένδυση της εταιρίας διανομής στο δίκτυο είναι στους κεντρικούς αγωγούς και στους βοηθητικούς (βοηθητικοί είναι οι αγωγοί από τον κεντρικό αγωγό που βρίσκεται στο δρόμο μέχρι τους μετρητές των καταναλωτών). Το κόστος των αγωγών είναι άμεσα συσχετιζόμενο με τον όγκο του φυσικού αερίου που μεταφέρεται και την πίεση. Το κόστος των εγκαταστάσεων διανομής επίσης περιλαμβάνει κόστος μετρητών και ρυθμιστών πίεσης, που καταλαμβάνουν περίπου το 14% της συνολικής επένδυσης σε κόστος διανομής. [11]

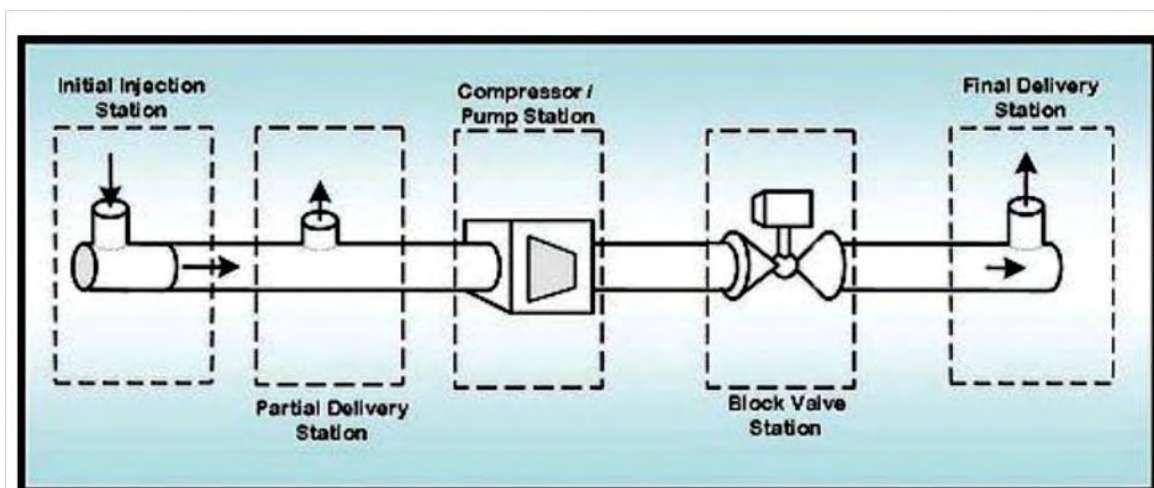
Ενώ ένας παρατηρητής θα μπορούσε να θεωρεί της εταιρίες διανομής αερίου σαν εταιρίες που εμπορεύονται ένα προϊόν, μία πιο προσεκτική θεώρηση, αποκαλύπτει πως κάθε καταναλωτής έχει τις δικές του ξεχωριστές ετήσιες απαιτήσεις, αιχμή ζήτησης, ώρες υψηλότερων απαιτήσεων, κλίμακα πίεσης και τοποθεσία. Θα μπορούσαμε, λοιπόν να πούμε πως πρόκειται για διαφορετικά αγαθά, τόσα όσοι και οι καταναλωτές, κάθε ένας από τους οποίους συνεισφέρει διαφορετικά στο συνολικό κόστος. Στην πράξη, οι καταναλωτές με παρόμοια ζήτηση διαχωρίζεται σε τρεις τομείς. Τον εμπορικό, οικιακό και βιομηχανικό τομέα. Το πιο βασικό στοιχείο κάθε τομέα είναι η ημερήσια αιχμή ζήτησης, δηλαδή η αναμενόμενη αιχμή. Από αυτή προκύπτει ο συντελεστής φόρτισης, που ισούται με το λόγο της μέσης προς την μέγιστη ζήτηση ημερησίως. Ωστόσο, οι αιχμές είναι γενικά μη διαθέσιμες στο ευρύ κοινό και οι ετήσιες πωλήσεις χρησιμοποιούνται σαν προσεγγίσεις, υπό την υπόθεση ότι για κάθε τομέα ο συντελεστής φόρτισης είναι σταθερός. Ένα ακόμα βασικό χαρακτηριστικό είναι το πλήθος των καταναλωτών κάθε τομέα, με τους οποίους συνδέονται άμεσα τα κόστη των εγκαταστάσεων, μετρητικών σταθμών και ρυθμιστών. Ένα τρίτο στοιχείο είναι η πίεση στην οποία πρέπει να διανεμηθεί το αέριο. Ενώ στους οικιακούς καταναλωτές αυτή η πίεση είναι σχεδόν σταθερή, μπορεί να διαφοροποιηθεί δραματικά σε μη οικιακούς καταναλωτές και μπορεί να έχει αντίκτυπο στο σχεδιασμό και κόστος του συστήματος. Τα κόστη διανομής επίσης επηρεάζονται από τη μορφή και τη δομή της περιοχής που εξυπηρετείται, όπως είναι η μορφή του εδάφους, η τοπογραφία, η νομοθεσία, οδοποιία, πλάτος πεζοδρομίων, επίπεδο αστικής ανάπτυξης και πυκνότητα πληθυσμού. Από αυτά τα στοιχεία μόνο η πυκνότητα του πληθυσμού μπορεί να μοντελοποιηθεί και να θεωρηθεί πως επηρεάζει το κόστος διανομής. Για δεδομένο αριθμό καταναλωτών, η πυκνότητα μπορεί να θεωρηθεί συσχετιζόμενη με το μήκος της απόστασης μεταξύ δύο γειτονικών καταναλωτών. Αυτή η σχέση δεν αναμένεται γραμμική, καθώς η πυκνότητα σχετίζεται με επιφάνεια γης, ενώ το μήκος του αγωγού είναι στενά συνδεδεμένο με το μήκος και μορφή των δρόμων. [12]

5.3 Βελτιστοποίηση κόστους μεταφοράς φυσικού αερίου μέσω αγωγών

Στην ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου μέσω αγωγών απαιτείται μεγάλο κεφαλαιουχικό και κόστος επένδυσης. Τα κόστη αυτά αφορούν κυρίως δύο παραμέτρους. Το σύστημα σωληνώσεων και τους σταθμούς συμπίεσης. Το κόστος σωληνώσεων εξαρτάται από το μήκος και τη διάμετρο των αγωγών. Συγκεκριμένα το κόστος του αγωγού είναι ανάλογο με τη διάμετρό του, ενώ το κόστος του σταθμού συμπίεσης εξαρτάται από την ισχύ λειτουργίας του, που είναι συνάρτηση των πιέσεων αναρρόφησης και εκκένωσης. Η χρήση μικρού σωλήνα θα αυξήσει την πτώση πίεσης και συνεπώς χρειάζεται συμπιεστής υψηλότερης ισχύος.

Έτσι, προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί το κόστος ή να μεγιστοποιηθεί το όφελος, πρέπει να αποκτηθεί μια ισορροπία μεταξύ του κόστους αγωγού και του κόστους του συμπιεστή. Εξαιτίας των πολυπλοκοτήτων κόστους, πρέπει να γίνεται βελτιστοποίηση του δικτύου σωληνώσεων.

Τα δίκτυα αγωγών αποτελούνται από αρκετά επιμέρους τμήματα που λειτουργούν μαζί για την ομαλή λειτουργία του δικτύου. Τα βασικά στοιχεία ενός συστήματος αγωγών μεταφοράς είναι τα παρακάτω [13]



Εικόνα 5.6 Σχηματική απεικόνιση αγωγού μεταφοράς αερίου, με σταθμό συμπίεσης και βαλβίδες

Ανάπτυξη Μοντέλου και Μεθοδολογία

Ο αγωγός μεταφοράς έχει 5 μεταβλητές που σχετίζονται με αυτόν και είναι

- Ο ρυθμός ροής, Q
- Η πίεση εκκένωσης p_d που αφορά το σημείο εξόδου του συμπιεστή
- Η πίεση αναρρόφησης, p_s που αφορά το σημείο εισόδου του συμπιεστή
- Τη διάμετρο του σωλήνα, D
- Το μήκος του αγωγού, L

Η συνολική συνάρτηση κόστους για την βελτιστοποίηση σχεδίασης του συστήματος μεταφοράς αναπτύσσεται εδώ με τις συσχετιζόμενες μεταβλητές

Υποθέσεις Μοντέλου

Στη μοντελοποίηση του προβλήματος της βελτιστοποίησης του δικτύου αγωγών, γίνονται κάποιες παραδοχές και απλοποιήσεις:

- Η ροή του αερίου στον αγωγό είναι σε μία φάση
- Το αέριο που ρέει στον αγωγό είναι ισόθερμο, δηλαδή η θερμοκρασία είναι σταθερή
- Ο συντελεστής συμπίεστικότητας του αερίου, z , είναι σταθερός πριν και μετά τον συμπίεστή
- Ο τύπος του συμπίεστή είναι φυγόκεντρος
- Η ροή του αερίου είναι στρωτή (και όχι τυρβώδης)

Μοντέλο συνάρτησης συνολικού κόστους

Το συνολικό κόστος για το δίκτυο αγωγών μεταφοράς υπολογίζεται ως εξής:

$$[TOTAL\ COST] = [INVESTMENT\ COST + OPERATING\ COST]_{PIPELINE} + INVESTMENT\ COST + OPERATION\ COST + ENERGY\ COST]_{COMPRESSOR}$$

Το σύστημα μεταφορά αερίου βελτιστοποιείται βασιζόμενο σε ένα συγκεκριμένο χρονικό διάστημα

Κόστος Επένδυσης

Η μέθοδος ανάκτησης κεφαλαίου ή μέθοδος απόσβεσης είναι δύο προσεγγίσεις που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό του ετήσιου κόστους επένδυσης. Αν θεωρήσουμε τη μέθοδο ανάκτησης κεφαλαίου, για το ετήσιο κόστος επένδυσης για τη συνολική ζωή του συστήματος.

Τότε προκύπτει

$$A = P \frac{(1+r)^n r}{(1+r)^n - 1}$$

Όπου

P: παρούσα αξία της συνολικής επένδυσης,

A: ισοδύναμο ετήσιο κόστος κεφαλαίου

r: το επιτόκιο προεξόφλησης

n: η οικονομική ζωή της επένδυσης των αγωγών

Το μοντέλο για το κόστος επένδυσης των σωλήνων είναι ως εξής:

$$C_{pipe} = (1 + R_p) C_p L^l d^m$$

Όπου

R_p: ο λόγος μεταξύ του κόστους εγκατάστασης του αγωγού και της τιμής του αγωγού

C_p: Η τιμή της μονάδας αγωγού (\$/ft.inch)

l : μη γραμμική σταθερά μεταξύ της τιμής του αγωγού και του μήκους αυτού

m: γραμμική σταθερά μεταξύ της τιμής του αγωγού και τη διάμετρο αυτού

Όπου C_p, l , m μπορούν να βρεθούν εύκολα με παλινδρόμηση από τα δεδομένα του αγωγού . Έτσι βασιζόμενοι στη μέθοδο ανάκτησης κεφαλαίου, προκύπτει ότι το ετήσιο κόστος της επένδυσης μπορεί να εκφραστεί ως εξής:

$$CIP = \frac{(1+r)^n r}{(1+r)^n - 1} (1 + R_p) c_p L^l d^m$$

Κόστος επένδυσης για συμπιεστή

Το κόστος επένδυσης του συμπιεστή εξαρτάται από την ισχύ του. Η φόρμουλα υπολογισμού της ισχύος φυγόκεντρου συμπιεστή είναι

$$W_{hp} = 3.032 q Q P_b T Z \frac{\left[\left(\frac{P_{di}}{P_{si}} \right)^{\frac{k-1}{k E_p}} - 1 \right] k}{T_b (k-1)}$$

Όπου

W_{hp}: η ισχύς του συμπιεστή (hp)

P_b : η ατμοσφαιρική πίεση (psia)

T: θερμοκρασία ροής (R)

T_b: η θερμοκρασία αναφοράς (R)

k : αδιαβατικός συντελεστής (Cp/Cv)

Z: συντελεστής συμπιεστότητας

P_{si} : πίεση αναρρόφησης

P_{di} : πίεση εκκένωσης

E_p : πολυτροπική απόδοση

Προσεγγίζουμε το κόστος επένδυσης του συμπιεστή ως εξής:

$$C_{comp} = c_{hp} (W_{hp})^b$$

Όπου

c_{hp} : τιμή του συμπιεστή (\$/HP)

b : μη γραμμική σταθερά μεταξύ της τιμής του συμπιεστή και της ισχύος

Έτσι προκύπτει το ετήσιο κόστος του συμπιεστή που εκφράζεται ως εξής:

$$CIC = \frac{(1+r)^n r}{(1+r)^n - 1} c_{hp} (W_{hp})^b$$

Λειτουργικά κόστη

Λειτουργικό κόστος σωλήνων

Το κόστος συντήρησης του αγωγού είναι ο βασικός παράγοντας του λειτουργικού κόστους και υποθέτουμε πως το λειτουργικό κόστος είναι ανάλογο με το ετήσιο κόστος επένδυσης. Έτσι το λειτουργικό κόστος του αγωγού είναι [13]

$$OC_{pipe} = C_{fp} \times CIC$$
$$OC_{pipe} = C_{fp} \frac{(1+r)^n r}{(1+r)^n - 1} (1 + R_p) c_p L^l d^m$$

Όπου

C_{fp} : ο λόγος του λειτουργικού κόστους του αγωγού μεταφοράς προς το ετήσιο κόστος επένδυσης του

Λειτουργικό κόστος συμπίεστή

Το κόστος του ηλεκτρισμού, το κόστος συντήρησης και το κόστος που συμπεριλαμβάνεται στο σύστημα του συμπίεστή είναι οι βασικοί παράγοντες του λειτουργικού κόστους του συμπίεστή. Το λειτουργικό κόστος υποτίθεται ανάλογο του κόστους του ηλεκτρισμού. Έτσι εκφράζεται ως εξής

$$OC_{comp} = x E_{LC}$$

E_{LC} : το κόστος ηλεκτρισμού

Όπου $x > 1$.

Θέτουμε

$$x = 1 + C_{OP} \quad \text{και}$$

$C_{OP} \times E_{LC}$ είναι το λειτουργικό κόστος του συμπίεστή αφού αποκλειστεί το κόστος ηλεκτρισμού. Προκειμένου να προσδιοριστεί το κόστος ηλεκτρισμού, πρέπει να μετατρέψουμε την ισχύ του συμπίεστή που είναι σε ίππους (hp) σε Kwh. Δηλαδή η

$$W_{hp} = 3.032 q P_b T Z \frac{\left[\left(\frac{P_{di}}{P_{si}} \right)^{\frac{k-1}{k E_p}} - 1 \right] k}{T_b (k-1)}$$

μετασχηματίζεται στην

$$W_{hp} = 19809.302 q P_b T Z \frac{\left[\left(\frac{P_{di}}{P_{si}} \right)^{\frac{k-1}{k E_p}} - 1 \right] k}{T_b (k-1)}$$

$$E_{LC} = 1.14^{-4} W_{hp} C_e H_y$$

Όπου

C_e : η τιμή του ηλεκτρισμού (\$/kWh)

H_y : λειτουργικό κόστος συμπίεστή σε ένα χρόνο

Επομένως:

$$OC_{comp} = 1.14^{-4} (1 + C_{OP}) W_{hp} C_e H_y$$

Ανισοτικοί Περιορισμοί

Η λειτουργία κάθε σταθμού συμπίεσης έχει τον περιορισμό η πίεση εξόδου να είναι μεγαλύτερη από την πίεση εισόδου στον συμπιεστή. Δηλαδή

$$\frac{P_{di}}{P_{si}} \geq 1$$

Και ο λόγος συμπίεσης δεν υπερβαίνει κάποιο προκαθορισμένο μέγιστο όριο k .

$$\frac{P_{di}}{P_{si}} \leq K_i$$

Επιπρόσθετα τοποθετούνται άνω και κάτω όρια για κάθε μία από τις τέσσερις μεταβλητές P_{di} , P_{si} , l_i , D_i

Δηλαδή

$$P_{di}^{min} \leq P_{di} \leq P_{di}^{max}$$
$$P_{si}^{min} \leq P_{si} \leq P_{si}^{max}$$

$$l_i^{min} \leq l_i \leq l_i^{max}$$
$$D_i^{max} \leq D_i \leq D_i^{min}$$

Περιορισμοί Ισότητας

Υπάρχουν πολλές εξισώσεις που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό της ροής φυσικού αερίου. Θεωρούμε μόνο την εξίσωση Weymouth, η οποία είναι [13]

$$Q = 18.063 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) D_j^{2.6182} E \left(\frac{P_d^2 - e^s P_s^2}{L_j \gamma Z T} \right)^{0.5}$$

Όπου

Δh : η ανύψωση εξόδου μείον την ανύψωση εισόδου του αγωγού

$$s = 0.0375 \gamma \Delta h$$

γ : η σχετική πυκνότητα του αερίου σε σχέση με τον αέρα

D_j : η διάμετρος του σωλήνα (inches)

T_b : η θερμοκρασία αναφοράς για κανονικές συνθήκες (R)

P_b : η πίεση αναφοράς για κανονικές συνθήκες

E : η απόδοση του σωλήνα

P_d : η πίεση εισόδου του σωλήνα

P_s : η πίεση εξόδου του σωλήνα

Z : η συμπιεστότητα του αερίου

L_j : το μήκος του σωλήνα (ft)

e : η βάση του φυσικού αλγορίθμου = 2.718

Τεχνικές επίλυσης

Η συνολική συνάρτηση κόστους για το δίκτυο σωληνώσεων είναι η εξής:

$$f(x) = \sum_{j=1}^m \frac{(1+r)^n r}{(1+r)^n - 1} (1 + R_p) c_p L^i d^m (1 + C_{fp}) + Q P_b T Z \frac{\left[\left(\frac{P_{di}}{P_{si}} \right)^{\frac{k-1}{k E_p}} - 1 \right]^k}{T_b (k-1)} \left[19809.302 \frac{(1+r)^n r}{(1+r)^n - 1} c_{hp} + 9.14 (1 + C_{op}) C_s H_y \right]$$

Με τους περιορισμούς

$$Q = 18.063 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) D_j^{2.6182} E \left(\frac{P_d^2 - e^s P_s^2}{L_j \gamma Z T} \right)^{0.5}$$

ή

$$h(x) = 326.23 T_b^2 D_j^{5.33} (P_d^2 - e^s P_s^2) - Q_j^2 L_j \gamma Z T P_b^2 = 0$$

και

$$1 \leq \frac{P_{di}}{P_{si}} \leq K_i$$

$$P_{di}^{min} \leq P_{di} \leq P_{di}^{max}$$

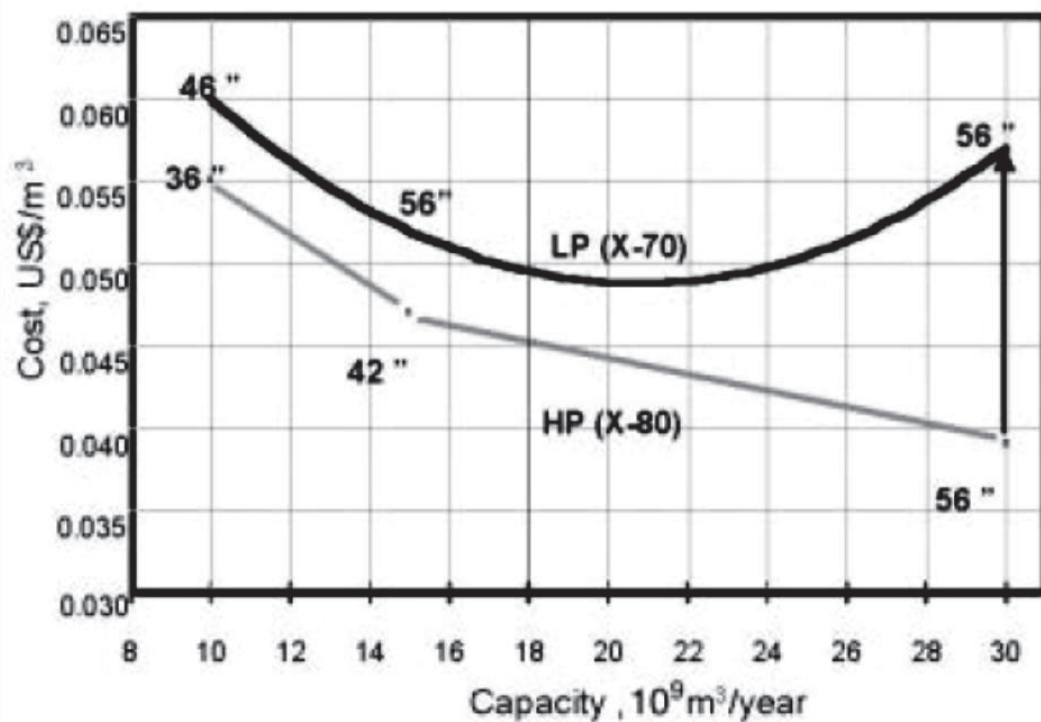
$$P_{si}^{min} \leq P_{si} \leq P_{si}^{max}$$

$$l_i^{min} \leq l_i \leq l_i^{max}$$

$$D_i^{max} \leq D_i \leq D_i^{min}$$

Το κλειδί στην παγκόσμια επέκταση του δικτύου αγωγών αερίου είναι η βελτίωση στην τεχνολογία μεταφοράς παγκοσμίως. Στο παρελθόν, η πρόοδος ήταν πιο γρήγορη στην τεχνολογία θαλάσσιων αγωγών. Νέες τεχνολογίες αναπτύχθηκαν, που περιλαμβάνουν αυτόματες μεθόδους εναπόθεσης των αγωγών, τη χρήση χάλυβα υψηλής αντοχής εφελκυσμού και μεταφορά υψηλής πίεσης. Τέτοιες τεχνολογίες μπορούν σταδιακά να εφαρμοστούν σε χερσαίους αγωγούς, με σημαντική επίδραση στην ανάπτυξη ενός διασυνδεδεμένου διεπειρωτικού δικτύου.

Η τεχνολογία υψηλής πίεσης (HP) αναμένεται να παίζει σημαντικό ρόλο στη μείωση του μοναδιαίου κόστους μεγάλης κλίμακας, μεγάλων αποστάσεων έργων αγωγών. Η τεχνολογία HP είναι πιο οικονομική από τη συμβατική για ετήσια δυναμικότητα πάνω από $10 * 10^9 \text{ m}^3$, και η ανταγωνιστικότητά της βελτιώνεται γραμμικά με τη δυναμικότητα. Η μείωση του κόστους για ένα σύστημα μεταφοράς των 5000 km με δυναμικότητα 15 έως $30 * 10^9 \text{ m}^3 / \text{year}$ υπολογίζεται περίπου στο 10% έως 30 %. Αυξάνοντας την πίεση λειτουργίας αποκομίζουμε δύο οφέλη: αυξάνεται η δυναμικότητα μεταφοράς ενώ παράλληλα μειώνονται οι απώλειες τριβών. Η σπουδαιότητα των μειώσεων κόστους απεικονίζονται παρακάτω με το παράδειγμα αγωγού μεγάλης διαμέτρου που συνδέει το Τουρκμενιστάν με την Ευρώπη, μετά την έρευνα που έγινε στη μελέτη “Gate 2020” που ετοιμάστηκε από τις ENI και IFP για την Ευρωπαϊκή Κοινότητα. [14]



Εικόνα 5.7 Κόστη μεταφοράς για μεγάλες αποστάσεις και μεγάλες ποσότητες αερίου με αγωγούς υψηλής και χαμηλής πίεσης

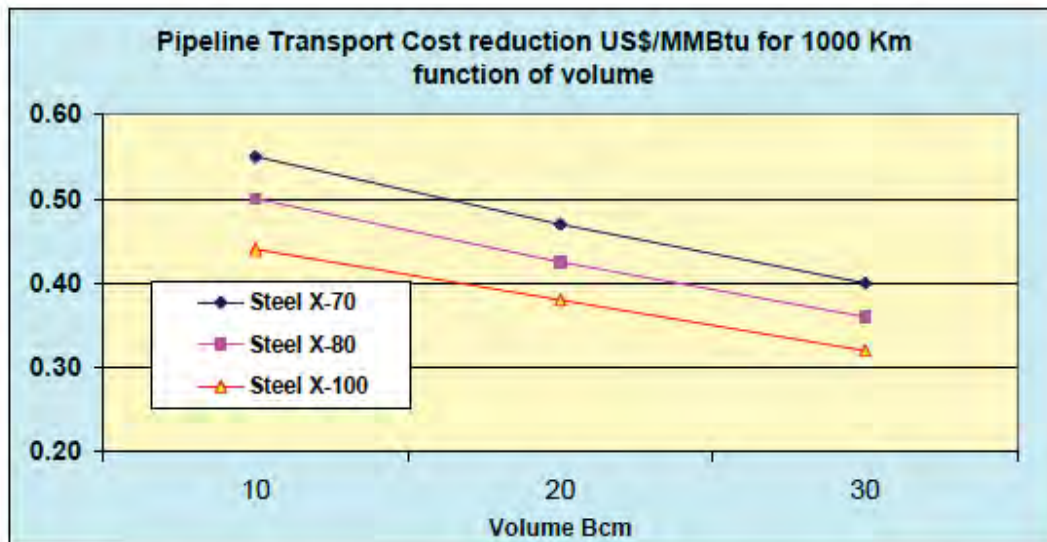
[14]

Στο παράδειγμα δείχνουμε ότι μπορεί να γίνουν μειώσεις στο κόστος από την επιλογή μεταφοράς υψηλής πίεσης χρησιμοποιώντας χάλυβα X-80 αντί για X-70, σε χαμηλότερη πίεση. Η μελλοντική χρήση χάλυβα πολύ υψηλής αντοχής API 5L X-100 θα μπορούσε να επιτρέψει ακόμα μεγαλύτερη μείωση στο κόστος μεταφοράς, ελαττώνοντας το κεφαλαιουχικό κόστος και το λειτουργικό. Σύμφωνα με πρόσφατες έρευνες, τα επίπεδα πίεσης θα μπορούσαν να αυξηθούν στα 140 bar, με χρήση υψηλού βαθμού χάλυβα, όπως X80 ή X100 επιτρέποντας αγωγούς ίδιας διαμέτρου να μεταφέρουν περισσότερο όγκο αερίου και να γίνεται εξοικονόμηση στις ανάγκες συμπίεσης.

Ο αγωγός Europipe II είναι ο πρώτος αγωγός που χρησιμοποιεί χάλυβα X80. Η χρήση μεγαλύτερου βαθμού χάλυβα, επιτρέπει πίεση 140 bar χωρίς την απίτηση υψηλότερου πάχους τοιχωμάτων, όπως θα γινόταν στην περίπτωση παραδοσιακών αγωγών.

Ο συνδυασμός των παραπάνω πλεονεκτημάτων έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του κόστους μεταφοράς μέχρι και 20 % χρησιμοποιώντας χάλυβα X100 σε σύγκριση με χάλυβα X70 στην κατασκευή αγωγών. Παρακάτω απεικονίζεται η μείωση στα κόστη μεταφοράς για αγωγό 1000 km που βρίσκεται στην περιοχή των \$0.10/mm BTU.

Reductions in pipeline transport costs by the grade of steel transported



Source: Study for the European Commission (DG TREN) (2000), "GATE 2020 – Gas Advanced Technology for Europe at the year 2020" by the IFP and ENI Group.

Εικόνα 5.8 Μειώσεις στα κόστη μεταφοράς μέσω αγωγών ανάλογα με το βαθμό χάλυβα του αγωγού [14]

Τα συστήματα αγωγών υψηλής πίεσης είναι η μόνη λύση ικανή να ικανοποιήσει παράλληλα τις απαιτήσεις μεταφοράς με τη μείωση στα κόστη μεταφοράς. Σύμφωνα με την έρευνα Gate 2020 , περεταίρω πρόοδος στην τεχνολογία αγωγών μεγάλου βάθους μπορεί να αναμένεται στις ακόλουθες περιοχές:

- Η χρήση χάλυβα μεγάλου βαθμού, που μειώνει το βάρος του σωλήνα και έτσι την ποσότητα του χάλυβα που απαιτείται και κάνει την τοποθέτηση αγωγών γρηγορότερη και πιο εύκολη.
- Βελτιωμένες κατασκευαστικές διαδικασίες, που συμπεριλαμβάνουν εξειδικευμένες υπολογιστικές τεχνικές για την βελτιστοποίηση των κριτηρίων σχεδιασμού του σωλήνα που επιτρέπουν μειωμένο πάχος σωλήνων και μειωμένο κόστος υλικών
- Τεχνικές εναπόθεσης σωλήνων μεγάλης διαμέτρου, όπως η J- laying, που μειώνει την καμπυλότητα της γραμμής και έτσι την καταπόνηση κατά την εναπόθεση επιτρέποντας τη χρήση ελαφρότερων σωλήνων
- Οι αγωγοί HFI (High Frequency Induced), μία εναλλακτική των αγωγών χωρίς ραφή, που μπορεί να μειώσει κατά 30 % το συνολικό κόστος, λόγω των μειωμένων εξόδων κατασκευής και συγκόλλησης.
- Προηγμένες τεχνικές χαρτογράφησης του βυθού, που επιτρέπουν βελτιστοποίηση του βάρους του χάλυβα, και των ερμητικών επενδύσεων αγωγών για σταθερότητα του αγωγού.
- Βελτιωμένη μόνωση για να μειωθούν τα προβλήματα υγρασίας.

Πρακτικά παραδείγματα της εφαρμογής των παραπάνω περιλαμβάνουν τον αγωγό Blue Stream κάτω από τη Μαύρη θάλασσα, που έγινε στο τέλος του 2002. Αυτό το έργο συμπεριελάμβανε την κατασκευή δύο παράλληλων γραμμών κατά μήκος της θάλασσας σε ένα μέγιστο βάθος 2150 μέτρων. Βάθη θαλασσών από 3

έως 3,5 km φαίνονται εφικτά στο εγγύς μέλλον. Αυτές οι εξελίξεις θα μειώσουν το κόστος παροχής και θα συνεισφέρουν σε μία αυξανόμενη διασύνδεση των δικτύων σωληνώσεων. [15]

Μερικά σημαντικά υποθαλάσσια έργα που θα μπορούσαν να επωφεληθούν από αυτές τις εξελίξεις είναι τα παρακάτω.

Major long-distance gas pipelines planned or under study (onshore and offshore)			
Route/Pipeline	Capacity (10 ⁹ m ³ /year)	Length (km)	Estimated cost (billion US\$)
Africa to Europe			
Libya to Italy (GreenStream)	8	570	
Algeria to Sardinia (Italy)	8	1470	
Algeria to Spain (Medgas)	8	747	
Nigeria-Niger-Algeria-Europe (Trans-Saharan)	18	4000	
FSU to Europe			
North TransGas	Up to 30		
Yamal-Europe II	2 x 33	4107	
Turkmenistan - Turkey - Europe	28	3000 - 4500	3.5 - 5
FSU to Asia			
Irkutsk Basin (Kovykta) - China - S. Korea	About 35	4000 to 5000	15 - 20
Sakhalin - China (Shenyang)	10	2420	4
Sakhalin Island - Japan (either via Niigata or through the Pacific coast to Tokyo)	8		
Western Siberia - Xinjiang - Shanghai	30	1870	4
Turkmenistan - China (Xinjiang/Shanghai)	25	2150	5
Turkmenistan - Pakistan (via Afghanistan)	15	1500	1.9
Kazakhstan - China (Shanghai)	25	3370	5
Middle-East to Europe			
Iraq - Turkey	15 - 20	1383	
Middle-East to Asia			
Iran to India via Pakistan	18 20	3300	5
Qatar - Pakistan (GUSA)	18.5	1600	3.5
Africa (intra-regional)			
Mozambique - South Africa (Pande Project)	1.5	905	0.7 - 1.0
West Africa Gas Line (Nigeria-Ghana-Togo-Benin)		3400	4
Middle-East (intra-regional)			
Qatar - Abu-Dhabi - Dubai (Dolphin project)	21 (1 st phase)	1600	
South-East Asia (national and intra-regional)			
West-East China Pipeline (Xianjiang to Shanghai)	12.4	2400	
Indonesia's South Sumatra - Singapore	3.7	500	
Gulf of Thailand - peninsular Malaysia - Singapore - Sumatra - Java		2000 - 2500	

Πίνακας 5.1 Σημαντικοί αγωγοί αερίου μεγάλων αποστάσεων που σχεδιάζονται είναι στη φάση μελέτης

[15]

6 ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ (ΥΦΑ)

6.1 Σύνθεση ΥΦΑ - Διαδικασία επεξεργασίας

Το υγροποιημένο φυσικό αέριο είναι φυσικό αέριο που έχει μετατραπεί προσωρινά σε υγρή μορφή για τη διευκόλυνση της αποθήκευσης ή της μεταφοράς του. Είναι άοσμο, άχρωμο, μη τοξικό και μη διαβρωτικό. Το φυσικό αέριο υγροποιείται με πίεση κοντά στην ατμοσφαιρική πίεση και ψύξη του στους -161°C περίπου. Κατά την διαδικασία υγροποίησης απαιτείται προ-επεξεργασία για την αφαίρεση των προσμείξεων όπως νερό, άζωτο, διοξείδιο του άνθρακα, υδρόθειο και άλλες ενώσεις του θείου. Απομακρύνοντας αυτές τις προσμίξεις, δεν μπορεί να δημιουργηθούν στερεές ουσίες με την ψύξη του φυσικού αερίου. Σαν αποτέλεσμα, το ΥΦΑ περιέχει κυρίως μεθάνιο. Η υγροποίηση του φυσικού αερίου μειώνει τον όγκο του περίπου 600 φορές σχέση με την αρχική του κατάσταση, και έτσι γίνεται πιο οικονομικό να μεταφερθεί μέσω των ειδικών πλοίων μέσω θαλάσσης.

Επειδή το ΥΦΑ είναι ένα εξαιρετικά ψυχρό υγρό που σχηματίζεται με ψυχτικά μέσα, δεν αποθηκεύεται υπό πίεση. Είναι λανθασμένη η πεποίθηση ότι το ΥΦΑ είναι ένα συμπιεσμένο αέριο.



Εικόνα 6.1 Σύνθεση Τυπικού Φυσικού Αερίου και ΥΦΑ

Η πυκνότητα του υγροποιημένου φυσικού αερίου είναι περίπου 467 γραμμάρια ανά λίτρο, μικρότερη σε σύγκριση με την πυκνότητα του νερού, (η οποία είναι περίπου 994 γραμμάρια ανά λίτρο). Έτσι, αν το ΥΦΑ χυθεί στο νερό, επιπλέει και εξατμίζεται γιατί είναι ελαφρύτερο από το νερό. Οι ατμοί ΥΦΑ από την εξάτμιση είναι εύφλεκτοι και μπορεί να δημιουργήσουν έκρηξη κάτω από ορισμένες συνθήκες. Οι ατμοί ΥΦΑ γίνονται εύφλεκτοι όταν η συγκέντρωσή τους στον αέρα είναι μεταξύ 5% και 15% (κατ'όγκο αέρα). Όταν η συγκέντρωση ατμών ΥΦΑ στον αέρα υπερβαίνει το 15% δεν μπορούν να αναφλεχθούν γιατί υπάρχει λίγο οξυγόνο, ενώ όταν η συγκέντρωση ατμών ΥΦΑ στον αέρα είναι κάτω από το 5% (κατώτατο όριο) δεν μπορούν να αναφλεχθούν γιατί είναι πολύ λίγο το φυσικό αέριο.

Ο Διεθνής Οργανισμός Ενέργειας (ΔΟΕ) προβλέπει ότι η ζήτηση ΥΦΑ σε παγκόσμιο επίπεδο θα φτάσει τα 340 bcm το 2015. Η ποσότητα αυτή αντιστοιχεί σε αύξηση περίπου 50% σε σχέση με τα επίπεδα του 2007 (226 bcm). Για την κάλυψη των αναγκών τελούν υπό κατασκευή περί τα 132 bcm πρόσθετου δυναμικού υγροποίησης παγκοσμίως. Το νέο δυναμικό προβλέπεται να γίνει διαθέσιμο σταδιακά, με μέσο ρυθμό ένταξης περί τα 33 bcm και 17 bcm ετησίως τις περιόδους 2008-2010 και 2011-2012 αντίστοιχα. Η διεθνής δυνατότητα παραγωγής ΥΦΑ θα αγγίξει τα 406 bcm στο τέλος του 2012 και υπερκαλύπτει τις προβλεπόμενες ανάγκες του 2015. Συνεπώς, και εφόσον δεν υπάρξουν καθυστερήσεις στην υλοποίηση των νέων σταθμών υγροποίησης ή σοβαρές επιπτώσεις από την τρέχουσα χρηματοοικονομική κρίση, υφίσταται διαθεσιμότητα ΥΦΑ στη διεθνή αγορά για την κάλυψη της ζήτησης έως το 2015.

Η "αλυσίδα" του LNG αποτελείται από τις εξής επιμέρους διαδικασίες:

- Εξόρυξη
- Μεταφορά μέσω αγωγών στις εγκαταστάσεις υγροποίησης
- Υγροποίηση
- Αποθήκευση σε κρυογενικές δεξαμενές
- Φόρτωση στα δεξαμενόπλοια μεταφοράς LNG
- Μεταφορά δια θαλάσσης
- Εκφόρτωση στις εγκαταστάσεις αποθήκευσης (τερματικοί σταθμοί LNG)
- Επαναεριοποίηση
- Τροφοδοσία του δικτύου



Εικόνα 6.2 Αλυσίδα ΥΦΑ (LNG)

6.2 Υγροποίηση Φυσικού Αερίου

Οι τρεις τρόποι παραγωγής ψύξης σε βιομηχανική

Κλίμακα είναι:

- Ελεύθερη εκτόνωση (μέθοδος εκτόνωσης Joule-Thomson)

- Εκτόνωση μέσω προσφοράς μηχανικού έργου (μέθοδος Claude)
- Μέσω διαδοχικών κύκλων συμπύκνωσης – εξάτμισης (κύκλος Pictet)

Για την υγροποίηση του φυσικού αερίου, ιδιαίτερα σε μεγάλη κλίμακα, στην πράξη χρησιμοποιείται μόνο η τελευταία μέθοδος.

Για την υγροποίηση αναγκών βασικού φορτίου χρησιμοποιήθηκαν κατά καιρούς διάφοροι τρόποι υγροποίησης:

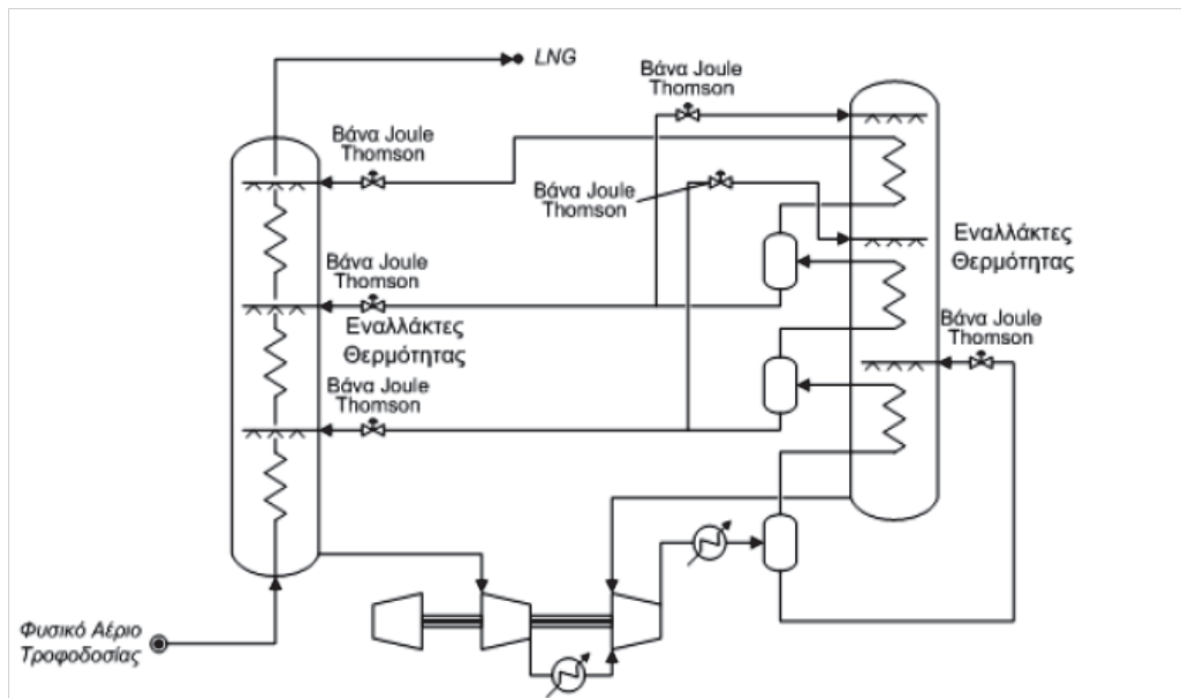
- Διεργασίες Ψύξης σε Σειρά.

Κάθε ψυκτικό χρησιμοποιείται σε ξεχωριστό κλειστό κύκλο που παρέχει ψύξη σε συγκεκριμένες θερμοκρασιακές περιοχές. Τυπικά, χρησιμοποιούνται προπάνιο, αιθυλένιο και μεθάνιο για να παρέχουν μια ευρεία, ισορροπημένη σειρά ψύξης. Μετά από τη συμπίεση, τρία επίπεδα θερμοκρασιών για καθένα από τα τρία ψυκτικά διαμορφώνουν μια ακολουθία εννέα βαθμίδων. Κάθε ένα από αυτά τα επίπεδα θερμοκρασίας αντιστοιχεί σε μια προκαθορισμένη ελάττωση πίεσης (στα δοχεία διαχωρισμού) για την εξάτμιση του ψυκτικού σε εναλλαγή θερμότητας με την τροφοδοσία φυσικού αερίου και ένα ξεχωριστό ρεύμα ψυκτικού που απαιτεί ψύξη. Με αυτόν τον τρόπο, αφαιρείται θερμότητα από το φυσικό αέριο σε διαδοχικά χαμηλότερες θερμοκρασίες δηλαδή, το ψυκτικό βράζει σε διαδοχικά χαμηλότερη πίεση. Η θερμότητα απορρίπτεται στον αέρα ή σε νερό μέσω του θερμότερου ψυκτικού, συνήθως προπανίου, και των μεταψυκτών των συμπιεστών. Ο κύκλος ψύξης του μεθανίου είναι ανοικτός δεδομένου ότι συνδυάζεται με την τροφοδοσία φυσικού αερίου και μετά από το τελικό στάδιο ελάττωσης πίεσης το υγρό μεθάνιο αποτελεί μέρος του παραγόμενου LNG.

- Διεργασίες με Μίγμα Ψυκτικών.

Το πρόβλημα του σύνθετου σχεδιασμού, το σχετικά υψηλό κόστος επένδυσης, και οι περιορισμοί στα ενδιάμεσα στάδια της διαδικασίας υγροποίησης σε σειρά αντιμετωπίζονται με τις διεργασίες υγροποίησης με μίγμα ψυκτικών. Με την εξέλιξη του εξοπλισμού και των συστημάτων ελέγχου έγινε δυνατός ο συνδυασμός ψυκτικών σε έναν ψυκτικό κύκλο. Σε τέτοιες διεργασίες, ένα γίνεται συνδυασμός ψυκτικών όπως πεντάνιο, βουτάνιο, προπάνιο, αιθάνιο, μεθάνιο και άζωτο σε αναλογίες κατάλληλες για την καμπύλη ψύξης του προς υγροποίηση φυσικού αερίου που υγροποιείται, δηλαδή η καμπύλη θερμοκρασίας – ενθαλπίας θέρμανσης του μίγματος ψυκτικών να ακολουθεί πολύ κοντά την καμπύλη ψύξης του φυσικού αερίου. Αυτό μειώνει την αναντιστρεπτότητα της διεργασίας. Το μίγμα ψυκτικών συμπυκνώνεται έπειτα, κατά μέρος με αέρα ή νερό και το υπόλοιπο σε χαμηλότερη θερμοκρασία με εναλλαγή θερμότητας με το ίδιο το μίγμα. Στην τελευταία περίπτωση, το εισερχόμενο αέριο ψυκτικό ψύχεται και συμπυκνώνεται σε ανυψωμένη πίεση κατ' αντιστροφή με την εξατμιζόμενη υγρή φάση του μίγματος ψυκτικών, καθένα από τα οποία εκτονώνεται σε μια

πολύ χαμηλότερη πίεση και, ως εκ τούτου, και θερμοκρασία. Παρακάτω απεικονίζεται το διάγραμμα της διεργασίας υγροποίησης με μίγμα ψυκτικών.



Εικόνα 6.3 Διάγραμμα διεργασίας υγροποίησης με μίγμα ψυκτικών

[16]

- Διεργασίες με Μίγμα Ψυκτικών και Προκαταρκτική Ψύξη.

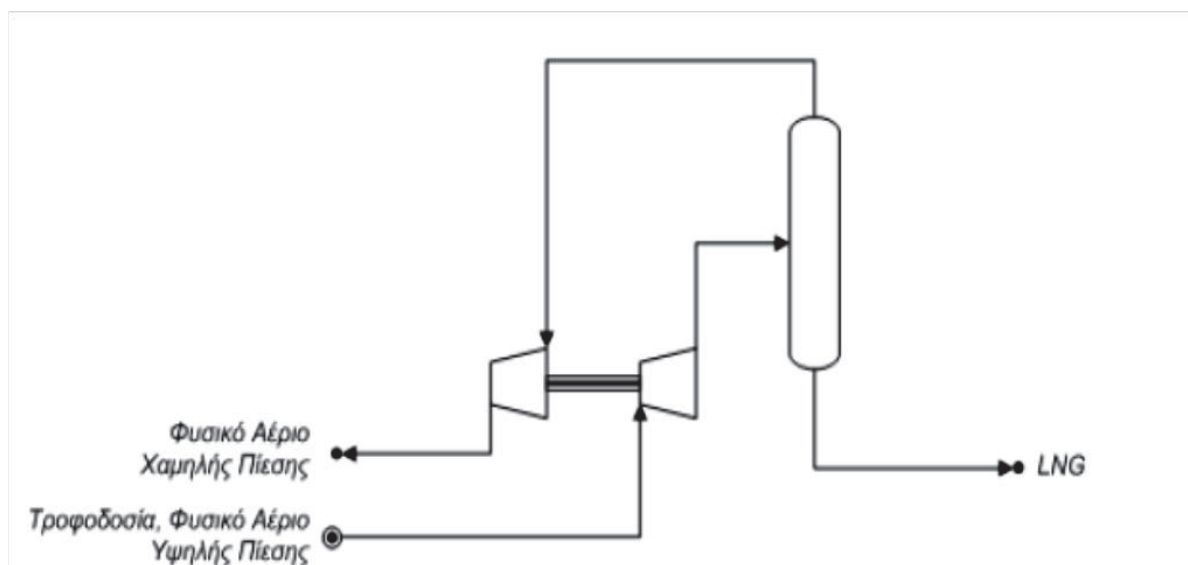
Στις αρχές της δεκαετίας του '70, αναπτύχθηκε μια τρίτη γενιά διεργασιών, με μίγμα ψυκτικών και προκαταρκτική ψύξη, από τον άμεσο συνδυασμό άλλων των δύο. Η ευρύτατα χρησιμοποιούμενη διεργασία χρησιμοποιεί δύο χωριστά συστήματα ψύξης, έναν κύκλο ψύξης με προπάνιο σε σειρά, ακολουθούμενη από έναν κύκλο με μίγμα ψυκτικών που περιλαμβάνει προπάνιο, αιθάνιο, μεθάνιο και άζωτο ως συστατικά

.Διεργασία Υγροποίησης Αναγκών Αιχμής.

Οι εγκαταστάσεις LNG κάλυψης αναγκών αιχμής διαφέρουν από τις εγκαταστάσεις βασικού φορτίου σε διάφορα σημεία που έχουν επιπτώσεις στο σχεδιασμό των εγκαταστάσεων. Οι εγκαταστάσεις αναγκών αιχμής είναι πολύ μικρότερες. Σ λειτουργούν μόνο εποχιακά, και βρίσκονται συχνά κοντά στο σημείο στο οποίο η πίεση στις γραμμές μεταφοράς αερίου μειώνεται και οι γραμμές διακλαδίζονται στα τοπικά συστήματα διανομής αερίου χαμηλότερης πίεσης. Η έμφαση κατά το σχεδιασμό των εγκαταστάσεων αναγκών αιχμής δίνεται κυρίως στην ελαχιστοποίηση του κόστους εξοπλισμού και λιγότερο στην υψηλή θερμοδυναμική απόδοση. Έχουν χρησιμοποιηθεί επομένως όλοι οι κύκλοι υγροποίησης πολλαπλού μίγματος ψυκτικών σε μεγάλο ποσοστό στις εγκαταστάσεις αναγκών αιχμής. Εάν είναι διαθέσιμος ένας τοπικός αγωγός διανομής σε μια πίεση ουσιαστικά κάτω από αυτήν του κύριου αγωγού μεταφοράς, μπορούν

να χρησιμοποιηθούν διαδικασίες εκτόνωσης για να εκμεταλλευθούν τη διαφορά πίεσης όπως φαίνεται στο παρακάτω σχήμα. Υπάρχουν διάφορες παραλλαγές, αλλά η αρχή αυτών των εγκαταστάσεων είναι να εκτονωθεί το αέριο εισόδου σχεδόν ισεντροπικά μέσω ενός στρόβιλου, μειώνοντας κατά συνέπεια γρήγορα τη θερμοκρασία και υγροποιώντας μερικώς το αέριο. Το υγρό στέλνεται για αποθήκευση, και το υπόλοιπο αέριο συμπιέζεται σε έναν συμπιεστή που συνδέεται μηχανικά με, και λαμβάνει κίνηση από το στρόβιλο εκτόνωσης. Αυτό το αέριο στέλνεται έπειτα στον αγωγό χαμηλότερης πίεσης για διανομή εκτός των εγκαταστάσεων. [16]

Παρακάτω απεικονίζεται το διάγραμμα διεργασίας υγροποίησης με εκτόνωση.



Εικόνα 6.4 Διάγραμμα διεργασίας υγροποίησης με εκτόνωση

[16]

6.3 Αποθήκευση ΥΦΑ

Σκοπός των δεξαμενών αυτών είναι η αποθήκευση του LNG στο εσωτερικό τους κατά τρόπον ώστε αφενός μεν να ελαχιστοποιείται η εξάτμιση του LNG (boil-off gas), αφετέρου δε η στεγανότητα έναντι διαρροών. Οι δεξαμενές έχουν ισχυρή θερμική μόνωση και εξαιρετικά ισχυρή κατασκευή έναντι διαρροών (ρωγμών, σεισμών, εξωτερικών πληγμάτων). Διακρίνονται σε υπέργειες, οι οποίες έχουν χαμηλότερο κόστος κατασκευής, αλλά και υψηλότερο ρυθμό εξάτμισης και κίνδυνο έναντι διαρροών, καθώς και σε υπόγειες που έχουν χαμηλότερο ρυθμό εξάτμισης, μικρότερο κίνδυνο έναντι διαρροών αλλά και υψηλότερο κόστος κατασκευής σε σχέση με τις πρώτες. Οι δεξαμενές αποθήκευσης LNG είναι ένα σημαντικό μέρος και για τις εγκαταστάσεις βασικού φορτίου και για τις εγκαταστάσεις αναγκών αιχμής. Επιπλέον, αποτελούν σημαντικό μέρος της επένδυσης των τερματικών εγκαταστάσεων παραλαβής LNG. Λόγω του υψηλού κόστους αυτών

των μονάδων και σπουδαιότητάς τους στη συνολική ασφάλεια των εγκαταστάσεων LNG, έχει δοθεί μεγάλη προσοχή στο σχεδιασμό των δεξαμενών LNG.

Ένα από τα πρώτα θέματα που τέθηκαν στο σχεδιασμό των δεξαμενών LNG ήταν στην επιλογή κατάλληλων υλικών. Η αστοχία της δεξαμενής στο Cleveland, Ohio το 1944 αποδόθηκε στη χρήση χάλυβα με 3,5% νικέλιο που έγινε εύθραυστος στη θερμοκρασία του LNG. Μετά από αυτό το συμβάν, μεγάλης κλίμακας προγράμματα έχουν αποδείξει την καταλληλότητα του χάλυβα με 9% νικέλιο, των ανοξείδωτων χαλύβων, και ορισμένων κραμάτων αργιλίου (σειρά 5000) για κατασκευή δεξαμενών LNG. Οι δεξαμενές από κράματα αργιλίου είναι συνήθως περιορισμένου μεγέθους, επειδή ο συντελεστής θερμικής διαστολής του αργιλίου είναι περίπου διπλάσιος αυτού του χάλυβα. Σε μεγάλες δεξαμενές, τέτοια θερμική μετακίνηση κατά τη διάρκεια της ψύξης θα μπορούσε να οδηγήσει σε αστοχία των δεξαμενών.

Τα σχέδια των δεξαμενών έχουν εξελιχθεί επίσης δεδομένου ότι έχουν εφαρμοστεί περισσότερο περίπλοκες αναλύσεις δεδομένων ασφαλείας στις εγκαταστάσεις LNG. Οι αρχικοί σχεδιασμοί προέβλεπαν μια εσωτερική κρυογενική δεξαμενή υγρού που εντός μιας εξωτερικής δεξαμενής που περιείχε το σύστημα μόνωσης για την εσωτερική. Σε μερικά σχέδια η εξωτερική δεξαμενή περιείχε αέριο άζωτο που, με τη σειρά της, ήταν συνδεδεμένη με μια δεξαμενή μεταβλητός-όγκου ή με μεμβράνες, η οποία αντιστάθμιζε τις αλλαγές στον όγκο του αζώτου λόγω των αλλαγών στη θερμοκρασία περιβάλλοντος αποφεύγοντας συμπίεση ή αποσυμπίεση της εξωτερικής δεξαμενής. Σε άλλα σχέδια, η στέγη της εσωτερικής δεξαμενής δεν ήταν στεγανή, αλλά μερικώς υποστρωμένη μόνωση, και η εξωτερική δεξαμενή χρησίμευε ως μια αποθήκη φυσικού αερίου. Και στα δύο σχέδια, οι εξωτερικές δεξαμενές κατασκευάζονταν από κοινό χάλυβα άνθρακα και περιβάλλονταν από ένα χαμηλό ανάχωμα για να συγκρατήσει τις όποιες διαρροές LNG. Αναλυτικές μελέτες έδειξαν ότι ο πρωτεύων κίνδυνος ασφαλείας με μια διαρροή LNG είναι ο σχηματισμός ενός μεγάλου νέφους ατμών του προϊόντος που μπορεί να παρασυρθεί, αναφλεγεί, και να προκαλέσει εκτεταμένη ζημία. [2]

Εγκαταστάσεις Παραλαβής LNG

Οι εγκαταστάσεις παραλαβής LNG κατασκευάζονται για να παραλάβουν τις ποσότητες LNG που αποστέλλονται από τις εγκαταστάσεις υδροποίησης φυσικού αερίου. Περιλαμβάνουν τις απαραίτητες λιμενικές εγκαταστάσεις, σωληνώσεις μεταφοράς, αποθήκες LNG, και όλον τον απαραίτητο εξοπλισμό για την εξάτμιση και συμπίεση του φυσικού αερίου, πριν αυτό αποσταλεί προς τον κεντρικό αγωγό φυσικού αερίου, ή τους τελικούς καταναλωτές (μονάδες βασικού φορτίου). Μια τυπική εγκατάσταση παραλαβής LNG φαίνεται στο επόμενο Σχήμα.

Οι γραμμές μεταφοράς LNG διατηρούνται σε χαμηλή θερμοκρασία με ανακυκλοφορία ποσότητας LNG από τις δεξαμενές αποθήκευσης. Έτσι απάγεται η θερμότητα που εισέρχεται από το περιβάλλον στις γραμμές μεταφοράς. Η αέρια φάση που εξατμίζεται μέσα στη δεξαμενή βρίσκεται σε ισορροπία με την υγρή φάση. Η περίσσεια οδηγείται μέσω του απουπερθερμαντή στο συμπιεστή, όπου και συμπιέζεται και οδηγείται στον αγωγό διασύνδεσης με τον κεντρικό αγωγό ή τους καταναλωτές. Η εξάτμιση του LNG πραγματοποιείται σε

- Η ραγδαία αύξηση στη χρήση φυσικού αερίου σε εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρισμού παγκοσμίως, που βρίσκονται σε παραθαλάσσια μέρη [17]

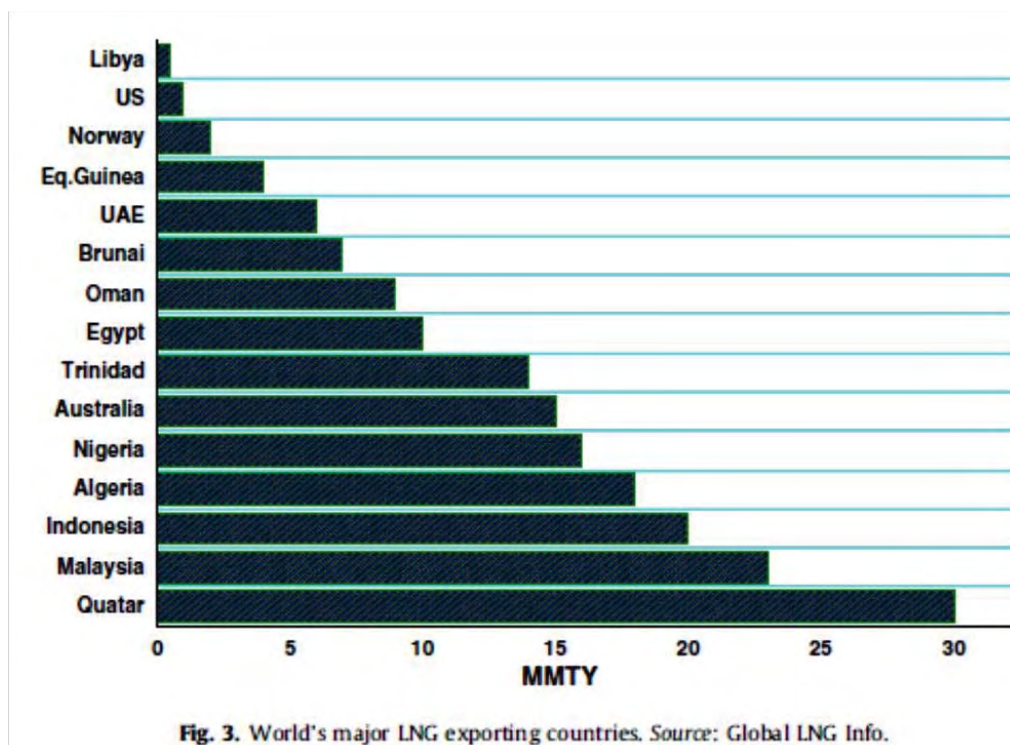
Παρακάτω φαίνεται το ποσοστό εισαγωγής και εξαγωγής υγροποιημένου φυσικού αερίου στις 5 πρώτες χώρες παγκοσμίως που το εμπορεύτηκαν το 2003. [18]

Rank of LNG Importing/Exporting Countries

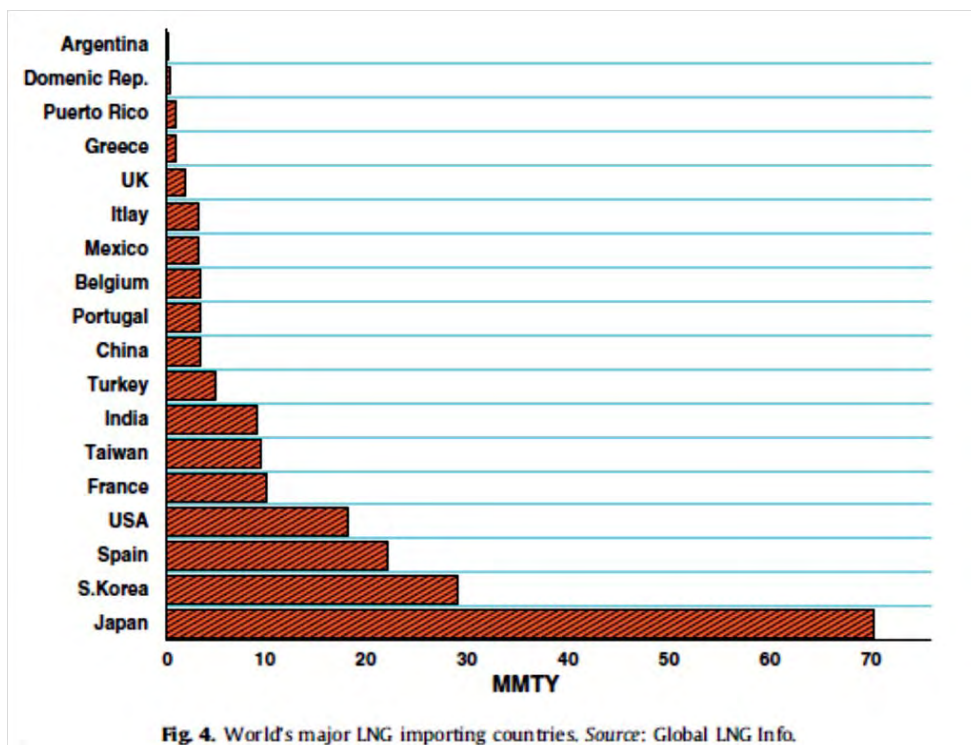
Rank	Importing Country	Percentage*
1	Japan	46.7
2	Korea	15.5
3	Spain	9.7
4	USA	8.4
5	France	7.4
Rank	Exporting Country	Percentage*
1	Indonesia	32.9
2	Algeria	26.7
3	Malaysia	20.7
4	Qatar	17.6
5	Trinidad/Tobago	11.2

* Based on 155.19 billion cubic meter of LNG traded in 2003. Ranks lower than six are not shown in the table.

Πίνακας 6.1 Ποσοστά εισαγωγής/εξαγωγής ΥΦΑ στις 5 πρώτες χώρες παγκοσμίως



Εικόνα 6.6 Οι μεγαλύτερες εξαγωγικές χώρες ΥΦΑ παγκοσμίως



Εικόνα 6.7 Οι μεγαλύτερες εισαγωγικές χώρες ΥΦΑ παγκοσμίως

[19]

6.4 Οικονομική Ανάλυση ΥΦΑ

Το κόστος του LNG εξαρτάται από την παραγωγή, υγροποίηση, μεταφορά με πλοίο, την επαν-αεριοποίησή του και την αποθήκευση. Στον πίνακα απεικονίζεται η αλυσίδα κόστους του LNG για συγκεκριμένη περίπτωση μεταφοράς, όπου φαίνεται το μερίδιο κάθε διεργασίας στο συνολικό κόστος. [20]

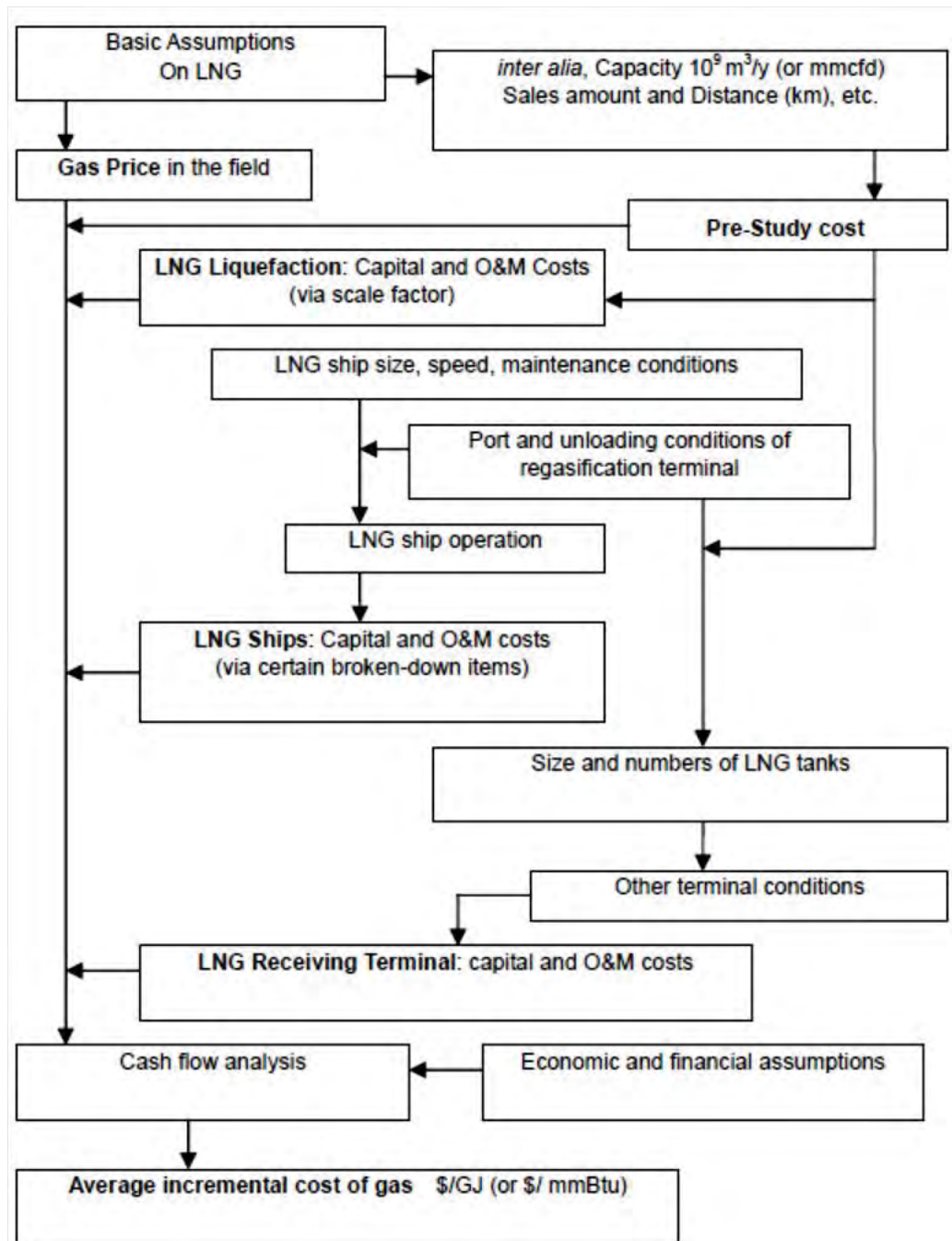
LNG value chain	
Exploration and production	Liquefaction
$\$4.74 \times 10^{-4} - \$9.48 \times 10^{-4} \text{ MJ}^{-1}$	$\$7.58 \times 10^{-4} - \$1.14 \times 10^{-3} \text{ MJ}^{-1}$
Shipping	Re-gasification and storage
$\$3.79 \times 10^{-4} - \$9.48 \times 10^{-4} \text{ MJ}^{-1}$	$\$2.84 \times 10^{-4} - \$4.74 \times 10^{-4} \text{ MJ}^{-1}$

Πίνακας 6.2 Αλυσίδα κόστους ΥΦΑ για συγκεκριμένη περίπτωση μεταφοράς

Η αλυσίδα κόστους του LNG μπορεί να χωριστεί , λοιπόν σε 4 κατηγορίες [21]

- Εξερρύνηση/Παραγωγή (25%)
- Υγροποίηση(35%)
- Μεταφορά (25%)
- Αεριοποίηση/Αποθήκευση (15%)

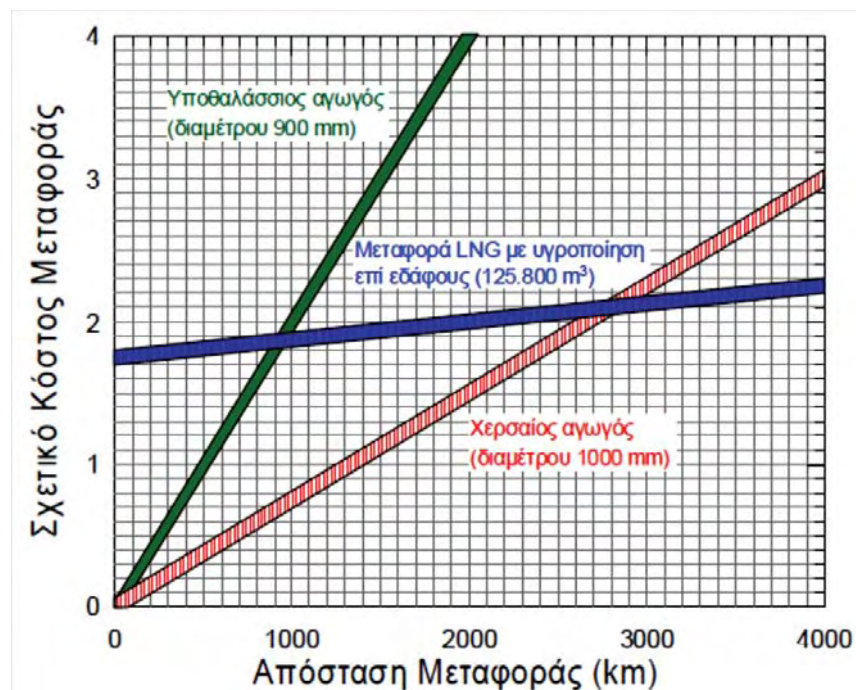
Παρακάτω απεικονίζεται σχηματικά η ροή υπολογισμού κόστους του LNG



Εικόνα 6.8 Σχηματική Απεικόνιση της ροής υπολογισμού για το κόστος μεταφοράς ΥΦΑ

[22]

Η μεταφορά LNG είναι συχνά ο μόνος τρόπος μεταφοράς φυσικού αερίου από απομακρυσμένα πεδία παραγωγής στις χώρες κατανάλωσης. Οποιαδήποτε σύγκριση κόστους μεταξύ μεταφοράς LNG και μεταφοράς μέσω αγωγών πρέπει, φυσικά, να συνδεθεί με τις απαιτήσεις του έργου. Γενικά, μια εγκατάσταση LNG είναι η μόνη απάντηση αν η μεταφορά με αγωγό δεν είναι εφικτή για τεχνικούς ή άλλους λόγους ή εάν η απόσταση είναι αρκετά μεγάλη. Το κόστος της μεταφοράς LNG είναι χαμηλότερο από αυτό των υποθαλάσσιων αγωγών μεταφοράς ακόμη και για αποστάσεις αρκετών εκατοντάδων χιλιομέτρων, ενώ η μεταφορά με χερσαίους αγωγούς είναι σχεδόν πάντα φθηνότερη από τη μεταφορά LNG εκτός αν η απόσταση είναι εξαιρετικά μεγάλη. Μια σύγκριση του κόστους μεταφοράς LNG και της μεταφοράς μέσω αγωγών δίνεται στο Σχήμα.



Εικόνα 6.9 Διάγραμμα κόστους μεταφοράς συναρτήσει της απόστασης μεταφοράς για μεταφορά μέσω αγωγών και ΥΦΑ

[16]

Υπολογισμός κόστους ΥΦΑ - Αριθμητικό Παράδειγμα

Η τιμή του ΥΦΑ εξαρτάται από τη συμφωνία μεταξύ αγοραστή και παραγωγού. Το ΥΦΑ πωλείται περίπου με $\$2.84 \cdot 10^{-3}$ ή περισσότερο. Γενικά το συνολικό κόστος παραγωγής (Total production cost) εκφράζεται με την προσθήκη του συνολικού αποσβεννύμενου κόστους επένδυσης (amortized tot. Invs.) και του κόστους λειτουργίας και συντήρησης (Amortized O&M costs)

$$\text{Total Product cost} = \text{Amortized Tot. Invs.} + \text{Amortized O\&M}$$

Όπου

Αν θεωρηθεί πως ωφέλιμος χρόνος ζωής του εργοστασίου και των καραβιών είναι 20 έτη και i το επιτόκιο θεωρηθεί 8% τότε

$$\text{Amortized Tot. Invs.} = \frac{\frac{\exp(0.08 \times 20)}{\sum_{i=1}^{19} \exp(0.08 \times i)}}{365 \times \text{Capacity}} \times \text{Tot. Invs.}$$

Η δυναμικότητα του εργοστασίου LNG σε όρους MJ/day εξαρτάται από τη θερμογόνο δύναμη του μεθανίου και το ρυθμό παραγωγής LNG. Αν π.χ η θερμογόνο δύναμη του μεθανίου ισούται με 802 MJ/kmol και ο ρυθμός παραγωγής LNG 7.5 mtpa (millions tons per annum) = 1.284.247 kmol/day, τότε η δυναμικότητα του εργοστασίου είναι:

$$\text{Capacity} = 802 \times 1.284.274 = 1030 \times 10^6 \text{ MJ/day}$$

Αφού έχουμε υπολογίσει τη δυναμικότητα του εργοστασίου, η συνολική επένδυση υπολογίζεται από

$$\text{Tot. Invs.} = 2.36(\text{Onsite}) + n(170 \times 10^6)$$

Όπου n ο αριθμός των πλοίων, $\$170 \times 10^6$ έστω η τιμή των πλοίων χωρητικότητας 138000 m³ και Onsite είναι το συνολικό κόστος του εξοπλισμού. (Οι υπολογισμοί του κόστους εγκατάστασης βασίζονται στο βιβλίο Conceptual Design of Chemical Processes, James Douglas)

Τα αποσβεσθέντα κόστη λειτουργίας και συντήρησης υπολογίζονται από τη σχέση

$$\text{Amortized O\&M} = \text{O\&M} / \text{Capacity}$$

Με

$$\begin{aligned} \text{O\&M} = & 1.031(\text{Raw Matl.} + \text{Util.}) + 0.186(\text{Onsite}) \\ & + 2.13(\text{Operating Labor}) \\ & + 0.0256(\text{Revenue}) \end{aligned}$$

Όπου Raw Matl. Αντιπροσωπεύει το κόστος της τροφοδοσίας φυσικού αερίου, δηλαδή το κόστος μεθανίου, Util. είναι το πιθανό κόστος ηλεκτρισμού, νερού και ατμού, Operating Labor είναι τα εργατικά κόστη και Revenue είναι το συνολικό έσοδο από την πώληση LNG και θείου.

1) Κόστος Μεθανίου (Raw Materials)

Η θερμογόνος δύναμη του μεθανίου είναι 802 MJ/kmol. Αν θεωρηθεί ότι ο ρυθμός τροφοδοσίας του μεθανίου είναι ίσος με 29,5 εκατομύρια m³/day, δηλαδή 1,316,259 kmol/day και η τιμή του είναι \$4,74*10⁻⁴ * 802*1.316.259*365 d/year = \$182.632.228 / year

2) Κόστος ηλεκτρισμού-νερού-ατμού (Utility)

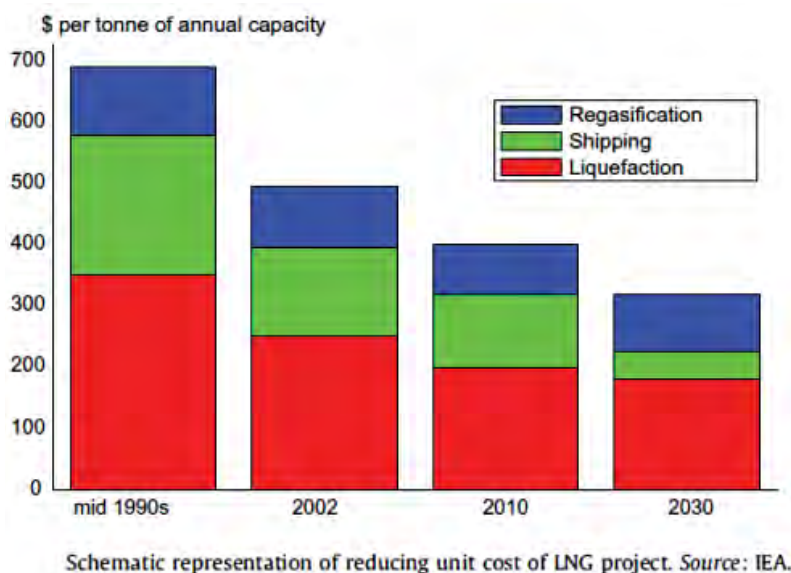
Τα κόστη ηλεκτρισμού-νερού και παραγωγής ατμού θεωρούνται πολύ μικρά σε σχέση με τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης και έτσι αγνοούνται στη συνολική ανάλυση κόστους.

3) Εργατικά κόστη (Labor)

Τα εργατικά λειτουργικά κόστη εξαρτώνται από τον αριθμό των εργατών, τη χώρα και τα είδη επεξεργασίας του φυσικού αερίου.

4) Έσοδα (Revenue)

Τα ετήσια έσοδα που βασίζονται στην παραγωγή LNG και θείου.



Εικόνα 6.10 Διάγραμμα που απεικονίζει τη σταδιακή μείωση του κόστους ΥΦΑ και την εξέλιξη των επιμέρους παραγόντων του

[20]

Τα έργα ΥΦΑ έχουν πολύ υψηλό κεφαλαιουχικό κόστος. Το κόστος ολόκληρης της αλυσίδας από την εξόρυξη μέχρι τον τερματικό σταθμό μπορεί να είναι περίπου \$ 4 *10⁶. Όπως και στην περίπτωση των αγωγών, οι οικονομίες κλίμακας είναι πολύ σημαντικές.

Οι σταθμοί υγροποίησης συνήθως αποτελούνται από ένα ή δύο τρένα επεξεργασίας. Το οικονομικό μέγεθος κάθε τρένου είναι περίπου 3- 3,5 εκατομ. τόνοι / έτος. Με τέτοιο μέγεθος έργου, το κεφαλαιουχικό κόστος μόνο της μονάδας παραγωγής ΥΦΑ είναι της τάξης του \$ 1-2 *10⁶ . Με την προσθήκη δεύτερου τρένου

μετά την κατασκευή του εργοστασίου μπορεί το μοναδιαίο κόστος υδροποίησης να ελαττωθεί κατά 20-30%. Τα εργοστάσια ενός τρένου συνήθως κοστίζουν περίπου \$1 δις, αν και τα πραγματικά κόστη ποικίλουν ανάλογα με τα κόστη της γης, τους περιβαλλοντολογικούς κανόνες και νομοθεσία ασφαλείας, τα εργατικά κόστη και άλλες τοπικές καταστάσεις της αγοράς.

Η τεχνολογική πρόοδος που επετεύχθη τις τελευταίες δεκαετίες οδήγησε σε μεγάλη μείωση σε κόστη επένδυσης και λειτουργικά έξοδα. Η μέση μοναδιαία επένδυση για ένα σταθμό υδροποίησης έπεσε από \$550/τόνο/έτος το 1960, σε περίπου \$350 το 1970 και 1980 και \$250 το 2000. Σήμερα η αρχική φάση υδροποίησης κοστίζει λιγότερο από \$200.

Τα κόστη μεταφοράς ΥΦΑ είναι κυρίως συνάρτηση της απόστασης μεταξύ των σταθμών υδροποίησης και επαναεριοποίησης και του μεγέθους του πλοίου. Χρησιμοποιώντας μεγαλύτερο αριθμό μικρότερων πλοίων επιτυγχάνεται μεγαλύτερη ευελιξία και μειωμένες απαιτήσεις αποθήκευσης αλλά προκύπτουν αυξημένα μοναδιαία κόστη πλοίων. Τα μεγαλύτερα πλοία ΥΦΑ σήμερα έχουν μέγιστη δυναμικότητα 135000-138000 m³ και κοστίζουν περίπου \$ 170 * 10⁶. Τα τελευταία χρόνια έχουν γίνει σημαντικές μειώσεις στα κόστη εξαιτίας των οικονομικών κλίμακας.

Τα κόστη κατασκευής των εργοστασίων επαναεριοποίησης εξαρτώνται από την δυναμικότητα του σταθμού, τα κόστη επεξεργασίας του εδάφους και τα εργατικά κόστη (που ποικίλλει σημαντικά ανάλογα με την τοποθεσία) και την ικανότητα αποθήκευσης. Η μέγιστη χωρητικότητα αποθήκευσης προς το παρόν είναι 150000 m³.

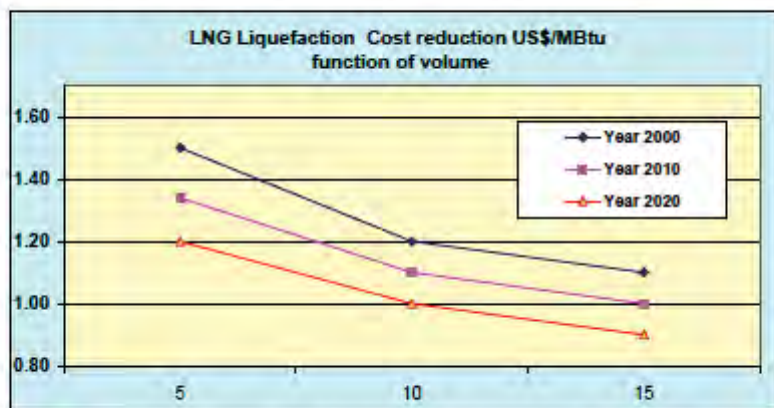
Οι μειώσεις που έχουν συμβεί στο κόστος ΥΦΑ τα τελευταία χρόνια προκύπτουν κυρίως από τις αυξήσεις στο μέγεθος των τρένων, τη βελτιωμένη απόδοση καυσίμου στην υδροποίηση και επαναεριοποίηση (κυρίως από τις τουρμπίνες υψηλής απόδοσης σε εγκαταστάσεις συμπαραγωγής, βελτιωμένο σχεδιασμό εξοπλισμού και καλύτερη χρήση της διαθέσιμης δυναμικότητας. Ενδεικτικά αναφέρουμε πως τα κόστη υδροποίησης έχουν πέσει περίπου κατά 25 – 35 % και τα κόστη πλοίων από 20- 30 % από το 1990- 2000. Τα κόστη επαναεριοποίησης έχουν μειωθεί λιγότερο από τα κόστη άλλων τμημάτων της αλυσίδας ΥΦΑ από το 1960. Γενικά τα κόστη ΥΦΑ ποικίλουν σημαντικά στην πράξη, καθώς είναι συνάρτηση της δυναμικότητας, ειδικά του αριθμού των τρένων στους σταθμούς υδροποίησης και την απόσταση μεταφοράς με πλοία. [15]

Με ορίζοντα το 2020, αναμένεται

- μείωση κατά 20 % στα κεφαλαιουχικά κόστη των μονάδων υδροποίησης και μέγιστο μέγεθος τρένων 6 εκατομμύρια τόνοι ανά έτος (3 εκατομμύρια επιπλέον σε σχέση με σήμερα).
- Πιο σύντομες περίοδοι κατασκευής μονάδων υδροποίησης στα 4 χρόνια σε σχέση με 5 που είναι σήμερα.
- Μείωση 10% στα κεφαλαιουχικά κόστη των δεξαμενών και μεγαλύτερα μεγέθη αυτών (πάνω από 200.000 m³)

Παρακάτω απεικονίζονται οι μειώσεις στα κόστη υδροποίησης σαν συνάρτηση του όγκου.

Reductions in liquefaction costs as a function of volume



Source: Study for the European Commission (DG TREN) (2000), "GATE 2020 – Gas Advanced Technology for Europe at the year 2020" by the IFP and ENI Group.

Εικόνα 6.11 Διάγραμμα που απεικονίζει τη μείωση του κόστους υγροποίησης ΥΦΑ σαν συνάρτηση του όγκου
[14]

6.5 Σύγκριση μεταφοράς μέσω αγωγών και ΥΦΑ

Μέχρι στιγμής, η μεταφορά αερίου μέσω αγωγών κυριαρχούσε στο διεθνές εμπόριο αερίου. Η μεταφορά του ΥΦΑ κατέχει μόνο το 22 % του διεθνούς εμπορίου (το 5,6 % της παγκόσμιας ζήτησης αερίου). Ωστόσο, η εξισορρόπηση των αγορών φυσικού αερίου μέσω αγωγών μεταφοράς, αντιμετωπίζει ορισμένους τεχνικούς, οικονομικούς και πολιτικούς περιορισμούς:

- Η αυξανόμενη γεωγραφική απόσταση από τα σημεία εξόρυξης και έτσι τα αποθέματα για τους μεγάλους καταναλωτές μπορεί να προκαλέσουν φυσικές ή τεχνοοικονομικές δυσκολίες για τους διακρατικούς σωλήνες αερίου.
- Μερικές από τις βασικές χώρες εξαγωγής αερίου μέσω αγωγών (Καναδάς, Ολλανδία) θα μπορούσαν να φτάσουν στο μέγιστο όριο εξαγωγικής δυναμικότητάς τους στα επόμενα δέκα με είκοσι έτη.
- Οι νέες εισαγωγικές χώρες, που βρίσκονται μακριά από δίκτυα αγωγών, αναζητούν προμήθειες προσαρμοσμένες στις ιδιαίτερες τοπικές και γρήγορα αυξανόμενες ανάγκες τους. Το ΥΦΑ, μία λύση με τέλεια προσαρμοστικότητα και προοδευτικότητα, ταιριάζει επαρκώς σ' αυτή την απαίτηση.
- Η διαφοροποίηση των πηγών προμήθειας είναι επίσης ένα μείζον θέμα για τις εισαγωγικές χώρες, ειδικά λόγους που σχετίζονται με την ασφάλεια, και το ΥΦΑ με τόσο ευρείες δυνατότητες προμηθευτών, επίσης καλύπτει αυτή την πολιτική αναγκαιότητα.
- Οι διεθνείς αγωγοί αερίου συνήθως συνεπάγονται τη διάσχιση αρκετών χωρών και συνόρων, με πιθανώς ασταθές πολιτικό περιβάλλον ή απαιτούν μεγάλες και δύσκολες διαπραγματεύσεις. Το ΥΦΑ βοηθά στο να ξεπεραστούν αυτοί οι περιορισμοί.
- Η γρήγορη ανάπτυξη των εργοστασίων παραγωγής ηλεκτρισμού που χρησιμοποιούν φυσικό αέριο για καύσιμο, σε παράκτιες περιοχές, που βασίζονται σε πολύ ανταγωνιστικές τεχνολογίες, προφανώς προσφέρουν μια τεράστια αγορά για έργα ΥΦΑ: ήδη σχεδιάζονται αρκετά έργα σε όλο

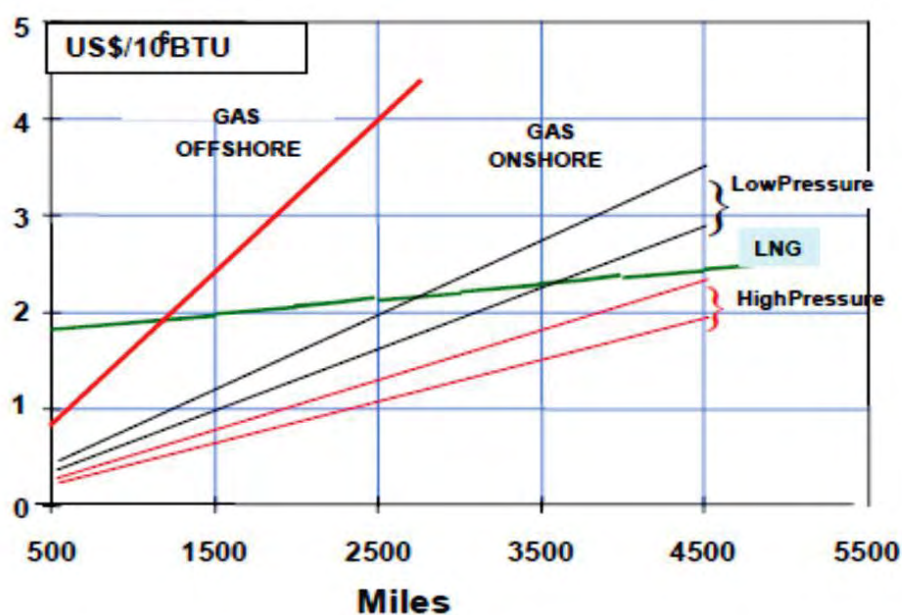
τον κόσμο, που συνδυάζουν εγκαταστάσεις παραλαβής ΥΦΑ και μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού με καύσιμο φυσικό αέριο.

- Η γενική τάση απελευθέρωσης των ενεργειακών αγορών προκαλεί την διάλυση των παραδοσιακών βιομηχανικών δομών, τη διαφοροποίηση των συμβάσεων και των πολλαπλασιασμό των παικτών της αγοράς, ειδικά για το αέριο και τον ηλεκτρισμό. Αυτό ευνοεί την ανάπτυξη ανεξάρτητων τερματικών σταθμών εισαγωγής ΥΦΑ.

Οι αλλαγές στα κόστη επηρεάζουν πολύ την επιλογή μεταξύ μεταφοράς μέσω αγωγών και ΥΦΑ. Για να συγκριθούν οι δύο αυτές μέθοδοι για μία δεδομένη διαδρομή, η απόσταση και οι όγκοι που μεταφέρονται είναι οι βασικοί παράγοντες. Για κοντινές διαδρομές, οι αγωγοί (όπου είναι εφικτό) είναι συνήθως πιο οικονομικοί. Το ΥΦΑ είναι πιο ανταγωνιστικό για μεγάλες αποστάσεις, καθώς τα συνολικά κόστη επηρεάζονται λιγότερο από την απόσταση. Η οριακή απόσταση όπου ένα απλό τρένο ΥΦΑ αντισταθμίζει το κόστος για μεταφορά με χερσαίους αγωγούς 42 ιντσών είναι περίπου 4500 km, με κόστος περίπου \$1,60/million BTU. Το οριακό αυτό σημείο έχει την τάση να μειώνεται με την πάροδο των χρόνων, καθώς τα κόστη για ΥΦΑ μειώθηκαν με πιο γρήγορους ρυθμούς σε σχέση με τα κόστη των αγωγών. Η πρόοδος στον κλάδο των αγωγών μεταφοράς τελευταία έχει καταστήσει δυνατή τη μεταφορά μέσω υποθαλάσσιων σωλήνων σε μικρές αποστάσεις όπου παλαιότερα το ΥΦΑ ήταν η μόνη βιώσιμη επιλογή.

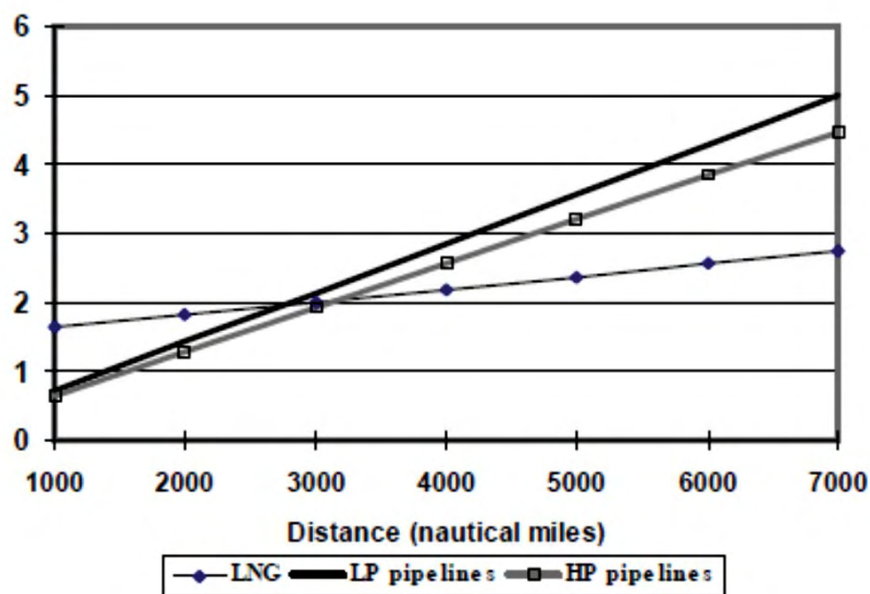
Για μεγάλες παραγγελίες αερίου (περίπου $30 * 10^9 \text{ m}^3/\text{year}$), η μεταφορά μέσω αγωγών υψηλής πίεσης φαίνεται πολύ ανταγωνιστική (βλ. παρακάτω διάγραμμα). Για μεγάλες αποστάσεις, το ΥΦΑ φαίνεται ανταγωνιστικό για δυναμικότητα κάτω από $10 * 10^9 \text{ m}^3/\text{year}$. Για την παροχή από τη Μέση Ανατολή στην Ευρώπη για παράδειγμα (μεταξύ 4500 και 6000 μίλια), το ΥΦΑ επιτρέπει εξοικονόμηση πάνω από 30 % σε σχέση με την τεχνολογία αγωγού υψηλής πίεσης. Ωστόσο, το ΥΦΑ θα μπορούσε να προτιμάται για μικρές παραγγελίες και μεγάλη απόσταση μεταφοράς όπως δείχνεται παρακάτω.

Pipes/LNG competition for $30 * 10^9 \text{ m}^3/\text{year}$ capacity



Εικόνα 6.12 Διάγραμμα σύγκρισης μεθόδων μεταφοράς για ποσότητα $30 * 10^9 \text{ m}^3/\text{έτος}$
Source :ENI

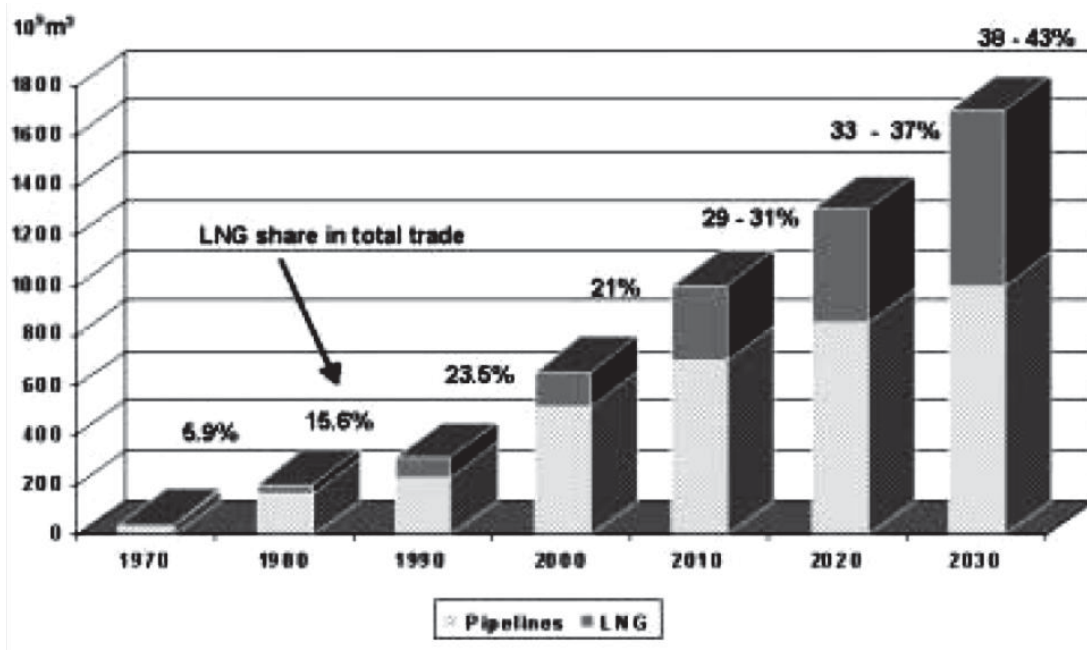
Pipes/LNG competition for $10 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{year}$ capacity (US\$/million Btu)



Εικόνα 6.13 Διάγραμμα σύγκρισης μεθόδων μεταφοράς για ποσότητα $10 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{έτος}$
Source: IFP

Στην πράξη, ωστόσο, τα έργα ΥΦΑ δεν ανταγωνίζονται έργα αγωγών για την ίδια διαδρομή παροχής. Ο ανταγωνισμός στην προμήθεια αερίου σε μία δεδομένη αγορά, συνήθως γίνεται μεταξύ διαφορετικών πηγών προμήθειας, είτε μέσω αγωγού ή μέσω ΥΦΑ.

Παρακάτω απεικονίζεται η πορεία του διεθνούς εμπορίου αερίου από το 1970-2030 και το ποσοστό του Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (LNG) στο συνολικό εμπόριο φ.α..



Εικόνα 6.14 Πορεία του διεθνούς εμπορίου αερίου από το 1970-2030 και το ποσοστό του Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (LNG) στο συνολικό εμπόριο φ.α
[15]

Επιρροή Αγορών και Οικονομικών Παραγόντων

Ωστόσο, μαζί με τα οικονομικά για κάθε λύση, υπάρχουν 3 βασικά στοιχεία που επηρεάζουν τα ειδικά κόστη όπως φαίνονται στα προηγούμενα γραφήματα

- Η χρήση / το μέγεθος της αγοράς
- Οικονομικές συνθήκες
- Ανάπτυξη επιπέδου και μεγέθους της επένδυσης

Η ανάπτυξη των τριών αυτών μεγεθών έχει ευνοήσει την οικονομία του ΥΦΑ σε σχέση με τους αγωγούς, μειώνοντας την οριακή απόσταση: (τα χιλιόμετρα μεταφοράς που εξισορροπούν το κόστος ΥΦΑ με το κόστος αγωγών)

- Τα νέα έργα των αγορών είναι πολύ μικρότερα από αυτά της δεκαετίας του '80. Πολύ μεγάλα έργα, όπως το Troll στη Νορβηγία ή το έργο Yamal που μεταφέρει Ρωσικό αέριο στην Ευρώπη με $20 \cdot 10^9 \text{ m}^3 / \text{year}$ ή περισσότερα είναι όλο και σπανιότερα πλέον. Τα πιο συνηθισμένα έργα είναι αυτά των $5 \cdot 10^9 \text{ m}^3 / \text{year}$. Ωστόσο, στα προηγούμενα γραφήματα, η σύγκριση κόστους βασίζεται σε εξαγωγή των 10 έως $30 \cdot 10^9 \text{ m}^3 / \text{year}$.
- Για μεταφορά $5 \cdot 10^9 \text{ m}^3 / \text{year}$, τα ειδικά κόστη μεταφοράς αγωγών είναι πολύ υψηλότερα από ότι δείχνεται από τη γραμμή που αντιπροσωπεύει το κόστος του 42 ιντσών χερσαίου σωλήνα.
- Τα οικονομικά του ΥΦΑ είναι μικρότερου ρίσκου.

Στην περίπτωση των αγωγών, κάθε διάσχιση εθνικών συνόρων προσθέτει στο πρίμ κινδύνου, (πριμ κινδύνου είναι η πρόσθετη απόδοση που πρέπει να αποφέρει μια επένδυση με μεγαλύτερο κίνδυνο από την απόδοση άλλων επενδύσεων μικρότερου κινδύνου, για να υπάρχει ζήτηση γι' αυτές) κάτι που αυξάνει το κόστος.

Επιπρόσθετα, το κόστος επένδυσης μπορεί να μειωθεί πιο εύκολα για το ΥΦΑ, σε σχέση με τους αγωγούς, όπου οι μειώσεις κόστους συνδέονται κυρίως με αύξηση της δυναμικότητας που είναι δύσκολο να απορροφηθεί από την αγορά.

Για να μπορέσουν οι μικρές αγορές να εισέρθουν σε πιο ανταγωνιστικό περιβάλλον ή αγορές που αρχίζουν με μικρή ζήτηση, το ΥΦΑ θα μπορούσε να είναι πιο ελκυστική λύση από τη μεταφορά μέσω αγωγών ακόμα και σε πολύ πιο μικρές αποστάσεις (2000 έως 4000 km).

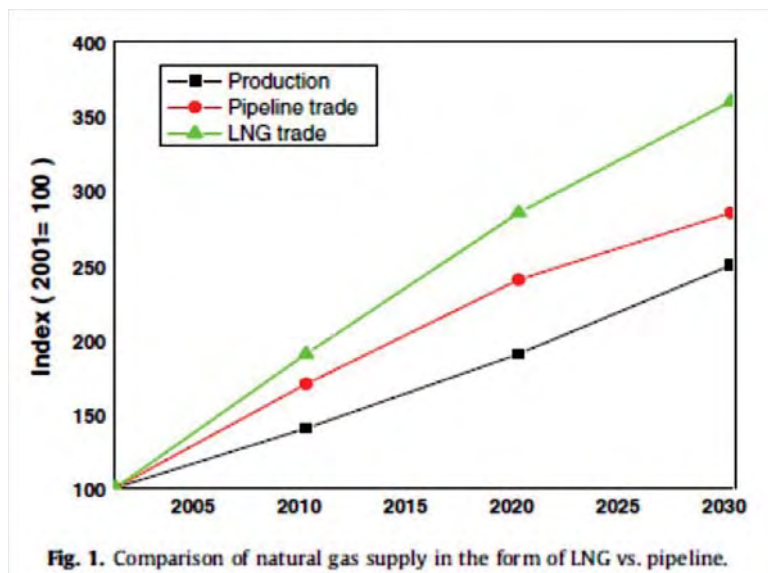
Γεωγραφικοί και πολιτικοί παράγοντες

Ωστόσο, όπως εδείχθη προηγουμένως, δεν έχουν όλες οι χώρες-παραγωγοί επιλογή. Η Ρωσία και οι περισσότερες χώρες της Πρώην Σοβιετικής Ένωσης, λόγω του ότι περικλείονται από ξηρά, εξαρτώνται πάντα από τις εξαγωγές μέσω αγωγών, με την εξαίρεση, ίσως, του αερίου της περιοχής Sakhalin. Οι μεγάλες αποστάσεις που χωρίζουν τις χώρες παραγωγής αερίου και μεγάλα καταναλωτικά κέντρα δημιουργούν την ανάγκη για δίκτυα αγωγών υψηλής δυναμικότητας. Αυτό επίσης εφαρμόζεται για το εμπόριο αερίου από τη Βόρεια Αμερική στη Νότια. Για εξαγωγές από τη Νότια Αμερική στη Βόρεια, η επιλογή του ΥΦΑ φαίνεται να προτιμάται.

Η Βόρεια Αφρική έχει μία επιλογή μεταφοράς μέσω αγωγού στην Ε.Ε. και μία επιλογή ΥΦΑ προς τις ΗΠΑ. Για μικρές αποστάσεις, όπως η σύνδεση της Λιβύης με την Ιταλία ή της Αλγερίας με την Ισπανία. Η επιλογή του αγωγού θα προτιμάται. Για μεγαλύτερες αποστάσεις, όπως από τη Νιγηρία στην Ευρώπη, οι δύο επιλογές συναγωνίζονται. Ωστόσο, μέχρι στιγμής μόνο η επιλογή LNG αναπτύχθηκε.

Για τη Μέση Ανατολή η επιλογή του αγωγού θα μπορούσε να είναι πλεονεκτική για να παρέχει την Τουρκία και την Ευρώπη. Ήδη γίνεται σύνδεση μεταξύ του Ιράν και της Τουρκίας. Εξαγωγές στο Πακιστάν μέσω αγωγού επίσης είναι υπό σκέψη. Για πολιτικούς λόγους, το ΥΦΑ είναι μέχρι στιγμής η προφανής διαδρομή εξαγωγής για τη το αέριο Μέσης Ανατολής προς την Ινδία. Επιπλέον, με χαμηλότερα κόστη για ΥΦΑ, η Μέση Ανατολή είναι σε καλό σημείο για να παρέχει με ΥΦΑ την Ευρώπη, και Νότιο Αμερική. Το Κατάρ κατέχει τα πρωτεία στην επέκταση εγκαταστάσεων ΥΦΑ. Το Ιράν επίσης άρχισε να εξάγει ΥΦΑ.

Στην Ασία/Ειρηνικό, εξαιτίας γεωγραφικών λόγων, το ΥΦΑ κυριαρχεί. Η επιλογή αγωγού θα μπορούσε να προκύψει μεσοπρόθεσμα. Σίγουρα νέες διασυνδέσεις μεταξύ γειτονικών χωρών θα μπορούσαν μακροπρόθεσμα να καταστήσουν δυνατή την ανάπτυξη ενός ενιαίου δικτύου αερίου στην περιοχή. Στις Ινδίες, αν και η επιλογή του αγωγού θα μπορούσε να είναι σίγουρα η πιο οικονομική, πολιτικοί λόγοι μέχρι στιγμής έχουν ευνοήσει την ανάπτυξη του ΥΦΑ. Το αντίθετο συμβαίνει με την Κίνα, όπου πολιτικοί λόγοι έχουν ευνοήσει την ανάπτυξη ευνόησαν την ανάπτυξη ενός αγωγού Ανατολής-Δύσης. Ωστόσο η επιλογή ΥΦΑ είναι επίσης σε εξέλιξη. Η μεταφορά αερίου μέσω αγωγού θα διατηρήσει τον κυρίαρχο ρόλο του στο εμπόριο αερίου στα πλαίσια της ίδιας περιοχής. Παρά την ανάπτυξη διηπειρωτικών αγωγών αερίου, το ΥΦΑ θα μπορούσε να παίξει σημαντικό ρόλο στο εμπόριο μεταξύ διαφορετικών περιοχών, ενώ παρέχει μεγάλη ευελιξία στο διεθνές εμπόριο αερίου. [15]



Εικόνα 6.15 Λιάγραμμα σύγκρισης παροχής φυσικού αερίου υπό μορφή ΥΦΑ και αγωγών από το 2010-2030

[19]

7 ΤΟ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

7.1 Σύνθεση Φυσικού Αερίου

Η σύνθεση του “Ελληνικού” Φυσικού Αερίου στον τελικό καταναλωτή μεταβάλλεται μέσα σε περιορισμένα όρια μερικών ποσοστιαίων μονάδων, επειδή η προμήθεια του γίνεται από διαφορετικές χώρες – Αλγερία, Ρωσία και Τουρκία με κατάληξη στα διυλιστήρια του Ασπροπύργου (ΕΛΔΑ) στην Αττική, όπου γίνεται η τελική μίξη και διοχέτευση στον εθνικό δίκτυο διανομής κυρίως στην περιοχή της Αττικής, ενώ στις τροφοδοτούμενες από τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς περιοχές διοχετεύεται το αέριο Ρωσικής προελεύσεως (Θεσσαλονίκη, Λάρισα, Βόλος κ.τ.λ.).

Ανάλογα με τις ανάγκες της κατανάλωσης και τη διαθεσιμότητα του Φ.Α. η σύνθεση του κυμαίνεται μεταξύ του “Αλγερινού” , “Ρωσικού” και “Τουρκικού” αερίου. Γι’ αυτό δεν είναι τελικά δυνατή μια απόλυτα σταθερή σύνθεση του Ελληνικού αερίου στον καταναλωτή. Αυτό συμβαίνει επίσης σε όλες τις Ευρωπαϊκές χώρες, επειδή το Ευρωπαϊκό Φ.Α. διακινείται σε διακρατικό, συνδεδεμένο δίκτυο, στο οποίο εισρέουν αέρια αντλούμενα σε διάφορες χώρες (Ρωσία, Γερμανία, Αγγλία, Νορβηγία, Ιταλία, Αλγερία, Ολλανδία και άλλες χώρες). Η μεταβολή της σύνθεσης είναι μικρή και πάντα με χαρακτηριστικό ότι η περιεκτικότητα σε μεθάνιο είναι κατά κανόνα μεγαλύτερη από 90% σε όγκο. Σύμφωνα με τα επίσημα στοιχεία της ΔΕΠΑ η μεταβολή της σύστασης του Φ.Α. κυμαίνεται στις τιμές του παρακάτω πίνακα.

A/A	Συστατικό ή ιδιότητα	Ρωσικό Φ.Α.		Αλγερινό Φ.Α.		Τουρκικό Φ.Α.	
		min%	max%	min%	max%	min%	max
1	Μεθάνιο (CH ₄)	85,00	-	85,65	96,60	82,0	-
2	Αιθάνιο (C ₂ H ₆)	-	7,00	3,2	8,50		12,0
3	Προπάνιο (C ₃ H ₈)	-	3,00	0	3,00		4,0
4	Βουτάνιο (C ₄ H ₁₀)	-	2,00	0	0,70		2,5
5	Ισοβουτάνιο (i C ₄ H ₁₀)	-	-	0	0,52		-
6	Πεντάνιο (C ₅ H ₁₂)	-	1,00	0	0,23		1,0
7	CO ₂	-	3,00	-	-		3,0
8	N ₂	-	5,00	0,2	1,40		5,5
9	O ₂	-	0,02	-	-		0,15
10	H ₂ S	-	5mg/m ³	-	0,83mg/m ³		5,1 mg/Scm
11	S μερκαπτανών	-	15mg/m ³	-	2,3mg/m ³		15,3mg/Scm
12	Ολικό Θείο	-	60mg/m ³	-	30mg/m ³		70mg/Scm
13	Α.Θ.Δ.	8.600	9.200	9.640	10.650	8.100	10.427
		kcal/m ³	kcal/m ³	kcal/m ³	kcal/m ³	kcal/Scm	kcal/Scm
14	Δείκτης Wobbe	10.850	12.000	-	-	10.465	13.000
						kcal/Scm	kcal/Scm
15	Σημείο δρόσου για υδρογονάνθρακες	-	0°C	-	-	-	0°C
16	Σημείο δρόσου για νερό	-	-8°C	-	-	-	0°C

Σημείωση: Για το ρωσικό Φ.Α. το m³ και η ανώτερη θερμογόνος δύναμη (Α.Θ.Δ.) ορίζονται στους 20°C και η πίεση στα 1,01325 bar, για το αλγερινό Φ.Α. το m³ και η ανώτερη θερμογόνος δύναμη ορίζονται στους 0°C και πίεση στα 1,01325 bar και για το τουρκικό Φ.Α. το m³ και η ανώτερη θερμογόνος δύναμη ορίζονται στους 15°C και η πίεση στα 1,01325 bar.

Πίνακας 7.1 Σύσταση Ρώσικου, Αλγερινού και Τούρκικου φ.α

[23]

7.2 Δίκτυο Μεταφοράς Φυσικού Αερίου

Το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου μεταφέρει φυσικό αέριο από τα ελληνοβουλγαρικά και ελληνοτουρκικά σύνορα, καθώς και από τον τερματικό σταθμό υδροποιημένου φυσικού αερίου, ο οποίος βρίσκεται εγκατεστημένος στη νήσο Ρεβυθούσα του κόλπου Μεγάρων, σε καταναλωτές εγκατεστημένους στην ηπειρωτική Ελλάδα.

Αποτελείται από:

- Τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς αερίου και τους κλάδους αυτού,
- Τους Μετρητικούς Σταθμούς Συνόρων Σιδηροκάστρου Σερρών και Κήπων Έβρου,
- Το Σταθμό Υδροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) Ρεβυθούσας,
- Τους Μετρητικούς και Ρυθμιστικούς σταθμούς φυσικού αερίου,

- Τα Κέντρα Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου,
- Τα Κέντρα Λειτουργίας και Συντήρησης του Μετρητικού Σταθμού Συνόρων Σιδηροκάστρου, Ανατολικής Ελλάδος, Βορείου Ελλάδος, Κεντρικής Ελλάδος και Νοτίου Ελλάδος, και
- Το σύστημα Τηλεέλεγχου και Τηλεπικοινωνιών.

Πιο αναλυτικά έχουμε τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης, με αντοχή $P=70$ bar, διαμέτρου 36" και 30" οδεύει έως την Αττική και προς την Ανατολική Μακεδονία και Θράκη από την περιοχή Καρπερή Σερρών έως την ΒΙΠΕ της Κομοτηνής ώστε να τροφοδοτείται η βιομηχανία φωσφορικών λιπασμάτων και η νέα μονάδα της ΔΕΗ. Στο σύστημα υψηλής πίεσης συμπεριλαμβάνονται δύο αγωγοί της Θεσσαλονίκης για την ΕΚΟ, τα αζωτούχα λιπάσματα και την μονάδα αμμωνίας, ο αγωγός προς το Βόλο και την Αττική με ένα κλάδο που έχει τελικό προορισμό το Λαύριο και ένα το Κερατσίνι. Η ΕΚΟ Θεσσαλονίκης για την παραγωγή αμμωνίας απαιτεί πίεση τροφοδοσίας 40 bar, οι βιομηχανικοί καταναλωτές 2 - 8 bar και οι οικιακοί καταναλωτές 20 mbar. Η διαφορά ποιότητας στα έργα έγινε σύμφωνα με τα πρότυπα ISO 9003. Το δίκτυο μεταφοράς υψηλής πίεσης είναι υπόγειο από χαλυβδοσωλήνες Grade B κατά API Spec5L (ισοδύναμο με τον StE 240.7) που είναι ειδικός χάλυβας εξαιρετικά όλκιμος. Οι αγωγοί διακλαδώσεων έχουν διαμέτρους 10" έως 24.

Οι σταθμοί μέτρησης των ποσοτήτων που παραλαμβάνονται είναι δυο:

- Στο Στρυμονοχώρι.
- Στην Ρεβυθούσα.

Οι σταθμοί μέτρησης και μείωσης της πίεσης είναι 23 και έχουν σαν βασική λειτουργία τον υποβιβασμό της πίεσης από τα 60 bar στα 19 bar για την τροφοδοσία των κλάδων διανομής. Ο σταθμός των συνόρων είναι εγκατεστημένος στην περιοχή του Σιδηροκάστρου αποτελείται από 4 παράλληλους αγωγούς και διαθέτει τον εξοπλισμό για την μέτρηση και τον έλεγχο της ποιότητας του φυσικού αερίου.

Εκεί μετρούνται :

- Με μετρητές διαφράγματος, οι ποσότητες που παραλαμβάνονται.
- Η θερμοκρασία και η πίεση, που επεξεργάζονται από τους ηλεκτρονικούς υπολογιστές, και ελέγχεται επίσης και η ποιότητα του καυσίμου, με τη βοήθεια χρωματογράφων. [37]



Εικόνα 7.1 Κεντρικός Αγωγός Μεταφοράς φυσικού αερίου Ελλάδας

Ο κεντρικός αγωγός μεταφοράς, συνολικού μήκους 512 χλμ. και πίεσης σχεδιασμού 70 barg, εκτείνεται από τα ελληνοβουλγαρικά σύνορα (Προμαχώνας) έως την Αττική.

Από τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς ξεκινούν κλάδοι μεταφοράς φυσικού αερίου μήκους 706 χλμ., με σκοπό την τροφοδοσία με φυσικό αέριο των περιοχών της ανατολικής Μακεδονίας, της Θράκης, της Θεσσαλονίκης, του Πλατέος, του Βόλου, των Τρικάλων, των Οινόφυτων, των Αντικύρων, της Κορίνθου, της Θίβης και της Αττικής

Κατά μήκος του κεντρικού αγωγού και των κλάδων είναι εγκατεστημένοι:

- Σταθμοί βαλβιδοστασιών για την τμηματική απομόνωση του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου σε περιπτώσεις εκτάκτου ανάγκης ή προγραμματισμένης συντήρησης,
- Σταθμοί ξεστροπαγίδων για την αποστολή και παραλαβή συσκευών καθαρισμού (ξέστρων) ή συσκευών εσωτερικής επιθεώρησης του αγωγού,
- Σύστημα καθοδικής προστασίας του αγωγού από φαινόμενα διάβρωσης και
- Καλώδιο οπτικών ινών για την κάλυψη των αναγκών του συστήματος ελέγχου λειτουργίας, επικοινωνιών και τηλεχειρισμού.

Στον Πίνακα που ακολουθεί αποτυπώνονται η διάμετρος και το συνολικό μήκος του κεντρικού αγωγού και των κλάδων του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ).

Αγωγός Φ.Α	ΔΙΑΜΕΤΡΟΣ (inch)	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (Km)
Κεντρικός Αγωγός	36 & 30	512.42
Κλάδος Λαυρίου	30	101.60
Κλάδος Κερατσινίου	30 & 24	24.42
Κλάδος Οινοφύτων	10	20.57
Κλάδος Βόλου	10.75	40.87
Κλάδος ΕΚΟ	10.75	9.74
Κλάδος Ανατολ. Θεσσαλονίκης	24	24.73
Κλάδος Πλατέος	10	10.97
Κλάδος Καβάλας-Κομοτηνής-Κήποι	24 & 36	300.25
Κλάδος Αλουμίνιον	20	28.06
Κλάδος Κορίνθου-Μότορ Όιλ	30 & 20	42.00
Κλάδος Τρίκαλα-Καρδίτσα	10	71.93
Κλάδος Θίσβης	20	28.13
Κλάδος Ήρωνας	13	0.65
ΣΥΝΟΛΟ		1,216.33
Υποθαλάσσιοι Αγωγοί Ρεβυθούσας- Αγ. Τριάδος		
Ανατολικός Αγωγός	24	0.60
Δυτικός Αγωγός	24	0.60

Πίνακας 7.2 Διάμετρος και συνολικό μήκος του κεντρικού αγωγού και των κλάδων του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ).

Ο Κώδικας Διαχείρισης αποτελεί το σημαντικότερο κείμενο της δευτερογενούς Νομοθεσίας της αγοράς φυσικού αερίου, καθώς θέτει τους λεπτομερείς κανόνες με βάση τους οποίους θα πραγματοποιείται η πρόσβαση στο Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου - ΕΣΦΑ (δηλαδή στο σύνολο των αγωγών μεταφοράς, καθώς και στον Τερματικό Σταθμό Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου - ΥΦΑ της Ρεβυθούσας) όλων των Προμηθευτών, ή και των καταναλωτών φυσικού αερίου, οι οποίοι θα θελήσουν να προμηθευτούν το σύνολο, ή μέρος των αναγκών τους σε φυσικό αέριο, από δικούς τους Προμηθευτές εντός και εκτός Ελλάδος. Επίσης, θέτει τις βάσεις για τη μετεξέλιξη του Ελληνικού συστήματος φυσικού αερίου σε πύλη εισόδου φυσικού αερίου για τις χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης και την καθιέρωση της Ελλάδος ως σημαντικού κρίκου του «νοτίου Διαδρόμου» φυσικού αερίου της Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Ειδικότερα, με τον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΦΑ, μεταξύ άλλων:

Καθορίζεται ο τρόπος με τον οποίο γίνεται η δέσμευση δυναμικότητας στο ΕΣΦΑ (Σύστημα Μεταφοράς και Εγκατάσταση ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα).

Περιγράφεται το περιεχόμενο και οι προϋποθέσεις για τη σύναψη των προτύπων Συμβάσεων Μεταφοράς και Συμβάσεων ΥΦΑ μεταξύ του ΔΕΣΦΑ και των Χρηστών. Οι Χρήστες μπορούν να συνάπτουν συμβάσεις με διάρκεια από μία ημέρα μέχρι και μακροχρόνιες, ανάλογα με τις ανάγκες τους και τη διαθέσιμη δυναμικότητα του ΕΣΦΑ.

Θεσπίζονται λεπτομερείς κανόνες που διέπουν την απελευθέρωση δυναμικότητας σε σημεία εξόδου ή εισόδου του ΕΣΦΑ, για την εξυπηρέτηση καταναλωτών οι οποίοι επιθυμούν να αλλάξουν Προμηθευτή, ή να προμηθευτούν οι ίδιοι φυσικό αέριο για την κάλυψη του συνόλου ή μέρους των αναγκών τους.

Επιβάλλεται η υποχρέωση επαύξησης της δυναμικότητας σε σημεία εισόδου ή και εξόδου, όταν η υφιστάμενη δυναμικότητα δεν επαρκεί για την τροφοδοσία νέων καταναλωτών φυσικού αερίου.

Θεσπίζεται δευτερογενής αγορά δυναμικότητας, σύμφωνα με την οποία παρέχεται η δυνατότητα στους Χρήστες του ΕΣΦΑ να εκχωρούν δυναμικότητα που έχουν δεσμεύσει και δεν χρησιμοποιούν, σε άλλους Χρήστες.

Περιγράφονται οι διαδικασίες για την μεταπώληση ποσοτήτων φυσικού αερίου μεταξύ καταναλωτών.

Θεσπίζονται κανόνες για την ασφαλή λειτουργία του ΕΣΦΑ και παρέχεται η δυνατότητα στο ΔΕΣΦΑ να προβαίνει σε όλες τις αναγκαίες ενέργειες για τη διασφάλισή της. Επίσης, καθορίζονται όλες οι λεπτομέρειες για την εξισορρόπηση φυσικού αερίου στο ΕΣΦΑ.

Θεσπίζονται οι κανόνες για την Μελέτη Ανάπτυξης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου και καθορίζονται τα κριτήρια με βάση τα οποία θα καταρτίζεται το Πενταετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ και θα παρακολουθείται η πορεία εφαρμογής του.

Περιγράφεται το αναλυτικό περιεχόμενο του Ηλεκτρονικού Πληροφοριακού Συστήματος, καθώς και εκείνο του Ηλεκτρονικού Συστήματος Συναλλαγών. Η εγκατάσταση και λειτουργία των ηλεκτρονικών αυτών συστημάτων, αποτελεί βασική προϋπόθεση για τη μελλοντική ανάπτυξη μίας σύγχρονης

Οργανωμένης Αγοράς Φυσικού Αερίου, τόσο για την Ελλάδα, όσο και για την ευρύτερη περιοχή της ΝΑ Ευρώπης.

Θεσπίζεται διαδικασία επίλυσης διαφορών, οι οποίες μπορεί να προκύψουν μεταξύ του ΔΕΣΦΑ και των Χρηστών του ΕΣΦΑ.

Ειδικότερα, για την πρόσβαση στις Εγκαταστάσεις ΥΦΑ, προβλέπονται:

Η κατάρτιση και δημοσιοποίηση ετήσιου και κυλιόμενου μηνιαίου Προγράμματος Εκφόρτωσης Πλοίων ΥΦΑ, ώστε να είναι σε κάθε στιγμή δυνατή η εκτίμηση από τους ενδιαφερόμενους Προμηθευτές της δυνατότητας εκφόρτωσης φορτίων ΥΦΑ, ακόμη και σε μεμονωμένη βάση (spot).

Η θέσπιση λεπτομερών κανόνων χρήσης της Εγκατάστασης ΥΦΑ και ιδιαίτερα του χώρου προσωρινής αποθήκευσης και της δυναμικότητας αεριοποίησης, ώστε να παρέχεται σε όλους τους ενδιαφερόμενους η δυνατότητα πρόσβασης σε αυτή, ακόμη και σε μεμονωμένη βάση (spot).

Η παροχή στους Χρήστες της δυνατότητας της μεταξύ τους ανταλλαγής προσωρινού αποθηκευτικού χώρου, ποσοτήτων ΥΦΑ και δυναμικότητας αεριοποίησης, ώστε να μεγιστοποιείται η ευελιξία χρήσης της Εγκατάστασης, χωρίς να τίθεται σε αμφιβολία η δυνατότητα εξυπηρέτησης των τυχόν μακροχρόνιων συμβάσεων προμήθειας, ή να μειώνεται η δυνατότητα του ΔΕΣΦΑ για την παροχή των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας που του έχουν ανατεθεί.. [38]

Το φυσικό αέριο εισάγεται στο ΕΣΜΦΑ, όπως είδαμε, μέσω τριών Σημείων Εισόδου. Ο Πίνακας 1 καταγράφει τη δυναμικότητα των Σημείων Εισόδου πριν και μετά την υπό εξέλιξη αναβάθμιση στα Σημεία Εισόδου Σιδηροκάστρου και Αγίας Τριάδας. [24]

Σημείο Εισόδου	Προ αναβάθμισης	Μετά την αναβάθμιση
Σιδηρόκαστρο	$437 \times 10^3 \text{ Nm}^3/\text{h}$	$662 \times 10^3 \text{ Nm}^3/\text{h}$
Κήποι Έβρου	$856 \times 10^3 \text{ Nm}^3/\text{h}$	-
Αγία Τριάδα	$260 \times 10^3 \text{ Nm}^3/\text{h}$	$580 \times 10^3 \text{ Nm}^3/\text{h}$

Πίνακας 7.3 Υφιστάμενη και μελλοντική δυναμικότητα Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ

7.2.1 Θεωρητική δυναμικότητα εισαγωγής φυσικού αερίου στο ΕΣΜΦΑ

Από τις ωριαίες τιμές δυναμικότητας των Σημείων Εισόδου (Πίνακας 1) είναι δυνατόν να προκύψει η θεωρητική μέγιστη ετήσια δυνατότητα παράδοσης φυσικού αερίου στο ΕΣΜΦΑ. Με την υπόθεση συντελεστή φορτίου 90%, προκύπτουν οι τιμές του Πίνακα 2, σε μονάδες δισεκατομμυρίων κυβικών μέτρων (bcm) ανά έτος.

Σημεία Εισόδου	Δυναμικότητα (bcm/έτος)
Κήποι	6,7
Σιδηρόκαστρο	5,2
Αγία Τριάδα	4,6
Σύνολο	16,5

Πίνακας 7.4 Θεωρητική δυναμικότητα εισαγωγής φυσικού αερίου στο ΕΣΜΦΑ, βάσει των γνωστών χαρακτηριστικών των ανάντη συστημάτων

Σημεία Εισόδου	Δυναμικότητα (bcm/έτος)
Κήποι	0,7
Σιδηρόκαστρο	3,8
Αγία Τριάδα	2,0
Σύνολο	6,5

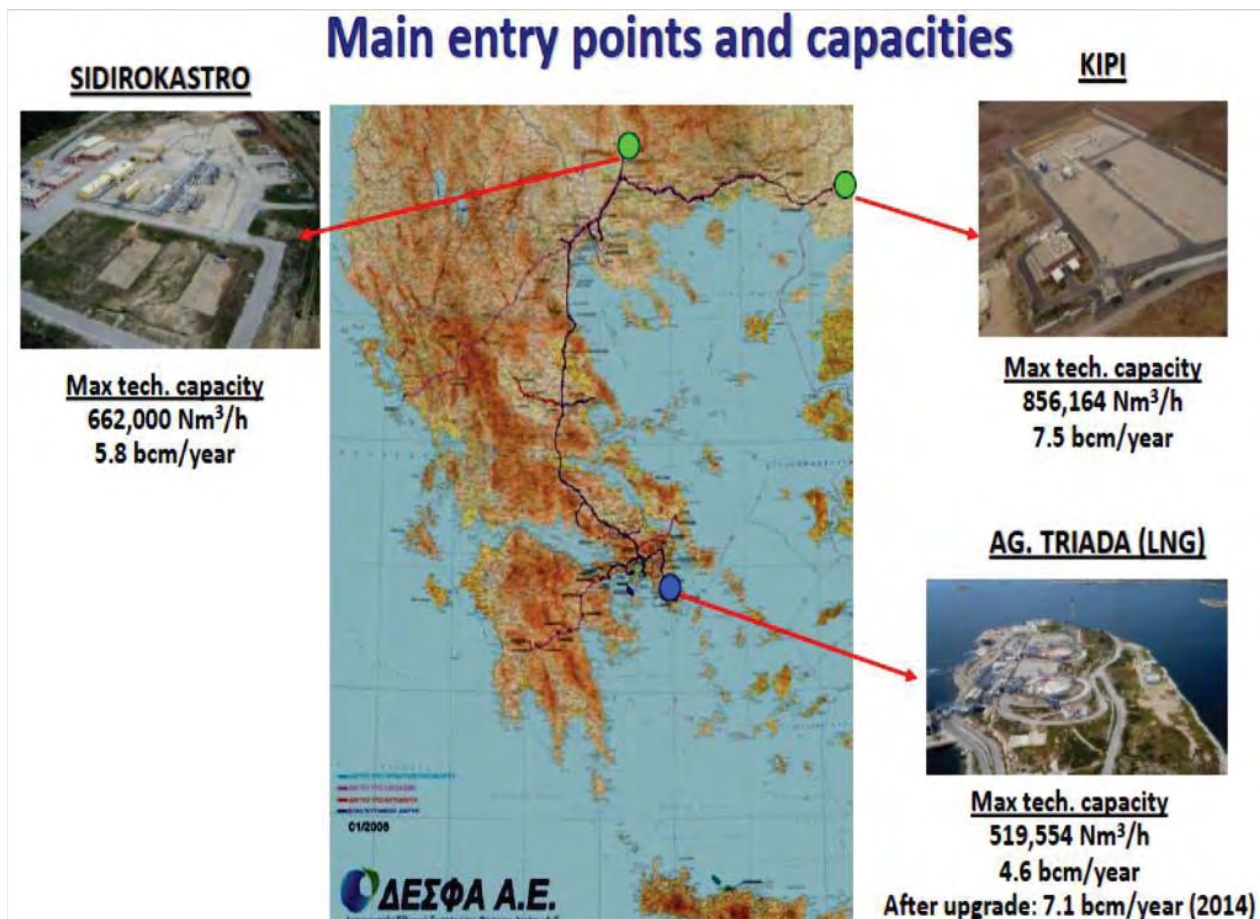
Πίνακας 7.5 Εκτιμώμενη δυναμικότητα μεταφοράς φυσικού Αερίου προς το ΕΣΜΦΑ [42]

ΣΗΜΕΙΟ ΕΙΣΟΔΟΥ	Τεχνική Δυναμικότητα [Nm ³ /Ημέρα] ⁽¹⁾	Τεχνική Δυναμικότητα [MWh/Ημέρα]	Μέγιστη Δυναμικότητα Μετρητικού/Ρυθμιστικού Σταθμού ΔΕΣΦΑ [Nm ³ /Ημέρα]
ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟ	9.767.000	109.000.000	15.892.800
ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ	12.469.296	139.656.115	12.469.296
ΚΗΠΟΙ	2.724.000	30.400.000	20.547.936

Πίνακας 7.6 Τεχνικές και μέγιστες δυναμικότητες ΕΣΜΦΑ

Ως τεχνική δυναμικότητα (κατά τον ορισμό της παρ. 18 του άρθρου 2 του Κανονισμού 1775 /05) νοείται η μέγιστη αμετάβλητη δυναμικότητα, την οποία είναι σε θέση να προσφέρει ο Διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς στους χρήστες του δικτύου, λαμβανομένων υπόψη της ακεραιότητας του δικτύου και των λειτουργικών απαιτήσεων του δικτύου μεταφοράς.

Παρακάτω απεικονίζονται τα σημεία εισόδου φυσικού αερίου στην Ελλάδα με της μέγιστες τεχνικές δυναμικότητες για κάθε σημείο.



Εικόνα 7.3 Σχηματική απεικόνιση σημείων εισόδου και δυναμικότητες ΕΣΜΦΑ

Ο αγωγός Τουρκίας-Ελλάδας, που διέρχεται από τους Κήπους του Έβρου, είναι 296 km και συνδέει τα δίκτυα μεταφοράς των δύο χωρών. Ο αγωγός αρχίζει από την περιοχή Karacabey στην Τουρκία και καταλήγει στην Κομοτηνή. Το μήκος του Τουρκικού τμήματος είναι 210 km, εκ των οποίων τα 17 km είναι κάτω από τη θάλασσα του Μαρμαρά. Το μήκος του ελληνικού τμήματος είναι 86 km. Η διάμετρος του αγωγού είναι 36 ίντσες και η δυναμικότητα είναι 7.5 bcm φυσικού αερίου το έτος. Σύντομα η δυναμικότητα θα επεκταθεί στα 11 bcm, εκ των οποίων τα 8 bcm θα παραδοθούν στην Ιταλία μετά την ολοκλήρωση της κατασκευής του αγωγού Ελλάδας-Ιταλίας.

Το Ρώσικο αέριο εισέρχεται μέσω της Βουλγαρίας στο σύστημα μεταφοράς της Ελλάδας, με αγωγό 28 ιντσών και με δυναμικότητα 5.8 bcm φυσικού αερίου το έτος.

7.2.2 Κέντρα Λειτουργίας και Συντήρησης

Κέντρο Λειτουργίας και Συντήρησης Νοτίου Ελλάδος

Το Κέντρο Λειτουργίας & Συντήρησης Νοτίου Ελλάδος είναι εγκατεστημένο στην περιοχή Πατήματος Μαγούλας. Η περιοχή ευθύνης του εκτείνεται από το σταθμό ξεστοπαγίδας Μαυρονερίου Βοιωτίας έως το

σταθμό ξεστροπαγίδας ΥΦΑ στη Νήσο Ρεβυθούσα. Επίσης περιλαμβάνει τους κλάδους Αντικύρων, Λαυρίου, Κερατσινίου, Αγ. Θεοδώρων, Οινοφύτων, ΗΡΩΝΑ και Θίσβης.

Οι λειτουργικές εγκαταστάσεις στην περιοχή ευθύνης του Κέντρου Λειτουργίας & Συντήρησης περιλαμβάνουν 278 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 30", 6 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 24", 54 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 20" και 20 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 10". Κατά μήκος των ανωτέρω αγωγών είναι εγκατεστημένοι 23 σταθμοί ξεστροπαγίδων, 19 βαλβιδοστάσια, 18 σταθμοί μέτρησης ή/και ρύθμισης και 4 σταθμοί τηλεπικοινωνιών (REM). Στις εγκαταστάσεις Πατήματος Ελευσίνας είναι εγκατεστημένο επίσης το Κέντρο Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου του Συστήματος Μεταφοράς.

Κέντρο Λειτουργίας και Συντήρησης Κεντρικής Ελλάδος

Το Κέντρο Λειτουργίας & Συντήρησης Κεντρικής Ελλάδος είναι εγκατεστημένο στην περιοχή Αμπελιάς Φαρσάλων. Η περιοχή ευθύνης του εκτείνεται από την έξοδο του σταθμού ξεστροπαγίδας Πλαταμώνα Πιερίας έως και την είσοδο του σταθμού ξεστροπαγίδας Μαυρονερίου Βοιωτίας. Στην περιοχή αυτή περιλαμβάνονται οι κλάδοι υψηλής πίεσης Βόλου και Τρικάλων. Οι λειτουργικές εγκαταστάσεις στην περιοχή ευθύνης του Κέντρου Λειτουργίας & Συντήρησης περιλαμβάνουν 206 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 30", 40,388 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 10" του κλάδου Βόλου και 71,941 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 10" του κλάδου Καρδίτσας-Τρικάλων. Κατά μήκος των ανωτέρω αγωγών είναι εγκατεστημένοι πέντε σταθμοί ξεστροπαγίδων, δεκατέσσερα βαλβιδοστάσια, οκτώ σταθμοί μέτρησης ή/και ρύθμισης και πέντε σταθμοί τηλεπικοινωνιών (REM).

Κέντρο Λειτουργίας και Συντήρησης Βορείου Ελλάδος

Το Κέντρο Λειτουργίας & Συντήρησης Βόρειου Ελλάδος είναι εγκατεστημένο στην περιοχή της Νέας Μεσημβρίας Θεσσαλονίκης. Η περιοχή ευθύνης του εκτείνεται από το σταθμό Καρπερής Σερρών έως και το σταθμό ξεστροπαγίδας του Πλαταμώνα Πιερίας. Στην περιοχή αυτή περιλαμβάνονται οι κλάδοι υψηλής πίεσης ΕΚΟ, Ασβεστοχωρίου και Πλατέος. Οι λειτουργικές εγκαταστάσεις στην περιοχή ευθύνης του Κέντρου Λειτουργίας & Συντήρησης περιλαμβάνουν 66 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 36", 92 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 30", 32,5 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 24" και 10,5 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 10". Κατά μήκος των ανωτέρω αγωγών είναι εγκατεστημένοι οκτώ σταθμοί ξεστροπαγίδων, έξι βαλβιδοστάσια, δύο σταθμοί τηλεπικοινωνιών (REM) και επτά σταθμοί μέτρησης ή / και ρύθμισης. Στις εγκαταστάσεις της Νέας Μεσημβρίας Θεσσαλονίκης είναι εγκατεστημένο επίσης το Εφεδρικό Κέντρο Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς, ενώ είναι στη φάση της υλοποίησης και σταθμός συμπίεσης φυσικού αερίου.

Κέντρο Λειτουργίας και Συντήρησης Ανατολικής Ελλάδος

Το Κέντρο Λειτουργίας και Συντήρησης Ανατολικής Ελλάδος βρίσκεται σε απόσταση 5 χλμ. από την πόλη της Ξάνθης, στο 2ο χλμ. Διομήδειας - Λεύκης. Η περιοχή ευθύνης του εκτείνεται από το βαλβιδοστάσιο Παλαιοχωρίου έως τον Μετρητικό Σταθμό Συνόρων Κήπων Έβρου, στα σύνορα Ελλάδας – Τουρκίας. Οι λειτουργικές εγκαταστάσεις στην περιοχή ευθύνης του Κέντρου Λειτουργίας & Συντήρησης περιλαμβάνουν 86,80 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 36" και 147 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 24". Κατά μήκος του ανωτέρω αγωγού είναι εγκατεστημένοι 7 σταθμοί μέτρησης ή / και ρύθμισης, 15 βαλβιδοστάσια, δύο (2) σταθμοί τηλεπικοινωνιών REM και έξι (6) ξεστροπαγίδες. Η λειτουργία και συντήρηση του συνόλου των εγκαταστάσεων που βρίσκονται στην περιοχή ευθύνης του Κέντρου με στόχο την ομαλή λειτουργία του συστήματος και την αδιάλειπτη Μετρητικός Σταθμός Συνόρων Σιδηροκάστρου μεταφορά και παροχή αερίου στους καταναλωτές.

Κέντρο Λειτουργίας και Συντήρησης Μετρητικού Σταθμού Συνόρων Σιδηροκάστρου

Το Κέντρο Λειτουργίας & Συντήρησης Μετρητικού Σταθμού Συνόρων Σιδηροκάστρου είναι εγκατεστημένο στην περιοχή του Δήμου Σιντικής, δίπλα στην πόλη του Σιδηροκάστρου, σε απόσταση 12 χλμ. από τα σύνορα Ελλάδας – Βουλγαρίας. Η περιοχή ευθύνης του εκτείνεται από το σταθμό ξεστροπαγίδας του Προμαχώνα στα σύνορα Ελλάδας – Βουλγαρίας μέχρι τον σταθμό της Καρπερής Σερρών. Επίσης στην περιοχή ευθύνης του εντάσσεται και τμήμα του κλάδου Κομοτηνής/Κήπων, από το σταθμό ξεστροπαγίδας της Καρπερής μέχρι το βαλβιδοστάσιο του Φωτολίβου Δράμας.. Οι λειτουργικές εγκαταστάσεις στην περιοχή ευθύνης του Κέντρου Λειτουργίας & Συντήρησης περιλαμβάνουν 33,3 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 36" και 70,4 χλμ. αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης διαμέτρου 24". Κατά μήκος των ανωτέρω αγωγών είναι εγκατεστημένοι πέντε (5) σταθμοί ξεστροπαγίδων, τέσσερα (4) βαλβιδοστάσια, δύο σταθμοί τηλεπικοινωνιών (REM) και δύο (2) σταθμοί μέτρησης ή/και ρύθμισης. Επίσης στην ευθύνη του Κέντρου Λειτουργίας & Συντήρησης περιλαμβάνεται η λειτουργία και συντήρηση του Μετρητικού Σταθμού Συνόρων Σιδηροκάστρου. Αντικείμενο των κέντρων Λειτουργίας και Συντήρησης είναι η λειτουργία και συντήρηση του συνόλου των εγκαταστάσεων που βρίσκονται στην περιοχή ευθύνης του κάθε κέντρου λειτουργίας και συντήρησης με στόχο την ομαλή λειτουργία του συστήματος και την αδιάλειπτη μεταφορά και παροχή αερίου στους καταναλωτές.

7.2.3 Σταθμοί Ρύθμισης/Μέτρησης

Οι σταθμοί μέτρησης ή/και ρύθμισης υποβιβάζουν και ελέγχουν την πίεση των συστημάτων που τροφοδοτούν, μετρούν την ποσότητα της ενέργειας που διοχετεύεται από το σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου στα δίκτυα μέσης πίεσης ή σε καταναλωτές απευθείας συνδεδεμένους με το σύστημα μεταφοράς και προσδίδουν στο αέριο χαρακτηριστική οσμή (όταν κάτι τέτοιο απαιτείται από διεθνείς και εθνικούς κανονισμούς) για την έγκαιρη διαπίστωση τυχόν διαρροών. Για το λόγο αυτόν είναι εξοπλισμένοι με:

- ρυθμιστικές βαλβίδες, οι οποίες επιτηρούν και ρυθμίζουν σε συνεχή βάση την πίεση λειτουργίας των δικτύων διανομής,
- βαλβίδες άμεσης διακοπής για την προστασία των συστημάτων που τροφοδοτούν από τυχόν παραβίαση των ορίων της πίεσης λειτουργίας αυτών (π.χ. λόγω βλάβης της ρυθμιστικής βαλβίδας),
- σύγχρονα μετρητικά συστήματα για τη συνεχή μέτρηση της παροχής και της ποιότητας του φυσικού αερίου που διοχετεύεται μέσω των σταθμών,
- σύγχρονα συστήματα αυτοματισμού, τηλεέλεγχου/τηλεχειρισμού και τιμολόγησης, και
- εγκαταστάσεις προσθήκης χαρακτηριστικής οσμής.

Μετρητικός Σταθμός Συνόρων Σιδηροκάστρου

Ο Μετρητικός Σταθμός Συνόρων Σιδηροκάστρου βρίσκεται σε απόσταση 12 χλμ. από τα σύνορα Ελλάδας – Βουλγαρίας, στο Δήμο Σιντικής, σε κοντινή απόσταση από την πόλη του Σιδηροκάστρου. Το κύριο αντικείμενο του σταθμού είναι η μέτρηση της ποσότητας και ο προσδιορισμός της ποιότητας του εισαγόμενου φυσικού αερίου από τη Βουλγαρία. Επιπρόσθετα, ο σταθμός εφαρμόζει τις ακόλουθες απλές φυσικές διεργασίες στο Φ.Α.:

- απομάκρυνση στερεών και υγρών με φίλτρα στην είσοδο του Σταθμού,
- θέρμανση με εναλλάκτες θερμότητας με ζεστό νερό (όποτε είναι απαραίτητο), και
- ρύθμιση της παροχής προς το Ελληνικό δίκτυο με βάση τον προγραμματισμό του Κέντρου Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου (Dispatching Center).

Ο σταθμός λειτουργεί σε 24-ωρη βάση με απογευματινή και νυκτερινή βάρδια πέραν του ημερήσιου προσωπικού.

Η παρακολούθηση της λειτουργίας του σταθμού και όλοι οι σημαντικοί χειρισμοί γίνονται από τον τοπικό Θάλαμο Ελέγχου μέσω Συστήματος Κατανεμημένου Ελέγχου (Distributed Control System - DCS). Η μέτρηση της ποσότητας Φ.Α. γίνεται σε πέντε (5) παράλληλες Μετρητικές Γραμμές με Orifice, η κάθε μια από τις οποίες είναι εξοπλισμένη με δύο ανεξάρτητα Ηλεκτρονικά Μετρητικά Συστήματα και ένα επιπρόσθετο ανεξάρτητο Μηχανικό Σύστημα. Για τον προσδιορισμό της ποιότητας του Φ.Α. υπάρχουν εγκατεστημένοι Χρωματογράφοι και Αναλυτές, έτσι ώστε να ελέγχεται συνεχώς η σύσταση, η πυκνότητα, η περιεκτικότητα σε θειούχα, καθώς και τα σημεία δρόσου νερού (WDP) και υδρογοναθράκων (HDP). Με βάση τις μετρήσεις αυτές υπολογίζονται παράγωγα μεγέθη (θερμογόνο δύναμη, πυκνότητα, συντελεστής συμπίεστος κτλ). Ο Μετρητικός Σταθμός Συνόρων Κήπων Έβρου βρίσκεται σε απόσταση 3,5 χλμ. από τα σύνορα Ελλάδος – Τουρκίας, στο Δήμο Φερρών, δίπλα στο συνοικισμό Πέπλο.

Μετρητικός Σταθμός Συνόρων Κήπων Έβρου

Ο Μετρητικός Σταθμός Συνόρων Κήπων Έβρου βρίσκεται σε απόσταση 3,5 χλμ. από τα σύνορα Ελλάδος – Τουρκίας, στο Δήμο Φερρών, δίπλα στο συνοικισμό Πέπλο.

Το κύριο αντικείμενο του σταθμού είναι η μέτρηση της ποσότητας και ο προσδιορισμός της ποιότητας του εισαγόμενου φυσικού αερίου από τη Τουρκία. Επιπρόσθετα, ο σταθμός εφαρμόζει τις ακόλουθες απλές φυσικές διεργασίες στο Φ.Α.:

- απομάκρυνση στερεών και υγρών με φίλτρα στην είσοδο του Σταθμού, και
- ρύθμιση της παροχής προς το Ελληνικό δίκτυο (3 ρυθμιστικές γραμμές) με βάση τον προγραμματισμό του Κέντρου Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου (Dispatching Center).

Ο Σταθμός λειτουργεί σε 24-ωρη βάση χωρίς επάνδρωση προσωπικού.

Εξοπλισμός

Η παρακολούθηση της λειτουργίας του σταθμού και όλοι οι σημαντικοί χειρισμοί γίνονται απομακρυσμένα από το Κέντρο Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου (μέσω του συστήματος SCADA) που ευρίσκεται στο Πάτημα Μαγούλας. Η μέτρηση της ποσότητας Φ.Α. γίνεται σε τρεις (3) παράλληλες μετρητικές γραμμές που είναι εξοπλισμένες με τουρμπινόμετρα και μετρητές αερίου τύπου υπερήχων (ultrasonic). Για τον προσδιορισμό της ποιότητας του Φ.Α. υπάρχουν εγκατεστημένοι χρωματογράφοι και αναλυτές, έτσι ώστε να ελέγχεται συνεχώς η σύσταση, η πυκνότητα, η περιεκτικότητα σε θειούχα καθώς και τα σημεία δρόσου νερού (WDP) και υδρογοναθράκων (HDP). Με βάση τις μετρήσεις αυτές υπολογίζονται παράγωγα μεγέθη (θερμογόνος δύναμη, πυκνότητα, συντελεστής συμπίεστικότητας κτλ).

7.2.4 Κέντρα Ελέγχου και κατανομής φορτίου

Οι λειτουργικές παράμετροι του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου ελέγχονται σε συνεχή βάση και προσδιορίζονται από το Κέντρο Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου, που βρίσκεται στις εγκαταστάσεις του Κέντρου Λειτουργίας και Συντήρησης Νοτίου Τομέα (Πάτημα Μαγούλας) και εναλλακτικά (σε περίπτωση απώλειας του πρώτου) από το εφεδρικό Κέντρο Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου που βρίσκεται στις εγκαταστάσεις του Κέντρου Λειτουργίας και Συντήρησης Βόρειου Τομέα (Νέα Μεσήμβρια Θεσσαλονίκης).

Αντικείμενο του Κέντρου Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου αποτελεί, μεταξύ άλλων:

- η συνεχής παρακολούθηση των παραμέτρων λειτουργίας του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου μέσω συστήματος Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής Δεδομένων (Supervisory Control and Data Acquisition – SCADA),
- η υλοποίηση των προγραμμάτων παραλαβών και παραδόσεων Φ.Α. σύμφωνα με τις αντίστοιχες δηλώσεις των Χρηστών Μεταφοράς,
- ο προσδιορισμός των λειτουργικών παραμέτρων του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου με χρήση σύγχρονης τεχνολογίας λογισμικού προσομοίωσης δικτύου, με στόχο την ασφαλή, ομαλή και αποδοτική λειτουργία του δικτύου,

- η έγκαιρη ειδοποίηση και καθοδήγηση του προσωπικού συντήρησης σε περιπτώσεις δυσλειτουργίας εξοπλισμού, και
- η υποστήριξη και ο συντονισμός προσωπικού συντήρησης και αρχών (Πυροσβεστική Υπηρεσία, Αστυνομία) σε καταστάσεις εκτάκτου ανάγκης.

7.2.5 Σταθμός συμπίεσης φυσικού αερίου στη Ν. Μεσημβρία

Το έργο αυτό βρίσκεται σε φάση υλοποίησης από τη ΔΕΣΦΑ και αφορά στην εγκατάσταση σταθμού συμπίεσης φυσικού αερίου στη Νέα Μεσημβρία Θεσσαλονίκης. Περιλαμβάνει δύο μονάδες συμπίεσης ισχύος 7,7 MW έκαστη, καθώς και τις απαραίτητες βοηθητικές εγκαταστάσεις.

Το έργο συμβάλλει στην αύξηση της δυναμικότητας και επεκτασιμότητας του υφιστάμενου δικτύου. Ο συμπιεστής που πρόκειται να λειτουργήσει στη Ν. Μεσημβρία είναι φυγόκεντρος. Παρακάτω απεικονίζεται τυπικός σταθμός συμπίεσης με 3 φυγόκεντρους συμπιεστές.



Εικόνα 7.4 Σταθμός συμπίεσης με τρεις φυγόκεντρους συμπιεστές

7.2.6 Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) Ρεβυθούσας

Ο Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) Ρεβυθούσας αποτελεί μια από τις σημαντικότερες εθνικές υποδομές της χώρας μας. Συγκαταλέγεται στους δεκατρείς (13) αντίστοιχους σταθμούς υγροποιημένου φυσικού αερίου, που λειτουργούν σήμερα σε όλο το χώρο της Μεσογείου και της Ευρώπης. Ο Σταθμός είναι εγκατεστημένος στη νήσο Ρεβυθούσα, 500 μέτρα περίπου από την ακτή της Αγίας Τριάδας, στον κόλπο Πάχης Μεγάρων, 45 χλμ. δυτικά της Αθήνας. Ο Σταθμός ΥΦΑ σχεδιάστηκε και λειτουργεί, σύμφωνα με τις αυστηρότερες προδιαγραφές ασφαλείας τόσο για τους εργαζομένους στο νησί όσο και για τους κατοίκους των γύρω περιοχών. Η τεχνολογία επεξεργασίας του υγροποιημένου φυσικού αερίου που χρησιμοποιείται είναι φιλική προς το περιβάλλον και τηρείται αυστηρά η Ελληνική και Ευρωπαϊκή νομοθεσία.

Η διατήρηση των υψηλών προδιαγραφών ασφαλείας και σεβασμού προς το περιβάλλον ελέγχονται και πιστοποιούνται διαρκώς από ανεξάρτητους φορείς, καθώς ο Σταθμός είναι πιστοποιημένος κατά τα πρότυπα OHSAS 18001 και ISO 14001. Στα δέκα χρόνια λειτουργίας του έχουν παραληφθεί πάνω από 300 φορτία υδροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ), που φθάνουν στην Ελλάδα με δεξαμενόπλοια και αποθηκεύονται προσωρινά στις δύο δεξαμενές συνολικής χωρητικότητας 130.000 κ.μ. ΥΦΑ και στη συνέχεια, στις ειδικές εγκαταστάσεις αεριοποίησης του Σταθμού, το ΥΦΑ μετατρέπεται ξανά σε αέριο και τροφοδοτεί το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου.

Ο Τερματικός Σταθμός ΥΦΑ του ΔΕΣΦΑ αποτελεί ένα σπουδαίο ενεργειακό κεφάλαιο για την Ελλάδα, αφού παρέχει ασφάλεια ενεργειακής τροφοδοσίας, λειτουργική ευελιξία στο σύστημα μεταφοράς και αυξημένη δυνατότητα κάλυψης αιχμακών απαιτήσεων της αγοράς ΦΑ. Τον Οκτώβριο του 2007, ο ΔΕΣΦΑ πραγματοποίησε μια από τις σημαντικότερες επενδύσεις για την ενεργειακή υποδομή της χώρας μας, ολοκληρώνοντας την αναβάθμιση του Τερματικού Σταθμού ΥΦΑ Ρεβυθούσας (1η φάση αναβάθμισης), αυξάνοντας τη δυναμικότητα παραλαβής φορτίων αλλά και τη δυνατότητα αεριοποίησής του. Ο Σταθμός μπορεί πλέον να υποδέχεται μεγαλύτερα δεξαμενόπλοια και να παραλαμβάνει γρήγορα και αποτελεσματικά διπλάσιες ποσότητες αερίου. Η αδιάλειπτη δυναμικότητα αεριοποίησης τριπλασιάστηκε από 271 κ.μ. ΥΦΑ την ώρα πριν την αναβάθμισή του, σε 1.000 κ.μ παρέχοντας του τη δυνατότητα να επεξεργάζεται τριπλάσιες ποσότητες υδροποιημένου ΦΑ και να τροφοδοτεί το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς με 5,2 – 5,3 δις. κ.μ. ΦΑ ετησίως.

Τον Απρίλιο του 2009, ο στρατηγικός ρόλος του Σταθμού ΥΦΑ ενισχύθηκε ακόμη περισσότερο με το πέρας των εργασιών εγκατάστασης και λειτουργίας της Μονάδας Συμπαραγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης (ΣΗΘΥΑ). Η μονάδα ΣΗΘΥΑ με καύσιμο φυσικό αέριο, εξασφαλίζει ηλεκτρική αυτονομία και επάρκεια 13MW στο Σταθμό ΥΦΑ. Επίσης, η δυνατότητα ανάκτησης θερμικής ενέργειας 14MW και η χρήση της στη διεργασία αεριοποίησης του υδροποιημένου φυσικού αερίου αυξάνει το βαθμό απόδοσης της μονάδας περίπου κατά 89%, συμβάλλοντας έτσι στην εξοικονόμηση ενεργειακών πόρων και στην προστασία του περιβάλλοντος, παρέχοντας σημαντικά οικονομικά και περιβαλλοντικά οφέλη. Ο ΔΕΣΦΑ συμμετέχει στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας και στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής, με την πώληση της πλεονάζουσας ηλεκτρικής ενέργειας στο Διαχειριστή Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), αποφέροντας στην εταιρεία επιπλέον έσοδα.

Σε ένα διεθνές περιβάλλον, όπου η ενέργεια αναδεικνύεται σε παράγοντα – κλειδί για την ανάπτυξη και την ποιότητα ζωής, ο ΔΕΣΦΑ ενισχύει μια από τις σπουδαιότερες ενεργειακές υποδομές της Ελλάδας, ώστε να καλύψει αποτελεσματικά τις σημερινές αλλά και τις μελλοντικές ενεργειακές ανάγκες της χώρας.

Εν όψη της 2^{ης} Φάσης Αναβάθμισης του Σταθμού ΥΦΑ Ρεβυθούσας ο ΔΕΣΦΑ ολοκλήρωσε τη μελέτη σκοπιμότητας για την κατασκευή της 3^{ης} δεξαμενής αποθήκευσης ΥΦΑ με παράλληλη αύξηση της δυναμικότητας αεριοποίησης. Η τρίτη δεξαμενή θα έχει χωρητικότητα 95.000 κ.μ ΥΦΑ. και θα αυξήσει τη συνολική αποθηκευτική ικανότητα του Σταθμού σε 225.000 κ.μ. ΥΦΑ από 130.000 κ.μ. ΥΦΑ που είναι

σήμερα. Η δυναμικότητα αεριοποίησης θα αυξηθεί σε 1.400 κ.μ. ΥΦΑ την ώρα από 1.000 κ.μ. που είναι σήμερα.

7.2.7 Σύστημα τηλελέγχου και τηλεπικοινωνιών

Το σύστημα τηλελέγχου και τηλεπικοινωνιών (Remote Control and Communications – RCC) έχει ως πρωτεύοντα στόχο: την εξασφάλιση ότι το σύστημα μεταφοράς Φ.Α. θα τροφοδοτεί την αγορά Φ.Α. με επαρκείς ποσότητες κάτω από όλες τις προβλέψιμες συνθήκες, κανονικές και έκτακτες και ως δευτερεύοντες στόχους:

την τηλεποπτεία των σταθμών Φ.Α., την διαχείριση των συναγερμών και την παροχή τεχνικών και στατιστικών δεδομένων στις υπηρεσίες του ΔΕΣΦΑ έτσι ώστε η μεταφορά Φ.Α. να γίνεται συνεχώς κατά τρόπο ασφαλή, αξιόπιστο και οικονομικό.

Αποτελείται από τα ακόλουθα υποσυστήματα:

- καλώδιο οπτικών, το οποίο είναι εγκατεστημένο παράλληλα με τον αγωγό φυσικού αερίου υψηλής πίεσης και αποτελεί τον φορέα των κάθε είδους εσωτερικών επικοινωνιών (φωνής και δεδομένων) του ΔΕΣΦΑ,
- σύστημα πολυπλεξίας με διαίρεση χρόνου (Time Division Multiplexing – TDM), εγκατεστημένου σε κάθε σταθμό του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου, με το οποίο επιτυγχάνεται η μετάδοση φωνής και δεδομένων μέσα από το καλώδιο οπτικών ινών,
- σύστημα Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής Δεδομένων (Supervisory Control and Data Acquisition – SCADA) με το οποίο επιτυγχάνεται η τηλεποπτεία και τηλεχειρισμός όλων των μετρητικών ή/και ρυθμιστικών σταθμών, των σταθμών βαλβιστοδασίων και των σταθμών τηλεπικοινωνιών του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς από τα Κέντρα Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου,
- δίκτυο τηλεφωνικών κέντρων PABX εγκατεστημένων στα Κέντρα Λειτουργίας και Συντήρησης, στο σταθμό ΥΦΑ Ρεβυθούσας, καθώς και στους Μετρητικούς Σταθμούς Συνόρων Σιδηροκάστρου Σερρών και Κήπων Έβρου, και
- ιδιόκτητο σύστημα κινητών τηλεπικοινωνιών, το οποίο επιτρέπει την ασύρματη φωνητική επικοινωνία μεταξύ χειριστών φυσικού αερίου που κινούνται στο πεδίο αλλά και με χειριστές βάρδιας των Κέντρων Ελέγχου Λειτουργίας και Κατανομής Φορτίου σε μία ζώνη ασύρματης κάλυψης 10 χλμ. δεξιά και αριστερά του αγωγού Φ.Α. υψηλής πίεσης.

7.3 Ελληνική Νομοθεσία

Οι κυριότερες διατάξεις της εθνικής νομοθεσίας από τις οποίες απορρέουν οι αρμοδιότητες της ΠΑΕ και του ΔΕΣΦΑ ΑΕ σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού με φυσικό αέριο παρατίθενται ακολούθως:

7.3.1 *Αρμοδιότητες της ΡΑΕ*

Στη ΡΑΕ ανατίθεται η παρακολούθηση της ασφάλειας εφοδιασμού της χώρας σε ΦΑ. Στο πλαίσιο αυτό η ΡΑΕ:

- Εισηγείται τα κατάλληλα μέτρα και διατυπώνει συστάσεις για την ασφάλεια εφοδιασμού, λαμβάνοντας υπόψη στοιχεία που παρέχονται από το Διαχειριστή, τους πελάτες και τις επιχειρήσεις φυσικού αερίου.
- Συντάσσει ετησίως έκθεση στην οποία συνοψίζει τις σχετικές παρατηρήσεις και εισηγήσεις της.

7.3.2 *Αρμοδιότητες του Διαχειριστή*

Ο Διαχειριστής, ως αποκλειστικά αρμόδιος για την λειτουργία, συντήρηση, ανάπτυξη και εκμετάλλευση του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου, μεταξύ άλλων:

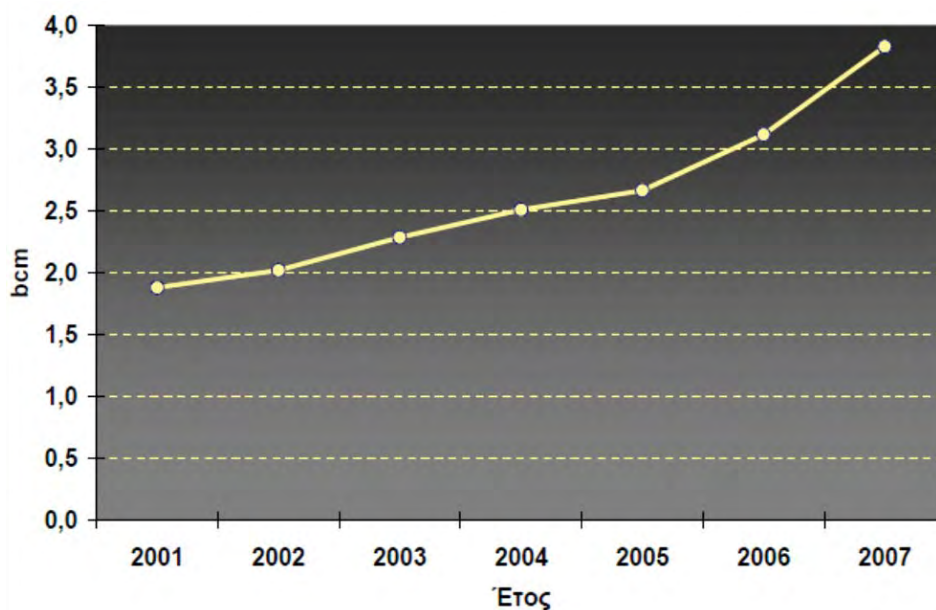
- Μεριμνά για την άμεση και αποτελεσματική αντιμετώπιση εκτάκτων αναγκών. Για το λόγο αυτό, καταρτίζει Σχέδιο Αντιμετώπισης Εκτάκτων Αναγκών και Διαχείρισης Κρίσεων. Το σχέδιο αυτό εγκρίνεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης μετά από γνώμη της ΡΑΕ.
- Καταρτίζει κατάλογο σειράς διακοπής της παροχής φυσικού αερίου σε καταναλωτές στην περίπτωση έκτακτης ανάγκης, ο οποίος εγκρίνεται από τον Υπουργό Ανάπτυξης ύστερα από γνώμη της ΡΑΕ.
- Συνάπτει με μεγάλους πελάτες σύμβαση για την, έναντι ανταλλάγματος, κατά προτεραιότητα διακοπή της παροχής φυσικού αερίου, σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης. Η σύμβαση αυτή συνάπτεται υποχρεωτικά με τους κατόχους άδειας παραγωγής που τηρούν αποθέματα εφεδρικού καυσίμου.
- Σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης, διακόπτει κατά προτεραιότητα:
 - Τους πελάτες με τους οποίους έχει συνάψει σύμβαση διακοπής.
 - Άλλους πελάτες σύμφωνα με τον κατάλογο σειράς διακοπής.
- Εκδίδει εντολές προς Προμηθευτές οι οποίοι δεν τροφοδοτούν μόνο Μεγάλους Πελάτες ώστε, σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης, να παρέχουν αδιάλειπτα Φυσικό Αέριο στους Πελάτες που δεν είναι Μεγάλοι Πελάτες.
- Εισπράττει τέλος ασφάλειας εφοδιασμού από τους Χρήστες.

7.4 Ζήτηση και προσφορά φυσικού αερίου στην Ελλάδα

Ζήτηση φυσικού αερίου

Ιστορικά δεδομένα ζήτησης

Η ζήτηση φυσικού αερίου κατά την τελευταία επταετία αυξάνεται με μέσο ετήσιο ρυθμό άνω του 12%, όπως απεικονίζεται στο Γράφημα 1. Έτσι, κατά το έτος 2007 η ζήτηση ήταν σχεδόν διπλάσια αυτής του 2001.

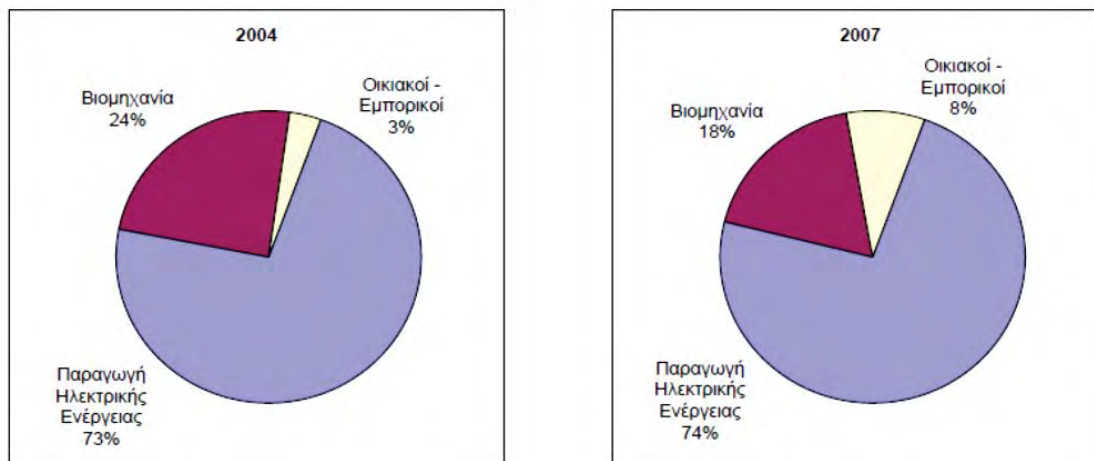


Εικόνα 7.5 Διάγραμμα Ιστορικής εξέλιξης ζήτησης φυσικού αερίου στην Ελλάδα

Ποιοτικά χαρακτηριστικά – Ζήτηση ανά τομέα

Στο Γράφημα 2 κατωτέρω, παρουσιάζεται η ζήτηση ανά τομέα, ως ποσοστό της συνολικής ζήτησης, για τα έτη 2004 και 2007. Παρατηρείται ότι μέσα στο διάστημα αυτό αυξήθηκε σημαντικά η συμμετοχή του οικιακού-εμπορικού τομέα στην συνολική ζήτηση φυσικού αερίου, λόγω της συνεχούς ανάπτυξης δικτύων διανομής φυσικού αερίου από τις τρεις ΕΠΑ.

Εφόσον το ποσοστό συμμετοχής των οικιακών-εμπορικών καταναλωτών στη συνολική ζήτηση συνεχίσει να αυξάνεται και τα επόμενα έτη, είναι απαραίτητο να μελετηθεί εκτενέστερα από το Διαχειριστή με ποιο τρόπο θα επηρεαστούν τα ποιοτικά χαρακτηριστικά της ζήτησης, όπως η αιχμή, ο συντελεστής φορτίου και η συσχέτιση της αιχμής φορτίου με την επικρατούσα θερμοκρασία περιβάλλοντος, προκειμένου να εξαχθούν συμπεράσματα σχετικά με απαιτούμενες ενέργειες (π.χ. Demand Side Management από τις ΕΠΑ), καθώς και τη δυναμικότητα της Εγκατάστασης ΥΦΑ που απαιτείται για κάλυψη της αιχμής ζήτησης (peak-shaving).



Εικόνα 7.6 Ζήτηση ανά κατηγορία καταναλωτών για τα έτη 2004-2007

	ΑΘΗΝΑ	ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗ	ΛΑΡΙΣΑ	ΒΟΛΟΣ
ΟΙΚΙΑΚΟΣ ΤΟΜΕΑΣ ΘΕΡΜΑΝΣΗ ΜΑΓΕΙΡΕΜΑ, ΖΕΣΤΟ ΝΕΡΟ	102.500 286.000	30.200 76.500	5.200 12.100	4.800 10.900
ΕΜΠΟΡΙΚΟΣ ΤΟΜΕΑΣ	17.550	4.700	3.450	3.200

Πίνακας 7.7 Προτιμήσεις καταναλώσεων οικιακού και εμπορικού τομέα σε τέσσερις πόλεις για το τελικό στάδιο ανάπτυξης το 2020

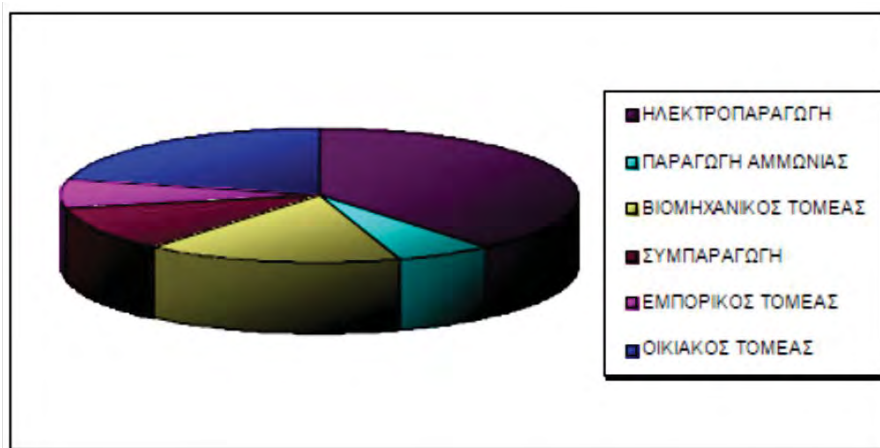
Ποιοτικά χαρακτηριστικά – Αιχμή ζήτησης

Η αιχμή ζήτησης παρουσίασε σημαντική αύξηση κατά τη έτη 2004-2007, όπως αποτυπώνεται στον ακόλουθο Πίνακα. Το ποσοστό συμμετοχής του τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στη ζήτηση αιχμής είναι της τάξεως του 70% με ελαφρώς φθίνουσα τάση.

Έτος	Αιχμή (Nm ³ x 10 ⁶) / ημέρα	Ποσοστό συμμετοχή της ηλεκτροπαραγωγής στην ημερήσια αιχμή
2004	9,9	73%
2005	12,2	70%
2006	13,5	71%
2007	16,1	67%

Πίνακας 7.8 Ημερήσια αιχμή ζήτησης φυσικού αερίου 2004-2007

Η πτώση του ποσοστού συμμετοχής του τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ζήτηση αιχμής ήταν αναμενόμενη σύμφωνα με όσα αναφέρονται στην προηγούμενη παράγραφο σχετικά με την αύξηση της διείσδυσης φυσικού αερίου στην οικιακή-εμπορική κατανάλωση.

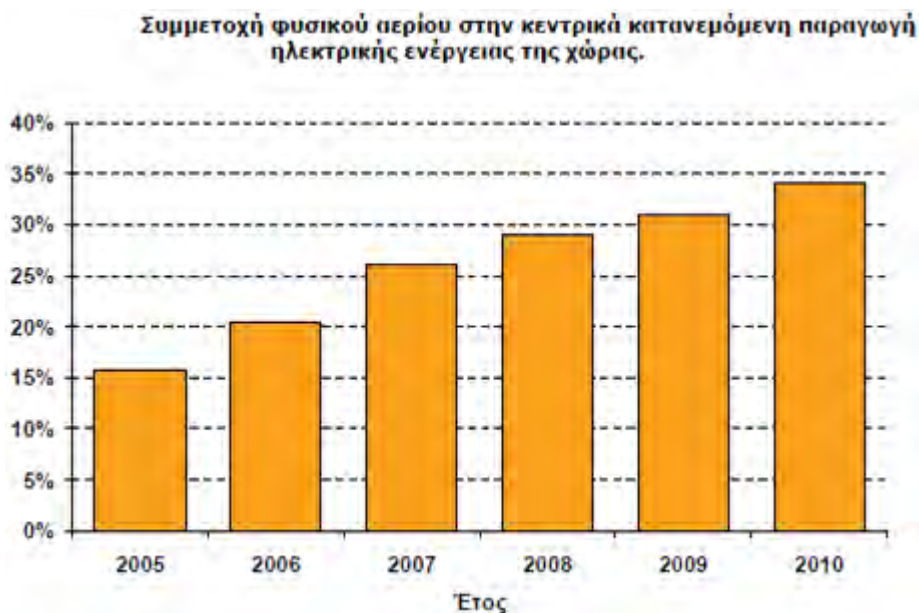


Εικόνα 7.7 Αναμενόμενη κατανάλωση φυσικού αερίου ανά τομέα ζήτησης στην Ελλάδα το έτος 2020 (ΔΕΠΑ)

Ο ρόλος του τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής αποτέλεσε τον ακρογωνιαίο λίθο για την εισαγωγή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μίγμα της χώρας, παρέχοντας τα απαραίτητα φορτία βάσης (anchor loads) για τη σύναψη μακροχρόνιων συμβάσεων προμήθειας φυσικού αερίου και την ανάπτυξη των υποδομών. Όπως προαναφέρθηκε, το ποσοστό συμμετοχής του τομέα στη συνολική ζήτηση φυσικού αερίου ακόμα και σήμερα είναι της τάξης του 70%. Όμως, το ποσοστό συμμετοχής του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μίγμα ηλεκτροπαραγωγής ήταν χαμηλό, έως το πρόσφατο παρελθόν.

Ωστόσο, η συμμετοχή των μονάδων φυσικού αερίου στο ισοζύγιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αυξήθηκε σημαντικά κατά την τριετία έως το 2010, καλύπτοντας σημαντικό μέρος της αύξησης της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια. Στο Γράφημα 4 παρουσιάζεται η εξέλιξη του ποσοστού συμμετοχής φυσικού αερίου στην κεντρικά κατανεμόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας από το 2005 έως το 2010.



Εικόνα 7.8 Συμμετοχή φυσικού αερίου στην κεντρικά κατανεμόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας

Από τα παραπάνω συνάγεται ότι η συμμετοχή του φυσικού αερίου στο ισοζύγιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αναμένεται πολύ σύντομα να ξεπεράσει το 1/3 της παραγόμενης ενέργειας από κεντρικά κατανεμόμενο δυναμικό στο διασυνδεδεμένο σύστημα.

Συνεπώς, προκύπτει αβίαστα το συμπέρασμα ότι, τουλάχιστον σε βραχυπρόθεσμο ορίζοντα, η ασφάλεια εφοδιασμού σε ηλεκτρική ενέργεια καθίσταται άρρηκτα συνδεδεμένη με την ασφάλεια εφοδιασμού σε φυσικό αέριο, κάτι το οποίο δεν ίσχυε ή δεν ήταν προφανές μέχρι το πρόσφατο παρελθόν. Για το λόγο αυτό τα μέτρα ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο θα πρέπει να είναι σε θέση να εγγυηθούν την κατά το δυνατόν αδιάλειπτη λειτουργία μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, σύμφωνα και με την παράγραφο 2 του άρθρου 4 της Οδηγίας 67/2004/ΕΚ.

7.5 Διαχείριση Έκτακτων Αναγκών

Στην παρούσα ενότητα επιχειρείται εκτίμηση της δυνατότητας διαχείρισης καταστάσεων έκτακτης ανάγκης που σχετίζονται με μερική ή ολική διακοπή παράδοσης φυσικού αερίου στα Σημεία Εισόδου του ΕΣΜΦΑ. Κατ' αρχήν περιγράφονται τα τεχνικά και συμβατικά μέσα αντιμετώπισης καταστάσεων έκτακτης ανάγκης που προβλέπονται από την ισχύουσα νομοθεσία, στη συνέχεια παρουσιάζονται ομαδοποιημένα τα περιστατικά μειωμένης τροφοδοσίας του πρόσφατου παρελθόντος και, τέλος, παρουσιάζονται τα συμπεράσματα της ΠΑΕ σχετικά με το επίπεδο ασφάλειας εφοδιασμού που είναι επιτεύξιμο με τα σημερινά δεδομένα.

Συμβάσεις διακοπτόμενης παροχής φυσικού αερίου

Γενικά, οι συμβάσεις διακοπτόμενης παροχής αποτελούν ένα από τα πλέον διαδεδομένα εργαλεία ενίσχυσης της ασφάλειας εφοδιασμού διεθνώς (Μεγάλη Βρετανία, Ισπανία, Δανία, Ηνωμένες Πολιτείες, Σιγκαπούρη κλπ).

Η σύναψη συμβάσεων για την έναντι ανταλλάγματος διακοπτόμενη παροχή φυσικού αερίου μεταξύ του Διαχειριστή και καταναλωτών προβλέπεται στις διατάξεις του άρθρου 14 του Νόμου. Η συγκεκριμένη ρύθμιση εφαρμόζεται δυνητικά στην περίπτωση Μεγάλων Πελατών και υποχρεωτικά στην περίπτωση ηλεκτροπαραγωγών με μονάδες που έχουν τη δυνατότητα χρήσης εναλλακτικού καυσίμου. Για την εκπλήρωση των υποχρεώσεων του σύμφωνα με τις συμβάσεις αυτές, ο Διαχειριστής εισπράττει, από όλους τους Χρήστες, τέλος ασφάλειας εφοδιασμού.

Επί του παρόντος η συγκεκριμένη δυνατότητα αποτελεί υποχρέωση του Διαχειριστή η οποία βρίσκεται σε εκκρεμότητα καθώς, σύμφωνα με τον ίδιο, απομένει να διευκρινιστούν σημαντικά ζητήματα τα οποία σχετίζονται με την τήρηση των συμβατικών υποχρεώσεων του ΔΕΣΦΑ Α.Ε. έναντι των Χρηστών που έχουν συνάψει Σύμβαση Μεταφοράς.

Η άποψη της ΡΑΕ είναι ότι ορισμένα ζητήματα, όπως οι διαδικασίες που ακολουθούνται στην περίπτωση έκτακτης ανάγκης που απαιτεί διακοπή παροχής σε καταναλωτές, καθώς και οι αρχές υπολογισμού του διαφορικού κόστους καυσίμου, βάσει της οποίας καταβάλλεται το αντάλλαγμα προς τον καταναλωτή, έχουν ήδη αντιμετωπιστεί με την ΥΑ Δ1/Γ5510 (ΦΕΚ Β' 517/2007) για τη «ρύθμιση θεμάτων διαχείρισης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου κατά τη διάρκεια της προγραμματισμένης αναβάθμισης του τερματικού σταθμού υδροποιημένου φυσικού αερίου στη νήσο Ρεβυθούσα», η οποία καταρτίστηκε από τη ΡΑΕ.

Συνεπώς, κρίνεται απαραίτητο να δοθεί προτεραιότητα από το Διαχειριστή στη διευθέτηση όλων των υπόλοιπων εκκρεμοτήτων που εμποδίζουν τη σύναψη των συμβάσεων διακοπτόμενης παροχής φυσικού αερίου, τουλάχιστον με τους κατόχους αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με δυνατότητα χρήσης εναλλακτικού καυσίμου, καθότι σήμερα δεν εξασφαλίζεται η δυνατότητά του Διαχειριστή να περικόψει με ευχέρεια παραδόσεις φυσικού αερίου χωρίς επιπτώσεις στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας.

Τέλος ασφάλειας εφοδιασμού

Με το τέλος ασφάλειας εφοδιασμού, αφενός θα ανακτώνται από το Διαχειριστή οι δαπάνες για την καταβολή αποζημίωσης σε συμβεβλημένους πελάτες σε περίπτωση διακοπής της παροχής φυσικού αερίου, αφετέρου θα παρέχεται οικονομικό κίνητρο σε πελάτες για τη σύναψη τέτοιων συμβάσεων, το προβλεπόμενο αντάλλαγμα των οποίων μπορεί να είναι έκπτωση επί του τέλους ασφάλειας εφοδιασμού.

Το ύψος του μοναδιαίου τέλους ασφάλειας εφοδιασμού, καθώς και το επιτρεπόμενο ανώτατο όριο του λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού, καθορίζονται με απόφαση της ΡΑΕ, κατά τις διατάξεις του άρθρου 14 του ν. 3428/2006.

Προφανώς, ο υπολογισμός του τέλους ασφάλειας εφοδιασμού προϋποθέτει την αποσαφήνιση των προβλέψεων των συμβάσεων διακοπτόμενης παροχής και των υποχρεώσεων του Διαχειριστή που θα απορρέουν από αυτές (προϋποθέσεις για την καταβολή αποζημίωσης, όρια ευθύνης Διαχειριστή και Χρηστών, ανώτατο ύψος αποζημίωσης).

Εναλλακτικό καύσιμο σε σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Έως το Σεπτέμβριο του έτους 2006, η διοικητική πρακτική ήταν η επιβολή ειδικού όρου στις άδειες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σχετικά με την υποχρέωση των κατόχων των αδειών αυτών για την εγκατάσταση εξοπλισμού με δυνατότητα καύσης εναλλακτικού καυσίμου (πετρελαίου ντίζελ) καθώς και για την τήρηση επαρκούς ποσότητας αποθεμάτων του καυσίμου αυτού για πενθήμερη λειτουργία του σταθμού σε πλήρες φορτίο.

Το 2006, η υποχρέωση αυτή επανεξετάστηκε από τη ΡΑΕ λόγω εκτενών αναφορών και προβληματισμών τόσο από τη ΔΕΗ ΑΕ όσο και από άλλους κατόχους αδειών παραγωγής σχετικά με το κόστος και την πολυπλοκότητα διατήρησης εναλλακτικού καυσίμου.

Στόχος της επανεξέτασης ήταν η βελτιστοποίηση της απόδοσης των διαθέσιμων πόρων βραχυπρόθεσμα, με τη διάθεση τμήματος του αποθηκευτικού χώρου της Εγκατάστασης ΥΦΑ της Ρεβυθούσας για την μακροχρόνια αποθήκευση ΥΦΑ από σταθμούς που δεν διαθέτουν δυνατότητα καύσης εναλλακτικού καυσίμου και μακροπρόθεσμα, με την κατασκευή νέων αποθηκευτικών χώρων φυσικού αερίου.

Η επανεξέταση οδήγησε στην επιβολή όρου που παρέχει στους κατόχους αδειών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας τη δυνατότητα επιλογής μεταξύ, της διατήρησης ικανού αποθέματος υγρού καυσίμου στο χώρο του σταθμού και της διατήρησης αντίστοιχης ποσότητας φυσικού αερίου σε Εγκατάσταση Αποθήκευσης. Η ποσότητα που θα διατηρείται θα πρέπει σε κάθε περίπτωση να μπορεί να υποστηρίξει την αδιάλειπτη λειτουργία της μονάδας για τουλάχιστον πέντε (5) ημέρες σε πλήρες φορτίο.

Ωστόσο, έως σήμερα δεν έχει προσδιοριστεί το τμήμα του υφιστάμενου αποθηκευτικού χώρου στη Ρεβυθούσα το οποίο μπορεί να διατεθεί για μακροχρόνια αποθήκευση. Το γεγονός αυτό καθιστά ουσιαστικά ανενεργή τη δεύτερη επιλογή του ειδικού όρου των αδειών ηλεκτροπαραγωγής που προαναφέρθηκε, τουλάχιστον για τους κατόχους άδειας οι οποίοι βρίσκονται σήμερα στο στάδιο παραγγελίας εξοπλισμού των μονάδων τους.

Η ΡΑΕ θεωρεί ότι επαρκής αποθηκευτικός χώρος θα είναι διαθέσιμος μεσοπρόθεσμα, με την κατασκευή της τρίτης δεξαμενής στη Ρεβυθούσα. Σε κάθε περίπτωση στο υπό διαβούλευση σχέδιο του Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΦΑ, προτείνεται μηχανισμός πρόσβασης τρίτων στον τερματικό σταθμό ΥΦΑ της Ρεβυθούσας, μέσω του οποίου οι 30

Χρήστες θα μπορούν να διατηρούν αποθέματα ΥΦΑ στις δεξαμενές για χρονικά διαστήματα μεγαλύτερα του χρόνου προσωρινής αποθήκευσης ΥΦΑ, πρακτική που υπό προϋποθέσεις μπορεί να συνιστά αποδεκτό τρόπο τήρησης της δεύτερης επιλογής του σχετικού όρου.

Θέσπιση προτύπων ασφάλειας εφοδιασμού

Όπως αναφέρθηκε, τα κράτη μέλη θεσπίζουν πρότυπα ασφάλειας εφοδιασμού ως κριτήρια σχεδιασμού μέτρων για την διασφάλιση της τροφοδοσίας των οικιακών καταναλωτών. Το πεδίο εφαρμογής των μέτρων μπορεί να επεκτείνεται και σε άλλους μικρούς καταναλωτές, και να περιλαμβάνει μέτρα για την ασφάλεια του εθνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, εάν αυτό εξαρτάται από τον εφοδιασμό σε αέριο.

Τα πρότυπα ασφάλειας εφοδιασμού θα πρέπει να παρέχουν κατά το δυνατόν επαρκή χρόνο αντίδρασης στους παράγοντες της αγοράς φυσικού αερίου προκειμένου να ανταποκριθούν και να εξαλείψουν ή να περιορίσουν την αιτία της έκτακτης ανάγκης.

Η θέσπιση προτύπων ασφάλειας εφοδιασμού για την ελληνική αγορά απαιτείται να πραγματοποιηθεί σε δύο στάδια:

Κατ' αρχήν, είναι αναγκαίο να αποτιμηθεί η δυνατότητα διαχείρισης καταστάσεων έκτακτης ανάγκης από τον Διαχειριστή, με δεδομένα και μέσα που έχει στη διάθεσή του σήμερα. Σε δεύτερο στάδιο, απαιτείται η ποσοτική αποτίμηση του επιθυμητού επιπέδου ασφάλειας εφοδιασμού, και η αξιολόγηση των εναλλακτικών επιλογών για την επίτευξη αυτού. Η πρόταση της ΡΑΕ είναι αυτό να γίνει σε συνεργασία με το ΔΕΣΦΑ Α.Ε. στο προσεχές μέλλον. [25]

7.6 Λειτουργία Απελευθερωμένης Αγοράς Αερίου στην Ελλάδα

Στο έως σήμερα διαμορφωμένο πλαίσιο, η προμήθεια των επιλεγόντων πελατών με φ.α. προϋποθέτει τη λήψη Άδειας Προμήθειας, σύμφωνα με τις προβλέψεις του Κανονισμού Αδειών. Επιλέγοντες είναι οι πελάτες που δικαιούνται να επιλέγουν τον προμηθευτή τους και σήμερα τέτοιοι είναι:

- Οι κάτοχοι άδειας ηλεκτροπαραγωγής,
- Όλοι οι καταναλωτές αερίου που βρίσκονται εκτός των περιοχών των ΕΠΑ -υφιστάμενων και μελλοντικών (ήτοι εκτός των περιοχών Αττικής, Θεσσαλίας, Θεσ/νικης, Στερεάς Ελλάδας, Κεντρικής Μακεδονίας, Ανατολικής Μακεδονίας & Θράκης)-,
- Οι μη οικιακοί καταναλωτές με ετήσια κατανάλωση > 100.000MWh και όσοι προμηθεύονται φ.α. για χρήση του σε κινητήρες οχημάτων που βρίσκονται εντός των περιοχών των ΕΠΑ (υφιστάμενων και μελλοντικών),
- Από το χρόνο λήξης των αδειών των ΕΠΑ (υφιστάμενων και μελλοντικών), όλοι οι πελάτες τους,

- Οι υφιστάμενες ΕΠΑ για ποσότητα αερίου άνω ενός συγκεκριμένου ορίου (που καθορίζεται στις συμβάσεις τους με τη ΔΕΠΑ) και
- Οι μελλοντικές ΕΠΑ.

Προκειμένου να χρησιμοποιηθεί το ΕΣΦΑ για εισαγωγή και μεταφορά φ.α. προς κάλυψη των αναγκών των πελατών κάθε ενδιαφερόμενος θα πρέπει να γίνει είτε χρήστης της Εγκατάστασης ΥΦΑ (χρήστης ΥΦΑ), είτε χρήστης του Συστήματος Μεταφοράς (χρήστης Μεταφοράς) (είτε και τα δύο).

Η χρήση της Εγκατάστασης ΥΦΑ και του Συστήματος Μεταφοράς, ώστε να παρασχεθούν από το Διαχειριστή οι υπηρεσίες αεριοποίησης του ΥΦΑ και της μεταφοράς του αερίου, προϋποθέτει τη δέσμευση δυναμικότητας αεριοποίησης στην Εγκατάσταση ΥΦΑ και δυναμικότητες στα σημεία εισόδου και σημεία εξόδου του Συστήματος Μεταφοράς, αντίστοιχα. Παράλληλα θα πρέπει να τηρούνται από τους χρήστες οι ακόλουθοι περιορισμοί:

- Σε σχέση με την Εγκατάσταση ΥΦΑ, η δυναμικότητα αεριοποίησης του χρήστη ΥΦΑ θα πρέπει να ισούται τουλάχιστον με την ελάχιστη δυναμικότητα αεριοποίησης φορτίων του ΥΦΑ και με το σύνολο της δυναμικότητας που έχει δεσμευτεί από το χρήστη μεταφοράς (που εξυπηρετεί) στο σημείο εισόδου Αγία Τριάδα και
- Σε σχέση με το Σύστημα Μεταφοράς, το σύνολο της δεσμευμένης δυναμικότητας του χρήστη μεταφοράς στα σημεία εισόδου να μην υπερβαίνει το σύνολο της δυναμικότητας στα σημεία εξόδου.

Η δέσμευση δυναμικότητας αεριοποίησης ΥΦΑ διενεργείται μέσω της σύναψης Σύμβασης ΥΦΑ ενώ η δέσμευση δυναμικότητας στα σημεία εισόδου και εξόδου του Συστήματος Μεταφοράς διενεργείται μέσω της σύναψης Σύμβασης Μεταφοράς. Η ελάχιστη διάρκεια των Συμβάσεων Μεταφοράς και ΥΦΑ είναι μία (1) ημέρα. Δικαίωμα σύναψης αυτών των συμβάσεων με το Διαχειριστή έχουν οι εγγεγραμμένοι στο Μητρώο Χρηστών του ΕΣΦΑ και δύνανται να είναι προμηθευτές, επιλέγοντες πελάτες και κάθε πρόσωπο με επαρκείς εγγυήσεις (οικονομικής και τεχνικής φύσης).

Οι χρεώσεις των χρηστών ΥΦΑ και μεταφοράς γίνονται από το Διαχειριστή σύμφωνα με ρυθμιζόμενα και εγκεκριμένα από τη ΡΑΕ τιμολόγια (Υ.Α. 4955/2006, όπως ισχύει), σε μακροχρόνια (\geq έτους) ή/και βραχυχρόνια βάση ($<$ έτους). Οι χρεώσεις αυτές αποτελούνται από τμήμα ισχύος (στη βάση των δεσμευμένων δυναμικοτήτων) και τμήμα ενέργειας (στη βάση των διακινούμενων ποσοτήτων).

Η ΔΕΠΑ λαμβάνοντας υπόψη το υπό διαμόρφωση ως άνω ρυθμιστικό πλαίσιο και επιδιώκοντας διαχρονικά την κατά το δυνατόν μεγαλύτερη ικανοποίηση των πελατών της, προτίθεται να παράσχει στους πελάτες της αυτοτελή σύμβαση προμήθειας φυσικού αερίου άνευ παροχής υπηρεσιών μεταφοράς μετά την έκδοση του Κανονισμού Τιμολόγησης και τη θέση σε ισχύ των αντίστοιχων τροποποιήσεων του Κώδικα ΕΣΦΑ.

Το 2011, παρελήφθησαν ποσότητες αερίου από τις μακροχρόνιες συμβάσεις της ΔΕΠΑ καθώς επίσης και από τη διεθνή ευκαιριακή αγορά Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (spot), ως ακολούθως :

Από τη Gazprom Export (Ρωσία), η ΔΕΠΑ παρέλαβε συνολικά περίπου 2,7 δισεκατομμύρια Nm³ μέσω αγωγού, περιλαμβανομένων ποσοτήτων που είχαν προαγοραστεί κατά την περίοδο 2009 - 2010 λόγω ρητρών Take-or- Pay (Make-Up Gas quantities), έναντι Ετήσιας Συμβατικής Ποσότητας (ΕΣΠ) που ανέρχεται στα επίπεδα των 2,8 δισεκατομμύρια Nm³.

Από τη BOTAS (Τουρκία) η ΔΕΠΑ παρέλαβε μέσω αγωγού περίπου 0,7 δισεκατομμύρια Nm³, με την προμήθεια αερίου να κυμαίνεται κοντά στα επίπεδα της σχετικής Ετήσιας Συμβατικής Ποσότητας .

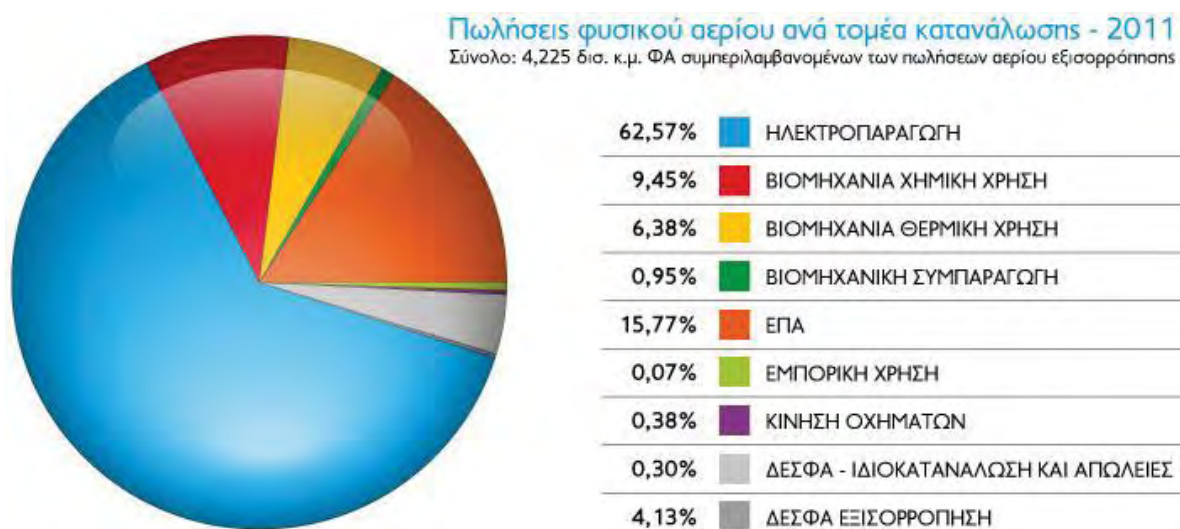
Από τη Sonatrach (Αλγερία) η ΔΕΠΑ παρέλαβε 14 φορτία Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου ισοδύναμου με επαναεριοποιημένες ποσότητες άνω των 0,6 δισεκατομμυρίων Nm³.

Επίσης, κατά το 2011 η ΔΕΠΑ παρέλαβε και 4 φορτία από την ευκαιριακή αγορά (spot), τα οποία βελτίωσαν

περαιτέρω τους όρους προμήθειας της ΔΕΠΑ και αύξησαν τις συνολικές ποσότητες Υγροποιημένου Φυσικού

Αερίου σε επίπεδα άνω των 100 εκατομμυρίων Nm³.

Τέλος, κατά τη διάρκεια του 2011 η εταιρεία επίσης πέτυχε σημαντική εμπορική συμφωνία με τον βασικό προμηθευτή της (Gazprom Export) για βελτίωση των όρων προμήθειας, συμπεριλαμβανομένης της τελικής τιμής του ρωσικού φυσικού αερίου.

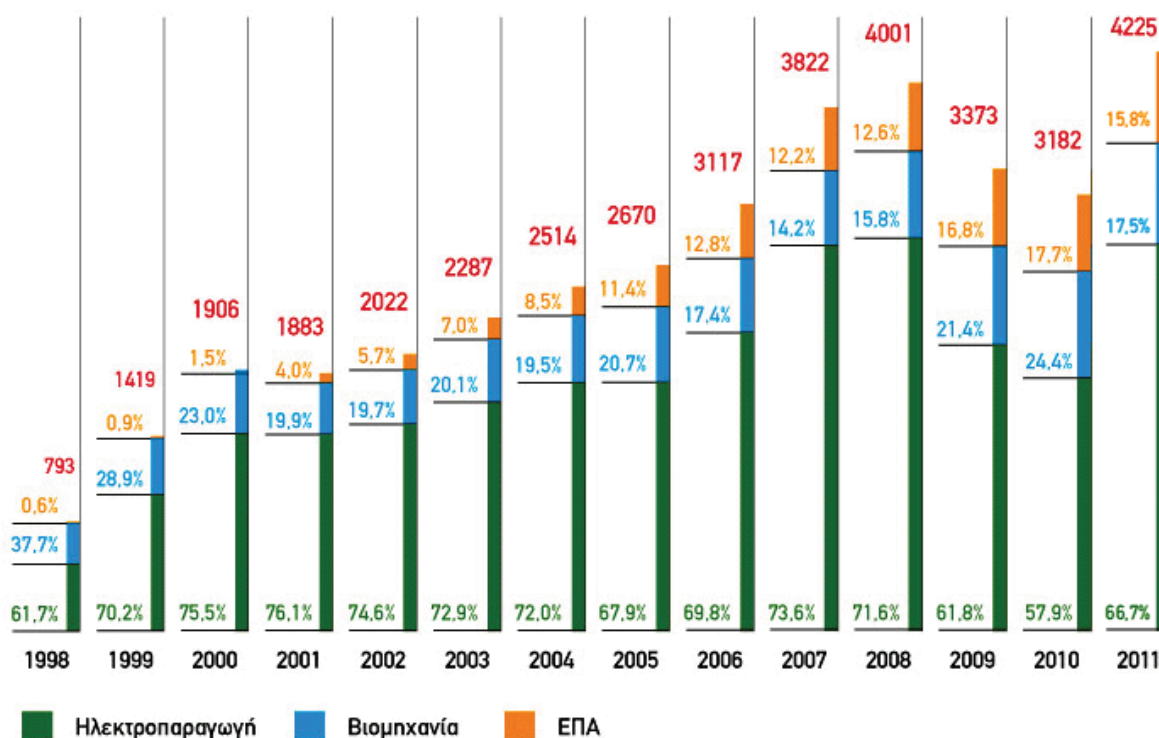


Εικόνα 7.9 Πωλήσεις φυσικού αερίου ανά τομέα κατανάλωσης (2011)

Παρακάτω απεικονίζεται η εμπορική δραστηριότητα της ΔΕΠΑ από το 1998 – 2011 και πως αυτή είναι κατανεμημένη μεταξύ των χρήσεων του αερίου μεταξύ Ηλεκτροπαραγωγής, Βιομηχανίας και διανομής μέσω των κατά τόπους ΕΠΑ.

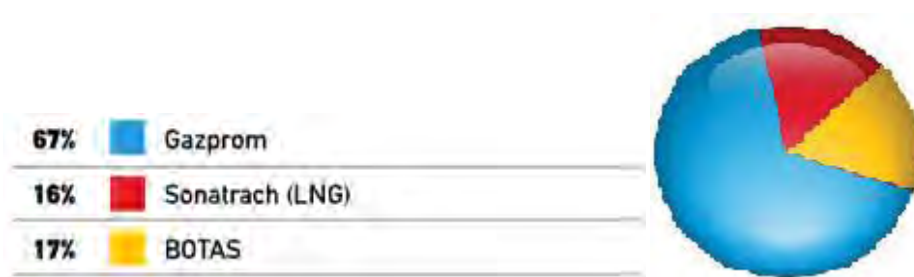
Εμπορική Δραστηριότητα - Πωλήσεις

Όγκοι φυσικού αερίου δισ. κ.μ.



Εικόνα 7.10 Εμπορική Δραστηριότητα - Πωλήσεις ΔΕΠΑ 1998-2011(όγκοι φυσικού αερίου δισ κ.μ)

Η ΔΕΠΑ έχει υπογράψει μακροχρόνιες συμβάσεις προμήθειας αερίου με τη ρωσική Gazprom, την τουρκική BOTAS, και την αλγερινή Sonatrach.



Εικόνα 7.11 Συμβολαιοποιημένες Ποσότητες ΔΕΠΑ

Το συμβόλαιο της ΔΕΠΑ με τη Gazprom εξασφαλίζει τον εφοδιασμό της ελληνικής αγοράς με μέχρι 2.8 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (Nm³) αερίου ετησίως, τουλάχιστον έως το 2016. Οι υπό εισαγωγή ποσότητες εγχέονται στο ΕΣΦΑ στο σημείο Στρυμονοχώρι Σιδηροκάστρου, κοντά στα ελληνοβουλγαρικά σύνορα. Το συμβόλαιο με την τουρκική BOTAS αφορά την προμήθεια μέχρι 0.71 δισεκατομμύρια κυβικά

μέτρα αερίου ετησίως έως το 2021. Οι εν λόγω ποσότητες παραδίδονται και εγχέονται στο ΕΣΦΑ στο σημείο Κήποι Έβρου, μέσω του υπάρχοντος ελληνοτουρκικού αγωγού φυσικού αερίου.

Παρομοίως, το συμβόλαιο με τη Sonatrach (LNG) εξασφαλίζει την προμήθεια της χώρας τουλάχιστον έως το 2021 με μέχρι 0.68 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα ανά έτος. Οι παραδόσεις του αλγερινού LNG πραγματοποιούνται στον ελληνικό σταθμό αποθήκευσης και επαναεριοποίησης υγροποιημένου αερίου στη Ρεβυθούσα, στον κόλπο των Μεγάρων.

Επιπλέον, η ΔΕΠΑ προμηθεύεται ποσότητες LNG από την παγκόσμια ευκαιριακή (spot) αγορά, όταν αυτές είναι διαθέσιμες σε ανταγωνιστικές τιμές για τους πελάτες της, αλλά και για διασφαλιστεί η επαρκής τροφοδοσία της ελληνικής αγοράς σε περιπτώσεις αυξημένης ζήτησης.

Ταυτόχρονα, η ΔΕΠΑ παρακολουθεί στενά την παγκόσμια αγορά φυσικού αερίου και βρίσκεται σε επαφή με πιθανούς νέους προμηθευτές που διαθέτουν δυνατότητα ιδίας παραγωγής στην Κεντρική Ασία και ευρύτερα, και οι οποίοι εκτιμάται ότι μπορούν να συνεισφέρουν στην ασφάλεια εφοδιασμού της ελληνικής αγοράς σε ανταγωνιστικό κόστος.

Παραγωγός Χώρα (αγωγός και ΥΦΑ)	Προμηθευτρια Εταιρεία	Μέγιστη Ποσότητα (δισ Nm ³ ανά έτος)	Περίοδος Συμβολαίου (διάρκεια έως)
Ρωσία	Gazprom	2,80	2016
Αλγερία	Sonatrach (LNG)	0,68	2021
Τουρκία	BOTAS	0,71	2021
Σύνολο Συμβολαιοποιημένων Ποσοτήτων ΔΕΠΑ		4,2	

Πίνακας 7.9 Προμηθευτές Ελλάδας με φυσικό αέριο

[39]

8 Οικονομική Σύγκριση Μεθόδων Μεταφοράς φ.α (Αγωγοί/ΥΦΑ)

8.1 Ανάπτυξη Μοντέλου

Επιδιώκεται η αξιολόγηση του κόστους μεταφοράς αερίου μέσω αγωγών ταυτόχρονα με το κόστος ΥΦΑ, με τη βοήθεια του προγράμματος Excel. Το μοντέλο θα εξετάσει το ετήσιο κόστος μεταφοράς φυσικού αερίου και στις δύο περιπτώσεις (δίκτυο αγωγών και ΥΦΑ), που σταδιακά θα μας δώσει συγκριτικά αποτελέσματα. Τα τελικά αποτελέσματα θα είναι τα ετήσια κόστη ανά θερμική αξία, θεωρώντας πως η διάρκεια ζωής των δύο επιλογών μεταφοράς είναι 20 έτη και γίνεται αναγωγή του αρχικού κόστους επένδυσης σε ισόποσες δόσεις κατά τη διάρκεια των 20 ετών. Θεωρούμε πως είναι το κόστος είναι κατανεμημένο εξίσου στα 20 έτη οικονομικής ζωής των δύο επιλογών.

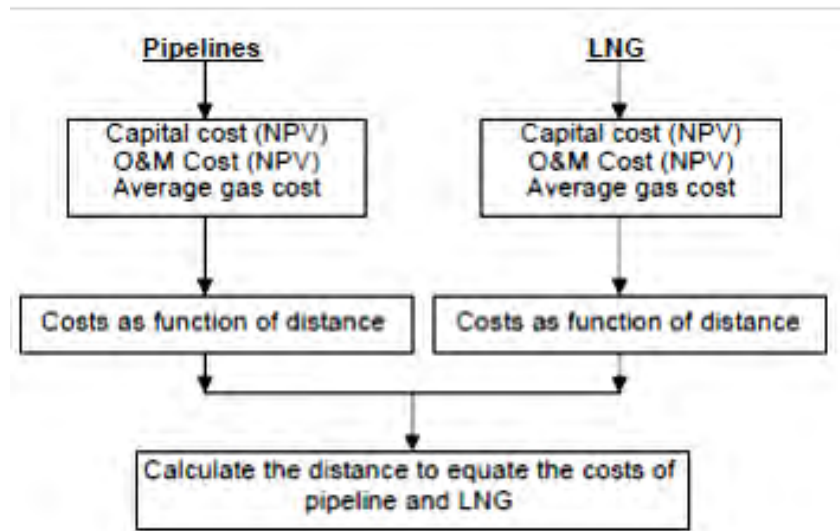
Αρχικά τίθενται οι συνθήκες και υποθέσεις για τους δύο τρόπους μεταφοράς. Αυτά περιλαμβάνουν φυσικές/εμπορικές και οικονομικές υποθέσεις. Μερικές από τις πρώτες είναι η απόσταση μεταφοράς, η ποιότητα του αερίου, η δυναμικότητα της ροής αερίου, η περίοδος κατασκευής, η οικονομική ζωή κ.α. Το δεύτερο περιλαμβάνει την περίοδο υπολογισμού, το προεξοφλητικό επιτόκιο, την τιμή του αερίου ή την τιμή στην είσοδο της επεξεργασίας του αερίου ή την υγροποίηση κλπ. Τα οικονομικά κόστη δεν συμπεριλαμβάνουν τη φορολογία. Το κόστος μεταφοράς του αερίου μέσω αγωγών στο μοντέλο είναι συνάρτηση περισσότερων τεχνικών συνθηκών. Οι σχετικές αυτές συνθήκες είναι η πίεση του αερίου, η κατανομή των σταθμών συμπίεσης, η επιλογή της φόρμουλας ροής αερίου, η επιλογή μονής γραμμής ή παράλληλων, το κόστος εγκατάστασης των αγωγών ανά διάμετρο και μήκος, το κόστος των συμπιεστών ανά ίππο, η φυσική και οικονομική διάρκεια ζωής, τα σταθερά και μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης (O&M).

Δεδομένης της ετήσιας ποσότητας αερίου και πίεσης, καθώς επίσης και άλλων παραγόντων, το πρόγραμμα υπολογίζει τα κεφαλαιουχικά κόστη, που μαζί με άλλες πληροφορίες στα κόστη λειτουργίας και συντήρησης, οδηγεί στην ανάλυση ροής τη δεδομένη περίοδο. Η ροή αερίου ή η ετήσια ποσότητά του μετράται συνήθως σε δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα (bcm) ή εκατομμύρια κυβικά πόδια (mmcf). Στη μοντελοποίηση που ακολουθεί η ροή μετράται σε εκατομμύρια κυβικά πόδια (mmcf).

Το κόστος ΥΦΑ στο μοντέλο αποτελείται από τα κόστη κεφαλαίου και O&M της υγροποίησης, των πλοίων ΥΦΑ και της επαναεριοποίησης. Τα κόστη επηρεάζονται από όμοιους παράγοντες όπως στην περίπτωση των αγωγών, αλλά και από άλλους επιπλέον παράγοντες που συναντώνται μόνο στην περίπτωση του ΥΦΑ. Οι παράγοντες που είναι μοναδικοί για το ΥΦΑ είναι : η ποσότητα αποθέματος ΥΦΑ που είναι επιθυμητή ή απαιτείται, το βασικό μέγεθος των δεξαμενών, το μέγεθος και η ταχύτητα των πλοίων, οι συνθήκες ελλιμενισμού και φόρτισης/εκφόρτωσης (διάρκεια) κλπ. Το μέγεθος του αποθέματος δίνεται σε αριθμό ημερών που ικανοποιούν την κατανάλωση αερίου. Το απαραίτητο μέγεθος της αποθήκευσης ΥΦΑ, η συχνότητα των διαδρομών των πλοίων, ο απαιτούμενος αριθμός πλοίων κλπ, υπολογίζονται από αυτά τα δεδομένα, οδηγώντας στο συνολικό κόστος επένδυσης και λειτουργικά κόστη.

Αυτά τα δεδομένα τοποθετούνται στην ανάλυση ροής κόστους της συνολικής αλυσίδας ΥΦΑ για να βρεθεί το μέσο οριακό κόστος του αερίου σε όρους τιμής ανά θερμική αξία για ένα έτος και ισχύει για 20 χρόνια ζωής των έργων. Αυτό το κόστος στη συνέχεια επαναληπτικά υπολογίζεται για ανάλυση ευαισθησίας σε σχέση με διάφορες μεταβλητές όπως είναι η απόσταση μεταφοράς.

Τα αποτελέσματα κόστους για την περίπτωση των αγωγών και του ΥΦΑ στη συνέχεια συγκρίνονται με βάση μία συγκεκριμένη μεταβλητή, όπως για παράδειγμα η απόσταση μεταφοράς και υπολογίζεται η απόσταση στην οποία το κόστος είναι το ίδιο μεταξύ αγωγών και ΥΦΑ. Ο αλγόριθμος που ακολουθείται για σύγκριση μεταξύ των δύο μεθόδων απεικονίζεται παρακάτω



Εικόνα 0.1 Αλγόριθμος σύγκρισης κόστους μεταφοράς μέσω αγωγών και ΥΦΑ

[22]

8.2 Μοντελοποίηση Κόστους Μεταφοράς φ.α μέσω αγωγών

8.2.1 Περιγραφή μαθηματικού μοντέλου

Η ποσότητα αερίου που μεταφέρεται από έναν αγωγό εξαρτάται από τις αρχικές και τελικές πιέσεις, τη διάμετρό του και το μήκος του. Θεωρώντας μόνιμη ροή φυσικού αερίου και σύμφωνα με εξισώσεις τις μηχανικής ρευστών η ροή φυσικού αερίου μέσα από αγωγό μπορεί να εκφραστεί από τη γενική ροϊκή εξίσωση: [26], [27]

$$Q = 38.77 \times 10^{-6} \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{1}{f} \right]^{1/2} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{GTLZ} \right]^{1/2} D^{5/2} \quad (1)$$

[28]

όπου Q είναι η ροή σε MMcfd (εκατομμύρια κυβικά/ημέρα),

T_b : η θερμοκρασία αναφοράς 520 °R (1 °R=°F+460),

T : είναι η μέση θερμοκρασία ροής σε °R,

P_b : είναι η πίεση αναφοράς σε psia (pounds per square absolute), (14,73 psia είναι η κανονική πίεση σύμφωνα με την “American Gas Association”) ,

P₁ :είναι η αρχική πίεση στον αγωγό σε psia,

P₂ :η τελική πίεση του αγωγού σε psia,

G :είναι η ειδική βαρύτητα που για το φυσικό αέριο θεωρείται περίπου 0,59-0,7 ,

L : το μήκος του αγωγού μεταξύ των συμπίεστών σε μίλια,

D : η εσωτερική διάμετρος του αγωγού σε inches,

f: ο συντελεστής τριβής

Z: ο συντελεστής συμπιεστότητας (τον οποίο θεωρούμε σταθερό στη δική μας περίπτωση)

Αν θεωρήσουμε το συντελεστή τριβής f ως συνάρτηση της διαμέτρου σε ίντσες ως εξής

$$f = 0.008/D^{1/3}$$

και λάβουμε υπ' όψιν την υψομετρική διαφορά μεταξύ των σημείων εισόδου-εξόδου,

προκύπτει πως η ροή του αερίου στον αγωγό είναι

$$Q = 433.5 \times 10^{-6} \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - e^s P_2^2}{GTZLe} \right]^{1/2} D^{8/3} \quad (2)$$

Όπου

$$s = 0.0375 \frac{Gh}{T} \quad (3)$$

Και

h: η υψομετρική διαφορά μεταξύ των σημείων εισόδου και εξόδου του σωλήνα

Αν θεωρήσουμε πως η διαφορά αυτή είναι (προσεγγιστικά) μηδενική τότε s=0 και η γενική ροϊκή συνάρτηση γίνεται

$$Q = \frac{Co}{\sqrt{L}} D^{8/3} \sqrt{\left(\frac{P_1}{P_2}\right)^2 - 1} \quad (4)$$

όπου

$$C_0 = 433.5 \times 10^{-6} \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{1}{GTZ} \right]^{1/2} \quad (5)$$

Για την περίπτωση των συμπιεστών, η συνάρτηση που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της ισχύος που χρειάζεται για να συμπιεστεί το φυσικό αέριο δίνεται από την ακόλουθη σχέση [29]:

$$H = 3.0325E \frac{P_b T Z}{T_b} \left[\frac{k}{k-1} \right] (r^{(k-1)/k} - 1) Q \quad (6)$$

όπου

T_b: η θερμοκρασία αναφοράς σε °R

H: η ισχύς του συμπιεστή (HP)

Q: Η Ροή αερίου σε MMcfd

P_b η βασική πίεση του αερίου σε psia

r : ο λόγος συμπίεσης P₁/P₀

P₀: η πίεση εισόδου στο συμπιεστή

P₁: η πίεση εξόδου του συμπιεστή

E: η μηχανική απόδοση του συμπιεστή

k: ο λόγος των ειδικών θερμοτήτων k=C_p/C_v

Η προηγούμενη εξίσωση μπορεί να γραφεί ως εξής:

$$H = C_1 (r^\beta - 1) Q \quad (7)$$

όπου

$$C_1 = 3.0325E \frac{P_b T Z}{T_b} \left[\frac{1}{\beta} \right]$$

και

$$\beta = \frac{k-1}{k}$$

Υποθέτοντας πως η πίεση εισόδου στο σημείο συμπίεσης είναι ίσο με την πίεση εξόδου του σωλήνα, έχουμε

$$P_0 = P_2 \text{ και}$$

$$R = r = P_1/P_0$$

Έτσι από τις εξισώσεις (4) και (7), εξαλείφοντας το r προκύπτει η εξίσωση

$$F(D, H, Q) = \frac{LQ^2}{c_0^2 D^{16/3}} + 1 - \left(\frac{H}{c_1 Q} + 1 \right)^{\frac{2}{\beta}} = 0$$

που είναι η συνάρτηση παραγωγής με συντελεστές παραγωγής τη διάμετρο D , την ισχύ H και ροή Q .

Από τη συνάρτηση αυτή φαίνεται ο βαθμός υποκατάστασης μεταξύ διαφορετικών «εισόδων». Όσο μεγαλώνει το μέγεθος του αγωγού (η διάμετρός του), τόσο μειώνεται η απαιτούμενη ισχύς του συμπιεστή.

Από την παραπάνω εξίσωση προκύπτει πως η απαιτούμενη ισχύς των συμπιεστών για δεδομένη ροή Q , διάμετρο D και μήκος l ανεξάρτητα από την αρχική και τελική πίεση είναι

$$H = c_1 * Q \left[\left(\frac{LQ^2}{c_0^2 * D^{16/3}} + 1 \right)^{\beta/2} - 1 \right]$$

Στο πρόγραμμα χρησιμοποιείται η παραπάνω εξίσωση για την εύρεση της απαιτούμενης κάθε φορά ισχύος των συμπιεστών με δεδομένη την παροχή Q , διάμετρο D και μήκος αγωγού L .

ΣΥΝΑΡΤΗΣΕΙΣ ΚΟΣΤΟΥΣ

Δύο είναι οι βασικοί παράγοντες που επηρεάζουν το κόστος μεταφοράς αερίου μέσω αγωγών: το κεφαλαιουχικό κόστος και τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης. Η δομή κόστους της βιομηχανίας φυσικού αερίου χαρακτηρίζεται από υψηλά σταθερά κόστη ενώ σε μακροπρόθεσμη ανάλυση εστιάζουμε στο κόστος της γραμμής, το οποίο εξαρτάται από τη διάμετρο του σωλήνα και το κόστος των συμπιεστών, που εξαρτάται από την απαιτούμενη ισχύ συμπίεσης. Επομένως στη μοντελοποίηση κόστους της μεταφοράς μέσω αγωγών γίνεται εκτίμηση του κόστους επένδυσης και λειτουργικό κόστος τόσο του σωλήνα όσο και των σταθμών συμπίεσης σε ετήσια βάση, αφού ανάγουμε το κόστος της αρχικής επένδυσης σε ισόποσα ετήσια κόστη με τη μέθοδο της παρούσας αξίας, για 20 έτη διάρκεια οικονομικής ζωής και προεξοφλητικό επιτόκιο 8%.

ΚΟΣΤΗ ΑΓΩΓΩΝ

Το κόστος ενός αγωγού βασίζεται στα ακόλουθα στοιχεία: απόκτηση δικαιωμάτων για τη διαδρομή του σωλήνα, κόστη υλικών, μηχανικών και άλλα κόστη εγκατάστασης. Τα κόστη υλικών περιλαμβάνουν στοιχεία όπως το υλικό του σωλήνα (πχ χάλυβας), επένδυση, βαλβίδες κλπ. Τα κόστη δικαιωμάτων της διαδρομής περιλαμβάνουν πληρωμή για τα δικαιώματα της γης και βλάβες που σχετίζονται με τη διάνοιξη στις ιδιοκτησίες από τις οποίες διέρχεται ο αγωγός.

Σαν αποτέλεσμα τεχνικών παραγόντων, το μεγαλύτερο μέρος του συνολικού κόστους αγωγού αποτελείται από κόστη υλικού και εγκατάστασης, που με τη σειρά τους εξαρτώνται από τη διάμετρο και το πάχος του σωλήνα του αγωγού. Επιπλέον, το πάχος του σωλήνα επηρεάζει το κόστος υλικού, αυξάνοντας το κόστος με το πάχος για δεδομένη διάμετρο. Το πάχος των τοιχωμάτων του αγωγού προσδιορίζεται όπως εδείχθη και σε προηγούμενο κεφάλαιο από την ακόλουθη σχέση

$$\tau = \frac{P * OD}{2 * F * Y}$$

όπου

τ : το πάχος του σωλήνα (inches)

P: η πίεση σχεδιασμού (psia)

OD: η εξωτερική διάμετρος του αγωγού

F: σχεδιαστικός παράγοντας (τον θεωρούμε 0,8)

Y: Η ελάχιστη αντοχή εφελκυσμού (70000 psia για χάλυβα X-70 που υποθέτουμε)

Το συνολικό αρχικό κόστος επένδυσης του αγωγού εξαρτάται από τη διάμετρο και το πάχος του και προσεγγίζεται από την ακόλουθη φόρμουλα

$$C_1(D, \tau) = a D^{\alpha} \tau^{\rho} = 37563.56 D^{0.881} \tau^{0.559}$$

όπου οι συντελεστές προσδιορίστηκαν χρησιμοποιώντας τη μέθοδο της γραμμικής παλινδρόμησης μέσω της ακόλουθης λογαριθμικής προσέγγισης.

$$\ln C_1(D, \tau) = a_1 + \alpha \ln D + \rho \ln \tau$$

Αν και η γραμμική παλινδρόμηση είναι καλή προσέγγιση, ο λογάριθμος επιτρέπει πιο ακριβή εκτίμηση των κοστών. Η προσέγγιση του α υποδηλώνει πως διατηρώντας άλλες μεταβλητές σταθερές, μία αύξηση κατά 100 % στη διάμετρο του σωλήνα θα αυξήσει τα κόστη κατά 88%. Αυτή η προσέγγιση εισάγει την έννοια των οικονομιών κλίμακας με τη χρήση αγωγών μεγάλης διαμέτρου, όπως θα δειχθεί και στην επόμενη παράγραφο σε χαρακτηριστικό παράδειγμα.

Όπως είδαμε στο κεφάλαιο 5.3 με τη μέθοδο ανάκτησης κεφαλαίου, για το ετήσιο κόστος επένδυσης για τη συνολική ζωή του συστήματος ισχύει

$$A = p \frac{(1+r)^n r}{(1+r)^n - 1}$$

Όπου

P : παρούσα αξία της συνολικής επένδυσης,

A : ισοδύναμο ετήσιο κόστος κεφαλαίου

r: το επιτόκιο προεξόφλησης

n: η οικονομική ζωή της επένδυσης των αγωγών

Επομένως, το συνολικό αρχικό κόστος επένδυσης του αγωγού ισοδυναμεί με ετήσιο κόστος κεφαλαίου (για $n=20$ έτη και επιτόκιο προεξόφλησης $r = 8\%$)

$$a * C_1(D, \tau) = 37563.56 D^{0.881} \tau^{0.559} * \left[\frac{1,08^{20} * 0,08}{1,08^{20} - 1} \right] = 3756,4 D^{0.881} \tau^{0.559}$$

Η ίδια προσέγγιση χρησιμοποιήθηκε για την εύρεση του κόστους λειτουργίας και συντήρησης. Το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης ανά μίλι προσεγγίζεται από την ακόλουθη φόρμουλα

$$C_2(D) = b D^\delta = 317.61 D^{0.8089}$$

Επομένως, το συνολικό ετήσιο κόστος επένδυσης και λειτουργικό κόστος ανά mile, είναι

$$C_D = a * C_1(D, \tau) + C_2(D, \tau) = a * D^\alpha \tau^\rho + b D^\delta$$

$$C_D = 3756,4 D^{0.881} \tau^{0.559} + 317,61 D^{0.809}$$

ΚΟΣΤΗ ΣΥΜΠΙΕΣΤΩΝ

Τόσο τα αρχικά όσο και τα ετήσια κόστη των σταθμών συμπίεσης θεωρούνται πως εξαρτώνται από την εγκατεστημένη ισχύ τους. Το αρχικό κόστος επένδυσης των σταθμών συμπίεσης προσεγγίζεται από την ακόλουθη φόρμουλα

$$C_3(H) = cH^\varepsilon = 5948.54H^{0.9016}$$

Για την εξίσωση

$$\ln C_3(H) = c_3 + \varepsilon \ln H$$

χρησιμοποιήθηκε η μέθοδος της γραμμικής παλινδρόμησης για την εκτίμηση των συντελεστών. Η εκτίμηση του ε δείχνει πως αυξάνοντας την πίεση του αγωγού, προκαλούνται οικονομίες κλίμακας στην κατασκευή του δικτύου. Σύμφωνα με αυτό, μία αύξηση κατά 100 % στην ισχύ του συμπιεστή θα αυξήσει τα κόστη κατά 90 %.

Με αναγωγή σε ετήσιες ισόποσες δόσεις, το κόστος επένδυσης ανά έτος για τη διάρκεια ζωής των 20 ετών και προεξοφλητικό επιτόκιο 8 % είναι

$$C_3(H) = 5948.54 H^{0.9016} * \left[\frac{1,08^{20} * 0,08}{1,08^{20} - 1} \right] = 594.854 H^{0.9016}$$

Τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης προέκυψαν από την ίδια προσέγγιση. Τα ετήσια κόστη λειτουργίας και συντήρησης του συμπιεστή είναι

$$C_4(H) = dH^\psi = 6145.186H^{0.4523}$$

Επομένως το συνολικό ετήσιο κόστος για τη βιομηχανία μεταφοράς αερίου μπορεί να εκφραστεί ως το άθροισμα του συνολικού κόστους της γραμμής μεταφοράς και το συνολικό κόστος των συμπιεστών ως εξής :

$$C = LC_D + C_H = L(aD^\alpha + bD^\delta) + cH^\varepsilon + dH^\psi$$

όπου L το μήκος του αγωγού.

Τελικά προκύπτει η βασική εξίσωση ετήσιου κόστους που χρησιμοποιείται στη μοντελοποίηση του κόστους μεταφοράς μέσω αγωγών:

$$C = L * (3756.4 * D^{0.881} \tau^{0.559} + 317.61 * D^{0.809}) + 594.854 * H^{0.9016} + 6145.177 * H^{0.4523}$$

Όπου

$$\tau = \frac{P * OD}{2 * 0.8 * Y} \Rightarrow \tau = \frac{P * (D + 2\tau)}{2 * 0.8 * Y} \Rightarrow$$

$$\tau = \frac{P * D}{2 * (0.8 * Y - P)}$$

όπου

P: η πίεση σχεδιασμού (psia)

Y: Η ελάχιστη αντοχή εφελκυσμού (70000 psia για χάλυβα X-70 που υποθέτουμε)

Στη μοντελοποίηση, θεωρούμε ως δεδομένες παραμέτρους τις εξής τιμές:

T_b = 520 °R (θερμοκρασία αναφοράς)

T = 535 °R (μέση θερμοκρασία ροής)

P_b = 14,73 psia (πίεση αναφοράς)

P₂ = 869.565 psia (τελική πίεση, 60 bar)

G = 0,62 (ειδική βαρύτητα φυσικού αερίου)

Z = 0,8835 (συντελεστής συμπιεστότητας αερίου)

β = (k-1)/k = 0.22178

1mmcf φυσικό αέριο = 1000 MMBTU

1 psia= 0,069 bar

1 mile = 1.609 km

Δοκιμάζουμε διαφορετικές τιμές μήκους , παροχής Q (MMcfd) και διαμέτρου και υπολογίζουμε το ετήσιο κόστος μεταφοράς σε \$ και € και έπειτα σε \$/MMBTU και €/MMBTU .

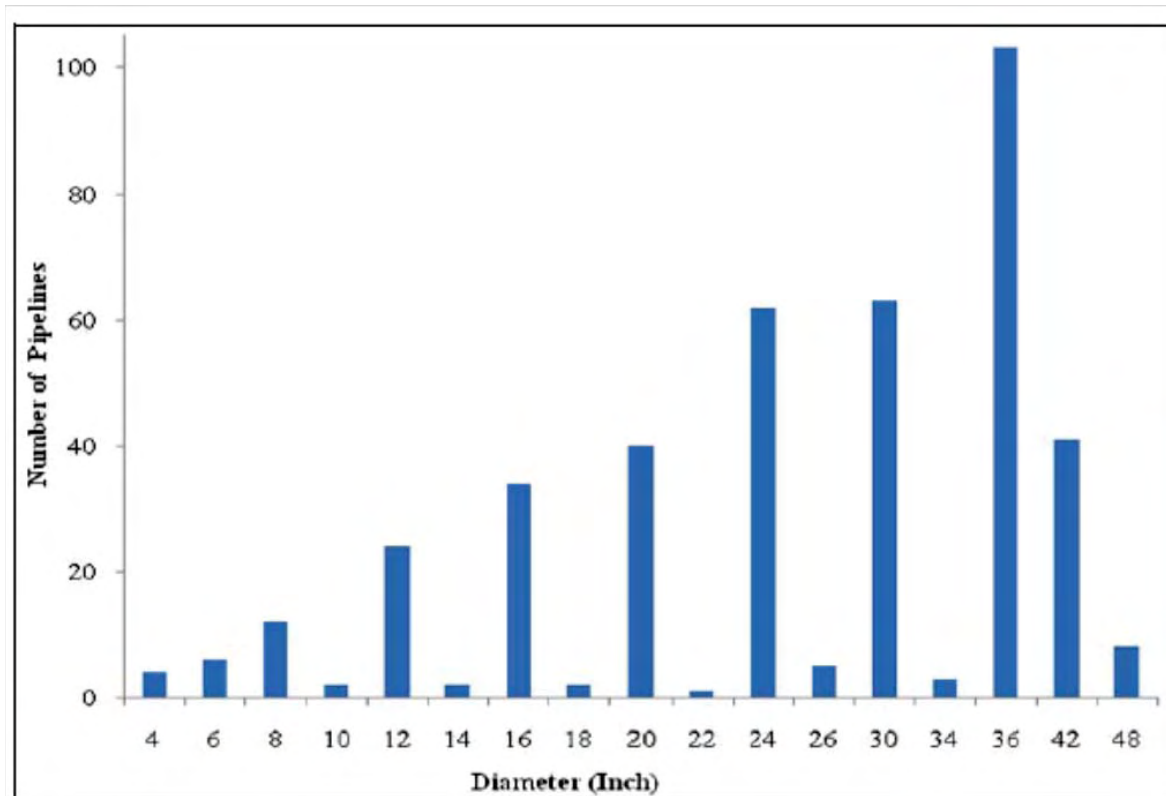
Για να εφαρμόσουμε το μοντέλο σε πραγματικά δεδομένα, επιδιώκουμε την κοστολογική προσέγγιση του αγωγού Τουρκίας-Ελλάδας . Όπως ελέγχθη σε προηγούμενο κεφάλαιο, ο αγωγός Τουρκίας -Ελλάδας είναι 296 km (184 miles). Η διάμετρος του αγωγού είναι 36 ίντσες και η δυναμικότητα είναι 7.5 bcm φυσικού αερίου το έτος (726 mmcf). Εφαρμόζουμε λοιπόν το μοντέλο στο πρόγραμμα Excel από τους τύπους που περιγράψαμε στην παρούσα παράγραφο.

Η ροή Q μετατρέπεται από MMcfd (χιλιάδες κυβικά πόδια ανά ημέρα) σε MMBTU ανά έτος, ώστε στη συνέχεια να συγκριθεί με την θερμική αξία του ΥΦΑ στην ανάλυση που παρουσιάζεται παρακάτω σε ετήσια βάση. Θεωρούμε πως **1 mmcf natural gas = 1000 MMBTU**, και με δεδομένη αυτή την ισοδυναμία μετατρέπουμε κάθε φορά το κόστος ανά MMcfd σε MMcf ανά έτος και έπειτα σε ετήσιο κόστος ανά MMBTU για κάθε συνδυασμό διαφορετικών εισόδων (D,L,Q).

8.2.2 Αποτελέσματα μαθηματικού μοντέλου

Μετά τις απαιτούμενες δοκιμές διαφορετικών τιμών διαμέτρου D , ροής , μήκους L και άλλων χαρακτηριστικών παραμέτρων και με όλα τα υπόλοιπα μεγέθη σταθερά ή υπολογιζόμενα με βάση σταθερές παραμέτρους προκύπτουν τα εξής αποτελέσματα αναφορικά με το κόστος μεταφοράς φυσικού αερίου μέσω αγωγών.

Από το 1992 έως το 2008 έγινε παγκοσμίως η χρήση των παρακάτω διαμέτρων αγωγών. Η διάμετρος είναι πάντα άρτιος αριθμός και φαίνεται πως οι αγωγοί 36 ιντσών ήταν η πλειονότητα αυτών. [30]



Εικόνα 0.2 Διάγραμμα απεικόνισης των διαμέτρων αγωγών φ.α που χρησιμοποιήθηκαν παγκοσμίως από το 1992 έως το 2008

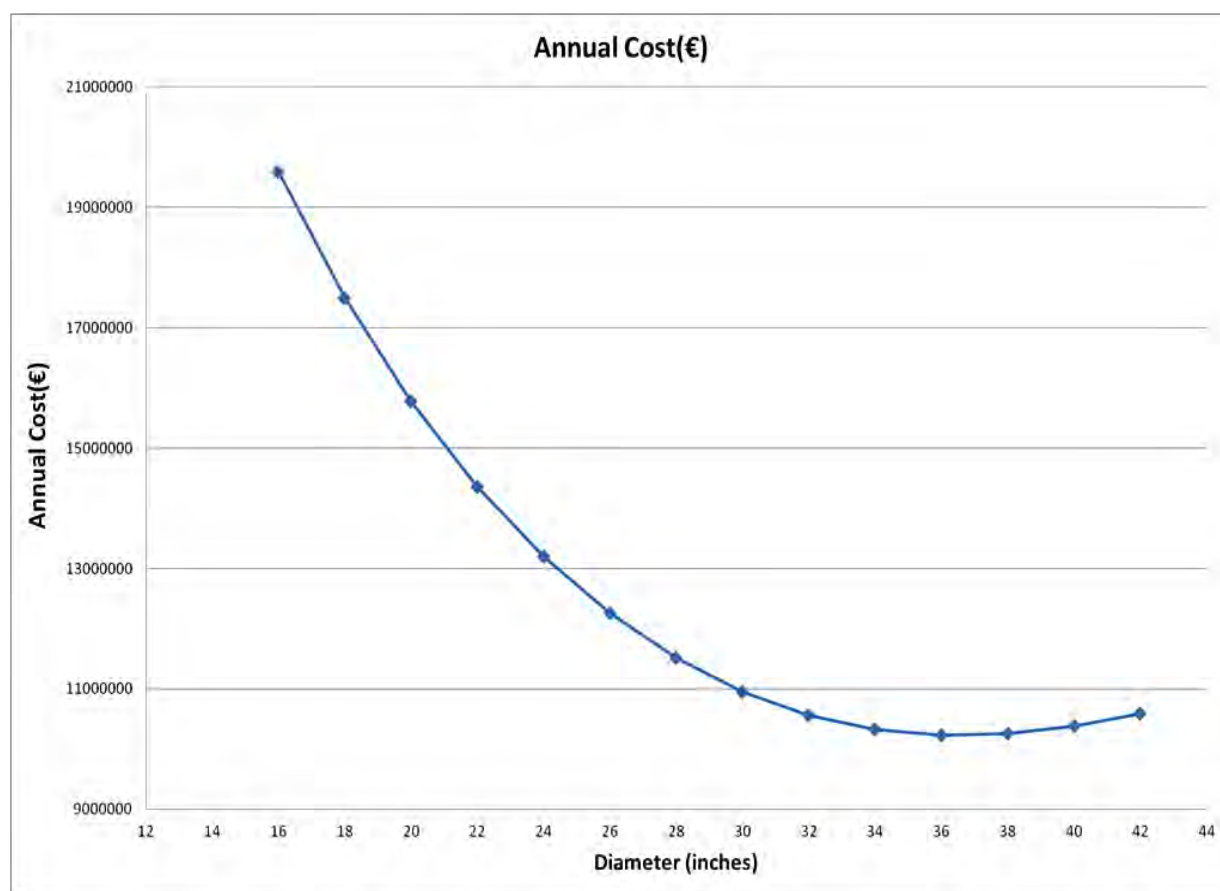
Αρχικά επιδιώκουμε τον υπολογισμό της διαμέτρου που ελαχιστοποιεί το κόστος του αγωγού Τουρκίας-Ελλάδας. Για $Q = 726 \text{ mmcf/d}$ και $L = 184 \text{ miles}$ προέκυψαν οι παρακάτω τιμές ετήσιου κόστους, μοναδιαίου κόστους και απαιτούμενης ισχύος των συμπιεστών σε hp. Τα αποτελέσματα προέκυψαν αφού μετατρέψαμε το συνολικό ετήσιο κόστος και το μέσο ετήσιο κόστος από \$ σε €.

D(inches)	16	18	20	22	24	26	28
Horsepower (HP)	77042.53141	63220.51081	51828.62199	42351.97194	34441.87619	27850.46066	22389.53905
P1(psia)	6832.679547	5026.171656	3837.636134	3026.541013	2457.606664	2050.346479	1754.502492
τ (inches)	1.111743245	0.887426869	0.735709782	0.62846474	0.550802423	0.494062565	0.452812418
Annual Cost(€)	19592585.44	17496366.21	15780187.37	14363802.46	13199031.33	12255614.88	11512963.64
Annual Unit Cost(€/MMBTU)	0.073937075	0.066026515	0.059550124	0.054205074	0.049809545	0.046249349	0.043446785

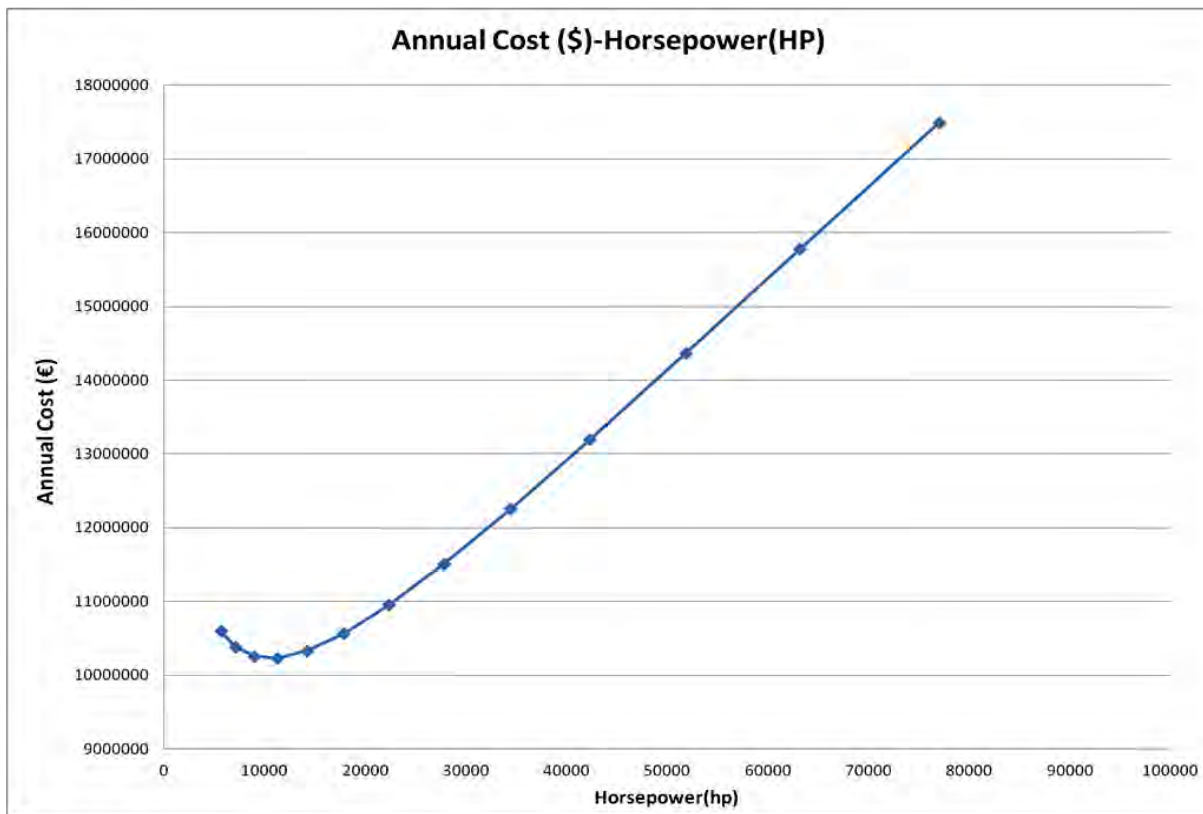
D(inches)	30	32	34	36	38	40	42
Horsepower (HP)	17904.35845	14258.04297	11324.2596	8985.630681	7135.178141	5678.430439	3535.581261
P1(psia)	1537.333578	1376.712109	1257.225553	1167.893765	1100.776787	1050.083797	1011.573392
τ (inches)	0.423409377	0.403260122	0.39042293	0.38339012	0.380966391	0.382196687	0.386318405
Annual Cost(€)	10954872.58	10566230.48	10331362.78	10233679.82	10256167.63	10382214.17	10596378.14
Annual Unit Cost(€/MMBTU)	0.041340702	0.039874073	0.038987746	0.038619117	0.03870398	0.039179645	0.039987842
				min cost			

Πίνακας 0.1 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ισχύς Συμπιεστών, Πίεση εισόδου αγωγού, πάχος αγωγού, Ετήσιο κόστος, Ετήσιο μέσο κόστος για κάθε διάμετρο 16- 42 inches, για $Q = 726$ mmcf/d και $L = 184$ miles (Αγωγός Τουρκίας-Ελλάδας)

Από τις παραπάνω τιμές προκύπτουν τα εξής διαγράμματα που απεικονίζουν την εξάρτηση του κόστους (€) μεταφοράς αερίου από την επιλογή της διαμέτρου D (inches) του αγωγού καθώς και από την ισχύ των συμπιεστών (HP).



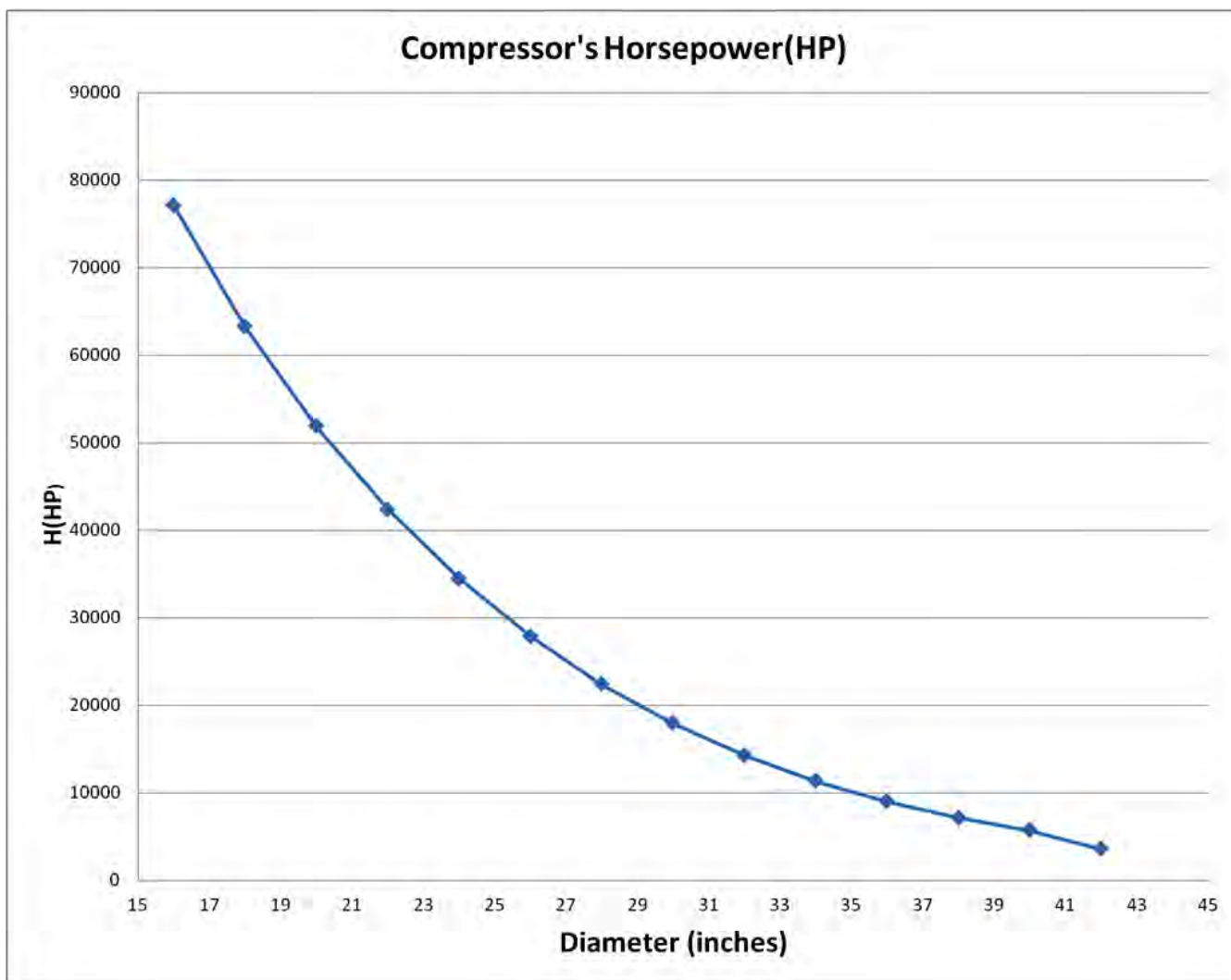
Εικόνα 0.3 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Εξάρτηση του κόστους (€) μεταφοράς αερίου από την επιλογή της διαμέτρου D (inches)



Εικόνα 0.4 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Εξάρτηση του κόστους (€) μεταφοράς αερίου από την ισχύ των συμπιεστών

Από το διάγραμμα Annual Cost-Diameter και Annual Cost-Horsepower παρατηρούμε τα εξής

- Το ετήσιο κόστος μεταφοράς ελαχιστοποιείται για διάμετρο **D= 36 inches** και αντίστοιχη ισχύ συμπιεστών **H= 8985.6 hp**.
- Το πάχος του σωλήνα προέκυψε **$\tau = 0.383$ inches** και η αρχική πίεση εισόδου του αγωγού δηλαδή η έξοδος του συμπιεστή πρέπει να είναι **$P_1 = 1167.89$ psia**.
- Το ελάχιστο ετήσιο κόστος προέκυψε **C = 10.233.679,82 €**
- Η διάμετρος που βρέθηκε να ελαχιστοποιεί το ετήσιο κόστος μεταφοράς συμπίπτει με την πραγματική τιμή του αγωγού Τουρκίας-Ελλάδας, δηλαδή **36 ίντσες**, κάτι που επαληθεύει την επιλογή του συγκεκριμένου αγωγού.



Εικόνα 0.5 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Διάγραμμα συσχέτισης ισχύος συμπιεστών $H(HP)$ με τη διάμετρο $D(inches)$

Βλέπουμε πως όσο αυξάνεται το μέγεθος του αγωγού, δηλαδή η διάμετρός του, τόσο μειώνεται η απαιτούμενη ισχύς των συμπιεστών στον αγωγό, ενώ η μείωση την ισχύος γίνεται όλο και μικρότερη όσο αυξάνεται η διάμετρος. Δηλαδή στις μικρές διαμέτρους, μια αύξηση της διαμέτρου κατά έναν παράγοντα, μειώνει την ισχύ συμπίεσης κατά μεγαλύτερο παράγοντα σε σχέση με τις μεγάλες διαμέτρους. [27]

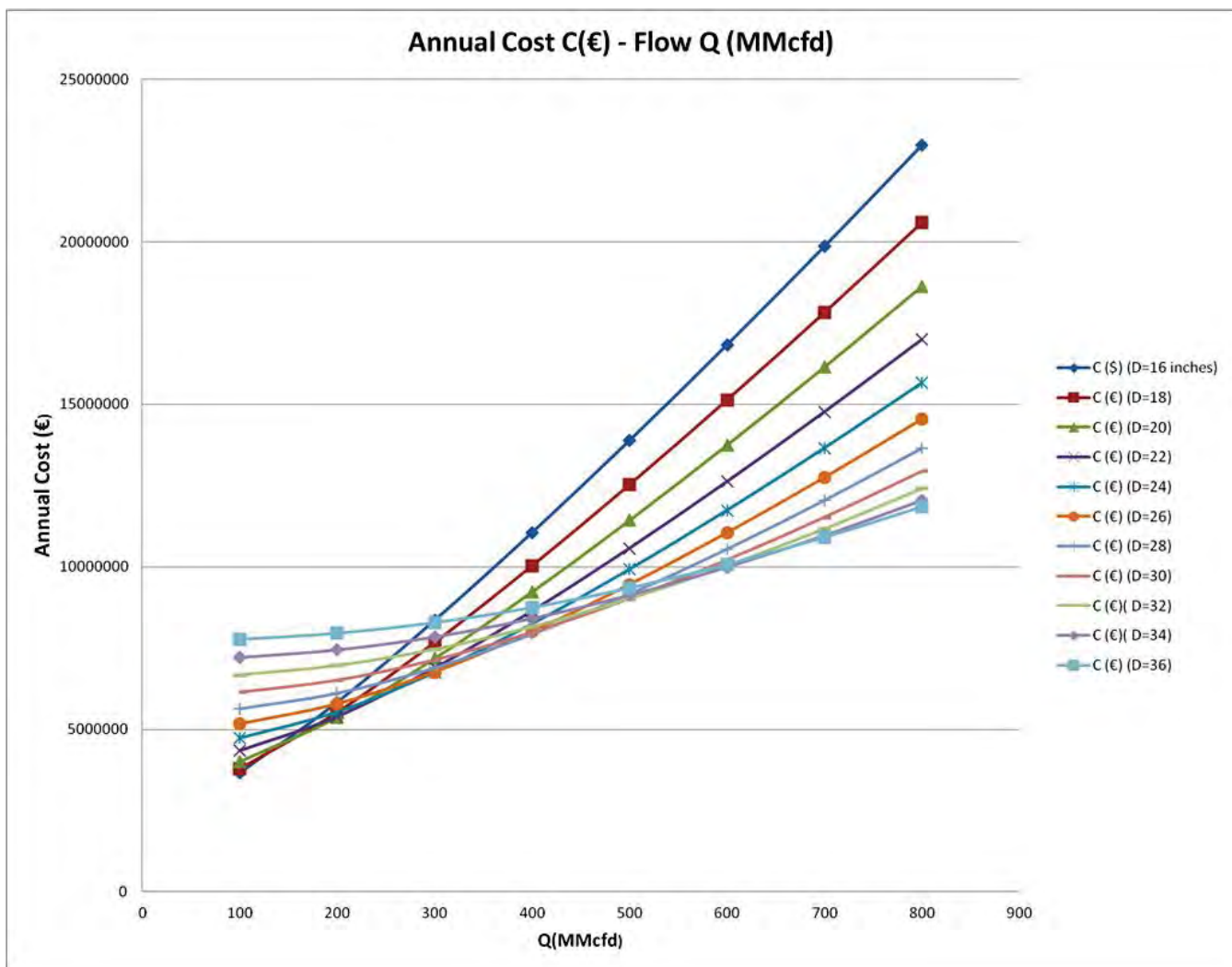
Στη συνέχεια θεωρούμε μήκος αγωγού 200 miles και διαφορετικές τιμές διαμέτρου D από 16 έως 36 inches (το μέγεθος του αγωγού ως προς τη διάμετρο είναι πάντα άρτιος αριθμός). Στη συνέχεια αυξάνουμε σταδιακά την ημερήσια ροή στον αγωγό από $Q = 100$ έως 800 mmcf/d με βήμα 100 και παρατηρούμε την εξέλιξη του ετήσιου κόστους μεταφοράς (Θ), μοναδιαίου ετήσιου κόστους μεταφοράς ($\Theta/MMBTU$), την ισχύ των συμπιεστών (HP) και την πίεση $P1$ (psia) που προκύπτουν από τη φόρμουλα για κάθε πιθανό συνδυασμό διαμέτρου και ροής. Λαμβάνουμε, λοιπόν, τα παρακάτω αποτελέσματα:

L=200 MILES, D=22 inches								
Q (MMcfd)	100	200	300	400	500	600	700	800
D=22_C/MMBTU (€/MMBTU)	0.1188835	0.07385723	0.06289272	0.0592196	0.05795214	0.05766696	0.05783655	0.058232742
H (HP)	423.77813	2739.50065	7258.36575	13642.394	21551.1461	30735.0207	41014.935	52258.60684
C (€) (D=22)	4339247.4	5391577.93	6886752.51	8646068.1	10576266.4	12629063.8	14777238.9	17003960.76
P1(psia)	964.07999	1203.89779	1521.80901	1878.5762	2255.83855	2644.8402	3041.07957	3442.058
L=200 MILES, D=24 inches								
Q (MMcfd)	100	200	300	400	500	600	700	800
D=24_C/MMBTU (€/MMBTU)	0.1295413	0.07581888	0.06165817	0.0564655	0.05437318	0.05359224	0.05343815	0.053608134
H (HP)	275.35153	1895.48871	5305.52608	10382.35	16885.2751	24603.0722	33372.0674	43067.04526
C (€) (D=24)	4728258.2	5534778.59	6751569.79	8243967	9923105.77	11736700.1	13653447.7	15653575.26
P1(psia)	930.11069	1091.78414	1317.87851	1580.9932	1865.52929	2163.04973	2468.86475	2780.238602
L=200 MILES, D=26 inches								
Q (MMcfd)	100	200	300	400	500	600	700	800
D=26_C/MMBTU (€/MMBTU)	0.1415059	0.07922657	0.0617543	0.0548725	0.05181743	0.05044271	0.0498977	0.049795619
H (HP)	183.36189	1319.57095	3864.42542	7848.2186	13135.2811	19565.9988	27000.4754	35324.79416
C (€) (D=26)	5164966	5783539.63	6762095.52	8011385.1	9456680.98	11046954.1	12748861.5	14540320.85
P1(psia)	909.53013	1020.07315	1181.54822	1376.1417	1591.75327	1820.93212	2059.15319	2303.612974
L=200 MILES, D=16 inches								
Q (MMcfd)	100	200	300	400	500	600	700	800
D=16_C/MMBTU (€/MMBTU)	0.1002828	0.07988272	0.07627823	0.0757318	0.07611938	0.07686002	0.07774431	0.078684018
H (HP)	1725.212	8056.90261	17606.0706	29431.875	43042.6951	58138.2325	74514.1987	92021.48851
C (€) (D=16)	470800.49	597475.098	817159.052	1073990.2	1356264.97	1659343.66	1980702.79	2318713.805
P1(psia)	1305.1118	2131.86217	3046.42448	3988.8487	4943.22493	5903.7596	6867.86928	7834.234226
L=200 MILES, D=18 inches								
Q (MMcfd)	100	200	300	400	500	600	700	800
D=18_C/MMBTU (€/MMBTU)	0.1035247	0.07559534	0.07003139	0.0686792	0.06862578	0.06907469	0.06973982	0.070500133
H (HP)	1069.1775	5683.14268	13243.8182	22957.086	34359.0694	47161.6378	61168.9935	76238.80788
C (€) (D=18)	501731.99	535062.115	688796.363	883273.22	1102373.47	1340211.02	1593836.77	1861461.075
P1(psia)	1123.1746	1666.62947	2303.15902	2973.581	3659.31441	4353.12931	5051.69701	5753.286512
L=200 MILES, D=20 inches								
Q (MMcfd)	100	200	300	400	500	600	700	800
D=20_C/MMBTU (€/MMBTU)	0.1099948	0.07367692	0.06563134	0.0632462	0.06265386	0.062772	0.06320839	0.063795827
H (HP)	667.28524	3959.27263	9855.05191	17774.771	27301.7872	38162.4854	50168.3318	63182.0599
C (€) (D=20)	4014810.8	5378415.19	7186631.3	9233951.2	11434328.8	13747068	16149744.3	18628381.56
P1(psia)	1021.893	1381.53194	1830.09263	2316.4825	2821.203	3335.94442	3856.69643	4381.316351

L=200 MILES, D=28 inches								
Q (MMcfd)	100	200	300	400	500	600	700	800
D=28_C/MMBTU (€/MMBTU)	0.1544659	0.0837725	0.06298817	0.0543234	0.05019976	0.04814207	0.04713762	0.046712553
H (HP)	125.092	928.403367	2817.08316	5908.9631	10158.9879	15465.0442	21718.7359	28822.83184
C (€) (D=28)	5638006.5	6115392.25	6897204.15	7931216.6	9161456.55	10543114.1	12043662.9	13640065.53
P1(psia)	896.67811	973.496564	1089.55745	1233.836	1397.62048	1574.83672	1761.43531	1954.731172
L=200 MILES, D=30 inches								
Q (MMcfd)	100	200	300	400	500	600	700	800
D=30_C/MMBTU (€/MMBTU)	0.1682151	0.08920304	0.06516439	0.0546887	0.04943191	0.0466222	0.04509742	0.044299545
H (HP)	87.303791	661.882752	2063.1662	4445.2079	7828.04398	12163.2789	17377.9044	23396.10486
C (€) (D=30)	6139850.8	6511821.58	7135500.84	7984547.4	9021322.8	10210261.5	11522391.5	12935467.23
P1(psia)	888.41939	942.722156	1026.86504	1134.2263	1258.87942	1396.20064	1542.811	1696.303633
L=200 MILES, D=32 inches								
Q (MMcfd)	100	200	300	400	500	600	700	800
D=32_C/MMBTU (€/MMBTU)	0.1826158	0.0953233	0.06810395	0.0558332	0.04941753	0.04581231	0.04372061	0.04250694
H (HP)	62.221201	478.730425	1522.42549	3351.3979	6024.39185	9535.72651	13846.426	18904.41618
C (€) (D=32)	6665477.1	6958600.67	7457382.09	8151641	9018699.78	10032896.6	11170614.7	12412026.4
P1(psia)	882.97029	922.016891	983.656188	1063.9688	1159.07955	1265.65674	1381.04826	1503.225644
L=200 MILES, D=34 inches								
Q (MMcfd)	100	200	300	400	500	600	700	800
D=34_C/MMBTU (€/MMBTU)	0.1975745	0.10198934	0.07165522	0.0576269	0.05005567	0.04563603	0.04294808	0.041286493
H (HP)	45.200084	351.374754	1134.00843	2538.6403	4641.7405	7466.71044	11002.9434	15221.28923
C (€) (D=34)	7211469.3	7445222.16	7846246.11	8413526.2	9135159.24	9994290.95	10973234.5	12055655.84
P1(psia)	879.28736	907.829293	953.502476	1013.9946	1086.83412	1169.71658	1260.66274	1358.053529
L=200 MILES, D=36 inches								
Q (MMcfd)	100	200	300	400	500	600	700	800
D=36_C/MMBTU (€/MMBTU)	0.2130258	0.1090968	0.07569662	0.0599538	0.05124736	0.04601365	0.04271667	0.040587436
H (HP)	33.409478	261.619099	853.529076	1935.6135	3588.142	5851.14094	8734.65484	12229.01518
C (€) (D=36)	7775441.5	7964066.15	8288780.42	8753255	9352643.58	10076989.9	10914108.9	11851531.35
P1(psia)	876.74319	897.932887	932.179286	978.11189	1034.17476	1098.8184	1170.62216	1248.35111

Πίνακας 0.2 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Εξέλιξη του ετήσιου κόστους μεταφοράς (€), μοναδιαίου ετήσιου κόστους μεταφοράς (€/MMBTU), την ισχύ των συμπιεστών (HP) και την πίεση P1 (psia) που προκύπτουν για κάθε πιθανό συνδυασμό διαμέτρου και ροής

Τα αντίστοιχα διαγράμματα κόστους-ροής και μοναδιαίου κόστους-ροής είναι τα παρακάτω για κάθε διάμετρο:



Εικόνα 0.6 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Διαγράμματα κόστους - ροής για κάθε διάμετρο

Από το διάγραμμα Ετήσιου Κόστους (€) σε σχέση με την ημερήσια παραγωγή παρατηρούμε τα εξής:

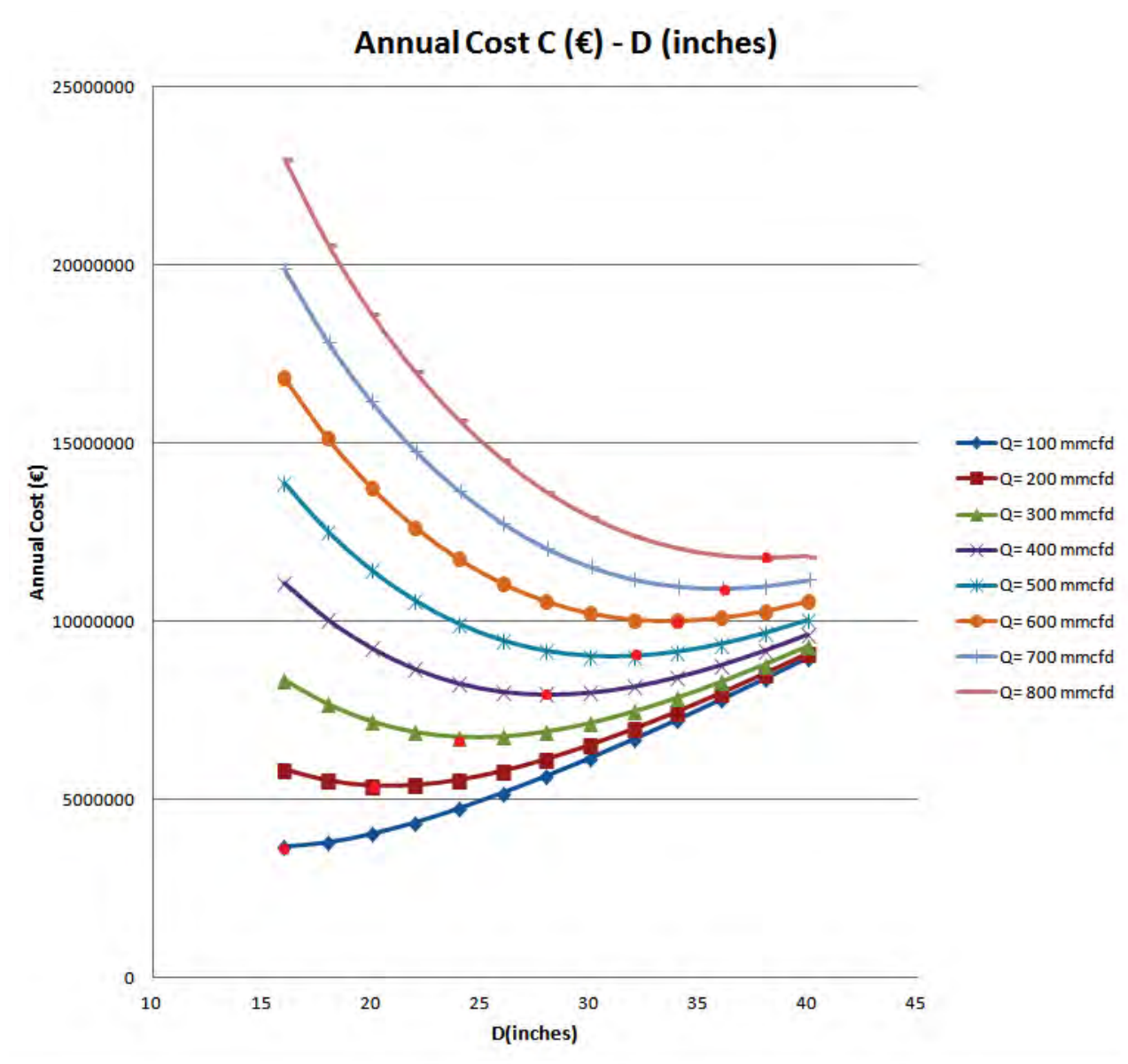
- Το συνολικό κόστος μεταφοράς αυξάνεται με την αύξηση της ημερήσιας ροής φυσικού αερίου για όλες τις διαμέτρους από 16-36 inches, αλλά ανεξάρτητα από την επιλογή της διαμέτρου, παρατηρούμε πως γύρω από την περιοχή των 300 mmcfd το κόστος τείνει να γίνει ανεξάρτητο της επιλογής διαμέτρου και προσεγγίζει σε όλες τις διαμέτρους την τιμή 7400000 €έτος (μέση τιμή ετήσιου κόστους για κάθε διάμετρο και ροή $Q = 300$ MMcfd).
- Παρατηρούμε μία σταδιακή αντιστροφή στα μεγέθη των οικονομικότερων διαμέτρων. Έτσι ενώ αρχικά στα 100 MMcfd είναι οικονομικότερη η επιλογή διαμέτρου 16 ιντσών και λιγότερο οικονομική η επιλογή 36 ιντσών, σταδιακά και κυρίως από ροή 250 MMcfd και έπειτα, αρχίζει να αλλάζει πλήρως η σειρά οικονομικότερων διαμέτρων.
- Σύμφωνα με το διάγραμμα μπορούμε να δούμε, για κάθε ροή από 100 έως 800 MMcfd για ποιά διάμετρο ελαχιστοποιείται το ετήσιο κόστος, με δεδομένο το μήκος του αγωγού $L=200$ m

Για απόσταση μεταφοράς $L = 200$ m προκύπτουν επίσης τα εξής αποτελέσματα, όπου φαίνονται πιο αναλυτικά τα σημεία (διάμετροι) όπου ελαχιστοποιείται το ετήσιο κόστος για κάθε ημερήσια παροχή από 100 mmcfd - 800 mmcfd.

D (inches)	16	18	20	22	24	26	28	30
Q= 100 mmcfd_Annual Cost (€)	3660321.774	3778650.377	4014810.774	4339247.373	4728258.198	5164965.975	5638006.456	6139850.813
Q= 200 mmcfd_Annual Cost (€)	5831438.731	5518460.181	5378415.188	5391577.927	5534778.592	5783539.634	6115392.254	6511821.578
Q= 300 mmcfd_Annual Cost (€)	8352466.449	7668437.186	7186631.296	6886752.509	6751569.794	6762095.521	6897204.146	7135500.839
Q= 400 mmcfd_Annual Cost (€)	11056838.74	10027169.17	9233951.203	8646068.09	8243966.99	8011385.102	7931216.632	7984547.417
Q= 500 mmcfd_Annual Cost (€)	13891786.15	12524205.72	11434328.81	10576266.4	9923105.768	9456680.978	9161456.546	9021322.802
Q= 600 mmcfd_Annual Cost (€)	16832344.43	15127356.14	13747068	12629063.76	11736700.06	11046954.11	10543114.1	10210261.5
Q= 700 mmcfd_Annual Cost (€)	19863669.98	17818525.2	16149744.33	14777238.93	13653447.66	12748861.47	12043662.91	11522391.55
Q= 800 mmcfd_Annual Cost (€)	22975733.33	20586038.83	18628381.56	17003960.76	15653575.26	14540320.85	13640065.53	12935467.23

D (inches)	32	34	36	38	40	MIN	D_minC
Q= 100 mmcfd_Annual Cost (€)	6665477.116	7211469.297	7775441.479	8355677.14	8950902.777	3660321.774	16
Q= 200 mmcfd_Annual Cost (€)	6958600.671	7445222.158	7964066.148	8509628.911	9077914.582	5378415.188	20
Q= 300 mmcfd_Annual Cost (€)	7457382.092	7846246.111	8288780.422	8774670.577	9296075.754	6751569.794	24
Q= 400 mmcfd_Annual Cost (€)	8151640.976	8413526.155	8753254.967	9156513.008	9611676.883	7931216.632	28
Q= 500 mmcfd_Annual Cost (€)	9018699.776	9135159.241	9352643.584	9654569.337	10026489.55	9018699.776	32
Q= 600 mmcfd_Annual Cost (€)	10032896.61	9994290.95	10076989.9	10263798.23	10538716.07	9994290.95	34
Q= 700 mmcfd_Annual Cost (€)	11170614.73	10973234.46	10914108.95	10976534.45	11144081.59	10914108.95	36
Q= 800 mmcfd_Annual Cost (€)	12412026.4	12055655.84	11851531.35	11783950.98	11836827.06	11783950.98	38

Πίνακας 0.3 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσιο Κόστος σε συνάρτηση με τη διάμετρο του αγωγού για κάθε παροχή

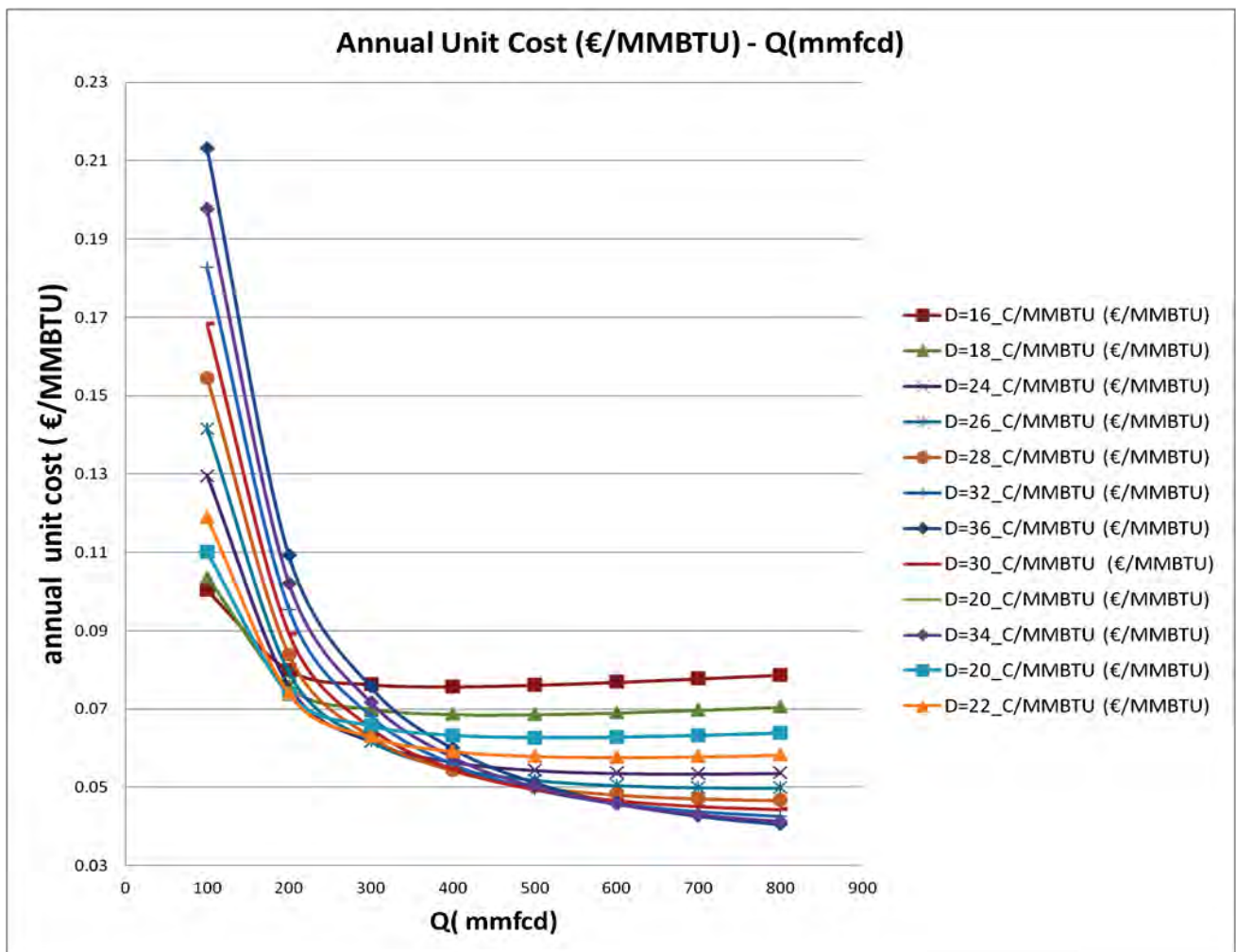


Εικόνα 0.7 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Διάγραμμα Ετήσιου Κόστους συναρτήση της διαμέτρου για κάθε παροχή

Βλέπουμε για κάθε ημερήσια ροή σε ποιά διάμετρο ελαχιστοποιείται το ετήσιο κόστος (με κόκκινο χρώμα στο διάγραμμα) . Παρατηρούμε, επίσης, στο παραπάνω διάγραμμα την τάση προς σύγκλιση των καμπυλών κόστους για κάθε ροή, όσο αυξάνεται η διάμετρος. Όσο αυξάνεται η διάμετρος, το ετήσιο κόστος μεταφοράς φαίνεται να έχει μικρότερη ευαισθησία στην ημερήσια παροχή αερίου, καθώς η διαφορά κόστους μεταξύ διαφορετικών ημερήσιων παροχών μειώνεται κινούμενοι από την επιλογή διαμέτρου D=16 inches προς D=40 inches. Στον πίνακα συνοψίζονται τα αποτελέσματα όπου παρατηρούμε πώς αυξάνεται η διάμετρος η οποία ελαχιστοποιεί το κόστος με αύξηση της ημερήσιας ροής:

Q=100 MMcfd	Q=200 MMcfd	Q=300 MMcfd	Q=400 MMcfd	Q=500 MMcfd	Q=600 MMcfd	Q=700 MMcfd	Q=800 MMcfd
D=16 inches	D=20 inches	D=24 inches	D=28 inches	D=32 inches	D=34 inches	D=36 inches	D=38 inches

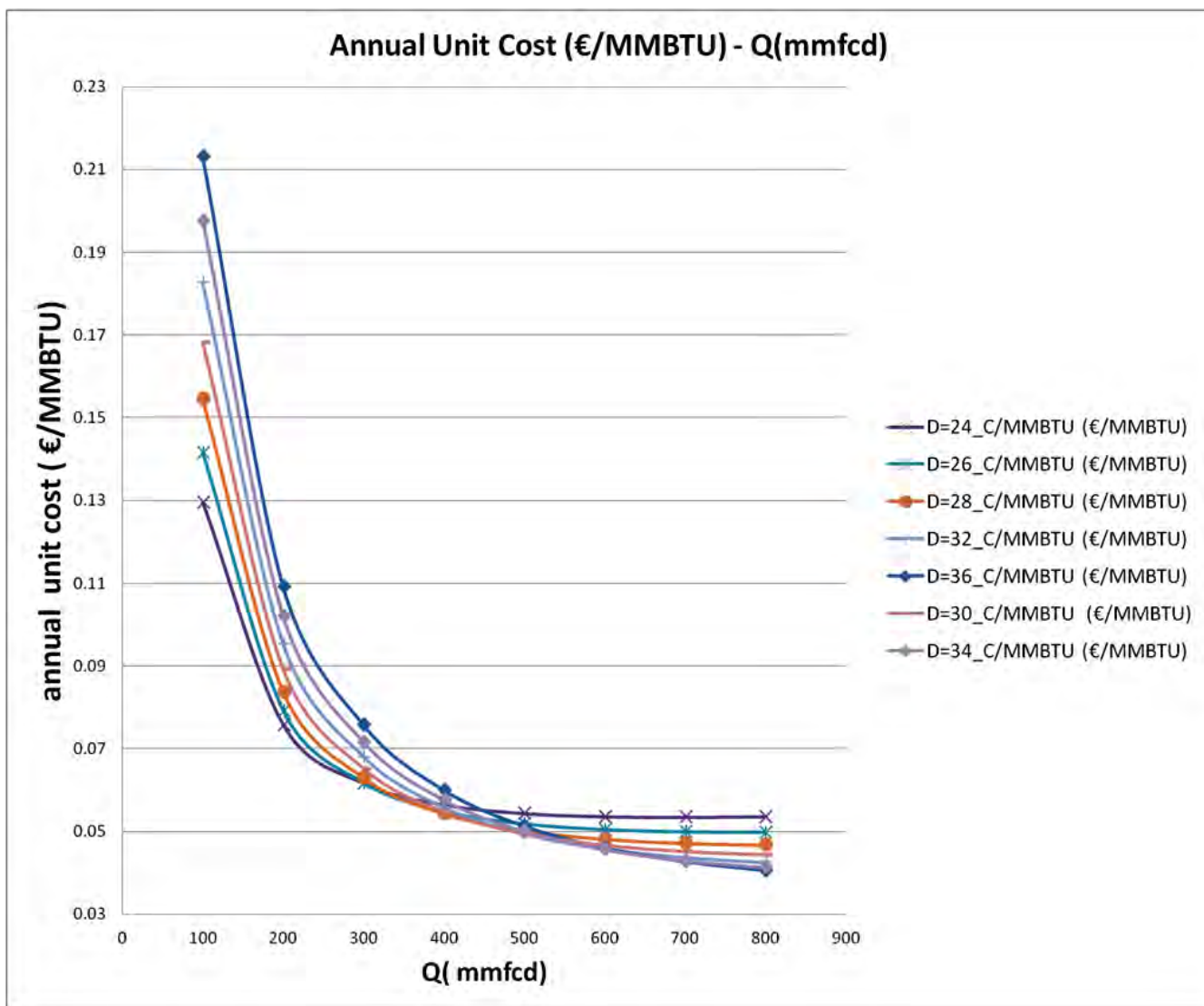
Πίνακας 0.4 Διάμετροι όπου ελαχιστοποιείται το ετήσιο κόστος μεταφοράς για δεδομένη ημερήσια παροχή



Εικόνα 0.8 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσιο Κόστος ανά MMBTU συνάρτηση της ημερήσιας παροχής για κάθε διάμετρο

Από το παραπάνω διάγραμμα που δείχνει την εξάρτηση του μοναδιαίου ετήσιου κόστους (€/MMBTU) με την ημερήσια ροή φαίνεται ξεκάθαρα η φθίνουσα πορεία του μέσου κόστους με αύξηση της παραγωγής. Αυτό δείχνει την έντονη οικονομία κλίμακας που υπάρχει στη βιομηχανία φυσικού αερίου. (Η τάση του μακροχρόνιου μέσου συνολικού κόστους να μειώνεται όταν αυξάνεται η ποσότητα της παραγωγής επιτυγχάνεται χάρις στις οικονομίες κλίμακας.) [40]

Μία επιπλέον παρατήρηση είναι πως όσο μεγαλώνει η διάμετρος, το μοναδιαίο κόστος μειώνεται για ίδια ροή Q . Εξαιρέση αποτελούν οι μικρές διαμέτροι, 16, 18, 20 inches, στις οποίες για ροές μεγαλύτερες των 300 mmfcd παρατηρείται αύξουσα πορεία του μοναδιαίου κόστους. Δηλαδή χάνεται η οικονομία κλίμακας για μικρές διαμέτρους και μεγαλύτερες παροχές. Αν αφαιρέσουμε αυτές τις δύο διαμέτρους από την ανάλυση, προκύπτει το παρακάτω διάγραμμα.



Εικόνα 0.9 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσιο Μοναδιαίο Κόστος σε συνάρτηση με την ημερήσια παροχή για κάθε διάμετρο

Φαίνεται από το παραπάνω διάγραμμα πως το μοναδιαίο κόστος για κάθε μέγεθος διαμέτρου αγωγών (από 24 έως 36 inches) τείνει να συγκλίνει όσο αυξάνεται η παροχή, μέχρι ημερήσια παροχή να φτάσει στα **450 MMcfcd**, όπου το μέσο κόστος είναι σχεδόν ανεξάρτητο από την επιλογή της διαμέτρου μεταξύ των παραπάνω επιλογών και τείνει στην τιμή **0,057 €/MMBTU**. Στη συνέχεια όσο αυξάνεται η ημερήσια ροή, αρχίζει πάλι η ύπαρξη μεγαλύτερης ευαισθησίας του μέσου κόστους ως προς την επιλογή διαμέτρου.

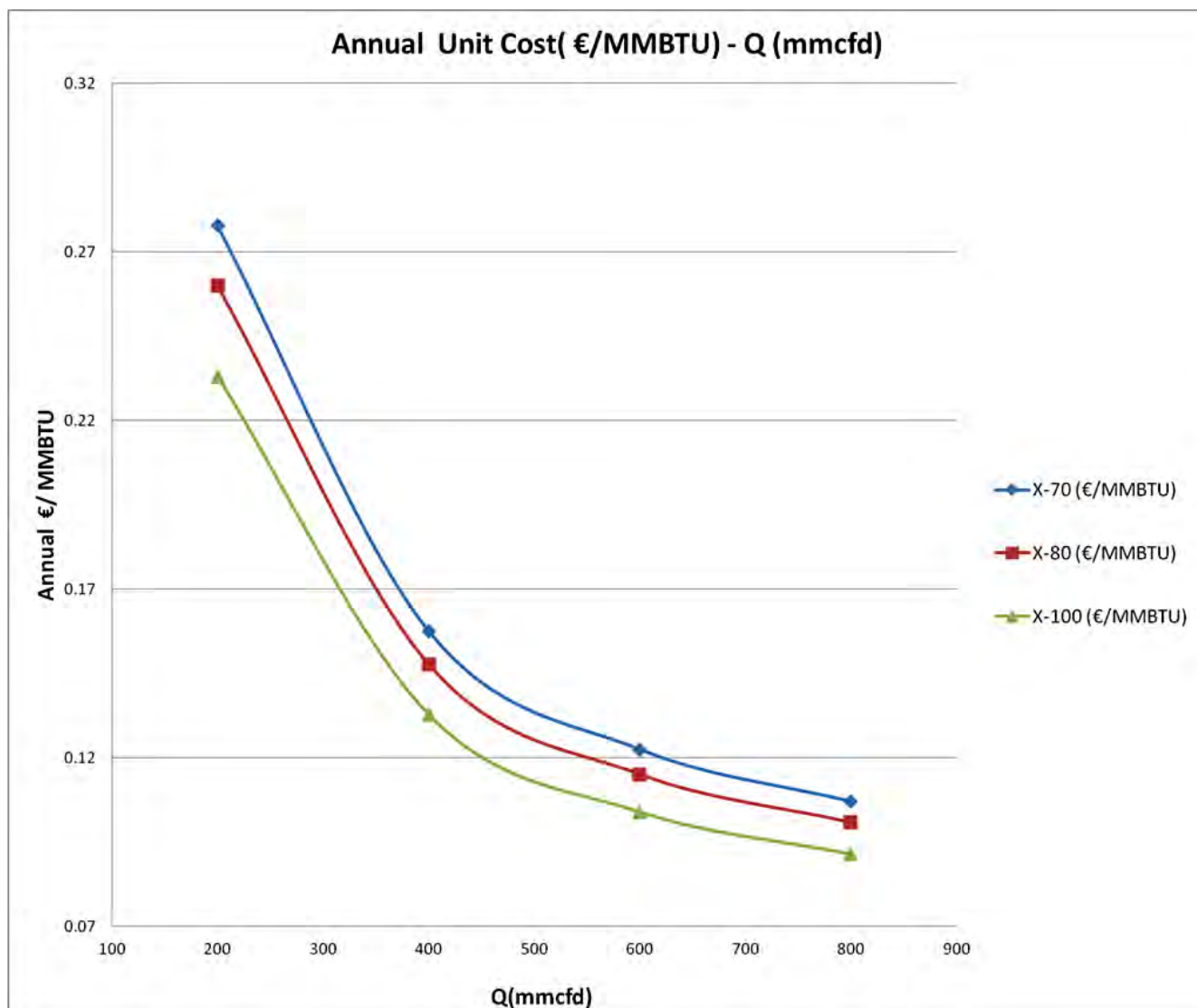
Υπολογίστηκε, επίσης, με τη βοήθεια του Excel το συνολικό ετήσιο κόστος σε € για 200 miles και για ροή 100 mmcfcd-800 mmcfcd με βήμα 100, για διαμέτρους 16- 36 inches, με βήμα 2.

Έγινε λόγος σε προηγούμενο κεφάλαιο σχετικά με το πώς η επιλογή του βαθμού του χάλυβα που χρησιμοποιείται στην κατασκευή του αγωγού μπορεί να επηρεάσει το συνολικό κόστος. Συνήθως χρησιμοποιείται χάλυβας X-70 στους αγωγούς μεταφοράς φυσικού αερίου μεταξύ κρατών. Δηλαδή η αντοχή εφελκυσμού είναι $Y = 70000 \text{ psia}$. Η επιλογή, όμως χάλυβα X-80 ή X-100, μειώνει την ανάγκη μεγάλου πάχους αγωγού και επομένως μειώνει το κόστος του αγωγού. Τελευταία αρχίζει να χρησιμοποιείται ευρέως ο βαθμός X-80 γι' αυτό το λόγο. Σύμφωνα με τους υπολογισμούς μας για διαφορετικούς βαθμούς χάλυβα (κάτι

που αρχίζει να χρησιμοποιείται σε υποθαλάσσιους αγωγούς), προκύπτουν τα εξής κόστη και αντίστοιχα συγκριτικά διαγράμματα με δεδομένη διάμετρο $D = 36$ inches, $L = 500$ miles.

STEEL GRADES - COST				
	L=500 miles			
Q (MMcfd)	200	400	600	800
X-70 (€/MMBTU)	0.27772668	0.157535686	0.122495255	0.107048322
X-80 (€/MMBTU)	0.25993626	0.147664078	0.11507718	0.100809247
X-100 (€/MMBTU)	0.233123844	0.132798077	0.103918278	0.091435831

Πίνακας 0.5 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσιο κόστος ανά MMBTU σε συνάρτηση με το βαθμό χάλυβα που χρησιμοποιείται για απόσταση 500 μίλια και παροχή από 200 έως 800 mmcfd



Εικόνα 0.10 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσιο Μοναδιαίο Κόστος για διαφορετικούς βαθμούς χάλυβα

Βλέπουμε πως για κάθε παροχή Q έχουμε μικρότερα κόστη ανά θερμική μονάδα όσο αυξάνεται ο βαθμός του χάλυβα που χρησιμοποιούμε. Αυτό συμβαίνει επειδή μειώνεται το απαιτούμενο πάχος του αγωγού, το οποίο απαιτείται για συγκεκριμένη παροχή, όσο αυξάνεται η αντοχή του χάλυβα. Επομένως αφού μειώνεται το πάχος τ , έχουμε μείωση του συνολικού και μέσου κόστους σύμφωνα και με την εξίσωση κόστους μεταφοράς σύμφωνα με τη συνάρτηση κόστους μεταφοράς

$$C = L * (3756.4 * D^{0.881} \tau^{0.559} + 317.61 * D^{0.809}) + 594.854 * H^{0.9016} + 6145.177 * H^{0.4523}$$

8.3 Μοντελοποίηση κόστους μεταφοράς ΥΦΑ

8.3.1 Περιγραφή Μαθηματικού Μοντέλου

Στο μαθηματικό μοντέλο που αναπτύξαμε για τη μεταφορά ΥΦΑ έγιναν οι εξής παραδοχές.

Θεωρούμε πως έχουμε κάθε μέρα διαδρομή του πλοίου ΥΦΑ από το σταθμό υγροποίησης προς τον σταθμό αεριοποίησης της χώρας-αγοραστή ΥΦΑ.

- Χωρητικότητα πλοίου 135000 m³
- 1 τόνος LNG= 48 MMBTU
- Πυκνότητα LNG $\rho = 450 \text{ kg/m}^3$
- Χωρητικότητα πλοίου = $135000 \text{ m}^3 * 450 \text{ kg/m}^3 = 60750000 \text{ kg} = \underline{60750 \text{ tones}}$
- Οικονομική ζωή επένδυσης = 20 έτη
- Προεξοφλητικό επιτόκιο = 8%
- Αποθηκευτικός χώρος τερματικού σταθμού = 2 δεξαμενές

Η μέγιστη χωρητικότητα του πλοίου είναι μία μέση τιμή των χωρητικοτήτων των πλοίων που υπάρχουν σήμερα στο εμπόριο ΥΦΑ παγκοσμίως. Αντιστοιχεί σε θερμική αξία

$$60750 \text{ tones} * 48 \text{ MMBTU/tonne} = 2916000 \text{ MMBTU} = 2916 \text{ mmcf} \text{ (ισοδύναμου φυσικού αερίου)}$$

Δηλαδή με μία διαδρομή ενός πλοίου την ημέρα, μπορεί να μεταφερθούν το πολύ 2916000 MMBTU ή σε ισοδύναμη ροή φυσικού αερίου 2916 mmcf. Οπότε θεωρούμε πως δεν θα αυξηθεί ποτέ πάνω από το συγκεκριμένο όριο η ροή φυσικού αερίου (για την περίπτωση του αγωγού) και ο όγκος ΥΦΑ (για την περίπτωση του ΥΦΑ).

Όπως είδαμε και προηγούμενο κεφάλαιο, οι βασικοί παράγοντες κόστους ΥΦΑ είναι το κόστος Υγροποίησης, το κόστος Μεταφοράς μέσω πλοίων και το κόστος αποθήκευσης επαναεριοποίησης στους τερματικούς σταθμούς.

1) Κόστος Υγροποίησης

Το κόστος Υγροποίησης προκύπτει από το κεφαλαιουχικό κόστος και από τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης των σταθμών υγροποίησης. Βασιζόμαστε σε στοιχεία της BP που παρουσιάστηκαν στο Asia Pacific Energy Forum στη Μανίλα το 1999, ως εξής

Year	Index of Capex \$/ton/y (Brunei=100)	
1969	Brunei	100
1975	Malaysia 1	80
1985	West Australia	86
1990	Malaysia 2	67
1993	Nigeria	64
1995	Oman	50
1999	(not identified)	45
2002	Ras Laffan	40

Από αυτά τα δεδομένα παρατηρούμε την τάση μείωσης στην αρχική επένδυση (capex). Δεδομένου πως το 2002 η γενικότερη τάση ήταν 40 \$/ton ανά έτος, και λαμβάνοντας υπ' όψιν τη συνεχή μείωση του κόστους, στην παρούσα μελέτη θεωρούμε κεφαλαιουχικό ετήσιο κόστος υγροποίησης 35\$/ton ανά έτος. Ένας τόνος ΥΦΑ αντιστοιχεί περίπου σε θερμική αξία 48 MMBTU. Επομένως το ετήσιο capital cost είναι $35/48 = 0.73$ \$/MMBTU

Τα μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης των σταθμών υγροποίησης λαμβάνονται ως 0,05 \$/MMBTU.

Επομένως για υγροποίηση k MMBTU το συνολικό κόστος υγροποίησης είναι $0,73*k + 0,05*k = 0,78*k$. Δηλαδή το ετήσιο κόστος υγροποίησης θεωρείται [22]

$$C_L(k) = 0,78*k \quad (\$)$$

2) Κόστος Μεταφοράς μέσω πλοίων

Θεωρούμε μόνο την περίπτωση μεταφοράς ΥΦΑ μέσω πλοίων, αν και το ΥΦΑ μπορεί να μεταφερθεί και μέσω χερσαίων φορτηγών και τρένων. Τα κόστη αγοράς των συγκεκριμένων πλοίων είναι ευρέως γνωστό πως είναι λιγότερο από 200 εκατομ. \$ για ένα πλοίο χωρητικότητας 135000 m³ ενώ παλαιότερα ήταν 300 εκατομ. \$. Η μεγαλύτερη πλειοψηφία των πλοίων ΥΦΑ είναι περίπου 125000 m³, ενώ συνεχώς αυξάνεται, με το μεγαλύτερο να φτάνει πλέον τα 145000 m³. Στη συγκεκριμένη εργασία θεωρούμε ένα πλοίο

χωρητικότητας 125000 m³ και με αρχικό κόστος επένδυσης για την αγορά αυτού, 150 * 10⁶ \$, κάτι που συμφωνεί με τις γενικές τάσεις της αγοράς ΥΦΑ τα τελευταία έτη.

Επομένως το ετήσιο κόστος αρχικής επένδυσης για ένα πλοίο ΥΦΑ σε όλη τη διάρκεια ζωής των 20 ετών και με discount rate 8 % είναι

$$\text{Annual Capital Expenditure} = \left[\frac{1,08^{20} * 0,08}{1,08^{20} - 1} \right] * 150 * 10^6 = 15 * 10^6 \$$$

Τα μεταβλητά κόστη λειτουργίας και συντήρησης είναι συνάρτηση πολλών παραγόντων όπως η τιμή του καυσίμου του πλοίου, ο ρυθμός εξάτμισης του ΥΦΑ και η απόσταση μεταφοράς. Η συνάρτηση που τελικά λαμβάνουμε είναι της μορφής

$$\text{Variable O\&M} = c * \text{transportation distance} * \text{amount of LNG (thermal value)}$$

όπου ο συντελεστής c λαμβάνεται με βάση δεδομένα της παγκόσμιας αγοράς ΥΦΑ και το λαμβάνουμε ως 0,00014.

Επομένως το ετήσιο κόστος για τη μεταφορά ΥΦΑ μέσω πλοίου είναι

$$C_s(L, k, n) = 0.00014 * L * k + 15 * 10^6 * n \quad (\$)$$

Στην παρούσα μελέτη υποθέτουμε πως υπάρχει διαθέσιμο ένα πλοίο, δηλαδή n=1

3) Κόστος Τερματικών Σταθμών Επαναεριοποίησης

Το συνολικό κόστος των τερματικών σταθμών γενικά ποικίλει ανάλογα με τα τοπικά κατασκευαστικά κόστη, το κόστος γης, την τεχνολογία επαναεριοποίησης που χρησιμοποιείται, τη χωρητικότητα και τη συνολικά αποθηκευτική ικανότητα που ποικίλει από 35000 έως 2000000 m³. Ένας συμβατικός χερσαίος τερματικός σταθμός με αποθηκευτικό χώρο 200000 – 300000 m³ κοστίζει τουλάχιστον \$ 500 millions, χωρίς να συμπεριλαμβάνεται το κόστος γης. Τα κόστη λειτουργίας, συντήρησης και ασφάλειας είναι τυπικά της τάξης 3 - 4 % του κόστους αρχικής επένδυσης. Η βασική παράμετρος που επηρεάζει το κόστος επαναεριοποίησης είναι η τεχνολογία εξάτμισης που χρησιμοποιείται. Με δεδομένες τις παραμέτρους κόστους, προκύπτει ένα κόστος που κυμαίνεται από 0,3 \$/MBBTU -1 \$/MMBTU.

Στην παρούσα εργασία λαμβάνουμε το κόστος επαναεριοποίησης ως 0,3 \$/MMBTU.

Επομένως το ετήσιο κόστος λαμβάνεται ως

$$C_R(k) = 0.3 * k \quad (\$)$$

Τελικά η συνάρτηση ετήσιου κόστους ΥΦΑ είναι

$$C_{LNG} = C_L(k) + C_S(L, k, n) + C_R(k) \quad (\$)$$

$$C_{LNG}(k, L, n) = 0,78 * k + 0.00014 * L * k + 15 * 10^6 * n + 0.3 * k \quad (\$)$$

[31], [32]

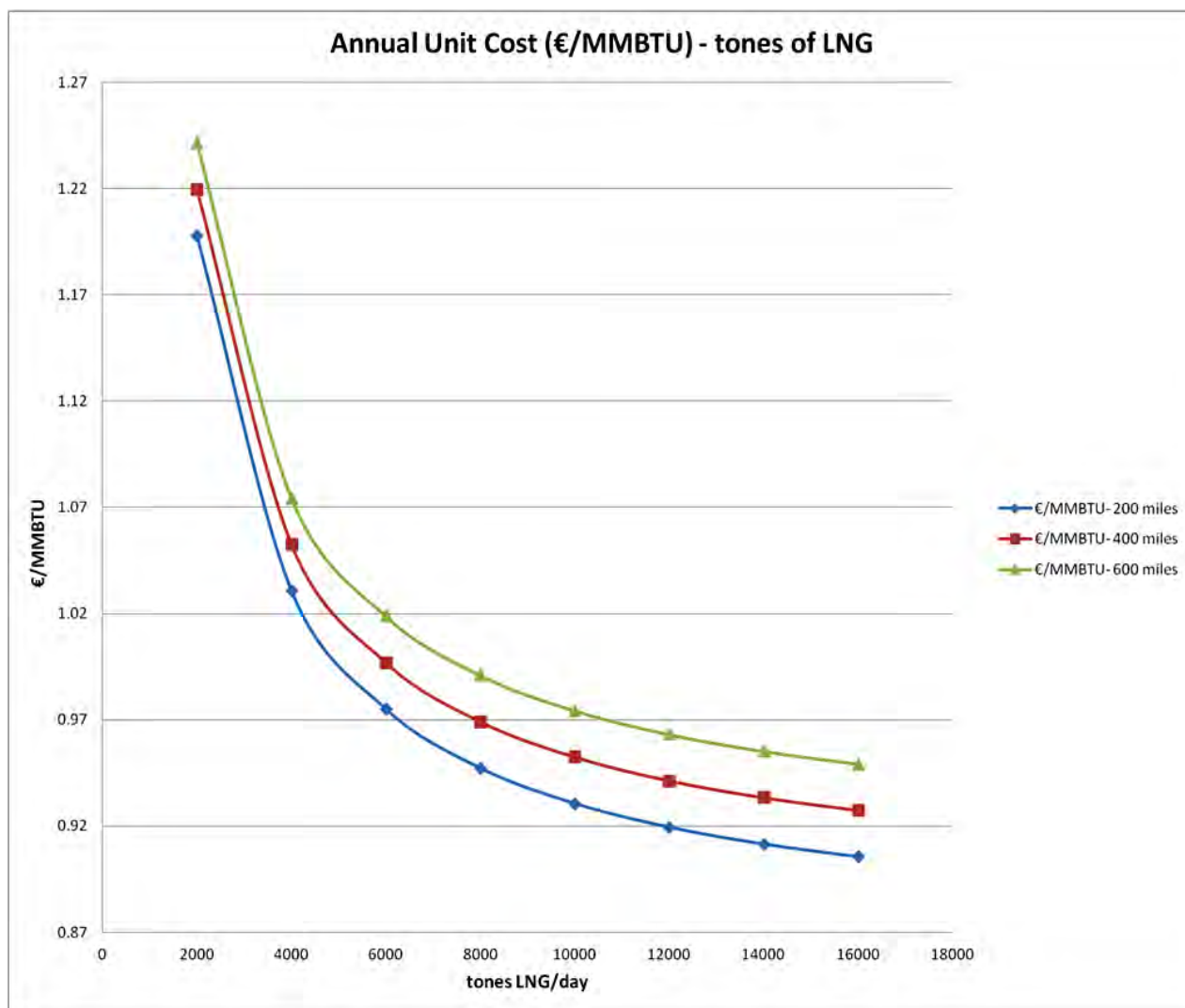
8.3.2 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου

- Στην ανάλυση που έγινε για το κόστος του ΥΦΑ, θεωρούμε απόσταση $L = 200$ miles, $L = 400$ miles και $L = 600$ miles. Εξετάζουμε τον τρόπο που αυξάνεται το ετήσιο μοναδιαίο κόστος (\$/MMBTU) καθώς αυξάνουμε την ποσότητα που μεταφέρεται ανά ημέρα σε τόνους. Τελικά λαμβάνουμε τις εξής τιμές για το μέσο ετήσιο κόστος ΥΦΑ για κάθε απόσταση μεταφοράς. Στη δεύτερη γραμμή γίνεται μετατροπή των τόνων LNG σε θερμική αξία (MMBTU/year) θεωρώντας πως 1 τόνος LNG = 48 MMBTU.

tones LNG/day	2000	4000	6000	8000	10000	12000	14000	16000
Thermal Value (K MMBTU LNG)	35040000	70080000	105120000	140160000	175200000	210240000	245280000	280320000
€/MMBTU-200 miles	1.197631524	1.03075089	0.975124017	0.947310579	0.930622516	0.91949714	0.91155044	0.90559042
€/MMBTU-400 miles	1.21946218	1.05258155	0.996954673	0.969141235	0.952453172	0.941327797	0.9333811	0.92742108
€/MMBTU-600 miles	1.241292837	1.07441221	1.01878533	0.990971892	0.974283829	0.963158453	0.95521176	0.94925173

Πίνακας 0.6 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσιο Κόστος ανά MMBTU σε συνάρτηση με τους μεταφερόμενους τόνους ΥΦΑ για απόσταση μεταφοράς 200, 400 και 600 μίλια

Τα διαγράμματα μέσου ετήσιου κόστους ΥΦΑ προκύπτουν ως εξής:



Εικόνα 0.11 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου – Διάγραμμα Ετήσιου Κόστους ανά MMBTU σε συνάρτηση με τους μεταφερόμενους τόνους ΥΦΑ για απόσταση μεταφοράς 200, 400 και 600 μίλια

Παρατηρούμε από το διάγραμμα κόστους σε συνάρτηση με την μεταφερόμενη ημερήσια ποσότητα ΥΦΑ πως υπάρχουν οικονομίες κλίμακας στη βιομηχανία ΥΦΑ. Δηλαδή όσο αυξάνεται η ποσότητα που μεταφέρεται τόσο μειώνεται το μέσο ετήσιο κόστος. Ενώ όσο αυξάνεται η ποσότητα τόσο μειώνεται αυτή η επίδραση των οικονομιών κλίμακας. Βλέπουμε πως η κλίση του γραφήματος όλο και μειώνεται προχωρώντας προς μεγαλύτερες ποσότητες ΥΦΑ και επομένως σε μεγάλες ποσότητες η οικονομία κλίμακας τείνει να μειώνεται.

8.4 Συγκριτική κοστολογική αξιολόγηση μεθόδων μεταφοράς φυσικού αερίου

Προκειμένου να συγκρίνουμε τους δύο τρόπους μεταφοράς φυσικού αερίου, έγινε μετατροπή της ημερήσιας ροής του αγωγού σε ισοδύναμη θερμική αξία MMBTU που είναι η είσοδος στο μοντέλο του ΥΦΑ.

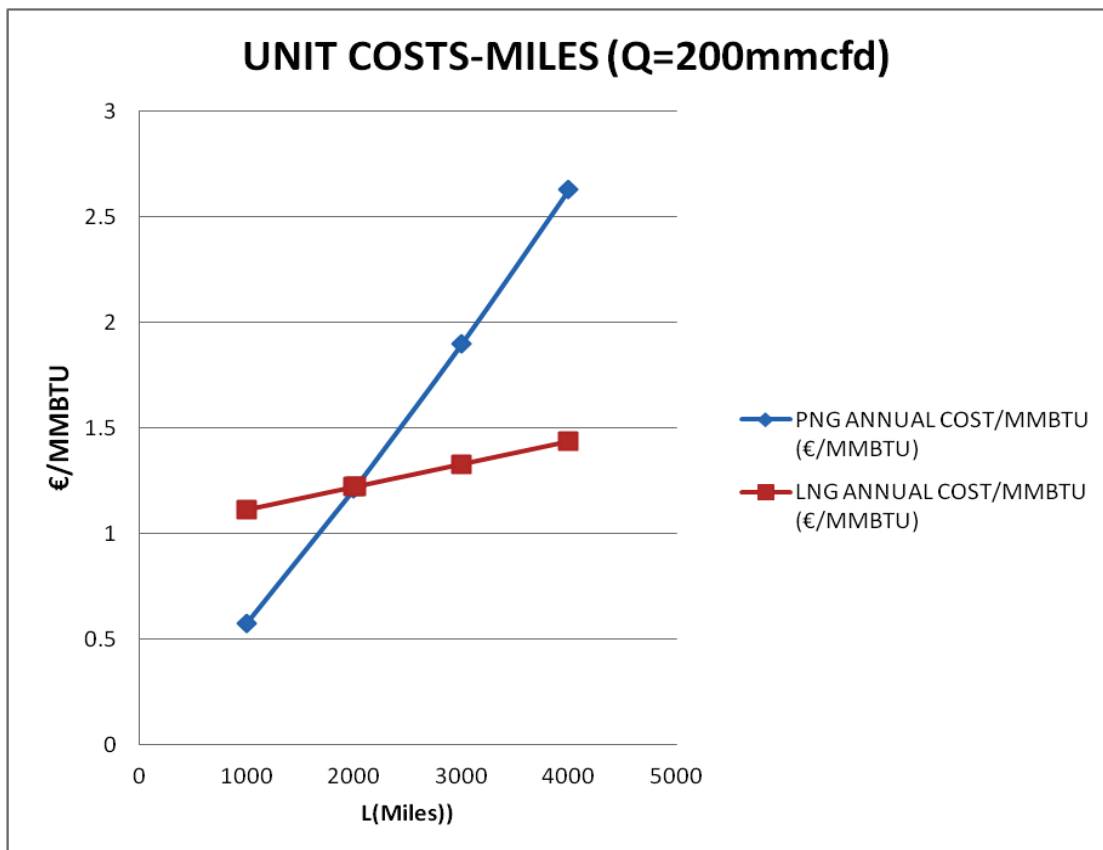
Αυτό που, κυρίως, επιδιώκεται είναι ο εντοπισμός μία συγκεκριμένης απόστασης στην οποία τα κόστη μεταφοράς μέσω αγωγού και ΥΦΑ εξισώνονται. Αυτή η απόσταση θα δούμε πως επηρεάζεται από τη μεταφερόμενη ποσότητα και από τα τεχνικά χαρακτηριστικά του αγωγού. Θεωρούμε πως η διάμετρος του αγωγού είναι δεδομένη και $D=36$ inches. Επιλέγουμε αυτή τη διάμετρο καθώς είναι η πιο συνήθης στις διακρατικές μεταφορές φυσικού αερίου. Η απόσταση στην οποία ταυτίζονται τα κόστη, δηλαδή μετά την οποία αρχίζει να γίνεται περισσότερο οικονομική λύση μεταφοράς το ΥΦΑ, αποκαλείται Cross Point.

Η αρχική παροχή αερίου θεωρείται 200 mmcfd και στη συνέχεια την αυξάνουμε για να συγκρίνουμε το cross point. Προκύπτουν οι παρακάτω τιμές μέσου κόστους μεταφοράς μέσω αγωγών και ΥΦΑ. Σημειωτέον πως για τον υπολογισμό κάθε φορά του αντίστοιχου κόστους ΥΦΑ, γινόταν μετατροπή της παροχής αερίου σε MMBTU/year, ώστε να είναι συγκρίσιμα τα δύο κόστη.

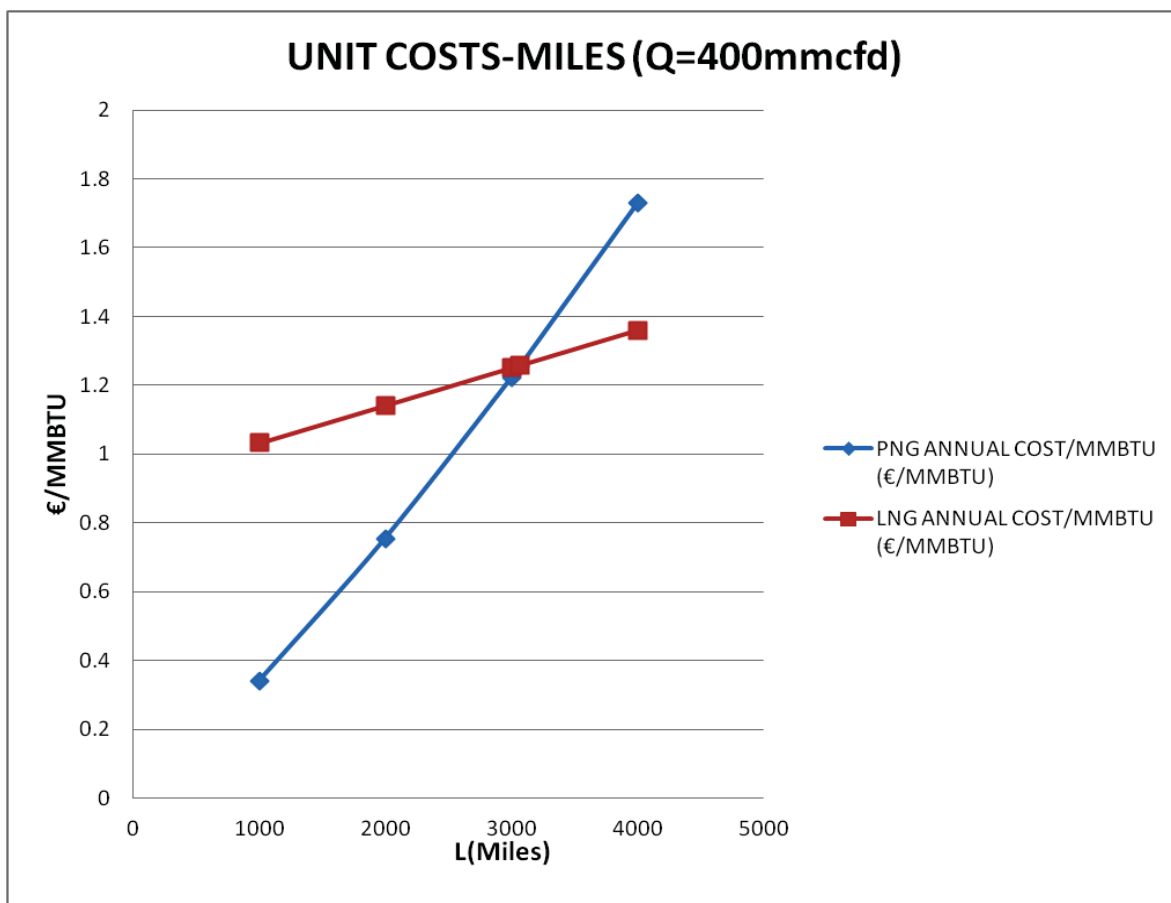
Q= 200 mmcfd (73000000 MMBTU/year), D=36 inches					
L (MILES)	1000	2000	2020	3000	4000
PNG ANNUAL COST/MMBTU (€/MMBTU)	0.572928811	1.209782939	1.223086513	1.899007541	2.632502227
LNG ANNUAL COST/MMBTU (€/MMBTU)	1.111398294	1.220551577	1.222734642	1.329704859	1.438858142
			CROSS POINT		
Q= 400 mmcfd (146000000 MMBTU/year), D=36 inches					
L (MILES)	1000	2000	3000	3070	4000
PNG ANNUAL COST/MMBTU (€/MMBTU)	0.338804722	0.753546223	1.220410008	1.254711711	1.728015594
LNG ANNUAL COST/MMBTU (€/MMBTU)	1.031295592	1.140448874	1.249602157	1.257242887	1.358755439
				CROSS POINT	

Q= 600 mmcf/d (219000000 MMBTU/year) , D=36 inches					
L (MILES)	1000	2000	3000	3750	4000
PNG ANNUAL COST/MMBTU (€/MMBTU)	0.267891769	0.606651559	0.992161608	1.30543283	1.413884237
LNG ANNUAL COST/MMBTU (€/MMBTU)	1.004594691	1.113747974	1.222901256	1.304766218	1.332054538
				CROSS POINT	
Q= 800 mmcf/d(292000000 MMBTU/year), D=36 inches					
L (MILES)	2000	3000	4000	4270	6000
PNG ANNUAL COST/MMBTU (€/MMBTU)	0.531087702	0.870967937	1.244071154	1.349754817	2.070290778
LNG ANNUAL COST/MMBTU (€/MMBTU)	1.100397523	1.209550806	1.318704088	1.348175474	1.537010653
				CROSS POINT	

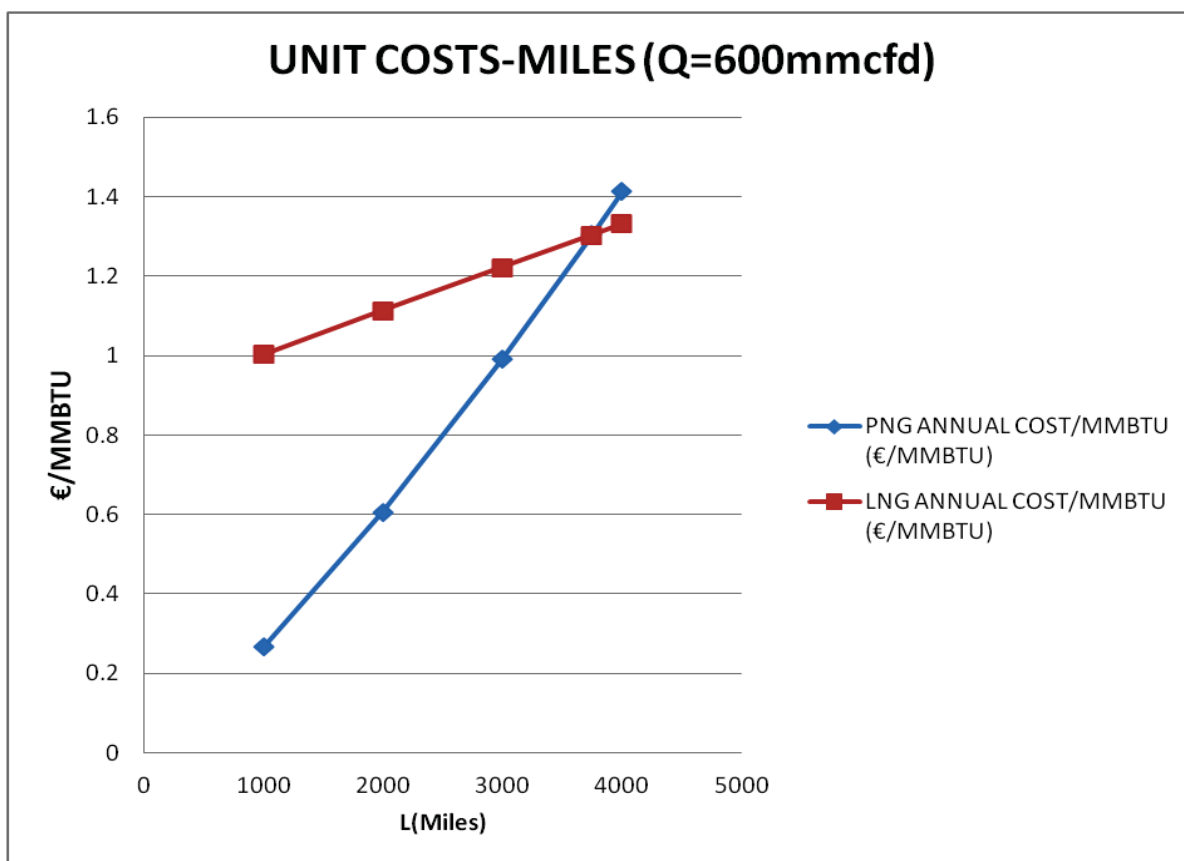
Πίνακας 0.7 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσια Κόστη ανά MMBTU για μεταφορά αερίου μέσω αγωγών και ΥΦΑ, cross point



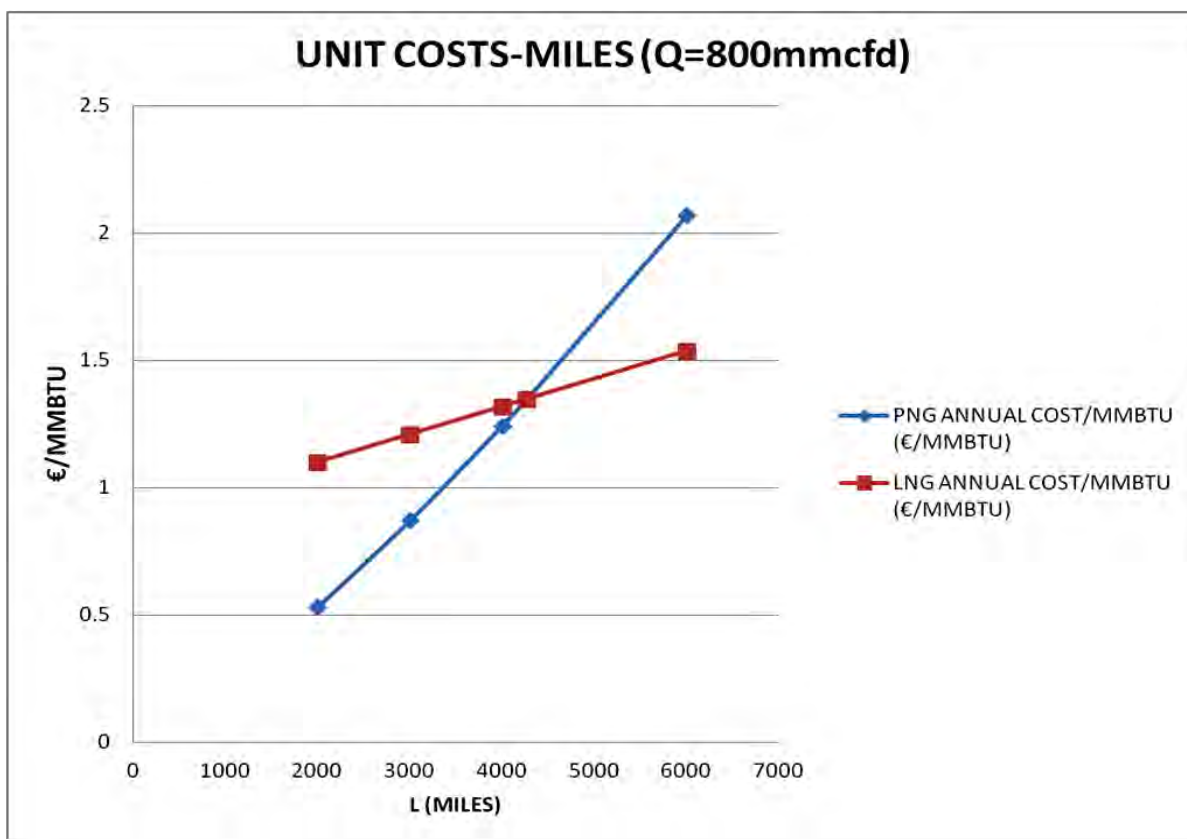
Εικόνα 0.12 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου- Cross point απόστασης/Σύγκριση κόστους PNG-LNG για ημερήσια παροχή =200 mmcf/d



Εικόνα 0.13 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου- Cross point απόστασης/Σύγκριση κόστους PNG-LNG για ημερήσια παροχή =400 mmcf/d



Εικόνα 0.14 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου- Cross point απόστασης/Σύγκριση κόστους PNG-LNG για ημερήσια παροχή =600 mmcf/d



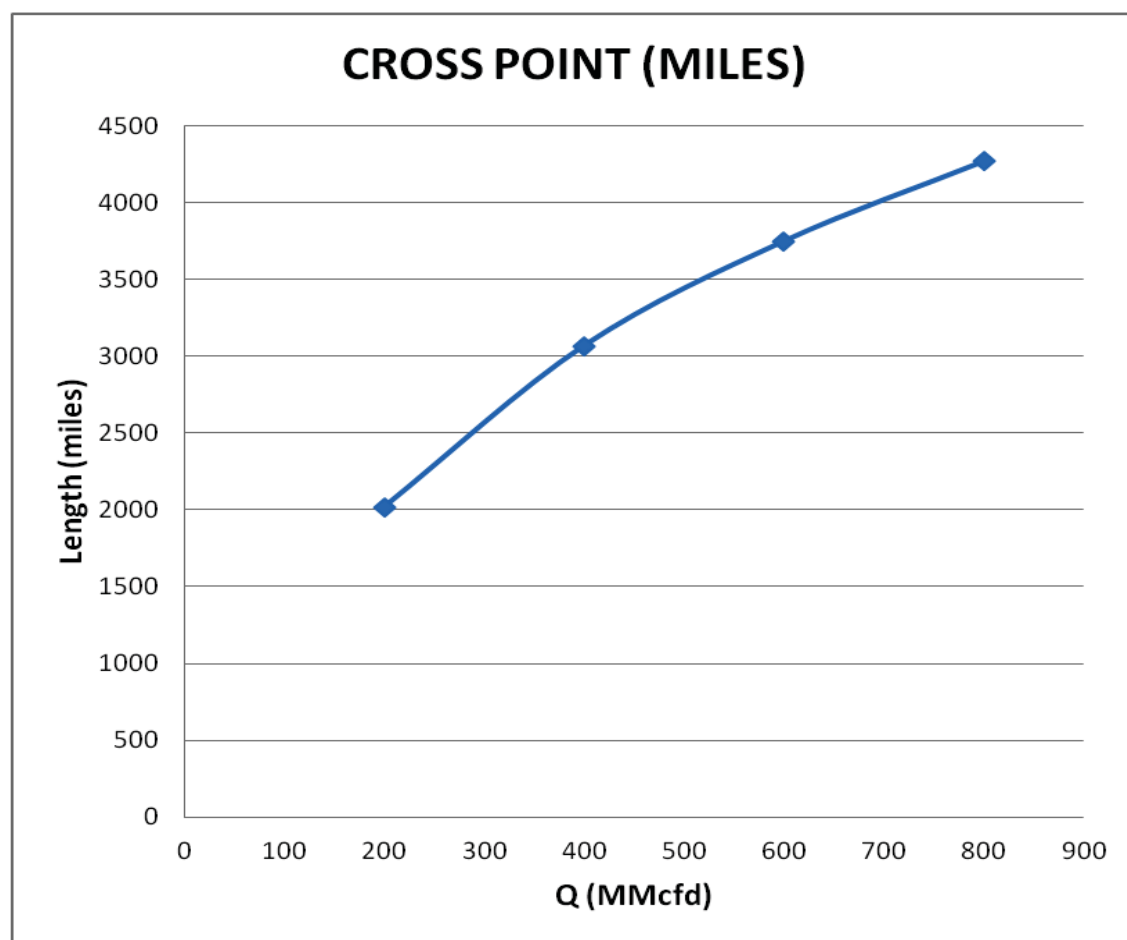
Εικόνα 0.15 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Cross point απόστασης/Σύγκριση κόστους PNG-LNG για ημερήσια παροχή $Q = 800 \text{ mmcfd}$

Παρατηρούμε πως το μέσο κόστος (€/MMBTU) αυξάνεται και στις δύο περιπτώσεις μεταφοράς με την αύξηση της απόστασης. Ωστόσο, επειδή στην περίπτωση μεταφοράς μέσω αγωγών (PNG) αυξάνεται πιο έντονα με την απόσταση σε σχέση με την περίπτωση ΥΦΑ (LNG), βλέπουμε πως από ένα σημείο και μετά (cross point), το ετήσιο μοναδιαίο κόστος είναι μεγαλύτερο για τη μεταφορά μέσω αγωγών. Δηλαδή το μοναδιαίο/μέσο κόστος μεταφοράς μέσω αγωγών είναι περισσότερο ευαίσθητο στην αύξηση της απόστασης μεταφοράς σε σχέση με το κόστος ΥΦΑ.

Βλέπουμε επίσης πως το cross point αυξάνεται με την αύξηση της ροής/ποσότητας αερίου που μεταφέρεται θεωρώντας διάμετρο αγωγού **D = 36 inches**.

	D=36 inches	
Q(mmcfd)	CROSS POINT (MILES)	CROSS POINT (KM)
200	2020	3251
400	3070	4941
600	3750	6035
800	4270	6872

Πίνακας 0.8 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Εξάρτηση cross point από την ημερήσια παροχή



Εικόνα 0.16 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Εξάρτηση cross point από την ημερήσια παροχή

Διαπιστώνουμε την εξάρτηση του Cross Point από την ποσότητα Q (MMcfd). Όσο αυξάνεται η ποσότητα, τόσο πιο πολύ αυξάνεται αυτή η απόσταση, δηλαδή για να επιλέξει κανείς το ΥΦΑ σε σχέση με τη μεταφορά αγωγών, πρέπει αφενός να πρόκειται για μικρές ποσότητες φυσικού αερίου (πχ 200 MMcfd) και αφετέρου να είναι αρκετά μεγάλη η απόσταση μεταφοράς (πχ 2020 miles). Όσο αυξάνεται η ποσότητα, τόσο πιο πολλά μίλια χρειάζονται ώστε να προτιμηθεί το ΥΦΑ (πχ για 800 mmcfd απαιτούνται 4270 μίλια)

Για να επανέρθουμε στον αγωγό Τουρκίας- Ελλάδα, βλέπουμε πως δεν θα μπορούσε να είναι συμφέρουσα μία λύση μεταφοράς ΥΦΑ για τα ίδια μίλια και ποσότητες αερίου. Για τα δεδομένα των 184 μιλίων και $Q=726$ MMcf/d τα μοναδιαία κόστη προέκυψαν **0.0386** €/MMBTU και **1.16236** €/MMBTU για την περίπτωση μεταφοράς ΥΦΑ, δηλαδή η μεταφορά μέσω αγωγών είναι αδιαπραγμάτευτη.

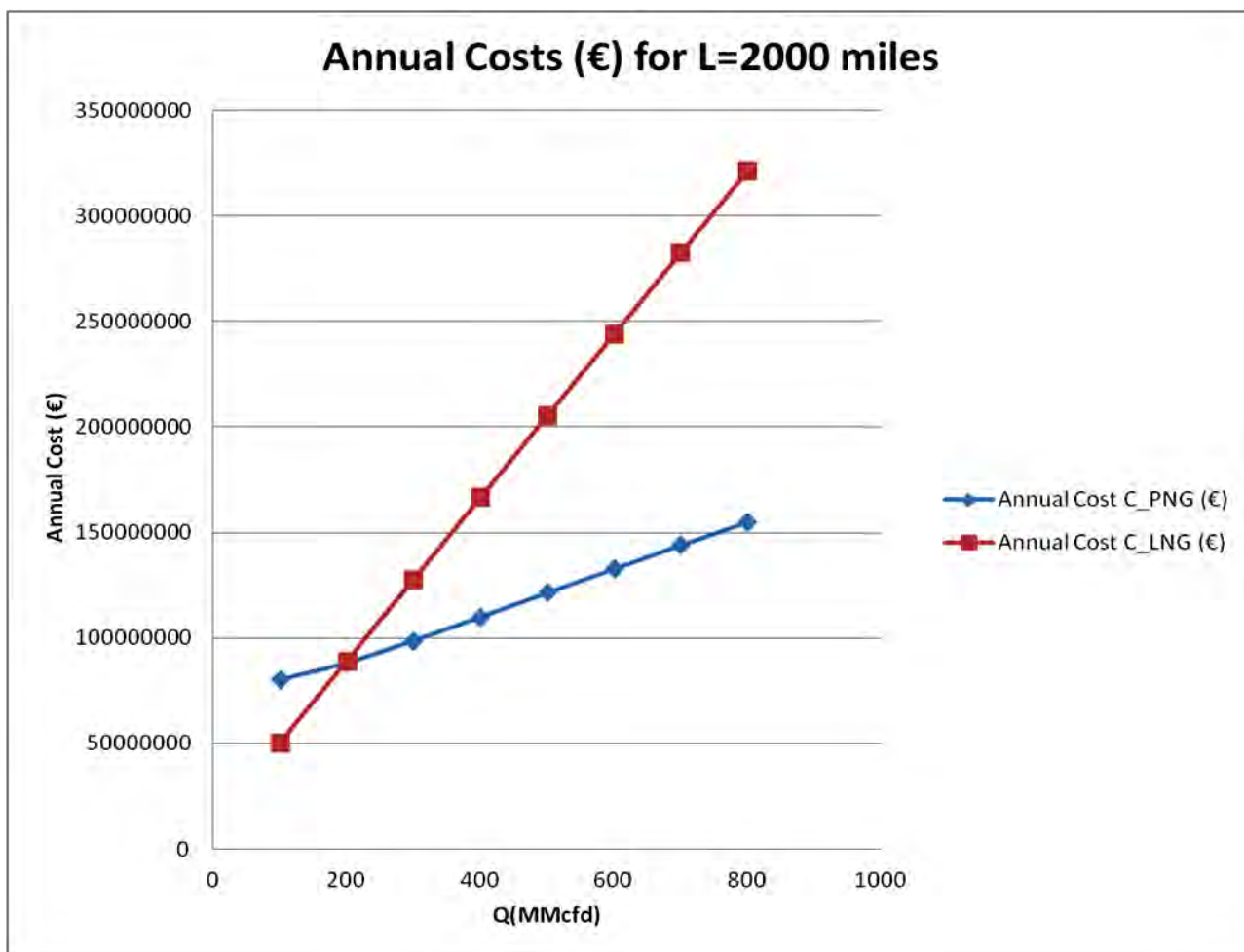
Υπολογίσαμε πως για 726 mmcf/d φυσικού αερίου θα απαιτούνταν 4080 μίλια , απόσταση μεταφοράς, ώστε το κόστος να ήταν ίδιο στους δύο τρόπους μεταφοράς και ίσο με 1.3298 €/MMBTU.

Αν θεωρηθεί πως γνωρίζουμε μία δεδομένη (αρκετά μεγάλη) απόσταση και τη διάμετρο του αγωγού έστω $D=36$ inches, τότε παρατηρούμε παρακάτω τον τρόπο που αυξάνεται το ετήσιο κόστος (€) με την αύξηση της ημερήσιας ροής Q (MMcf/d) τόσο στην περίπτωση του αγωγού (PNG) όσο και στην περίπτωση το ΥΦΑ (LNG). Αρχικά θεωρούμε απόσταση 2000 μίλια και στη συνέχεια 4000 μίλια. Προκύπτουν τα εξής:

L=2000 miles, D=36 inches				
Q(MMcf/d)	100	200	300	400
Annual Cost C_PNG (€)	80272071.8	88314154.56	98739911.11	110017748.6
Annual Cost C_LNG (€)	50397629.83	89100265.11	127802900.4	166505535.7

L=2000 miles, D=36 inches				
Q(MMcf/d)	500	600	700	800
Annual Cost C_PNG (€)	121476992.4	132856691.4	144064826	155077609
Annual Cost C_LNG (€)	205208170.9	243910806.2	282613441.5	321316076.8

Πίνακας 0.9 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσια Κόστη για μεταφορά μέσω αγωγών και ΥΦΑ για απόσταση $L=2000$ miles και $D=36$ inches συνάρτηση της ημερήσιας ισοδύναμης παροχής αερίου

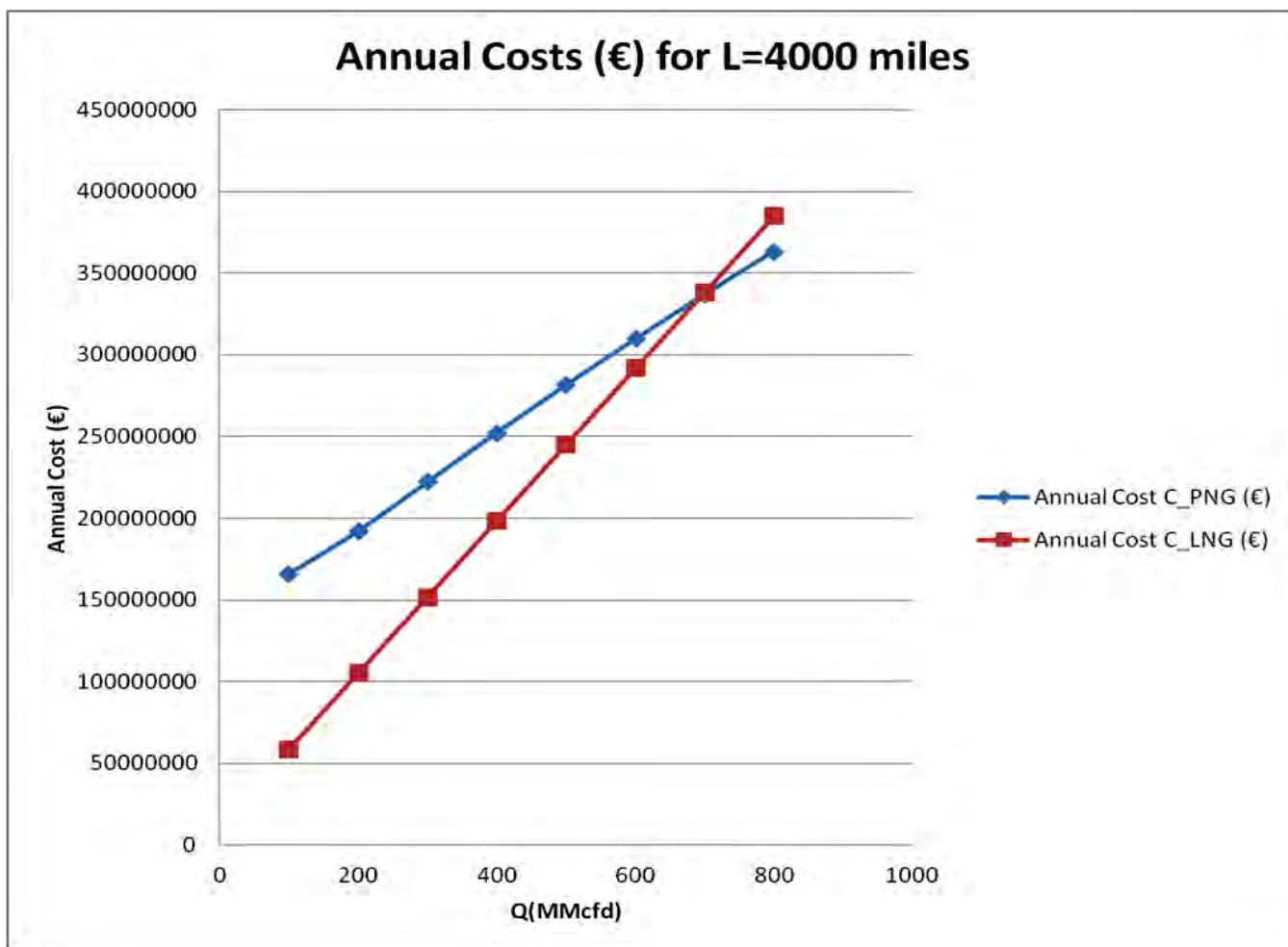


Εικόνα 0.17 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσια Κόστη για μεταφορά μέσω αγωγών και ΥΦΑ για απόσταση $L=2000$ miles και $D=36$ inches συνάρτηση της ημερήσιας ισοδύναμης παροχής αερίου

L=4000 miles, D=36 inches				
Q (MMcfd)	100	200	300	400
Annual Cost C_PNG (€)	165964766.7	192172662.6	222212357.3	252290276.7
Annual Cost C_LNG (€)	58365819.44	105036644.3	151707469.2	198378294.1

L=4000 miles, D=36 inches				
Q (MMcfd)	500	600	700	800
Annual Cost C_PNG (€)	281475943.8	309640647.9	336863874.5	363268777.1
Annual Cost C_LNG (€)	245049119	291719943.9	338390768.8	385061593.7

Πίνακας 0.10 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσια Κόστη για μεταφορά μέσω αγωγών και ΥΦΑ για απόσταση $L=4000$ miles και $D=36$ inches συνάρτηση της ημερήσιας ισοδύναμης παροχής αερίου



Εικόνα 0.18 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Ετήσια Κόστη για μεταφορά μέσω αγωγών και ΥΦΑ για απόσταση $L=4000$ miles και $D=36$ inches συνάρτηση της ημερήσιας ισοδύναμης παροχής αερίου

Από τα διαγράμματα καταλήγουμε στα εξής συμπεράσματα:

- Για διπλασιασμό της απόστασης L από 2000 σε 4000 μίλια, το ετήσιο κόστος μεταφοράς μέσω αγωγών και ΥΦΑ εξισώνονται για μεταφορά αρκετά μεγαλύτερης ποσότητας. Δηλαδή στην πρώτη περίπτωση εξισώνονται για μεταφορά ημερήσιας ποσότητας περίπου 200 MMcfd ενώ για διπλάσια απόσταση μεταφοράς, απαιτείται μεταφορά 700 MMcfd για να εξισωθούν τα κόστη μεταφοράς.
- Το σημείο εξίσωσης του ετήσιου κόστους για δεδομένη απόσταση μεταφοράς, μεταξύ των δύο μεθόδων μεταφοράς, ορίζει και την κατώτατη ημερήσια ροή μετά την οποία αρχίζει να είναι πιο οικονομική η μεταφορά φυσικού αερίου μέσω αγωγών. (Αυτό είναι σε αντίθεση με το cross point της απόστασης που είδαμε προηγουμένως, όπου για δεδομένη ροή, το cross point καθόριζε το ελάχιστο μήκος μετά το οποίο ήταν οικονομικότερη η μεταφορά ΥΦΑ.)
- Η ευαισθησία του ετήσιου κόστους ως προς την ημερήσια μεταφερόμενη ποσότητα για δεδομένο μήκος είναι μεγαλύτερη για την περίπτωση του ΥΦΑ εν συγκρίσει με την περίπτωση του αγωγού. Αυτό διαπιστώνεται από τις κλίσεις των δύο ευθειών που προέκυψαν, όπου η κλίση για το LNG είναι μεγαλύτερη από αυτή του PNG (Pipeline Natural Gas).

Τέλος ένα άλλο επίπεδο που θα συγκριθούν οι δύο μέθοδοι μεταφοράς είναι ως προς τις οικονομίες κλίμακας που αναπτύσσονται. Για 200 μίλια απόσταση, μεταβαίνοντας από 200 σε 400 mmcf/d το μοναδιαίο κόστος μειώνεται κατά ένα παράγοντα $f = 0,549546852$ για διάμετρο 36 ίντσες και $f = 0,948036946$ για διάμετρο 16 ίντσες. Στην περίπτωση του ΥΦΑ η οικονομία κλίμακας είναι αρκετά πιο ήπια σε σχέση με την περίπτωση του αγωγού για $D=36$ inches, αφού όταν διπλασιαστεί η ποσότητα, το νέο μέσο κόστος μειώνεται με ένα παράγοντα $f = 0.921780485$. Ωστόσο αν η διάμετρος είναι μικρή (16 inches), τότε παρατηρείται μεγαλύτερη οικονομία κλίμακας στην περίπτωση του ΥΦΑ.

$$C(400 \text{ miles}) = f * C(200 \text{ miles})$$

$$C(800 \text{ miles}) = f' * C(400 \text{ miles})$$

	economy of scale factors f	
L = 200 miles	Q from 200 to 400 MMcf/d	from 400 to 800
PIPELINE UNIT COST (D= 36 inches)	0.549546852	0.676978529
PIPELINE UNIT COST(D= 16 inches)	0.948036946	0.962479724
LNG UNIT COST	0.921780485	0.957571506

Πίνακας 0.11 Αποτελέσματα Μαθηματικού Μοντέλου - Παράγοντες Οικονομιών Κλίμακας για την περίπτωση του αγωγού (διαμέτρου $D=36$ inches και $D= 16$ inches) και ΥΦΑ, για 200 μίλια

9 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Στην παρούσα διπλωματική εργασία επιδιώξαμε μία πλήρη και περιεκτική περιγραφή των συστημάτων μεταφοράς φυσικού αερίου, η βιομηχανία του οποίου βρίσκεται πλέον σε πλήρη ανάπτυξη παγκοσμίως. Ο βασικός στόχος ήταν η συγκριτική οικονομική αξιολόγηση και επιλογή μεταξύ δύο διαφορετικών επιλογών μεταφοράς φυσικού αερίου: τη μεταφορά μέσω αγωγών και Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου.

Σχετικά με την πρώτη επιλογή, γνωρίζουμε πως οι 2 κυρίαρχοι παράγοντες κόστους είναι το κόστος του αγωγού και το κόστος των απαιτούμενων συμπίεστών της γραμμής. Όσον αφορά το κόστος μεταφοράς ΥΦΑ, έχουμε τρεις κυρίαρχους παράγοντες που επηρεάζουν το τελικό κόστος και είναι : το κόστος υγροποίησης, το κόστος μεταφοράς μέσω πλοίων και το κόστος επαναεριοποίησης στους τερματικούς σταθμούς.

Αφού παρουσιάστηκαν λεπτομέρειες της λειτουργίας ενός συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου και παρουσιάστηκαν στοιχεία για το σύστημα μεταφοράς της Ελλάδας, στη συνέχεια κατασκευάσαμε ένα μαθηματικό μοντέλο που είχε τρεις στόχους:

- την μοντελοποίηση και οικονομική βελτιστοποίηση ενός συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου μέσω αγωγών
- την οικονομική μοντελοποίηση ενός συστήματος μεταφοράς Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου
- τη συγκριτική οικονομική αξιολόγηση των δύο παραπάνω μεθόδων μεταφοράς

Αναφορικά με το πρώτο στάδιο μοντελοποίησης, προέκυψε μία συνάρτηση κόστους για τη βιομηχανία φυσικού αερίου. Μια συνάρτηση παραγωγής για τη διαδικασία της μεταφοράς θεωρήθηκε στη συνέχεια, ρίχνοντας το επίκεντρο σε δύο βασικές «εισόδους» κεφαλαίου, τον σωλήνα και τους συμπιεστές. Στη συνέχεια προέκυψε μία συνάρτηση κόστους, λαμβάνοντας υπ' όψιν το συνδυασμό κεφαλαίου, λειτουργικού και κόστους συντήρησης, που ελαχιστοποιούν το συνολικό κόστος του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου. Βασικές μεταβλητές της συνάρτησης αυτής είναι τελικά η διάμετρος και το μήκος του αγωγού, το πάχος του σωλήνα, η ροή του φυσικού αερίου και η ισχύς των συμπιεστών.

Είδαμε, επίσης, πως η αντοχή εφελκυσμού του αγωγού, δηλαδή ο βαθμός του χάλυβα από τον οποίο κατασκευάζεται ο αγωγός αερίου, επηρεάζει αρκετά το τελικό κόστος μεταφοράς, με την έννοια ότι σε μεγαλύτερους βαθμούς (πχ X-100) επιτυγχάνουμε μικρότερα πάχη και επομένως μικρότερο κόστος υλικών και κόστη μεταφοράς συνολικά.

Αν θεωρήσουμε τον αγωγό Τουρκίας- Ελλάδας, υπολογίσαμε πως για δεδομένο το μήκος $L=184$ miles, την πίεση $P_2=869.56$ psia (60 bar), το βαθμό χάλυβα X-70 και την ημερήσια παροχή $Q=726$ MMcfd, το ετήσιο κόστος ελαχιστοποιείται για πάχος αγωγού $\tau=0,38339$ inches και διάμετρο $D=36$ inches και κάτι που συμπίπτει με την πραγματική διάμετρο του συγκεκριμένου αγωγού.

Αναφορικά με τη μοντελοποίηση ΥΦΑ έγιναν αρκετές απλοποιητικές παραδοχές εξαιτίας του γεγονότος πως όλοι οι παράγοντες κόστους του, είναι ιδιαίτερα μεταβαλλόμενοι από οικονομία σε οικονομία και δύσκολα μπορούν να μοντελοποιηθούν σε κάποιες μαθηματικές σχέσεις. Έτσι η μοντελοποίηση προέκυψε σαν λογικό συμπέρασμα και στατιστική επεξεργασία των παρατηρήσεων από διάφορες βιομηχανίες υγροποίησης ΥΦΑ, πλοίων και σταθμών επαναεριοποίησης και από έρευνα στο διαδίκτυο σχετικά με την τάση που παρουσιάζουν οι τιμές προσεγγιστικά. Έτσι θεωρήσαμε μία συνάρτηση κόστους που είναι συνάρτηση της ποσότητας υγροποιημένου φυσικού αερίου (εκπεφρασμένη σε θερμική αξία MMBTU), του μήκους μεταφοράς και του αριθμού των πλοίων που χρησιμοποιούνται. Στην παρούσα εργασία θεωρούμε πως έγινε αγορά ενός μόνο πλοίου ΥΦΑ.

Προκειμένου να συγκρίνουμε τις δύο μεθόδους μεταφοράς φυσικού αερίου μετατρέψαμε την ποσότητα του φυσικού αερίου που μεταφέρεται μέσω αγωγών από ημερήσια ροή MMcfd σε θερμική αξία MMBTU σε ετήσια βάση, καθώς στη συνάρτηση κόστους του ΥΦΑ η βασική μεταβλητή είναι η θερμική αξία. Όπου

δηλαδή γνωρίζουμε την παροχή του αερίου μέσω αγωγών σε MMcfδ πάντα γίνεται μετατροπή σε MMBTU και με αυτή την ποσότητα, υπολογίζεται το αντίστοιχο κόστος ΥΦΑ.

Καταλήγουμε στο συμπέρασμα πως για μικρές αποστάσεις μεταφοράς είναι περισσότερο οικονομική η επιλογή των αγωγών φυσικού αερίου εν συγκρίσει με τη μεταφορά ΥΦΑ, ανεξαρτήτως ροής. Μετά από μία συγκεκριμένη απόσταση, για δεδομένη ημερήσια ροή αερίου, αρχίζει να είναι οικονομικότερη η επιλογή του ΥΦΑ, αλλά υπάρχει εξάρτηση της επιλογής αυτής από την παροχή αερίου (και αντίστοιχη ποσότητα ΥΦΑ).

Επίσης διαπιστώσαμε πως δοθέντος ενός αγωγού 36 inches η απόσταση στην οποία η μεταφορά ΥΦΑ αρχίζει να γίνεται οικονομικότερη από τη μεταφορά μέσω αγωγών, εξαρτάται σημαντικά από την ποσότητα μεταφοράς. Αν έχουμε μία μικρή παροχή (πχ 200 MMcfδ ή ετήσια 73000000 MMBTU), τότε για απόσταση μεταφοράς περίπου 2000 μιλίων γίνεται πιο οικονομική η επιλογή του ΥΦΑ, ενώ όταν πρόκειται για μία μεγάλη παροχή (πχ 800 MMcfδ ή ετήσια 292000000 MMBTU), τότε η απόσταση στην οποία θα προτιμηθεί το Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο είναι ακόμα μεγαλύτερη (περίπου πάνω από 4000 μίλια).

Επομένως όταν τίθεται το δίλημμα μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων φυσικού αερίου σε μεγάλες αποστάσεις, τότε οφείλει κανείς να εξετάσει σοβαρά τη μεταφορά αυτή και μέσω πλοίων LNG όχι μόνο λόγω μεγαλύτερης ευελιξίας και γεωγραφικών και πολιτικών παραγόντων, που πιστεύεται μέχρι σήμερα, αλλά και για οικονομικούς λόγους. Αυτό αρχίζει να ενισχύεται σημαντικά και λόγω των συνεχών μειώσεων στο κόστος υγροποίησης, μεταφοράς και αεριοποίησης LNG, που θα μειώσει επιπλέον το cross point της απόστασης μετά την οποία θα αρχίσει να είναι περισσότερο οικονομική η λύση του ΥΦΑ.

Όταν τίθεται συγκεκριμένη (αρκετά μεγάλη) απόσταση μεταφοράς αερίου, τότε η επιλογή του αγωγού ενισχύεται έναντι αυτής του ΥΦΑ όταν πρόκειται να μεταφερθούν μεγάλες ποσότητες αερίου. Υπάρχει μία συγκεκριμένη ποσότητα μετά την οποία το ετήσιο κόστος είναι μεγαλύτερο για την περίπτωση του ΥΦΑ. Όσο μεγαλύτερη είναι η δοθείσα απόσταση μεταφοράς, τόσο μεγαλύτερο είναι και το συγκεκριμένο όριο της μεταφερόμενης ποσότητας μετά την οποία είναι περισσότερο οικονομική η μεταφορά αερίου μέσω αγωγών.

Τέλος αξίζει να αναφερθεί η ύπαρξη οικονομιών κλίμακας τόσο στη βιομηχανία φυσικού αερίου όσο και ΥΦΑ και αυτό φαίνεται από τη μείωση του μέσου ετήσιου κόστους με αύξηση της μεταφερόμενης ποσότητας. Για τις περισσότερες διαμέτρους που υπολογίσαμε για μήκος $L=200$ μίλια (εκτός από μικρές διαμέτρους), οι οικονομίες κλίμακας βρέθηκαν πιο έντονες για τη μεταφορά μέσω αγωγών σε σχέση με τη μεταφορά ΥΦΑ και επομένως οι συγκεκριμένες βιομηχανίες μπορούν να επωφεληθούν περισσότερο από τη συνεχή αύξηση της μεταφερόμενης ποσότητας αερίου συγκριτικά με τη βιομηχανία LNG.

10 ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. Handbook of natural gas transmission and processing, edited by Saeid Mokhatab, William A. Poe, James G. Speight
2. Καρώνης Δ., Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο, , Λέκτορας ΕΜΠ, σημειώσεις για το μάθημα Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου τμήματος Χημικών Μηχανικών ΕΜΠ
URL : <http://www.chemeng.ntua.gr/courses/pngtech/?page=material>
3. King Saud University, Gas transportation through pipelines (Almokran group), presentation
URL:<http://faculty.ksu.edu.sa/agawish/Current%20Courses/Forms/AllItems.aspx?RootFolder=%2fagawish%2fCurrent%20Courses%2fPGE%20486&FolderCTID=0x0120001DE3B736E2D0A94E91A0AA88ED995D2D>
4. S.M Folga , Decision and Information Sciences Division Argonne and Information Science Division Argonne National Laboratory, “Natural Gas Pipeline Technology Overview”, US, November 2007
URL:http://www.osti.gov/bridge/product.biblio.jsp?query_id=1&page=0&osti_id=925391&Row=0&formname=basicsearch.jsp
5. Παναγέας Π., Τεχνολογία Φυσικού Αερίου Μελέτη Δικτύου Καταναλωτών Αντικεραυνική Προστασία Δικτύου, Διπλωματική Εργασία, Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών Υπολογιστών ΕΜΠ, Ιούλιος 2003
URL: <http://artemis-new.cslab.ece.ntua.gr:8080/jspui/handle/123456789/3351?mode=full>
6. Τεχνικοί Κανόνες για Εγκαταστάσεις Φυσικού Αερίου, Μετάφραση των DVGW, Κ.Γ. Πασπαλάς
7. Saeid Mokhatab, Tehran Raymand and Greg Lamberson , Fundamentals Of Gas Pipeline Metering stations, January 2009 Vol. 236 No. 1,
URL:<http://www.pipelineandgasjournal.com/fundamentals-gas-pipeline-metering-stations?page=show>
8. Δεστέ Αικατερίνη, Αποκρεμιώτη Καλλιόπη, Πτυχιακή εργασία « Το φυσικό αέριο στην Ελλάδα. Βασικός σχεδιασμός και ανάλυση παραμέτρων λειτουργίας μετρητικών και ρυθμιστικών σταθμών του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου», Μάρτιος 2009
URL:
<http://nefeli.lib.teicrete.gr/browse/stef/sdfp/2009/DesteAikaterini,ApokremiotiKalliopi/attached-document/2009desteapokremioti.pdf>
9. Bourcier P, Julius D, Moulin P, Palmer K. The economics of natural gas development. Energy. 1985;10:237-48.
URL : [http://dx.doi.org/10.1016/0360-5442\(85\)90087-8](http://dx.doi.org/10.1016/0360-5442(85)90087-8)
10. OME, 2001. Assessment of internal and external gas supply options for the EU, evaluation of the supply costs of new natural gas supply projects to the EU and an investigation of related financial requirements and tools. Assessment of future supply costs to Europe. Observatoire Mediterranéen de l' Energie (OME), June 2001
URL: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/gas/2001_10_external_gas_supply.pdf
11. R. Khan and P.S. Phos , Institute of Gas Technology Chicago, Illinois, “ The economics of natural gas production, transportation, storage, and distribution”

- URL: http://web.anl.gov/PCS/acsfuel/preprint%20archive/Files/09_2_DETROIT_04-65_0178.pdf
12. Jean-Michel Guldmann, “Modeling the structure of gas distribution costs in urban areas”, The Ohio State University, Columbus, oh 43210, USA, February 1983
URL: http://econpapers.repec.org/article/eeeregeco/v_3a13_3ay_3a1983_3ai_3a3_3ap_3a299-316.htm
 13. O.A. Adeyanju, L.O. Oyekunle, Petroleum and Gas Engineering Programme, Department of Chemical Engineering, University of Lagos. Nigeria, “Optimization of natural gas transportation in pipeline”
 14. Cayrade, Patrick, Investments in Gas Pipelines and Liquefied Natural Gas Infrastructure. What is the Impact on the Security of Supply? (September 2004). FEEM Working Paper No. 114.04. Available at SSRN: <http://ssrn.com/abstract=593721> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.593721>
 15. Sylvie Cornot-Gandolphe, Olivier Appert, Ralf Dickel, Marie-Françoise Chabrelie, Alexandre Rojey, “The challenges of further cost reductions for new supply options (pipeline, lng, gtl)”, 22nd World Gas Conference, 1-5 June 2003, Tokyo, Japan
 16. Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου Υγροποιημένο Φυσικό Αέριο Δ. Καρώνης, Λέκτορας ΕΜΠ, παρουσίαση στο μάθημα Τεχνολογία Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου τμήματος Χημικών Μηχανικών ΕΜΠ
URL: <http://www.chemeng.ntua.gr/courses/pngtech/files/Natural%20Gas%20Transportation%20Distribution.pdf>
 17. Abdelaziz Benhamadi,, Sonatrach AVL, Abdelkrim Ainouche, Karim Aissaoui, Sonatrach AMT, Alger Hydra, Algeria “Algerian LNG – A central role in the new international scene”
 18. H. Najibi a, R. Rezaei a, J. Javanmardi b, Kh. Nasrifar b, M. Moshfeghian c, Economic evaluation of natural gas transportation from Iran’s South-Pars gas field to market
 19. Kumar S, Kwon H-T, Choi K-H, Lim W, Cho JH, Tak K, et al. LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development. Applied Energy. 2011;88:4264-73.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.06.035>
 20. Javanmardi J, Nasrifar K, Najibi SH, Moshfeghian M. Feasibility of transporting LNG from South-Pars gas field to potential markets. Applied Thermal Engineering. 2006;26:1812-9.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2006.02.003>
 21. Jaeyoung Lee, P.E., Offshore Pipeline Consultant , JYL Pipeline Consultant, Inc., Houston, TX, “Natural Gas Demand in the USA - Why LNG & Gas Hydrate”
URL: http://www.jylpipeline.com/KSEA_article_2005.pdf
 22. Hiroki Okimi, Osaka Gas Co., Ltd., Japan, “Comparative Economy of LNG and pipelines in Gas Transmission”
URL: http://www.igu.org/html/wgc2003/WGC_pdffiles/10392_1045815366_9772_1.pdf
 23. ΔΕΠΙΑ- ΟΡΟΛΟΓΙΑ ΚΑΙ ΜΟΝΑΔΕΣ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΑΣ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ
URL: <http://www.depa.gr/templates/depa/book/index.html>
 24. Έκθεση για τη λειτουργία του ΕΣΦΑ για το έτος 2011, Αθήνα, Σεπτέμβριος 2012
URL: <http://www.desfa.gr/files/%CE%94%CE%99%CE%95%CE%A5%CE%98%CE%A5%CE%9D%CE>

[E%A3%CE%97%20%CE%94%CE%99%CE%91%CE%A7%CE%95%CE%99%CE%A1%CE%99%CE%A3%CE%97%CE%A3%20%CE%A1%CE%9F%CE%97%CE%A3%20%CE%91%CE%95%CE%A1%CE%99%CE%9F%CE%A5/%CE%91%CE%BD%CE%B1%CE%BB%CF%85%CF%84%CE%B9%CE%BA%CE%AE%20%CE%88%CE%BA%CE%B8%CE%B5%CF%83%CE%B7%20%CE%B3%CE%B9%CE%B1%20%CF%84%CE%B7%20%CE%9B%CE%B5%CE%B9%CF%84%CE%BF%CF%85%CF%81%CE%B3%CE%AF%CE%B1%20%CF%84%CE%BF%CF%85%20%CE%95%CE%A3%CE%A6%CE%91%20%CE%B3%CE%B9%CE%B1%20%CF%84%CE%BF%20%CE%88%CF%84%CE%BF%CF%82%202011.pdf](#)

25. ΕΚΘΕΣΗ ΤΗΣ ΡΑΕ ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΤΗΣ ΧΩΡΑΣ ΜΕ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ, ΑΘΗΝΑ, ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ 2009
URL : http://www.rae.gr/old/K2/Report-SoS_GAS.pdf
26. Yépez RA. A Cost Function for the Natural Gas Transmission Industry. The Engineering Economist. 2008;53:68-83. <http://dx.doi.org/10.1080/00137910701854602>
27. Olivier Massol, City University London and Center for Economics and Management, IFP School, Department of Economics, A cost function for the natural gas transmission industry: further considerations. http://www.city.ac.uk/_data/assets/pdf_file/0005/90059/1103_massol.pdf
28. Chenery HB. Engineering Production Functions. The Quarterly Journal of Economics. 1949;63:507-31. <http://dx.doi.org/10.2307/1882136>
29. Katz, D.L. et al Handbook of natural gas engineering. (New York: McGraw-Hill , 1959)
30. Zhenhua Rui, Paul A. Metz, Doug B. Reynolds, Gang Chen, Xiyu Zhou, Historical pipeline construction cost analysis, Int. J. Oil, Gas and Coal Technology, Vol. 4, No. 3, 2011 <http://dx.doi.org/10.1504/IJOGCT.2011.040838>
31. Issues Facing U.S. Shale Gas Exports To Japan By D.K. Das, Universal Pegasus International Inc., Houston | December 2011, Vol. 238 No. 12 , Pipeline and Gas Journal
URL: <http://pipelineandgasjournal.com/issues-facing-us-shale-gas-exports-japan>
32. Michael D. Tusiani, Gordon Shearer, LNG: A Nontechnical Guide
33. Engr. Md. Sanwar Hossain Dy. Manager, Operation Gas Transmission Co. Ltd., “Pipeline Design and Construction”
URL: <http://www.buet.ac.bd/pmre/PIPELINE%20Present.pdf>
34. American Gas Association, Curt George Segeler, Pacific Coast Gas Association. Gas Engineers' Handbook Committee, Gas engineers handbook: fuel gas engineering practices
35. http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_compressor
36. “Centrifugal compressor manual” , <http://jensapardi.wordpress.com/>
37. <http://www.desmie.gr>
38. www.Ypeka.gr
39. www.depa.gr
40. <http://www.euretirio.com/2010/06/oikonomies-klimakas.html>
41. http://www.woodcousa.com/line_pipe_properties.html