

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

Αθήνα, 11/4/2022
Athens, 11/4/2022
Αρ. Πρωτ.: 140514
Prot. Nr: 140514

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

Θέμα: Σχόλια ΔΕΣΦΑ στη δημόσια διαβούλευση της ΡΑΕ επί α) της εισήγησης του ΔΕΣΦΑ για το Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ 2022-2031 και β) του Πλαισίου Κανονισμού Τιμολόγησης για την Υπόγεια Αποθήκη της Νότιας Καβάλας

Subject: DESFA comments on RAE public consultation for a) DESFA's recommendation for the NNGS Development Plan 2022-2031 and b) the Tariff Regulation Framework for the Underground Storage of South Kavala

Παράρτημα : «Economic Assessment of South Kavala Investment, update March 2022»

Annex : «Economic Assessment of South Kavala Investment, update March 2022»

Αξιότιμε κ. Πρόεδρε,

Σε απάντηση της δημόσιας διαβούλευσης της ΡΑΕ στις 28.2.2022 επί α) της εισήγησης του ΔΕΣΦΑ για το Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ 2022-2031 και β) του Πλαισίου Κανονισμού Τιμολόγησης για την Υπόγεια Αποθήκη της Νότιας Καβάλας (εφεξής "Σχέδιο Απόφασης"), ο ΔΕΣΦΑ είναι στην ευχάριστη θέση να υποβάλει τις απόψεις του, επί των σημείων των εγγράφων, που αναφέρονται στην Υπόγεια Αποθήκη της Νότιας Καβάλας, υπό την ιδιότητά του ως Διαχειριστή του ΕΣΦΑ. Παρακαλούμε να σημειωθεί πως πρόσθετες παρατηρήσεις για το Σχέδιο Απόφασης θα υποβληθούν ξεχωριστά μαζί με τους εταίρους, υπό την ιδιότητά του ΔΕΣΦΑ ως δυνητικού επενδυτή στο διαγωνισμό για την Υπόγεια Αποθήκη της Νότιας Καβάλας.

Η ΡΑΕ, στο Σχέδιο Απόφασής της, αναφέρεται στις μελέτες που διεξήγαγε ο ΔΕΣΦΑ, κατόπιν σχετικών αιτημάτων της ΡΑΕ και του Υπουργείου. Στην εν λόγω αναφορά, μεταξύ άλλων, η ΡΑΕ αναγνωρίζει την ανάγκη αναβάθμισης του ΕΣΦΑ για την παροχή αδιάλειπτης δυναμικότητας στην Υπόγεια Αποθήκη της Νότιας Καβάλας, καθώς και το κόστος που σχετίζεται με την εν λόγω αναβάθμιση του ΕΣΦΑ, με την παρατήρηση πως οι κεφαλαιουχικές δαπάνες δεν έχουν επικαιροποιηθεί προκειμένου να συμπεριλαμβάνουν το αυξημένο

κόστος για την ανάπτυξη αγωγών συμβατών με τη μεταφορά H₂. Τα προαναφερθέντα, σε συνδυασμό με το αναθεωρημένο κόστος για την ανάπτυξη της Υπόγειας Αποθήκης της Νότιας Καβάλας, το οποίο δεν ήταν γνωστό στο ΔΕΣΦΑ πριν από την έναρξη της τρέχουσας δημόσιας διαβούλευσης, οδήγησαν τη ΡΑΕ στο συμπέρασμα ότι η Μελέτη Κόστους Οφέλους (εφεξής «CBA») του ΔΕΣΦΑ, παρά τα αρχικά θετικά αποτελέσματα, έπρεπε να θεωρηθεί αρνητική, δεδομένου ότι το προαναφερθέν αυξημένο κόστος της υποδομής υπερέβη τα οφέλη που προκύπτουν από το CBA. Για τον λόγο αυτό, η ΡΑΕ απορρίπτει την απαραίτητη αναβάθμιση του ΕΣΦΑ για την παροχή αδιάλειπτης δυναμικότητας στην Υπόγεια Αποθήκη της Νότιας Καβάλας. Επιπλέον, η ΡΑΕ αναφέρει ότι, δεδομένου ότι ο πρωταρχικός σκοπός της Υπόγειας Αποθήκης της Νότιας Καβάλας είναι η παροχή υπηρεσιών ασφάλειας εφοδιασμού και όχι η παροχή υπηρεσιών εποχικής αποθήκευσης και υπηρεσιών ευελιξίας στην αγορά φυσικού αερίου στην Ελλάδα, η αποθήκη μπορεί να λειτουργεί κυρίως υπό διακοπτόμενη πρόσβαση στο ΕΣΦΑ, χωρίς την αναβάθμιση του ΕΣΦΑ, καθώς θα χρησιμοποιείται μόνο σε περίπτωση διακοπής κάποιας βασικής πηγής τροφοδοσίας. Σύμφωνα με τη ΡΑΕ, σε περίπτωση που θεωρηθεί απαραίτητη η εμπορική εκμετάλλευση της Υπόγειας Αποθήκης της Νότιας Καβάλας, ο ΔΕΣΦΑ θα πρέπει να εξετάσει το ενδεχόμενο χρήσης μη χρησιμοποιηθείσας τεχνικής δυναμικότητας από άλλα σημεία του ΕΣΦΑ και, ενδεχομένως, να διεξάγει διερεύνηση αγοράς («market test»), στην οποία θα μπορούσε επίσης να συμμετάσχει ο διαχειριστής του έργου της Υπόγειας Αποθήκης της Νότιας Καβάλας, με σκοπό να αναλάβει το κόστος της αναβάθμισης του ΕΣΦΑ και εν συνεχεία να το ενσωματώσει στα μελλοντικά τιμολόγια για τη χρήση της Υπόγειας Αποθήκης της Νότιας Καβάλας, ώστε τελικά να βαρύνει τους χρήστες της Υπόγειας Αποθήκης.

Πρέπει να αναφερθεί ότι, μετά την έναρξη της δημόσιας διαβούλευσης για το Σχέδιο Κανονισμού, η κατάσταση της αγοράς φυσικού αερίου στην ΕΕ έχει αλλάξει ριζικά, λόγω της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία. Προφανώς, μια τέτοια εξέλιξη ήταν δύσκολο να προβλεφθεί, τουλάχιστον σε αυτή την κλίμακα, από τις αναλύσεις της αγοράς που συμπεριλήφθηκαν στο CBA που η ΡΑΕ έλαβε υπόψη, κατά την έκδοση του Σχεδίου Απόφασης. Αυτή η αλλαγή των συνθηκών, η οποία βρίσκεται ακόμη υπό εξέλιξη, οδηγεί σε μια δυναμική ριζική αλλαγή του πλαισίου που διέπει τον εφοδιασμό της ΕΕ με φυσικό αέριο, η οποία περιλαμβάνει σημαντικά αυξημένη χρήση εγκαταστάσεων ΥΦΑ και αποθήκευσης ΥΦΑ. Είναι προφανές ότι σε αυτό το νέο τοπίο, οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης θα διαδραματίσουν πολύ σημαντικό ρόλο, τόσο για την ασφάλεια εφοδιασμού όσο και για την ομαλή λειτουργία της αγοράς, λαμβάνοντας υπόψη τη μη ευέλικτη φύση των παραδόσεων ΥΦΑ και την υψηλή εποχικότητα της ζήτησης ΥΦΑ στον κόσμο. Για τον σκοπό αυτό, η ΕΕ έχει αρχίσει να λαμβάνει διάφορα μέτρα, μεταξύ των οποίων και η πρόταση Κανονισμού για την αποτελεσματικότερη χρήση των εγκαταστάσεων αποθήκευσης¹.

Λαμβάνοντας υπόψη τα ανωτέρω, επιδιώξαμε μια συμπληρωματική ανάλυση στο CBA που είχε πραγματοποιηθεί και υποβληθεί στη ΡΑΕ. Η εν λόγω ανάλυση, που περιλαμβάνεται στο Παράρτημα , εξετάζει τρία θέματα. Το πρώτο είναι μια απλή επικαιροποίηση του CBA που

¹ [Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulation \(EU\) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard the security of gas supply and Regulation \(EC\) n°715/2009 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to natural gas transmission networks](#)

έχει ήδη υποβληθεί, προκειμένου να συμπεριληφθεί το αναθεωρημένο κόστος κατασκευής και να γίνει μία προσπάθεια ενσωμάτωσης του αυξημένου κινδύνου που προκύπτει από την πιθανή διακοπή της παροχής ρωσικού αερίου στην ΕΕ. Το *δεύτερο* θέμα είναι μια ανάλυση, η οποία βασίζεται σε ακαδημαϊκή εμπειρία και σε Ευρωπαϊκή πρακτική, σχετικά με τον αντίκτυπο της διακοπτόμενης δυναμικότητας στην εμπορική βιωσιμότητα των δεσμεύσεων για αποθήκευση. Τέλος, το *τρίτο*, είναι ένα νέο CBA, το οποίο βασίζεται στην υπόθεση ότι, σύμφωνα με τη θέση της ΡΑΕ, η Υπόγεια Αποθήκη της Νότιας Καβάλας θα αναπτυχθεί, ως μέσο για την υποστήριξη της ασφάλειας του εφοδιασμού, χωρίς την ανάγκη αναβάθμισης του ΕΣΦΑ. Σε αυτή την ανάλυση, **αξιολογούμε το κόστος και τα οφέλη από την αναβάθμιση του ΕΣΦΑ, η οποία είναι απαραίτητη για την παροχή αδιάλειπτης δυναμικότητας στους χρήστες της Υπόγειας Αποθήκης της Νότιας Καβάλας, και ως εκ τούτου για την εξοικονόμηση τη σχετιζόμενη με τις εποχικές διακυμάνσεις των τιμών, τη μείωση και την διαχείριση της αστάθειας των τιμών, τα οποία δεν θα ήταν εφικτό να πραγματοποιηθούν χωρίς την ύπαρξη αδιάλειπτων υπηρεσιών μεταφοράς που προσφέρει η αναβάθμιση του ΕΣΦΑ.** Τα αποτελέσματα των τριών θεμάτων περιγράφονται παρακάτω.

1. Επικαιροποιημένα αποτελέσματα CBA

Στην επικαιροποίηση αυτή, χρησιμοποιήσαμε τις παραδοχές του σεναρίου μερικής αναβάθμισης της προγενέστερης ανάλυσης, όπως δημοσιεύτηκε από τη ΡΑΕ στη δημόσια διαβούλευση, αλλά με κόστος που να αντικατοπτρίζει την ετοιμότητα της υποδομής² προκειμένου να είναι συμβατή με H₂, τη νέα εκτίμηση για το κόστος ανάπτυξης της Υπόγειας Αποθήκης της Νότιας Καβάλας, όπως εκτιμάται από την ΡΑΕ, καθώς και την ενημέρωση των σεναρίων ασφάλειας εφοδιασμού και τη συνεπαγόμενη αστάθεια των τιμών, με την προοπτική να αντικατοπτρίζεται η αλλαγή στο τοπίο της αγοράς φυσικού αερίου μετά τον πόλεμο στην Ουκρανία. **Από την ανάλυση αυτή, όπως παρουσιάζεται στις διαφάνειες 5-13 του Παραρτήματος, διαπιστώνεται ότι ακόμη και στην περίπτωση των επικαιροποιημένων κεφαλαιουχικών δαπανών, τα λειτουργικά οφέλη κατά την περίοδο αναφοράς υπερκαλύπτουν τα σχετικά έξοδα, ακόμη και αν ληφθούν υπόψη το κόστος για την ανάπτυξη και τη λειτουργία της Υπόγειας Αποθήκης** (βλ. διαφάνεια 10 για τα σταθμισμένα αποτελέσματα CBA, όταν ληφθούν υπόψη οι παράμετροι πιθανότητας υψηλού επιπέδου των διαφανειών 7 και 8). Αυτό που αξίζει να επισημανθεί σε αυτό το επικαιροποιημένο CBA, είναι ότι όταν δεν χρησιμοποιηθούν οι παράμετροι στάθμισης (high-level likelihood), ώστε να αντικατοπτρίζεται ρεαλιστικότερα μια υψηλή πιθανότητα διακοπής του ρωσικού φυσικού αερίου σε όλη την ΕΕ, τα οφέλη από τα σενάρια ασφάλειας εφοδιασμού φθάνουν σε αξία τα 839 εκατ. ευρώ και τα συνολικά οφέλη φτάνουν τα 1,3 δισ. ευρώ, πολύ υψηλότερα δηλαδή από το σχετικό κόστος (βλ. διαφάνεια 13 του Παραρτήματος).

² Πρέπει να σημειωθεί, ωστόσο, ότι δεν λάβαμε υπόψη το αναθεωρημένο κόστος του χάλυβα, καθώς θεωρούμε ότι χρησιμοποιώντας τις ιστορικά υψηλές τιμές του χάλυβα που βιώνουμε σήμερα, για ένα έργο που θα εξελιχθεί σταδιακά, εάν αυτό προχωρήσει, μετά από 2- 3 χρόνια δεν θα αντικατοπτρίζει με ακρίβεια το πραγματικό κόστος για την ανάπτυξη της υποδομής. Ωστόσο, έχουμε υπολογίσει το αντίστοιχο κόστος της αναβάθμισης του ΕΣΦΑ, στην περίπτωση που οι σημερινές αναθεωρημένες τιμές χάλυβα ληφθούν υπόψη, σε 467 εκατ. Ευρώ, έναντι των 438 εκατ. Ευρώ μόνο για H₂ (σε ονομαστικές τιμές).

2. Επιπτώσεις της διακοπτόμενης δυναμικότητας δικτύου στην εμπορική βιωσιμότητα της Υπόγειας Αποθήκης

Όπως αναφέρεται σαφώς και στο Σχέδιο Απόφασης, χωρίς την αναβάθμιση του ΕΣΦΑ, η Υπόγεια Αποθήκη στη Νότια Καβάλα μπορεί να έχει μόνο διακοπτόμενη πρόσβαση στο ΕΣΦΑ, δηλαδή στο εικονικό σημείο συναλλαγών. Η ανάλυσή μας (διαφάνειες 19 έως 26 του Παραρτήματος) δείχνει ότι η ύπαρξη μόνο διακοπτόμενης δυναμικότητας δικτύου για της εξυπηρέτηση της Αποθήκης θα ελαχιστοποιούσε τα οφέλη του εμπορίου που προέρχονται από την ύπαρξη δυναμικότητας σε αδιάλειπτη βάση. Η διακοπτόμενη δυναμικότητα θα δημιουργούσε αβεβαιότητα στους δυνητικούς χρήστες αποθήκευσης, τόσο για την έγχυση όσο και για την απόληψη αερίου προς και από την αποθήκη και, ως εκ τούτου, στην αναμενόμενη αξία της εποχικής διασποράς, δηλαδή της διαφοράς μεταξύ των προθεσμιακών τιμών αερίου το χειμώνα και το καλοκαίρι. Κατά συνέπεια, οι πελάτες της αποθήκης θα περιόριζαν τις δεσμεύσεις αποθηκευτικής δυναμικότητας στην εγκατάσταση αποθήκευσης της Νότιας Καβάλας και, ως εκ τούτου, θα ελαχιστοποιούνταν τα οφέλη από τις συναλλαγές.

Η προβληματική εμπορική βιωσιμότητα της Υπόγειας Αποθήκης της Νότιας Καβάλας, σε αυτή την περίπτωση, είναι επίσης εμφανής από την συγκριτική ανάλυση αποθηκών στην ΕΕ και τη σχετική αξιολόγηση της βιβλιογραφίας που πραγματοποιήθηκε. Ειδικότερα:

- Σύμφωνα με τη βιβλιογραφία, οι προσεγγίσεις για την εκτίμηση της αποθήκευσης φυσικού αερίου βασίζονται στη αδιάλειπτη πρόσβαση στην αγορά. Ο περιορισμός της πρόσβασης στην αγορά μέσω διακοπτόμενης δυναμικότητας έρχεται σε αντίθεση με τα υφιστάμενα εργαλεία που έχει αναπτύξει η αγορά για την εκτίμηση της αξίας αποθήκευσης, υποδηλώνοντας περιορισμένη ή μηδενική αποτίμηση των προϊόντων αποθήκευσης στη Νότια Καβάλα.
- Οι μηχανισμοί δημοπρασιών αποθηκευτικής δυναμικότητας που χρησιμοποιούνται στην Ευρώπη αποδεικνύουν ότι η αξία της αποθήκης βασίζεται στην πραγματοποίηση εποχικών κατανομών, επομένως η διακοπτόμενη δυναμικότητα καθιστά την υλοποίηση των εποχικών κατανομών και, ως εκ τούτου, την αξία της αποθήκης, πολύ αβέβαιη, περιορίζοντας την αξία που προκύπτει από τις δεσμεύσεις δυναμικότητας στη Νότια Καβάλα.
- Η ανάλυση συγκριτικών δεικτών στην ευρωπαϊκή αγορά δείχνει ότι η διάθεση διακοπτόμενης δυναμικότητας δικτύου για εγκαταστάσεις αποθήκευσης παρόμοιες με της Νότιας Καβάλας είναι πολύ περιορισμένη (4% ή λιγότερο) σε σύγκριση με την αντίστοιχη δέσμευση αδιάλειπτης δυναμικότητας. Η σαφής προτίμηση των Ευρωπαίων καταναλωτών και προμηθευτών στην αδιάλειπτη δυναμικότητα του δικτύου για την πρόσβαση σε προϊόντα αποθήκευσης, καταδεικνύουν ότι η προσφορά διακοπτόμενης πρόσβασης για τη Νότια Καβάλα τη θέτει σε μειονεκτική θέση με ανταγωνιστικές υποδομές, αλλά είναι και αντίθετη με τη βέλτιστη πρακτική.

3. Η νέα CBA σχετικά με την αναβάθμιση του ΕΣΦΑ που απαιτείται για την παροχή αδιάλειπτης δυναμικότητας στην Υπόγεια Αποθήκη της Νότιας Καβάλας

Η ανάλυση της διακοπτόμενης δυναμικότητας αποθήκευσης αποδεικνύει ότι, **ελλείψει αδιάλειπτης πρόσβασης στο ΕΣΦΑ, η εμπορική αξία της Υπόγειας Αποθήκης της Νότιας**

Καβάλας είναι ουσιαστικά μηδενική. Η αδιάλειπτη δυναμικότητα στο ΕΣΦΑ, η οποία απαιτεί την περιγραφόμενη αναβάθμιση του ΕΣΦΑ, είναι εκείνη που παρέχει την εμπορική αξία της αποθήκευσης στην αγορά.

Για τον σκοπό αυτό, προχωρήσαμε σε μία νέα **CBA**, με σκοπό να αξιολογήσουμε **τα οφέλη της πραγματοποίησης της αναβάθμισης του ΕΣΦΑ**, υπό την υπόθεση ότι υπάρχει η Υπόγεια Αποθήκη της Νότιας Καβάλας, αλλά χωρίς αδιάλειπτη δυναμικότητα στο ΕΣΦΑ. Αυτή η προσέγγιση αποσυνδέει στην ουσία την αναβάθμιση του ΕΣΦΑ από την ανάπτυξη της Υπόγειας Αποθήκης, κάτι το οποίο, όπως αντιλαμβανόμαστε από το Σχέδιο Απόφασης υπονοείται και από τη ΡΑΕ.

Η ανάλυση, η οποία περιγράφεται λεπτομερώς στις διαφάνειες 14-18 του Παραρτήματος, βασίζεται στην πραγματικότητα στο σενάριο μερικής αναβάθμισης του προηγούμενου CBA, αλλά διαχωρίζει **πλήρως το εμπορικό μέρος της αποθήκης από το μέρος που αφορά στην ασφάλεια εφοδιασμού, αποδίδοντας το πρώτο στην αναβάθμιση της ΕΣΦΑ**. Στο πλαίσιο αυτής της ανάλυσης, εξαιρέσαμε το κόστος ανάπτυξης της αποθήκης, αλλά συμπεριλάβαμε το κόστος για την ανάπτυξη της αναβάθμισης του ΕΣΦΑ με δυνατότητα μεταφοράς H₂.

Όπως προκύπτει από την ανάλυση, **τα οφέλη της αναβάθμισης υπερκαλύπτουν σημαντικά το κόστος της αναβάθμισης**, οδηγώντας σε μια απολύτως θετική μελέτη κόστους-οφέλους. Πιο συγκεκριμένα, τα συνολικά οφέλη που προκύπτουν από την αναβάθμιση του ΕΣΦΑ προσεγγίζουν τα 629 εκατ. ευρώ, έναντι 425 εκατ. ευρώ του συνολικού κόστους της αναβάθμισης (όλες οι αξίες σε ευρώ 2021), με την αναλογία οφέλους προς κόστος να φτάνει το 1,5.

Υπό το πρίσμα των ανωτέρω, θεωρούμε τα εξής:

- i. Η αναβάθμιση της δυναμικότητας του ΕΣΦΑ, όπως περιγράφεται ανωτέρω, πρέπει να συμπεριληφθεί στο Σχέδιο του Προγράμματος Ανάπτυξης ΕΣΦΑ 2022 - 2031, υπό τον όρο λήψης της τελικής επενδυτικής απόφασης (FID) από τον αρμόδιο φορέα εκμετάλλευσης της Υπόγειας Αποθήκης της Νότιας Καβάλας, δεδομένου ότι πληροί όλες τις απαραίτητες προϋποθέσεις για να περιληφθεί ως έργο στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ και ιδίως λόγω του γεγονότος ότι η ανάλυση κόστους-οφέλους είναι θετική, ενώ η εκτιμώμενη επίπτωση στις σταθμισμένες χρεώσεις του ΕΣΦΑ είναι πολύ χαμηλή (το εκτιμώμενο επίπεδο αύξησης ανέρχεται περίπου σε 0,3 €/MWh³).
- ii. Μετά την ένταξη της προαναφερθείσας αναβάθμισης στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης, θα πρέπει να αξιολογηθεί η σκοπιμότητα διερεύνησης του ενδιαφέροντος της αγοράς για την αναβάθμιση της δυναμικότητας του ΕΣΦΑ πέραν εκείνης που απαιτείται για την εγκατάσταση της υπόγειας αποθήκευσης, με σκοπό την αξιοποίηση οικονομικών κλίμακας που θα μπορούσαν να προκύψουν από την παράλληλη ανάπτυξη έργων υποδομής στο πλαίσιο του σημείου i) ανωτέρω. Για τον σκοπό αυτό, θα μπορούσαν να εφαρμοστούν, τηρουμένων των αναλογιών, οι αρχές του οικείου Ενωσιακού και

³ Ως μεσοσταθμικό κόστος χρήσης του ΕΣΦΑ στην παρούσα προσέγγιση ορίζεται το πηλίκο NPV(απαιτούμενου εσόδου)/NPV(διακινούμενων όγκων)

του Ελληνικού ρυθμιστικού πλαισίου, καθώς και η εμπειρία που αποκτήθηκε από άλλες αντίστοιχες διαδικασίες, θα μπορούσαν κατ' αναλογία να εφαρμοστούν και στην περίπτωση αυτή. Ο ΔΕΣΦΑ θα μπορούσε να επανέλθει με μια πιο συγκεκριμένη πρόταση σχετικά με τη διαδικασία και τις κατευθυντήριες οδηγίες για τη διεξαγωγή μιας τέτοιας διερεύνησης της αγοράς. Πιστεύουμε ότι αυτός θα ήταν ο μόνος τρόπος για να ικανοποιηθούν τα αυξανόμενα αιτήματα πρόσβασης στο ΕΣΦΑ, συμπεριλαμβανομένης της διαμετακόμισης, τόσο από υφιστάμενους όσο και από νέους Χρήστες, και ταυτόχρονα να επιτραπεί στον ΔΕΣΦΑ να εκπληρώσει τις υποχρεώσεις που απορρέουν από τη νομοθεσία σχετικά με την πρόσβαση τρίτων στο ΕΣΦΑ.

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

Dear Mr. Chairman,

In response to the public consultation set by RAE on 28.2.2022 for a) DESFA's recommendation for the NNGS Development Plan 2022-2031 and b) the draft Decision on the Framework for the Tariff Regulation for the Underground Storage of South Kavala ("The Draft Decision"), DESFA has the pleasure to submit its views on the part of the documents that refer to the framework related to the UGS South Kavala, under its capacity of the Operator of the NNGTS. Please note that additional comments will be submitted separately on The Draft Decision, in our capacity as a potential investor in the UGS, together with our partners.

RAE, in its draft Decision, devotes a session on the studies DESFA has performed, following the request of RAE and the Ministry. In that session, among others, RAE recognizes the need for the upgrade of the NGTS for the provision of firm capacity to the UGS, as well as the costs related to such upgrade of the NGTS, with the remark that such capex levels have not been updated to include the increased cost for the development of hydrogen ready pipelines. The latter, in combination with the revised costs for the development of the UGS facility, which were not known to us prior to the launch of the current public consultation, have lead RAE to the conclusion that the CBA DESFA has performed, despite its initially positive results, had to be considered negative, since the aforementioned increased costs of the infrastructures overcome the benefits resulted from the CBA. For this reason, RAE rejects the upgrade of the NGTS required for the provision of firm capacity to the UGS. In addition, RAE states that, since the primary scope of the UGS is to serve the public service of security of supply and not the provision of seasonal storage and flexibility services to the gas market in Greece, the storage can operate under interruptible access to the NGTS, as it will only be used in case of interruption of a major supply source, without any upgrade of the NGTS. According to RAE, should the commercial operation of the UGS were to be also supported, then DESFA should consider using unused technical capacity from other points of the NGTS and, possibly, perform a market test, in which, the developer of the UGS could also participate, with the view to share the cost of the upgrade of the NGTS and incorporate it in the future tariffs for the use of the UGS and be, eventually, borne by the users of the UGS.

We need to mention that, since the launch of the public consultation of The Draft Regulation, the situation of the gas market in the EU, and not only, has changed radically, due to the invasion of Russia to Ukraine. Obviously, such an evolution was difficult to predict, at least at such a scale, from the market analyses included in the CBA studies RAE has taken into account in issuing The Draft Decision. This change in circumstances, still under evolution, will lead to a radical change of the gas supply landscape of the EU, which includes substantially increased use of storage and LNG facilities. It is evident that in this new landscape, storage facilities will have a very important role to play, both for the security of supply and the smooth operation of the market, considering the non-flexible nature of LNG deliveries and the high seasonality of LNG demand in the world. To this end, the EU has started reacting with various measures, one of which relates to a proposal for a draft Regulation for the more efficient use of storage facilities⁴.

Taking the above into account, we have pursued with a supplementary analysis of the work we had performed in the CBA study submitted to RAE. The corresponding study, included in Annex 1, addresses three issues. The *first* is a simple update of the CBA we have already submitted but including the revised costs and an effort to reflect the increased risks stemming from the potential disruption of Russian gas supplies in the EU. The *second* is an analysis, based on academic experience and EU practice, on the impact of interruptible network capacity on storage bookings' commercial viability. Finally, the *third* one, is a **new CBA**, which is based on the premise that, according to the position of RAE, the UGS of South Kavala will be developed as a facility for the support of the security of supply only, without the need to upgrade of the NGTS. In this analysis, we **evaluate the costs and benefits for the upgrade of the NGTS needed for the provision of firm capacity to the users of the UGS, and therefore to generate the savings associated with the seasonal prices fluctuations, price volatility mitigation and volatility management, which otherwise will not be achievable considering the lack of firm transportation services.** The results of the three topics are described in the following.

1. Updated CBA results

In this update, we have used the assumptions of the partial upgrade scenario of the previous analysis, as published by RAE in the public consultation, but with the costs upgraded to reflect the H2 readiness of the infrastructures⁵, the new estimate for the cost of the development of the UGS, as estimated by RAE, as well as with the updating of the security of supply scenarios

⁴ [Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulation \(EU\) 2017/1938 of the European Parliament and of the Council concerning measures to safeguard the security of gas supply and Regulation \(EC\) n°715/2009 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to natural gas transmission networks](#)

⁵ Note, though, that we have not considered the revised cost of steel, since we consider that using the historically high prices of steel we are experiencing today, for a project that will be gradually evolving, should it proceed, after a period of 2-3 years would not accurately reflect the costs for the actual development of the infrastructure. However, we have estimated the corresponding cost of the upgrade of the NGTS, in the case the revised steel prices of today are taken into account to 467 million Euros

and the induced price volatility, with the view to reflect the change in the gas market landscape after the war in Ukraine. **From this analysis, as presented in slides 5-13 of the Annex 1, it is profound that even in the case of updated capex amounts the operating benefits in the reference period outweigh the relevant costs, even if the costs for the development and operation of the UGS are taken into account** (See slide 10 for the weighted CBA results, when the high-level likelihood parameters of slides 7 and 8 are taken into account). What is worth mentioning in this updated CBA, is that when no application of the high-level likelihood parameters is considered, which reflects a very high probability for the disruption of Russian supplies is considered throughout EU, the benefits from the security of supply stress scenarios reach a value of €839 million and the overall benefits reach €1,3 billion, much higher than the related costs.

2. Impact of interruptible network capacity on storage bookings' commercial viability

As clearly stated also in The Draft Decision, without the NNGTS upgrade, the UGS in South Kavala can only have interruptible access the NGTS, i.e., to the virtual trading point. Our analysis (slides 19 to 26 of Annex 1) shows Interruptible network capacity for storage would minimise trading benefits which support storage bookings. Interruptible capacity would create uncertainty to potential users of the storage both for injection and withdrawal gas to and from the storage and, therefore, the expected value of seasonal spread, i.e., the difference between gas forward prices in winter and summer. As a consequence, storage clients would limit storage bookings on the South Kavala storage facility, and therefore minimise benefits from trading.

The unlikely commercial viability for UGS South Kavala in such a case is also evident from the EU benchmarking analysis and the academic literature assessment performed. More specifically:

- According to the academic literature, approaches to valuing gas storage rely on permanent market access; limiting market access through interruptible capacity is at odds with the existing tools the market has developed to value storage, suggesting limited or no valuation of South Kavala storage products
- Storage auction mechanisms used in Europe demonstrate that the value of storage is based on the realisation of seasonal spreads; interruptible capacity makes the realisation of seasonal spreads, and therefore storage value, highly uncertain, which will limit the value derived from booking storage at UGS South Kavala
- Analysis of European market benchmarks shows that interruptible network capacity for storage facilities similar to South Kavala is minimal (4% or less) when compared to firm capacity; European markets show strong preference for firm network capacity to access storage products, placing an interruptible offer for South Kavala at odds with competitors and industry standards

3. The New CBA for the upgrade of the NGTS required for the provision of firm capacity to UGS South Kavala

The analysis on interruptible capacity for storage shows that **with lack of firm access to the NGTS, the commercial value of the UGS Kavala is practically zero. It is the provision of firm capacity in the NGTS, which requires the described upgrade of the NGTS, that provides the commercial value of the storage to the market.**

To this end, we pursued with a **new CBA**, with the view to assess the **benefits of the upgrade of the NGTS, if the UGS of South Kavala were in place with no firm access to the NGTS**. This approach decouples the upgrade of the NGTS from the development of the UGS and, as we understand from The Draft Decision, is also implied by RAE.

The analysis, detailed in slides 14-18 of the Annex, is actually based on the partial upgrade scenario of the previous CBA, but **totally separates the commercial aspects of the storage from the security of supply ones, attributing the former to the upgrade of the NGTS**. Under this analysis, we have excluded the costs of the development of the storage but included the costs for the development of H2-ready upgrade of the NGTS.

As it can be seen from the analysis, **the benefits of the upgrade substantially outweigh the cost of the upgrade**, leading to an entirely positive cost-benefit comparison. More specifically, the overall benefits stemming from the upgrade of the NGTS reach €629 million, in comparison to the €425 million of the total cost of the upgrade (all values at 2021 Euros), with the ratio of benefits-to-costs reaching 1,5.

In view of the above, we consider that:

- i. The upgrade of the capacity of the NGTS, as described above, should be included in the draft TYDP 2022-2031, conditional upon the FID from the relevant operator of the South Kavala UGS, on the basis that it fulfills all the necessary prerequisites for including a project in the NNGS Development Plan and especially the fact that it has a positive CBA while its estimated impact on the levelized tariffs is insignificant to the relevant benefits (the estimated level of increase amounts to approximately 0,3 €/MWh⁶).
- 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 believe that this would be the only way to accommodate the increasing requests for access to the NGTS, including for transit, both from existing and new users, and simultaneously allow DESFA to fulfill its obligations stemming from the regulatory framework concerning the Third-Party Access to the NNGS.

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



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

Με εκτίμηση
Yours sincerely

Maria Rita Galli
Ανώτατη Εκτελεστική Διευθύντρια
Chief Executive Officer

Παράρτημα

Annex



Assignment for DESFA

Economic Assessment of South Kavala Investment

March 2022 update

Disclaimer

This presentation has been prepared by FTI Consulting LLP (“FTI”) for the purpose of quantify the net welfare benefits in Greece of building the South Kavala storage based on a simulation of future gas and power markets to 2050. This presentation is provided for initial, informational purposes only and should not be relied on in any way.

This presentation and its contents are confidential and may not be copied, reproduced or provided to third parties without the prior written consent of FTI. FTI accepts no liability or duty of care to any person for the content of this presentation. Accordingly, FTI disclaims all responsibility for the consequences of any person acting or refraining to act in reliance on the presentation or for any decisions made or not made which are based upon the presentation and/or its content.

The presentation contains information obtained or derived from a variety of sources. FTI does not accept any responsibility for verifying or establishing the reliability of those sources or verifying the information so provided.

Nothing in this material constitutes investment, legal, accounting, tax or other form of advice, or a representation that any investment or strategy is suitable or appropriate to the recipient’s individual circumstances, or otherwise constitutes a personal recommendation.

No representation or warranty of any kind (whether express or implied) is given by FTI to any person as to the accuracy or completeness of the content of this presentation.

All copyright and other proprietary rights in the presentation remain the property of FTI and all rights are reserved.

UK Copyright Notice

© 2022 FTI Consulting LLP. All rights reserved.

This presentation is an update made in reference to our Final Report dated 23 December 2021



Context, approaches, inputs and other results are presented in our comprehensive report “Economic Assessment of South Kavala Investment – Final Report” dated 23 December 2021.

Only synthetic updated elements are presented in the present document

Table of Contents

1. Update of stress conditions scenarios	5
2. Update of results	9
3. Sensitivity	12
4. New results with a new base case	14
5. Impact of interruptible network capacity on storage bookings' commercial viability	19

23 December 2021 Final Report reference:
Section 3 - Methodology for welfare quantification



1. Update of stress conditions scenarios

On top of the six scenarios we presented in our Final Report, we have considered one more stress test (“G”) and modified stress test “A”

Overview of stress tests conducted

Modified scenario	European Demand			European Supply				Extra Europe prices		
	Climate event	Infra. outage	Loss of demand	Climate event	Infra. outage	Loss of supply		Price level	Price volatility	
New scenario	Cold spell	Heat wave		Low wind	NMK-BG interco. outage	Reduced pipe supply to Greece	TAP & Kipi interruption	No LNG for a short period	2021 TTF prices for LNG&RU	2021 TTF peak price
A Gas price volatility as in 2021									✓	
B Pronounced pan-European 2-week cold spell	✓									✓
C Pronounced pan-European 2-week cold spell & part power line outage	✓				✓					✓
D Pronounced heat wave as in 2021 & part power lines outage		✓		✓	✓					
E Azeri interruption*							✓			
F Reduced pipeline supply to Greece & no LNG *						✓		✓		
G Russian gas off in the whole Europe						✓				



Scenario “A” now considers actual Calendar Year 2021 prices

Description of stress tests and associated high-level likelihood of occurring

Stress scenario	Storyline	High-level annual likelihood	Source of likelihood estimate
A Gas price volatility as in 2021	European gas prices experience unusually high volatility, fuelled by energy transition uncertainty.	~10%	2 main events had a significant impact on gas prices volatility over the past 20 years: Fukushima in 2011 and the recent gas price spike in 2021: we assume price spikes are a one in ten year event = 10% .
B Pronounced pan-European 2-week cold spell	A two week cold spell event is observed in February.	23%	ENTSOE calculates that, since 1981, 23.5% of years have been cold years. We assume similar occurrence in the future and adjust from 23.5% to 23% to account for stress scenario C which is also built on a cold year.
C Pronounced pan-European 2-week cold spell & part power line outage	Same as scenario “B” but together with a power infrastructure outage.	0.5%	We rely on the same weather likelihood as in stress scenario B (23.5%). We multiply this figure by an estimate of the likelihood of power outage (2%) derived from historic data on power interconnection unavailability. 23.5%*2%=0.5%
D Pronounced heat wave as in 2021 & part power lines outage	A two week heatwave is observed in June/July in line with 2021 events in Greece together with limited availability of wind capacity.	1%	ENTSOE calculates that, since 1981, 50% of years have been warm years. We assume similar occurrence in the future. We multiply this figure by the estimate of likelihood power interconnections unavailability as in scenario “C” . High-level likelihood = 50% * 2% = 1% .

Modified scenario:

In our Final Report, we were assessing this scenario as of beginning of October 2021 and observing TTF forward prices in the rest of Q4 2021. Now, we use actual prices for the full Calendar Year 2021

Scenario “G” assesses the interruption of Russian gas in Europe as a whole

Description of stress tests and associated high-level likelihood of occurring

Stress scenario	Storyline	High-level annual likelihood	Source of likelihood estimate
E Azeri interruption	<p>Azeri transit (TANAP) is interrupted leading also to a full curtailment at Kipi.</p> <p>This scenario is based on Γ2b scenario from RAE 2020 National Risk Assessment Study.</p>	5%	RAE’s Scenario Γ2b is similar to Scenario E, but scenario Γ2b is more extreme as it assumes additionally a partial unavailability of LNG imports. We therefore use scenario Γ2b’s probability (5%) as lower bound for scenario E’s high-level likelihood.
F Reduced pipeline supply to GR & no LNG	<p>Pipeline import capacity is significantly reduced in Greece, reflecting severe network outages.</p> <p>This scenario is based on B5b scenario from RAE 2020 National Risk Assessment Study.</p>	2%	RAE’s Scenario B5b is similar to Scenario F, but scenario B5b is more extreme as it assumes outages lasting a full winter (6 months duration), while scenario F only assumes an outage for 1 peak month. We therefore use scenario B5b’s probability (2%) as lower bound for scenario F’s high-level likelihood.
G Russian gas off in the whole Europe	<p>Pipeline import capacity from Russia is closed in the whole Europe. This scenario is an attempt to assess the most adverse consequences on gas of the war between Russia and Ukraine in Europe.</p>	1% illustrative	In the absence of economic elements to assess, a nominal 1% likelihood has been applied. This likelihood is illustrative and does not correspond to an analysis by FTI Consulting of the probability of the event occurring. A diplomatic and political assessment, as may be required to estimate such likelihood, is beyond FTI Consulting’s economic expertise.

New scenario

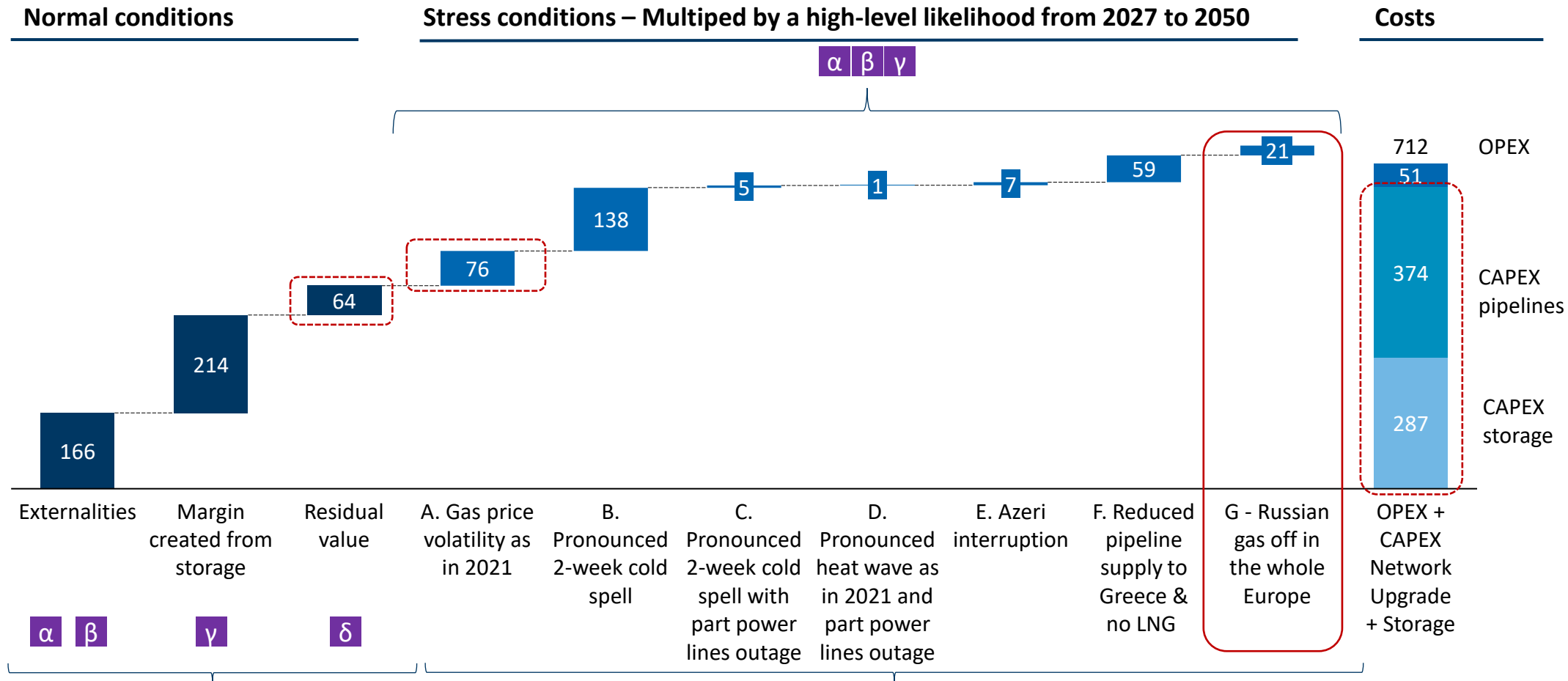
23 December 2021 Final Report reference:
Section 5 - 422 €m investment scenario results



2. Update of results

Benefits amount to 444 €m in normal conditions, with additional benefits of 307 €m in stress conditions, while costs total 712 €m

Welfare benefits and costs in Greece of the 438 €m Investment– Discounted values in million EUR₂₀₂₁



Normal conditions - Computed over 2027-2050

Stress conditions - Additional value vs. normal conditions – Approximated over 2027-2050

Compared to Final Report

- 1) Stress case benefits are calculated and compared to normal conditions benefits to present here only the additional welfare creation in the stress case.
- 2) We have estimated annual stress case results by assuming that the values computed for 2027 with Plexos would decrease linearly to zero by 2050.
- 3) 2027 expected to be most impactful year due to (a) year with lowest discounting to present, and (b) to generally declining role of gas imports over time.
- 4) We assume that the OPEX of DESFA's pipelines pre and post Investment are the same because volumes flown are very similar: only storage OPEX have been included them in this analysis as extra costs.
- 5) The realisation of the Investment could also bring non-monetised benefits.

Modified New

Total CAPEX and OPEX sum EUR 712m

Computation of CAPEX and OPEX for the 438 EUR m network upgrade and Kavala building - EUR₂₀₂₁ m

CAPEX over 2024-2026

	CAPEX Network upgrade	CAPEX Storage building
Cash out	438m EUR ⁽¹⁾	335m EUR ⁽²⁾
Yearly cash out	= 3 x 146m EUR	= 3 x 112m EUR
Annual discounted values	130m EUR ₂₀₂₁ = $\frac{146m \text{ EUR}_{2024}}{(1+0.04)^{(2024-2021)}}$	99m EUR ₂₀₂₁ = $\frac{112m \text{ EUR}_{2024}}{(1+0.04)^{(2024-2021)}}$
Discounted value to EUR ₂₀₂₁ m at a 4% annual discount rate:	125m EUR ₂₀₂₁ = $\frac{146m \text{ EUR}_{2025}}{(1+0.04)^{(2025-2021)}}$	95m EUR ₂₀₂₁ = $\frac{112m \text{ EUR}_{2025}}{(1+0.04)^{(2025-2021)}}$
	120m EUR ₂₀₂₁ = $\frac{146m \text{ EUR}_{2026}}{(1+0.04)^{(2026-2021)}}$	92m EUR ₂₀₂₁ = $\frac{112m \text{ EUR}_{2026}}{(1+0.04)^{(2026-2021)}}$
Total discounted value	374m EUR₂₀₂₁	287m EUR₂₀₂₁

Annual OPEX computation for 2027-2050

	Unit	Calculation step	Value
Unitary cost ⁽³⁾	€/MWh	[1]	0.276
Withdrawal + Injection volumes	MWh	[2]	Volume in each year
OPEX in one year	€	[1]*[2]	0.276*Volume in each year

$$Net \text{ Present Value} = \sum_{t=1}^{2050-2021} \frac{OPEX_t}{(1 + 0.04)^t} \quad \Rightarrow \quad \underline{\text{Total OPEX}} = 51m \text{ EUR}_{2021}$$

1) Source: DESFA

2) The starting point is 314 EUR₂₀₂₀. Source: DESFA, original data from TAIPED.

23 December 2021 Final Report reference:
Section 6 - Appendix



3. Sensitivity

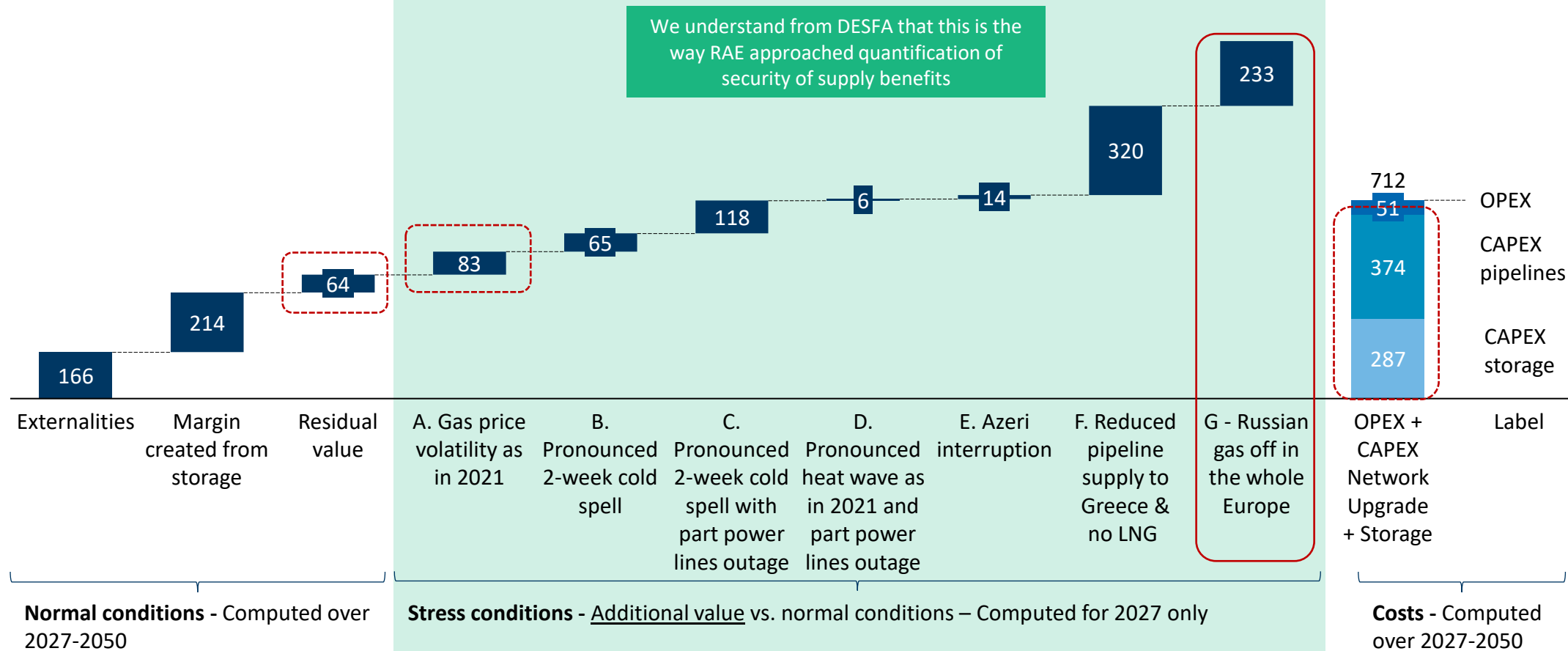
If considered realised, the stress conditions bring benefits of 839 €m, on top of 444 €m benefits in normal conditions, with total costs at 712 €m

Welfare benefits and costs in Greece of the 438 €m Investment – Discounted values in million EUR₂₀₂₁

Normal conditions – Whole period

Stress conditions – No high-level likelihood applied – All stress cases realized (in 2027)

Costs – Whole period



We understand from DESFA that this is the way RAE approached quantification of security of supply benefits

- 1) Stress case benefits are calculated and compared to normal conditions benefits to present here only the additional welfare creation in the stress case.
- 2) We have estimated annual stress case results by assuming that the values computed for 2027.
- 3) 2027 expected to be most impactful year due to (a) year with lowest discounting to present, and (b) to generally declining role of gas imports over time
- 4) We assume that the OPEX of DESFA's pipelines pre and post Investment are the same because volumes flown are very similar: only storage OPEX have been included them in this analysis as extra costs.
- 5) The realisation of the Investment could also bring non-monetised benefits.

Compared to Final Report **Modified** **New**

23 December 2021 Final Report reference:
Section 5 - 422 €m investment scenario results

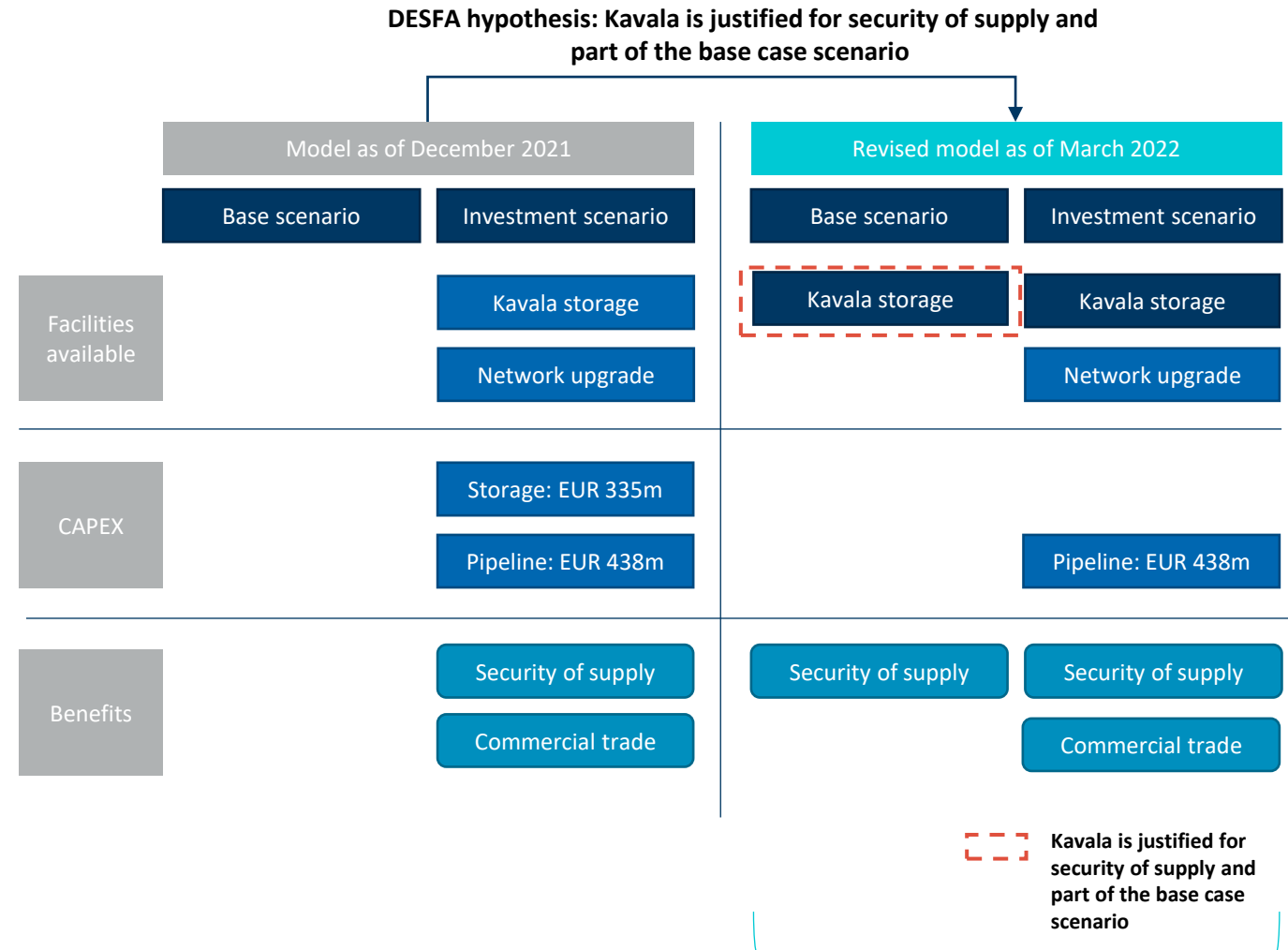


4. New results with a new base case

Assuming prior commissioning of storage for security of supply purposes, our analyses can be focused on the value-added of the network upgrade

Presentation of the revised model with Kavala storage as a strategic asset for security of supply purposes

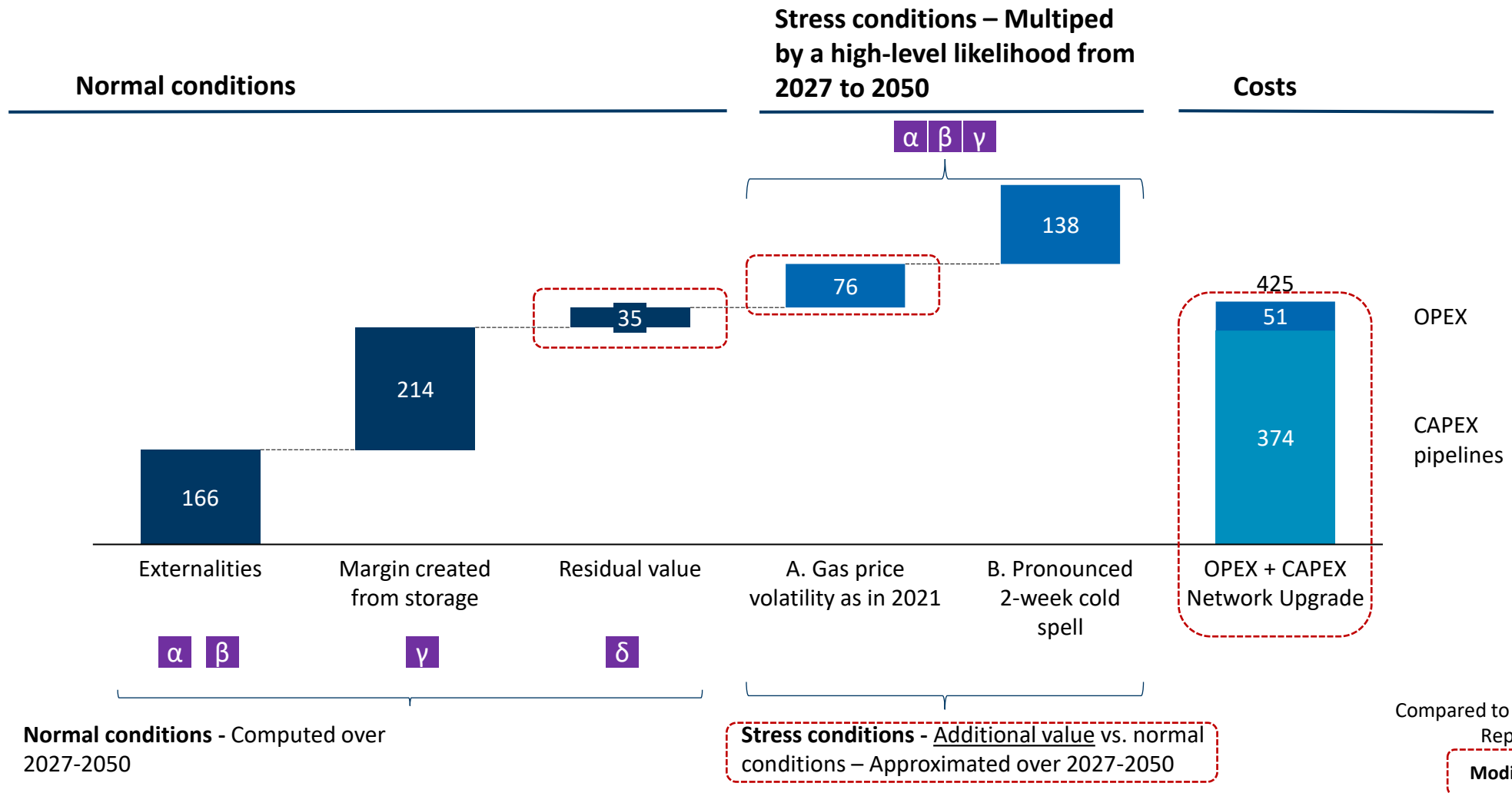
- The benefits coming from Kavala storage can be divided into a) strategic usage for supply security and b) commercial use for trading.
- According to DESFA, the development of the Kavala storage facility may be regarded as a priority in order to secure Greece's security of supply, and therefore decided separately from the pipeline upgrade.
- In the case of the approval of Kavala storage as a security of supply facility, DESFA mentioned to us that Kavala would work with interruptible capacity, which should severely limit its commercial operations.
- We have considered a new analysis, which measures the value-added of the pipeline upgrade only:
 - **Base case:** Kavala can operate only with interruptible capacity⁽¹⁾, and brings no benefits from trade;
 - **Investment case:** Kavala is used as a commercial asset and brings all the trading benefits to the market thanks to the upgrade of the network.



New analysis comparing costs and benefits of Base and Investment scenarios, considered in the remainder of this chapter

Benefits of network upgrade amount to 415 €m in normal conditions, with additional benefits of 214 €m in stress conditions, while costs total 425 €m

Welfare benefits and costs in Greece of the 438 €m Investment– Discounted values in million EUR₂₀₂₁

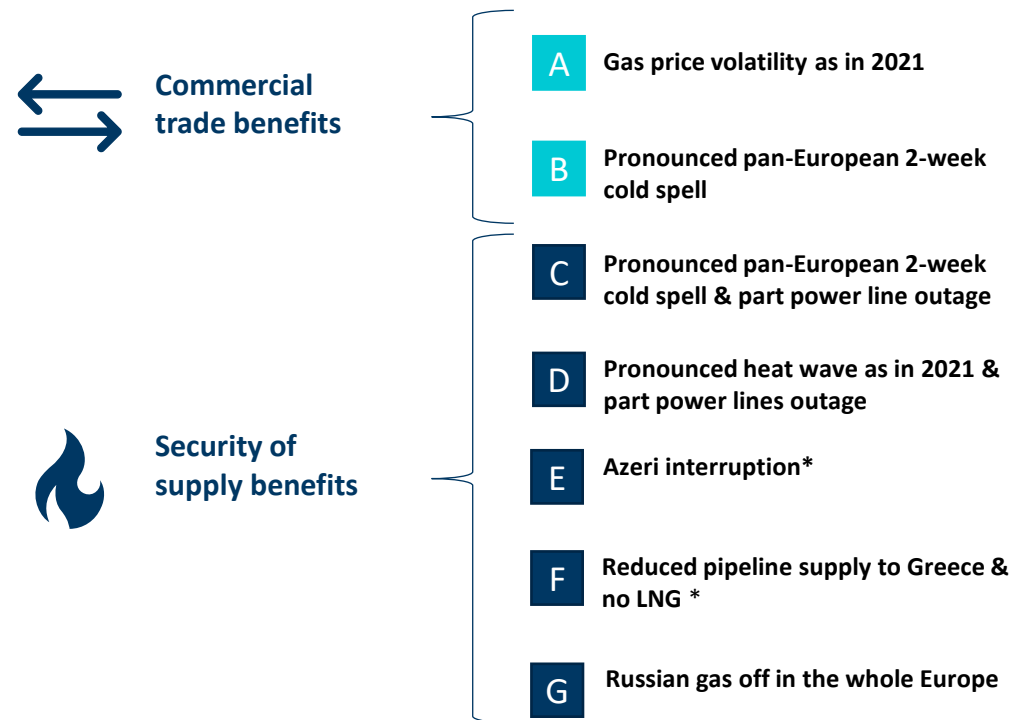


- 1) Stress case benefits are calculated and compared to normal conditions benefits to present here only the additional welfare creation in the stress case.
- 2) We have estimated annual stress case results by assuming that the values computed for 2027 with Plexos would decrease linearly to zero by 2050.
- 3) 2027 expected to be most impactful year due to (a) year with lowest discounting to present, and (b) to generally declining role of gas imports over time.
- 4) We assume that the OPEX of DESFA's pipelines pre and post Investment are the same because volumes flown are very similar : only storage OPEX have been included them in this analysis as extra costs. Storage OPEX is calculated by multiplying the total withdrawal and injection volumes by the OPEX unit value, detailed in slide 13.
- 5) The realisation of the Investment could also bring non-monetised benefits.

We simplistically considered that all stress tests' benefits related to a supply disruption would be captured in the base case

Qualitative analysis of benefits of new infrastructure in stress tests being attributable to an interruptible storage or a pipeline upgrade on top

- The benefits coming from Kavala storage can be divided into a) strategic usage for supply security and b) commercial use for trading.
- A storage connected only through interruptible capacity to the network may be unviable commercially.
- To include exclusively the commercial benefits of Kavala storage, the benefits of stress cases are selectively retained in the new analysis:
 - **Stress tests A and B are retained** since they are related to the benefits of commercial use for trade; and
 - **Stress tests C to G are omitted** since they are connected to the benefits of strategic usage for security of supply resulting from pipeline and/or production interruption.



- Part of the new analysis considering benefits of network upgrade
- Excluded from the new analysis

CAPEX and OPEX relate only to the network upgrade and the commercial operations of South Kavala, totalling EUR 425m

Computation of CAPEX and OPEX for the 438 EUR m network upgrade and Kavala building - EUR₂₀₂₁ m

CAPEX over 2024-2026

	CAPEX Network upgrade	
Cash out	438m EUR ⁽¹⁾	
Yearly cash out	= 3 x 146m EUR	
Annual discounted values	130m EUR ₂₀₂₁	= $\frac{146m\ EUR_{2024}}{(1+0.04)^{(2024-2021)}}$
Discounted value to EUR ₂₀₂₁ m at a 4% annual discount rate:	125m EUR ₂₀₂₁	= $\frac{146m\ EUR_{2025}}{(1+0.04)^{(2025-2021)}}$
	120m EUR ₂₀₂₁	= $\frac{146m\ EUR_{2026}}{(1+0.04)^{(2026-2021)}}$
Total discounted value	374m EUR₂₀₂₁	

Storage CAPEX have been excluded as they are now part of the Base case.

Annual OPEX computation for 2027-2050

	Unit	Calculation step	Value
Unitary cost ⁽²⁾	€/MWh	[1]	0.276
Withdrawal + Injection volumes	MWh	[2]	Volume in each year
OPEX in one year	€	[1]*[2]	0.276*Volume in each year

$$Net\ Present\ Value = \sum_{t=1}^{2050-2021} \frac{OPEX_t}{(1 + 0.04)^t} \quad \rightarrow \quad \underline{\text{Total OPEX}} = 51m\ EUR_{2021}$$

1) Source: DESFA

2) Source: HRADF study by Frontier Economics (2020) ; updated using the Upstream Operating Costs Index (UOCI) from 2020 to 2021 from IHS.

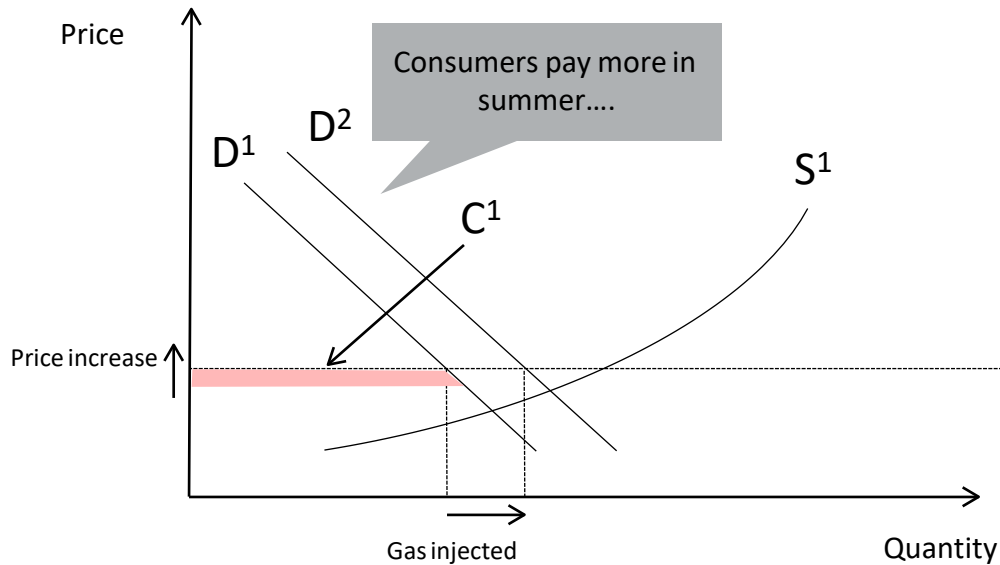
23 December 2021 Final Report reference:
New section



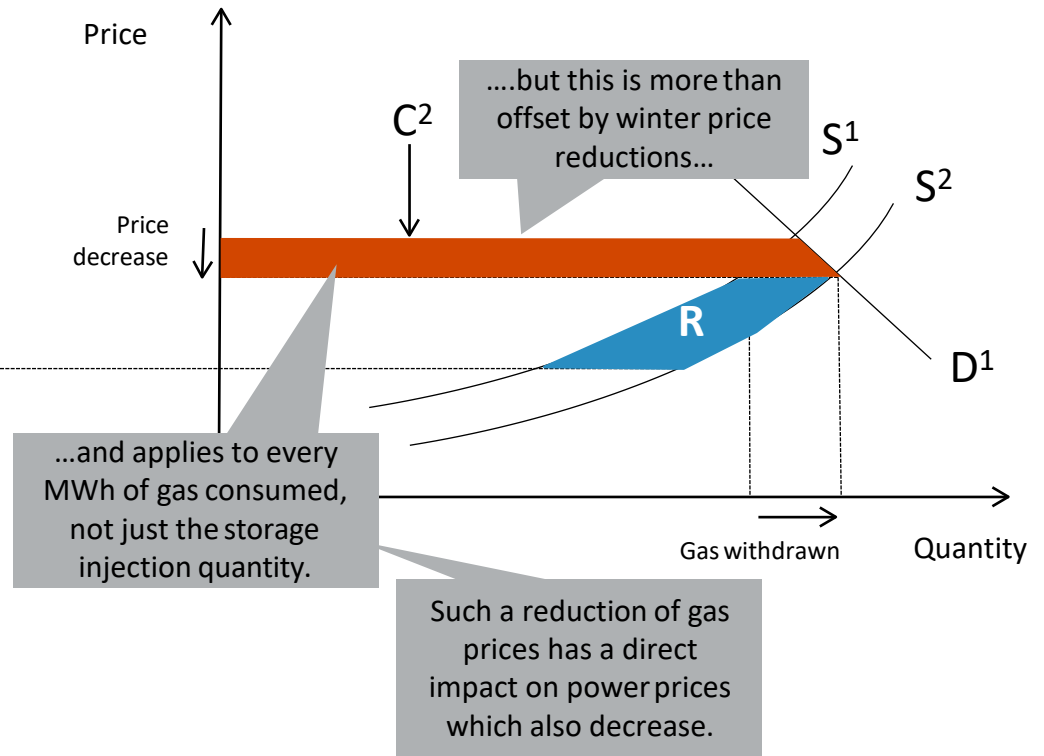
5. Impact of interruptible network capacity on storage bookings' commercial viability

Gas storage generates both externalities for all gas consumers (through wholesale price reductions) and private trading benefits

Summer



Winter



Externalities – Impact for all gas consumers

$\Delta\text{Price} < 0$

$\Delta\text{Price} > 0$

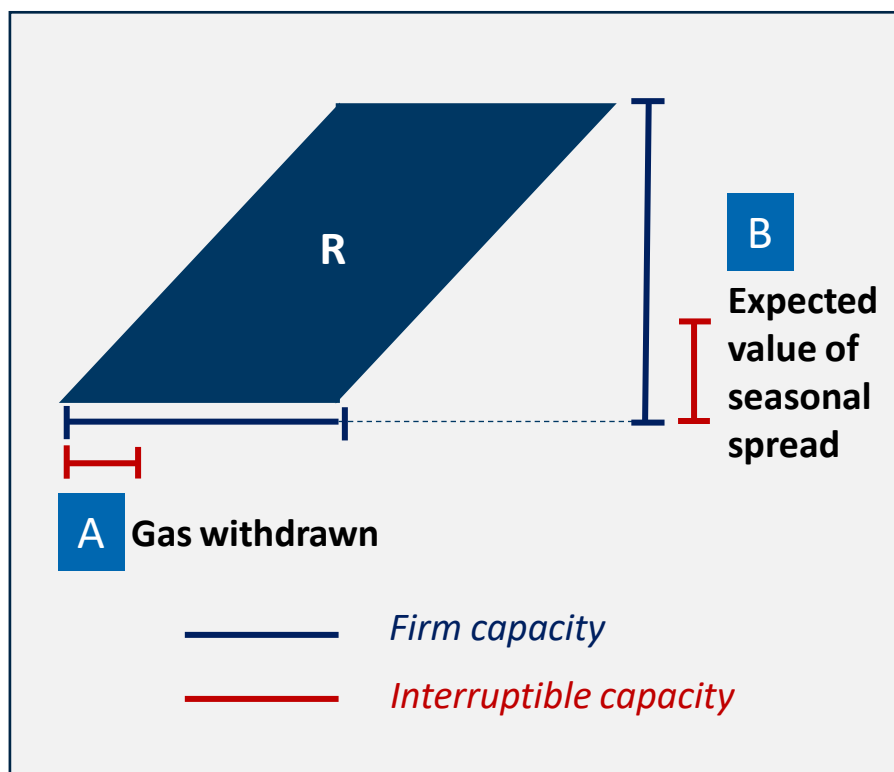
Private impact – Storage margin shared between storage operator and storage clients

Revenues > 0



Interruptible network capacity for storage would minimise private trading benefits which support storage bookings

Illustrative dimensions for private trading benefits (under firm and interruptible capacity for storage)



Private trading benefits depend on the following two dimension:

- A** The **amount of gas withdrawn**; and
- B** The **expected value of seasonal spread**, i.e. the difference between gas forward prices in winter and summer.

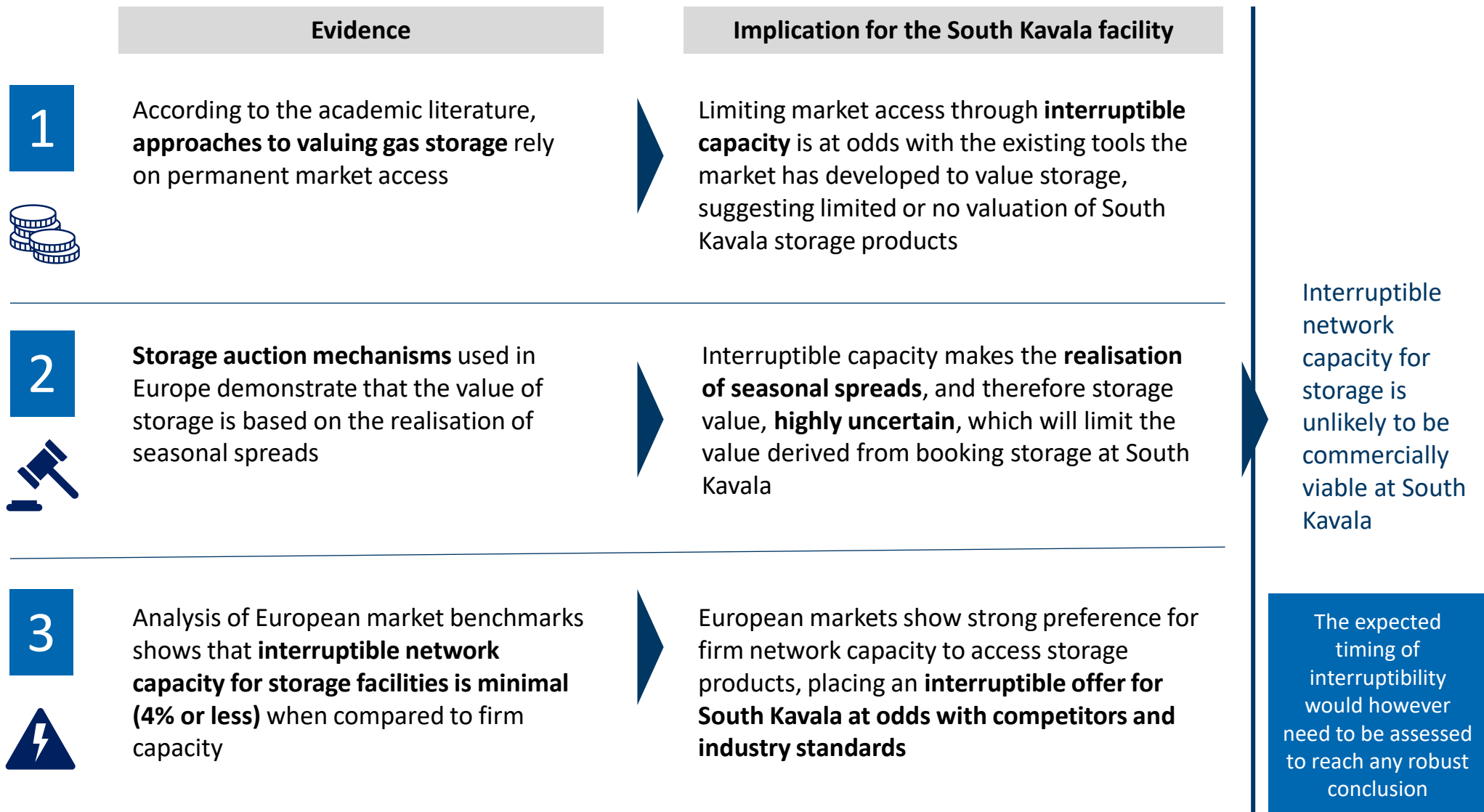
With interruptible network capacity, **both these dimensions are severely impacted**. In particular:

- A** **Security over the amount of gas withdrawn¹ at a given point in time (e.g. winter) is highly reduced**, as there is no certainty over the availability of capacity on the network at that point. Storage clients would therefore prefer more secure gas sources over storage, reducing the overall amount of gas withdrawn at the facility.
- B** Without knowing when the facility would be able to withdraw, **the realisation of seasonal spreads would also be highly uncertain**. This lowers the expected value of seasonal spreads (and therefore the expected profits) for the storage clients when using the storage facility.

As a consequence, storage clients would limit storage bookings on the South Kavala storage facility, and therefore minimise private benefits.

1. Please note interruptible capacity could also affect gas injected, by limiting the ability of the storage facility to store gas in the summer. However, chances of being interrupted in the summer (when gas demand is lower) are much lower than in the winter.

Evidence from benchmarking analysis and the academic literature points to unlikely commercial viability for South Kavala with only interruptible access



According to the academic literature, approaches to valuing gas storage rely on permanent market access

Overview

- Market players tend to own or contract natural gas storage flexibility primarily for managing the fluctuations in their own portfolio.
- Market players **adjust their storage trading and operating decisions to the market price signals**. This allows them to benefit from price spreads and price movements (volatility).
- The literature identifies **four approaches to the commercial valuation of natural gas storage** which are discussed further on this slide. All these strategies are based on analysis of forward and/or spot gas prices.
- **These valuation methods assume permanent market access, i.e. firm capacity** which allows withdrawing and injecting as and when needed to optimise the trading portfolio.

Approaches to commercial valuation of gas storage

a

Intrinsic

Takes the current forward curve and calculates the optimal trades in the forward market (including trades whose flows can be backed by storage) and the corresponding cash flows

b

Rolling intrinsic

Very similar to the intrinsic, but also considers profits of rebalancing the portfolio over time. At every re-hedge date a new intrinsic optimization is executed

c

Basket of spreads

Could be considered as a simplification of the rolling intrinsic approach as rather than evaluating profits from many potential rolls (as in the rolling intrinsic strategy) only a subset of these rolls are considered

d

Spot trading

Models the dynamics of the underlying gas prices and finds the optimal spot trading actions while taking into account future optionality, in order to balance immediate and future cash flows

Storage auction mechanisms used in Europe demonstrate that the value of storage is based on the firm realisation of seasonal spreads

Auction price formulas for gas storage primary capacity auctions – Examples



$$\text{Price per (SBU)}^1 = \text{Multiplier}^2 \times \text{Seasonal spread}$$

1. Standard bundled unit of storage
2. Reserve multiplier of 1.1.



$$\text{Reserve price} = \max \left(\text{Seasonal spread} - \text{Cost estimate}^3, 0 \right)$$

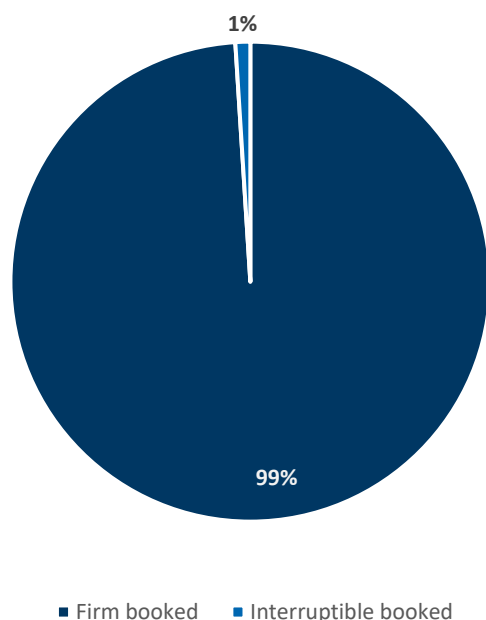
3. Covering average costs of entering and leaving the transmission network, the cost of immobilisation of stored gas and the price of injection and withdrawal service

Comments

- Storage facilities tend to auction out units of gas storage capacity, comprising rights to have gas injected, keep gas in store and withdraw gas, in line with the technical characteristics of the facility.
- Bergemeer's and Storengy's, the largest storage facilities in the Netherlands and France respectively, **index auction reserve prices for primary capacity to the seasonal spreads in their auction rules** (see diagram). This generally applies in relation to auctions with longer time horizons than a storage year only.
- **Auction prices can be considered as a measure of the value of storage** for storage clients. Bergermeer's and Storengy's auction price formulae show how important seasonal spreads are in this respect.

Interruptible network capacity account for only 1% of total booked capacity since 2018 at the largest storage facilities in Europe (vs. 99% firm)

Total network entry (i.e. storage exit) capacity for largest storage facilities in Europe – 2018-2022



- We have analysed data on network entry capacities for the five largest storage facilities in Europe since 2018.
- These facilities cover **approximately 30% of total working gas technical capacity** (including planned extensions up to and including 2025) in the region (see table below).

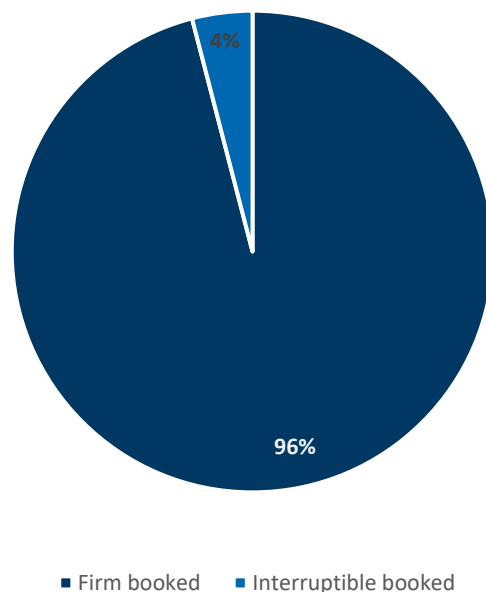
Facility	Working gas (technical) TWh
Stogit - Italy	183
Norg (Langelo) - Netherlands	59
Bergermeer - Netherlands	48
Serene Atlantique - France	47
Rehden - Germany	45

- Although these facilities are much larger than the South Kavala storage facility – which has 6.3 TWh working gas (technical) volume - we note this is still a helpful benchmarking exercise to assess the importance of firm vs interruptible capacity in the rest of Europe.
- In aggregate, our analysis on the sample considered concludes that booked interruptible network entry (i.e. storage exit) capacity is only 1% of total booked capacity, whereas firm capacity takes up the remaining 99%, showing very strong clients’ preference for firm capacity over interruptible capacity.

Sources. FTI analysis of Gas Infrastructure Europe and ENTSOG transparency platform data (Jan 2018 – March 2022).

Analysis of facilities more comparable to South Kavala confirms the overall finding, with only 4% of interruptible vs. 96% firm booked capacity since 2018

Total network entry capacity (i.e. storage exit) for most comparable storage facilities to South Kavala in Europe - 2018-2022



Sources. FTI analysis of Gas Infrastructure Europe and ENTSOG transparency platform data (Jan 2018 – March 2022).

- We have analysed data on network entry capacities for the five most comparable facilities to South Kavala since 2018 in Europe (see table for detail).
- This is based on **technical capability**, in particular the number of **days needed to fill the facility**¹ – which is equivalent to **58.9 days** for South Kavala.²

Facility	Days to fill
Sediane - France	60.0
Dambořice - Czech Republic	59.7
Lussagnet - France	59.5
Inzenham - West in Germany	59.2
Loenhout - Belgium	53.1

- In aggregate, our analysis on the sample considered concludes that booked interruptible capacity is only 4% of total booked capacity, whereas firm capacity takes up the remaining 96%, showing very strong clients’ preference for firm capacity over interruptible capacity.

1. This is calculated as the ratio of the working gas (technical) volume to the maximum withdrawal rate.
 2. Based on working gas (technical) volume of 6.3 TWh and 108 GWh/d maximum withdrawal rate.



Experts with Impact™

Contact

Emmanuel Grand



Senior Managing Director

emmanuel.grand@fticonsulting.com | +33 1 40 08 12 43