



Ανασκόπηση των Σχεδίων Επέκτασης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου

Νοέμβριος 2024

Η παρούσα μελέτη εκπονήθηκε σε συνεργασία με τη GREENPEACE Ελλάς και με τη στήριξη του European Climate Foundation, στο πλαίσιο σχετικής σύμβασης.

Στην εκπόνηση της μελέτης συνέβαλαν οι Δημήτρης Λάλας, Νίκος Γάκης και Ντανιέλα Μούκα, τεχνικό προσωπικό της FACET3S, A.E.

FACET³S, S.A.

Αγ. Ισιδώρου 1
Αθήνα 11471, Ελλάδα
Τηλ.: 210-3613135
E-mail: info@facets.gr

1. Εισαγωγή

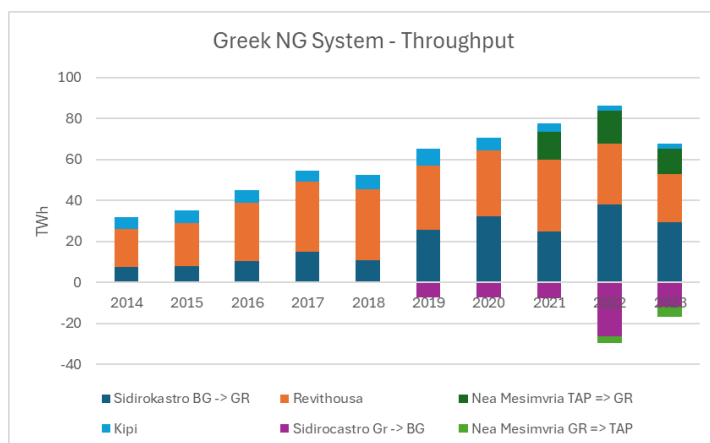
Το 1987, ο Υπουργός Βιομηχανίας, Ενέργειας και Τεχνολογίας, Αναστάσιος Πεπονής, υπέγραψε δύο διατάγματα που έμελλαν να έχουν σημαντικές και διαχρονικές επιπτώσεις: τη συμφωνία μεταξύ Ελλάδας και Σοβιετικής Ένωσης για την προμήθεια φυσικού αερίου (ΦΑ) και την ίδρυση του Κέντρου Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας (ΚΑΠΕ). Το επόμενο έτος, ακολούθησε η συμφωνία με την Αλγερία για την προμήθεια υγροποιημένου φυσικού αερίου (ΥΦΑ - LNG). Μέχρι το 1996, ολοκληρώθηκε ο αγωγός που συνδέει τα βουλγαρικά σύνορα (Σιδηρόκαστρο) με την ευρύτερη περιοχή της Αθήνας και τροφοδοτήθηκε με ΦΑ, ενώ το 2000 ο Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) της Ρεβυθούσας, υποδέχθηκε το πρώτο φορτίο ΥΦΑ. Δύο χρόνια νωρίτερα είχε ξεκινήσει τη λειτουργία του ο πρώτος σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο, ο οποίος είχε μετατραπεί από σταθμό πετρελαίου.

Έκτοτε, η εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου έφτασε στο υψηλότερο επίπεδο το 2021 με 69,65 TWh, από 3,2 TWh το 1997. Το μεγαλύτερο μέρος της κατανάλωσης κατευθύνθηκε στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (48,05 TWh), ενώ ακολούθησαν οι πωλήσεις στο δίκτυο διανομής (13,2 TWh) και τη βιομηχανία (8,78 TWh). Το 2022, η εγχώρια κατανάλωση μειώθηκε κατά 19,04%, από τις 69,95 TWh του 2021 (και τις 63,1 TWh του 2020). Η μείωση αυτή οφειλόταν κυρίως στη μείωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο (μείωση κατά 6,69 TWh) λόγω των υψηλών τιμών του φυσικού αερίου, γεγονός που επέτρεψε στον λιγνίτη να καταστεί ξανά ανταγωνιστικός στο ενεργειακό μείγμα, καθώς και στη μείωση της βιομηχανικής κατανάλωσης (μείωση κατά 5,98 TWh). Η κατανάλωση από τα νοικοκυριά και τον τριτογενή τομέα μειώθηκε κατά μόλις 0,98 TWh. Το 2023, η εγχώρια κατανάλωση υποχώρησε περαιτέρω στις 50,93 TWh¹, κυρίως λόγω της ακόμη χαμηλότερης χρήσης φυσικού αερίου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία από τις 20,87 TWh το 2021 μειώθηκε στις 17,45 TWh το 2022 και στις 14,62 TWh το 2023².

Τα σημεία εισόδου του συνολικού όγκου φυσικού αερίου που τροφοδοτεί το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου παρουσιάζονται στο Γράφημα 1. Μέχρι το 2020, το φυσικό αέριο προερχόταν από εισαγωγές α) μέσω του σημείου εισόδου στο Σιδηρόκαστρο, που συνδέεται με το βουλγαρικό δίκτυο και τον Διαβαλκανικό Αγωγό από τη Ρωσία, β) μέσω της διασύνδεσης στους Κήπους με τον αγωγό TANAP στην Τουρκία, καθώς και γ) ως ΥΦΑ μέσω του Σταθμού Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου της Ρεβυθούσας (βλ. Γράφημα 2). Επιπλέον, μια πολύ μικρή ποσότητα (από μέγιστο 0,14 TWh το 2018 έως λιγότερο από 0,04 TWh το 2020) προερχόταν από το κοίτασμα φυσικού αερίου του Πρίνου. Από το 2021, πρόσθετες ποσότητες παρέχονται μέσω του αγωγού TAP (φυσικό αέριο από το Αζερμπαϊτζάν) με σημείο εισόδου τη Νέα Μεσημβρία.

¹ <https://www.statistics.gr/documents/20181/bc9cc2cc-d02f-939b-c825-cb0aded645e2>

² <https://www.admie.gr/agora/enimerotika-deltia/miniaia-deltia-energeias>



Γράφημα 1: Χρήση των σημείων εισόδου/εξόδου του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου της Ελλάδας

Το 2019, η Ελλάδα εισήγαγε 65,2 TWh φυσικού αερίου, ποσότητα μεγαλύτερη από την εγχώρια κατανάλωση, ενώ οι υπόλοιπες 7,8 TWh (11,8%) εξήχθησαν μέσω της δυνατότητας αντίστροφης ροής του αγωγού Ελλάδας-Βουλγαρίας. Τα επόμενα χρόνια, οι εξαγωγές αυξήθηκαν, φτάνοντας τις 29,5 TWh (34,1%) το 2022, χάρη στην έναρξη λειτουργίας του νέου Διασυνδεδετήριου Αγωγού Ελλάδας-Βουλγαρίας (IGB) τον Οκτώβριο του 2022 και την αυξημένη ζήτηση λόγω του πολέμου στην Ουκρανία. Το 2023, οι εξαγωγές μειώθηκαν στις 16,7 TWh (24,7%).

Λαμβάνοντας υπόψη τη διαρκώς αυξανόμενη δραστηριότητα, είναι σημαντικό να εξεταστεί η τρέχουσα κατάσταση του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου της Ελλάδας, να αξιολογηθούν τα σχέδια αναβάθμισης και επέκτασής του, να αναλυθούν οι προβλέψεις για την εγχώρια ζήτηση και να παρατεθούν τεχνικά δεδομένα ώστε να προσδιοριστεί αν η προβλεπόμενη ζήτηση έως το 2050, που εμπίπτει στη διάρκεια ζωής των νέων προγραμματισμένων υποδομών, μπορεί να καλυφθεί με ασφάλεια. Με αυτόν τον τρόπο, θα διαπιστωθεί αν υπάρχει σταθερή βάση για την περαιτέρω επέκταση του συστήματος.

2. Το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου

Το κύριο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ ή ΕΣΦΑ) της Ελλάδας περιλαμβάνει δύο κύριους κλάδους: ο ένας εκτείνεται από ανατολή προς δύση, από την Τουρκία έως την Αδριατική στη βόρεια Ελλάδα, ενώ ο δεύτερος εκτείνεται από βορρά προς νότο, από τη Θεσσαλονίκη προς την Αθήνα και στη συνέχεια στην Πελοπόννησο³, όπως φαίνεται στο Γράφημα 2.

³ Εθνικό Προσχέδιο ΕΣΕΚ, Αύγουστος 2024



Γράφημα 2: Χάρτης του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου και των διασυνδέσεών του

Το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου που παρουσιάζεται στο Γράφημα 2 ανήκει στον ΔΕΣΦΑ Α.Ε., ο οποίος και το διαχειρίζεται, και αποτελεί τη ραχοκοκαλιά που τροφοδοτεί τα τοπικά δίκτυα καλύπτοντας τις ανάγκες οικιακών και τριτογενών καταναλωτών. Αποτελείται από ένα κύριο τμήμα υψηλής πίεσης μήκους 954 χλμ. και ένα συμπληρωματικό τμήμα τροφοδοσίας μήκους 512 χλμ. Ο Διαχειριστής του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ Α.Ε.) ανήκει κατά 33,3% στο Ελληνικό Δημόσιο και κατά 66,6% στη ΣΕΝΦΛΟΥΓΚΑ Α.Ε. Συμμετοχών Ενεργειακών Υποδομών, η οποία ελέγχεται από τις εταιρείες Snam (54%), Enagás (18%), Fluxys (18%) και DAMCO (10%). Επίσης, ο ΔΕΣΦΑ κατέχει και διαχειρίζεται τον Σταθμό Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) της Ρεβυθούσας.

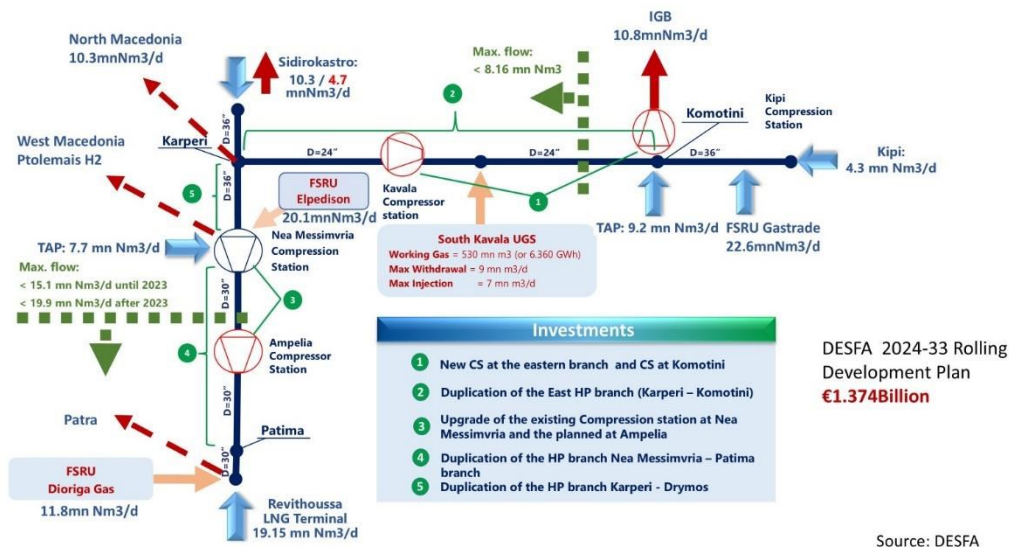
Μετά από μια δεκαετία δισταγμών, το Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου συνδέεται πλέον και με τη Βουλγαρία μέσω του νέου αγωγού IGB, όπως φαίνεται στο Γράφημα 2. Επιπλέον, τουλάχιστον τέσσερις εταιρείες έχουν υποβάλει αιτήσεις για την κατασκευή και λειτουργία πλωτών μονάδων παραλαβής, προσωρινής αποθήκευσης και αεριοποίησης Φυσικού Αερίου-ΥΦΑ (Floating Storage and Regasification Unit-FSRU) που θα συνδέονται με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου. Από αυτές, η πλωτή μονάδα FSRU της Αλεξανδρούπολης, που ανήκει στη GASTRADE Α.Ε., έχει ολοκληρωθεί, έλαβε άδεια λειτουργίας τον Αύγουστο του 2024 και ξεκίνησε την εμπορική της λειτουργία την 1η Οκτωβρίου 2024. Η δεύτερη πλωτή μονάδα FSRU, της Διώρυγα GAS στην Κόρινθο, βρίσκεται σε προχωρημένο στάδιο αδειοδότησης, με την τελευταία επιτόπια επιθεώρηση από τους επιθεωρητές του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας να πραγματοποιείται στις 8 Νοεμβρίου 2024. Σύμφωνα με τη Διώρυγα GAS Α.Ε., ιδιοκτήτρια του έργου και θυγατρική της MOTOR OIL Α.Ε., η τελική επενδυτική απόφαση ύψους 340 εκατ. € αναμένει την έγκριση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για συγχρηματοδότηση από ελληνικά κρατικά κονδύλια, με όρους αντίστοιχους της ενίσχυσης ύψους 270 εκατ. € που δόθηκε⁴ για το FSRU της

⁴ <https://www.gastrade.gr/en/2023/10/02/european-commission-approves-e106-million-to-support-completion-of-lng-terminal-in-alexandroupolis/>

Αλεξανδρούπολης. Παράλληλα, τον Μάρτιο του 2024 εγκρίθηκαν οι απαραίτητες άδειες για την κατασκευή του συνδετήριου αγωγού, ο οποίος θα συνδέει την προγραμματισμένη πλωτή μονάδα ΥΦΑ στην Κόρινθο με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου. Ο ΔΕΣΦΑ έχει ήδη εντάξει την κατασκευή του αγωγού στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που εκτείνεται έως το 2033. Τα υπόλοιπα έργα κατασκευής πλωτών μονάδων παραλαβής, προσωρινής αποθήκευσης και αεριοποίησης, από την Elpedison A.E. στη Θεσσαλονίκη και τη Mediterranean Gas A.E. στον Βόλο, βρίσκονται σε πιο πρώιμο στάδιο όσον αφορά την αδειοδότηση και τους ελέγχους αγοράς.

Όλα τα έργα FSRU συνδέονται με μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από φυσικό αέριο, με τη νέα μονάδα ισχύος 840 MW στην Αλεξανδρούπολη να βρίσκεται ήδη υπό κατασκευή ενώ οι μονάδες αντίστοιχης ισχύος στη Θεσσαλονίκη, και πιθανώς στην Κόρινθο, προγραμματίζεται να κατασκευαστούν στους χώρους των υφιστάμενων μονάδων φυσικού αερίου.

Ωστόσο, για να φιλοξενηθεί η αυξημένη δυναμικότητα εισαγωγής αερίου που θα προσφέρουν οι νέες πλωτές μονάδες FSRU, απαιτείται η άρση ορισμένων σημείων συμφόρησης στο υφιστάμενο Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου. Αυτά τα σημεία συμφόρησης απεικονίζονται ευκρινώς στο Γράφημα 3 παρακάτω (χωρίς την πλωτή μονάδα FSRU στον Βόλο).



Γράφημα 3: Αναλυτική παρουσίαση του δυναμικού και των σημείων συμφόρησης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου

Οι διάμετροι των αγωγών και, κατ' επέκταση, η δυναμικότητα μεταφοράς τους, καθώς και οι εγκαταστάσεις συμπίεσης στα τμήματα από τον Σταθμό ΥΦΑ της Ρεβυθούσας έως το Πάτημα και τη Νέα Μεσημβρία, βρίσκονται οριακά σε θέση να διαχειριστούν τη σημερινή ημερήσια ροή φυσικού αερίου της Ρεβυθούσας. Απαιτείται αναβάθμισή τους, ώστε να μπορούν να εξυπηρετήσουν τις πρόσθετες εισαγωγές από την προγραμματισμένη πλωτή μονάδα της Κόρινθου. Το ίδιο πρόβλημα ισχύει και για το τμήμα από την Κομοτηνή έως την Καρπερή, το οποίο ενδέχεται να κληθεί να διαχειριστεί μέρος των πρόσθετων ποσοτήτων φυσικού αερίου από την πλωτή μονάδα της Αλεξανδρούπολης. Στο ίδιο τμήμα σχεδιάζεται πιθανή σύνδεση

με την προγραμματισμένη Υπόγεια Αποθήκη (ΥΑ) φυσικού αερίου στα εξαντλημένα κοιτάσματα πετρελαίου της Καβάλας. Το Γράφημα 3 δεν απεικονίζει ορισμένα ζητήματα ασυμβατότητας ροών που ενδέχεται να περιορίσουν προσωρινά τη μεταφορά, όπως αυτό που εντοπίζεται μεταξύ Κήπων και Κομοτηνής.⁵

3. Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΔΕΣΦΑ

Αυτό φαίνεται να αποτελεί τον στρατηγικό στόχο του ΔΕΣΦΑ, σύμφωνα με το τελευταίο προσχέδιο (Σεπτέμβριος 2024) του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης⁶. Το προσχέδιο προβλέπει συνολικές επενδύσεις ύψους 1,37 δισ. € για την περίοδο 2024-2033 (αυξημένες από τα €1,27 δισ. του προηγούμενου σχεδίου για την περίοδο 2023-2032) οι οποίες κατανέμονται ως εξής:

1. Αναβάθμιση και επεκτάσεις ΕΣΦΑ (820,7 εκατ. €)

- 92,1 εκατ. € για αγωγό υψηλής πίεσης από τη Νέα Μεσημβρία έως τα σύνορα με τη Βόρεια Μακεδονία (TEA⁷ έχει ληφθεί, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Δεκέμβριος 2025)
- 124,9 εκατ. € για νέο σταθμό συμπίεσης στην Κομοτηνή και ρυθμιστικό σταθμό (TEA έχει ληφθεί, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Φεβρουάριος 2025)
- 73,9 εκατ. € για νέο σταθμό συμπίεσης στην Αμπελιά (TEA έχει ληφθεί, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Μάιος 2025)
- 47,9 εκατ. € για σταθμό συμπίεσης για την τροφοδοσία του αγωγού TAP στη Ν. Μεσημβρία (Booster Compressor) (TEA έχει ληφθεί, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Οκτώβριος 2025)
- 310,6 εκατ. € για διπλασιασμό κλάδου υψηλής πίεσης Καρπερή-Κομοτηνή (εκκρεμεί TEA Ιούνιος 2025, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Δεκέμβριος 2026)
- 150,6 εκατ. € για διπλασιασμό κλάδου υψηλής πίεσης Πάτημα-Λιβαδειά (εκκρεμεί TEA Οκτώβριος 2025, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Δεκέμβριος 2026). Το κόστος για την 2^η επέκταση υψηλής πίεσης από τη Λιβαδειά στην Καρπερή βρίσκεται υπό αξιολόγηση.
- 20,67 εκατ. € για μετρητικό και ρυθμιστικό σταθμό για τη σύνδεση με το FSRU της Διώρυγα GAS (εκκρεμεί TEA Φεβρουάριος 2025, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Οκτώβριος 2026)

2. Έργα διασύνδεσης με υφιστάμενους σταθμούς παραγωγής ενέργειας και βιομηχανικές εγκαταστάσεις (31,4 εκατ. €)

- 19,3 εκατ. € για κατασκευή αγωγού υψηλής πίεσης και σύνδεση των εγκαταστάσεων της ΛΑΡΚΟ με το ΕΣΦΑ (ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Δεκέμβριος 2024).
- 6,7 εκατ. € για τη σύνδεση του σταθμού ηλεκτροπαραγωγής Θερμοηλεκτρική Κομοτηνής με το ΕΣΜΦΑ (ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Σεπτέμβριος 2024)
- 5,4 εκατ. € για τη σύνδεση ΕΛΒΑΛ με ΕΣΜΦΑ στα Οινόφυτα (TEA έχει ληφθεί, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Δεκέμβριος 2026)

3. Επεκτάσεις για εξυπηρέτηση νέων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής (24,2 εκατ. €)

⁵ <https://www.rae.gr> > ΣΠΔ-Απόφαση 163/2023

⁶ https://www.desfa.gr/userfiles/consultations/DRAFT_TYDP2024-2033.pdf

⁷ TEA=Τελική Επενδυτική Απόφαση

- 3,9 εκατ. € για τη σύνδεση του νέου σταθμού ηλεκτροπαραγωγής της ELPEDISON με το ΕΣΜΦΑ (ΤΕΑ έχει ληφθεί, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Οκτώβριος 2025)
 - 7,5 εκατ. € για τη σύνδεση του νέου σταθμού ηλεκτροπαραγωγής «Λάρισα Θερμοηλεκτρική» με το ΕΣΦΑ και μετρητικός σταθμός (εκκρεμεί ΤΕΑ Ιούνιος 2025, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Μάιος 2027)
 - 12,8 εκατ. € για τη σύνδεση του νέου σταθμού ηλεκτροπαραγωγής «Αλεξανδρούπολη Α.Ε.» με το ΕΣΦΑ και Μετρητικός Σταθμός (εκκρεμεί ΤΕΑ Μάιος 2025, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Απρίλιος 2027)
4. Επεκτάσεις του δικτύου για εξυπηρέτηση νέων περιοχών (314,9 εκατ. €)
- 190,1 εκατ. €:
 - για αγωγό υψηλής πίεσης προς την περιοχή της Πτολεμαΐδας,
 - για μετρητικούς/ρυθμιστικούς σταθμούς για την τροφοδοσία των πόλεων στις περιοχές των πρώην λιγνιτικών μονάδων, και
 - για τη μετατροπή της Μονάδας V του ΑΗΣ Πτολεμαΐδας σε μονάδα φυσικού αερίου μετά το 2028 (ΤΕΑ έχει ληφθεί, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Μάιος 2025)
 - 5,9 εκατ. € για μετρητικούς/ρυθμιστικούς σταθμούς στα δίκτυα διανομής της Ανατολικής Πελοποννήσου (ΤΕΑ έχει ληφθεί, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Ιούνιος 2025)
 - 13,5 εκατ. € για μετρητικούς/ρυθμιστικούς σταθμούς στα δίκτυα διανομής της Κεντρικής Μακεδονίας (ΤΕΑ έχει ληφθεί, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Ιούλιος 2025)
 - 101,4 εκατ. € για αγωγό υψηλής πίεσης που θα τροφοδοτεί την περιοχή της Πάτρας (εκκρεμεί ΤΕΑ Ιούνιος 2025, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Δεκέμβριος 2026)
5. Βελτιώσεις υποδομών (152,6 εκατ. €)
- 39,2 εκατ. € για την αναβάθμιση των εγκαταστάσεων του Τερματικού Σταθμού Ρεβυθούσας, ώστε να εξυπηρετεί εγκαταστάσεις ΥΦΑ μικρής κλίμακας και φορτηγά ΥΦΑ (ΤΕΑ έχει ληφθεί, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Ιούνιος 2025)
 - 13,9 εκατ. € για την εγκατάσταση συστήματος επανασυμπίεσης εκπομπών μεθανίου από διεργασίες στους σταθμούς συμπίεσης (εκκρεμεί ΤΕΑ Μάρτιος 2025, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας Δεκέμβριος 2025).
 - 99,5 εκατ. € για διάφορες βελτιώσεις υποδομών (ΤΕΑ έχει ληφθεί, ημερομηνία έναρξης λειτουργίας κυρίως το 2025, με ορισμένα έργα έως το 2026)
6. Επενδύσεις σε νέα έργα (30,4 εκατ. €)
- 8,3 εκατ. € για νέο μετρητικό/ρυθμιστικό σταθμό για τη σύνδεση με την υπόγεια αποθήκη ΦΑ στην Καβάλα
 - 8,3 εκατ. € για νέο μετρητικό/ρυθμιστικό σταθμό για τη σύνδεση με τον αγωγό East Med
 - 13,8 εκατ. € για νέο αγωγό υδρογόνου και εγκατάσταση έγχυσης από το Αμύνταιο έως τα Κομνηνά

Από την παραπάνω λίστα, μπορούν να εξαχθούν ορισμένα συμπεράσματα σχετικά με τις στρατηγικές προτεραιότητες του ΔΕΣΦΑ:

- a. Το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2024-2033, ουσιαστικά, λειτουργεί ως τριετές, καθώς μόνο 3 έργα, συνολικού προϋπολογισμού 35,82 εκατ. € (ή μόλις το 2,5% του συνολικού προϋπολογισμού), προγραμματίζονται για μετά την τριετία.
- b. Η μερίδα του λέοντος (820,4 εκατ. € ή το 60% του συνολικού προϋπολογισμού) προορίζεται για την αύξηση της δυναμικότητας του δικτύου, ώστε να μπορεί να διαχειριστεί μεγαλύτερες εισαγωγές και εξαγωγές φυσικού αερίου. Αυτά τα έργα περιλαμβάνουν την άρση των σημείων συμφόρησης που ενδέχεται να προκύψουν λόγω της περιορισμένης χωρητικότητας των αγωγών δυτικά της Κομοτηνής και νότια της Αμπελίας (βλ. Γράφημα 3). Η αναβάθμιση αυτή προβλέπεται να γίνει σε δύο φάσεις, μία για την ενίσχυση της δυναμικότητας των σταθμών συμπίεσης και μία δεύτερη για την αύξηση της μεταφορικής ικανότητας των αγωγών. Και οι δύο φάσεις προγραμματίζεται να υλοποιηθούν μέσα στα επόμενα ένα με δύο χρόνια, με την πρώτη φάση ύψους 246,7 εκατ. € να έχει ήδη εξασφαλίσει θετική τελική επενδυτική απόφαση (TEA) και με εκτιμώμενη ημερομηνία ολοκλήρωσης το 2025. Η TEA για τη δεύτερη φάση ύψους 461,2 εκατ. € αναμένεται να ληφθεί στις αρχές του 2025 με προγραμματισμένη ημερομηνία ολοκλήρωσης το 2026.
- c. Η σύνδεση για την τροφοδοσία της Βόρειας Μακεδονίας με φυσικό αέριο (τουλάχιστον το τμήμα που βρίσκεται στην ελληνική επικράτεια) αναμένεται να είναι έτοιμη το 2025. Σημειώνεται ότι η Βόρεια Μακεδονία διαθέτει μόνο άλλη μία μικρή σύνδεση με το βουλγαρικό δίκτυο.
- d. Ο ΔΕΣΦΑ εκτιμά ότι η πλωτή μονάδα FSRU της Διώρυγα GAS A.E. (θυγατρική της MOTOR OIL A.E.) πιθανότατα θα κατασκευαστεί, αν και η MOTOR OIL (δηλαδή η ιδιοκτήτρια εταιρεία) έχει αφήσει να εννοηθεί ότι, πριν ληφθεί η τελική επενδυτική απόφαση (TEA), αναμένει κρατική ενίσχυση αντίστοιχη με αυτήν που δόθηκε για την πλωτή μονάδα της Αλεξανδρούπολης. Το FSRU της Διώρυγα GAS έχει εξασφαλίσει τις απαραίτητες περιβαλλοντικές άδειες, ενώ πραγματοποιήθηκε επιτόπιος έλεγχος από στελέχη του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας στις 8 Νοεμβρίου 2024 για την έκδοση άδειας εγκατάστασης. Αντίθετα, δεν έχουν περιληφθεί στο Δεκαετές Πρόγραμμα προβλέψεις για συνδέσεις των δύο άλλων πλωτών μονάδων FSRU στη Θεσσαλονίκη και τον Βόλο.
- e. Το δεύτερο μεγαλύτερο μέρος του προϋπολογισμού, ύψους 314,7 εκατ. € (ή 38%), προορίζεται για επεκτάσεις του δικτύου με στόχο την κάλυψη των αναγκών μεγάλων βιομηχανικών μονάδων (31,4 εκατ. €) καθώς και του βιομηχανικού, του οικιακού και του τριτογενούς τομέα σε τρεις περιοχές:
- Ναύπλιο/Αργος και Πάτρα στην Πελοπόννησο
 - Διάδρομος Έδεσσας/Νάουσας/Βέροιας στην Κεντρική Μακεδονία
 - Διάδρομος Πτολεμαΐδας/Αμυνταίου/Καστοριάς στη Δυτική Μακεδονία, όπου η λιγνιτική μονάδα Πτολεμαΐδα V θα μετατραπεί σε μονάδα φυσικού αερίου πιθανότατα μετά το 2028, ενώ μετά το 2030 αναμένεται σημαντική παραγωγή υδρογόνου.
- f. Η χρηματοδότηση των έργων θα προέλθει από ίδια κεφάλαια του ΔΕΣΦΑ, δάνεια και, ενδεχομένως, από επιδοτήσεις. Η μοναδική πηγή δανεισμού που αναφέρεται είναι η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων (ΕΤΕπ) για τον αγωγό προς τη Βόρεια Μακεδονία (92,1 εκατ. €). Τρία έργα, δηλαδή ο αγωγός Δυτικής Μακεδονίας και οι σχετικές εργασίες (194,1 εκατ. €), η αναβάθμιση των εγκαταστάσεων της Ρεβυθούσας ώστε

να μπορούν να εξυπηρετούν τη φόρτωση και εκφόρτωση φορτηγών ΥΦΑ (39,2 εκατ. €) και η μονάδα επανασυμπίεσης των διαφυγόντων εκπομπών μεθανίου (CH₄) (14,4 εκατ. €), έχουν υποβάλει αιτήσεις ή έχουν εξασφαλίσει έγκριση επιδοτήσεων από τα προγράμματα ΕΣΠΑ 2014-2020 και 2021-2027, με ποσοστό επιδότησης περίπου 50% του κόστους επένδυσης. Οι επενδύσεις αναμένεται να αποσβεστούν μέσω των τελών χρήσης του συστήματος.

Το αποτέλεσμα αυτών των έργων, τα περισσότερα από τα οποία θα ολοκληρωθούν έως το 2025-2026, είναι:

- Να διπλασιαστεί η δυναμικότητα του κύριου κορμού του δικτύου υψηλής πίεσης (ΥΠ) και να εξαλειφθούν τα σημεία συμφόρησης, και
- Να επεκταθούν τα δίκτυα μέσης πίεσης (ΜΠ) και χαμηλής πίεσης (ΧΠ) ώστε να καλύψουν περισσότερες κατοικημένες περιοχές, επιτρέποντας στις επιχειρήσεις διανομής φυσικού αερίου να αυξήσουν τις λιανικές συνδέσεις από περίπου 600.000 που είναι σήμερα, σε πάνω από 1.000.000.

Η επέκταση της δυναμικότητας των σημείων εισόδου θα επιτρέψει επίσης τη διαχείριση των εισαγωγών από την προτεινόμενη πλωτή μονάδα FSRU στην Κόρινθο (Διώρυγα GAS Α.Ε.), καθώς και από τις λιγότερο προχωρημένες πλωτές μονάδες στη Θεσσαλονίκη και τον Βόλο.

Πίνακας 1: Δυναμικότητα Εισαγωγών & Εξαγωγών				
	Εισαγωγές		Εξαγωγές	
	MWh/d	TWh/yr	MWh/d	TWh/yr
Σιδηρόκαστρο	117493	42.30	66285	23.86
Ρεβυθούσα	224592	80.85	0	0
Κήποι	48592	17.49	0	0
Νέα Μεσημβρία	53368	19.21	53368	19.21
IGB Κομοτηνής	124760	44.91	124760	44.91
Αλεξανδρούπολη *	172811	62.21	0	0
Σύνολο	741616	266.98	244413	87.99
Σύνολο χωρίς την εισροή από IGB	616856	222.07		
Βόρεια Μακεδονία	0	0	118664	42.72
Διώρυγα (Κόρινθος)	135946	48.94	0	0
Σύνολο χωρίς την εισροή από IGB συν τη Διώρυγα	752802	271.01	363077	130.71

* Η δυναμικότητα εισαγωγών της σύνδεσης της Αλεξανδρούπολης είναι μεγαλύτερη, φτάνοντας τις 94,5 TWh/έτος, αλλά περιορίζεται από τη δυναμικότητα αεριοποίησης της πλωτής μονάδας FSRU. Λόγω των τεχνικών περιορισμών του δικτύου και μέχρι την ολοκλήρωση της αναβάθμισης του σταθμού συμπίεσης στην Κομοτηνή, η δυναμικότητα περιορίζεται σε 46.000 MWh/ημέρα.

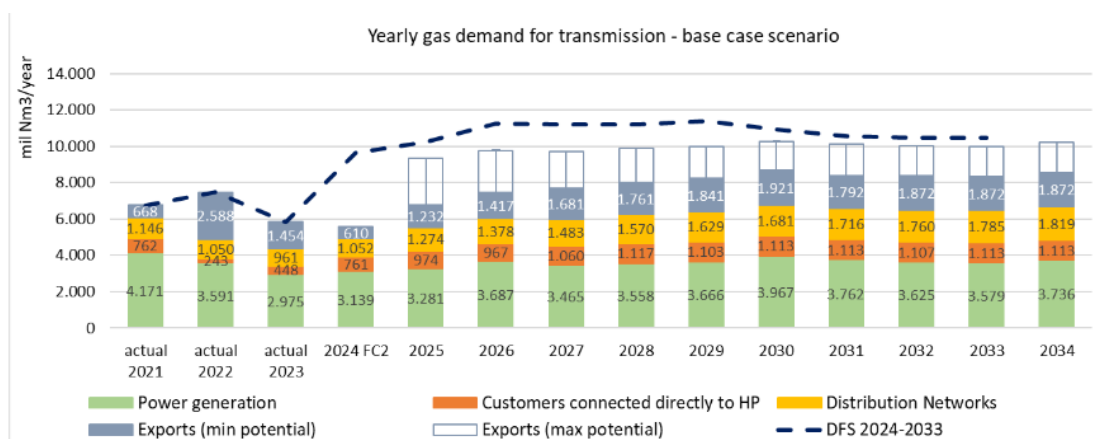
Στον Πίνακα 1 παραπάνω παρουσιάζονται οι τρέχουσες και οι προβλεπόμενες για τα επόμενα δύο χρόνια δυναμικότητες εισαγωγών⁸ σε κάθε σημείο εισόδου του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου. Σημειώνεται ότι οι δυναμικότητες

⁸ <https://www.rae.gr> > ΣΠΔ-Απόφαση 163/2023

εισαγωγών/εξαγωγών του Πίνακα 1 δεν περιλαμβάνουν τη μεταφορική ικανότητα του αγωγού TAP, η οποία δεν αφορά το ΕΣΦΜΑ αλλά εξυπηρετεί τη διαμετακόμιση προς την Ιταλία.

4. Δεκαετής Μελέτη Εκτίμησης Ζήτησης ΔΕΣΦΑ

Τον Σεπτέμβριο του 2024, ο ΔΕΣΦΑ δημοσίευσε⁹ τη Μελέτη Εκτίμησης Ζήτησης για την περίοδο 2025-2034, η οποία αποτελεί τη βάση για το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης 2025-2034. Το βασικό σενάριο (βλ. Γράφημα 4) προβλέπει ότι η εγχώρια ζήτηση φυσικού αερίου θα συνεχίσει να αυξάνεται έως το 2034, οπότε και θα φτάσει τις 76,68 TWh, μετά από ένα υψηλό σημείο 77,75 TWh το 2030. Η ζήτηση προβλέπεται να φτάσει τις 63,58 TWh το 2025, ενώ το 2023 ήταν 50,39 TWh. Σύμφωνα με τον ΔΕΣΦΑ, η αύξηση αποδίδεται σε μια σημαντική άνοδο της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά την περίοδο 2024-2026, λόγω της σταδιακής απόσυρσης των λιγνιτικών μονάδων, καθώς και σε μια μικρότερη αλλά αξιοσημείωτη αύξηση στη βιομηχανική χρήση. Παρόλο που η αύξηση αυτή είναι περιορισμένη σε απόλυτους αριθμούς, σε ποσοστιαία βάση ανέρχεται στο 50%, γεγονός που την καθιστά σημαντική.



Γράφημα 4: Προβλέψεις ΔΕΣΦΑ για την εγχώρια ζήτηση και τις εξαγωγές σε ετήσια βάση

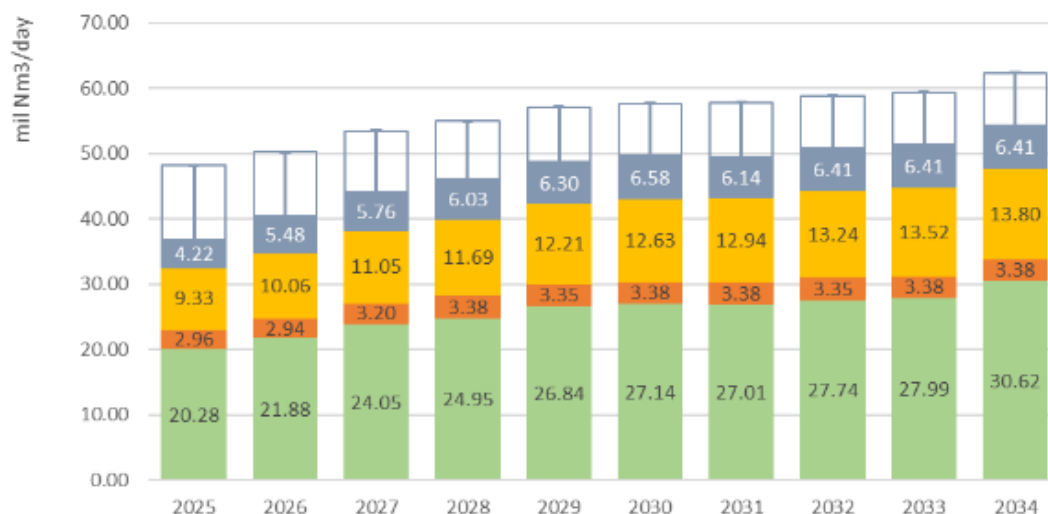
Ταυτόχρονα, σύμφωνα με τον ΔΕΣΦΑ, οι εξαγωγές αναμένεται σχεδόν να διπλασιαστούν, από 16,69 TWh το 2023 σε έως και 42,71 TWh το 2025, 38,6 TWh το 2030 και σχεδόν στα ίδια επίπεδα (40,25 TWh) το 2034. Αυτές οι τιμές αντιστοιχούν περίπου στο 56% της εγχώριας κατανάλωσης την περίοδο 2030-2034, από το 33% το 2023.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει επίσης η πρόβλεψη για την ημερήσια μέγιστη ζήτηση υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας του συστήματος μεταφοράς (βλ. Γράφημα 5), οι οποίες θα πρέπει να συγκριθούν με την υφιστάμενη και την προβλεπόμενη δυναμικότητα στα σημεία εισόδου και εξόδου του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου.

Οι ημερήσιες μέγιστες τιμές ζήτησης για την εγχώρια κατανάλωση προβλέπεται να φτάσουν τα 47,80 εκατ. Nm³/ημέρα (549,70 GWh/ημέρα) το 2034 και τα 43,15 εκατ. Nm³/ημέρα

⁹ https://www.raaey.gr/energeia/wp-content/uploads/2024/12/demand-forecast-study-2025-2034_final_638688146187462373.pdf

(496,32 GWh/ημέρα) το 2030, από 30,7 εκατ. Nm³/ημέρα (353,7 GWh/ημέρα) το 2023. Αυτές οι τιμές είναι χαμηλότερες από τις τιμές του Πίνακα 1, όπου η τρέχουσα δυναμικότητα εισαγωγών φτάνει τα 617,1 GWh/ημέρα και μπορεί να αυξηθεί στα 734,7 GWh/ημέρα εάν κατασκευαστεί η πλωτή μονάδα FSRU στην Κόρινθο. Οι υφιστάμενες δυναμικότητες μπορούν να καλύψουν με ευκολία ακόμα και τις υψηλότερες ημερήσιες μέγιστες τιμές που προβλέπονται, οι οποίες είναι 505,98 GWh/ημέρα το 2030 και 558,56 GWh/ημέρα το 2034, διατηρώντας επιπλέον περιθώριο ασφαλείας 10%.



Γράφημα 5: Προβλέψεις του ΔΕΣΦΑ για την ημερήσια μέγιστη ζήτηση εγχώριας κατανάλωσης και εξαγωγών

Το πράσινο χρώμα δείχνει τη ζήτηση για ηλεκτροπαραγωγή, το κόκκινο τη βιομηχανική ζήτηση, το πορτοκαλί τη ζήτηση του δικτύου διανομής, το γκρι την ελάχιστη εξαγωγική ζήτηση και το λευκό τη μέγιστη εξαγωγική δυναμικότητα.

Η τρίτη πλωτή μονάδα FSRU στη Θεσσαλονίκη, αν και βρίσκεται σε αναμονή τελικής επενδυτικής απόφασης (TEA), έχει λάβει πλήρη αδειοδότηση από τη Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων (ΡΑΑΕΥ). Εάν προχωρήσει, θα προσθέσει περίπου 58,5 TWh/έτος, αυξάνοντας τη συνολική δυναμικότητα εισαγωγής ΥΦΑ σε 169,6 TWh/έτος έως το 2025-2026. Περαιτέρω αύξηση της δυναμικότητας κατά 59,9 TWh/έτος μπορεί να επιτευχθεί με την κατασκευή της τέταρτης πλωτής μονάδας FSRU στον Βόλο. Οι βραχυπρόθεσμες αιχμές ζήτησης μπορούν να καλυφθούν από την πρόσφατη προσθήκη τουλάχιστον 155.000 m³ αποθήκευσης ΥΦΑ, επιπλέον των 130.000 m³ της Ρεβυθούσας και των 153.000 m³ της πλωτής μονάδας της Αλεξανδρούπολης, χωρίς να υπολογίζεται η πιθανότητα μετατροπής του κοιτάσματος πετρελαίου στην Καβάλα σε αποθήκη φυσικού αερίου (αν και πρόσφατα προέκυψε το ενδεχόμενο να χρησιμοποιηθεί αντί αυτού ως αποθήκη CO₂). Πέρα από τις τρεις προγραμματισμένες πλωτές μονάδες FSRU, η Gastrade, ιδιοκτήτρια της πλωτής μονάδας της Αλεξανδρούπολης, ανακοίνωσε πρόσφατα τα σχέδια της για μια τέταρτη πλωτή μονάδα¹⁰, την FSRU Θράκης, επίσης κοντά στην Αλεξανδρούπολη, με χωρητικότητα αποθήκευσης ΥΦΑ 170.000 m³ και δυναμικότητα αεριοποίησης 22,7 εκατ. Nm³/ημέρα (258,2 GWh/ημέρα). Αυτό εγείρει το ερώτημα του κατά πόσο οι τρεις προγραμματισμένες πλωτές μονάδες FSRU

¹⁰ <https://www.gastrade.gr/en/the-company/>

είναι πράγματι απαραίτητες αλλά και οικονομικά βιώσιμες, ένα ζήτημα που έχει ήδη τεθεί στον Τύπο¹¹.

Τον Νοέμβριο του 2023, ο ΔΕΣΦΑ δημοσίευσε¹² τα αποτελέσματα από τα αιτήματα που έλαβε κατά τη μη δεσμευτική φάση της δοκιμής αγοράς (market test) για τη δυναμικότητα σε όλα τα σημεία εισόδου και εξόδου του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου. Τα αποτελέσματα για τα σημεία εισόδου συνοψίζονται στον Πίνακα 2. Οι ενδιαφερόμενοι υπέβαλαν μη δεσμευτικά αιτήματα, όπως φαίνεται στον Πίνακα 2 όπου τα μέγιστα αιτήματα καλύπτονται πλήρως από τη δυναμικότητα όλων των υφιστάμενων σημείων εισόδου, εκτός της Νέας Μεσημβρίας (σύνδεση με τον ΤΑΡ).

Πίνακας 2: Αποτελέσματα μη δεσμευτικών αιτημάτων για δυναμικότητα εισόδου στο ΕΣΜΦΑ από τον ΔΕΣΦΑ		
(GWh/ημέρα σε ετήσια βάση)	Τεχνική δυναμικότητα (GWh/ημέρα)	Μέγιστο ετήσιο αίτημα (GWh/ημέρα)
Σιδηρόκαστρο	117.49	73
Νέα Μεσημβρία	53.37	150
Κήποι	46	72
Ρεβυθούσα	224.59	90.5
Αλεξανδρούπολη	172.81	118.5
Διώρυγα (Κόρινθος)	135.9	15
FSRU Θεσσαλονίκης	162.6-235.3	100
FSRU Αργώ (Βόλου)	N/A	68.9

Οι πλωτές μονάδες ΥΦΑ (FSRU) στη Θεσσαλονίκη και τον Βόλο δεν διαθέτουν ακόμη οριστικές τιμές δυναμικότητας, αλλά το εύρος της μονάδας της Θεσσαλονίκης, όπως έχει οριστεί στην άδεια λειτουργίας της, καλύπτει πλήρως τη ζήτηση. Επιπλέον, τα αιτήματα για όλα τα σημεία εξόδου (εξαιρουμένων εκείνων που σχετίζονται με τις εξαγωγές εισαγόμενου αερίου από το FSRU στον Βόλο) καλύπτονται επίσης από την υπάρχουσα δυναμικότητα των σημείων εξόδου.

5. Άσκηση Επάρκειας Συστήματος του 2023 από τη ΡΑΑΕΥ

Τα έργα που περιλαμβάνονται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης συνάδουν με τα αποτελέσματα της άσκησης επάρκειας συστήματος¹³ που διεξήγαγε η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) τον Ιούλιο του 2022. Η άσκηση είχε στόχο να εξετάσει αν το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου μπορεί να ανταπεξέλθει σε πλήρη διακοπή της προμήθειας ρωσικού φυσικού αερίου για πολύ σύντομες περιόδους λειτουργίας (από ώρες και μέρες έως ένα μήνα), εστιάζοντας στην περίοδο 1/1/2023 έως 31/3/2023 και αναλύοντας τις επιπτώσεις του πολέμου στην Ουκρανία. Η άσκηση επάρκειας επαναλήφθηκε και αναβαθμίστηκε το

¹¹ <https://www.dw.com/el/%CE%AC%CF%83%CE%BA%CE%BF%CF%80%CE%B5%CF%82-%CE%BF%CE%B9-%CE%B4%CE%B1%CF%80%CE%AC%CE%BD%CE%B5%CF%82-%CE%B5%CE%BA%CE%B1%CF%84%CE%BF%CE%BC%CE%BC%CF%85%CF%81%CE%AF%CF%89%CE%BD-%CE%B3%CE%B9%CE%B1-%CF%84%CE%BF-Ing-%CF%83%CF%84%CE%B7%CE%BD-%CE%B5%CE%BB%CE%BB%CE%AC%CE%B4%CE%B1/a-65367364>

¹² <https://www.desfa.gr/userfiles/5fd9503d-e7c5-4ed8-9993-a84700d05071/%ce%9c%ce%a4%20DAR-%20vf.pdf>

¹³ https://www.rae.gr/ΣΠΔ-2022_22072022

2023¹⁴. Η νέα μελέτη του 2023 εξέτασε την περίοδο έως και τον χειμώνα του 2025-2026. Η άσκηση έλαβε υπόψη τα χαρακτηριστικά και τις ανάγκες εφοδιασμού της περιοχής των Βαλκανίων, με ιδιαίτερη έμφαση στη Βουλγαρία.

Βασίστηκε σε ορισμένες παραδοχές για την κατάσταση στην Ελλάδα, που στο μεταξύ έχουν αλλάξει, συγκεκριμένα:

- Η μονάδα φυσικού αερίου στην Κομοτηνή θα είναι σε λειτουργία έως το τέλος του 2025, ενώ στην πραγματικότητα ήδη διεξάγει δοκιμές αποδοχής.
- Ο αντλησιοταμιευτικός υδροηλεκτρικός σταθμός στην Αμφιλοχία θα τεθεί σε λειτουργία έως το τέλος του 2025, κάτι που δεν θεωρείται ρεαλιστικό.

Η μελέτη εξέτασε πέντε (5) βασικά σενάρια με συνολικά 16 υποσενάρια:

- 1) 7 ημέρες με ακραίες θερμοκρασίες, με και χωρίς ρωσικό αέριο (+3 υποσενάρια)
- 2) 2 εβδομάδες με έντονο ψύχος, με και χωρίς ρωσικό αέριο (+2 υποσενάρια)
- 3) 30 ημέρες με φυσιολογικές θερμοκρασίες και διακοπή στη μεγαλύτερη εγκατάσταση εισόδου (+6 υποσενάρια)
- 4) 30 ημέρες υψηλής ζήτησης (+ 4 υποσενάρια)
- 5) 150 ημέρες χωρίς ρωσικό αέριο

Όλα τα σενάρια περιλάμβαναν εξαγωγές 3 διαφορετικών επιπέδων (13.500, 25.000 και 65.000 MWh/ημέρα) προς τη Βουλγαρία για την κάλυψη αναγκών σημαντικών πελατών και ζωτικών εγκαταστάσεων εκεί. Οι επιπτώσεις υπολογίστηκαν για τέσσερις κατηγορίες χρηστών: μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο, βιομηχανικές μονάδες, προστατευόμενοι καταναλωτές υψηλής σημασίας (δημόσιες και ιατρικές εγκαταστάσεις, σχολεία, αεροδρόμια κ.λπ.) και εξαγωγές.

Τα αποτελέσματα κάλυψαν τρεις χειμερινές περιόδους: 2023/24, 2024/25 και 2025/26. Εστιάζοντας στην περίοδο 2025/26, δεδομένου ότι οι άλλοι χειμώνες είτε έχουν ήδη περάσει είτε είναι σε εξέλιξη, τα αποτελέσματα έδειξαν τα εξής:

- Οι προστατευόμενοι καταναλωτές δεν επηρεάζονται ουσιαστικά σε κανένα από τα σενάρια.
- Οι βιομηχανικοί καταναλωτές θα επηρεαστούν σε διαχειρίσιμο επίπεδο μόνο στο υποσενάριο ενός μήνα με φυσιολογικές θερμοκρασίες αλλά με τον Σταθμό ΥΦΑ της Ρεβυθούσας εκτός λειτουργίας καθ' όλη τη διάρκεια.
- Η ηλεκτροπαραγωγή θα επηρεαστεί σε διαχειρίσιμο επίπεδο σε όλα τα υποσενάρια που περιλαμβάνουν διακοπή λειτουργίας της Ρεβυθούσας για έναν μήνα. Ωστόσο, θα υποστεί ανεπιθύμητες επιπτώσεις, οι οποίες θα απαιτήσουν στενή παρακολούθηση και προληπτικά μέτρα, σε περίπτωση μίας εβδομάδας με ακραίες θερμοκρασίες και μηδενικές εισαγωγές ρωσικού φυσικού αερίου.
- Οι εξαγωγές θα επηρεαστούν σε μη αποδεκτό επίπεδο στο υποσενάριο που προβλέπει διακοπή της προμήθειας ρωσικού φυσικού αερίου και τη Ρεβυθούσα

¹⁴ <https://www.rae.gr> > ΣΠΔ-Απόφαση 163/2023

εκτός λειτουργίας για έναν μήνα. Επίσης, θα υπάρξουν ανεπιθύμητες επιπτώσεις στο υποσενάριο πολύ υψηλής εγχώριας ζήτησης και διακοπής των ρωσικών εισαγωγών.

Με βάση τα παραπάνω, προτάθηκαν ενέργειες για την ενίσχυση μιας σειράς εγκαταστάσεων φυσικού αερίου με στόχο τη μακροπρόθεσμη ασφάλεια. Οι ενέργειες περιλαμβάνουν την κατασκευή των πλωτών μονάδων ΥΦΑ στην Αλεξανδρούπολη και την Κόρινθο, την αναβάθμιση των μεγάλων σταθμών συμπίεσης και την ολοκλήρωση της αναβάθμισης του αγωγού IGB. Από τις τέσσερις παραπάνω ενέργειες, οι τρεις ήδη βρίσκονται σε εξέλιξη ή προγραμματίζονται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης για την επόμενη τριετία:

- 1) Η αναβάθμιση της δυναμικότητας των σταθμών συμπίεσης
- 2) Ο διπλασιασμός των κύριων αγωγών
- 3) Η λειτουργία του αγωγού IGB και της πλωτής μονάδας ΥΦΑ Αλεξανδρούπολης

Η τέταρτη, η πλωτή μονάδα FSRU στην Κόρινθο, αναμένεται να προχωρήσει υπό την προϋπόθεση λήψης τελικής επενδυτικής απόφασης (TEA) την άνοιξη του 2025, με στόχο τη λειτουργία το 2026. Επιπλέον, η μελέτη συμπεριέλαβε στα έργα που θα μπορούσαν να βελτιώσουν την απόδοση του συστήματος σε έκτακτες συνθήκες, την κατασκευή και λειτουργία της υπόγειας αποθήκης ΦΑ στην Καβάλα, η οποία θα προσθέσει στο σύστημα αποθηκευτική δυναμικότητα 11,5 TWh και θα μπορεί να τροφοδοτεί το δίκτυο με ρυθμό 46 GWh/ημέρα.

Προτάθηκε, επίσης, μια σειρά διορθωτικών μέτρων για την αντιμετώπιση έκτακτων καταστάσεων, όπως:

- (i) δυνατότητα σχεδιασμού της διαθεσιμότητας των σημείων εισόδου και των προγραμμάτων εκφόρτωσης του Σταθμού ΥΦΑ,
- (ii) σχέδια για τον εφοδιασμό κρίσιμων βιομηχανιών (καθορισμένων εκ των προτέρων),
- (iii) ενίσχυση της διασφάλισης της επιχειρησιακής συνέχειας για βιομηχανικές εγκαταστάσεις και άλλες βασικές υποδομές
- (iv) υποχρεωτική αποθήκευση εναλλακτικού καυσίμου στις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής διπλού καυσίμου,
- (v) διατήρηση των λιγνιτικών σταθμών σε εφεδρεία για τα επόμενα τρία χρόνια,
- (vi) ο ΔΕΣΦΑ να καταρτίζει, έως τον Απρίλιο κάθε έτους, εκτίμηση της αναμενόμενης ζήτησης για τον χειμώνα, καθώς και άλλα μέτρα.

Επομένως, με μια πρώτη ματιά, το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου φαίνεται ικανό όχι μόνο να καλύψει πλήρως την εγχώρια ζήτηση υπό πιεστικές συνθήκες, αλλά και να εξάγει σημαντικές ποσότητες προς τις υπόλοιπες βαλκανικές χώρες και την Ιταλία.

6. Αύγουστος 2024: Το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)

Στις 22 Αυγούστου 2024, η ελληνική κυβέρνηση, μετά από μεγάλη καθυστέρηση, ανακοίνωσε το τελευταίο οριστικό προσχέδιο του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)

και το ανάρτησε για δημόσια διαβούλευση, με προθεσμία έως τις 16 Σεπτεμβρίου 2024. Παρόλο που το επικαιροποιημένο προσχέδιο του ΕΣΕΚ έπρεπε να είχε υποβληθεί στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή έως την 1η Ιουλίου 2024, το τελικό προσχέδιο, που πρέπει να λαμβάνει υπόψη τα αποτελέσματα της δημόσιας διαβούλευσης, δεν έχει ακόμη δημοσιευτεί.

Η ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου έως το 2050 σύμφωνα με την έκδοση Αυγούστου 2024 του ΕΣΕΚ παρουσιάζεται στον Πίνακα 3. Το σχέδιο προβλέπει, επίσης, ελαφρώς αυξημένες καθαρές εισαγωγές, από τις οποίες οι επιπλέον ποσότητες προορίζονται για πετρέλωση (ανεφοδιασμός πλοίων με καύσιμα). Όσον αφορά την επίτευξη του στόχου για καθαρές μηδενικές εκπομπές το 2050, όλοι οι τομείς παρουσιάζουν μείωση στην τελική κατανάλωση ενέργειας από φυσικό αέριο, όπως και η κατανάλωση φυσικού αερίου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία πιθανότατα θα εξυπηρετεί μόνο τη σταθερότητα του ηλεκτρικού δικτύου. Συνεπώς, μέχρι το 2030, η ετήσια ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου προβλέπεται να είναι 3.790 ktoe (44,1 TWh), μειωμένη κατά 14% από 4.404 ktoe (51,2 TWh) το 2022. Η συνολική τελική κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα δεν παρουσιάζει σημαντική αλλαγή (μόλις 1%) μεταξύ 2022 και 2030. Ωστόσο, αμέσως μετά το 2030, η κατανάλωση στον οικιακό και τον τριτογενή τομέα μειώνεται σημαντικά: από 575 ktoe το 2022 και 620 ktoe το 2030, η κατανάλωση πέφτει σε 145 ktoe το 2040 και μόλις 88 ktoe το 2050. Μέχρι το 2050, η τελική κατανάλωση φυσικού αερίου σε όλους τους τομείς αναμένεται να είναι μόλις 120 ktoe, μειωμένη κατά 70% σε σχέση με το 2022.

Αυτή η σημαντική μείωση οδηγεί σε χαμηλότερες ανάγκες εισαγωγής φυσικού αερίου, όπως φαίνεται και στις προβλέψεις καθαρών εισαγωγών στον Πίνακα 3.

Πίνακας 3: ΕΣΕΚ 2024 κατανάλωση ΦΑ (ktoe)									
	Ισοζύγιο 2023	2022	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Βιομηχανία (Πίνακας 32 ΕΣΕΚ24)		569	569	512	425	392	124	96	80
Μεταφορές (Πίνακας 33 ΕΣΕΚ24)		27	14	30	129	169	173	103	90
Οικιακός τομέας (Πίνακας 34 ΕΣΕΚ24)		466	466	541	513	300	135	89	71
Τριτογενής τομέας (Πίνακας 37 ΕΣΕΚ24)		109	109	145	107	67	10	10	17
Γεωργία (Πίνακας 38 ΕΣΕΚ24)		10.2	10	0	0	0	0	0	0
Συνολική Τελική Κατανάλωση Ενέργειας		1181	1168	1228	1174	928	442	298	258
Καθαρή παραγωγή ηλεκ. ενέργειας από ΦΑ Πίνακας 31			1642	1049	894	370	378	378	413
Εγκατεστημένη ισχύς (GW) Πίνακας 31			6.3	7	7.9	6.4	6.4	6.4	6.4
Αποδοτικότητα εγκαταστάσεων (παραδοχή) Εκτιμώμενη χρήση ΦΑ			0.52	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55	0.55
Συνολική Τελική Κατανάλωση Ενέργειας & ηλεκτρ. ΕΣΕΚ24		4335	4326	3135	2800	1600	1130	986	1008
Ακαθάριστη Εγχώρια Κατανάλωση ΕΣΕΚ24 (Πίνακας 29)		4404	4647	4007	3790	2585	1758	1608	1396
Καθαρές εισαγωγές ΦΑ (Πίνακας 29 ΕΣΕΚ24)		4464	4626	3986	3973	2905	2191	2104	1955

Παρουσιάζει ενδιαφέρον η σύγκριση (βλ. Πίνακα 4) μεταξύ των προβλέψεων του ΕΣΕΚ για την ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση (ΑΚΕΚ) φυσικού αερίου και τις καθαρές εισαγωγές φυσικού αερίου και των προβλέψεων του ΔΕΣΦΑ. Οι προβλέψεις του ΔΕΣΦΑ είναι υψηλότερες για ολόκληρη την περίοδο από το 2025 έως το 2032. Ένας λόγος γι' αυτό είναι η υπερεκτίμηση της ζήτησης φυσικού αερίου για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Σύμφωνα με τις προβλέψεις του ΔΕΣΦΑ, η ζήτηση αναμένεται να αυξηθεί από 19,9 TWh το 2023 σε 22,6 TWh το 2032, ενώ το ΕΣΕΚ προβλέπει σημαντικά χαμηλότερη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο: από 12,2 TWh το 2022 σε 10,4 TWh το 2025, 4,3 TWh το 2030 και 4,4 TWh το 2035. Η διαφορά οφείλεται, εν μέρει, στην παραδοχή που γίνεται στις προβλέψεις του ΔΕΣΦΑ -αλλά όχι στο ΕΣΕΚ- ότι θα κατασκευαστεί και θα λειτουργήσει η

πλήρως αδειοδοτημένη νέα μονάδα φυσικού αερίου 826 MW της Elpedison στη Θεσσαλονίκη.

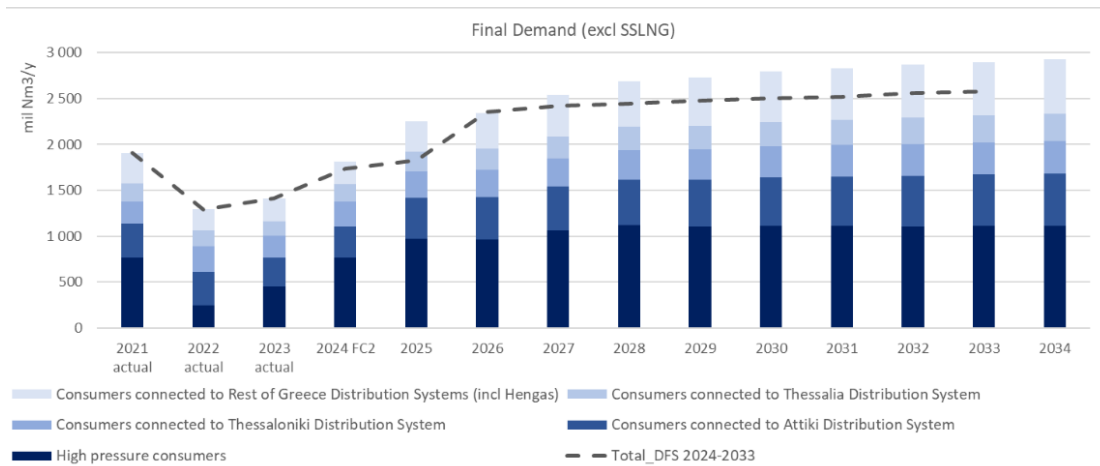
Πίνακας 4: Προβλέψεις ΕΣΕΚ vs. ΔΕΣΦΑ για εγχώρια κατανάλωση ΦΑ							
	2022 (πραγματική κατανάλωση)	2022	2023	2025	2028	2030	2032
ΕΣΕΚ24 ΑκΕΚ	4404	4647		4007	3877	3790	3308
ΕΣΕΚ24 καθαρές εισαγωγές	4404	4626		3986	3980	3973	3546
ΔΕΣΦΑ 2023-32	4404		3585	4304	4319	4205	3953

Το προσχέδιο του ΕΣΕΚ του 2024 προβλέπει επίσης την παραγωγή 1,0 TWh υδρογόνου (H₂) έως το 2030, η οποία θα αυξηθεί σε 6,7 TWh έως το 2040 και θα φτάσει τις 20,2 TWh έως το 2050, με το 90% να προορίζεται για την παραγωγή συνθετικών καυσίμων και αμμωνίας. Η προτιμώμενη τοποθεσία για τα εργοστάσια ηλεκτρόλυσης είναι η Δυτική Μακεδονία, όπου βρίσκονται σχεδόν όλες οι λιγνιτικές μονάδες, συμπεριλαμβανομένης της μονάδας Πτολεμαΐδα V, η οποία θα μετατραπεί σε μονάδα ΦΑ μετά το 2028. Γι' αυτόν τον σκοπό, ο νέος αγωγός υψηλής πίεσης (ύψους 190 εκατ. €) προς την περιοχή της Πτολεμαΐδας έχει σχεδιαστεί να είναι 100% συμβατός με τη μεταφορά υδρογόνου («hydrogen ready»), όπως και οι άλλες μεγάλες προσθήκες αγωγών που αναφέρθηκαν παραπάνω. Ο ΔΕΣΦΑ επιδιώκει να διαθέτει ένα παράλληλο, «hydrogen ready» δίκτυο αγωγών μήκους 1.000 km έως το 2030. Η σύνδεση της πλωτής μονάδας FSRU Αλεξανδρούπολης είναι κατά 50% «hydrogen ready», όπως και της προγραμματισμένης μονάδας FSRU της Διώρυγα GAS. Η ποσότητα του υδρογόνου που θα ενσωματωθεί στο Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου προβλέπεται να ξεκινήσει το 2035 σε ποσοστό περίπου 1,8% κατ' όγκο και δεν πρόκειται να υπερβεί το 2,4% έως το 2050.

7. Το Δίκτυο Διανομής Μέσης και Χαμηλής Πίεσης

Πέρα από τη χρήση του φυσικού αερίου για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζουν οι προβλέψεις διείσδυσης του φυσικού αερίου στους άλλους τομείς, και ειδικότερα στον οικιακό και στον τριτογενή τομέα, οι οποίοι εξυπηρετούνται κυρίως μέσω των δικτύων χαμηλής πίεσης των Επαιον EDA και HENGAS. Η προβλεπόμενη επέκταση¹⁵ έως τον Νοέμβριο του 2024 παρουσιάζεται παρακάτω στο Γράφημα 6.

¹⁵ https://www.raaey.gr/energeia/wp-content/uploads/2024/12/demand-forecast-study-2025-2034_final_638688146187462373.pdf



Γράφημα 6: Προβλέψεις της περιφερειακής ζήτησης που θα εξυπηρετείται από τα δίκτυα διανομής μέσης και χαμηλής πίεσης. Η κατηγορία «ΥΦΑ μικρής κλίμακας (SSLNG)», που δεν περιλαμβάνεται στο Γράφημα, αναφέρεται σε υποσταθμούς CNG¹⁶-ΥΦΑ που τροφοδοτούνται από φορτηγά για την υποστήριξη των τοπικών δικτύων.

Η αναμενόμενη αύξηση της ζήτησης σχεδόν κατά 45% την περίοδο 2023-2027 αντικατοπτρίζει την προγραμματισμένη επέκταση των δικτύων διανομής στις πόλεις της Δυτικής και Κεντρικής Μακεδονίας (Γρεβενά, Καστοριά, Φλώρινα, Λιβαδειά, Γιαννιτσά, Άμφισσα, Βέροια, Καρπενήσι, Ορεστιάδα, Αλεξάνδρεια)¹⁷ και στην Πάτρα, η οποία θα βασιστεί στους αγωγούς υψηλής πίεσης που περιλαμβάνονται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΔΕΣΦΑ. Αυτό αναμένεται να οδηγήσει σε περισσότερες από 920.000 συνδέσεις πελατών λιανικής μέχρι το 2029 μόνο για την Επαση ΕΔΑ¹⁸.

Σε αυτές τις νέες αγορές θα πρέπει να προστεθούν και εκείνες των Ιωαννίνων και της Καστοριάς που θα εξυπηρετούνται αρχικά από τοπικούς κόμβους ΥΦΑ μικρής κλίμακας (SSLNG), οι οποίοι θα τροφοδοτούνται από φορτηγά. Οι επενδύσεις για την απαραίτητη αύξηση των εγκαταστάσεων φόρτωσης έχουν ήδη ενταχθεί στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης. Αυτοί οι σταθμοί θα αντικατασταθούν μελλοντικά από επεκτάσεις του δικτύου.

8. Η ανάγκη για περισσότερες δημόσιες επενδύσεις στις υποδομές φυσικού αερίου

Μια αναλυτική επισκόπηση της τρέχουσας δυναμικότητας και της προγραμματισμένης επέκτασης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου, καθώς και οι προβλέψεις για τη ζήτηση εγχώριας κατανάλωσης ΦΑ την επόμενη δεκαετία και έως το 2050, οδηγούν σε ορισμένα βασικά συμπεράσματα:

1. Η ανάλυση των μεσοπρόθεσμων εκτιμήσεων ζήτησης του ΔΕΣΦΑ έως το 2032, σε συνδυασμό με τα δεδομένα για την υφιστάμενη δυναμικότητα των εγκαταστάσεων

¹⁶ CNG: Συμπιεσμένο Φυσικό Αέριο

¹⁷ <https://www.energygame.gr/synentefkseis/416670/morgkante-se-30-000-nees-syndeseis-fysikou-aeriu-fetos-stochevei-enaon/>

¹⁸ <https://energypress.gr/index.php/news/enaon-eda-emfasi-se-nea-kai-prasina-diktya-sto-neo-pentaetes-2025-2029-analytika-oi-ependyseis>

εισαγωγής φυσικού αερίου (222,17 TWh: Σιδηρόκαστρο, Ρεβυθούσα, Νέα Μεσημβρία, Κήποι και πλωτή μονάδα ΥΦΑ Αλεξανδρούπολης), καταλήγει στο συμπέρασμα ότι όλες οι ανάγκες εγχώριας κατανάλωσης φυσικού αερίου (69,96 TWh το 2021, 56,64 TWh το 2022 και 50,93 TWh το 2023, ακόμα και η μέγιστη πρόβλεψη του ΔΕΣΦΑ για 77,75 TWh το 2030) μπορούν να καλυφθούν πλήρως, ακόμη και σε περίπτωση διακοπής της λειτουργίας σε μία από αυτές τις εγκαταστάσεις. Το γεγονός αυτό προσφέρει ένα ικανοποιητικό περιθώριο ασφαλείας, καθώς και σημαντικές δυνατότητες για επανεξαγωγές. Η πλήρης κάλυψη των εγχώριων αναγκών επιτυγχάνεται ακόμη και αν αφαιρεθεί η δυναμικότητα εισόδου από το Σιδηρόκαστρο και τη Νέα Μεσημβρία, προκειμένου να εξασφαλιστεί η μέγιστη αντίστροφη ροή εξαγωγών. Η πιθανή προσθήκη της πλωτής μονάδας FSRU στην Κόρινθο θα ενισχύσει περαιτέρω την ικανότητα του Εθνικού Συστήματος να καλύπτει τη ζήτηση για την επόμενη δεκαετία.

2. Οι υφιστάμενες εγκαταστάσεις παρέχουν ήδη επαρκή δυναμικότητα εισαγωγών για να καλύψουν τόσο την εγχώρια κατανάλωση όσο και τις ανάγκες της υφιστάμενης εξαγωγικής δυναμικότητας, όπως δηλώνεται στις προσφορές για εφεδρική δυναμικότητα.
3. Η πλεονάζουσα δυναμικότητα, μετά την κάλυψη των εγχώριων αναγκών, μελλοντικά θα αυξηθεί εάν προστεθεί μία ή περισσότερες από τις προγραμματισμένες πλωτές μονάδες ΥΦΑ (Κόρινθος, Θεσσαλονίκη και Βόλος), ειδικά η μονάδα της Κορίνθου, κι αν η ζήτηση για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας συνεχίσει να μειώνεται.
4. Οι υφιστάμενες εγκαταστάσεις μπορούν επίσης να ανταπεξέλθουν τόσο σε υψηλές ημερήσιες ανάγκες αιχμής όσο και σε ακραίες συνθήκες, όπως έχει τεκμηριώσει η Άσκηση Επάρκειας Συστήματος της ΡΑΑΕΥ το 2023.
5. Οι υπάρχουσες εγκαταστάσεις αποθήκευσης ΥΦΑ (Ρεβυθούσα 260.000 m³, Αλεξανδρούπολη 135.000 m³), αν είναι πλήρεις, μπορούν να καλύψουν από μόνες τους τις μέσες εγχώριες ανάγκες για τουλάχιστον 15 ημέρες χωρίς εισαγωγές από καμία πηγή, προσφέροντας έτσι ασφάλεια εφοδιασμού σε περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης.
6. Οι προβλέψεις ζήτησης του ΔΕΣΦΑ για την επόμενη δεκαετία είναι υψηλότερες από αυτές του προσχεδίου ΕΣΕΚ. Αυτό οφείλεται σε μεγαλύτερες εκτιμήσεις για τις ανάγκες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας καθώς και για την τελική ζήτηση ενέργειας στον βιομηχανικό, τον οικιακό και τον τριτογενή τομέα. Ο ΔΕΣΦΑ και οι ιδιοκτήτες του δικτύου διανομής Επαση EDA και HENGAS προβλέπουν σημαντική αύξηση (σχεδόν διπλασιασμό) των συνδέσεων πελατών, από περίπου 530.000 το 2023 σε περίπου 1.000.000 το 2029, ιδίως τα επόμενα 3-5 χρόνια. Αντίθετα, το ΕΣΕΚ προβλέπει χαμηλότερες ανάγκες κατανάλωσης, καθώς το κτιριακό απόθεμα ανακαινίζεται, και αναμένει μεγαλύτερη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας στη θέρμανση (καθώς και σε άλλες χρήσεις) στον οικιακό και τον τριτογενή τομέα.
7. Προβλέπει επίσης μεγάλες μειώσεις στη χρήση φυσικού αερίου την περίοδο 2030-2050, ιδιαίτερα για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Έως το 2050, η προβλεπόμενη εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου θα είναι 1.396 ktoe (16,23 TWh), μειωμένη κατά 70% από το σημερινό επίπεδο των 4.647 ktoe (54,05 TWh). Αυτό θα οδηγήσει σε αυξημένη πλεονάζουσα παραγωγική ικανότητα και σε

«αδιέξοδες» επενδύσεις, ενόψει της μεγάλης διάρκειας ζωής των σχετικών εγκαταστάσεων.

Αυτά τα συμπεράσματα θέτουν τρία σημαντικά ερωτήματα πολιτικής που πρέπει να απαντηθούν:

(i) Θα πρέπει να υποστηριχθούν με δημόσιους πόρους οι τρεις προτεινόμενες πλωτές μονάδες ΥΦΑ (ιδιαίτερα η πιο προχωρημένη, αυτή της Διώρυγα GAS στην Κόρινθο), όπως φαίνεται να ζητά η εταιρεία για να καταλήξει σε θετική τελική επενδυτική απόφαση (TEA);

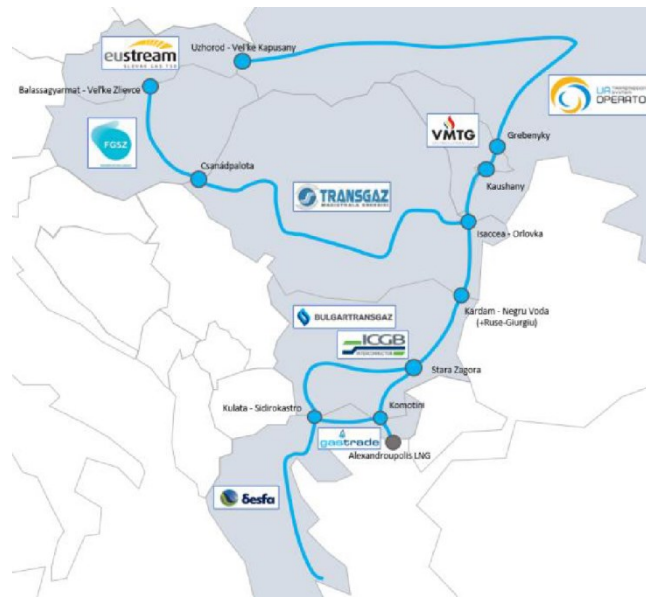
(ii) Θα πρέπει να επιτραπούν από τη ΡΑΑΕΥ αυξήσεις στις τιμές για τους καταναλωτές, λαμβάνοντας υπόψη τον μονοπωλιακό χαρακτήρα του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ) στον οποίο το κράτος κατέχει ήδη μερίδιο 33%; Οι αυξήσεις αυτές θα εξυπηρετούσαν την αποπληρωμή εμπορικών δανείων για τις επεκτάσεις.

(iii) Θα πρέπει να παρασχεθεί δημόσια υποστήριξη στον ΔΕΣΦΑ για την επέκταση του δικτύου υψηλής πίεσης και στις εταιρείες διανομής για την επέκταση των δικτύων μέσης και χαμηλής πίεσης, με δεδομένες τις πολιτικές του ΕΣΕΚ που προβλέπουν μείωση των ορυκτών καυσίμων ώστε να επιτευχθεί ο στόχος μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 80% (σε σχέση με το 1990) που προβλέπει ο Εθνικός Κλιματικός Νόμος και ο στόχος μηδενικών καθαρών εκπομπών της ΕΕ έως το 2050;

Απαντήσεις στο πρώτο δίλημμα φαίνεται να περιλαμβάνουν, από την πλευρά του κράτους, μη χρηματοοικονομικούς παράγοντες, οι οποίοι, ωστόσο, ανοίγουν τον δρόμο για συζητήσεις σχετικά με τις επιλογές πολιτικής. Αυτοί οι παράγοντες συνοψίζονται σαφώς στην έννοια του «Κάθετου Διαδρόμου Φυσικού Αερίου». Σύμφωνα με το Υπουργείο Εξωτερικών¹⁹, ο «**Κάθετος Διάδρομος Φυσικού Αερίου**» είναι ένα δίκτυο υφιστάμενων και μελλοντικών έργων υποδομών φυσικού αερίου (διασυνδεδημένοι αγωγοί φυσικού αερίου, τερματικοί σταθμοί ΥΦΑ, εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου), το οποίο θα ενισχύσει σημαντικά τις συνθήκες ενεργειακής ασφάλειας στις περιοχές της Νοτιοανατολικής και Κεντρικής Ευρώπης, αλλά και σε ολόκληρη την Ευρώπη». Στο Γράφημα 7 παρουσιάζεται μια επισκόπηση του δικτύου και των εμπλεκόμενων εταιρειών.

Σκοπός του «είναι η μεταφορά/διαμετακόμιση αζέρικου φυσικού αερίου από τον 'Διαδριατικό Αγωγό Φ.Α.' (TAP) και υγροποιημένου ΦΑ από διάφορες πηγές, μέσω Ελλάδας (σημείο εισόδου) και Βουλγαρίας (χώρα διαμετακόμισης), προς τις χώρες της Κεντρικής, Ανατολικής και ΝΑ Ευρώπης, για τις αγορές των οποίων εκτιμάται ότι η ζήτηση για φυσικό αέριο θα ενισχυθεί σημαντικά τα επόμενα έτη». Ένας σκοπός που δεν δηλώνεται ρητά αλλά υπονοείται στον παραπάνω ορισμό είναι η παροχή μιας εναλλακτικής λύσης σε αυτές τις χώρες έναντι του φθηνού ρωσικού φυσικού αερίου, από το οποίο η ΕΕ επιδιώκει να απεξαρτηθεί.

¹⁹ <https://www.mfa.gr/en/foreign-policy/economic-diplomacy/energy-diplomacy/>



Γράφημα 7: Χάρτης του «Κάθετου Διαδρόμου Φυσικού Αερίου» με τις εμπλεκόμενες επιχειρήσεις

Αυτή η πολιτική επιλογή, η οποία φαίνεται να υπερισχύει των οικονομικών παραμέτρων, δίνει επίσης απάντηση στο δεύτερο δίλημμα. Ωστόσο, εγείρει το ζήτημα της διαφάνειας και της ανεπαρκούς ενημέρωσης του κοινού, σε μια εποχή υψηλών τιμών ενέργειας και των συνεπακόλουθων επιπτώσεων στους προϋπολογισμούς των νοικοκυριών και στην ανταγωνιστικότητα των επιχειρήσεων.

Από οικονομικής άποψης, ο κίνδυνος των «αδιέξοδων» επενδύσεων δεν μπορεί να αγνοηθεί, καθώς οι στόχοι της δέσμης μέτρων Fit-for-55 και της επίτευξης μηδενικών εκπομπών έως το 2050, οι οποίοι έχουν υιοθετηθεί πλήρως από όλα τα κράτη μέλη της ΕΕ, προβλέπουν σημαντική μείωση της χρήσης φυσικού αερίου ήδη από την επόμενη δεκαετία. Αυτό θα περιορίσει την περίοδο αποπληρωμής των επενδύσεων, οι οποίες έχουν διάρκεια ζωής που εκτείνεται πέρα από το 2050, και συνεπώς, χωρίς κρατική υποστήριξη ή αυξήσεις στις τιμές για τους καταναλωτές, οι επενδύσεις αυτές δεν θα είναι βιώσιμες. Μια πρόσθετη παράμετρος προς εξέταση είναι η πιθανή διπλή χρήση του δικτύου για τη μεταφορά υδρογόνου. Ωστόσο, το ΕΣΕΚ δεν προβλέπει εισαγωγές ή εξαγωγές υδρογόνου (παρόλο που η πλωτή μονάδα ΥΦΑ της Αλεξανδρούπολης και η προτεινόμενη της Κορίνθου είναι κατά 50% συμβατές με τη μεταφορά υδρογόνου) καθώς περιλαμβάνει επαρκή δυναμικότητα για τη συνολική παραγωγή του πράσινου υδρογόνου που απαιτείται για την τοπική παραγωγή συνθετικών καυσίμων και συνθετικής αμμωνίας. Ως εκ τούτου, δεν θα χρειαστούν επιπλέον εγκαταστάσεις εισαγωγής και η μεταφορά του υδρογόνου θα περιοριστεί μόνο σε τοπικό επίπεδο. Ο ΔΕΣΦΑ, ωστόσο, σχεδιάζει έναν νέο αγωγό εξαγωγής «αποκλειστικής» μεταφοράς υδρογόνου, με δυναμικότητα 24 TWh/έτος, καθώς και παράλληλα δίκτυα για εσωτερική μεταφορά προς βιομηχανικά πάρκα²⁰.

²⁰ Παρουσίαση ΔΕΣΦΑ: Θωμαδάκης, Επικεφαλής Σχεδιασμού & Ανάπτυξης, 1^ο Ελληνοτουρκικό Ενεργειακό Φόρουμ, Κωνσταντινούπολη, 25 Απριλίου 2024

Η απάντηση στο τρίτο δίλημμα θα πρέπει να εξεταστεί υπό το πρίσμα του κατά πόσο οι ενεργειακές ανάγκες των νοικοκυριών, κυρίως για θέρμανση, καθώς και του τριτογενούς τομέα και των επιχειρήσεων, μπορούν να εξυπηρετηθούν καλύτερα από άλλες πηγές ενέργειας, και ιδιαίτερα από την ηλεκτρική ενέργεια, η οποία, σύμφωνα με το ΕΣΕΚ, θα προέρχεται σχεδόν εξ ολοκλήρου από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Σε αυτό το πλαίσιο, διάφορες μελέτες, όπως αυτές του ΕΜΠ²¹, έχουν καταδείξει ότι οι αντλίες θερμότητας είναι οικονομικά συμφέρουσες και αποτελούν την προτιμώμενη επιλογή, σε συνδυασμό με τα βιοκαύσιμα, σύμφωνα με το προσχέδιο ΕΣΕΚ. Επομένως, οποιαδήποτε κρατική υποστήριξη θα πρέπει να κατευθυνθεί προς αυτές τις τεχνολογίες.

Συνοψίζοντας, οι υφιστάμενες υποδομές φυσικού αερίου στην Ελλάδα φαίνεται να υπερ-επαρκούν για την κάλυψη της τρέχουσας και της προβλεπόμενης ζήτησης, καθώς και για την επανεξαγωγή σημαντικών ποσοτήτων φυσικού αερίου προς τις βαλκανικές χώρες. Τα σχέδια αναβάθμισης στηρίζονται στις προσδοκίες ότι η Ελλάδα θα αναδειχθεί σε ισχυρό περιφερειακό κόμβο φυσικού αερίου και σε μεγάλη πύλη εισόδου ΥΦΑ για τα Βαλκάνια και πέραν αυτών, με σκοπό την αντικατάσταση της ρωσικής προμήθειας. Ως εκ τούτου, με δεδομένους τους μεσοπρόθεσμους και μακροπρόθεσμους ελληνικούς και ευρωπαϊκούς στόχους για την απαλλαγή από τον άνθρακα και τη διεύδυση των ΑΠΕ, η βιωσιμότητα των πρόσθετων επενδύσεων με αμιγώς οικονομικούς όρους τίθεται υπό αμφισβήτηση και θα πρέπει να αποτελούν αντικείμενο ιδιωτικών πρωτοβουλιών που μπορούν να αναλάβουν το σχετικό επιχειρηματικό ρίσκο.

²¹ <http://www.lsbtp.mech.ntua.gr/system/files>