



ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

26 Ιανουαρίου 2024

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ

Αρ. Φύλλου 616

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. απόφ. Ε-13/2024

Έγκριση της μελέτης Πρόβλεψης Παρακράτησης ΥΦΑ, κατά τα προβλεπόμενα στο άρθρο 2.1 του Κώδικα Διαχείρισης του Τερματικού Σταθμού Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου «Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης».

Ο ΚΛΑΔΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΤΗΣ ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗΣ ΑΡΧΗΣ ΑΠΟΒΛΗΤΩΝ,
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΥΔΑΤΩΝ

Έχοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν. 5037/2023 «Μετονομασία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας σε Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων και διεύρυνση του αντικείμενου της με αρμοδιότητες επί των υπηρεσιών ύδατος και της διαχείρισης αστικών αποβλήτων, ενίσχυση της υδατικής πολιτικής - Εκσυγχρονισμός της νομοθεσίας για τη χρήση και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές μέσω της ενσωμάτωσης των Οδηγιών ΕΕ 2018/2001 και 2019/944 - Ειδικότερες διατάξεις για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την προστασία του περιβάλλοντος» (Α' 78), και ιδίως των άρθρων 1 έως 23.

2. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις» (Α' 179) (εφεξής ο «Νόμος»), και ιδίως των άρθρων 74-79.

3. Τις διατάξεις της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργηση της οδηγίας 2003/55/ΕΚ (εφεξής η «Οδηγία»), όπως τροποποιήθηκε με την Οδηγία (ΕΕ) 2019/692, και ιδίως των άρθρων 12, 32, 36 και 41.

4. Τις διατάξεις του Κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 715/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στα δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου και για την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1775/2005.

5. Την υπ' αρ. οικ. 178065/8.8.2018 απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας «Κανονισμός Αδειών Φυσικού Αερίου» (Β' 3430).

6. Την Άδεια Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ), που έχει χορηγηθεί στην εταιρεία με την επωνυμία «Gastrade Ανώνυμη Εμπορική, Κατασκευαστική και Τεχνική Εταιρεία Φυσικού Αερίου» με δ.τ. «Gastrade Α.Ε.» για το έργο «Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης» με την υπό στοιχεία Δ1/Α/19466-19.08.2011 απόφαση του Υφυπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, όπως αυτή τροποποιήθηκε με τις υπ' αρ. 60/2017, 406/2018, 1377/2020, 138/2021 και 130/2023 αποφάσεις της ΡΑΕ και ισχύει.

7. Την Άδεια Διαχείρισης Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) που έχει χορηγηθεί στην εταιρεία Gastrade Α.Ε. για το έργο «Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης» με την υπ' αρ. 824/2022 απόφαση της ΡΑΕ.

8. Το υπό στοιχεία 160/3/ΚΣ/28.6.2018 έγγραφο της εταιρείας Gastrade Α.Ε. «Αίτηση τροποποίησης της υπ' αρ. Δ1/Α/19466-19.08.2011 Άδειας Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) που έχει χορηγηθεί στην εταιρεία Gastrade Α.Ε. για το έργο «Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης» σύμφωνα με το άρθρο 15, παρ. (ε) του Κανονισμού Αδειών Φυσικού Αερίου (Β' 464/2010)» (υπό στοιχεία ΡΑΕ Ι-241771/28.06.2018), με το οποίο υπέβαλε αίτημα εξαίρεσης κατά το άρθρο 36 της Οδηγίας και το άρθρο 76 του νόμου.

9. Την υπ' αρ. 1333/2020 απόφαση της ΡΑΕ «Εξαίρεση της εταιρείας GASTRADE Α.Ε. από τις διατάξεις των άρθρων 9, 32 και 41(6), (8) και (10) της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ για το έργο «Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης», η οποία κοινοποιήθηκε στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή - Γενική Διεύθυνση Ενέργειας με το υπό στοιχεία Ο-84161/25.09.2020 έγγραφο.

10. Την από 25 Νοεμβρίου 2020 υπό στοιχεία [C(2020) 8377 final] απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής σχετικά με την εξαίρεση του τερματικού σταθμού ΥΦΑ του Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου Αλεξανδρούπολης από τις απαιτήσεις που αφορούν την πρόσβαση τρίτων και την τιμολογιακή ρύθμιση, η οποία κοινοποιήθηκε στη ΡΑΕ με την υπό στοιχεία ΡΑΕ Ι-292210/26.11.2020 ηλεκτρονική επιστολή της Ευρωπαϊκής Επιτροπής.

11. Την υπ' αρ. 1580/2020 απόφαση της ΡΑΕ «Τελική απόφαση Εξαίρεσης - Τροποποίησης της 1333/2020 απόφασης για τη συμμόρφωσή της κατά την παρ. 9 του άρθρου 36 της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ με την υπ' αρ. [C(2020) 8377 final] απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την εξαίρεση του έργου "Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης" της εταιρείας GASTRADE A.E. από τις διατάξεις των άρθρων 32 και 41 (6), (8) και (10) της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ» (Β' 5941) (εφεξής η «Απόφαση Εξαίρεσης»).

12. Την υπ' αρ. 101/2022 απόφαση της ΡΑΕ «Έγκριση του Κώδικα Διαχείρισης του Τερματικού Σταθμού "Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης"» (Β' 893).

13. Την υπό στοιχεία Ε-215/2023 απόφαση του Κλάδου Ενέργειας της Ρυθμιστικής Αρχής Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων «Πρώτη αναθεώρηση του Κώδικα Διαχείρισης του Τερματικού Σταθμού Υδροποιημένου Φυσικού Αερίου "Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης"» (Β' 7073).

14. Την υπό στοιχεία Ε-7/2024 απόφαση του Κλάδου Ενέργειας της Ρυθμιστικής Αρχής Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων «Δεύτερη αναθεώρηση του Κώδικα Διαχείρισης του Τερματικού Σταθμού Υδροποιημένου Φυσικού Αερίου "Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης" - Εισαγωγή μεταβατικής διάταξης για το πρώτο έτος λειτουργίας».

15. Την υπό στοιχεία 622/1/ΚΣ/22.12.2023 επιστολή της Gastrade «Alexandroupolis INGS - Terminal Maintenance Plan and Retainage study for the 1st Gas Year» (υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-365556/15.01.2024).

16. Την από 23.1.2024 τελική εισήγηση της Gastrade για την μεθοδολογία εκτίμησης της Παρακράτησης ΥΦΑ (υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-366267/24.01.2024).

17. Το γεγονός ότι από την παρούσα απόφαση δεν προκαλείται επιβάρυνση στον κρατικό προϋπολογισμό, σκέφτηκε ως εξής:

Επειδή, κατά τα οριζόμενα στο άρθρο 78 του ν. 4001/2011 (εφεξής ο Νόμος) «1. Ο Διαχειριστής ΑΣΦΑ λειτουργεί, συντηρεί, εκμεταλλεύεται και αναπτύσσει ένα τεχνικά άρτιο, οικονομικά αποδοτικό και ολοκληρωμένο ΑΣΦΑ. 2. Για το σκοπό αυτόν, ο Διαχειριστής ΑΣΦΑ: [...] (στ) Μεριμνά για την τήρηση των κανόνων εξισορρόπησης φορτίου του ΑΣΦΑ και την αντιστάθμιση φυσικών απωλειών και ιδιοκατανάλωσης του ΑΣΦΑ, σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης αυτού και προβαίνει σε σχετικές χρεώσεις προς τους Χρήστες του ΑΣΦΑ. Η μεθοδολογία κατάρτισης των χρεώσεων για την εξισορρόπηση φορτίου του ΑΣΦΑ εγκρίνεται από τη ΡΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 88».

Επειδή, σύμφωνα με την παρ. 3 του άρθρου 79 του νόμου «Με απόφαση της ΡΑΕ, ύστερα από γνώμη του οικείου Διαχειριστή, ρυθμίζονται οι μεθοδολογίες, οι υπολογισμοί, οι ειδικές εγκρίσεις και οι λεπτομέρειες που απαιτούνται για την εφαρμογή του Κώδικα Διαχείρισης του ΑΣΦΑ».

Επειδή, με την υπό στοιχεία Δ1/Α/19466/19.08.2011 απόφαση του Υφυπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής χορηγήθηκε Άδεια Ανεξάρ-

τητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (εφεξής «ΑΣΦΑ») στην εταιρεία Gastrade A.E. για το έργο «Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης», η οποία τροποποιήθηκε με τις υπ' αρ. 60/2017, 406/2018, 1377/2020, 138/2021 και 130/2023 αποφάσεις της ΡΑΕ (σχετικό 6).

Επειδή, το εν λόγω ΑΣΦΑ αφορά στην ανάπτυξη νέου υπεράκτιου Τερματικού Σταθμού υποδοχής, προσωρινής αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ στο Θαλαστικό Πέλαγος (Floating Storage Regasification Unit, FSRU), περίπου 17,5 χιλιόμετρα νοτιοδυτικά του λιμένα Αλεξανδρούπολης και σε απόσταση 10 χιλιομέτρων από την ακτή, καθώς και αγωγού σύνδεσης αυτού με το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ).

Επειδή, με το υπ' αρ. (8) σχετικό, η εταιρεία Gastrade A.E., η οποία έχει συσταθεί και λειτουργεί σύμφωνα με το ελληνικό δίκαιο, υπέβαλε στη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας αίτηση για την εξαίρεση (απαλλαγή) της προτεινόμενης νέας υποδομής φυσικού αερίου με την ονομασία «Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης» από την εφαρμογή συγκεκριμένων διατάξεων της Οδηγίας (εφεξής η «Αίτηση Εξαίρεσης»).

Επειδή, με την υπ' αρ. 1580/2020 απόφαση της ΡΑΕ (σχετικό 11) χορηγήθηκε στην εταιρεία Gastrade A.E. για το έργο του ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης εξαίρεση για 25 έτη από τις διατάξεις των άρθρων 32 και 41(6), (8) και (10) της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ, σύμφωνα με τους ειδικότερους όρους και προϋποθέσεις που περιλαμβάνονται στο Παράρτημα της Απόφασης με τίτλο «Final Decision of the Greek Energy Regulator on the Exemption Application of GASTRADE SA» (εφεξής η «Απόφαση Εξαίρεσης»), κατόπιν της υπό στοιχεία [C(2020) 8377 final] σχετικής απόφασης της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (σχετικό 10). Συγκεκριμένα, με την απόφαση εξαίρεσης, χορηγήθηκε στην εταιρεία Gastrade A.E. εξαίρεση για 25 έτη από: (α) το άρθρο 32 της Οδηγίας περί πρόσβασης τρίτων, μόνο για το τμήμα του Τερματικού Σταθμού για το οποίο έχει δεσμευτεί μεταφορική ικανότητα μέσω του διενεργηθέντος Market Test, και (β) το άρθρο 41 παρ. 6, 8 και 10 της Οδηγίας περί ρυθμιζόμενων τιμολογίων για το σύνολο της δυναμικότητας.

Επειδή, η εταιρεία Gastrade A.E. είναι κάτοχος Άδειας Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) καθώς και Άδειας Διαχείρισης ΑΣΦΑ για τον Πλωτό Τερματικό Σταθμό Αλεξανδρούπολης, κατά τα οριζόμενα στο Νόμο, στον Κανονισμό Αδειών Φυσικού Αερίου, καθώς και στην Απόφαση Εξαίρεσης.

Επειδή, με την υπ' αρ. 101/2022 απόφαση της Αρχής (σχετικό 12), όπως τροποποιήθηκε με τα σχετικά 13 και 14 αποφάσεις της ΡΑΑΕΥ, εγκρίθηκε ο Κώδικας Διαχείρισης του Τερματικού Σταθμού.

Επειδή, κατά τα οριζόμενα στο άρθρο 2.1 στον Κώδικα: «"Πραγματική Παρακράτηση ΥΦΑ (Actual Retainage)" σημαίνει την πραγματική Παρακράτηση ποσότητας ΥΦΑ εντός του Τερματικού Σταθμού για ένα Συμβατικό Έτος.

"Πρόβλεψη Παρακράτησης ΥΦΑ (Forecast Retainage)" σημαίνει την πρόβλεψη από τον Διαχειριστή του Τερματικού Σταθμού της Παρακράτησης ποσότητας ΥΦΑ εντός του Τερματικού Σταθμού για μια δεδομένη περίοδο. Η

Πρόβλεψη Παρακράτησης ΥΦΑ θα βασίζεται σε μία μελέτη που θα εκπονηθεί από τον Διαχειριστή του Τερματικού Σταθμού και θα υποβληθεί στη ΡΑΕ για έγκριση.

“Παρακράτηση ΥΦΑ (Retainage)” σημαίνει την ποσότητα ΥΦΑ που θα διατηρηθεί στον Τερματικό Σταθμό από τους όγκους ΥΦΑ που έχουν εκφορτωθεί (εκφρασμένο ως ποσοστό αυτών των όγκων ΥΦΑ) πριν από την επαναεριοποίηση και την αποστολή αυτών των όγκων ΥΦΑ. Ενδεικτικά, οι λόγοι αυτής της παρακράτησης ΥΦΑ θα καλύπτει (α) αέριο που χρησιμοποιείται ως καύσιμο και (β) αέριο που χρησιμοποιείται για διεργασίες και (γ) απώλειες ΥΦΑ που προκύπτουν από την εξάτμιση ΥΦΑ.»

Επειδή, σύμφωνα με το άρθρο 4.3 του Κώδικα:

«4.3 Ετήσιο Πρόγραμμα - Διαδικασία

4.3.1 Πριν από την έναρξη της διαδικασίας του Ετήσιου Προγράμματος, το αργότερο στις 31 Μαΐου κάθε έτους, ο Διαχειριστής του Τερματικού Σταθμού θα παρέχει στους Μακροχρόνιους Χρήστες:

- Την προκαταρκτική Πρόβλεψη Παρακράτησης ΥΦΑ για το επόμενο Συμβατικό Έτος,
- το Προκαταρκτικό Πρόγραμμα Συντήρησης Τερματικού Σταθμού, και
- τις ακριβείς ημερολογιακές ημερομηνίες για την επίκαιρη διαδικασία του Ετήσιου Προγράμματος, σύμφωνα με τα ορόσημα που ορίζονται στην παρ. 0.

[...]

4.3.3 Στάδιο 1 - Προκαταρκτικό Ετήσιο Πρόγραμμα [...]

b. Ο Διαχειριστής του Τερματικού Σταθμού θα παρέχει ένα πρώτο προσχέδιο ενός προκαταρκτικού Ετήσιου Προγράμματος σε κάθε Μακροχρόνιο Χρήστη έως τις 21 Ιουνίου. Το προκαταρκτικό Ετήσιο Πρόγραμμα θα παρέχει σε κάθε Μακροχρόνιο Χρήστη τα εξής:

- Ένα προκαταρκτικό προφίλ Ημερήσιας Προγραμματισμένης Παράδοσης για αυτόν τον Μακροχρόνιο Χρήστη, ως μία προκαταρκτική Ημερήσια Προγραμματισμένη Παράδοση για κάθε ημέρα του επόμενου Συμβατικού Έτους,
- τις προκαταρκτικές ημερομηνίες για τις Χρονοθυρίδες Φορτίων ΥΦΑ για αυτόν τον Μακροχρόνιο Χρήστη,
- την Πρόβλεψη Παρακράτησης ΥΦΑ που αντιστοιχεί σε κάθε Μακροχρόνιο Χρήστη [...].

Επειδή, τα ανωτέρω χρονοδιαγράμματα για πρώτο (1) Συμβατικό Έτος, ήτοι από την ημερομηνία Έναρξης Εμπορικής Λειτουργίας του Σταθμού (Commercial Operation Date, COD) έως και την 30η Σεπτεμβρίου 2024, οι προθεσμίες του άρθρου 4.3 εκκινούν 3 μήνες πριν το COD.

Επειδή, περαιτέρω:

Άρθρο 4.4.2 (c)(i)

«Οι Θέσεις ΥΦΑ όλων των Μακροχρόνιων Χρηστών θα πρέπει να έχει ως αποτέλεσμα μια καθαρή μηδενική εξισορροπημένη θέση, δηλαδή το αθροιστικό Ενεργειακό Περιεχόμενο των Φορτίων ΥΦΑ που θα εκφορτωθεί μέσω του ReqACDS και των όγκων ΥΦΑ που θα επαναεριοποιηθούν σύμφωνα με το ReqSOS, πλέον τυχόν αθροιστικής ποσότητας που κρατείται ως Παρακράτηση ΥΦΑ, πρέπει να είναι εξισορροπημένα, ώστε η δεξαμενή του

Τερματικού Σταθμού να παραμένει ισοσκελισμένη στο τέλος κάθε Συμβατικού Έτους ...».

Άρθρο 8.2.4:

«Η διευθέτηση της διαφοράς μεταξύ της Πρόβλεψης Παρακράτησης ΥΦΑ και της Πραγματικής Παρακράτησης ΥΦΑ θα πραγματοποιείται ετησίως στο τέλος του Συμβατικού Έτους. Οποιαδήποτε διαφορά θα κατανεμηθεί στους Λογαριασμούς Χρήστη Τερματικού Σταθμού. Μετά την ολοκλήρωση του συμβιβασμού των Θέσεων ΥΦΑ των Χρηστών, για όσους Χρήστες κλείνουν το Συμβατικό Έτος με θετικό Λογαριασμό Χρήστη Τερματικού Σταθμού, αυτό το θετικό υπόλοιπο θα πιστωθεί στον Λογαριασμό Χρήστη Τερματικού Σταθμού τους για το επόμενο Συμβατικό Έτος. Αυτό το θετικό υπόλοιπο θα χρησιμοποιηθεί για την κάλυψη του τμήματος της Πρόβλεψης Παρακράτησης ΥΦΑ οποιουδήποτε τέτοιου Χρήστη για το επόμενο Συμβατικό Έτος. Εάν, την τελευταία ημέρα της Διάρκειας, ένας Χρήστης Τερματικού Σταθμού έχει τίτλο του ΥΦΑ στην δεξαμενή, το οποίο ήταν το αποτέλεσμα της διαφοράς μεταξύ της Πρόβλεψης Παρακράτησης ΥΦΑ και της Πραγματικής Παρακράτησης ΥΦΑ, τότε αυτός ο Χρήστης θα κληθεί να εκτελέσει μία SCA για το ποσό αυτό, σύμφωνα με την ΙΥΑ, χωρίς επιβάρυνση.»

Άρθρο 10.6.1

«Ο τίτλος σε σχέση με την Παρακράτηση ΥΦΑ θα περάσει στον Διαχειριστή του Τερματικού Σταθμού στο Σημείο Παραλαβής ΥΦΑ.»

Επειδή, επίσης, όπως ορίζεται στην πρότυπη Σύμβαση Χρήσης Τερματικού (Terminal User Agreement, TUA):

«10.1 Retainage

(a) Terminal Operator shall have the right to use any LNG in storage for the purposes of Retainage.

(b) Terminal Operator shall deduct Terminal User's pro rata share of Forecast Retainage from each LNG Cargo unloaded at the Terminal.

10.2 Allocation of Retainage

(a) The Forecasted Retainage shall be Terminal Operator's good faith estimate of the quantity of Retainage that will be consumed by the Terminal for Regasified LNG to be made available on an annual levelised basis.

(b) Terminal User's Account shall be debited each Month during the Contract Year by Terminal User's pro rata share of the Forecasted Retainage applicable to such Month. The pro rata share will be calculated as a portion of AP Daily Planned Sendout.

(c) Within ten (10) days after the end of each Contract Year an adjustment, either credit or debit, shall be made to Terminal User's Account based on the quantity of Retainage previously charged to Terminal User's Account as compared to Terminal User's pro rata share of Actual Retainage.»

Επειδή, κατά τα ανωτέρω, πριν την έναρξη κάθε Συμβατικού Έτους, ο Διαχειριστής πρέπει να ενημερώσει τους Χρήστες για την εκτίμησή του αναφορικά με το αέριο που θα παρακρατηθεί για ιδιοκατανάλωση/απώλειες (Forecast Retainage) από τα φορτία ΥΦΑ που αυτοί

θα φέρουν στον Τερματικό Σταθμό, προκειμένου να το λάβουν υπόψη κατά τις δηλώσεις των χρονοθυρίδων για την έλευση των φορτίων και την αντιστοίχισή τους με το προφίλ αεριοποίησης που επιθυμούν στην έξοδο του Σταθμού. Η πραγματική Παρακράτηση ΥΦΑ (Actual Retainage), η οποία εξαρτάται ιδίως από το βαθμό χρησιμοποίησης του Σταθμού, κατανέμεται στους Χρήστες αναλογικά προς τις ποσότητες που αυτοί αεριοποιούν κάθε μήνα του Έτους. Μετά το τέλος του Έτους λαμβάνει χώρα συνολική εκκαθάριση.

Επειδή, ο Διαχειριστής προσκόμισε τεχνική μελέτη εξειδικευμένου συμβούλου για την εκτίμηση του αερίου που εκτιμά ότι πρέπει να παρακρατείται από τους χρήστες για να καλύπτει την ιδιοκατανάλωση και τις απώλειες (Forecast Retainage).

Επειδή, η Μελέτη περιγράφει τη λειτουργία του σταθμού από την άποψη της χρήσης φυσικού αερίου για ιδιοκατανάλωση επιγραμματικά ως εξής:

Το ΥΦΑ αποθηκεύεται στο πλοίο FSRU περίπου στους -160°C . Το ΥΦΑ που αναπόφευκτα εξατμίζεται (boil-off gas, BOG) χρησιμοποιείται ως καύσιμο στις μηχανές του πλοίου. Αν το BOG που εξατμίζεται ξεπερνάει τις ανάγκες των μηχανών, είτε συμπυκνώνεται (BOG Recondenser) και επιστρέφει στις δεξαμενές είτε καίγεται (Gas Combustion unit, GCU). Αντίθετα, ποσότητα ΥΦΑ εξατμίζεται όταν το BOG δεν επαρκεί για τη λειτουργία των μηχανών.

Η διαδικασία αεριοποίησης, επειδή είναι σειριακή και αποτελείται από αρκετά διακριτά βήματα/επιμέρους διεργασίες, ονομάζεται «διεργασία τραίνο» (train). Επίσης, προκειμένου να είναι δυνατή η αεριοποίηση μικρότερων ή μεγαλύτερων όγκων ΥΦΑ, χωρίς να μειώνεται η απόδοση της διεργασίας, ένα FSRU περιλαμβάνει πολλούς αεριοποιητές (trains) που δύναται να δουλεύουν παράλληλα.

Οι αεριοποιητές του FSRU έχουν τη δυνατότητα να λειτουργεί είτε σε ανοιχτό είτε σε κλειστό κύκλο. Στον κλειστό κύκλο, η ενέργεια που απαιτείται για την αεριοποίηση του ΥΦΑ παράγεται από ατμό που παράγεται πάνω στο πλοίο μέσω της καύσης φυσικού αερίου. Στον ανοιχτό κύκλο, όλη η απαιτούμενη ενέργεια προέρχεται από το θαλασσινό νερό. Σημειώνεται ότι σε κάθε χρονική στιγμή μόνο ένας από τους αεριοποιητές είναι δυνατόν να λειτουργεί σε κλειστό κύκλο.

Επειδή, σύμφωνα με τη μελέτη που προσκόμισε ο Διαχειριστής, το Retainage Gas προκύπτει από τρεις βασικούς λόγους:

1. Φυσικό αέριο που χρησιμοποιείται ως καύσιμο στις ηλεκτρικές γεννήτριες του πλοίου

Στη μελέτη γίνεται ανάλυση των καμπυλών καυσίμου των τριών μηχανών του συγκεκριμένου πλοίου, καθώς και καταγραφή της φόρτισής τους, και συνακόλουθα της απαίτησης σε καύσιμο, στις διάφορες συνθήκες λειτουργίας του Σταθμού (Πίνακες 3.2 και 3.3 του Παραρτήματος).

2. Φυσικό αέριο που απαιτείται για την παραγωγή ατμού

Περιλαμβάνεται καταγραφή των απαιτήσεων σε αέριο καύσιμο, βάσει των προδιαγραφών των μηχανημάτων, σε περιπτώσεις χαμηλής, μέσης και υψηλής αεριοποίησης, λαμβανομένου υπόψη και του βαθμού απόδοσης του λέβητα ως συνάρτηση του ρυθμού παραγωγής ατμού.

3. Αναπλήρωση του όγκου αερίου στις δεξαμενές

Όταν αεριοποιείται ΥΦΑ από τις δεξαμενές, ο υγρός όγκος του ΥΦΑ που απομακρύνεται πρέπει να αναπληρώνεται από ίσο όγκο αεριοποιημένου φυσικού αερίου για τη διατήρηση της πίεσης στη δεξαμενή. Αυτό μπορεί είτε να προέρχεται από boil-off gas είτε να αεριοποιείται επί τούτου (σε ειδικό αεριοποιητή). Η Μελέτη παρουσιάζει τον όγκο ΥΦΑ που απαιτείται σε συνάρτηση με το ρυθμό αεριοποίησης και ανάλογα με την Κατωτέρα Θερμογόνο Δύναμη του φυσικού αερίου στις δεξαμενές (Πίνακες 3.6 και 3.7).

Επειδή, η Αρχή κρίνει ότι η τεχνική μελέτη που προσκόμισε ο Διαχειριστής για την εκτίμηση της Πρόβλεψης Παρακράτησης ΥΦΑ είναι αναλυτική και εμπεριστατωμένη, καθώς αναλύει το φυσικό αέριο που πρέπει να χρησιμοποιηθεί για ιδιοκατανάλωση ή που θα αποτελεί απώλεια του Σταθμού, στηριζόμενη στα τεχνικά χαρακτηριστικά και παραμέτρους των μηχανών, δεξαμενών και λοιπών μηχανημάτων του συγκεκριμένου πλοίου. Για τους παραπάνω λόγους, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά την παρ. 3 του άρθρου 79 του ν. 4001/2011, την έγκριση της Μελέτης για την εκτίμηση της Πρόβλεψης Παρακράτησης ΥΦΑ, σύμφωνα με την εισήγηση του Διαχειριστή, η οποία προσαρτάται στην παρούσα απόφαση και αποτελεί αναπόσπαστο μέρος αυτής.

MEMO

LNG Retainage Calculations

CONTENTS

1	INTRODUCTION.....
2	ASSUMPTIONS
3	RETAINAGE CALCULATIONS.....
3.1	Fuel Gas Required for Electric Power Generation
3.2	Fuel Gas Required for Steam Production
3.3	Replacement of Regasified (Exported) LNG Volume
3.4	Note on BOR, BOG Surplus and Deficiency
3.5	Note on LNG Transfer (From Visiting LNG Carrier)
3.6	Results

1 INTRODUCTION

The Alexandroupolis FSRU is designed to export up to 795 MMSCFD (million standard cubic feet per day) of natural gas. Depending on the gas export rate one, two or three parallel regas trains may be in operation. Each train has a capacity of 265 MMSCFD.

LNG is stored onboard the FSRU at $\sim -160^{\circ}\text{C}$. Although the LNG cargo tanks are insulated some LNG will boil off, and this boil-off gas (BOG) is used as fuel gas for power generation onboard the FSRU. When BOG generation exceeds the fuel gas consumption, excess BOG is either recondensed in the BOG Recondenser or combusted in the vessel's Gas Combustion unit (GCU). Conversely, LNG is vaporized when BOG generation is insufficient to meet the fuel gas demand.

When the FSRU operates in open loop all heat required for vaporization of LNG is provided by seawater, while for closed loop operation such heat is provided by steam produced onboard. Steam production requires energy which is provided by burning fuel gas. Note that only one regas train can be operated in closed loop at any point in time.

Retainage is defined as the difference between the amount of LNG loaded onto the FSRU (where it is stored in cargo tanks) and the amount of gas exported to shore. In other words, retainage is the amount of LNG consumed onboard the FSRU. LNG is always consumed in its gaseous form via combustion.

Purpose of this document is to present the calculations of Retainage onboard the Alexandroupolis FSRU.

2 ASSUMPTIONS

Project-specific Lean- and Rich LNG compositions have been considered in the design of the FSRU, when performing process simulations and for preparation of this memo. The two compositions are the uttermost cases and encompass a variety of actual LNG compositions expected to be delivered to the FSRU.

LNG compositions and their corresponding BOG compositions are different. Reference is made to the FSRU & Regas Heat Material Balance (4485-MM-PR-900-002, rev 5), Table 3-1. The corresponding lower heating values (LHV) are stated below:

Lean LNG: 49,920 kJ/kg

Lean BOG: 47,630 kJ/kg

Rich LNG: 49,020 kJ/kg

Rich BOG: 42,040 kJ/kg

Only the mentioned Lean and Rich LNG compositions are considered. Furthermore, compositions are assumed to be constant meaning that aging of LNG, i.e. the change in LNG composition due to boil-off over time, is not considered.

The cargo tank pressure is assumed constant at 0.275 barg.

3 RETAINAGE CALCULATIONS

The following items contribute to LNG retainage and are described in sub-chapters 3.1 to 3.3:

- Fuel gas required for electric power generation.
- Fuel gas required for steam production (only during closed loop operation)
- Replacement of the liquid volume of LNG taken from the cargo tanks.

3.1 *Fuel Gas Required for Electric Power Generation*

Reference is made to the Seatrion document "Electrical Load Analysis" (C168-KSE-EL-LS- 0010, rev Z1) where the power consumption is calculated for a variety of cases. In addition, the number of engines/generators in use is specified.

Three engines by maker Wärtsilä (type 12V50DF) with a rated generator output of 11 MW are installed on the vessel. In addition, one smaller engine (Wärtsilä 6L50DF) with a rated generator output of 5.5 MW is installed. Running the 5.5 MW engine is not a scenario according to the Electrical Load Analysis and hence not considered in this memo. Table 3-1 below is taken from the engine test report using gaseous fuel:

Table 3-1: Specific fuel gas consumption from engine test¹

Generator power	kW	2 709	5 551	8 388	9 516	11 219
Specific fuel gas consumption	kJ/kWh	11 952	9 196	8 340	8 119	7 831

Figure 3-1 shows the same data points as Table 3-1 and the corresponding trendline. The trendline function is used to calculate the specific fuel consumption for any generator power.

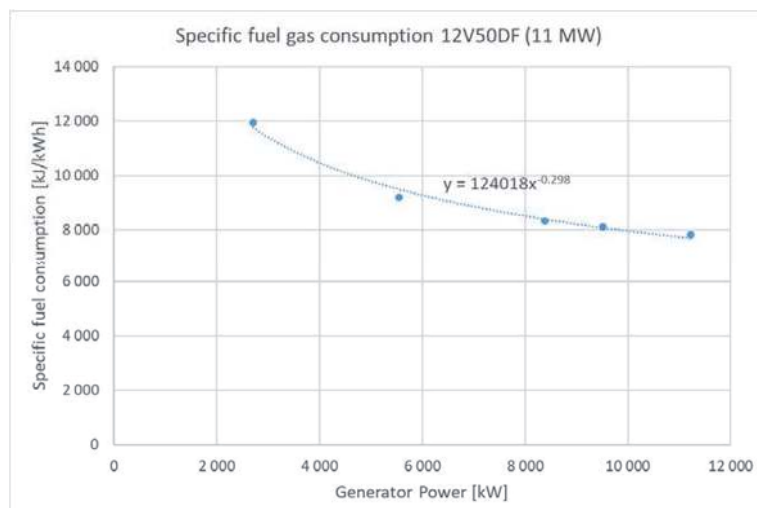


Figure 3-1: Results from engine test and trendline

All engines have a slightly different specific fuel consumption, but the above is used to represent whichever of the three 11 MW engines is in use. The specific fuel consumption will further depend on ambient conditions such as air temperature and humidity. Varying these factors is not done when calculating LNG retainage.

Table 3-2 below shows the overall electrical load in open loop operation. It is based on the "Electrical Load Analysis" and the upper part of the table is copied from there. The specific fuel consumption for the actual generator load is then calculated using the trendline function (ref Figure 3-1). Fuel gas consumption is calculated depending on the lower heating value of the fuel (ref. chapter 2).

Table 3-3 shows the same, but for operation of one train in closed loop.

¹ For engine no PAAE 044682 performed on 7 April 2009. Received via e-mail from Jia Xin Lye (Seatrium) on 17 November 2023.

Table 3-2: Fuel gas consumption for electric power consumption in open loop operation

Designation	Electrical Load					
	Regas 3 Open trains	Regas 3 Open trains w Loading	Regas 2 Open trains	Regas 2 Open trains w Loading	Regas 1 Open train	Regas 1 Open train w Loading
Overall Load [kW]	17888	17813	12922	12923	8031	8032
Generators in services	D/G 11MW 2 Sets	D/G 11MW 2 Sets	D/G 11MW 2 Sets	D/G 11MW 2 Sets	D/G 11MW 1 Set	D/G 11MW 1 Set
Rated Power, Large Generators [kW]	22000	22000	22000	22000	11000	11000
Total Avail. Power [kW]	22000	22000	22000	22000	11000	11000
Generator Load [%]	81.3%	81.0%	58.7%	58.7%	73.0%	73.0%
Load per Generator [kW]	8944	8907	6461	6461	8031	8032
Spec. Fuel Cons. [kJ/kWh]	8240	8250	9079	9078	8509	8508
Lean LNG						
Fuel Gas Cons. [kg/h]	1476	1472	1175	1175	1369	1369
Total fuel gas cons. [kg/h]	2953	2944	2350	2350	1369	1369
Lean BOG						
Fuel Gas Cons. [kg/h]	1547	1543	1231	1232	1435	1435
Total fuel gas cons. [kg/h]	3095	3086	2463	2463	1435	1435
Rich LNG						
Fuel Gas Cons. [kg/h]	1503	1499	1197	1197	1394	1394
Total fuel gas cons. [kg/h]	3007	2998	2393	2393	1394	1394
Rich BOG						
Fuel Gas Cons. [kg/h]	1753	1748	1395	1395	1625	1626
Total fuel gas cons. [kg/h]	3506	3496	2790	2791	1625	1626
Rated Regas Rate [MMSCFD]	795	795	530	530	265	265

Table 3-3: Fuel gas consumption for electric power consumption in closed loop operation

Designation	Electrical Load					
	Regas 2 Open + 1 Closed trains	Regas 2 Open + 1 Closed trains w Loading	Regas 1 Open + 1 Closed trains	Regas 1 Open + 1 Closed trains w Loading	Regas 1 Closed trains	Regas 1 Closed trains w Loading
Overall Load [kW]	17089	17014	12123	12124	7232	7233
Generators in services	D/G 11MW 2 Sets	D/G 11MW 2 Sets	D/G 11MW 2 Sets	D/G 11MW 2 Sets	D/G 11MW 1 Set	D/G 11MW 1 Set
Rated Power, Large Generators [kW]	22000	22000	22000	22000	11000	11000
Total Avail. Power [kW]	22000	22000	22000	22000	11000	11000
Generator Load [%]	77.7%	77.3%	55.1%	55.1%	65.7%	65.8%
Load per Generator	8544	8507	6061	6062	7232	7233
Spec. Fuel Consumption	8353	8364	9253	9253	8778	8778
Lean LNG						
Fuel Gas Cons. [kg/h]	1430	1425	1124	1124	1272	1272
Total fuel gas cons. [kg/h]	2859	2851	2247	2247	1272	1272
Lean BOG						
Fuel Gas Cons. [kg/h]	1498	1494	1178	1178	1333	1333
Total fuel gas cons. [kg/h]	2997	2988	2355	2355	1333	1333
Rich LNG						
Fuel Gas Cons. [kg/h]	1456	1452	1144	1144	1295	1295
Total fuel gas cons. [kg/h]	2912	2903	2288	2288	1295	1295
Rich BOG						
Fuel Gas Cons. [kg/h]	1698	1693	1334	1334	1510	1510
Total fuel gas cons. [kg/h]	3395	3385	2668	2668	1510	1510
Rated Regas Rate [MMSCFD]	795	795	530	530	265	265

For regas rates below 265 MMSCFD the fuel gas consumption (and number of LNG Booster Pumps in operation) is assumed to be constant. Note that the difference in fuel gas consumption between loading and not loading is insignificant and not considered further in this report. The difference between open and closed loop operation is also small.

3.2 *Fuel Gas Required for Steam Production*

This is only relevant during closed loop operation and only one train can be operated in closed loop at any time.

Boiler efficiency varies depending on the steam production rate; both are stated in Table 3-2 below.

Table 3-4: Regas boiler efficiency

Capacity	100 %	90 %	75 %	50 %	25 %	13.0 %
Steam production [kg/h]	80 000	72 049	60 000	40 000	20 000	10 431
Boiler efficiency	86.5 %	87.5%*	88.4 %	89.7 %	89.4 %	88.5%*

Table 3-4 above is taken from the boiler datasheet (C168-ALF-ME-DS-0001), except for the efficiencies marked with "*" which are estimated based on the other data points.

Table 3-5 below is derived from the Steam Balance document (4485-MM-LR-751-001, rev. 5). The 100 MMSCFD case is not included in the Steam Balance document, but the total steam consumption is interpolated based on the other two cases. Furthermore, the boiler efficiency in Table 3-5 is updated according to Table 3-4 and the lower heating values are updated according to the values stated in chapter 2.

Table 3-5: Steam production and fuel gas consumption

CONSUMERS			MAX REGAS CAPACITY ONE TRAIN	Interpolated case ONE TRAIN	MIN REGAS CAPACITY ONE TRAIN
			265 MMscfd	100 MMscfd	50 MMscfd
			(kg/h)	(kg/h)	(kg/h)
			SATURATED 10 barg 184°C	SATURATED 10 barg 184°C	SATURATED 10 barg 184°C
REGAS PLANT Steam/ Glycol Water Heater			68 210		8 257
MISCELLANEOUS CONSUMPTION	-	-			
Deaerator					
Regas condensate reheat			3 070		1 405
Make up water heat up (~1% of boiler MCR)			115		115
Steam heating for standby boiler (hot standby)			500		500
Heat loss piping and equipment (~100 kW)			154		154
TOTAL STEAM CONSUMPTION	kg/h		72 049	24 761	10 431
LOAD BOILER NO. 1	%		90.1	31.0	13.0
STEAM ENTHALPY	kJ/kg		2 781	2 781	2 781
FEED WATER ENTHALPY (105°C)	kJ/kg		440	440	440
BOILER EFFICIENCY, GAS FIRED			0.875	0.895	0.885
REQUIRED HEAT SUPPLY TO BOILER	MJ/h		192 762	64 765	27 592
BOG/FUEL CONSUMPTION (RICH BOG)	kg/h	42040	4 585	1 541	656
BOG/FUEL CONSUMPTION (LEAN BOG)	kg/h	47630	4 047	1 360	579
FUEL CONSUMPTION (RICH LNG)	kg/h	49020	3 932	1 321	563
FUEL CONSUMPTION (LEAN LNG)	kg/h	49920	3 861	1 297	553
		LHV [kJ/kg]			

3.3 Replacement of Regasified (Exported) LNG Volume

LNG feed pumps transfer LNG from the cargo tanks to the regassification module. The liquid volume removed from the cargo tanks has to be replaced by an equal volume of vapor in order to keep the cargo tank pressure constant. The vapor volume can be supplied from natural BOG or by vapor supplied from external source (such as an LNG vaporizer). Parts of the said vapor volume contribute to LNG retainage, as described in this chapter.

Table 3-6 and Table 3-7 below show the volumetric LNG flowrate (in m³/h) required to meet each gas export rate (in MMSCFD) for the two LNG compositions (Lean / Rich). The entire gas export rate is assumed to be provided for by liquid LNG and impact from recondensing of BOG is not considered. As the recondensing rate is < 8 t/h the impact to supplied LNG volume would be small. The BOG/vapor mass flow rate stated in the tables is required to replace the liquid LNG flow rate. It is calculated using the following formula:

$$\text{BOG mass flow rate} = \text{BOG density} * \text{vol. LNG flow rate}$$

It is assumed that the required BOG can be provided by natural boil-off; see also chapter 3.4 for further notes on this subject.

For lean BOG a density of 1.81 kg/m³ is used (0.275 barg and -130 °C). At the same conditions the density for rich BOG is 1.90 kg/m³. The BOG compositions are stated in FSRU & Regas Heat Material Balance (4485-MM-PR-900-002, rev 5), Table 3-1.

During loading of LNG from a visiting LNG carrier (ship-to-ship transfer) the vapor atmosphere in the FSRU cargo tanks is partly routed back to the LNG carrier and partly sent to the BOG Recondenser/consumed onboard. Vapor / BOG sent to the BOG Recondenser is not retained onboard the FSRU but exported to shore. It would therefore be incorrect to consider all BOG replacement (for LNG pumped to the regas module) as retainage. Only BOG returned to the visiting LNG carrier is considered as a contributor to LNG retainage for the FSRU as it is not exported to shore. Consumption onboard the FSRU (power generation and steam production) is already considered in other chapters.

The following is the calculation of the part of the BOG / vapor replacing LNG that is returned to the LNG carrier during ship-to-ship transfer:

The BOG flow rate (leaving the FSRU cargo tanks) which is equal to the nominal loading rate of 8,000 m³/h (entering the FSRU cargo tanks) at 0.275 barg and -130 °C is equal to:

$$\begin{aligned}\text{Lean LNG: } 8,000 \text{ m}^3/\text{h} * 1,81 \text{ kg/m}^3 &= 14,504 \text{ kg/h} \\ \text{Rich LNG: } 8,000 \text{ m}^3/\text{h} * 1,90 \text{ kg/m}^3 &= 15,232 \text{ kg/h}\end{aligned}$$

The amount of BOG returned to the visiting LNG carrier during LNG transfer is 9,416 kg/h for the lean case (FSRU & Regas Heat Material Balance, case 38) and 9,420 kg/h for the rich case (estimated / extrapolated based on other cases in the FSRU & Regas Heat Material Balance).

The corresponding ratio of tank atmosphere returned to the visiting LNGC to total tank atmosphere is:

$$\begin{aligned}\text{Lean LNG: } 9,416 \text{ kg/h} / 14,504 \text{ kg/h} &= 65\% \\ \text{Rich LNG: } 9,420 \text{ kg/h} / 15,232 \text{ kg/h} &= 62\%\end{aligned}$$

This means that 65% of the cargo tank atmosphere (Lean case, 62% for the rich case) are returned to the LNG carrier and contribute to LNG retainage. These percentages are applied to the BOG mass flow rate to calculate the retained LNG in Table 3-6 and Table 3-7 below:

Table 3-6: Lean BOG replacing exported LNG volume

Std. gas flow	Vol. flow rate	Mass flow rate	Retained
Lean LNG	Lean LNG	Lean BOG	LNG
MMSCFD	m ³ /h	kg/h	kg/h
50	95	173	112
100	191	346	224
265	505	916	595
530	1011	1832	1190
795	1516	2749	1784

Table 3-7: Rich BOG replacing exported LNG volume

Std. gas flow	Vol. flow rate	Mass flow rate	Retained
Rich LNG	Rich LNG	Rich BOG	LNG
MMSCFD	m ³ /h	kg/h	kg/h
50	99	180	111
100	198	359	222
265	525	952	589
530	1051	1905	1178
795	1576	2857	1767

3.4 *Note on BOR, BOG Surplus and Deficiency*

The vessel has a design boil-off rate (BOR) of 0.15 vol%/day, this is a guaranteed maximum rated when sailing in calm sea in warm climate (air temperature +45 °C, sea water temperature +32 °C) and with pure methane as cargo.

This is equal to $0.0015 \text{ d}^{-1} * 151,291 \text{ m}^3 * 425 \text{ kg/m}^3 = 96.5 \text{ t/d}$ (or 4,019 kg/h) BOG

Depending on environmental conditions (including sea motion) and LNG composition the BOR will likely be lower. The actual BOR will further decrease with decreasing liquid level in the cargo tanks.

Any BOG which is not required as fuel gas onboard shall normally be compressed, routed to the BOG Recondenser (part of regas plant) and exported to shore. The available recondensation rate is however dependent on the LNG throughput / gas export rate. Reference is made to the FSRU & Regas Heat Material Balance, Figure 6-8. For this figure a conservative BOR of 0.15 %/day is assumed, but it still gives an indication that the vessel BOR exceeds the sum of fuel gas demand and recondenser capacity for the 50 MMSCFD case. Starting at a regas rate of 100 MMSCFD the recondenser capacity is sufficient to export any excess BOG.

LNG has to be vaporized for the 530 and 795 MMSCFD case to meet the fuel gas demand in open loop. For closed loop operation LNG has to be vaporized for the 265 MMSCFD case as well. The shortfall of BOG can be compensated by running the forcing vaporizer or the LNG vaporizer in the cargo machinery room (none of them to be confused with the large high pressure LNG vaporizers which are part of the regas module). This would marginally increase the fuel gas consumption. Furthermore the volume of LNG vaporized needs to be replaced by an equal volume of BOG (similar to what is described in chapter 3.3), but it is assumed that this is compensated by increasing the LNG flowrate to the forcing vaporizer and is not discussed further in this report.

3.5 *Note on LNG Transfer (From Visiting LNG Carrier)*

During loading the situation described in chapter 3.4 changes. Vapor in the FSRU cargo tanks is displaced by liquid from a visiting LNG carrier, consequently large amounts of vapor must be "handled". Reference is made to the FSRU & Regas Heat Material Balance, Figure 6-3, which indicates that the amount of vapor (BOG) to be handled exceeds the FSRU's capacity not only for the 50 MMSCFD case, but also for the 100 MMSCFD case (assuming an LNG loading rate of 8,000 m³/h). This is true for operating in closed and open loop. Consequently, some BOG must be burnt in the GCU instead of being exported.

Loading (ship-to-ship transfer) will take:

$$\text{FSRU cargo tank capacity} / \text{transfer rate} = \text{transfer time} \\ 150,000 \text{ m}^3 / 8,000 \text{ m}^3/\text{h} = 18.75 \text{ h}$$

Ramp-up and ramp-down are not considered so this is an approximation. Loading time is short compared to the time between loading operations assuming a constant regas rate (assuming rich LNG and 100 MMSCFD, ref Table 3-7):

$$\text{FSRU cargo tank capacity} / \text{LNG regas rate} = \text{time} \\ 150,000 \text{ m}^3 / 198 \text{ m}^3/\text{h} = 758 \text{ h (or 32 days)}$$

Gas burning in the GCU during LNG loading is not considered in this report, because the loading time is short compared to overall FSRU operation. Another point is that the required recondensation rate cannot be met by recondenser and GCU combined for a gas send out rate of 50 MMSCFD (open and closed loop operation) and 100 MMSCFD (open loop operation). For these loading rates / gas send out rates the LNG carriers GCU must be utilized, or the loading rate has to be reduced, ref FSRU & Regas Heat Material Balance.

3.6 *Results*

In Table 3-8 to Table 3-11 the results are presented. The (rated) gas send-out rate in MMSCFD (first column) is converted to t/h (second column) using cases from the FSRU & Regas Heat Material Balance. Fuel gas consumption for power generation is taken from Table 3-2 for open loop- and Table 3-3 for closed loop operation.

The fuel gas type considered is also stated in Table 3-8 and Table 3-9. The assumption is that (naturally occurring) BOG generation is sufficient to provide for power generation and replacement of LNG pumped from the FSRU cargo tanks at send-out rates up to and including 265 MMSCFD and with one train in operation. At higher send-out rates/more trains in operation it is assumed that (naturally occurring) BOG generation can only provide for replacing LNG pumped from the FSRU cargo tanks, fuel gas for power generation then has to be provided from the forcing vaporizer. Hence, the fuel gas type considered is "LNG" instead of "BOG". The same fuel gas types are considered in Table 3-10 and Table 3-11, but not explicitly stated due to space constraints.

Retainage due to vapor return (STS) is taken from Table 3-6 and Table 3-7.

For operation in closed loop, the fuel gas consumption for steam production is taken from Table 3-5. It is assumed that all fuel gas for the steam boilers is provided by vaporized LNG.

Table 3-8: Open loop operation, lean LNG

Gas Send-out	Gas Send-out	Fuel Gas Consumption (Power Generation)	Fuel gas type	Retainage due to vapor return (STS)	GCU consumption	LNG retainage	Retainage
MMSCFD	t/h	kg/h	-	kg/h	kg/h	kg/h	-
50 (1 train)	40	1435	BOG	112	950	2497	6.2 %
100 (1 train)	80	1435	BOG	224	0	1659	2.1 %
265 (1 train)	213	1435	BOG	595	0	2030	1.0 %
265 (2 trains)	213	2350	LNG	595	0	2945	1.4 %
530 (2 trains)	425	2350	LNG	1190	0	3540	0.8 %
530 (3 trains)	425	2953	LNG	1190	0	4143	1.0 %
795 (3 trains)	637	2953	LNG	1784	0	4737	0.7 %

Table 3-9: Open loop operations, rich LNG

Gas Send-out	Gas Send-out	Fuel Gas Consumption (Power Generation)	Fuel gas type	Retainage due to vapor return (STS)	GCU consumption	LNG retainage	Retainage
MMSCFD	t/h	kg/h	-	kg/h	kg/h	kg/h	-
50 (1 train)	45	1625	BOG	111	770	2506	5.6 %
100 (1 train)	92	1625	BOG	222	0	1847	2.0 %
265 (1 train)	244	1625	BOG	589	0	2214	0.9 %
265 (2 trains)	244	2393	LNG	589	0	2982	1.2 %
530 (2 trains)	489	2393	LNG	1178	0	3571	0.7 %
530 (3 trains)	489	3007	LNG	1178	0	4185	0.9 %
795 (3 trains)	734	3007	LNG	1767	0	4774	0.7 %

Table 3-10: Closed loop operation, lean LNG

Gas Send-out	Gas Send-out	Fuel Gas Consumption (Power Generation)	Fuel Gas Consumption (Steam Boilers)	Retainage due to vapor return (STS)	GCU cons.	LNG retainage	Retainage
MMSCFD	t/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	-
50 (1 train)	40	1333	553	112	500	2498	6.2 %
100 (1 train)	80	1333	1297	224	0	2854	3.6 %
265 (1 train)	213	1333	3861	595	0	5789	2.7 %
265 (2 trains)	213	2247	1785	595	0	4627	2.2 %
530 (2 trains)	425	2247	3861	1190	0	7298	1.7 %
530 (3 trains)	425	2859	2449	1190	0	6498	1.5 %
795 (3 trains)	637	2859	3861	1784	0	8504	1.3 %

Table 3-11: Closed loop operation, rich LNG

Gas Send-out	Gas Send-out	Fuel Gas Consumption (Power Generation)	Fuel Gas Consumption (Steam Boilers)	Retainage due to vapor return (STS)	GCU cons.	LNG retainage	Retainage
MMSCFD	t/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	-
50 (1 train)	45	1510	563	111	300	2484	5.5 %
100 (1 train)	92	1510	1321	222	0	3053	3.3 %
265 (1 train)	244	1510	3932	589	0	6031	2.5 %
265 (2 trains)	244	2288	1818	589	0	4695	1.9 %
530 (2 trains)	489	2288	3932	1178	0	7398	1.5 %
530 (3 trains)	489	2912	2494	1178	0	6584	1.3 %
795 (3 trains)	734	2912	3932	1767	0	8611	1.2 %

Note on the Fuel Gas Consumption for Steam Production

50, 100 and 265 MMSCFD (1 train) case are taken directly from chapter 3.2. Fuel consumption for steam production is interpolated for 265 MMSCFD (2 trains) (where 1 train is in closed loop operation at 50% load) and 530 MMSCFD (3 trains) (where 1 train is in closed loop operation at 67% load).

Note on the use of the FSRU's GCU

Reference is made to the FSRU & Regas Heat Material Balance, Figure 6-8, and chapter 3.4 in this memo. For gas send-out rates of 100 MMSCFD and above the BOG Recondenser is expected to have sufficient capacity to handle excess BOG. Running the FSRU's GCU is therefore only specified for the 50 MMSCFD send-out case.

GCU consumption will depend on the FSRU's boil-off rate which in turn depends on environmental conditions and filling levels in the FSRU cargo tanks. Depending on cargo tank filling levels and daily variations of the gas send-out rate it may be possible to accumulate BOG in the cargo tanks when gas send-out is low (causing the pressure in cargo tanks to increase). When send-out rates are higher and the BOG Recondenser capacity increases the cargo tank pressure can be lowered again. To account for some of these factors the GCU flowrate is adjusted to give a retainage of ~2,500 kg/h on average over time, instead of using the FSRU's design/guarantee BOR of ~4 t/h which includes some margins.

Note on the Number of Regas Trains in Operation

A gas send-out rate of 265 MMSCFD can be provided by running one regas train at rated capacity, but this would leave no room for further increase in send-out. The operators onboard will have to decide on the number of regas trains in operation. 265 MMSCFD (for example) can also be provided by operation of two regas trains at part load. This affects the fuel gas consumption for power generation which is dependent on the number of trains in operation rather than on the load per regas train. Fuel gas consumption for steam production would also be affected as it depends on the load of the regas train in closed loop operation. To illustrate this, two cases (265 (2 trains) and 530 (3 trains)) have been added to Table 3-8 to Table 3-11.

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 24 Ιανουαρίου 2024

Ο Αντιπρόεδρος του Κλάδου

ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΦΟΥΡΛΑΡΗΣ