



Πανεπιστήμιο Δυτικής Αττικής
Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών

MSc Βιομηχανικά Συστήματα Πετρελαίου και Φυσικού Αερίου

Διπλωματική Εργασία

Τίτλος: Μελέτη σκοπιμότητας πλωτής μονάδας παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης υγροποιημένου φυσικού αερίου Αλεξανδρούπολης

Μεταπτυχιακός Φοιτητής: Εμμανουήλ Αλατζηνωτάκης

Αριθμός Μητρώου: 20200018

Επιβλέπων Καθηγητής: Dr. Ιωάννης Καλδέλλης

Ημερομηνία: 11/11/2022

Επιτροπή Εξέτασης και Βαθμολόγησης

Dr. Αιμιλία Κονδύλη, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, Πανεπιστήμιο Δυτικής Αττικής

(Όνομα) (Υπογραφή) Ημερομηνία:11/11/2022

Dr. Ιωάννης Καλδέλλης, Τμήμα Μηχανολόγων Μηχανικών, Πανεπιστήμιο Δυτικής Αττικής

(Όνομα) (Υπογραφή) Ημερομηνία:11/11/2022

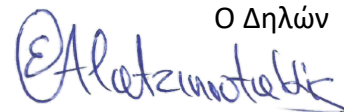
Δήλωση Συγγραφέα Διπλωματικής Εργασίας

Ο κάτωθι υπογεγραμμένος Εμμανουήλ Αλατζηνωτάκης του Γεωργίου, με αριθμό μητρώου 20200018 φοιτητής του Πανεπιστημίου Δυτικής Αττικής της Σχολής Μηχανικών του Τμήματος Μηχανολόγων Μηχανικών, δηλώνω υπεύθυνα ότι:

«Είμαι συγγραφέας αυτής της διπλωματικής εργασίας και ότι κάθε βοήθεια την οποία είχα για την προετοιμασία της είναι πλήρως αναγνωρισμένη και αναφέρεται στην εργασία. Επίσης, οι όποιες πηγές από τις οποίες έκανα χρήση δεδομένων, ιδεών ή λέξεων, είτε ακριβώς είτε παραφρασμένες, αναφέρονται στο σύνολο τους, με πλήρη αναφορά στους συγγραφείς, τον εκδοτικό οίκο ή το περιοδικό, συμπεριλαμβανομένων και των πηγών που ενδεχομένως χρησιμοποιήθηκαν από το διαδίκτυο. Επίσης, βεβαιώνω ότι αυτή η εργασία έχει συγγραφεί από μένα αποκλειστικά και αποτελεί προϊόν πνευματικής ιδιοκτησίας τόσο δικής μου, όσο και του Ιδρύματος.

Παράβαση της ανωτέρω ακαδημαϊκής μου ευθύνης αποτελεί ουσιώδη λόγο για την ανάκληση του πτυχίου μου».

Ο Δηλών



Εμμανουήλ Αλατζηνωτάκης

11/11/22

Ευχαριστίες

Στα πλαίσια εκπόνησης της Διπλωματικής μου εργασίας θα ήθελα να ευχαριστήσω τους συμφοιτητές μου για την αλληλεπίδραση κατά την διάρκεια του Μεταπτυχιακού, τον εισηγητή της Διπλωματικής για την αποδοχή και τις επισημάνσεις του, την Διευθύντρια του Μεταπτυχιακού Προγράμματος για την προσπάθεια που έγινε να ολοκληρωθεί το δυνατόν με βάση τον αρχικό προγραμματισμό, την Ακαδημαϊκή Γραμματεία για την συνεχή υποστήριξη σε όλη την διάρκεια του Μεταπτυχιακού Προγράμματος, τα ΕΛΠΕ για την προσθήκη συνθηκών αγοράς στις διαλέξεις τους αλλά και για την χρηματοδότηση του προγράμματος καθιστώντας το προσιτό σε όλους, και όλους τους εισηγητές των διαλέξεων κατά την διάρκεια του Μεταπτυχιακού Προγράμματος.

ΣΥΝΤΟΜΕΥΣΕΙΣ

APCI	<i>Air Products and Chemicals Inc</i>
APS	<i>Announced Pledges Scenario</i>
BAU	<i>Business As Usual</i>
BCF/D	<i>Billion Cubic Feet per Day</i>
BCM	<i>Billion Cubic Meters</i>
BLEVE	<i>Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion</i>
BOG	<i>Boil Off Gas</i>
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
CCUS	<i>Carbon Capture, Utilization, and Storage</i>
CERV	<i>Controllable-Emission Regasification Vessel</i>
CIS	<i>Commonwealth of Independent States</i>
DF	<i>Dual Fuel</i>
DFDE	<i>Dual Fuel Diesel Electric</i>
DRS	<i>Delayed Recovery Scenario</i>
EJ	<i>ExaJoules</i>
EPC	<i>Engineering, Procurement, Construction</i>
FAV1.5	<i>Favorable to Gas Scenario</i>
FEED	<i>Front End Engineering Design</i>
FID	<i>Final Investment Decision</i>
FSRU	<i>Floating Storage and Regasification Unit</i>
FSU	<i>Floating Storage Unit</i>
FV	<i>Future Value</i>
GCV	<i>Gross Caloric Value</i>
GenSet	<i>Generator Set</i>
GI	<i>Gas Injection</i>
HAZID	<i>Hazard Identification</i>
HAZOP	<i>Hazard and Operability</i>
HP	<i>High Pressure</i>
IEA	<i>International Energy Association</i>
IFV	<i>Intermediate Fluid Vaporization</i>
LFL	<i>Lower Flammable Limit</i>
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i>
LP	<i>Low Pressure</i>
MCM/D	<i>Millions Cubic Meters per Day</i>
ME-GI	<i>M-Type, Electronically Controlled Gas Injection</i>
MIMAH	<i>Methodology for the Identification of Major Accident Hazards</i>
MMBTU	<i>Million British Thermal Units</i>
MMSCFD	<i>Million Standard Cubic Feet per Day</i>
MNM³	<i>Millions Normal Cubic Meters</i>
MR	<i>Mixed Refrigerant</i>
MTPA	<i>Million Tonnes per Annum</i>
NZE	<i>Net Zero Emissions</i>
ORV	<i>Open Rack Vaporizer</i>
P&ID	<i>Piping and Instrumentation Diagram</i>
PHA	<i>Process Hazards Analysis</i>
PLEM	<i>Pipeline End Manifold</i>
PSM	<i>Process Safety Management</i>
QRA	<i>Quantified Risk Assessment</i>
R/P	<i>Reserves to Production</i>
RAM	<i>Reliability, Availability, Maintainability</i>
RAPID	<i>Rapid Transition Scenario</i>
ROI	<i>Return On Investment</i>

SDS	Sustainable Development Scenario
SSDR	Slow Speed Diesel with Re-liquefaction plant
STAGE	Steam Turbine And Gas Engine
STEPS	Stated Policies Scenario
STS	Ship-To-Ship
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats
T/H	Tonnes/Hour
TCM	Trillion Cubic Meters
TEG	Triethylene Glycol
TFDE	Tri-Fuel Diesel Electric Propulsion
TJ	Terra Joule
TPES	Total Primary Energy Supply
TTF	Title Transfer Facility
TWH	Terawatt Hours
UNFAV1.5	Unfavorable to Gas Scenario
VCE	Vapor Cloud Explosions
ΑΠΕ	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΣΦΑ	Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου
ΔΕΣΦΑ	Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου
ΕΕ	Ευρωπαϊκή Ένωση
ΕΣΦΑ	Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου
ΗΠΑ	Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής
ΜΕΚ	Μηχανές Εσωτερικής Καύσης
ΜΠΕ	Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων
ΡΑΕ	Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΥΘΗΑ	Συμπαγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
ΥΦΑ	Υγροποιημένο Φυσικού Αερίου
ΦΑ	Φυσικό Αέριο

Περίληψη

Βασικός στόχος της παρούσας Διπλωματικής εργασίας είναι η αξιολόγηση της επένδυσης του τερματικού σταθμού αποθήκευσης και αεριοποίησης της Αλεξανδρούπολης και η εκπόνηση μελέτης σκοπιμότητας. Η δομή της Διπλωματικής αποτελείται από πέντε κεφάλαια.

Το πρώτο κεφάλαιο περιλαμβάνει μια επισκόπηση του ΦΑ (Φυσικό Αέριο) στην Παγκόσμια και την Ελληνική αγορά. Αναφορικά με την παγκόσμια αγορά παρουσιάζεται η πρωτογενής παγκόσμια ενέργεια και η συμμετοχή του ΦΑ, η παραγωγή ενέργειας, η ζήτηση ενέργειας και ΦΑ, η προμήθεια και οι τάσεις του ΦΑ σε χρονικά διαστήματα έως και μετά το 2030 και έως το 2050, τιμές ΦΑ, τα παγκόσμια αποθέματα, και οι κύριοι οδοί εμπορίου ΦΑ. Για την Ελληνική αγορά παρουσιάζονται η σύσταση και οι ιδιότητες του ΦΑ, το ΕΣΦΑ (Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου), η εξέλιξη εισαγωγών και ζήτησης, η κατανάλωση, προβλέψεις ζήτησης, και σχεδιαζόμενα έργα υποδομής ΦΑ.

Το δεύτερο κεφάλαιο περιλαμβάνει μια επισκόπηση του υγροποιημένου ΦΑ-LNG (Liquefied Natural Gas) στην Παγκόσμια και την Ελληνική αγορά, το κόστος μεταφοράς, την εφοδιαστική του αλυσίδα και την πρόβλεψη ζήτησης, το παγκόσμιο εμπόριο LNG με αναφορά για τις εισαγωγές και τις εξαγωγές, τιμές LNG, παρουσίαση των εγκαταστάσεων υγροποίησης και αεριοποίησης, στοιχεία για την Ναυτιλία LNG, στοιχεία για το LNG στην Ελλάδα, και τον τερματικό σταθμό LNG στην Ρεβυθούσα.

Το τρίτο κεφάλαιο περιλαμβάνει μια επισκόπηση της αγοράς των πλωτών μονάδων αποθήκευσης και αεριοποίησης FSRU (Floating Storage and Regasification Unit). Παρουσιάζεται η αλυσίδα αξίας του LNG, η υγροποίηση του ΦΑ, τα στοιχεία κόστους της αλυσίδας αξίας του LNG και οι απαιτήσεις ενέργειας, μια ιστορική αναδρομή, ο στόλος των FSRU σε παγκόσμια κλίμακα, το απαιτούμενο επενδυτικό και λειτουργικό κόστος, τα χρονοδιαγράμματα ολοκλήρωσης των FSRU ως νέα κατασκευή ή ως μετατροπή τους από συμβατικό δεξαμενόπλοιο LNG, το ρίσκο της επένδυσης που πρέπει να έχει υπόψιν του ο επενδυτής, η εκτίμηση κινδύνου ΦΑ και LNG, τα διαθέσιμα επιχειρησιακά μοντέλα διαχείρισης των FSRU, ανάλυση SWOT, και την τεχνική επισκόπηση των τερματικών σταθμών FSRU.

Το τέταρτο κεφάλαιο ασχολείται με την μελέτη σκοπιμότητας του FSRU Αλεξανδρούπολης που είναι και το κύριο μέρος της παρούσας Διπλωματικής εργασίας. Περιλαμβάνει την περιγραφή του έργου, την χωρομέτρηση του υπεράκτιου τερματικού σταθμού και του χερσαίου μετρητικού σταθμού, τους διασυνδεδετήριους αγωγούς, το market test, το ρίσκο της επένδυσης που αναλαμβάνει ο επενδυτής, έρευνα αγοράς στην Ελληνική και την Βουλγαρική αγορά, και στοιχεία για την Βόρειο Ανατολική Ευρώπη. Περιλαμβάνει επίσης την επίδραση της επένδυσης στην τοπική κοινωνία και το περιβάλλον, το νομοθετικό πλαίσιο και τους περιβαλλοντικούς όρους, τους κανονισμούς ασφάλειας, την αναγνώριση κινδύνων και την διαδικασία ελάττωσης του ρίσκου των διεργασιών, τις αδειοδοτήσεις, το χρονοδιάγραμμα ολοκλήρωσης, την εφοδιαστική αλυσίδα, την τεχνική περιγραφή του έργου, και το cost benefit model για την οικονομική αξιολόγηση της επένδυσης.

Το πέμπτο κεφάλαιο περιλαμβάνει τα συμπεράσματα της παρούσας Διπλωματικής εργασίας για την αγορά του ΦΑ και του LNG, συμπεράσματα για τα FSRU όπου γίνεται αναφορά πέραν τον πλεονεκτημάτων τους με τους χερσαίους τερματικούς σταθμούς στα μειονεκτήματα και τις προκλήσεις που αντιμετωπίζουν οι ιδιοκτήτες τους, και τέλος τα συμπεράσματα της μελέτης σκοπιμότητας του τερματικού σταθμού FSRU Αλεξανδρούπολης τα αποτελέσματα της οποίας δείχνουν ότι η επένδυση είναι αποδεκτή και προς όφελος το επενδυτή.

Πίνακας Περιεχομένων

Επιτροπή Εξέτασης και Βαθμολόγησης.....	2
Δήλωση Συγγραφέα Διπλωματικής Εργασίας.....	3
Συνομεύσεις.....	5
Περίληψη.....	7
Πίνακας Περιεχομένων.....	8
Λίστα Εικόνων.....	11
Λίστα Πινάκων.....	14
Λίστα Εξισώσεων.....	16
Κεφάλαιο 1-Φυσικό Αέριο στην Παγκόσμια και Ελληνική Αγορά.....	17
1.1 Επισκόπηση ΦΑ στην παγκόσμια αγορά.....	17
1.1.1 Πρωτογενής παγκόσμια ενέργεια και ΦΑ.....	17
1.1.2 Παγκόσμια παραγωγή ενέργειας.....	19
1.1.3 Ζήτηση ενέργειας μετά το 2030.....	20
1.1.4 Ζήτηση ΦΑ έως το 2030.....	21
1.1.5 Προμήθεια ΦΑ.....	22
1.1.6 Τάσεις ΦΑ μετά το 2030.....	23
1.1.7 Ζήτηση και προμήθεια ΦΑ έως το 2050.....	24
1.1.8 Τιμές ΦΑ.....	25
1.1.9 Παγκόσμια αποθέματα ΦΑ.....	26
1.1.10 Εμπόριο ΦΑ-κύριοι οδοί.....	27
1.2 Επισκόπηση ΦΑ στην Ελληνική αγορά.....	27
1.2.1 Σύσταση και ιδιότητες ΦΑ.....	27
1.2.2 Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου.....	28
1.2.3 Εξέλιξη εισαγωγών ΦΑ.....	29
1.2.4 Εξέλιξη ζήτησης ΦΑ.....	30
1.2.5 Κατανάλωση ΦΑ-ιστορικά στοιχεία.....	30
1.2.6 Πρόβλεψη ζήτησης ΦΑ.....	32
1.2.7 Μελλοντικός Σχεδιασμός-Έργα υποδομής ΦΑ.....	33
Κεφάλαιο 2-LNG στην Παγκόσμια και Ελληνική Αγορά.....	34
2.1 Κόστος μεταφοράς, χρήσεις και ιδιότητες του LNG.....	34
2.2 Αλυσίδα αξίας και πρόβλεψη ζήτησης LNG.....	35
2.3 Παγκόσμιο εμπόριο LNG-εξαγωγές, εισαγωγές.....	37
2.4 Τιμές LNG.....	37
2.5 Δυναμικότητα υγροποίησης ΦΑ σε LNG.....	38
2.6 Τερματικοί σταθμοί LNG.....	40
2.7 Δεξαμενές LNG χερσαίων εγκαταστάσεων.....	41
2.8 Ναυτιλία LNG.....	43
2.9 LNG στην Ελληνική αγορά.....	48

2.9.1 Τερματικός σταθμός LNG Ρεβυθούσας.....	48
Κεφάλαιο 3-Πλωτή Μονάδα Αποθήκευσης και Επαναεριοποίησης- FSRU	53
3.1 Αλυσίδα αξίας LNG και η θέση του FSRU	53
3.2. Υγροποίηση ΦΑ	54
3.3. Στοιχεία κόστους αλυσίδας αξίας LNG.....	55
3.4. Απαιτήσεις ενέργειας σε διεργασίες LNG	56
3.5 Πλωτή μονάδα αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG σε ΦΑ-FSRU	56
3.5.1 Ιστορική αναδρομή.....	56
3.5.2 Στόλος FSRU σε παγκόσμια κλίμακα	57
3.5.3 Απαιτούμενο επενδυτικό κεφάλαιο.....	60
3.5.4 Λειτουργικό κόστος	61
3.5.5 Χρονοδιάγραμμα ολοκλήρωσης FSRU	61
3.5.6 Διαχείριση ρίσκου επένδυσης.....	62
3.5.7 Εκτίμηση κινδύνου	64
3.5.8 Κίνδυνοι ΦΑ και LNG	64
3.5.9 Λειτουργική ενσωμάτωση FSRU με τον τερματικό σταθμό.....	66
3.5.10 Επιχειρησιακά μοντέλα	67
3.5.11 Ανάλυση SWOT.....	69
3.6 Τεχνική επισκόπηση τερματικών σταθμών FSRU.....	69
3.6.1 Σύγκριση με χερσαίους τερματικούς σταθμούς	69
3.6.2 Διάγραμμα ροής FSRU	70
3.6.3 Γενική διάταξη πλοίου FSRU.....	71
3.6.4 Τεχνολογίες επαναεριοποίησης.....	72
3.6.5 Διαχείριση BOG.....	78
3.6.6 Τεχνολογίες δεξαμενών αποθήκευσης LNG.....	78
3.6.7 Τεχνολογίες εκφόρτωσης LNG.....	80
3.6.8 Διατάξεις πρόσδεσης.....	81
3.6.9 Διατάξεις προσέγγισης LNG δεξαμενόπλοιου-FSRU	82
3.6.10 Συστήματα ισχύος.....	83
Κεφάλαιο 4-Μελέτη Σκοπιμότητας.....	86
4.1 Περιγραφή έργου	86
4.2 Χωρομέτρηση έργου	86
4.3 Διασυνδεδημένοι αγωγοί ΦΑ.....	87
4.4 Δραστηριότητα και μετοχική σύνθεση εταιρείας	87
4.5. Δοκιμή Αγοράς.....	88
4.6 Ρίσκο επένδυσης.....	88
4.7 Αίτημα εξαίρεσης.....	88
4.8 Έρευνα αγοράς ΦΑ	89
4.8.1 ΦΑ στην Ελληνική αγορά.....	89

4.8.2 ΦΑ στην Βουλγαρική αγορά.....	90
4.8.3 ΦΑ στην Βόρειο Ανατολική Ευρώπη	90
4.8.4 Προβλέψεις ζήτησης ΦΑ	91
4.9 Συνεισφορά και πλεονεκτήματα του έργου.....	91
4.10 Κοινωνικά οφέλη	92
4.11 Νομοθετικό Πλαίσιο	92
4.12 Περιβαλλοντικά οφέλη	92
4.12.1 Περιβαλλοντικοί Όροι.....	93
4.13 Κανονισμοί Ασφαλείας.....	94
4.13.1 Αναγνώριση κινδύνων FSRU.....	94
4.13.2 Διαδικασία ελάττωσης του ρίσκου διεργασιών.....	95
4.14 Αδειοδοτήσεις	96
4.15 Χρονοδιάγραμμα ολοκλήρωσης του έργου	97
4.16 Εφοδιαστική αλυσίδα LNG	97
4.17 Τεχνική Περιγραφή του Έργου	98
4.17.1 ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης	98
4.17.2 Διάγραμμα ροής FSRU	103
4.17.3 Κύριος εξοπλισμός FSRU	104
4.17.4 Διαχείριση Boil off Gas	108
4.18. Εξισώσεις υπολογισμών οικονομικών όρων	110
4.19 Επενδυτικό Κόστος	111
4.20 Κύριες οικονομικοί και τεχνικοί παράμετροι.....	112
4.21 Cost benefit model-σενάριο Α.....	120
4.21.1 Capacity planning.....	120
4.21.2 Συντελεστές γήρανσης παραγωγής και αύξησης του σταθερού κόστους	121
4.21.3 Gains	122
4.21.4 Έντοκος χρόνος απόσβεσης.....	123
4.21.5 Καθαρά παρούσα αξία-NPV και PR.....	124
4.21.6 IRR	125
4.21.7 Επίδραση φορολογίας.....	125
4.21.8 Cash Flow	126
4.22 Cost benefit model-σενάριο Β	127
4.22.1 Gains	127
4.22.2 Έντοκος χρόνος απόσβεσης.....	129
4.22.3 Καθαρά παρούσα αξία-NPV και PR.....	130
4.22.4 IRR	131
4.22.5 Cash Flow	131
4.23 Παράρτημα υπολογισμών-σενάριο Α για $i=8\%$	132
4.24 Παράρτημα υπολογισμών-σενάριο Β για $i=8\%$	139

Κεφάλαιο 5-Συμπεράσματα και Επόμενα Βήματα	142
5.1 Συμπεράσματα για το ΦΑ και το LNG	142
5.2 Συμπεράσματα για τα FSRU	143
5.3 Συμπεράσματα Μελέτης σκοπιμότητας FSRU Αλεξανδρούπολης	144
5.3.1 Σενάριο Α	144
5.3.2 Σενάριο Β	145
5.4 Ανάλυση Ευαισθησίας	146
5.5 Επόμενα βήματα.....	147
Λίστα Αναφορών	148
Αναφορές.....	148

Λίστα Εικόνων

Εικόνα 1: Πρωτογενής παροχή ενέργειας 2018-2050 (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 3)	17
Εικόνα 2: Μερίδιο του ΦΑ ως προς την πρωτογενή παροχή ενέργειας (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 4)	17
Εικόνα 3: Επιλεγμένα σενάρια παγκόσμιας ζήτησης ΦΑ (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 10)	18
Εικόνα 4: Επιλεγμένα σενάρια εμπορίου LNG (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 10)	18
Εικόνα 5: Παγκόσμια προμήθεια ενέργειας ανά σενάριο και χαμηλών εκπομπών παροχή ενέργειας ανά τομέα 2010-2030 (IEA, 2021, p. 181).....	19
Εικόνα 6: Μεταβολή στην παγκόσμια προμήθεια ενέργειας 2020-2030 ανά σενάριο και καύσιμο (IEA, 2021, p. 181)	19
Εικόνα 7: Ζήτηση και προμήθεια ενέργειας ανά καύσιμο και τομέα 2020-2050 (IEA, 2021, p. 185).....	20
Εικόνα 8: Χρήση ΦΑ και χαμηλών εκπομπών αερίων ΦΑ έως το 2030 ανά σενάριο (IEA, 2021, p. 225)	21
Εικόνα 9: Μεταβολές στην ζήτηση ΦΑ 2020-2030 ανά σενάριο, τομέα, και περιοχή (IEA, 2021, p. 227)	22
Εικόνα 10: Μεταβολές στο upstream του ΦΑ ανά σενάριο 2021-2030 (IEA, 2021, p. 231)	23
Εικόνα 11: Εισαγωγές ΦΑ ανά σενάριο σε επιλεγμένες περιοχές 2020-2050 (IEA, 2021, p. 233).....	23
Εικόνα 12: Μεταβολές του ΦΑ ανά σενάριο σε περιοχές και σενάριο 2020-2050 (IEA, 2021, p. 233)	24
Εικόνα 13: Henry Hub τιμές ΦΑ 2020-2050 ανά σενάριο (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 15)	25
Εικόνα 14: TTF τιμές ΦΑ 2020-2050 (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 15)	25
Εικόνα 15: Δείκτης αποθεμάτων/παραγωγή ΦΑ 2020 και ιστορικών στοιχείων ανά περιοχή (BP, 2021, p. 35).....	26
Εικόνα 16: Κατανομή εκμεταλλεύσιμων παγκόσμιων αποθεμάτων ΦΑ 2000-2020 (BP, 2021, p. 35).....	26
Εικόνα 17: Κύριοι οδοί παγκόσμιου εμπορίου ΦΑ και LNG σε BCM (BP, 2021, p. 45)	27
Εικόνα 18: Χρονική εξέλιξη και μετοχική σύνθεση ΔΕΣΦΑ (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 3)	28
Εικόνα 19: Κύρια χαρακτηριστικά ΕΣΦΑ (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 4)	29
Εικόνα 20: Χρονική εξέλιξη εισαγωγών ΦΑ 2010-2021 σε TWh (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 5).....	29
Εικόνα 21: Ποσοστά εισαγωγών ΦΑ ανά σημείο εισόδου για το 2021 (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 6).....	30
Εικόνα 22: Χρονική εξέλιξη ζήτησης ΦΑ 2018-2021 (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 6)	30
Εικόνα 23: Ποσοστά ζήτησης ΦΑ ανά δραστηριότητα 2021 (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 6)	30
Εικόνα 24: Χρονική εξέλιξη κατανάλωσης ΦΑ 2007-2018 ανά τομέα κατανάλωσης σε mNm ³ (Desfa, 2019, p. 11) ...	31
Εικόνα 25: Χρονική εξέλιξη προμήθειας ΦΑ 1998-2018 ανά σημείο εισόδου σε MNm ³ (Desfa, 2019, p. 13).....	31
Εικόνα 26: Χρονική εξέλιξη πρωτογενούς ενέργειας στην Ελλάδα 1990-2020 (IEA, 2022)	32
Εικόνα 27: Στοιχεία ΦΑ-ΔΕΣΦΑ 2021 (DESFA, 2022)	33
Εικόνα 28: Σχεδιαζόμενα σημεία εισόδου ΦΑ (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 12)	33
Εικόνα 29: Κόστος μεταφοράς ΦΑ μέσω αγωγών και LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 13) ...	34
Εικόνα 30: Πρόβλεψη ζήτησης και αλυσίδα αξίας LNG (Shell, 2021, p. 29).....	36

Εικόνα 31: Παγκόσμια προσφορά και ζήτηση LNG σε MTPA 2018-2035 (R. Chong D. Dediou R. Gupta, 2021, p. 2) ...	36
Εικόνα 32: Παγκόσμια δυναμικότητα υγροποίησης σε σχέση με την ζήτηση LNG 2010-2040 (IEA, 2020, p. 276).....	37
Εικόνα 33: Ροές παγκόσμιων εξαγωγών-εισαγωγών LNG (IGU, 2021, pp. 16,17).....	37
Εικόνα 34: Τιμές LNG 2020-2021 (Shell, 2021, p. 13).....	38
Εικόνα 35: Ιστορικές τιμές LNG και μηχανισμός διαμόρφωσης τιμής 2006-2019 (McKinsey & Company, 2019, p. 6)	38
Εικόνα 36: Ετήσια αύξηση δυναμικότητας υγροποίησης LNG ανά περιοχή (IGU, 2021, p. 41).....	39
Εικόνα 37: Παγκόσμια λειτουργική δυναμικότητα υγροποίησης LNG ανά αγορά (IGU, 2021, p. 45).....	39
Εικόνα 38: Μεριδίο τεχνολογιών υγροποίησης LNG ανά ημερομηνία έναρξης λειτουργείας (IGU, 2021, p. 48).....	40
Εικόνα 39: Παγκόσμια δυναμικότητα αεριοποίησης LNG 2000-2026 (IGU, 2021, p. 81).....	40
Εικόνα 40: Δυναμικότητα αεριοποίησης LNG και συντελεστής αξιοποίησης ανά αγορά (IGU, 2021, p. 83)	41
Εικόνα 41: Τυπική διαμόρφωση δεξαμενής LNG κάτω από το έδαφος (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 37)	42
Εικόνα 42: Τυπική διαμόρφωση πάνω από το έδαφος δεξαμενής LNG μονού τοιχώματος (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 38)	42
Εικόνα 43: Τυπική διαμόρφωση πάνω από το έδαφος δεξαμενής LNG διπλού τοιχώματος (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 39)	42
Εικόνα 44: Παγκόσμιος ενεργός στόλος δεξαμενόπλοιων LNG ανά έτος παράδοσης και μέση δυναμικότητα (IGU, 2021, p. 60)	43
Εικόνα 45: Εξέλιξη παγκόσμιου στόλου δεξαμενόπλοιων LNG και μέση απόσταση μεταφοράς (The Oxford Institute for Energy Studies, 2018, p. 10)	43
Εικόνα 46: Κόστος ναυπήγησης πλοίων LNG σε σχέση με τον χρόνο παράδοσης και τον τύπο πρόωσης 2000-2020 (IGU, 2021, p. 69)	44
Εικόνα 47: Παραγγελίες νέων πλοίων LNG ανά Ναυπηγείο και τύπο πρόωσης (IGU, 2021, p. 69)	44
Εικόνα 48: Τρέχων στόλος πλοίων LNG ανά τύπο πρόωσης και ηλικία (IGU, 2021, p. 65)	45
Εικόνα 49: Κόστος μίσθωσης πλοίων LNG ανατολικά του Suez 2015-2020 (IEA, 2021, p. 71)	45
Εικόνα 50: Κόστος μίσθωσης πλοίων LNG δυτικά του Suez 2015-2020 (IEA, 2021, p. 71)	45
Εικόνα 51: Ανεξάρτητη σφαιρική δεξαμενή πλοίων LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 23).....	46
Εικόνα 52: Ανεξάρτητη πρισματική δεξαμενή πλοίων LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 23) ..	46
Εικόνα 53: Δεξαμενή μεμβράνης πλοίων LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 24).....	47
Εικόνα 54: Εσωτερικό δεξαμενής μεμβράνης τύπου GTT N096 πλοίων LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 25)	47
Εικόνα 55: Ιστορικά στοιχεία αγοράς ΦΑ και LNG 2013-2019 (N Battilana Desfa, 2021, p. 3)	48
Εικόνα 56: Δεξαμενόπλοια LNG στην Ρεβουθούσα το πρώτο τρίμηνο του 2022 (DESFA, 2022).....	48
Εικόνα 57: Στοιχεία ΦΑ και Δεξαμενόπλοια LNG στην Ρεβουθούσα 2021 (DESFA, 2022).....	49
Εικόνα 58: Στοιχεία ΦΑ και Δεξαμενόπλοια LNG στην Ρεβουθούσα 2020 (DESFA, 2021).....	50
Εικόνα 59: Εγκατάσταση τερματικού σταθμού Ρεβουθούσας (I Chomatas-Desfa, 2019, p. 5)	51
Εικόνα 60: Διάγραμμα ροής τερματικού σταθμού Ρεβουθούσας (Desfa, 2019, p. 4)	52
Εικόνα 61: Αλυσίδα αξίας LNG (U.S. Department of Energy, 2020, p. 1)	53
Εικόνα 62: Τυπικό block διάγραμμα εγκατάστασης υγροποίησης ΦΑ σε LNG (Cameron LNG, 2017, p. 17)	54
Εικόνα 63: Διάγραμμα ροής τεχνολογιών υγροποίησης LNG C3MR (αριστερά) και AP-X (δεξιά) (I. Mutaz X. Liu G. Mazza, 2016, p. 215).....	55
Εικόνα 64: Ενδεικτικές τιμές κόστους της αλυσίδας αξίας του LNG (Wartsila, 2017, p. 17).....	55
Εικόνα 65: Απαιτήσεις ενέργειας σε LNG διεργασίες (J. Pospisil L. Klimes M. Spilacek, 2019, p. 13).....	56
Εικόνα 66: Παγκόσμια δυναμικότητα επανααεριοποίησης LNG (IGU, 2021, p. 81)	57
Εικόνα 67: Παγκόσμια δυναμικότητα επανααεριοποίησης LNG-πλωτές και υπεράκτιες (IGU, 2021, p. 89).....	57
Εικόνα 68: Ανάπτυξη του Στόλου FSRU (The Oxford Institute for Energy Studies, 2019, p. 9).....	58
Εικόνα 69: Ενεργός στόλος FSRU ανά πλοιοκτήτη (IGU, 2021, p. 66).....	58
Εικόνα 70: Παγκόσμιος ενεργός στόλος LNG και παραγγελίες ανά χρόνο παράδοσης και μέση δυναμικότητα (IGU, 2021, p. 61)	59
Εικόνα 71: Γεωγραφική κατανομή FSRU-υπάρχων και μελλοντικά έργα (OilandGasiq, 2021, p. 5).....	59
Εικόνα 72: Χρονοδιαγράμματα ολοκλήρωσης έργων FSRU σε μήνες (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 25)	62
Εικόνα 73: Δομή Tolling model (The Oxford Institute for Energy Studies, 2019, p. 9).....	68

Εικόνα 74: Επιχειρησιακά μοντέλα FSRU (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 27).....	68
Εικόνα 75: Διάγραμμα ροής FSRU (LEIF HÖEGH & CO, 2004, p. 5)	70
Εικόνα 76: Γενική διάταξη FSRU (Worley Parsons, 2018, p. 2)	71
Εικόνα 77: Βασικός εξοπλισμός FSRU (Golar LNG Energy, 2011, p. 3)	72
Εικόνα 78: Τυπική διάταξη ανακατασκευής πλοίου LNG σε FSRU (J. Boulland, 2019, p. 52)	72
Εικόνα 79: Διάγραμμα ροής αεριοποίησης LNG (Golar LNG Energy, 2011, p. 4)	73
Εικόνα 80: Τεχνολογίες επανααεριοποίησης LNG (D. Lee M. Ha S. Kim S. Shin, 2014, p. 312).....	74
Εικόνα 81: Σύστημα αεριοποίησης LNG κλειστού βρόχου προπάνιου με θαλασσινού νερό ως θερμαντικό μέσο (LLOYD’S Register, 2016, p. 17).....	74
Εικόνα 82: Σύστημα αεριοποίησης LNG ανοιχτού βρόχου θαλασσινού νερού (LLOYD’S Register, 2016, p. 17).....	75
Εικόνα 83: Σύστημα αεριοποίησης LNG κλειστού βρόχου TEG, νερού, και ατμού (LLOYD’S Register, 2016, p. 18)	75
Εικόνα 84: Σύστημα αεριοποίησης LNG κλειστού βρόχου TEG, νερού, και θαλασσινού νερού (LLOYD’S Register, 2016, p. 18)	75
Εικόνα 85: Μονάδα επανααεριοποίησης FSRU (LEIF HÖEGH & CO, 2020, p. 15)	76
Εικόνα 86: Διάγραμμα ροής αεριοποίησης LNG με τρεις συρμούς (LEIF HÖEGH & CO, 2020, p. 16)	76
Εικόνα 87: Λειτουργία ανοικτού βρόχου (LEIF HÖEGH & CO, 2020, p. 17)	77
Εικόνα 88: Λειτουργία συνδυασμένου βρόχου (LEIF HÖEGH & CO, 2020, p. 18)	77
Εικόνα 89: Λειτουργία κλειστού βρόχου (LEIF HÖEGH & CO, 2020, p. 19).....	77
Εικόνα 90: Διάγραμμα ροής ανασυμπυκνωτή BOG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 45)	78
Εικόνα 91: Υποβρύχιο σύστημα πρόσδεσης και σύστημα PLEM (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 20)	81
Εικόνα 92: Διάταξη προσέγγισης single berth FSRU (ExxonMobil, 2021, p. 2).....	82
Εικόνα 93: Διάταξη προσέγγισης Single Point Mooring FSRU (ExxonMobil, 2021, p. 2)	82
Εικόνα 94: Διάταξη προσέγγισης Cross-Dock FSRU (ExxonMobil, 2021, p. 2)	83
Εικόνα 95: GENSET – DFDE πρόωση μονής προπέλας (LLOYD’S Register, 2016, p. 20)	84
Εικόνα 96: Μηχανοστάσιο FSRU με μηχανές διπλού καυσίμου (LEIF HÖEGH & CO, 2020, p. 10).....	84
Εικόνα 97: Genset – Gas Turbines πρόωση (LLOYD’S Register, 2016, p. 20)	85
Εικόνα 98: Direct driven πρόωση (LLOYD’S Register, 2016, p. 20)	85
Εικόνα 99: Θέση δραστηριότητας ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, p. 46)	86
Εικόνα 100: Διασυνδεδημένοι αγωγοί ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης (American-Hellenic Chamber Commerce, 2018, p. 6)	87
Εικόνα 101: Μετοχική σύνθεση Gastrade (ET-Τελική απόφαση εξαίρεσης 1580, 2020, p. 68896).....	88
Εικόνα 102: Διαμόρφωση ΕΣΦΑ (ET-Τελική απόφαση εξαίρεσης 1580, 2020, p. 68903).....	89
Εικόνα 103: Ενδεικτικές προβλέψεις ζήτησης ΦΑ (Gastrade, 2019, p. 2)	91
Εικόνα 104: Διαδικασία μείωσης ρίσκου διεργασίας (OSHA, 2017, p. 13)	96
Εικόνα 105: Block διάγραμμα εφοδιαστικής αλυσίδας LNG (A. Márquez J. Bruno A. Coronas, 2018, p. 466).....	98
Εικόνα 106: FSRU Αλεξανδρούπολης (Gastrade, 2021)	99
Εικόνα 107: Cascade σύστημα αεριοποίησης LNG (K. Tsumura M. Oka. T. Ogata M. Tabira, 2010, p. 16)	100
Εικόνα 108: Cascade σύστημα αεριοποίησης LNG διπλού βρόχου (K. Tsumura M. Oka. T. Ogata M. Tabira, 2010, p. 1)	101
Εικόνα 109: Διάγραμμα ροής αεριοποίησης LNG ανοιχτού βρόχου (J. Boulland, 2019, p. 28)	101
Εικόνα 110: Μόνιμες υπεράκτιες εγκαταστάσεις και πυργίσκος πρόσδεσης (Gastrade-Μόνιμες υπεράκτιες εγκαταστάσεις, 2021)	102
Εικόνα 111: Εύκαμπτοι αγωγοί και PLEM (Gastrade, 2012, p. 22)	103
Εικόνα 112: Σχηματική διάταξη ροής FSRU (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 3)	104
Εικόνα 113: Κανονισμοί σχεδιασμού δεξαμενών μεμβράνης (GTT Training, 2014, p. 36)	104
Εικόνα 114: Εσωτερικό δεξαμενής τύπου μεμβράνης (GTT Training, 2014, p. 56).....	104
Εικόνα 115: Διάγραμμα ροής συμπιεστή διαχείρισης Boil off (Burckhardt Compression, 2014, pp. 12-13).....	105
Εικόνα 116: Εύρος απόδοσης συμπιεστών διαχείρισης Boil off (Burckhardt Compression, 2014, pp. 12-13).....	105
Εικόνα 117: Αντλίες χαμηλής πίεσης (J. Boulland, 2019, p. 30).....	105
Εικόνα 118: Αντλίες υψηλής πίεσης (J. Boulland, 2019, p. 31).....	106
Εικόνα 119: Αεριοποιητής εναλλάκτη θερμότητας (B. Kanbur L. Xiangc S. Dubeya F. Choo F. Duan, 2017, p. 1174)	106
Εικόνα 120: Αεριοποιητής ORV (Dr J Kokarakis, 2016, p. 9)	107

Εικόνα 121: Παράμετροι λειτουργίας συστήματος αεριοποίησης ανοιχτού βρόχου (LEIF HÖEGH & CO, 2004, p. 13)	107
Εικόνα 122: Τυπική διάταξη FSRU recondenser (M. Kulitsa D. Wood, 2018, p. 368)	108
Εικόνα 123: Βραχίονες εκφόρτωσης LNG (TechnipFMC, 2018, p. 11)	108
Εικόνα 124: Διάγραμμα ροής διαχείρισης BOG (S. Kochni- J. Joy- K. Chowdhury, 2019, p. 863)	109
Εικόνα 125: Εξέλιξη πληθωρισμού τα 30 τελευταία χρόνια στην Ελλάδα (Tovima, 2021)	113
Εικόνα 126: Τιμές LNG σε σχέση με τους χρηματιστηριακούς δείκτες (The Oxford Institute for Energy Studies, 2022, p. 2)	113
Εικόνα 127: Ισοτιμία δολαρίου-ευρώ 2012-2022 (xe, 2022)	114
Εικόνα 128: Μέση θερμογόνος δύναμη και wobbe index ανά πηγή προέλευσης LNG (A. Rikonen- G. Oy, 2011, p. 3)	114
Εικόνα 129: Ροή ενέργειας FSRU (K. Tsumura M. Oka. T. Ogata M. Tabira, 2010, p. 17)	117
Εικόνα 130: τιμές TTF ΦΑ 2022-€/MWh (Powernext, 2021)	118
Εικόνα 131: Ιστορικές τιμές ΦΑ-\$/MBTu (IEA, 2021, p. 65)	119
Εικόνα 132: Capacity planning	121
Εικόνα 133: Γήρανση παραγωγικού εξοπλισμού και μεταβολή σταθερού κόστους	121
Εικόνα 134: Gains επενδυτικού έργου συνάρτησή του i	122
Εικόνα 135: Gains επενδυτικού έργου συνάρτησή του i και του φορολογικού συντελεστή	126
Εικόνα 136: Cash flow επενδυτικού έργου	126
Εικόνα 137: Gains επενδυτικού έργου συνάρτησή του i	128
Εικόνα 138: Cash flow επενδυτικού έργου	132
Εικόνα 138: Σενάριο Α-οικονομική συμπεριφορά επένδυσης του FSRU-Αλεξανδρούπολης, NPV-IRR	144
Εικόνα 139: Σενάριο Α-οικονομική συμπεριφορά επένδυσης του FSRU-Αλεξανδρούπολης, Gains-PR	144
Εικόνα 140: Σενάριο Β-οικονομική συμπεριφορά επένδυσης του FSRU-Αλεξανδρούπολης, NPV-IRR	145
Εικόνα 141: Σενάριο Β -οικονομική συμπεριφορά επένδυσης του FSRU-Αλεξανδρούπολης, Gains-PR	145
Εικόνα 142: Ανάλυση ευαισθησίας της επένδυσης σε σχέση με τον επενδυτικό κόστος	146
Εικόνα 143: Ανάλυση ευαισθησίας της επένδυσης σε σχέση με την τιμή πώλησης ΦΑ και αγοράς LNG	147

Λίστα Πινάκων

Πίνακας 1: Παγκόσμια ζήτηση ΦΑ 2010-2050 (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 29)	24
Πίνακας 2: Παγκόσμια προμήθεια ΦΑ 2010-2050 (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 30)	25
Πίνακας 3: Συστατικά ΦΑ (NTUA, 2010, p. 3)	27
Πίνακας 4: Σύσταση και ιδιότητες Ρωσικού και Αλγερινού ΦΑ (NTUA, 2010, p. 6)	28
Πίνακας 5: Πρόβλεψη ζήτησης ΦΑ ανά σενάριο 2018-2029 (Desfa, 2019, p. 34)	32
Πίνακας 6: Σύσταση LNG (R. Strande T. Johnson, 2013, p. 33)	35
Πίνακας 7: Ενδεικτικές μετατροπές LNG σε ΦΑ (R. Strande T. Johnson, 2013, p. 37)	35
Πίνακας 8: Τυπικές πιέσεις σχεδιασμού και λειτουργίας δεξαμενών LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 36)	41
Πίνακας 9: Τύποι δεξαμενόπλοιων LNG (IGU, 2021, p. 62)	47
Πίνακας 10: Βασικός εξοπλισμός τερματικού σταθμού Ρεβυθούσας, (Desfa, 2019, p. 2)	51
Πίνακας 11: Προδιαγραφές LNG Ρεβυθούσας (Desfa, 2021)	52
Πίνακας 12: Σύγκριση επενδυτικού κόστους χερσαίου τερματικού σταθμού και FSRU (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 16)	60
Πίνακας 13: Παράδειγμα ρίσκου επενδύσεων LNG και τρόποι μετριασμού (Department of Energy USA, 2021, pp. 181-182)	63
Πίνακας 14: Ενδεικτικός πίνακας ρίσκου (Department of Energy USA, 2021, p. 183)	64
Πίνακας 15: Φυσικές ιδιότητες συστατικών ΦΑ (LLOYD'S Register, 2017, pp. 10-11)	65
Πίνακας 16: Φάσεις μελετών κινδύνου HAZID/HAZOP/QRA FSRU (LLOYD'S Register, 2016, p. 39)	67
Πίνακας 17: Σύγκριση FSRU και χερσαίων εγκαταστάσεων (Tsakos Gas Partners Limited, 2021, p. 11)	70
Πίνακας 18: Τύποι δεξαμενών αποθήκευσης LNG (J. Boulland, 2019, p. 24)	79
Πίνακας 19: Σύγκριση δεξαμενών αποθήκευσης LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 26)	80

Πίνακας 20: Τεχνολογίες εκφόρτωσης LNG (D. Lee M. Ha S. Kim S. Shin, 2014, p. 313).....	80
Πίνακας 21: Διατάξεις πρόσδεσης FSRU (D. Lee M. Ha S. Kim S. Shin, 2014, p. 309).....	81
Πίνακας 22: Χαρακτηριστικά ισχύος δεξαμενόπλοιων LNG (LLOYD'S Register, 2016, p. 16)	83
Πίνακας 23:Γεωγραφικές συντεταγμένες ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, p. 45).....	86
Πίνακας 24: Τεχνική δυναμικότητα εισόδων ΕΣΦΑ (ΕΤ-Τελική απόφαση εξαίρεσης 1580, 2020, p. 68903)	89
Πίνακας 25: Χρήση διασυνδέσεων ΕΣΦΑ (ΕΤ-Τελική απόφαση εξαίρεσης 1580, 2020, p. 68904)	90
Πίνακας 26: Επιτρεπόμενα όρια ατμοσφαιρικών εκπομπών (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, pp. 27,28) ...	93
Πίνακας 27: Επιτρεπόμενα όρια υγρών αποβλήτων προς διάθεση στην θάλασσα (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, p. 28)	93
Πίνακας 28: Επικίνδυνα απόβλητα (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, pp. 23,24).....	93
Πίνακας 29: Αλυσίδες αιτίου-επιπτώσεων για τεχνολογίες αεριοποίησης LNG (N. Paltrinieri A. Tugnoli V. Cozzani, 2015, p. 24)	94
Πίνακας 30: Διάγραμμα bow-tie αναφορικά με ένα μεγάλο ρήγμα στην δεξαμενή LNG (N. Paltrinieri A. Tugnoli V. Cozzani, 2015, p. 25)	95
Πίνακας 31: Λίστα αδειοδοτήσεων (Gastrade, 2018, p. 3)	96
Πίνακας 32: Ορόσημα ολοκλήρωσης του έργου (Gastrade, 2018, p. 3)	97
Πίνακας 33: Τεχνικές προδιαγραφές FSRU 177.000m ³ (K. Tsumura M. Oka. T. Ogata M. Tabira, 2010, p. 14).....	99
Πίνακας 34: Σύγκριση συστημάτων αεριοποίησης FSRU (K. Tsumura M. Oka. T. Ogata M. Tabira, 2010, p. 17)	100
Πίνακας 35: Δεσμευμένη δυναμικότητα ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης (Gastrade, 2018, p. 1).....	103
Πίνακας 36: Κόστος επένδυσης (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 24)	111
Πίνακας 37: Κόστος επένδυσης συνάρτησή του i.....	112
Πίνακας 38: Ενδεικτικό κόστος FSRU 180.000m ³ και υπολείπουσα αξία (LEIF HÖEGH & CO, 2004, p. 18).....	112
Πίνακας 39: Spot τιμές charter LNG (Fearnpulse, 2021)	114
Πίνακας 40:Απόσταση προμηθευτών LNG προς Ρεβουθούσα (E. Strantzali-K. Aravossis-G. Livanos-C. Nikoloudis, 2019, p. 417)	114
Πίνακας 41: Υπολογισμός μεταφορικού και συνολικού κόστους LNG-€/MWh	115
Πίνακας 42:Μετατροπή ενός παραδοτέου φορτίου LNG από MMBtu σε Nm ³ ΦΑ ανά προμηθευτή (Capraenergy, 2022)	116
Πίνακας 43:Μέσες τιμές MMBtu, MWh, Nm ³ ανά παραδοτέο φορτίο LNG.....	116
Πίνακας 44: Μέσο φορτίο LNG-m ³	116
Πίνακας 45: Ενδεικτικές καταναλώσεις ΦΑ για βιομηχανικές χρήσεις (IGU, 2012, p. 20)	117
Πίνακας 46: Ανώτερη θερμογόνο δύναμη MWh/m ³ (Desfa-Πρόγραμμα εκφορτώσεων ΥΦΑ, 2022)	117
Πίνακας 47: ΔHu LNG (WÄRTSILÄ, 2014, p. 8)	118
Πίνακας 48: Υπολογισμός Eyear- MWh.....	118
Πίνακας 49: Ενδεικτικές καταναλώσεις ηλεκτρικής ενέργειας και καυσίμων (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, p. 18)	119
Πίνακας 50: Ενδεικτικές καταναλώσεις πρόσθετων υλικών (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, pp. 18,19).....	120
Πίνακας 51: Capacity planning	120
Πίνακας 52: Πίνακας δεδομένων για i=8 και 10%.....	122
Πίνακας 53: Gains Cost Benefit model για i=8 (πάνω) και 10% (κάτω)	123
Πίνακας 54: Χρόνος απόσβεσης για i=8%	123
Πίνακας 55: Χρόνος απόσβεσης για i=10%	124
Πίνακας 56: NPV=4778m€, PR=12.5 για i=8%.....	124
Πίνακας 57: NPV=2426m€, PR=6 για i=10%.....	124
Πίνακας 58: IRR=13.45%, για i=8%	125
Πίνακας 59: IRR=13.42%, για i=10%	125
Πίνακας 60: Cash flow επενδυτικού έργου για i=8%	127
Πίνακας 61: Cash flow επενδυτικού έργου για i=10%	127
Πίνακας 62: Πίνακας δεδομένων για i=8 και 10%.....	128
Πίνακας 63: Gains Cost Benefit model για i=8 (πάνω) και 10% (κάτω)	129
Πίνακας 64: Χρόνος απόσβεσης για i=8%	129
Πίνακας 65: Χρόνος απόσβεσης για i=10%	130
Πίνακας 66: NPV=3340m€, PR=8.7 για i=8%.....	130

Πίνακας 67: NPV=2018m€, PR=5.3 για $i=10\%$	130
Πίνακας 68: IRR=15.47%, για $i=8\%$	131
Πίνακας 69: IRR=15.38%, για $i=10\%$	131
Πίνακας 70: Υπολογισμός production reduction-aging factor	132
Πίνακας 71: Υπολογισμός aging factor fixed cost O&M.....	132
Πίνακας 72: Υπολογισμός fixed cost σε CV	133
Πίνακας 73: Υπολογισμός fixed cost σε PV	133
Πίνακας 74: Υπολογισμός E _g -MWh	133
Πίνακας 75: Υπολογισμός Return-CV	134
Πίνακας 76: Υπολογισμός Return-PV	134
Πίνακας 77: Υπολογισμός LNG cost-CV	134
Πίνακας 78: Υπολογισμός τόκων δανείου-CV	135
Πίνακας 79: Υπολογισμός φορολογίας-CV.....	135
Πίνακας 80: Υπολογισμός φορολογίας-CV (αφαίρεση αποσβέσεων την 16 ^η χρονιά)	135
Πίνακας 81: Υπολογισμός total cost-PV (1).....	136
Πίνακας 82: Υπολογισμός total cost-PV (2).....	136
Πίνακας 83: Υπολογισμός total income-PV (1).....	136
Πίνακας 84: Υπολογισμός total income-PV (2).....	137
Πίνακας 85: Υπολογισμός Gains-PV	137
Πίνακας 86: Υπολογισμός cash flow-CV (1).....	137
Πίνακας 87: Υπολογισμός cash flow-CV (2) αφαίρεση δόσης δανείου την 11 ^η χρονιά.....	138
Πίνακας 88: Υπολογισμός cash flow-CV (3) προσθήκη του φόρου.....	138
Πίνακας 89: Υπολογισμός NPV-PV(m€)	138
Πίνακας 90: Υπολογισμός PR.....	139
Πίνακας 91: Υπολογισμός return για έτη 1-3	139
Πίνακας 92: Υπολογισμός return για έτη 3-6	139
Πίνακας 93: Υπολογισμός return για έτη 7-25	140
Πίνακας 94: Υπολογισμός κόστους LNG για έτη 1-3	140
Πίνακας 95: Υπολογισμός κόστους LNG για έτη 4-6	140
Πίνακας 96: Υπολογισμός κόστους LNG για έτη 7-25	141

Λίστα Εξιιώσεων

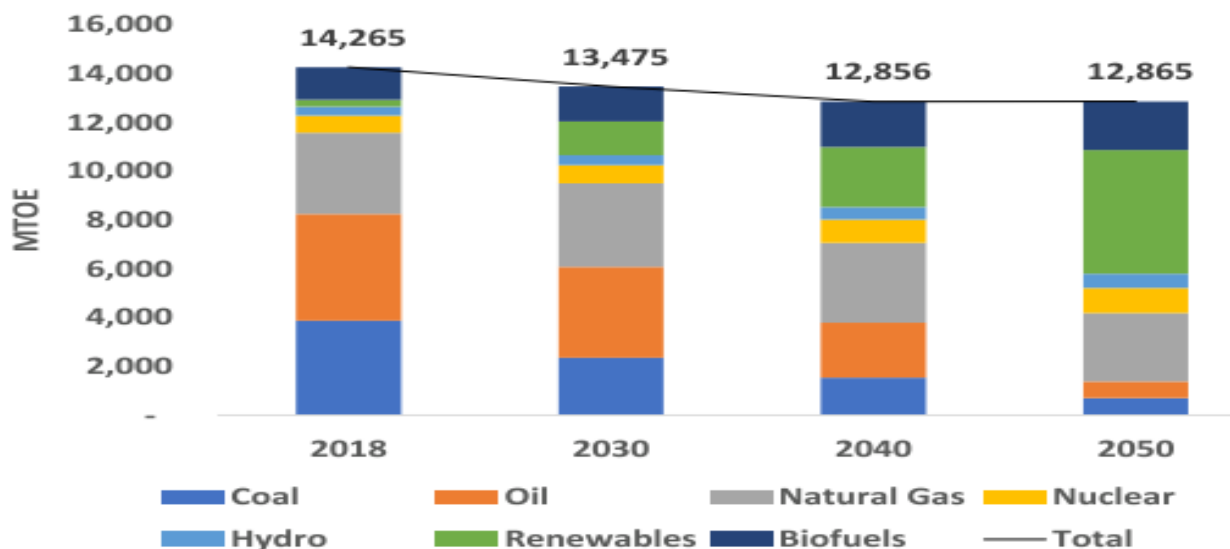
Εξίσωση 1: Χρόνος απόσβεσης, καθαρά παρούσα αξία, συνολικό εισόδημα, συνολικά έξοδα (J. Kaldellis, 2021, p. 1)	110
Εξίσωση 2: Σταθερό κόστος, δημοτικός φόρος, συνολικός φόρος (J. Kaldellis, 2021, p. 2)	111
Εξίσωση 3: Εσωτερικός βαθμός απόδοσης IRR (J. Kaldellis, 2021, p. 5)	111

Κεφάλαιο 1-Φυσικό Αέριο στην Παγκόσμια και Ελληνική Αγορά

1.1 Επισκόπηση ΦΑ στην παγκόσμια αγορά

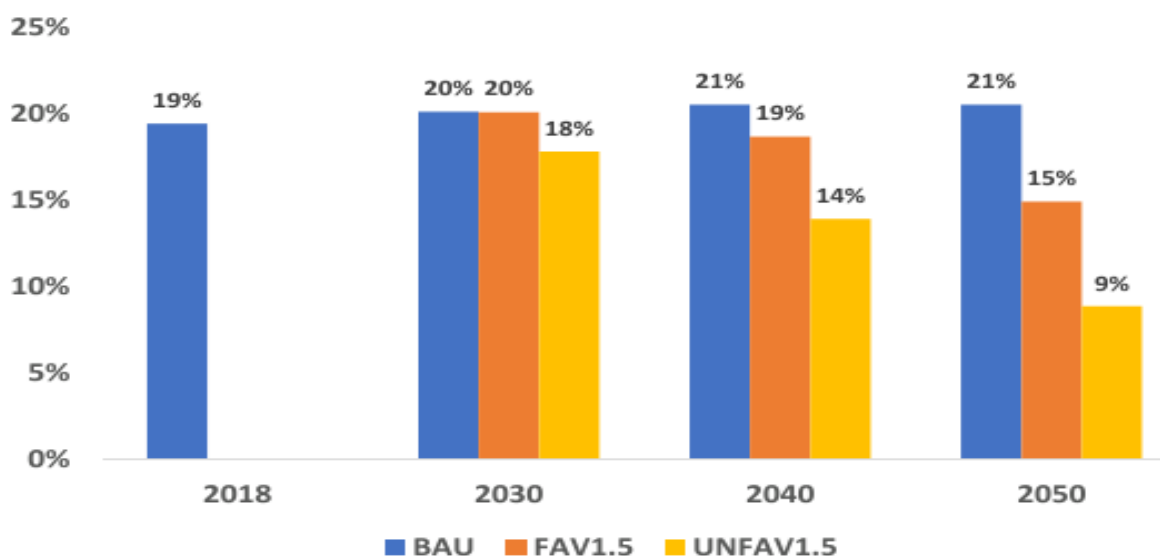
1.1.1 Πρωτογενής παγκόσμια ενέργεια και ΦΑ

Η συνολική παροχή πρωτογενούς ενέργειας TPES (Total Primary Energy Supply) είναι η ίδια σε γενικές γραμμές στο σενάριο που ευνοεί το ΦΑ FAV1.5 (Favorable to Gas Scenario) και του σεναρίου που κερδίζει μερίδιο με βραδύτερο ρυθμό έναντι του λιγνίτη και του πετρελαίου με πιο ενεργή τη συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών στο σενάριο που δεν ευνοεί το ΦΑ UNFAV1.5 (Unfavorable to Gas Scenario). Το TPES όπως παρουσιάζεται στο γράφημα που ακολουθεί, για το σενάριο FAV1.5 είναι εντός του 1% του UNFAV1.5. Το TPES έως το 2050 είναι περίπου 20% χαμηλότερο από ότι στο σενάριο επιχειρηματικότητα ως συνήθως BAU (Business As Usual) που βασίζεται σε βελτιώσεις της ενεργειακής απόδοσης καθώς και την πτώση της ενεργειακής έντασης και της μεγαλύτερης ηλεκτροδότησης. Το μερίδιο του ΦΑ θα διαφέρει μεταξύ FAV 1.5 και UNFAV 1.5.



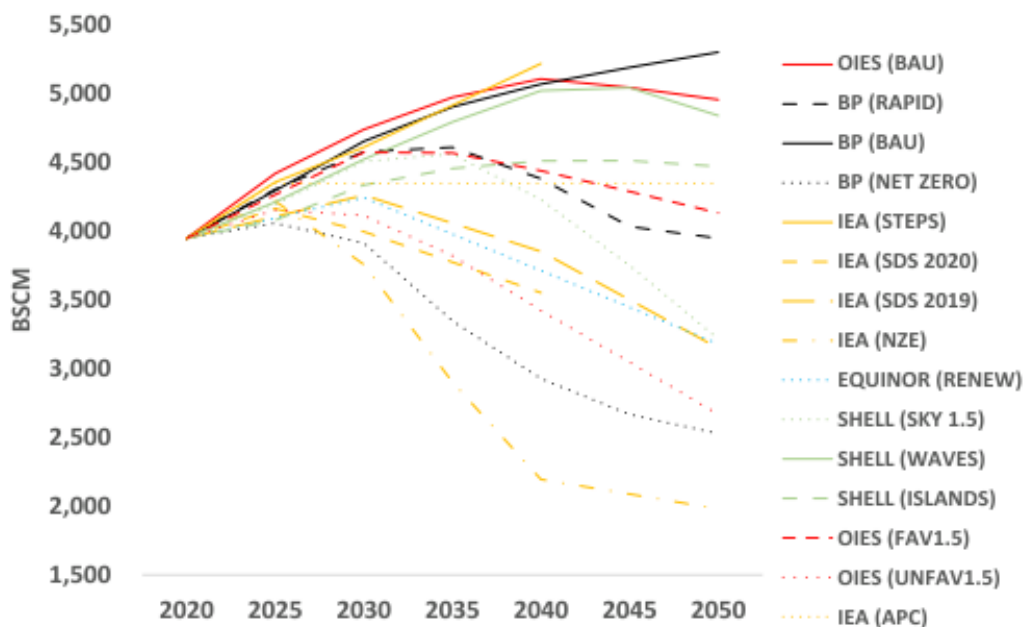
Εικόνα 1: Πρωτογενής παροχή ενέργειας 2018-2050 (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 3)

Το μερίδιο TPES του ΦΑ όπως παρουσιάζεται στο γράφημα που ακολουθεί είναι σχετικά σταθερό στο BAU αλλά μειώνεται σταδιακά με την πάροδο του χρόνου και στα δύο σενάρια FAV1.5 και UNFAV1.5. Υπάρχει ελάχιστη αλλαγή στη μερίδιο του έως το 2030, αν και υπάρχει πτώση 2% στο UNFAV1.5. Στη δεκαετία του 2030 η πτώση επιταχύνεται στο UNFAV1.5 και ξεκινά στο FAV1.5. Στη δεκαετία του 2040, η πτώση του μεριδίου του ΦΑ επιταχύνεται περαιτέρω και στα δύο σενάρια. Το ΦΑ κερδίζει σχετικό μερίδιο έναντι του λιγνίτη και στα δύο σενάρια αλλά περισσότερο στο FAV1.5 και υποχωρεί έναντι των ΑΠΕ (Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας).



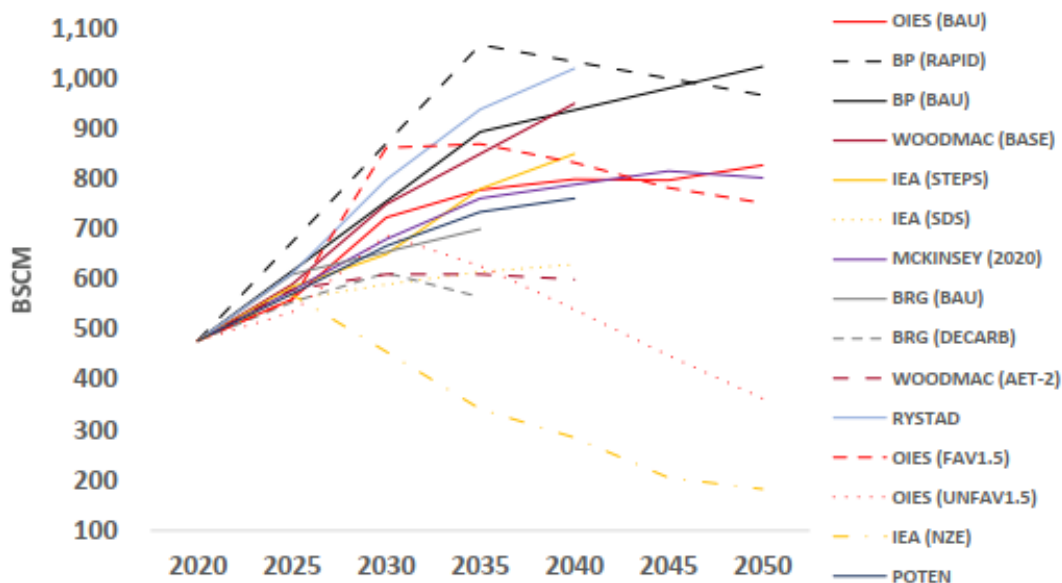
Εικόνα 2: Μερίδιο του ΦΑ ως προς την πρωτογενή παροχή ενέργειας (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 4)

Υπάρχει ένα ευρύ φάσμα σεναρίων ενεργειακής μετάβασης, δεν επεκτείνονται όμως όλα μέχρι το 2050. Στα πιο συνηθισμένο σενάριο BAU, η παγκόσμια ζήτηση έως το 2050 είναι στα 4.5-5 τρισεκατομμύρια κυβικά μετρά TCM (Trillion Cubic Meters). Στο σενάριο FAV1.5 είναι λίγο πάνω από 4TCM το 2050, παρόμοιο με το σενάριο ταχείας ενεργειακής μετάβασης RAPID (Rapid Transition Scenario) της BP. Ορισμένα σενάρια έχουν ζήτηση πάνω από 3TCM κατά 2050, ενώ το UNFAV1.5 είναι κάτω από 3TCM ακριβώς πάνω από το σενάριο μηδενικών εκπομπών της BP NZE (Net Zero Emissions) και του Διεθνή οργανισμού ενέργειας IEA (International Energy Association) NZE κάτω από 2TCM.



Εικόνα 3: Επιλεγμένα σενάρια παγκόσμιας ζήτησης ΦΑ (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 10)

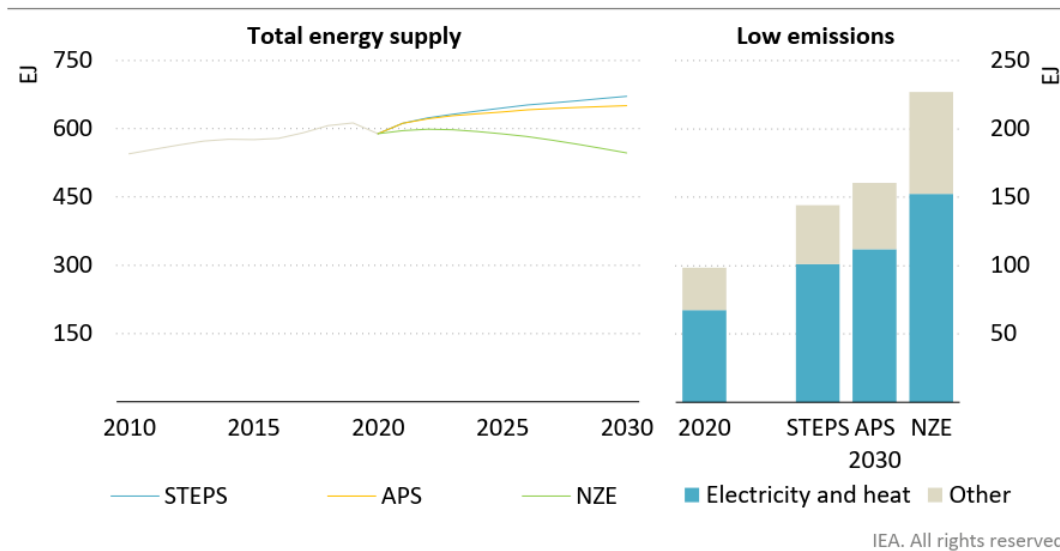
Υπάρχουν λιγότερα σενάρια για σύγκριση για το εμπόριο του υγροποιημένου ΦΑ LNG ειδικά αυτά που εμπίπτουν με την συμφωνία του Παρισιού. Το FAV1.5 είναι κοντά στο BAU. Το BP RAPID έχει πολύ ισχυρή ανάπτυξη του εμπορίου LNG καθώς η Ασία απομακρύνεται από τον λιγνίτη προς ΦΑ. Υπάρχει ισχυρή συναίνεση για την ανάπτυξη του εμπορίου LNG έως το 2030, ακόμη και για εκείνα τα σενάρια που ευνοούν την ενεργειακή μετάβαση. Αυτό είναι εκτός από το IEA NZE, το UNFAV1.5 το οποίο προβλέπει εμπόριο LNG κάτω από 400 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα BCM (Billion Cubic Meters) έως το 2050 ενώ το IEA NZE έχει συνολικό εμπόριο LNG σε χαμηλότερο επίπεδο από 200BCM.



Εικόνα 4: Επιλεγμένα σενάρια εμπορίου LNG (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 10)

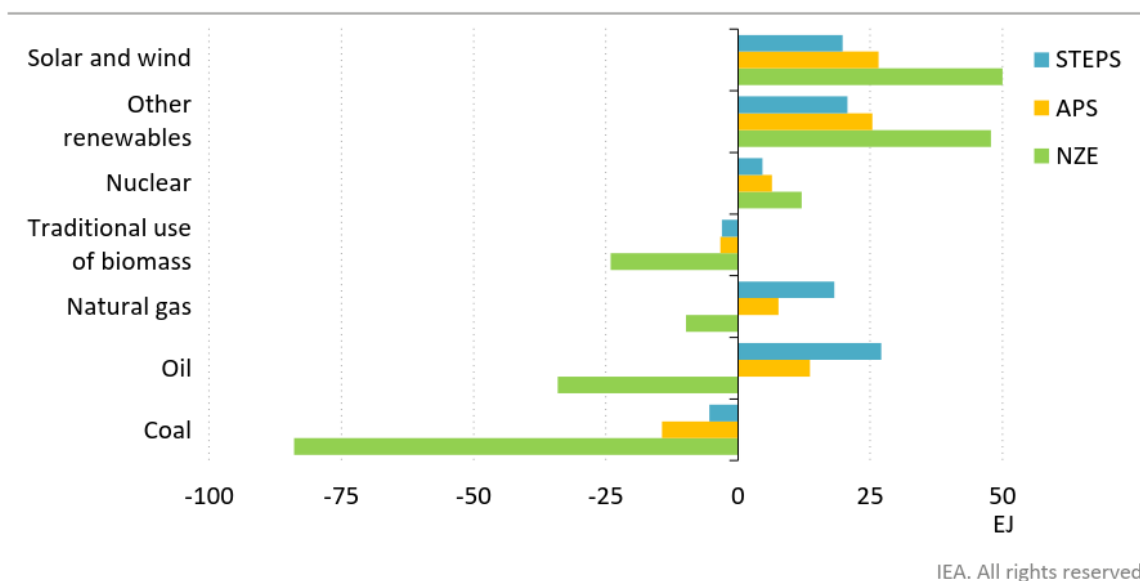
1.1.2 Παγκόσμια παραγωγή ενέργειας

Η συνολική προμήθεια ενέργειας αυξάνεται κατά 1.3% ετησίως από το 2020 έως 2030 στο σενάριο δηλωμένων πολιτικών STEPS (Stated Policies Scenario) φθάνοντας τα 670EJ (Exajoules) (186111TWh- Terawatt hours) έως το 2030. Στο σενάριο ανακοινωμένων δεσμεύσεων APS (Announced Pledges Scenario) μειώνεται ο ετήσιος ρυθμός ανάπτυξης σε 1.0% στα 650 EJ (180556TWh) το 2030, εικόνα 5. Και τα δύο σενάρια αντέχουν σε αντίθεση με το NZE όπου απαιτείται μείωση κατά μέσο όρο 0.7% ετησίως σε 550EJ (152778TWh) έως το 2030. Στο STEPS, ο πλανήτης είναι ρυθμισμένος να εξοικονομεί περισσότερη ενέργεια σε ετησία βάση την δεκαετία του 2020 από ό,τι έκανε την προηγούμενη δεκαετία με ετήσιες βελτιώσεις έντασης κατά μέσο όρο 2.2%. Στο APS οι ανακοινωμένοι στόχοι οδηγούν σε ετήσιο ρυθμό βελτίωσης έντασης κατά μέσο όρο 2.5% κατά την επόμενη δεκαετία αλλά ακόμα κάτω και μακριά από το 4.2% ετήσιο ποσοστό βελτίωσης που απαιτείται στο NZE.



Εικόνα 5: Παγκόσμια προμήθεια ενέργειας ανά σενάριο και χαμηλών εκπομπών παροχή ενέργειας ανά τομέα 2010-2030 (IEA, 2021, p. 181)

Οι τάσεις ανά καύσιμο εμφανίζουν διαφορές μεταξύ των διάφορων σεναρίων, εικόνα 6. Στο STEPS η ζήτηση λιγνίτη αυξάνει ελαφρώς έως το 2025 αλλά μειώνεται κάτω από τα επίπεδα του 2020 έως το 2030. Η ζήτηση για πετρέλαιο και ΦΑ αυξάνεται. Η αύξηση της ζήτησης επιμερίζεται περίπου ισότιμα μεταξύ των ορυκτών καυσίμων και των ΑΠΕ. Στο παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα το μερίδιο των ορυκτών καυσίμων μειώνεται ελαφρώς από 79% σήμερα σε 75% το 2030. Στο APS η ζήτηση λιγνίτη μειώνεται κατά 10% έως το 2030 ενώ η ζήτηση για πετρέλαιο και ΦΑ αυξάνεται στο μισό του ρυθμού του STEPS και σχεδόν 85% της αύξησης της ζήτησης καλύπτεται από ΑΠΕ. Ως αποτέλεσμα του μερίδιου των πυρηνικών και των ΑΠΕ από 17% σε 24% το 2030 και το μερίδιο των αμετάβλητων ορυκτών καυσίμων μειώνεται στο 72% του παγκόσμιου ενεργειακού μίγματος.

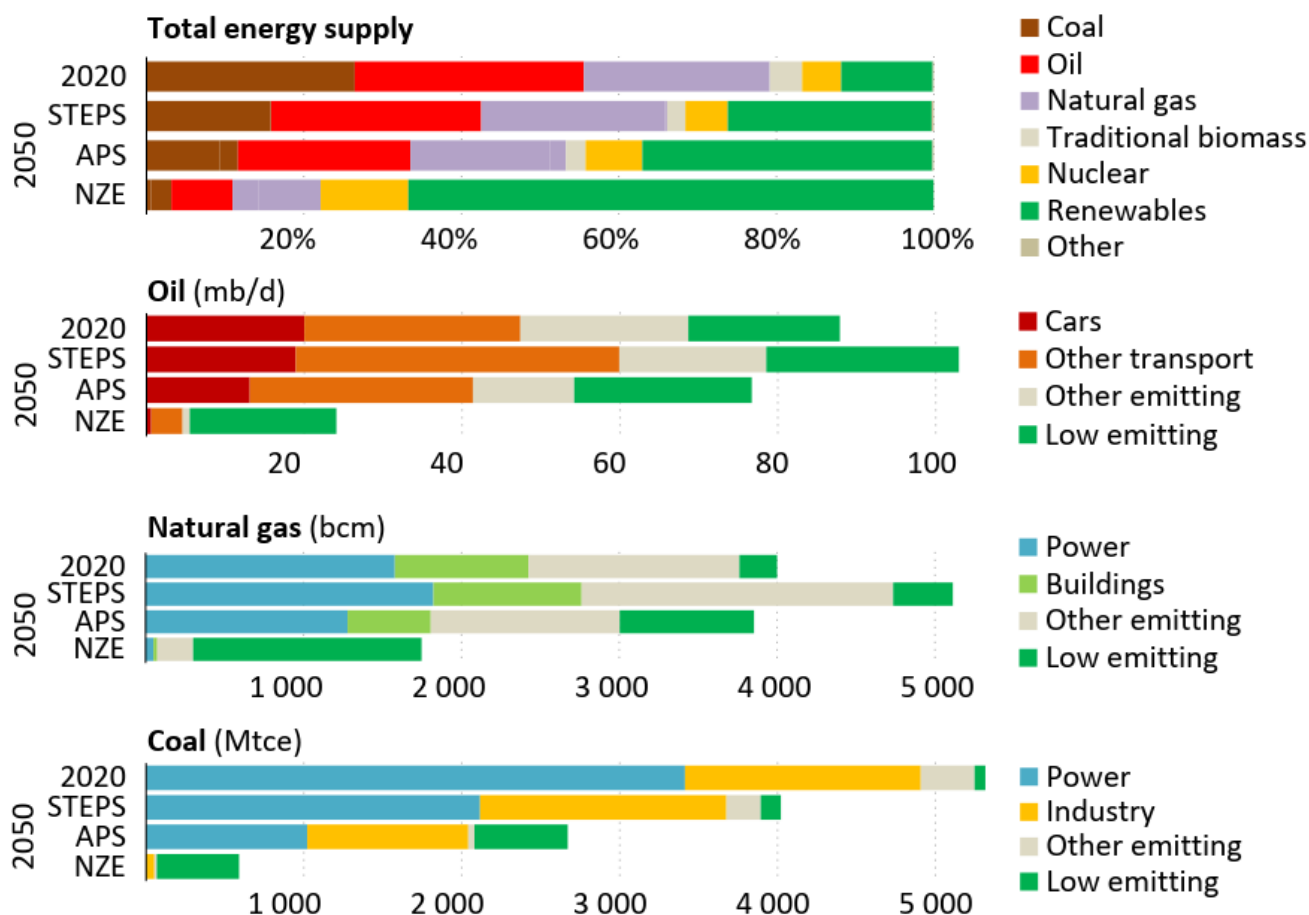


Εικόνα 6: Μεταβολή στην παγκόσμια προμήθεια ενέργειας 2020-2030 ανά σενάριο και καύσιμο (IEA, 2021, p. 181)

1.1.3 Ζήτηση ενέργειας μετά το 2030

Στο STEPS η ζήτηση ενέργειας συνεχίζει να αυξάνει μετά το 2030 ενώ στο APS αυξάνει ως αποτέλεσμα των NZE δεσμεύσεων που απαιτούν αυξημένη ενεργειακή απόδοση και περαιτέρω ηλεκτροδότηση σε όλους τους τομείς καταλήγοντας σχεδόν 10% χαμηλότερα το 2050 από ότι στα STEPS. Ακόμα κι έτσι το APS υστερεί πολύ από τι απαιτείται στο NZE όπου η ζήτηση ενέργειας το 2050 είναι ένα πρόσθετο 20% κάτω από το APS, εικόνα 7. Οι αλλαγές στην ζήτηση ενέργειας οφείλονται σε μετατοπίσεις στον εξοπλισμό και τα καύσιμα που χρησιμοποιούνται στην ζήτηση ενέργειας. Οι ανακοινωθέντες δεσμεύσεις στο APS μειώνουν το μερίδιο των αμετάβλητων ορυκτών καυσίμων στο παγκόσμιο ενεργειακό μίγμα σε μόλις κάτω από το 50% το 2050. Η ζήτηση για λιγνίτη και πετρέλαιο μειώνεται κάτω από το 50%, με τα αντίστοιχα μερίδια τους στο ενεργειακό μίγμα να μειώνονται κατά 15% και 7% από τα επίπεδα 2020 μέχρι το 2050. Η αποτυχία εφαρμογής των δεσμεύσεων θα έχει ως αποτέλεσμα το APS να επιβραδύνει την μετάβαση από τα ορυκτά καύσιμα.

Στο STEPS τα αμετάβλητα ορυκτά καύσιμα εξακολουθούν να αντιπροσωπεύουν τα δύο τρίτα του παγκόσμιου ενεργειακού μίγματος έως το 2050 υπογραμμίζοντας την ανάγκη για περισσότερα υποστήριξη πολιτικών για την επίτευξη των στόχων του APS. Και τα δύο σενάρια δεν είναι αρκετά για το τι απαιτείται για το NZE όπου το μερίδιο των αμετάβλητων ορυκτών καυσίμων μειώνεται στο 10%, ένα μερίδιο που μειώνεται στο 5% όταν εξαιρούνται οι χρήσεις ενέργειας μη καύσης. Στο APS η ζήτηση πετρελαίου το 2050 είναι σε STEPS επίπεδα. Η χαμηλότερη ζήτηση πετρελαίου στο APS σε σχέση με το STEPS που αντανακλά μειωμένη χρήση πετρελαίου σε χρήσεις όπως όπως οδικές μεταφορές, πετροχημικά, βαρέα φορτηγά, αερομεταφορές και ναυτιλία. Οι μειώσεις στο APS υστερούν σε σύγκριση με αυτό που απαιτείται στο NZE. Στον λιγνίτη η ζήτηση επηρεάζεται ιδιαίτερα από τάσεις στον τομέα ηλεκτρισμού και θερμότητας ιδιαίτερα στις μεγάλες αναδυόμενες αγορές όπως η Κίνα. Η δέσμευση της Κίνας να φτάσει τις καθαρές μηδενικές εκπομπές μέχρι το 2060 πραγματοποιείται στο APS και οδηγεί σε μια δομική μείωση της χρήσης λιγνίτη για ηλεκτρισμό και θερμότητα αλλά η έλλειψη στόχων σε άλλες μεγάλες αναδυόμενες αγορές και αναπτυσσόμενες οικονομίες σημαίνουν ότι η ζήτηση λιγνίτη στο APS είναι πολύ πάνω από τα επίπεδα του NZE.

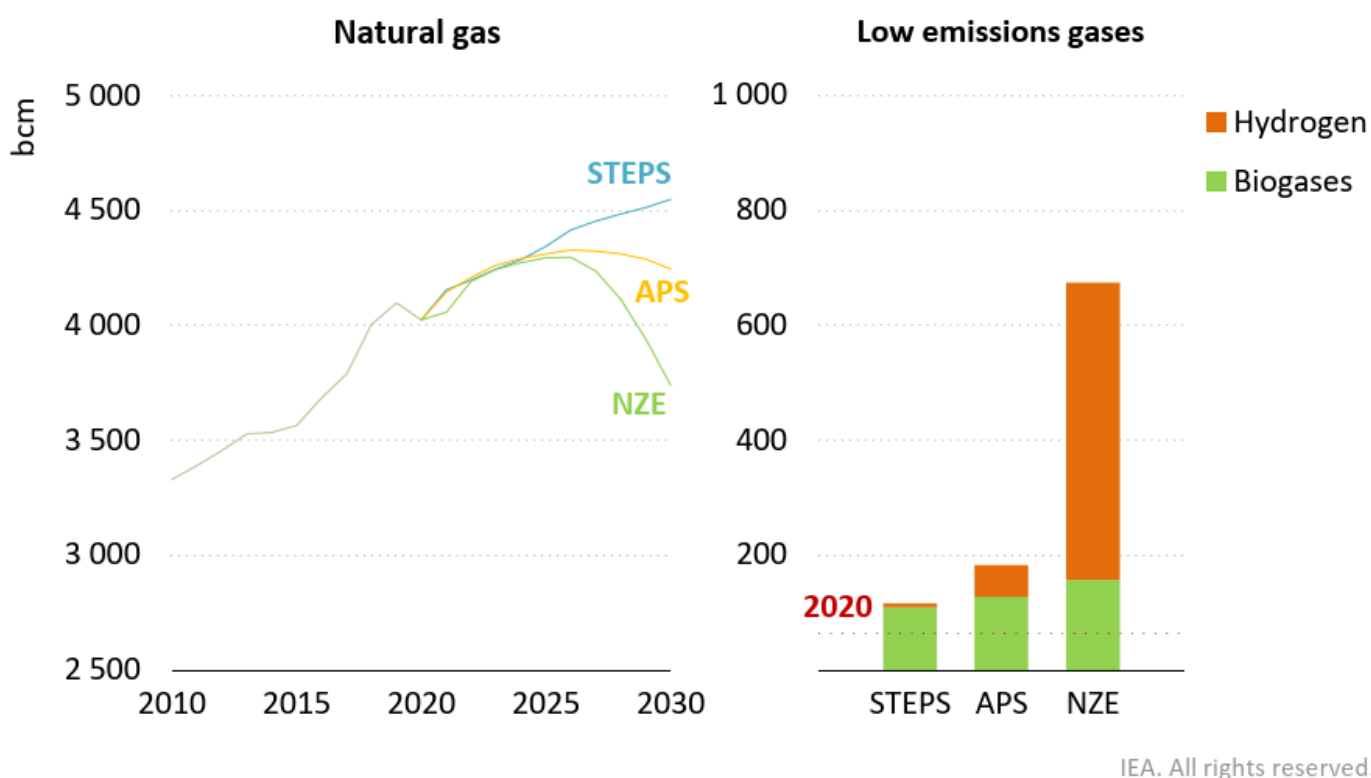


IEA. All rights reserved.

Εικόνα 7: Ζήτηση και προμήθεια ενέργειας ανά καύσιμο και τομέα 2020-2050 (IEA, 2021, p. 185)

1.1.4 Ζήτηση ΦΑ έως το 2030

Η ζήτηση του ΦΑ αυξάνεται σε όλα τα σενάρια τα επόμενα πέντε χρόνια αλλά υπάρχουν αποκλίσεις στη συνέχεια, εικόνα 8. Στο STEPS η ζήτηση ΦΑ συνεχίζει να αυξάνεται μετά το 2025 και η ζήτηση είναι περίπου 15% υψηλότερη το 2030 σε σχέση με το 2020. Στο APS η ζήτηση φτάνει το μέγιστο επίπεδό του αμέσως μετά το 2025 και στη συνέχεια μειώνεται αργά. Στο NZE η ζήτηση μειώνεται απότομα μετά το 2025 και πέφτει πολύ κάτω από τα επίπεδα του 2020 έως το 2030. Η πτώση του ΦΑ, μετά το 2025, της ζήτησης στο NZE αντισταθμίζεται εν μέρει από την αύξηση της ζήτησης για χαμηλές εκπομπές αέριων συμπεριλαμβανομένου του υδρογόνου χαμηλών εκπομπών άνθρακα που παράγεται από φυσικό αέριο με την τεχνολογία δέσμευσης, χρήσης και αποθήκευσης άνθρακα CCUS (Carbon Capture, Utilization, and Storage). Η συνολική ζήτηση για αέρια στο NZE το 2030 είναι περίπου 5% υψηλότερη από σήμερα.

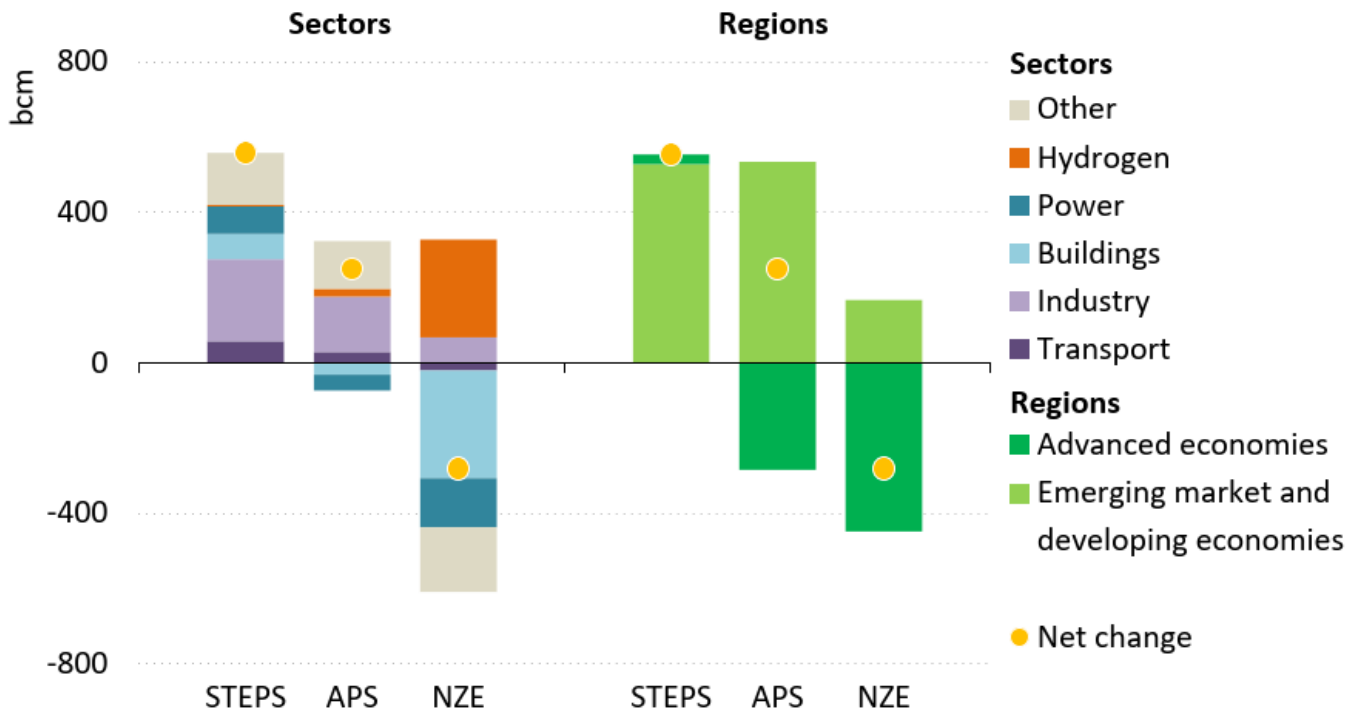


IEA. All rights reserved.

Εικόνα 8:Χρήση ΦΑ και χαμηλών εκπομπών αερίων ΦΑ έως το 2030 ανά σενάριο (IEA, 2021, p. 225)

Στο STEPS σχεδόν το σύνολο της παγκόσμιας αύξησης κατά 15% στη ζήτηση ΦΑ έως το 2030 προέρχεται από αναδυόμενες αγορές και αναπτυσσόμενες οικονομίες, εικόνα 9. Η ζήτηση στην Κίνα είναι 40% υψηλότερη το 2030 σε σχέση με το 2020. Παρατηρούνται μειώσεις σε μια σειρά από καθιερωμένες αγορές συμπεριλαμβανομένης της Ιαπωνίας, μείωση κατά 25%, και στην Ευρώπη ενώ η Βόρεια Αμερική και η Κορέα βλέπουν τη ζήτηση να κορυφώνεται στα μέσα της δεκαετίας του 2020. Η βιομηχανία αντιπροσωπεύει σχεδόν το 40% της συνολικής αύξησης της ζήτησης έως το 2030 με αποτέλεσμα αυξήσεις για την ελαφριά παραγωγή στην Κίνα και την Ινδία και από τον υπό τομέα των χημικών στην Κίνα.

Στο APS η αύξηση κατά 5% της παγκόσμιας ζήτησης ΦΑ μεταξύ 2020 και 2030 κρύβει μεγάλες διαφορές μεταξύ περιοχών και τομέων. Αυτό περιλαμβάνει διαφορές μεταξύ χωρών με δεσμεύσεις NZE. Στην Κίνα και την Κορέα, η κατανάλωση ΦΑ αυξάνεται έως το 2030 και χρησιμοποιείται σε μεγάλο βαθμό για να αντικαταστήσει περισσότερα ρυπογόνα καύσιμα ενώ στη Βραζιλία, τον Καναδά, την ΕΕ (Ευρωπαϊκή Ένωση), την Ιαπωνία και τις ΗΠΑ (Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής) η ζήτηση μειώνεται κατά 20-35%, αν και υπάρχει σημαντική διακύμανση μεταξύ των διαφόρων κρατών μελών της ΕΕ. Η ζήτηση ΦΑ τείνει να αυξάνεται με μεγαλύτερο ρυθμό σε χώρες χωρίς δεσμεύσεις NZE. Στο NZE η ζήτηση ΦΑ μειώνεται σχεδόν σε όλες τις περιοχές εκτός από αυτές που είναι επί του παρόντος εξαρτώνται σε μεγάλο βαθμό από τον λιγνίτη. Υπάρχουν κάποια θετικά για την ζήτηση του ΦΑ στο NZE ως αποτέλεσμα του ρόλου του στην κλιμάκωση της παραγωγής υδρογόνου χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Από το 2030 περίπου 250BCM χρησιμοποιούνται σε αναμορφωτές μεθανίου-ατμού εξοπλισμένους με CCUS.



IEA. All rights reserved.

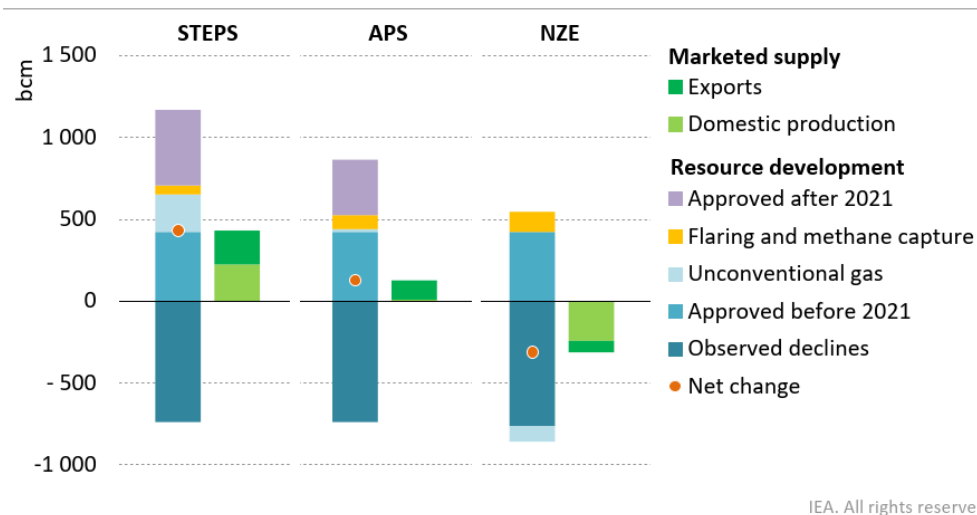
Εικόνα 9: Μεταβολές στην ζήτηση ΦΑ 2020-2030 ανά σενάριο, τομέα, και περιοχή (IEA, 2021, p. 227)

1.1.5 Προμήθεια ΦΑ

Στο STEPS σημειώνεται αύξηση της ζήτησης ΦΑ κατά 430BCM μεταξύ 2021 και 2030 ενώ οι υπάρχουσες πηγές συμβατικής παραγωγής ΦΑ μειώνονται κατά περίπου 740BCM, εικόνα 10. Τα έργα που έχουν ήδη εγκριθεί προσθέτουν περίπου 420BCM παραγωγής το 2030 και το υπόλοιπο προέρχεται από νέες επενδύσεις σε περίπου 460BCM ανά έτος νέων έργων συμβατικού ΦΑ και 230BCM νέων έργων μη συμβατικού ΦΑ. Γύρω στο μισό η καθαρή αύξηση της προσφοράς ΦΑ προορίζεται για εξαγωγές. Υπάρχει μια αύξηση 150BCM στην ετήσια εξαγωγή LNG με μεγάλο μέρος της στο Κατάρ, τις ΗΠΑ, τη Ρωσία, και την Ανατολική Αφρική.

Στο APS οι επιδόσεις εκπομπών ΦΑ που παράγεται σε χώρες με NZE δεσμεύσεις ή παράγονται αλλού για εξαγωγή σε αυτές υπόκεινται σε στενό έλεγχο. Χώρες με NZE δεσμεύσεις παρουσιάζουν μειώσεις της εγχώριας ζήτησης παράλληλα με αυξήσεις στο κόστος παραγωγής που προκύπτει από την ανάγκη να μειωθεί η ένταση των εκπομπών και αυτό έχει αρνητικό αντίκτυπο και επιπτώσεις στα επίπεδα επενδύσεων και παραγωγής. Συνολικά η παραγωγή κορυφώνεται σε χώρες με NZE δεσμεύσεις στα μέσα της δεκαετίας του 2020. Χώρες χωρίς NZE δεσμεύσεις παρουσιάζουν σε γενικές γραμμές παρόμοια επίπεδα παραγωγής στα STEPS και APS κατά την περίοδο έως το 2030 με την ζήτηση του ΦΑ να συνεχίζει να αυξάνεται και οι εξαγωγές προς την Ασία παρουσιάζουν παρόμοιους ρυθμούς ανάπτυξης και στα δύο σενάρια την περίοδο έως το 2030. Εξάιρεση αποτελούν οι εξαγωγές ΦΑ μέσω αγωγών προς την Ευρώπη όπου παραμένουν σε στατικά επίπεδα του 2020 στο APS αλλά παρουσιάζουν αύξηση κατά 20% στο STEPS έως το 2030.

Στο NZE δεν αναπτύσσονται νέα κοιτάσματα ΦΑ πέρα από αυτά που έχουν ήδη εγκριθεί προς ανάπτυξη. Το εμπόριο LNG κορυφώνεται στα μέσα της δεκαετίας του 2020 στα 475BCM και πέφτει στα επίπεδα του 2020 στα 390BCM έως το 2030. Υπάρχουν σήμερα περίπου 600BCM ικανότητας υγροποίησης LNG και ακόμη 180BCM που είναι υπό κατασκευή γεγονός που συνεπάγεται μειωμένο ποσοστό χρησιμοποίησης της εξαγωγικής ικανότητας LNG παγκοσμίως από τα μέσα της δεκαετίας του 2020 σε σύγκριση με τα ιστορικά ποσοστά χρήσης περίπου στο 85%. Δεδομένου των χαμηλών τιμών του ΦΑ στο NZE οποιαδήποτε έργα LNG με τιμή νεκρού σημείου μεγαλύτερη από 5 δολάρια ανά εκατομμύριο βρετανικές θερμικές μονάδες \$/MMBTU (Million British Thermal Units) θα κινδύνευαν να μην ανακτήσουν το επενδυτικό κόστος σε αυτό το σενάριο.

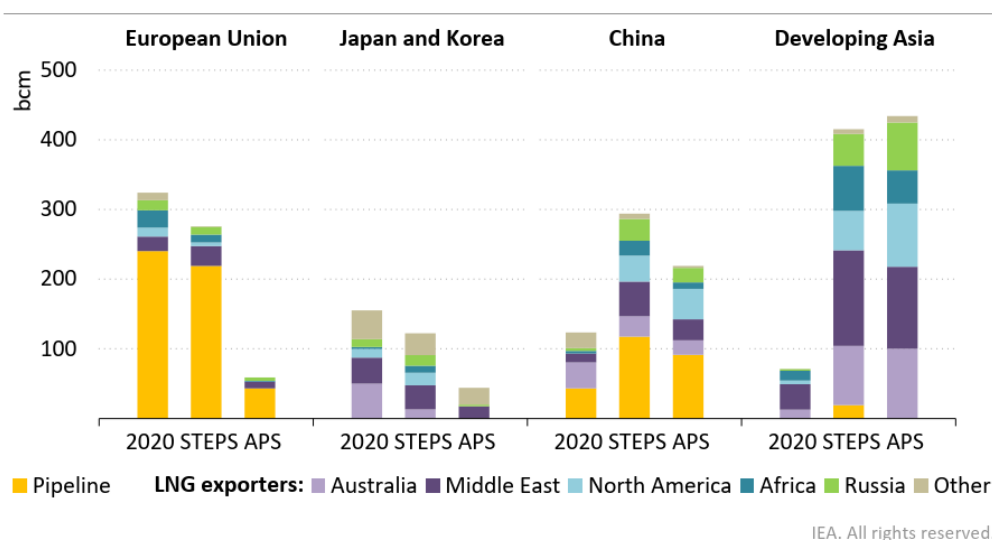


Εικόνα 10: Μεταβολές στο upstream του ΦΑ ανά σενάριο 2021-2030 (IEA, 2021, p. 231)

1.1.6 Τάσεις ΦΑ μετά το 2030

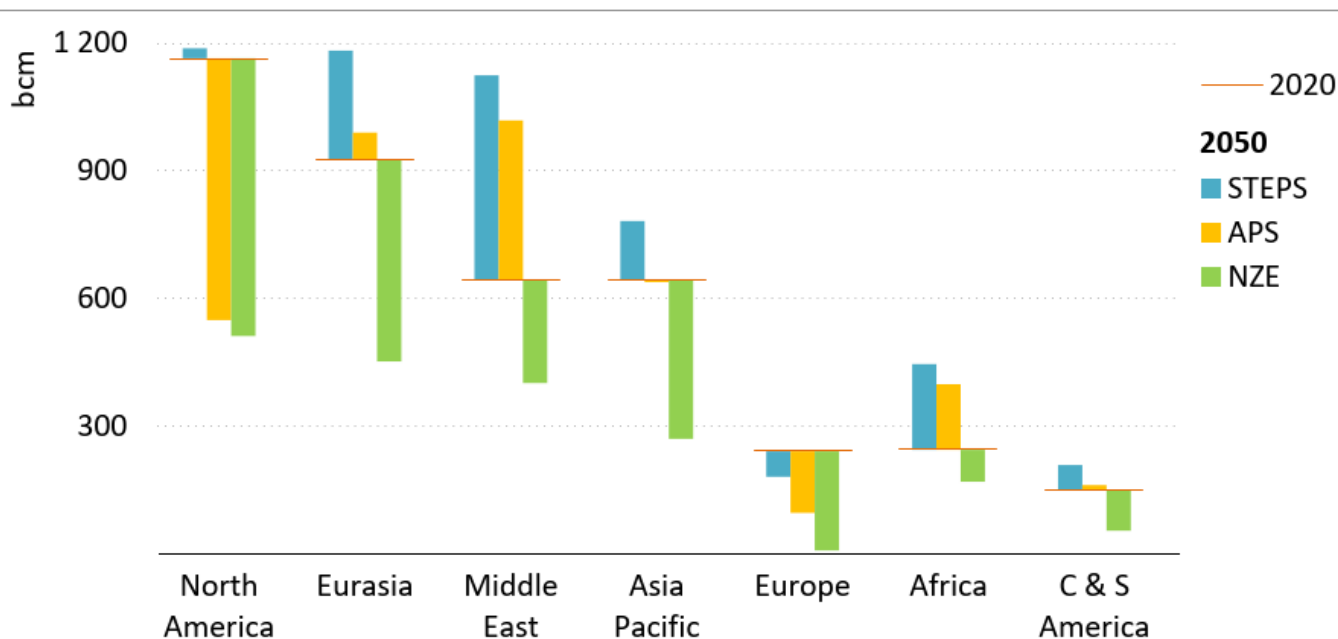
Στο STEPS η ζήτηση ΦΑ συνεχίζει να αυξάνεται μετά το 2030 αν και με βραδύτερο ρυθμό. Υπάρχει αιχμή της ζήτησης η οποία φτάνει τα 5.100BCM το 2050 περίπου 30% υψηλότερη από σήμερα. Η ζήτηση ΦΑ στη βιομηχανία παραμένει η κύρια κινητήρια δύναμη της ανάπτυξη αλλά η συμβολή στη συνολική αύξηση της ζήτησης ενέργειας μειώνεται καθώς οι αναδυόμενες αγορές και οι αναπτυσσόμενες οικονομίες μεταβαίνουν σε οικονομίες πιο προσανατολισμένες στις υπηρεσίες. Περίπου το 70% της αύξησης της προσφοράς μεταξύ 2020 και 2050 προέρχεται από την Ευρασία και τη Μέση Ανατολή και οι όγκοι του διεθνούς εμπορίου αερίου αυξάνονται κατά 450BCM κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου. Το παγκόσμιο εμπόριο LNG παίρνει όλο και περισσότερο μερίδιο αγοράς από το ΦΑ που μεταφέρεται με αγωγούς μεγάλων αποστάσεων επεκτείνοντας λίγο περισσότερο από το 50% των συναλλαγών σήμερα σε 60% το 2050.

Στο APS η ζήτηση ΦΑ φτάνει στο μέγιστο επίπεδο παγκοσμίως αμέσως μετά το 2025 και μετά μειώνεται στα 3830BCM το 2050. Οι μειώσεις στις προηγμένες οικονομίες αντισταθμίζουν τη συνεχιζόμενη ανάπτυξη στις αναδυόμενες αγορές και στις αναπτυσσόμενες οικονομίες. Αυτό έχει σημαντικές επιπτώσεις για την παγκόσμιο εμπόριο ΦΑ το οποίο κορυφώνεται τη δεκαετία του 2030 και πέφτει στα επίπεδα του 2020 έως το 2050. Το LNG συνεχίζει να αυξάνεται σχεδόν στο 70% των όγκων συναλλαγών έως το 2050. Η μειωμένη ζήτηση ΦΑ στην Ευρώπη οδηγεί σε μείωση 80% στις εισαγωγές μέσω αγωγών ενώ το LNG προμηθεύει το μεγαλύτερο μέρος της αύξησης ΦΑ κατά 430BCM της ζήτησης σε αναδυόμενες και αναπτυσσόμενες αγορές στην Ασία, εικόνα 11. Οι εξαγωγές LNG από την Βορεία Αμερική είναι περίπου 130BCM το 2050 25% υψηλότερη από ότι στο STEPS καθώς η ζήτηση στην περιοχή απελευθερώνει μεγαλύτερο όγκο για εξαγωγές.



Εικόνα 11: Εισαγωγές ΦΑ ανά σενάριο σε επιλεγμένες περιοχές 2020-2050 (IEA, 2021, p. 233)

Στο ΝΖΕ η χρήση ΦΑ στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας μειώνεται παγκοσμίως κατά περισσότερο από 80% στην δεκαετία του 2030. Λιγότερο από 190BCM ΦΑ χρησιμοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2050 αντιπροσωπεύοντας περίπου το 1% της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως σε σύγκριση με σχεδόν το ένα τέταρτο σήμερα κυρίως από εγκαταστάσεις εξοπλισμένες με CCUS. Η ζήτηση ενέργειας στα κτίρια επίσης μεταβαίνει γρήγορα μακριά από το ΦΑ. Το 2050 περισσότερο από το 50% της παγκόσμιας παραγωγής ΦΑ χρησιμοποιείται στην παραγωγή υδρογόνου με χαμηλές εκπομπές άνθρακα. Ένα επιπλέον 15% χρησιμοποιείται στη βιομηχανία κυρίως για παραγωγή τσιμέντου και στις ελαφριές βιομηχανίες χωρίς καμία ανάγκη επένδυσης σε νέα έργα. Η παραγωγή σε αναδυόμενους παραγωγούς στην Αφρική και αλλού είναι περιορισμένη και μεγάλοι υπάρχοντες παραγωγοί κυριαρχούν ολοένα και περισσότερο στην προσφορά. Το 2050 περισσότερα από το 40% του παγκόσμιου ΦΑ παράγεται στη Μέση Ανατολή και τη Ρωσία, εικόνα 12. Το ΦΑ μειώνεται σε λιγότερο από 300BCM έως το 2050 περίπου στο 40% των σημερινών επιπέδων.



IEA. All rights reserved.

Εικόνα 12: Μεταβολές του ΦΑ ανά σενάριο σε περιοχές και σενάριο 2020-2050 (IEA, 2021, p. 233)

1.1.7 Ζήτηση και προμήθεια ΦΑ έως το 2050

Η παγκόσμια ζήτηση και η προμήθεια του ΦΑ από το 2010 με πρόβλεψη έως το 2050 παρουσιάζονται στους πίνακες που ακολουθούν για τα σενάρια BAU, FAV1.5, UNFAV1.5.

BCM	2019		2020		BAU			FAV1.5			UNFAV1.5		
	2019	2020	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050		
North America	1,084	1,081	1,160	1,191	1,086	971	918	760	917	620	402		
Europe	533	531	553	511	463	564	449	337	457	328	192		
Central & South America	162	153	201	241	245	168	160	190	138	117	109		
Russia	485	454	491	493	432	480	504	516	444	401	361		
Caspian	125	123	138	143	140	141	151	167	134	115	115		
China	307	325	558	680	705	615	686	696	526	501	410		
South Asia	145	144	189	205	206	259	330	319	223	229	177		
Japan, Korea, Taiwan	173	177	195	210	198	230	208	160	219	170	126		
ASEAN	170	164	214	253	272	205	207	199	184	172	138		
Oceania	52	53	59	58	54	53	43	32	47	36	22		
Middle East	533	546	688	770	804	618	551	493	552	458	287		
North Africa	127	128	176	192	194	164	144	171	155	107	113		
Sub Saharan Africa	34	35	71	114	116	67	92	117	60	60	65		
Other Eurasia	50	46	48	52	52	51	58	70	47	46	50		
Total	3,980	3,961	4,740	5,112	4,966	4,586	4,501	4,230	4,104	3,361	2,566		

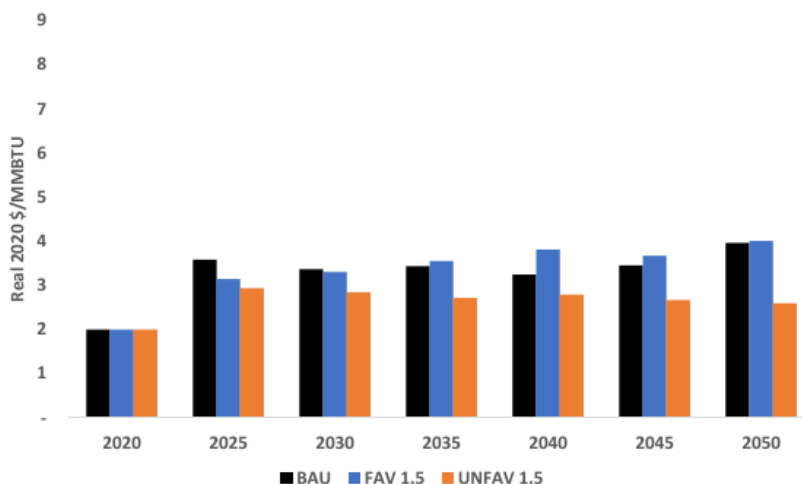
Πίνακας 1: Παγκόσμια ζήτηση ΦΑ 2010-2050 (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 29)

BCM	BAU			FAV1.5			UNFAV1.5				
	2019	2020	2030	2040	2050	2030	2040	2050	2030	2040	2050
North America	1,148	1,136	1,292	1,347	1,234	1,185	1,127	948	1,046	701	424
Europe	231	213	181	160	132	181	153	114	167	113	47
Central & South America	174	164	208	248	244	177	172	204	138	118	111
Russia	750	693	820	916	864	862	888	878	719	654	539
Caspian	209	178	219	224	219	222	232	241	215	189	176
China	178	192	307	370	363	309	370	363	301	337	294
South Asia	88	86	96	107	118	96	107	118	96	108	118
Japan, Korea, Taiwan	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ASEAN	213	212	195	186	185	192	164	152	188	141	98
Oceania	163	159	155	161	159	181	158	141	139	106	74
Middle East	662	670	885	966	994	817	755	710	757	656	486
North Africa	175	170	193	193	196	190	175	178	185	127	124
Sub Saharan Africa	75	76	160	211	243	158	185	176	134	103	68
Other Eurasia	20	20	16	13	10	16	13	10	16	13	10
Total	4,088	3,972	4,729	5,103	4,962	4,587	4,500	4,232	4,103	3,366	2,570

Πίνακας 2: Παγκόσμια προμήθεια ΦΑ 2010-2050 (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 30)

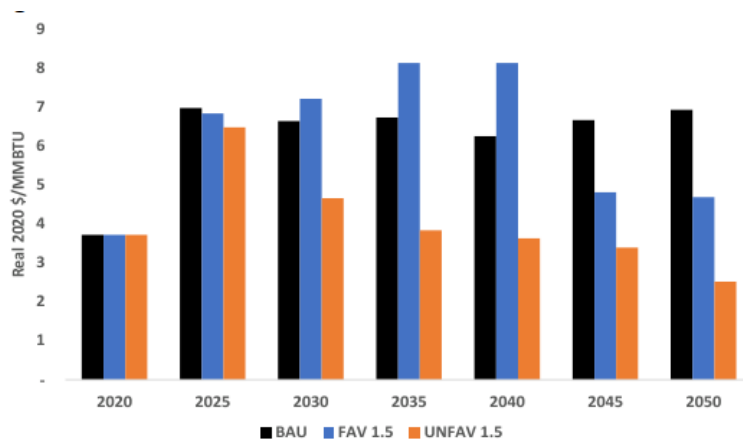
1.1.8 Τιμές ΦΑ

Οι τιμές του Αμερικανικού δείκτη Henry Hub στο BAU αναμένεται να είναι στα \$3-4\$/MMBTU μακροπρόθεσμα. Στο FAV1.5 οι τιμές μπορεί να είναι ελαφρώς υψηλότερες λόγω των εξαγωγών LNG των ΗΠΑ σε τιμές κοντά στο κόστος αλλά στο UNFAV1.5 οι τιμές κυμαίνονται από 2-3 \$/MMBTU σύμφωνα με το επόμενο διάγραμμα .



Εικόνα 13: Henry Hub τιμές ΦΑ 2020-2050 ανά σενάριο (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 15)

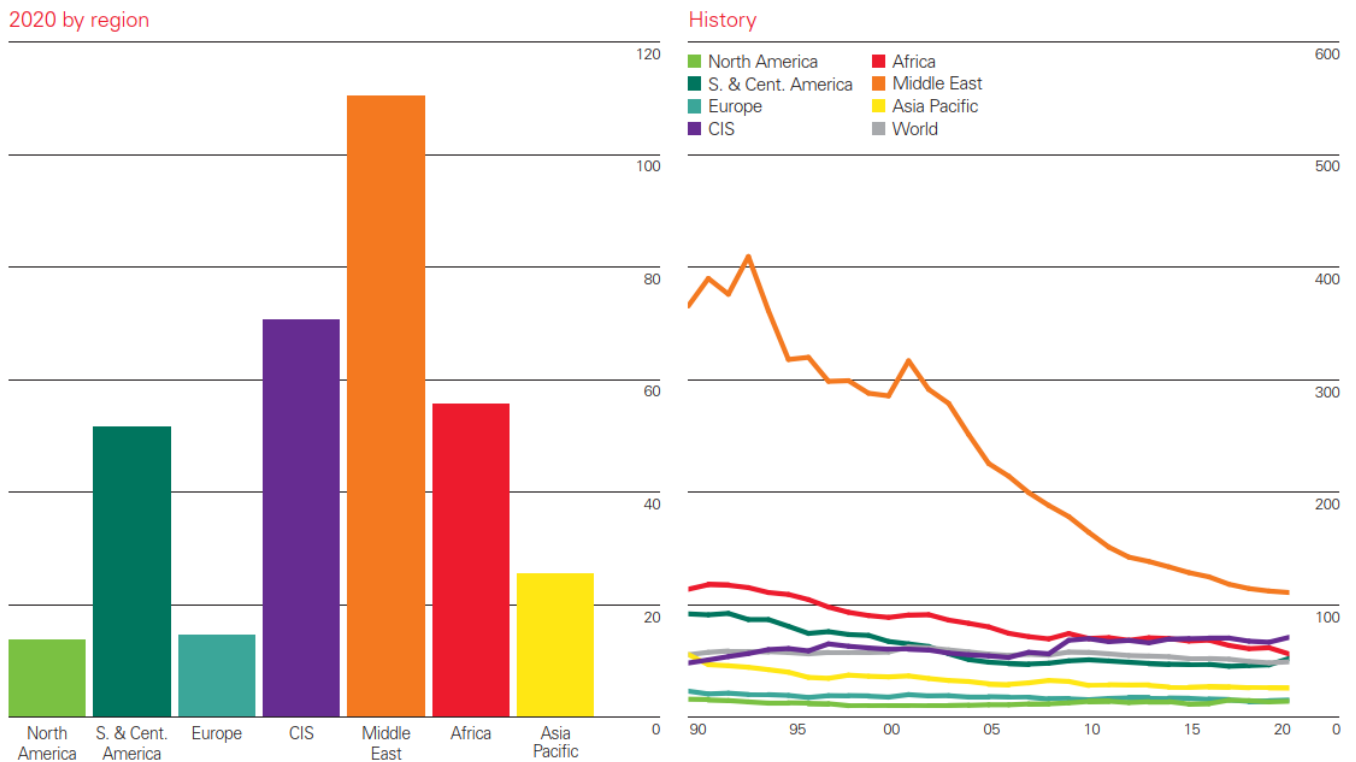
Οι τιμές στον Ευρωπαϊκό Ολλανδικό δείκτη TTF (Title Transfer Facility) είναι υψηλότερες στο FAV1.5 από ότι στο BAU διότι οι εισαγωγές αυξάνουν τις τιμές έως ότου η παγκόσμια ζήτηση αρχίσει να μειώνεται σημαντικά. Στο UNFAV1.5 οι τιμές είναι γενικά πολύ χαμηλότερες καθώς ο αντίκτυπος της μείωσης της ζήτησης με τις τιμές spot από την Ιαπωνία έχει αποτέλεσμα οι τιμές να μειώνονται κάτω από \$4/MMBTU σύμφωνα με το επόμενο διάγραμμα.



Εικόνα 14: TTF τιμές ΦΑ 2020-2050 (M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 15)

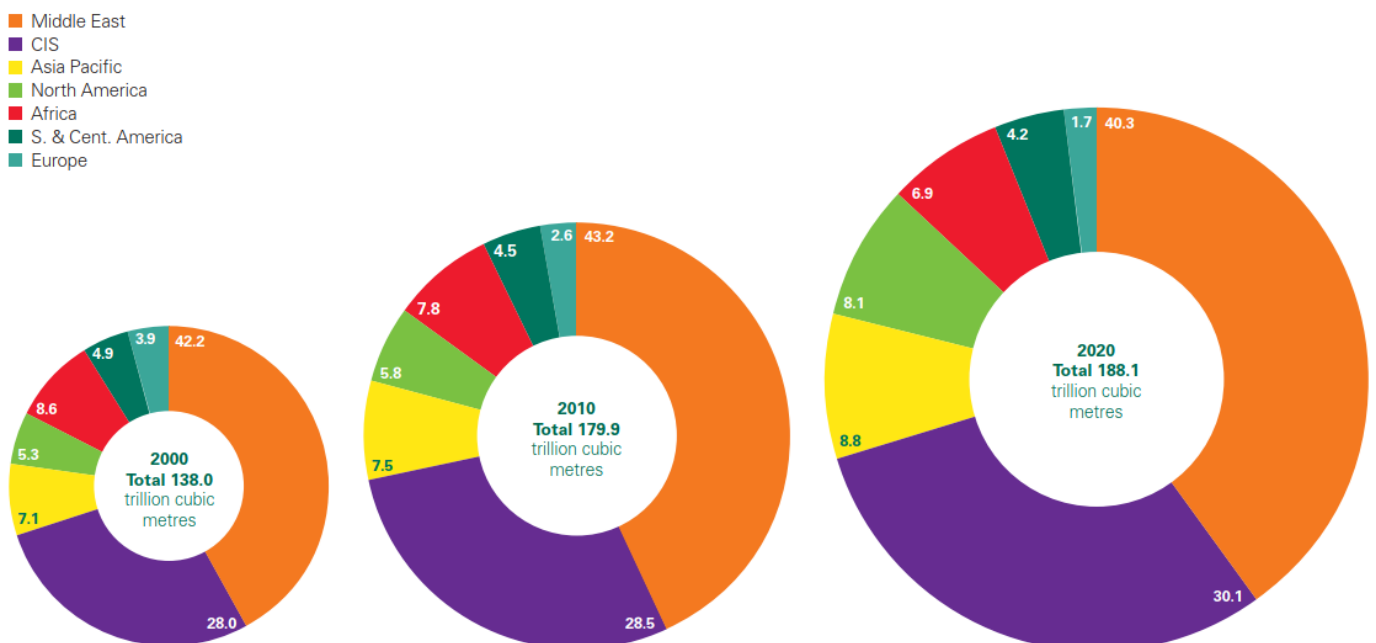
1.1.9 Παγκόσμια αποθέματα ΦΑ

Τα παγκόσμια εκμεταλλεύσιμα αποθέματα ΦΑ μειώθηκαν κατά 2.2TCM στα 188,1TCM το 2020. Μια αναθεώρηση στην Αλγερία, -2.1TCM), παρέχει τη μεγαλύτερη μείωση η οποία αντισταθμίζεται εν μέρει από μια αύξηση 0.4TCM στα αποθέματα του Καναδά. Η Ρωσία με 37TCM, το Ιράν με 32TCM, και το Κατάρ με 25TCM είναι οι χώρες με τα μεγαλύτερα αποθέματα. Ο τρέχων δείκτης αποθέματα/παραγωγή (Reserves/Production-R/P) δείχνει ότι τα αποθέματα του ΦΑ το 2020 αντιστοιχούσαν σε 48.8 έτη τρέχουσας παραγωγής. Η Μέση Ανατολή με 110.4 έτη και οι αναπτυσσόμενες χώρες CIS (Commonwealth of Independent States) με 70.5 έτη είναι οι περιοχές με την υψηλότερη αναλογία R/P σύμφωνα με το επόμενο διάγραμμα.



Εικόνα 15: Δείκτης αποθεμάτων/παραγωγή ΦΑ 2020 και ιστορικών στοιχείων ανά περιοχή (BP, 2021, p. 35)

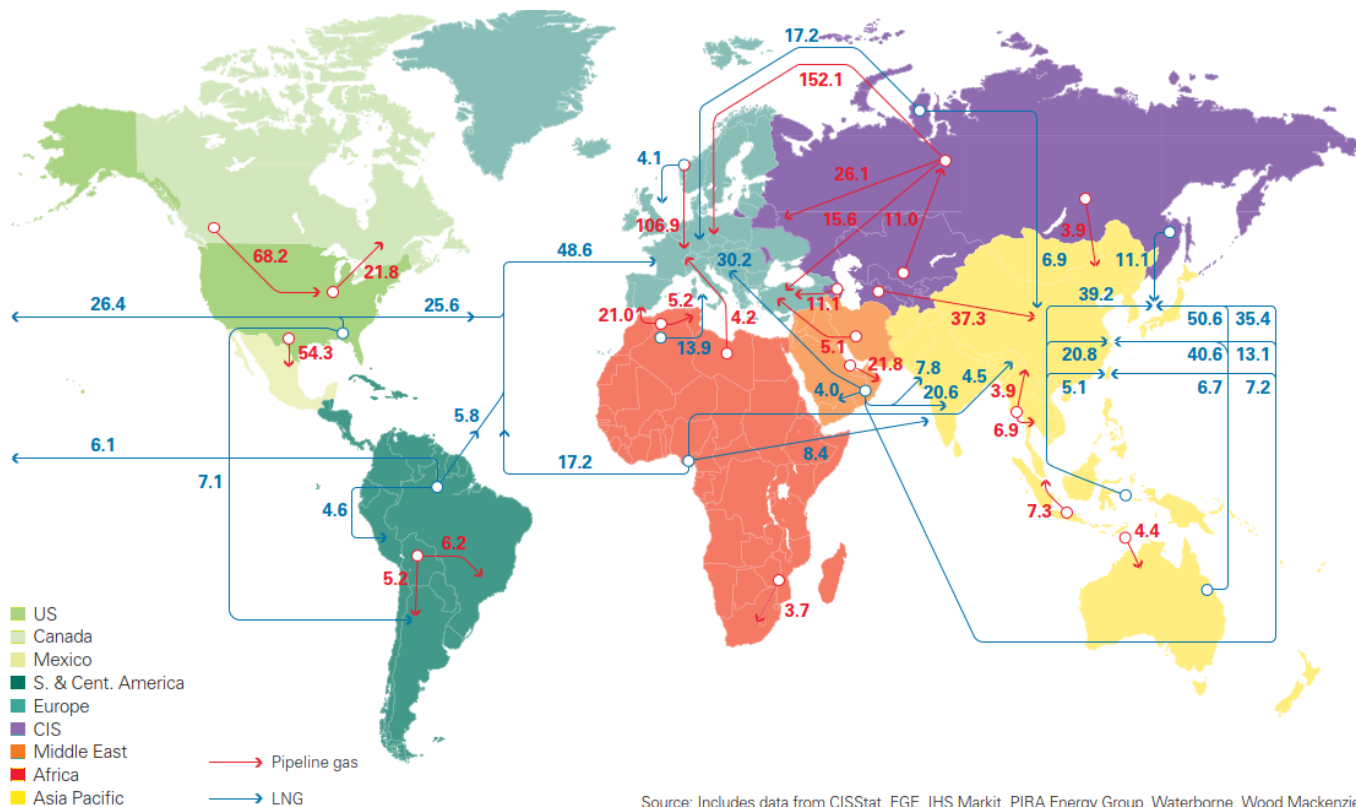
Η κατανομή των εκμεταλλεύσιμων αποθεμάτων ΦΑ ανά γεωγραφική περιοχή παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί.



Εικόνα 16: Κατανομή εκμεταλλεύσιμων παγκόσμιων αποθεμάτων ΦΑ 2000-2020 (BP, 2021, p. 35)

1.1.10 Εμπόριο ΦΑ-κύριοι οδοί

Οι κύριοι οδοί του παγκόσμιου εμπορίου ΦΑ και LNG παρουσιάζονται στον χάρτη που ακολουθεί. Το εμπόριο ΦΑ μέσω αγωγών για το 2020 ήταν 755.8BCM και 487.9BCM για το LNG.



Εικόνα 17: Κύριοι οδοί παγκόσμιου εμπορίου ΦΑ και LNG σε BCM (BP, 2021, p. 45)

1.2 Επισκόπηση ΦΑ στην Ελληνική αγορά

1.2.1 Σύσταση και ιδιότητες ΦΑ

Το ΦΑ μετά την εξόρυξη του από το κοίτασμα υφίσταται μια σειρά διεργασιών όπως την αφαίρεση σωματιδίων, την αποθείωση, τη διήθηση, την απομάκρυνση υγρασίας, και τη συμπίεση ή υγροποίηση για την μεταφορά του στον τελικό καταναλωτή. Το ΦΑ περιλαμβάνει μια σειρά συστατικών όπως παρουσιάζονται στον επόμενο πίνακα.

- **Φυσικό Αέριο**
 - Ελαφροί Υδρογονάνθρακες
 - $C_1 - C_4$
 - Βαρύτεροι Υδρογονάνθρακες
 - C_5+
 - "Όξινα" Συστατικά
 - H_2S, CO_2
 - Αδρανή Συστατικά
 - N_2, He

Μεθάνιο	CH_4	C_1
Αιθάνιο	C_2H_6	C_2
Προπάνιο	C_3H_8	C_3
Βουτάνιο	C_4H_{10}	C_4
Πεντάνιο	C_5H_{12}	C_5
Βαρύτεροι Υδρογονάνθρακες	C_NH_{2N+2}	C_{5+}
Άζωτο	N	
Ήλιο	He	
Διοξείδιο του Άνθρακα	CO_2	
Υδρόθειο	H_2S	

Πίνακας 3: Συστατικά ΦΑ (NTUA, 2010, p. 3)

Η σύσταση του Ρωσικού και του Αλγερινού ΦΑ που είναι από τους βασικούς προμηθευτές ΦΑ της Ελληνικής αγοράς ΦΑ και LNG αντίστοιχα παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί.

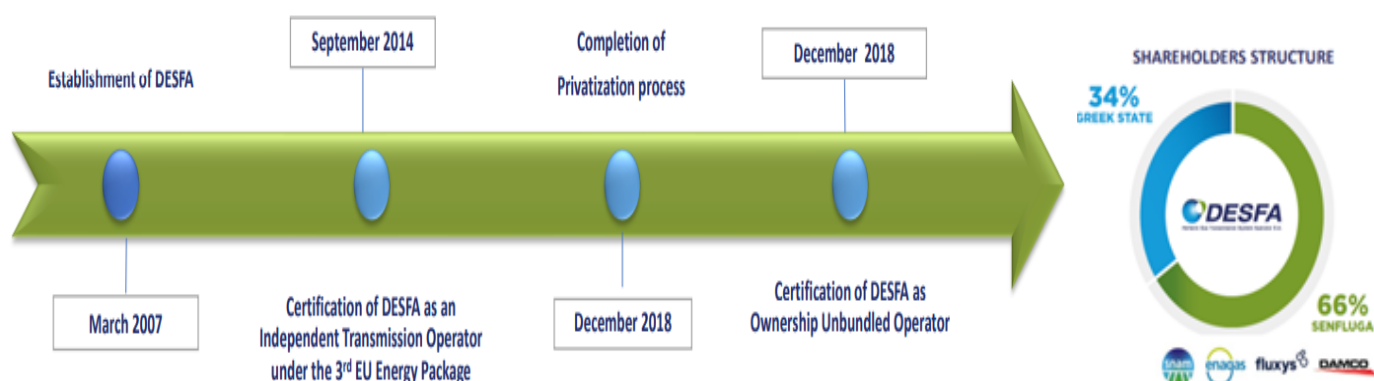
Συστατικό – Ιδιότητα	Ρωσικό Φυσικό Αέριο		Αλγερινό Φυσικό Αέριο	
	Ελάχιστο (%)	Μέγιστο (%)	Ελάχιστο (%)	Μέγιστο (%)
CH ₄	85.00	–	85.65	96.60
C ₂ H ₆	–	7.00	3.20	8.50
C ₃ H ₈	–	3.00	0.00	3.00
κ-C ₄ H ₁₀	–	2.00	0.00	0.70
ι-C ₄ H ₁₀	–	–	0.00	0.52
C ₅ H ₁₂	–	1.00	0.00	0.23
CO ₂	–	3.00	–	–
N ₂	–	5.00	0.20	1.40
O ₂	–	0.02	–	–
H ₂ S	–	5 mg/m ³	–	0.83 mg/m ³
S, Μερκαπτανών	–	15 mg/m ³	–	2.3 mg/m ³
S, Ολικό	–	60 mg/m ³	–	30 mg/m ³
Δείκτης Wobbe	10850	12000	–	–
Σημείο Δρόσου Υδρογονανθράκων	–	0 °C	–	–
Σημείο Δρόσου Νερού	–	-8 °C	–	–
Ανώτερη Θερμογόνος Δύναμη	8600 kcal/m ³	9200 kcal/m ³	9640 kcal/m ³	10650 kcal/m ³

Πίνακας 4: Σύσταση και ιδιότητες Ρωσικού και Αλγερινού ΦΑ (NTUA, 2010, p. 6)

1.2.2 Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου

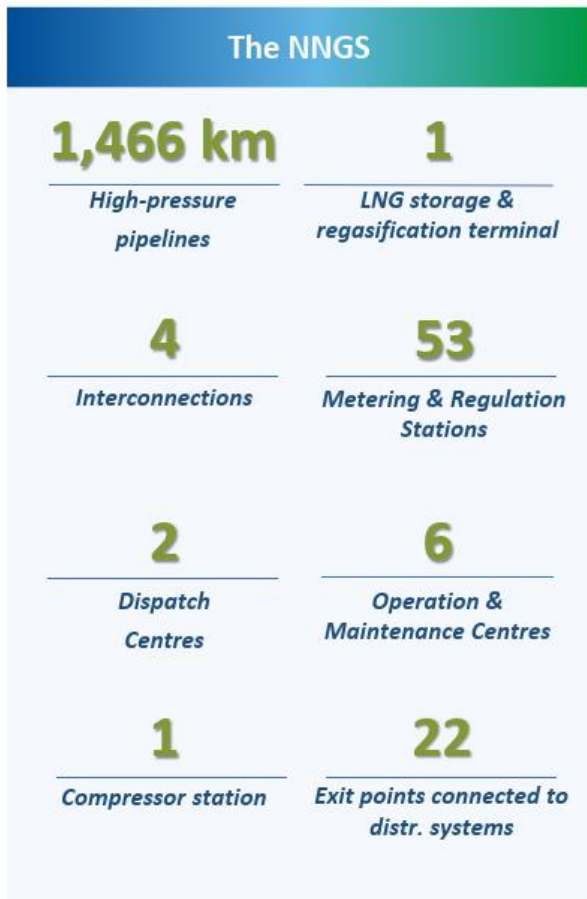
Ο ΔΕΣΦΑ (Διαχειριστής Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου) ιδρύθηκε τον Μάρτιο του 2007 κατέχει και εκμεταλλεύεται το ΕΣΦΑ το οποίο αποτελείται από το ΕΣΦΑ και τον τερματικό σταθμό LNG στη νήσο Ρεβυθούσα. Ο ΔΕΣΦΑ έχει πιστοποιηθεί ως διαχειριστής ιδιοκτησίας σύμφωνα με το 3^ο ενεργειακό πακέτο της ΕΕ μετά την ολοκλήρωση της διαδικασίας ιδιωτικοποίησης στις 20 Δεκεμβρίου 2018. Ο ΔΕΣΦΑ λειτουργεί συντηρεί και αναπτύσσει το ΕΣΦΑ με ασφαλή, αξιόπιστο και οικονομικά αποδοτικό τρόπο προσφέροντας: ρυθμιζόμενες υπηρεσίες πρόσβασης τρίτων με διαφανή και αμερόληπτο τρόπο και μια σειρά από εξαιρετικά εξειδικευμένες υπηρεσίες σε μια σειρά εθνικών και διεθνών πελατών.

Η χρονική εξέλιξη του ΔΕΣΦΑ καθώς και η μετοχική του σύνθεση παρουσιάζεται στην εικόνα που ακολουθεί



Εικόνα 18: Χρονική εξέλιξη και μετοχική σύνθεση ΔΕΣΦΑ (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 3)

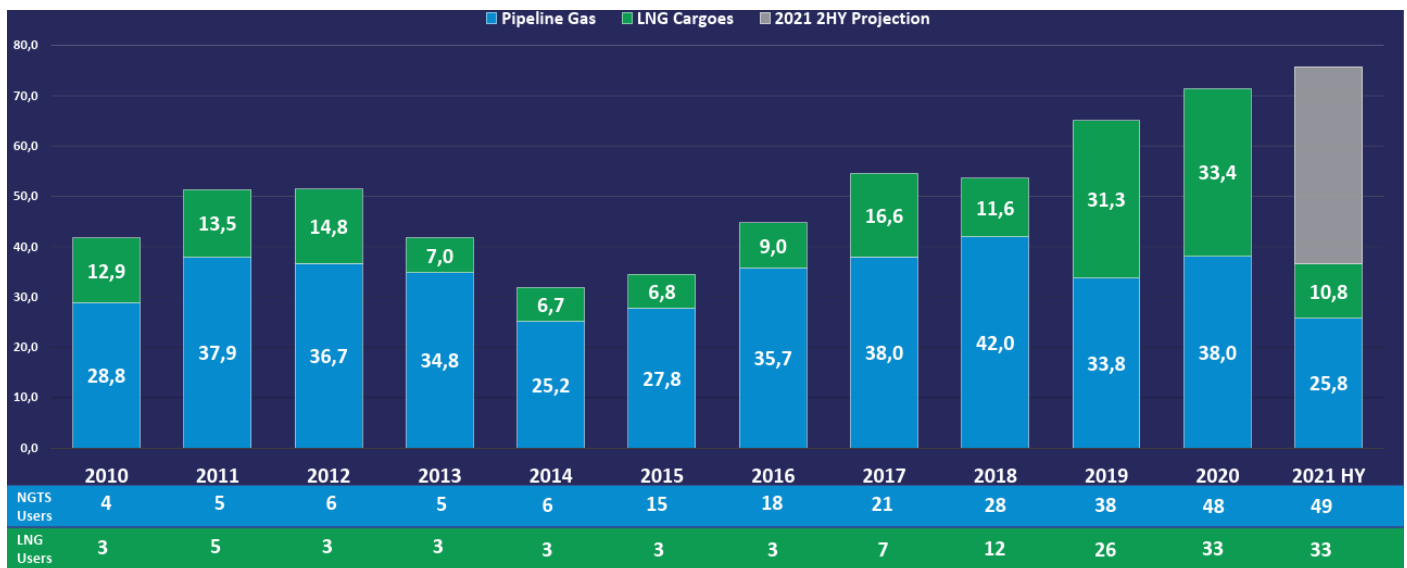
Το ΕΣΦΑ περιλαμβάνει 4 σημεία εισόδου, 22 σημεία εξόδου, 53 μετρητικούς σταθμούς, 1 τερματικό σταθμό LNG, 1.466Km αγωγών υψηλής πίεσης και παρουσιάζεται στην εικόνα που ακολουθεί.



Εικόνα 19: Κύρια χαρακτηριστικά ΕΣΦΑ (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 4)

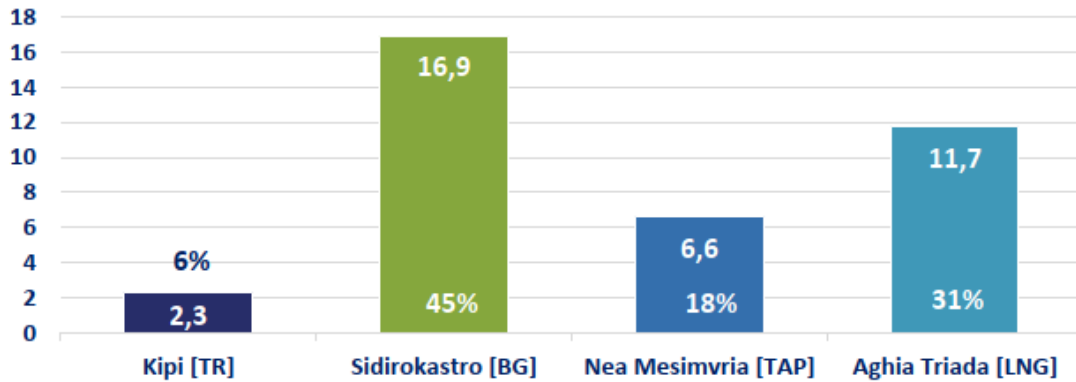
1.2.3 Εξέλιξη εισαγωγών ΦΑ

Η εξέλιξη των εισαγωγών του ΦΑ από το 2010 έως το 2021 παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί. Από το διάγραμμα προκύπτει αύξηση των εισαγωγών από τις 42 στις 75TWh ή αύξηση 78.6% για την αναφερόμενη χρονική περίοδο.



Εικόνα 20: Χρονική εξέλιξη εισαγωγών ΦΑ 2010-2021 σε TWh (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 5)

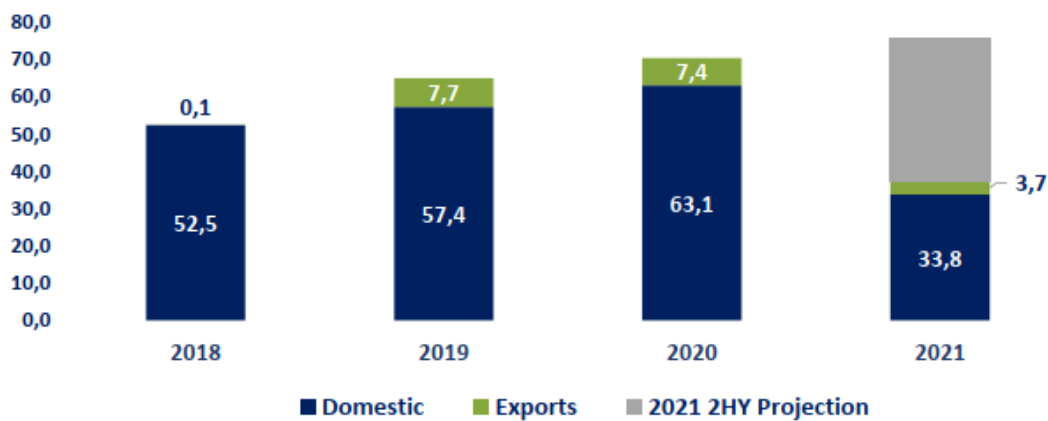
Τα ποσοστά εισαγωγών ανά σημείο εισόδου παρουσιάζονται στο διάγραμμα που ακολουθεί για το 2021 με το 45% των εισαγωγών από το Σιδηρόκαστρο για το Ρωσικό ΦΑ και την Αγία Τριάδα στο 31% για το LNG κυρίως από ΗΠΑ, Κατάρ, Αλγερία και Αίγυπτο. Επίσης από την Νέα Μεσημβρία μέσω Αζερμπαϊτζάν και Κήπους μέσω Τουρκίας.



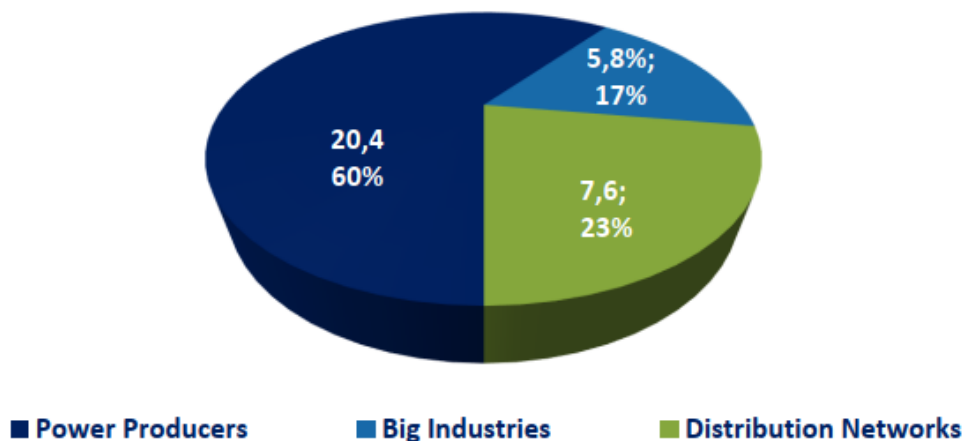
Εικόνα 21: Ποσοστά εισαγωγών ΦΑ ανά σημείο εισόδου για το 2021 (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 6)

1.2.4 Εξέλιξη ζήτησης ΦΑ

Η εξέλιξη της ζήτησης του ΦΑ για την 4ετία 2018-2021 και η ποσοστιαία κατανομή της ανά κατηγορία πελάτη παρουσιάζονται στα διαγράμματα που ακολουθούν.



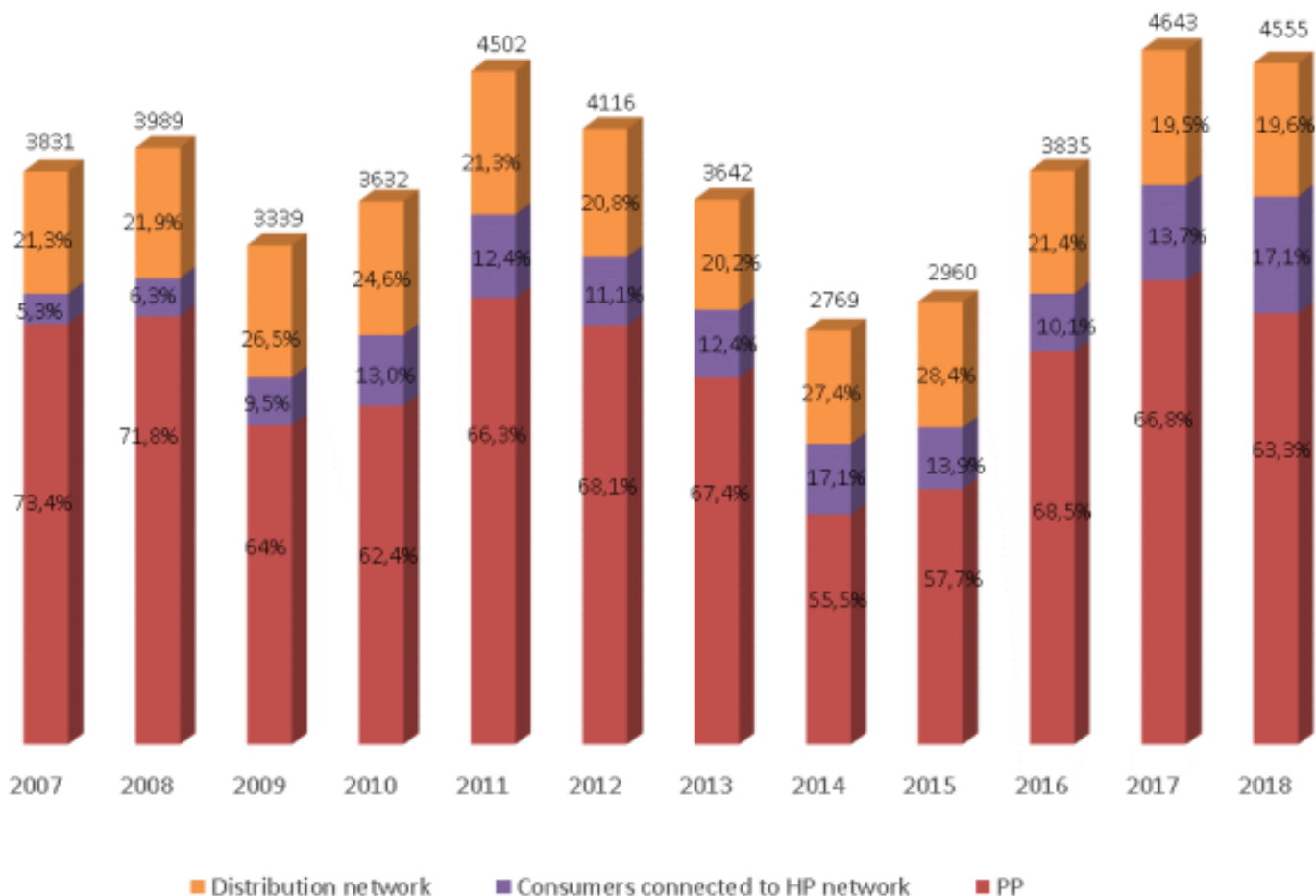
Εικόνα 22: Χρονική εξέλιξη ζήτησης ΦΑ 2018-2021 (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 6)



Εικόνα 23: Ποσοστά ζήτησης ΦΑ ανά δραστηριότητα 2021 (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 6)

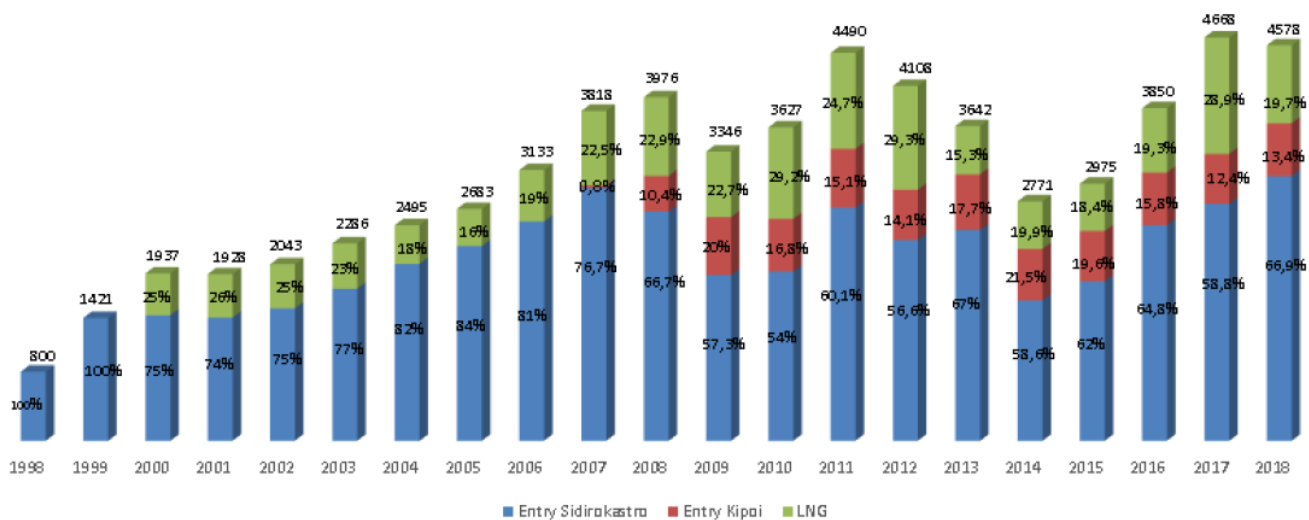
1.2.5 Κατανάλωση ΦΑ-ιστορικά στοιχεία

Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η ιστορική κατανάλωση ΦΑ από το 2007-2018 σε εκατομμύρια κανονικά κυβικά μέτρα (Millions Normal Cubic Meters-NMm³) ανά κατηγορία κατανάλωσης συμπεριλαμβανομένης της λειτουργικής κατανάλωσης ΦΑ. Η κατανάλωση του ΦΑ το 2018 αποτελούσε το 18% ή περίπου 55TWh της συνολικής εγχώριας κατανάλωσης για την αναφερόμενη περίοδο.



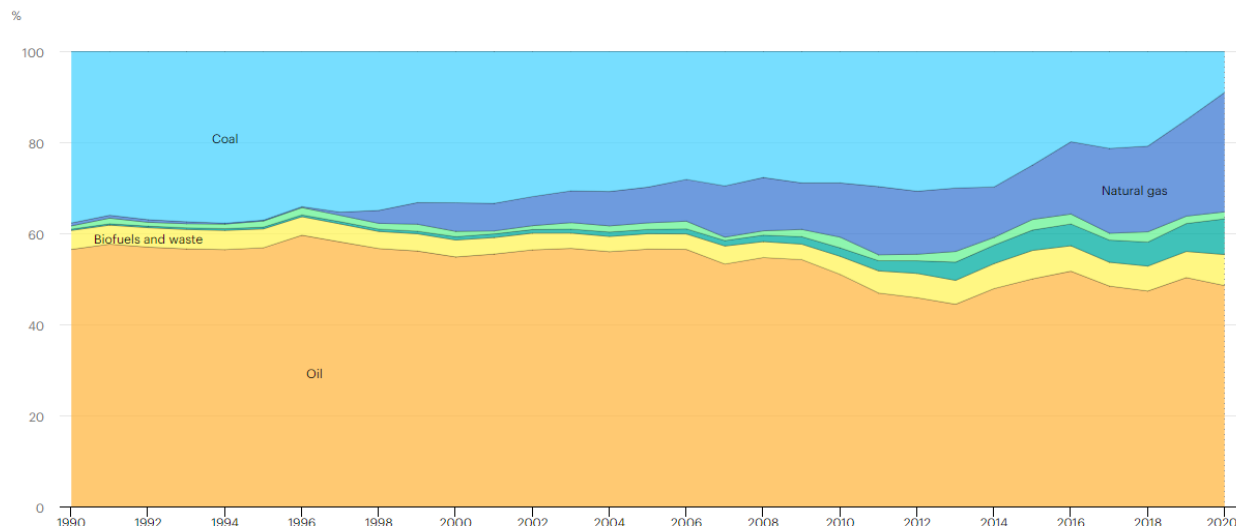
Εικόνα 24: Χρονική εξέλιξη κατανάλωσης ΦΑ 2007-2018 ανά τομέα κατανάλωσης σε mNm³ (Desfa, 2019, p. 11)

Τα αντίστοιχα στοιχεία προμήθειας για την χρονική περίοδο 1998-2018 παρουσιάζονται στο διάγραμμα που ακολουθεί.



Εικόνα 25: Χρονική εξέλιξη προμήθειας ΦΑ 1998-2018 ανά σημείο εισόδου σε MNm³ (Desfa, 2019, p. 13)

Σύμφωνα με την εικόνα που ακολουθεί το ποσοστό συμμετοχής του ΦΑ στο ενεργειακό μείγμα το 2020 ήταν της τάξης του 30% με το πετρέλαιο ακόμα να κυριαρχεί. Παρατηρείται επίσης ότι τα τελευταία 30 χρόνια το ΦΑ παρουσιάζει τον μεγαλύτερο ρυθμό αύξησης από τα 7159TJ (Terra Joule) ή 1.98TWh το 1997 στα 206346TJ το 2020 ή 57.3TWh και ετήσιο ρυθμό αύξησης 3.45%.



IEA. All rights reserved.

Εικόνα 26: Χρονική εξέλιξη πρωτογενούς ενέργειας στην Ελλάδα 1990-2020 (IEA, 2022)

1.2.6 Πρόβλεψη ζήτησης ΦΑ

Η πρόβλεψη ζήτησης 2020-2029 σύμφωνα με τον ΔΕΣΦΑ παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί και αφορά τρία σενάρια: σενάριο χαμηλής, μέσης και υψηλής ζήτησης και κυμαίνεται από 61.2-70.5TWh

Scenario 1_low demand scenario	2018*	2019**	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
PP n.g. demand [mil Nm3]	2.883	2.939	2.949	3.015	2.424	2.673	2.584	2.498	2.574	2.612	2.589	2.725
Customers connected to HP network [mil Nm3]	780	682	785	783	784	788	790	786	788	787	790	789
Distribution Networks incl. CNG [mil Nm3]	892	947	985	1.018	1.063	1.104	1.138	1.162	1.188	1.213	1.241	1.258
Interconnection exit points [mil Nm3]	8	10	150	200	200	550	600	620	650	650	650	650
Total transmission of n.g. [mil Nm3]	4.563	4.579	4.870	5.016	4.471	5.115	5.113	5.066	5.201	5.261	5.270	5.422
<small>*actual data ** forecasted data</small>												
Scenario 2_intermediate demand scenario (base case)	2018*	2019**	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
PP n.g. demand [mil Nm3]	2.883	2.939	3.044	3.272	3.102	3.266	3.153	3.002	3.066	3.062	3.055	3.124
Customers connected to HP network [mil Nm3]	780	682	785	783	784	788	790	786	788	787	790	789
Distribution Networks incl. CNG [mil Nm3]	892	947	985	1.018	1.063	1.104	1.138	1.162	1.188	1.213	1.241	1.258
Interconnection exit points [mil Nm3]	8	10	150	200	200	550	600	620	650	650	650	650
Total transmission of n.g. [mil Nm3]	4.563	4.579	4.965	5.273	5.148	5.708	5.681	5.570	5.692	5.712	5.736	5.821
<small>*actual data ** forecasted data</small>												
Scenario 3_high demand scenario	2018*	2019**	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
PP n.g. demand [mil Nm3]	2.883	2.939	3.085	3.344	3.194	3.388	3.498	3.483	3.579	3.530	3.556	3.675
Customers connected to HP network [mil Nm3]	780	682	785	783	784	788	790	786	788	787	790	789
Distribution Networks incl. CNG [mil Nm3]	892	947	985	1.018	1.063	1.104	1.138	1.162	1.188	1.213	1.241	1.258
Interconnection exit points [mil Nm3]	8	10	150	200	200	550	600	620	650	650	650	650
Total transmission of n.g. [mil Nm3]	4.563	4.579	5.006	5.345	5.241	5.830	6.027	6.051	6.206	6.180	6.237	6.372

Table 12: Total demand through Small Scale LNG projects– base case scenario

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Small Scale LNG demand [mil Nm3]	0	19	49	92	346	605	680	741	737	841

Πίνακας 5: Πρόβλεψης ζήτησης ΦΑ ανά σενάριο 2018-2029 (Desfa, 2019, p. 34)

Σύμφωνα με την εικόνα που ακολουθεί, για το 2021 οι πραγματικές εισαγωγές υπερτερούν του αισιόδοξου σεναρίου προβλέψεων που δείχνει την δυναμική διεύθυνση του ΦΑ στην Ελληνική αγορά. Για το 2020 η πρόβλεψη ζήτησης ήταν 57.12 ενώ οι πραγματικές εισαγωγές 77.73TWh συμπεριλαμβανομένων και των εξαγωγών. Η εγχωρία κατανάλωση ήταν 69.96TWh και 7.6TWh οι εξαγωγές. Παρουσιάζονται επίσης στοιχεία για την κατανομή εισαγωγών, τις κατηγορίες πελάτων και τα δεξαμενόπλοια LNG που παρουσίασαν μείωση κατά 30.7% σε σχέση με το 2020 και ανήλθαν στις 24,51TWh.

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ 2021



12M
2021

69,96 TWh

Εγχώρια Κατανάλωση Φ.Α.

77,73 TWh

Εισαγωγές Φ.Α.

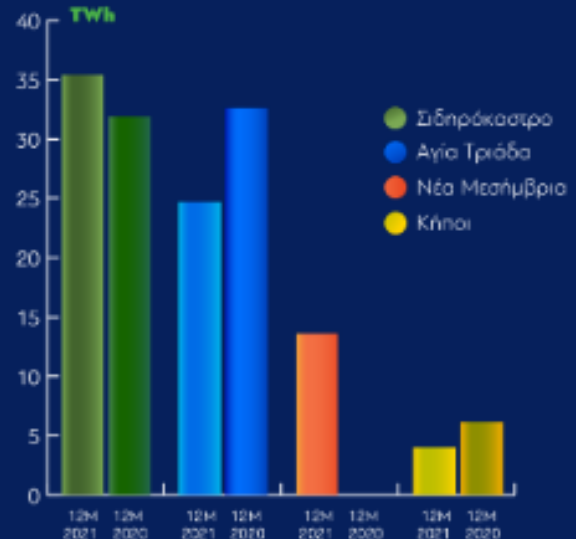
7,60 TWh

Εξαγωγές Φ.Α.*

*ανά το Στέμνο Εισόδου - Εξόδου Σήφρακαστρου

Κατανομή Εισαγωγών Φ.Α.

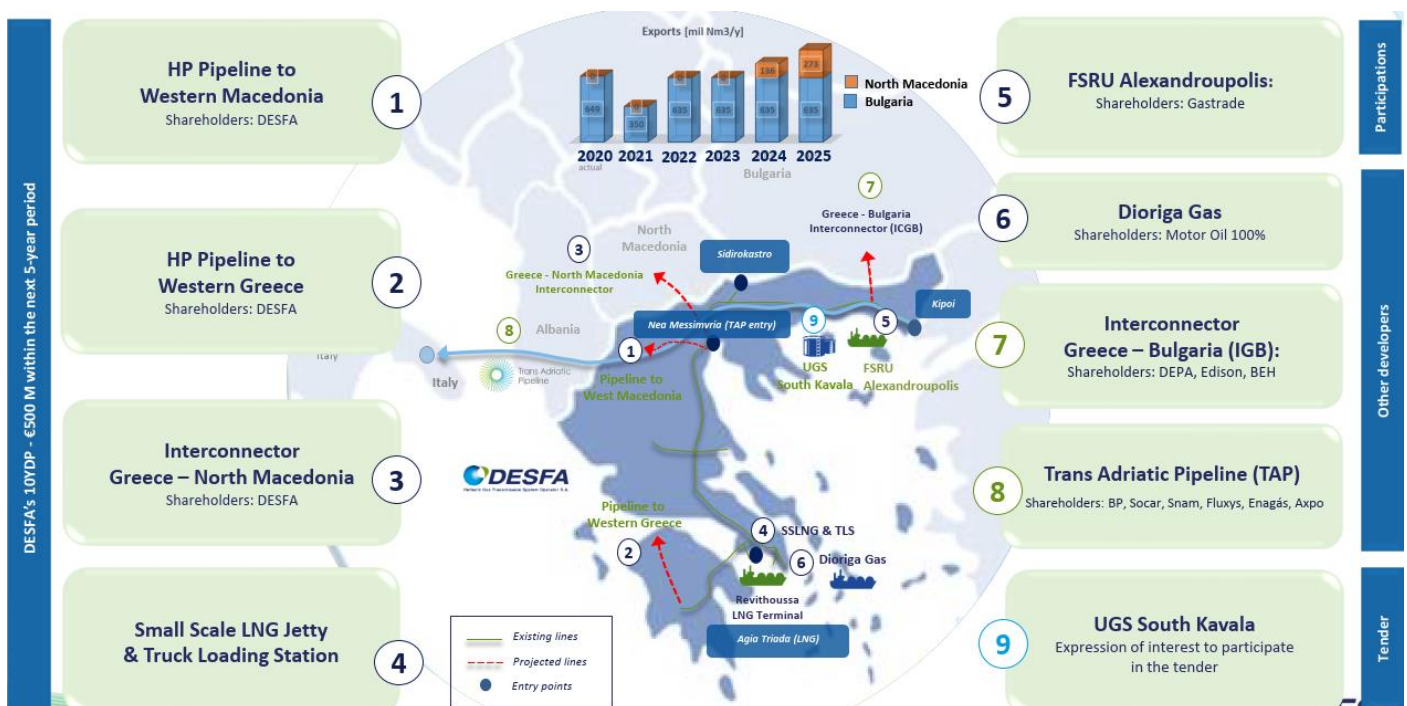
	Σιδερόκαστρο	Αγία Τριάδα	Νέα Μεσόμβρια	Κίπιοι
12M 2021	35,37 TWh	24,72 TWh	13,61 TWh	4,02 TWh
12M 2020	31,87 TWh (+ 10,41%)	32,62 TWh (- 27,55%)	0,00 TWh	6,14 TWh (- 41,73%)



Εικόνα 27: Στοιχεία ΦΑ-ΔΕΣΦΑ 2021 (DESFA, 2022)

1.2.7 Μελλοντικός Σχεδιασμός Έργα υποδομής ΦΑ

Αναφορικά με το μέλλον ο χάρτης που ακολουθεί παρουσιάζει τους υφιστάμενους αγωγούς μεταφοράς, τα σημεία εισόδου στο σύστημα, τους μελλοντικούς αγωγούς σύνδεσης στο δίκτυο καθώς και πρόβλεψη εξαγωγών προς την Βόρεια Μακεδονία και την Βουλγαρία.



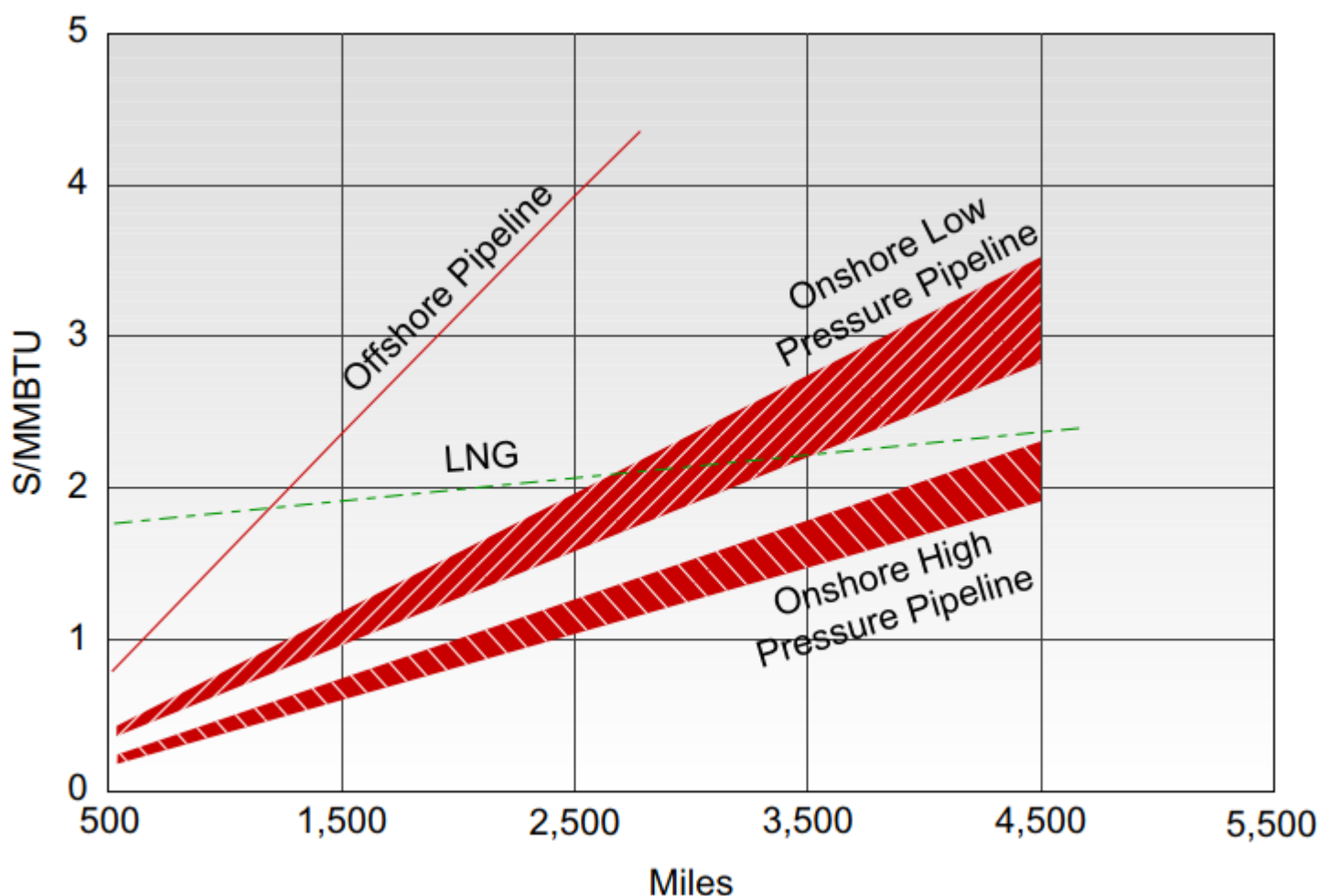
Εικόνα 28: Σχεδιαζόμενα σημεία εισόδου ΦΑ (G. Avlonitis. Desfa, 2021, p. 12)

Κεφάλαιο 2-LNG στην Παγκόσμια και Ελληνική Αγορά

2.1 Κόστος μεταφοράς, χρήσεις και ιδιότητες του LNG

Το LNG είναι ΦΑ σε υγρή μορφή και είναι διαυγές, άχρωμο, άοσμο, και μη τοξικό. Παράγεται από ΦΑ και έχει πολλές εφαρμογές συμπεριλαμβανομένης της χρήσης ως καυσίμου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, βιομηχανική και οικιακή θέρμανση, και ως πρώτη ύλη σε χημικές βιομηχανίες. Το LNG παράγεται όταν το ΦΑ ψύχεται με διαδικασία ψύξης σε θερμοκρασίες μεταξύ -159 έως -162°C μέσω μιας διεργασίας γνωστής ως υγροποίηση με μείωση του όγκου του κατά 600 φορές και πυκνότητα $430-470\text{Kg/m}^3$. Κατά τη διαδικασία αυτή το ΦΑ το οποίο είναι κυρίως μεθάνιο, το οποίο ψύχεται κάτω από το σημείο βρασμού του όπου οι συγκεντρώσεις υδρογονανθράκων, νερού, διοξειδίου του άνθρακα, οξυγόνου και ορισμένων ενώσεων θείου μειώνονται ή αφαιρούνται.

Η εικόνα που ακολουθεί δείχνει ότι το κόστος μεταφοράς του LNG γίνεται ανταγωνιστικό σε σχέση με το κόστος μεταφοράς του ΦΑ μέσω αγωγών για μεταφορά μεγάλων αποστάσεων. Για μικρές αποστάσεις οι αγωγοί ΦΑ είναι συνήθως πιο οικονομικοί. Η μεταφορά του LNG είναι ανταγωνιστικές για διαδρομές μεγάλων αποστάσεων, ιδιαίτερα εκείνες που διασχίζουν ωκεανούς ή μεγάλες εκτάσεις νερού δεδομένου ότι η κατασκευή υποθαλάσσιων αγωγών είναι απαγορευτική λόγω κόστους. Για υποθαλάσσιο αγωγό η μεταφορά του LNG μπορεί να είναι ανταγωνιστική όταν ο αγωγός είναι μικρότερος από 700 μίλια. Για χερσαίο αγωγό το σημείο απόσβεσης (break-even point) είναι περίπου 2.200 μίλια.



Εικόνα 29: Κόστος μεταφοράς ΦΑ μέσω αγωγών και LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 13)

Κύριο συστατικό του LNG είναι το μεθάνιο και ανάλογα με το ποσοστό του διακρίνεται σε τρεις κατηγορίες: φτωχό, μεσαίο, και πλούσιο. Η σύσταση του LNG και οι βασικές μετατροπές του σε ΦΑ παρουσιάζονται στους δύο επόμενους πίνακες.



Methane (CH₄)

Vol-%	Lean	Mean	Rich
Methane	96.2	91.7	84.8
Ethane	3.3	5.7	13.4
Propane	0.4	2.2	1.3
Buthane	0.1	0.3	0.3
Pentane	0.0	0.0	0
Nitrogen	0.0	0.1	0.2
MN	87	76	71

Πίνακας 6: Σύσταση LNG (R. Strande T. Johnson, 2013, p. 33)

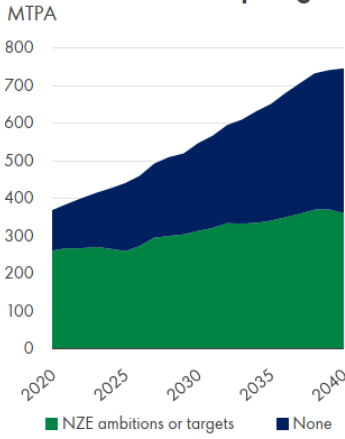
LNG volume	LNG mass	Gas volume
2.25 m ³ LNG	1 ton	1,370 Nm ³ Gas
LHV	49.0 MJ/kg	35.9 MJ/m ³
		10.0 kWh/m ³
HHV	54.4 MJ/kg	39.8 MJ/m ³
		11.1 kWh/m ³

Πίνακας 7: Ενδεικτικές μετατροπές LNG σε ΦΑ (R. Strande T. Johnson, 2013, p. 37)

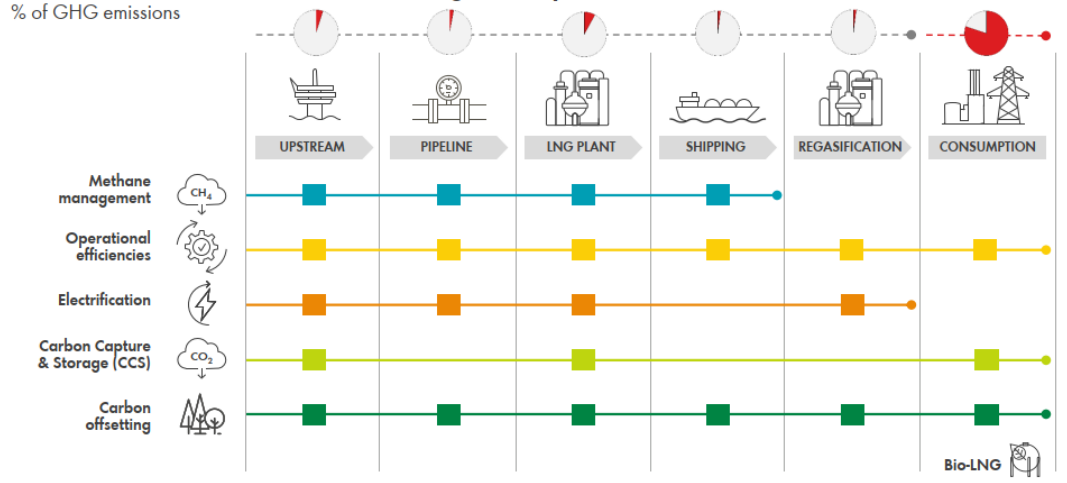
2.2 Αλυσίδα αξίας και πρόβλεψη ζήτησης LNG

Η αλυσίδα αξίας του LNG όπως παρουσιάζεται στην επόμενη εικόνα περιλαμβάνει: την εξόρυξη του ΦΑ, την μεταφορά του μέσω αγωγών στις εγκαταστάσεις υγροποίησης, την υγροποίηση, την φόρτωση σε δεξαμενόπλοια μεταφοράς LNG, την αεριοποίηση του LNG σε ΦΑ, και την μεταφορά του στην κατανάλωση. Παρουσιάζεται επίσης η πρόβλεψη ζήτησης έως το 2040 για δύο σενάρια, NZE και όχι, με τις τιμές σε εκατομμύρια τόνους ανά έτος να κυμαίνονται από περίπου 400-700MTPA (Million Tonnes per Annum). Παρουσιάζεται ακόμα σχηματικά το ποσοστό των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου και οι τρόποι περιορισμού τους.

LNG demand forecast by net-zero emissions pledge



LNG value chain emissions and mitigation options

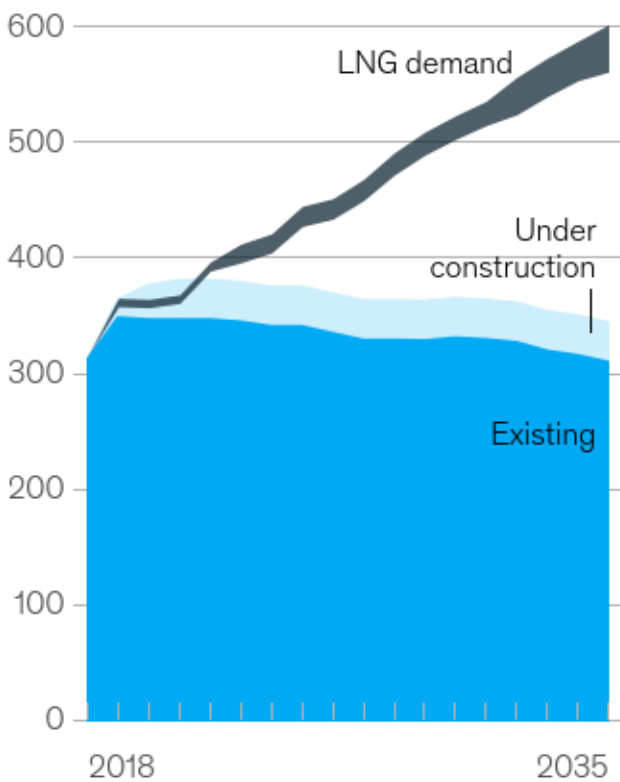


Source: Shell interpretation of IHS Markit, Wood Mackenzie and IEA 2020 data

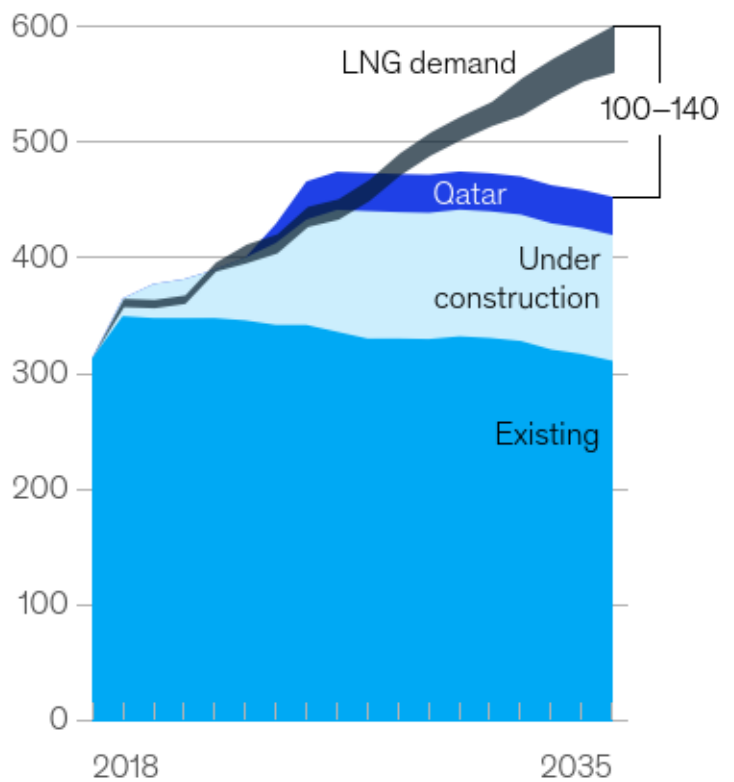
Εικόνα 30: Πρόβλεψη ζήτησης και αλυσίδα αξίας LNG (Shell, 2021, p. 29)

Η πρόβλεψη ζήτησης της Shell περίπου ταυτίζεται με αυτής της McKinsey και σύμφωνα με το παρακάτω διάγραμμα έως το 2035 η ζήτηση θα υπερτερεί της προσφοράς κατά 100-140MTPA.

As at Q2 2018

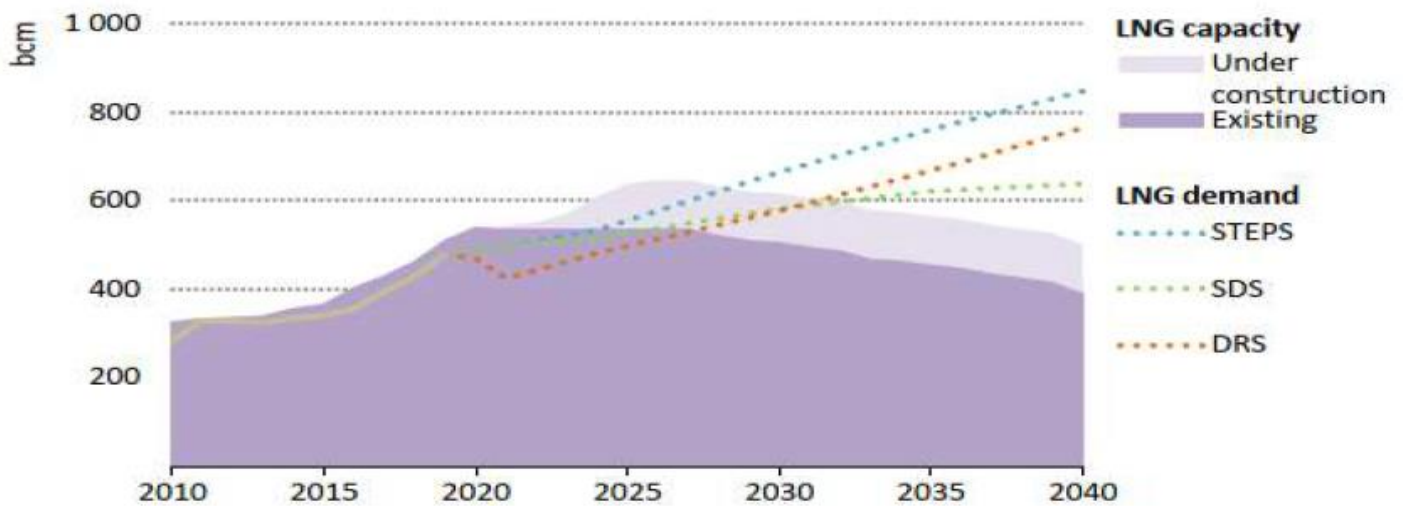


As at Q3 2019



Εικόνα 31: Παγκόσμια προσφορά και ζήτηση LNG σε MTPA 2018-2035 (R. Chong D. Dediou R. Gupta, 2021, p. 2)

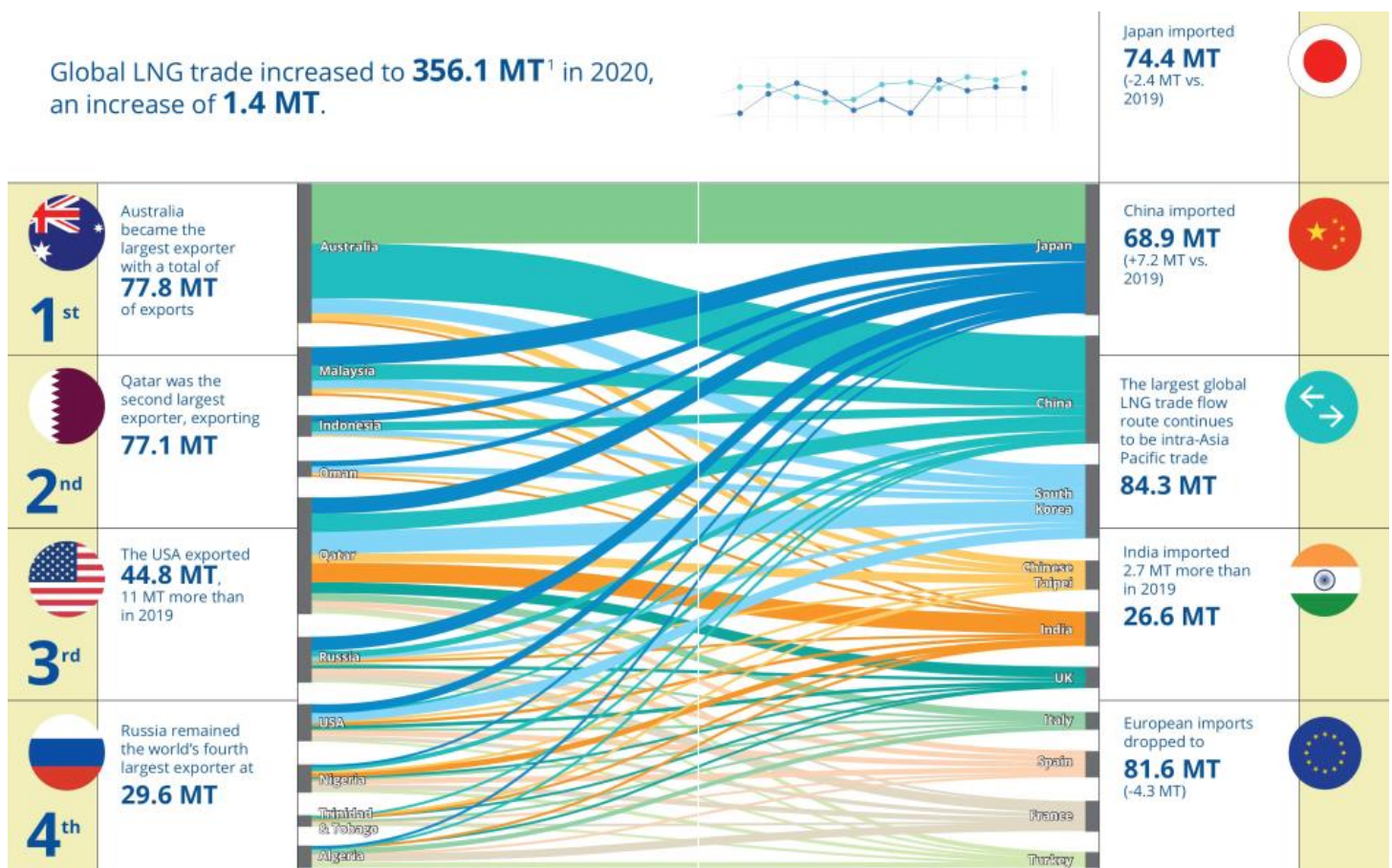
Σύμφωνα με την IEA, εικόνα 32, η παγκόσμια δυναμικότητα αεριοποίησης LNG έως το 2040 θα είναι της τάξης των 500BCM ή 690MTPA σε αντίθεση με την ζήτηση όπου θα κυμαίνεται από 650-850BCM ή 897-1173MTPA ανάλογα με το σενάριο: στο STEPS, η πανδημία σταδιακά τίθεται υπό έλεγχο και η οικονομία ανακάμπτει σε επίπεδα προ κρίσης εντός του 2021, στο σενάριο αργής ανάκαμψης DRS (Delayed Recovery Scenario) ομοίως με το πρώτο σενάριο αλλά η οικονομία να ανακάμπτει το 2023, στο σενάριο βιώσιμης ανάπτυξης SDS (Sustainable Development Scenario) δίνεται έμφαση στις πολιτικές για αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ. Στην τελευταία περίπτωση εμπίπτει και το NZE.



Εικόνα 32: Παγκόσμια δυναμικότητα υγροποίησης σε σχέση με την ζήτηση LNG 2010-2040 (IEA, 2020, p. 276)

2.3 Παγκόσμιο εμπόριο LNG-εξαγωγές, εισαγωγές

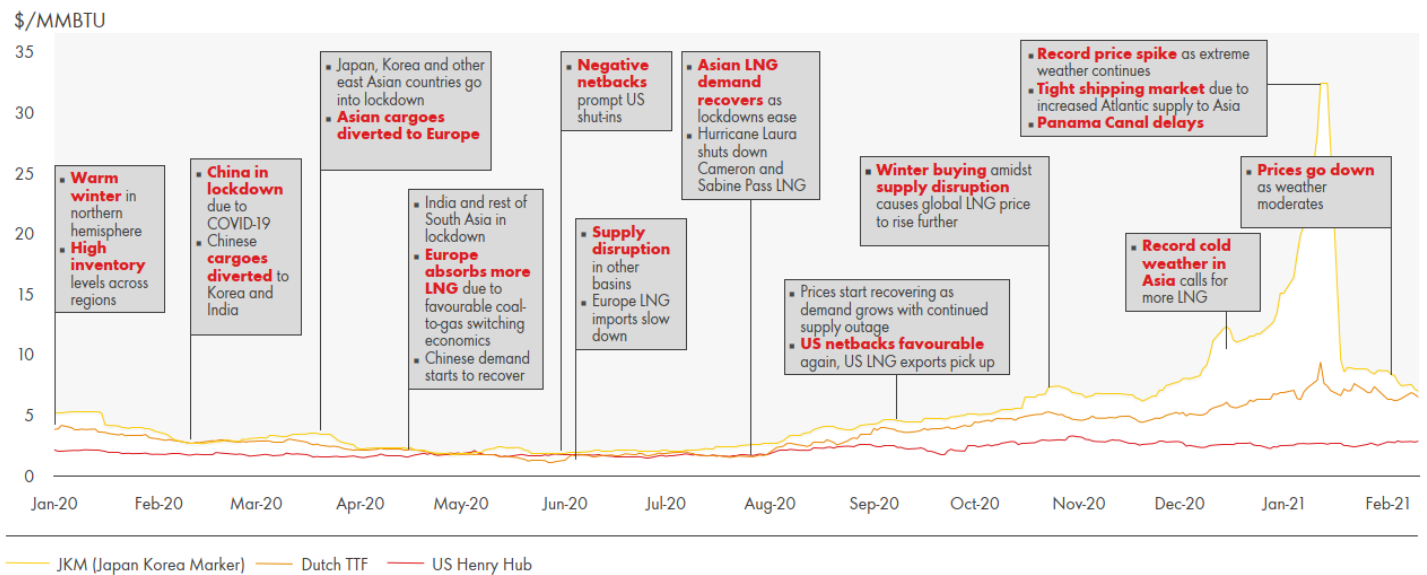
Το 2020 οι κύριες ροές του παγκόσμιου εμπορίου παρουσιάζονται στην εικόνα που ακολουθεί. Στις τρεις πρώτες θέσεις βρίσκονται οι Αυστραλία, το Κατάρ και οι ΗΠΑ με ποσοστά 21.84-21.65-12.58% αντίστοιχα. Στις τρεις πρώτες θέσεις εισάγων βρίσκονται η Ασία, η ΕΕ και η Κίνα.



Εικόνα 33: Ροές παγκόσμιων εξαγωγών-εισαγωγών LNG (IGU, 2021, pp. 16,17)

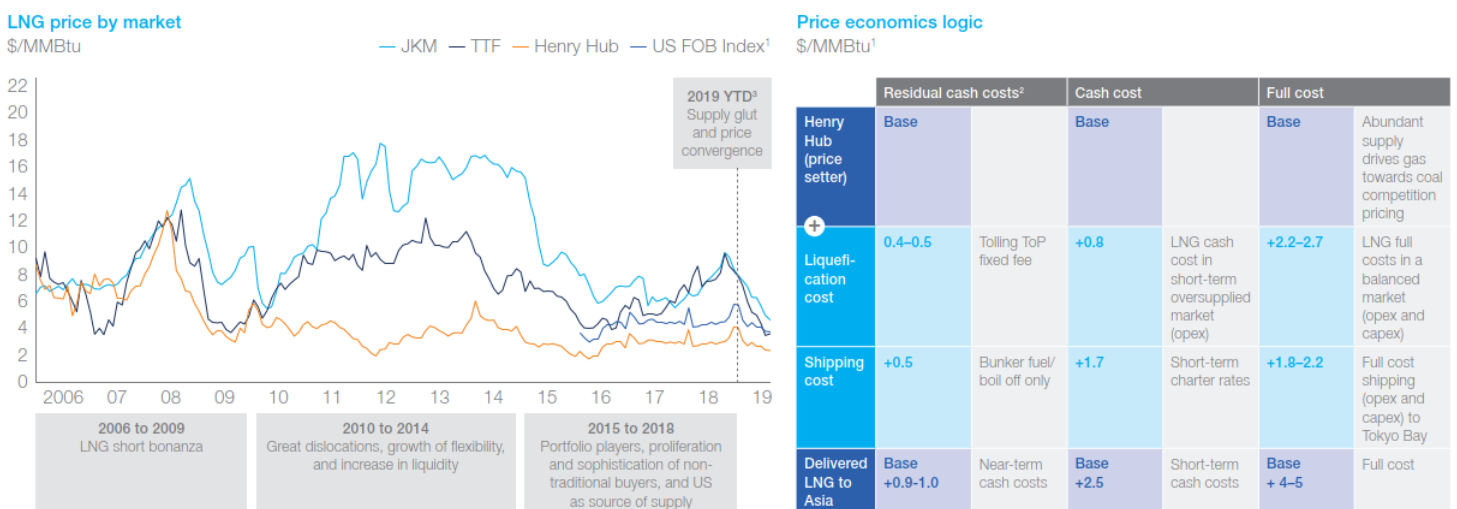
2.4 Τιμές LNG

Οι τιμές του LNG για την περίοδο 1/2020-2/2021 παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί με τις τιμές να υποχωρούν τον 2/2021 σε επίπεδα λίγο πάνω από τον 1/2020.



Εικόνα 34: Τιμές LNG 2020-2021 (Shell, 2021, p. 13)

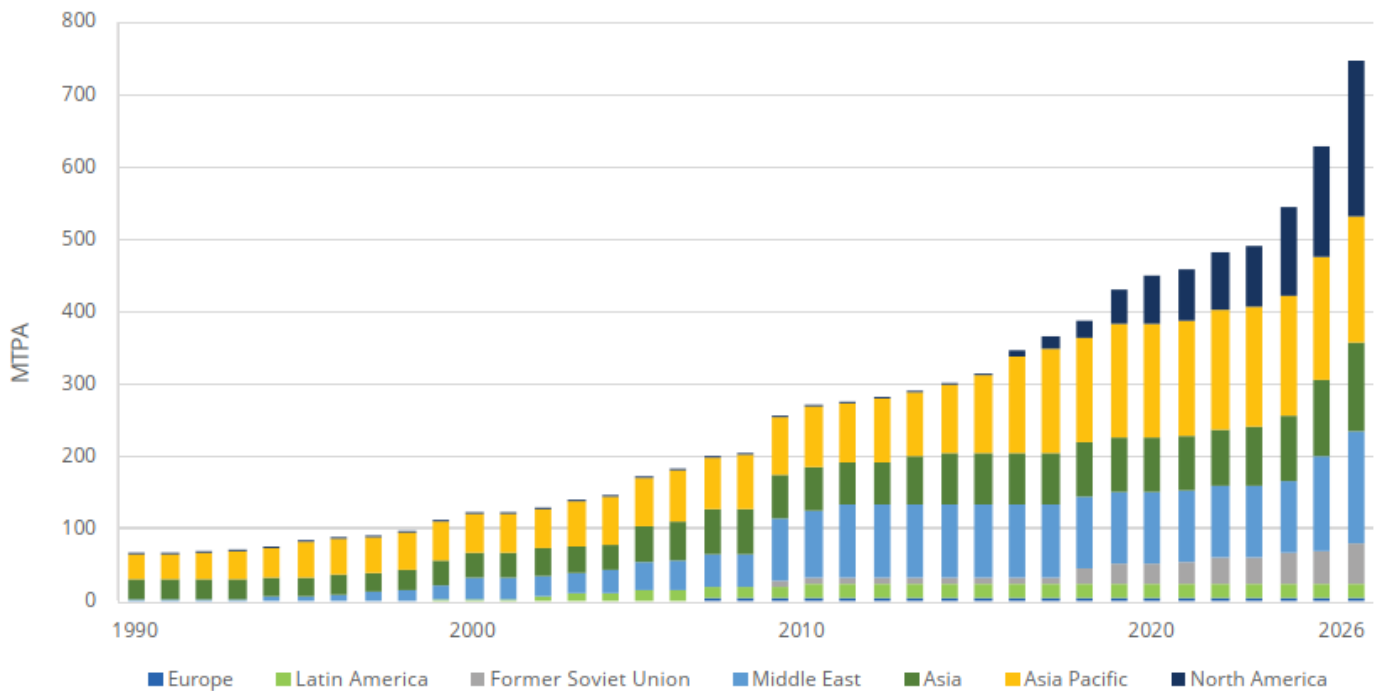
Στην επόμενη εικόνα παρουσιάζονται ιστορικές τιμές του LNG από το 2006-2019 με βάσει 4 δείκτες-indexes και ο μηχανισμός του συνολικού κόστους που περιλαμβάνει την index price, το κόστος υγροποίησης, και το κόστος μεταφοράς.



Εικόνα 35: Ιστορικές τιμές LNG και μηχανισμός διαμόρφωσης τιμής 2006-2019 (McKinsey & Company, 2019, p. 6)

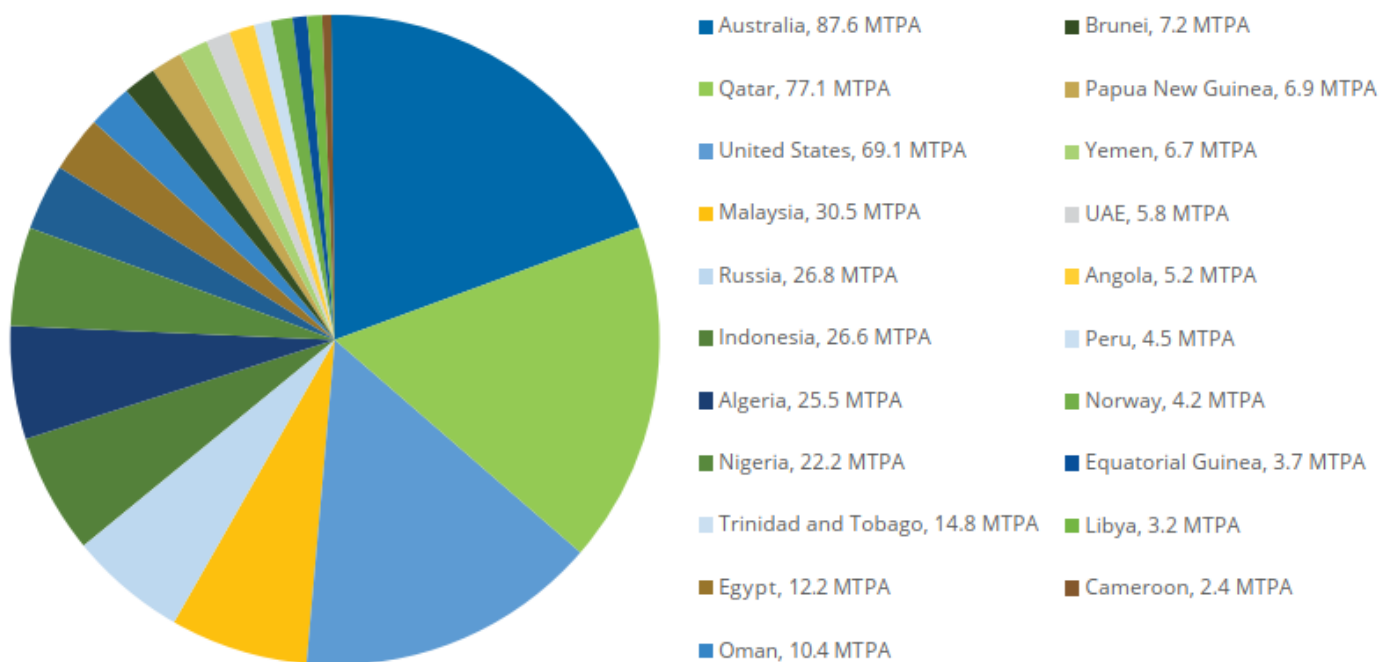
2.5 Δυναμικότητα υγροποίησης ΦΑ σε LNG

Το 2020 η παγκόσμια δυναμικότητα υγροποίησης ΦΑ σε LNG ήταν 452.9ΜΤΡΑ με μέσο ρυθμό αξιοποίησης 74.6% έναντι 81.4% το 2019. Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η ετήσια παγκόσμια δυναμικότητα ανά περιοχή από το 1990 με πρόβλεψη έως το 2026. Επί του παρόντος, 892.4ΜΤΡΑ ικανότητας υγροποίησης είναι στο στάδιο πριν την τελική επενδυτική απόφαση pre-FID (Final Investment Decision). Η παγκόσμια ικανότητα υγροποίησης θα τριπλασιαστεί εάν όλα αυτά τα έργα υλοποιηθούν αν και αυτό είναι πολύ απίθανο. Η προτεινόμενη δυναμικότητα βρίσκεται στη Βόρεια Αμερική με 604.4ΜΤΡΑ, 351.6ΜΤΡΑ στις Ηνωμένες Πολιτείες, 227.8ΜΤΡΑ στον Καναδά και 25ΜΤΡΑ στο Μεξικό. Ακολουθεί η Αφρική με 103.9ΜΤΡΑ, η Μέση Ανατολή με 60.3ΜΤΡΑ και Ασίας-Ειρηνικού με 73.4 ΜΤΡΑ. Περίπου 50.5 ΜΤΡΑ της ικανότητας υγροποίησης αφορά τον υπόλοιπο κόσμο. Συνολικά, η αναταραχή της αγοράς που προκλήθηκε από τον COVID-19 έχει προσωρινά αποθαρρύνει τους επενδυτές για νέες επενδύσεις σε υποδομές LNG πολλών δισεκατομμυρίων δολαρίων και ανάγκασε πολλούς να αναθεωρήσουν τους στόχους τους για το FID μέχρι το 2021 ή αργότερα. Το 2022 θα είναι μια κομβική χρονιά όπου αυξάνεται οι ελπίδες για γρήγορη ανάκαμψη που θα μπορούσε να αλλάξει τις προοπτικές ζήτησης και της προσφοράς του LNG προς το καλύτερο.



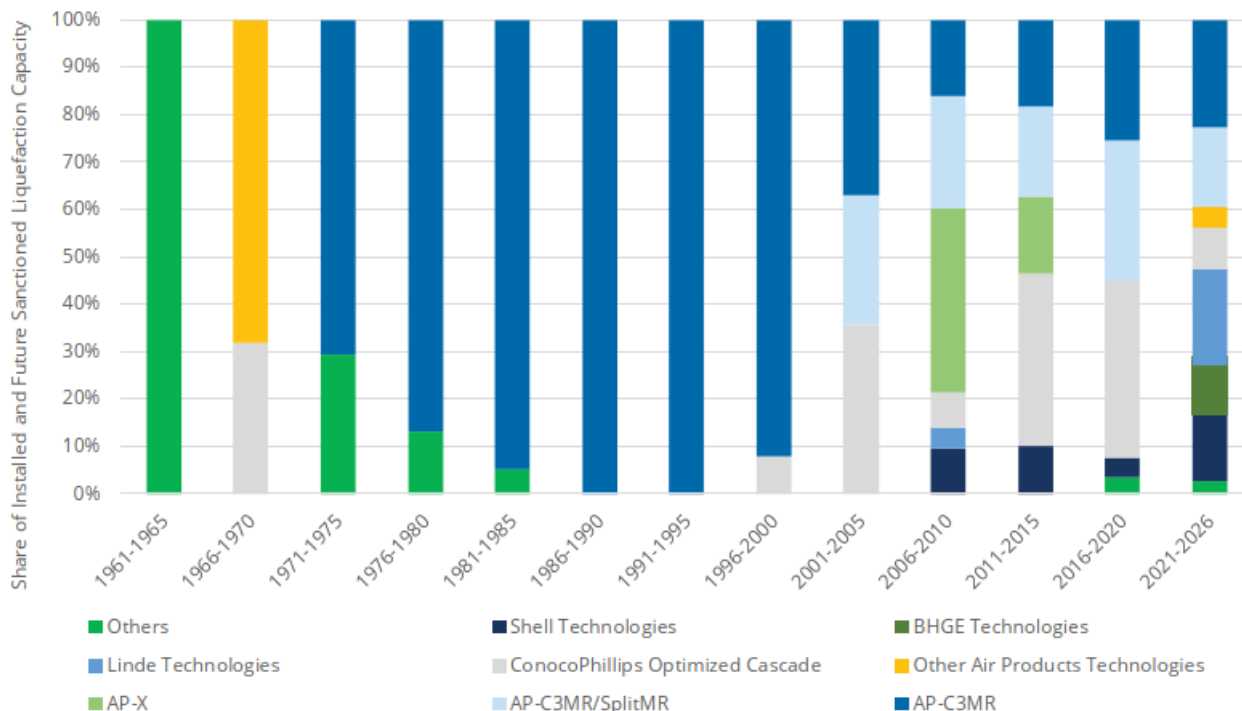
Εικόνα 36: Ετήσια αύξηση δυναμικότητας υγροποίησης LNG ανά περιοχή (IGU, 2021, p. 41)

Η παγκόσμια λειτουργική δυναμικότητα υγροποίησης ΦΑ σε LNG ανά χώρα-αγορά παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί με την Αυστραλία, το Κατάρ και την Αμερική να κατέχουν το 51,6% της αγοράς.



Εικόνα 37: Παγκόσμια λειτουργική δυναμικότητα υγροποίησης LNG ανά αγορά (IGU, 2021, p. 45)

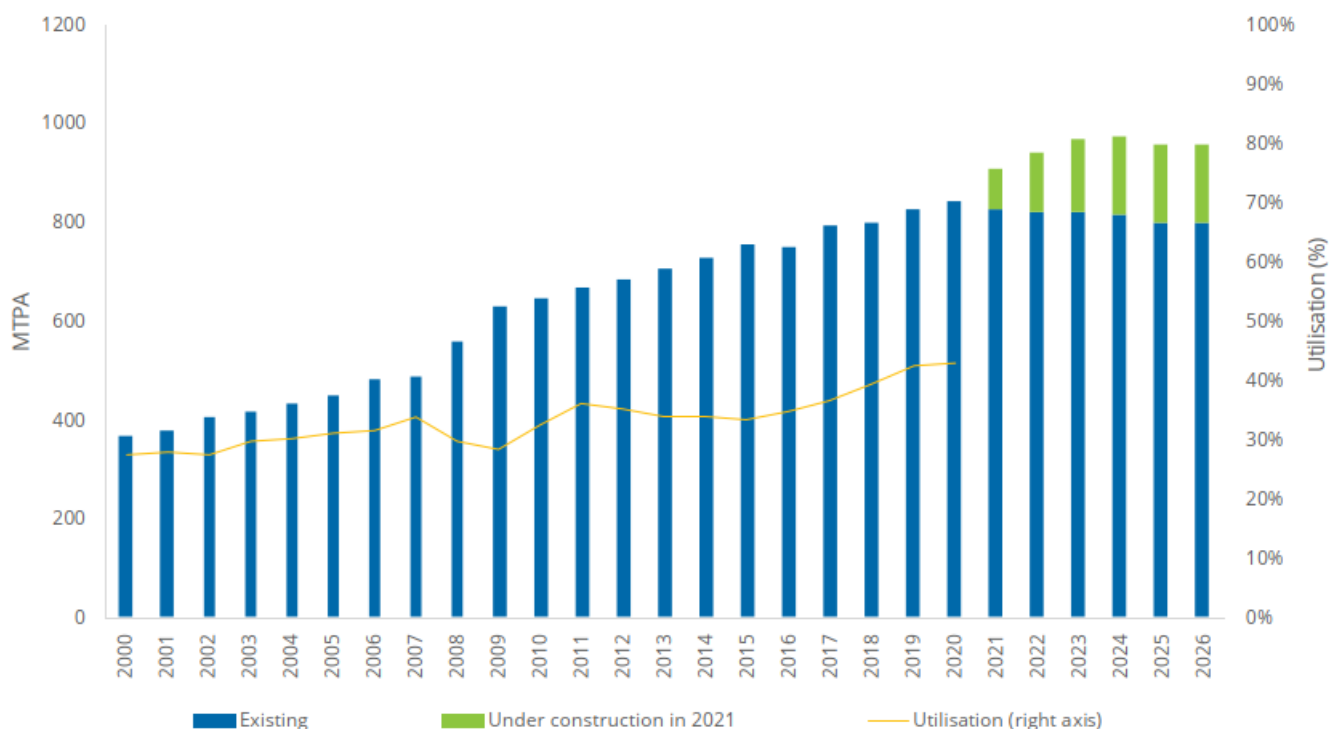
Το ποσοστό ανά τεχνολογία υγροποίησης παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί. Οι συρμοί (Trains) υγροποίησης χρησιμοποιούν μια ποικιλία τεχνολογιών υγροποίησης, με την APCI (Air Products and Chemicals Inc) να είναι η πιο ευρέως χρησιμοποιούμενη και αντιπροσωπεύει περίπου το 67.5% της δυναμικότητας παγκοσμίως. Η τεχνολογία Cameron LNG T2-T3 και η Freeport LNG T2-T3 χρησιμοποιεί την διεργασία APCI AP-C3MR (Mixed Refrigerant) και αποτελεί σήμερα πάνω από το 37% της δυναμικότητας.



Εικόνα 38: Μερίδιο τεχνολογιών υγροποίησης LNG ανά ημερομηνία έναρξης λειτουργίας (IGU, 2021, p. 48)

2.6 Τερματικοί σταθμοί LNG

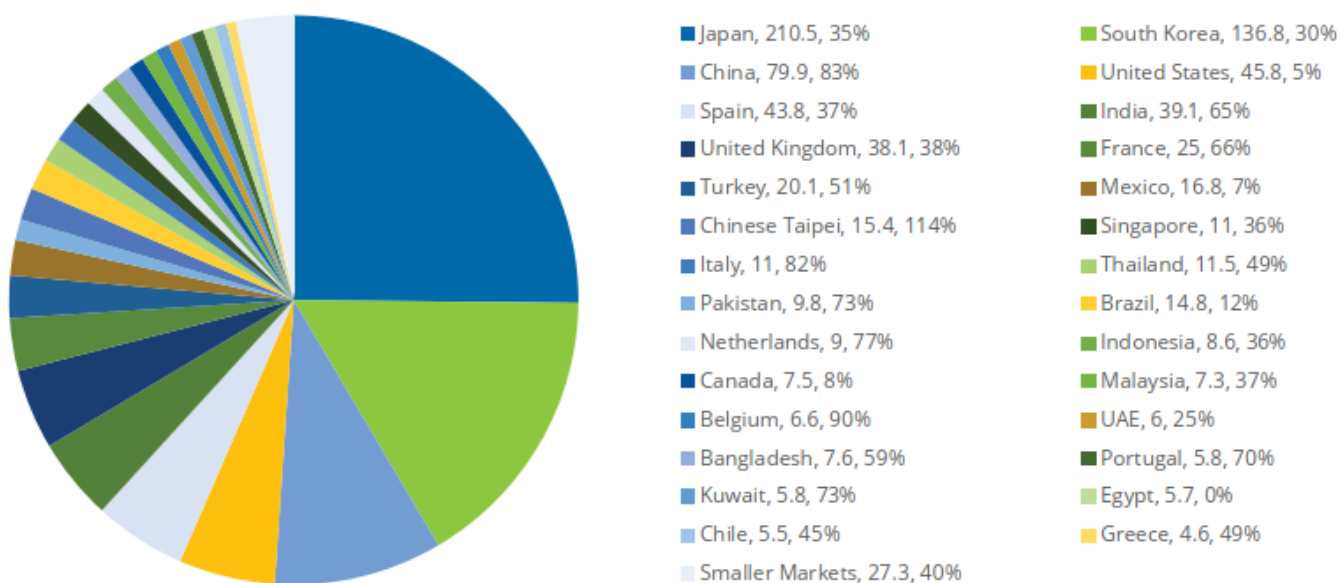
Τον Φεβρουάριο του 2021 η παγκόσμια ικανότητα αεριοποίησης LNG έφτασε τα 850.1MTPA με 19MTPA να προστίθενται στην δυναμικότητα το 2020. Η επέκταση της ικανότητας οφείλεται κυρίως στις υπάρχουσες αγορές LNG συμπεριλαμβανομένης της Κίνας, της Ινδίας, της Κινεζικής Ταϊπέι, των ΗΠΑ (Πουέρτο Ρίκο) και τη Βραζιλία. Νέες αγορές εισαγωγής εμφανίστηκαν για πρώτη φορά από το 2018 με τη Μιανμάρ να προσθέτει τον πρώτο τους τερματικό σταθμό αεριοποίησης το 2020 και την Κροατία στις αρχές του 2021. Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η παγκόσμια δυναμικότητα αεριοποίησης LNG 2000-2020 με πρόβλεψη έως το 2026.



Εικόνα 39: Παγκόσμιας δυναμικότητα αεριοποίησης LNG 2000-2026 (IGU, 2021, p. 81)

Σύμφωνα με τα στοιχεία έως τον 2/2021, η Ιαπωνία είχε την μεγαλύτερη δυναμικότητα αεριοποίησης με 210.5MTPA, η Νότια Κορέα δεύτερη με 136.8MTPA και τρίτη η Κίνα με 79.9MTPA αλλά με το μεγαλύτερο ποσοστό αξιοποίησης

από τις δυο πρώτες στο 83%. Η δυναμικότητα της Ελλάδας ήταν στα 4.6MTPA με συντελεστή αξιοποίησης 49%. Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η παγκόσμια δυναμικότητα αεριοποίησης LNG ανά χώρα-αγορά καθώς και το ποσοστό αξιοποίησης της.



Εικόνα 40: Δυναμικότητα αεριοποίησης LNG και συντελεστής αξιοποίησης ανά αγορά (IGU, 2021, p. 83)

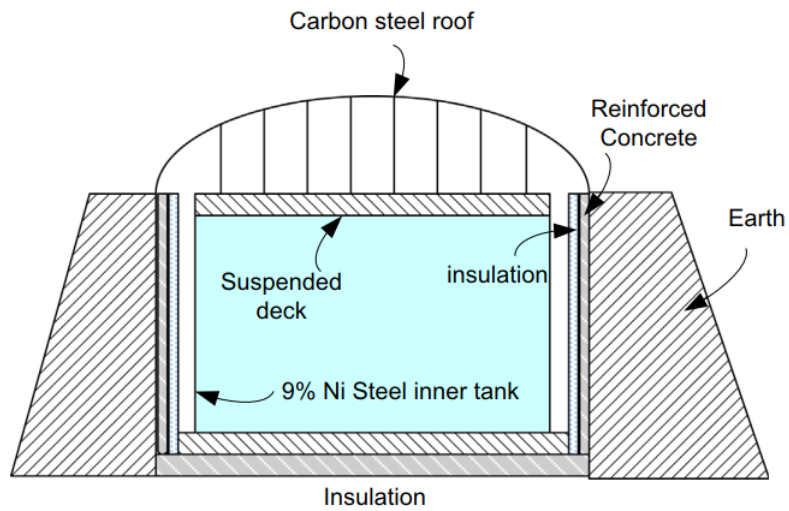
2.7 Δεξαμενές LNG χερσαίων εγκαταστάσεων

Το LNG αποθηκεύεται σε ατμοσφαιρική πίεση σε δεξαμενές διπλού τοιχώματος, μονωμένες και σχεδιασμένες για αποθήκευση υγρών σε κρυογενικές θερμοκρασίες. Η μόνωση έχει σχεδιαστεί για να ελαχιστοποιεί την αύξηση θερμότητας και να μειώνει τις απώλειες προϊόντων λόγω του εξαμιζόμενου αερίου BOG (Boil Off Gas). Ο ρυθμός του BOG σε μια τυπική δεξαμενή είναι περίπου 0.05% του όγκου της ανά ημέρα. Η χωρητικότητα της δεξαμενής είναι της τάξης των 160-170.000m³ που είναι το μέγεθος ενός μέσου δεξαμενόπλοιου LNG. Μεγάλης χωρητικότητας δεξαμενή τάξης των 200.000m³ ή μεγαλύτερης χωρητικότητας χτίζεται και μπορεί να γίνει ο κανόνας για νέους τερματικούς σταθμούς προκειμένου να ταιριάζουν με τα σημερινά μεγάλα δεξαμενόπλοια LNG. Οι τυπικές πιέσεις λειτουργίας μιας δεξαμενής LNG παρουσιάζονται στον επόμενο πίνακα.

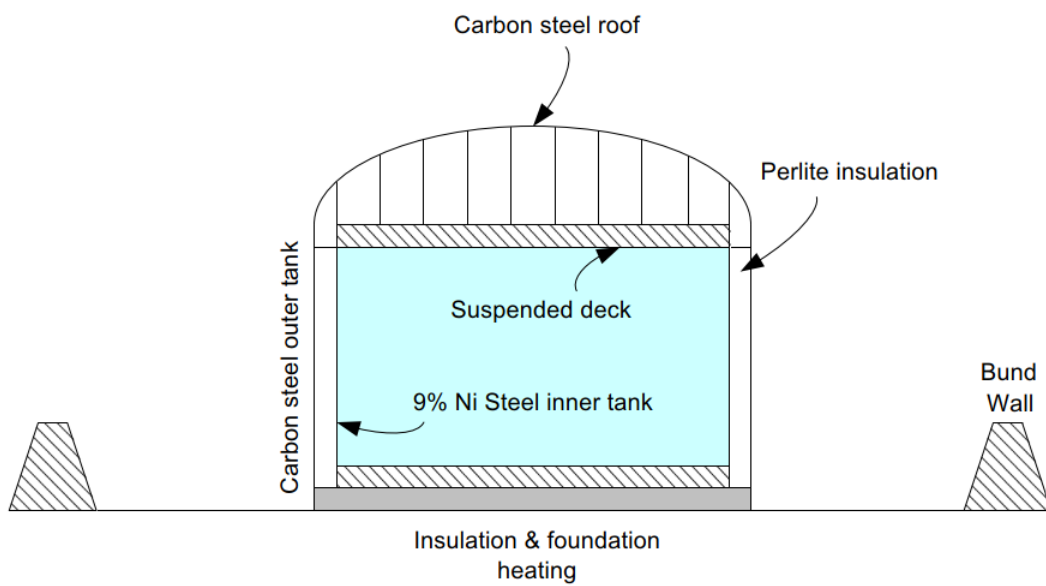
Maximum Design Pressure	30 KPag
Vacuum Design Pressure	-1.5 KPag
Normal Operating Pressure	10 KPag
Minimum Operating Pressure	2.5 KPag
Maximum Operating Pressure	25 KPag

Πίνακας 8: Τυπικές πιέσεις σχεδιασμού και λειτουργίας δεξαμενών LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 36)

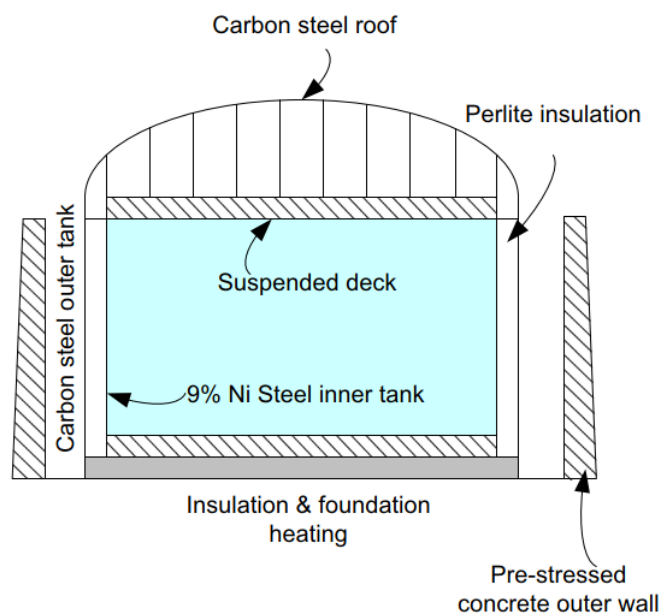
Δεξαμενές αποθήκευσης LNG διαφορετικού σχεδιασμού χρησιμοποιούνται σε όλο τον κόσμο. Η επιλογή δεξαμενών LNG είναι εξειδικευμένο έργο και λαμβάνει υπόψιν τις συνθήκες της εγκατάστασης, τα κριτήρια σχεδιασμού, την ασφάλεια, τις γεωλογικές εκτιμήσεις, τις περιβαλλοντικές απαιτήσεις και εφαρμοστέο σχεδιασμό, τους κώδικες και τους κανονισμούς. Υπάρχουν δύο κύριοι τύποι δεξαμενών αποθήκευσης LNG: δεξαμενές αποθήκευσης στο έδαφος και αποθήκευση πάνω από το έδαφος και παρουσιάζονται στις εικόνες που ακολουθούν.



Εικόνα 41: Τυπική διαμόρφωση δεξαμενής LNG κάτω από το έδαφος (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 37)



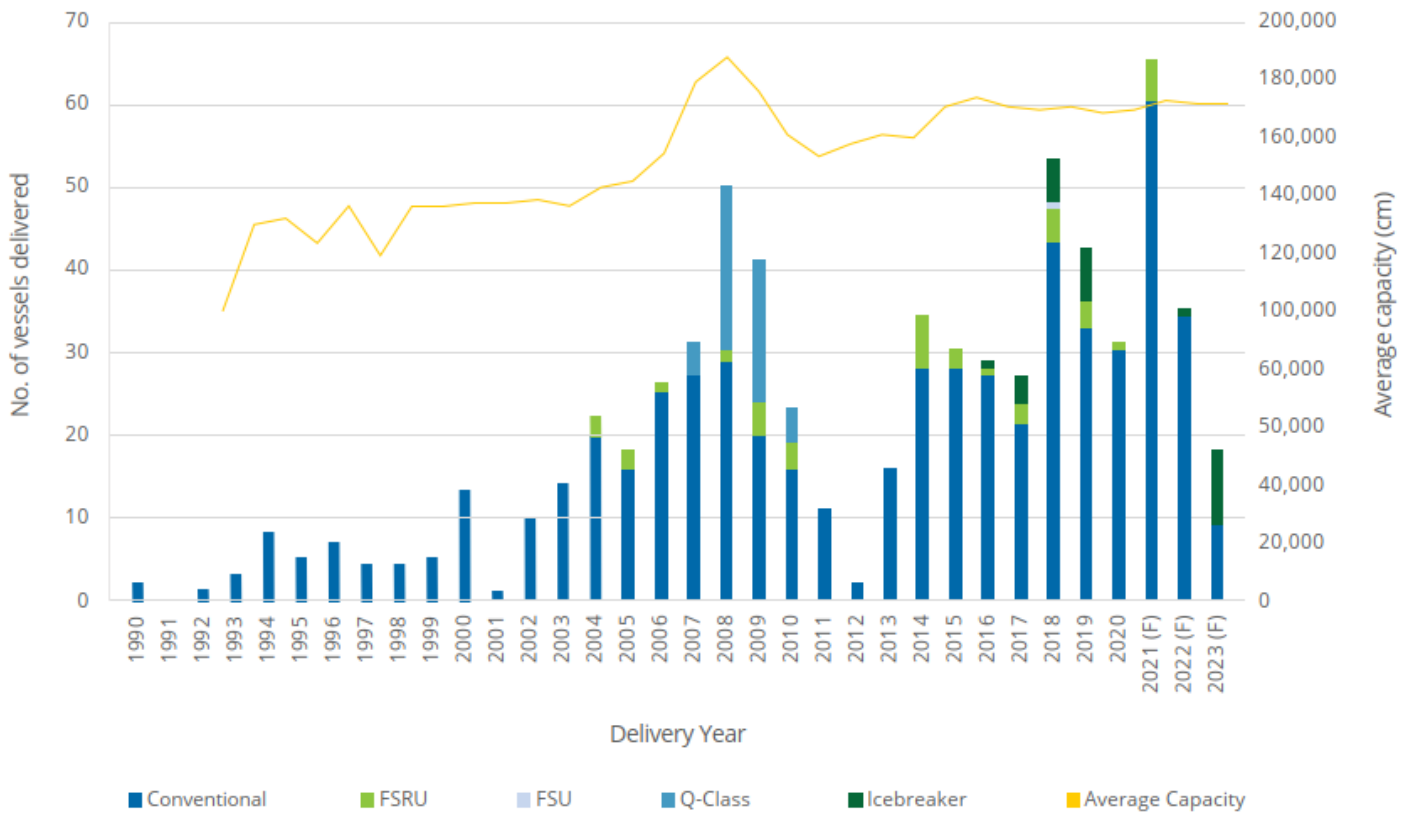
Εικόνα 42: Τυπική διαμόρφωση πάνω από το έδαφος δεξαμενής LNG μονού τοιχώματος (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 38)



Εικόνα 43: Τυπική διαμόρφωση πάνω από το έδαφος δεξαμενής LNG διπλού τοιχώματος (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 39)

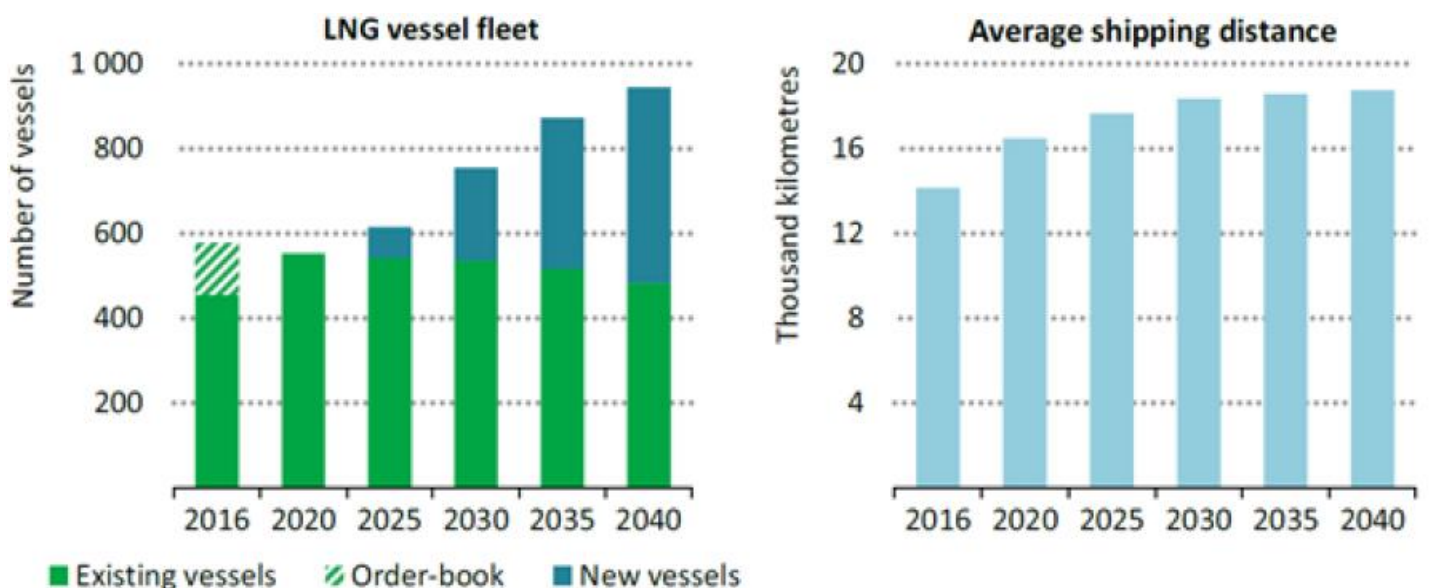
2.8 Ναυτιλία LNG

Ο αριθμός των παραδόσεων των δεξαμενόπλοιων LNG από το 1990-2020 με πρόβλεψη έως το 2023 παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί, για δεξαμενόπλοια με χωρητικότητα άνω των 30.000m³ και μέση τρέχουσα δυναμικότητα της τάξης των 170.000m³. Με 35 παραδόσεις το 2020 ο παγκόσμιος στόλος αποτελούνταν από 572 ενεργά πλοία εκ των οποίων 37 πλωτές μονάδες αποθήκευσης και αεριοποίησης FSRU, 4 πλωτές μονάδες αποθήκευσης FSU (Floating Storage Unit), και 130 επιπλέον υπό κατασκευή. Τα δεξαμενόπλοια Q-Class είναι πλοία μεγάλης δυναμικότητας άνω των 200.000m³ και τα icebreaker παγοθραυστικά δεξαμενόπλοια LNG για μεταφορές στον αρκτικό κύκλο.



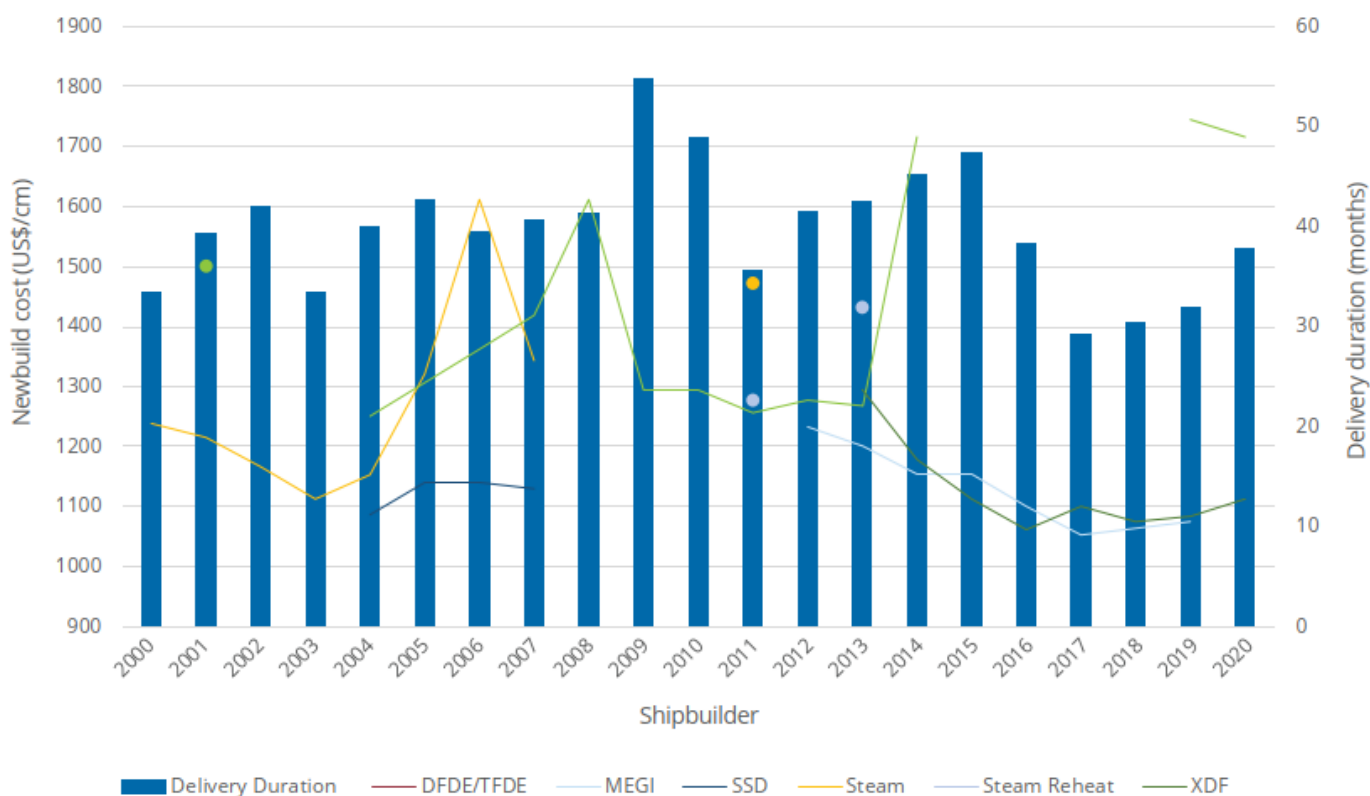
Εικόνα 44: Παγκόσμιος ενεργός στόλος δεξαμενόπλοιων LNG ανά έτος παράδοσης και μέση δυναμικότητα (IGU, 2021, p. 60)

Ο στόλος των δεξαμενόπλοιων με πρόβλεψη έως το 2040 παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί. Η πρόβλεψη έως το 2040 είναι της τάξης των 950 πλοίων έναντι των 572 σήμερα ή αύξηση 66%. Παρουσιάζεται επίσης διάγραμμα με την μέση απόσταση μεταφοράς με σταδιακή αύξηση έως το 2025 και κατόπιν σταθεροποίηση.



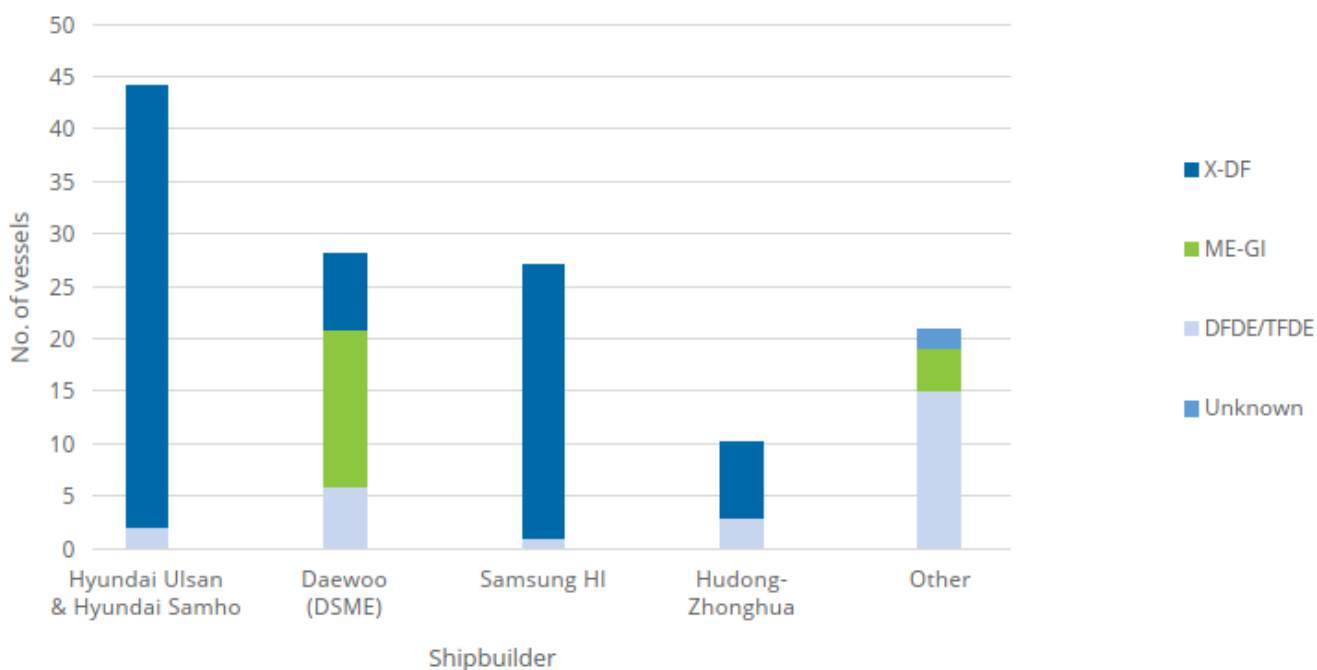
Εικόνα 45: Εξέλιξη παγκόσμιου στόλου δεξαμενόπλοιων LNG και μέση απόσταση μεταφοράς (The Oxford Institute for Energy Studies, 2018, p. 10)

Το κόστος κατασκευής ανά m³ παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί ανάλογα με την τεχνολογία πρόωσης και την διάρκεια κατασκευής. Το κόστος επηρεάζεται επίσης από τις τεχνικές προδιαγραφές ναυπήγησης και έχουν χρόνο παράδοσης 30-50 μήνες.



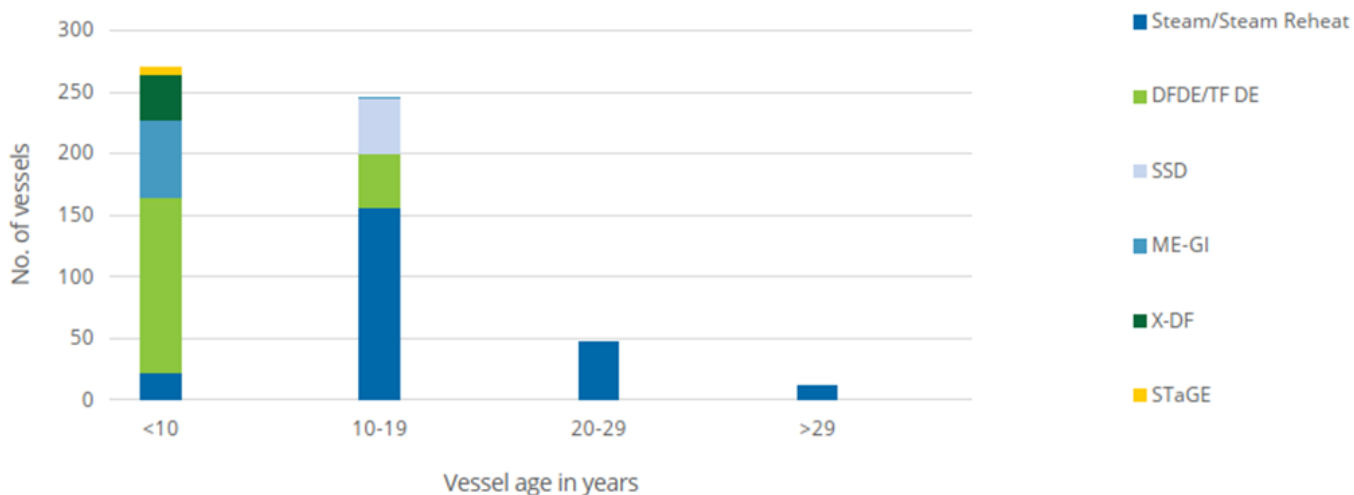
Εικόνα 46: Κόστος ναυπήγησης πλοίων LNG σε σχέση με τον χρόνο παράδοσης και τον τύπο πρόωσης 2000-2020 (IGU, 2021, p. 69)

Ο τύπος πρόωσης για τις νέες κατασκευές ανά ναυπηγείο παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί. Ενώ τα πλοία εξοπλισμένα με συστήματα διπλού καυσίμου X-DF (Dual Fuel) ξεκίνησαν οριακά ακριβότερα ανά m³ από αυτά με πρόωση έγχυσης ΦΑ ME-GI (Gas Injection), είναι πλέον ανταγωνιστικά ως προς το κόστος. Το παραπάνω διάγραμμα δείχνει ότι κόστος για τα πλοία X-DF και ME-GI έχει μειωθεί κάτω από τα αρχικά 1.200-1.300\$/m³ σε περίπου 1.100\$/m³ λόγω έντονου ανταγωνισμού μεταξύ Κορεατικών, Ιαπωνικών και Κινέζικων ναυπηγείων. Οι νέα παραγγελίες ανά ναυπηγείο και τύπο πρόωσης παρουσιάζονται στην εικόνα που ακολουθεί.



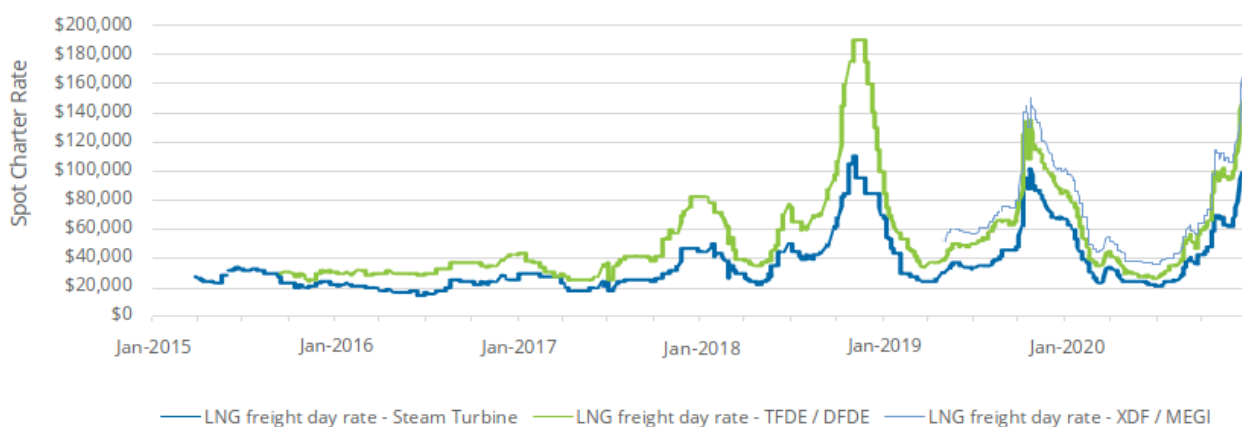
Εικόνα 47: Παραγγελίες νέων πλοίων LNG ανά Ναυπηγείο και τύπο πρόωσης (IGU, 2021, p. 69)

Ο τύπος πρόωσης των δεξαμενόπλοιων LNG που καθορίζει και τα ναύλα παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί σε σχέση με την ηλικία του πλοίου. Ο τύπος πρόωσης διακρίνεται σε αεροστροβίλους ατμού, ηλεκτροκινητήρα διπλού καυσίμου Diesel&BOG DFDE-(Dual Fuel Diesel Electric), ηλεκτροκινητήρα τριπλού καυσίμου με δυνατότητα καύσης των δύο προηγούμενων καυσίμων και heavy fuel oil TFDE (Tri-Fuel Diesel Electric Propulsion), υψηλής πίεσης χαμηλής ταχύτητας διπλού καυσίμου ME-GI, χαμηλής πίεσης-ταχύτητας διπλού καυσίμου X-DF, αεροστροβίλου και ΦΑ STAGE (Steam Turbine and Gas Engine), χαμηλής ταχύτητάς diesel με εγκατάσταση επαναυγροποίησης SDDR (Slow Speed Diesel with Re-liquefaction plant).

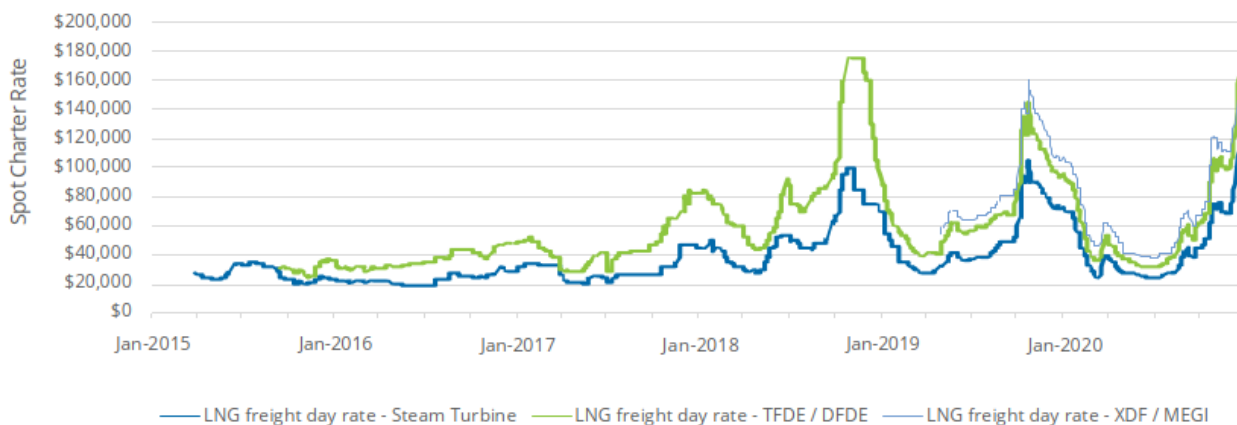


Εικόνα 48: Τρέχων στόλος πλοίων LNG ανά τύπο πρόωσης και ηλικία (IGU, 2021, p. 65)

Το κόστος μίσθωσης ανά τύπο πρόωσης παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί που στις αρχές του 2021 κυμαινόταν από 100-160.000\$ την ημέρα ανατολικά του Suez και από 110-180.000\$ την ημέρα δυτικά του Suez.

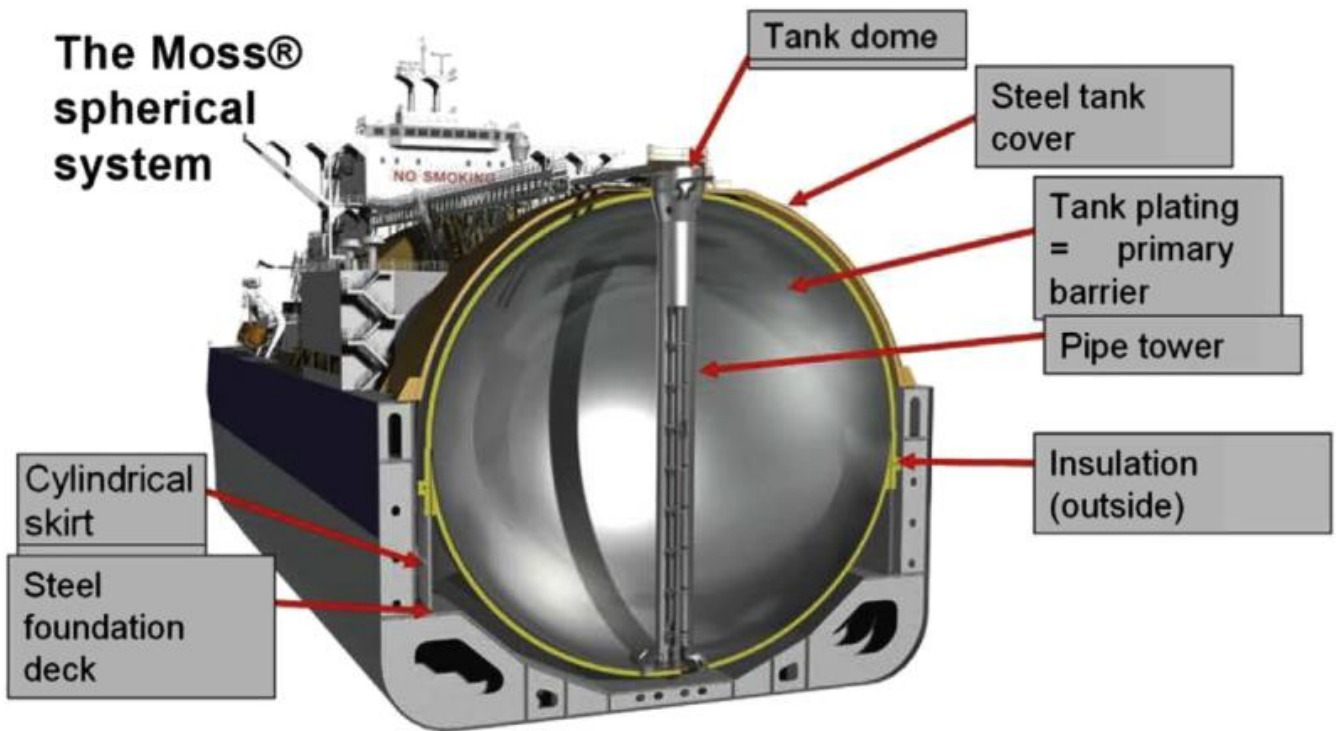


Εικόνα 49: Κόστος μίσθωσης πλοίων LNG ανατολικά του Suez 2015-2020 (IEA, 2021, p. 71)

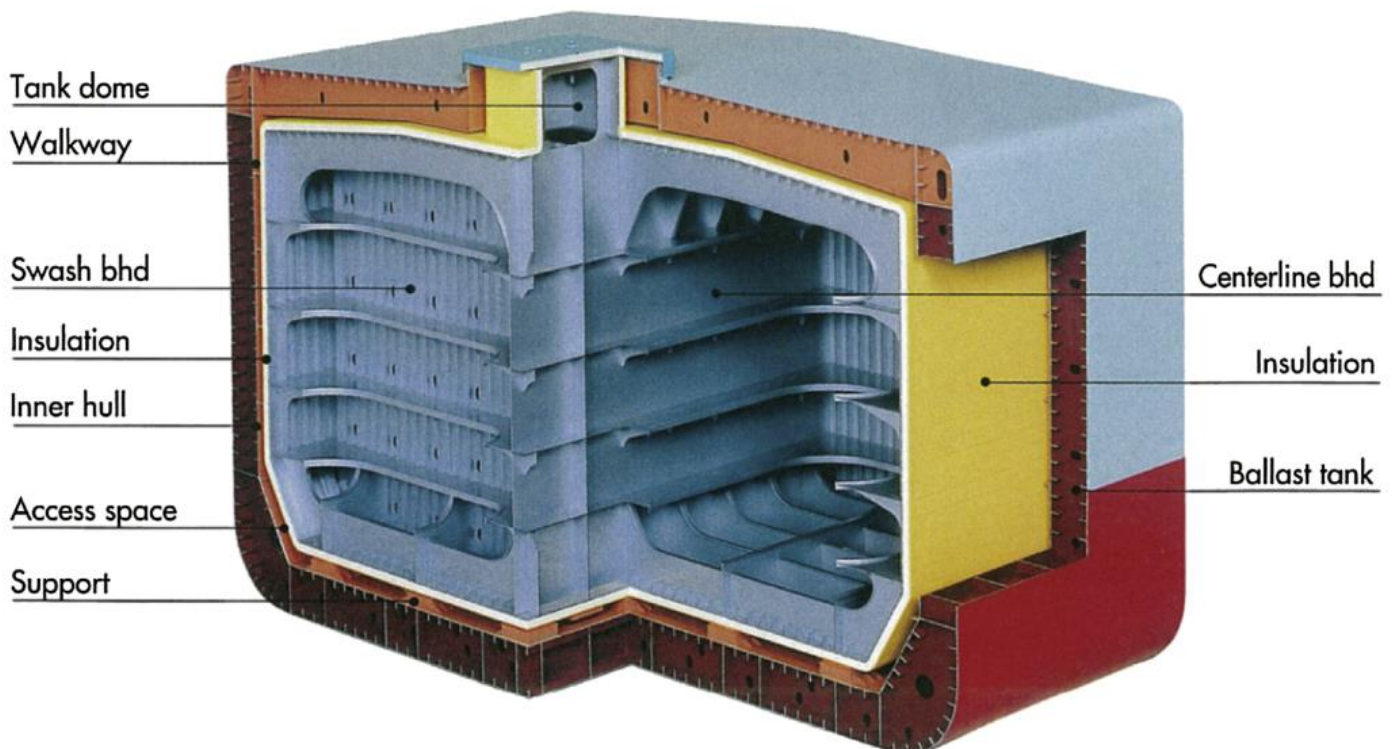


Εικόνα 50: Κόστος μίσθωσης πλοίων LNG δυτικά του Suez 2015-2020 (IEA, 2021, p. 71)

Στα δεξαμενόπλοια LNG οι δεξαμενές διακρίνονται σε δύο κατηγορίες τις ανεξάρτητες από την δομή του πλοίου και τις εξαρτημένες. Στην εικόνας που ακολουθούν παρουσιάζονται οι σφαιρικές τύπου Moss και οι πρισματικές Type-B.



Εικόνα 51: Ανεξάρτητη σφαιρική δεξαμενή πλοίων LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 23)



Εικόνα 52: Ανεξάρτητη πρισματική δεξαμενή πλοίων LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 23)

Στις εικόνας που ακολουθούν παρουσιάζονται οι δεξαμενές μεμβράνης που αποτελούν μέρος της βασικής δομής του πλοίου.



Εικόνα 53: Δεξαμενή μεμβράνης πλοίων LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 24)



Εικόνα 54: Εσωτερικό δεξαμενής μεμβράνης τύπου GTT N096 πλοίων LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 25)

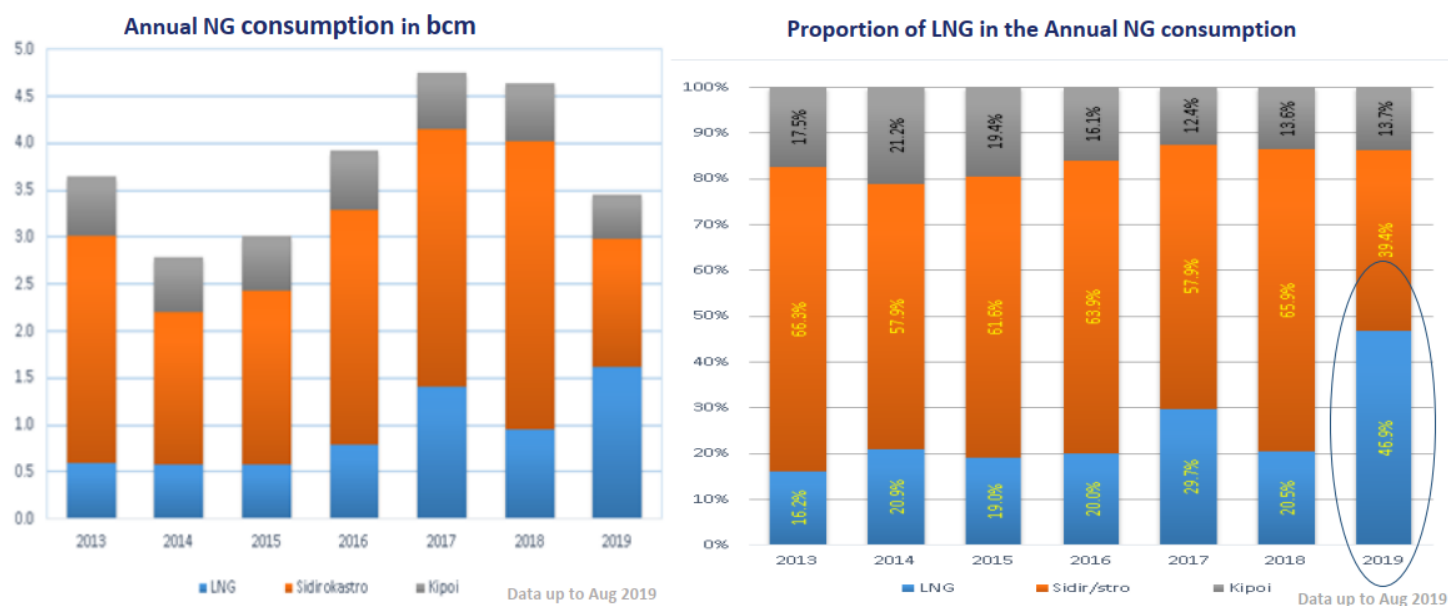
Ο στόλος σύμφωνα με στοιχεία του 2020 ήταν 454 δεξαμενόπλοια LNG και αποτελούνταν κατά 79% από δεξαμενές μεμβράνης και κατά 21% από ανεξάρτητες δεξαμενές. Οι διαφορετικοί τύποι δεξαμενών των δυο βασικών κατηγοριών καθώς και τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα ανεξάρτητες τους παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί.

	Membrane	Self-supporting
Current Fleet Count	454	118
Current Fleet proportion (%)	79%	21%
Systems	GTT-designed: Mark III, Mark III Flex, Mark III Flex+, CS1 Kogas-designed: KC-1	Moss Maritime-designed: Moss Rosenberg IHI-designed: SPB LNT Marine-designed: LNT A-BOX
Advantages	<ul style="list-style-type: none"> • Space-efficient • Thin and lighter containment system • Higher fuel-efficiency 	<ul style="list-style-type: none"> • More robust in harsh weather conditions • Partial-loading possible • Faster construction
Disadvantages	<ul style="list-style-type: none"> • Partial-loading restricted • Less robust in harsh ocean conditions 	<ul style="list-style-type: none"> • Spherical design uses space inefficiently • Slower cool down rate • Thicker, heavier containment system

Πίνακας 9: Τύποι δεξαμενόπλοιοι LNG (IGU, 2021, p. 62)

2.9 LNG στην Ελληνική αγορά

Η ποσοστιαία συμμετοχή του LNG από το 2013-2019 καθώς και η συνολική κατανάλωση ΦΑ παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί. Στην χρονική αυτή περίοδο παρατηρείται σημαντική αύξηση του LNG από το 16% στο 46%. Σημειώνεται ότι τα στοιχεία του 2019 αφορούν τις καταναλώσεις έως τον Αύγουστο του 2019. Σύμφωνα με τον ΔΕΣΦΑ (Desfa, 2019), το 2019 η συνολική κατανάλωση ΦΑ ήταν 4.94BCM με την Ρεβυθούσα να συμβάλει κατά 2.6BCM και ποσοστό συμμετοχής 46%.



Εικόνα 55: Ιστορικά στοιχεία αγοράς ΦΑ και LNG 2013-2019 (N Battilana Desfa, 2021, p. 3)

Το πρώτο τρίμηνο του 2022, τα συνολικά φορτία LNG ανήλθαν σε 21 και αντιστοιχούν σε 9.022TWh από 6 χώρες με κυριότερο προμηθευτή την Αμερική με 4.11TWh και την Αλγερία με 1.48TWh. Στο αναφερόμενο χρονικό διάστημα σημειώθηκε αύξηση 58.5% σε σχέση με το πρώτο τρίμηνο του 2021.



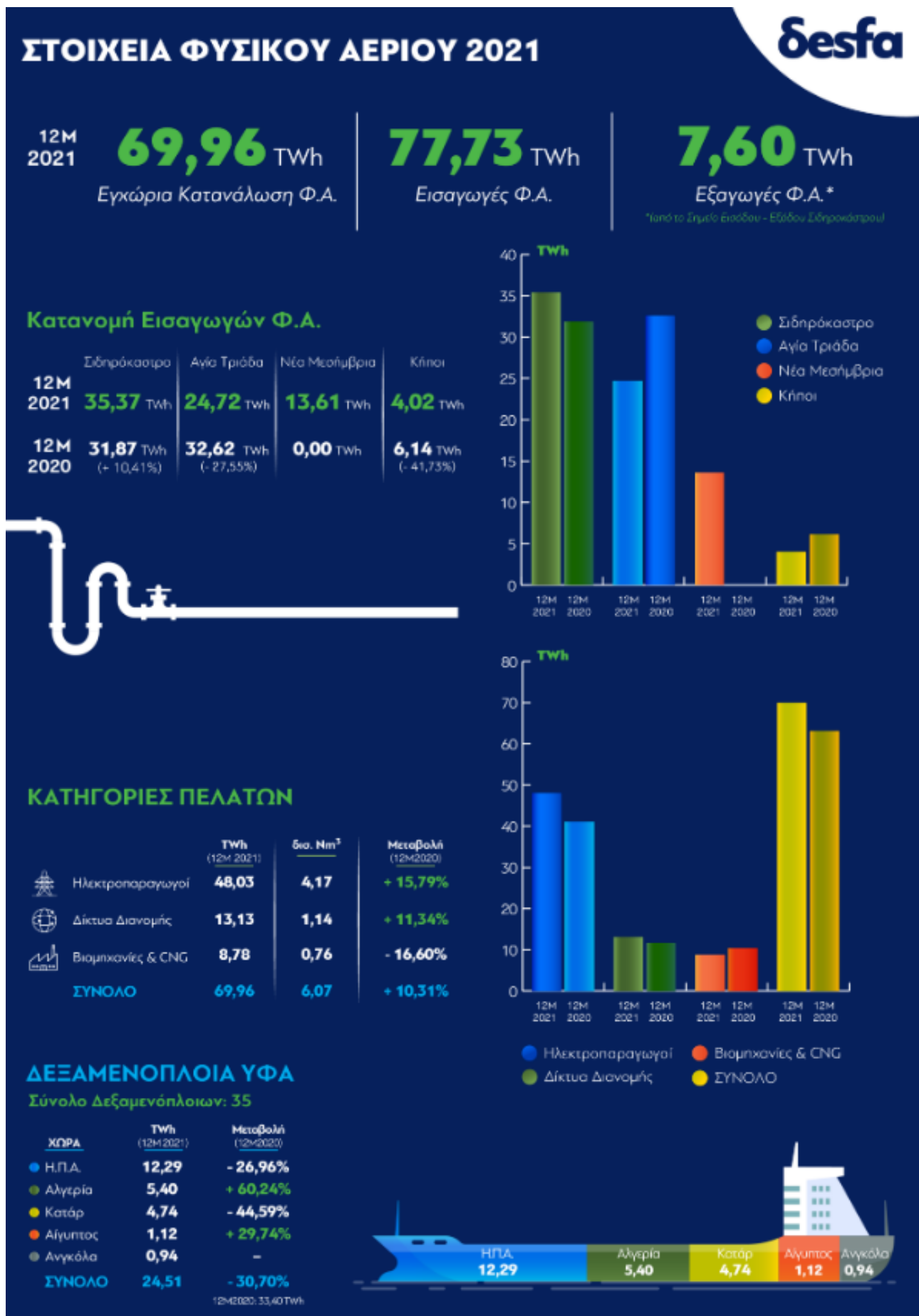
Εικόνα 56: Δεξαμενόπλοια LNG στην Ρεβυθούσα το πρώτο τρίμηνο του 2022 (DESFA, 2022)

2.9.1 Τερματικός σταθμός LNG Ρεβυθούσας

Ο τερματικός σταθμός της Ρεβυθούσας αποτελεί το σημείο εισόδου LNG στο ΕΣΦΑ και είναι σχεδιασμένη για τις παρακάτω διεργασίες και εγκαταστάσεις:

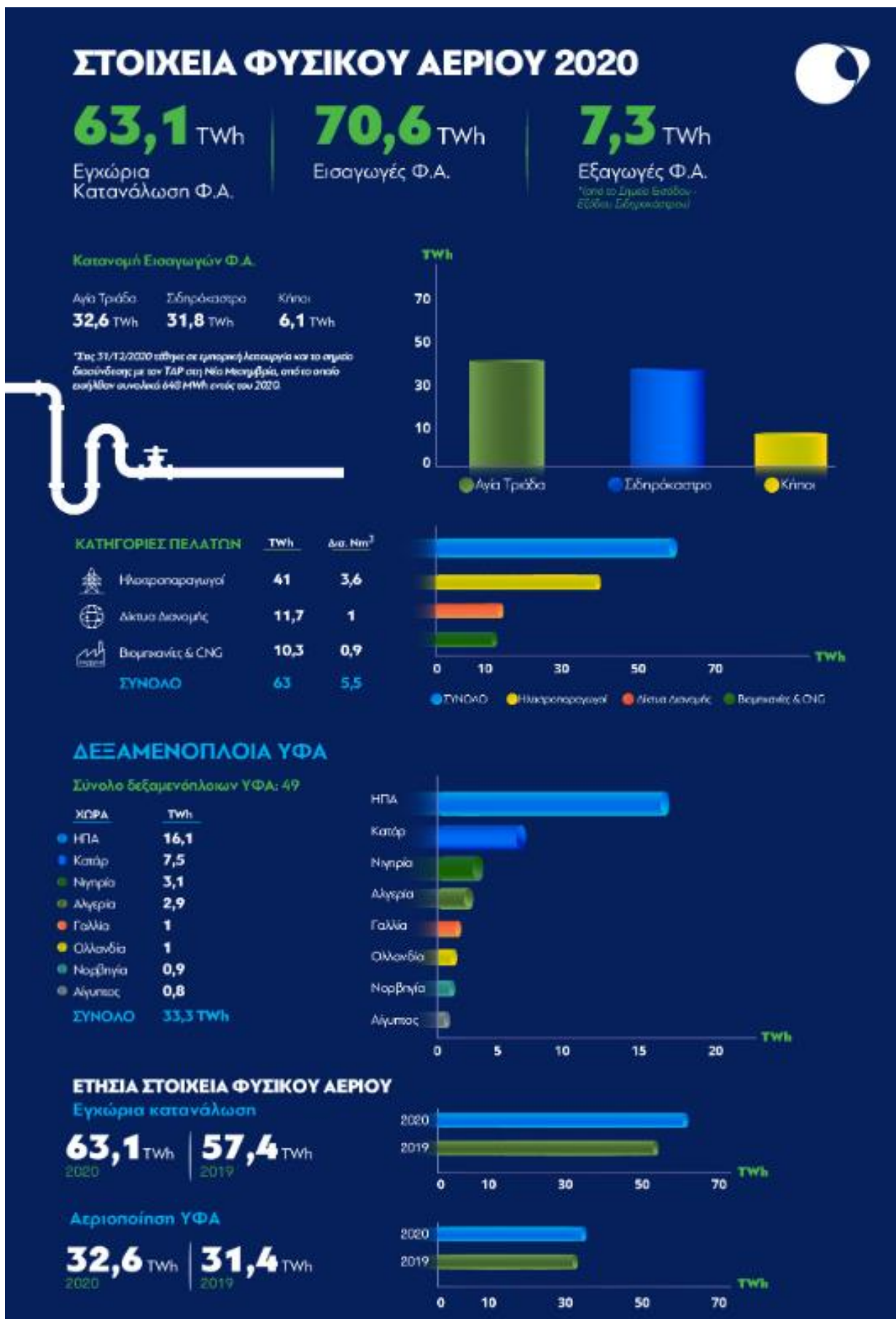
- Έγχυσης LNG από πλοίο μεταφοράς σε 3 δεξαμενές αποθήκευσης συνολικής χωρητικότητας 225.000m³
- Εγκαταστάσεις αεριοποίησης δυναμικότητας 1650m³/h LNG με μέγιστο σταθερό ρυθμό 1.250m³/h και ελάχιστο 119m³/h και διεργασιών επαναυγροποίησης των αερίων που προκύπτουν από φυσική εξάτμιση του LNG στις δεξαμενές αποθήκευσης
- Λιμενικές εγκαταστάσεις εκφόρτωσης/φόρτωσης δεξαμενόπλοιων έως 260.000m³ με μέγιστο ρυθμό εκφόρτωσης 7.250m³/h
- Μονάδα ηλεκτροπαραγωγής 13MW (ΣΥΘΗΑ - Συμπαραγωγή Ηλεκτρισμού-Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης) για την κάλυψη των απαιτήσεων της εγκατάστασης σε ηλεκτρική ισχύ
- Έγχυσης του ΦΑ στο ΕΣΦΑ

Το 2021 τα συνολικά φορτία LNG ανήλθαν σε 35 που αντιστοιχούν σε 24.51TWh. Οι εισαγωγές ΦΑ ήταν 77.73TWh με την εγχωρία κατανάλωση στις 69.96 και τις εξαγωγές 7.60TWh.



Εικόνα 57: Στοιχεία ΦΑ και Δεξαμενόπλοια LNG στην Ρεβυθούσα 2021 (DESFA, 2022)

Το 2020 τα συνολικά φορτία LNG ανήλθαν σε 49 που αντιστοιχούν σε 33.3TWh. Οι εισαγωγές ΦΑ ήταν 70.6TWh με την εγχωρία κατανάλωση στις 63.1 και τις εξαγωγές 7.3TWh.



Εικόνα 58: Στοιχεία ΦΑ και Δεξαμενόπλοια LNG στην Ρεβυθούσα 2020 (DESFA, 2021)

Η εγκατάσταση αεριοποίησης LNG στην Νήσο Ρεβυθούσα παρουσιάζεται στην επόμενη εικόνα.



Εικόνα 59: Εγκατάσταση θερματικού σταθμού Ρεβυθούσας (I Chomatas-Desfa, 2019, p. 5)

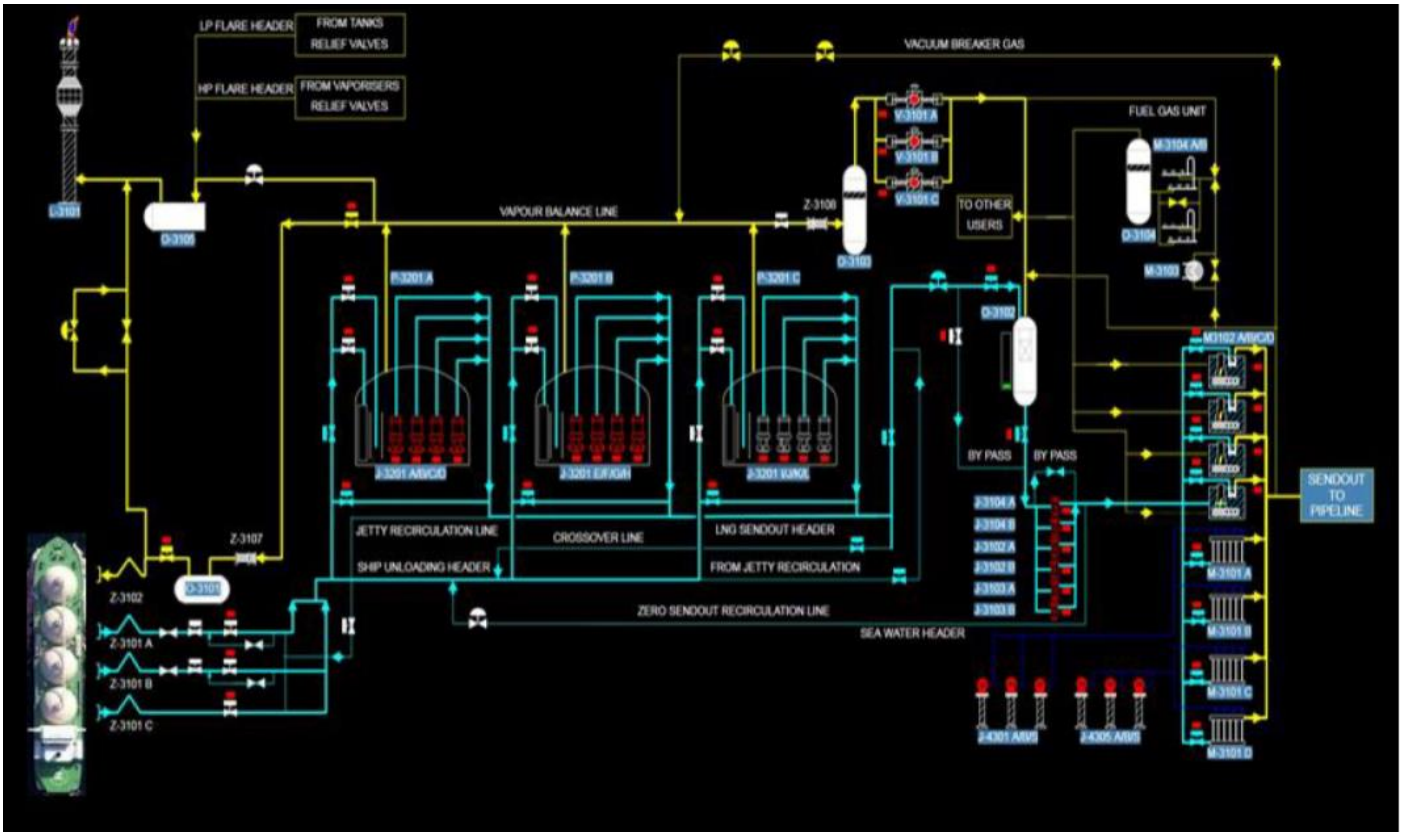
Ο βασικός εξοπλισμός της εγκατάστασης ΥΦΑ (Υγροποιημένο Φυσικού Αερίου) παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί.

Περιγραφή	Σύμβολο	Δυναμικότητα ανά εξοπλισμό	Πίεση Λειτουργίας
Αντλίες χαμηλής πίεσης	J3201A/B/C/D/E/F/G/H/I/J/K/L	200 m ³ ΥΦΑ/h	12 barg
Αντλίες υψηλής πίεσης	J3104A/B	413 m ³ ΥΦΑ/h	82 barg
	J3102A/B	220 m ³ ΥΦΑ/h	82 barg
	J3103A/B	300 m ³ ΥΦΑ/h	82 barg
Μέσο θέρμανσης θαλασσινό νερό (ORV)	M-3101 A/B	125 m ³ ΥΦΑ/h	26 - 64 barg
	M-3101 C	381 m ³ ΥΦΑ/h	26 - 64 barg
	M-3101 D	464 m ³ ΥΦΑ/h	26 - 64 barg
Λουτρό νερού που θερμαίνεται από καυσαέρια της καύσης Φ.Α. (SCV)	M-3102 A/B	125 m ³ ΥΦΑ/h	26 - 64 barg
	M-3102 A/B	190 m ³ ΥΦΑ/h	26 - 64 barg
Κρυογενικοί Συμπιεστές (BOG) ανάκτησης αερίων	V-3101 A/B/C	4.800 Kg/h	7barg
Αντλίες θαλασσινού νερού	J 4301A/B/S	2.035 m ³ /h	6 barg
	J4305 A/B/S	5.682 m ³ /h	6 barg

Πίνακας 10: Βασικός εξοπλισμός θερματικού σταθμού Ρεβυθούσας, (Desfa, 2019, p. 2)

Το διάγραμμα ροής της εγκατάστασης παρουσιάζεται στην εικόνα που ακολουθεί. Για την μεταφορά του LNG από δεξαμενόπλοια στις δεξαμενές αποθήκευσης υπάρχει σύστημα βραχιόνων και γραμμών έγχυσης. Το σύστημα βραχιόνων αποτελείται από τρεις βραχίονες έγχυσης και έναν βραχίονα αερίων για τη μεταφορά από και προς το δεξαμενόπλοιο. Το LNG αποθηκεύεται σε θερμοκρασία -160°C και ατμοσφαιρική πίεση. Για την αποθήκευση του LNG στην εγκατάσταση υπάρχουν τρεις δεξαμενές χωρητικότητας 225.000m³. Στις δεξαμενές αποθήκευσης δημιουργούνται αέρια, μεθάνιο, και άζωτο από την φυσική εξάτμιση του LNG. Για τη διατήρηση της πίεσης των δεξαμενών σε χαμηλά επίπεδα στην εγκατάσταση υπάρχει σύστημα απομάκρυνσης και επανάκτησης των αερίων από τις δεξαμενές. Αυτό το σύστημα αποτελείται από συμπιεστές αερίου και τον επανασυμπυκνωτή αερίων. Το σύστημα άντλησης και αεριοποίησης του αποθηκευμένου LNG αποτελείται από αντλίες χαμηλής πίεσης και οδηγούν το αντλούμενο LNG στον επανασυμπυκνωτή ή κατευθείαν στις αντλίες υψηλής πίεσης. Ο επανασυμπυκνωτής λειτουργεί επίσης ως δοχείο αναρρόφησης των αντλιών υψηλής πίεσης. Οι αντλίες υψηλής πίεσης ανεβάζουν την πίεση του LNG και το αποστέλλουν στους αεριοποιητές για αεριοποίηση. Οι αεριοποιητές παρέχουν την απαιτούμενη θερμότητα στο LNG ώστε να αεριοποιηθεί και επιπλέον να θερμάνουν το παραγόμενο ΦΑ σε θερμοκρασία τουλάχιστον 3.5°C πριν την είσοδο του στο ΕΣΦΑ μεταφοράς. Η εγκατάσταση LNG συνδέεται με το ΕΣΦΑ μέσω δύο

υποθαλάσσιων αγωγών διαμέτρου 24'' μήκους 510m και 620m μέχρι την Αγία Τριάδα που αποτελεί το σημείο εισόδου στο σύστημα.



Εικόνα 60: Διάγραμμα ροής θερματικού σταθμού Ρεβυθούσας (Desfa, 2019, p. 4)

Οι προδιαγραφές του LNG του θερματικού σταθμού της Ρεβυθούσας παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί.

Μέγεθος	Μονάδες	Προδιαγραφή	Σημειώσεις
Συντελεστής Wobbe	KWh/Nm ³	13,066-16,328	
Ανώτερη Θερμογόνος Δύναμη (ΑΘΔ)	KWh/Nm ³	11,131-12,647	Ο Διαχειριστής έχει τη δυνατότητα παραλαβής ενός Φορτίου ΥΦΑ με ΑΘΔ εντός του διαστήματος τιμών από 11,011 KWh/Nm ³ έως 11,131 KWh/Nm ³ ή από 12,647 KWh/Nm ³ έως 12,986 KWh/Nm ³ εφόσον μετά την ανάμιξη του Φορτίου με το αποθηκευμένο ΥΦΑ στις δεξαμενές της Εγκατάστασης του, η τιμή της ΑΘΔ του ΥΦΑ που θα προκύψει να είναι εντός της αναφερόμενης προδιαγραφής.
Πυκνότητα ΥΦΑ	Kg/m ³	430-478	Ο Διαχειριστής έχει τη δυνατότητα παραλαβής ενός Φορτίου ΥΦΑ με πυκνότητα εντός του διαστήματος από 420,3 Kg/m ³ έως 430 Kg/m ³ ή από 478 Kg/m ³ έως 483,1 Kg/m ³ εφόσον μετά την ανάμιξη του Φορτίου ΥΦΑ με το αποθηκευμένο ΥΦΑ στις δεξαμενές της Εγκατάστασης του, η τιμή της πυκνότητας του ΥΦΑ που θα προκύψει να είναι εντός των ορίων της αναφερόμενης προδιαγραφής.
Μοριακό Βάρος	Kg/Kmol	16,52 - 18,88	
Μεθάνιο	% mol	85,0 min 97,0 max	Ο Διαχειριστής έχει τη δυνατότητα παραλαβής ενός Φορτίου ΥΦΑ με συγκέντρωση Μεθανίου εντός διαστήματος από 80 έως 85 [% mole] ή από 97 έως 99,8 [%mole] εφόσον μετά την ανάμιξη του Φορτίου ΥΦΑ με το αποθηκευμένο ΥΦΑ στις δεξαμενές της Εγκατάστασης του, η συγκέντρωση Μεθανίου του ΥΦΑ που θα προκύψει να είναι εντός της αναφερόμενης προδιαγραφής.
ι-βουτάνιο & n-βουτάνιο	% mol	4 max	
ι-πεντάνιο & n-πεντάνιο	% mol	2 max	
Αζωτο	%mole	1,24 max	
Υδρόθειο (H ₂ S)	mg/Nm ³	5,0 max	
Ολικό θείο	mg/Nm ³	30,0 max	
Θερμοκρασία	°C	-158 max	Ο μέσος όρος της θερμοκρασίας του ΥΦΑ σε όλες τις δεξαμενές του πλοίου ΥΦΑ, πριν την έγχυση ΥΦΑ δεν πρέπει να είναι μεγαλύτερη από -158°C. Για θερμοκρασίες ΥΦΑ μεγαλύτερες από -158°C η μέθοδος ΚΜΚ υπολογισμού της πυκνότητας του ΥΦΑ δεν ισχύει.

*Ός κανονικό κυβικό μέτρο ή Nm³ νοείται η ποσότητα μάζας φυσικού αερίου που, υπό συνθήκες απόλυτης πίεσης 1,01325 bar και θερμοκρασίας μηδέν (0) βαθμών Κελσίου, καταλαμβάνει όγκο ενός (1) κυβικού μέτρου.

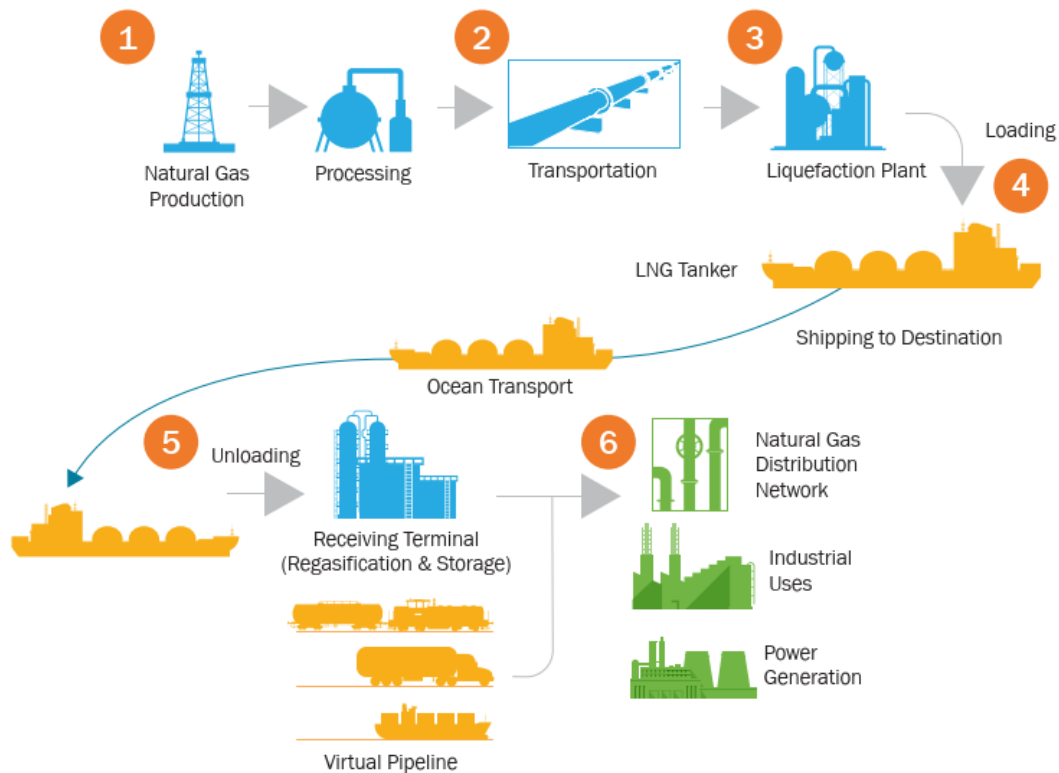
*Ανώτερη Θερμογόνος Δύναμη (ΑΘΔ): Η ποσότητα θερμότητας που παράγεται από την πλήρη στοιχειομετρική καύση, με αέρα, ενός (1) κανονικού κυβικού μέτρου Φυσικού Αερίου σε σταθερή απόλυτη πίεση 1,01325 bar, όταν η αρχική θερμοκρασία του καυσίμου μίγματος και η τελική θερμοκρασία των προϊόντων της καύσης θεωρείται ότι είναι είκοσι πέντε (25) βαθμοί Κελσίου και το παραγόμενο, κατά την καύση, νερό βρίσκεται συμπυκνωμένο στην υγρή κατάσταση. Ός κανονικό κυβικό μέτρο νοείται η ποσότητα μάζας Φυσικού Αερίου που, υπό συνθήκες απόλυτης πίεσης 1,01325 bar και θερμοκρασίας μηδέν (0) βαθμών Κελσίου, καταλαμβάνει όγκο ενός (1) κυβικού μέτρου.

Πίνακας 11: Προδιαγραφές LNG Ρεβυθούσας (Desfa, 2021)

Κεφάλαιο 3-Πλωτή Μονάδα Αποθήκευσης και Επαναεριοποίησης- FSRU

3.1 Αλυσίδα αξίας LNG και η θέση του FSRU

Η αλυσίδα αξίας (value chain) του LNG περιγράφεται στην εικόνα που ακολουθεί. Περιλαμβάνει την παραγωγή ΦΑ μέσω της εξόρυξης και την επεξεργασία του ΦΑ, την μεταφορά προς τις μονάδες υγροποίησης, την υγροποίηση του ΦΑ και την μετατροπή του σε LNG, την φόρτωση του LNG με δεξαμενόπλοια, την μεταφορά του LNG στις τερματικές μονάδες επαναεριοποίησης, την εκφόρτωση και την επαναεριοποίηση, και την παράδοση του ΦΑ στο δίκτυο διανομής για οικιακή, βιομηχανική χρήση, ή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Το FSRU βρίσκεται στην θέση 5 της αλυσίδας.



Εικόνα 61: Αλυσίδα αξίας LNG (U.S. Department of Energy, 2020, p. 1)

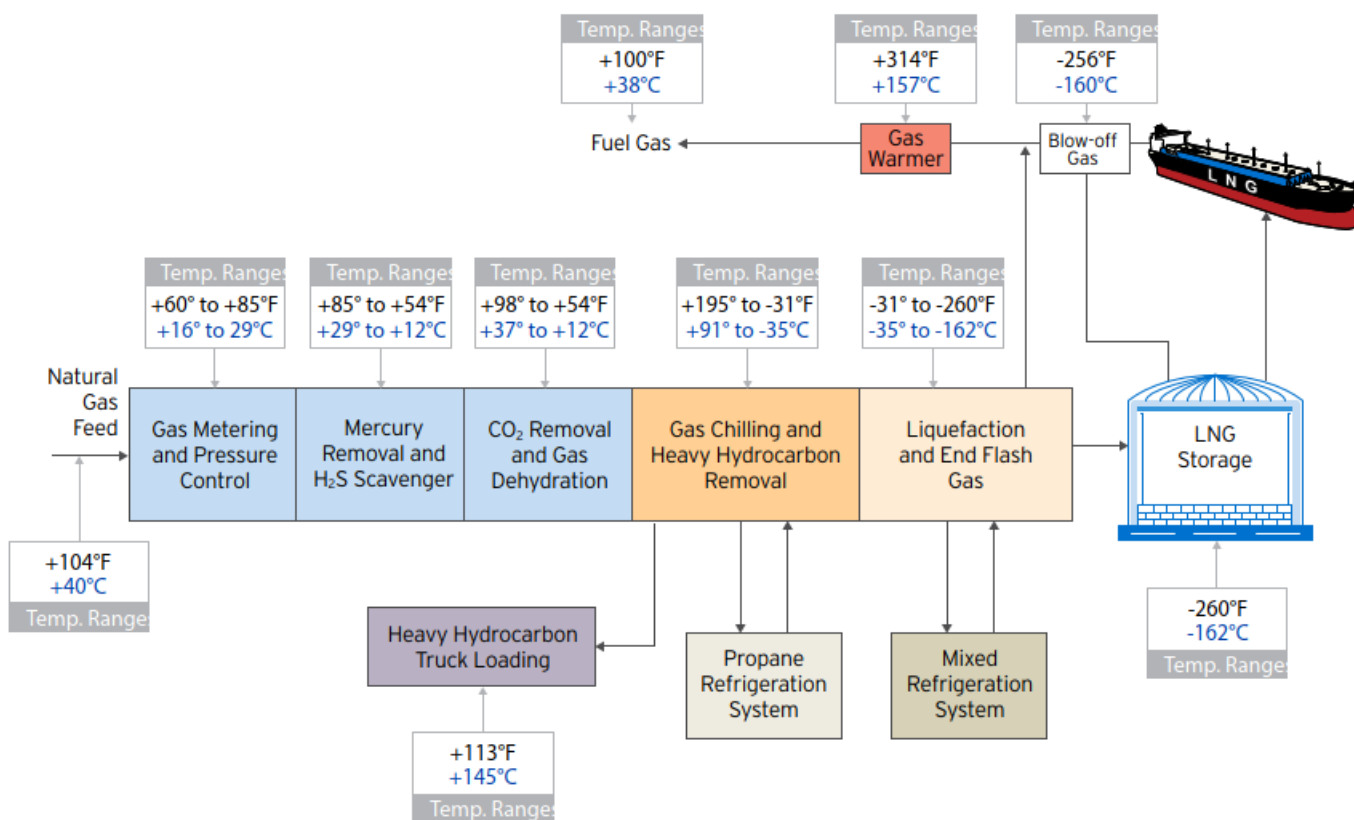
Τα έξι στάδια της αλυσίδας αξίας του LNG είναι:

1. Εξόρυξη και επεξεργασία. Το ΦΑ εξορύσσεται από τα υπόγεια κοιτάσματα και μεταφέρεται με μικρούς αγωγούς στις εγκαταστάσεις επεξεργασίας για την αφαίρεση ακαθαρσιών και υγρών προσμίξεων. Το παραγόμενο ΦΑ μπορεί να περιέχει μη υδρογονάνθρακες, συμπεριλαμβανομένων υδρόθειο, άζωτο, διοξείδιο του άνθρακα και νερό. Τα υγρά του ΦΑ όπως το προπάνιο, το βουτάνιο επίσης παράγονται και πωλούνται χωριστά.
2. Μεταφορά. Το επεξεργασμένο ΦΑ μεταφέρεται στις μονάδες υγροποίησης μέσω αγωγών. Το ΦΑ τροφοδοσίας στις εγκαταστάσεις υγροποίησης πρέπει να είναι καθαρό, στεγνό και χωρίς ακαθαρσίες πριν την υγροποίηση.
3. Υγροποίηση. Στις μονάδες υγροποίησης το ΦΑ μετατρέπεται σε υγρή φάση με ψύξη στους περίπου -162°C μειώνοντας τον όγκο του κατά 600 φορές. Το LNG είναι διαυγές, άχρωμο και μη τοξικό υγρό το οποίο αποθηκεύεται σε μεγάλες κρυογονικές δεξαμενές μέχρι να φορτωθεί σε δεξαμενόπλοια LNG.
4. Φόρτωση. Το LNG αντλείται από τις δεξαμενές αποθήκευσης σε ειδικά σχεδιασμένα διπλού κύτους για μεταφορά στις τερματικές μονάδες αεριοποίησης.
5. Εκφόρτωση και επαναεριοποίηση. Όταν το δεξαμενόπλοιο LNG φτάσει στο προορισμό του το LNG εκφορτώνεται στο τερματικό σταθμό και αποθηκεύεται σε κρυογονικές δεξαμενές. Το LNG μεταφέρεται στη συνέχεια στην μονάδα επαναεριοποίησης όπου θερμαίνεται και επανέρχεται στην αρχική του αέρια φάση για την παράδοση του στο δίκτυο διανομής. Εναλλακτικά ένα μέρος του το παραδιδόμενου LNG μπορεί να τοποθετηθεί σε μικρότερες δεξαμενές και να φορτωθεί σε φορτηγά, μικρά δεξαμενόπλοια ή βαγόνια τρένων για την παράδοση του LNG σε απομακρυσμένες περιοχές που δεν εξυπηρετούνται από παραδοσιακούς υπόγειους αγωγούς.

6. Διανομή. Το ΦΑ μπορεί να μεταφερθεί μέσω μεγάλης διαμέτρου αγωγών στο δίκτυο διανομής για παράδοση σε οικιακούς καταναλωτές, επιχειρήσεις, βιομηχανικές εγκαταστάσεις και στα εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

3.2. Υγροποίηση ΦΑ

Ένα τυπικό block διάγραμμα υγροποίησης ΦΑ σε LNG παρουσιάζεται στην εικόνα που ακολουθεί:



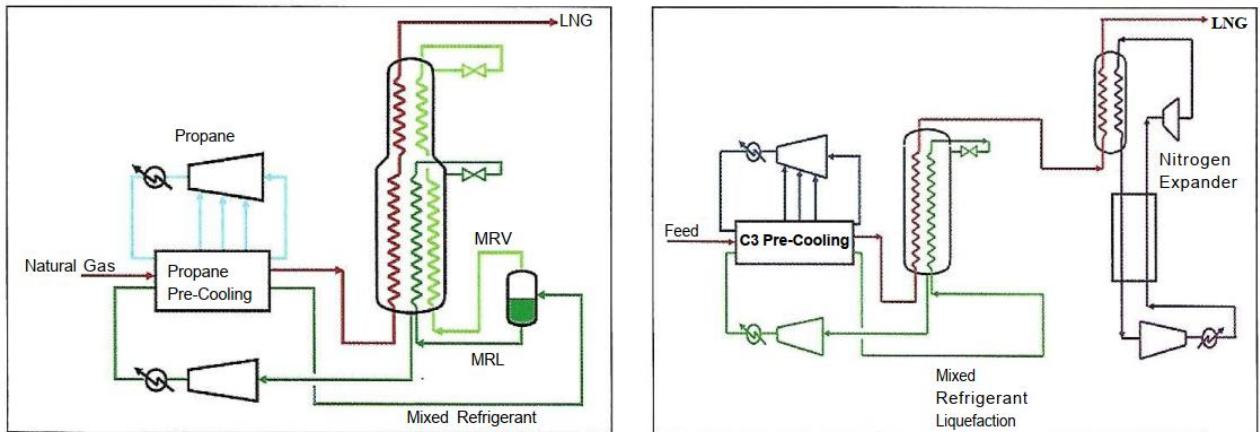
Εικόνα 62: Τυπικό block διάγραμμα εγκατάστασης υγροποίησης ΦΑ σε LNG (Cameron LNG, 2017, p. 17)

Το ΦΑ μετατρέπεται σε υγρό LNG σε μια μονάδα ή συρμό (train) υγροποίησης. Ένας συρμός υγροποίησης LNG εκτελεί τρεις κύριες διεργασίες:

1. Προ επεξεργασία Η σκόνη και οι προσμίξεις (νερό και συμπύκνωμα) αφαιρούνται με υδρόθειο και υδράργυρο. Αυτοί οι ρύποι μπορεί να προκαλέσουν προβλήματα διάβρωσης και ψύξης ειδικά σε εναλλάκτης θερμότητας αλουμινίου.
2. Απομάκρυνση όξινων αερίων και αφυδάτωση Το διοξείδιο του άνθρακα απορροφάται και απομακρύνεται από το ΦΑ με απορροφητή αμίνης και χρήση απορροφητή για την απομάκρυνση του νερού. Αυτές οι ουσίες αφαιρούνται έτσι ώστε να μην σχηματιστεί πάγος κατά την διαδικασία υγροποίησης.
3. Διαχωρισμός βαρέων υδρογονανθράκων και υγροποίηση. Οι βαρείς υδρογονάνθρακες (C5+) απομακρύνονται με κλασματοποίηση πριν από την υγροποίηση. Στη διαδικασία υγροποίησης το ΦΑ αέριο προ ψύχεται σε περίπου -35°C από προπάνιο. Μετά την προ ψύξη το ΦΑ προωθείται μέσω ενός κυκλώματος σωλήνα στον κύριο κρυογονικό εναλλάκτη θερμότητας όπου υγροποιείται και υπό ψύχεται στους μείον 150 -162°C με ανάμεικτο ψυκτικό μέσο. Το ψυκτικό μέσο προ ψύχεται επίσης και στη συνέχεια διαχωρίζεται σε διαχωριστή υψηλής πίεσης. Τα ρεύματα ατμών και υγρών περνούν μέσω χωριστών κυκλωμάτων σωλήνων στον κύριο κρυογονικό εναλλάκτη θερμότητας όπου ψύχονται περαιτέρω, υγροποιούνται, και υπό ψύχονται. Τα δύο υπό ψύχτα ρεύματα αφήνονται υπό πίεση μειώνοντας περαιτέρω τις θερμοκρασίες τους. Καθώς το ψυκτικό μείγμα εξατμίζεται και ρέει προς τα κάτω στην πλευρά του κελύφους στον κύριο κρυογονικό εναλλάκτη θερμότητας που παρέχει ψύξη για υγροποίηση και υπό ψύξη του ΦΑ. Το ρεύμα εξόδου του LNG στην έξοδο του εναλλάκτη και του ρεύματος εισόδου στην δεξαμενή αποθήκευσης LNG παράγει BOG και flash gas για να αναπληρώσει το αέριο καύσιμο (fuel gas) που χρειάζεται κυρίως το προπάνιο και το ψυκτικό μέσο στους κύκλους συμπίεσης του στροβίλου του ΦΑ.

Η τεχνολογία υγροποίησης ΦΑ επί του παρόντος κυριαρχείται από την τεχνολογία C3MR από την Air Products and Chemicals Inc. Σημαντική παρουσία έχει επίσης η τεχνολογία AP-X από την ίδια εταιρεία. Τα διαγράμματα ροής των τεχνολογιών C3MR και AP-X παρουσιάζονται στην επόμενη εικόνα. Μια τυπική διεργασία C3MR περιλαμβάνει δύο κύκλους ψύξης. Ο πρώτος κύκλος χρησιμοποιεί προπάνιο και ο δεύτερος ένα μεικτό ψυκτικό μέσο που αποτελείται από άζωτο, μεθάνιο, αιθάνιο, και προπάνιο. Η διεργασία C3MR λειτουργεί αποτελεσματικά σε ξηρά και τροπικά κλίματα και για δυναμικότητες έως 5MTPA/Υ ανά συρμό υγροποίησης και είναι η κυρίαρχη τεχνολογία. Ωστόσο το υψηλό απόθεμα του απαιτούμενου προπάνιου και η μεγάλη απαίτηση χώρου είναι μειονεκτήματα.

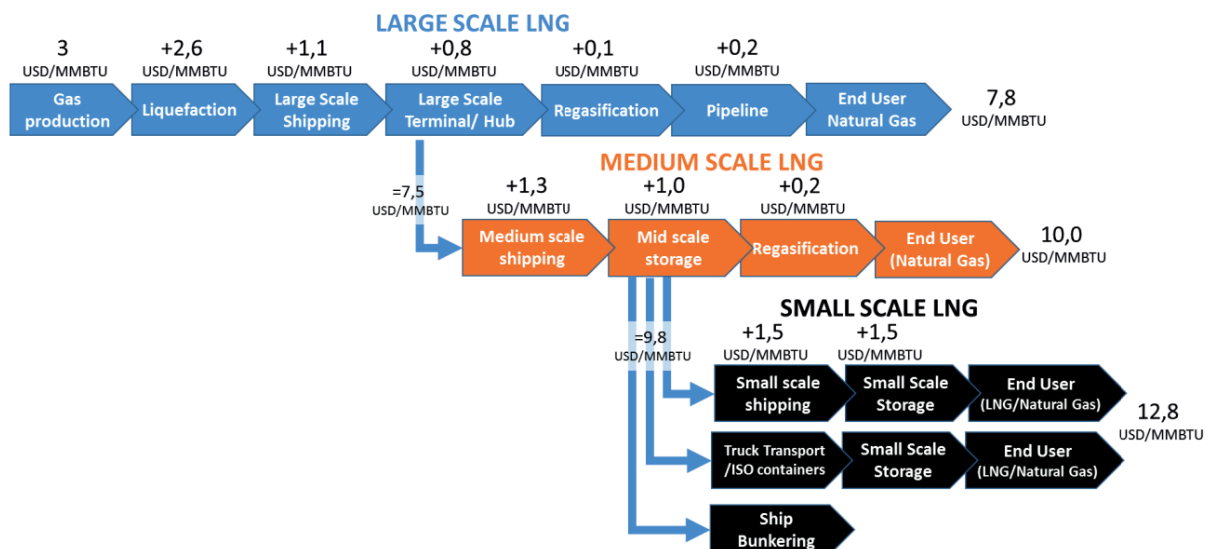
Η διεργασία AP-X χρησιμοποιεί προπάνιο στον πρώτο κύκλο ψύξης, ψυκτικό μείγμα στην υγροποίηση και ένα βρόχο αζώτου στον τρίτο κύκλο ψύξης. Ο επιπλέον κύκλος ψύξης του αζώτου σε σχέση με την C3MR έχει σαν αποτέλεσμα την αύξηση της δυναμικότητας κατά 50% ή 7.8MTPA/Υ ανά συρμό υγροποίησης. Για υπεράκτιες εγκαταστάσεις υγροποίησης ο κύκλος ψύξης με άζωτο αποτελεί πλεονέκτημα διότι δεν είναι εύφλεκτο.



Εικόνα 63: Διάγραμμα ροής τεχνολογιών υγροποίησης LNG C3MR (αριστερά) και AP-X (δεξιά) (I. Mutaz X. Liu G. Mazza, 2016, p. 215)

3.3. Στοιχεία κόστους αλυσίδας αξίας LNG

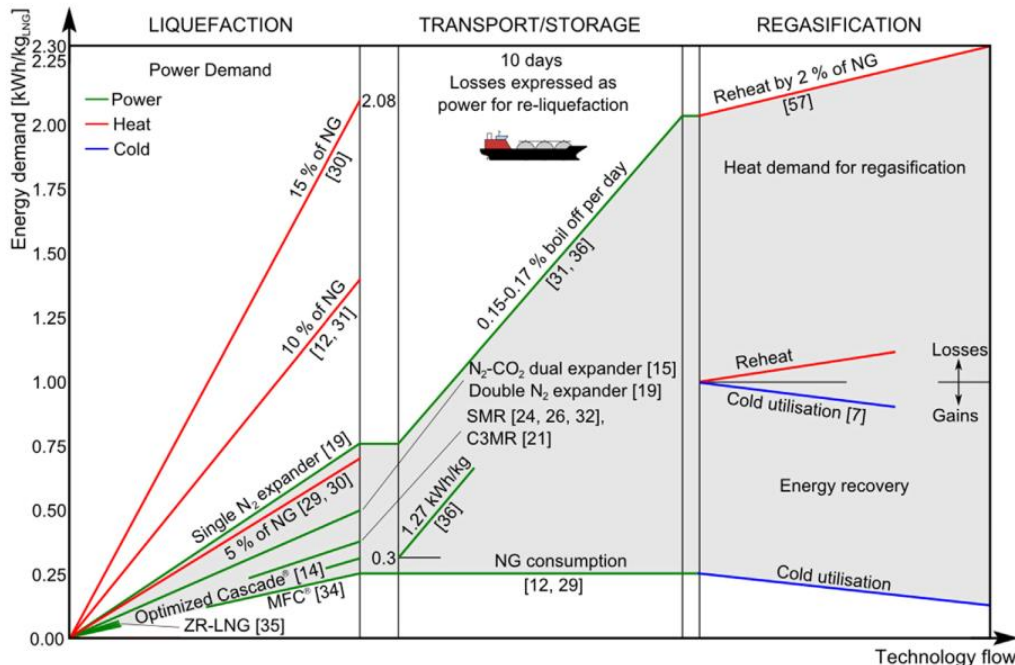
Το τελικό κόστος του LNG στον τελικό προορισμό του θα εξαρτηθεί σε μεγάλο βαθμό για το μήκος της αλυσίδας. Οι κύριες παράμετροι που επηρεάζουν σε αυτό είναι το κόστος πηγής του LNG, η τοποθεσία της μονάδας υγροποίησης LNG σε σχέση με τον τελικό προορισμό, το μέγεθος και η διαδρομή του δεξαμενόπλοιου LNG, το μέγεθος και τη θέση του τερματικού σταθμού λήψης, η χρήση του BOG στις διεργασίες του χρήστη και οι απαιτήσεις τους σχετικά με τη διαθεσιμότητα του ΦΑ. Στην επόμενη εικόνα το αρχικό κόστος διαμορφώνεται από τον Αμερικανικός δείκτη Henry Hub ο οποίος είναι το σημείο τιμολόγησης για συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης ΦΑ που διαπραγματεύονται στο χρηματιστήριο εμπορευμάτων της Νέας Υόρκης. Με τιμή του Henry Hub στα 3.0 \$/MMBTU, εξετάζεται τι συμβαίνει σε αυτήν την τιμή όταν παραδίδεται από το δίκτυο αερίου των Νοτίων ΗΠΑ σε έναν καταναλωτή στην Ασία με τις τιμές να καταλήγουν από 7.8-12.8\$/MMBTU ανάλογα με το μέγεθος του τερματικού σταθμού.



Εικόνα 64: Ενδεικτικές τιμές κόστους της αλυσίδας αξίας του LNG (Wartsila, 2017, p. 17)

3.4. Απαιτήσεις ενέργειας σε διεργασίες LNG

Οι απαιτήσεις ενέργειας σε διεργασίες LNG για την υγροποίηση, την μεταφορά, και την επαναεριοποίηση παρουσιάζονται στην επόμενη εικόνα σε kWh/kg_{LNG} και % χρήσης του ΦΑ. Η πιο ενεργοβόρα διεργασία είναι αυτή της υγροποίησης με τα ποσοστά να κυμαίνονται από 5-15% του ΦΑ ανάλογα με την χρησιμοποιούμενη τεχνολογία. Κατά την μεταφορά/αποθήκευση οι καταναλώσεις του LNG λόγω BOG είναι της τάξης του 0.15-0.17% του συνολικού όγκου των δεξαμενών LNG την ημέρα. Αντίστοιχα στην επαναεριοποίηση η κατανάλωσή του ΦΑ είναι της τάξης του 2% του ΦΑ που αποστέλλεται στο δίκτυο διανομής με διακυμάνσεις ανάλογα με την χρησιμοποιούμενη τεχνολογία.



Εικόνα 65: Απαιτήσεις ενέργειας σε LNG διεργασίες (J. Pospisil L. Klimes M. Spilacek, 2019, p. 13)

3.5 Πλωτή μονάδα αποθήκευσης και επαναεριοποίησης LNG σε ΦΑ-FSRU

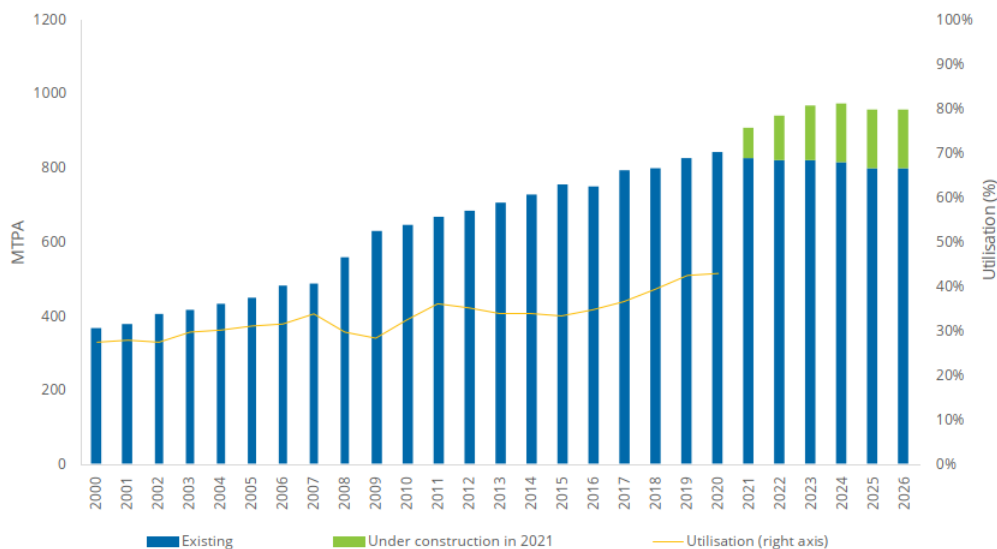
3.5.1 Ιστορική αναδρομή

Καθώς το μέλλον του ΦΑ στην απανθαρκοποίηση της παγκόσμιας ενεργειακής οικονομίας έχει καθοριστεί ως μεταβατικό καύσιμο στην ενεργειακή μετάβαση, το άνοιγμα νέων και μικρών αγορών είναι κρίσιμο. Πολλές από αυτές τις αγορές δεν θα έχουν πρόσβαση σε υποδομές ΦΑ και δεν θα έχουν την επιθυμία ή την εμπιστοσύνη σε μελλοντικά επίπεδα ζήτησης να κατασκευάσουν σημαντικές χερσαίες εγκαταστάσεις για την παραλαβή και επαναεριοποίηση. Σε αυτές τις χώρες με πρόσβαση σε θάλασσα, η διαθεσιμότητα των FSRU θα είναι κρίσιμης σημασίας στο να μειώσουν πρώιμα ρίσκα ανάπτυξης της αγοράς του ΦΑ. Τα FSRU επιπροσθέτως μπορούν να ωθήσουν επιπλέον τα έργα gas to power τα οποία στις μέρες μας καθίστανται αυξανόμενα δημοφιλή. Σε σχέση με τις χερσαίες εγκαταστάσεις, τα FSRU προσφέρουν χαμηλότερο κόστος, συντομότερη ολοκλήρωση και ευελιξία στην θέση τοποθέτησης με αποτέλεσμα την προοπτική περαιτέρω ενίσχυσης της αγοράς LNG διεθνώς. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η επέκταση έργων gas to power για αναπτυσσόμενες οικονομίες προσφέροντας ένα καθαρό και υψηλής απόδοσης καύσιμο.

Αυτό έχει ως αποτέλεσμα πολλοί κατασκευαστές FSRU να προσφέρουν αυτήν την επιλογή στους πελάτες τους. Τα έργα FSRU ξεκίνησαν το 2001 και η ταχεία ανάπτυξη τους οφείλεται στο χαμηλότερο κόστος, τον ταχύτερο χρόνο ολοκλήρωσης του έργου, και την εμπορική ευελιξία σε σύγκριση με τις χερσαίες εγκαταστάσεις. Τα πρώτα FSRU είχαν ονομαστική δυναμικότητα αποθήκευσης 130.000m³ με δυνατότητα επαναεριοποίησης 2-3MTPA ενώ τα σημερινά έχουν δυναμικότητες της τάξης των 173.000m³ και 6MTPA αντίστοιχα. Τα υπό κατασκευή FSRU έχουν δυναμικότητες επεξεργασίας παραπλήσιες με τις χερσαίες συμπεριλαμβανομένου πλήρους BOG εγκαταστάσεις με χρήση εξοπλισμού επανασυμπύκνωσης. Το κόστος ενός νέου FSRU περιλαμβάνει το 50-60% του κόστους μια χερσαίας εγκατάστασης και παραδίδεται στο μισό χρονικό διάστημα. Οι νέες κατασκευές κοστίζουν από 250-300m\$ και μπορούν να κατασκευαστούν σε χρονικό διάστημα 27-36 μηνών.

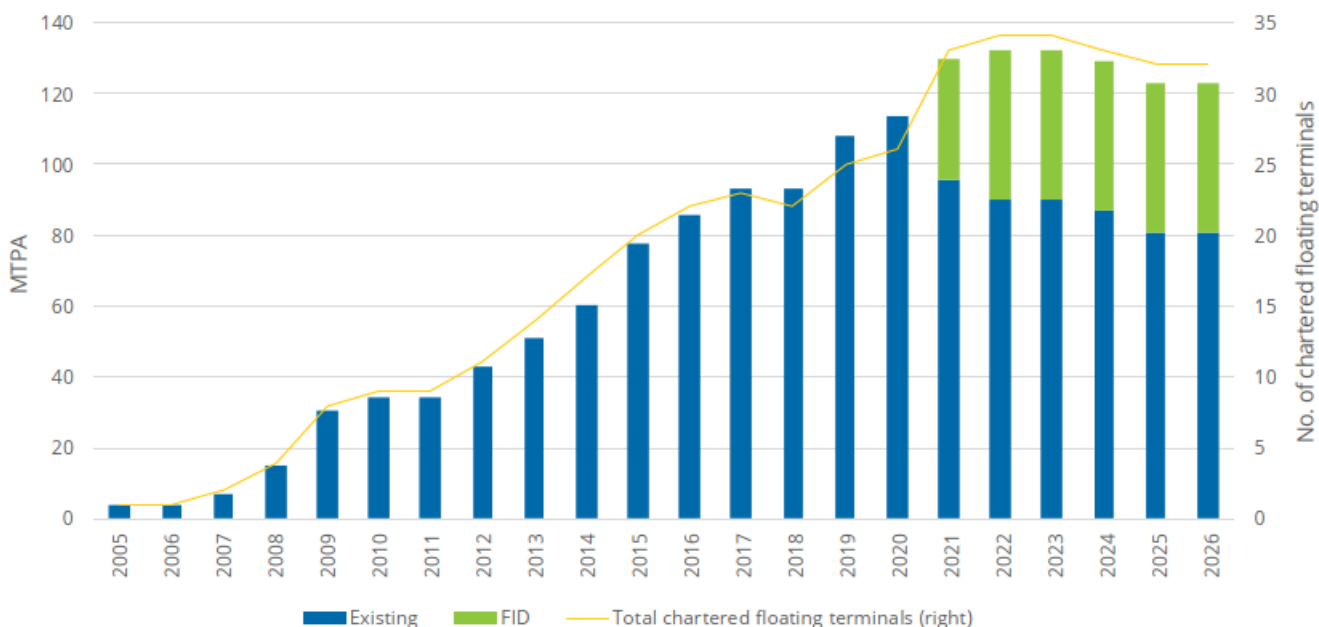
Τα FSRU που προκύπτουν από μετατροπή των LNG δεξαμενόπλοιων κοστίζουν από 80-100m\$ με τις μετατροπές να διαρκούν περίπου 18 μήνες λόγω του μεγάλου χρόνου παράδοσης του εξοπλισμού και όχι λόγω των ναυπηγικών μετατροπών. Η επιλογή της μίσθωσης μέσω Leasing είναι τυπικά 10-15 χρόνια και κοστίζει 110.000-160.000\$/ημέρα εξαρτώμενη από την δυναμικότητα και τον χρόνο μίσθωσης. Το κόστος αυτό περιλαμβάνει μόνο την μονάδα FSRU και σε αυτό το κόστος πρέπει να προστεθεί το κόστος λειτουργίας με τυπικές τιμές 20.000-45.000\$/ημέρα. Το κόστος

αυτό τυπικά περιλαμβάνει το συνολικό κόστος επαναεριοποίησης κατά 0.47\$/MMBTU για 100% δυναμικότητα αλλά το 0.70\$/MMBTU για 50% δυναμικότητα είναι πιο ρεαλιστικό. Σε αυτά τα κόστη πρέπει επίσης να προστεθούν τα κόστη καυσίμων που είναι σημαντικά. Το συνολικό κόστος των μονάδων FSRU περιλαμβάνει εκτός από το πλοίο, τα έργα υποδομής για ελλιμενισμό, και τα έργα σύνδεσης του αγωγού ΦΑ στο δίκτυο. Το κόστος αυτό τυπικά περιλαμβάνει επιπλέον 50-100m\$ και σε περιπτώσεις που απαιτείται κυματοθραύστης περισσότερο. Στο παρελθόν τα έργα υποδομής ήταν ιδιοκτησία των εταιρειών ενέργειας αλλά πρόσφατα αυτό έχει αλλάξει με τους ιδιοκτήτες των FSRU να καλούνται να το συμπεριλάβουν στο σύνολο του υπό εκτέλεση έργου. Σύμφωνα με στοιχεία Φεβρουαρίου του 2021, η παγκόσμια δυναμικότητα επαναεριοποίησης LNG ήταν 850.1MTPA το 2020 συνολικά για τις χερσαίες και υπεράκτιες εγκαταστάσεις με συντελεστή αξιοποίησης 30-40% όπως απεικονίζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί.



Εικόνα 66: Παγκόσμια δυναμικότητα επαναεριοποίησης LNG (IGU, 2021, p. 81)

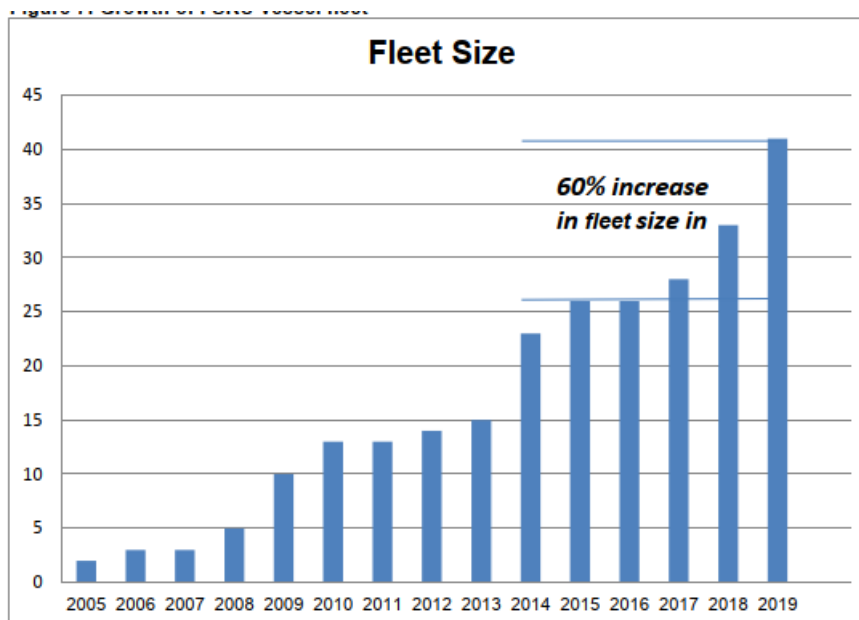
Αντίστοιχα η δυναμικότητα των πλωτών και υπεράκτιων εγκαταστάσεων ήταν 115.5MTPA ή 13.6% της συνολικής δυναμικότητας σύμφωνα με την επόμενη εικόνα.



Εικόνα 67: Παγκόσμια δυναμικότητα επαναεριοποίησης LNG-πλωτές και υπεράκτιες (IGU, 2021, p. 89)

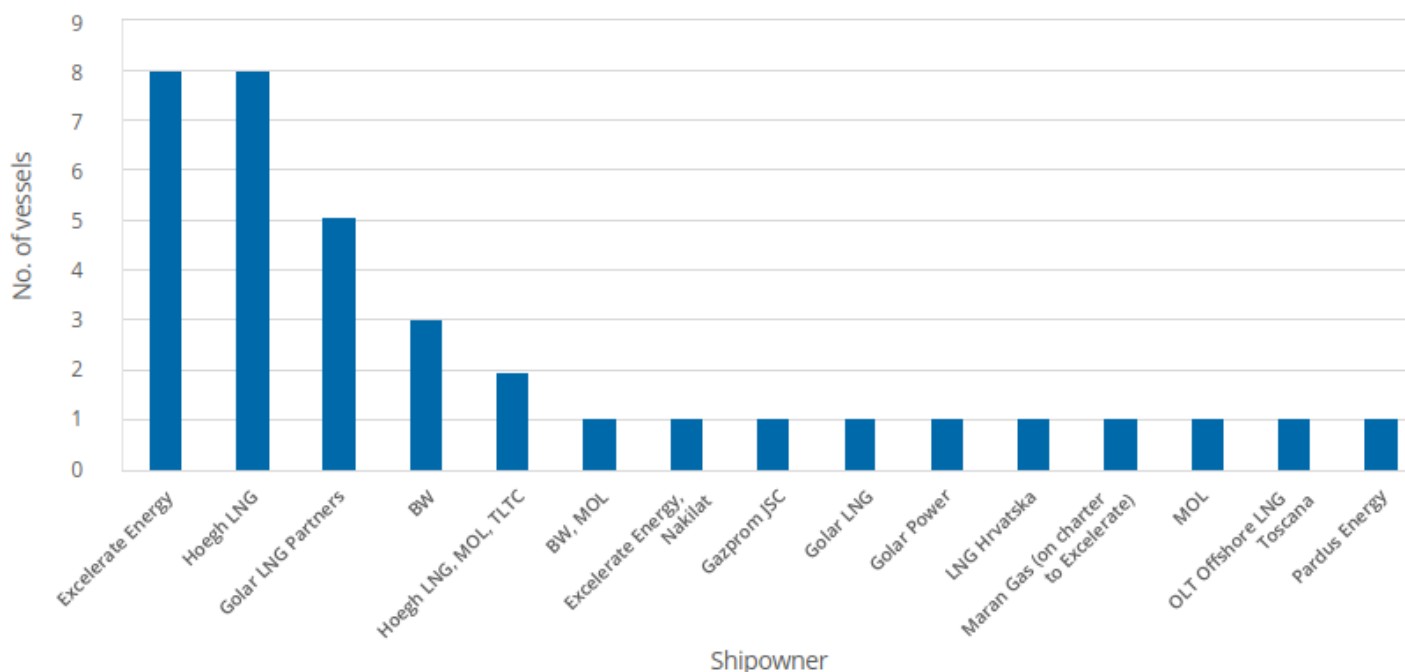
3.5.2 Στόλος FSRU σε παγκόσμια κλίμακα

Στο διάγραμμά που ακολουθεί παρουσιάζεται ο στόλος των FSRU σε παγκόσμια κλίμακα για την περίοδο 2005-2019. Την περίοδο 2005-2008 παρουσιάστηκε αργή ανάπτυξη καθώς ο κλάδος αναπτυσσόταν. Σε αντίθεση την περίοδο 2015-2019 που παρουσιάστηκε 60% αύξηση του στόλου.



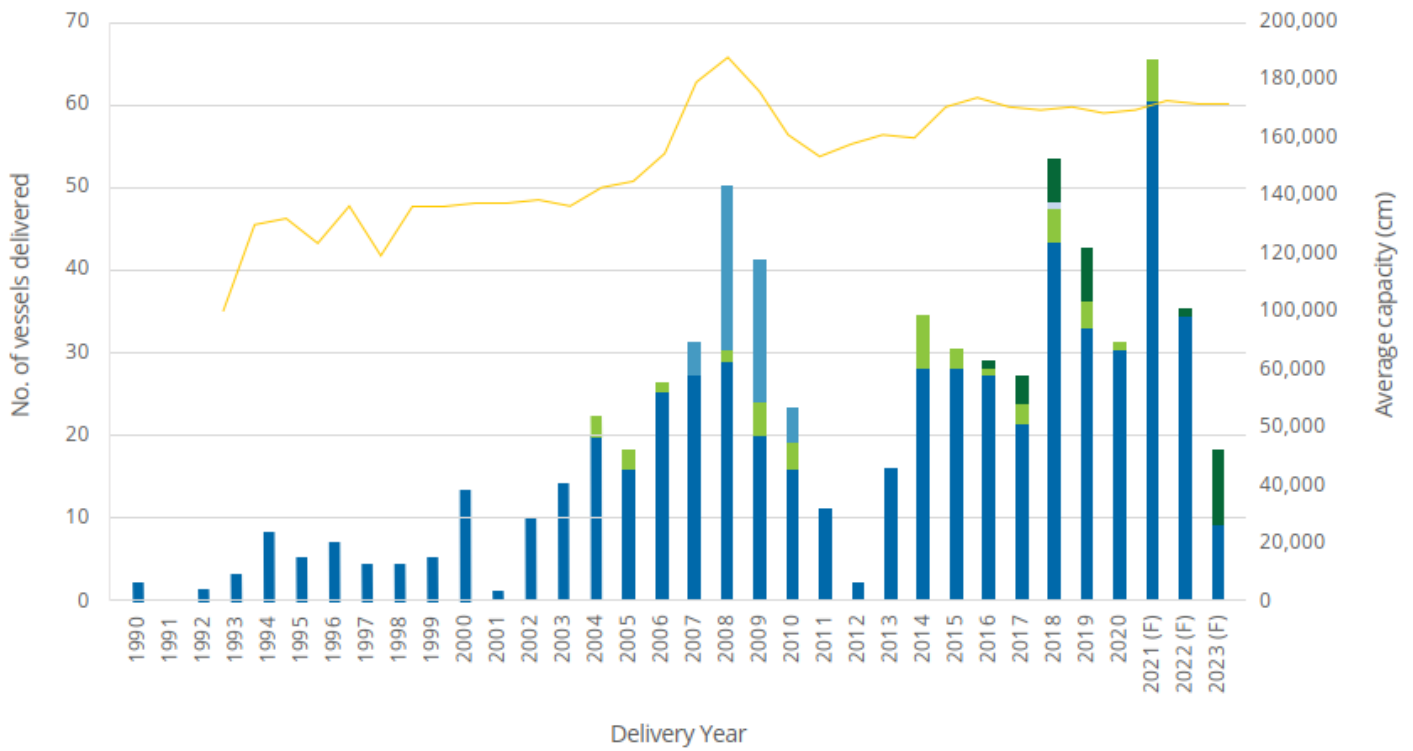
Εικόνα 68: Ανάπτυξη του στόλου FSRU (The Oxford Institute for Energy Studies, 2019, p. 9)

Ο στόλος των FSRU όπως παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί διαχειρίζεται από 15 εταιρείες και 37 μονάδες χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τα μικρής κλίμακας FSRU έως 1MTPA, με στοιχεία Φεβρουαρίου 2021. Αξίζει να σημειωθεί ότι οι νέοι ιδιοκτήτες προτιμούν να κατασκευάζουν και να λειτουργούν οι ίδιοι τα FSRU από το να τα μισθώνουν όπως οι παραδοσιακές εταιρείες μίσθωσης: Höegh, Golar LNG and Exceleerate. Αυτό οφείλεται στο ότι σχεδιάζουν να τα λειτουργούν για μεγάλα χρονικά διαστήματα με αποτέλεσμα το καθεστώς ιδιοκτησίας από αυτό της μίσθωσης να είναι πιο ελκυστικό οικονομικά. Η διαφοροποίηση στον αριθμό του στόλου των FSRU και της ιδιοκτησίας οφείλεται στο ότι κάποιες εταιρείες μίσθωσης σε περιπτώσεις έλλειψης συμβολαίων λειτουργούν τα FSRU ως δεξαμενόπλοια LNG με χαμηλότερα μισθώματα περίπου 80.000\$/ημέρα έναντι 120.000\$/ημέρα ως FSRU.



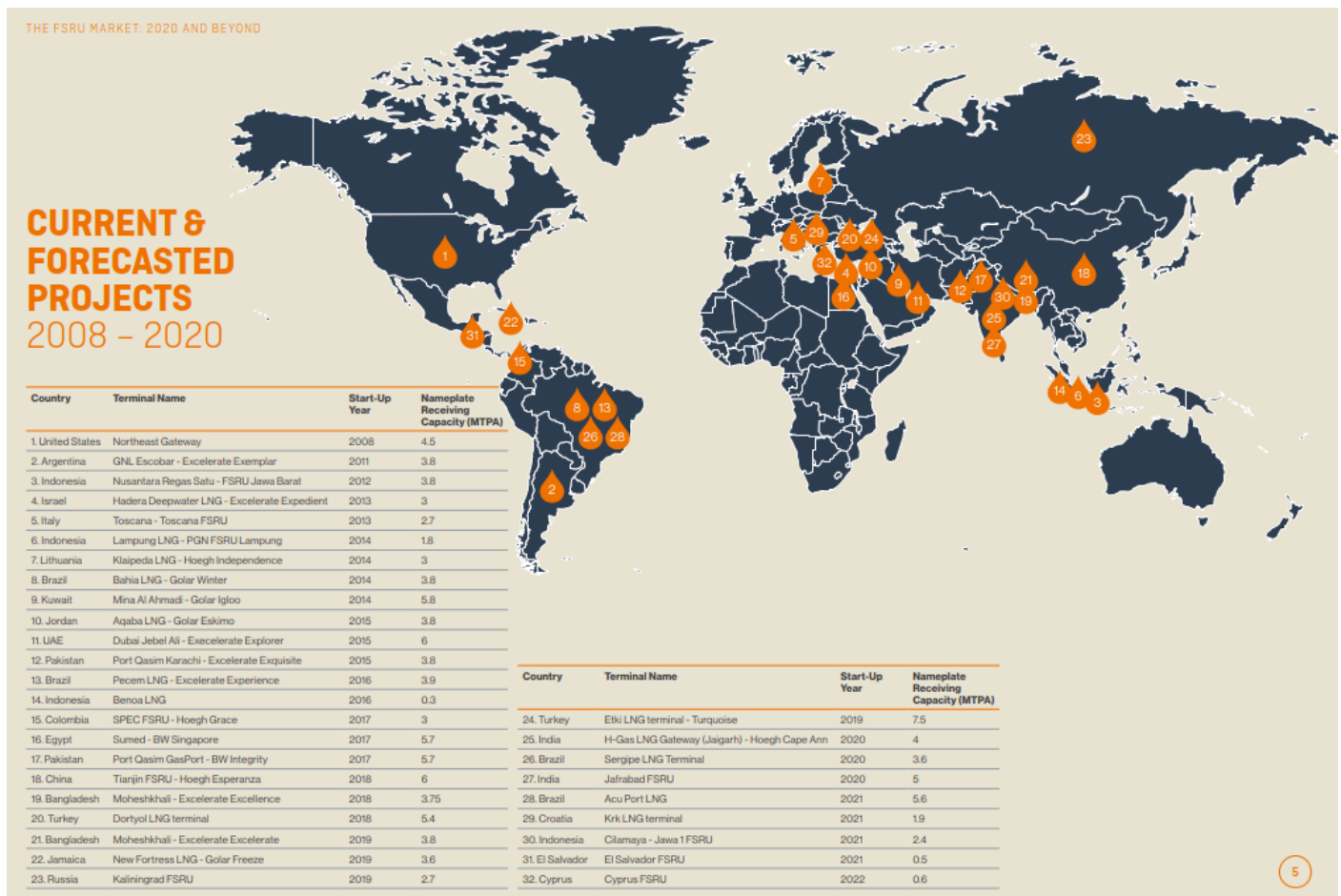
Εικόνα 69: Ενεργός στόλος FSRU ανά πλοιοκτήτη (IGU, 2021, p. 66)

Ο τομέας των FSRU αναμένεται να αναπτυχθεί με σταθερό αλλά βραδύτερο ρυθμό από ότι των περιόδους υψηλής ανάπτυξης 2015-2017. Είναι πιθανή η κατασκευή νέων FSRU να επιβραδυνθεί βραχυπρόθεσμα έως ότου το τρέχον πλεόνασμα των περίπου 10 πλοίων που λειτουργούν ως δεξαμενόπλοια να βρουν συμβόλαια και να επαναλειτουργήσουν ως FSRU. Στον διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται ο παγκόσμιος ενεργός στόλος των δεξαμενόπλοιων LNG με στοιχεία 2020 αποτελούμενος από 572 πλοία εκ των οποίων 37 FSRU ή 6,5%.



Εικόνα 70: Παγκόσμιος ενεργός στόλος LNG και παραγγελίες ανά χρόνο παράδοσης και μέση δυναμικότητα (IGU, 2021, p. 61)

Η γεωγραφική κατανομή των FSRU σε παγκόσμια κλίμακα παρουσιάζεται στο χάρτη που ακολουθεί.



Εικόνα 71: Γεωγραφική κατανομή FSRU-υπάρχων και μελλοντικά έργα (OilandGasiq, 2021, p. 5)

3.5.3 Απαιτούμενο επενδυτικό κεφάλαιο

Το απαιτούμενο επενδυτικό κεφάλαιο για ένα τερματικό σταθμό FSRU αντιπροσωπεύει το 60% του κόστους σε σχέση με μια χερσαία εγκατάσταση. Ένας χερσαίος τερματικός σταθμός με μια δεξαμενή χωρητικότητας LNG 180.000m³ και δυναμικότητας 3MTPA κοστίζει περίπου 750-800\$m ανάλογα το μισθολογικό κόστος της εγκατάστασης. Αντίθετα για μια εγκατάσταση FSRU το κόστος κυμαίνεται από 400-500\$m για την ίδια δυναμικότητα. Η σύγκριση μεταξύ αυτών των δυο επιλογών συνοψίζεται στον επόμενο πίνακα.

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

Πίνακας 12: Σύγκριση επενδυτικού κόστους χερσαίου τερματικού σταθμού και FSRU (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 16)

Τα ποσοστά κόστους ανά κατηγορία για ένα τερματικό σταθμό FSRU σύμφωνα με τον παραπάνω πίνακα διαμορφώνονται ως εξής:

- Λιμενοβραχίονας με σωληνώσεις, 17.7%
- Πλοίο FSRU, 55%
- Χερσαίες εγκαταστάσεις, 6.6%
- Απρόβλεπτο κόστος 30% χερσαίο, 10% FSRU
- Κόστος επενδυτή, 12%

Το επενδυτικό κόστος ενός τερματικού σταθμού FSRU περιλαμβάνει τρεις κύριες κατηγορίες:

1. Το πλοίο FSRU: για νέα κατασκευή δυναμικότητας 173.000m³-6MTPA το κόστος ανέρχεται στα 240-280m\$. Το κόστος μετατροπής LNG carrier σε FSRU κοστίζει περίπου 80m\$ συν το κόστος αγοράς του δεξαμενόπλοιου 150m\$. Το συνολικό κόστος μετατροπής ανέρχεται στα 230m\$ το οποίο είναι παραπλήσιο με το κόστος αγοράς νέας κατασκευής FSRU έχει όμως το πλεονέκτημα του χρόνου παράδοσης των 18 μηνών έναντι των 36 που απαιτούνται για την ναυπήγηση της νέας κατασκευής του FSRU.
2. Τα έργα υποδομής. Για χερσαία υποδομή, αποτελούμενη από την κατασκευή λιμενοβραχίονα (jetty) για το αγκυροβόλιο του πλοίου, την μεταφορά του LNG από το δεξαμενόπλοιο στο FSRU, και τον αγωγό μεταφοράς του ΦΑ προς το δίκτυο. Το συνολικό αυτό κόστος ανέρχεται στα 50-100m\$ και πολύ περισσότερο στην περίπτωση που απαιτείται νέος λιμένας ή κυματοθραύστης. Σημειώνεται ότι το συνολικό κόστος της χερσαίας υποδομής είναι συνάρτηση της τοποθεσίας της εγκατάστασης και άμεσα εξαρτώμενη από τις υπάρχουσες λιμενικές εγκαταστάσεις καθώς και το μήκος του αγωγού μεταφοράς ΦΑ. Οι χερσαίοι αγωγοί είναι διαμέτρου 24-30'' και κοστίζουν 2-4m\$/Km.
Για θαλάσσια υποδομή το πλοίο θα αγκυροβοληθεί και θα συνδεθεί με το σύστημα εξαγωγής ΦΑ που χρησιμοποιεί είτε ένα βυθισμένο σύστημα σηματοδούρας είτε ένα σύστημα επιφάνειας. Το συνολικό κόστος της θαλάσσιας υποδομής είναι συνάρτηση της τοποθεσίας της εγκατάστασης και άμεσα εξαρτώμενη από το μήκος του θαλάσσιου και χερσαίου αγωγού ΦΑ καθώς. Οι θαλάσσιοι αγωγοί είναι διαμέτρου 24-30'' και κοστίζουν 3-4m\$/Km.
3. Το κόστος του επενδυτή, αυτό συνήθως περιλαμβάνει το κόστος της ομάδας έργου της ιδιοκτήτριας εταιρείας και τις υπηρεσίες υποστήριξης για την επίβλεψη όλων των φάσεων του έργου τόσο τεχνικά όσο και εμπορικά από την έναρξη του έργου έως την παράδοση. Περιλαμβάνει το κόστος όλων των εργολάβων και συμβούλων που χρησιμοποιήθηκαν κατά την περίοδο πριν από την τελική απόφαση επένδυσης (FID) όπως μελέτες

σκοπιμότητας, αρχικό σχεδιασμό, και μελέτη ΜΠΕ (Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων). Περιλαμβάνει επίσης την προετοιμασία συμβάσεων όπως το πεδίο εφαρμογής και προμήθειες, LNG συμβάσεις προμήθειας, συμβόλαια πώλησης ΦΑ καθώς και συνεργασίες με τους χρηματοδότες του έργου, κρατικούς και λοιπούς οργανισμούς.

3.5.4 Λειτουργικό κόστος

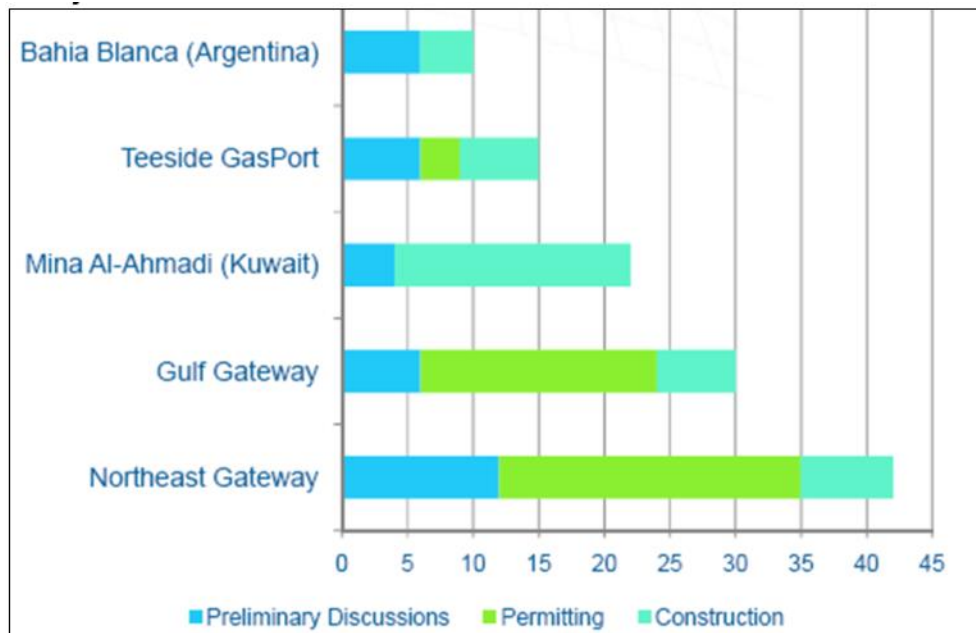
Το λειτουργικό κόστος ενός τερματικού σταθμού FSRU τυπικά αποτελεί το 2.5% του επενδυτικού κεφαλαίου CAPEX (Capital Expenditure), εξαιρουμένου του κόστους κατανάλωσης LNG για την παραγωγή θερμότητας και ατμού για την διεργασία της αεριοποίησης, και συμπεριλαμβάνει τα ακόλουθα επιμέρους κόστη:

- Μισθολογικό κόστος στην υπεράκτια και την χερσαία εγκατάσταση. Όλο το προσωπικό εργάζεται σε κυλιόμενες βάρδιες αποτελούμενο συνήθως από 20-28 στο FSRU και 4 στην χερσαία εγκατάσταση
- Συνεχής υποστήριξη του head office στο τμήμα του operations
- Καύσιμο αέριο και πετρέλαιο για την παραγωγή ενέργειας και ατμού. Ως καύσιμο αέριο χρησιμοποιείται το BOG καθώς είναι απαραίτητο για την εξάτμιση του LNG.
- Συντήρηση και επιθεώρηση, συμπεριλαμβάνει εργασίες ρουτίνας συν επιθεωρήσεις εφόσον απαιτούνται
- Ανταλλακτικά
- Χημικά και λιπαντικά
- Έξοδα Ασφάλειας
- Λιμενικά έξοδα
- Ρυμουλκά για την υποστήριξη πρόσδεσης των LNG δεξαμενόπλοιων
- Έξοδα μεταφοράς προσωπικού με πλωτά μέσα από και προς την πλωτή μονάδα
- Διαμόρφωση πυθμένα για την διατήρηση του απαραίτητου βυθίσματος της μονάδας
- Κόστος κεφαλαίου

3.5.5 Χρονοδιάγραμμα ολοκλήρωσης FSRU

Τα προγράμματα έργων FSRU καθορίζονται κυρίως από 3 βασικές δραστηριότητες:

1. Προκαταρκτικές συζητήσεις & μελέτες σκοπιμότητας. Αυτές καλύπτουν τις αρχικές συζητήσεις και διαπραγματεύσεις μεταξύ των διαφόρων ενδιαφερομένων μερών, τους πελάτες ΦΑ, τους προμηθευτές LNG, τον προμηθευτή του FSRU, τις τοπικές αρχές συμπεριλαμβανομένου της λιμενικής αρχής και των χρηματοδοτών του έργου. Σκοπός αυτών των συζητήσεων είναι να καθοριστεί εάν το έργο είναι εφικτό και συνήθως ολοκληρώνεται με την έκδοση μιας έκθεσης σκοπιμότητας με ενέργειες επόμενου σταδίου. Αυτό το στάδιο θα περιλαμβάνει προκαταρκτικές εργασίες ιδεολογικού σχεδιασμού (conceptual design) για τη διασφάλιση της τεχνικής σκοπιμότητας. Αυτή μπορεί να είναι μία μακρά διαδικασία για ένα πρώτο έργο, αλλά είναι πιθανό να είναι πολύ μικρότερη για μια επέκταση, δηλαδή ένα δεύτερο FSRU.
2. Αδειοδοτήσεις και προεργασία για την επίτευξη έγκρισης έργου. Αυτό το στάδιο περιλαμβάνει την προετοιμασία των συμβάσεων μεταξύ των ενδιαφερομένων μερών, την ανάπτυξη του conceptual design, καθορίζοντας την ακριβή τοποθεσία του έργου, τη λήψη των απαραίτητων αδειών και τον προσδιορισμό του προϋπολογισμού του έργου και τα χρονοδιαγράμματα ως βάση για την έγκριση του έργου που οδηγούν στην τελική απόφαση της επένδυσης. Περιλαμβάνει συζητήσεις με τις απαραίτητες αρχές αδειοδότησης για να διασφαλιστεί ότι μπορούν να είναι όλες οι απαιτούμενες άδειες διαθέσιμες για την κατασκευή και την λειτουργία. Αυτό είναι κρίσιμο για την πραγματοποίηση της τελικής επενδυτικής απόφασης. Όσον αφορά την προκαταρκτική φάση, αυτό μπορεί να είναι μια μακρά διαδικασία για ένα πρώτο έργο, αλλά είναι πιθανό να είναι πολύ μικρότερο για μια επέκταση, δηλαδή ένα δεύτερο FSRU.
3. Κατασκευή. Ο χρόνος που απαιτείται για την απόκτηση του πλοίου FSRU και η κατασκευή της υποδομής όπως λιμενοβραχίονας και διασύνδεση του αγωγού ΦΑ. Οι δύο δραστηριότητες είναι ανεξάρτητες και μπορούν να εκτελούνται παράλληλα. Το πρόγραμμα για την απόκτηση του FSRU θα εξαρτηθεί από το εάν το σκάφος είναι άμεσα διαθέσιμο που απελευθερώθηκε από άλλο έργο ή για νέο σκάφος που πρόκειται να παραδοθεί από το ναυπηγείο. Η επιλογή της νέας κατασκευής θα μπορούσε επίσης να είναι ένα εντελώς νέο πλοίο ή η μετατροπή ενός υπάρχοντος δεξαμενόπλοιου LNG. Με 37 FSRU στο στόλο, τα σκάφη γίνονται διαθέσιμα καθώς κλείνουν τα τερματικά FSRU. Τα χρονοδιαγράμματα κατασκευής για FSRU είναι πολύ παρόμοια με τα δεξαμενόπλοια LNG, δηλαδή 27-36 μήνες. Ο χρόνος παράδοσης εξαρτάται πολύ από τις συνθήκες τις αγορές και τις διαθέσιμες υποδομές του ναυπηγείου. Μια μετατροπή μπορεί να πραγματοποιηθεί σε μικρότερο χρονικό διάστημα 18 μηνών, αλλά μπορεί να μειωθεί σε μόλις 12 μήνες εάν ο κύριος εξοπλισμός παραγγεληθεί νωρίτερα. Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζονται ενδεικτικά χρονοδιαγράμματα ολοκλήρωσης έργων τερματικών σταθμών FSRU με τα χρονοδιαγράμματα αδειοδοτήσεων να παρουσιάζουν μεγάλη διακύμανση και να είναι άμεσα εξαρτόμενα από τις τοπικές αρχές



Εικόνα 72: Χρονοδιαγράμματα ολοκλήρωσης έργων FSRU σε μήνες (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 25)

3.5.6 Διαχείριση ρίσκου επένδυσης

Η διαχείριση του ρίσκου είναι σημαντική για κάθε οργανισμό που συμμετέχει σε ένα έργο FSRU. Η Κυβέρνηση, η τοπική κοινότητα, ο διαχειριστής του έργου, ο ανάδοχος σχεδιασμού, προμήθειας και κατασκευής EPC (Engineering, Procurement, Construction), ο αγοραστής ΦΑ και οι χρηματοδότες έχουν όλοι ρίσκα που πρέπει να κατανοήσουν, να διαχειριστούν και να μετριάσουν. Οι κίνδυνοι γενικά δεν εξαλείφονται από τις αποφάσεις που λαμβάνονται, αλλά επιμερίζονται.

Το ρίσκο της επένδυσης περιλαμβάνει τις επόμενες κατηγορίες:

1. Το ρίσκο του έργου περιλαμβάνει:

- Ρίσκο αγοράς, ισοζύγιο αγοράς LNG και ανταγωνισμός
- Ρίσκο ανάπτυξης, απόκτηση δικαιωμάτων χρήσης γης, ολοκλήρωση αρχικής τεχνικής μελέτης FEED (Front End Engineering Design)
- Ρίσκο-EPC, εγγυήσεις και διασφάλιση υπηρεσιών παράδοσης, εκπαίδευσης προσωπικού, και τήρησης χρονοδιαγραμμάτων
- Οικονομικό ρίσκο, η μελλοντική απεριόριστη χρήση του ΦΑ δεν είναι συμβατή με τη συμφωνία του Παρισιού. Επίσης δεν είναι συμβατή με την πρόθεση της ΕΕ να επιτυγχάνει κλιματική ουδετερότητα έως το 2050. Αυτό σημαίνει ότι το επιχειρηματικό μοντέλο των υφιστάμενων εταιρειών ΦΑ, των υποδομών, και των λειτουργιών δεν θα λειτουργούν πλέον στα μέσα του αιώνα. Ο κίνδυνος για τη βιομηχανίας ΦΑ αυξάνεται από πολλούς παράγοντες. Μειώσεις στο κόστος των ΑΠΕ, πολιτικές και ρυθμιστικές πιέσεις για μείωση της χρήσης ΦΑ απειλούν τη βιομηχανία του ΦΑ. Καθώς οι απειλές αυτές ενισχύονται σε μεγαλύτερη κλίμακα, οι επενδύσεις θα υπονομευθούν περαιτέρω. Όλα τα μέρη της βιομηχανίας ΦΑ απειλούνται από την κλιματική ουδετερότητα. Θα υπονομευθούν οι νέες επενδύσεις στον κλάδο, με τους ιδιοκτήτες δικτύων και παραγωγούς που κινδυνεύουν περισσότερο σε αυτήν τη μετάβαση. Η κατανόηση της υπαρκτής και συστημικής φύσης των κινδύνων που αντιμετωπίζει η βιομηχανία του ΦΑ αποτελεί το κρίσιμο παράγοντα για τη διαχείριση των κινδύνων που σχετίζονται με το κλίμα. Τα διδάγματα στη διαχείριση κινδύνων που σχετίζονται με το κλίμα και οδηγούν τους επενδυτές να μειώσουν την έκθεση τους στον λιγνίτη θα πρέπει να εφαρμοστούν στις επενδύσεις του τομέα του ΦΑ.
- Ασφάλεια προσωπικού
- Επιπτώσεις στην υγεία
- Πρόστιμα μη συμμόρφωσης

2. Ρίσκο τεχνολογίας, οι νέες μονάδες FSRU θεωρείται ότι έχουν χαμηλό ρίσκο, έργου, κόστους, λειτουργικότητας και χρονοδιαγράμματος, διότι με 37 σκάφη σε υπηρεσία και την εμπειρία που αποκτήθηκε μετά από 20 και πλέον χρόνια λειτουργίας. Η αποδοχή τους ενισχύεται από το γεγονός ότι η πλειοψηφία των νέων σκαφών σχεδιάζεται με βάση το τυποποιημένο δεξαμενόπλοιο 174.000m³ της βιομηχανίας και μια ικανότητα αεριοποίησης ενός δισεκατομμυρίου κυβικού ποδιού ανά ημέρα BCF/D (Billion Cubic Feet per Day) χρησιμοποιώντας δοκιμασμένο εξοπλισμό. Από εμπορική άποψη, υπάρχει ο κίνδυνος υπερπροσφοράς

πλοίων σήμερα στον τομέα αυτό αλλά μπορεί να μετριαστεί με τη μεταφορά των πλοίων ως δεξαμενόπλοια μεταφοράς LNG έστω και σε χαμηλότερη τιμή ημέρας. Παρόλα αυτά, σε σχέση με τις χερσαίες εγκαταστάσεις το ρίσκο είναι υψηλότερο.

3. Κρατικό ρίσκο, το ρίσκο της χώρας εγκατάστασης περιλαμβάνει:
 - Πολιτική αξιοπιστία, διαφάνεια
 - μεταρρυθμίσεις πολιτικών υποστήριξης επενδύσεων, κυβερνητική σταθερότητα, ρυθμιστικό πλαίσιο ενέργειας
4. Ρίσκο τοποθεσίας, το ρίσκο της τοποθεσίας εγκατάστασης περιλαμβάνει:
 - Ρίσκο επηρεασμού της τοπικής κοινωνίας
 - Φήμη επενδυτή

Ο πίνακας που ακολουθεί περιλαμβάνει ενδεικτικές κατηγορίες ρίσκου καθώς και προτεινόμενες επιλογές μετριασμού του (mitigation) σε ένα έργο LNG.

Type of Risks	Risk Implication	Risk Mitigation
Market Risk	LNG Market balance and competition	Economic analysis
Political & Regulatory Risk	Policy change, government stability, energy regulatory framework	Engage government as partner to financial and development negotiations
Development Risk	Land rights ownership, FEED study completion, site and land access	Follow known and rigid development processes, leases, contracts, and documentation stages
Financial Risk	Sovereign Guarantees, World Bank guarantees, credit worthiness of LNG off-taker, LNG off-taker financial commitment to upstream, LNG Facility and other auxiliary investment (Power Plant)	Manage financial actions through known, transparent international monetary vehicles. Engage investors willing to support long-term sustainable programs
Environmental Risk	Natural disaster potential, endangered species, air and water quality emissions to populated areas	Follow international environmental standards from World Bank, ISO, and main treaties to mitigate future environmental or regulatory issues
Engineering, Procurement & Construction Risk	EPC guarantees and warranties, EPC ability to leverage local content with adequate service delivery, training, and schedule assurance	Engage proven EPCs with track record to include full "sign-off" of EPC terms and Local Content and Social Responsibility mandates
Community Impact Risk	Competition for road access, air, light, dust, and noise impacts, social and cultural impacts, waste disposal, price increase for food, health and sanitation on community	Engage local government, commercial and industry early in development to include full communications planning. Invest early in community-focused programs
Personnel Safety	Worker safety, control of criminal activity, trafficking control	Invest early in community security and safety training programs
Health Impact	Limit community and worker exposure to disease, minimizing strain on healthcare facility availability. Road safety	Invest sufficiently early in community health and education/information programs
Compliance Penalties	Creating a culture of compliance, timely payment of penalties, enforcement of international treaties for compliance (e.g., Child Labor), reporting and monitoring	Develop project management office for full communications, change control, and compliance program requirements
Corporate Reputation	Outreach and reputation to community through low to high tech communications, local content training, community training, primary and secondary school level training, healthcare provisions, revenue investment back to impacted community	Investment in country, community, and communications programs for local and global communications of joint government, corporate, and project successes
Country Reputational Risk	Political reputation federal, state and local, community positive impacts, transparency and visible local investment into society food, water, energy, and human security	Support governmental public policy, marketing, communications and highlight international investment to promote country level success

Πίνακας 13: Παράδειγμα ρίσκου επενδύσεων LNG και τρόποι μετριασμού (Department of Energy USA, 2021, pp. 181-182)

Το ρίσκο είναι δυνατόν να κατηγοριοποιηθεί σε τέσσερεις κατηγορίες με επίπεδα σύμφωνα με τον επόμενο πίνακα ώστε η διαχείριση μεταξύ των εμπλεκόμενων μερών να είναι ορατή με στόχο τον μετριασμό του.

	Most Serious Consequences				
	V. Low	Low	Moderate	High	
Highly Likely	Level 4	Level 5	Level 6	Level 7	HL
Probable	Level 3	Level 4	Level 5	Level 6	P
Unlikely	Level 2	Level 3	Level 4	Level 5	U
Very Unlikely	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4	VU
	VL	L	M	H	

Πίνακας 14: Ενδεικτικός πίνακας ρίσκου (Department of Energy USA, 2021, p. 183)

3.5.7 Εκτίμηση κινδύνου

Ο στόχος της εκτίμησης κινδύνου είναι η εφαρμογή μιας αυστηρής εξέτασης της προτεινόμενης θέσης και λειτουργικότητας των επιλογών του τερματικού σταθμού FSRU προκειμένου να αποδειχθεί ότι έχουν ληφθεί υπόψη όλα τα τυχαία γεγονότα, ο κατάλληλος μετριασμός δράσεων για τη μείωση του κινδύνου και αν είναι δυνατόν ο προσδιορισμός της καλύτερης επιλογής. Η καταλληλότερη μορφή εξέτασης για τον προσδιορισμό του κινδύνου του σχεδιασμού και της λειτουργικότητας παρέχεται από την εφαρμογή της επίσημης αξιολόγησης της ασφάλειας, την αξιολόγηση τοποθεσίας, τον προσδιορισμό κινδύνου HAZID (Hazard Identification), τον κίνδυνο και την λειτουργικότητα HAZOP (Hazard and Operability), και την ποσοτική εκτίμηση κινδύνου QRA (Quantified Risk Assessment).

Οι κύριοι στόχοι των προτεινόμενων μελετών είναι:

- Προσδιορισμός και αξιολόγηση όλων των κινδύνων και των θεμάτων θαλάσσιας λειτουργίας που σχετίζονται με το FSRU, διεργασίες εξαγωγής αερίου, προσέγγιση προμηθευτή LNG/ελλιμενισμός στον τερματικό σταθμό και από πλοίο σε πλοίο STS (Ship-to-Ship), LNG εργασίες μεταφοράς φορτίου
- Προσδιορισμός και αξιολόγηση όλων των κινδύνων που σχετίζονται με την προτεινόμενη τοποθεσία και διάταξη του τερματικού επαναεριοποίησης LNG, βραχίονες εξαγωγής αερίου, εξαγωγές λιμενοβραχιόνων, χερσαίο αγωγό και όλες τις σχετικές υπηρεσίες κοινής ωφέλειας, ελέγχους και διατάξεις ασφάλειας
- Ανάλυση ενός προκαταρκτικού QRA για την προτεινόμενη αξιολόγηση της τοποθεσίας και μοντελοποίηση όλων των σημαντικών σεναρίων, που ποσοτικοποιούν και απεικονίζουν την έκταση των πιθανών επιπτώσεων στην περιοχή του τερματικού σταθμού
- Ποσοτικοποίηση και επεξήγηση των κινδύνων για τα μέρη και το κοινό από σεναρία απελευθέρωσης LNG/ΦΑ για την επιλογή τοποθεσίας

3.5.8 Κίνδυνοι ΦΑ και LNG

Οι σχετιζόμενοι κίνδυνοι που προκύπτουν από την χρήση του LNG και του ΦΑ είναι:

- Ιδιότητες ΦΑ, το ΦΑ είναι ένα μείγμα μεθανίου, κύριο συστατικό, και άλλων χαμηλού μοριακού βάρους υδρογονανθράκων, όπως αιθάνιο και προπάνιο. Το LNG είναι ΦΑ που διατηρείται σε υγρή μορφή σε εξαιρετικά χαμηλές θερμοκρασίες και πιέσεις κοντά στην ατμοσφαιρική. Η διαδικασία της υγροποίησης απαιτεί την απομάκρυνση ρύπων όπως το νερό και το διοξείδιο του άνθρακα, έτσι ώστε η συγκέντρωση αυτών των ρύπων στο LNG και το ΦΑ που παράγεται από την εξάτμιση του LNG να είναι εξαιρετικά χαμηλές. Οι φυσικές ιδιότητες του μεθανίου, του αιθανίου, και του προπάνιου σε σχέση με το σημείο ανάφλεξης συνοψίζονται στον πίνακα που ακολουθεί

Property	Substance		
	Methane	Ethane	Propane
Chemical Formula	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈
Molecular weight	16.04	30.07	44.09
Atmospheric boiling point (°C)	-161.5	-88.6	-42.1
Liquid specific gravity (relative to water = 1)	0.422 (at -160°C)	0.546 (at -88.6°C)	0.590 (at -50°C)
Gas specific gravity (relative to air = 1)	0.55	1.1	1.5
Lower Flammable Limit (% v/v)	5	2.9	2.1
Upper Flammable Limit (% v/v)	15	13	9.5

Πίνακας 15: Φυσικές ιδιότητες συστατικών ΦΑ (LLOYD'S Register, 2017, pp. 10-11)

- Κίνδυνοι πυρκαγιάς και εκρήξεων, το ΦΑ όταν απελευθερώνεται ως αέριο ή όταν παράγεται με εξάτμιση του LNG και απελευθερώνεται σχηματίζοντας εύφλεκτα μίγματα στον αέρα συγκεντρώσεων 5- 15 %. Αν και το ΦΑ σε θερμοκρασία περιβάλλοντος είναι λιγότερο πυκνό από τον αέρα, οι ατμοί του ΦΑ που παράγονται από το LNG στους -162°C είναι περίπου 1.5 φορές πιο πυκνοί από τον αέρα στους 25°C. Ως εκ τούτου ΦΑ ως αέριο υπό πίεση σε θερμοκρασία περιβάλλοντος γίνεται ταχέως ανθεκτικό κατά την απελευθέρωσή του. Ωστόσο, ο κρύος ατμός που δημιουργείται από την εξάτμιση του LNG συμπεριφέρεται ως ένα πυκνό νέφος. Καθώς οι κρύοι ατμοί αναμειγνύονται με τον αέρα γίνονται πιο ζεστοί και λιγότερο πυκνοί, το σύννεφο παρουσιάζει αρνητική άνωση έως ότου διασκορπιστεί κάτω από το κατώτερο όριο αναφλεξιμότητας LFL (Lower Flammable Limit) . Διαφορετικοί τύποι κινδύνου πυρκαγιάς μπορεί να προκύψουν, ανάλογα με το αν πρόκειται για ΦΑ ή LNG που έχει απελευθερωθεί-διαφύγει. Αυτοί οι κίνδυνοι πυρκαγιάς περιλαμβάνουν πυρκαγιές jet που είναι μια ισχυρή κατεύθυνσης φλόγα που προκαλείται από την καύση μιας συνεχούς απελευθέρωσης υπό πίεση κοντά στο σημείο απελευθέρωσης, flash που προκύπτει από την ανάφλεξη ενός νέφους εύφλεκτου αερίου ή ατμού όταν η συγκέντρωση του αερίου εντός του νέφους βρίσκεται εντός των εύφλεκτων ορίων και pool που οι αναφλεγόμενες εκκλύσεις εύφλεκτων υγρών συμπεριλαμβανομένου του LNG τείνουν να προκαλέσουν πυρκαγιές. Σε ορισμένες συνθήκες εκρήξεις νέφους ατμού VCE (Vapor Cloud Explosions) μπορεί επίσης να συμβούν.
- Jet fires, είναι μια ισχυρή κατεύθυνσης φλόγα που προκαλείται από την καύση μιας συνεχούς απελευθέρωσης υπό πίεση εύφλεκτου ΦΑ κοντά στο σημείο απελευθέρωσης. Η ανάφλεξη μπορεί να συμβεί σύντομα μετά την έναρξη της κυκλοφορίας ή μπορεί να καθυστερήσει με τη φλόγα να καίγεται ξανά στο νέφος. Οι πυρκαγιές αυτές μπορεί να προκύψουν από αναφλεγόμενες διαρροές από τη διαδικασία εξοπλισμού όπως δοχεία, σωλήνες, φλάντζες, και αγωγούς. Μια πυρκαγιά μπορεί να κατευθυνθεί οριζόντια ή κάθετα ή υπό γωνία. Μια πυρκαγιά jet μπορεί να επηρεάσει τις δομές ή άλλο εξοπλισμό της διαδικασίας δίνοντας τη δυνατότητα κλιμάκωσης του περιστατικού. Η ένταση της θερμικής ακτινοβολίας που εκπέμπεται από τις πυρκαγιές jet μπορεί να είναι αρκετή για να προκαλέσει βλάβη σε εκτεθειμένα πρόσωπα.
- Flash fires, οι flash πυρκαγιές προκύπτουν από την ανάφλεξη ενός νέφους εύφλεκτου αερίου ή ατμού, όταν η συγκέντρωση του αέριο εντός του νέφους βρίσκεται εντός των εύφλεκτων ορίων. Σε αυτή την περίπτωση το εύφλεκτο σύννεφο μπορεί να δημιουργείται από: απελευθέρωση εύφλεκτου αερίου υπό πίεση ΦΑ ή εξάτμιση μιας δεξαμενής πτητικών-εύφλεκτου LNG. Συνήθως μια πυρκαγιά εκδηλώνεται ως αποτέλεσμα καθυστερημένης ανάφλεξης μόλις εμφανιστεί το εύφλεκτο νέφος και έχει χρόνο να αναπτυχθεί και να φτάσει σε μια πηγή ανάφλεξης. Έλλειψη εγκλεισμού ή συμφόρησης η καύση μέσα στο σύννεφο λαμβάνει χώρα σχετικά αργά χωρίς σημαντική υπερπίεση. Θεωρείται ότι οι θερμικές επιδράσεις περιορίζονται γενικά στο περίβλημα της φλόγας όπου υπάρχει πολύ μεγάλη πιθανότητα θανάτου.

- Pool fires, οι αναφλεγόμενες εκλύσεις εύφλεκτων υγρών συμπεριλαμβανομένου του LNG τείνουν να προκαλέσουν πυρκαγιές Pool. Όπως και με τις Jet πυρκαγιές, η ανάφλεξη της δεξαμενής υγρού μπορεί να συμβεί αμέσως μετά την έναρξη της απελευθέρωσης ή μπορεί να συμβεί ως αποτέλεσμα αναδρομής (flashback) από απομακρυσμένη πηγή ανάφλεξης εάν το υγρό είναι πολύ πτητικό και να δημιουργήσει ένα νέφος εύφλεκτων ατμών.
- Vapor Cloud πυρκαγιές, όταν ένα σύννεφο εύφλεκτου αερίου καταλαμβάνει μια περιοχή που είναι περιορισμένη και πρόκειται να αναφλεγεί προκύπτει έκρηξη νέφους ατμού.
- Κρουγονικά εγκαύματα, η εξαιρετικά χαμηλή θερμοκρασία του LNG σημαίνει ότι μπορεί να προκαλέσει εγκαύματα αν έρθει σε επαφή με εκτεθειμένο δέρμα. Επιπλέον η εισπνοή των ψυχρών ατμών που παράγονται από το LNG μπορεί να προκαλέσει βλάβη στους πνεύμονες.
- Γρήγορη μετάβαση φάσης, εφόσον το LNG χυθεί στο νερό συνήθως σχηματίζει μια δεξαμενή βρασμού στην επιφάνεια του νερού. Ωστόσο σε ορισμένες περιπτώσεις το LNG που μπορεί να απελευθερωθεί στο νερό μπορεί να αλλάξει από υγρό σε ατμό σχεδόν στιγμιαία. Μια ταχεία μετάβαση φάσης μπορεί να δημιουργήσει υπερπίεση και φούσκωμα-διασπορά ατμών. Οποιαδήποτε ζημιά από την υπερπίεση που δημιουργείται τείνει να είναι αρκετά τοπική.

3.5.9 Λειτουργική ενσωμάτωση FSRU με τον τερματικό σταθμό

Για να διασφαλιστεί η επιτυχής λειτουργία του έργου της επαναεριοποίησης η ενσωμάτωση μεταξύ της μονάδας FSRU και του τερματικού σταθμού είναι απαραίτητη. Η ενσωμάτωση μπορεί να επιτευχθεί μέσω μιας προσέγγισης που βασίζεται στον κίνδυνο πραγματοποιώντας μελέτες, (LLOYD'S Register, 2016, pp. 22-24):

- Αναγνώρισης κινδύνου HAZID, αυτή η μελέτη πραγματοποιείται για τον εντοπισμό πιθανών κινδύνων και την αξιολόγηση των LNG δεξαμενόπλοιων, την πλωτή μονάδα, τον τερματικό σταθμό και υποστηρικτικά μέσα όπως ρυμουλκά. Αυτές οι αξιολογήσεις στοχεύουν στον εντοπισμό και της μείωσης των δυνητικών κινδύνων και την ελαχιστοποίηση των σχετικών κινδύνων σε λογικά-εφικτά επίπεδα. Η προς εξέταση μελέτη απευθύνεται σε:
 - ✓ προσέγγιση σε λιμάνι και εργασίες ελλιμενισμού για το δεξαμενόπλοιο LNG και την πλωτή μονάδα FSRU
 - ✓ τοποθεσία, εγκατάσταση και λειτουργία της εγκατάστασης του FSRU, εκφόρτωση LNG στην πλωτή μονάδα
 - ✓ θαλάσσιες εγκαταστάσεις, σχεδιασμός διατάξεων και συστημάτων σωληνώσεων για την εξασφάλιση της ακεραιότητας της εγκατάστασης
 - ✓ διασφαλίσεις και περιουσιακά στοιχεία λιμενικής υποστήριξης
 - ✓ κανονιστικές απαιτήσεις για τη συμμόρφωση του έργου
 - ✓ σενάρια πιθανής λειτουργίας αποτυχίας
 - ✓ πιθανές διαδικασίες αντιμετώπισης έκτακτης ανάγκης
- Κίνδυνος και λειτουργικότητα HAZOP, αυτή η μελέτη πραγματοποιείται μετά το HAZID. Εξετάζει τους πιθανούς κινδύνους που μπορεί να θέσουν σε κίνδυνο την λειτουργία της μονάδας και προσδιορίζει ασφαλείς διαδικασίες απομόνωσης και λειτουργικότητας στα εγχειρίδια λειτουργίας. Τυπικά στα έργα FSRU πραγματοποιείται ένα HAZOP που εξετάζει την διανομή του ΦΑ από το πλοίο και ένα δεύτερο πραγματοποιείται για τη μελέτη των λειτουργιών μεταφοράς από τον δεξαμενόπλοιο LNG προς την μονάδα FSRU. Το πεδίο εφαρμογής αυτών των μελετών περιλαμβάνει:
 - ✓ λεπτομερή εξέταση των συστημάτων
 - ✓ εκτίμηση των συνεπειών παύσης λειτουργικών διεργασιών
 - ✓ αξιολόγηση της επάρκειας για απομόνωση και έλεγχο δυνητικών κινδύνων σε όλες τις εποχές
 - ✓ θέσπιση μέτρων που επιτρέπουν την ασφαλή λειτουργία ανά πάσα στιγμή
 - ✓ πιθανά σενάρια λειτουργιών αστοχίας και διαδικασιών αντιμετώπισης έκτακτης ανάγκης
- Προσομοιώσεις πλοήγησης, η κατανόηση των κινδύνων που σχετίζονται με τις μετακινήσεις των πλοίων, η αλληλεπίδραση με άλλες εγκαταστάσεις τερματικών μονάδων, και τα βοηθήματα πλοήγησης μπορούν να τροφοδοτήσουν περαιτέρω αξιολογήσεις, καθώς παρέχουν πληροφορίες για:
 - ✓ το μέγιστο μέγεθος του δεξαμενόπλοιου LNG που προσεγγίζει τον τερματικό σταθμό
 - ✓ το μέγιστο μέγεθος της πλωτής μονάδας
 - ✓ ρυμουλκά που απαιτούνται για τη διαμετακόμιση και τον ελλιμενισμό
 - ✓ τις συνέπειες τυπικών γεγονότων αστοχίας για τις μεταφορές δεξαμενόπλοιων LNG
 - ✓ λιμενικές αρχές για καταστάσεις πλοήγησης με χάρτες

- Ποσοτική αξιολόγηση κινδύνου QRA, χρησιμοποιώντας τα ευρήματα του HAZID, των προσομοιώσεων πλοήγησης, του HAZOP με βάση προηγούμενες εργασίες για άλλους τερματικούς σταθμούς επαναεριοποίησης. Αυτές οι αστοχίες μελετώνται για να ποσοτικοποιήσουν τις επιπτώσεις στις δομές των πλωτών μονάδων και των δεξαμενόπλοιων LNG, την προστασία προσωπικού, και των εγκαταστάσεων του τερματικού σταθμού. Το πεδίο εφαρμογής του QRA καλύπτει αστοχίες μεταφοράς LNG και γεγονότα αστοχίας του πλοίου, όπως:
 - ✓ διαρροή LNG
 - ✓ διαρροών ΦΑ υψηλής πίεσης
 - ✓ ανάφλεξη ΦΑ με αποτέλεσμα πυρκαγιά ή/και έκρηξη
 - ✓ ατυχήματα κυκλοφορίας πλοίων
- Αξιοπιστία, διαθεσιμότητα, συντήρηση RAM (Reliability, Availability, Maintainability), οι κύριοι στόχοι μιας μελέτης RAM που πραγματοποιείται σύμφωνα με το ISO 20815 είναι:
 - ✓ η αντιμετώπιση και ενίσχυση της φιλοσοφίας του FSRU
 - ✓ ο προσδιορισμός των κρίσιμων ζητημάτων αξιοπιστίας και διαθεσιμότητας του εξοπλισμού
 - ✓ η επάρκεια κρίσιμων ανταλλακτικών του συστήματος επαναεριοποίησης
 - ✓ η αντιμετώπιση των χρονοδιαγραμμάτων και των προμήθειων συντήρησης

Το ακριβές πεδίο κάθε μελέτης και τι πρέπει να εκτελεστεί προέρχεται από το προς εξέταση μοντέλο αποθήκευσης και επαναεριοποίησης. Αυτές οι μελέτες πρέπει να εκτελούνται από μια ομάδα ειδικών και εμπειρογνομόνων σε μεθοδολογίες κινδύνου με στόχο:

- Τον προσδιορισμό όλων των κινδύνων και κρίσιμων ζητημάτων που σχετίζονται με τη μεταφορά LNG, τις δραστηριότητες επαναεριοποίησης και το ΦΑ, και την διανομή του στο δίκτυο μεταφοράς
- Την ποσοτικοποίηση όλων των πιθανών διαρροών LNG/ΦΑ βάση αξιόπιστων σεναρίων κινδύνου που εντοπίστηκαν, τον προσδιορισμό των δυνητικών κινδύνων για τις λιμενικές εγκαταστάσεις κοντά σε τρίτα μέρη, τον πληθυσμό και το περιβάλλον όπου πρέπει να είναι σε αποδεκτά επίπεδα
- Την καθιέρωση μιας λεπτομερούς φιλοσοφίας της μονάδας FSRU για εξοικονόμηση μεγιστοποιώντας τις δραστηριότητες επαναεριοποίησης/προμήθειας ΦΑ και τις εμπορικές απαιτήσεις του έργου
- Τη συμμόρφωση του έργου με τους κατάλληλους διεθνείς κώδικες και πρότυπα για αυτόν τον τύπο της εγκατάστασης

Η φάσεις εκπόνησης των μελετών κινδύνου παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί

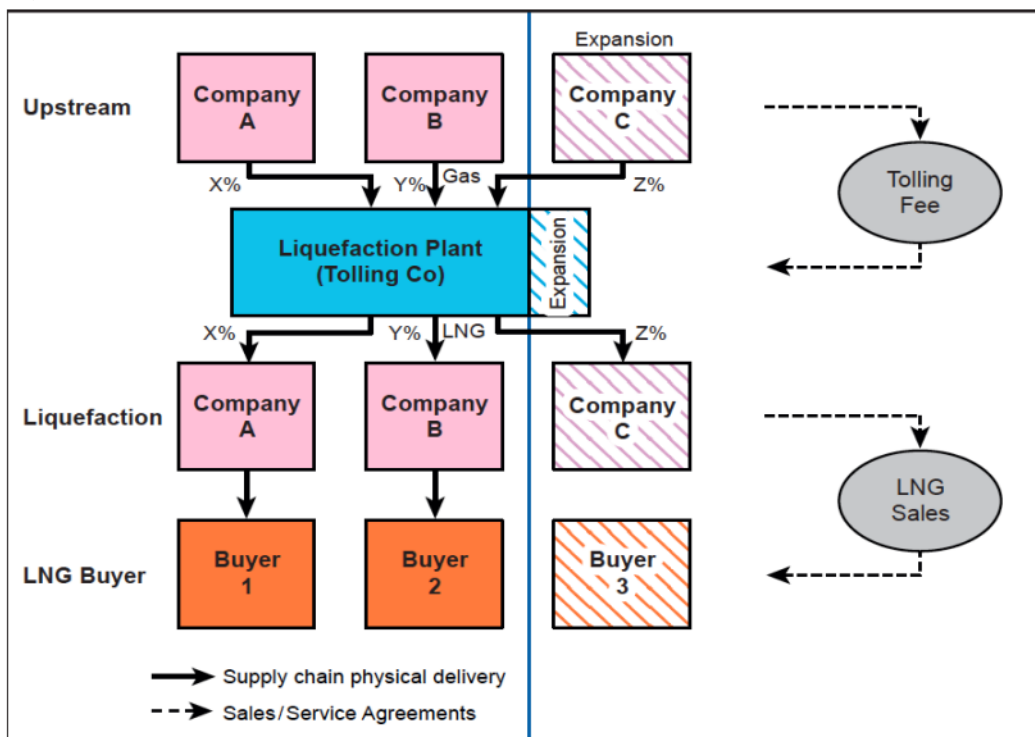


Πίνακας 16: Φάσεις μελετών κινδύνου HAZID/HAZOP/QRA FSRU (LLOYD'S Register, 2016, p. 39)

3.5.10 Επιχειρησιακά μοντέλα

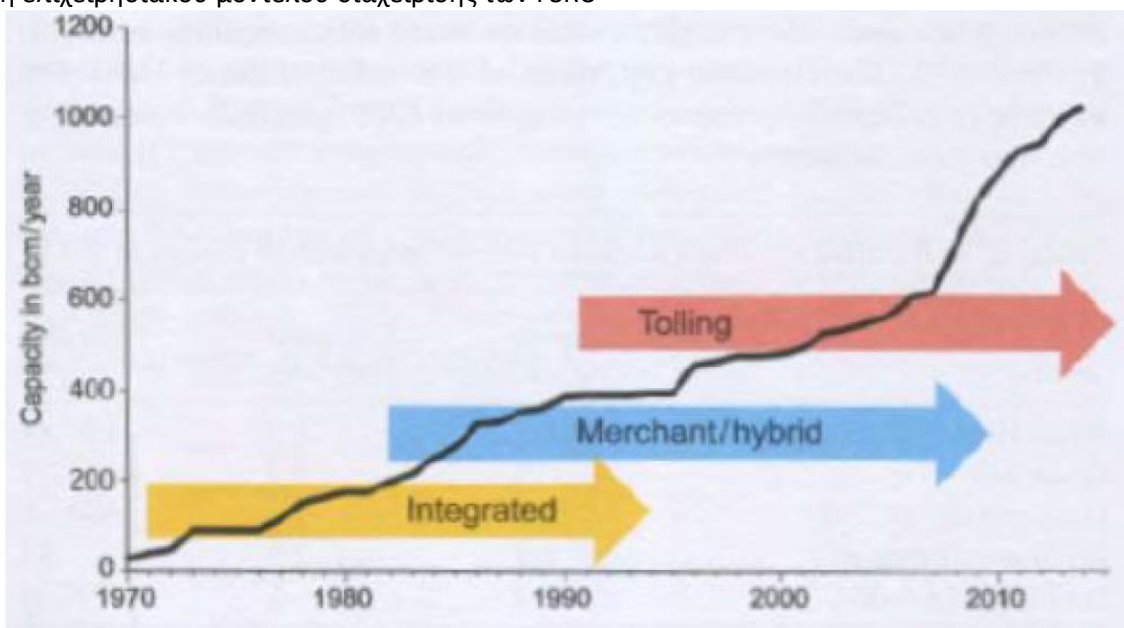
Τα επιχειρησιακά μοντέλα διαχείρισης των τερματικών σταθμών FSRU διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες:

1. Το ενσωματωμένο μοντέλο (integrated model), ο τερματικός σταθμός ανήκει στην ενεργειακή εταιρεία η οποία διαχειρίζεται επίσης την εγκατάσταση παραγωγής ΦΑ, το υγροποιεί, το μεταφέρει, το αποθηκεύει, το εξατμίζει, και στέλνει το ΦΑ στο δίκτυο ή στον καταναλωτή. Ο σχεδιασμός, η κατασκευή και η εγκατάσταση του τερματικού σταθμού αναλαμβάνεται συνήθως από έναν ανάδοχο σε βάση EPC.
2. Το εμπορικό μοντέλο (merchant model) είναι πιο περίπλοκο. Ο τερματικός σταθμός ανήκει στην ενεργειακή εταιρεία που αγοράζει το LNG, το εμπορεύεται, και στην συνέχεια προμηθευθεί το ΦΑ μετά την διαδικασία επαναεριοποίησης στους καταναλωτές. Ο παραγωγός του LNG δεν συμμετέχει στο τερματικό σταθμό.
3. Το μοντέλο ενοικίασης (tolling model), ο ιδιοκτήτης του τερματικού σταθμού νοικιάζει την δυναμικότητα στην ενεργειακή εταιρεία όπως στον LNG προμηθευτή ή τον αγοραστή του ΦΑ σε καθορισμένη τιμή. Αυτό το μοντέλο φαίνεται να είναι η προτιμώμενη προσέγγιση για τερματικούς σταθμούς FSRU και παρουσιάζεται στην επόμενη εικόνα.



Εικόνα 73: Δομή Tolling model (The Oxford Institute for Energy Studies, 2019, p. 9)

Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρατηρούμε ότι από το 2010 και μετά το tolling model αποτελεί την προτιμητέα επιλογή επιχειρησιακού μοντέλου διαχείρισης των FSRU



Εικόνα 74: Επιχειρησιακά μοντέλα FSRU (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 27)

3.5.11 Ανάλυση SWOT

Η ανάλυση SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats) για τα FSRU παρουσιάζεται συνοπτικά στα ακόλουθα σημεία, (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 32):

Πλεονεκτήματα (Strengths)

- Χαμηλότερο επενδυτικό κόστος και κόστος κεφαλαίου, καλύτερο cash flow και απόσβεση επένδυσης. Θεωρείται ιδανική λύση για μικρές ιδιωτικές εταιρείες στις οποίες η συγκέντρωση επενδυτικού κεφαλαίου πιθανόν να συναντήσει δυσκολίες
- Συντομότερο χρονικό διάστημα ολοκλήρωσης έργου και κατά συνέπεια συντομότερη είσοδος ΦΑ στην αγορά με αποτέλεσμα την βελτίωση της ανταγωνιστικότητας και την διασφάλιση του συμβολαίου εφοδιασμού
- Επιλογή για μίσθωση μέσω leasing με αποτέλεσμα την βελτίωση του cash flow και την απόσβεση της επένδυσης
- Δυνατότητα μετακίνησης για να ανταποκριθεί σε περιόδους αυξημένης ζήτησης ΦΑ
- Ευκολότερη διαδικασία αδειοδοτήσεων σε σχέση με τις χερσαίες εγκαταστάσεις
- Η κατασκευή του σε ναυπηγεία εξασφαλίζει εμπιστοσύνη αναφορικά με το κόστος παράδοσης και της ημερομηνίας ολοκλήρωσης
- Η ναυπήγηση του ελαχιστοποιεί τοπικές παρεμβολές σε σχέση με τις χερσαίες εγκαταστάσεις που απαιτούν μεγάλης κλίμακας έργα πολιτικού μηχανικού
- Το FSRU μπορεί να χρησιμοποιηθεί και σαν LNG δεξαμενόπλοιο ελαχιστοποιώντας το ρίσκο στην περίπτωση που η ζήτηση του ΦΑ παρουσιάσει κάμψη

Ευκαιρίες (Opportunities)

- Επιλογή αγοράς του FSRU στην περίπτωση που υπάρξει μακροπρόθεσμη αγορά ΦΑ
- Πρώιμη παράδοση ΦΑ ενώ παράλληλα μπορεί να καθορίζει μακροπρόθεσμες ανάγκες της αγοράς
- Προοπτική για πρώιμη παράδοση ΦΑ για έργα παραγωγής ενέργειας
- Για νέες μικρότερες αγορές ενέργειας ΦΑ συμπεριλαμβανομένων και έργων παραγωγής ενέργειας από ΦΑ

Αδυναμίες (Weaknesses)

- Η αποθήκευση και επαναεριοποίηση περιορίζεται στο μέγεθος του πλοίου με ονομαστικές δυναμικότητες 173.000m³ και 6ΜΤΡΑ. Μεγαλύτερου μεγέθους πλοία έχουν κατασκευαστεί αλλά στην βάση συμβάσης έργου
- Η επέκταση της δυναμικότητας είναι πιο δύσκολη συγκριτικά με τις χερσαίες εγκαταστάσεις η οποία απαιτεί την εγκατάσταση μεγαλύτερης μονάδας επαναεριοποίησης ή την προσθήκη ενός επιπλέον FSRU
- Τυπικά μικρότερο απόθεμα ασφάλειας, ενώ μια τυπική χερσαία μονάδα περιλαμβάνει συνήθως 2 δεξαμενές
- Τα FSRU είναι ευάλωτα στις καιρικές συνθήκες σε αντίθεση με τις χερσαίες εγκαταστάσεις που δεν αντιμετωπίζουν αυτό το θέμα
- Περιορισμένη συμμετοχή του τοπικού παράγοντα-εταιρειών κατά την φάση της κατασκευής σε αντίθεση με τις χερσαίες εγκαταστάσεις οι οποίες είναι τεχνικά έργα μεγάλης κλίμακας
- Δεν υπάρχει η δυνατότητα για διεργασία εξισορρόπησης αζώτου (nitrogen balancing) για την ρύθμιση της θερμογόνου δύναμης σε αντίθεση με μια χερσαία εγκατάσταση

Απειλές (Threats)

- Η ιδιοκτήτρια εταιρεία να μπει σε καθεστώς εκκαθάρισης (liquidation)-καλύπτεται από την σύμβαση
- Μη έγκριση του έργου λόγω τοπικών αντιδράσεων
- Μη έγκριση του έργου καθώς δεν λογίζεται ως μόνιμη εγκατάσταση λόγω του ότι βρίσκεται σε θαλάσσιο χώρο
- Σημαντικά κόστη ανάπτυξης υποδομών λιμένα πιθανόν να καταστήσουν το έργο μη βιώσιμο

3.6 Τεχνική επισκόπηση τερματικών σταθμών FSRU

3.6.1 Σύγκριση με χερσαίους τερματικούς σταθμούς

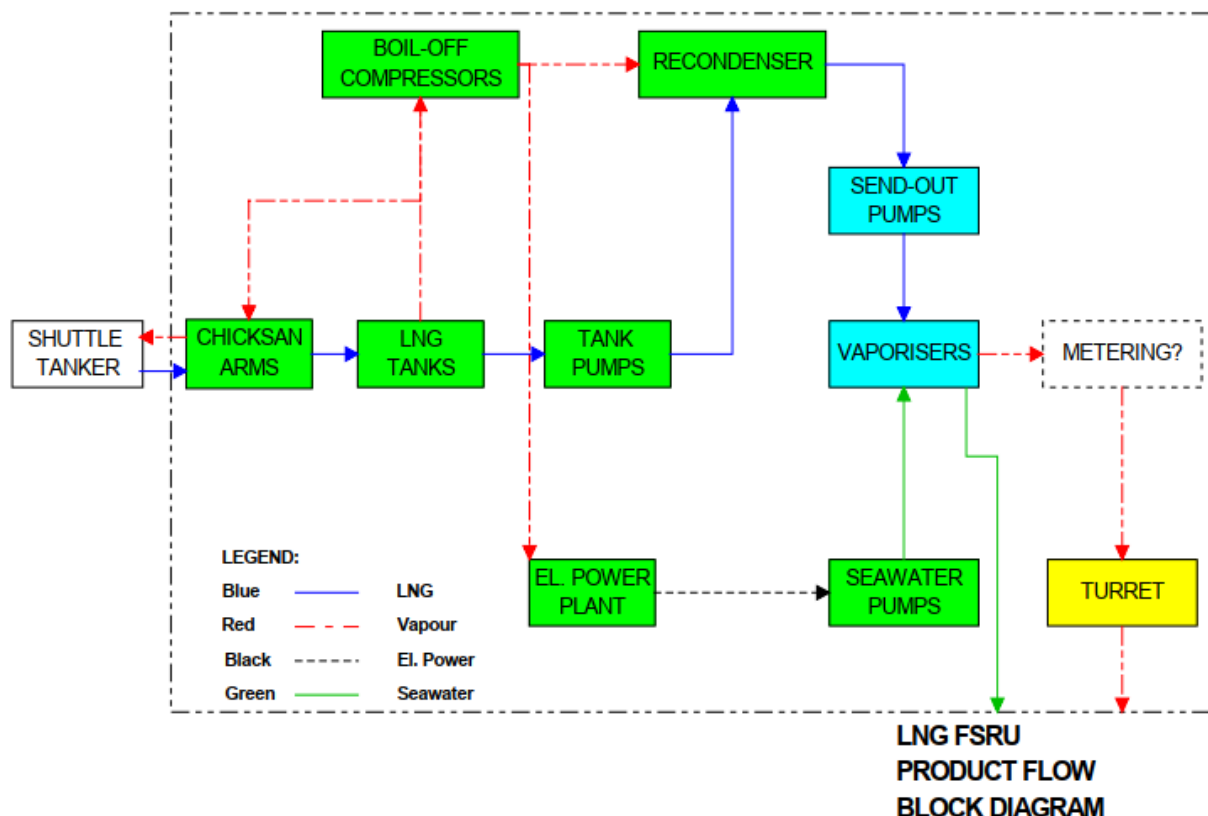
Η σύγκριση ενός τερματικού σταθμού με μια χερσαία εγκατάσταση παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί. Βασικό πλεονέκτημα είναι η ευελιξία τοποθέτησης της πλωτής μονάδας, το χαμηλότερο κόστος κατασκευής, και ο χρόνος παράδοσης. Βασικό μειονέκτημα είναι ο περιορισμός της δυναμικότητας στα περίπου 170.000m³ -6ΜΤΡΑ.

Feature	FSRU	Onshore	Comments
Send-out < 6 mtpa	X		Allows for quicker fuel switching
Additional capacity required in future	X	X	Space on onshore site allows additional vaporizers to be added. Additional FSRU can be added.
Storage > 170,000 m ³	X	X	If conversion, Max vessel size ~ 170,000 m ³ . New-build can be custom designed. However, could add FSU.
Additional storage required in future	X	X	Space on onshore site allows for further tanks. Could consider adding FSU.
Strategic storage required	X	X	FSRU is a flexible option. Multiple FSUs can be leased.
No existing harbour available	X		Offshore FSRU with pipeline to shore provides the best option as harbour/breakwater construction can be very expensive.
Water depth < 14 m at harbour entrance	X		Dredging expensive and ongoing OPEX. Offshore FSRU with pipeline to shore provides the best low cost option.
Required Onshore permits difficult to issue - NIMBY	X		Onshore terminals are major construction projects involving major earth moving and heavy construction materials creating major disruptions and delays.
Fast track need for gas market	X		Onshore terminals typically take up to 5 years to construct.
Financing / lack of capital restrictions Lower CAPEX	X		FSRU can be leased. Still need to finance harbour works if needed, and pipeline connection to customers/grid etc.
Availability of land for onshore terminal	X		Land reclamation can be an expensive option.

Πίνακας 17: Σύγκριση FSRU και χερσαίων εγκαταστάσεων (Tsakos Gas Partners Limited, 2021, p. 11)

3.6.2 Διάγραμμα ροής FSRU

Τα FSRU βασίζονται σε δεξαμενόπλοια LNG και χρησιμοποιούν ουσιαστικά την ίδια τεχνολογία με τους χερσαίους τερματικούς σταθμούς. Η μόνη πραγματική διαφορά είναι ότι ο εξοπλισμός είναι διαμορφωμένος για να είναι κατάλληλος για την ναυπηγική κατασκευή και υπεράκτιες διεργασίες. Για ένα νέας κατασκευής πλοίο, ο εξοπλισμός είναι συνήθως ενσωματωμένος στο σκάφος και κατασκευάζεται με το πλοίο. Για μετατροπή ο εξοπλισμός συνήθως κατασκευάζεται ως ξεχωριστές μονάδες και τοποθετείται εκ των υστέρων στο δεξαμενόπλοιο σε ναυπηγείο για ελαχιστοποίηση του χρόνου. Το διάγραμμα ροής ενός τερματικού σταθμού FSRU παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί.

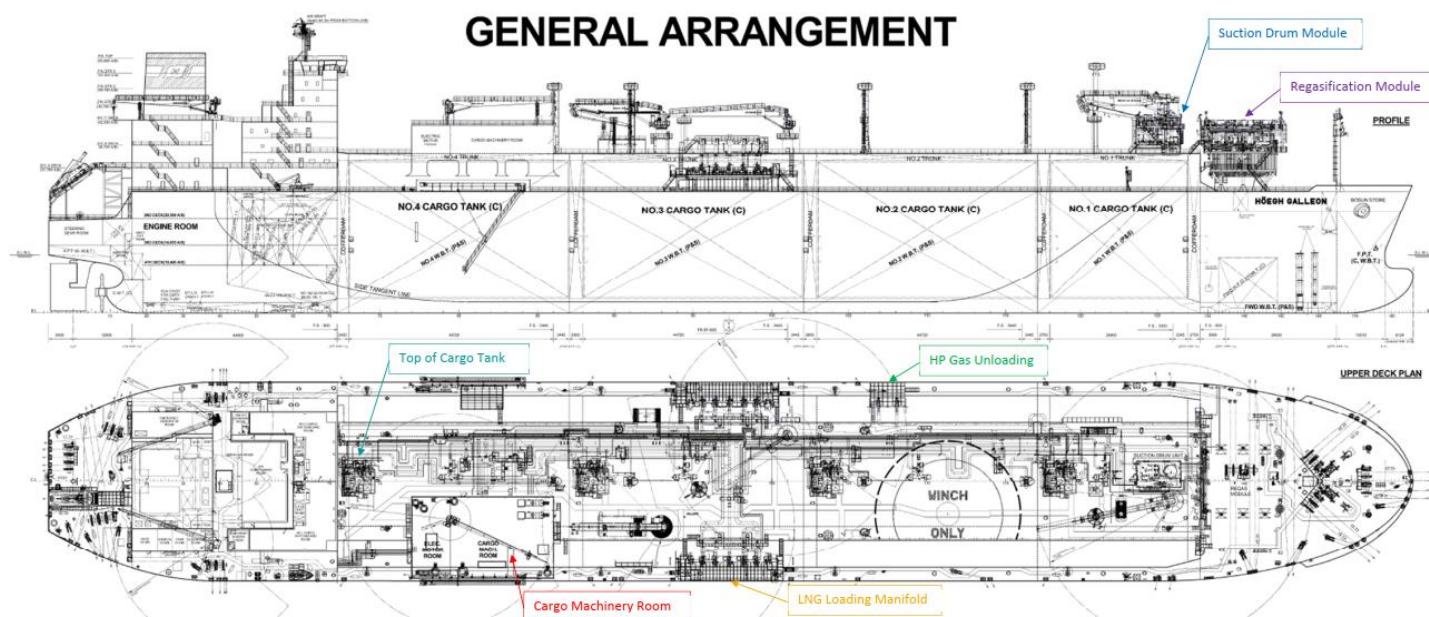


Εικόνα 75: Διάγραμμα ροής FSRU (LEIF HÖEGH & CO, 2004, p. 5)

Το LNG παραλαμβάνεται μέσω βραχιόνων εκφόρτωσης (loading arms) ή σωλήνων-μάνικες (manifolds), μετρίεται και αποθηκεύεται στις δεξαμενές. Οι αντλίες χαμηλής πίεσης που βρίσκονται στις δεξαμενές αποθήκευσης στέλνουν το LNG για επανασυμπύκνωση (recondensers) όπου έρχεται σε επαφή με συμπιεσμένο ατμοποιημένο αερίου BOG. Από τις δεξαμενές αποθήκευσης το BOG συμπυκνώνεται ξανά σε LNG πριν εισοδο στις αντλίες υψηλής πίεσης. Ένα μέρος του BOG χρησιμοποιείται ως καύσιμο στο FSRU και συμπληρώνεται εάν απαιτείται από εξατμισμένο LNG. Το καύσιμο που χρησιμοποιείται είναι μετρημένο. Οι αντλίες υψηλής πίεσης αυξάνουν την πίεση του LNG από 5barg στην πίεση εξαγωγής που απαιτείται από τον πελάτη που είναι συνήθως 50barg για μονάδα παραγωγής ενέργειας ή 100barg για δίκτυο ΦΑ. Το LNG εξατμίζεται στη συνέχεια σε πίεση εξαγωγής, μετράται και εξάγεται μέσω βραχιόνων εξαγωγής ΦΑ ή σωλήνες στον αγωγό εξαγωγής και εν συνέχεια στον πελάτη.

3.6.3 Γενική διάταξη πλοίου FSRU

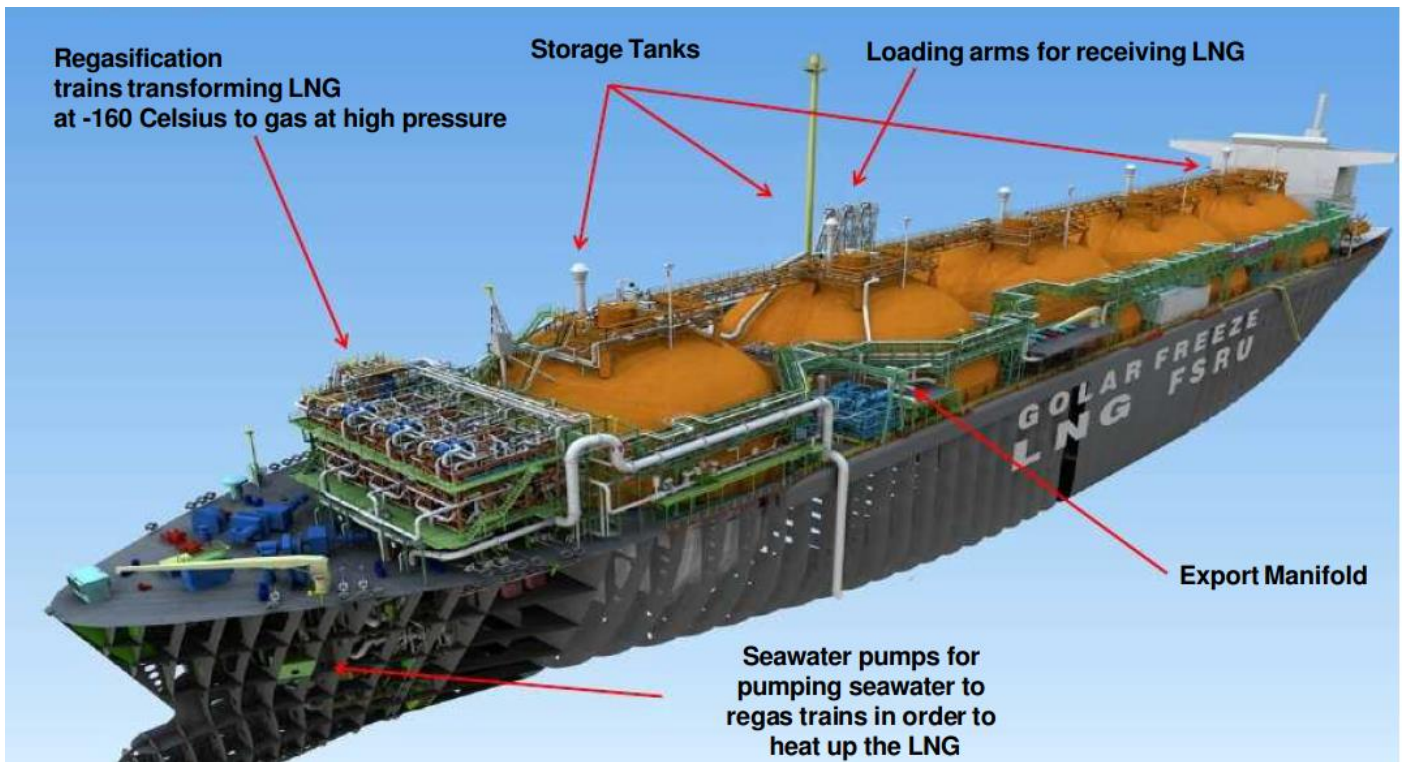
Η γενική διάταξη ενός δεξαμενόπλοιο FSRU με 4 δεξαμενές μεμβράνης LNG, τυπικά 170-174.000m³, με το σύστημα επαναεριοποίησης να βρίσκεται στην πλήρη παρουσιάζεται στο ναυπηγικό σχέδιο που ακολουθεί.



Εικόνα 76: Γενική διάταξη FSRU (Worley Parsons, 2018, p. 2)

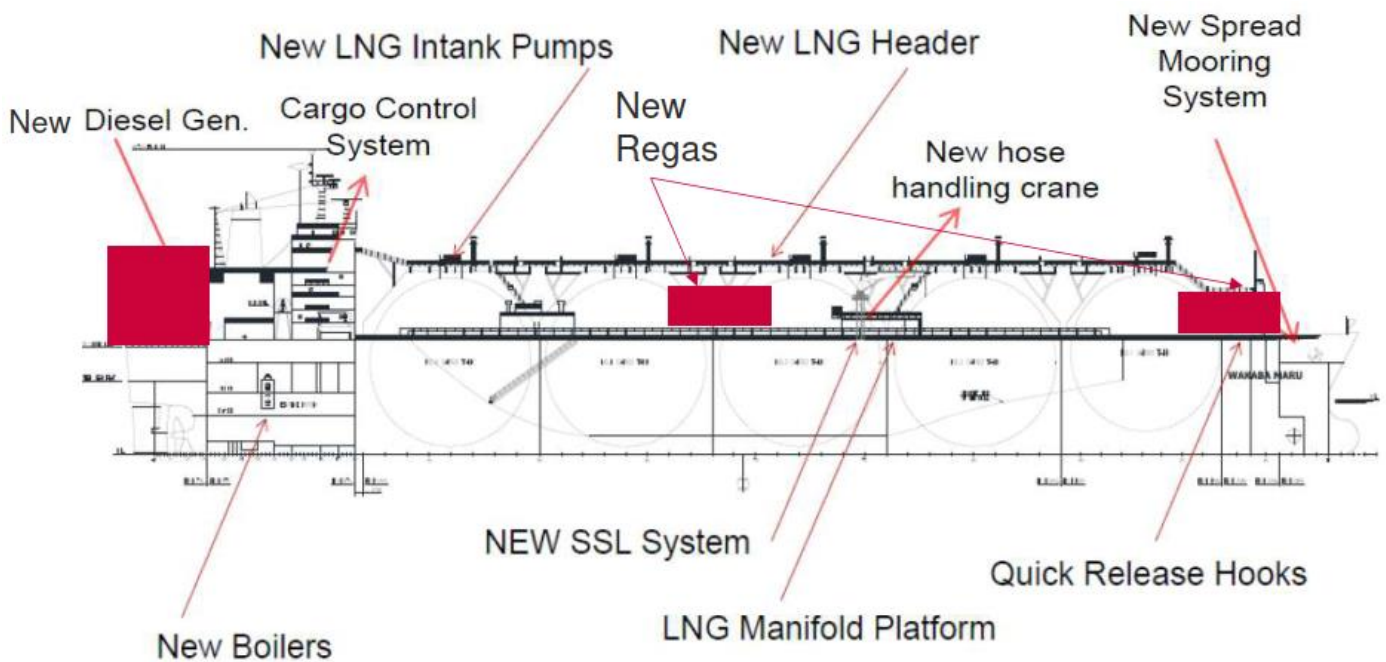
Τα βασικά τμήματα και συστήματα ενός δεξαμενόπλοιο FSRU παρουσιάζονται στην επόμενη σχηματική διάταξη και είναι, (V Cozzani E Rademaeker, 2014, p. 2):

- Δεξαμενές αποθήκευσης LNG. Οι δεξαμενές βρίσκονται σε σχετική πίεση από 0.07-0.25bar και θερμοκρασία -163°C. Κάθε δεξαμενή είναι εξοπλισμένη με βαλβίδες που ελέγχονται από το σύστημα αερισμού για την αποτροπή ανεπιθύμητων αυξήσεων πίεσης και κατάθλιψη στις δεξαμενές.
- Εξοπλισμό διαχείρισης LNG φορτίου, αυτός περιλαμβάνει συμπιεστές υψηλού και χαμηλού φορτίου, LNG αντλίες και εξατμιστές
- Αντλίες LNG στις δεξαμενές αποθήκευσης
- Σύστημα επαναεριοποίησης
- Σύστημα μέτρησης εξαγωγής ΦΑ
- Σύστημα πρόσδεσης
- Δοχείο εξαερισμού και πύργος flare
- Σύστημα εκφόρτωσης



Εικόνα 77: Βασικός εξοπλισμός FSRU (Golar LNG Energy, 2011, p. 3)

Στις περιπτώσεις ανακατασκευής μια τυπική διάταξη αναβάθμισης ενός δεξαμενόπλοιου LNG σε FSRU παρουσιάζεται στο επόμενο σχέδιο.

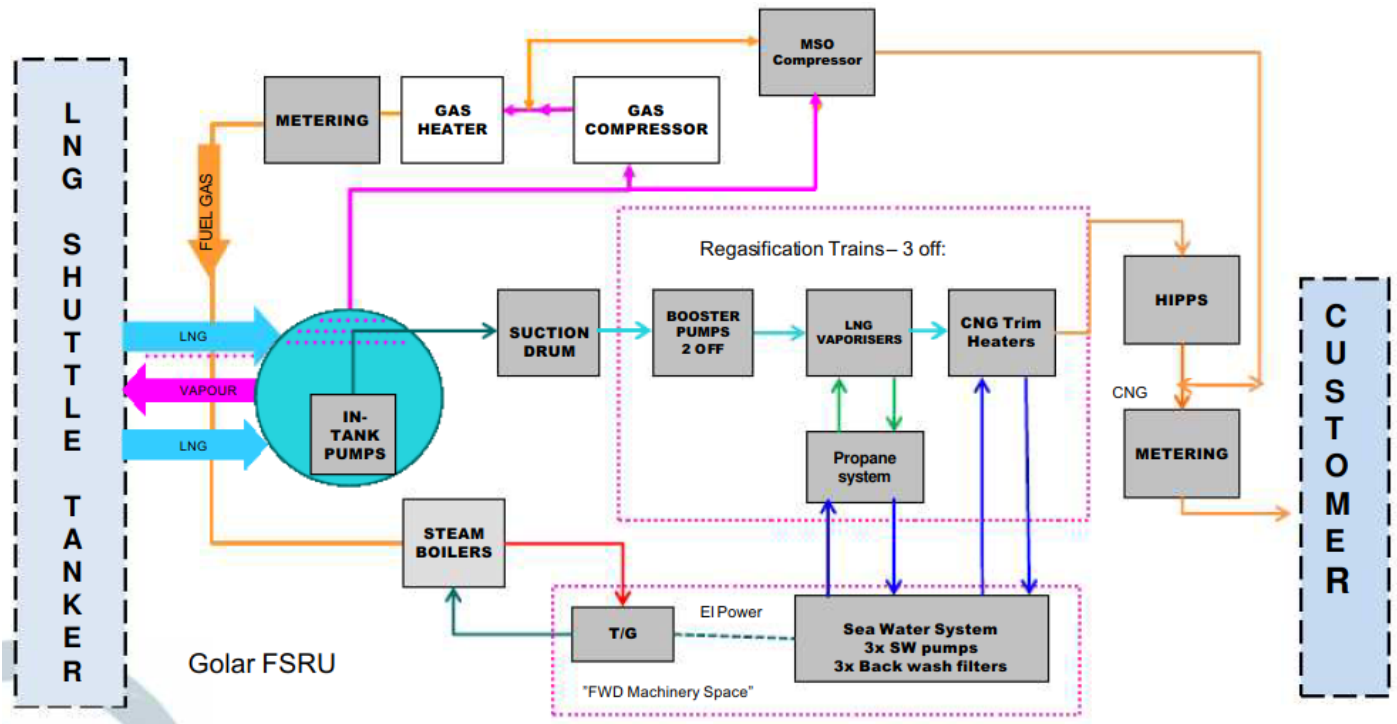


Εικόνα 78: Τυπική διάταξη ανακατασκευής πλοίου LNG σε FSRU (J. Boulland, 2019, p. 52)

3.6.4 Τεχνολογίες επαναεριοποίησης

Η διεργασία επαναεριοποίησης του FSRU όπως απεικονίζεται στο διάγραμμα ροής που ακολουθεί περιλαμβάνει: Το LNG μεταφέρεται στις δεξαμενές του FSRU με ειδικές αντλίες τροφοδοσίας LNG από τις δεξαμενές φορτίου του δεξαμενόπλοιου LNG, το LNG στέλνεται σε αντλία υψηλής πίεσης που χρησιμοποιείται για να αυξήσει την πίεση πριν από την είσοδο του στον ατμοποιητή, στην συνέχεια το LNG εξατμίζεται και στέλνεται στον τελικό χρήστη. Ο τύπος του ατμοποιητή LNG που χρησιμοποιείται για τη διαδικασία αεριοποίησης επιλέγεται προσεκτικά λαμβάνοντας υπόψη τις συνθήκες περιβάλλοντος. Για παράδειγμα, η περιοχή όπου το θαλασσινό νερό είναι κατάλληλο ως μέσο θέρμανσης συνιστάται να εφαρμόζεται ατμοποιητής χρησιμοποιώντας θαλασσινό νερό. Ωστόσο, η περιοχή όπου η θερμοκρασία του θαλασσινού νερού είναι πολύ χαμηλή για να είναι μέσο θέρμανσης ή δεν επιτρέπεται από

περιβαλλοντικούς περιορισμούς, πρέπει να ληφθούν υπόψη άλλοι τύποι θερμαντικού μέσου, όπως προπάνιο, και γλυκόλη.



Εικόνα 79: Διάγραμμα ροής αεριοποίησης LNG (Golar LNG Energy, 2011, p. 4)

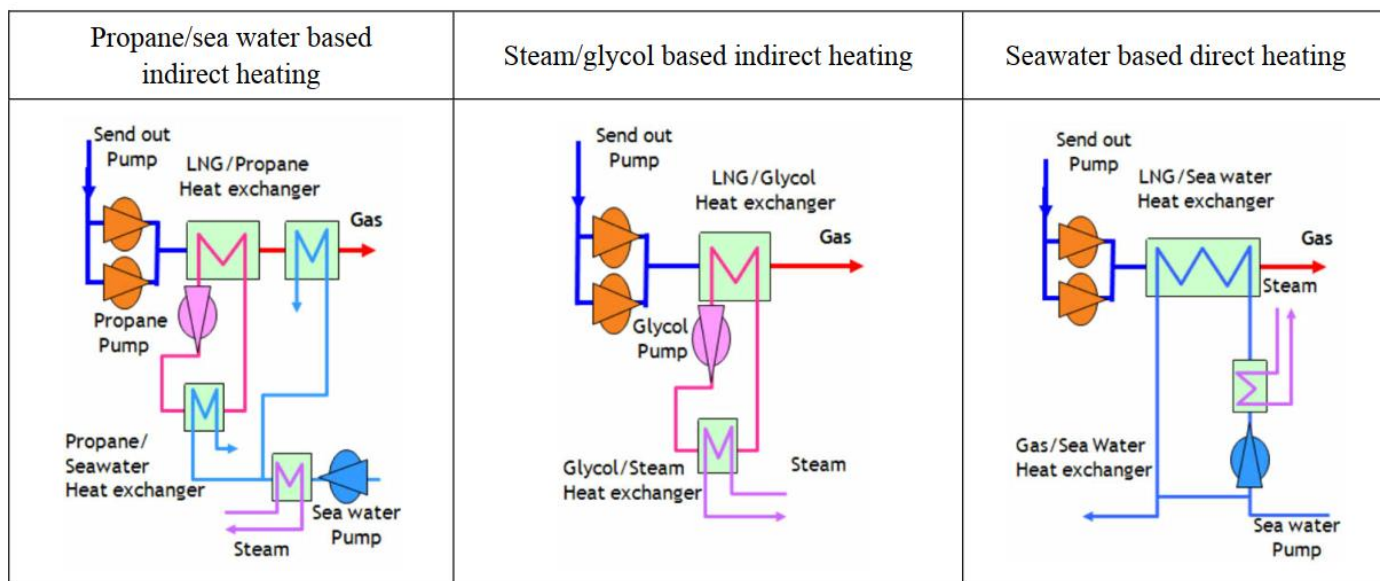
Το LNG εξατμίζεται σε εναλλάκτες θερμότητας χρησιμοποιώντας ένα σύστημα ανοιχτού βρόχου (open loop) ή ένα σύστημα κλειστού βρόχου (closed loop).

Για το σύστημα ανοιχτού βρόχου το νερό της θάλασσας περνάει μία φορά και επιστρέφει στη θάλασσα με τον ίδιο τρόπο όπως είναι στις ανοιχτές ράγας ατμοποιητές σε χερσαίους τερματικούς σταθμούς. Το σύστημα ανοιχτού βρόχου είναι το απλούστερο και χρησιμοποιεί άμεσο θαλασσινό νερό σε έναν εναλλάκτη θερμότητας κελύφους και σωλήνα (shell and tube). Το θαλασσινό νερό αντλείται στον εναλλάκτη θερμότητας, εξατμίζει το LNG και το αφήνει περίπου 10°C πιο κρύο. Αυτό συνίσταται καλύτερα σε ζεστά κλίματα θαλασσινού νερού για να ελαχιστοποιηθεί ο κίνδυνος παγώματος του θαλασσινού νερού. Το θαλασσινό νερό επιστρέφει απευθείας στη θάλασσα, ανοιχτός βρόχος. Η ενέργεια που χρησιμοποιείται για την άντληση του θαλασσινού νερού μέσω του εναλλάκτη θερμότητας καταναλώνει περίπου 1.5% του αποστέλλοντος ΦΑ για παραγωγή ενέργειας, παρόμοιο στους τερματικούς σταθμούς στην ξηρά.

Το σύστημα κλειστού βρόχου χρησιμοποιεί ένα μέσο θέρμανσης που κυκλοφορεί, τυπικά ένα μείγμα γλυκού νερού/γλυκόλης, το οποίο θερμαίνεται με ατμό από τους λέβητες του πλοίου. Αυτό είναι παρόμοιο με την προσέγγιση βυθισμένου ατμοποιητή καύσης που χρησιμοποιείται στους χερσαίους τερματικούς σταθμούς. Αυτή η μέθοδος χρησιμοποιεί επιπλέον 1% της αποστολής εξατμισμού ΦΑ για τη θέρμανση του κυκλοφορούντος υγρού για εξατμισμό του LNG, δηλαδή συνολική κατανάλωση 2.5%

Υπάρχει επίσης η επιλογή για τη χρήση της ενδιάμεσης διαδικασίας εξατμισμού υγρού IFV (Intermediate Fluid Vaporization). Το σύστημα IFV μπορεί να είναι είτε σε ανοιχτό βρόχο είτε σε κλειστό βρόχο, αλλά η εξατμισμό πραγματοποιείται σε δύο στάδια, το πρώτο με ατμούς προπάνιου που συμπυκνώνεται και το δεύτερο με θαλασσινό νερό ή ψυκτικό θερμαντικό μέσο. Το προπάνιο εξατμίζεται εκ νέου χρησιμοποιώντας το ζεστό θαλασσινό νερό ή το θερμαντικό μέσο. Τα πλεονεκτήματα αυτού του συστήματος είναι ότι μειώνει τον κίνδυνο ψύξης μη επιτρέποντας την επικοινωνία με του LNG με το θαλασσινό νερό και μπορεί επίσης να χρησιμοποιήσει συμπαγείς εναλλάκτες θερμότητας μειώνοντας το βάρος και το μέγεθος. Μειονέκτημα είναι η εισαγωγή του εξαιρετικά εύφλεκτου προπάνιου στο FSRU. Για να καλυφθούν οι ποικίλες ανάγκες διαφορετικών τοποθεσιών και να παρέχεται ευελιξία, υπάρχει μια τάση για τα νέες κατασκευές πλοίων να έχουν δυνατότητα ανοιχτού και κλειστού βρόχου. Εάν το νερό της θάλασσας απορρίπτεται απευθείας στην θάλασσα και επιτρέπεται από τις τοπικές αρχές προτιμάται η χρήση του καθώς χρησιμοποιεί σημαντικά λιγότερα καύσιμα, με αποτέλεσμα χαμηλότερο λειτουργικό κόστος και χαμηλότερες εκπομπές CO₂. Τυπικές τεχνολογίες είναι αυτές με χρήση προπάνιου/θαλασσινού νερού, η έμμεση θέρμανση με βάση

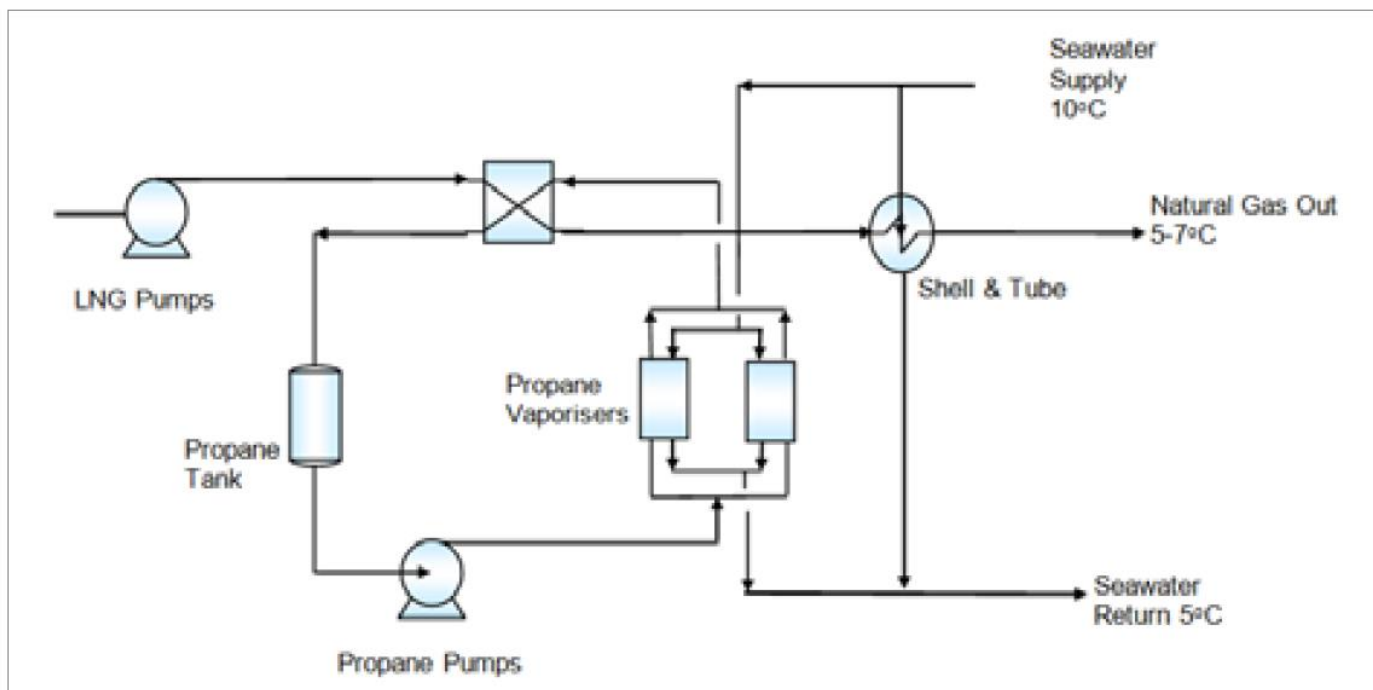
το θαλασσινό νερό, η έμμεση θέρμανση με ατμό/γλυκόλη και η άμεση θέρμανση με βάση το θαλασσινό νερό όπως παρουσιάζονται στο διάγραμμα που ακολουθεί.



Εικόνα 80: Τεχνολογίες επαναεριοποίησης LNG (D. Lee M. Ha S. Kim S. Shin, 2014, p. 312)

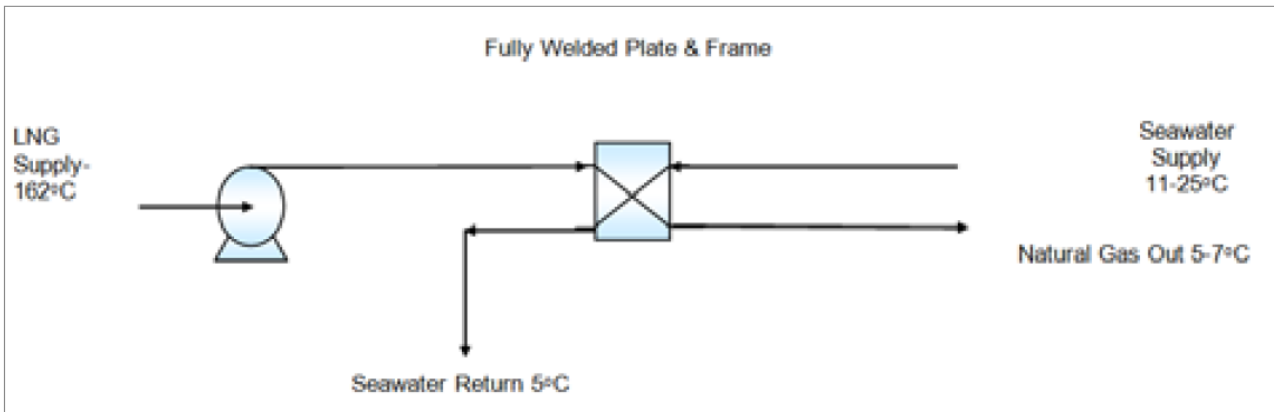
Τα συστήματα επαναεριοποίησης διακρίνονται στις ακόλουθες κατηγορίες:

1. Ατμοποιητές θαλάσσιου νερού κλειστού βρόχου. Με το σύστημα επαναεριοποίησης κλειστού βρόχου χρησιμοποιώντας προπάνιο το LNG θερμαίνεται με προπάνιο από -162°C έως -10°C πριν από το προϊόν ατμού που υπερθερμαίνεται στους 5° έως 7°C . Το υγρό προπάνιο αντλείται γύρω από το βρόχο ψύξης. Η πίεση στην κατάθλιψη των αντλιών προπάνιου είναι περίπου 4.7bar. Η θερμοκρασία εξάτμισης του προπάνιου σε αυτή την πίεση είναι περίπου 0°C . Μετά τη θέρμανση του LNG, το προπάνιο αποστέλλεται πίσω στη δεξαμενή προπάνιου σε θερμοκρασία -5°C .



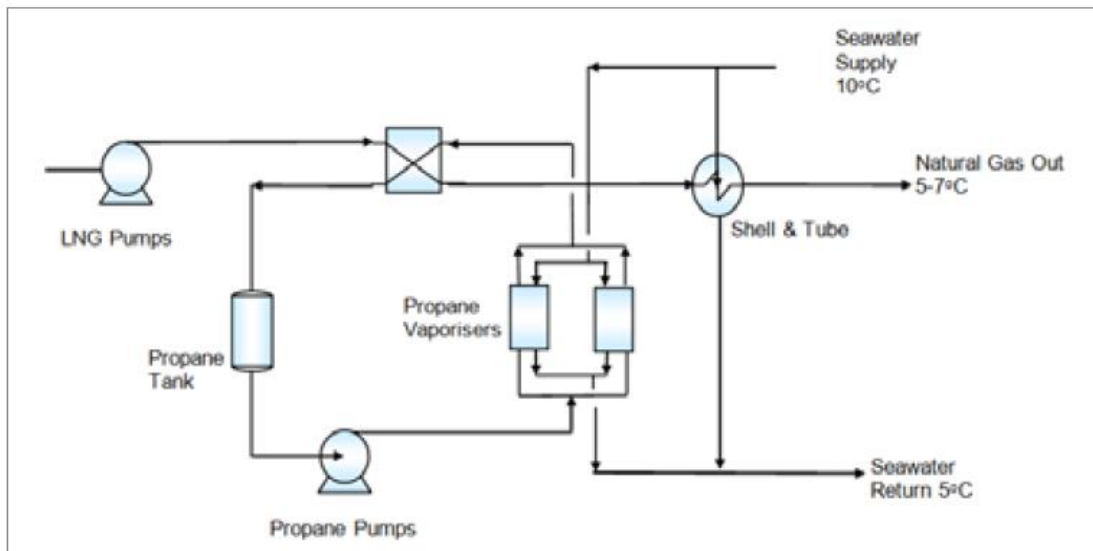
Εικόνα 81: Σύστημα αεριοποίησης LNG κλειστού βρόχου προπάνιου με θαλασσινού νερό ως θερμαντικό μέσο (LLOYD'S Register, 2016, p. 17)

2. Ατμοποιητές ανοιχτού βρόχου θαλασσινού νερού. Είναι το απλούστερο από όλα τα συστήματα επαναεριοποίησης καθώς περιλαμβάνει μόνο μία διαδικασία εναλλαγής θερμότητας και ένα σετ αντλιών εκτός από την παροχή του LNG. Το θαλασσινό νερό ανέρχεται στην απαιτούμενη πίεση από ένα σύνολο αντλιών θαλασσινού νερού που χρησιμοποιούνται για την θέρμανση του LNG από τους -162°C . Οι σωληνώσεις θαλασσινού νερού είναι κατασκευασμένοι από ανοξείδωτο ατσάλι 22% διπλής όψης. Μετά τη θέρμανση του LNG το θαλασσινό νερό απορρίπτεται στη θάλασσα.



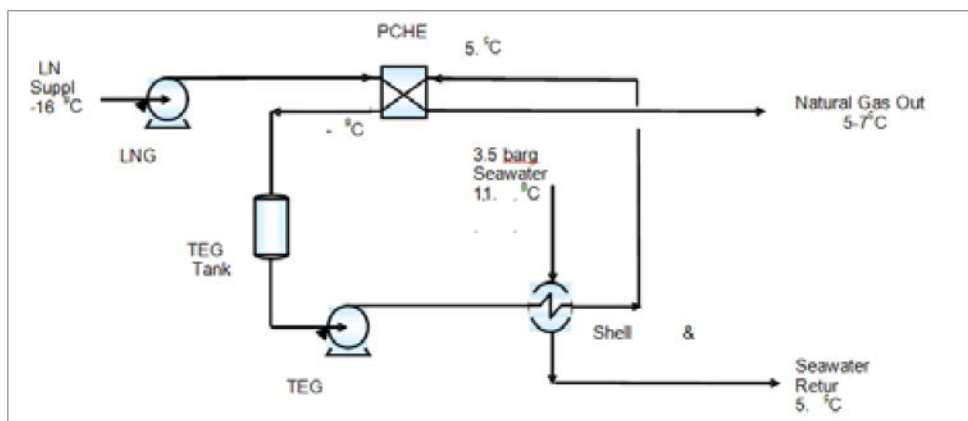
Εικόνα 82: Σύστημα αεριοποίησης LNG ανοιχτού βρόχου θαλασσινού νερού (LLOYD'S Register, 2016, p. 17)

- Ατμοποιητές κλειστού βρόχου τριαιθυλενίου γλυκόλης TEG (Triethylene Glycol) νερού και ατμού. Το LNG θερμαίνεται στην απαιτούμενη θερμοκρασία αποστολής με ένα μείγμα TEG και γλυκού νερού, 35% TEG σε θερμοκρασία 90°C. Το μίγμα TEG -γλυκού νερού αφήνεται να κρυώσει στους 30°C πριν ξαναζεσταθεί με ατμό. Το TEG αντλείται γύρω από το σύστημα με φυγόκεντρη αντλία. Ο ατμός παρέχεται σε πίεση 23 barg και υπερθερμαίνεται στους 30°C. Μετά τη θέρμανση το μίγμα TEG-γλυκού νερού οδηγείται στον εναλλάκτη θερμότητας κελύφους και σωλήνα ενώ ο ατμός επιστρέφεται υπό ψύξη ως συμπύκνωμα. Αυτός ο τύπος συστήματος μπορεί να χρησιμοποιηθεί όταν θαλασσινό νερό οι θερμοκρασίες είναι πολύ κρύες ή οι τοπικοί περιβαλλοντικοί κανονισμοί απαγορεύουν τη χρήση θαλασσινού νερού.



Εικόνα 83: Σύστημα αεριοποίησης LNG κλειστού βρόχου TEG, νερού, και ατμού (LLOYD'S Register, 2016, p. 18)

- Ατμοποιητές κλειστού βρόχου χρησιμοποιώντας μείγμα TEG/νερού και θαλασσινού νερού. Το LNG θερμαίνεται μέχρι την απαιτούμενη θερμοκρασία εξόδου με μίγμα TEG και γλυκού νερού. Το μέσο θέρμανσης για το TEG είναι μίγμα γλυκού και θαλασσινού νερού



Εικόνα 84: Σύστημα αεριοποίησης LNG κλειστού βρόχου TEG, νερού, και θαλασσινού νερού (LLOYD'S Register, 2016, p. 18)

Κάθε ένα από τα παραπάνω συστήματα προσφέρει πλεονεκτήματα και περιορισμούς σύμφωνα με τις απαιτήσεις επαναεριοποίησης του FSRU. Δεν υπάρχει μεμονωμένη σωστή επιλογή. Εμπορικά και λειτουργικά χαρακτηριστικά πρέπει να ληφθούν υπόψη καθώς και πώς το σύστημα μπορεί να λειτουργήσει αποτελεσματικά επί της πλωτής μονάδας.

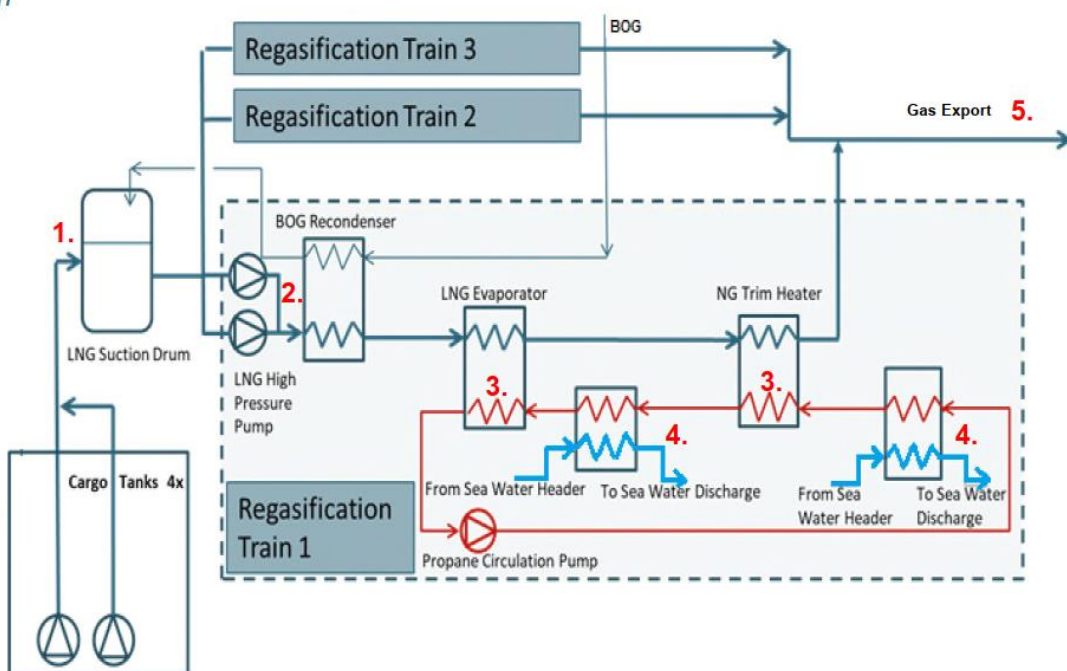
Στην εικόνα που ακολουθεί παρουσιάζεται μια μονάδα αεριοποίησης LNG αποτελούμενη από 3 συρμούς ατμοποιητών, ο καθένας με δυναμικότητα 250 εκατομμύρια κανονικά κυβικά πόδια ανά ημέρα MMSCFD (Million Standard Cubic Feet per Day), ονομαστικής δυναμικότητας 500MMSCFD και ελάχιστης 5 MMSCFD. Η δυναμικότητα μέγιστης ζήτησης είναι 750MMSCFD για τον ανοικτό βρόχο και 500MMSCFD για τον κλειστό.



Εικόνα 85: Μονάδα επαναεριοποίησης FSRU (LEIF HÖEGH & CO, 2020, p. 15)

Το διάγραμμα ροής της παραπάνω μονάδας και τα στάδια που ακολουθούνται απεικονίζονται στην επόμενη εικόνα:

1. LNG pumped from storage tanks to common suction drum
2. LNG pumped through heat exchangers for vaporization
3. Intermediate propane loop exchanges heat with LNG
4. The propane intermediate loop is heated by the sea water loop
5. Pressurized Natural Gas exported to shore grid



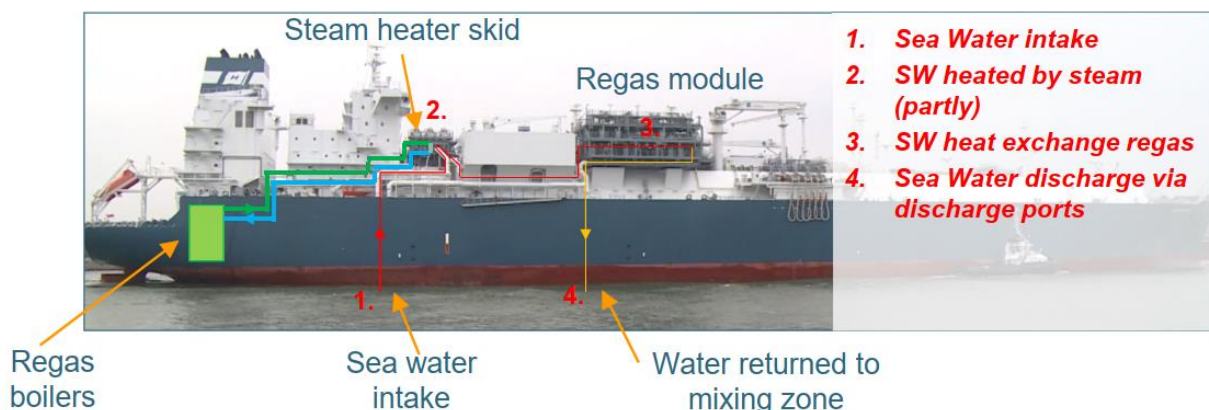
Εικόνα 86: Διάγραμμα ροής αεριοποίησης LNG με τρεις συρμούς (LEIF HÖEGH & CO, 2020, p. 16)

Κατά την λειτουργία ανοιχτού βρόχου, όλη η θερμότητα για επαναεριοποίηση λαμβάνεται από το τοπικό θαλασσινό νερό, το νερό εκκενώνεται σε αρχική διαφορά θερμοκρασίας 7°C χαμηλότερη από τη θερμοκρασία του θαλασσινού νερού. Ο όγκος του νερού που απορροφάται και απορρίπτεται ποικίλλει ανάλογα με το ποσοστό αποστολής του ΦΑ. Η διαδικασία αυτή παρουσιάζεται στην εικόνα που ακολουθεί.



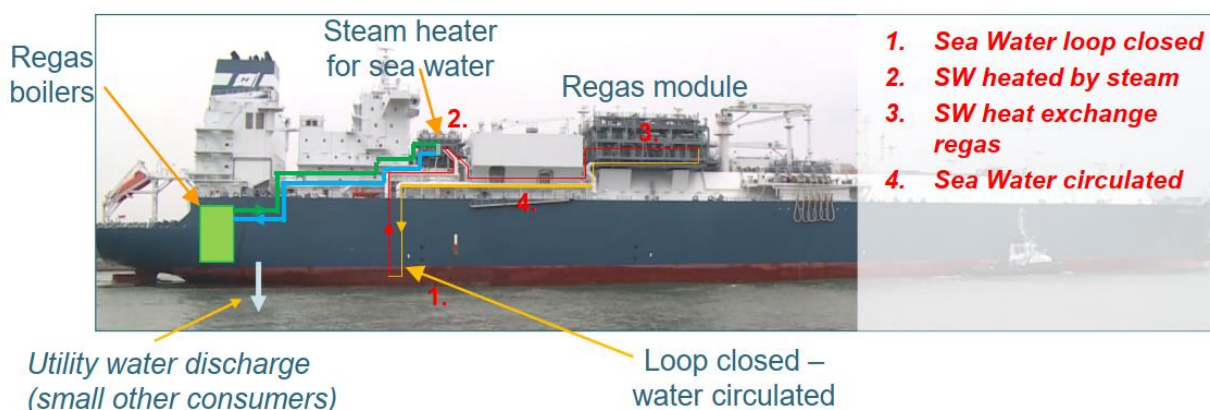
Εικόνα 87: Λειτουργία ανοιχτού βρόχου (LEIF HÖEGH & CO, 2020, p. 17)

Κατά την λειτουργία συνδυασμένου βρόχου, η θερμότητα για την επαναεριοποίηση λαμβάνεται από το θαλασσινό νερό, θερμαίνεται περαιτέρω με ατμό που παράγεται από τους λέβητες του μηχανοστασίου. Στην συνέχεια το θαλασσινό νερό απορρίπτεται με διαφορά θερμοκρασίας μικρότερη των 7°C. Ο όγκος του νερού που ποικίλλει ανάλογα με το ποσοστό αποστολής του ΦΑ. Η διαδικασία συνδυασμένου βρόχου φαίνεται στην εικόνα που ακολουθεί.



Εικόνα 88: Λειτουργία συνδυασμένου βρόχου (LEIF HÖEGH & CO, 2020, p. 18)

Κατά την λειτουργία κλειστού βρόχου, Ο βρόχος του θαλασσινού νερού είναι πλήρως κλειστός. Το νερό ανακυκλοφορεί μέσω των αντλιών θαλασσινού νερού που βρίσκονται στο μηχανοστάσιο. Όλη η θερμότητα για επαναεριοποίηση λαμβάνεται από ατμό που παράγεται στους λέβητες. Η διαδικασία κλειστού βρόχου φαίνεται στην εικόνα που ακολουθεί.

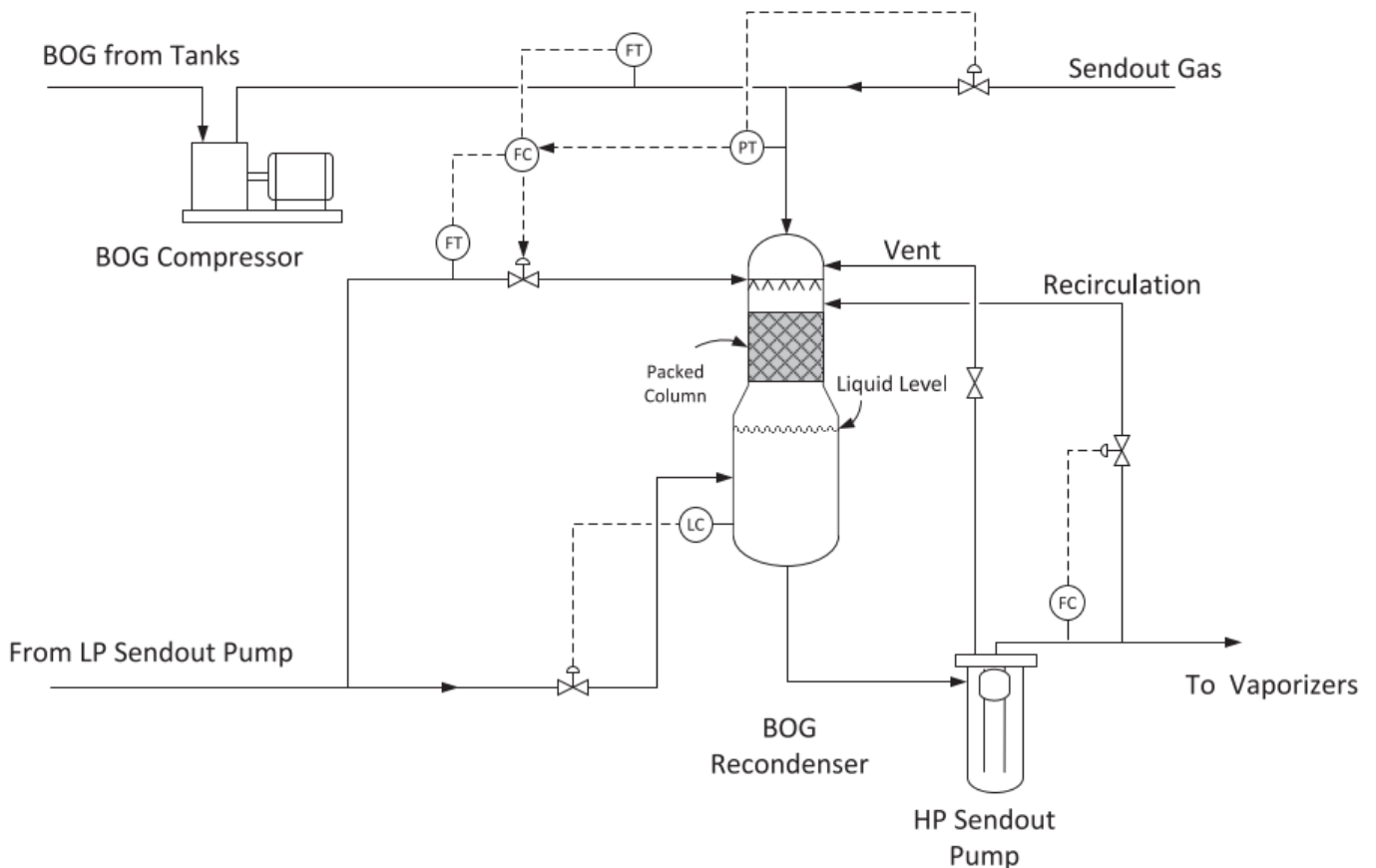


Εικόνα 89: Λειτουργία κλειστού βρόχου (LEIF HÖEGH & CO, 2020, p. 19)

3.6.5 Διαχείριση BOG

Κατά την κανονική λειτουργία το BOG που παράγεται από το LNG στις δεξαμενές είναι τυπικά 0.10-0.15% κατά βάρος ανά ημέρα περίπου 3-5T/H (Tonnes/Hour), ανάλογα με την ηλικία του σκάφους. Τα νέα σκάφη έχουν καλύτερη μόνωση και πλησιάζουν το 0.1%. Το BOG χρησιμοποιείται ως καύσιμο στα βοηθητικά συστήματα (utilities) του πλοίου. Για μια τιμή αποστολής 5MTPA χρησιμοποιώντας ένα σύστημα κλειστού βρόχου η τυπική κατανάλωση καυσίμου είναι 6T/H για παραγωγή ενέργειας, 14T/H για θέρμανση του κυκλοφορούντος υγρού για εξατμισμό του LNG και 0.5T/h για γενικές υπηρεσίες, δηλαδή σύνολο 20.5 T/H. Εάν το FSRU χρησιμοποιεί τη μέθοδο ανοιχτού βρόχου χρειάζονται μόνο 6T/H LNG για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας για τις αντλίες κυκλοφορίας του θαλασσινού νερού και 0.5T/H για γενικές υπηρεσίες δηλαδή σύνολο 6.5T/H. Το πρόσθετο αέριο που απαιτείται πέρα από το BOG κατά τη διάρκεια της κανονικής λειτουργίας που θα δημιουργηθεί από το LNG εξατμίζεται.

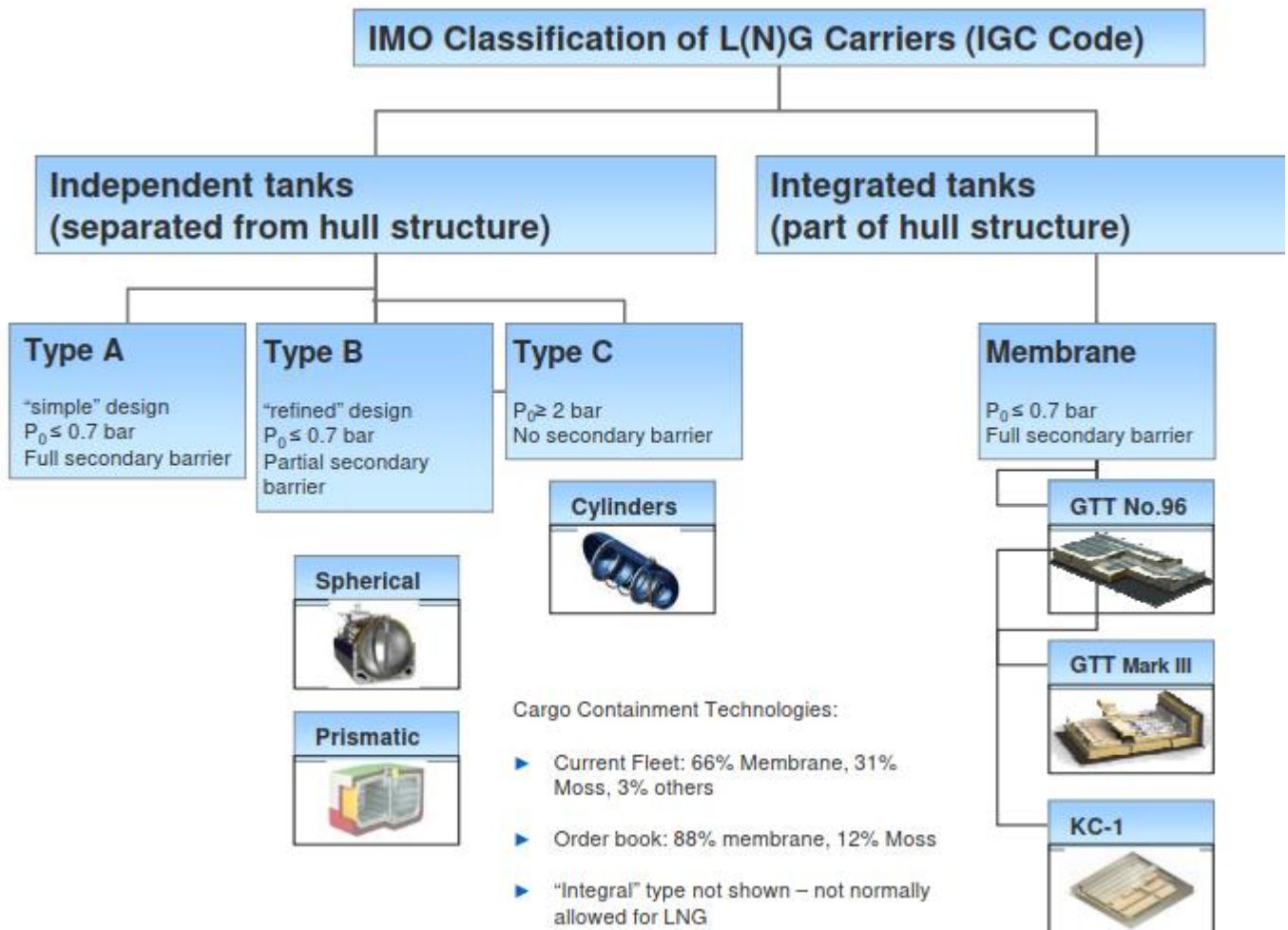
Για ένα νεότερο FSRU που παράγει μόνο 3T/H BOG, το πρόσθετο απαιτούμενό θα είναι 3.5 T/H για σύστημα ανοιχτού βρόχου και 17.5 T/H για κλειστού βρόχου. Ωστόσο, κατά τη διάρκεια της λειτουργίας φόρτωσης LNG παράγεται περίσσεια BOG στις σωληνώσεις του FSRU. Ενώ μέρος του αερίου επιστρέφεται στο δεξαμενόπλοιο τροφοδοσίας για να γεμίσει ο χώρος που καταλάμβανε προηγουμένως το LNG πρέπει να διαχειριστεί η περίσσεια αερίου. Τα νέα FSRU ανακτούν αυτό το πλεόνασμα με τη χρήση ανασυμπυκνωτών. Το BOG έρχεται σε επαφή με το LNG από τις αντλίες χαμηλής πίεσης LP (Low Pressure) και συμπυκνώνεται ξανά σε LNG πριν εισέλθει στις αντλίες υψηλής πίεσης HP (High Pressure) και στους ατμοποιητές. Το διάγραμμα ροής ενός τυπικού συστήματος BOG παρουσιάζεται στην εικόνα που ακολουθεί



Εικόνα 90: Διάγραμμα ροής ανασυμπυκνωτή BOG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 45)

3.6.6 Τεχνολογίες δεξαμενών αποθήκευσης LNG

Αποτελεί μια από τις βασικές λειτουργίες για το FSRU να αποθηκεύει LNG. Κυρίως χρησιμοποιούνται δυο τύποι συστημάτων αποθήκευσης, το ανεξάρτητο και το μεμβράνης όπως φαίνεται στον επόμενο πίνακα. Σύμφωνα με στοιχεία του 2019 το 66% του στόλου των δεξαμενόπλοιων LNG ήταν τύπου μεμβράνης, το 31% Moss-σφαιρικές και 3% όλα τα υπόλοιπα. Το ποσοστό του BOG είναι της τάξης του $\leq 0.15\%$ /ημέρα με τις δεξαμενές γεμάτες.



Πίνακας 18: Τύποι δεξαμενών αποθήκευσης LNG (J. Boulland, 2019, p. 24)

Οι ανεξάρτητες δεξαμενές είναι αυτόνομες, συνήθως σφαιρικές ή πρισματικού σχήματος και από κράμα αλουμινίου ή χάλυβα νικελίου 9% με στρώσεις μόνωσης εξωτερικά. Υποστηρίζονται πλήρως και δεν αποτελούν μέρος της δομής του πλοίου. Επιπλέον δεν συμβάλλουν στην αντοχή του σκάφους του πλοίου. Οι δεξαμενές είναι συγκολλημένες ή προσαρμοσμένες σε κατασκευές που είναι συγκολλημένες στην δομή του πλοίου.

Οι δεξαμενές μεμβράνης είναι δεξαμενές φορτίου που δεν είναι ανεξάρτητες και περιστοιχίζονται από μια πλήρη δομή πλοίου διπλού κύτους (double hull). Οι δεξαμενές αποθήκευσης μεμβράνης αποτελούνται από ένα λεπτό στρώμα μετάλλου ως κύριο φράγμα, μόνωση, δευτερεύον φράγμα μεμβράνης και περαιτέρω μόνωση. Η μεμβράνη έχει σχεδιαστεί με τέτοιο τρόπο ώστε η θερμική και άλλη διαστολή ή η συστολή να αντισταθμίζεται χωρίς αδικαιολόγητη πίεση της μεμβράνης.





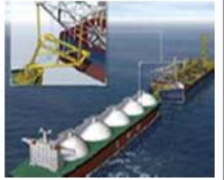
Για την επιλογή συστημάτων αποθήκευσης δεξαμενών, ο επόμενος πίνακας δίνει τα συγκριτικά χαρακτηριστικά των διαφορετικών συστημάτων αποθήκευσης. Καθώς όλα τα σχέδια συστημάτων δεξαμενών φορτίου έχουν αποδειχθεί ασφαλή και αξιόπιστα η επιλογή του σχεδιασμού της δεξαμενής φορτίου βασίζεται κυρίως στην τιμή, το πρόγραμμα παράδοσης, και την διαθεσιμότητα του ναυπηγείου. Εκτός από τα τεχνικά κριτήρια ή κριτήρια απόδοσης, τα τελευταία χρόνια υπήρξε μία σαφής κίνηση προς δεξαμενές τύπου μεμβράνης επειδή οι δεξαμενές μεμβράνης χρησιμοποιούν περισσότερο το σχήμα του κύτους αποτελεσματικά και έτσι έχουν λιγότερο κενό χώρο μεταξύ των δεξαμενών φορτίου και των δεξαμενών έρματος, λόγω της ικανότητας φόρτωσης και του πλεονεκτήματος κόστους κεφαλαίου. Ωστόσο, οι αυτόνομες δεξαμενές είναι πιο ανθεκτικές και έχουν μεγαλύτερη αντοχή στις δυνάμεις τριβής, που είναι ένα σημαντικό στοιχείο σχεδιασμού για τις υπεράκτιες δεξαμενές αποθήκευσης.

Characteristics	Freestanding Tanks		Membrane Tanks
	Prismatic	Spherical	
Safety in event of vessel grounding/collision or other emergency	Compared with membrane system less likelihood of hull damage being transmitted to cargo tanks. More efficient use of cubic space.	Safest system in event of grounding or collision-tank structure independent of hull and most void space between vessel hull and cargo tanks. Spherical tanks can be pressurized for emergency discharge in case of cargo pump failure.	Damage to hull of vessel may be more easily transmitted to tank structure than with freestanding tanks. Membrane systems are also more liable to damage or puncture due to causes such as surging of cargo in tank and entry of tank for inspection or repair.
Reliability of containment system	Most ship years operating experience and most experience without primary barrier failure. Structure can be analyzed and risk of fatigue failures minimized. Tanks can be constructed and 100% inspected prior to installation in vessel.	Tank system easiest to analyze structurally; therefore can be made most reliable.	Structure cannot easily be analyzed and therefore difficult to assure absence of fatigue failures. This could potentially lead to costly off-hire and repair time over the project life.

Πίνακας 19: Σύγκριση δεξαμενών αποθήκευσης LNG (S. Mokhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014, p. 26)

3.6.7 Τεχνολογίες εκφόρτωσης LNG



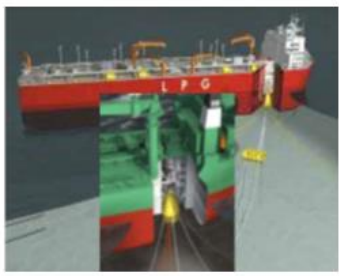
Η μεταφορά LNG στο FSRU είναι βασικό στοιχείο στο σχεδιασμό ενός τερματικού σταθμού. Διάφοροι τύποι συστημάτων μεταφοράς έχουν αναπτυχθεί με διαφορετική διαμόρφωση όπως η παράπλευρη και η διαδοχική εκφόρτωση. Η παράπλευρη εκφόρτωση χρησιμοποιεί τη λειτουργία βραχιόνων εκφόρτωσης για τη λειτουργία εκφόρτωσης LNG στο FSRU. Εφόσον τα σκάφη είναι πολύ κοντά κατά τη λειτουργία εκφόρτωσης είναι σημαντικό να ελέγχονται οι σχετικές κινήσεις μεταξύ των δύο σκαφών με υπερσύγχρονα συστήματα παρακολούθησης θέσης για παρακολούθηση τόσο της θέσης όσο και της ταχύτητας του δεξαμενόπλοιου LNG. Το Tandem σύστημα εκφόρτωσης επιτρέπει τη μεταφορά LNG από το δεξαμενόπλοιο LNG στο FSRU σε παράλληλη διαμόρφωση. Η παράλληλη εκφόρτωση επιτρέπει την εκφόρτωση στο δεξαμενόπλοιο LNG σε πιο δύσκολες συνθήκες θάλασσας και η λειτουργία εκφόρτωσης είναι προσαρμοσμένη για σημαντικό ύψος κύματος έως 4-5μ. Διάφορες τεχνολογίες όπως φαίνεται στον επόμενο πίνακα αξιολογούνται μέσω των υπό εκτέλεση έργων.

Item	Side-by-Side		Tandem		
	Chiksan	Composite hose	BTT (boom to tanker)	OCL (offshore cryogenic loading)	SYMO (soft yoke)
Manufacturer	FMC (France)	Gutteling BV (Holland)	FMC (France)	FRAMO (Norway)	SBM (Monaco)
Main Characteristics & Components	Max. Hs=3.0m Targeting system Swivel joint Quick connect/ Disconnect (QCDC)	Max. Hs=1.0~2.0m (Quay/Benign Sea) QCDC	Max. Hs=4.0~5.0m Boom (80m) Post type crane	Max. Hs=4.0~5.0m Crowfoot Crane (35m) Flexible hoses	Max. Hs=4.0~5.0m A frame Counter balance Mooring leg
Product					

Πίνακας 20: Τεχνολογίες εκφόρτωσης LNG (D. Lee M. Ha S. Kim S. Shin, 2014, p. 313)

3.6.8 Διατάξεις πρόσδεσης

Είναι πολύ σημαντικό για τα FSRU να έχουν μια αξιόπιστη λειτουργική ικανότητα με τα καιρικά δεδομένα στο περιβάλλον της εγκατάστασης. Επομένως το σύστημα πρόσδεσης πρέπει να επιλεγεί προσεκτικά για να παρέχει αρκετή ικανότητα με ελάχιστα λειτουργικά όρια όπως βάθος νερού, αναμενόμενη διάρκεια ζωής και περιβαλλοντικές συνθήκες. Οι διαθέσιμες επιλογές παρουσιάζονται στο πίνακα που ακολουθεί.

External turret (Yoke system)	External turret	Internal turret (STP)
		
Field environment : Benign	Field environment : Harsh	Field environment : Harsh
Water depth : Ship's minimum ~50m	Water depth : 50~1,500m	Water depth : 85~350m

Πίνακας 21: Διατάξεις πρόσδεσης FSRU (D. Lee M. Ha S. Kim S. Shin, 2014, p. 309)

Το σύστημα πρόσδεσης πυργίσκων (turret mooring) παρέχει εξαιρετικές λύσεις για ένα ευρύ φάσμα εφαρμογών. Θα πρέπει να ληφθούν υπόψη οι συνθήκες περιβάλλοντος συμπεριλαμβανομένου του βάθους του νερού και της συντηρησιμότητας, και η αντικατάσταση των ρουλεμάν. Το αποδεδειγμένο αυτό σύστημα πρόσδεσης επιτρέπει στο FSRU να μετακινείται ελεύθερα 360° επιτρέποντας αδιάκοπη λειτουργία του σε μέτρια και έντονα καιρικά φαινόμενα καθώς η διάταξη του πυργίσκου μπορεί να επιτρέψει στο FSRU να υιοθετήσει την κατεύθυνση της μικρότερης αντίστασης στα κύματα, τον άνεμο, και τα ρεύματα. Το σύστημα πρόσδεσης πυργίσκου είναι γενικά διατεταγμένο στο πρυμναίο μέρος του πλοίου. Στην εικόνα που ακολουθεί παρουσιάζεται ένα υποβρύχιο σύστημα πρόσδεσης πυργίσκου στην οποία φαίνεται επίσης και η σύνδεση του FSRU με τον αγωγό του δικτύου του ΦΑ, σύστημα διασύνδεσης του FSRU με τον αγωγό αποστολής ΦΑ PLEM (Pipeline End Manifold).

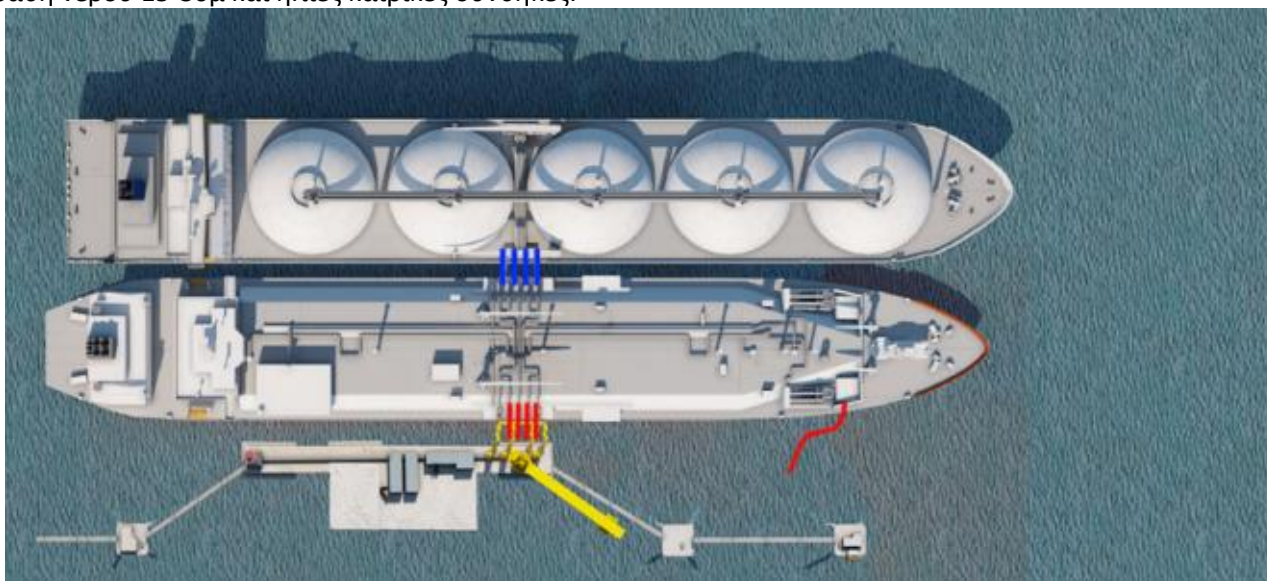


Εικόνα 91: Υποβρύχιο σύστημα πρόσδεσης και σύστημα PLEM (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 20)

3.6.9 Διατάξεις προσέγγισης LNG δεξαμενόπλοιου-FSRU

Οι διαθέσιμες επιλογές είναι τρεις:

1. Απλής προσέγγισης FSRU (Single Berth): Τα πλοία LNG μπορούν να προσδεθούν παράλληλα με το FSRU και να εκφορτώσουν το LNG για την επαναεριοποίηση, στη συνέχεια τροφοδοτούν απευθείας τον αγωγό. Αυτή η επιλογή είναι χαμηλού κόστους και λειτουργεί καλύτερα σε προστατευμένα λιμάνια ή κοντά στην ακτή με βάθη νερού 15-30μ και ήπιες καιρικές συνθήκες.



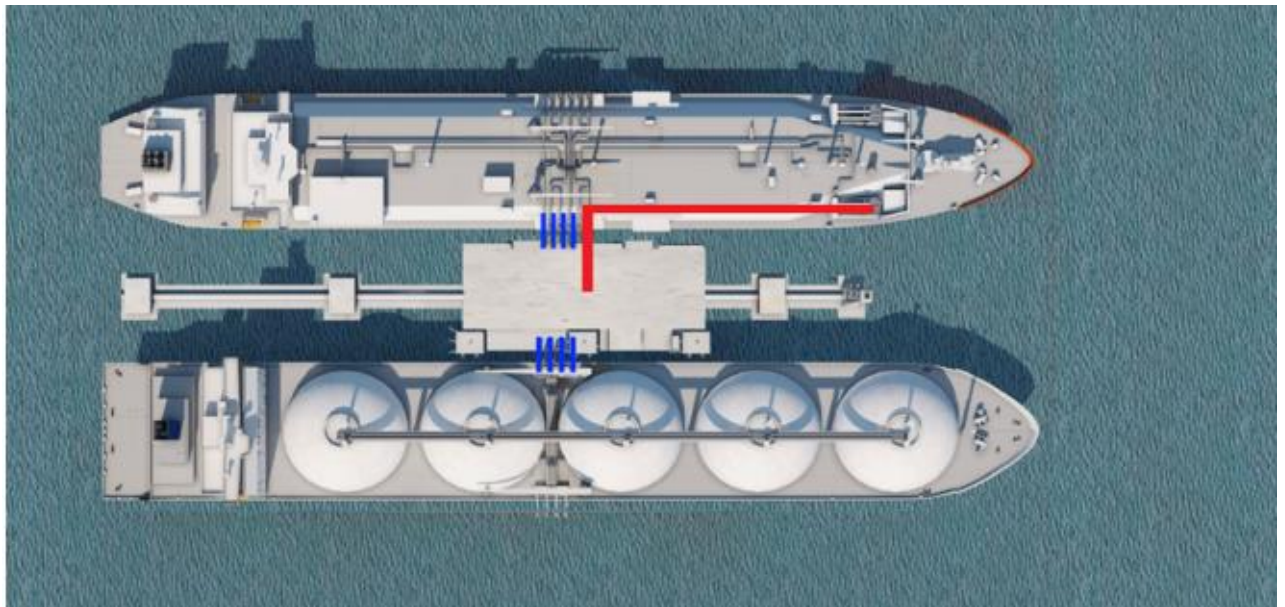
Εικόνα 92: Διάταξη προσέγγισης single berth FSRU (ExxonMobil, 2021, p. 2)

2. Ενός σημείου αγκυροβόλιο FSRU (Single Point Mooring): Υπάρχουν πολλές επιλογές αγκυροβολίων ανάλογα με την θέση της εγκατάστασης και τις καιρικές συνθήκες δοκιμασμένες σε υπεράκτιες εγκαταστάσεις. Κάποιες από τις διαθέσιμες επιλογές είναι mooring towers, yokes, και turrets (εσωτερικά ή εξωτερικά του FSRU) όπως περιγράφονται στον προηγούμενο πίνακα.



Εικόνα 93: Διάταξη προσέγγισης Single Point Mooring FSRU (ExxonMobil, 2021, p. 2)

3. Απέναντι από την προβλήτα FSRU (Cross-Dock): Αυτή η επιλογή προσφέρει ευελιξία και βελτιωμένη διαθεσιμότητα επιτρέποντας την προσθήκη υψηλότερης δυναμικότητας ατμοποιήτων, περισσότερα σημεία πρόσδεσης για την υπάρχουσα μονάδα FSRU ή την προσθήκη επιπλέον μιας μονάδας.



Εικόνα 94: Διάταξη προσέγγισης Cross-Dock FSRU (ExxonMobil, 2021, p. 2)

3.6.10 Συστήματα ισχύος

Οι ηλεκτρικές παροχές που απαιτούνται για τη διατήρηση της μονάδας σε κατάσταση λειτουργίας λαμβάνουν υπόψη εξοπλισμό όπως τις κύριες αντλίες φορτίου. Η παραγόμενη ισχύς για τα δεξαμενόπλοια LNG περιγράφεται στον επόμενο πίνακα. Το σύστημα πρόωσης είναι το κλειδί για την παραγωγή της απαιτούμενης ισχύος. Πρόσφατα κατασκευασμένα δεξαμενόπλοια LNG χρησιμοποιούν υψηλή πίεση. Οι δίχρονοι κινητήρες διπλού καυσίμου ενδέχεται να απαιτούν πρόσθετη ισχύ έως και 20MW για τις απαιτήσεις του συστήματος αερίου-καυσίμου. Σε γενικές γραμμές οι απαιτήσεις ισχύος μιας πλωτής μονάδα με πρόωση και εξοπλισμένο με μονάδα επαναεριοποίησης είναι παρόμοια με τα δεξαμενόπλοια LNG.

Cargo carrying capacity (cubic metres)	Cargo tanks	Propulsion type	No. of Screws	Engines	Total generated power ('000)
125–150,000	4	Steam turbine	1	2 to 4 aux engines dual-fuel	4.0–10.0
		Diesel electric	1	4 to 6 DFDEs	39.0
		Direct driven			n/a
150–180,000	4	Steam turbine	1	3 to 5 aux engines dual-fuel	7.0–15.0
		Diesel electric	1 or 2	4 to 6 DFDEs	26.0–62.0
		Direct driven	1 or 2	4 aux engines dual-fuel	12.0–15.0
>200,000	5	Steam turbine			n/a
		Diesel electric			n/a
		Direct driven	2	4 to 5 aux oil engines	12.5–16.0

Πίνακας 22: Χαρακτηριστικά ισχύος δεξαμενόπλοιων LNG (LLOYD'S Register, 2016, p. 16)

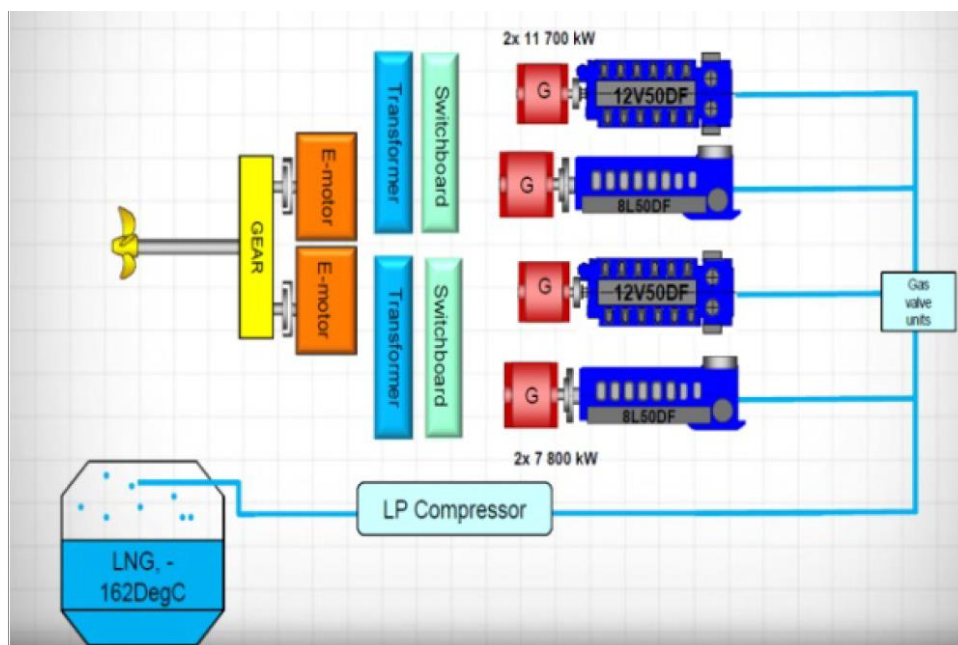
3.6.10 Διατάξεις Μηχανών Πρόωσης

Η ικανότητα των πλωτών μονάδων FSRU να χρησιμοποιούν το φορτίο LNG ως καύσιμο προσφέρει τη δυνατότητα διαχείρισης του BOG ακόμη σε περιόδους που η μονάδα δεν λειτουργεί. Η συμμόρφωση με τις απαιτήσεις οξειδίων του θείου και οξειδίων του αζώτου της περιοχής ελέγχου εκπομπών για αυτές τις μονάδες πρέπει επίσης να ληφθούν

υπόψη εάν απαιτείται η μονάδα να λειτουργεί σε αυτές τις περιοχές. Ως εκ τούτου θα πρέπει να ληφθούν υπόψη οι κατάλληλες εκτιμήσεις για τεχνολογίες διπλού καυσίμου παρόμοιες με τα δεξαμενόπλοια LNG.

Στον τομέα των FSRU, η δίχρονη τεχνολογία άμεσης κίνησης δεν έχει ισχυρή παρουσία στον τομέα των δεξαμενόπλοιων LNG. Η επιλογή ανάμεσα σε μια προσέγγιση σετ γεννητριών GENSET (Generator Set) και μιας άμεσης οδήγησης εξαρτάται από τον χαρακτηρισμό λειτουργίας της μονάδας. Όταν απαιτείται ευελιξία και ο σχεδιασμός απαιτεί να χρησιμοποιηθεί ως δεξαμενόπλοιο LNG ή να μετακινείται τακτικά μεταξύ διαφορετικών τοποθεσιών για να λειτουργεί ως FSRU μπορεί να εξεταστεί η επιλογή της δίχρονης τεχνολογίας. Από τεχνική άποψη δεν υπάρχουν περιορισμοί στην προσέγγιση πρόωσης για ένα FSRU και οι πιθανές επιλογές φαίνονται παρακάτω.

GENSET-DFDE. Ο αριθμός και το μέγεθος των κινητήρων θα εξαρτηθούν από τις απαιτήσεις ισχύος. Τα σχέδια είναι διαθέσιμα με τρεις ή τέσσερις κινητήρες όταν οι απαιτήσεις ταχύτητας και εξυπηρέτησης είναι περίπου 10 κόμβους. Το μέγεθος της μονάδας θα επηρεάσει επίσης εάν απαιτείται η εγκατάσταση μονής ή διπλής προπέλας.



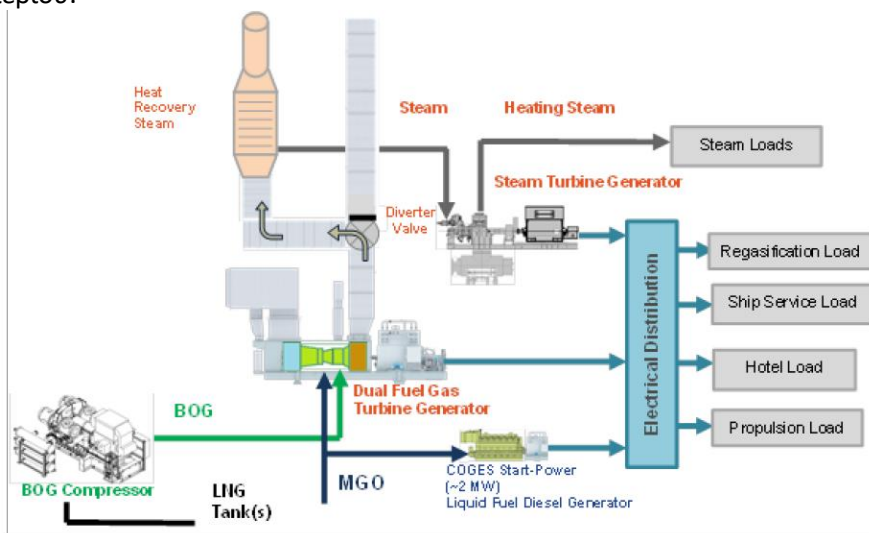
Εικόνα 95: GENSET – DFDE πρόωση μονής προπέλας (LLOYD'S Register, 2016, p. 20)

Το μηχανοστάσιο ενός FSRU απεικονίζεται στην εικόνα που ακολουθεί, παράγει την απαιτούμενη ισχύ μέσω τεσσάρων μηχανών διπλού καυσίμου και είναι εξοπλισμένες με σιγαστήρες και εξοικονομητές. Οι μηχανές DF λειτουργούν με BOG και υγρά καύσιμα ως εφεδρεία.



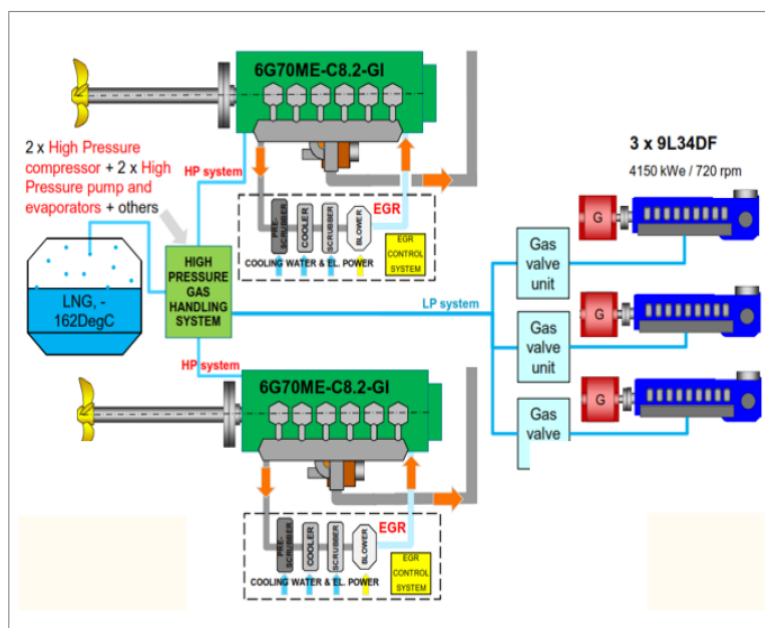
Εικόνα 96: Μηχανοστάσιο FSRU με μηχανές διπλού καυσίμου (LEIF HÖEGH & CO, 2020, p. 10)

GENSET-Gas Turbines. Η φιλοσοφία GENSET ήταν προσαρμοσμένη στα μηχανοστάσια των δεξαμενόπλοιων LNG από την GE Marine. Αν και αυτή η τεχνολογία δεν έχει εφαρμοστεί ακόμη σε δεξαμενόπλοια LNG και FSRU, είναι μια επιλογή που αξίζει να εξεταστεί καθώς επιτρέπει την συνολική παραγωγή ενέργειας για την κάλυψη των απαιτήσεων ενός FSRU ενώ προσφέρει ευελιξία τόσο στην παραγωγή ενέργειας όσο και διανομή ισχύος στο περιόδους κίνησης και χρόνου επαναεριοποίησης. Η ικανότητα του συστήματος να λειτουργεί με ΦΑ προσφέρει αποτελεσματική διαχείριση του BOG και συμμορφώνονται με τις απαιτήσεις για τις εκπομπές SO_x και NO_x όταν λειτουργούν σε λειτουργία υγρού ή αερίου.



Εικόνα 97: Genset – Gas Turbines πρόωση (LLOYD’S Register, 2016, p. 20)

Άμεσης οδήγησης (Direct Driven), Η πρόωση διπλού καυσίμου με άμεση οδήγηση παρατηρείται τα τελευταία χρόνια σε νέες κατασκευές δεξαμενόπλοιων LNG. Τα οφέλη του δίχρονου κινητήρα μπορεί να μην είναι προφανή για τα FSRU. Ο κύριος λόγος για την ανάπτυξη διπλού καυσίμου ήταν η ανάγκη μείωση της κατανάλωσης καυσίμου για την πρόωση του πλοίου. Για πλωτές μονάδες αυτό μπορεί να μην είναι απαραίτητο. Η τυπική διάταξη για ένα δεξαμενόπλοιο LNG 170.000m³ με πρόωση έγχυσης ΦΑ ME-GI (M-Type, Electronically Controlled Gas Injection) φαίνεται στο επόμενο σχήμα. Απαιτείται επίσης εξοπλισμός ανακυκλοφορίας καυσαερίων για να επιτευχθεί η συμμόρφωση με τα NO_x καθώς οι κινητήρες ME-GI λειτουργούν με αέριο υψηλής πίεσης και υπάρχουν υψηλότερες απαιτήσεις ισχύος για το αέριο του συστήματος τροφοδοσίας. Αυτή η δυναμικότητα ισχύος είναι σχεδιασμένη στο βοηθητικό σύστημα παραγωγής ενέργειας του πλοίου, μπορεί να είναι επαρκές αν και αυτό υπόκειται σε αυστηρή ανάλυση ηλεκτρικού φορτίου για την εξυπηρέτηση καταναλωτών υψηλής ενέργειας λειτουργιών κατά την λειτουργία του FSRU. Εναλλακτική τεχνολογία δίχρονων κινητήρων προσφέρει επίσης η WinGD με τους κινητήρες Otto-cycle διπλού καυσίμου. Η τεχνολογία βασίζεται στους κινητήρες RT και X, οι οποίοι είναι καλά εδραιωμένοι. Η παροχή ΦΑ στο σύστημα απαιτεί λιγότερη ενέργεια, καθώς οι κινητήρες απαιτούν βενζίνη τυπικά σε πιέσεις κάτω από 16bar.



Εικόνα 98: Direct driven πρόωση (LLOYD’S Register, 2016, p. 20)

Κεφάλαιο 4-Μελέτη Σκοπιμότητας

4.1 Περιγραφή έργου

Το έργο περιλαμβάνει ένα πλωτό τερματικό σταθμό FSRU στην περιοχή της Αλεξανδρούπολης με ονομαστική δυναμικότητα αεριοποίησης 8.2BCM/Y ή 945.000M³/H, και μέγιστη τεχνική 7.9BCM/Y ή 900.000m³/h (Gastrade, 2018). Ειδικότερα περιλαμβάνει το ανεξάρτητο σύστημα ΦΑ Αλεξανδρούπολης ΑΣΦΑ (Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου). Το έργο αποτελείται από το FSRU για την παραλαβή, αποθήκευση, και αεριοποίηση του LNG σε ΦΑ, τις μόνιμες υπεράκτιες εγκαταστάσεις, το σύστημα υποθαλάσσιου και χερσαίου αγωγού μεταφοράς ΦΑ, και τον χερσαίο μετρητικό σταθμό.

4.2 Χωρομέτρηση έργου

Η θέση της πλωτής μονάδας FSRU βρίσκεται σε απόσταση 17.6Km νοτιοδυτικά της Αλεξανδρούπολης και 10Km, από την ακτή της Μάκρης. Το συνολικό τμήμα του υποθαλάσσιου αγωγού είναι 25Km με D=30", το χερσαίο τμήμα του αγωγού έχει μήκος 4Km με D=30". Το συνολικό μήκος του αγωγού ΦΑ είναι 28Km.



Εικόνα 99: Θέση δραστηριότητας ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, p. 46)

Οι γεωγραφικές συντεταγμένες της θέσης δραστηριότητας του ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης δίνονται στον πίνακα που ακολουθεί για την μόνιμη θέση του FSRU, τον αγωγό μεταφοράς ΦΑ, και τον μετρητικό σταθμό.

ΘΕΣΕΙΣ ΔΡΑΣΤΗΡΙΟΤΗΤΑΣ

Γεωγραφικές συν/νες κατά ΕΓΣΑ' 87 της χωροθέτησης του ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης

	X	Y
Φ1	644733, 434	4513208, 523
Φ2	660412, 022	4516453, 072
Φ3	662408, 632	4518910, 511
Φ4	662390, 000	4523130, 000
Φ7	662386, 028	4524029, 608
Φ8	662344, 376	4524181, 709
Φ10	662145, 861	4527083, 999

Φ1: Μόνιμη θέση πλωτής μονάδας
 Φ2-Φ8: Αγωγός μεταφοράς φυσικού αερίου
 Φ10: Θέση Σταθμού M/P στην περιοχή της Αμφιπρίτης

Πίνακας 23: Γεωγραφικές συντεταγμένες ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, p. 45)

4.3 Διασυνδετήριοι αγωγοί ΦΑ

Το έργο θα συνδέεται μέσω του αγωγού του με το ΕΣΦΑ και συγκεκριμένα προς του βορειοανατολικό τμήμα του στους Κήπους σε νέο είσοδο σε σημείο κοντά στο χωριό Αμφιτρίτη το οποίο θα κατασκευαστεί από τον ΔΕΣΦΑ κοντά στο υπάρχον ΕΣΦΑ Αλεξανδρούπολης. Εν συνέχεια θα αποτελεί μια νέα ενεργειακή πύλη ΦΑ για την Ελλάδα και την Ευρώπη. Το 2018 η Gastrade υπέβαλε στον ΔΕΣΦΑ αίτηση για την δημιουργία νέας εισόδου στο ΕΣΦΑ δυναμικότητας 21.6ΜΝΜ³/D (ΕΤ-Τελική απόφαση εξαίρεσης 1580, 2020, p. 15) με τα 10.7ΜΝΜ³/D να προωθούνται στην Βουλγαρία μέσω του αγωγού IGB, τα 1.9ΜΝΜ³/D να τροφοδοτούν το ΕΣΦΑ μέσω της εισόδου της στους Κήπους της Κομοτηνής και τα υπόλοιπα 9ΜΝΜ³/D να κατευθύνονται στην Ελληνική αγορά. Σύμφωνα με την αξιολόγηση του ΔΕΣΦΑ με τις υπάρχουσες υποδομές μόνο οι ροές στην βορειοανατολική ζώνη μπορούν να απορροφηθούν και έως 1.9ΜΝΜ³/D μπορεί να μεταφερθεί στο ΕΣΦΑ. Μετά την αναβάθμιση του συστήματος η ροή προς τον IGB και προς τη βορειοανατολική ζώνη μπορεί να είναι 0.7ΜΝΜ³/D από τα 9ΜΝΜ³/D που ζητήθηκαν και μπορεί να μεταφερθεί δυτικά της Κομοτηνής προς την Ελληνική αγορά. Για την πλήρη ικανοποίηση του αιτήματος της Gastrade απαιτούνται αρκετές πρόσθετες αναβαθμίσεις του ΕΣΦΑ και προς το παρόν δεν έχουν προβλεφθεί. Σημειώνεται επίσης ότι το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης μπορεί επίσης να συνδεθεί με τον TAP. Οι Διασυνδέσεις του ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης παρουσιάζονται στον χάρτη που ακολουθεί.



Εικόνα 100: Διασυνδετήριοι αγωγοί ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης (American-Hellenic Chamber Commerce, 2018, p. 6)

4.4 Δραστηριότητα και μετοχική σύνθεση εταιρείας

Το έργο διαχειρίζεται από την εταιρεία Gastrade AE με έτος ίδρυσης τον Ιούνιο του 2010. Η Εταιρεία έχει τις παρακάτω δραστηριότητες:

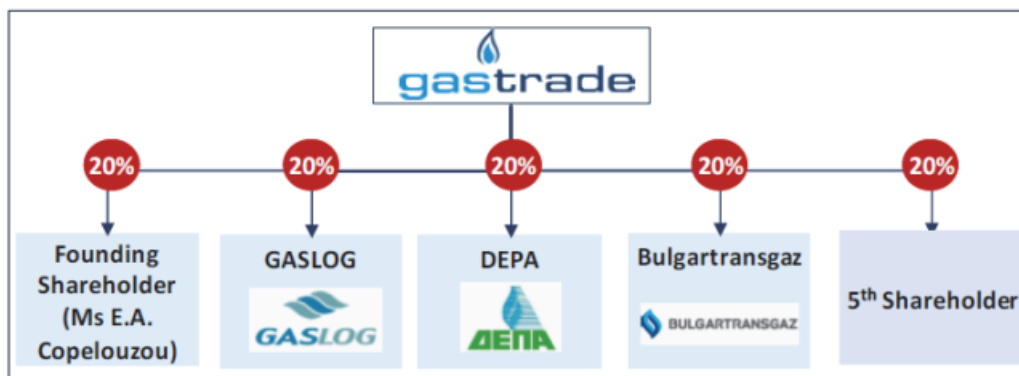
1. Την παραλαβή, αποθήκευση, και αεριοποίηση LNG, καθώς και της μεταφοράς και υγροποίησης ΦΑ
2. Την ανάπτυξη, κατασκευή, λειτουργία, συντήρηση, διαχείριση και λειτουργία του ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης
3. Τη μελέτη, τον σχεδιασμό, την προμήθεια, κατασκευή, λειτουργία, επέκταση και συντήρηση όλων των απαραίτητων υποδομών για την υλοποίηση των παραπάνω
4. Οποιαδήποτε βιομηχανική ή κατασκευαστική δραστηριότητα στον τομέα του ΦΑ

Οι μέτοχοι της Εταιρείας θα είναι

1. Η Κα. Κοπελούζου με 20%, είναι η Ιδρυτική μέτοχος της Gastrade και δεν έχει άλλες δραστηριότητες στον τομέα του ΦΑ

2. Η Gaslog Cyprus Development Limited με 20%. Είναι 100% θυγατρική της GasLog LTD, παγκόσμιας εμβέλειας πάροχος υπηρεσιών ναυτιλιακών υπηρεσιών LNG και εισηγμένη στο χρηματιστήριο της Νέα Υόρκης.
3. Η ΔΕΠΑ με 20%.
4. Η Βουλγαρική Bulgartransgaz με 20%
5. Ο ΔΕΣΦΑ με 20%

Η προβλεπόμενη μετοχική σύνθεση της Gastrade παρουσιάζεται στο επόμενο διάγραμμα.



Εικόνα 101: Μετοχική σύνθεση Gastrade (ΕΤ-Τελική απόφαση εξαίρεσης 1580, 2020, p. 68896)

4.5. Δοκιμή Αγοράς

Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή βέλτιστη πρακτική η δοκιμή αγοράς (Market Test) σχεδιάστηκε και πραγματοποιήθηκε σε δύο φάσεις, την έκφραση ενδιαφέροντος, και της προσφοράς, (ΕΤ-Τελική απόφαση εξαίρεσης 1580, 2020, p. 17). Για κάθε μια από τις δύο φάσεις η ΡΑΕ (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας) ενέκρινε τις κατευθυντήριες γραμμές σύμφωνα με τις οποίες η Gastrade ενημέρωσε τους δυνητικούς χρήστες για κάθε φάση. Η εκδήλωση ενδιαφέροντος ξεκίνησε στις 30/10/2018 και ολοκληρώθηκε στις 31/12/2018. Η φάση των προσφορών ξεκίνησε στις 10/01/2020 και ολοκληρώθηκε στις 24/3/2020. Επειδή η συνολική ζητούμενη δυναμικότητα ήταν μικρότερη από την δυναμικότητα μεταφοράς του αγωγού όλοι οι ενδιαφερόμενοι εξασφάλισαν την εκάστοτε ζητούμενη δυναμικότητα. Οι δεσμευτικές προσφορές αφορούν την διακίνηση 2.6BCM/Υ ΦΑ (Energypress, 2020)

4.6 Ρίσκο επένδυσης

Το βασικό κριτήριο σχετικά με τον ρίσκο της επένδυσης ήταν ότι η επένδυση δεν θα πραγματοποιούνταν αν δεν χορηγούνταν η εξαίρεση σχετικά με τις απαιτήσεις πρόσβασης τρίτων και την τιμολογιακή ρύθμιση (ΕΤ-Τελική απόφαση εξαίρεσης 1580, 2020, p. 44). Εφόσον η επένδυση στις υποδομές της είναι ένα εφάπαξ κόστος το οποίο δεν είναι ανακτήσιμο κατά την έξοδο από την αγορά δύο κύριοι κίνδυνοι προσδιορίζουν την αξιολόγηση της επένδυσής: το ρίσκο μη χρήσης της επένδυσής και το ρίσκο μεταβολής του κόστους και/ή των εσόδων στο μέλλον. Ο τερματικός σταθμός LNG της Αλεξανδρούπολης είναι μια εμπορική πρωτοβουλία και όχι ένα έργο που επιβλήθηκε ή απαιτήθηκε από την ρυθμιστική αρχή. Οι μέτοχοι και οι δανειστές που επενδύουν στο έργο αυτής της κλίμακας επιθυμούν να είναι βέβαιο ότι η ρυθμιστική αρχή δεν θα παρέμβει στις ταμειακές ροές του έργου με επιβολή μιας μεταβαλλόμενης απόδοσης στην επένδυση ROI (Return On Investment). Θα επενδύσουν στο έργο με την διαβεβαίωση ότι οι πιθανοί οικονομικοί κίνδυνοι έχουν καλυφθεί σε ικανοποιητικό βαθμό και τα μελλοντικά έσοδα θα είναι προβλέψιμα με καλό βαθμό πρόβλεψης που μπορεί μόνο να εγυηθούν με ρύθμιση σταθερής τιμολόγησης για την διάρκεια ζωής του έργου. Το τραπεζικό ενδιαφέρον, bankability studies, του έργου εξαρτάται εν πολλοίς από την αποτελεσματική διαχείριση του όγκου και το ρίσκο των εσόδων αλλά και από φτηνή χρηματοδότηση και σταθερό φορολογικό καθεστώς.

4.7 Αίτημα εξαίρεσης

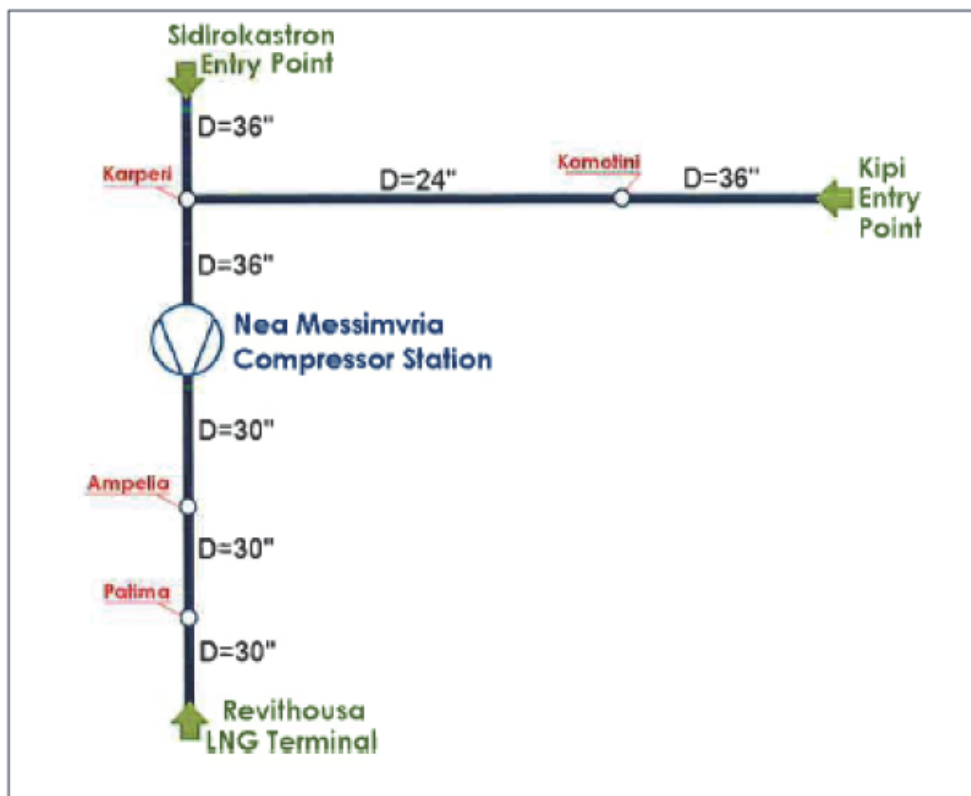
Η Gastrade κατέθεσε αίτημα εξαίρεσης του τερματικού σταθμού LNG Αλεξανδρούπολης στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή σχετικά με τις απαιτήσεις πρόσβασης τρίτων και την τιμολογιακή ρύθμιση με την ΡΑΕ να καθορίζει τους όρους της εξαίρεσης (Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2020, pp. 11-12). Αυτό είχε ως αποτέλεσμα μετά από απόφαση της ΡΑΕ την χορήγηση στο ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης εξαίρεση από την τιμολογιακή ρύθμιση και την ρυθμιζόμενη πρόσβαση τρίτων για χρονικά διάστημα 25 και 15 ετών αντίστοιχα από την έναρξη της εμπορικής λειτουργίας υπό προϋποθέσεις. Οι προϋποθέσεις περιλαμβάνουν την εξαίρεση από την πρόσβαση τρίτων και συγκεκριμένα ότι η εξαίρεση αφορά αποκλειστικά την δεσμευμένη δυναμικότητα μέσω της δοκιμής αγοράς και για χρονικά διάστημα 15 ετών. Αναφορικά με την εξαίρεση από τους κανόνες τιμολόγησης η εξαίρεση χορηγείται για 25 έτη για το σύνολο της δυναμικότητας του ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης υπό προϋποθέσεις. Οι προϋποθέσεις αφορούν την υποχρέωση του

επενδυτή να υποβάλει στην ΠΑΕ 12 μήνες πριν την έναρξη της εμπορικής λειτουργίας την μεθοδολογία τιμολόγησης για το εξαιρούμενο και μη εξαιρούμενο μέρος της δυναμικότητας.

4.8 Έρευνα αγοράς ΦΑ

4.8.1 ΦΑ στην Ελληνική αγορά

Το ΦΑ στην Ελληνική αγορά παρέχεται από τρεις διαδρομές: με αγωγό εισαγωγής από την Ρωσία μέσω Βουλγαρίας, με αγωγό εισαγωγής από το Αζερμπαϊτζάν μέσω Γεωργίας και Τουρκίας, και τον τερματικό σταθμό LNG στην Ρεβυθούσα. Ο κύριος αγωγός μεταφοράς του ΕΣΦΑ είναι μήκους 512km και εκτείνεται από τα Ελληνοβουλγαρικά σύνορα έως την περιφέρεια Αττικής. Το σημείο διασύνδεσης με το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης θα βρίσκεται ανατολικά του κόμβου της Κομοτηνής όπως παρουσιάζεται στο επόμενο διάγραμμα.



Εικόνα 102: Διαμόρφωση ΕΣΦΑ (ΕΤ-Τελική απόφαση εξαίρεσης 1580, 2020, ρ. 68903)

Η δυναμικότητα εισαγωγής ΦΑ στο ΕΣΦΑ είναι της τάξης των 11.5BCM/Y μετά την αναβάθμιση του τερματικού σταθμού LNG της Ρεβυθούσας με 3η δεξαμενή, αγκυροβόλιο, και αναβάθμιση του συστήματος αεριοποίησης. Η συνολική τεχνική χωρητικότητα θα φτάσει περίπου τα 12BCM/Y όταν ολοκληρωθούν οι τρεις σταθμοί συμπίεσης και τεθούν σε λειτουργία το 2023.

Entry Point	Technical Capacity		mcm/d
	kWh/d	bcm/y	
Sidirokastros (BG)	122 580 000	3.5	10.8
Kipi (TK)	48 592 292	1.4	4.3
Agia Triada (LNG Terminal)	204 481 800	6.6	19.9

Πίνακας 24: Τεχνική δυναμικότητα εισόδων ΕΣΦΑ (ΕΤ-Τελική απόφαση εξαίρεσης 1580, 2020, ρ. 68903)

Η δυναμικότητα εξαγωγής είναι επί του παρόντος περιορισμένη στα 1.8BCM/Y προς Βουλγαρία αποκλειστικά ως αντίστροφη ροή μέσω του διασυνδεδετήριου αγωγού GR/BG στο Σιδηρόκαστρο. Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζεται η χρήση των τριών σημείων διασύνδεσης όσον αφορά την συμφωνημένη δυναμικότητα παράδοσης όσο και τις πραγματικές παραδόσεις.

Interconnection Point	Technical Capacity (kWh/d)	Maximum Booked Transmission Capacity of Point (kWh/d)	Annual average of gas deliveries (kWh/d)	Daily peak (kWh/d)	Annual average deliveries as percentage of Technical Capacity (%)	Daily peak as percentage of Technical Capacity (%)
Entry Point						
Sidirokastro	122 580 000	172 180 000	49 710 049	112 052 676	40.6	91.4
Kipi	48 592 292	74 133 250	22 216 280	49 366 516	45.7	101.6
Agia Triada	204 481 800	204 481 800	86 099 797	195 443 571	42.1	95.6
Reverse Flow Exit Point						
Sidirokastro	64 695 000	52 838000	482 130	19 169 237	0.7	29.6

Πίνακας 25: Χρήση διασυνδέσεων ΕΣΦΑ (ΕΤ-Τελική απόφαση εξαίρεσης 1580, 2020, p. 68904)

Ο TAP αποτελεί μια ενεργειακή πύλη εισόδου στον Νότο και ενώ προορίζεται για μεταφορά ΦΑ στην Ιταλία αναμένεται να αλλάξει τις συνθήκες στην Ελληνική αγορά καθώς θα διαφοροποιήσει τις πηγές εισαγωγής της χώρας, θα αναβαθμίσει την δυναμικότητα εισαγωγών, θα προσφέρει σύνδεση με την ώριμη και καλά διαφοροποιημένη αγορά της Ιταλίας, και θα παρέχει πρόσβαση στις Ιταλικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης λαμβάνοντας υπόψη και την αντίστροφη ροή από Ιταλία. Η τεχνική δυναμικότητα της Νέας Μεσημβρίας είναι σε εκατομμύρια κυβικά μέτρα την μέρα 10MCM/D (Millions Cubic Meters per day). Επιπλέον ο διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας-Βουλγαρίας IGB είναι υπό κατασκευή και αναμένεται να είναι σε λειτουργία το 2022. Θα υπάρχει διασύνδεση με τον TAP και σύμφωνα με το Market Test του IGB θα χρησιμοποιεί μια σημαντική ποσότητα ΦΑ από το ΑΣΦΑ έως ανταγωνιστικός αγωγός του μονοπωλίου της Gazprom. Η ζήτηση ΦΑ στην Ελλάδα αναμένεται να αυξηθεί σημαντικά κατά την διάρκεια των επόμενων χρόνων. Εκτός από την αναμενόμενη ανάπτυξη της οικονομίας μετά τη μακροχρόνια οικονομική κρίση μια αύξηση στην ζήτηση του ΦΑ αναμένεται λόγω σημαντικών κινήτρων που δόθηκαν για την επέκταση των δικτύων διανομής που επί του παρόντος περιορίζεται μόνο σε τρεις δημοτικές περιοχές της χώρας. Νέα έργα όπως το bunkering, για χρήση ως καύσιμο ΦΑ στα πλοία, και μικρής κλίμακας LNG για την προμήθεια νησιών και παράκτιων περιοχών είναι ήδη σε εξέλιξη σε τεχνικό και ρυθμιστικό πλαίσιο.

4.8.2 ΦΑ στην Βουλγαρική αγορά

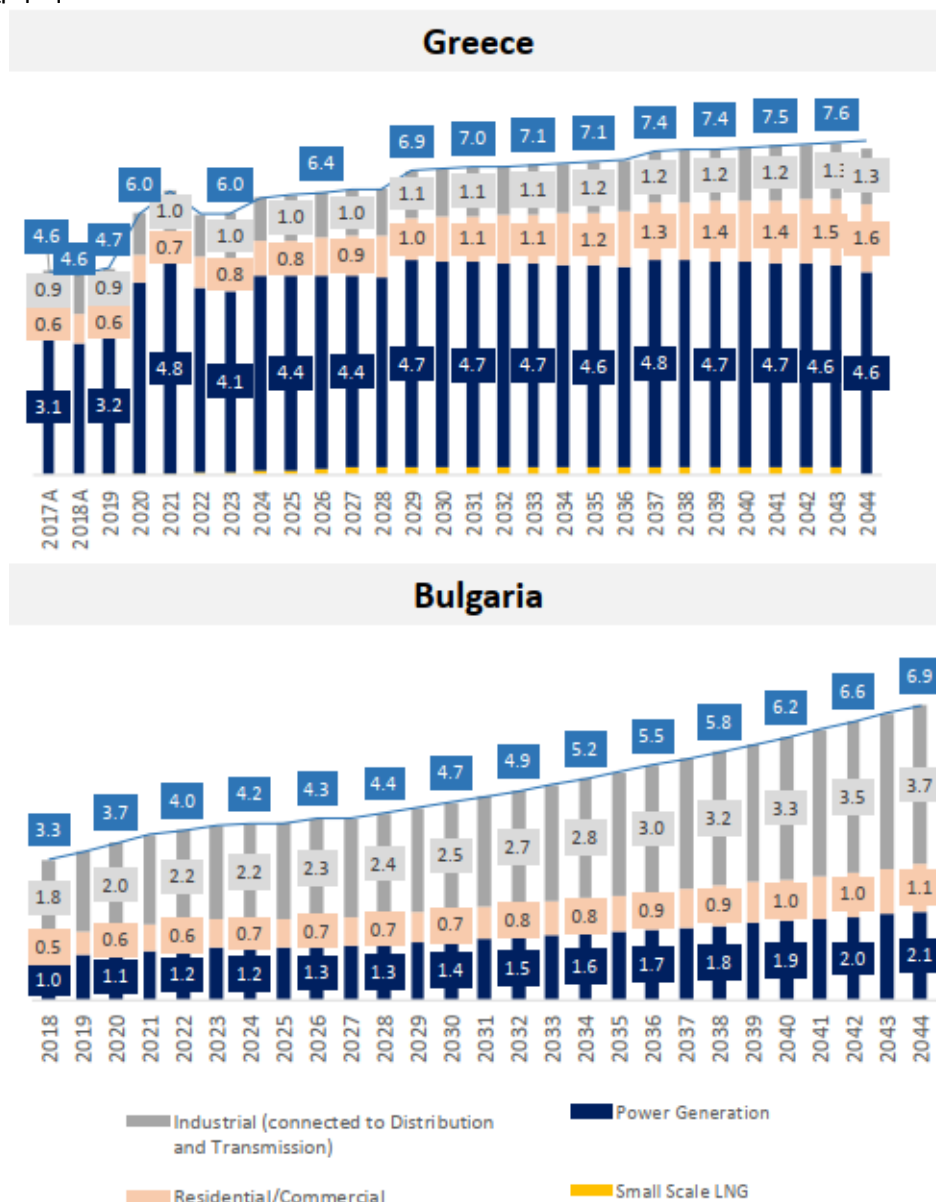
Η δυναμικότητα το συστήματος διανομής της Βουλγαρίας με διαχειριστή την Bulgartransgaz EAD έχει δυναμικότητα εισαγωγών 7.4BCM/Y και πίεση λειτουργίας τα 54barg. Η Bulgartransgaz προβλέπει σημαντική αύξηση της ζήτησης ΦΑ. Οι προσδοκίες είναι ότι στα επόμενα χρόνια ο αριθμός των σημείων εισόδου θα αυξηθούν σημαντικά ως αποτέλεσμα των έργων διασύνδεσης με την Ελλάδα, Τουρκία, και Σερβία που είναι σε εξέλιξη. Αυτό θα έχει ως αποτέλεσμα την εισαγωγή ΦΑ από διάφορες πηγές οι οποίες με τη σειρά τους θα ενισχύσουν τον ανταγωνισμό και θα επηρεάσουν θετικά τους καταναλωτές ΦΑ.

4.8.3 ΦΑ στην Βόρειο Ανατολική Ευρώπη

Στα επόμενα χρόνια στην Βόρειο Ανατολική Ευρώπη συνολικά αναμένεται να σημειωθεί προοδευτική εξάντληση της εγχώριας παραγωγής με αποτέλεσμα στην ανάγκη ενίσχυσης των μελλοντικών εισαγωγών. Σε αυτήν την κατεύθυνση οι τερματικοί σταθμοί LNG μπορούν να συνεισφέρουν για να αντιμετωπιστεί αυτή η κατάσταση καθώς η δυναμικότητα τους μπορεί να ικανοποιήσει περισσότερο από το 100% των απαιτήσεων εισαγωγών της Βουλγαρίας και μεταξύ 15% με 27% των απαιτήσεων εισαγωγών της Βόρειο Ανατολικής Ευρώπης. Η ανάλυση δείχνει ότι ο IGB μπορεί να ικανοποιήσει έως 12% των απαιτήσεων εισαγωγών της Βόρειο Ανατολικής Ευρώπης τα επόμενα χρόνια και μπορεί να φτάσει στο 20% μελλοντικά. Το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης θα προσφέρει πρόσθετη δυναμικότητα για περισσότερο ενίσχυση της περιοχής. Ο τερματικός σταθμός θα συνεισφέρει στην ικανότητα κάποιων χωρών να αντιμετωπίσουν προβλήματα περιορισμένων εισαγωγών όπως η Ρουμανία. Στο μέλλον μπορεί να συνεισφέρει συνολικά στην περιοχή στην αντιμετώπιση προβλημάτων εισαγωγών με την ολοκλήρωση του διασυνδετήριου αγωγού με την Σερβία.

4.8.4 Προβλέψεις ζήτησης ΦΑ

Στα διαγράμματα που ακολουθούν παρουσιάζεται η πρόβλεψη ζήτησης ΦΑ σε Ελλάδα και Βουλγαρία ανά κατηγορία χρήσης. Για την Ελλάδα η ζήτηση αυξάνει από το 2021-2040 κατά 20% ενώ στην Βουλγαρία κατά 36% για το αντίστοιχο χρονικό διάστημα. Στην Ελλάδα το ΦΑ χρησιμοποιείται κυρίως για ηλεκτροπαραγωγή ενώ στην Βουλγαρία για βιομηχανική χρήση.



Εικόνα 103: Ενδεικτικές προβλέψεις ζήτησης ΦΑ (Gastrade, 2019, p. 2)

4.9 Συνεισφορά και πλεονεκτήματα του έργου

Το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης θα αποτελεί ένα νέο σημείο εισόδου ΦΑ στην Ελλάδα και ενεργειακή πύλη προς τις ευρωπαϊκές αγορές και ειδικότερα τις αγορές των χωρών της Νοτιοανατολικής Ευρώπης. Το έργο βρίσκεται σε στρατηγική τοποθεσία για να προσελκύσει ένα ευρύ φάσμα διεθνών προμηθευτών συμπεριλαμβανομένων των προμηθευτών της Ανατολικής Μεσογείου ενώ βρίσκεται σε κομβικό σημείο σε σχέση με τους ενεργειακούς αγωγούς της περιοχής. Τροφοδοτεί απευθείας το ΕΣΦΑ για την τροφοδοσία της ελληνικής αγοράς. Έχει πρόσβαση στη Βουλγαρική αγορά μέσω του σχεδιαζόμενου Ελληνοβουλγαρικού αγωγού διασύνδεσης IGB και μέσω του Βουλγαρικού δικτύου προς Ρουμανία, Σερβία, FYROM, στην Ουγγαρία, και στις αγορές της Ανατολικής Ευρώπης μέσω των υφιστάμενων ή σχεδιαζόμενων περιφερειακών διασυνδέσεων όπως Βουλγαρία-Ρουμανία, Βουλγαρία-Σερβία, Βουλγαρία-FYROM, Ρουμανία-Ουγγαρία. Έχει τη δυνατότητα να τροφοδοτήσει τη μεγάλη και ταχέως αναπτυσσόμενη Τουρκική αγορά μέσω της λειτουργίας αντίστροφης ροής του υπάρχοντος αγωγού διασύνδεσης Τουρκίας-Ελλάδας. Είναι σε θέση να συνδεθεί, να τροφοδοτήσει, και να υποστηρίξει τα μελλοντικά έργα ΦΑ του Νότιου διαδρόμου όπως ο TAP και να έχει πρόσβαση στις αγορές των Δυτικών Βαλκανίων και της Δυτικής Ευρώπης. Όσον αφορά την Ελληνική αγορά συμβάλλει στην ασφάλεια του εφοδιασμού, προάγει τον εγχώριο ανταγωνισμό με προφανή οφέλη για τους τελικούς καταναλωτές, βελτιώνει την ανθεκτικότητα και την ευελιξία του ελληνικού ΕΣΦΑ και υποστηρίζει την

ενεργειακή βιωσιμότητα και τους στόχους μείωσης των εκπομπών. Σε ότι αφορά τις χώρες των Βαλκανίων και γενικότερα τις χώρες της Νοτιοανατολικής Ευρώπης, παρέχει πρόσβαση σε διαφοροποιημένες πηγές τροφοδοσίας και προσφέρει μια εναλλακτική οδό τροφοδοσίας συμβάλλοντας έτσι στην ασφάλεια εφοδιασμού και άρση της ενεργειακής τους απομόνωσης. Το έργο ενισχύει τον ανταγωνισμό σε ολόκληρη την περιοχή και υποστηρίζει την ανάπτυξη και λειτουργία ενός ανταγωνιστικού περιφερειακού κόμβου εμπορίας ΦΑ. Το έργο υποστηρίζει τη στρατηγική της ΕΕ για διαφοροποίηση των πηγών και διαδρομών εφοδιασμού και συνεισφέρει στην ευρωπαϊκή ενεργειακή ασφάλεια και ολοκλήρωση.

4.10 Κοινωνικά οφέλη

Το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης αναπτύσσεται αρμονικά και σε συνεργασία με την τοπική κοινωνία. Ιδιαίτερη μέριμνα λαμβάνεται ώστε να μην επηρεάζονται οι υπάρχουσες υποδομές, τα δίκτυα κοινής ωφέλειας και επικοινωνίας, τα συστήματα μεταφορών ή η πολιτιστική κληρονομιά και να μην περιορίζονται τυχόν μελλοντικά αναπτυξιακά σχέδια για την περιοχή. Όλα τα βήματα του έργου προχωρούν σε συνεννόηση με τις Εθνικές αρχές και τους τοπικούς φορείς. Το έργο υποστηρίζει την τοπική οικονομία ενισχύοντας την απασχόληση μέσω της δημιουργίας 70 νέων θέσεων εργασίας για το τοπικό εργατικό δυναμικό και το επιστημονικό δυναμικό, ενισχύοντας πολλούς τομείς δραστηριότητας και παρέχοντας πρόσβαση σε ανταγωνιστική ενέργεια. Ιδιαίτερη έμφαση θα δοθεί στην κατάρτιση του τοπικού ανθρώπινου δυναμικού για να διασφαλιστεί ότι μεγαλύτερο μέρος των νέων θέσεων εργασίας που δημιουργούνται μπορούν να καλυφθούν σταδιακά από το τοπικό εργατικό δυναμικό. Το έργο θα έχει επίσης θετική επίδραση στον τουρισμό ως αποτέλεσμα της αυξημένης επιχειρηματικής δραστηριότητας, των διαφόρων σεμιναρίων και συνεδρίων, και των επισκεπτών που συνδέονται με το έργο.

4.11 Νομοθετικό Πλαίσιο

Το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης συμμορφώνεται με το Ελληνικό και της Ε.Ε. νομοθετικό πλαίσιο και ειδικότερα με τους ακόλουθους νόμους, οδηγίες και κανονισμούς (*Gastrade-Νομοθετικό πλαίσιο, 2021*)

- Νόμος 4001/2011 για τη λειτουργία των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας και ΦΑ
- Νόμος 4014/2011 για την περιβαλλοντική αδειοδότηση έργων και δραστηριοτήτων
- Νόμος 2971/2001 για την πρόσβαση στην ακτή
- Νόμος 3982/2011 για την απλοποίηση αδειοδότησης εγκατάστασης και λειτουργίας
- Ν. 4277/2014 (άρθρ. 45) για την ρύθμιση θεμάτων ΑΣΦΑ
- Υπουργική Απόφαση 26510/2012, τεχνικός κανονισμός συστημάτων αγωγών ΦΑ άνω των 16bar μέγιστης πίεσης
- Υπουργική Απόφαση 12044/613/2007, για την ενσωμάτωση της Οδηγίας 2003/105/ΕΚ (SEVESO II), μέτρα για τον έλεγχο των κινδύνων μεγάλων ατυχημάτων που αφορούν επικίνδυνες ουσίες
- Κανονιστικό πλαίσιο του διεθνούς ναυτιλιακού οργανισμού
- Οδηγία 96/61/ΕΚ για τις βέλτιστες διαθέσιμες τεχνικές για την πρόληψη της ρύπανσης
- Κανονισμός 347/2013 για τις κατευθυντήριες γραμμές για τις διευρωπαϊκές ενεργειακές υποδομές
- Κανονισμός 1316/2013 για τις διασυνδέσεις με την Ευρώπη

4.12 Περιβαλλοντικά οφέλη

Το ΦΑ είναι πιο φιλικό προς το περιβάλλον από άλλα καύσιμα όπως το πετρέλαιο ή ο λιγνίτης καθώς οι εκπομπές ατμοσφαιρικών ρύπων NO_x, SO_x και αερίων θερμοκηπίου CO₂ είναι σημαντικά χαμηλότερες. Με την αντικατάσταση των ρυπογόνων καυσίμων όπως το πετρέλαιο και ο λιγνίτης από το πιο φιλικό προς το περιβάλλον και καθαρότερο ΦΑ επιτυγχάνεται σημαντική μείωση των ατμοσφαιρικών ρύπων. Η χρήση ΦΑ συμβάλλει στη μείωση των ατμοσφαιρικών ρύπων αφού έχει αμελητέες εκπομπές SO₂ και 30% λιγότερες εκπομπές NO, 50% λιγότερες εκπομπές CO₂ και 70% λιγότερες εκπομπές από το πετρέλαιο. Επίσης η χρήση ΦΑ μειώνει τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου CO₂ κατά 30% σε σύγκριση με το πετρέλαιο και έως και 45% σε σύγκριση με τον λιγνίτη (*Gastrade-Οφέλη προς το περιβάλλον, 2021*) Το έργο του θα έχει ελάχιστες επιπτώσεις στο περιβάλλον τόσο κατά την κατασκευή του όσο και κυρίως κατά τη λειτουργία του όπως διευκρινίζεται στην απόφαση έγκρισης ΜΠΕ όπου αποδεικνύεται ότι τυχόν επιπτώσεις θα είναι προσωρινές και πλήρως αναστρέψιμες. Το έργο θα έχει μηδενική επίδραση στο ευαίσθητο οικοσύστημα του δέλτα του ποταμού Έβρου και βρίσκεται πολύ μακριά από οποιαδήποτε περιοχή Natura 2000. Με την αίτηση για το έργο σύγχρονα τεχνολογικά συστήματα και βέλτιστες διαθέσιμες τεχνικές σύμφωνα με την Ελληνική και την νομοθεσία της ΕΕ θα παρακολουθούν συστηματικά τη λειτουργία της υποδομής και θα ελέγχουν αυστηρά τις εκπομπές και τα απόβλητα μέσω των εσωτερικών συστημάτων του έργου και με την

υποστήριξη των αρμόδιων αρχών διασφαλίζεται ότι το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης θα είναι ένα έργο φιλικό και ακίνδυνο τόσο για τους ανθρώπινη κοινωνία όσο και το περιβάλλον.

4.12.1 Περιβαλλοντικοί Όροι

Οι κύριοι περιβαλλοντικοί όροι κατά την φάση λειτουργίας είναι:

1. Ατμοσφαιρικές εκπομπές από τον αγωγό απαγωγής των καυσαερίων των ατμολεβήτων κατά την αεριοποίηση κλειστού κυκλώματος.

Ρύπος	Οριακές τιμές*	Παρατηρήσεις
Οξείδια του αζώτου, NO _x	100 mg/Nm ³	Μέση ημερήσια τιμή ή μέση τιμή τουλάχιστον 10 δειγμάτων το 24ωρο
Μονοξειδίο του άνθρακα, CO	100 mg/Nm ³	Μέση ημερήσια τιμή ή μέση τιμή τουλάχιστον 10 δειγμάτων το 24ωρο
Διοξείδιο του θείου, SO ₂	35 mg/Nm ³	Μέση ημερήσια τιμή ή μέση τιμή τουλάχιστον 10 δειγμάτων το 24ωρο
Σκόνη	5 mg/Nm ³	Μέση τιμή ανά περίοδο δειγματοληψίας (>30 min)

Πίνακας 26: Επιτρεπόμενα όρια ατμοσφαιρικών εκπομπών (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, pp. 27,28)

2. Επιτρεπόμενα όρια διάθεσης υγρών αποβλήτων στην θάλασσα. Αφορούν την εκροή του θαλασσινού νερού κατά την διαδικασίας αεριοποίησης ανοικτού κυκλώματος και το εφεδρικό σύστημα ψύξης

Παράμετροι Ρύπανσης	Οριακές τιμές	Παρατηρήσεις
Ενεργή οξύτητα, pH	6.5-8.5	Συνεχής μέτρηση
Διαφορά Θερμοκρασίας, ΔΤ, μεταξύ θαλασσινού νερού εισροής και εκροής	7 °C *	Μέση ετήσια τιμή
Ολικό υπολειμματικό χλώριο	5 μg/l*	Μέση ετήσια τιμή
Χαλκός, Cu	3 μg/l*	Μέση ετήσια τιμή

* Μέση ετήσια τιμή, σύμφωνα με τη ΜΠΕ

Πίνακας 27: Επιτρεπόμενα όρια υγρών αποβλήτων προς διάθεση στην θάλασσα (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, p. 28)

3. Οριακή τιμή στάθμης θορύβου με ανώτερο όριο 70 dB μετρούμενο σε απόσταση 500 μέτρα από τα όρια του FSRU
4. Διαχείριση επικίνδυνων αποβλήτων, το FSRU εμπίπτει στην Οδηγία 2003/105/ΕΚ (SEVESO II) σύμφωνα με τις διατάξεις της ΚΥΑ 12044/613/2007 (ΦΕΚ Β 376) όπως τροποποιήθηκε και ισχύει ενώ ο αγωγός ΦΑ δεν εμπίπτει στην οδηγία 2003/105/ΕΚ

α/α	Προέλευση	Εκτιμώμενη Ποσότητα	Κωδικός ΕΚΑ & Περιγραφή
1	Νερά καταστρώματος και άντλος (νερά σεντίνιας)	50m ³ /έτος	13 04 01* Έλαια υδραυλικών πλοίων εσωτερικής ναυσιπλοΐας
2	Χρώματα, διαλύτες και βερνίκια για τη συντήρηση της πλωτής μονάδας	10 m ³ /έτος	08 01 11* Απόβλητα από χρώματα και βερνίκια που περιέχουν οργανικούς διαλύτες ή άλλες επικίνδυνες ουσίες
3	Χρήση πετρελαίου κατά τις ημέρες συντήρησης των αεριοποιητών	10 m ³ /έτος	13 07 01* Καύσιμο πετρέλαιο και πετρέλαιο ντίζελ
4	Χρήση μπαταριών σε συσκευές και μηχανήματα	10 τεμάχια/έτος	16 06 01* Μπαταρίες μολύβδου
5	Χρήση μπαταριών σε συσκευές και μηχανήματα	1 m ³ /έτος	16 06 06* Ιδιαίτερα συλλεγμένες ηλεκτρολύτες από μπαταρίες και συσσωρευτές
6	Χρήση πετρελαίου στην πλωτή μονάδα	10 m ³ /έτος	16 07 08* Απόβλητα που περιέχουν πετρέλαιο
7	Χρήση ελαίων στις εγκαταστάσεις της πλωτής μονάδας	1 m ³ /έτος	13 01 13* Άλλα υδραυλικά έλαια
8	Χρήση ελαίων στις εγκαταστάσεις της πλωτής μονάδας	1 m ³ /έτος	13 02 08* Άλλα έλαια μηχανής, κιβωτίου ταχυτήτων και λίπανσης

Πίνακας 28: Επικίνδυνα απόβλητα (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, pp. 23,24)

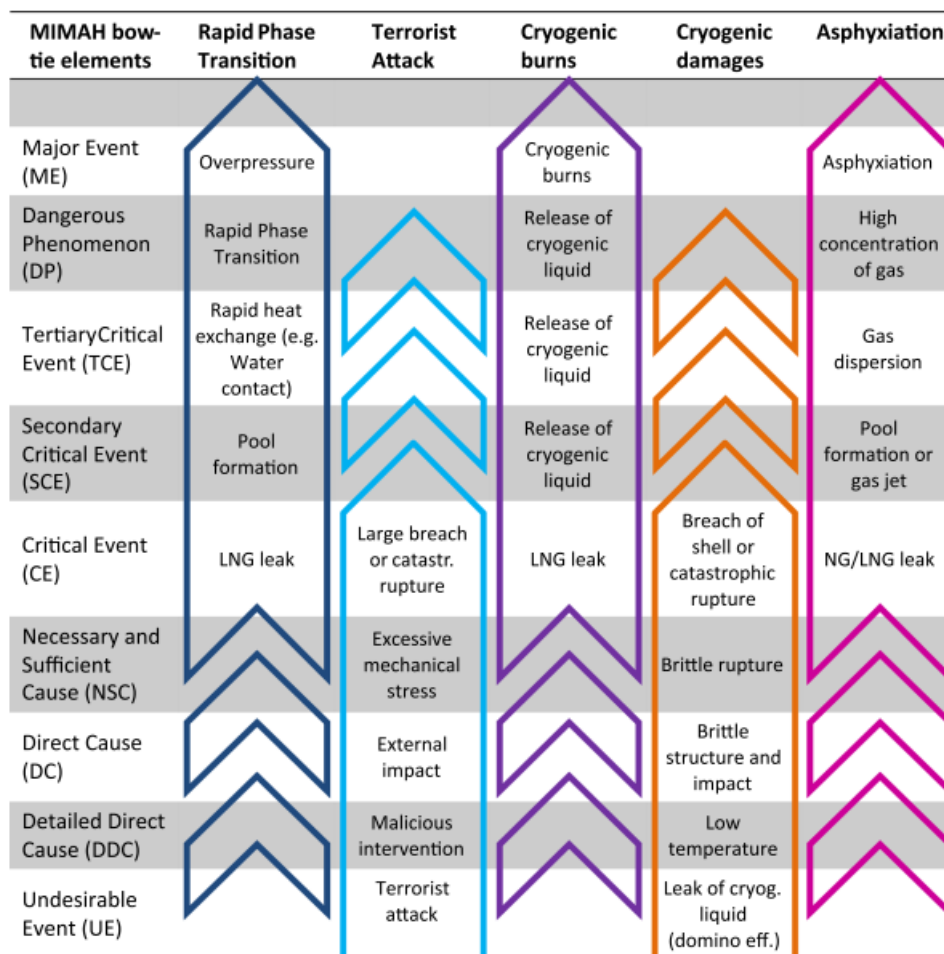
4.13 Κανονισμοί Ασφαλείας

Το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης έχει σχεδιαστεί με τα πιο αυστηρά κριτήρια και τις πιο πρόσφατες προδιαγραφές υγείας και ασφάλειας για τον άνθρωπο και το περιβάλλον (Gastrade-κανονισμοί ασφαλείας, 2021).

1. Για την πλωτή μονάδα FSRU και τις σχετικές υπεράκτιες εγκαταστάσεις έχει εκπονηθεί μελέτη ανάλυσης κινδύνων ασφαλείας σύμφωνα με την Οδηγία SEVESO II η οποία υποβλήθηκε και εγκρίθηκε από το Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής.
2. Η μελέτη εγκατάστασης και τεχνικής μελέτης για τους αγωγούς του έργου έχει ολοκληρωθεί σύμφωνα με τους κανόνες και τα πρότυπα του Εθνικού τεχνικού κανονισμού συστήματα αγωγών ΦΑ άνω των 16bar μέγιστης πίεσης. Ο κανονισμός αυτός θα εφαρμοστεί κατά τη φάση κατασκευής του αγωγού και θα πιστοποιηθεί από τις αρμόδιες αρχές.
3. Σύμφωνα με την Ελληνική νομοθεσία θα εκπονηθεί σχέδιο έκτακτης ανάγκης για το έργο και θα ενσωματωθεί στο Εθνικό σχέδιο έκτακτης ανάγκης ΞΕΝΟΚΡΑΤΗΣ το οποίο διαχειρίζεται και εποπτεύεται από τη Γενική Γραμματεία Πολιτικής Προστασίας.
4. Ο σχεδιασμός του έργου περιλαμβάνει όλες τις απαραίτητες εγκαταστάσεις πυρόσβεσης, εξοπλισμό, και διαδικασίες ανίχνευσης και πρόληψης διαρροών και κινδύνου. Θα εφαρμόζεται 24/7 παρακολούθηση και υποστήριξη σε όλα τα στοιχεία του έργου.

4.13.1 Αναγνώριση κινδύνων FSRU

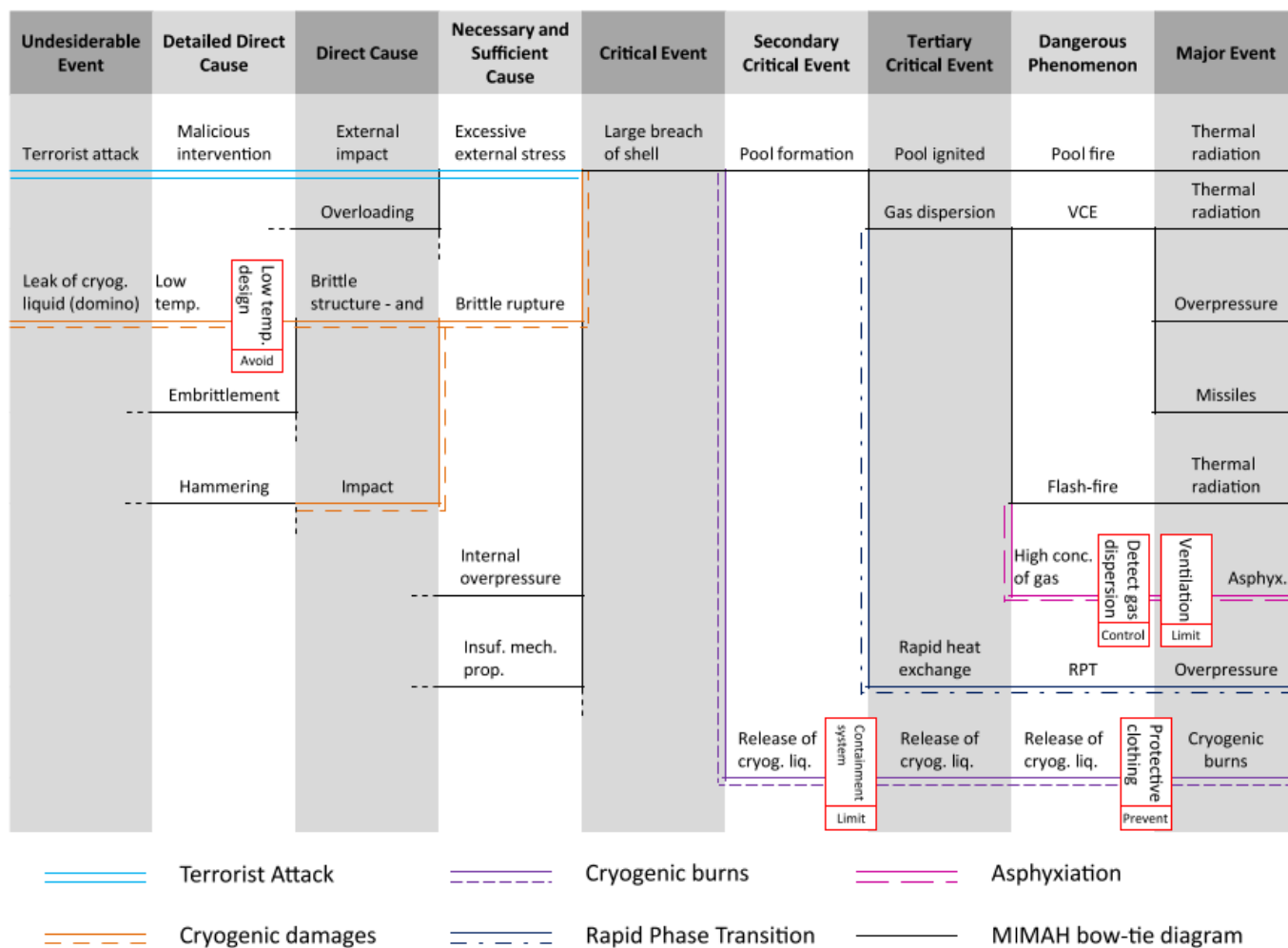
Στον επόμενο πίνακα παρουσιάζονται οι αλυσίδες αιτίας-επιπτώσεων (cause-consequence) που δημιουργούνται με βάση τις πρώιμες προειδοποιήσεις μέσω της τεχνικής Why Tree. Το μόνο σενάριο που δεν αναπαρίσταται είναι της έκρηξης αναβράζοντος υγρού BLEVE (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion) επειδή η τεχνική αναγνώριση σημαντικών κινδύνων MIMAH (Methodology for the Identification of Major Accident Hazards) προσδιορίζει την πιθανότητα BLEVE για το LNG ως συνέπεια ενός φαινομένου ντόμινο.



Πίνακας 29: Αλυσίδες αιτίου-επιπτώσεων για τεχνολογίες αεριοποίησης LNG (N. Paltrinieri A. Tugnoli V. Cozzani, 2015, p. 24)

Το αποτέλεσμα της διαδικασίας ολοκλήρωσης (integration) φαίνεται στο επόμενο διάγραμμα για μια δεξαμενή αποθήκευσης LNG σφαιρικού τύπου Moss ενός FSRU. Είναι ένα διάγραμμα bow-tie που αφορά μια μεγάλη διάρρηξη στο κέλυφος (hull) του πλοίου στην υγρή φάση της δεξαμενής LNG. Περιλαμβάνει επίσης τα διάφορα σενάρια

ατυχήματος. Τα στοιχεία που είναι ενσωματωμένα στο διάγραμμα επισημαίνονται με το ίδιο χρώμα του προηγούμενου πίνακα. Γεγονότα που υπάρχουν ήδη στο διάγραμμα αξιοποιήθηκαν για την περιγραφή σεναρίων. Για παράδειγμα για το σενάριο που οδηγεί σε ασφυξία μόνο το στοιχεία υψηλής συγκέντρωσης αερίου και ασφυξίας ενσωματώθηκαν.



Πίνακας 30: Διάγραμμα bow-tie αναφορικά με ένα μεγάλο ρήγμα στην δεξαμενή LNG (N. Paltrinieri A. Tugnoli V. Cozzani, 2015, p. 25)

4.13.2 Διαδικασία ελάττωσης του ρίσκου διεργασιών

Το πρότυπο διαχείρισης ασφάλειας διεργασιών PSM (Process Safety Management) απαιτεί από την ομάδα ανάλυσης κινδύνων διεργασιών PHA (Process Hazard Analysis) την αξιολόγηση του ανθρώπινου παράγοντα κατά την ανάλυση κινδύνου της διεργασίας. Η βασική αρχή της αξιολόγησης των ανθρώπινων παραγόντων είναι να καθοριστεί ότι ο εργοδότης προσαρμόζει την εργασία και το περιβάλλον στον εργαζόμενο από το ότι ο εργαζόμενος προσαρμόζεται για να τα εκτελέσει την εργασία. Η ομάδα PHA της εγκατάστασης πρέπει να διασφαλίσει:

1. Επαρκή και ασφαλή προσβασιμότητα στους ελέγχους διεργασιών κατά τη διάρκεια επειγόντος περιστατικού
2. Καθορισμό σαφών διαδρομών εξόδου κινδύνου
3. Επαρκής σήμανση στον εξοπλισμό, τις διαδικασίες και/ή στα διαγράμματα σωληνώσεων και οργάνων P&ID (Piping and Instrumentation Diagram)

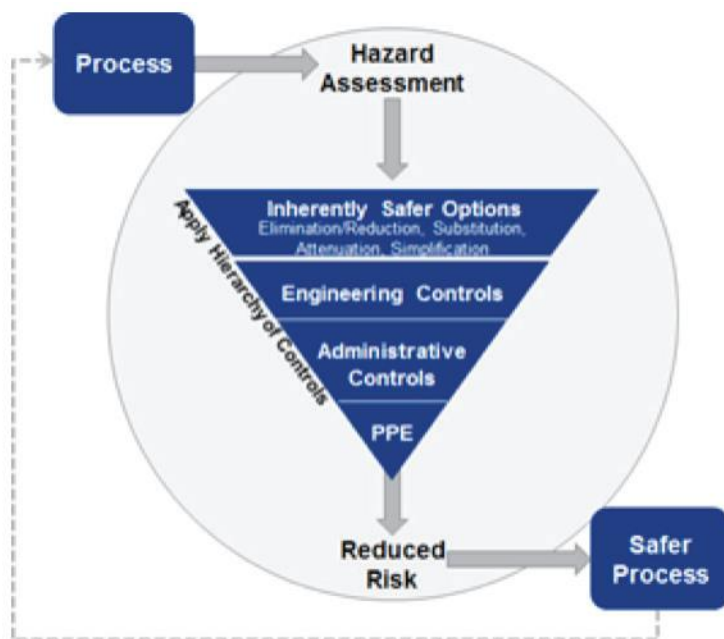
Συγκεκριμένα παραδείγματα περιλαμβάνουν:

1. Επαρκής διαχείριση συναγερμού που απαιτούνται οι χειριστές να εκτελέσουν πολλαπλούς υπολογισμούς και να γνωρίζουν τους ρεαλιστικούς αριθμούς ταυτόχρονων συναγερμών σε μια μονάδα
2. Απαιτήσεις λειτουργίας μιας βαλβίδας παράκαμψης
3. Εντοπισμός βαλβίδων απομόνωσης έκτακτης ανάγκης

Οι έλεγχοι που εξαρτώνται από το ανθρώπινο παράγοντα προκαλούν σύγχυση και μπορούν να αυξήσουν τον κίνδυνο αστοχίας σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης. Οι διοικητικοί έλεγχοι μπορεί να είναι κατάλληλοι ως η μόνη προστασία από κινδύνους με δυνητικά σοβαρές συνέπειες. Τεχνικές εκτίμησης κινδύνου και μείωσης τους μπορεί να είναι αποτελεσματικές στον προσδιορισμό του επιπέδου, της έκτασης των απαραίτητων διασφαλίσεων, και κατάλληλες για την προστασία των εργαζομένων.

Για τους παραπάνω λόγους απαιτείται η ανάπτυξη και η εφαρμογή γραπτών διαδικασιών λειτουργίας που παρέχουν σαφείς οδηγίες για την ασφαλή διεξαγωγή δραστηριοτήτων που εμπλέκονται σε κάθε καλυπτόμενη διαδικασία

σχετικά με το PSM. Οι διαδικασίες πρέπει να παρέχουν σαφείς οδηγίες όχι μόνο να προσδιορίζουν την βήματα για κανονικές λειτουργίες αλλά και για μη σύνηθες συνθήκες, προσωρινές λειτουργίες, ασφαλείς πρακτικές εργασίας και διακοπή λειτουργίας έκτακτης ανάγκης. Οι διαδικασίες λειτουργίας πρέπει να αντιμετωπίζουν τους βασικούς κινδύνους που θα μπορούσαν να συναντηθούν στη διαδικασία. Η διαδικασία ελάττωσης του ρίσκων διεργασιών παρουσιάζεται στην εικόνα που ακολουθεί.



Εικόνα 104: Διαδικασία μείωσης ρίσκου διεργασίας (OSHA, 2017, p. 13)

4.14 Αδειοδοτήσεις

Η λίστα των χορηγούμενων αδειών ή αιτήσεων για την έκδοση αδειών σε σχέση με την παράδοση της εγκατάστασης ή το συνδεδεμένο σύστημα καθώς και τυχόν συμφωνίες που έχουν ολοκληρωθεί μέχρι τώρα παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί.

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΑΔΕΙΩΝ ΠΟΥ ΕΧΟΥΝ ΧΟΡΗΓΗΘΕΙ ΣΤΟ ΕΡΓΟ			
Τύπος Άδειας	Αριθμός απόφασης & Ημερομηνία Έκδοσης	Τροποποιήσεις	Εκδούσα Αρχή
Άδεια Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου	Δ1/Α/19466 -19/08/2011 ΑΔΑ 4ΑΜΦ0-2ΣΠ	60/2017 - 26/01/2017 ΑΔΑ ΨΔΓ3ΙΔΞ-ΕΡ6 406/2018 – 09/05/2018 ΑΔΑ 691ΞΙΔΞ-Θ3Θ	Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων	181707 - 27/03/2013 ΑΔΑ ΒΕ2Ψ0-ΦΥΚ	-	Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής
Παραχώρηση δικαιώματος χρήσης αιγαλιού και παραλίας	19119 - 23/07/2014 ΑΔΑ Ω106ΟΡ1Υ-Υ26	35170/14 - 19/01/2015 ΑΔΑ 7Μ2ΟΟΡ1Υ-Χ72	Αποκεντρωμένη Διοίκηση Μακεδονίας Θράκης
Παραχώρηση του δικαιώματος χρήσης θαλασσιού χώρου και πυθμένα	Δ10Β0012067/7371ΕΞ2014 - 22/09/2014 ΑΔΑ 7Ρ45Η-ΖΤ4	-	Υπουργείο Οικονομικών Γεν. Δ/ση Δημόσιας Περιουσίας
Καταχώρηση μελέτης επικινδυνότητας SEVESO II	170829 - 20/01/2015	-	Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής
Διαδρομή και εγκατάσταση του χερσαίου αγωγού φυσικού αερίου υψηλής πίεσης	23328 - 18/12/2014 ΦΕΚ 35288/30-12-2014	-	Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής
Άδεια Εγκατάστασης	170830 - 20/01/2015 ΑΔΑ 7ΠΔΚ0-ΤΕΙ ΦΕΚ 1648/22-01-2015	-	Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής

Πίνακας 31: Λίστα αδειοδοτήσεων (Gastrade, 2018, p. 3)

4.15 Χρονοδιάγραμμα ολοκλήρωσης του έργου

Τα ορόσημα (milestones) ολοκλήρωσης του έργου περιγράφονται στον πίνακα που ακολουθεί. Η έναρξη της εμπορικής λειτουργίας έχει αναθεωρηθεί λόγω μη ολοκλήρωσης του κανονισμού λειτουργίας και του κόστους χρήσης και λόγω καθυστέρησης ολοκλήρωσης του IGB. Ως χρόνος ολοκλήρωσης του έργου θεωρούνται τα τρία χρόνια και αναμενόμενο έτος έναρξης το 2024.

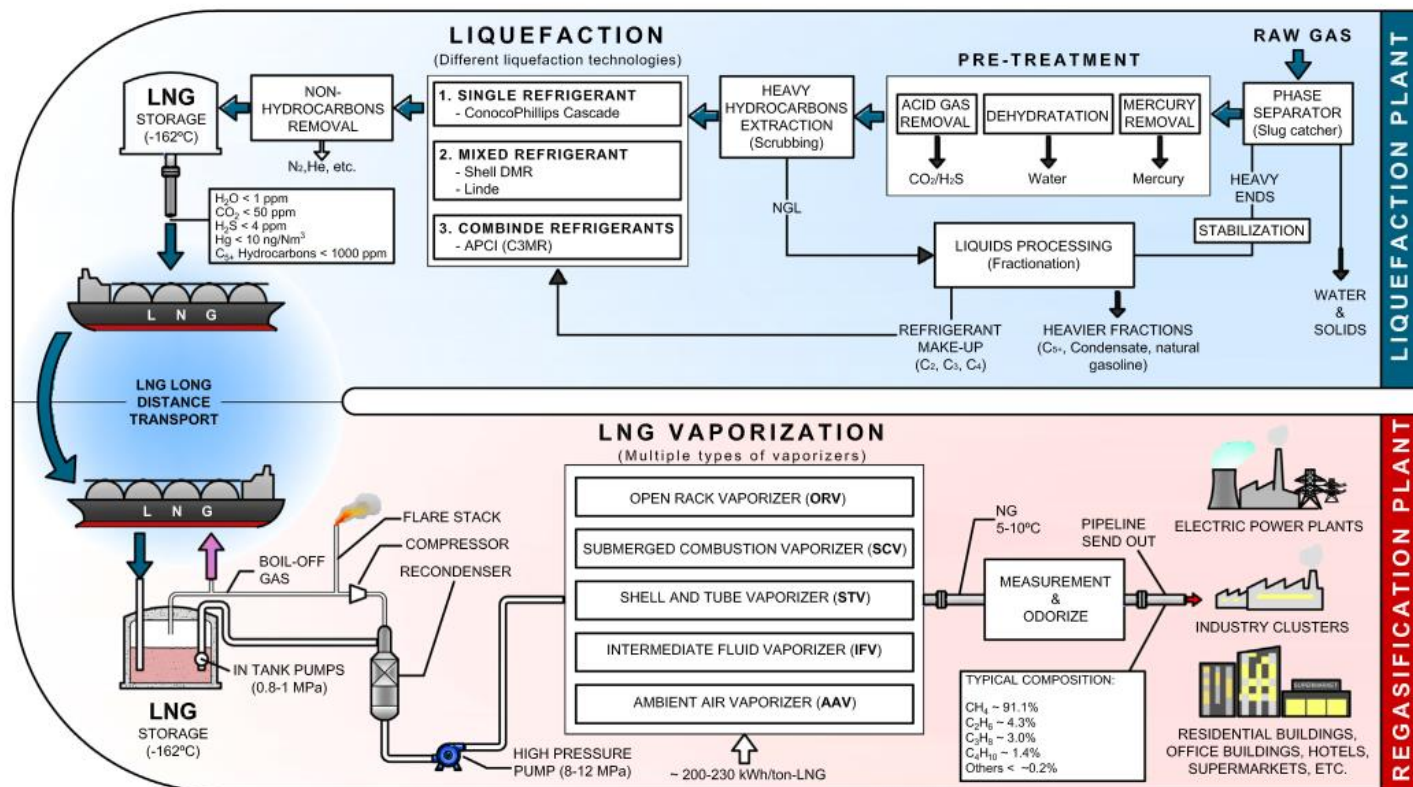
ΧΡΟΝΟΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗΣ ΕΡΓΟΥ	
Ορόσημο	Ημερομηνία
Ολοκλήρωση Μελέτης FEED (συγχρηματοδότηση 50% από το πρόγραμμα Connecting Europe Facility)	Σεπτέμβριος 2017
Ολοκλήρωση κατασκευής χερσαίου αγωγού	Ιούλιος 2020
Ολοκλήρωση κατασκευής υποθαλάσσιου αγωγού και σταθερών εγκαταστάσεων	Ιούλιος 2020
Σύνδεση FSRU με τον αγωγό (Hook-up)	Νοέμβριος 2020
Δοκιμαστική λειτουργία	Νοέμβριος 2020
Έναρξη εμπορικής λειτουργίας	Δεκέμβριος 2020

Πίνακας 32: Ορόσημα ολοκλήρωσης του έργου (Gastrade, 2018, p. 3)

4.16 Εφοδιαστική αλυσίδα LNG

Η επαναεριοποίηση του LNG είναι μόνο ένα από τα πολλαπλά στάδια της εφοδιαστικής αλυσίδας του LNG όπως παρουσιάζεται στην εικόνα που ακολουθεί. Πριν υγροποιηθεί στη μονάδα υγροποίησης το ακατέργαστο ΦΑ που εξαγεται πρέπει να υποβληθεί σε διάφορες επεξεργασίες και πρέπει να πληροί κατάλληλα όρια χημικής σύνθεσης. Στερεά, υδράργυρος, νερό, όξινο αέριο, βαρύς υδρογονάνθρακες και μη υδρογονάνθρακες όπως το άζωτο ή το ήλιο πρέπει να αφαιρεθούν. Η υγροποίηση του ΦΑ είναι μια διαδικασία που απαιτεί σημαντική ποσότητα ενέργειας 300–850KWh/ton LNG ανάλογα με την χρησιμοποιούμενη τεχνολογία. Η διαδικασίες υγροποίησης του ΦΑ διαφέρουν μεταξύ τους ανάλογα με τον τύπο του χρησιμοποιούμενου ψυκτικού μέσου, τον αριθμό των κύκλων του ψυκτικού cascade ή παράλληλη διάταξη του κύκλου ψύξης. Κατά τη διαδικασία υγροποίησης η θερμοκρασία του LNG είναι περίπου -162°C με πυκνότητα 400–500kg/m³ και όγκο περίπου 1/600 του όγκου του ΦΑ.

Το LNG στην συνέχεια μεταφέρεται σε μεγάλες αποστάσεις με δεξαμενόπλοια LNG με χωρητικότητα αποθήκευσης έως 266.000m³. Μόλις το δεξαμενόπλοιο LNG ελλιμενιστεί στο τερματικό παραλαβής το LNG εκφορτώνεται στις δεξαμενές του τερματικού σταθμού. Στις δεξαμενές LNG παράγεται BOG και η διαχείριση του είναι σημαντική για τον έλεγχο της πίεσης μέσα στις δεξαμενές μεταξύ 110-250mbarg. Το BOG συμπιέζεται και υγροποιείται εκ νέου και αναμειγνύεται με το LNG που αντλείται από τις δεξαμενές. Εναλλακτικά το BOG μπορεί να εισαχθεί στα δεξαμενόπλοια LNG μέσω σωληνογραμμής ατμού ή μπορεί να καεί στον πυρσό. Στη συνέχεια το LNG οδηγείται και εξέρχεται στον επανασυμπυκνωτή και αντλείται στους ατμοποιητές όπου λαμβάνει χώρα η επαναεριοποίηση. Το τελικό στάδιο περιλαμβάνει τον μετρητικό σταθμό πριν την αποστολή του ΦΑ στο δίκτυο κατανάλωσης.



Εικόνα 105: Block διάγραμμα εφοδιαστικής αλυσίδας LNG (A. Márquez J. Bruno A. Coronas, 2018, p. 466)

4.17 Τεχνική Περιγραφή του Έργου

4.17.1 ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης

Το ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης αποτελείται από δύο βασικά μέρη (Gastrade, 2012, p. 3)

1. Τον υπεράκτιο πλωτό τερματικό σταθμό LNG αποτελούμενο από: την πλωτή μονάδα αποθήκευσης και αεριοποίησης LNG-FSRU διαστάσεων περίπου 300 μέτρα μήκος και 50 μέτρα πλάτος, δυναμικότητας αεριοποίησης 945.000 m³/h ή 8.2BCM/Y ΦΑ. Η δυναμικότητα αποθήκευσης LNG στις δεξαμενές του FSRU θα είναι 153.5000m³. Η προμήθεια LNG προς την μονάδα FSRU θα γίνεται με δεξαμενόπλοια LNG τα οποία θα μεταφέρουν LNG στους -162°C. Κατά την διαδικασία κατάπλου, μετάγγισης LNG, και απόπλου θα χρησιμοποιούνται 2-3 ρυμουλκά. Η τροφοδοσία θα γίνεται κάθε 11-12 ημέρες και η χρονική διάρκεια προσέγγισης-εκφόρτωσης και απόπλου δεν θα διαρκεί πάνω από 24h. Η εκφόρτωση θα γίνεται με ευέλικτους βραχίονες και το LNG θα αποθηκεύεται στις δεξαμενές LNG του FSRU. Η δυναμικότητα αεριοποίησης θα είναι 3*315.000m³/h ΦΑ αποτελούμενη από 3 μονάδες αεριοποίησης τοποθετημένες στην πλώρη του πλοίου.

Από τις δεξαμενές αποθήκευσης το LNG οδηγείται στις μονάδες αεριοποίησης μέσω 2*4 αντλιών υψηλής πίεσης. Στις μονάδες αεριοποίησης το LNG εξαερώνεται με χρήση θαλασσινού νερού ή με καύση ΦΑ ως θερμαντικό μέσο. Στην συνέχεια οδηγείται προς την μετρητική διάταξη όπου καταγράφονται οι ποσότητες του ΦΑ που οδηγούνται στο δίκτυο.

Οι δύο μονάδες θα είναι κλειστού και ανοικτού κυκλώματος (dual loop). Στου κλειστού κυκλώματος η θέρμανση του LNG θα πραγματοποιείται για την τεχνολογία με καύση ΦΑ με εναλλάκτη θερμότητας μέσω ατμού ο οποίος θα παράγεται σε ειδικούς ατμολέβητες θερμικής ικανότητας 75MW με χρήση 1.5% του παραγόμενου ΦΑ. Ενώ στου ανοικτού κυκλώματος το LNG θερμαίνεται με θαλασσινό νερό μέσω των αντλιών αναρρόφησης. Η τρίτη μονάδα θα είναι ανοικτού κυκλώματος με χρήση θαλασσινού νερού και κατανάλωσης 1%. Το θαλασσινό νερό οποίο θα αναρροφάται από την θάλασσα και θα θερμαίνει το LNG μέσω μεταλλικών επιφανειών σε μια μονάδα ανοιχτής ράγας πριν επιστρέψει στην θάλασσα σε θερμοκρασία χαμηλότερη κατά 7°C συγκριτικά με την θερμοκρασία εισόδου. Για την λειτουργία των μονάδων αεριοποίησης αλλά και των λοιπών λειτουργιών απαιτείται παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η δυναμικότητα ηλεκτροπαραγωγής θα είναι 40MW αποτελούμενη από 4 μονάδες MEK (Μηχανές Εσωτερικής Καύσης) και μια εφεδρική 500KW. Η μέγιστη ενδεικτική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας για αεριοποίησης 700.000NM³/H θα είναι

9.5MW*8760h=83.2GWh και η μέγιστη ενδεικτική κατανάλωση καυσίμου 20.7MNM³ για ηλεκτροπαραγωγή και 20.7MNM³ για αεριοποίηση. Απαιτούνται επίσης 106t fuel oil. Στην εικόνα που ακολουθεί παρουσιάζεται το μοντέλο του FSRU της Gastrade.



Εικόνα 106: FSRU Αλεξανδρούπολης (Gastrade, 2021)

Οι ενδεικτικές προδιαγραφές του FSRU παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί.

Class of vessel	Det Norske Veritas (DNV)
	+1A1, Tanker for liquefied gas, ship type 2G NAUTICUS (Newbuilding) PLUS, CSA-FLS,
	CLEAN, E0, F-AMC, TMON, BIS, REGAS-2,DYNPOS-AUT
Length overall	300.00m
Breadth	53.00m
Depth	28.50m
Designed draught	11.50m
Cargo tank capacity	177,000m ³ (100% at -163°C)
Regasification capacity	750 mm scf/d Max
Main engine	Steam turbine × 1 set
Boiler	Dual-fuel main boiler × 2 sets
	Gas boiler × 2 sets
Generator	Steam turbine generator × 3 sets
	Gas engine generator × 2 sets
	Auxiliary diesel generator × 1 set
	Emergency generator × 1set

Πίνακας 33: Τεχνικές προδιαγραφές FSRU 177.000m³ (K. Tsumura M. Oka. T. Ogata M. Tabira, 2010, p. 14)

Στον πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται η σύγκριση τεχνικών χαρακτηριστικών του συστήματος διπλού βρόχου με ελεγχόμενες εκπομπές CERV (Controllable-Emission Regasification Vessel) ως εναλλακτική με τα συστήματα ανοιχτού και κλειστού βρόχου αεριοποίησης όσον αφορά την οικονομία καυσίμου και σχετικά ζητήματα απόδοσης. Ο πίνακας δείχνει ότι το CERV είναι ανώτερο από τα άλλα συστήματα όσον αφορά την οικονομία καυσίμου και τις επιπτώσεις προς το περιβάλλον.

	CERV		Closed-loop system vessel	Open-loop system vessel
LNG regasification system	Cascade seawater heating system		Hot glycol solution heating system	Cascade seawater heating system
Propulsion machinery (main engine for shuttle operation)	2×3 MW class thruster (27 MW class steam turbine)		2×3 MW class thruster (27 MW class electric propulsion motor)	2×3 MW class thruster (27 MW class steam turbine)
Generator *1	2×3 MW class ST 2×5 MW class GE		3×11 MW class DFE 1×6 MW class DFE	2×3 MW class ST 2×5 MW class ST
Boiler	2×60 T/H class main boiler		2×100 T/H class gas boiler	2×60 T/H class main boiler
Regasification loop	Closed loop	Open loop	Closed loop	Open loop
LNG fuel consumption	100 (Ref.)	25	130	42
Pilot fuel oil	Not necessary (gas only)		Marine diesel oil	Not necessary (gas only)
Emission to air	SOx	None		Due to S component in MDO (up to 1%) *2
	NOx *3	1	1.5	3
	Methane slip	None	Up to 2% of the total amount of fuel	2 to 3% of the total amount of fuel

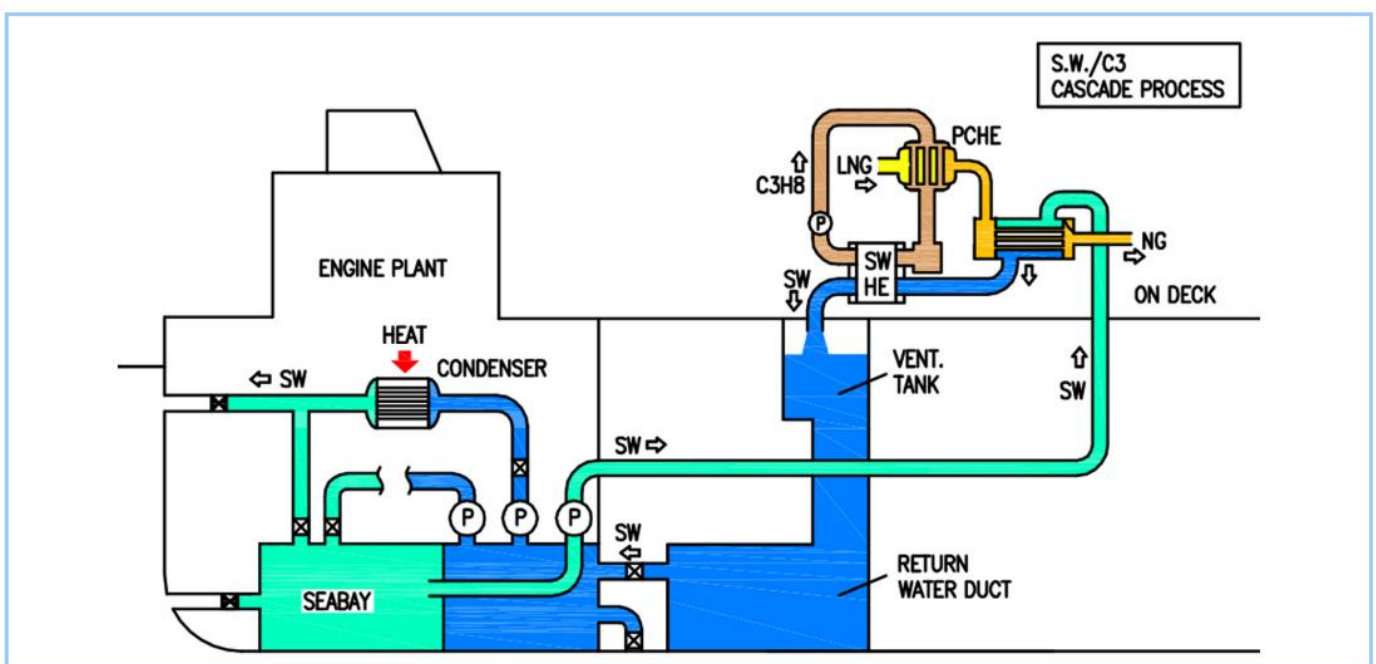
*1 Symbols: ST – steam turbine generator, DFE – dual fuel engine generator, GE – gas engine generator, MDO – marine diesel oil

*2 SOx amount is given by the S component of oil × 2 kg-SOx/kg-S

*3 When NOx removal systems such as an SCR are not installed

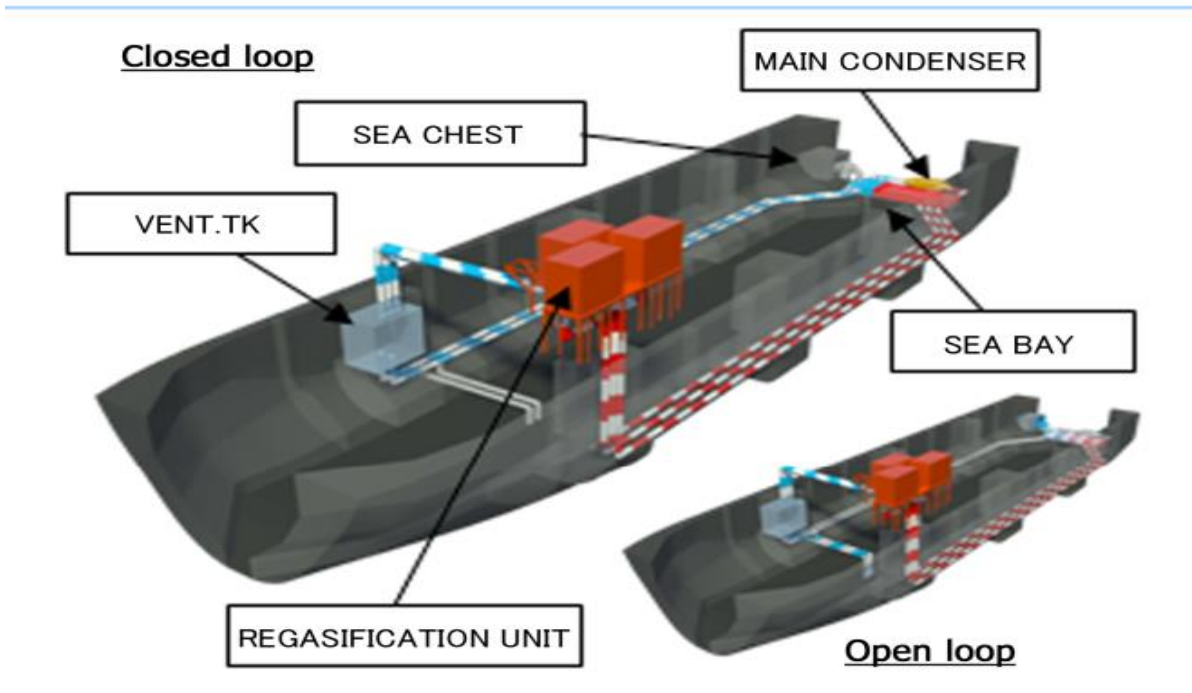
Πίνακας 34: Σύγκριση συστημάτων αεριοποίησης FSRU (K. Tsumura M. Oka. T. Ogata M. Tabira, 2010, p. 17)

Το σύστημα CERV είναι ένα cascade σύστημα θέρμανσης που χρησιμοποιεί θαλασσινό νερό ως πηγή θερμότητας για την επανααεριοποίηση του LNG. Το σύστημα εφαρμόζει διαδικασίες θέρμανσης δύο σταδίων στην πλευρά της χαμηλής θερμοκρασίας και της πλευράς της υψηλής θερμοκρασίας. Το LNG συμπιέζεται από την ενισχυτική αντλία σε επίπεδο που υπερβαίνει την απαιτούμενη η πίεση αποστολής και οδηγείται στον εναλλάκτη θερμότητας στην πλευρά της χαμηλής θερμοκρασίας που χρησιμοποιεί προπάνιο ως ενδιάμεσο θερμαντικό μέσο και αεριοποιείται. Η θερμοκρασία του ΦΑ αυξάνεται στην απαιτούμενη θερμοκρασία από τον εναλλάκτη θερμότητας στην πλευρά της υψηλής θερμοκρασίας η οποία χρησιμοποιεί θαλασσινό νερό για άμεση θέρμανση. Στη συνέχεια το ΦΑ αποστέλλεται μέσω του πυργίσκου. Το θαλασσινό νερό που χρησιμοποιείται για θέρμανση στέλνεται πρώτα στον εναλλάκτη θερμότητας στην πλευρά υψηλής θερμοκρασία η έξοδος του οποίου συνδέεται με τον εναλλάκτη θερμότητας στην πλευρά χαμηλής θερμοκρασίας. Το θαλασσινό νερό απορρίπτεται από τον εναλλάκτη θερμότητας στην πλευρά χαμηλής θερμοκρασίας και έχει χαμηλότερη θερμοκρασία από αυτή του παρεχόμενου θαλασσινού νερού. Το σύστημα διατίθεται σε δύο εκδόσεις: ανοιχτού και κλειστού βρόχου και εξαρτάται με την διαχείριση του ψυχθέντος θαλασσινού νερού εκκένωσης και το μοτίβο λειτουργίας του FSRU. Στην επόμενη εικόνα παρουσιάζεται το cascade σύστημα αεριοποίησης θαλασσινού νερού.



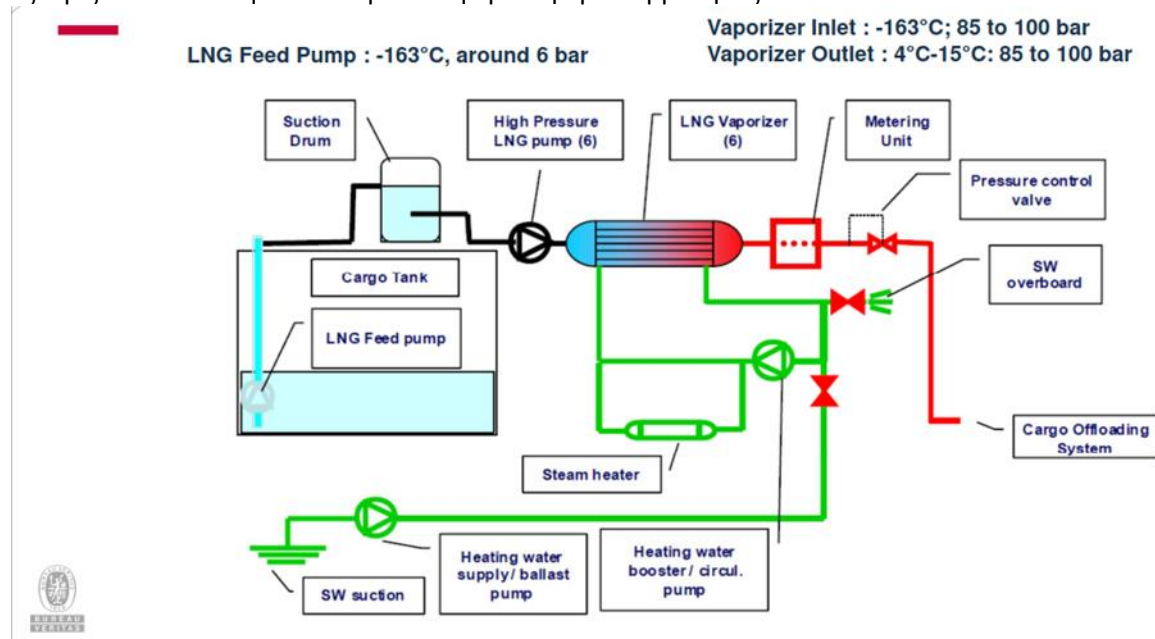
Εικόνα 107: Cascade σύστημα αεριοποίησης LNG (K. Tsumura M. Oka. T. Ogata M. Tabira, 2010, p. 16)

Η σχηματική διάταξη συστήματος διπλού βρόχου αεριοποίησης παρουσιάζεται στην εικόνα που ακολουθεί. Το σύστημα χρησιμοποιεί θαλασσινό νερό ως πηγή θερμότητας που χρησιμοποιείται για την αεριοποίηση του LNG. Ο εξοπλισμός περιλαμβάνει μια δεξαμενή προπάνιου ως ενδιάμεσο μέσο ψύξης και τοποθετείται μεταξύ της δεξαμενής 1 και της δεξαμενής 2 για την αποτελεσματική χρήση των περιοχών του καταστρώματος μεταξύ των καλυμμάτων της δεξαμενής. Η αντλία θαλασσινού νερού είναι εγκατεστημένη στο μηχανοστάσιο και συνδέεται με το σύστημα αεριοποίησης με σωληνογραμμή ή αγωγό θαλασσινού νερού που διέρχεται από τη δεξαμενή έρματος. Το κρύο θαλασσινό νερό που εκκενώνεται από το σύστημα αεριοποίησης ανακυκλώνεται ή εκκενώνεται μέσω της δεξαμενής απομάκρυνσης.



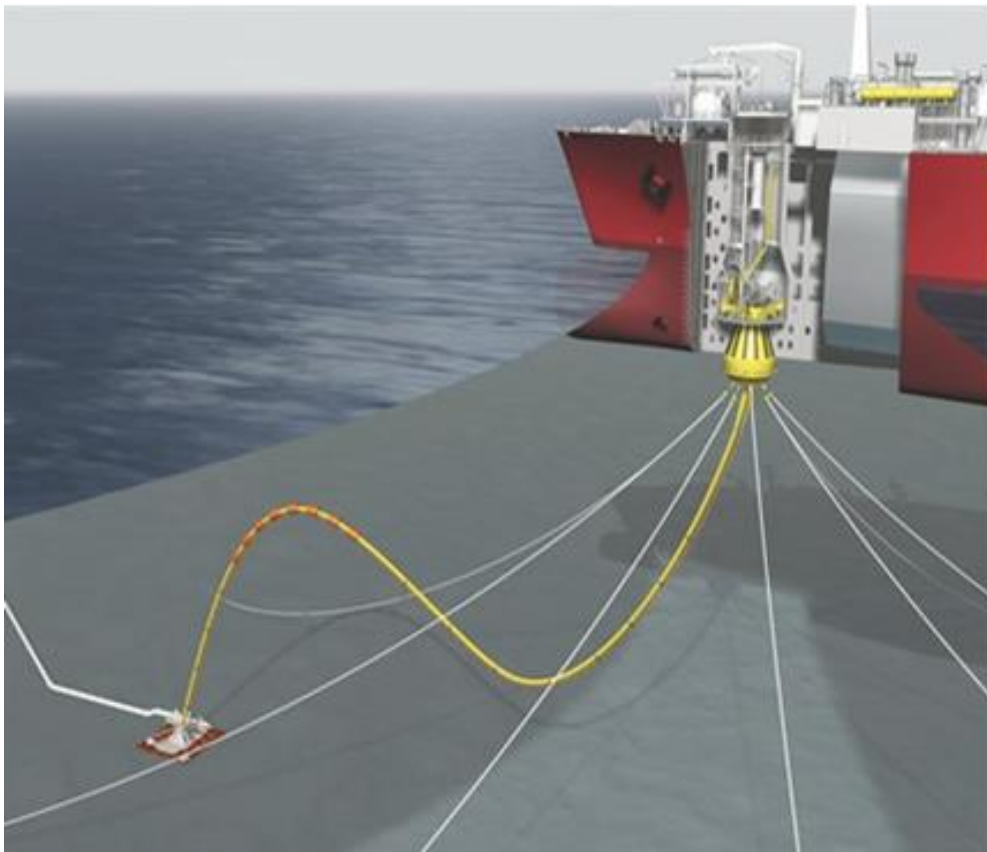
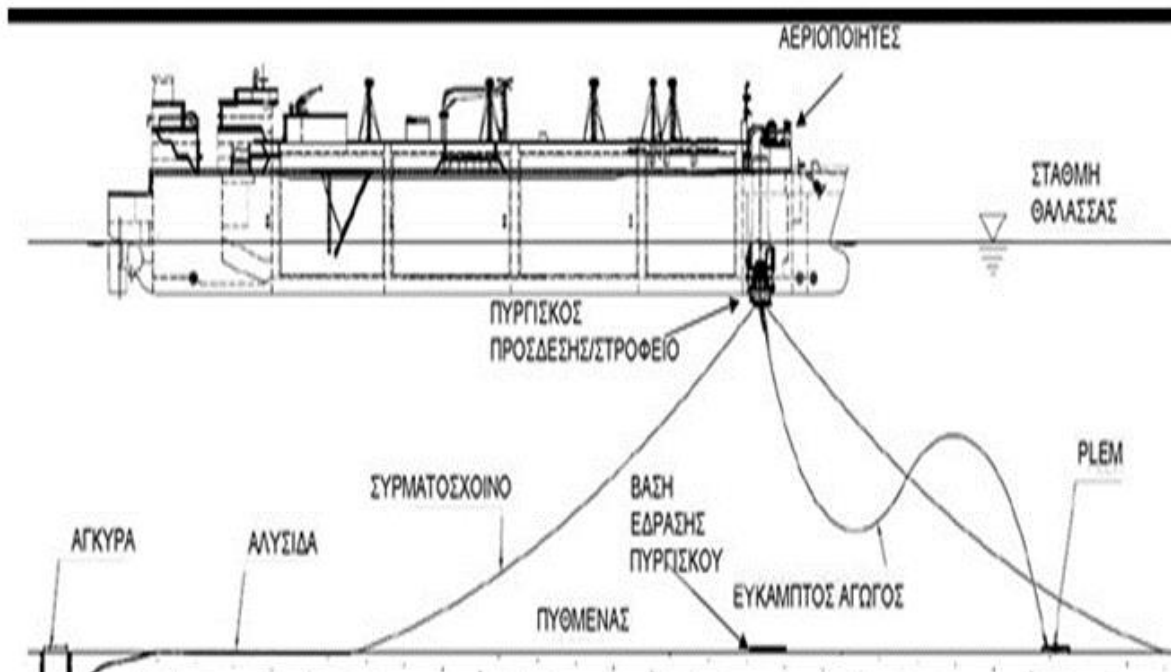
Εικόνα 108: Cascade σύστημα αεριοποίησης LNG διπλού βρόχου (K. Tsumura M. Oka. T. Ogata M. Tabira, 2010, p. 1)

Το διάγραμμα ροής της αεριοποίησης LNG ανοιχτού βρόχου παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί. Το LNG αποστέλλεται από τις δεξαμενές στην μονάδα αεριοποίησης το οποίο περιλαμβάνει ενισχυτικές αντλίες και ατμοποιητές. Οι ενισχυτικές αντλίες αυξάνουν την πίεση στα 85-90bar. Το LNG εξατμίζεται σε πίεση που επιτρέπει την μεταφορά θερμότητας.



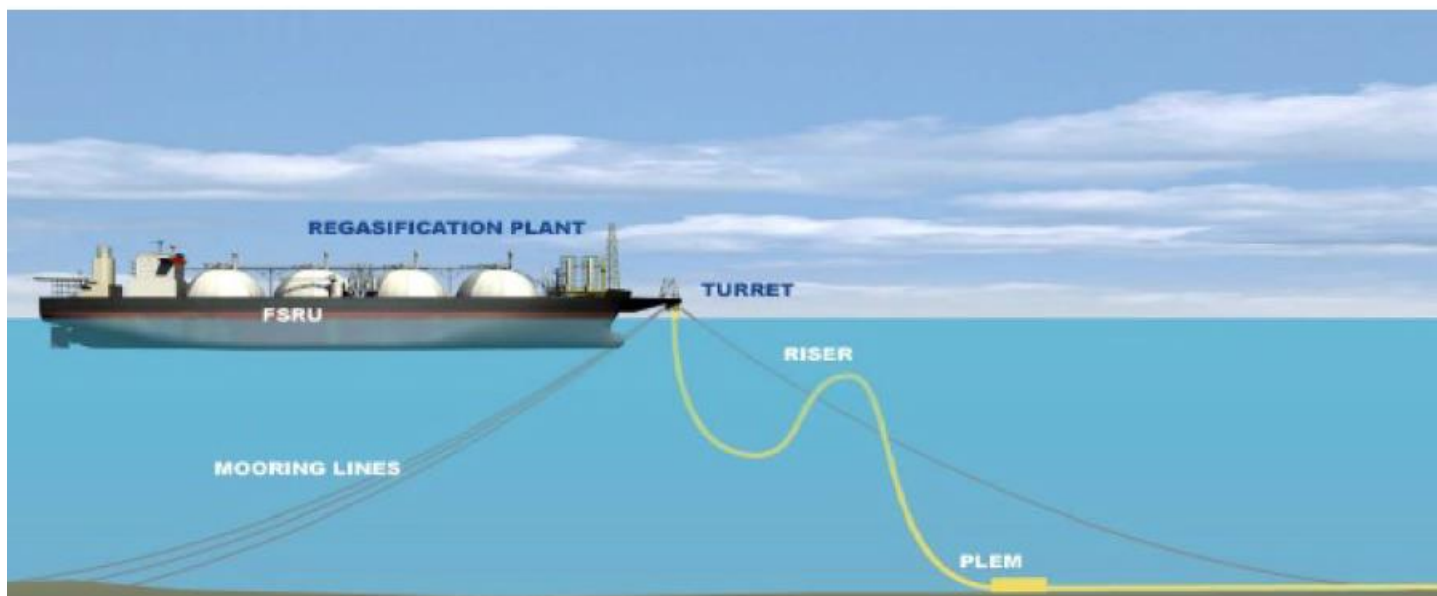
Εικόνα 109: Διάγραμμα ροής αεριοποίησης LNG ανοιχτού βρόχου (J. Boulland, 2019, p. 28)

2. Το μόνιμο σύστημα πρόσδεσης του FSRU και τις μόνιμες υπερράκτιες εγκαταστάσεις. Το FSRU θα είναι μόνιμα αγκυροβολημένο σε σταθερό σημείο. Το σύστημα αγκύρωσης είναι προσδεμένο στον πύργο της μονάδας αποτελούμενο από 6-9 άγκυρες που του επιτρέπει να περιστρέφεται γύρω από τον άξονα του έως και 360° διατηρώντας την πλήρη σταθερή. Το σύστημα αγκύρωσης περιλαμβάνει τρεις ομάδες αγκυρών σε γωνία 120° για μέγιστη ασφάλεια όπως παρουσιάζεται στην επόμενη εικόνα.



Εικόνα 110: Μόνιμες υπερράκτιες εγκαταστάσεις και πυργίσκος πρόσδεσης (Gastrade-Μόνιμες υπερράκτιες εγκαταστάσεις, 2021)

3. Δύο εύκαμπτους αγωγούς διαμέτρου $D=14''$ για την παροχή του ΦΑ σε πίεση 90-100barg από την μονάδα FSRU στους υποθαλάσσιους αγωγούς διαμέσου της ΠΛΕΜ



Εικόνα 111: Εύκαμπτοι αγωγοί και PLEM (Gastrade, 2012, p. 22)

4. Την PLEM η οποία είναι ποντισμένη στον πυθμένα του βυθού της θάλασσας. Η δυναμικότητα παροχής ΦΑ προς το δίκτυο σε συνθήκες κανονικής συνεχούς λειτουργίας είναι 500.000-945.000 NM^3/h ή 4.38-8.2BCM/Y με μέσο ρυθμό αεριοποίησης 300.000 NM^3/h ή 2.6BCM/Y . Το παραγόμενο ΦΑ μετά την διαδικασία της μέτρησης μεταφέρεται στον πύργο του FSRU και μέσω αυτού στους ευκάμπτους αγωγούς οι οποίοι συνδέονται με την υποθαλάσσια μονάδα πολλαπλής εξαγωγής αγωγού PLEM. Η μεταφορική ικανότητα του αγωγού είναι 1.200.000 NM^3/H και η δεσμευμένη δυναμικότητα 87TWH/Y σύμφωνα με τον πίνακα που ακολουθεί.

A/A	Ονομασία Σημείου Εισόδου	Δεσμευμένη Μεταφορική Ικανότητα Παραλαβής [MWh/Ημέρα]	Μέγιστη Ωριαία Ποσότητα Παραλαβής [MWh/ώρα]	Ελάχιστη Πίεση Παράδοσης [barg]	Μέγιστη Πίεση Παράδοσης [barg]
1	ΝΕΑ ΕΙΣΟΔΟΣ «ΑΣΦΑ ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΥΠΟΛΗΣ (Νέο Σημείο)	241.056	10.044	65	110

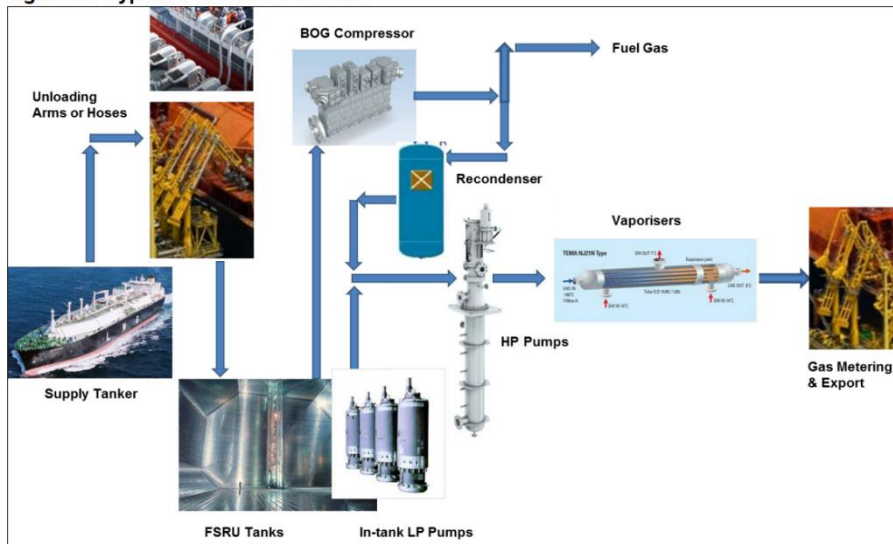
Πίνακας 35: Δεσμευμένη δυναμικότητα ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης (Gastrade, 2018, p. 1)

5. Το σύστημα διασύνδεσης του σταθμού με το ΕΣΦΑ το οποίο περιλαμβάνει
- υποθαλάσσιους αγωγούς μήκους 24KM, D=30''
 - τον χερσαίο αγωγό που συνδέει το υποθαλάσσιο τμήμα με τον ΕΣΦΑ συνολικού μήκους 4KM, D=30''
 - σταθμό μέτρησης και ρύθμισης πίεσης στο σημείο σύνδεσης του ΑΣΦΑ με το ΕΣΦΑ. Ο μετρητικός-ρυθμιστικός σταθμός στην περιοχή της Αμφιτρίτης θα αποτελείται από κτίριο ελέγχου και βοηθητικών εγκαταστάσεων εμβαδού 100m²
6. Μελλοντικά θα υπάρχει η επιλογή της παραγωγής και εμπορίας πράσινου υδρογόνου όπως παρουσιάζεται στην εικόνα που ακολουθεί με ταυτόχρονη μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 20%.

4.17.2 Διάγραμμα ροής FSRU

Το διάγραμμα ροής του τερματικού σταθμού FSRU παρουσιάζεται στο διάγραμμα που ακολουθεί. Το LNG παραλαμβάνεται μέσω βραχιόνων εκφόρτωσης μετράται και αποθηκεύεται στις δεξαμενές. Οι αντλίες χαμηλής πίεσης που βρίσκονται στις δεξαμενές αποθήκευσης στέλνουν το LNG στον επανασυμπυκνωτή όπου έρχεται σε επαφή με συμπιεσμένο BOG από τις δεξαμενές αποθήκευσης και το BOG συμπυκνώνεται ξανά σε LNG πριν την είσοδο στις αντλίες υψηλής πίεσης. Ένα μέρος του BOG χρησιμοποιείται ως καύσιμο του FSRU και συμπληρώνεται εάν απαιτείται με αεριοποιημένο LNG. Το καύσιμο που χρησιμοποιείται μετράται. Οι αντλίες υψηλής πίεσης αυξάνουν την πίεση του LNG από συνήθως 5barg στην πίεση εξαγωγής που απαιτούνται από τον πελάτη συνήθως

100barg για ΦΑ στο δίκτυο. Στη συνέχεια το LNG εξατμίζεται στην πίεση εξαγωγής μετράται και εξάγεται μέσω των βραχιόνων εξαγωγής ΦΑ στον αγωγό εξαγωγής και στο δίκτυο ΦΑ.

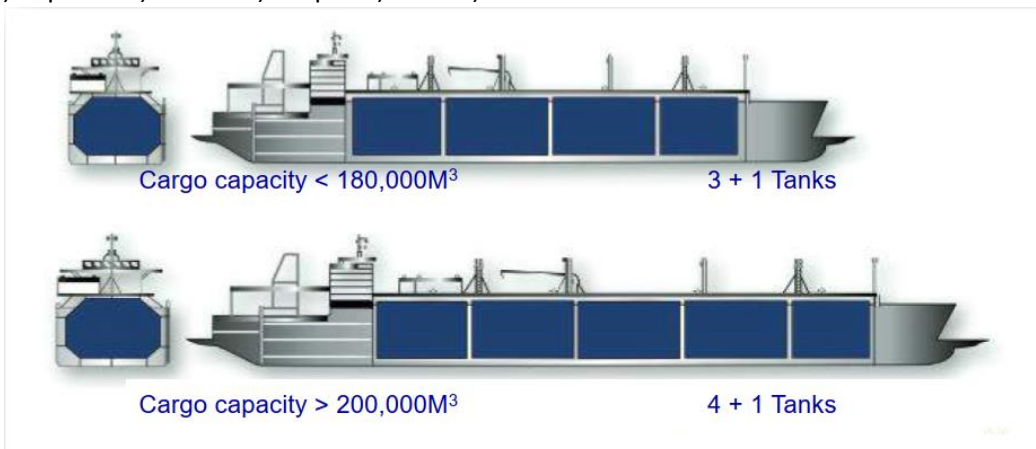


Εικόνα 112: Σχηματική διάταξη ροής FSRU (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 3)

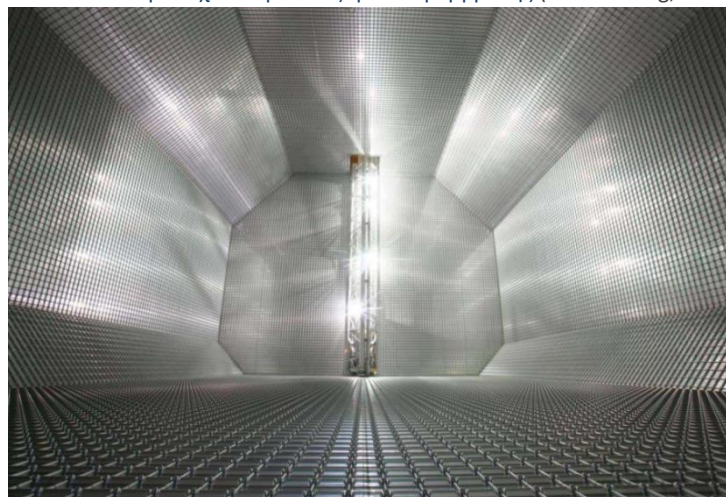
4.17.3 Κύριος εξοπλισμός FSRU

Ο κύριος εξοπλισμός που περιλαμβάνει το FSRU αποτελείται από:

1. Δεξαμενές αποθήκευσης LNG, 4 δεξαμενές συνολικής χωρητικότητας 153.500m³. Οι συνθήκες των δεξαμενών LNG είναι 0.07-0.025bar και -163°C. Κάθε δεξαμενή είναι εξοπλισμένη με βαλβίδες για την αποτροπή υψηλότερων πιέσεων ή κατάθλιψη στις δεξαμενές και είναι συνδεδεμένες με το σύστημα εξαερισμού. Οι δεξαμενές θα είναι κυλινδρικές τύπου Moss ή μεμβράνης με πιθανότερο της μεμβράνης. Οι κανονισμοί σχεδιασμού αναφορικά με τον αριθμό δεξαμενών και το εσωτερικό μιας τυπικής δεξαμενής μεμβράνης παρουσιάζονται στις επόμενες εικόνες.

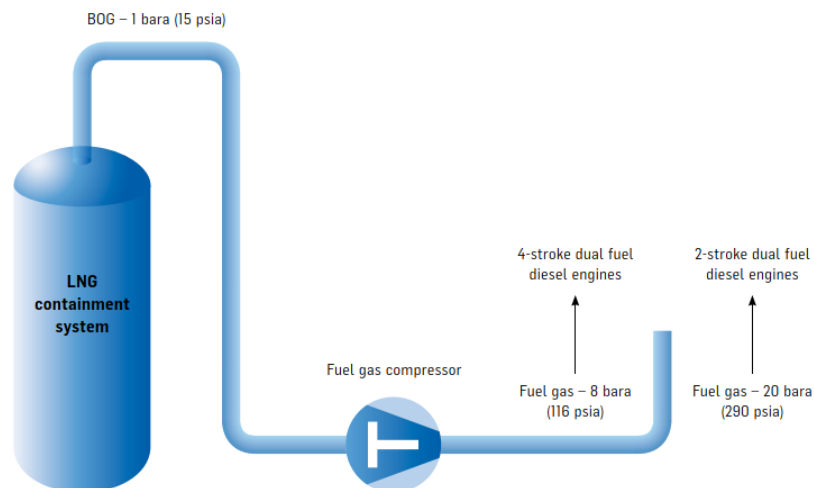


Εικόνα 113: Κανονισμοί σχεδιασμού δεξαμενών μεμβράνης (GTT Training, 2014, p. 36)

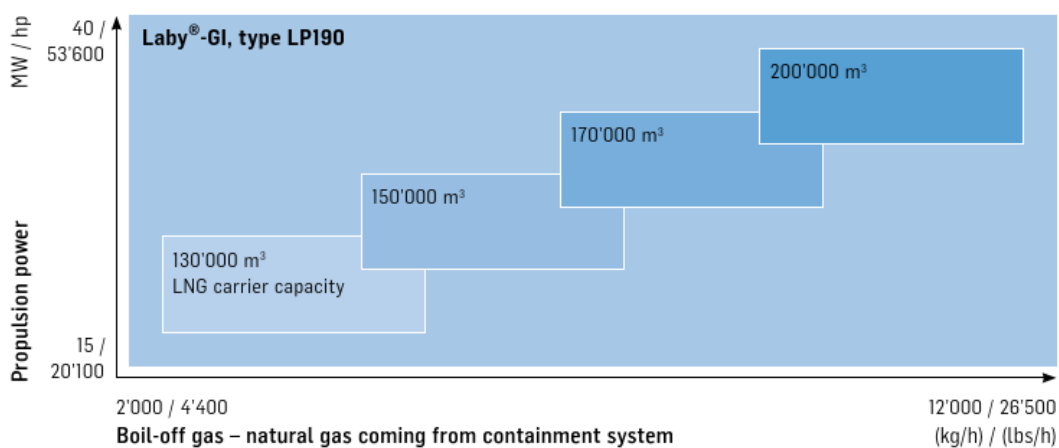


Εικόνα 114: Εσωτερικό δεξαμενής τύπου μεμβράνης (GTT Training, 2014, p. 56)

2. Υψηλής και χαμηλής ισχύς φυγόκεντροι συμπιεστές με αντιστοιχούς θερμαντήρες. Στην επόμενη εικόνα παρουσιάζεται το διάγραμμα ροής ενός συμπιεστή fuel gas για σύστημα πρόωσης DFDE, και το εύρος απόδοσης του ανάλογα με την δυναμικότητα δεξαμενών του FSRU.

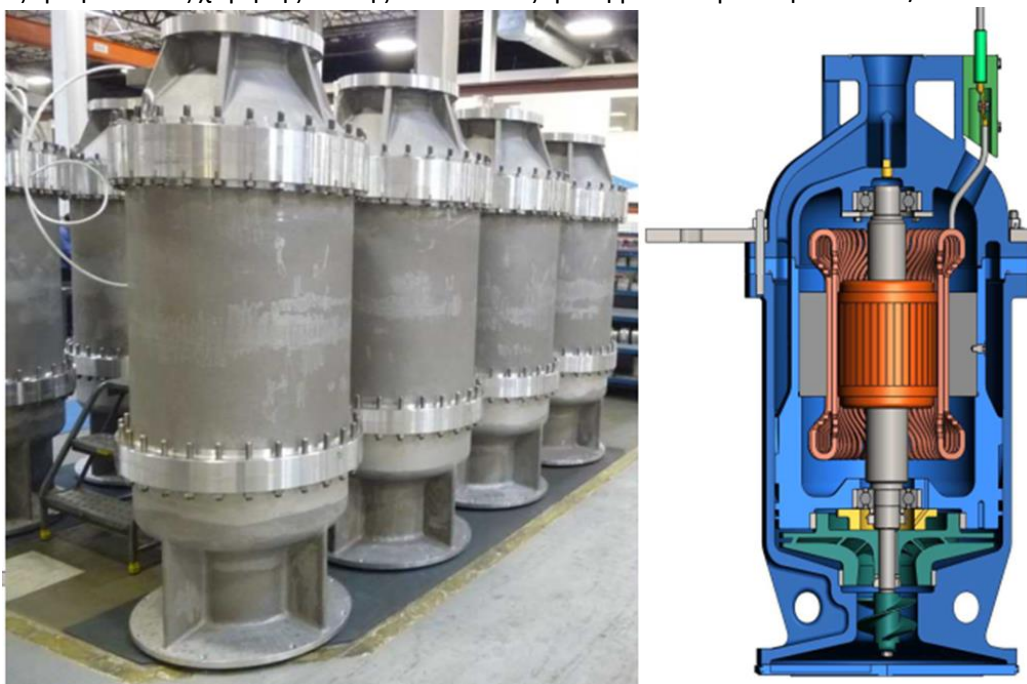


Εικόνα 115: Διάγραμμα ροής συμπιεστή διαχείρισης Boil off (Burckhardt Compression, 2014, pp. 12-13)



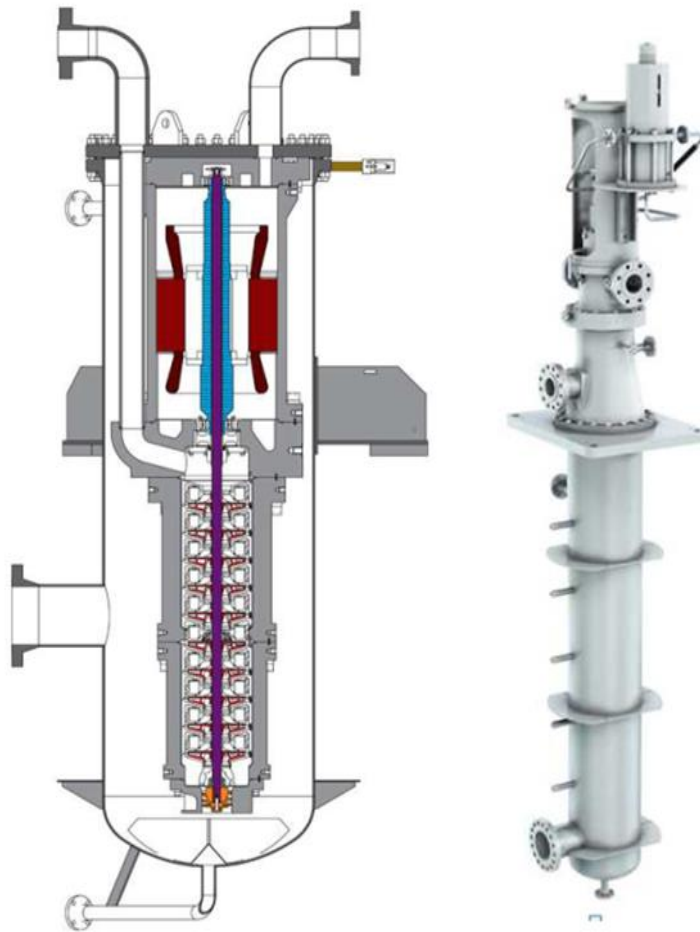
Εικόνα 116: Εύρος απόδοσης συμπιεστών διαχείρισης Boil off (Burckhardt Compression, 2014, pp. 12-13)

3. Τρεις αντλίες τροφοδοσίας χαμηλής πίεσης σε κάθε δεξαμενή με δυναμικότητα 300m³/h LNG ανά αντλία



Εικόνα 117: Αντλίες χαμηλής πίεσης (J. Boulland, 2019, p. 30)

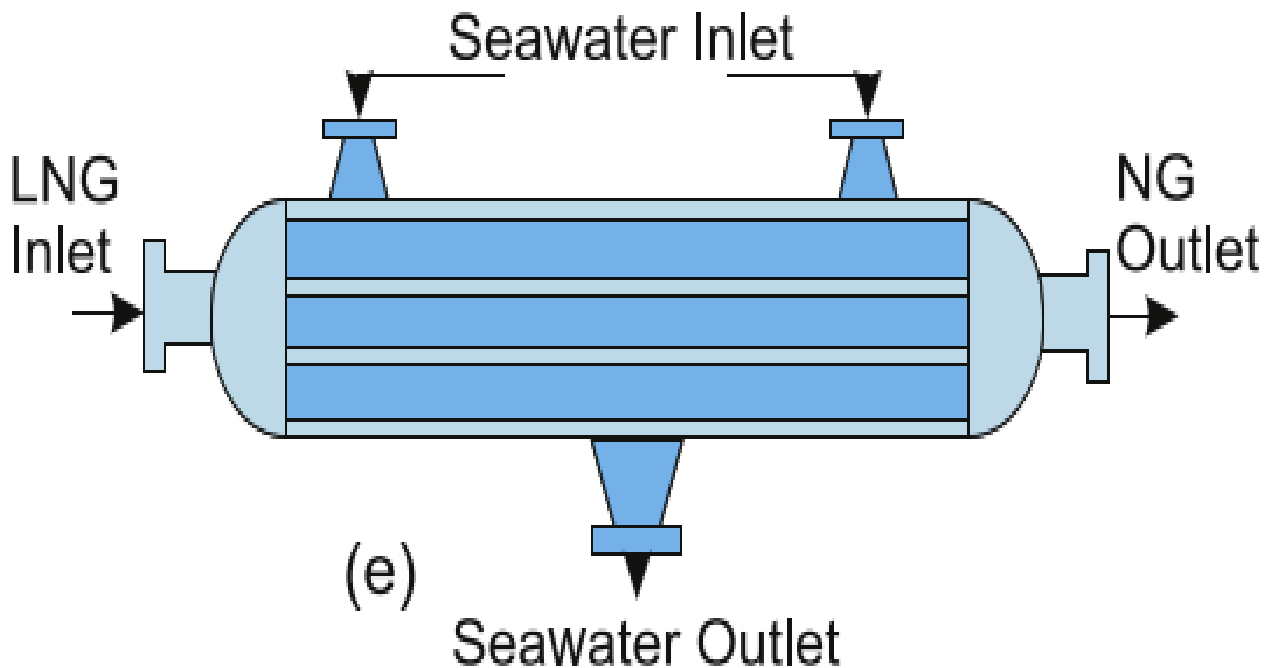
4. Οκτώ αντλίες υψηλής πίεσης δυναμικότητας 300m³/h πριν τις μονάδες αεριοποίησης



Εικόνα 118: Αντλίες υψηλής πίεσης (J. Boulland, 2019, p. 31)

5. Δύο μονάδες αεριοποίησης ανοικτού-κλειστού βρόχου

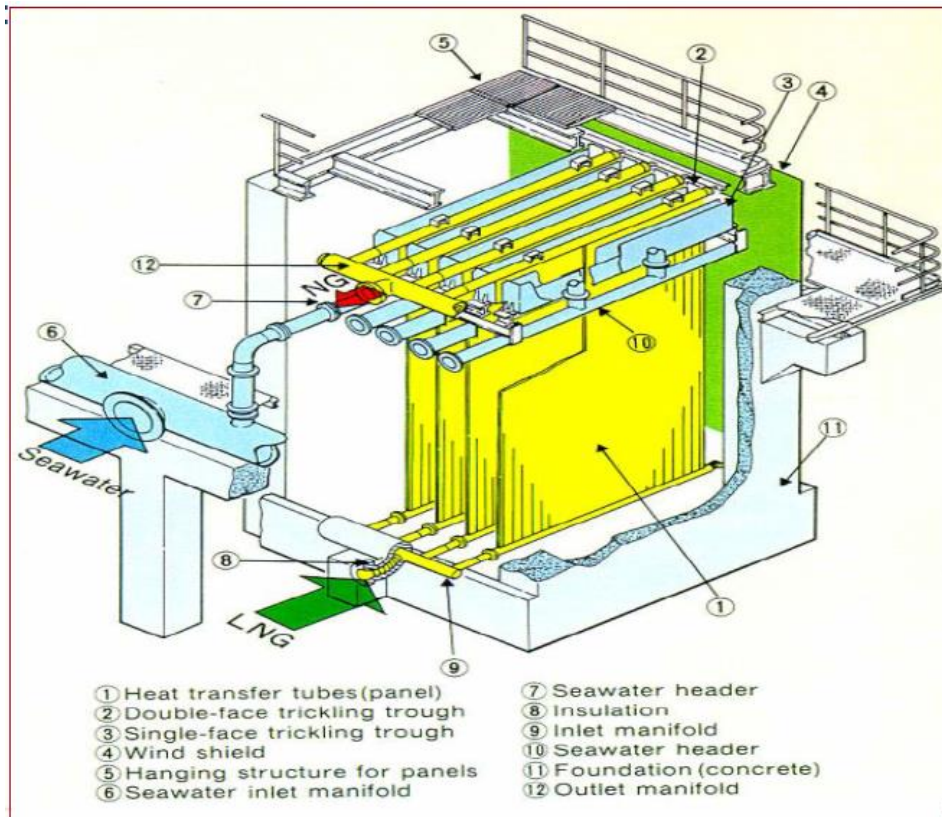
- Μονάδες κλειστού βρόχου με θέρμανση LNG μέσω εναλλάκτη θερμότητας και κατανάλωση 1.5%



Εικόνα 119: Αεριοποιητής εναλλάκτη θερμότητας (B. Kanbur L. Xiangs S. Dubeya F. Choo F. Duan, 2017, p. 1174)

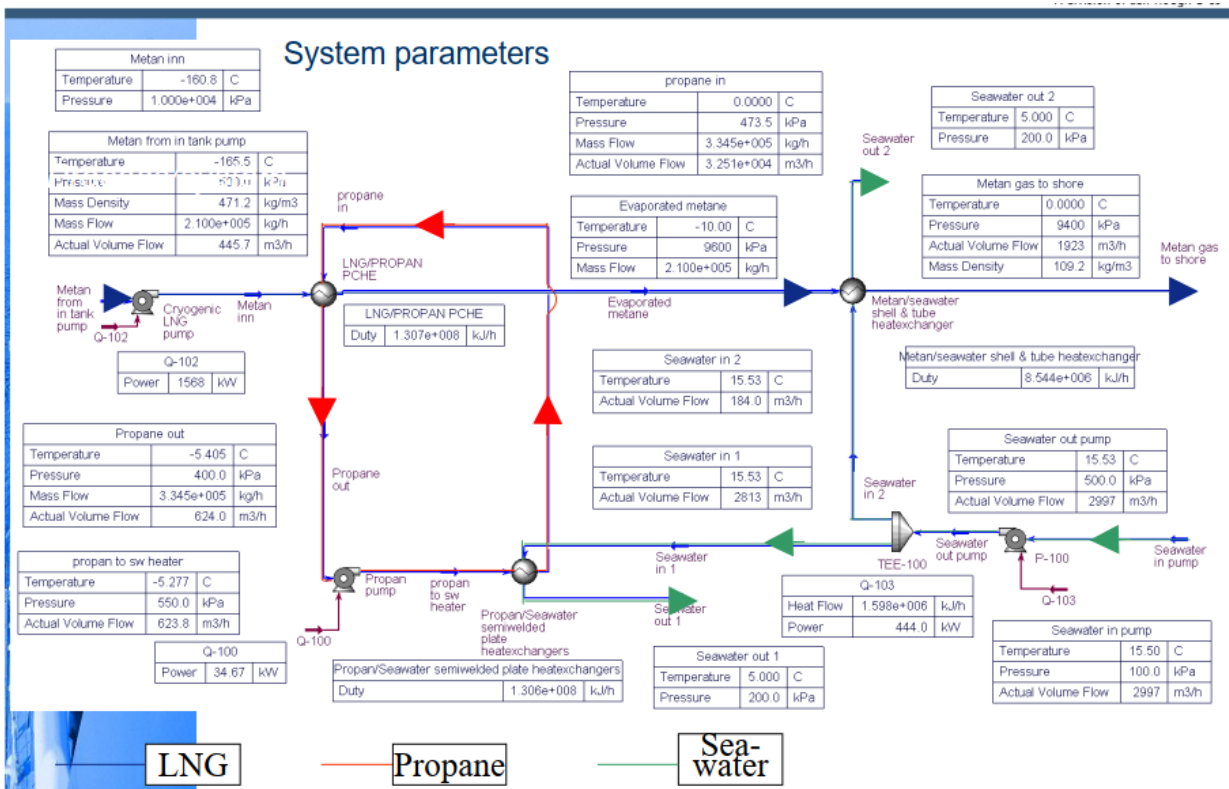
- Μια μονάδα αεριοποίησης ανοικτού βρόχου τύπου ανοιχτής ράγας ORV (Open Rack Vaporizer) με κατανάλωση 1% του ΦΑ αποστολής. Σε ένα ORV το LNG ρέει μέσα σε ένα εναλλάκτη θερμότητας ανταλλάσσοντας θερμότητα με το θαλασσινό νερό που ρέει έξω από τον εναλλάκτη μεταφοράς για να αεριοποιήσει το LNG. Το LNG ρέει από ένα ακροφύσιο εισόδου στον πυθμένα και διέρχεται από ένα manifold

εισαγωγής και ένα σωλήνα και διοχετεύεται σε ένα σύνολο πάνελ όπου το καθένα που αποτελείται από μια σειρά σωληνώσεων μεταφοράς θερμότητας. Καθώς το LNG ρέει προς τα πάνω μέσα στους σωλήνες του εναλλάκτη ανταλλάσσει θερμότητα με θαλασσινό νερό που ρέει προς τα κάτω εξωτερικά από τους σωλήνες μεταφοράς θερμότητας. Αυτό παράγει ΦΑ κανονικής θερμοκρασίας και στέλνεται από ένα ακροφύσιο εξόδου μέσω σωλήνας manifold.



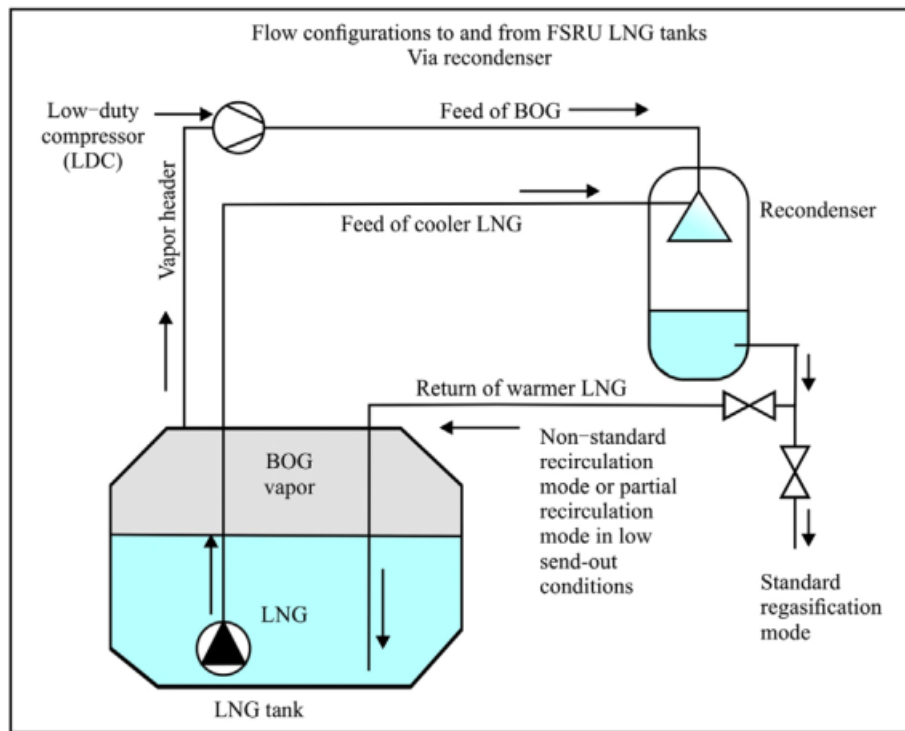
Εικόνα 120: Αεριοποιητής ORV (Dr J Kokarakis, 2016, p. 9)

Οι ενδεικτικές παράμετροι λειτουργίας του συστήματος αεριοποίησης αποτελείται από τρία κυκλώματα και παρουσιάζεται στην επόμενη εικόνα για ένα σύστημα ανοιχτού βρόχου



Εικόνα 121: Παράμετροι λειτουργίας συστήματος αεριοποίησης ανοιχτού βρόχου (LEIF HÖEGH & CO, 2004, p. 13)

6. Επανασυμπυκνωτή (recondenser). Το διάγραμμα ροής του παρουσιάζεται στην επόμενη εικόνα.



Εικόνα 122: Τυπική διάταξη FSRU recondenser (M. Kulitsa D. Wood, 2018, p. 368)

7. Βραχίονες εκφόρτωσης LNG



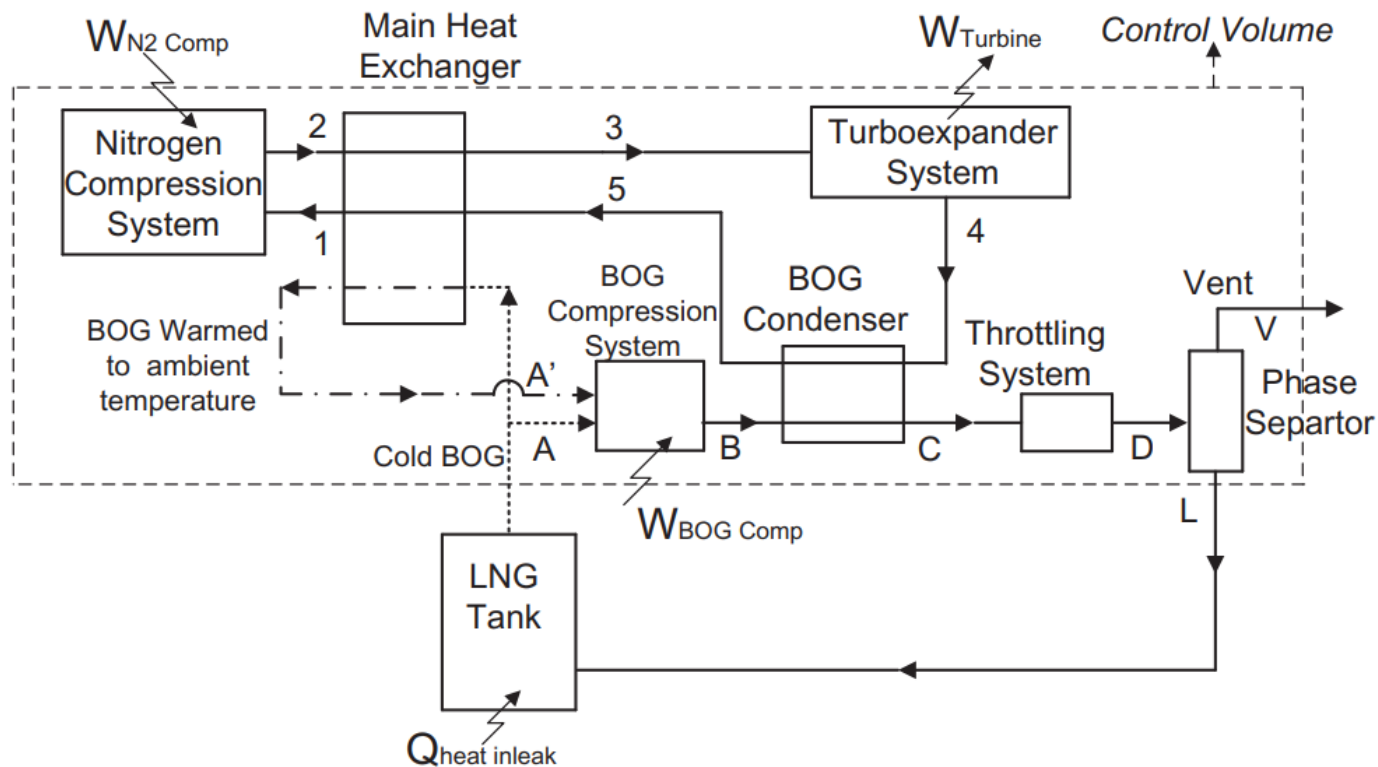
Εικόνα 123: Βραχίονες εκφόρτωσης LNG (TechnipFMC, 2018, p. 11)

8. Μετρητικές διατάξεις εξαγωγής ΦΑ

4.17.4 Διαχείριση Boil off Gas

Κατά την κανονική λειτουργία χωρίς εκφόρτωση LNG το BOG που παράγεται από το LNG στις δεξαμενές είναι της τάξης του 0.15% κατά βάρος την ημέρα και χρησιμοποιείται ως καύσιμο στα συστήματα λειτουργίας του πλοίου. Τα σύγχρονα FSRU ανακτούν αυτή την περίσσεια με χρήση επανασυμπυκνωτών. Το BOG έρχεται σε επαφή με το LNG από τις αντλίες χαμηλής πίεσης και συμπυκνώνεται ξανά σε LNG πριν την εισαγωγή του στις αντλίες υψηλής πίεσης και τους ατμοποιητές. Στο διάγραμμα ροής που ακολουθεί παρουσιάζεται η διεργασία υγροποίησης του BOG. Το BOG από τη δεξαμενή LNG συμπιέζεται και συμπυκνώνεται από κρύο άζωτο σε έναν κύκλο ψύξης και διοχετεύεται

στη δεξαμενή για την παραγωγή υγρού LNG και λίγου ατμού. Ο ατμός εξαερώνεται και το υγρό LNG επιστρέφει στη δεξαμενή.



Εικόνα 124: Διάγραμμα ροής διαχείρισης BOG (S. Kochni- J. Joy- K. Chowdhury, 2019, p. 863)

4.18. Εξισώσεις υπολογισμών οικονομικών όρων

Οι σχέσεις του πλήρη χρόνου απόσβεσης, της καθαρής παρούσας αξίας, του κύκλου εργασιών, του συνολικού κόστους, του συνολικού σταθερού κόστους συντήρησης και λειτουργίας, του κόστους δημοτικού φόρου, οι συνολικοί φόροι, ο εσωτερικός δείκτης απόδοσης, και οι επεξηγήσεις των επιμέρους όρων παρουσιάζονται στις σχέσεις που ακολουθούν (J. Kaldellis- D. Vlachou- G. Korbakis, 2005, p. 1970).

Η ερμηνεία των όρων των εξισώσεων δίνεται στην λίστα που ακολουθεί:

- C: συνολικό κόστος εγκατάστασης (€)
- c: τιμή ηλεκτρικής ενέργειας (€/MWh)
- E: παραγωγή ενέργειας της εγκατάστασης (KWh)
- e: ετήσιος πληθωρισμός ηλεκτρικής ενέργειας (%)
- e_N: ετήσια ανατίμηση ηλεκτρικής ενέργειας (%)
- FC: σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας (€)
- g_m: ετήσιος πληθωρισμός συντήρησης και λειτουργίας (%)
- IC₀: συνολικό επενδυτικό κόστος (turn key) (€)
- IRR: εσωτερικός βαθμός απόδοσης της επένδυσης (%)
- i=επιτόκιο αναγωγής (%)
- m: συντελεστής μεταβολής σταθερού κόστους συντήρησης και λειτουργίας (%)
- NPV: καθαρά παρούσα αξία (€)
- n: περίοδος λειτουργίας της επένδυσης (years)
- R: συνολικά έσοδα της επένδυσης (€)
- Y: υπολείπουσα αξία της επένδυσης (€)
- ξ: δημοτικός φόρος (€)
- φ: φορολογικός συντελεστής κερδών (%)

- The **Complete Payback Period** represents the time that it takes for a project to recover its initial cost, considering also the total income and expenses up to that year as well as the residual value of the investment:

$$\tilde{G}_n = \tilde{R}_n - IC_0 \cdot (1 - \gamma) - \tilde{C}_n + \tilde{Y}_n$$

Net Present Value

$$NPV_n = \tilde{G}_n = \tilde{R}_n - IC_0 \cdot (1 - \gamma) - \tilde{C}_n + \tilde{Y}_n$$

Total income

$$\tilde{R}_n = \sum_{j=1}^{j=n} \tilde{R}_{(j)} = \sum_{j=1}^{j=n} E_{(j)} \cdot \frac{c_j}{(1+i)^j} = \sum_{j=1}^{j=n} E_{(j)} \cdot c_0 \left(\frac{1+e}{1+i} \right)^j$$

Total expenses

$$\tilde{C}_n = \tilde{F}_{C_n} + \tilde{T}_n + Others_n$$

Total fixed M&O cost $\tilde{F}_{C_n} = \sum_{j=1}^{j=n} \tilde{F}_{C(j)} = \sum_{j=1}^{j=n} m \cdot IC_o \cdot \left(\frac{1+g_m}{1+i} \right)^j$

Total money paid for public rates $\tilde{P}_{R_n} = \sum_{j=1}^{j=n} \tilde{P}_{R(j)} = \xi \cdot \tilde{R}_n$

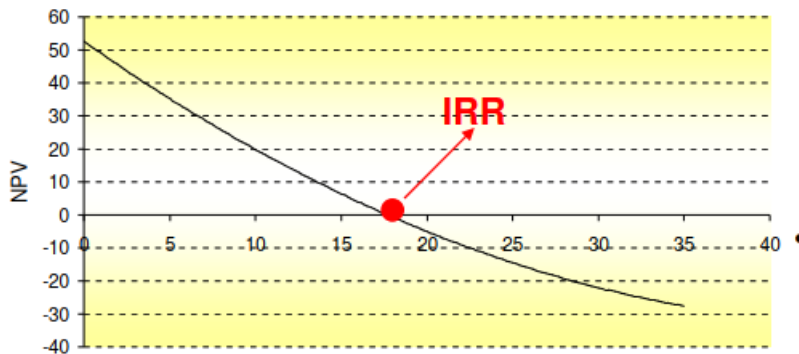
Total taxes (imposed on the profit of the previous year)

$$\tilde{T}_n = \sum_{j=1}^{j=n} \tilde{T}_{(j)} = \sum_{j=1}^{j=n} \frac{\phi}{(1+i)^j} \cdot (R_{(j-1)} - F_{C(j-1)} - A_{(j-1)} - Others_{(j-1)})$$

current values

Εξίσωση 2: Σταθερό κόστος, δημοτικός φόρος, συνολικός φόρος (J. Kaldellis, 2021, p. 2)

$$IRR = i^* \rightarrow NPV(i^*) = 0$$



Εξίσωση 3: Εσωτερικός βαθμός απόδοσης IRR (J. Kaldellis, 2021, p. 5)

4.19 Επενδυτικό Κόστος

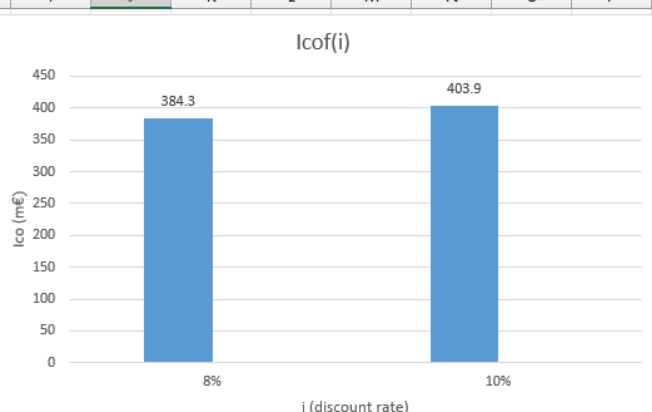
Το αρχικό εκτιμώμενο κόστος της επένδυσης είναι 380m€ με κόστος κατασκευής για το FSRU 280m€ και 100m€ για τα έργα υποδομής. Η δυναμικότητα αποθήκευσης του FSRU είναι 153.500m³ LNG και η παροχή ΦΑ 4.1BCM για capacity factor 50% και μέγιστη ετήσια τα 8.2BCM Η ανάλυση του επενδυτικού κόστους παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί.

Κατηγορία Κόστους	m€
Πλοίο FSRU	280
Χερσαίες εγκαταστάσεις	40
Αγωγοί μεταφοράς ΦΑ (υποθαλάσσιος και χερσαίος) (24km*2m/km+4km*3m/km)	60
Αρχικό κόστος επένδυσης	380
Απρόβλεπτο κόστος 10% (30% χερσαίες εγκαταστάσεις, 10% FSRU)	40
Κόστος επενδυτή 15% (ομάδα έργου, υποστηρικτικές υπηρεσίες, κόστος κεφαλαίου)	57
Επενδυτικό κόστος	477m€

Πίνακας 36: Κόστος επένδυσης (The Oxford Institute for Energy Studies, 2017, p. 24)

Λαμβάνοντας υπόψιν την μελλοντική αξία FV (Future Value) του χρήματος και για επιτόκιο αναγωγής $i=8\%$ το επενδυτικό κόστος Ico διαμορφώνεται στα 551m€ για το συγκεκριμένο πλάνο αποπληρωμής. Λαμβάνοντας υπόψιν την χρηματοδότηση μέρους του έργου από την ΕΕ ύψους 166.7m€, το κόστος του επενδυτή διαμορφώνεται στα 384.3m€ και αντίστοιχα 403.9m€ για $i=10\%$ όπως προκύπτει από τον επόμενο πίνακα και γράφημα.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1	Initial Ico		m€	m€	Incentive (m€)	Ico-m€		$i=8\%$									
2	477	Payments	Installments	FV	166.7												
3	3	25%	119.3	150	83.35	66.9											
4	2	35%	167.0	195	83.35	111.4											
5	1	40%	190.8	206		206.1											
6	0	100%	477	551	166.7	384.3											
7						384.3											
8																	
9																	
10																	
11	Initial Ico		m€	m€	Incentive (m€)	Ico-m€		$i=10\%$									
12	477	Payments	Installments	FV	166.7												
13	3	25%	119.3	159	83.35	75.4											
14	2	35%	167.0	202	83.35	118.7											
15	1	40%	190.8	210		209.9											
16	0	100%	477	571	166.7	403.9											
17				Ico		403.9											
18																	
19																	



Πίνακας 37: Κόστος επένδυσης συνάρτησή του i

4.20 Κύριες οικονομικοί και τεχνικοί παράμετροι

Οι κύριες οικονομικοί και τεχνικοί παράμετροι του έργου που θα ληφθούν υπόψιν στο μοντέλο κόστους-οφέλους είναι οι ακόλουθοι:

1. Επενδυτικό κόστος, $Ico=384.3m€$ για $i=8$ και $403.9m€$ για $i=10\%$
2. Επιδότηση από την ΕΕ 166.7m€ (European Commission, 2021), έχει αφαιρεθεί από το ICo
3. Δανεισμός $\beta=60\%$, ίδια συμμετοχή 40% με επιτόκιο 6.25% (NBBG, 2021) και διάρκεια αποπληρωμής 10 έτη
4. Χρόνος ζωής της επένδυσης-25 έτη
5. Αποσβέσεις, χρησιμοποιείται η μέθοδος της σταθερής απόσβεσης στα 15 έτη με $n_a=15$ (J. Kaldellis, 2021, p. 8)
6. Φορολογικός συντελεστής κερδών $\phi=22\%$
7. Υπολείπουσα αξία $-2.5\% \cdot Ico=9.6$ και $10.1m€$ για $i=8$ και 10% αντίστοιχα. Η υπολείπουσα αξία λαμβάνεται από τον επόμενο πίνακα και προσαρμόζεται στο Ico

• Yard price FSRU (indication)	<u>320 mill \$</u>
• Into service cost	370 mill \$
• Positioning cost	10 mill \$
• Mooring buoy, riser & PLEM	<u>30 mill \$</u>
• Into service price	<u>410 mill \$</u>
• CAPEX (25 yrs, 10%, 10 mill \$ resid)	120000 \$/d
• Running cost (as vessel)	18000 \$/d
• Fuel cost	5000 \$/d
• General expenses	<u>5000 \$/d</u>
• TOTAL FSRU "terminal cost"	<u>148000 \$/d</u>

Πίνακας 38: Ενδεικτικό κόστος FSRU 180.000m³ και υπολείπουσα αξία (LEIF HÖEGH & CO, 2004, p. 18)

8. Σταθερό κόστος λειτουργίας $Fco=18.5m$ τον πρώτο χρόνο λειτουργίας (Gastrade, 2018, p. 5). Το κόστος λειτουργίας περιλαμβάνει:
 - Προσωπικό FSRU
 - Συνεχής υποστήριξη στις λειτουργίες από το γραφείο της διοίκησης
 - Καύσιμο αέριο και πετρέλαιο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και ατμού

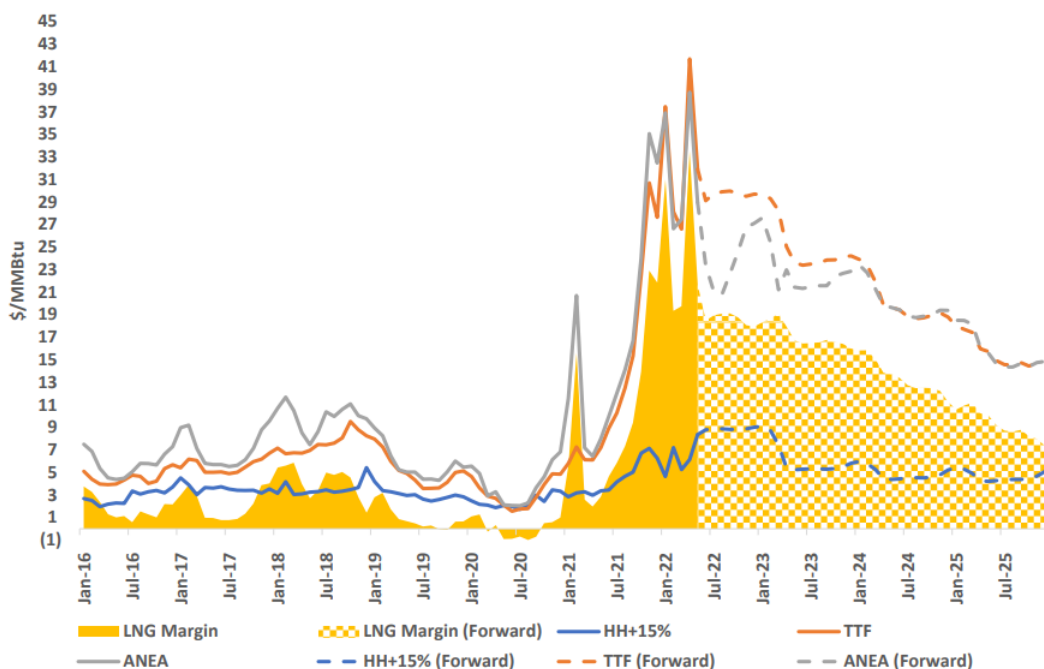
- Συντήρηση και επιθεώρηση
- Ανταλλακτικά
- Χημικά και λιπαντικά
- Ασφάλιση
- Λιμενικά τέλη
- Ρυμουκκά για ελιγμούς δεξαμενόπλοιων ανεφοδιασμού
- Σκάφη εξυπηρέτησης του FSRU
- Υπηρεσίες διαμόρφωσης και καθαρισμού βυθού
- Κόστος χρηματοδότησης

9. Πληθωρισμός συντήρησης και λειτουργίας. Λαμβάνοντας υπόψιν τον μέσο πληθωρισμό τα τελευταία 30 χρόνια που είναι της τάξης του 4.7% σύμφωνα με την επόμενη εικόνα λαμβάνεται $g_m=5\%$ και συντελεστής αύξησης του σταθερού κόστους $\eta_{m\&o}=3.4\%$ μετά την πενταετία θεωρώντας ότι στην διάρκεια της επένδυσης το κόστος διπλασιάζεται.



Εικόνα 125: Εξέλιξη πληθωρισμού τα 30 τελευταία χρόνια στην Ελλάδα (Tovima, 2021)

10. Κόστος προμήθειας LNG. Οι τιμές LNG ανά price index παρουσιάζονται στο γράφημα που ακολουθεί. Για τον Ευρωπαϊκό χρηματιστηριακό δείκτη TTF επιλέγεται τιμή εκκίνησης το 2024 στα 21\$/MMBTU με βάση τον ευρωπαϊκό χρηματιστηριακό δείκτη TTF ή $21 * 3.5 * 0.90 = 66.15\text{€}/\text{MWh}$ για έναρξη λειτουργίας τον Ιανουάριο του 2024 μη συμπεριλαμβανομένου του κόστους μεταφοράς, για μέση ισοτιμία USD to Euro 0.90 την τελευταία 10ετία όπως προκύπτει από το μεθεπόμενο γράφημα.



Εικόνα 126: Τιμές LNG σε σχέση με τους χρηματιστηριακούς δείκτες (The Oxford Institute for Energy Studies, 2022, p. 2)



Εικόνα 127: Ισοτιμία δολαρίου-ευρώ 2012-2022 (xe, 2022)

Το τρέχον μέσο ετήσιο κόστος μεταφοράς των δεξαμενόπλοιων LNG παρουσιάζεται στον πίνακα που ακολουθεί και είναι 135.000\$/d στην spot αγορά για χωρητικότητας LNG δεξαμενόπλοιων 155-165.000m³.

Spot Market (USD/Day, Weekly Change)	
Click rate to view graph	
East of Suez 155-165k CBM	West of Suez 155-165k CBM
\$60,000 -\$2,500	\$60,000 -\$36,000
1 Year T/C 155-165k TFDE	
\$135,000 -\$5,000	

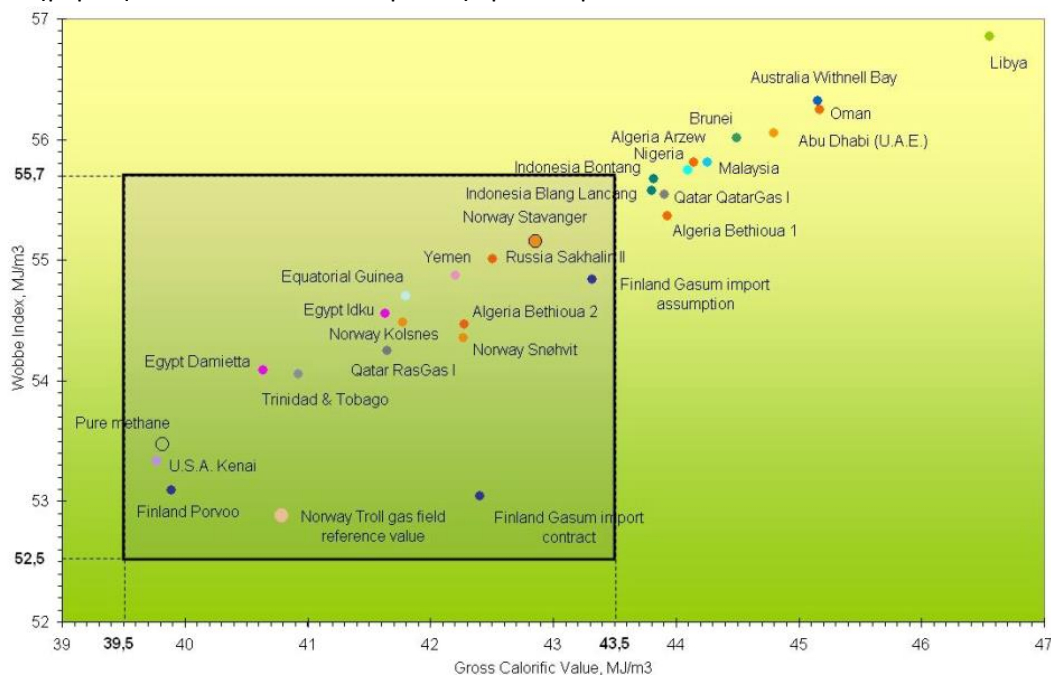
Πίνακας 39: Spot τιμές charter LNG (Fearpulse, 2021)

Οι χιλιομετρικές αποστάσεις προμήθειας LNG από Αλγερία, Αίγυπτο και Κατάρ παρουσιάζονται στον πίνακα που ακολουθεί. Από τον πίνακα προκύπτει ότι ο χρόνος μεταφοράς από Αλγερία, Αίγυπτο και Κατάρ προς τον τερματικό σταθμό Αλεξανδρούπολης ότι είναι 4.5, 2.5, 11.3 μέρες αντίστοιχα λαμβάνοντας υπόψιν ότι η απόσταση Ρεβουθούσας-ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης είναι περίπου +1 μέρα.

Country	Name of Installation or Port	Distance from Revithoussa	Sailing time between export terminal and Revithoussa (days)
Algeria	Skikda	920 nm	3.5
Algeria	Arzew	1270 nm	2.5
Egypt	Idku	538 nm	1.5
Norway	Snohvit	4158 nm	11.4
Qatar	Ras Laffan	3706 nm	10.3
Oman	Qalhat	3161 nm	8.8
Trinidad and Tobago	Point Fortin	4927 nm	13.7
Libya	Marsa El Brega	526 nm	1.5
Nigeria	Bonny (lng plant)	4813 nm	13.3
Yemen	Balhaf	2222 nm	6.2
USA	Sabine Pass T1	6213 nm	17.3

Πίνακας 40: Απόσταση προμηθευτών LNG προς Ρεβουθούσα (E. Strantzali-K. Aravossis-G. Livanos-C. Nikoloudis, 2019, p. 417)

Από τα παραπάνω και λαμβάνοντας υπόψιν ότι η μέση θερμογόνος δύναμη GCV (Gross Caloric Value) του LNG διαφέρει ανά προμηθευτή όπως φαίνεται και την επόμενη εικόνα προκύπτουν οι επόμενοι πίνακες όπου υπολογίζονται τα MMBTu και κατά επέκταση οι MWh ανά δεξαμενόπλοιο χωρητικότητας 155.000m³ με ποσοστό φόρτωσης κατά 98% ή 151.900m³ μείον 4% έρμα για την επιστροφή και BOG 0.1% ανά ημέρα ή 145.573 m³ LNG ανά μέσο φορτίο παραδοτέο.



Εικόνα 128: Μέση θερμογόνος δύναμη και wobbe index ανά πηγή προέλευσης LNG (A. Rikonen- G. Oy, 2011, p. 3)

Σύμφωνα με το παράδειγμα υπολογισμού (The Oxford Institute for Energy Studies, 2018, p. 17) για δεξαμενόπλοιο με πρόωση DFDE χωρητικότητας 155.000m³ κατά την έναρξη λειτουργίας του τερματικού σταθμού το συνολικός κόστος του LNG υπολογίζεται στα 69.4€/MWh μέσο κόστος για τους τρεις προμηθευτές από Αλγερία, Αίγυπτο, Κατάρ σύμφωνα με τον επόμενο πίνακα.

=B2*0.9*3.5+B29			
A	B	C	D
1	SHIPPING & LNG Cost CALCULATION		
2	LNG Index-TTF 2022		
2	LNG Price (\$/MMBTu)	21	21
3	Route: LNG supplier-Alexandroupolis FSRU	ΑΛΓΕΡΙΑ (Skikda)	ΑΙΓΥΠΤΟΣ (Idku)
	Travel Days One Way		ΚΑΤΑΡ (Ras Laffan)
4	(19miles/h)	4.5	2.5
5	Loading & Unloading days	2	2
6	Charter Days	11	7
7	Charter rate per day (\$)	135,000	135,000
8	Charter Cost per voyage (\$)	1,485,000	945,000
9	LNG Carrier Capacity (m3)	155,000	155,000
10	LNG Carrier loading %	98%	98%
11	LNG Carrier Load (m3)	151,900	151,900
12	LNG Carrier Load (mmBTU)	3,493,969	3,433,814
13	Heel left at end of return (ballast) voyage-4%	4%	4%
14	heel left at end of return (ballast) voyage-(MMBTu)	139,759	137,353
15	Daily LNG Boil off (%)	0.1%	0.1%
16	Daily LNG Boil off (MMBTu/d)	3,494	3,434
17	Opportunity cost of LNG boil-off (\$/d)	73,373	72,110
18	Boil off cost per voyage (\$)	807,107	504,771
19	Port Cost (\$/day)	100,000	100,000
20	Port Cost-(\$)	200,000	200,000
21	Suez tolls fee-\$	0	0
	Agents and broker fees plus insurance per day (\$)		
22	(2% of charter cost plus 3000\$/d insurance)	58,300	37,100
23	Total Shipping Cost (\$)	2,550,407	1,686,871
	LNG delivered at destination (MMBTu)		
	(initial loading less boil-off on outward voyage, less boil-off and heel reserved for return (ballast voyage)		
24		3,334,225	3,283,962
25	MWh per Load deliverd	976,928	962,201
26	Total Cost per MMBTu (\$/mmBTU)	0.76	0.51
27	Total Cost per MWh (\$/MWh)	2.60	1.75
	Total Cost per MWh (€) (1\$=0.90€)		
28		2.34	1.57
	Total Shipping Average Cost per MWh (€/MWh)		
29			3.24
30	Total Average LNG Cost per MWh (€/MWh)		69.4

Πίνακας 41: Υπολογισμός μεταφορικού και συνολικού κόστους LNG-€/MWh

11. Για τον υπολογισμό της ετήσιας παραγωγής Eyear σε MWh, αρχικά μετατρέπουμε ανά προμηθευτή και παραδοτέο φορτίο το LNG στο ισοδύναμο του σε ΦΑ σύμφωνα με τους επόμενους πίνακες χρησιμοποιώντας τα στοιχεία του προηγούμενου πίνακα-κελί 24.

SOURCE OF LNG:			CONVERT FROM:	CONVERT TO:
Algeria - Bethioua 1	Algeria - Bethioua 2	Algeria - Bethioua 3	3,334,225.00	83,706,380.08
Algeria - Skikda	Angola - Soyo	Australia - APLNG	(Enter quantity to convert from above)	(Resulting quantity is output above)
Australia - Darwin	Australia - GLNG	Australia - Gorgon	m3 LNG (cubic meters, liquid, T=-160°C)	m3 LNG (cubic meters, liquid, T=-160°C)
Australia - Ichthys	Australia - NW Shelf	Australia - Pluto	mmbtu (millions of Btus)	mmbtu (millions of Btus)
Australia - QCLNG	Australia - Wheatstone	Brunei - Lumut	Mwh (megawatt-hours)	Mwh (megawatt-hours)
Cameroon FLNG	Egypt - Damietta	Egypt - Idku	Nft3 NG (cubic feet, gas, T= 0°C)	Nft3 NG (cubic feet, gas, T= 0°C)
Equatorial Guinea	Indonesia - Bontang	Indonesia - Tangguh	Nm3 NG (cubic meters, gas, T= 0°C)	Nm3 NG (cubic meters, gas, T= 0°C)
Malaysia - Bintulu	Nigeria - Bonny	Norway - Melkoya	Sft3 NG (cubic feet, gas, T= 15°C)	Sft3 NG (cubic feet, gas, T= 15°C)
Oman - Qalhat	Papua New Guinea	Peru - Peru LNG	Sm3 NG (cubic meters, gas, T= 15°C)	Sm3 NG (cubic meters, gas, T= 15°C)
Qatar - Ras Laffan	Russia - Sakhalin 2	Russia - Yamal	tonnes (metric tons)	tonnes (metric tons)
Trinidad & Tobago	UAE - Das Island	USA - Corpus Christi	(Select units to convert from above)	(Select units to convert to above)
USA - Cove Point	USA - Sabine Pass	World - All (Mean)		
World - Lean (Mean)	World - Rich (Mean)			

SOURCE OF LNG:

Algeria - Bethioua 1	Algeria - Bethioua 2	Algeria - Bethioua 3
Algeria - Skikda	Angola - Soyo	Australia - APLNG
Australia - Darwin	Australia - GLNG	Australia - Gorgon
Australia - Ichthys	Australia - NW Shelf	Australia - Pluto
Australia - QCLNG	Australia - Wheatstone	Brunei - Lumut
Cameroon FLNG	Egypt - Damietta	Egypt - Idku
Equatorial Guinea	Indonesia - Bontang	Indonesia - Tangguh
Malaysia - Bintulu	Nigeria - Bonny	Norway - Melkoya
Oman - Qalhat	Papua New Guinea	Peru - Peru LNG
Qatar - Ras Laffan	Russia - Sakhalin 2	Russia - Yamal
Trinidad & Tobago	UAE - Das Island	USA - Corpus Christi
USA - Cove Point	USA - Sabine Pass	World - All (Mean)
World - Lean (Mean)	World - Rich (Mean)	

CONVERT FROM:

3,283,962.00

(Enter quantity to convert from above)

m3 LNG (cubic meters, liquid, T=-160°C)

mmbtu (millions of Btus)

Mwh (megawatt-hours)

Nft3 NG (cubic feet, gas, T= 0°C)

Nm3 NG (cubic meters, gas, T= 0°C)

Sft3 NG (cubic feet, gas, T= 15°C)

Sm3 NG (cubic meters, gas, T= 15°C)

tonnes (metric tons)

(Select units to convert from above)

CONVERT TO:

84,746,318.06

(Resulting quantity is output above)

m3 LNG (cubic meters, liquid, T=-160°C)

mmbtu (millions of Btus)

Mwh (megawatt-hours)

Nft3 NG (cubic feet, gas, T= 0°C)

Nm3 NG (cubic meters, gas, T= 0°C)

Sft3 NG (cubic feet, gas, T= 15°C)

Sm3 NG (cubic meters, gas, T= 15°C)

tonnes (metric tons)

(Select units to convert to above)

SOURCE OF LNG:

Algeria - Bethioua 1	Algeria - Bethioua 2	Algeria - Bethioua 3
Algeria - Skikda	Angola - Soyo	Australia - APLNG
Australia - Darwin	Australia - GLNG	Australia - Gorgon
Australia - Ichthys	Australia - NW Shelf	Australia - Pluto
Australia - QCLNG	Australia - Wheatstone	Brunei - Lumut
Cameroon FLNG	Egypt - Damietta	Egypt - Idku
Equatorial Guinea	Indonesia - Bontang	Indonesia - Tangguh
Malaysia - Bintulu	Nigeria - Bonny	Norway - Melkoya
Oman - Qalhat	Papua New Guinea	Peru - Peru LNG
Qatar - Ras Laffan	Russia - Sakhalin 2	Russia - Yamal
Trinidad & Tobago	UAE - Das Island	USA - Corpus Christi
USA - Cove Point	USA - Sabine Pass	World - All (Mean)
World - Lean (Mean)	World - Rich (Mean)	

CONVERT FROM:

3,403,397.00

(Enter quantity to convert from above)

m3 LNG (cubic meters, liquid, T=-160°C)

mmbtu (millions of Btus)

Mwh (megawatt-hours)

Nft3 NG (cubic feet, gas, T= 0°C)

Nm3 NG (cubic meters, gas, T= 0°C)

Sft3 NG (cubic feet, gas, T= 15°C)

Sm3 NG (cubic meters, gas, T= 15°C)

tonnes (metric tons)

(Select units to convert from above)

CONVERT TO:

81,948,919.29

(Resulting quantity is output above)

m3 LNG (cubic meters, liquid, T=-160°C)

mmbtu (millions of Btus)

Mwh (megawatt-hours)

Nft3 NG (cubic feet, gas, T= 0°C)

Nm3 NG (cubic meters, gas, T= 0°C)

Sft3 NG (cubic feet, gas, T= 15°C)

Sm3 NG (cubic meters, gas, T= 15°C)

tonnes (metric tons)

(Select units to convert to above)

Πίνακας 42:Μετατροπή ενός παραδοτέου φορτίου LNG από MMBTu σε Nm³ ΦΑ ανά προμηθευτή (Capraenergy, 2022)

Από τα παραπάνω για μέσο ισodύναμο φορτίο 83.467.206Nm³ ΦΑ προκύπτει μέσο παραδοτέο φορτίο 145.573m³ LNG ή 978.775MWh σύμφωνα με τους επόμενους πίνακες.

	A	B	C	D	E	F
1				MMBTu per Load-LNG	MWh per Load-LNG	NG Equivalent-Nm3
2		LNG Origin	ΑΛΓΕΡΙΑ (Skikda)	3,334,225	976,928	83,706,380
3			ΑΙΓΥΠΤΟΣ (Idku)	3,283,962	962,201	84,746,318
4			KATAP (Ras Laffan)	3,403,397	997,195	81,948,919
5			Average	3,340,528	978,775	83,467,206

Πίνακας 43:Μέσες τιμές MMBtu,MWh, Nm³ανά παραδοτέο φορτίο LNG

SOURCE OF LNG:

Algeria - Bethioua 1	Algeria - Bethioua 2	Algeria - Bethioua 3
Algeria - Skikda	Angola - Soyo	Australia - APLNG
Australia - Darwin	Australia - GLNG	Australia - Gorgon
Australia - Ichthys	Australia - NW Shelf	Australia - Pluto
Australia - QCLNG	Australia - Wheatstone	Brunei - Lumut
Cameroon FLNG	Egypt - Damietta	Egypt - Idku
Equatorial Guinea	Indonesia - Bontang	Indonesia - Tangguh
Malaysia - Bintulu	Nigeria - Bonny	Norway - Melkoya
Oman - Qalhat	Papua New Guinea	Peru - Peru LNG
Qatar - Ras Laffan	Russia - Sakhalin 2	Russia - Yamal
Trinidad & Tobago	UAE - Das Island	USA - Corpus Christi
USA - Cove Point	USA - Sabine Pass	World - All (Mean)
World - Lean (Mean)	World - Rich (Mean)	

CONVERT FROM:

83,467,206.00

(Enter quantity to convert from above)

m3 LNG (cubic meters, liquid, T=-160°C)

mmbtu (millions of Btus)

Mwh (megawatt-hours)

Nft3 NG (cubic feet, gas, T= 0°C)

Nm3 NG (cubic meters, gas, T= 0°C)

Sft3 NG (cubic feet, gas, T= 15°C)

Sm3 NG (cubic meters, gas, T= 15°C)

tonnes (metric tons)

(Select units to convert from above)

CONVERT TO:

145,572.62

(Resulting quantity is output above)

m3 LNG (cubic meters, liquid, T=-160°C)

mmbtu (millions of Btus)

Mwh (megawatt-hours)

Nft3 NG (cubic feet, gas, T= 0°C)

Nm3 NG (cubic meters, gas, T= 0°C)

Sft3 NG (cubic feet, gas, T= 15°C)

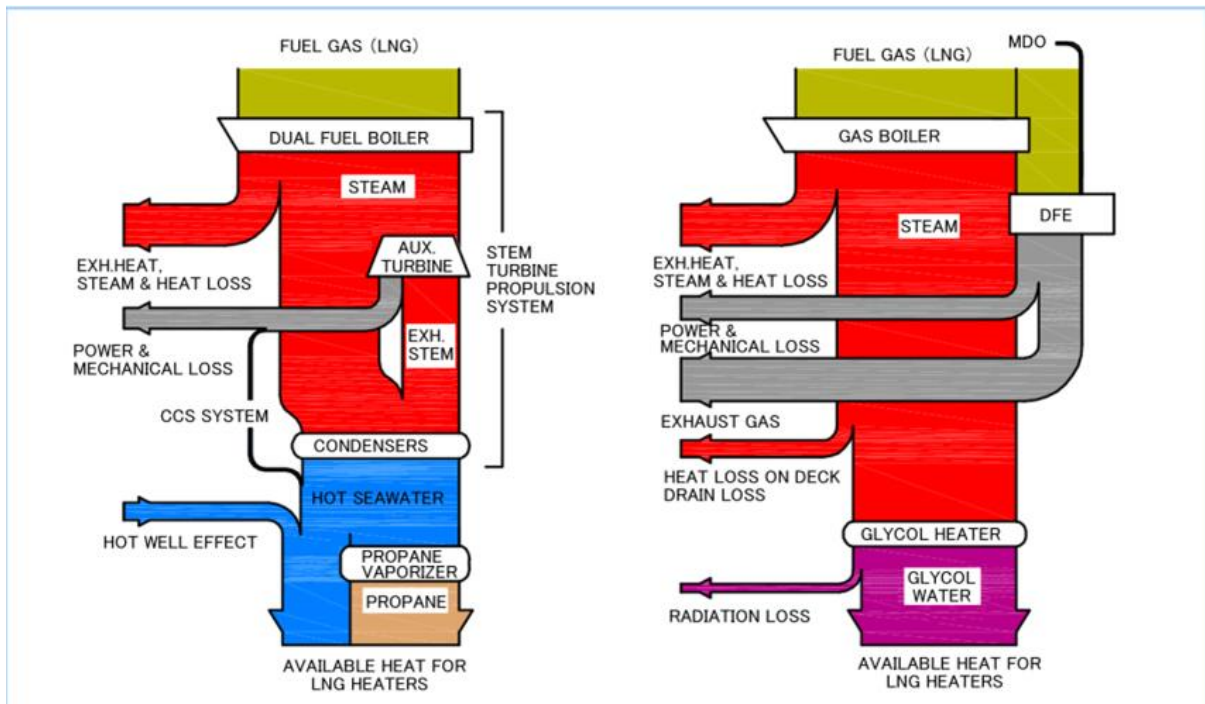
Sm3 NG (cubic meters, gas, T= 15°C)

tonnes (metric tons)

(Select units to convert to above)

Πίνακας 44: Μέσο φορτίο LNG-m³

Η συνολική κατανάλωση ΦΑ του FSRU υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη ότι ένα σύστημα κλειστού βρόχου καταναλώνει 1.5% ΦΑ και του ανοικτού 1% ΦΑ. Επομένως για τις δύο μονάδες διπλού βρόχου και της μίας ανοικτού βρόχου η κατανάλωση ΦΑ είναι 2*2.5%+1*1%=6% κατανάλωση ΦΑ για τις τρεις μονάδες. Αν λάβουμε υπόψιν και τις απώλειες ενέργειας της επόμενης εικόνας σχετικά με την ροή ενέργειας του FSRU και τις λοιπές καταναλώσεις επιλέγεται κατά εκτίμηση στο 2%, η συνολική κατανάλωση ΦΑ είναι 8%.



Εικόνα 129: Ροή ενέργειας FSRU (Κ. Tsumura Μ. Oka. Τ. Ogata Μ. Tabira, 2010, p. 17)

Η διαφορά με την ενδεικτική κατανάλωση του επόμενου πίνακα δικαιολογείται από την εξέλιξη της χρησιμοποιούμενης εξελίξιμης τεχνολογίας αν λάβουμε όμως υπόψιν και την ΔΗυ τότε το 15% του επόμενου πίνακα είναι κοντά στους υπολογισμούς.

PROCESS	INPUT	OUTPUT
Power Generation (Open Cycle)	1.0 bcm gas into plant	3,700 GWh electricity
Power Generation (Combined Cycle)	1.0 bcm gas into plant	5,800 GWh electricity
LNG Project (Plant and Shipping)	1.0 bcm gas into plant	0.85 bcm regasified
Ammonia / Urea Production	1.0 bcm gas into plant	1.8 million tonnes fertiliser
Methanol Production	1.0 bcm gas into plant	1.1 million tonnes methanol
Gas-to-Liquids	1.0 bcm gas into plant	4.0 million barrels oil

Πίνακας 45: Ενδεικτικές καταναλώσεις ΦΑ για βιομηχανικές χρήσεις (IGU, 2012, p. 20)

Η θερμογόνος δύναμη Ηυ ανά μέσο φορτίο είναι $978.775\text{MWh}/145.573\text{m}^3=6.72\text{MWh}/\text{m}^3$. Η τιμή αυτή αφορά την ανώτερη Ηυ σύμφωνα και με τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ όπως παρουσιάζεται στον επόμενο πίνακα.

A	B	C	D	E	F	G	
Ετήσιο Πρόγραμμα ΥΦΑ Έτους 2022 Annual LNG Plan for the Year 2022							
1	Ημέρα	Χρήστης ΥΦΑ	Περίοδος Προσωρινής Αποθήκευσης (Ημέρες)	Ποσότητα Φορτίου ΥΦΑ (m ³ ΥΦΑ)	Ποσότητα Φορτίου ΥΦΑ (kWh)	Ανώτερη Θερμογόνος Δύναμη (1000kWh/m ³ ΥΦΑ)	Ποσότητα Φορτίου ΥΦΑ Εξισορρόπησης (m ³ ΥΦΑ)
2	Day	LNG User	Temporary Storage Period (Days)	LNG Cargo Quantity (m ³ LNG)	LNG Cargo Quantity (kWh)	Gross Calorific Value (1000kWh/m ³ LNG)	LNG Cargo Balancing Quantity (m ³ LNG)
3							
7	04/01/2022	Δ.ΕΠ.Α. Α.Ε./DEPA SA	13	73,855	500,000,000	6.77	0
22	19/01/2022	Δ.Ε.Η. Α.Ε. / PPC SA	13	147,710	1,000,000,000	6.77	0
26	23/01/2022	Δ.ΕΠ.Α. Α.Ε./DEPA SA	13	73,855	500,000,000	6.77	0
33	30/01/2022	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε. /MYTILINEOS	13	147,710	1,000,000,000	6.77	0
14	10/02/2022	Δ.ΕΠ.Α. Α.Ε./DEPA SA	13	73,855	500,000,000	6.77	0
38	24/02/2022	Δ.Ε.Η. Α.Ε. / PPC SA	13	147,710	1,000,000,000	6.77	0
52	28/02/2022	Δ.ΕΠ.Α. Α.Ε./DEPA SA	13	73,855	500,000,000	6.77	0
59	07/03/2022	ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε. /MYTILINEOS	18	147,710	1,000,000,000	6.77	0
66	16/05/2022	Δ.ΕΠ.Α. Α.Ε./DEPA SA	18	73,855	500,000,000	6.77	0

Πίνακας 46: Ανώτερη θερμογόνος δύναμη MWh/m³ (Desfa-Πρόγραμμα εκφορτώσεων ΥΦΑ, 2022)

Για ένα τυπικό LNG η διαφορά ανώτερης και κατώτερης ΔHu είναι 9% συμφωνά με τον επόμενο πίνακα.

LNG volume	LNG mass	Gas volume
2.25 m ³ LNG	1 ton	1370 Nm ³ Gas
LHV	49.0 MJ/kg	35.9 MJ/m ³
		10.0 kWh/m ³
HHV	54.4 MJ/kg	39.8 MJ/m ³
		11.1 kWh/m ³

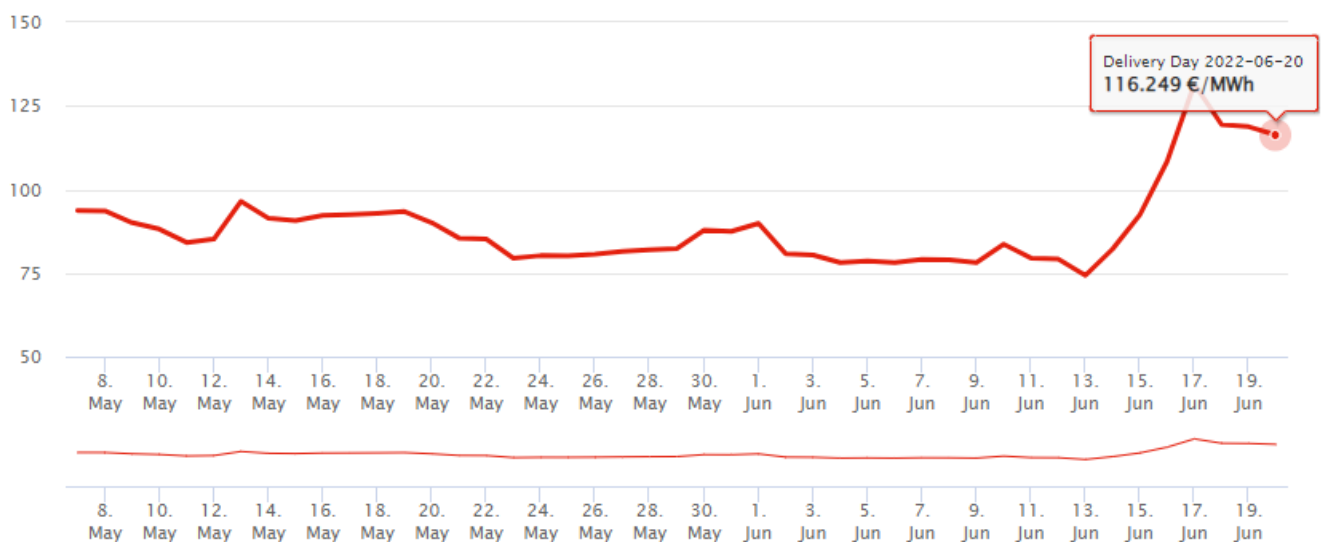
Πίνακας 47: ΔHu LNG (WÄRTSILÄ, 2014, p. 8)

Συνοψίζοντας η κατανάλωση ΦΑ είναι 8% και η ΔHu 9% ή συνολικά 17% ή Ey= 56.251.821MWh το πρώτο έτος λειτουργίας της εγκατάστασης σύμφωνα με τον επόμενο πίνακα.

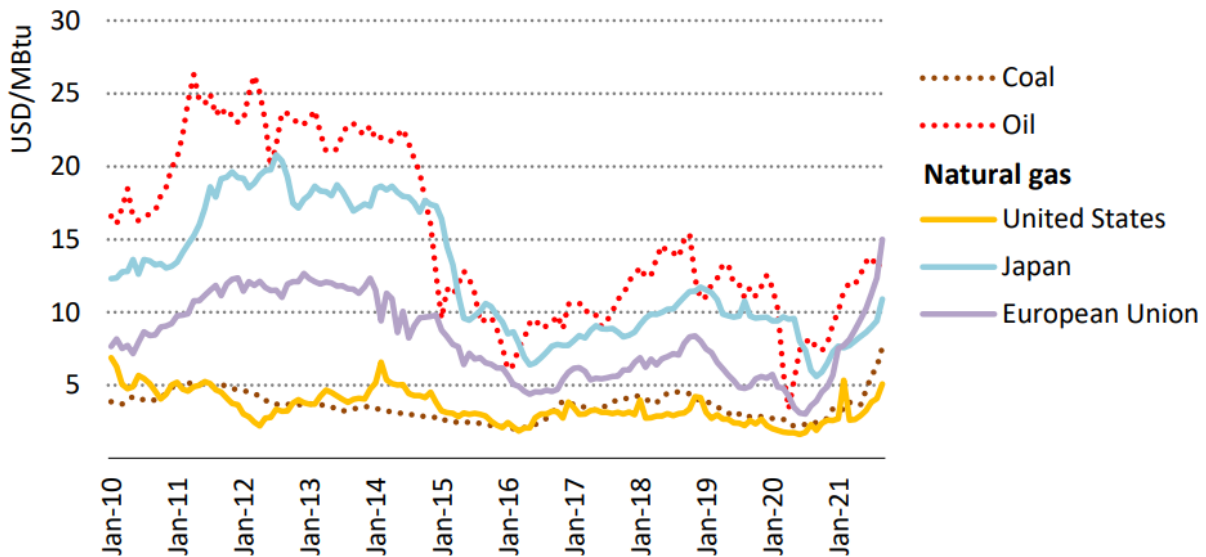
D15 : $=D14+(D14*(D7+D10))$						
A	B	C	D	E	F	G
			MMBTu per Load-LNG	MWh per Load-LNG	NG Equivalent-Nm3	
	LNG Origin	ΑΛΓΕΡΙΑ (Skikda)	3,334,225	976,928	83,706,380	
		ΑΙΓΥΠΤΟΣ (Idku)	3,283,962	962,201	84,746,318	
		ΚΑΤΑΡ (Ras Laffan)	3,403,397	997,195	81,948,919	
		Average	3,340,528	978,775	83,467,206	
		Total Consumption of natural gas	8.0%			
		LNG per Load (delivered)	145,573 m3 LNG			
		GCV-Hu=	6.72 MWh/m3			
		Δhu	9%		8.2	Capacity
	Capacity Factor	Ey (send out rate)	4,100,000,000 Nm3 of NG		4.1	bcm
	50%	Ey (with losses and Δhu included)	4,797,000,000 Nm3 of NG		4.8	bcm, n=1
	59%	LNG loads per year	49.1 Loads			
		Ey	48,078,479 MWh		85.28	ratio(Nm3/MWh)
		Ey (with losses included n=1)	56,251,821 MWh			
		LNG loads per year (net delivered n=1)	57.5 Loads			

Πίνακας 48: Υπολογισμός Eyear- MWh

12. Συντελεστής γήρανσης του παραγωγικού εξοπλισμού 10% στην διάρκεια ζωής της επένδυσης, αμετάβλητος την πενταετία και εν συνεχεία $\eta_{prod red}=0.35\%$ κατά έτος
13. Πληθωρισμός προμήθειας LNG λαμβάνεται $e_{LNG}=3\%$
14. Τιμή πώλησης ΦΑ κατά την έναρξη λειτουργίας λαμβάνεται στα 85€/MWh λαμβάνοντας τα δυο γραφήματα και τον πίνακα που ακολουθούν αλλά και το γεγονός της εξαίρεσης στην τιμολογιακή πολιτική από τρίτους έως τα 2.6BCM.



Εικόνα 130: τιμές TTF ΦΑ 2022-€/MWh (Pownext, 2021)



IEA. All rights reserved.

Εικόνα 131: Ιστορικές τιμές ΦΑ-\$/MBTu (IEA, 2021, p. 65)

15. Πληθωρισμός τιμής ΦΑ, με δεδομένη την εξαίρεση τρίτων στην τιμολόγηση για την δεσμευμένη δυναμικότητα των 2.6bcmt λαμβάνεται $e_{\Phi A}=5\%$
16. Δυναμικότητα αποθήκευσης LNG 153.5000m³, 4 δεξαμενές των 38.375m³
17. 3 μονάδες αεριοποίησης LNG συνολικής δυναμικότητας 1.600m³/h
18. 4 μονάδες ηλεκτροπαραγωγής συνολικής ισχύος 40MW και μια εφεδρική 500KW για την κάλυψη των αναγκών του FSRU. Ηλεκτρική ενέργεια, οι απαιτήσεις ηλεκτρικής ισχύος για την παραγωγή ΦΑ 350.000 -700.000Nm³/h στα 100bar είναι 6 και 9.5MW αντίστοιχα με μέγιστη ετήσια κατανάλωση τα 83.2GWh (9.5MW*8760h)
19. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας, καυσίμων, και πρόσθετων υλικών για παραγωγή ΦΑ 350.000 - 700.000Nm³/h ΦΑ στα 100bar ανά κατηγορία παρουσιάζεται στους πίνακες που ακολουθούν.

Ετήσια μέγιστη ιδιοκατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας:	(9,5MW x 8.760 ώρες) 83,2 GWh
---	-------------------------------

Καύσιμα

Πίνακας κατανάλωσης καυσίμων

Είδος	Ετήσια ενδεικτική κατανάλωση
Φυσικό Αέριο για ηλεκτροπαραγωγή και συμπαραγωγή θερμότητας	Μέση 11,1 εκ. Nm ³ Μέγιστη 20,7 εκ. Nm ³
Φυσικό Αέριο για αεριοποίηση	Μέση 20,9 εκ. Nm ³ Μέγιστη 49,3 εκ. Nm ³
Πετρέλαιο (diesel κίνησης ή ναυτιλιακό)	106 t

Πίνακας 49: Ενδεικτικές καταναλώσεις ηλεκτρικής ενέργειας και καυσίμων (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, p. 18)

Είδος	Ετήσια ενδεικτική κατανάλωση	Χρήση
Λιπαντικά, γράσα	300 m ³	Λίπανση κινητήρων - μηχανών
Διάλυμα υποχλωριώδους νατρίου (υποχλωρίτης)	1,550 kg	Προσθήκη στο θαλασσινό νερό αεριοποίησης για αποφυγή ανάπτυξης φολίδας ή διάβρωσης των μεταλλικών επιφανειών

Ουρία	40t	Αναγωγικό μέσο σε περίπτωση απονίτρωσης των καυσαερίων (DENOX)
Σόδα (υδατικό δ-μα 12% NaCO ₃)	66 t (547, 5 m ³)	Εξουδετέρωση όξινου γλυκού νερού που παράγεται στις μονάδες αεριοποίησης ΥΦΑ
Αντιδιαβρωτικό (περιέχει ενώσεις του χαλκού)	155 kg	Προσθήκη στο θαλασσινό νερό αεριοποίησης για αποφυγή ανάπτυξης φολίδας ή διάβρωσης των μεταλλικών επιφανειών
Οσμητική ουσία φ.α.	43,7m ³	Ώσμηση φ.α. για διαπίστωση διαρροών

Πίνακας 50: Ενδεικτικές καταναλώσεις πρόσθετων υλικών (Hellenic Republic ministry of EECC, 2013, pp. 18,19)

4.21 Cost benefit model-σενάριο Α

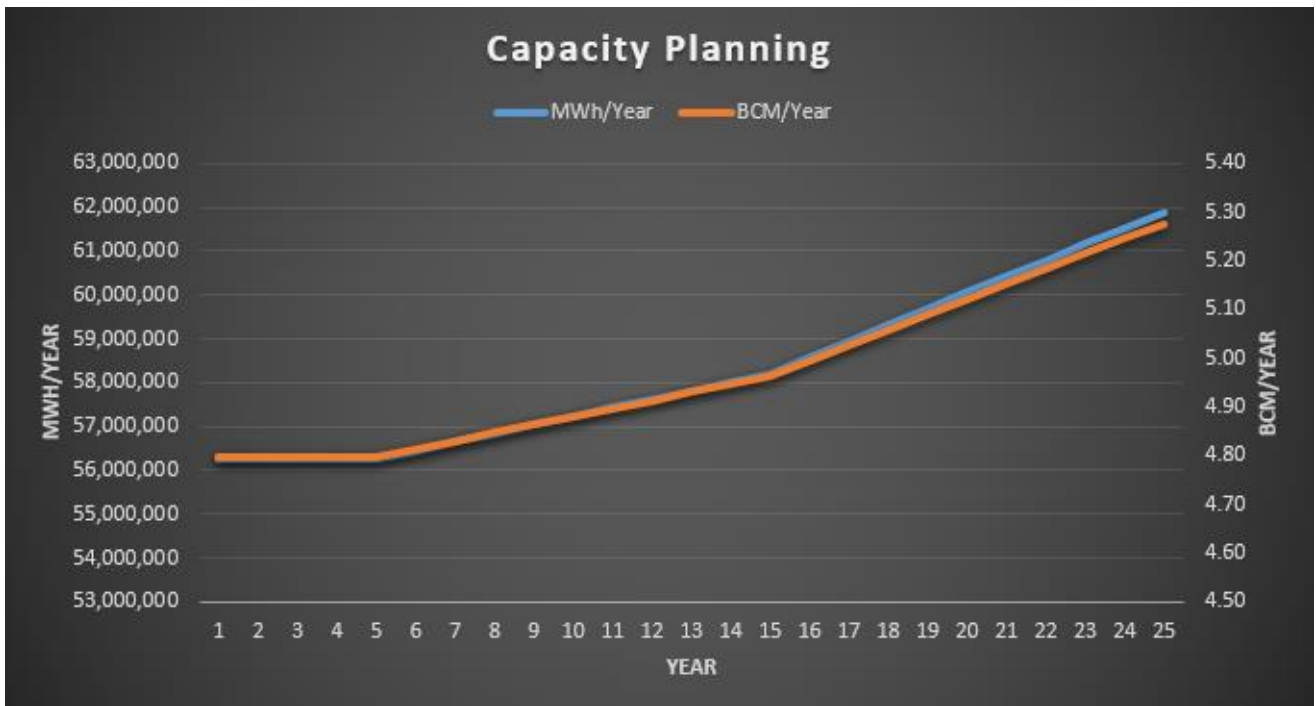
Στο σενάριο Α υποθέτουμε ότι η τιμή πώλησης του ΦΑ και το κόστος του LNG εκκινούν από 85 και 69.4€/MWh αντίστοιχα και αυξάνουν στο χρόνο ζωής της επένδυσης με τις αντίστοιχες ανατιμήσεις και το κόστος του χρήματος.

4.21.1 Capacity planning

Στον πίνακα και στο γράφημα που ακολουθεί παρουσιάζεται το capacity planning για κάθε χρόνο λειτουργίας για την παράδοση στο σύστημα 4.1BCM ΦΑ για μέσο φορτίο 83.467.206Nm³ ΦΑ ή 978.775 MWh ή 145.573m³ LNG.

18	(taken from model)					
19	n (year)	Required Loads per year	Eg-MWh	Eg-NG (Nm3)	Eg-BCM	CF
20	1	57.5	56,251,821	4,797,000,000	4.80	59%
21	2	57.5	56,251,821	4,797,000,000	4.80	59%
22	3	57.5	56,251,821	4,797,000,000	4.80	59%
23	4	57.5	56,251,821	4,797,000,000	4.80	59%
24	5	57.5	56,251,821	4,797,000,000	4.80	59%
25	6	57.7	56,448,702	4,813,789,500	4.81	59%
26	7	57.9	56,644,894	4,830,520,237	4.83	59%
27	8	58.1	56,840,400	4,847,192,416	4.85	59%
28	9	58.3	57,035,221	4,863,806,242	4.86	59%
29	10	58.5	57,229,361	4,880,361,921	4.88	60%
30	11	58.7	57,422,821	4,896,859,654	4.90	60%
31	12	58.9	57,615,604	4,913,299,645	4.91	60%
32	13	59.1	57,807,712	4,929,682,096	4.93	60%
33	14	59.3	57,999,147	4,946,007,209	4.95	60%
34	15	59.5	58,189,913	4,962,275,184	4.96	61%
35	16	59.8	58,570,109	4,994,697,257	4.99	61%
36	17	60.2	58,947,644	5,026,892,377	5.03	61%
37	18	60.6	59,322,536	5,058,862,130	5.06	62%
38	19	61.0	59,694,804	5,090,608,095	5.09	62%
39	20	61.4	60,064,466	5,122,131,838	5.12	62%
40	21	61.7	60,431,540	5,153,434,916	5.15	63%
41	22	62.1	60,796,045	5,184,518,871	5.18	63%
42	23	62.5	61,157,998	5,215,385,239	5.22	64%
43	24	62.9	61,517,417	5,246,035,542	5.25	64%
44	25	63.2	61,874,321	5,276,471,294	5.28	64%
45						

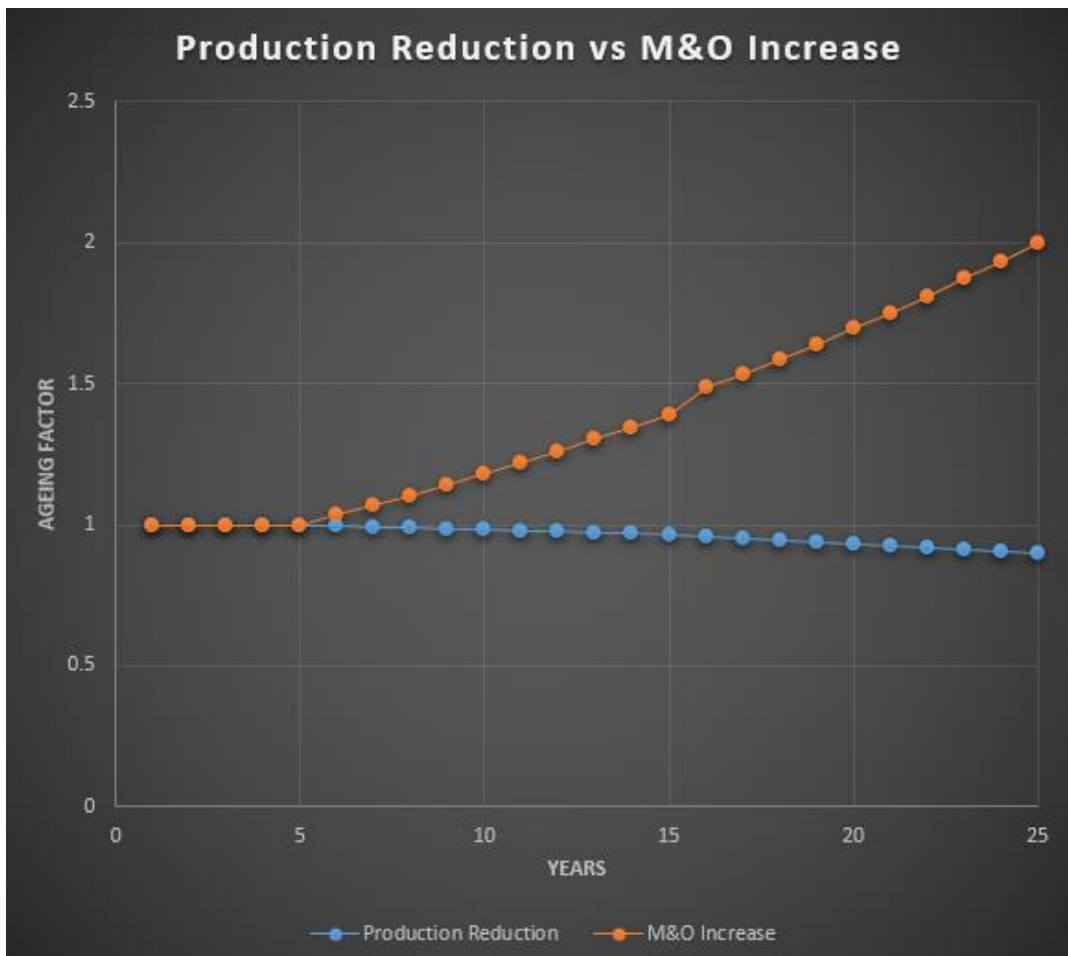
Πίνακας 51: Capacity planning



Εικόνα 132: Capacity planning

4.21.2 Συντελεστές γήρανσης παραγωγής και αύξησης του σταθερού κόστους

Θεωρούμε ότι στην διάρκεια ζωής της επένδυσης των 25 ετών ο παραγωγικός εξοπλισμός δηλαδή οι τρεις συρμοί αεριοποίησης LNG επηρεάζονται με συντελεστή γήρανσης 10%. Αντίστοιχα θεωρούμε ότι ο συντελεστής γήρανσης του σταθερού κόστους διπλασιάζεται διότι περιλαμβάνει και τον υπόλοιπο εξοπλισμό του FSRU. Το αποτέλεσμα των παραπάνω παρουσιάζονται στο γράφημα που ακολουθεί.



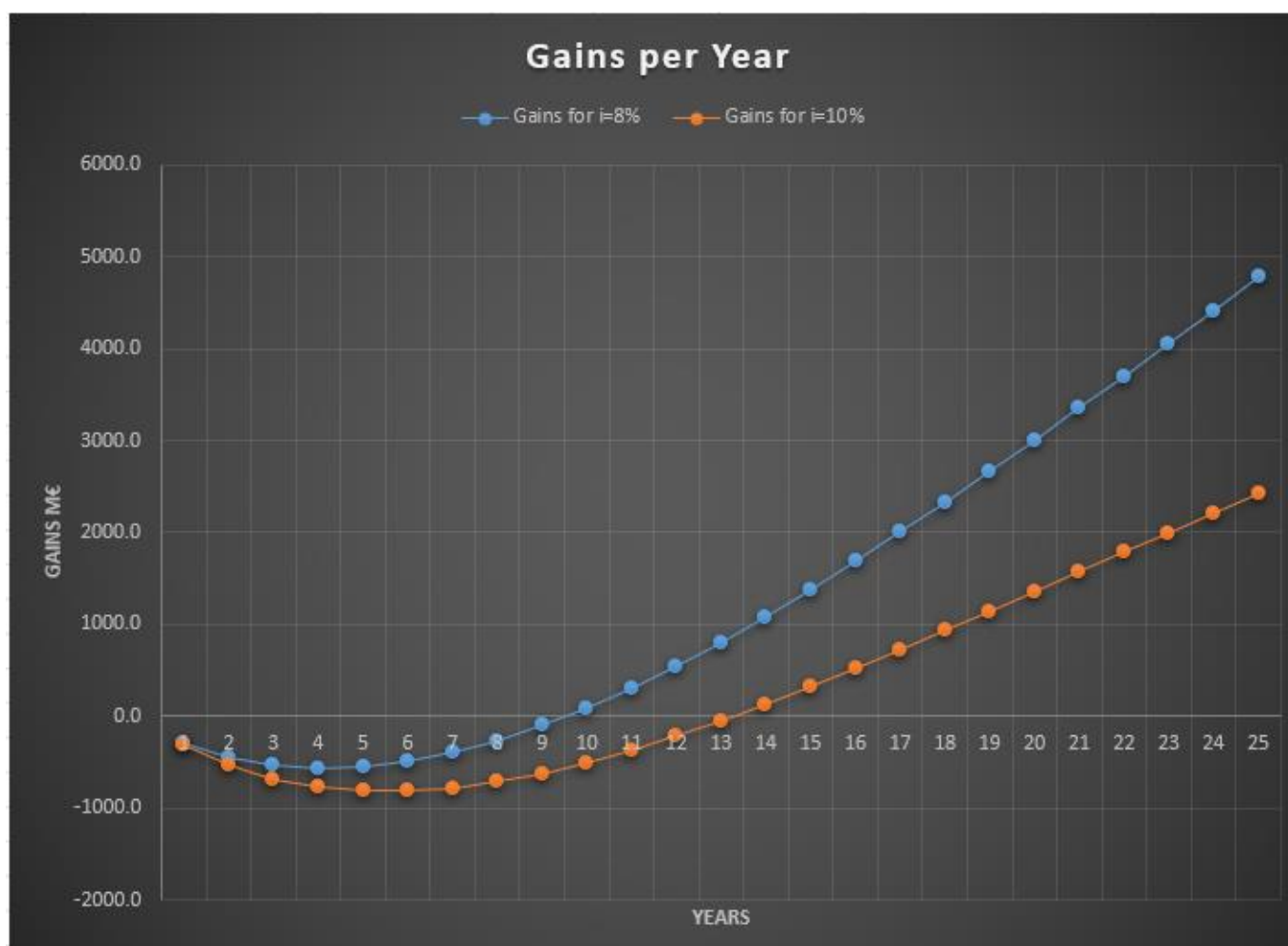
Εικόνα 133: Γήρανση παραγωγικού εξοπλισμού και μεταβολή σταθερού κόστους

4.21.3 Gains

Θέτοντας τα δεδομένα σύμφωνα με τους επόμενους πίνακες στο cost benefit model για $i=8$ & 10% προκύπτουν τα gains του έργου που είναι 4.779 και 2.416μ€ για $i=8$ και 10% αντίστοιχα.

S	T	S	T	U	V
IC o=	384.3	IC o=	403.9	m€	Investment Cost
m=	4.8%	m=	4.6%		% Maintenance Cost & of Ico
FC o=	18.5	FC o=	18.5	m€	Fixed Cost
Ey=	48,078,479	Ey=	48,078,479	MWh	Annual Energy-send out rate
NG_total cons	8.0%	NG_total cons	8.0%		NG-Total Consumption
coNG=	85	coNG=	85	€/MWh	Sales price per MWh
coLNG	69.4	coLNG	69.4	€/MWh	LNG cost per MWh
eLNG	3.0%	eLNG	3.0%		inflation rate of LNG
ΔHu_LNG	9.00%	ΔHu_LNG	9.00%		HHV-LHV
gm=	5.0%	gm=	5.0%		Maintenance Inflation
i=	8.0%	i=	10.0%		Reduction Rate
e=	5.0%	e=	5.0%		Energy inflation
β =	60%	β =	60%		% Loan of Ico
i δ =	6.25%	i δ =	6.25%		Loan interest rate
IC δ =	231	IC δ =	242	m€	Lending ammount
n δ =	10	n δ =	10	years	Lending period
ξ =	0%	ξ =	0%		municipality tax
n α	15	n α	15	years	years of depreciation
ϕ =	22%	ϕ =	22%		tax rate
n_prod red=	0.35%	n_prod red=	0.35%		Aging factor-production reduction
n_m&o=	3.4%	n_m&o=	3.4%		Aging factor-M&O increase
γ ~=	2.50%	γ ~=	2.50%		Residual Value-%

Πίνακας 52: Πίνακας δεδομένων για $i=8$ και 10%



Εικόνα 134: Gains επενδυτικού έργου συνάρτησή του i

P27		=O27-N27																		
Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	1	S	T	
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	2	m=	4,8%	
3	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5
4	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479
5	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%
6	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85
7	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4
8	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%
9	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%
10	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%
11	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	11	i=	8%
12	10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	12	e=	5,0%
13	11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	13	β=	60%
14	12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	14	iδ=	6,25%
15	13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	15	iCδ=	231
16	14	0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	16	nδ=	10
17	15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	17	ξ=	0%
18	16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	18	nα	15
19	17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	19	φ=	22%
20	18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	20	n_prod red=	0,35%
21	19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	21	n_m&o=	3,4%
22	20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	22	Y=	2,50%
23	21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566			
24	22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768			
25	23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983			
26	24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210			
27	25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451			

P27		=O27-N27																		
Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	1	S	T	
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	2	m=	4,6%	
3	1	1	1	1	19,4	17,7	56.251.821	4167,0	3788,2	4021	15,1	0	18,6	4108	3788	-320	71	3	FC o=	18,5
4	2	1	1	1	20,4	16,9	56.251.821	4375,3	3616,0	4142	13,6	0	38,0	7937	7404	-532	159	4	Ey=	48.078.479
5	3	1	1	1	21,4	16,1	56.251.821	4594,1	3451,6	4266	12,1	0	58,9	11537	10856	-681	254	5	NG_total cons	8,0%
6	4	1	1	1	22,5	15,4	56.251.821	4823,8	3294,7	4394	10,6	0	81,4	14923	14151	-772	356	6	coNG=	85
7	5	1	1	1	23,6	14,7	56.251.821	5065,0	3145,0	4526	9,1	0	105,5	18107	17295	-811	466	7	coLNG	69,4
8	6	0,997	1,034	1	25,6	14,5	56.448.702	5318,2	3002,0	4678	7,6	0	127,7	21110	20297	-812	567	8	eLNG	3,0%
9	7	0,993	1,068	1	27,8	14,3	56.644.894	5583,9	2865,4	4835	6,1	0	151,4	23942	23163	-779	675	9	ΔHu_LNG	9,00%
10	8	0,990	1,104	1	30,2	14,1	56.840.400	5862,7	2735,0	4997	4,5	0	176,9	26613	25898	-715	791	10	gm=	5,0%
11	9	0,986	1,141	1	32,8	13,9	57.035.221	6155,4	2610,5	5165	3,0	0	204,2	29133	28508	-625	915	11	i=	10%
12	10	0,983	1,180	1	35,5	13,7	57.229.361	6462,4	2491,5	5338	1,5	0	233,4	31510	31000	-510	1047	12	e=	5,0%
13	11	0,979	1,219	1	38,6	13,5	57.422.821	6784,7	2378,0	5516	0,0	0	264,6	33753	33378	-375	1230	13	β=	60%
14	12	0,976	1,260	1	41,9	13,3	57.615.604	7122,8	2269,5	5701	0	0	297,7	35868	35647	-221	1380	14	iδ=	6,25%
15	13	0,972	1,303	1	45,4	13,2	57.807.712	7477,6	2166,0	5892	0	0	333,0	37865	37813	-51	1541	15	iCδ=	242
16	14	0,969	1,346	1	49,3	13,0	57.999.147	7849,9	2067,1	6088	0	0	370,8	39749	39881	132	1712	16	nδ=	10
17	15	0,966	1,392	1	53,5	12,8	58.189.913	8240,6	1972,7	6292	0	0	411,1	41527	41853	327	1598	17	ξ=	0%
18	16	0,959	1,485	1	60,0	13,1	58.570.109	8648,2	1882,1	6523	0	0	454,4	43210	43735	525	1732	18	nα	15
19	17	0,952	1,535	1	65,1	12,9	58.947.644	9075,1	1795,5	6762	0	0	494,6	44802	45531	729	1878	19	φ=	22%
20	18	0,945	1,587	1	70,6	12,7	59.322.536	9522,4	1712,7	7009	0	0	537,4	46308	47244	936	2032	20	n_prod red=	0,35%
21	19	0,939	1,640	1	76,7	12,5	59.694.804	9990,8	1633,6	7264	0	0	582,9	47732	48877	1145	2195	21	n_m&o=	3,4%
22	20	0,932	1,695	1	83,2	12,4	60.064.466	10481,4	1558,0	7529	0	0	631,3	49078	50435	1357	2375	22	Y=	2,50%
23	21	0,926	1,752	1	90,3	12,2	60.431.540	10995,2	1485,8	7802	0	0	682,7	50352	51921	1569	2566			
24	22	0,919	1,811	1	98,0	12,0	60.796.045	11533,3	1416,8	8085	0	0	737,2	51556	53338	1782	2768			
25	23	0,913	1,872	1	106,4	11,9	61.157.998	12096,8	1351,0	8377	0	0	795,0	52694	54689	1994	2983			
26	24	0,906	1,935	1	115,4	11,7	61.517.417	12686,9	1288,0	8679	0	0	856,4	53771	55977	2206	3210			
27	25	0,900	2,000	1	125,3	11,6	61.874.321	13304,7	1228,0	8991	0	0	921,5	54789	57205	2416	3451			

Πίνακας 53: Gains Cost Benefit model για i=8 (πάνω) και 10% (κάτω)

4.21.4 Έντοκος χρόνος απόσβεσης

Για i=8, η απόσβεση επιτυγχάνεται την 10^η χρονιά λειτουργίας του τερματικού σταθμού.

P3		=O3-N3																		
Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	1	S	T	
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	2	m=	4,8%	
3	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5
4	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479
5	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%
6	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85
7	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4
8	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%
9	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%
10	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%
11	9	0,986																		

Αντίστοιχα για i=10% η απόσβεση επιτυγχάνεται την 14^η χρονιά λειτουργίας

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return (PV)	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC=	T
Year	n	Production Reduction	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	
1	1	1	1	19,4	17,7	56.251.821	4167,0	3788,2	4021	15,1	0	18,6	4108	3788	-320	71	FC=	403,9
2	1	1	1	20,4	16,9	56.251.821	4375,3	3616,0	4142	13,6	0	38,0	7937	7404	-532	159	Ey=	18,5
3	1	1	1	21,4	16,1	56.251.821	4594,1	3451,6	4266	12,1	0	58,9	11537	10856	-681	254	NG_total cons	48.078,479
4	1	1	1	22,5	15,4	56.251.821	4823,8	3294,7	4394	10,6	0	81,4	14923	14151	-772	356	coNG=	8,0%
5	1	1	1	23,6	14,7	56.251.821	5065,0	3145,0	4526	9,1	0	105,5	18107	17295	-811	466	coLNG=	69,4
6	0,997	1,034	1	25,6	14,5	56.448.702	5318,2	3002,0	4678	7,6	0	127,7	21110	20297	-812	567	eLNG	3,0%
7	0,993	1,068	1	27,8	14,3	56.644.894	5583,9	2865,4	4835	6,1	0	151,4	23942	23163	-779	675	ΔHu_LNG	9,00%
8	0,990	1,104	1	30,2	14,1	56.840.400	5862,7	2735,0	4997	4,5	0	176,9	26613	25898	-715	791	gm=	5,0%
9	0,986	1,141	1	32,8	13,9	57.035.221	6155,4	2610,5	5165	3,0	0	204,2	29133	28508	-625	915	l=	10%
10	0,983	1,180	1	35,5	13,7	57.229.361	6462,4	2491,5	5338	1,5	0	233,4	31510	31000	-510	1047	l2=	5,0%
11	0,979	1,219	1	38,6	13,5	57.422.821	6784,7	2378,0	5516	0,0	0	264,6	33753	33378	-375	1230	l3=	60%
12	0,976	1,260	1	41,9	13,3	57.615.604	7122,8	2269,5	5701	0	0	297,7	35868	35647	-221	1380	l4=	6,25%
13	0,972	1,303	1	45,4	13,2	57.807.712	7477,6	2166,0	5892	0	0	333,0	37865	37813	-51	1541	l5=	242
14	0,969	1,346	1	49,3	13,0	57.999.147	7849,9	2067,1	6088	0	0	370,8	39749	39881	132	1712	l6=	10
15	0,966	1,392	1	53,5	12,8	58.189.913	8240,6	1972,7	6292	0	0	411,1	41527	41853	327	1598	l7=	0%
16	0,959	1,485	1	60,0	13,1	58.570.109	8648,2	1882,1	6523	0	0	454,4	43210	43735	525	1732	l8=	15
17	0,952	1,535	1	65,1	12,9	58.947.644	9075,1	1795,5	6762	0	0	494,6	44802	45531	729	1878	l9=	22%
18	0,945	1,587	1	70,6	12,7	59.322.536	9522,4	1712,7	7009	0	0	537,4	46308	47244	936	2032	l10=	0,35%
19	0,939	1,640	1	76,7	12,5	59.694.804	9990,8	1633,6	7264	0	0	582,9	47732	48877	1145	2195	l11=	3,4%
20	0,932	1,695	1	83,2	12,4	60.064.466	10481,4	1558,0	7529	0	0	631,3	49078	50435	1357	2375	l12=	2,50%
21	0,926	1,752	1	90,3	12,2	60.431.540	10995,2	1485,8	7802	0	0	682,7	50552	51921	1569	2566		
22	0,919	1,811	1	98,0	12,0	60.796.045	11533,3	1416,8	8085	0	0	737,2	51556	53338	1782	2768		
23	0,913	1,872	1	106,4	11,9	61.157.998	12096,8	1351,0	8377	0	0	795,0	52694	54689	1994	2983		
24	0,906	1,935	1	115,4	11,7	61.517.417	12686,9	1288,0	8679	0	0	856,4	53771	55977	2206	3210		
25	0,900	2,000	1	125,3	11,6	61.874.321	13304,7	1228,0	8991	0	0	921,5	54789	57205	2416	3451		

Πίνακας 55: Χρόνος απόσβεσης για i=10%

4.21.5 Καθαρά παρούσα αξία NPV και PR

Θεωρώντας υπολείπουσα αξία 2.5% του επενδυτικού κόστους προκύπτει η καθαρά παρούσα αξία και το PR για i=8 και 10% αντίστοιχα σύμφωνα με τούς επόμενους πίνακες.

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return (PV)	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC=	T
Year	n	Production Reduction	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	
1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	FC=	18,5
2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	Ey=	48.078,479
3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	NG_total cons	8,0%
4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	coNG=	85
5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	coLNG=	69,4
6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	eLNG	3,0%
7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	ΔHu_LNG	9,00%
8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	l0=	5,0%
9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	l1=	8%
10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	l2=	5,0%
11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	l3=	60%
12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	l4=	6,25%
13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	l5=	231
14	0,969	1,346	1	49,3	16,9	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	l6=	10
15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1363	1597	l7=	0%
16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	l8=	15
17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	l9=	22%
18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	l10=	0,35%
19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	l11=	3,4%
20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	l12=	2,50%
21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566		
22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768		
23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983		
24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210		
25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451		

Πίνακας 56: NPV=4778m€, PR=12.5 για i=8%

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return (PV)	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC=	T
Year	n	Production Reduction	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	
1	1	1	1	19,4	17,7	56.251.821	4167,0	3788,2	4021	15,1	0	18,6	4108	3788	-320	71	FC=	403,9
2	1	1	1	20,4	16,9	56.251.821	4375,3	3616,0	4142	13,6	0	38,0	7937	7404	-532	159	Ey=	18,5
3	1	1	1	21,4	16,1	56.251.821	4594,1	3451,6	4266	12,1	0	58,9	11537	10856	-681	254	NG_total cons	48.078,479
4	1	1	1	22,5	15,4	56.251.821	4823,8	3294,7	4394	10,6	0	81,4	14923	14151	-772	356	coNG=	8,0%
5	1	1	1	23,6	14,7	56.251.821	5065,0	3145,0	4526	9,1	0	105,5	18107	17295	-811	466	coLNG=	85
6	0,997	1,034	1	25,6	14,5	56.448.702	5318,2	30										

4.21.6 IRR

Με δοκιμές στο μοντέλο για *i* βρίσκουμε τον εσωτερικό βαθμό απόδοσης εκεί που μηδενίζεται η NPV. Στην συγκεκριμένη περίπτωση ο IRR είναι ο ίδιος διότι αλλάζει το Ico.

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return (PV)	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=	T		
1	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	2	m=	4,8%	
2	3	1	1	1	19,4	17,1	56.251.821	4167,0	3672,9	4021	14,4	0	19,0	3975	3673	-302	74	3	FC o=	18,5
4	2	1	1	1	20,4	15,8	56.251.821	4375,3	3399,3	4142	13,0	0	38,4	7687	7072	-615	162	4	Ey=	48.078,479
5	3	1	1	1	21,4	14,7	56.251.821	4594,1	3146,0	4266	11,5	0	59,3	11071	10218	-853	257	5	NG_total cons	8,0%
6	4	1	1	1	22,5	13,6	56.251.821	4823,8	2911,7	4394	10,1	0	81,8	14156	13130	-1026	359	6	coNG=	85
7	5	1	1	1	23,6	12,6	56.251.821	5065,0	2694,8	4526	8,6	0	105,9	16970	15825	-1145	469	7	coLNG	69,4
8	6	0,997	1,034	1	25,6	12,0	56.448.702	5318,2	2494,0	4678	7,2	0	128,0	19542	18319	-1224	569	8	eLNG	3,0%
9	7	0,993	1,068	1	27,8	11,5	56.644.894	5583,9	2308,1	4835	5,8	0	151,8	21895	20627	-1268	677	9	ΔHu_LNG	9,00%
10	8	0,990	1,104	1	30,2	11,0	56.840.400	5862,7	2136,0	4997	4,3	0	177,2	24047	22763	-1284	793	10	gm=	5,0%
11	9	0,986	1,141	1	32,8	10,5	57.035.221	6155,4	1976,7	5165	2,9	0	204,5	26014	24739	-1275	917	11	i=	13,45%
12	10	0,983	1,180	1	35,5	10,1	57.229.361	6462,4	1829,3	5338	1,4	0	233,7	27814	26569	-1245	1049	12	e=	5,0%
13	11	0,979	1,219	1	38,6	9,6	57.422.821	6784,7	1692,8	5516	0,0	0	264,9	29460	28261	-1199	1052	13	β=	6,25%
14	12	0,976	1,260	1	41,9	9,2	57.615.604	7122,8	1566,4	5701	0	0	298,0	30966	29828	-1138	1175	14	iδ=	6,25%
15	13	0,972	1,303	1	45,4	8,8	57.807.712	7477,6	1449,5	5892	0	0	333,3	32344	31277	-1066	1307	15	ICδ=	231
16	14	0,969	1,346	1	49,3	8,4	57.999.147	7849,9	1341,2	6088	0	0	371,0	33604	32619	-986	1447	16	nδ=	10
17	15	0,966	1,392	1	53,5	8,1	58.189.913	8240,6	1241,0	6292	0	0	411,3	34758	33860	-898	1597	17	ξ=	0%
18	16	0,959	1,485	1	60,0	8,0	58.570.109	8648,2	1148,0	6523	0	0	454,4	35816	35007	-809	1732	18	α	15
19	17	0,952	1,535	1	65,1	7,6	58.947.644	9075,1	1061,8	6762	0	0	494,6	36787	36069	-718	1877	19	φ=	22%
20	18	0,945	1,587	1	70,6	7,3	59.322.536	9522,4	982,0	7009	0	0	537,4	37677	37051	-626	2031	20	n_prod red=	0,35%
21	19	0,939	1,640	1	76,7	7,0	59.694.804	9990,8	908,2	7264	0	0	582,9	38494	37960	-534	2195	21	n_m&o=	3,4%
22	20	0,932	1,695	1	83,2	6,7	60.064.466	10481,4	839,8	7529	0	0	631,3	39242	38799	-443	2375	22	Y=	2,50%
23	21	0,926	1,752	1	90,3	6,4	60.431.540	10995,2	776,5	7802	0	0	682,7	39928	39576	-352	2566			
24	22	0,919	1,811	1	98,0	6,1	60.796.045	11533,3	717,9	8085	0	0	737,2	40557	40294	-263	2768			
25	23	0,913	1,872	1	106,4	5,8	61.157.998	12096,8	668,7	8377	0	0	795,0	41134	40957	-177	2983			
26	24	0,906	1,935	1	115,4	5,6	61.517.417	12686,9	613,6	8679	0	0	856,4	41663	41571	-92	3210			
27	25	0,900	2,000	1	125,3	5,3	61.874.321	13304,7	567,2	8991	0	0	921,5	42147	42138	-9	3451			
28																				
29																				
30																				

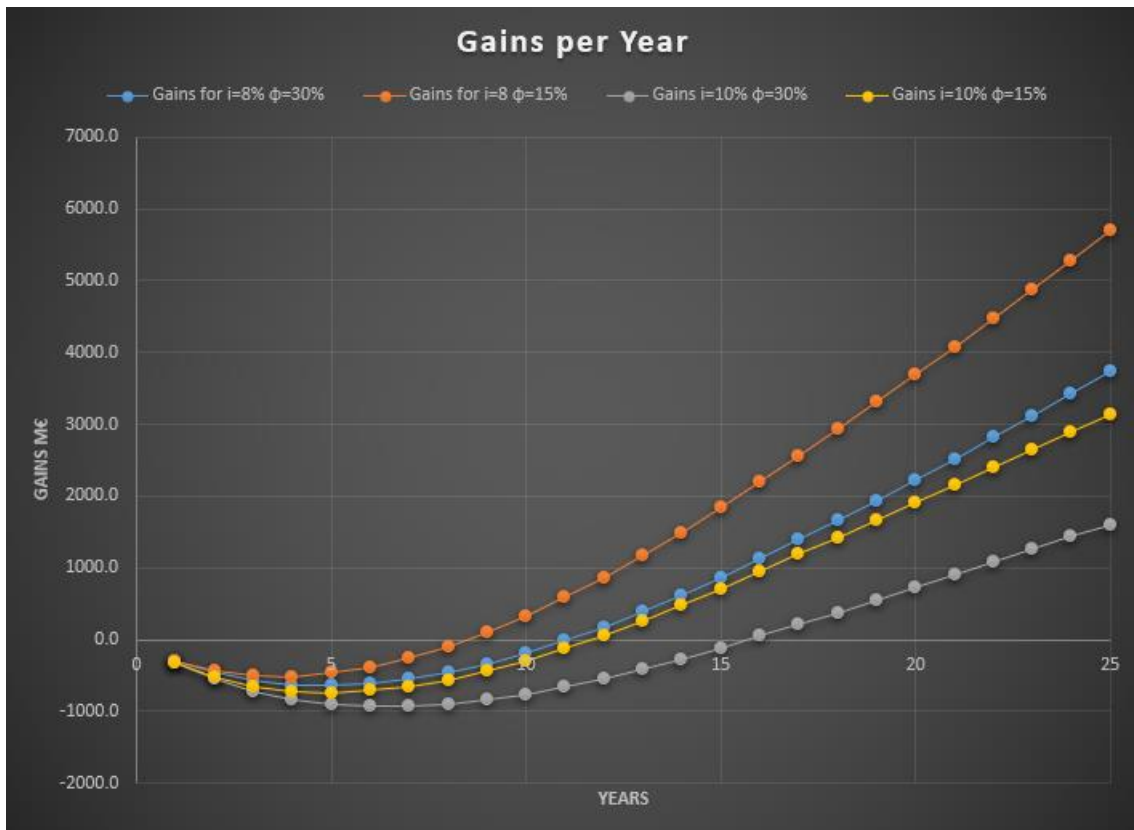
Πίνακας 58: IRR=13.45%, για i=8%

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return (PV)	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=	T		
1	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	2	m=	4,6%	
2	3	1	1	1	19,4	17,1	56.251.821	4167,0	3674,1	4021	15,1	0	18,6	3996	3674	-322	71	3	FC o=	18,5
4	2	1	1	1	20,4	15,9	56.251.821	4375,3	3401,5	4142	13,6	0	38,0	7709	7076	-634	159	4	Ey=	48.078,479
5	3	1	1	1	21,4	14,7	56.251.821	4594,1	3149,1	4266	12,1	0	58,9	11096	10225	-871	254	5	NG_total cons	8,0%
6	4	1	1	1	22,5	13,6	56.251.821	4823,8	2915,5	4394	10,6	0	81,4	14184	13140	-1044	356	6	coNG=	85
7	5	1	1	1	23,6	12,6	56.251.821	5065,0	2699,2	4526	9,1	0	105,5	17001	15839	-1162	466	7	coLNG	69,4
8	6	0,997	1,034	1	25,6	12,0	56.448.702	5318,2	2498,9	4678	7,6	0	127,7	19578	18338	-1240	567	8	eLNG	3,0%
9	7	0,993	1,068	1	27,8	11,5	56.644.894	5583,9	2313,4	4835	6,1	0	151,4	21935	20652	-1284	675	9	ΔHu_LNG	9,00%
10	8	0,990	1,104	1	30,2	11,0	56.840.400	5862,7	2141,6	4997	4,5	0	176,9	24092	22793	-1299	791	10	gm=	5,0%
11	9	0,986	1,141	1	32,8	10,5	57.035.221	6155,4	1982,5	5165	3,0	0	204,2	26065	24776	-1289	915	11	i=	13,42%
12	10	0,983	1,180	1	35,5	10,1	57.229.361	6462,4	1835,2	5338	1,5	0	233,4	27870	26611	-1259	1047	12	e=	5,0%
13	11	0,979	1,219	1	38,6	9,7	57.422.821	6784,7	1698,8	5516	0,0	0	264,6	29521	28310	-1211	1230	13	β=	6,25%
14	12	0,976	1,260	1	41,9	9,2	57.615.604	7122,8	1572,5	5701	0	0	297,7	31032	29882	-1150	1380	14	iδ=	6,25%
15	13	0,972	1,303	1	45,4	8,8	57.807.712	7477,6	1455,6	5892	0	0	333,0	32415	31338	-1077	1541	15	ICδ=	242
16	14	0,969	1,346	1	49,3	8,5	57.999.147	7849,9	1347,3	6088	0	0	370,8	33681	32685	-996	1712	16	nδ=	10
17	15	0,966	1,392	1	53,5	8,1	58.189.913	8240,6	1247,1	6292	0	0	411,1	34840	33932	-907	1598	17	ξ=	0%
18	16	0,959	1,485	1	60,0	8,0	58.570.109	8648,2	1154,0	6523	0	0	454,4	35903	35086	-817	1732	18	α	15
19	17	0,952	1,535	1	65,1	7,7	58.947.644	9075,1	1067,7	6762	0	0	494,6	36879	36154	-725	1878	19	φ=	22%
20	18	0,945	1,587	1	70,6	7,3	59.322.536	9522,4	987,8	7009	0	0	537,4	37775	37142	-633	2032	20	n_prod red=	0,35%
21	19	0,939	1,640	1	76,7	7,0	59.694.804	9990,8	913,8	7264	0	0	582,9	38596	38056	-540	2195	21	n_m&o=	3,4%
22	20	0,932	1,695	1	83,2	6,7	60.064.466	10481,4	845,3	7529	0	0	631,3	39349	38901	-448	2375	22	Y=	2,50%
23	21	0,926	1,752	1	90,3	6,4	60.431.540	10995,2	781,9	7802	0	0	682,7	40039	39683	-357	2566			
24	22	0,919	1,811	1	98,0	6,1	60.796.045	11533,3	723,1	8085	0	0	737,2	40673	40406	-267	2768			
25	23	0,913	1,872	1	106,4	5,9	61.157.998	12096,8	668,7	8377	0	0	795,0	41254	41075	-179	2983			
26	24	0,906	1,935	1	115,4	5,6	61.517.417	12686,9	618,4	8679	0	0	856,4	41786	41693	-93	3210			
27	25	0,900	2,000	1	125,3	5,4	61.874.321	13304,7	571,8	8991	0	0	921,5	42275	42265	-10	3451			
28																				
29																				
30																				

Πίνακας 59: IRR=13.42%, για i=10%

4.21.7 Επίδραση φορολογίας

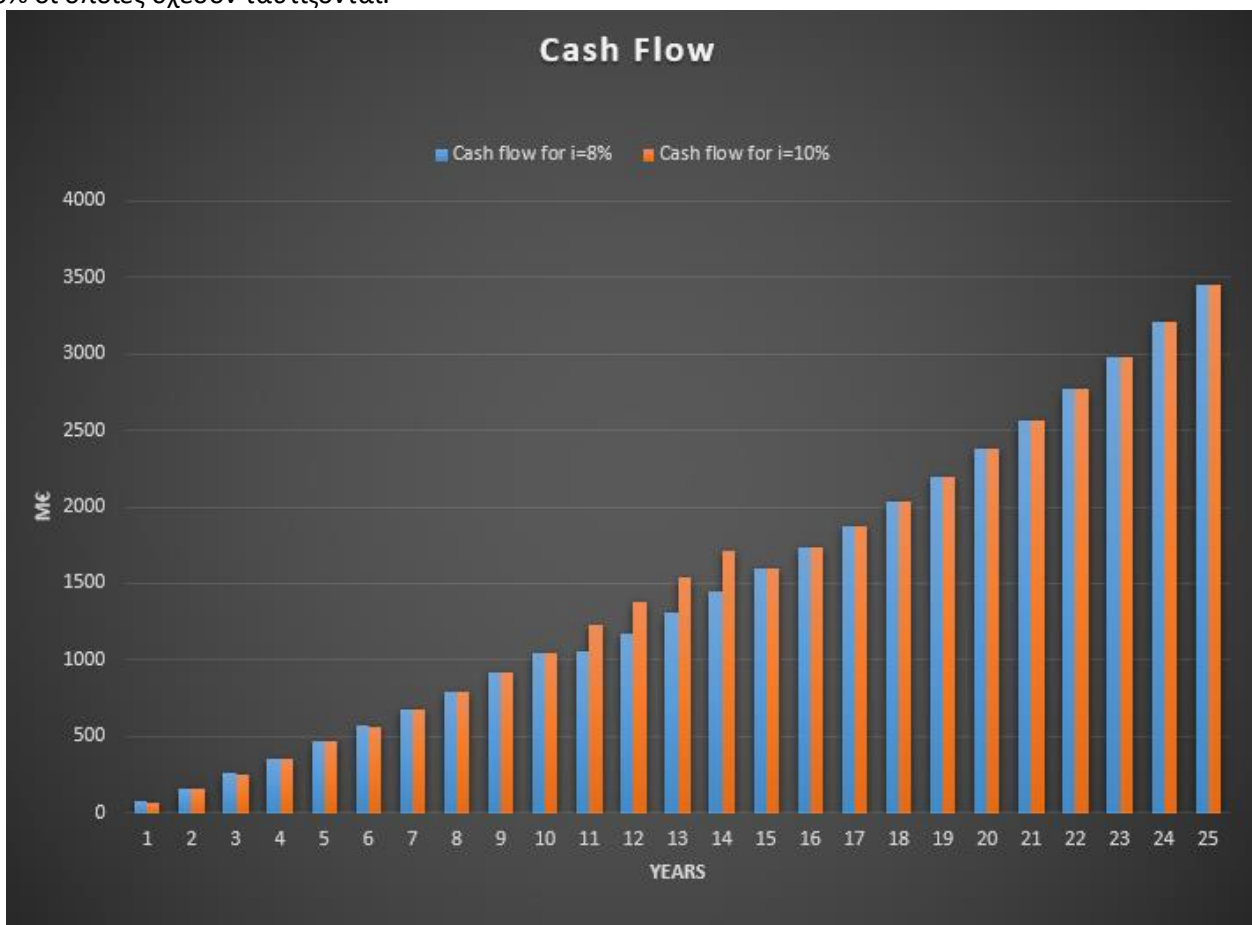
Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η επίδραση της φορολογίας στα κέρδη και στον έντοκο χρόνο απόσβεσης ανάλογα με το *i* και τον φορολογικό συντελεστή.



Εικόνα 135: Gains επενδυτικού έργου συνάρτησή του i και του φορολογικού συντελεστή

4.21.8 Cash Flow

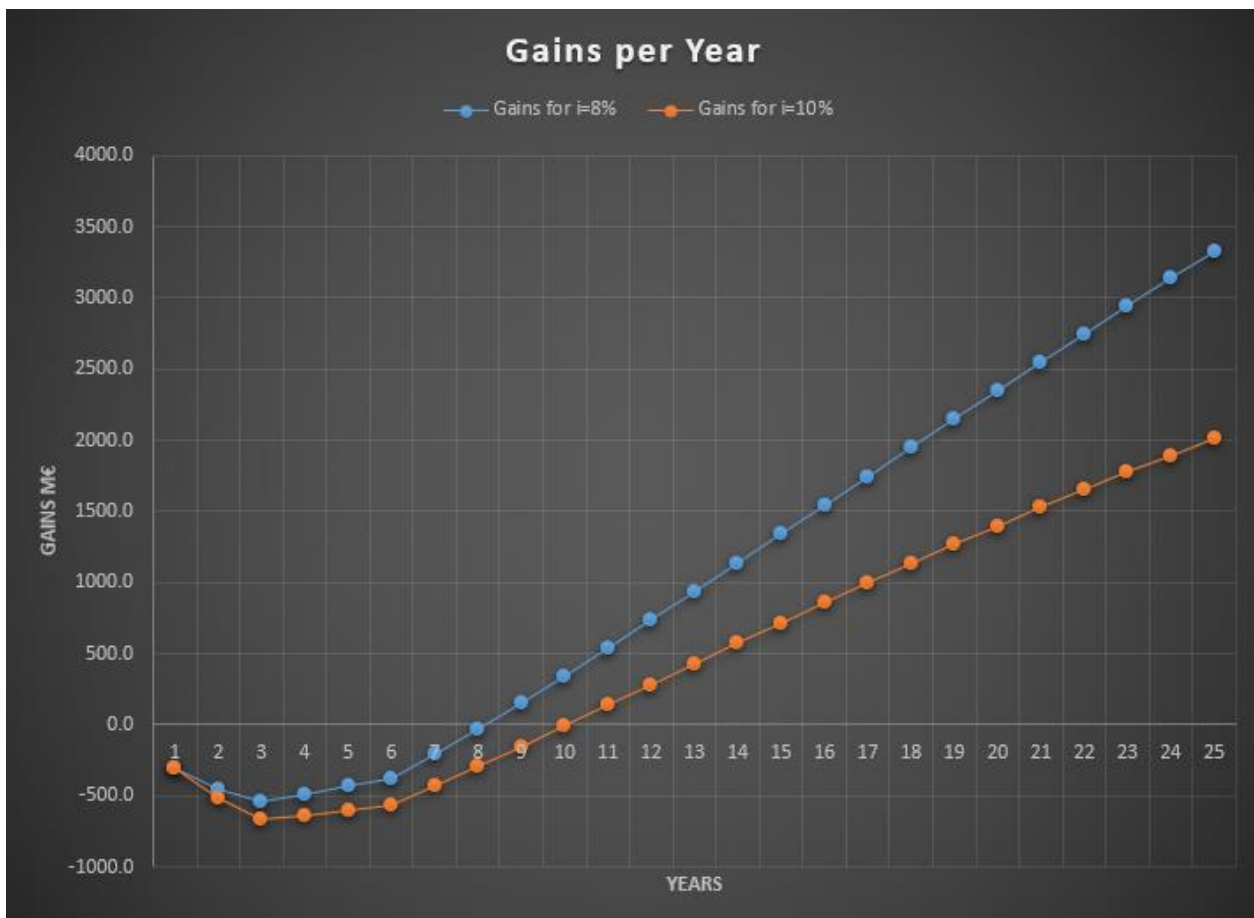
Οι χρηματοροές της επένδυσης του τερματικού σταθμού παρουσιάζονται στο διάγραμμα που ακολουθεί και για $i=8$ και 10% οι οποίες σχεδόν ταυτίζονται.



Εικόνα 136: Cash flow επενδυτικού έργου

R	S	T	S	T	U	V
1	IC o=	384,3	IC o=	403,9	m€	Investment Cost
2	m=	4,8%	m=	4,6%		% Maintenance Cost & of Ico
3	FC o=	18,5	FC o=	18,5	m€	Fixed Cost
4	Ey=	48,078,479	Ey=	48.078.479	MWh	Annual Energy-send out rate
5	NG_total cons	7,8%	NG_total cons	8,0%		NG-Total Consumption
6	coNG=	85	coNG=	85	€/MWh	Sales price per MWh
7	coNG2=	32	coNG2=	32	€/MWh	Sales price per MWh
8	coLNG	69,4	coLNG	69,4	€/MWh	LNG cost per MWh
9	coLNG2	22	coLNG2	22	€/MWh	LNG cost per MWh
10	eLNG	3,0%	eLNG	3,0%		inflation rate of LNG
11	eLNG2	-23%	eLNG2	-23%		inflation rate of LNG
12	ΔH_u_LNG	9,00%	ΔH_u_LNG	9,00%		HHV-LHV
13	gm=	5,0%	gm=	5,0%		Maintenance Inflation
14	i=	8,0%	i=	10%		Reduction Rate
15	e=	5,0%	e=	5,0%		Energy inflation
16	e2=	-20%	e2=	-20%		Energy inflation
17	β =	60%	β =	60%		% Loan of Ico
18	i δ =	6,25%	i δ =	6,25%		Loan interest rate
19	IC δ =	231	IC δ =	242	m€	Lending ammount
20	n δ =	10	n δ =	10	years	Lending period
21	ξ =	0%	ξ =	0%		municipality tax
22	n α	15	n α	15	years	years of depreciation
23	ϕ =	22%	ϕ =	22%		tax rate
24	n_prod red=	0,35%	n_prod red=	0,35%		Aging factor-production reduction
25	n_m&o=	3,4%	n_m&o=	3,4%		Aging factor-M&O increase
26	Y~=	2,50%	Y~=	2,50%		Residual Value-%

Πίνακας 62: Πίνακας δεδομένων για i=8 και 10%



Εικόνα 137: Gains επενδυτικού έργου συνάρτησή του i

P27		=O27-N27																			
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T		
Operation	Ageing	Ageing	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return	Return	Other cost-	Interest of	Direct	Tax to be	Total Cost	Total	Gains	Cash					
Year	Factor	Factor	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	(M€)	(M€)	LNG	unpaid capital	Tax	paid		Income	PV (m€)	Flow					
n	Production	M&O					CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)					
1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5		
2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479		
3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%		
4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	1625,5	1194,8	1372	10,1	0	42,9	12939	12451	-488	182	6	coNG=	85		
5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	1300,4	885,0	1057	8,6	0	40,9	13769	13336	-432	173	7	coNG2=	32		
6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	1040,3	655,6	817	7,2	0	36,4	14370	13992	-378	153	8	coLNG	69,4		
7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	2102,2	1226,6	1533	5,8	0	112,3	15426	15218	-208	498	9	coLNG2	22		
8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	2207,1	1192,5	1584	4,3	0	123,8	16442	16411	-31	550	10	eLNG	3,0%		
9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	2317,3	1159,2	1637	2,9	0	136,1	17418	17570	152	606	11	eLNG2	-23%		
10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	2432,9	1126,9	1692	1,4	0	149,2	18356	18697	341	529	12	ΔHu_LNG	9,00%		
11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	2554,2	1095,5	1749	0,0	0	163,1	19258	19793	534	618	13	gm=	5,0%		
12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	2681,5	1064,9	1807	0	0	177,5	20126	20857	731	669	14	I=	8,0%		
13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	2815,1	1035,1	1868	0	0	192,8	20961	21892	931	725	15	e=	5,0%		
14	0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	2955,3	1006,2	1930	0	0	209,1	21764	22899	1134	783	16	e2=	-20%		
15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	3102,3	978,0	1994	0	0	226,3	22537	23877	1339	845	17	β=	60%		
16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	3255,8	950,3	2068	0	0	248,2	23285	24827	1542	902	18	ιδ=	6,25%		
17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	3416,5	923,4	2143	0	0	265,7	24006	25750	1745	960	19	ICδ=	231		
18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	3584,9	897,1	2222	0	0	284,3	24701	26647	1947	1022	20	nδ=	10		
19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	3761,2	871,5	2303	0	0	304,0	25371	27519	2148	1097	21	ξ=	0%		
20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	3945,9	846,6	2387	0	0	324,7	26017	28366	2349	1172	22	α	15		
21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	4139,4	822,3	2473	0	0	346,7	26640	29188	2548	1251	23	φ=	22%		
22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	4342,0	798,7	2563	0	0	369,9	27241	29987	2746	1334	24	n_prod red=	0,35%		
23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	4554,1	775,6	2655	0	0	394,3	27820	30762	2943	1422	25	n_m&o=	3,4%		
24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	4776,2	753,2	2751	0	0	420,1	28378	31515	3137	1515	26	Υ=	2,50%		
25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	5008,8	731,4	2850	0	0	447,4	28916	32247	3331	1613					

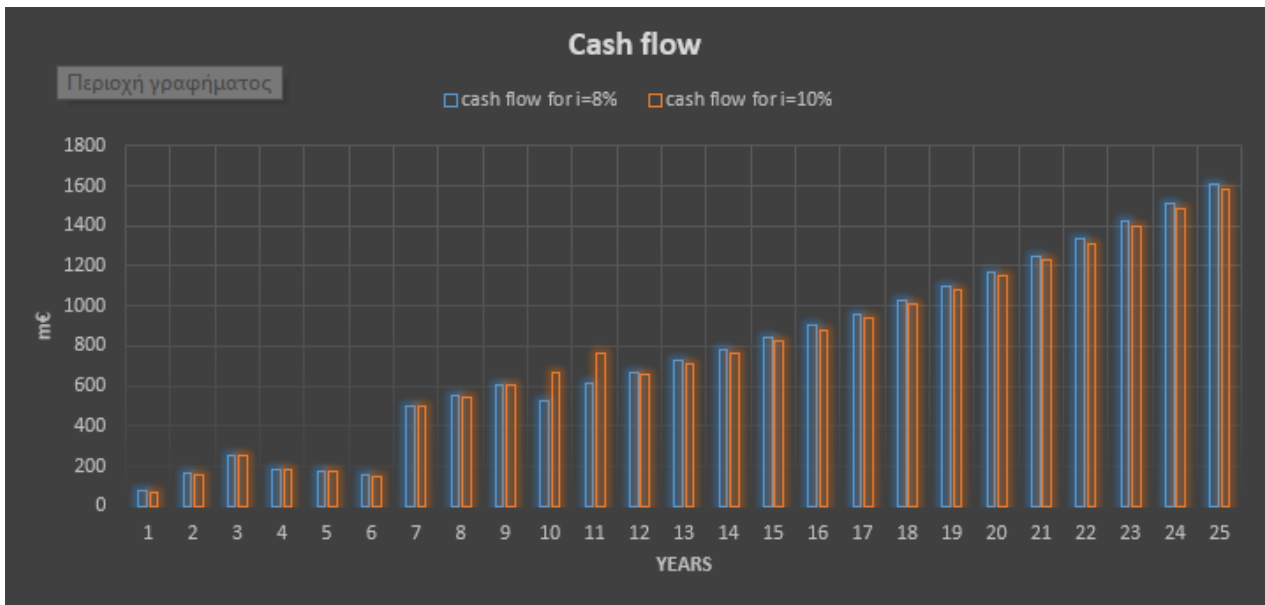
P27		=O27-N27																			
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T		
Operation	Ageing	Ageing	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return	Return	Other cost-	Interest of	Direct	Tax to be	Total Cost	Total	Gains	Cash					
Year	Factor	Factor	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	(M€)	(M€)	LNG	unpaid capital	Tax	paid		Income	PV (m€)	Flow					
n	Production	M&O					CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)					
1	1	1	1	19,4	17,7	56.251.821	4167,0	3788,2	4021	15,1	0	18,6	4108	3788	-320	71	3	FC o=	18,5		
2	1	1	1	20,4	16,9	56.251.821	4375,3	3616,0	4142	13,6	0	38,0	7937	7404	-532	159	4	Ey=	48.078.479		
3	1	1	1	21,4	16,1	56.251.821	4594,1	3451,6	4266	12,1	0	58,9	11537	10856	-681	254	5	NG_total cons	8,0%		
4	1	1	1	22,5	15,4	56.251.821	1625,5	1110,3	1372	10,6	0	42,5	12623	11966	-657	180	6	coNG=	85		
5	1	1	1	23,6	14,7	56.251.821	1300,4	807,5	1057	9,1	0	40,5	13393	12774	-620	171	7	coNG2=	32		
6	0,997	1,034	1	25,6	14,5	56.448.702	1040,3	587,2	817	7,6	0	36,0	13942	13361	-581	150	8	coLNG	69,4		
7	0,993	1,068	1	27,8	14,3	56.644.894	2102,2	1078,7	1533	6,1	0	111,9	14888	14439	-449	495	9	coLNG2	22		
8	0,990	1,104	1	30,2	14,1	56.840.400	2207,1	1029,7	1584	4,5	0	123,5	15781	15469	-312	548	10	eLNG	3,0%		
9	0,986	1,141	1	32,8	13,9	57.035.221	2317,3	982,8	1637	3,0	0	135,8	16623	16452	-171	604	11	eLNG2	-23%		
10	0,983	1,180	1	35,5	13,7	57.229.361	2432,9	938,0	1692	1,5	0	148,9	17418	17390	-28	663	12	ΔHu_LNG	9,00%		
11	0,979	1,219	1	38,6	13,5	57.422.821	2554,2	895,2	1749	0,0	0	162,8	18169	18285	116	767	13	gm=	5,0%		
12	0,976	1,260	1	41,9	13,3	57.615.604	2681,5	854,4	1807	0	0	177,2	18878	19140	262	834	14	I=	10%		
13	0,972	1,303	1	45,4	13,2	57.807.712	2815,1	815,4	1868	0	0	192,5	19547	19955	408	709	15	e=	5,0%		
14	0,969	1,346	1	49,3	13,0	57.999.147	2955,3	778,2	1930	0	0	208,8	20180	20733	554	767	16	e2=	-20%		
15	0,966	1,392	1	53,5	12,8	58.189.913	3102,3	742,7	1994	0	0	226,0	20777	21476	699	828	17	β=	60%		
16	0,959	1,485	1	60,0	13,1	58.570.109	3255,8	708,6	2068	0	0	248,2	21345	22184	840	880	18	ιδ=	6,25%		
17	0,952	1,535	1	65,1	12,9	58.947.644	3416,5	675,9	2143	0	0	265,7	21882	22860	978	942	19	ICδ=	242		
18	0,945	1,587	1	70,6	12,7	59.322.536	3584,9	644,8	2222	0	0	284,3	22390	23505	1115	1008	20	nδ=	10		
19	0,939	1,640	1	76,7	12,5	59.694.804	3761,2	615,0	2303	0	0	304,0	22872	24120	1248	1078	21	ξ=	0%		
20	0,932	1,695	1	83,2	12,4	60.064.466	3945,9	586,5	2387	0	0	324,7	23328	24707	1379	1151	22	α	15		
21	0,926	1,752	1	90,3	12,2	60.431.540	4139,4	559,4	2473	0	0	346,7	23759	25266	1507	1229	23	φ=	22%		
22	0,919	1,811	1	98,0	12,0	60.796.045	4342,0	533,4	2563	0	0	369,9	24167	25799	1632	1311	24	n_prod red=	0,35%		
23	0,913	1,872	1	106,4	11,9	61.157.998	4554,1	508,6	2655	0	0	394,3	24554	26308	1754	1398	25	n_m&o=	3,4%		
24	0,906	1,935	1	115,4	11,7	61.517.417	4776,2	484,9	2751	0	0	420,1	24920	26793	1873	1490	26	Υ=	2,50%		
25	0,900	2,000	1	125,3	11,6	61.874.321	5008,8	462,3	2850	0	0	447,4	25266	27255	1989	1586					

Πίνακας 63: Gains Cost Benefit model για i=8 (πάνω) και 10% (κάτω)

4.22.2 Έντοκος χρόνος απόσβεσης

Για i=8, όπως προκύπτει η απόσβεση επιτυγχάνεται την 9^η χρονιά λειτουργίας του τερματικού σταθμού.

P3		=O3-N3																			
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T		
Operation	Ageing	Ageing	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return	Return	Other cost-	Interest of	Direct	Tax to be	Total Cost	Total	Gains	Cash					
Year	Factor	Factor	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	(M€)	(M€)	LNG	unpaid capital	Tax	paid		Income	PV (m€)	Flow					
n	Production	M&O					CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)					
1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5		
2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479		
3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%		
4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	1625,5	1194,8	1372	10,1	0	42,9	12939	12451	-488	182	6	coNG=	85		
5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	1300,4	885,0	1057	8,6	0	40,9	13769	13336	-432	173	7	coNG2=	32		
6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	1040,3	655,6	817	7,2	0	36,4	14370	13992	-378	153	8	coLNG	69,4		
7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	2102,2	1226,6	1533	5,8	0	112,3	15426	15218	-208	498	9	coLNG2	22		
8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	2207,1														



Εικόνα 138: Cash flow επενδυτικού έργου

4.23 Παράρτημα υπολογισμών-σενάριο Α για i=8%

B8 =B7*B*\$T\$20

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return (PV)	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=	
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)		
1	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	384,3
2	1	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4,8%
3	1	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	18,5
4	1	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	8,0%
5	1	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	85
6	0,997	1,034	1	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	69,4
7	0,993	1,068	1	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	3,0%
8	0,990	1,104	1	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	9,00%
9	0,986	1,141	1	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	5,0%
10	0,983	1,180	1	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	8,00%
11	0,979	1,219	1	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	5,0%
12	0,976	1,260	1	1	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	60%
13	0,972	1,303	1	1	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	6,25%
14	0,969	1,346	1	1	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	231
15	0,966	1,392	1	1	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	10
16	0,959	1,485	1	1	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	0%
17	0,952	1,535	1	1	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	15
18	0,945	1,587	1	1	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	22%
19	0,939	1,640	1	1	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	0,35%
20	0,932	1,695	1	1	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	3,4%
21	0,926	1,752	1	1	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566	2,50%
22	0,919	1,811	1	1	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768	
23	0,913	1,872	1	1	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983	
24	0,906	1,935	1	1	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210	
25	0,900	2,000	1	1	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451	

Πίνακας 70: Υπολογισμός production reduction-aging factor

C8 =C7+C*\$T\$21

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return (PV)	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=	
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)		
1	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	384,3
2	1	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4,8%
3	1	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	18,5
4	1	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	8,0%
5	1	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	85
6	0,997	1,034	1	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	69,4
7	0,993	1,068	1	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	3,0%
8	0,990	1,104	1	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	9,00%
9	0,986	1,141	1	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	5,0%
10	0,983	1,180	1	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	8,00%
11	0,979	1,219	1	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	5,0%
12	0,976	1,260	1	1	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	60%
13	0,972	1,303	1	1	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	6,25%
14	0,969	1,346	1	1	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	231
15	0,966	1,392	1	1	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	10
16	0,959	1,485	1	1	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	0%
17	0,952	1,535	1	1	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	15
18	0,945	1,587	1	1	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	22%
19	0,939	1,640	1	1	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	0,35%
20	0,932	1,695	1	1	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	3,4%
21	0,926	1,752	1	1	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566	2,50%
22	0,919	1,811	1	1	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768	
23	0,913	1,872	1	1	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983	
24	0,906	1,935	1	1	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210	
25	0,900	2,000	1	1	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451	

Πίνακας 71: Υπολογισμός aging factor fixed cost O&M

H3 $=G3*ST\$6*(1-\$TSS-\$TS9)*((1-(1-B3))^(1+\$T\$12))^A3/1000000$

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return (PV)	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=	384,3			
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	m=	4,8%			
1	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5	
2	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479	
3	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%	
4	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85	
5	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4	
6	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%	
7	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%	
8	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%	
9	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	11	i=	8,00%	
10	10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	12	e=	5,0%	
11	11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	13	β=	60%	
12	12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	14	iδ=	6,25%	
13	13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	15	iCδ=	231	
14	14	0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	16	nδ=	10	
15	15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	17	ξ=	0%	
16	16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	18	nα	15	
17	17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	19	φ=	22%	
18	18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	20	n_prod red=	0,35%	
19	19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	21	n_m&o=	3,4%	
20	20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	22	γ=	2,50%	
21	21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566				
22	22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768				
23	23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983				
24	24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210				
25	25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451				

Πίνακας 75: Υπολογισμός Return-CV

I3 $=H3/(1+\$T\$11)^A3$

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return (PV)	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=	384,3			
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	m=	4,8%			
1	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5	
2	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479	
3	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%	
4	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85	
5	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4	
6	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%	
7	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%	
8	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%	
9	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	11	i=	8,00%	
10	10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	12	e=	5,0%	
11	11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	13	β=	60%	
12	12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	14	iδ=	6,25%	
13	13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	15	iCδ=	231	
14	14	0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	16	nδ=	10	
15	15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	17	ξ=	0%	
16	16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	18	nα	15	
17	17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	19	φ=	22%	
18	18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	20	n_prod red=	0,35%	
19	19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	21	n_m&o=	3,4%	
20	20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	22	γ=	2,50%	
21	21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566				
22	22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768				
23	23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983				
24	24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210				
25	25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451				

Πίνακας 76: Υπολογισμός Return-PV

J3 $=G3*ST\$7*(1+\$T\$8)^A3/1000000$

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return (PV)	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=	384,3		
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	m=	4,8%		
1	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5
2	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479
3	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%
4	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85
5	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4
6	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%
7	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%
8	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%
9	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221													

K3																			
=((\$T\$15-(A3-1)*\$T\$15/\$T\$16)*\$T\$14																			
Operation	Ageing	Ageing	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	R	S	T
1 Year	Factor	Factor	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	(M€)	PV (m€)	(M€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	1	IC o=	384,3
2	n	Production Reduction	M&O Increase														2	m=	4,8%
3	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5
4	2	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479
5	3	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%
6	4	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85
7	5	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4
8	6	0,997	1,034	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%
9	7	0,993	1,068	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%
10	8	0,990	1,104	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%
11	9	0,986	1,141	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	11	i=	8,00%
12	10	0,983	1,180	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	12	e=	5,0%
13	11	0,979	1,219	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	13	β=	60%
14	12	0,976	1,260	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	14	iδ=	6,25%
15	13	0,972	1,303	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	15	ICδ=	231
16	14	0,969	1,346	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	16	nδ=	10
17	15	0,966	1,392	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	17	ξ=	0%
18	16	0,959	1,485	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	18	na	15
19	17	0,952	1,535	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	19	φ=	22%
20	18	0,945	1,587	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	20	n_prod red=	0,35%
21	19	0,939	1,640	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	21	n_m&o=	3,4%
22	20	0,932	1,695	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	22	Y=	2,50%
23	21	0,926	1,752	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566			
24	22	0,919	1,811	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768			
25	23	0,913	1,872	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983			
26	24	0,906	1,935	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210			
27	25	0,900	2,000	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451			

Πίνακας 78: Υπολογισμός τόκων δανείου-CV

M3																			
=(H3-E3-J3-K3-L3-T\$1)/T\$18)*T\$19*D3																			
Operation	Ageing	Ageing	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	R	S	T
1 Year	Factor	Factor	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	(M€)	PV (m€)	(M€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	1	IC o=	384,3
2	n	Production Reduction	M&O Increase														2	m=	4,8%
3	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5
4	2	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479
5	3	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%
6	4	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85
7	5	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4
8	6	0,997	1,034	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%
9	7	0,993	1,068	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%
10	8	0,990	1,104	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%
11	9	0,986	1,141	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	11	i=	8,00%
12	10	0,983	1,180	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	12	e=	5,0%
13	11	0,979	1,219	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	13	β=	60%
14	12	0,976	1,260	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	14	iδ=	6,25%
15	13	0,972	1,303	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	15	ICδ=	231
16	14	0,969	1,346	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	16	nδ=	10
17	15	0,966	1,392	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	17	ξ=	0%
18	16	0,959	1,485	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	18	na	15
19	17	0,952	1,535	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	19	φ=	22%
20	18	0,945	1,587	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	20	n_prod red=	0,35%
21	19	0,939	1,640	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	21	n_m&o=	3,4%
22	20	0,932	1,695	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	22	Y=	2,50%
23	21	0,926	1,752	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566			
24	22	0,919	1,811	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768			
25	23	0,913	1,872	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983			
26	24	0,906	1,935	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210			
27	25	0,900	2,000	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451			

Πίνακας 79: Υπολογισμός φορολογίας-CV

M18																			
=(H18-E18-J18-K18-L18)*T\$19*D18																			
Operation	Ageing	Ageing	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	R	S	T
1 Year	Factor	Factor	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	(M€)	PV (m€)	(M€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	1	IC o=	384,3
2	n	Production Reduction	M&O Increase														2	m=	4,8%
3	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5
4	2	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479
5	3	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%
6	4	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85
7	5	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4
8	6	0,997	1,034	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%
9	7	0,993	1,068	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%
10	8	0,990	1,104	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%

N3 : X ✓ fx =T1+F3+(J3+K3+L3+M3)/(1+ST\$11)^A3

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	R	S	T	
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)				
1	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	1	IC o=	384,3
2	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479
3	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%
4	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85
5	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4
6	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%
7	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%
8	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%
9	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	11	i=	8,00%
10	10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	12	e=	5,0%
11	11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	13	β=	60%
12	12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	14	iδ=	6,25%
13	13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	15	iCδ=	231
14	14	0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	16	nδ=	10
15	15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	17	ξ=	0%
16	16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	18	nα	15
17	17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	19	φ=	22%
18	18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	20	n_prod red=	0,35%
19	19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	21	n_m&o=	3,4%
20	20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	22	Y=	2,50%
21	21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566			
22	22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768			
23	23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983			
24	24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210			
25	25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451			

Πίνακας 81: Υπολογισμός total cost-PV (1)

N4 : X ✓ fx =N3+F4+(J4+K4+L4+M4)/(1+ST\$11)^A3

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	R	S	T	
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)				
1	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	1	IC o=	384,3
2	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479
3	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%
4	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85
5	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4
6	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%
7	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%
8	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%
9	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	11	i=	8,00%
10	10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	12	e=	5,0%
11	11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	13	β=	60%
12	12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	14	iδ=	6,25%
13	13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	15	iCδ=	231
14	14	0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	16	nδ=	10
15	15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	17	ξ=	0%
16	16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	18	nα	15
17	17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	19	φ=	22%
18	18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	20	n_prod red=	0,35%
19	19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	21	n_m&o=	3,4%
20	20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	22	Y=	2,50%
21	21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566			
22	22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768			
23	23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983			
24	24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210			
25	25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451			

Πίνακας 82: Υπολογισμός total cost-PV (2)

O3 : X ✓ fx =I3

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	R	S	T	
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)				
1	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	1	IC o=	384,3
2	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479
3	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%
4	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85
5	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4
6	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%
7	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%
8	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%
9	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31					

O4																				=I4+O3	
Operation	Ageing	Ageing	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return	Return	Other cost-	Interest of	Direct	Tax to be	Total Cost	Total	Gains	Cash	R	S	T		
Year	Factor	Factor	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	(M€)	(M€)	LNG	unpaid capital	Tax	paid	(M€)	(M€)	(M€)	(M€)					
n	Production	M&O	Increase				CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)					
1																	1	IC o=	384,3		
2																	2	m=	4,8%		
3	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5	
4	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479	
5	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%	
6	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85	
7	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4	
8	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%	
9	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%	
10	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%	
11	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	11	i=	8,00%	
12	10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	12	e=	5,0%	
13	11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	13	β=	60%	
14	12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	14	iδ=	6,25%	
15	13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	15	ICδ=	231	
16	14	0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	16	nδ=	10	
17	15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	17	ξ=	0%	
18	16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	18	α	15	
19	17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	19	φ=	22%	
20	18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	20	n_prod red=	0,35%	
21	19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	21	n_m&o=	3,4%	
22	20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	22	Y=	2,50%	
23	21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566				
24	22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768				
25	23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983				
26	24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210				
27	25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451				

Πίνακας 84: Υπολογισμός total income-PV (2)

P3																				=O3-N3	
Operation	Ageing	Ageing	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return	Return	Other cost-	Interest of	Direct	Tax to be	Total Cost	Total	Gains	Cash	R	S	T		
Year	Factor	Factor	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	(M€)	(M€)	LNG	unpaid capital	Tax	paid	(M€)	(M€)	(M€)	(M€)					
n	Production	M&O	Increase				CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)					
1																	1	IC o=	384,3		
2																	2	m=	4,8%		
3	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5	
4	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479	
5	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%	
6	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=	85	
7	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG	69,4	
8	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG	3,0%	
9	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG	9,00%	
10	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=	5,0%	
11	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	11	i=	8,00%	
12	10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	12	e=	5,0%	
13	11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	13	β=	60%	
14	12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	14	iδ=	6,25%	
15	13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	15	ICδ=	231	
16	14	0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	16	nδ=	10	
17	15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	17	ξ=	0%	
18	16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	18	α	15	
19	17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	19	φ=	22%	
20	18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	20	n_prod red=	0,35%	
21	19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	21	n_m&o=	3,4%	
22	20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	22	Y=	2,50%	
23	21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566				
24	22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768				
25	23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983				
26	24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210				
27	25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451				

Πίνακας 85: Υπολογισμός Gains-PV

Q3																				=H3-(E3+J3+K3+L3+\$T\$11/\$T\$16)	
Operation	Ageing	Ageing	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return	Return	Other cost-	Interest of	Direct	Tax to be	Total Cost	Total	Gains	Cash	R	S	T		
Year	Factor	Factor	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	(M€)	(M€)	LNG	unpaid capital	Tax	paid	(M€)	(M€)	(M€)	(M€)					
n	Production	M&O	Increase				CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)					
1																	1	IC o=	384,3		
2																	2	m=	4,8%		
3	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5	
4	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479	
5	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%	
6	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4													

Q13 =H13-(E13+J13+K13+L13+M10)

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=	T	
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	m=	4,8%	
3	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	FC o=	18,5
4	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	Ey=	48.078.479
5	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	NG_total cons	8,0%
6	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	coNG=	85
7	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	coLNG	69,4
8	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	eLNG	3,0%
9	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	ΔHu_LNG	9,00%
10	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	gm=	5,0%
11	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	ie=	8,00%
12	10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	ee=	5,0%
13	11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	β=	60%
14	12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	iδ=	6,25%
15	13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	iCδ=	231
16	14	0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	nδ=	10
17	15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	ξ=	0%
18	16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	na	15
19	17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	φ=	22%
20	18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	n_prod red=	0,35%
21	19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	n_m&o=	3,4%
22	20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	γ=	2,50%
23	21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566		
24	22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768		
25	23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983		
26	24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210		
27	25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451		

Πίνακας 87: Υπολογισμός cash flow-CV (2) αφαίρεση δόσης δανείου την 11^η χρονιά

Q13 =H13-(E13+J13+K13+L13+M10)

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=	T	
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	m=	4,8%	
3	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	FC o=	18,5
4	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	Ey=	48.078.479
5	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	NG_total cons	8,0%
6	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	coNG=	85
7	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	coLNG	69,4
8	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	eLNG	3,0%
9	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	ΔHu_LNG	9,00%
10	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	gm=	5,0%
11	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	ie=	8,00%
12	10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	ee=	5,0%
13	11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	β=	60%
14	12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	iδ=	6,25%
15	13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	iCδ=	231
16	14	0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	nδ=	10
17	15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	ξ=	0%
18	16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	na	15
19	17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	φ=	22%
20	18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	n_prod red=	0,35%
21	19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	n_m&o=	3,4%
22	20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	γ=	2,50%
23	21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566		
24	22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768		
25	23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983		
26	24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210		
27	25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451		

Πίνακας 88: Υπολογισμός cash flow-CV (3) προσθήκη του φόρου

P30 =P27+T22*T1

Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=	T	
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	m=	4,8%	
3	1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	FC o=	18,5
4	2	1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	Ey=	48.078.479
5	3	1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	NG_total cons	8,0%
6	4	1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	coNG=	85
7	5	1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	coLNG	69,4
8	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	eLNG	3,0%
9	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	ΔHu_LNG	9,00%
10	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	gm=	5,0%
11	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	ie=	8,00%
12	10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5338	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	ee=	5,0%
13	11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516									

P32		=P30/T1																					
Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef Evolution	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	1	IC o=	S	T			
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	2	m=					
2																							
3	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=		18,5			
4	2	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=		48.078.479			
5	3	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons		8,0%			
6	4	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=		85			
7	5	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG		69,4			
8	6	0,997	1,034	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG		3,0%			
9	7	0,993	1,068	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	ΔHu_LNG		9,00%			
10	8	0,990	1,104	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	gm=		5,0%			
11	9	0,986	1,141	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	11	i=		8,00%			
12	10	0,983	1,180	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5388	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	12	e=		5,0%			
13	11	0,979	1,219	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	13	β=		60%			
14	12	0,976	1,260	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	14	δ=		6,25%			
15	13	0,972	1,303	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	15	ICδ=		231			
16	14	0,969	1,346	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	16	nδ=		10			
17	15	0,966	1,392	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	17	ξ=		0%			
18	16	0,959	1,485	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	18	α		15			
19	17	0,952	1,535	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	19	φ=		22%			
20	18	0,945	1,587	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	20	n_prod red=		0,35%			
21	19	0,939	1,640	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	21	n_m&o=		3,4%			
22	20	0,932	1,695	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	22	Y=		2,50%			
23	21	0,926	1,752	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566							
24	22	0,919	1,811	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768							
25	23	0,913	1,872	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983							
26	24	0,906	1,935	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210							
27	25	0,900	2,000	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451							
28																37093							
29																							
30																							
31																							
32																							

Πίνακας 90: Υπολογισμός PR

4.24 Παράρτημα υπολογισμών-σενάριο B για i=8%

H3		=G3*\$T\$6*(1-\$T\$5-\$T\$12)*((1-(1-B3))^(1+\$T\$15)*A3/1000000)																					
Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef Evolution	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	1	IC o=	S	T			
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	2	m=					
2																							
3	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=		18,5			
4	2	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=		48.078.479			
5	3	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons		8,0%			
6	4	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	coNG=		85			
7	5	1	1	23,6	16,1	56.251.821	5065,0	3447,2	4526	8,6	0	105,9	18796	18249	-546	469	7	coLNG		69,4			
8	6	0,997	1,034	25,6	16,1	56.448.702	5318,2	3351,4	4678	7,2	0	128,0	22087	21601	-487	569	8	eLNG		3,0%			
9	7	0,993	1,068	27,8	16,2	56.644.894	5583,9	3258,2	4835	5,8	0	151,8	25250	24859	-391	677	9	coLNG2		22			
10	8	0,990	1,104	30,2	16,3	56.840.400	5862,7	3167,5	4997	4,3	0	177,2	28288	28026	-261	793	10	eLNG		3,0%			
11	9	0,986	1,141	32,8	16,4	57.035.221	6155,4	3079,2	5165	2,9	0	204,5	31206	31105	-101	917	11	eLNG2		-23%			
12	10	0,983	1,180	35,5	16,5	57.229.361	6462,4	2993,4	5388	1,4	0	233,7	34011	34099	88	1049	12	ΔHu_LNG		9,00%			
13	11	0,979	1,219	38,6	16,5	57.422.821	6784,7	2909,8	5516	0,0	0	264,9	36705	37009	304	1052	13	gm=		5,0%			
14	12	0,976	1,260	41,9	16,6	57.615.604	7122,8	2828,6	5701	0	0	298,0	39294	39837	543	1175	14	i=		8,00%			
15	13	0,972	1,303	45,4	16,7	57.807.712	7477,6	2749,5	5892	0	0	333,3	41783	42587	804	1307	15	e=		5,0%			
16	14	0,969	1,346	49,3	16,8	57.999.147	7849,9	2672,6	6088	0	0	371,0	44175	45259	1084	1447	16	e2=		-20%			
17	15	0,966	1,392	53,5	16,9	58.189.913	8240,6	2597,8	6292	0	0	411,3	46474	47857	1383	1597	17	β=		60%			
18	16	0,959	1,485	60,0	17,5	58.570.109	8648,2	2524,3	6523	0	0	454,4	48691	50381	1690	1732	18	δ=		6,25%			
19	17	0,952	1,535	65,1	17,6	58.947.644	9075,1	2452,7	6762	0	0	494,6	50827	52834	2007	1877	19	ICδ=		231			
20	18	0,945	1,587	70,6	17,7	59.322.536	9522,4	2383,0	7009	0	0	537,4	52884	55217	2333	2031	20	nδ=		10			
21	19	0,939	1,640	76,7	17,8	59.694.804	9990,8	2315,0	7264	0	0	582,9	54865	57532	2667	2195	21	ξ=		0%			
22	20	0,932	1,695	83,2	17,9	60.064.466	10481,4	2248,8	7529	0	0	631,3	56774	59781	3007	2375	22	α		15			
23	21	0,926	1,752	90,3	17,9	60.431.540	10995,2	2184,3	7802	0	0	682,7	58612	61965	3353	2566	23	φ=		22%			
24	22	0,919	1,811	98,0	18,0	60.796.045	11533,3	2121,4	8085	0	0	737,2	60383	64086	3704	2768	24	n_prod red=		0,35%			
25	23	0,913	1,872	106,4	18,1	61.157.998	12096,8	2060,3	8377	0	0	795,0	62088	66147	4059	2983	25	n_m&o=		3,4%			
26	24	0,906	1,935	115,4	18,2	61.517.417	12686,9	2000,7	8679	0	0	856,4	63730	68147	4417	3210	26	Y=		2,50%			
27	25	0,900	2,000	125,3	18,3	61.874.321	13304,7	1942,7	8991	0	0	921,5	65312	70090	4779	3451							

Πίνακας 91: Υπολογισμός return για έτη 1-3

H6		=G6*\$T\$6*(1-\$T\$5-\$T\$12)*((1-(1-B6))^(1+\$T\$16)*A6/1000000)																					
Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef Evolution	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	1	IC o=	S	T			
Year	n	Production Reduction	M&O Increase	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	2	m=					
2																							
3	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=		18,5			
4	2	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=		48.078.479			
5	3	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons		8,0%			
6	4	1	1	22,5	16,5	56.251.821	4823,8	3545,6	4394	10,1	0	81,8	15369	14802	-567	359	6	co					

H9																				=G9*ST\$7*(1-ST\$5-ST\$12)*((1-(1-B9))^(1+ST\$15))^A9/1000000	
Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=		T		
n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	m=				
1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5		
2	2	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479		
3	3	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%		
4	4	1	1	22,5	16,5	56.251.821	1625,5	1194,8	1372	10,1	0	42,9	12939	12451	-488	182	6	coNG=	85		
5	5	1	1	23,6	16,1	56.251.821	1300,4	885,0	1057	8,6	0	40,9	13769	13336	-432	173	7	coNG2=	32		
6	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	1040,3	655,6	817	7,2	0	36,4	14370	13992	-378	153	8	coLNG	69,4	
7	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	2102,2	1226,6	1533	5,8	0	112,3	15426	15218	-208	498	9	coLNG2	22	
8	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	2207,1	1192,5	1584	4,3	0	123,8	16442	16411	-31	550	10	eLNG	3,0%	
9	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	2317,3	1159,2	1637	2,9	0	136,1	17418	17570	152	606	11	eLNG2	-23%	
10	10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	2432,9	1126,9	1692	1,4	0	149,2	18356	18697	341	529	12	ΔHu_LNG	9,00%	
11	11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	2554,2	1095,5	1749	0,0	0	163,1	19258	19793	534	618	13	gm=	5,0%	
12	12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	2681,5	1064,9	1807	0	0	177,5	20126	20857	731	669	14	i=	8,00%	
13	13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	2815,1	1035,1	1868	0	0	192,8	20961	21892	931	725	15	e=	5,0%	
14	14	0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	2955,3	1006,2	1930	0	0	209,1	21764	22899	1134	783	16	e2=	-20%	
15	15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	3102,3	978,0	1994	0	0	226,3	22537	23877	1339	845	17	β=	60%	
16	16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	3255,8	950,3	2068	0	0	248,2	23285	24827	1542	902	18	iδ=	6,25%	
17	17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	3416,5	923,4	2143	0	0	265,7	24006	25750	1745	960	19	ICδ=	231	
18	18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	3584,9	897,1	2222	0	0	284,3	24701	26647	1947	1027	20	nδ=	10	
19	19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	3761,2	871,5	2303	0	0	304,0	25371	27519	2148	1097	21	ξ=	0%	
20	20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	3945,9	846,6	2387	0	0	324,7	26017	28366	2349	1172	22	α	15	
21	21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	4139,4	822,3	2473	0	0	346,7	26640	29188	2548	1251	23	φ=	22%	
22	22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	4342,0	798,7	2563	0	0	369,9	27241	29987	2746	1334	24	n_prod red=	0,35%	
23	23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	4554,1	775,6	2655	0	0	394,3	27820	30762	2943	1422	25	n_m&o=	3,4%	
24	24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	4776,2	753,2	2751	0	0	420,1	28378	31515	3137	1515	26	γ=	2,50%	
25	25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	5008,8	731,4	2850	0	0	447,4	28916	32247	3331	1613				

Πίνακας 93: Υπολογισμός return για έτη 7-25

J3																				=G3*ST\$8*(1+ST\$10)^A3/1000000	
Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=		T		
n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	m=				
1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5		
2	2	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479		
3	3	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%		
4	4	1	1	22,5	16,5	56.251.821	1625,5	1194,8	1372	10,1	0	42,9	12939	12451	-488	182	6	coNG=	85		
5	5	1	1	23,6	16,1	56.251.821	1300,4	885,0	1057	8,6	0	40,9	13769	13336	-432	173	7	coNG2=	32		
6	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	1040,3	655,6	817	7,2	0	36,4	14370	13992	-378	153	8	coLNG	69,4	
7	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	2102,2	1226,6	1533	5,8	0	112,3	15426	15218	-208	498	9	coLNG2	22	
8	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	2207,1	1192,5	1584	4,3	0	123,8	16442	16411	-31	550	10	eLNG	3,0%	
9	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	2317,3	1159,2	1637	2,9	0	136,1	17418	17570	152	606	11	eLNG2	-23%	
10	10	0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	2432,9	1126,9	1692	1,4	0	149,2	18356	18697	341	529	12	ΔHu_LNG	9,00%	
11	11	0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	2554,2	1095,5	1749	0,0	0	163,1	19258	19793	534	618	13	gm=	5,0%	
12	12	0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	2681,5	1064,9	1807	0	0	177,5	20126	20857	731	669	14	i=	8,00%	
13	13	0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	2815,1	1035,1	1868	0	0	192,8	20961	21892	931	725	15	e=	5,0%	
14	14	0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	2955,3	1006,2	1930	0	0	209,1	21764	22899	1134	783	16	e2=	-20%	
15	15	0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	3102,3	978,0	1994	0	0	226,3	22537	23877	1339	845	17	β=	60%	
16	16	0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	3255,8	950,3	2068	0	0	248,2	23285	24827	1542	902	18	iδ=	6,25%	
17	17	0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	3416,5	923,4	2143	0	0	265,7	24006	25750	1745	960	19	ICδ=	231	
18	18	0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	3584,9	897,1	2222	0	0	284,3	24701	26647	1947	1027	20	nδ=	10	
19	19	0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	3761,2	871,5	2303	0	0	304,0	25371	27519	2148	1097	21	ξ=	0%	
20	20	0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	3945,9	846,6	2387	0	0	324,7	26017	28366	2349	1172	22	α	15	
21	21	0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	4139,4	822,3	2473	0	0	346,7	26640	29188	2548	1251	23	φ=	22%	
22	22	0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	4342,0	798,7	2563	0	0	369,9	27241	29987	2746	1334	24	n_prod red=	0,35%	
23	23	0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	4554,1	775,6	2655	0	0	394,3	27820	30762	2943	1422	25	n_m&o=	3,4%	
24	24	0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	4776,2	753,2	2751	0	0	420,1	28378	31515	3137	1515	26	γ=	2,50%	
25	25	0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	5008,8	731,4	2850	0	0	447,4	28916	32247	3331	1613				

Πίνακας 94: Υπολογισμός κόστους LNG για έτη 1-3

J6																				=G6*ST\$8*(1+ST\$11)^A6/1000000	
Operation	Ageing Factor	Ageing Factor	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return (M€)	Return	Other cost-LNG	Interest of unpaid capital	Direct Tax	Tax to be paid	Total Cost	Total Income	Gains	Cash Flow	IC o=		T		
n	Production Reduction	M&O Increase	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	CV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	CV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	PV (m€)	CV (m€)	m=				
1	1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	3	FC o=	18,5		
2	2	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479		
3	3	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%		
4	4	1	1	22,5	16,5	56.251.821	1625,5	1194,8	1372	10,1	0	42,9	12939	12451	-488	182	6	coNG=	85		
5	5	1	1	23,6	16,1	56.251.821	1300,4	885,0	1057	8,6	0	40,9	13769	13336	-432	173	7	coNG2=	32		
6	6	0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	1040,3	655,6	817	7,2	0	36,4	14370	13992	-378	153	8	coLNG	69,4	
7	7	0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	2102,2	1226,6	1533	5,8	0	112,3	15426	15218	-208	498	9	coLNG2	22	
8	8	0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	2207,1	1192,5	1584	4,3	0	123,8	16442	16411	-31	550	10	eLNG	3,0%	
9	9	0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	2317,3	1159,2	1637											

=G9*\$T\$9*(1+\$T\$10)^A9/1000000																				
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
1	Operation	Ageing	Ageing	Tax Coef	FC (CV-m€)	FC (PV)	Ey(MWh)	Return	Return	Other cost-	Interest of	Direct	Tax to be	Total Cost	Total	Gains	Cash			
2	Year	Factor	Factor	Evolution	CV (m€)	PV (m€)	Annual Yield	(M€)	(M€)	LNG	unpaid capital	Tax	paid	(m€)	(m€)	(m€)	(m€)			
3	n	Production	M&O																	
4		Reduction	Increase																	
1		1	1	1	19,4	18,0	56.251.821	4167,0	3858,3	4021	14,4	0	19,0	4156	3858	-298	74	1	IC o=	384,3
2		1	1	1	20,4	17,5	56.251.821	4375,3	3751,2	4142	13,0	0	38,4	8056	7609	-447	162	4	Ey=	48.078.479
3		1	1	1	21,4	17,0	56.251.821	4594,1	3647,0	4266	11,5	0	59,3	11791	11256	-535	257	5	NG_total cons	8,0%
4		1	1	1	22,5	16,5	56.251.821	1625,5	1194,8	1372	10,1	0	42,9	12939	12451	-488	182	6	coNG=	85
5		1	1	1	23,6	16,1	56.251.821	1300,4	885,0	1057	8,6	0	40,9	13769	13336	-432	173	7	coNG2=	32
6		0,997	1,034	1	25,6	16,1	56.448.702	1040,3	655,6	817	7,2	0	36,4	14370	13992	-378	153	8	coLNG	69,4
7		0,993	1,068	1	27,8	16,2	56.644.894	2102,2	1226,6	1533	5,8	0	112,3	15426	15218	-208	498	9	coLNG2	22
8		0,990	1,104	1	30,2	16,3	56.840.400	2207,1	1192,5	1584	4,3	0	123,8	16442	16411	-31	550	10	eLNG	3,0%
9		0,986	1,141	1	32,8	16,4	57.035.221	2317,3	1159,2	1637	2,9	0	136,1	17418	17570	152	606	11	eLNG2	-23%
10		0,983	1,180	1	35,5	16,5	57.229.361	2432,9	1126,9	1692	1,4	0	149,2	18356	18697	341	529	12	ΔHu_LNG	9,00%
11		0,979	1,219	1	38,6	16,5	57.422.821	2554,2	1095,5	1749	0,0	0	163,1	19258	19793	534	618	13	gm=	5,0%
12		0,976	1,260	1	41,9	16,6	57.615.604	2681,5	1064,9	1807		0	177,5	20126	20857	731	669	14	l=	8,00%
13		0,972	1,303	1	45,4	16,7	57.807.712	2815,1	1035,1	1868		0	192,8	20961	21892	931	725	15	e=	5,0%
14		0,969	1,346	1	49,3	16,8	57.999.147	2955,3	1006,2	1930		0	209,1	21764	22899	1134	783	16	eZ=	-20%
15		0,966	1,392	1	53,5	16,9	58.189.913	3102,3	978,0	1994		0	226,3	22537	23877	1339	845	17	β=	60%
16		0,959	1,485	1	60,0	17,5	58.570.109	3255,8	950,3	2068		0	248,2	23285	24827	1542	902	18	ιδ=	6,25%
17		0,952	1,535	1	65,1	17,6	58.947.644	3416,5	923,4	2143		0	265,7	24006	25750	1745	960	19	ICδ=	231
18		0,945	1,587	1	70,6	17,7	59.322.536	3584,9	897,1	2222		0	284,3	24701	26647	1947	1027	20	nδ=	10
19		0,939	1,640	1	76,7	17,8	59.694.804	3761,2	871,5	2303		0	304,0	25371	27519	2148	1097	21	ξ=	0%
20		0,932	1,695	1	83,2	17,9	60.064.466	3945,9	846,6	2387		0	324,7	26017	28366	2349	1172	22	nα	15
21		0,926	1,752	1	90,3	17,9	60.431.540	4139,4	822,3	2473		0	346,7	26640	29188	2548	1251	23	φ=	22%
22		0,919	1,811	1	98,0	18,0	60.796.045	4342,0	798,7	2563		0	369,9	27241	29987	2746	1334	24	n_prod red=	0,35%
23		0,913	1,872	1	106,4	18,1	61.157.998	4554,1	775,6	2655		0	394,3	27820	30762	2943	1422	25	n_m&o=	3,4%
24		0,906	1,935	1	115,4	18,2	61.517.417	4776,2	753,2	2751		0	420,1	28378	31515	3137	1515	26	Y--=	2,50%
25		0,900	2,000	1	125,3	18,3	61.874.321	5008,8	731,4	2850		0	447,4	28916	32247	3331	1613			

Πίνακας 96: Υπολογισμός κόστους LNG για έτη 7-25

Κεφάλαιο 5-Συμπεράσματα και Επόμενα Βήματα

5.1 Συμπεράσματα για το ΦΑ και το LNG

Η ανοδική πορεία των Ευρωπαϊκών τιμών του ΦΑ έφτασε σε υλιγγιώδη ύψη με τον TTF σε τιμές μήνα να αγγίζουν σχεδόν 117€/MWh τον Ιούνιο 2022. Οι υψηλότερες τιμές του ΦΑ στην Ευρώπη υποστηρίχθηκαν από τη στενή ισορροπία μεταξύ προσφοράς και ζήτησης. Από την πλευρά της ζήτησης, η Ευρώπη έχει δει μεγαλύτερη ζήτηση για θέρμανση χώρων από την αύξηση της βιομηχανικής ανάπτυξης, και ισχυρή ζήτηση ΦΑ για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ενόψει της υψηλότερης προσαρμογής στις τιμές του CO₂. Σε αυτό έχει παίξει ρόλο η χαμηλότερη παραγωγή και εισαγωγών μέσω αγωγών ΦΑ. Αυτή η δυναμική των τιμών της παγκόσμιας αγοράς ΦΑ έδωσε πρόσθετη ώθηση στο ευρωπαϊκό ράλι τιμών του LNG. Παρόλο που η Ευρώπη βοήθησε στην εξισορρόπηση της παγκόσμιας αγοράς LNG όπου η αύξηση της ζήτησης έχει ξεπεράσει την προσφορά λαμβάνοντας μικρότερους όγκους εισαγωγών LNG τα φορτία αυτά είχαν σημαντικό αντίκτυπο στις τιμές της Ευρωπαϊκής αγοράς.

Εν μέσω εξαιρετικά υψηλών τιμών υπάρχουν εικασίες σχετικά με το εάν η Gazprom έχει σκόπιμα συγκρατήσει όγκους από το Ευρωπαϊκή αγορά προκειμένου να ασκήσει πίεση και να εξασφαλίσει την έναρξη του αγωγού Nord Stream 2. Τα στοιχεία (M Fulwood. *The Oxford Institute for Energy Studies, 2021, p. 21*) δείχνουν ότι η Gazprom παρουσίαζε αδυναμία να εξυπηρετήσει τόσο τους εσωτερικούς της πελάτες και τις μακροπρόθεσμες συμβάσεις στην Ευρώπη ενώ ταυτόχρονα αναπλήρωνε αποθέματα αποθήκευσης τόσο στη Ρωσία όσο και στην Ευρώπη. Αυτό σημαίνει ότι ήταν δύσκολο να συνεχίσει να προσφέρει πρόσθετους όγκους ΦΑ για βραχυπρόθεσμη παράδοση στην Ευρώπη. Ωστόσο τα αποθέματα της Ρωσίας θα μπορούσαν να απελευθερώσουν όγκους για εξαγωγές στην Ευρώπη και το ερώτημα είναι πώς θα μπορούσαν αυτοί οι όγκοι να παραδοθούν ισότιμα.

Η ρωσική εισβολή στην Ουκρανία στις 24 Φεβρουαρίου προκάλεσε έναν ακόμη γύρο αυξήσεων των τιμών, με την τιμή της επόμενης ημέρας TTF να σημειώνει κορύφωση στα 227€/MWh στις 7 Μαρτίου του 2022. Σημειώθηκε επίσης μια σημαντική αντίδραση από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τις κυβερνήσεις της Ευρώπης να προσπαθούν τώρα να μειώσουν την εξάρτηση από εισαγωγές ΦΑ από τη Ρωσία. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει επίσης δηλώσει έναν στόχο πολιτικής του αναπλήρωση των Ευρωπαϊκών αποθεμάτων αποθήκευσης ενόψει του χειμώνα 2022/2023 στο 80% της χωρητικότητας αποθήκευσης.

Συνολικά, βλέπουμε την παρούσα κατάσταση ως ένα «stress test» σε πραγματικό χρόνο για την ευρωπαϊκή αγορά. Οι υψηλές τιμές προκαλούν μειώσεις της ζήτησης τόσο στον βιομηχανικό τομέα όσο και στον κλάδο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα η κρίση οδήγησε σε ρεκόρ ευρωπαϊκών εισαγωγών LNG τους τελευταίους μήνες. Οι υψηλές τιμές για το καλοκαίρι του 2022 και ο αντίκτυπός τους στη ζήτηση είναι πιθανόν συνεχιστεί. Ενώ ο παγκόσμιος εφοδιασμός LNG πρόκειται να παραμείνει ισχυρός, η διαθεσιμότητα LNG για την Ευρώπη θα εξαρτηθεί από τη ζήτηση σε άλλες γεωγραφικές περιοχές. Η ικανότητα της Ευρώπης στο σύνολό της να συναντήσει την ευρωπαϊκό στόχο αποθήκευσης της θα εξαρτηθεί από τη συνέχιση των φυσικών ροών από τη Ρωσία, τουλάχιστον στα επίπεδα που ορίζονται στις μακροπρόθεσμες συμβάσεις της Gazprom με τους ευρωπαίους αντισυμβαλλομένους της. Αν οι συνεχείς γεωπολιτικοί παράγοντες οδηγήσουν σε ένα ουσιαστικό περιορισμό των ροών ΦΑ των Ρωσικών αγωγών, αυτός ο στόχος αποθήκευσης θα είναι σημαντικά πιο δύσκολος να επιτευχθεί.

Σύμφωνα με τα σενάρια της IEA (IEA, 2021), η ζήτηση ΦΑ αυξάνεται σε όλα τα σενάρια τα επόμενα πέντε χρόνια με απότομες αποκλίσεις μετά. Πολλοί παράγοντες επηρεάζουν σε ποιο βαθμό και για πόσο καιρό το ΦΑ μπορεί να διατηρήσει μια θέση στο ενεργειακό μείγμα όταν επιταχύνονται οι μεταβάσεις καθαρής ενέργειας και οι προοπτικές δεν είναι ομοιόμορφες σε διαφορετικές χώρες και γεωγραφικές περιοχές. Στο STEPS, η ζήτηση του ΦΑ αυξάνεται σε περίπου 4.500BCM το 2030 15% υψηλότερη από το 2020 και σε 5.100BCM το 2050. Η χρήση στη βιομηχανία και στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται έως το 2050 και το ΦΑ παραμένει η προεπιλεγμένη επιλογή για θέρμανση χώρων. Στο APS, η ζήτηση φτάνει στο μέγιστο επίπεδο αμέσως μετά 2025 και στη συνέχεια μειώνεται στα 3.850BCM το 2050. Χώρες με NZE δεσμεύσεις απομακρύνονται από τη χρήση ΦΑ στα κτίρια και θα παρουσιαστεί σχεδόν 25% μείωση της κατανάλωσης στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής έως το 2030. Στο NZE η ζήτηση μειώνεται απότομα από το 2025 και μετά και μειώνεται στα 1.750BCM το 2050. Μέχρι το 2050 περισσότερο από το 50% του ΦΑ που καταναλώνεται χρησιμοποιείται για την παραγωγή χαμηλών εκπομπών άνθρακα υδρογόνου με το 70% της χρήσης του ΦΑ σε εγκαταστάσεις εξοπλισμένες με CCUS.

5.2 Συμπεράσματα για τα FSRU

Ο παγκόσμιος ενεργός στόλος των δεξαμενόπλοιων LNG με στοιχεία 2020 αποτελούταν από 572 πλοία εκ των οποίων 37 FSRU ή 6,5%. Η αγορά των FSRU φαίνεται να επιβραδύνεται με λιγότερα νέα σκάφη να προγραμματίζονται. Αυτό οφείλεται πιθανόν λόγω πλεονάσματος πλοίων μετά την ανάκαμψη της αγοράς το 2017 όπου έγιναν πολλές παραγγελίες για νέα σκάφη. Αυτή η υπερπροσφορά αποδεικνύεται από το γεγονός ότι το ένα τρίτο των σημερινών πλοίων λειτουργούν ως δεξαμενόπλοια με χαμηλότερο ημερήσιο μίσθωμα από ότι ως τερματικοί σταθμοί. Αυτή η εναλλακτική χρήση είναι από τα κύρια πλεονεκτήματά τους αν και κοστίζουν 25% περισσότερο από την κατασκευή ενός συμβατικού δεξαμενόπλοιου LNG και απαιτούν υψηλότερη ημερήσια μίσθωση. Ο αριθμός των διαχειριστών FSRU έχει υπερδιπλασιαστεί με τις νέες εταιρείες να το προτιμούν να κατασκευάζουν, να κατέχουν, και να εκμεταλλεύονται τα δικά τους πλοία και όχι να τα μισθώνουν από τις τέσσερις μεγάλες εταιρείες. Η μετάβαση προς την ιδιοκτησία και τη λειτουργία και όχι τη μίσθωση οφείλετε δύο λόγους: το ότι οι ενεργειακές εταιρείες θεωρούν πλέον τα έργα FSRU σχετικά χαμηλού ρίσκου καθώς η τεχνολογία είναι απλή και καλά αποδεδειγμένη και ότι τα συμβόλαια είναι πιθανόν να είναι σε ισχύ για περισσότερα από δέκα χρόνια με αποτέλεσμα η ιδιοκτησία να είναι φθηνότερη από την μίσθωση. Παρά τη φαινομενική επιβράδυνση προβλέπεται διπλασιασμός των FSRU τα επόμενα χρόνια με τη μεγαλύτερη περιοχή ανάπτυξης να είναι η Ασία.

Τα FSRU αναπτύχθηκαν γρήγορα από τότε που εγκαταστάθηκε το πρώτο σκάφος το 2011. Η ταχεία ανάπτυξη τους οφείλεται κυρίως στο ότι τα FSRU κοστίζουν 40 -50% λιγότερο από ένα αντίστοιχο χερσαίο τερματικό σταθμό και ότι η κατασκευή τους ολοκληρώνεται σε 3 χρόνια έναντι 4-5 στους χερσαίους. Υπάρχει επίσης η δυνατότητα μετατροπής ενός δεξαμενοπλοίου LNG σε FSRU με χρόνο ολοκλήρωσης 12-18 μήνες μειώνοντας ακόμα τον χρόνο ολοκλήρωσης του έργου. Επίσης ο χερσαίος σταθμός σε περίπτωση διακοπής της λειτουργίας του είναι κόστος μη ανακτήσιμο (sunk cost) σε αντίθεση με τα FSRU που μπορούν να μισθωθούν ως δεξαμενόπλοια μεταφοράς LNG.

Τα FSRU έχουν τα παραπάνω πλεονεκτήματα σε σχέση με τους χερσαίους σταθμούς έχουν όμως και ορισμένα μειονεκτήματα σε σύγκριση με αυτούς:

1. Η αύξηση της δυναμικότητας απαιτεί επιπλέον πλοίο ενώ στους χερσαίους γίνεται στην υπάρχουσα εγκατάσταση
2. Περιορισμένο όφελος για την τοπική κοινωνία λόγω της μη παροχής του μεγάλου αριθμού κατασκευαστικών εργασιών σε αντίθεση με τους χερσαίους σταθμούς που περιλαμβάνουν μεγάλα κατασκευαστικά έργα πολιτικού μηχανικού
3. Τα υπέραια FSRU πιθανόν να αντιμετωπίσουν χρονικούς καιρικούς περιορισμούς για την μεταφορά LNG από το δεξαμενόπλοιο ανεφοδιασμού. Αυτό δεν ισχύει για παράκτια FSRU και τους χερσαίους σταθμούς
4. Η αποθήκευση σκαφών FSRU κυμαίνεται από 130.000-170.000m³ και εάν τροφοδοτείται από μεγαλύτερο δεξαμενόπλοιο ανεφοδιασμού αυτό πιθανότατα οδηγεί σε δαπανηρές καθυστερήσεις εκφόρτωσης μέχρι να καταστεί διαθέσιμη η χωρητικότητα αποθήκευσης
5. Αποτελούν κινητό περιουσιακό στοιχείο και είναι απίθανο να ικανοποιήσουν τις εθνικές στρατηγικές ανάγκες αποθήκευσης εκτός εάν ληφθούν μέτρα για να διασφαλιστεί ότι το σκάφος δεν μπορεί να μετακινηθεί

Τα FSRU αντιμετωπίζουν επίσης προκλήσεις και αυτές περιλαμβάνουν:

1. Οι ιδιοκτήτες έχουν περιορισμένους πόρους και χρειάζονται να τις ιεραρχούν. Η προετοιμασία ενός επενδυτικού έργου είναι μια δαπανηρή διαδικασία και το υψηλό κόστος πρέπει να επικεντρωθεί σε ρεαλιστικά και επιτυχή έργα
2. Οι ιδιοκτήτες FSRU είναι συνήθως εταιρείες δεξαμενόπλοιων LNG και σε ορισμένες περιπτώσεις καλούνται να συμπεριλάβουν την υποδομή των FSRU στα πλάνα τους σε εργολαβίες με το κλειδί στο χέρι. Για να το επιτύχουν αυτό πρέπει να βρουν κατάλληλες συνεργασίες αλλά αυτό σημαίνει πιθανές συνεργασίες με άγνωστους εργολάβους.
3. Η αγορά μπορεί να χωριστεί σε 2 μεγάλες κατηγορίες: FSRU με ποσοστά αποστολής ΦΑ στα 200-300MMSCFD (1.7-2.5MTPA) και μεγαλύτερης δυναμικότητας 500-700MMSCFD (4-6 MTPA). Αυτό παρουσιάζει μια σημαντική πρόκληση για κερδοσκοπική ναυπήγηση νέων πλοίων σχετιζόμενη με την απόφαση ποια δυναμικότητα να κατασκευαστεί.

Το μέλλον για τα FSRU φαίνεται εξαιρετικά ελπιδοφόρο με τις εκθέσεις του κλάδου να προβλέπουν άλλα 25 πλοία σε λειτουργία τα επόμενα χρόνια υπολογιζόμενα σε 3 τερματικά το χρόνο. Αυτό επιβεβαιώνεται από το γεγονός ότι οι κύριοι πάροχοι υπηρεσιών FSRU παραγγέλνουν νέα πλοία με κόστος 250m\$ θεωρώντας ότι οι καθιερωμένοι ιδιοκτήτες δεξαμενόπλοιων LNG εισέρχονται τώρα στην αγορά βασιζόμενη στην ευελιξία των FSRU και το βασικό τους πλεονέκτημα ότι είναι σε θέση να παραδίδουν ΦΑ γρήγορα και με συμβάσεις αποδεκτής διάρκειας. Επίσης μετά την Ρωσική εισβολή στην Ουκρανία οι προοπτικές χρησιμοποίησης των FSRU ως εναλλακτικές οδοί παροχής ΦΑ θα παρουσιάσουν σημαντική αύξηση.

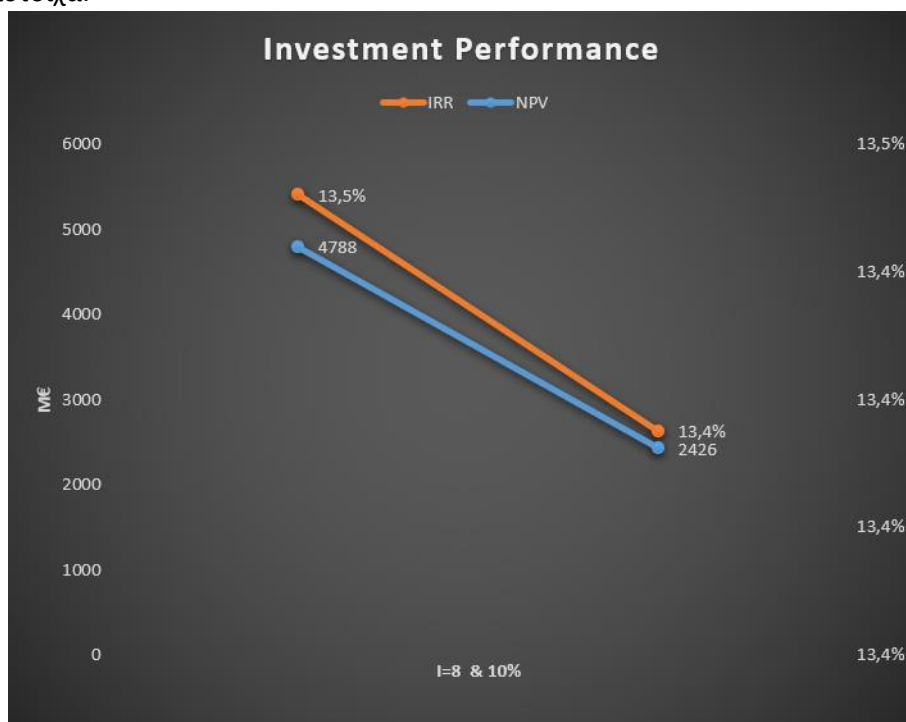
5.3 Συμπεράσματα Μελέτης σκοπιμότητας FSRU Αλεξανδρούπολης

5.3.1 Σενάριο Α

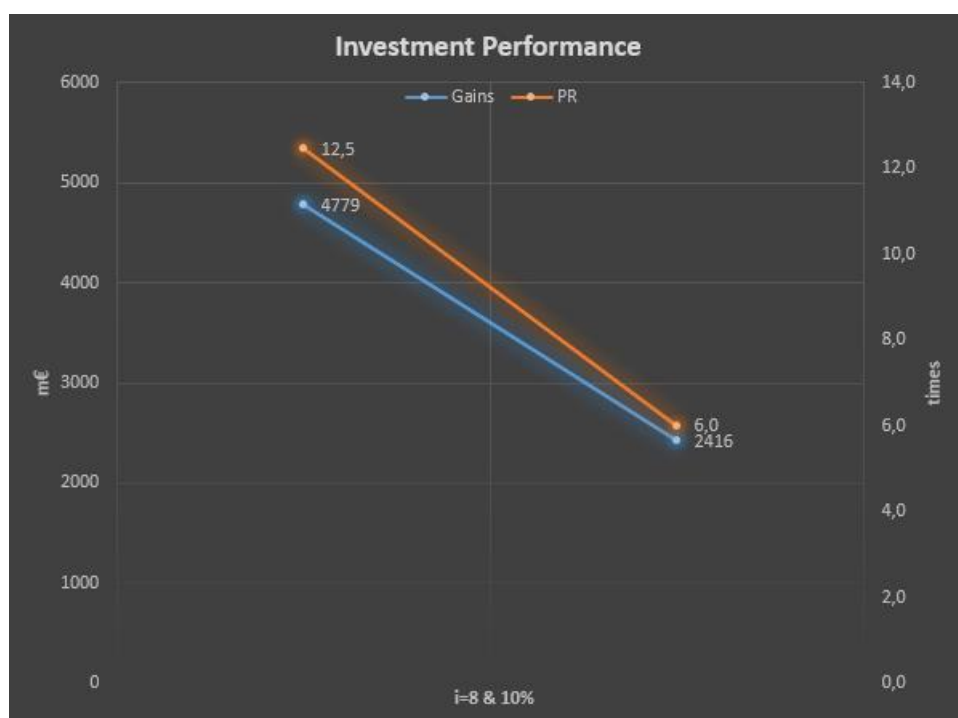
Στην μελέτη σκοπιμότητας που προηγήθηκε με χρήση του cost benefit model ο έντοκος χρόνος απόσβεσης για το επενδυτικό έργο προκύπτει την 9^η χρόνια από την έναρξη λειτουργίας του με επενδυτικό κόστος 384.3m€ και $i=8\%$. Αντίστοιχα για $i=10\%$ και επενδυτικό κόστος 403.9m€ ο έντοκος χρόνος απόσβεσης προκύπτει την 14^η χρόνια.

Η οικονομική συμπεριφορά της επένδυσης παρουσιάζεται στα γραφήματα που ακολουθούν. Για $i=8\%$ η NPV είναι ίση με 4.788m€, το IRR=13.5%, και το PR=12.5. Αντίστοιχα για $i=10\%$ η NPV είναι ίση με 2.426m€, το IRR=13.4%, και το PR=6

Το συμπέρασμα είναι ότι και στις δύο περιπτώσεις η επένδυση κρίνεται συμφέρουσα εφόσον η $NPV > 0$, ο επενδυτής αποζημιώνεται σε ετήσια βάση με τον IRR και το PR είναι 12.5 και 6 φορές μεγαλύτερο του επενδυμένου κεφαλαίου για $i=8$ και 10% αντίστοιχα.



Εικόνα 139: Σενάριο Α-οικονομική συμπεριφορά επένδυσης του FSRU-Αλεξανδρούπολης, NPV-IRR



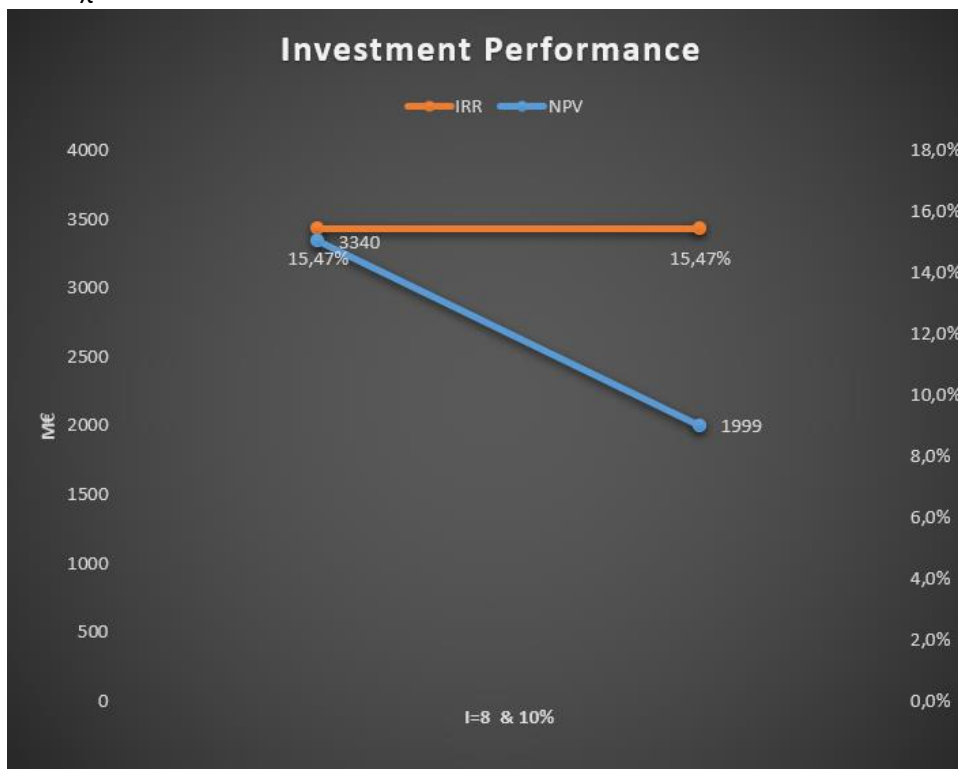
Εικόνα 140: Σενάριο Α-οικονομική συμπεριφορά επένδυσης του FSRU-Αλεξανδρούπολης, Gains-PR

5.3.2 Σενάριο Β

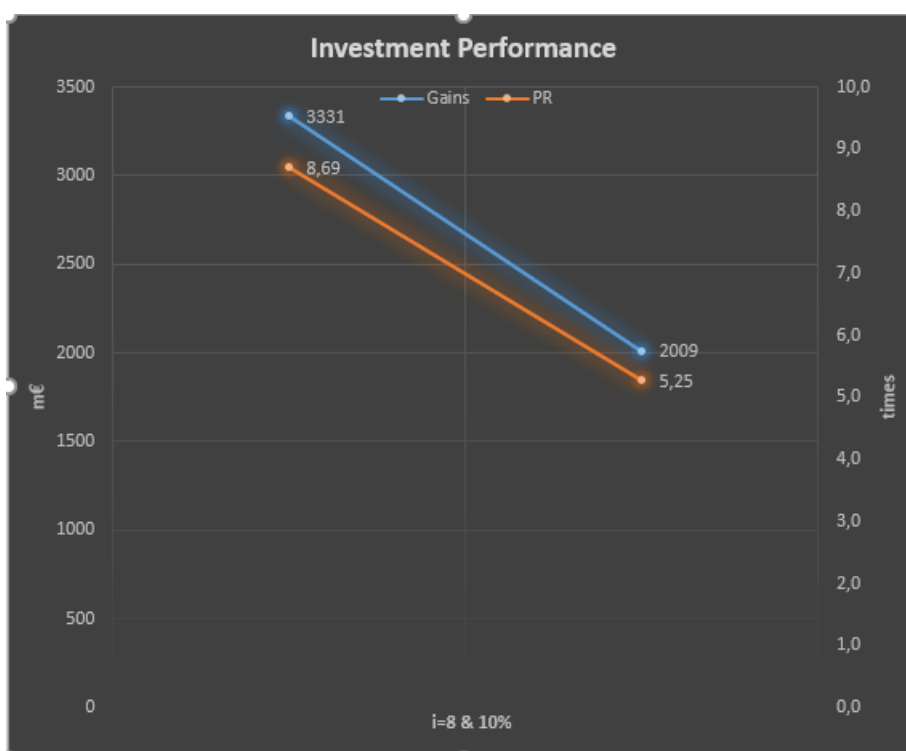
Στην μελέτη σκοπιμότητας που προηγήθηκε με χρήση του cost benefit model ο έντοκος χρόνος απόσβεσης για το επενδυτικό έργο προκύπτει την 9^η χρόνια από την έναρξη λειτουργίας του με επενδυτικό κόστος 384.3m€ και $i=8\%$. Αντίστοιχα για $i=10\%$ και επενδυτικό κόστος 403.9m€ ο έντοκος χρόνος απόσβεσης προκύπτει την 11^η χρόνια.

Η οικονομική συμπεριφορά της επένδυσης παρουσιάζεται στα γραφήματα που ακολουθούν. Για $i=8\%$ η NPV είναι ίση με 3.340m€, το IRR=15.5%, και το PR=8.7. Αντίστοιχα για $i=10\%$ η NPV είναι ίση με 2.018m€, το IRR=15.5%, και το PR=5.3

Το συμπέρασμα είναι ότι και στις δύο περιπτώσεις η επένδυση κρίνεται συμφέρουσα εφόσον η $NPV > 0$, ο επενδυτής αποζημιώνεται σε ετήσια βάση με τον IRR και το PR είναι 8.7 και 5.3 φορές μεγαλύτερο του επενδυμένου κεφαλαίου για $i=8$ και 10% αντίστοιχα.



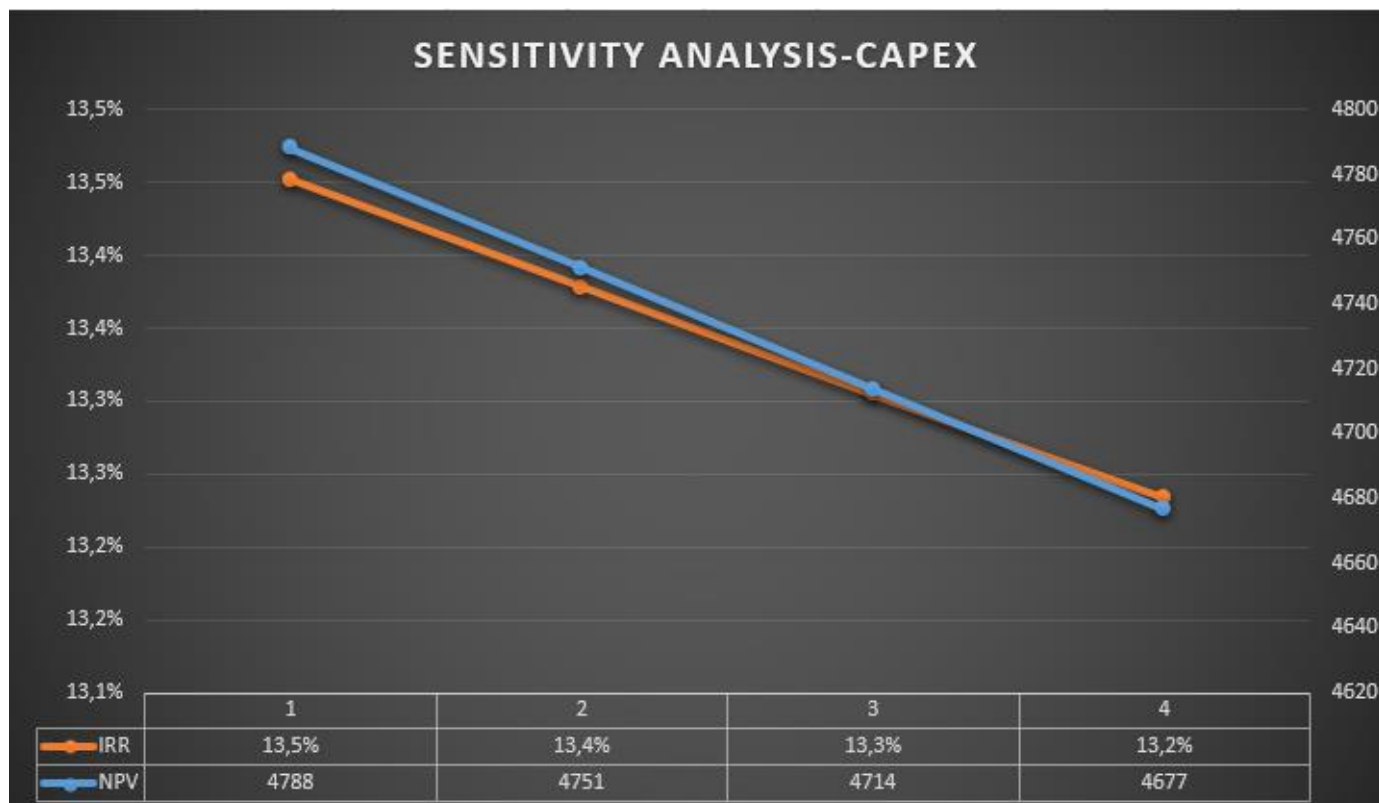
Εικόνα 141: Σενάριο Β-οικονομική συμπεριφορά επένδυσης του FSRU-Αλεξανδρούπολης, NPV-IRR



Εικόνα 142: Σενάριο Β-οικονομική συμπεριφορά επένδυσης του FSRU-Αλεξανδρούπολης, Gains-PR

5.4 Ανάλυση Ευαισθησίας

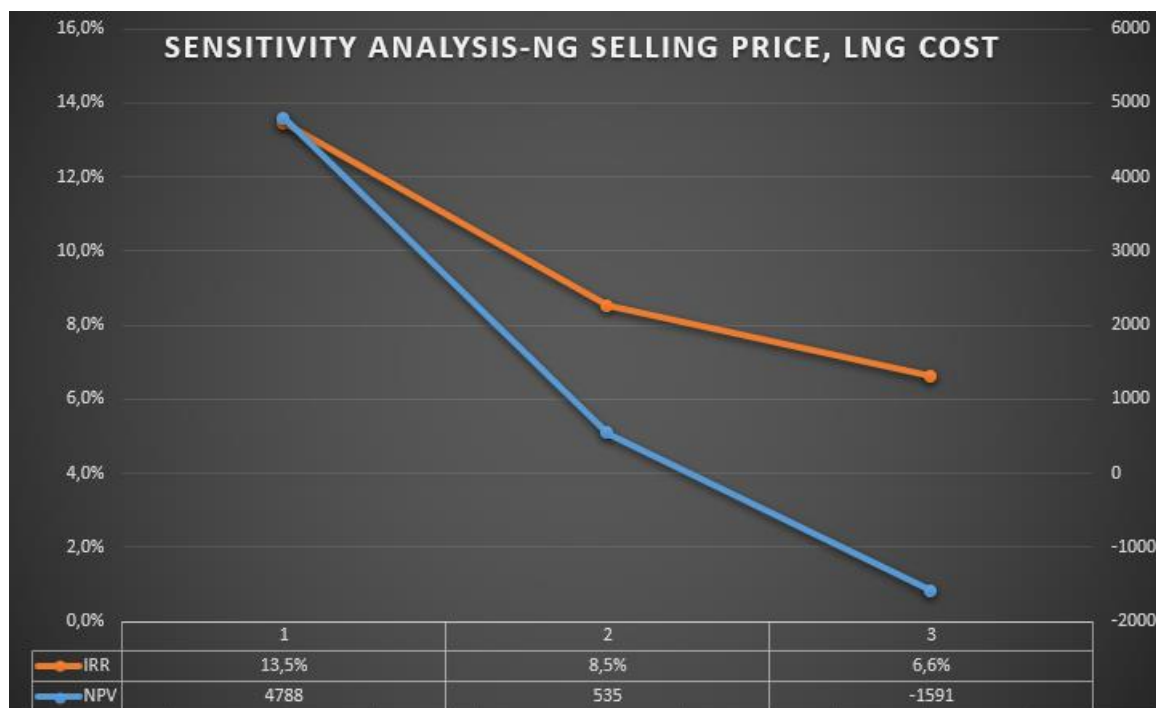
Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η ανάλυση ευαισθησίας του επενδυτικού έργου σε σχέση τον προϋπολογισμό του. Εξετάζεται το σενάριο Α για αύξηση του επενδυτικού κόστους κατά 10%,20% και 30% και η επίδραση του στο NPV και IRR. Για τα εξεταζόμενα ποσοστά αύξησης του προϋπολογισμού της επένδυσης η συμπεριφορά της επένδυσης δεν αλλάζει σημαντικά.



Ico increase		Base Case	10%	20%	30%
DATA	Ico	384,3	422,7	461,2	499,6 m€
MODEL RESULTS	NPV	4788	4751	4714	4677 m€
MODEL RESULTS	IRR	13,5%	13,4%	13,3%	13,2%

Εικόνα 143: Ανάλυση ευαισθησίας της επένδυσης σε σχέση με τον επενδυτικό κόστος

Στο διάγραμμα που ακολουθεί παρουσιάζεται η ανάλυση ευαισθησίας του επενδυτικού έργου σε σχέση την τιμή πώλησης του ΦΑ και την τιμή αγοράς του LNG. Εξετάζεται το σενάριο Α για αύξηση της τιμής του ΦΑ κατά 10 και 15% και της τιμής αγοράς του LNG κατά 20 και 30%. Σε αυτήν την περίπτωση η επίδραση στο NPV και IRR είναι σημαντικές. Για διαφορά τιμής πώλησης ΦΑ και τιμή αγοράς LNG τάξης μεγέθους 15€ η επένδυση κρίνεται συμφέρουσα, για διαφορά τιμής τάξης 10€ η επένδυση κρίνεται οριακά συμφέρουσα, και για διαφορά τιμής από 7€ και κάτω δεν κρίνεται συμφέρουσα.



coNG increase	Base Case	10%	15%	
coLNG increase	Base Case	20%	30%	
Price difference		15,6	10,22	7,53 €/MWh
DATA	coNG	85	93,5	97,8 €/MWh
DATA	coLNG	69,4	83,3	90,2 €/MWh
MODEL RESULTS	NPV	4788	535	-1591 m€
MODEL RESULTS	IRR	13,5%	8,5%	6,6%

Εικόνα 144: Ανάλυση ευαισθησίας της επένδυσης σε σχέση με την τιμή πώλησης ΦΑ και αγοράς LNG

5.5 Επόμενα βήματα

Περαιτέρω έρευνα απαιτείται για τις παραδοχές στο cost benefit model αναφορικά με την γήρανση του εξοπλισμού που επηρεάζει την παραγωγή-ageing factor, production reduction, του κόστους γήρανσης του εξοπλισμού στην διάρκεια της επένδυσης-ageing factor, M&O increase.

Λίστα Αναφορών

Αναφορές

A. Márquez J. Bruno A. Coronas, 2018. Cold recovery from LNG-regasification for polygeneration applications. *Applied Thermal Engineering*, Τόμος 132, pp. 463-478.

A. Rikonen- G. Oy, 2011. *International Gas Union Research Conference 2011, PHYSICAL PROPERTIES OF LNG AND COMPARISON WITH EUROPEAN PIPELINE GASES*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: https://www.igu.org/wp-content/uploads/2020/12/P4-18_Arto-Riikonen.pdf

[Πρόσβαση 16 12 2021].

ABS, 2017. *ABS Approves New MOSS-type LNG Tank Concept*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://ww2.eagle.org/en/news/press-room/ABS-Approves-New-MOSS-type-LNG-Tank-Concept.html>

[Πρόσβαση 18 1 2022].

American-Hellenic Chamber Commerce, 2018. *29th The Greek Economy Conference, Developing Greece's 1st FSRU Terminal*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://oldsite.amcham.gr/wp-content/uploads/2018/12/ARAPOGLOU-IOANNIS.pdf>

[Πρόσβαση 20 12 2021].

B. Kanbur L. Xiangc S. Dubeya F. Choo F. Duan, 2017. Cold utilization systems of LNG: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Τόμος 79, pp. 1171-1188.

BP, 2021. *Statistical Review of World Energy*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

[Πρόσβαση 26 11 2021].

Burckhardt Compression, 2014. *FSRU BOG-HANDLING*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.burckhardtcompression.com/solution/gas-transport-storage/fsru-bog-handling/>

[Πρόσβαση 19 1 2022].

Cameron LNG, 2017. *Natural Gas and the Liquefaction Process*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://cameronlng.com/>

[Πρόσβαση 14 6 2022].

Capraenergy, 2022. *LNG/Natural Gas Unit Conversion Calculator*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://capraenergy.com/>

[Πρόσβαση 24 1 2022].

D. Lee M. Ha S. Kim S. Shin, 2014. Research and Design challenges and new Technologies for Floating LNG. *Int J Nan Archit Ocean Eng*, pp. 307-322.

Department of Energy USA, 2021. *Understanding Natural Gas and LNG Options*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.energy.gov/>

[Πρόσβαση 4 8 2021].

Desfa, 2019. *Development Study 2020-2029*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.desfa.gr/>

[Πρόσβαση 26 11 2021].

Desfa, 2019. *Εγκατάσταση ΥΦΑ*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.desfa.gr/>

[Πρόσβαση 14 9 2021].

Desfa, 2021. *Προδιαγραφές ποιότητας ΥΦΑ*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.desfa.gr/>

[Πρόσβαση 14 9 2021].

- Desfa, 2021. *Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2020*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-2020>
[Πρόσβαση 13 1 2022].
- DESFA, 2021. *Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2020*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-2020>
[Πρόσβαση 31 10 2022].
- DESFA, 2022. *Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το 2021*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-2021>
[Πρόσβαση 31 10 2022].
- Desfa, 2022. *Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το α' ενιάμηνο του 2021*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-a-eniamhno-toy-2021>
[Πρόσβαση 13 1 2022].
- DESFA, 2022. *Στοιχεία ΔΕΣΦΑ για την κατανάλωση φυσικού αερίου το α' τρίμηνο του 2022*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-a-trimhno-toy-2022>
[Πρόσβαση 10 6 2022].
- Desfa-Πρόγραμμα εκφορτώσεων ΥΦΑ, 2022. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.desfa.gr/regulated-services/lng/users-information-lng/cargoes-unloading-program>
[Πρόσβαση 25 1 2022].
- Dr J Kokarakis, 2016. *Green FSRU for the future*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://events.safety4sea.com/>
[Πρόσβαση 25 8 2021].
- Duanb, B. K. L. X. S. D. F. C. F., 2017. Cold utilization systems of LNG: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Τόμος 79, pp. 1171-1188.
- E. Strantzali-K. Aravossis-G. Livanos-C. Nikoloudis, 2019. A decision support approach for evaluating liquefied natural gas supply options: Implementation on Greek case study. *Journal of Cleaner Production*, Τόμος 222, pp. 414-423.
- Energypress, 2020. *Alexandroupoli FSRU market test offers total 2.6 bcm-viability assured*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://energypress.eu/alexandroupoli-fsru-market-test-bids-total-2-6-bcm-securing-sustainability/>
[Πρόσβαση 15 12 2021].
- European Commission, 2021. *Press release, State aid: Commission approves €166.7 million Greek public support for construction of LNG terminal in Alexandroupolis*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_21_3045
[Πρόσβαση 15 12 2021].
- ExxonMobil, 2021. *Floating Storage and Regasification Units*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.exxonmobilng.com/>
[Πρόσβαση 26 8 2021].
- F. Karagiannis, 2021. *Γενικά περί Φυσικού Αερίου*. Athens: University of West Attica, Department of Mechanical Engineering, University Notes.
- Fearnpulse, 2021. *Fearnleys Weekly Report, LNG Shipping Spot Rates*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://fearnpulse.com/#1>
[Πρόσβαση 15 12 2021].

G. Avlonitis. Desfa, 2021. *Gas exchange development in Greece – Update, 16th Energy Community Gas Forum*.

[Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.energy-community.org/>

[Πρόσβαση 26 11 2021].

Gastrade, 2012. *Alexandroupolis Independent Natural Gas System (INGS)*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: https://www.iene.gr/energy-shipping2012/articlefiles/part_II/sifnaios.pdf

[Πρόσβαση 19 1 2022].

Gastrade, 2012. *Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου Αλεξανδρούπολης*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://docplayer.gr/4633483-Anexartito-systiua-fysikoy-aerioy-alexandroypolis.html>

[Πρόσβαση 19 1 2022].

Gastrade, 2017. *Greece as Southeastern Europe & East Med Energy Gas Hub*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <http://www.gastrade.gr/en>

[Πρόσβαση 31 12 2021].

Gastrade, 2018. *29th The Greek Economy Conference-Developing Greece's 1st FSRU Terminal*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <http://www.gastrade.gr/en>

[Πρόσβαση 15 12 2021].

Gastrade, 2018. *Alexandroupolis Independent Natural Gas System, Market Test, Expression of interest phase*.

[Ηλεκτρονικό]

Available at: <http://www.gastrade.gr/media/29256/EoI-Notice.pdf>

[Πρόσβαση 15 12 2021].

Gastrade, 2018. *Application Technical Data, Future transportation capacity reservation data*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <http://www.gastrade.gr/en>

[Πρόσβαση 31 12 2021].

Gastrade, 2019. *LNG Terminal in Alexandroupolis, A new energy gateway for Greece & Europe*. [Ηλεκτρονικό]

Available at:

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/alexandroupoli_gastrade_presentation_10.2019_cesec_v_short.pdf

[Πρόσβαση 15 12 2021].

Gastrade, 2021. *Πλωτή μονάδα παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <http://www.gastrade.gr/>

[Πρόσβαση 15 9 2021].

Gastrade, 2022. *Πλωτή μονάδα παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <http://www.gastrade.gr/>

[Πρόσβαση 19 1 2022].

Gastrade-κανονισμοί ασφαλείας, 2021. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <http://www.gastrade.gr/>

[Πρόσβαση 15 12 2021].

Gastrade-Μόνιμες υπεράκτιες εγκαταστάσεις, 2021. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <http://www.gastrade.gr/>

[Πρόσβαση 15 9 2021].

Gastrade-Νομοθετικό πλαίσιο, 2021. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <http://www.gastrade.gr/>

[Πρόσβαση 15 12 2021].

Gastrade-Οφέλη προς το περιβάλλον, 2021. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <http://www.gastrade.gr/>

[Πρόσβαση 15 12 2021].

- Golar LNG Energy, 2011. *Floating Storage Storage and Regasification Unit*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.golarlng.com/>
[Πρόσβαση 25 8 2021].
- GTT Training, 2014. *GTT Membrane Cargo Containment Systems*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://gtt.fr/>
[Πρόσβαση 30 6 2022].
- H Fan, 2021. *IMO type C tank and FGSS solution for a retrofitted 10,000 TEU LNG-fuelled container ship*.
[Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.researchgate.net/publication/349067633>
[Πρόσβαση 24 1 2022].
- Hellenic Republic ministry of EECC, 2013. *Approval of Environmental Terms for the installation and operation of the Alexandroupolis Independent Natural Gas System (INGS)*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <http://www.gastrade.gr/media/17657/ENVIRONMENTAL-TERMS.pdf>
[Πρόσβαση 21 7 2021].
- I Chomatas-Desfa, 2019. *Το ΦΑ στην Δυτική Ελλάδα-Ανάπτυξη Υποδομών*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.desfa.gr/>
[Πρόσβαση 14 9 2021].
- I. Mutaz X. Liu G. Mazza, 2016. Natural Gas Liquefaction Technologies, An Overview. *NATURAL GAS PROCESSING*, pp. 213-218.
- IEA, 2020. *World Energy Outlook 2020*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.iea.org/>
[Πρόσβαση 20 8 2021].
- IEA, 2021. *World Energy Outlook 2021*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.iea.org/>
[Πρόσβαση 26 11 2021].
- IEA, 2022. *Data and statistics*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.iea.org/data-and-statistics>
[Πρόσβαση 9 6 2022].
- IGU, 2012. *Natural Gas Conversion Pocketbook*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <http://members.igu.org/old/IGU%20Events/wgc/wgc-2012/wgc-2012-proceedings/publications/igu-publications/natural-gas-conversion-pocketbook>
[Πρόσβαση 17 12 2021].
- IGU, 2021. *World LNG Report*. [Online]
Available at: <https://www.igu.org>
[Accessed 20 8 2021].
- J. Boulland, 2019. *Bureau Veritas Marine and Offshore, FSRU Regulatory and Classification topics*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://group.bureauveritas.com/markets-services/marine-offshore>
[Πρόσβαση 25 8 2021].
- J. Kaldellis- D. Vlachou- G. Korbakis, 2005. Techno-economic evaluation of small hydro power plants in Greece:a complete sensitivity analysis. *Energy Policy*, 33(1969-1985).
- J. Kaldellis, 2021. *Basic Equations, Economics of Petroleum & Natural Gas –Evaluation of Investments*. Athens: University of West Attica, Department of Mechanical Engineering, University Notes.
- J. Kaldellis, 2021. *Economics of Petroleum & Natural Gas –Evaluation of Investments*. Athens: Lab of Soft Energy Applications & Environmental Protection, UNIWA.

J. Kaldellis, 2021. *ΕΝΟΤΗΤΑ V: ΕΟΙΚΟΝΟΜΟΤΕΧΝΙΚΗ ΑΞΙΟΛΟΓΗΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΩΝ ΕΠΕΝΔΥΣΕΩΝ*. Athens: University of West Attica, Department of Mechanical Engineering, University Notes.

J. Pospisil L. Klimes M. Spilacek, J. K., 2019. Energy demand of liquefaction and regasification of natural gas and the potential of LNG for operative thermal energy storage. *Renewable and Sustainable Energy Review*, Issue 99, pp. 1-15.

K. Tsumura M. Oka. T. Ogata M. Tabira, 2010. *Development of Efficient, Environmentally Friendly and Flexible Shipboard Regasification Vessel, Mitsubishi Heavy Industries Technical Review*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.mhi.co.jp/technology/review/pdf/e473/e473013.pdf>

[Πρόσβαση 15 9 2021].

LEIF HÖEGH & CO, 2004. *LNG Floating Storage and Regasification Unit*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://hoeghlng.com/>

[Πρόσβαση 25 8 2021].

LEIF HÖEGH & CO, 2020. *HÖEGH FSRU, Inquiry and Advisory Committee Crib Point Gas Import Jetty and Pipeline Project*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://hoeghlng.com/>

[Πρόσβαση 26 8 2021].

LEIF HÖEGH & CO, 2021. *HÖEGH LNG – ENABLING THE TRANSITION TO CLEAN ENERGY, Q4 2020 – PRESENTATION OF FINANCIAL RESULTS*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://hoeghlng.com/>

[Πρόσβαση 15 12 2021].

LLOYD'S Register, 2016. *Floating Storage and Regasification Units*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.lr.org>

[Πρόσβαση 24 8 2021].

LLOYD'S Register, 2017. *FSRU Terminal Risk Assessment, Cynergy Project*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.lr.org>

[Πρόσβαση 24 8 2021].

M Fulwood. The Oxford Institute for Energy Studies, 2021. *Energy Transition: Modelling the Impact on Natural Gas*.

[Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.oxfordenergy.org/>

[Πρόσβαση 26 11 2021].

M. Kulitsa D. Wood, 2018. Enhanced application for FSRU recondensing equipment during. *Petroleum*, Τόμος 365, pp. 365-374.

McKinsey & Company, 2019. *Global gas & LNG outlook to 2035*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.mckinsey.com>

[Πρόσβαση 13 9 2021].

N Battilana Desfa, 2021. *Revithousa LNG Terminal, Safety paradigm & backbone of LNG bunkering supply at ports*.

[Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.desfa.gr/>

[Πρόσβαση 14 9 2021].

N. Paltrinieri A. Tugnoli V. Cozzani, 2015. Hazard identification for innovative LNG regasification technologies.

Reliability Engineering and System Safety, Τόμος 137, pp. 18-28.

NBG, 2021. *Επιτόκια και Τιμολόγιο Δανείων*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.nbg.gr/greek/pricing-of-products-and-services/Documents>

[Πρόσβαση 16 12 2021].

NTUA, 2010. *Ενεργειακές Τεχνολογίες, Ιδιότητες ΦΑ, Εργαστήριο Τεχνολογίας καυσίμων και Λιπαντικών*.

[Ηλεκτρονικό]

Available at: https://www.chemeng.ntua.gr/the_fuels_and_lubricants_technology_lab#
[Πρόσβαση 26 11 2021].

OilandGasiq, 2021. *The FSRU Market: 2020 and Beyond*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.oilandgasiq.com/>
[Πρόσβαση 20 8 2021].

OSHA, 2017. *Process Safety Management for Petroleum Refineries*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: www.osha.gov
[Πρόσβαση 20 1 2022].

Powernext, 2021. *Spot market data*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.powernext.com/spot-market-data>
[Πρόσβαση 17 12 2021].

Prof. S. Nallayarasu- Prof. S.A. Sannasiraj-Department of Ocean Engineering-Indian Institute of Technology Madras-India, 2014. *SETTING UP OF FLOATING STORAGE AND REGASSIFICATION UNIT (FSRU) IN MUMBAI HARBOUR, FEASIBILITY STUDY REPORT*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://documents.pub/document/client-regassification-unit-fsru-in-mumbai-harbour-feasibility-study-report.html>
[Πρόσβαση 16 12 2021].

R. Chong D. Dediou R. Gupta, 2021. *Setting the bar for global LNG cost competitiveness, McKinsey & Company*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.mckinsey.com>
[Πρόσβαση 13 9 2021].

R. Strande T. Johnson, 2013. *Completing the LNG Value Chain, Energy & Marine in Detail, Wartsila*,. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.wartsila.com/>
[Πρόσβαση 13 2 9 2021].

RAE, 2021. *Απόφαση 138/2021*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.rae.gr/apofaseis/8148/>
[Πρόσβαση 15 12 2021].

S. Egashira, 2013. *LNG Vaporizer for LNG Re-gasification Terminal, Takasago Equipment Plant, Energy & Nuclear Equipment Div., Machinery Business*,. [Ηλεκτρονικό]
Available at: https://www.kobelco.co.jp/english/ktr/pdf/ktr_32/064-069.pdf
[Πρόσβαση 15 9 2021].

S. Kochnni- J. Joy- K. Chowdhury, 2019. LNG boil-off gas reliquefaction by Brayton refrigeration system Part 2: Improvements over basic configuration. *Energy*, Τόμος 176, pp. 861-873.

S. Mokhhatab J. Mak J. Valappil D. Wood, 2014. *Hanbook of Liquefied Natural Gas*. First επιμ. Oxford: Gulf Professional.

Seamanship International, 2007. *Types of liquefied gas carriers*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <http://img2.eworldship.com/2012/0919/20120919044518692.pdf>
[Πρόσβαση 27 1 2022].

Shell, 2021. *Shell LNG Outlook 2021*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: <https://www.shell.com/>
[Πρόσβαση 13 9 2021].

TechnipFMC, 2018. *Loading Systems*. [Ηλεκτρονικό]
Available at: https://www.technipfmc.com/media/iq4emx25/lis_general_brochure.pdf
[Πρόσβαση 19 1 2022].

The Oxford Institute for Energy Studies, 2017. *The Outlook for Floating Storage and regasification units.*

[Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.oxfordenergy.org/>

[Πρόσβαση 24 8 2021].

The Oxford Institute for Energy Studies, 2018. *The LNG Shipping Forecast: costs rebounding, outlook uncertain.*

[Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.oxfordenergy.org/>

[Πρόσβαση 17 12 2021].

The Oxford Institute for Energy Studies, 2018. *The LNG Shipping Forecast: costs rebounding, outlook uncertain.*

[Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.oxfordenergy.org/>

[Πρόσβαση 14 9 2021].

The Oxford Institute for Energy Studies, 2019. *Floating LNG Update – Liquefaction and Import Terminals.*

[Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.oxfordenergy.org/>

[Πρόσβαση 20 8 2021].

The Oxford Institute for Energy Studies, 2019. *New Players, New Models.* [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.oxfordenergy.org/>

[Πρόσβαση 25 8 2021].

The Oxford Institute for Energy Studies, 2022. *Quarterly Gas Review: Short- and Medium-Term Outlook for Gas Markets.* [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.oxfordenergy.org/publication-topic/quarterly-gas-review/>

[Πρόσβαση 15 7 2022].

Tovima, 2021. *ETE – Πρόβλεψη για πληθωρισμό 2,5% και ανάπτυξη 4,3% το 2022.* [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.tovima.gr/2021/11/18/finance/ete-provlepsi-gia-plithorismo-25-kai-anaptyksi-43-to-2022/>

[Πρόσβαση 15 12 2021].

Tsakos Gas Partners Limited, 2021. *Cynergy Project, Why FSRU.* [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.cynergyproject.eu>

[Πρόσβαση 25 8 2021].

U.S. Department of Energy, 2020. *Liquefied Natural Gas Value Chain.* [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research>

[Πρόσβαση 14 6 2022].

V Cozzani E Rademaeker, 2014. *Risk Analysis of LNG Terminal: Case study, Chemical Engineering Transactions.*

[Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.aidic.it/cet/>

[Πρόσβαση 25 8 2021].

WÄRTSILÄ, 2014. *WÄRTSILÄ POWER PLANTS.* [Ηλεκτρονικό]

Available at: https://www.wartsila.com/docs/default-source/oil-gas-documents/wartsila_power_plants_it-39-s-time-for-lng.pdf?sfvrsn=5

[Πρόσβαση 25 1 2022].

Wartsila, 2017. *The LNG Logistics chain.* [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.wartsila.com/>

[Πρόσβαση 14 6 2022].

Worldbank, 2021. *Commodity Markets*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.worldbank.org/en/research/commodity-markets>

[Πρόσβαση 25 1 2022].

Worley Parsons, 2018. *Appendix A, Indicative design drawings*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://ausindenergy.com/>

[Πρόσβαση 25 8 2021].

xe, 2022. *USD to EUR Chart*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: <https://www.xe.com/currencycharts/?from=USD&to=EUR&view=10Y>

[Πρόσβαση 20 6 2022].

ΕΤ-Τελική απόφαση εξαίρεσης 1580, 2020. *Final Decision of the Greek Regulator on the exemption application of Gastrade SA*. [Ηλεκτρονικό]

Available at: https://energypress.gr/sites/default/files/media/document_54.pdf

[Πρόσβαση 21 7 2021].

Ευρωπαϊκή Επιτροπή, 2020. *Απόφαση της επιτροπής σχετικά με την εξαίρεση του τερματικού σταθμού ΥΦΑ του ΑΣΦΑ ΦΑ Αλεξανδρούπολης από τις απαιτήσεις που αφορούν την πρόσβαση τρίτων και την τιμολογιακή ρύθμιση*.

[Ηλεκτρονικό]

Available at: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2020_alexandroupolis_decision_el.pdf

[Πρόσβαση 20 12 2021].