

Προς
Το
ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
Regulatory Authority for Energy
Πειραιώς 132
132 Piraeus Str
11854 Αθήνα
11854 Athens

Αθήνα, 18/1/2022
Athens, 18/1/2022
Αρ. Πρωτ.: 139299
Prot. Nr: 139299

Υπόψη: Αν. Καθ. Αθανασίου Δαγούμα, Προέδρου
Att: As.Prof. Athanassios Dagoumas, President

Θέμα: Προσομοιώσεις υδραυλικής συμπεριφοράς του ΕΣΜΦΑ ενόψει των νέων έργων ΑΣΦΑ και οι σχετικές αναλύσεις κόστους-οφέλους

Subject: Hydraulic simulations of NNGTS in view of the new INGS and the relevant CBA studies

Συν. 1: Έκθεση του ΔΕΣΦΑ με θέμα «Simulations of the Greek National Natural Gas Transmission System (NNGTS) to evaluate the impact in terms of new investments following requests of connection to new independent natural gas transmission Systems (INGTS)»
Συν. 2: Μελέτη FTI “Economic Assessment of South Kavala Investment”

Att. 1: DESFA Report on "Simulations of the Greek National Natural Gas Transmission System (NNGTS) to evaluate the impact in terms of new investments requests of connection to new independent natural gas transmission systems (INGTS)"
Att. 2: FTI Study “Economic Assessment of South Kavala Investment”

Σχετικά: (1) Επιστολή ΡΑΕ Ο-83808, 2.9.2020 με θέμα
«Προσομοιώσεις υδραυλικής συμπεριφοράς του ΕΣΜΦΑ ενόψει νέων έργων ΕΣΦΑ»

(2) Έκθεση του ΔΕΣΦΑ με θέμα «Simulations of the Greek National Natural Gas Transmission System (NNGTS) to evaluate the impact in terms of new investments following requests of connection to new independent natural gas transmission Systems (INGTS)» (αριθ. Πρωτ. ΡΑΕ Ι- 292066/25.11.2020)

Ref: (1) Letter RAE O-83808/2.9.2020 on "Simulations of hydraulic behavior of NNGTS in view of new NNGS projects"

(2) DESFA Report on "Simulations of the Greek National Natural Gas Transmission System (NNGTS) to evaluate the impact in terms of new investments requests of connection to new independent natural gas transmission systems (INGTS)" (No. Prot. RAE I-292066/25.11.2020)

Αξιότιμε κ. Πρόεδρε,

Με την από 2.9.2020 επιστολή της (Σχετικό 1) η Αρχή ζήτησε από το ΔΕΣΦΑ τη διενέργεια μελέτης υδραυλικής προσομοίωσης, με σκοπό την εκτίμηση της μέγιστης διαθέσιμης δυναμικότητας του ΕΣΦΑ, για τη διασύνδεση του πλωτού τερματικού σταθμού ΥΦΑ (FSRU) Αλεξανδρούπολης της εταιρίας Gastrade, του αντίστοιχου σταθμού στους Αγίους Θεοδώρους Κορινθίας της εταιρίας Dioryga Gas, καθώς και της υπόγειας αποθήκης της Νότιας Καβάλας, είτε ανεξαρτήτως, είτε σε οποιονδήποτε συνδυασμό αυτών. Επιπλέον, ζητήθηκε από την

Αρχή η εκτίμηση των έργων ενίσχυσης του ΕΣΦΑ, τα οποία θα απαιτούνταν για την κατανομή στις υποδομές αυτές της πλήρους δυναμικότητας που έχουν αιτηθεί οι διαχειριστές τους. Κατά την υπόδειξη της ΡΑΕ, ως υφιστάμενο Σύστημα θεωρείται το ΕΣΜΦΑ εν λειτουργία, εάν ληφθούν υπόψη τα προβλεπόμενα έργα του 10ετους Προγράμματος Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2020-29 (Απόφαση ΡΑΕ 755/202, ΦΕΚ Β' 1746) καθώς και οι αγωγοί ΤΑΡ και ΙGB με τις ισχύουσες τεχνικές προδιαγραφές λειτουργίας τους.

Επιπροσθέτως, η ΡΑΕ ζήτησε, μετά το πέρας της μελέτης προσομοίωσης, να εκπονηθεί από τον ΔΕΣΦΑ, σε συνεργασία με την Αρχή, «...μελέτη κόστους-οφέλους, προκειμένου να αποτιμηθεί η αναγκαιότητα και το όφελος πραγματοποίησης των έργων ενίσχυσης που θα έχουν προκύψει από την υδραυλική προσομοίωση του συστήματος έναντι του κόστους που θα επιβαρύνει τους Έλληνες καταναλωτές».

Για το σκοπό αυτό, ο ΔΕΣΦΑ προχώρησε στην εκπόνηση της σχετικής μελέτης υδραυλικής προσομοίωσης, η οποία εστάλη στη ΡΑΕ το Νοέμβριο του 2020 (Σχετικό 2), επί της οποίας ακολούθησε εκτενής συζήτηση μεταξύ ΡΑΕ και ΔΕΣΦΑ. Η συγκεκριμένη μελέτη συμπεριλαμβάνεται στο Συν.1 του παρόντος.

Εν συνεχεία, ο ΔΕΣΦΑ προχώρησε στην εκπόνηση της σχετικής μελέτης κόστους-οφέλους, κατά τα ως άνω, με την ανάθεση του συγκεκριμένου έργου, μετά από σχετική διαγωνιστική διαδικασία μεταξύ συμβουλευτικών οργανισμών εγνωσμένου κύρους, σε διεθνή οίκο με μεγάλη εμπειρία σε σχετικές μελέτες και αναλύσεις. Καθώς κατά τη διάρκεια της όλης διαδικασίας προέκυψε η επιτακτική ανάγκη συνεκτίμησης κόστους-οφέλους για την ανάπτυξη της υπόγειας αποθήκης σε συνδυασμό με την σχετιζόμενη με αυτή αναβάθμιση του ΕΣΜΦΑ, η συγκεκριμένη μελέτη επεκτάθηκε ώστε να συμπεριλαμβάνει και τα εκτιμώμενα κόστη και οφέλη από τη λειτουργία της εν λόγω υποδομής, σε συνδυασμό με τα σχετικά σενάρια αναβάθμισης του ΕΣΜΦΑ. Η σχετική μελέτη του έργου συμπεριλαμβάνεται στο Συν. 2 του παρόντος.

Συνοπτικά, τα συμπεράσματα των παραπάνω μελετών, μπορούν να παρουσιαστούν ως ακολούθως:

1. Μελέτη Προσομοίωσης Συστήματος

Η υφιστάμενη μέγιστη δυναμικότητα του ΕΣΜΦΑ για την εξυπηρέτηση των δύο πλωτών τερματικών σταθμών ΥΦΑ, είναι εκείνη η οποία έχει ήδη προσφερθεί στους αντίστοιχους κατόχους των σχετικών υποδομών, όπως έχει αποτυπωθεί τόσο στις αντίστοιχες συμβάσεις δέσμευσης μελλοντικής δυναμικότητας (ARCA), όσο και στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2021-2030, ήτοι:

GASTRADE FSRU:

- [Redacted]

DIORYGA GAS:

- [Redacted]

• [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

ΥΑΦΑ ΝΟΤΙΑΣ ΚΑΒΑΛΑΣ: υπό τις υφιστάμενες συνθήκες, δεν υπάρχει διαθέσιμη αδιάλειπτη δυναμικότητα στο ΕΣΜΦΑ για την ικανοποίηση εγχύσεων και απολήψεων φυσικού αερίου προς και από την εν λόγω υποδομή.

Για τον υπολογισμό των ενισχύσεων του ΕΣΜΦΑ οι οποίες θα απαιτούντο για την κατανομή στις υποδομές αυτές της πλήρους δυναμικότητάς τους, όπως ζητήθηκε, χρησιμοποιήθηκαν οι ακόλουθες τιμές.

GASTRADE FSRU: Δυναμικότητα Εισόδου 21,6 mil. Nm³/d, εκ των οποίων:

- [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

DIORYGA GAS FSRU: Δυναμικότητα Εισόδου 11,76 εκ. Nm³/d

ΥΑΦΑ ΝΟΤΙΑΣ ΚΑΒΑΛΑΣ: Καθώς δεν έχει υπάρξει επίσημο αίτημα προς το ΔΕΣΦΑ από κάποιον για την υποδομή αυτή, χρησιμοποιήθηκαν οι ακόλουθες τιμές:

- Κύκλος λειτουργίας υψηλών δυναμικοτήτων (σύμφωνα με το διαγωνισμό του ΤΑΙΠΕΔ¹: **έγχυση** 7 εκ. Nm³/d, **απόληψη** 9 εκ. Nm³/d
- Κύκλος λειτουργίας χαμηλών δυναμικοτήτων (σύμφωνα με την επιστολή της ΡΑΕ (Σχετικό 1): **έγχυση** 5 εκ. Nm³/d, **απόληψη** 4 εκ. Nm³/d

Όπως ζητήθηκε, αναλύθηκαν όλα τα δυνατά σενάρια συνδυασμένης λειτουργίας των τριών ως άνω υποδομών (συνολικά 9 σενάρια), με πλήθος εναλλακτικών λύσεων, όσον αφορά στον τρόπο επίτευξης του ζητούμενου από τη ΡΑΕ, δηλαδή της πλήρους ικανοποίησης από το ΕΣΦΑ των ως άνω μέγιστων δυναμικοτήτων. Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται αναλυτικά στο Συν. 1, ενώ το εύρος του κόστους και οι σχετικές απαιτούμενες υποδομές ανά θεωρούμενο σενάριο βρίσκονται στις σελίδες 37 επί του ίδιου Συνημμένου.

Αξίζει να σημειωθεί, ότι παρά το γεγονός ότι στη μελέτη της υδραυλικής προσομοίωσης δεν αναλύθηκαν περιπτώσεις άλλων υποδομών πέραν εκείνων που ζητήθηκαν ονομαστικά από τη ΡΑΕ, η διαπίστωσή μας ήταν ότι οι εξεταζόμενες αναβαθμίσεις για κάποια ή κάποιες από τις συγκεκριμένες υποδομές θα ήταν δυνατό να εξυπηρετήσουν και τυχόν αιτήματα νέας δυναμικότητας για άλλες, διασυνδεδεμένες με το ΕΣΦΑ, υποδομές. Επί παραδείγματι,

¹ [Πρόσκληση Υποβολής Εκδήλωσης Ενδιαφέροντος για την Ανάθεση Σύμβασης Παραχώρησης της Χρήσης, Ανάπτυξης και Εκμετάλλευσης του Υπόγειου Φυσικού Χώρου του Κοιτάσματος Φυσικού Αερίου “Νότια Καβάλα” ως Χώρου Αποθήκευσης Φυσικού Αερίου – ΤΑΙΠΕΔ \(hradf.com\)](#)

υποδομές οι οποίες θα παρείχαν δυναμικότητα έγχυσης ή απόληψης στην ΥΑΦΑ Νότιας Καβάλας, θα μπορούσαν, ίσως με μικρή περαιτέρω επαύξηση ή συνδυασμό με άλλες επενδύσεις, να εξυπηρετήσουν νέα δυναμικότητα προς στον αγωγό IGB ή και προς και από τον αγωγό TAP.

2. Ανάλυση Κόστους - Οφέλους

Όπως ήδη αναφέρθηκε, η μελέτη κόστους-οφέλους αρχικά εστιάστηκε στην εξέταση των σεναρίων υποδομών της μελέτης προσομοίωσης, χωρίς να λαμβάνει υπόψη καθόλου την επίπτωση των υποδομών αυτών στην ανάλυση κόστους-οφέλους των διασυνδεδεμένων με το ΕΣΦΑ υποδομών. Στη συνέχεια όμως, ειδικά για την υπόγεια αποθήκη της Νότιας Καβάλας, ζητήθηκε η συνδυασμένη ανάλυση κόστους οφέλους της συγκεκριμένης υποδομής και της αναβάθμισης του ΕΣΦΑ η οποία απαιτείται για την εξυπηρέτηση της υπόγειας αποθήκης στο μέγιστο της δυναμικότητας λειτουργίας της, δηλαδή στον κύκλο λειτουργίας υψηλών δυναμικότητων, ήτοι με δυναμικότητα έγχυσης 7,5 εκ. Nm³/d και απόληψης 9 εκ. Nm³/d. Για το σκοπό αυτό, ελήφθησαν υπόψη δύο σενάρια επαύξησης υποδομών του ΕΣΦΑ, ένα το οποίο καλύπτει το σύνολο των υποδομών της μελέτης προσομοίωσης, ονομαστικού εκτιμώμενου κόστους επαύξησης 750 εκ. Ευρώ και ένα το οποίο καλύπτει αποκλειστικά και μόνο την επαύξηση του ΕΣΦΑ για την εξυπηρέτηση μόνο του κύκλου λειτουργίας υψηλών δυναμικότητων της υπόγειας αποθήκης, ονομαστικού εκτιμώμενου κόστους επαύξησης 422 εκ. Ευρώ². Η μελέτη αυτή αποτελεί το περιεχόμενο του Συν.2.

Για την μελέτη κόστους οφέλους χρησιμοποιήθηκε, κατά τα πρότυπα της σχετικής μεθοδολογίας του ENTSG³, προσομοίωση αγοράς, η οποία περιλάμβανε το σύνολο των δικτύων ηλεκτρισμού και φυσικού αερίου της Ελλάδος και της ΕΕ, καθώς και των γειτονικών προς την Ελλάδα χωρών εκτός ΕΕ. Για την Ελλάδα, υπήρξε πολύ αναλυτική προσομοίωση του ΕΣΦΑ, ώστε να καταστεί δυνατή η εκτίμηση της επίπτωσης της επαύξησης των επιμέρους υποδομών, όπως αυτή προέκυψε από τη μελέτη υδραυλικής προσομοίωσης, καθώς και αναλυτική προσομοίωση όλων των διασυνδεδεμένων με το ΕΣΦΑ υποδομών, όπως αυτές περιέχονται στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2021-2030. Το βασικό σενάριο υποδομών της μελέτης περιελάμβανε τους πλωτούς τερματικούς σταθμούς της Gastrade και της Dioryga Gas, με δυναμικότητες εκείνες που περιλαμβάνονται στις αντίστοιχες συμβάσεις μελλοντικής δυναμικότητας (ARCA), ενώ στα σενάρια επαυξημένης δυναμικότητας υποδομών, η δυναμικότητα όλων των διασυνδεδεμένων με το ΕΣΦΑ υποδομών της μελέτης είχε τεθεί ώστε να μπορεί εξυπηρετεί τη μέγιστη δυναμικότητα των σχετικών υποδομών, όπως παρουσιάστηκε ανωτέρω. Η ανάλυση των σεναρίων περιγράφεται στη μελέτη του Συν.2.

Αξίζει να σημειωθεί ότι χωρίς επαύξηση του ΕΣΦΑ, δεν μπορεί να διατεθεί αδιάλειπτη δυναμικότητα στην υπόγεια αποθήκη Ν. Καβάλας, καθώς η υφιστάμενη δυναμικότητα του ΕΣΦΑ, ιδιαίτερα του κλάδου 24" Καρπερή-Κομοτηνή, δεν επαρκεί ούτε για την έγχυση, ούτε για την απόληψη ποσοτήτων προς και από την αποθήκη, ιδιαίτερα κατά τις περιόδους όπου αυτή χρειάζεται περισσότερο (δηλαδή στις αιχμές λειτουργίας του ΕΣΦΑ), όπου μεγιστοποιούνται οι ροές από τα υπόλοιπα σημεία εισόδου/εξόδου του ΕΣΦΑ.

Σε παρόμοιο συμπέρασμα καταλήγει κανείς και στην περίπτωση που εξετάζεται μόνο η επαύξηση δυναμικότητας μέρους ή όλου του κλάδου Καρπερή-Κομοτηνή (επί παραδείγματι μέσω διπλασιασμού του κλάδου). Η περιορισμένη δυνατότητα διακίνησης ποσοτήτων

² Το κόστος δεν περιλαμβάνει το κόστος ανάπτυξης της υπόγειας αποθήκης.

³ [Identifier DocCode CreationDateYMMMDD DocType Content Version \(entsog.eu\)](https://www.entsog.eu/Identifier/DocCode/CreationDate/YMMMDD/DocType/Content/Version)

αερίου στον κλάδο Βορρά-Νότου καθιστά αδύνατη την διάθεση αδιάλειπτης δυναμικότητας απόληψης από/ την υπόγεια αποθήκη, χωρίς την απαραίτητη ενίσχυση τ του κλάδου Νέα Μεσημβρία- Πάτημα (Βορρά-Νότου).

Για το λόγο αυτό, τέτοιες περιπτώσεις δεν ελήφθησαν υπόψη στην ανάλυση κόστους-οφέλους, καθώς ισοδυναμούν με πολύ περιορισμένη ή και μηδενική διαθεσιμότητα της υπόγειας αποθήκης στην αγορά, άρα σε μηδενικό όφελος από αυτή.

Τα σημαντικότερα αποτελέσματα της μελέτης συνοψίζονται ως εξής:

- i. Η ύπαρξη της υπόγειας αποθήκης οδηγεί, σε κάθε περίπτωση, σε σημαντικά οφέλη, τόσο για τους καταναλωτές αερίου, όσο και για τους καταναλωτές ηλεκτρισμού. Όσο μεγαλύτερη είναι η δυναμικότητα έγχυσης και απόληψης της αποθήκης, τόσο υψηλότερα είναι τα άμεσα και έμμεσα οφέλη για την αγορά ενέργειας,
- ii. Όπως καταδεικνύουν τα σενάρια προσομοίωσης της Ευρωπαϊκής αγοράς ενέργειας που χρησιμοποιήθηκαν, η επαύξηση της δυναμικότητας των υποδομών του ΕΣΦΑ δεν οδηγεί σε σημαντική επαύξηση των ροών μέσω του ΕΣΦΑ. Ως εκ τούτου, χωρίς την ύπαρξη της υπόγειας αποθήκης, τα οφέλη από την επαύξηση των υποδομών αυτών δεν υπερκαλύπτουν τα κόστη της επαύξησης,
- iii. Τα οφέλη από τη συνδυασμένη ύπαρξη και λειτουργία της υπόγειας αποθήκης της Νότιας Καβάλας και της επαύξησης της δυναμικότητας του ΕΣΦΑ, ώστε αυτή να καλύπτει μόνο τον κύκλο λειτουργίας υψηλών δυναμικοτήτων της υπόγειας αποθήκης (κόστος 422 εκ. Ευρώ), υπερκαλύπτουν το συνδυασμένο κόστος ανάπτυξης και λειτουργίας τόσο της υπόγειας αποθήκης, όσο και της επαύξησης δυναμικότητας του ΕΣΦΑ, οδηγώντας σε απολύτως θετικό αποτέλεσμα σύγκρισης κόστους-οφέλους, ακόμη και με την πλέον συντηρητική προσέγγιση σεναρίων αγοράς.
- iv. Αντιθέτως, τα οφέλη από τη συνδυασμένη ύπαρξη και λειτουργία της υπόγειας αποθήκης και της επαυξημένης δυναμικότητας του ΕΣΦΑ, όταν η τελευταία κατασκευαστεί για να καλύπτει όλες τις υπό διασύνδεση υποδομές της μελέτης (κόστος 750 εκ. Ευρώ) υπολείπονται του αντίστοιχου συνολικού κόστους ανάπτυξης και λειτουργίας υπόγειας αποθήκης και επαύξησης δυναμικότητας του ΕΣΦΑ. Εντούτοις, στην περίπτωση αυτή, εάν υπήρχε η δυνατότητα το, υπερβάλλον του οφέλους, κόστος των απαιτούμενων υποδομών να καλυφθεί από πιθανούς ενδιαφερόμενους υφιστάμενους ή μελλοντικούς χρήστες του ΕΣΦΑ, για την τροφοδοσία καταναλωτών εντός ή και εκτός Ελλάδος, τότε θα μπορούσε και στην περίπτωση αυτή, η σύγκριση οφέλους προς κόστος να καταστεί επίσης θετική. Θεωρούμε ότι, με τον τρόπο αυτό, θα μπορούσε να υπάρξει εκμετάλλευση του γεγονότος πιθανής επαύξησης της δυναμικότητας του ΕΣΦΑ για την ανάπτυξη της υπόγειας αποθήκης της Νότιας Καβάλας για την ταυτόχρονη εξυπηρέτηση υπό εκκώλυση επιχειρηματικών σχεδίων, με κόστος σημαντικά χαμηλότερο για τους ενδιαφερόμενους από εκείνο που θα απαιτείτο εάν δεν υπήρχε η επαύξηση για την υπόγεια αποθήκη.

Λαμβάνοντας υπόψη τα ανωτέρω, οι προτάσεις μας έχουν ως ακολούθως:

- i. Να συμπεριληφθεί η επαύξηση της δυναμικότητας του ΕΣΦΑ, εκτιμώμενου κόστους 422 εκ. Ευρώ, όπως περιγράφεται ανωτέρω, στο Σχέδιο Προγράμματος Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ, **υπό τη συνθήκη της πρότερης λήψης οριστικής επενδυτικής απόφασης για την ανάπτυξη της υπόγειας αποθήκης της Νότιας Καβάλας.** Η εκτιμώμενη

επίπτωση στο μεσοσταθμικό κόστος χρήσης του ΕΣΦΑ⁴ από αυτή την επαύξηση ανέρχεται σε περίπου 0,3 €/MWh, επί ενός μεσοσταθμικού κόστους χρήσης χωρίς την επαύξηση ίσο με 2,1 €/MWh⁵.

- ii. Με δεδομένη την ένταξη της επαύξησης του ΕΣΦΑ για την εξυπηρέτηση της υπόγειας αποθήκης της Νοτίου Καβάλας στο Σχέδιο Προγράμματος Ανάπτυξης, να εκτιμηθεί η σκοπιμότητα διερεύνησης του ενδιαφέροντος της αγοράς για ανάπτυξη δυναμικότητας ΕΣΦΑ πέραν εκείνης η οποία απαιτείται για την εξυπηρέτηση της υπόγειας αποθήκης, ώστε να υπάρξουν οι σχετικές οικονομίες κλίμακας που θα μπορούσαν να προκύψουν από την ύπαρξη της σχετικής υποδομής για την υπόγεια αποθήκη. Για το σκοπό αυτό, θα μπορούσαν να εφαρμοστούν, κατ' αναλογία, οι αρχές του ενωσιακού και ελληνικού ρυθμιστικού πλαισίου, καθώς και η εμπειρία αντίστοιχων διαδικασιών από άλλες σχετικές διαδικασίες. Στην περίπτωση αυτή, ο ΔΕΣΦΑ θα μπορούσε να επανέλθει με πιο συγκεκριμένη πρόταση σχετικά με τη διαδικασία και τις κατευθυντήριες γραμμές για τη διενέργεια μίας τέτοιας έρευνας αγοράς.

Παραμένουμε στη διάθεσή σας για κάθε περαιτέρω συνεργασία επί του θέματος.

Dear Mr. Chairman

By letter dated 2.9.2020 (Relative 1), the Authority requested DESFA to carry out a hydraulic simulation study to assess the maximum available capacity of the existing NGTS for interconnecting the proposed projects of floating LNG terminal (FSRU) of Alexandroupolis of the company Gastrade, the corresponding station inn Aghioi Theodoroi, Corinth, of Dioryga Gas, as well as the UGS South Kavala, either independently or in any combination of them. In addition, the Authority asked DESFA to assess any capacity upgrades that would be required for NGTS to accommodate the full capacity requested by the sponsors of the above infrastructures. According to request of RAE, for the purpose of the above referred simulation, the existing System consists of NGTS in operation, taking into account the projects foreseen under the 10th TYDP 2020-29 (RAE Decision 755/202, FEK B' 1746) as well as the TAP and IGB pipelines with their applicable technical specifications.

In addition, RAE requested, at the end of the simulation study, that DESFA, in cooperation with the Authority, carries out a cost-benefit analysis to assess the benefits of the expansion projects that will have been identified by the hydraulic simulation of the system against the costs incurred by Greek consumers.

To this end, DESFA carried out the relevant hydraulic simulation study, which was sent to RAE in November 2020 (Relative 2), followed by a comprehensive discussion between RAE and DESFA. This study is included as Att.1 to this report.

Subsequently, DESFA carried out the relevant CBA, in this respect, by assigning the project in question to an international renown independent expert with substantial experience in relevant cost benefit studies and analyses, following a competitive procedure among

⁴ Ως μεσοσταθμικό κόστος χρήσης του ΕΣΦΑ στην παρούσα προσέγγιση ορίζεται το ηθικό NPV(απαιτούμενου εσόδου)/NPV(διακινούμενων όγκων)

⁵ Όπου ως μεσοσταθμικό κόστος χρήσης του ΕΣΦΑ νοείται ο λόγος της Καθαρής Παρούσας Αξίας των Ετήσιων Επιτρεπομένων Εσόδων προς την Καθαρή Παρούσα Αξία της εκτιμώμενης ετήσιας εγχώριας ζήτησης και εξαγωγών την ίδια περίοδο.

reputable consulting firms. In the course of the study, the need to perform a combined CBA assessment of the UGS South Kavala, together with the corresponding NGTS infrastructures upgrade necessary for the operation of the UGS, emerged. Therefore, the CBA study was extended to include the estimated costs and benefits of the operation of the UGS, together with the corresponding NGTS upgrade. The relevant project study is included as Att. 2 to this letter.

The conclusions of the above studies can be summarized as follows:

1. Hydraulic Simulation Study

As the maximum capacity of the existing NGTS for the two floating LNG terminals, the one which has already been offered by DESFA to the respective sponsors of the relevant infrastructure, as reflected both in the respective ARCAs and in the TYDP 2021-2030, was considered, i.e.:

GASTRADE FSRU:

- [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

DIORYGA GAS:

- [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

UGS South Kavala: under the existing conditions, there is no firm capacity available in the NGTS to accommodate gas injections and withdrawals to and from that infrastructure.

In calculating the NGTS upgrades that would be required to allocate to these infrastructures their full capacity their sponsors have requested, the following values were used.

GASTRADE FSRU: Input Capacity 21,6 mil. Nm³/d, of which:

- [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

DIORYGA GAS FSRU: Input Capacity 11.76 million Nm³/d

UGS South Kavala: As there has been no formal request for capacity to NGTS from anyone for this infrastructure, the following values have been used:

- High capacity operating cycle (according to the TAIPED tender): injection 7 million Nm³/d, withdrawal 9 million Nm³/d

- Low capacity operating cycle (according to RAE letter, Relative 1: injection 5 million Nm³/d, withdrawal 4 million Nm³/d)

As requested, all possible scenarios for the combined operation of the three infrastructures mentioned above (total of 9 scenarios) were analyzed, with a number of alternative upgrade combinations, with the view to achieve what RAE has requested, i.e. NGTS to be able to fulfil the maximum firm capacity requested by the sponsors of the connected infrastructures. The results are detailed in Att. 1, while the cost range and the infrastructure required for each scenario, as well as the corresponding elements of the upgrade considered are listed on pages 37 et seq. of the same Attachment.

It is worth noting that, even though no infrastructure other than those requested by RAE were considered in the hydraulic simulation study, our finding was that the upgrades envisaged for some of the infrastructure concerned could also serve some new capacity requests for other infrastructure interconnected to NGTS. For example, infrastructure that would provide injection or withdrawal capacity to the South Kavala UGS, could, with a limited capacity increase or in combination with other investments, serve new capacity from the NNGTS to the IGB pipeline or to and from the TAP pipeline.

2. Cost-Benefit Analysis

As already mentioned, the CBA study initially focused on the examination of the infrastructure scenarios of the simulation study, without taking into account any impact of these system upgrades on the costs and benefits of the projects connected with the NGTS, i.e. the two FSRUs and South Kavala. However, as the study progressed, we were requested to perform a combined CBA, for the South Kavala underground storage and the NGTS upgrade that was required to serve the maximum (i.e. the High Capacity Operating Cycle above) injection and withdrawal capacity of the South Kavala UGS. For this purpose, two scenarios of NGTS upgrades were considered, one covering all the infrastructure of the simulation study (i.e. both the FSRUs and the UGS), with a nominal estimated incremental cost of 750 million Euro and one which only covers only the needs of the incremental NGTS capacity needed for the High Capacity Operating Cycle of the underground storage, with a nominal estimated incremental cost of 422 million Euro. This study is the content of Att.2.

The cost-benefit study used, in line with the relevant ENTSOG methodology, market simulation, which included all the electricity and gas networks of Greece and the EU, as well as those of countries neighboring Greece. For Greece, there was a very detailed simulation of the NGTS to allow an assessment of the impact of the expansion of the individual infrastructure, as derived from the hydraulic simulation study, as well as a detailed simulation of all NGTS-connected infrastructure as included in the TYDP 2020-2029. The basic infrastructure scenario of the study included the floating terminals of Gastrade and Dioryga gas, with capacities included in the approved Development Program, while in the scenarios of increased infrastructure capacity, the capacity of all the NGTS-connected infrastructure of the study was set to serve the maximum capacity of the relevant infrastructure, as described above. The analysis of the scenarios is described in the study in Att.2.

It is worth noting that without an upgrade of the NGTS, there can only be interruptible NGTS capacity available for the operation of the UGS South Kavala, since the existing capacity of the NGTS, in particular of the 24" Karperi-Komotini branch, is not sufficient for either the injection or the withdrawal of gas quantities to and from the storage, especially during periods

where the storage is needed most (i.e. at the NGTS peaks of demand), when flows from Entry and to Exit points are maximized.

A similar conclusion can be drawn if only the capacity increase of part or all of the Karperi-Komotini section (for example by doubling the pipeline of the section) is considered. The congestion in the North-South branch makes the provision of firm withdrawal capacity from the underground storage impossible without the upgrade of the Nea Messimvria- Patima branch (North-to-South).

For this reason, such cases have not been taken into account in the cost-benefit analysis, as they amount to very limited or no availability of the underground storage in the market, thus to no benefit from it.

The main results of the CBA study can be summarized as follows:

- i. The existence of the underground storage leads, in any event, to considerable benefits for both gas consumers and electricity consumers. The bigger the storage injection and withdrawal capacity, the bigger the direct and indirect benefits for the energy market,
- ii. All EU market simulations performed show that the increase in capacity of the NGTS infrastructure does not lead to a significant increase in flows through the NGTS. Therefore, without the existence of the underground storage, the benefits of the increase capacity of these infrastructure do not exceed the relative costs of the associated projects,
- iii. The benefits of the combined existence and operation of the South Kavala underground storage and the incremental capacity of the NGTS, so that it only covers the high-capacity operating cycle of the underground storage (cost 422 million Euros), outweigh the combined costs of developing and operating both the underground storage and the incremental capacity of the NGTS, leading to an entirely positive cost-benefit comparison, even with the most conservative approach of market scenarios
- iv. On the contrary, the benefits of the combined development and operation of the underground storage and the increased capacity of the NGTS, when the latter is constructed to cover all the interconnected infrastructures considered in the study i.e. the underground gas storage and the two Floating Regassification Units (with a total cost of 750 million Euro) are lower than the corresponding combined costs. However, in this case, it would be possible to cover the difference between the benefits and the costs, if part of the required cost for the development and operation of the corresponding NGTS upgrade were to be covered by potentially interested, existing or future, Users of the NGTS, for additional domestic or cross-border gas flows, not necessarily linked to the storage. In such a case, the construction of the upgrade of the NGTS to accommodate the development of the South Kavala UGS could be exploited to reduce the incremental costs that would be required to accommodate the needs of the Users that would need additional capacity not linked to the storage facility.

In view of the above, our proposals are as follows:

- i. Include the upgrade of the capacity of the NGTS, estimated at EUR 422 million Euro, as described above, in the TYDP of ESFA, under the condition that the prior existence of a final investment decision for the development of the South Kavala underground storage. The estimated impact of this upgrade on the levelized tariffs of the NGTS will be to increase their

estimated level of approximately 2,1€/MWh without the upgrade to 2,4€/MWh with the upgrade⁶.

ii. Following the inclusion of the aforementioned upgrade into the TYDP, assess the feasibility of exploring the market interest in developing NGTS capacity beyond that required for the accommodation of the underground storage, with the view exploit the economies of scale that could result from the parallel development of infrastructure projects under (i) above as necessary for underground storage. To this end, the principles of the EU and Greek regulatory framework, as well as the experience gained from other corresponding procedures, could be applied mutatis mutandis. In this case, DESFA could revert with a more specific proposal concerning the procedure and guidelines for conducting such a market investigation.

We remain at your disposal for any further cooperation on this matter.

Με εκτίμηση

Yours sincerely

Maria Rita Galli

Ανώτατος Εκτελεστικός Διευθυντής

Chief Executive Officer

⁶ Where the levelized tariff is calculated as the NPV of the allowed revenues over the NPV of the forecasted domestic demand and exports during the same period