



ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

10 Νοεμβρίου 2023

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ

Αρ. Φύλλου 6440

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. απόφ. Ε-163/2023

Έγκριση Σχεδίου Προληπτικής Δράσης σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938 σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και με την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010

Ο ΚΛΑΔΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΤΗΣ ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗΣ ΑΡΧΗΣ ΑΠΟΒΛΗΤΩΝ,
ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΥΔΑΤΩΝ

Λαμβάνοντας υπόψη

1. Τον ν. 4001/2011 «Για τη Λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις» (Α' 179), και ιδίως τα άρθρα 1, 3, 12, 22 και 73 και 73Α αυτού.

2. Τον ν. 5037/2023 «Μετονομασία της Ρυθμιστικής Αρχής Ενέργειας σε Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων και διεύρυνση του αντικειμένου της με αρμοδιότητες επί των υπηρεσιών ύδατος και της διαχείρισης αστικών αποβλήτων, ενίσχυση της υδατικής πολιτικής - Εκσυγχρονισμός της νομοθεσίας για τη χρήση και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές μέσω της ενσωμάτωσης των Οδηγιών ΕΕ 2018/2001 και 2019/944 - Ειδικότερες διατάξεις για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την προστασία του περιβάλλοντος» (Α' 78), και ιδίως τα άρθρα 1 έως 9 και το άρθρο 23, όπως τροποποιήθηκε με την παρ. 2 άρθρου 121 του ν. 5043/2023 (Α' 91).

3. Τον ν. 4951/2022 «Εκσυγχρονισμός της αδειοδοτικής διαδικασίας Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας - Β' φάση, Αδειοδότηση παραγωγής και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, πλαίσιο ανάπτυξης Πιλοτικών Θαλάσσιων Πλωτών Φωτοβολταϊκών Σταθμών και ειδικότερες διατάξεις για την ενέργεια και την προστασία του περιβάλλοντος» (Α' 129), και ιδίως το άρθρο 116.

4. Τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθμ. 2017/1938 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 25ης Οκτωβρίου 2017 «σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010», ο οποίος ετέθη σε εφαρμογή από την 1η Νοεμβρίου 2017.

5. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2022/1032 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 29ης Ιουνίου 2022 «για την τροποποίηση των κανονισμών (ΕΕ) 2017/1938 και (ΕΚ) 715/2009 σχετικά με την αποθήκευση αερίου».

6. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2022/1369 του Συμβουλίου της 5ης Αυγούστου 2022 «σχετικά με συντονισμένα μέτρα μείωσης της ζήτησης αερίου».

7. Την Οδηγία 2009/73/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 «σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά φυσικού αερίου και την κατάργηση της οδηγίας 2003/55/ΕΚ».

8. Την Οδηγία (ΕΕ) 2019/944 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 5ης Ιουνίου 2019 «Σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την τροποποίηση της Οδηγίας 2012/27/ΕΕ» (ΕΕ L 158 της 14.6.2019).

9. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/941 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 5ης Ιουνίου 2019 «σχετικά με την ετοιμότητα αντιμετώπισης κινδύνων στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και με την κατάργηση της οδηγίας 2005/89/ΕΚ».

10. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2022/2576 του Ευρωπαϊκού Συμβουλίου της 19ης Δεκεμβρίου 2022 «για την ενίσχυση της αλληλεγγύης μέσω καλύτερου συντονισμού των αγορών αερίου, αξιόπιστων δεικτών αναφοράς για τις τιμές και διασυννοριακών ανταλλαγών αερίου».

11. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2022/517 της Επιτροπής της 18ης Νοεμβρίου 2021 «για την τροποποίηση του Κανονισμού (ΕΕ) αριθμ. 2017/1938 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου όσον αφορά τη σύνθεση των ομάδων κινδύνου».

12. Τις διατάξεις και τα Παραρτήματα της υπό στοιχεία Δ5/Φ1/οικ.17951/08.12.2000 απόφασης του Υπουργού Ανάπτυξης «Κανονισμός αδειών παραγωγής και προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας (Έκδοση 1)» (Β' 1498), οι οποίες σύμφωνα με τη μεταβατική διάταξη του άρθρου 20 της υπό στοιχεία Δ5-ΗΛ/Β/Φ.1.20/543/οικ.20506 (Β' 2940/2012) απόφασης του Υφυπουργού Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής «Έκδοση του Πρώτου Μέρους του Κανονισμού Αδειών "Άδεια Προμήθειας και Εμπορίας Ηλεκτρικής Ενέργειας" κατ'εφαρμογή του άρθρου 135 του ν. 4001/2011», διατηρούνται σε ισχύ κατά το μέρος που αφορούν θέματα τα οποία δεν ρυθμίζονται από τις διατάξεις της υπό στοιχεία Δ5-ΗΛ/

Β/Φ.1.20/543/οικ.20506 υπουργικής απόφασης, έως την έκδοση του Δεύτερου Μέρους του Κανονισμού Αδειών.

13. Τον κατ' εξουσιοδότηση Κανονισμό (ΕΕ) 2022/564 της Επιτροπής της 19ης Νοεμβρίου 2021 «για την τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 347/2013 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου όσον αφορά τον ενωσιακό κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος».

14. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 347/2013 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 17ης Απριλίου 2013, «σχετικά με τις κατευθυντήριες γραμμές για τις διευρωπαϊκές ενεργειακές υποδομές, την κατάργηση της απόφασης αριθ. 1364/2006/ΕΚ και την τροποποίηση των κανονισμών (ΕΚ) αριθ. 713/2009, (ΕΚ) αριθ. 714/2009 και (ΕΚ) αριθ. 715/2009».

15. Την από 20 Ιουλίου 2022 ανακοίνωση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής «Save Gas for a Safe Winter: Commission proposes gas demand reduction plan to prepare EU for supply cuts».

16. Τους ειδικούς όρους σχετικά (α) με τη διατήρηση αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου (ντίζελ) και διαθεσιμότητας λειτουργίας των μονάδων με εναλλακτικό καύσιμο ή (β) με τη διατήρηση αποθέματος φυσικού αερίου σε εγκατάσταση αποθήκευσης, που εμπεριέχονται στις άδειες παραγωγής των κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο φυσικό αέριο των ELPEDISON A.E. (μονάδα Θίσβης) ΑΔ- 0529, ELPEDISON A.E. (μονάδα Θεσσαλονίκης) ΑΔ-0003, ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΑΔ-0006, ΗΡΩΝ II ΒΟΙΩΤΙΑΣ ΑΔ-1052, ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER ΑΔ-0648, ΔΕΗ - ΚΟΜΟΤΗΝΗ ΕΝΙΑΙΑ ΑΔΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΔΕΗ (ΥΠΑΝ υπό στοιχεία Δ5/Β/Φ1/οικ 1085, Β' 92/2002), ΔΕΗ - ΛΑΥΡΙΟ IV ΕΝΙΑΙΑ ΑΔΕΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΔΕΗ (ΥΠΑΝ υπό στοιχεία Δ5/Β/Φ1/οικ 1085, Β' 92/2002), ΔΕΗ - ΛΑΥΡΙΟ V ΑΔ-0526, ΔΕΗ - ΑΛΙΒΕΡΙ ΑΔ-1025, ΔΕΗ - ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ ΑΔ-1218, ΠΡΟΤΕΡΓΙΑ ΑΔ-0813, ΑτΕ ΣΗΘΥΑ ΑΔ-0135, ΑΔ-0136, ΑΔ-0137, ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ ΑΔ-03668.

17. Την υπό στοιχεία Δ1/Β/10233/2014 απόφαση του Υφυπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας «Επέκταση Ορισμού Προστατευόμενων Καταναλωτών Κατ' Εφαρμογή του ν. 4001/2011 (Α' 179 19.08.2011) όπως ισχύει» (Β' 1684).

18. Την υπ' αρ. οικ. 178065/2018 απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας «Κανονισμός Αδειών Προμήθειας Φυσικού Αερίου» (Β' 3430).

19. Την υπ' αρ. 122340/8040/14.12.2022 απόφαση του Γενικού Διευθυντή Περιβαλλοντικής Πολιτικής του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας «Τροποποίηση - επικαιροποίηση της υπό στοιχεία ΥΠΕΝ/ΔΙΠΑ/124145/7794/27-12-2021 απόφασης "Έγκριση αιτημάτων υπαγωγής των ΑΗΣ Αθρινόλακκου (Μονάδες Ι-II) Μελίτης (Μονάδα Ι), Μεγαλόπολης (Μονάδα ΙV), Αγίου Δημητρίου (Μονάδες Ι-II, ΙΙΙ-ΙV, V) της ΔΕΗ ΑΕ και των θυγατρικών της στις διατάξεις των άρθρων 12.4 και 27.1 της ΚΥΑ 36060/1155/Ε.103/2013 (Β' 1450) όπως ισχύει"».

20. Την υπ' αρ. 888/2022 απόφαση ΠΑΕ «Καθορισμός ανώτατου επιτρεπόμενου ορίου λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού, μοναδιαίου τέλους ασφάλειας εφοδιασμού ανά κατηγορία Πελατών φυσικού αερίου, καθώς και λοιπών όρων και προϋποθέσεων για τη χρηματοδότηση των μέτρων που προβλέπονται στο Σχέδιο Προλη-

πτικής Δράσης, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει και του άρθρου 116 του ν. 4951/2022» (Β' 6917).

21. Την υπό στοιχεία Ε-81/2023 απόφαση της Σύνοψης του Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ «Αναπροσαρμογή του Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού ανά κατηγορία Πελατών φυσικού αερίου για τη χρηματοδότηση των μέτρων που προβλέπονται στο Σχέδιο Προληπτικής Δράσης 2022, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 73Α του ν. 4001/2011» (Β' 4388/2023).

22. Την υπ' αρ. 628/2016 απόφαση ΠΑΕ «Έγκριση των σχεδίων Πρότυπων Συμβάσεων (i) για τη Διατήρηση Αποθέματος Εναλλακτικού καυσίμου και διαθεσιμότητας λειτουργίας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής και (ii) για Χρηματοδότηση Μηχανισμού Διαχείρισης της Ζήτησης Φυσικού Αερίου κατά τα προβλεπόμενα στις παραγράφους 4, 5 και 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2001, όπως ισχύει» (Β' 4395).

23. Την υπ' αρ. 645/2022 απόφαση ΠΑΕ «Τροποποίηση Κώδικα Διαχείρισης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου - Όγδοη Αναθεώρηση» (Β' 4269).

24. Την υπ' αρ. 666/2022 απόφαση ΠΑΕ «Έγκριση του Προγράμματος Ανάπτυξης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) για την περίοδο 2023-2032» (Β' 5595).

25. Την υπ' αρ. 792/2022 απόφαση ΠΑΕ «Τροποποίηση της υπ' αρ. 672/2022 απόφασης ΠΑΕ με τίτλο «Έγκριση Σχεδίου Προληπτικής Δράσης σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938 σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και με την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010» (Β' 4792)» (Β' 5534).

26. Την υπ' αρ. 816/2022 απόφαση ΠΑΕ «Τροποποίηση της υπ' αρ. 628/2016 απόφασης ΠΑΕ ως προς το Σχέδιο Πρότυπης Σύμβασης για τη Διατήρηση Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου και Διαθεσιμότητας Λειτουργίας Μονάδας Ηλεκτροπαραγωγής, σύμφωνα με τις διατάξεις των παραγράφων 4 και 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει» (Β' 5740/2022 και Β' 6024/2022 διόρθωση σφάλματος του Β' 5740, στη σελίδα 58419, στο άρθρο 5.1).

27. Την υπ' αρ. 889/2022 απόφαση ΠΑΕ «Κατάλογος Σημαντικών Βιομηχανιών σύμφωνα με το Σχέδιο Προληπτικής Δράσης και το Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης».

28. Την υπ' αρ. 841/2022 απόφαση ΠΑΕ «Έγκριση επικαιροποιημένου Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης σύμφωνα με τα Άρθρα 8 και 10 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 25ης Οκτωβρίου 2017 σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΕ) αριθμ. 994/2010» (ΦΕΚ Β' 201/2023).

29. Την από 29.04.2022 εγκεκριμένη μελέτη της ΠΑΕ «Προσδιορισμός Εθνικών Σεναρίων Κρίσης Ηλεκτρικής Ενέργειας», σύμφωνα με το άρθρο 7 του Κανονισμού (ΕΕ) 941/2019 η οποία κοινοποιήθηκε ηλεκτρονικά στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή μέσω της πλατφόρμας του CIRCABC.

30. Την υπ' αρ. 671/2022 απόφαση ΠΑΕ «Έγκριση Σχεδίου Ετοιμότητας Αντιμετώπισης Κινδύνων σύμφωνα

με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/941 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 5ης Ιουνίου 2019, σχετικά με την ετοιμότητα αντιμετώπισης κινδύνων στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και με την κατάργηση της οδηγίας 2005/89/ΕΚ» (Β' 4657).

31. Την από 21.09.2023 εγκεκριμένη μελέτη της ΡΑΑΕΥ «Εθνική Εκτίμηση Επικινδυνότητας ως προς την ασφάλεια εφοδιασμού της Ελλάδας με Φυσικό Αέριο», η οποία κοινοποιήθηκε ηλεκτρονικά στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή (υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ο-105433/06.10.2023) σύμφωνα με τα οριζόμενα στην παρ. 7 του άρθρου 7 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 (υπό στοιχεία Ε-161/2023 απόφαση της Σύγκλησης του Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ - Εμπιστευτικό).

32. Τις τελευταίες Κοινές Μελέτες Εκτίμησης Επικινδυνότητας ως προς την ασφάλεια εφοδιασμού με φυσικό αέριο των Ομάδων Κινδύνου της «Ουκρανίας (2023)», της «Αλγερίας (2022)», της «Κασπίας (2023)» και τη «Διαβαλκανική (2023)», όπου συμμετέχει η Ελλάδα σύμφωνα με Παράρτημα Ι του Κανονισμού (ΕΕ) αριθμ. 2017/1938, όπως τροποποιήθηκε με τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθμ. 2022/517, καθώς και την Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας (2022) που περιλαμβάνει όλα τα συμμετέχοντα Κ-Μ των Ομάδων Κινδύνου: Βαλτική Θάλασσα, Λευκωσία, Κασπία, Δανία, Λιβύη, Βορειοανατολική, Διαβαλκανική και Ουκρανία. Τα κείμενα των εν λόγω μελετών είναι εμπιστευτικά.

33. Το Εγχειρίδιο με τίτλο «Preventive Action Plan and Emergency Plan Good Practices» (EUR 25210 EN - 2012) που καταρτίστηκε από το Joint Research Center - Institute for Energy and Transport της Ευρωπαϊκής Επιτροπής.

34. Το υπό στοιχεία ΡΑΕ Ι-347261/09.03.2023 (ΔΕΣΦΑ/2712/07.03.2023) έγγραφο του ΔΕΣΦΑ «Δυνατότητα παράτασης της σύμβασης μίσθωσης μεταξύ ΔΕΣΦΑ και πλοιοκτήτη του πλοίου "GASLOG ATHENS"».

35. Το υπό στοιχεία ΡΑΕ Ο-101810/28.03.2023 έγγραφο της Αρχής προς τον ΔΕΣΦΑ «Μη επέκταση της σύμβασης μίσθωσης της πλωτής δεξαμενής υγροποιημένου φυσικού αερίου - Δράση Δ2 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης 2022» και το υπό στοιχεία ΡΑΕ Ο-101811/28.03.2023 έγγραφο της Αρχής προς το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας με θέμα «Πρόταση νομοθετικής ρύθμισης για τη δυνατότητα νέας μίσθωσης της πλωτής δεξαμενής υγροποιημένου φυσικού αερίου».

36. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ο-101883/31.03.2023 προς τους Υπόχρεους Προμηθευτές της δράσης Δ3 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης 2022 «Υποχρέωση διατήρησης αποθέματος φυσικού αερίου σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης άλλου Κράτους-Μέλους για την επερχόμενη χειμερινή περίοδο 2023-2024».

37. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-349018/13.04.2023 έγγραφο της ΔΕΠΑ Α.Ε. με θέμα «Υποχρέωση διατήρησης αποθέματος φυσικού αερίου σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης άλλου Κράτους-Μέλους για την επερχόμενη χειμερινή περίοδο 2023-2024» (Εμπιστευτικό).

38. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-349030/13.04.2023 έγγραφο της ΠΡΟΜΗΘΕΑΣ GAS Μ.Α.Ε. «Υποχρέωση διατήρησης αποθέματος φυσικού αερίου σε υπόγεια υποδομή

αποθήκευσης άλλου Κράτους-Μέλους για την επερχόμενη χειμερινή περίοδο 2023-2024» (Εμπιστευτικό).

39. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-349692/02.05.2023 έγγραφο της ΔΕΗ Α.Ε. «Εφαρμογή της δράσης Δ3 του ΣΠΔ για την επερχόμενη χειμερινή περίοδο» (Εμπιστευτικό).

40. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-350471/18.05.2023 έγγραφο της ΔΕΗ Α.Ε. «Προτάσεις ΔΕΗ Α.Ε. για την εφαρμογή της δράσης Δ3 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης (ΣΠΔ) για την επερχόμενη χειμερινή περίοδο 2023-2024» (Εμπιστευτικό).

41. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-350742/22.05.2023 έγγραφο της ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε. «Προτάσεις σχετικά με τη Δράση Δ3 για την χρονική περίοδο 2023-2024» (Εμπιστευτικό).

42. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-351089/26.05.2023 έγγραφο της ΠΡΟΜΗΘΕΑΣ GAS Μ.Α.Ε. «Υποχρέωση διατήρησης αποθέματος φυσικού αερίου σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης άλλου Κράτους Μέλους για την επερχόμενη χειμερινή περίοδο 2023-2024» (Εμπιστευτικό).

43. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-351532/02.06.2023 έγγραφο της ΗΡΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ Α.Ε. «Εφαρμογή της Δράσης Δ3 του ΣΠΔ για την επερχόμενη χειμερινή περίοδο» (Εμπιστευτικό).

44. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-352945/26.06.2023 μήνυμα ηλεκτρονικού ταχυδρομείου από τη ΔΕΣΦΑ Α.Ε. «Απολογιστικά στοιχεία κόστους δράσεων ΣΠΔ 2022 και στοιχείων Λογαριασμού Ασφάλειας Εφοδιασμού».

45. Τα αποτελέσματα των Ετήσιων Δημοπρασιών Peak and Flat modulation στις εγκαταστάσεις Stogit/Snam Ιταλίας και τα αποτελέσματα των δημοπρασιών RBP για την εγκατάσταση Chiren της Bulgartransgaz (Βουλγαρία) για το διάστημα Αύγουστος 2023- Απρίλιος 2024.

46. Τα αποτελέσματα από την πλατφόρμα δημοπρασιών της Prisma του ΔΕΣΦΑ για το Σημείο Εισόδου Ν. Μεσημβρία.

47. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-354233/18.07.2023 έγγραφο της ΔΕΠΑ Α.Ε. «Ενημέρωση αναφορικά με δυνατότητες αποθήκευσης για το θερμικό έτος 2023-2024» (Εμπιστευτικό).

48. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ο-104011/21.07.2023 έγγραφο της Αρχής προς τους Κατόχους Αδειών Προμήθειας φυσικού αερίου «Ενημέρωση σχετικά με τις εμπορικά διαθέσιμες ποσότητες ΦΑ για τον επερχόμενο Χειμώνα 2023-2024», καθώς και τις υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-354796/26.07.2023, Ι-354741/25.07.2023, Ι-354740/25.07.2023 και Ι-354885/27.07.2023 εμπιστευτικές απαντήσεις.

49. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ο-104423/14.08.2023 έγγραφο της Αρχής προς την ΕΕ «Ενημέρωση σχετικά με την υποχρέωση διατήρησης αποθέματος σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης άλλου Κ-Μ για την επερχόμενη χειμερινή περίοδο 2023-2024 σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2022/1032» (Εμπιστευτικό).

50. Την υπ' αρ. 122340/8040/14.12.2022 απόφαση του ΥΠΕΝ «Τροποποίηση - επικαιροποίηση της υπ' αρ. ΥΠΕΝ/ΔΙΠΑ/124145/7794/27-12-2021 απόφασης "Έγκριση αιτημάτων υπαγωγής των ΑΗΣ Αθρινόλακκου (Μονάδες Ι-ΙΙ) Μελίτης (Μονάδα Ι), Μεγαλόπολης (Μονάδα ΙV), Αγίου Δημητρίου (Μονάδες Ι-ΙΙ, ΙΙΙ-ΙV, V) της ΔΕΗ ΑΕ και των

θυγατρικών της στις διατάξεις των άρθρων 12.4 και 27.1 της ΚΥΑ36060/1155/Ε.103/2013 (Β' 1450) όπως ισχύει», που τροποποίησε τις παρεκκλίσεις-εξαιρέσεις, οι οποίες εγκρίθηκαν με την υπ' αρ. ΥΠΕΝ/ΔΙΠΑ/124145/7794/27-12-2021 Απόφαση (Πίνακας Ι) για τη Μονάδα Ι του ΑΗΣ Μελίτης και τις Μονάδες ΙΙΙ-ΙV του ΑΗΣ Αγίου Δημητρίου μέχρι το τέλος του 2025.

51. Τη δημόσια διαβούλευση¹ του καταρτισθέντος προσχεδίου προληπτικής δράσης που διενεργήθηκε από τις 27.09.2023 έως και τις 02.10.2023.

52. Τις απόψεις που υποβλήθηκαν στο πλαίσιο της ως άνω διαβούλευσης, ήτοι της ΔΕΠΑ ΕΜΠΟΡΙΑΣ Α.Ε. (Ι-358879/03.10.2023, Εμπιστευτικό), της ΔΕΗ Α.Ε. (Ι-1 <https://www.rae.gr/diavoulefsis/71630/358889/03.10.2023>), ΜΟΤΟΡ ΟΙΛ (Ι-358891/03.10.2023), ΔΕΔΑ Μ.Α.Ε. (Ι-358892/03.10.2023), ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε. (Ι-358895/03.10.2023).

53. Το από 26.09.2023 ηλεκτρονικό έγγραφο της ΡΑΑ-ΕΥ προς τις Αρμόδιες Αρχές, με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή, με θέμα «Consultation on the Preventive Action Plan of Greece for the Security of Gas Supply» (υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ο- 105167/26.09.2023), με το οποίο κοινοποιήθηκε το προσχέδιο προληπτικής δράσης στα Κράτη - Μέλη που συμμετέχουν στις Ομάδες Κινδύνου «Αλγερία», «Ουκρανία», «Διαβαλκανική» και «Κασπία», κατά τα οριζόμενα στην παρ. 6 του άρθρου 8 του Κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 2017/1938 και το γεγονός ότι δεν υποβλήθηκαν απόψεις από κανένα Κ-Μ.

54. Το γεγονός ότι η παρούσα απόφαση δημοσιεύεται στην εφημερίδα της Κυβερνήσεως σύμφωνα με σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 3 του άρθρου 3 του ν. 4001/2011.

55. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις της παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του κρατικού προϋπολογισμού.

Σκέφθηκε ως εξής:

Α. Νομικό πλαίσιο

Ι. Ο ν. 4001/2011

Επειδή, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 3 του ν. 4001/2011: «1. Η άσκηση Ενεργειακών Δραστηριοτήτων τελεί υπό την εποπτεία του Κράτους, η οποία ασκείται από τον Υπουργό Περιβάλλοντος, Ενέργειας [...] και τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ) στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων τους και του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού της χώρας. Ο μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός λαμβάνει υπόψη του τα υπάρχοντα και πιθανολογούμενα ενεργειακά αποθέματα σε εθνικό, περιφερειακό και διεθνές επίπεδο, το διακοινοτικό πρόγραμμα ανάπτυξης των δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας και Φυσικού Αερίου, τις τάσεις της διεθνούς αγοράς ενέργειας και αποσκοπεί: (α) Στην ολοκλήρωση της ενιαίας ευρωπαϊκής εσωτερικής αγοράς ενέργειας μέσω της αύξησης του διασυννοριακού εμπορίου, ώστε να επιτευχθούν, ανταγωνιστικές τιμές, υψηλότερα πρότυπα παρεχόμενων υπηρεσιών, βελτίωση της αποδοτικότητας του τομέα και ταυτόχρονα να ενισχυθεί η ασφάλεια του εφοδιασμού και η αειφορία. (β) Στην ασφάλεια του

ενεργειακού εφοδιασμού της χώρας και την εφαρμογή βιώσιμης πολιτικής για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής και την ενίσχυση της ανταγωνιστικότητας εντός της ενιαίας ευρωπαϊκής εσωτερικής αγοράς. [...]».

Επειδή, σύμφωνα με τα οριζόμενα στο άρθρο 12 του ν. 4001/2011: «1. Η ΡΑΕ παρακολουθεί την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού, ιδίως σε σχέση με το ισοζύγιο προσφοράς και ζήτησης στην ελληνική αγορά ενέργειας, το επίπεδο της προβλεπόμενης μελλοντικής ζήτησης, το προβλεπόμενο πρόσθετο δυναμικό παραγωγής, συμπεριλαμβανομένης της αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας και Φυσικού Αερίου που βρίσκεται υπό προγραμματισμό ή υπό κατασκευή, την ποιότητα και το επίπεδο συντήρησης και αξιοπιστίας των συστημάτων μεταφοράς και των δικτύων διανομής, και την εφαρμογή μέτρων για την κάλυψη της αιχμής ζήτησης, καθώς και τις συνθήκες της αγοράς ενέργειας σε σχέση με τη δυνατότητα ανάπτυξης νέου παραγωγικού δυναμικού. [...]».

2. Η ΡΑΕ παρακολουθεί την υλοποίηση των μέτρων διασφάλισης που λαμβάνονται σε περίπτωση αιφνίδιας κρίσης στην ενεργειακή αγορά ή όταν απειλούνται η σωματική ακεραιότητα ή η ασφάλεια των προσώπων, των μηχανημάτων ή των εγκαταστάσεων ή η αρτιότητα των Συστημάτων Ενέργειας. [...]».

3. Η ΡΑΕ ορίζεται ως η Αρμόδια Αρχή (Competent Authority) για την διασφάλιση της εφαρμογής των μέτρων που ορίζονται στον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 25ης Οκτωβρίου 2017, σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και με την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθμ. 994/2010 (L 280). Σύμφωνα με όσα ορίζονται στο άρθρο 7 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, η ΡΑΕ διενεργεί «Εθνική Εκτίμηση Επικινδυνότητας» των σχετικών κινδύνων που επηρεάζουν την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με φυσικό αέριο και «Κοινή Εκτίμηση Επικινδυνότητας» για τις ομάδες κινδύνου, στις οποίες συμμετέχει σύμφωνα με το Παράρτημα Ι του Κανονισμού. Η Εθνική Εκτίμηση Επικινδυνότητας και οι Κοινές Εκτιμήσεις Επικινδυνότητας κοινοποιούνται στον Υπουργό Περιβάλλοντος και Ενέργειας και την Ευρωπαϊκή Επιτροπή. Σύμφωνα με όσα ορίζονται στο άρθρο 8 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, η ΡΑΕ καταρτίζει Σχέδιο Προληπτικής Δράσης και Σχέδιο έκτακτης Ανάγκης, τα οποία δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως και κοινοποιούνται στον Υπουργό Περιβάλλοντος και Ενέργειας και στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή.».

Επειδή, σύμφωνα με την παρ. 9 του άρθρου 73Α του ν. 4001/2011: «[...] Για την εκπλήρωση των υποχρεώσεων του Διαχειριστή του Ε.Σ.Φ.Α., που απορρέουν από τις Συμβάσεις των παρ. 4 και 5 του άρθρου 73, όπως και για τη χρηματοδότηση των μέτρων του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης, ο Διαχειριστής του Ε.Σ.Φ.Α. εισπράττει, από όλους τους Χρήστες, τέλος ασφάλειας εφοδιασμού ανά μονάδα ποσότητας φυσικού αερίου, που οι τελευταίοι παραλαμβάνουν από το Ε.Σ.Φ.Α., το οποίο ανακτάται από τους Πελάτες Φυσικού Αερίου. [...] Τα μέτρα του σχεδίου προληπτικής δράσης, τα οποία χρηματοδοτούνται από

¹ <https://www.rae.gr/diavoulefsis/71630/>

το τέλος ασφάλειας εφοδιασμού αποφασίζονται από τη Ρ.Α.Α.Ε.Υ. [...]».

Επειδή, σημειώνεται ότι σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 5 του ν. 4001/2011, όπως έχει διαμορφωθεί με το άρθρο 6 του ν. 5037/2023: «2. Όπου γίνεται αναφορά στην επωνυμία «Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας» ή «Ρ.Α.Ε.», νοείται η Ρ.Α.Α.Ε.Υ.».

II. Ο Κανονισμοί (ΕΕ) για την ασφάλεια εφοδιασμού με ΦΑ Επειδή, σύμφωνα με τα οριζόμενα στις παρ. 2 και 6 του άρθρου 8 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938: «2. Η αρμόδια αρχή εκάστου κράτους μέλους, έπειτα από διαβούλευση με τις επιχειρήσεις φυσικού αερίου, τις σχετικές οργανώσεις που εκπροσωπούν τα συμφέροντα των οικιακών και βιομηχανικών πελατών φυσικού αερίου, συμπεριλαμβανομένων των παραγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, των διαχειριστών δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, και η εθνική ρυθμιστική αρχή, εφόσον δεν είναι η αρμόδια αρχή, καταρτίζουν: α) σχέδιο προληπτικής δράσης, το οποίο περιέχει τα μέτρα που απαιτούνται για την εξάλειψη ή τον μετριασμό των κινδύνων που έχουν εντοπιστεί, συμπεριλαμβανομένων των αποτελεσμάτων των μέτρων ενεργειακής απόδοσης και των μέτρων από την πλευρά της ζήτησης στις κοινές και εθνικές εκτιμήσεις επικινδυνότητας και σύμφωνα με το άρθρο 9 [...]».

6. Οι αρμόδιες αρχές γειτονικών κρατών μελών διαβουλεύονται εν ευθέτω χρόνω μεταξύ τους με σκοπό να εξασφαλίσουν τη συνέπεια μεταξύ των σχεδίων προληπτικής δράσης τους και των σχεδίων έκτακτης ανάγκης τους.

Οι αρμόδιες αρχές ανταλλάσσουν, στο πλαίσιο κάθε ομάδας κινδύνου, προσχέδια σχεδίων προληπτικής δράσης και σχεδίων έκτακτης ανάγκης με προτάσεις συνεργασίας, το αργότερο πέντε μήνες πριν από την ημερομηνία λήξης της προθεσμίας για την υποβολή των σχεδίων. [...]».

Επειδή, σύμφωνα με το άρθρο 3 του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/1369: «Τα κράτη μέλη καταβάλλουν κάθε δυνατή προσπάθεια για να μειώσουν την εθνική τους κατανάλωση αερίου κατά την περίοδο από την 1η Αυγούστου 2022 έως τις 31 Μαρτίου 2023 τουλάχιστον κατά 15 % σε σύγκριση με τη μέση εθνική τους κατανάλωση αερίου κατά την περίοδο από την 1η Αυγούστου έως τις 31 Μαρτίου κατά τη διάρκεια των πέντε συναπτών ετών που προηγούνται της ημερομηνίας έναρξης ισχύος του παρόντος κανονισμού («εθελοντική μείωση της ζήτησης»). Τα άρθρα 6, 7 και 8 εφαρμόζονται στα εν λόγω μέτρα εθελοντικής μείωσης της ζήτησης.».

Επειδή, σε συμμόρφωση με τις απαιτήσεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, όπως τροποποιήθηκε με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2022/1032, κάθε Κράτος-Μέλος (Κ-Μ) οφείλει να έχει στην αρχή του χειμώνα (1η Νοεμβρίου) αποθηκευμένο φυσικό αέριο σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης που βρίσκεται στην επικράτειά του, ενώ για τα Κ-Μ που δεν διαθέτουν υπόγεια αποθήκη προβλέπονται τα όσα ορίζονται στις παρ. 1-4 του άρθρου 6γ του ίδιου Κανονισμού: «1. Κράτος μέλος που δεν διαθέτει υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου διασφαλίζει ότι οι συμμετέχοντες στην αγορά εντός του εν λόγω κράτους μέλους έχει συνομολογήσει συμφωνίες με διαχειριστές υπόγειων

συστημάτων αποθήκευσης ή άλλους συμμετέχοντες στην αγορά σε κράτη μέλη που διαθέτουν υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου. Οι εν λόγω συμφωνίες διέπουν τη χρήση, έως την 1η Νοεμβρίου, των όγκων αποθήκευσης που αντιστοιχούν σε ποσοστό τουλάχιστον 15 % της μέσης ετήσιας κατανάλωσης φυσικού αερίου κατά τα προηγούμενα πέντε έτη του κράτους μέλους που δεν διαθέτει υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου. Ωστόσο, όταν η διασυννοριακή δυναμικότητα μεταφοράς ή άλλοι τεχνικοί περιορισμοί εμποδίζουν ένα κράτος μέλος που δεν διαθέτει υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου να χρησιμοποιήσει πλήρως το 15% των εν λόγω όγκων αποθήκευσης, το εν λόγω κράτος μέλος α ποθηκεί μόνον τους όγκους εκείνους που είναι τεχνικά εφικτοί.

Στην περίπτωση που τεχνικοί περιορισμοί δεν επιτρέπουν σε ένα κράτος μέλος να συμμορφωθεί με την υποχρέωση που ορίζεται στο πρώτο εδάφιο και το εν λόγω κράτος μέλος έχει θεσμοθετήσει υποχρέωση για την αποθήκευση άλλων καυσίμων για την αντικατάσταση του φυσικού αερίου, η υποχρέωση που ορίζεται στο πρώτο εδάφιο μπορεί να εκπληρώνεται κατ' εξαίρεση μέσω της εκπλήρωσης ισοδύναμης υποχρέωσης αποθήκευσης άλλων καυσίμων εκτός του φυσικού αερίου. Οι τεχνικοί περιορισμοί και η ισοδυναμία του μέτρου αποδεικνύονται από το ενδιαφερόμενο κράτος μέλος.

2. Κατά παρέκκλιση από την παρ. 1, κράτος μέλος που δεν διαθέτει υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου μπορεί να αναπτύξει μηχανισμό επιμερισμού των βαρών με ένα ή περισσότερα κράτη μέλη που διαθέτουν υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου (μηχανισμός επιμερισμού των βαρών).

Ο μηχανισμός επιμερισμού των βαρών βασίζεται στα σχετικά δεδομένα από την τελευταία εκτίμηση επικινδυνότητας σύμφωνα με το άρθρο 7 και λαμβάνει υπόψη όλες τις ακόλουθες παραμέτρους:

α) Το κόστος της οικονομικής στήριξης για την επίτευξη του στόχου πλήρωσης, εξαιρουμένου του κόστους εκπλήρωσης τυχόν υποχρεώσεων περί στρατηγικών αποθεμάτων,

β) τις αναγκαίες ποσότητες φυσικού αερίου για την κάλυψη της ζήτησης των προστατευόμενων πελατών σύμφωνα με το άρθρο 6 παρ. 1,

γ) τυχόν τεχνικούς περιορισμούς, συμπεριλαμβανομένων της διαθέσιμης δυναμικότητας υπόγειας αποθήκευσης, της τεχνικής διασυννοριακής δυναμικότητας μεταφοράς και των ρυθμών απόληψης.

Τα κράτη μέλη κοινοποιούν τον μηχανισμό επιμερισμού των βαρών στην Επιτροπή έως τις 2 Σεπτεμβρίου 2022. Ελλείψει συμφωνίας για μηχανισμό επιμερισμού των βαρών έως την εν λόγω ημερομηνία, τα κράτη μέλη που δεν διαθέτουν υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου αποδεικνύουν ότι συμμορφώνονται με τη παράγραφο 1 και ενημερώνουν σχετικά την Επιτροπή.

3. Ως μεταβατικό μέτρο, κράτη μέλη που δεν διαθέτουν υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού

αερίου, αλλά διαθέτουν υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου που έχουν συμπεριληφθεί στον τελευταίο κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος που αναφέρεται στον κανονισμό (ΕΕ) 2022/869 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου [...], μπορούν εν μέρει να συμμορφώνονται με την παρ. 1 υπολογίζοντας τα αποθέματα ΥΦΑ σε υφιστάμενες πλωτές αποθηκευτικές μονάδες, μέχρι να τεθούν σε λειτουργία οι υπόγειες εγκαταστάσεις τους αποθήκευσης φυσικού αερίου.

4. Τα κράτη μέλη που δεν διαθέτουν υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου μπορούν να παρέχουν κίνητρα ή οικονομική αποζημίωση στους συμμετέχοντες στην αγορά ή στους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς, κατά περίπτωση, για την απώλεια εσόδων ή για τις δαπάνες τους οι οποίες προκύπτουν ως απόρροια της συμμόρφωσής τους με τις υποχρεώσεις αποθήκευσής τους δυνάμει του παρόντος άρθρου, όταν η εν λόγω απώλεια εσόδων και οι εν λόγω δαπάνες δεν μπορούν να καλυφθούν από τα έσοδα, ώστε να διασφαλιστεί η συμμόρφωση με τις υποχρεώσεις τους αποθήκευσης φυσικού αερίου σε άλλα κράτη μέλη σύμφωνα με την παρ. 1 ή η εφαρμογή του μηχανισμού επιμερισμού των βαρών. Εάν το κίνητρο ή η οικονομική αποζημίωση χρηματοδοτείται μέσω εισφοράς, η εν λόγω εισφορά δεν εφαρμόζεται σε διασυνοριακά σημεία διασύνδεσης.»

Περαιτέρω, και σύμφωνα με την παρ. 11 του άρθρου 6α του ως άνω Κανονισμού, ως ισχύει (βλ. και σημείο 15 των Εισαγωγικών Παρατηρήσεων του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/1032):

«[...]. Η Επιτροπή διασφαλίζει ότι τα μέτρα που λαμβάνονται [...] α) δεν υπερβαίνουν τα αναγκαία για την κατοχύρωση της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο, β) δεν επιβαρύνουν δυσανάλογα τα κράτη μέλη, τους συμμετέχοντες στην αγορά φυσικού αερίου, τους διαχειριστές συστημάτων αποθήκευσης ή τους πελάτες.»

Επιπροσθέτως και σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 6β του ίδιου Κανονισμού: «Τα μέτρα που λαμβάνονται από τα κράτη μέλη δυνάμει της παραγράφου 1 περιορίζονται στα αναγκαία για την επίτευξη των πορειών πλήρωσης και των στόχων πλήρωσης. Ορίζονται σαφώς, είναι διαφανή, αναλογικά, δεν εισάγουν διακρίσεις και είναι επαληθεύσιμα. Δεν στρεβλώνουν αδικαιολόγητα τον ανταγωνισμό ή την ορθή λειτουργία της εσωτερικής αγοράς αερίου, ούτε θέτουν σε κίνδυνο την ασφάλεια εφοδιασμού με φυσικό αέριο άλλων κρατών μελών ή της Ένωσης.»

Επιπλέον, σύμφωνα με τις Εισαγωγικές Παρατηρήσεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/1032, και πιο συγκεκριμένα σύμφωνα με:

- Το σημείο (2) των Εισαγωγικών Παρατηρήσεων: «Η φύση και οι συνέπειες των πρόσφατων γεγονότων είναι μεγάλης κλίμακας και αφορούν το σύνολο της Ένωσης και, ως εκ τούτου, απαιτούν ολοκληρωμένη αντίδραση από την Ένωση. Η εν λόγω αντίδραση θα πρέπει να δίνει προτεραιότητα σε μέτρα που μπορούν να ενισχύσουν την ασφάλεια του εφοδιασμού με αέριο σε επίπεδο Ένωσης, ιδίως τον εφοδιασμό των προστατευόμενων πελατών με αέριο. Η εξοικονόμηση ενέργειας και η ενεργειακή απόδοση συμβάλλουν καίρια στον εν λόγω στόχο.

Ως εκ τούτου, είναι ζωτικής σημασίας η Ένωση να ενεργεί με συντονισμένο τρόπο για την αποφυγή δυνητικών κινδύνων που απορρέουν από πιθανές διαταραχές του εφοδιασμού με αέριο, χωρίς να θίγεται το δικαίωμα των κρατών μελών να επιλέγουν μεταξύ διαφόρων ενεργειακών πηγών και τη γενική διάρθρωση του ενεργειακού εφοδιασμού τους σύμφωνα με το άρθρο 194 της Συνθήκης για τη λειτουργία της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΣΛΕΕ)».

- Το σημείο (20) των Εισαγωγικών Παρατηρήσεων: «[...]. Σε περίπτωση που ένα κράτος μέλος δεν έχει διασύνδεση με άλλα κράτη μέλη ή αν η διασυνοριακή δυναμικότητα μεταφοράς ενός κράτους μέλους είναι περιορισμένη ή εάν άλλοι τεχνικοί λόγοι καθιστούν αδύνατη τη χρήση υπόγειων εγκαταστάσεων αποθήκευσης αερίου σε άλλα κράτη μέλη, η εν λόγω υποχρέωση θα πρέπει να μειωθεί αναλόγως».

- Το σημείο (24) των Εισαγωγικών Παρατηρήσεων: «Οι αρμόδιες αρχές διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στην παρακολούθηση της ασφάλειας του εφοδιασμού με αέριο και διασφαλίζουν ισορροπία μεταξύ της ασφάλειας του εφοδιασμού με αέριο και του κόστους των μέτρων για τους καταναλωτές.[...].»

III. Το Σχέδιο Προληπτικής Δράσης 2022

Επειδή, λόγω των γεωπολιτικών αναταραχών μεταξύ Ρωσίας και Ουκρανίας, η ΡΑΑΕΥ, ως η Αρμόδια Αρχή βάσει του ανωτέρω νομοθετικού πλαισίου, προχώρησε με το σχετ. 25 σε έκτακτη αναθεώρηση του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης (ΣΠΔ) τον Αύγουστο του 2022, προκειμένου για την προσήκουσα ανταπόκρισή της στις υποχρεώσεις της Χώρας που έθετε ο Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1938, όπως τροποποιήθηκε με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2022/1032, καθώς και για την αντιμετώπιση των έκτακτων συνθηκών που είχαν έως τότε διαμορφωθεί και του ενδεχομένου διακοπής της ροής φυσικού αερίου (ΦΑ) από τη Ρωσία τον Χειμώνα 2022-2023.

Στο ως άνω πλαίσιο, η Αρχή προώθησε ενεργά τη θέσπιση ρυθμίσεων για την αποθήκευση ΦΑ σε υπόγειες εγκαταστάσεις άλλων Κ-Μ, δεδομένου ότι η Χώρα δεν διαθέτει υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης αερίου, σε συνδυασμό και με τη λήψη επιπρόσθετων μέτρων (δράσεων) προκειμένου για την κατοχύρωση της ασφάλειας εφοδιασμού της Χώρας την ανωτέρω χρονική περίοδο.

Σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στην παρ. 2 του άρθρου 8 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, βάση για την εκπόνηση του ΣΠΔ 2022 αποτέλεσαν οι μελέτες που εκπονήθηκαν σε επίπεδο ΕΕ, από την Ομάδα Συντονισμού για το αέριο και τον ENTSO-G, τα προκαταρκτικά αποτελέσματα της Κοινής Μελέτης Επικινδυνότητας των Ομάδων Κινδύνου «Βαλτική Θάλασσα, Λευκορωσία, Κασπία, Δανία, Λιβύη, Βορειοανατολική, Διαβαλκανική, Ουκρανία και Αλγερία», καθώς και τα αποτελέσματα της Μελέτης Προσδιορισμού Εθνικών Σεναρίων Κρίσης Ηλεκτρικής Ενέργειας (σχετ. 29) που ολοκληρώθηκε τον Απρίλιο του 2022 σε συνεργασία με τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), κατ'εφαρμογή του άρθρου 7 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/941. Τα σενάρια που εξετάστηκαν σε επίπεδο ΕΕ αφορούσαν την πλήρη διακοπή τροφοδοσίας ρωσικού ΦΑ σε όλη την Ευρώπη. Στο ίδιο πλαίσιο, για τις ανάγκες εκπόνησης του ΣΠΔ

2022, η Αρχή επανεξέτασε το κρίσιμο αυτό σενάριο που περιλαμβάνεται στην ως άνω Μελέτη Προσδιορισμού των Εθνικών Σεναρίων Κρίσης Ηλεκτρικής Ενέργειας, το οποίο αφορά στην εκδοχή της ολικής διακοπής τροφοδοσίας από τη Ρωσία, και βάσει των αποτελεσμάτων σχεδίασε τα μέτρα του ΣΠΔ 2022 ώστε να καλύπτεται η τροφοδοσία της Χώρας με ΦΑ και στην περίπτωση αυτή.

Β. Κατάρτιση του νέου Σχεδίου Προληπτικής Δράσης

Επειδή, πλέον έχουν ολοκληρωθεί, με τη συμβολή της Αρχής, οι ως άνω Κοινές Μελέτες Εκτίμησης Επικινδυνότητας στο πλαίσιο των Ομάδων Κινδύνου που συμμετέχει η Χώρα σύμφωνα με το Παράρτημα Ι του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, ως ισχύει, ήτοι «Αλγερία» (Σεπτέμβριος 2022), «Ουκρανία» (Ιούνιος 2023), «Κασπία» (Αύγουστος 2023), καθώς και η Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας των Ομάδων Κινδύνου «Βαλτική Θάλασσα, Λευκορωσία, Κασπία, Δανία, Λιβύη, Βορειοανατολική, Διαβαλκανική, Ουκρανία και Αλγερία» (Νοέμβριος 2022). Περαιτέρω, τον Απρίλιο του 2023, κοινοποιήθηκε στην ΕΕ η Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Διαβαλκανική», συντονιστής της οποίας ήταν η Ελλάδα. Τα βασικά αποτελέσματα των ως άνω μελετών αποτυπώνονται στον παρόν ΣΠΔ.

Επειδή, τον Σεπτέμβριο του 2023, η Αρχή, σε συνεργασία με τον Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ) και τον ΑΔΜΗΕ προέβη στην πέμπτη αναθεώρηση της Εθνικής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας (σχετ. 31) ως προς την ασφάλεια εφοδιασμού της Ελλάδας με ΦΑ, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 7 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938. Η Μελέτη ανέλυσε το σύνολο των διαθέσιμων στοιχείων και πληροφοριών για την αναγνώριση και ανάλυση των κινδύνων που μπορούν να επηρεάσουν την ασφάλεια εφοδιασμού της χώρας με ΦΑ κατά τις χειμερινές περιόδους των τριών επόμενων ετών (2023-24, 2024-25 και 2025-26), λαμβάνοντας υπόψη και τα πρακτικά αποτελέσματα, τις οικονομικές επιπτώσεις και τα νέα δεδομένα που ανέκυψαν σε συνέχεια της εφαρμογής του ΣΠΔ 2022. Ειδικότερα, εξετάστηκαν και προσομοιώθηκαν πολλαπλά σενάρια κρίσης που έλαβαν υπόψη διαταραχές στην προμήθεια ΦΑ, σε συνδυασμό με συγκεκριμένα προφίλ εκτιμώμενης ζήτησης και εξαγωγών σε γειτονικές χώρες. Η Μελέτη έλαβε υπόψη τις σημαντικές μεταβολές σε διεθνές και εθνικό επίπεδο που δύνανται να επηρεάσουν την ενεργειακή αγορά και την ασφάλεια εφοδιασμού με ΦΑ στη βάση των αποτελεσμάτων των ως άνω προσφάτως εκδοθεισών Κοινών Μελετών Εκτίμησης Επικινδυνότητας, καθώς και των αποτελεσμάτων της Μελέτης Προσδιορισμού των Εθνικών Σεναρίων Κρίσης Ηλεκτρικής Ενέργειας (σχετ. 29).

Από τα αποτελέσματα της Εθνικής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας (2023), τα οποία και συνοψίζονται στο παρόν ΣΠΔ, προκύπτει η σημαντικά βελτιωμένη θέση της Χώρας και η ελαχιστοποίηση της πιθανότητας εμφάνισης ελλείμματος ΦΑ, αναδεικνύοντας ότι η κατάσταση επάρκειας και ασφάλειας εφοδιασμού του εθνικού ενεργειακού συστήματος έχει βελτιωθεί σημαντικά σε σχέση με το προηγούμενο έτος, κυρίως λόγω των κάτωθι παραγόντων:

α) Η λιγνιτική Μονάδα Πτολεμαΐδα V ξεκίνησε εμπορική λειτουργία τον Μάρτιο 2023 και είναι πλήρως διαθέσιμη.

β) Στο τέλος του 2023 θα τεθεί σε εμπορική λειτουργία ο νέος Πλωτός Τερματικός Σταθμός Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ-FSRU) «ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης» με δυνατότητα αποθήκευσης 153.500 m³ ΥΦΑ και δυναμικότητα αεριοποίησης 50.000 GWh/ημέρα, ο οποίος διαθέτει ήδη μακροχρόνια συμβόλαια άνω του 50% της δυναμικότητάς του.

γ) Το Εθνικό Σύστημα ΦΑ αναμένεται να αναβαθμιστεί, με την ολοκλήρωση του Σταθμού Συμπίεσης στην Αμπελιά και του Σταθμού Συμπίεσης στην Κομοτηνή, καθώς και με την αναβάθμιση του Σταθμού Συμπίεσης στη Ν. Μεσήμβρια.

δ) Με σχετική απόφαση του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας τον Δεκέμβριο του 2022 (σχετ. 19), δίνεται παράταση της λειτουργίας τριών (3) λιγνιτικών μονάδων (μονάδες Ι Μελίτης και μονάδες ΙΙΙ-ΙV Αγίου Δημητρίου, συνολικής ισχύος περίπου 850 MW) μέχρι το τέλος του 2025 για λόγους ενεργειακής ασφάλειας. Η δυνατότητα λειτουργίας των μονάδων αυτών είναι της τάξεως των 6500 ωρών ανά έτος κατά μέσο όρο.

ε) Η εγχώρια ζήτηση ΦΑ έχει ήδη μειωθεί ουσιαστικά και έχει επιτευχθεί σημαντική απεξάρτηση από το ρωσικό φυσικό αέριο. Ειδικότερα, στους πέντε πρώτους μήνες (Αύγουστος-Δεκέμβριος 2022) της οκτάμηνης περιόδου μείωσης της κατανάλωσης ορυκτού αερίου (Αύγουστος 2022-Μάρτιος 2023) που έθεσε η ΕΕ², σύμφωνα με τα στοιχεία του ΔΕΣΦΑ, η Ελλάδα βρέθηκε στο -18,2% σε σχέση με τον μέσο όρο πενταετίας, υπερβαίνοντας έτσι τον ευρωπαϊκό στόχο του -15%, και στο -31% σε σχέση με την ίδια περίοδο του 2021. Βάσει των απολογιστικών στοιχείων του ΔΕΣΦΑ, προέκυψε μείωση της εγχώριας κατανάλωσης φυσικού αερίου κατά το έτος 2022 σε σχέση με το 2021, ήτοι από 69,9 TWh στις 56,5 TWh. Επιπροσθέτως, στο ίδιο πλαίσιο, η Ελλάδα ήταν λιγότερο εξαρτημένη από το ρωσικό αέριο, κατά το πρώτο δεκάμηνο του 2022, όπου αθροιστικά μέχρι και τον Οκτώβριο 2022 σημειώθηκε μείωση των εισαγωγών αερίου ρωσικής προέλευσης για εγχώρια κατανάλωση κατά 65,6% σε σχέση με την ίδια περίοδο του 2021, ενώ ο αντίστοιχος μέσος όρος της ΕΕ-27 ήταν 24,2%. Τέλος, αναφορικά με το έτος 2023, σύμφωνα με τα επίσημα στοιχεία του Διαχειριστή³, κατά το πρώτο εξάμηνο, η εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου μειώθηκε κατά 21,74%, αγγίζοντας τις 23,72 TWh, από 30,31 TWh στην αντίστοιχη περσινή περίοδο. Ο Τερματικός Σταθμός της Ρεβυθούσας (σημείο εισόδου Αγίας Τριάδας) αποτελεί πλέον την κύρια πύλη εισόδου φυσικού αερίου της χώρας, ακολουθούμενος από το σημείο εισόδου του Σιδηροκάστρου, του οποίου

2 Ευρωπαϊκή υποχρέωση μείωσης κατανάλωσης αερίου την περίοδο Αυγούστου 2022-Μαρτίου 2023 κατά 15% σε σύγκριση με τον μέσο όρο της ίδιας περιόδου της προηγούμενης πενταετίας ή του 2021 εάν τότε είχε σημειωθεί αύξηση της κατανάλωσης μεγαλύτερη από 8%, εξαίρεση για την οποία ικανοποιεί τις προϋποθέσεις η Ελλάδα.

3 <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/s-toixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-a-ajamhno-toy-2023>

οι ροές σχεδόν υποδιπλασιάστηκαν συγκριτικά με την ίδια περίοδο του περασμένου έτους. Σημειώνεται ότι, για την επίτευξη της παρατηρούμενης ουσιαστικής μείωσης της εγχώριας ζήτησης ΦΑ καίρια συμβολή είχε η εφαρμογή μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας, σε συμμόρφωση με το σημείο 2 των Εισαγωγικών Παρατηρήσεων του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/1032, όπως αποτυπώθηκε στην ανωτέρω Ενότητα Α.ΙΙ της παρούσας. Η ανωτέρω μείωση της κατανάλωσης φυσικού αερίου αντανakλάται και στη σημαντικά περιορισμένη συμμετοχή των μονάδων φυσικού αερίου στην κεντρικά κατανεμόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Χώρας (από 40 % το 2021, στο 35 % το 2022 και στο 24% το 2023, βάσει της ενσωμάτωσης των στοιχείων από 1.1.2023 έως 31.5.2023).

Επειδή, κατά τον σχεδιασμό των μέτρων (δράσεων) που περιλαμβάνονται στο παρόν ΣΠΔ, η Αρχή, πέραν των αποτελεσμάτων των Κοινών Μελετών Εκτίμησης Επικινδυνότητας (σχετ. 32) και της σχετικής Εθνικής Μελέτης (σχετ. 31), καθώς και των προαναφερθεισών παραμέτρων διαμόρφωσης του ενεργειακού συστήματος (βλ. ανωτέρω σημεία (α) έως (ε)), έλαβε υπόψη τα απολογιστικά στοιχεία κόστους από την εφαρμογή των δράσεων του ΣΠΔ 2022 και προέβη σε ενδεδειγμένη εξέταση της σχέσης κόστους-οφέλους που προκύπτει για τον τελικό καταναλωτή, τους συμμετέχοντες στην αγορά και την εθνική οικονομία γενικότερα. Η Αρχή έχει ήδη στη διάθεσή της τα εν λόγω στοιχεία κόστους των δράσεων που αποζημιώνονται από τον Λογαριασμό Ασφάλειας Εφοδιασμού (ΛΑΕ) ως πάγιες/τακτικές και έκτακτες (περιορισμένης διάρκειας (2022-2023)) υποχρεώσεις της ΔΕΣΦΑ Α.Ε σύμφωνα με τις κείμενες διατάξεις του θεσμικού πλαισίου, και περιλαμβάνονται στην υπ' αρ. 888/2022 απόφασή της (σχετ. 20), όπως αυτή τροποποιήθηκε με την υπό στοιχεία Ε-81/2023 απόφασή της (σχετ. 21). Σημειώνεται ότι, τα απολογιστικά στοιχεία κόστους για το σύνολο των δράσεων του ΣΠΔ 2022 που αποζημιώνονται από τον ΛΑΕ, προέκυψαν βάσει των πραγματικών στοιχείων κόστους που υποβλήθηκαν τεκμηριωμένα από τους Υπόχρεους, καθώς και των επικαιροποιημένων οικονομικών στοιχείων που υπέβαλε ο ΔΕΣΦΑ προς τη ΡΑΑΕΥ με το σχετικό 36. Τα στοιχεία κόστους των δράσεων του ΣΠΔ 2022 κοινοποιήθηκαν από την Αρχή και στην ΕΕ με το σχετικό 49.

Επειδή, επιπλέον, η Αρχή, στο πλαίσιο διαμόρφωσης του παρόντος ΣΠΔ, εκτός των προαναφερθέντων οικονομικών αποτελεσμάτων από την εφαρμογή των δράσεων του προηγούμενου Σχεδίου και των νέων δεδομένων που έχουν προκύψει αναφορικά με το επαρκές επίπεδο ασφάλειας εφοδιασμού του εθνικού ενεργειακού συστήματος, προέβη σε περαιτέρω αξιολόγηση της σκοπιμότητας θέσπισης δράσεων λαμβάνοντας υπόψη το ισχύον νομοθετικό και κανονιστικό πλαίσιο, καθώς και τους υφιστάμενους τεχνικούς περιορισμούς του συστήματος ΦΑ κυρίως ως προς την τεχνική διασυννοριακή δυναμικότητα μεταφοράς και το τρέχον επίπεδο πληρότητας των υπόγειων υποδομών αποθήκευσης Κ-Μ της Ένωσης κατ' εφαρμογή της περίπτωσης (γ) της παρ. 2 του άρθρου 6γ του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, δεδομένου ότι η Χώρα δεν διαθέτει υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης αερίου.

Πιο συγκεκριμένα, αναφορικά με την ενίσχυση της αποθηκευτικής δυνατότητας της εγκατάστασης της Ρεβυθούσας, όπου σύμφωνα με το άρθρο 116 του ν. 4951/2022 υπήρξε πρόβλεψη ο Διαχειριστής του Εθνικού Συστήματος ΦΑ να προβεί σε μίσθωση πλοίου ΥΦΑ (FSU) για διάστημα δώδεκα (12) διαδοχικών μηνών κατ' ανώτατο όριο, αρχής γενομένης από τον μήνα Ιούλιο 2022, και με δυνατότητα παράτασης της μίσθωσης έως έξι (6) διαδοχικούς μήνες κατόπιν θετικής αξιολόγησης από την Αρχή, η ΡΑΑΕΥ αξιολόγησε, με το σχετικό 35, αρνητικά την αναγκαιότητα παράτασης της προβλεπόμενης από τον νόμο μίσθωσης, λαμβάνοντας υπόψη την εισήγηση της ΔΕΣΦΑ Α.Ε. (σχετ. 34) και το γεγονός ότι, λόγω της εξέλιξης της αγοράς ΦΑ τον Χειμώνα 2022-2023, οι χρήστες δεν επέλεξαν να αξιοποιήσουν εμπορικά το FSU, ιδίως δεδομένων των σημαντικών απωλειών (boil-off) που αυτό επιφέρει. Λαμβάνοντας λοιπόν υπόψη τις τεχνικές ανεπάρκειες του FSU που συντέλεσαν στην περιορισμένη εμπορική του αξιοποίηση και κατ' επέκταση στην ήσσονα πρακτική αποτελεσματικότητα του εν λόγω μέτρου, και σταθμίζοντας ιδίως το (υψηλό) κόστος, η Αρχή έκρινε ότι, καταρχήν, η ανανέωση της μίσθωσης έως έξι (6) διαδοχικούς μήνες, η οποία επρόκειτο να λήξει εν μέσω της χειμερινής περιόδου 2023-2024, ήτοι στις 31.12.2023 δεν συνιστά αναγκαίο και πρόσφορο μέτρο για την ασφάλεια εφοδιασμού, κατόπιν συνεκτίμησης και των νέων δεδομένων του ελληνικού ενεργειακού συστήματος.

Σε κάθε δε περίπτωση, η Αρχή εξετάζει σε διαρκή βάση τις αναδυόμενες προκλήσεις της ενεργειακής ασφάλειας ώστε να εισηγείται τα δέοντα μέτρα αντιμετώπισής τους, στα οποία δύναται να συμπεριληφθεί -εφόσον κριθεί σκόπιμο- η μίσθωση έτερου FSU κατάλληλων προδιαγραφών, μέσω αμερόληπτων και διαφανών ανταγωνιστικών διαδικασιών (σχετικό 35).

Αναφορικά με την υποχρέωση διατήρησης αποθέματος ΦΑ σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης γειτονικών Κ-Μ κατά το θερμικό έτος 2023-2024, επισημαίνεται κατά πρώτον ότι, σύμφωνα με τα πλέον πρόσφατα στοιχεία, οι υπόγειες αποθήκες που βρίσκονται στα Κ-Μ της Ένωσης εμφανίζουν πολύ υψηλά ποσοστά πληρότητας. Αναφορικά με την Ελλάδα και σε σχέση με τις δυνατότητες αποθήκευσης ΦΑ σε υπόγειες εγκαταστάσεις γειτονικών Κ-Μ, και ειδικότερα σε αποθήκες που βρίσκονται στην Ιταλία και Βουλγαρία, χώρες με τις οποίες η Ελλάδα είχε υπογράψει σχετικό Μνημόνιο συνεργασίας κατά το προηγούμενο έτος, σύμφωνα με την ενημέρωση που παρείχαν στην Αρχή οι Υπόχρεοι Προμηθευτές (σχετ. 37-43, 47) αλλά και τα αποτελέσματα των ετήσιων δημοπρασιών για δέσμευση χωρητικότητας αποθήκευσης στις υπόγειες εγκαταστάσεις των δύο ανωτέρω Κ-Μ (σχετ. 45), προκύπτει ότι συντρέχουν εξαιρετικά ανελαστικοί περιορισμοί ως προς την περαιτέρω αποθήκευση ΦΑ - πέραν των ήδη αποθηκευμένων ποσοτήτων από τους Προμηθευτές ΦΑ στο πλαίσιο του εμπορικού τους χαρτοφυλακίου προκειμένου για την εξυπηρέτηση της Ελληνικής Αγοράς τον επερχόμενο Χειμώνα 2023-2024, οι οποίες γνωστοποιήθηκαν στην Αρχή μετά από σχετικό αίτημά της (σχετ. 48).

Σε κάθε περίπτωση, η υποχρέωση τήρησης αποθέματος φυσικού αερίου οφείλει να συνδέεται και με την ουσιαστική δυνατότητα αξιοποίησής του σε περίπτωση κρίσης εφοδιασμού. Αναλυτικότερα, κατά τη δημοπράτηση της ετήσιας δυναμικότητας στο Σημείο Εισόδου Ν. Μεσημβρία ΔΕΣΦΑ Entry (η οποία ξεκίνησε στις 03.07.2023), δεσμεύτηκε το σύνολο της ετήσιας διαθέσιμης δυναμικότητας Εισόδου (διατέθηκαν 48.031.430 kWh/day και δεσμεύτηκαν 48.010.301 kWh/day) με επιτίμιο (premium) της τάξης του 104% επί της αρχικής τιμής, δηλαδή στο διπλάσιο και πλέον του αρχικού κόστους της δημοπρατούμενης δυναμικότητας, όπως προκύπτει και από τα σχετικά αποτελέσματα από την πλατφόρμα δημοπρασιών της Prisma (σχετικό 45). Επομένως, ακόμα και με χρήση του 10% της υπολειπόμενης τεχνικής δυναμικότητας που, με βάση τον Κώδικα Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ) και τον Ευρωπαϊκό Κανονισμό CAM, διατίθεται σε βραχυχρόνιες δημοπρασίες, η δυνητικά διαθέσιμη αδιάλειπτη δυναμικότητα εισόδου σε Ν. Μεσημβρία ΔΕΣΦΑ Entry είναι 5.357.000 kWh/day, ενώ η ενδεχόμενη διεκδίκηση της ανωτέρω δυναμικότητας από πλευράς δυνητικά υπόχρεων Χρηστών στις κυλιόμενες τριμηνιαίες δημοπρασίες, μπορεί να οδηγήσει σε εξαιρετικά υψηλά επιτίμια με αβέβαιο τελικό αποτέλεσμα. Επισημαίνεται ότι η δέσμευση της προαναφερθείσας δυναμικότητας εισόδου στο Σ. Εισόδου Ν. Μεσημβρία, αποτελεί προαπαιτούμενο για την εισαγωγή ποσοτήτων που προσέρχονται από το Ιταλικό σύστημα Μεταφοράς μέσω του Διαδριατικού Αγωγού ΦΑ (Trans Adriatic Pipeline - TAP), στο Ελληνικό σύστημα Μεταφοράς.

Συνεπώς, ακόμη και αν - παρά την εμφανιζόμενη πληρότητα των υπόγειων εγκαταστάσεων αποθήκευσης των γειτονικών Κ-Μ - υφίστατο περιθώριο για την τήρηση ενός εξαιρετικά περιορισμένου αποθέματος, η εν λόγω δυνατότητα θα κατέληγε αλυσιτελής λόγω των ανυπέρβλητων τεχνικών περιορισμών εισόδου του ΦΑ στο ελληνικό σύστημα.

Επειδή, σύμφωνα με τα ανωτέρω, αναγνωρίζεται πρακτική αδυναμία αποθεματοποίησης φυσικού αερίου σε υπόγειες αποθήκες γειτονικών Κ-Μ λόγω της πληρότητάς τους αλλά και αδυναμία εισαγωγής τυχόν αποθεματοποιημένου φυσικού αερίου λόγω υφιστάμενων τεχνικών περιορισμών στις δυναμικότητες μεταφοράς στο Σημείο Εισόδου Ν. Μεσημβρία που απορρέουν από τις πρόσφατες δημοπρασίες της ΔΕΣΦΑ Α.Ε. (σχετ. 46). Τα προαναφερθέντα τεχνικά ζητήματα και περιορισμοί ετέθησαν επίσης υπόψιν της ΕΕ από την Αρχή με το σχετικό 49. Με το εν λόγω έγγραφο, αναλύθηκε εξάλλου και η εναλλακτική προσέγγιση που υιοθετεί η Χώρα, στο πλαίσιο της συμμόρφωσής της προς τον Κανονισμό 2022/1032. Ιδίως, εξετέθη -κατά τρόπο ποσοτικοποιημένο- ότι η υποχρέωση που θέτει ο Κανονισμός εκπληρώνεται σε σημαντικό βαθμό μέσω των υποχρεώσεων που ήδη υπέχουν συμμετέχοντες στην αγορά φυσικού αερίου (προμηθευτών, ηλεκτροπαραγωγών) βάσει των όρων των αδειών τους, ώστε να μην απαιτείται η επιβολή περαιτέρω υποχρέωσης αποθήκευσης στο πλαίσιο του ΣΠΔ.

Επειδή, στο πλαίσιο κατάρτισης του παρόντος ΣΠΔ, λαμβάνεται υπόψη το Σχέδιο ανακοίνωσης της ΕΕ

"Communication: Save gas for a safe winter" (σχετ. 15), το οποίο καθόρισε, μεταξύ άλλων, περαιτέρω εργαλεία σε Ευρωπαϊκό επίπεδο για μια συντονισμένη μείωση στη ζήτηση ΦΑ, καθώς και άλλα βήματα που μπορούν να δρομολογηθούν, έτσι ώστε σε περίπτωση περαιτέρω διαταραχών, η Ευρώπη να είναι έτοιμη να αντιμετωπίσει τις επιπτώσεις. Μεταξύ των μέτρων που προτείνονται να υιοθετηθούν από τα Κ-Μ στα εθνικά Σχέδια Προληπτικής Δράσης και Σχέδια Έκτακτης Ανάγκης είναι τα εξής:

- Εναλλαγή καυσίμου:

- Σε βιομηχανίες και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (μέτρο αγοράς), συμπεριλαμβανομένης της μετάβασης σε βιομάζα, βιομεθάνιο, ηλιακή ενέργεια και σε άλλες Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας.

- Η δυνατότητα μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνουν ΦΑ να λειτουργούν αδιάλειπτα για τουλάχιστον πέντε ημέρες με τη χρήση εναλλακτικού καυσίμου (diesel).

- Αναβολή της παύσης λειτουργίας των πυρηνικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής όπου είναι εφικτό ή μετάβαση στην πυρηνική ενέργεια όπου αυτό αποτελεί επιλογή.

- Προσωρινή μετάβαση σε βαριά καύσιμα ή άνθρακα για να διασφαλιστεί η ομαλή λειτουργία κρίσιμων ή στρατηγικών τομέων.

- Εργαλεία αγοράς:

- Δημοπρασίες ή διαγωνισμοί με τους οποίους τα Κ-Μ παρέχουν κίνητρα για μείωση της κατανάλωσης από μεγάλους καταναλωτές (κυρίως βιομηχανίες).

- Συμβόλαια ανταλλαγής παραγωγής (contractual swaps of production) μεταξύ μεγάλων πελατών.

- Συμβόλαια διακοπτόμενου φορτίου για κατανάλωση ΦΑ, ως εθελοντικό μέτρο αγοράς.

- Θέρμανση και ψύξη:

- Καμπάνιες πληροφόρησης καταναλωτών.

- Στοχευμένη υποχρέωση για μείωση της θέρμανσης και της ψύξης (π.χ. σε δημόσια κτίρια και υπηρεσίες).

Επειδή, η ΡΑΑΕΥ, με γνώμονα το δημόσιο συμφέρον και την προστασία του ενεργειακού συστήματος, των καταναλωτών και της εθνικής οικονομίας, κατήρτισε το παρόν ΣΠΔ με βάση τα ως άνω δεδομένα, τις παραδοχές και τις κατευθύνσεις, καθώς και λαμβάνοντας υπόψη τη μεθοδολογία που περιγράφεται στο εγχειρίδιο του Joint Research Center (σχετ. 33), με στόχο τη θέσπιση των κατάλληλων μέτρων (δράσεων) για τη μείωση ή την εξάλειψη των κινδύνων που δύνανται να επηρεάσουν την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με φυσικό αέριο. Τα μέτρα αυτά σχεδιάστηκαν καταλλήλως και σε συμφωνία με το άρθρο 8 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 και τις παραγράφους 1 και 2 αυτού, προκειμένου για την εξάλειψη ή τον περιορισμό των κινδύνων που εντοπίστηκαν στις Κοινές Μελέτες Εκτίμησης Επικινδυνότητας στις οποίες συμμετέχει η Χώρα, αλλά και στην Εθνική Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας (2023) (σχετ. 31) για την ασφάλεια εφοδιασμού με ΦΑ και ειδικότερα για:

- Την ενίσχυση της αποτελεσματικότερης διαχείρισης ΦΑ σε περίπτωση εμφάνισης κρίσης και την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών και

- τη βελτιστοποίηση του Ρυθμιστικού Πλαισίου.

Πέραν αυτού, το παρόν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης, αναγνωρίζοντας την ιδιαίτερα σημαντική και αυξανόμενη συμμετοχή του φυσικού αερίου στο ισοζύγιο πρωτογενούς ενέργειας του τομέα ηλεκτροπαραγωγής, διατηρεί μέτρα που δίνουν έμφαση στον περιορισμό των επιπτώσεων στην ηλεκτροπαραγωγή από πιθανές περικοπές στην τροφοδοσία μονάδων που λειτουργούν με φυσικό αέριο.

Επειδή, συγκεκριμένα, στο πλαίσιο των ως άνω επιλογών, πέραν των υφιστάμενων/παγίων μέτρων στα πλαίσια παλαιότερων ΣΠΔ τα οποία εξακολουθούν και ισχύουν, η ΡΑΑΕΥ επεξεργάστηκε και έθεσε σε δημόσια διαβούλευση (σχετ. 51) το προσχέδιο προληπτικής δράσης το οποίο εμπεριείχε τις αναφερόμενες κατωτέρω δράσεις Δ1-Δ6, καθώς και δέσμη επικουρικών μέτρων και υποχρεώσεων προκειμένου για την ενίσχυση της πρόληψης και της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος φυσικού αερίου.

Επειδή, περαιτέρω, η Αρχή, με το σχετικό 53 έγγραφό της διαβίβασε στις Αρμόδιες Αρχές των Κ-Μ που συμμετέχουν στις Ομάδες Κινδύνου «Αλγερία», «Ουκρανία», «Διαβαλκανική» και «Κασπία» και κοινοποίησε στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και στην Ομάδα Συντονισμού για το ΦΑ, το υπό διαβούλευση προσχέδιο προληπτικής δράσης, κατά τα οριζόμενα στην παράγραφο 6 του άρθρου 8 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, προκειμένου να εξασφαλιστεί, πριν από την έγκρισή του, ότι είναι συνεπές με τα αντίστοιχα σχέδια των εν λόγω Κ-Μ, και δεν υποβλήθηκαν παρατηρήσεις.

Ι. Το περιεχόμενο του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης 2023

Επειδή, τα βασικά σημεία των δράσεων του ΣΠΔ 2023 συνοψίζονται κατωτέρω:

Δράση Δ1: «Μηχανισμός για την κατά προτεραιότητα λειτουργία των μονάδων με εναλλακτικό καύσιμο στην αγορά του ηλεκτρισμού σε περίπτωση κρίσης φυσικού αερίου Επιπέδου 3 Έκτακτης Ανάγκης και κατόπιν απόφασης ΟΔΚ για την ενεργοποίησή του»:

Εισαγωγή μηχανισμού που θα μεγιστοποιεί τη χρήση των μονάδων εναλλακτικού καυσίμου (diesel) σε κατάσταση συναγερμού 3 του ΕΣΦΑ, σύμφωνα με το συγκεκριμένο Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης, όπως ισχύει. Στο πλαίσιο αυτού του μηχανισμού, θεωρείται επιβεβλημένη η ελαχιστοποίηση χρήσης ΦΑ και η όσο το δυνατόν ορθότερη διαχείριση της διαθέσιμης ποσότητας φυσικού αερίου στη χώρα για σκοπούς ηλεκτροπαραγωγής.

Ο συγκεκριμένος μηχανισμός αφορά στην αποζημίωση των μονάδων για την λειτουργία τους με εναλλακτικό καύσιμο (diesel), κατά τη διάρκεια κρίσης ΦΑ και συγκεκριμένα σε κατάσταση συναγερμού 3 του ΕΣΦΑ, σύμφωνα με το συγκεκριμένο Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης, όπως ισχύει.

Δράση Δ2: «Εισαγωγή διατάξεων για τη συνετή χρήση και περιορισμό της άσκοπης κατανάλωσης ΦΑ κατά τη διάρκεια κρίσης ΦΑ»:

Στο πλαίσιο της συνεχιζόμενης προσπάθειας για περαιτέρω μείωση της κατανάλωσης ΦΑ, εισάγεται δράση προκειμένου για την ενημέρωση των καταναλωτών φυσικού αερίου από τους Διαχειριστές Διανομής, με σκοπό την ευαισθητοποίησή τους και τη συνετή χρήση του φυσικού αερίου κατά τη διάρκεια ενδεχόμενης κρίσης.

Δράση Δ3: «Κατά προτεραιότητα παροχή φυσικού αερίου σε ορισμένες «Σημαντικές» Βιομηχανίες»:

Σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938, στόχος των Σχεδίων Προληπτικής Δράσης είναι η κατ'ελάχιστον εξασφάλιση τροφοδοσίας των Προστατευόμενων Καταναλωτών σύμφωνα με το άρθρο 6, θέτοντας και επιπλέον κριτήρια, σύμφωνα με το άρθρο 11, παρ. 7, που αφορούν τις κρίσιμες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής.

Ωστόσο, οι αναλύσεις των επιπτώσεων που διεξάγονται σε ευρωπαϊκό επίπεδο στην Ομάδα Συντονισμού για το Αέριο, έχουν αναδείξει ότι μια απότομη διακοπή τροφοδοσίας φυσικού αερίου σε ορισμένες Βιομηχανίες θα μπορούσε να έχει καταστροφικές συνέπειες για την ίδια την εγκατάσταση, αλλά και τους κλάδους που συνδέονται με αυτές μέσω της αλυσίδας εφοδιασμού, συνοδευόμενες από σημαντικές κοινωνικοοικονομικές επιπτώσεις.

Στη βάση των ανωτέρω, η Αρχή κρίνει σκόπιμη τη συνέχιση της σχετικής δράσης που είχε περιληφθεί στο προηγούμενο ΣΠΔ, δίνοντας τη δυνατότητα προτεραιοποίησης του εφοδιασμού με ΦΑ σε ορισμένες «Σημαντικές» βιομηχανίες έναντι λοιπών Μη Προστατευόμενων Καταναλωτών βάσει συγκεκριμένων κριτηρίων, όπως αυτά αναλύονται στο παρόν ΣΠΔ, εφαρμόζοντας συγκεκριμένη διαδικασία διακοπής τροφοδοσίας με σταδιακή μείωση της παροχής για την ασφαλέστερη για τη βιομηχανία διακοπή ως έσχατο μέτρο.

Δράση Δ4: «Ρύθμιση για την έκτακτη τροποποίηση του Προγραμματισμού Εκφορτώσεων ΥΦΑ»:

Προτείνεται η εισαγωγή ρυθμίσεων, ώστε οι Χρήστες ΥΦΑ να είναι εκ των προτέρων ενήμεροι ότι σε περίπτωση κατάστασης κρίσης, ο μέγιστος χρόνος χρησιμοποίησης του αποθηκευτικού χώρου στη Ρεβυθούσα θα μειώνεται στις 6 ημέρες. Με τον τρόπο αυτό, δημιουργούνται νέες χρονοθυρίδες, τις οποίες ο Διαχειριστής οφείλει να διαθέτει άμεσα για να δεσμευτούν με επιπλέον εκφορτώσεις - βάσει των περιορισμών χωρητικότητας και του ρυθμού αεριοποίησης - ώστε να αυξηθούν οι ποσότητες που θα εισάγονται στις δεξαμενές της Ρεβυθούσας και να εξασφαλιστεί η αδιάλειπτη αεριοποίηση της εγκατάστασης και η συνεχής τροφοδότηση των καταναλωτών στη μέγιστη τεχνικά δυναμικότητα για μεγάλες περιόδους, αν απαιτείται.

Δράση Δ5: «Αύξηση αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου (diesel) σε μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ και δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου»:

Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο υπέχουν ήδη την υποχρέωση διασφάλισης της αδιάλειπτης λειτουργίας της μονάδας τους σε περίπτωση διακοπής του εφοδιασμού με φυσικό αέριο, για συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Για το σκοπό αυτό, στις άδειες παραγωγής τους έχει εισαχθεί ειδικός όρος, σύμφωνα με τον οποίο ορισμένοι παραγωγοί υποχρεούνται να διατηρούν απόθεμα εναλλακτικού καυσίμου (diesel) και να εξασφαλίζουν την ετοιμότητα των μονάδων τους να λειτουργήσουν με αυτό (dual-fuel plant), ενώ άλλοι παραγωγοί υποχρεούνται να διατηρούν απόθεμα φυσικού αερίου.

Αναλυτικότερα, σε συμμόρφωση με τα προβλεπόμενα στο άρθρο 6γ του Κανονισμού και δεδομένης της ήδη θεσμοθετημένης, με την παρ. 4 του άρθρου 73

του ν. 4001/2011, όπως ισχύει, υποχρέωσης τήρησης αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου (diesel), η ΡΑΑΕΥ, κρίνει σκόπιμη τη διατήρηση της σχετικής δράσης του προηγούμενου ΣΠΔ (ήτοι δράση Δ5), σύμφωνα με την οποία προβλέπεται η επέκταση του ελάχιστου χρονικού διαστήματος αδιάλειπτης λειτουργίας των μονάδων που έχουν τη δυνατότητα να λειτουργούν με εναλλακτικό καύσιμο. Σύμφωνα με την εν λόγω δράση, οι ηλεκτροπαραγωγοί με υποχρέωση διατήρησης αποθεμάτων diesel οφείλουν να αυξήσουν το απόθεμά τους από 5 ημέρες σε 20 ημέρες ή μέχρι τη μέγιστη αποθηκευτική ικανότητα των υφιστάμενων δεξαμενών τους, εάν αυτή είναι μικρότερη.

Δράση Δ6: «Ρύθμιση για την έκτακτη προσφερόμενη από τον Διαχειριστή δυναμικότητα και κατανομή στα Σημεία Εισόδου»:

Σε συμφωνία με τις προβλέψεις των διατάξεων του άρθρου 14 του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/2576 (σχετ. 10), κρίνεται σκόπιμη η υιοθέτηση δράσης, σύμφωνα με την οποία σε περιπτώσεις κρίσης φυσικού αερίου επιπέδου 2 ή/και 3, κατά τις οποίες λαμβάνει χώρα σε ένα τουλάχιστον εκ των Σημείων Εισόδου του ΕΣΜΦΑ σημαντικά μειωμένη παράδοση Ποσοτήτων ΦΑ (ενν. σε σχέση με τις Επιβεβαιωμένες Ποσότητες ΦΑ των Χρηστών Μεταφοράς) ή/και πίεση παράδοσης μικρότερη της ελάχιστης πίεσης εισόδου, θα παρέχεται η δυνατότητα στον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες λειτουργικές συνθήκες, να μεταβάλλει εκτάκτως τις δυναμικότητες των υπολοίπων Σημείων Εισόδου και να τις προσφέρει μέσω μηχανισμών αγοράς και δη μέσω δημοπρασιών με χρήση ηλεκτρονικού βάθρου. Με τον τρόπο αυτό μπορεί να αξιοποιείται στο μέγιστο η τεχνική δυνατότητα του ΕΣΦΑ.

Επειδή, οι παραπάνω δράσεις αξιολογήθηκαν ως προς την αποτελεσματικότητά τους στη μείωση της επικινδυνότητας, την προκαλούμενη επιβάρυνση στο Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού, τον αντίκτυπο στη λειτουργία της αγοράς φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού και τον αντίκτυπο στην ασφάλεια εφοδιασμού γειτονικών Κ-Μ.

Επειδή, η Αρχή, προκειμένου για την οριστικοποίηση του Σχεδίου εξέτασε τα υποβληθέντα σχόλια από τους συμμετέχοντες στη δημόσια διαβούλευση (σχετ. 52).

Σημειώνεται περαιτέρω ότι, κανένα από τα Κ-Μ δεν διαβίβασε σχόλια ή αντιρρήσεις επί του κοινοποιηθέντος, με το υπ' αρ. 53 σχετικό έγγραφο της Αρχής, προσχεδίου προληπτικής δράσης.

Επειδή, από τη δημόσια διαβούλευση, προέκυψε η καθολική υποστήριξη της πρότασης της Αρχής. Σε απάντηση των ελαχίστων παρατηρήσεων που υποβλήθηκαν, που αφορούσαν σε επιμέρους προβλέψεις των δράσεων Δ1, Δ4, Δ5 και Δ6, οι οποίες ωστόσο δεν αποτελούν «νέες ρυθμίσεις», καθώς περιλαμβάνονται ήδη στα προϊσχύσαντα Σχέδια, διευκρινίζονται τα εξής:

- Ως προς τη δράση Δ1 υπογραμμίζεται ότι μηχανισμός αποζημίωσης ήδη αποτυπώνεται στο περιεχόμενο της δράσης Δ1 του προσχεδίου προληπτικής δράσης που ετέθη σε δημόσια διαβούλευση, με αντίστοιχες παραπομπές στις εξειδικευμένες θεσμικές ισχύουσες ρυθμίσεις, ως εκ τούτου παρέλκουν ειδικότερες αναφορές στο

παρόν ΣΠΔ, καθ' όσον, επιπλέον, εκφεύγουν του αντικείμενου του. Περαιτέρω, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής με ΦΑ, οι οποίοι σύμφωνα με τους όρους της άδειάς τους, οφείλουν να διατηρούν αποθέματα εναλλακτικού καυσίμου αποζημιώνονται κατά τα ειδικώς προβλεπόμενα στις Συμβάσεις που έχουν συνάψει με τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ σύμφωνα με όσα προβλέπονται σχετικά στην παρ. 4, του άρθρου 73, του ν. 4011/2011, ως ισχύει.

- Ως προς τη δράση Δ2, αναφορικά με ζητήματα γνωστοποίησης του περιεχομένου του σχεδίου ενημέρωσης για τη συνετή χρήση και τον περιορισμό της άσκοπης κατανάλωσης κατά τη διάρκεια κρίσης ΦΑ προς τους τελικούς καταναλωτές, σημειώνεται ότι, βάσει των ήδη προβλεπόμενων στην εν λόγω δράση, οι Διαχειριστές των Δικτύων Διανομής καλούνται να κοινοποιήσουν στην Αρχή, μέχρι την 31η Οκτωβρίου 2023, τη διαδικασία γνωστοποίησης, η οποία μπορεί να υλοποιηθεί με όποιο πρόσφορο και άμεσο μέσο επικοινωνίας κρίνουν αυτοί ως καταλληλότερο.

Ως προς τη δράση Δ4, διευκρινίζεται ότι η εφαρμογή της εν λόγω δράσης ισχύει μόνο σε Κατάσταση Συναγερμού Επιπέδου 3 (Επίπεδο Έκτακτης Ανάγκης), όπου, ευλόγως, λαμβάνονται μέτρα που δεν στηρίζονται στην αγορά. Βάσει των υποβληθέντων σχολίων, το εν λόγω μέτρο κρίνεται σκόπιμο να εφαρμόζεται με απόφαση Διαχειριστή, κατόπιν έγκρισης της Ομάδας Διαχείρισης Κρίσεων (ΟΔΚ).

- Ως προς τη δράση Δ5, διευκρινίζεται ότι η εφαρμογή της συνδέεται με έκτακτη ανάγκη του Συστήματος, η αντιμετώπιση της οποίας είναι υπέρτερης σημασίας και αξίας. Αυτονόητα, λοιπόν, οι υπόχρεοι οφείλουν να λάβουν κάθε αναγκαίο μέτρο επιμέλειας ώστε να ανταποκριθούν προσηκόντως στις υποχρεώσεις τους, λαμβάνοντας υπόψη τα δεδομένα της εξειδικευμένης περίπτωσης τους. Στο πλαίσιο αυτό, για τον περιορισμό του όποιου κινδύνου εκτιμούν ότι φέρουν, προφανώς, δύναται να αξιοποιήσουν μέσα - εργαλεία που συνηθίζονται στις συναλλαγές έναντι των συμβαλλόμενων τους, στον βαθμό που δεν παρεμποδίζεται ή περιορίζεται η συμμόρφωσή τους προς τα οριζόμενα με το Σχέδιο Προληπτικής Δράσης.

- Ως προς τη δράση Δ6, η Αρχή θεωρεί εύλογο και σκόπιμο να γίνεται χωρίς χρέωση των Χρηστών Μεταφοράς η εφαρμογή του μέτρου της περικοπής δυναμικότητας ενός Σημείου Εισόδου.

- Τέλος, ως προς την Ενότητα 6.8 του ΣΠΔ, διευκρινίζεται ότι κρίνεται σκόπιμη η εμπορική λειτουργία των τριών (3) λιγνιτικών μονάδων «Μελίτη Ι», «Άγιος Δημήτριος ΙΙΙ» και «Άγιος Δημήτριος ΙV» ως κατανεμόμενες, βάσει του ισχύοντος πλαισίου, διότι εκτιμάται ότι θα έχουν θετική συνεισφορά ως προς την επάρκεια και ασφάλεια εφοδιασμού του εθνικού ενεργειακού συστήματος.

Επειδή, λαμβάνοντας υπόψη όλα τα ανωτέρω, διαμορφώνεται το τελικό σχέδιο προληπτικής δράσης με τίτλο «Σχέδιο Προληπτικής Δράσης», το οποίο περιλαμβάνει τα ακόλουθα στοιχεία:

(α) Συνοπτική περιγραφή των βασικών δεδομένων της Ελληνικής Αγοράς ΦΑ σχετικά με τη ζήτηση και την προμήθειά του, καθώς και των κύριων χαρακτηριστικών του Περιφερειακού και ΕΣΦΑ.

(β) Συνοπτική περιγραφή των βασικών αποτελεσμάτων των Κοινών Μελετών Εκτίμησης Επικινδυνότητας των Ομάδων Κινδύνου που συμμετέχει η Χώρα σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938, καθώς και τα βασικά συμπεράσματα της τελευταίας σχετικής Εθνικής Μελέτης.

(γ) Παρουσίαση του υπολογισμού του Κανόνα για την υποδομή (Κανόνας N-1) για τις χρονικές περιόδους 2023- 24, 2024-25 και 2025-26, σε εθνικό επίπεδο, των τιμών και παραδοχών που χρησιμοποιήθηκαν, συμπεριλαμβανομένης της εξέτασης της ικανότητας συμμόρφωσης με τον ως άνω Κανόνα πριν και μετά την εφαρμογή των προβλεπόμενων μέτρων διαχείρισης ζήτησης από την πλευρά της αγοράς, καθώς και του μέτρου του εναλλακτικού καυσίμου. Επίσης, περιλαμβάνεται ο υπολογισμός του N-1 σε περιφερειακό επίπεδο για τις Ομάδες Κινδύνου που συμμετέχει η Χώρα σύμφωνα με το Παράρτημα Ι του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, ως ισχύει.

(δ) Παρουσίαση της τεκμηρίωσης της συμμόρφωσης της Χώρας με τον Κανόνα για τον εφοδιασμό, των εν ισχύ μέτρων τα οποία αξιολογήθηκαν στα πλαίσια παλαιότερων ΣΠΔ τα οποία και διατηρούνται, καθώς και των πρόσθετων κριτηρίων που εξετάζονται για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού,

(ε) Περιγραφή των δράσεων (μέτρων) που σχεδιάστηκαν με στόχο την αποτελεσματικότερη διαχείριση ΦΑ σε περίπτωση εμφάνισης κρίσης και την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών καθώς και την βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου.

(στ) Παρουσίαση επικουρικών προληπτικών μέτρων και υποχρεώσεων που σχεδιάστηκαν με στόχο την ενίσχυση της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος ΦΑ της Χώρας.

(ζ) Περιγραφή έργων υποδομών που έχουν ενταχθεί στον πέμπτο (5ο) κατάλογο των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI List), καθώς και των υπό εξέλιξη έργων που έχουν ενταχθεί ή των οποίων η ένταξη εξετάζεται στο δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ.

(η) Αναφορά στη διαδικασία της διαβούλευσης του Σχεδίου με τα ενδιαφερόμενα μέρη καθώς και παρουσίαση ενδεχόμενης επίδρασης του ΣΠΔ σε γειτονικά Κ-Μ (περιφερειακή διάσταση).

Επειδή, η δομή και το περιεχόμενο του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης είναι σε συμφωνία με το «Υπόδειγμα σχεδίου προληπτικής δράσης» που περιλαμβάνεται στο Παράρτημα VI του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938.

Επειδή, για την ανάπτυξη του Σχεδίου, η Αρχή συνεργάστηκε με τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ (ΔΕΣΦΑ) και τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ).

Επειδή, περαιτέρω η Αρχή θεωρεί ότι τα μέτρα (δράσεις), που περιλαμβάνονται στο παρόν ΣΠΔ, διασφαλί-

ζουν επαρκώς, καταλλήλως και υπό όρους οικονομικής αποτελεσματικότητας έναντι του κινδύνου διαταραχής του εφοδιασμού με ΦΑ.

Επειδή, οι επιβαλλόμενες υποχρεώσεις που απορρέουν από τις προβλέψεις των μέτρων (δράσεων) του παρόντος ΣΠΔ θεσπίζονται μετά από ενδελεχή εξέταση της σχέσης κόστους-οφέλους και διαθέτουν λυσιτελή χαρακτήρα ενώ τα κόστη που μετακυλίσονται στους καταναλωτές φυσικού αερίου μέσω του Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού (ΤΑΕ), κατά τα προβλεπόμενα στο άρθρο 73Α παρ. 6 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει, πληρούν την αρχή της ανταποδοτικότητας.

Επειδή, η ΡΑΑΕΥ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της, εγκρίνει το παρόν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης για λόγους εξυπηρέτησης δημοσίου συμφέροντος, το οποίο συνίσταται στην ενίσχυση της ασφάλειας εφοδιασμού της χώρας με φυσικό αέριο και την προστασία των καταναλωτών, υπό όρους οικονομικής αποτελεσματικότητας, πρακτικής λυσιτέλειας και ανταποδοτικότητας. Το Σχέδιο λαμβάνει υπόψη τα έως σήμερα δεδομένα και στοιχεία, καθώς και τις εκτιμήσεις, σε βραχυπρόθεσμο ορίζοντα, στο μέτρο που αυτό είναι εφικτό. Τα περιλαμβανόμενα στο Σχέδιο μέτρα/δράσεις εφαρμόζονται έως ότου κριθεί απαραίτητη η εκ νέου επικαιροποίησή τους και όχι αργότερα των τεσσάρων (4) ετών που θέτει ο Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1938 (παρ. 11, άρθρο 9).

Επειδή, η τρέχουσα γεωπολιτική αστάθεια δύναται να επιφέρει μεταβολές στα δεδομένα και τις εκτιμήσεις που λαμβάνονται υπόψη, η Αρχή εξετάζει σε συνεχή βάση τις διαμορφούμενες συνθήκες, τις επιπτώσεις τους και τις εμφανιζόμενες πρακτικές και δύναται να αναθεωρήσει το παρόν ΣΠΔ, ώστε να προσαρμόζεται στις εκάστοτε ανάγκες, εφόσον αυτές οι διεθνείς πολιτικές - οικονομικές - ενεργειακές συγκυρίες ενδέχεται να θέσουν σε κίνδυνο την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού της Χώρας.

Κατόπιν των ανωτέρω και σύμφωνα με αυτά, αποφασίζει: Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά το άρθρο 12 του ν. 4001/2011:

1. Την έγκριση του σχεδίου προληπτικής δράσης με τίτλο «Σχέδιο Προληπτικής Δράσης», το κείμενο του οποίου προσαρτάται στην παρούσα Απόφαση ως «Προσάρτημα» και αποτελεί αναπόσπαστο τμήμα αυτής.

2. Την ηλεκτρονική διαβίβαση, μέσω της πλατφόρμας CIRCABC, του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης στην αρμόδια διεύθυνση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και την Ομάδα Συντονισμού για το αέριο.

3. Την κοινοποίηση του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης στον ΔΕΣΦΑ για τις ενέργειές του και στον Υπουργό Περιβάλλοντος και Ενέργειας.

ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ
ΓΙΑ ΤΗΝ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ ΤΗΣ ΕΛΛΑΔΑΣ ΜΕ ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

2023



ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ

Σύμφωνα με τις διατάξεις των άρθρων 8 και 9 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και με την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010

ΑΘΗΝΑ

2023

ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΑΠΟΒΛΗΤΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΥΔΑΤΩΝ

ΣΧΕΔΙΟ ΠΡΟΛΗΠΤΙΚΗΣ ΔΡΑΣΗΣ

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

Περιεχόμενα

Εισαγωγή	
1 Βασικά στοιχεία του Περιφερειακού και Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου	
1.1 Περιφερειακό Σύστημα Φυσικού Αερίου	
1.1.1 «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου	
1.1.2 Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»	
1.1.3 Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»	
1.1.4 Ομάδα Κινδύνου «Κασπία»	
1.2 Εθνικό Σύστημα και Αγορά Φυσικού Αερίου	
1.2.1 Ζήτηση φυσικού αερίου	
1.2.2 Υποδομές και λειτουργία Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου	
1.2.3 Ανεξάρτητα Συστήματα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ)	
1.2.4 Προμήθεια φυσικού αερίου	
1.2.5 Ο ρόλος του τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	
2 Συνοπτική παρουσίαση Εκτίμησης Επικινδυνότητας	
2.1 Εκτίμηση της Επικινδυνότητας σε Περιφερειακό Επίπεδο	
2.2 Κοινές Μελέτες Επικινδυνότητας	
2.2.1 Ομάδα Κινδύνου «Βαλτική Θάλασσα, Λευκορωσία, Κασπία, Δανία, Λιβύη, Βορειοανατολική, Διαβαλκανική και Ουκρανία»	
2.2.2 Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»	
2.2.3 Ομάδα Κινδύνου «Διαβαλκανική»	
2.2.4 Ομάδα Κινδύνου «Κασπία»	
2.2.5 Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»	
2.3 Εθνική Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας	
3 Συμμόρφωση με τον Κανόνα για την υποδομή	
3.1 Υπολογισμός του τύπου N-1 σε εθνικό επίπεδο	
3.1.1 Υποθέσεις, μεθοδολογία και δεδομένα	
3.1.2 Αποτελέσματα	
3.2 Υπολογισμός του τύπου N-1 σε περιφερειακό επίπεδο	
3.3 Ικανότητα αμφίδρομης ροής	
3.3.1 Σημεία διασύνδεσης με ικανότητα αμφίδρομης ροής	
3.3.2 Σημεία διασύνδεσης για τα οποία έχει χορηγηθεί εξαίρεση	

4 Συμμόρφωση με τον Κανόνα για τον εφοδιασμό

4.1 Ορισμός προστατευόμενων καταναλωτών

4.2 Κανόνας Εφοδιασμού

4.2.1 Περιγραφή υφιστάμενων μέτρων Διαχείρισης ζήτησης

4.2.2 Πρόσθετοι κανόνες και υποχρεώσεις σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού

5 Προληπτικά Μέτρα

5.1 Δράση Δ1: Μηχανισμός για την κατά προτεραιότητα λειτουργία των μονάδων με εναλλακτικό καύσιμο στην αγορά του ηλεκτρισμού σε περίπτωση κρίσης φυσικού αερίου Επιπέδου 3 Έκτακτης Ανάγκης και κατόπιν απόφασης ΟΔΚ για την ενεργοποίησή του .

5.2 Δράση Δ2: Εισαγωγή διατάξεων για την συνετή χρήση και περιορισμό της άσκοπης κατανάλωσης ΦΑ κατά τη διάρκεια κρίσης ΦΑ

5.3 Δράση Δ3: Κατά προτεραιότητα παροχή φυσικού αερίου σε ορισμένες «Σημαντικές» Βιομηχανίες

5.4 Δράση Δ4: Ρύθμιση για την έκτακτη τροποποίηση του Προγραμματισμού Εκφορτώσεων ΥΦΑ

5.5 Δράση Δ5: Αύξηση αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου (diesel) σε μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ και δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου.....

5.6 Δράση Δ6: Ρύθμιση για την έκτακτη προσφερόμενη από τον Διαχειριστή δυναμικότητα και κατανομή στα Σημεία Εισόδου

6 Άλλα μέτρα και υποχρεώσεις

6.1 Ανάπτυξη προδιαγραφών και κατευθυντήριων οδηγιών για την καθιέρωση Συστημάτων Επιχειρησιακής Συνέχειας

6.2 Υποχρέωση προς Διαχειριστές και κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την τήρηση Συστημάτων Επιχειρησιακής Συνέχειας

6.3 Σχεδιασμός Συστήματος Διαχείρισης Διακινδύνευσης για την ασφάλεια εφοδιασμού

6.4 Υποχρεώσεις Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για τεκμηριωμένη εκτίμηση ζήτησης

6.5 Υποχρεώσεις Προμηθευτών ΦΑ

6.6 Υποχρεώσεις κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ

6.7 Απαλλαγή του πετρελαίου diesel που χρησιμοποιείται ως εναλλακτικό καύσιμο από τον ειδικό φόρο κατανάλωσης (ΕΦΚ)

6.8 Παράταση διαθεσιμότητας λιγνιτικών μονάδων μέχρι το τέλος του 2025 στη λειτουργία τριών λιγνιτικών σταθμών για λόγους ενεργειακής ασφάλειας

7 Έργα υποδομής

7.1 Σταθμός Συμπίεσης στην Κομοτηνή

7.2 Σταθμός Συμπίεσης στην Αμπελιά

7.3 Υπόγεια Αποθήκη Καβάλας

7.4 FSRU – ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης

7.5 FSRU – ΑΣΦΑ ΔΙΩΠΥΓΑ GAS

7.6 Διασυνδεδετήριος Αγωγός Eastern Mediterranean Pipeline (East Med)

8 Υποχρεώσεις κοινής ωφελείας σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού

9 Διαβουλεύσεις με τα ενδιαφερόμενα μέρη

10 Περιφερειακή διάσταση

10.1 Υπολογισμός του τύπου N – 1 σε επίπεδο ομάδων κινδύνου

10.2 Μηχανισμοί που αναπτύχθηκαν με σκοπό τη συνεργασία και μέτρα αλληλεγγύης

11 Σύνοψη - Συμπεράσματα

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1: Παρουσίαση παραρτήματος από προτεινόμενες ρυθμίσεις

Αλληλεγγύης

Annex D: Compensation Methodology for Industrial and Commercial Sector ..

2. Methodology A:

“CoDG calculation for natural gas as a fuel”

3. Methodology B:

“CoDG calculation for natural gas as a feedstock”

Λίστα Πινάκων

Πίνακας 1: Ετήσια τελική κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου στη Ρουμανία	
Πίνακας 2: Ετήσια κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου ανά κατηγορία καταναλωτών φυσικού αερίου	
Πίνακας 3: Σημεία διασύνδεσης με το σύστημα φυσικού αερίου της Ρουμανίας: Δυναμικότητες εισόδου/εξόδου	
Πίνακας 4: Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης	
Πίνακας 5: Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης	
Πίνακας 6: Υπόγεια αποθήκευση Ρουμανίας (χειμώνας 2019-2020)	
Πίνακας 7: Ποσότητες εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου και συμμετοχή στην τελική κατανάλωση της Ρουμανίας	
Πίνακας 8: Συμμετοχή φυσικού αερίου στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ρουμανίας	
Πίνακας 9: Δυναμικότητες έγχυσης και παραγωγής της εγκατάσταση αποθήκευσης Chiren UGS	
Πίνακας 10: Ετήσια τελική κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου στη Βουλγαρία	
Πίνακας 11: Ετήσια κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου ανά κατηγορία καταναλωτών φυσικού αερίου	
Πίνακας 12: Σημεία διασύνδεσης με το σύστημα φυσικού αερίου της Βουλγαρίας: Δυναμικότητες εισόδου/εξόδου	
Πίνακας 13: Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης	
Πίνακας 14: Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης	
Πίνακας 15: Υπόγεια αποθήκευση Βουλγαρίας (χειμώνας 2020-21)	
Πίνακας 16: Ποσότητες εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου και συμμετοχή στην τελική κατανάλωση της Βουλγαρίας	
Πίνακας 17: Ετήσια τελική κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου στην Ουγγαρία	
Πίνακας 18: Ετήσια κατανάλωση φυσικού αερίου ανά κατηγορία καταναλωτών φυσικού αερίου (πηγή: Eurostat)	
Πίνακας 19: Σημεία διασύνδεσης με το σύστημα φυσικού αερίου της Ουγγαρίας: Δυναμικότητες εισόδου/εξόδου	
Πίνακας 20: Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης	
Πίνακας 21: Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης	
Πίνακας 22: Υπόγεια αποθήκευση Ουγγαρίας (2019-2021)	
Πίνακας 23: Ποσότητες εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου και συμμετοχή στην τελική κατανάλωση της Ουγγαρίας	
Πίνακας 24: Συμμετοχή φυσικού αερίου στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ουγγαρίας	
Πίνακας 25: Σημεία διασύνδεσης του αυστριακού συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου	
Πίνακας 26: Σταθμοί συμπίεσης του αυστριακού συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου	
Πίνακας 27: Βασικά δεδομένα λειτουργίας 2021 (πηγή: Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», Ιουν. 2023)	
Πίνακας 28: Βασικά δεδομένα λειτουργίας 2021 (πηγή: Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», Ιουν. 2023)	

Πίνακας 29: Βασικά δεδομένα λειτουργίας (έτος 2019).....	
Πίνακας 30: Τερματικοί σταθμοί αεριοποίησης LNG στην Ιταλία	
Πίνακας 31: Βασικά δεδομένα λειτουργίας 2022 (πηγή: Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», Ιουν. 2023)	
Πίνακας 32: Βασικά δεδομένα λειτουργίας (έτος 2019).....	
Πίνακας 33: Βασικά δεδομένα λειτουργίας (έτος 2019).....	
Πίνακας 34: Βασικά δεδομένα λειτουργίας 2021 (πηγή: Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», Ιουν. 2023)	
Πίνακας 35: Βασικά δεδομένα λειτουργίας (έτος 2019).....	
Πίνακας 36: Κατανάλωση αερίου ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» το έτος 2022	
Πίνακας 37: Συνολική τεχνική δυναμικότητα σημείων διασύνδεσης ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», για το έτος 2022	
Πίνακας 38: Τεχνική δυναμικότητα αεριοποίησης ΥΦΑ ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», για το έτος 2022	
Πίνακας 39: Αποθηκευτική ικανότητα φυσικού αερίου ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» για το έτος 2022	
Πίνακας 40: Εγχώρια παραγωγή φυσικού αερίου, ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» για το έτος 2021	
Πίνακας 41: Υφιστάμενη δυναμικότητα Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ (πηγή: ΔΕΣΦΑ).	
Πίνακας 42: Έργα ανάπτυξης ΕΣΜΦΑ (πηγή: Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΔΕΣΦΑ 2023 - 2032)	
Πίνακας 43: Λειτουργικοί περιορισμοί βορείων Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ (πηγή: ΔΕΣΦΑ)	
Πίνακας 44: Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2020 (πηγή: ΔΕΣΦΑ)	
Πίνακας 45: Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2021 (πηγή: ΔΕΣΦΑ)	
Πίνακας 46: Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2022 (πηγή: ΔΕΣΦΑ)	
Πίνακας 47: Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο ηπειρωτικό σύστημα της Χώρας για το έτος 2022	
Πίνακας 48: Συνολική ισχύς συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, συμπεριλαμβανομένων των υδροηλεκτρικών, που είναι συνδεδεμένες στο ηπειρωτικό σύστημα της Χώρας, για το έτος 2022	
Πίνακας 49: Αποτελέσματα Κοινής Μελέτης Επικινδυνότητας για την Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία», χειμώνας 2022 – 23 (πηγή: JRC 2022)	
Πίνακας 50: Αποτελέσματα Κοινής Μελέτης Επικινδυνότητας για την Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου, χειμώνας 2022 – 23 (πηγή: JRC 2022)	
Πίνακας 51: Αποτελέσματα Κοινής Μελέτης Επικινδυνότητας για την Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου, χειμώνας 2022 – 23 (πηγή: JRC 2022)	
Πίνακας 52: Αποτελέσματα Κοινής Μελέτης Επικινδυνότητας για την Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία», χειμώνας 2022 – 23 (πηγή: JRC 2022)	
Πίνακας 53: Εξεταζόμενα σενάρια κρίσης	
Πίνακας 54: Ποιοτική κλίμακα διαβάθμισης πιθανότητας εμφάνισης σεναρίου κρίσης	
Πίνακας 55: Ποιοτικός πίνακας συνολικών επιπτώσεων	
Πίνακας 56: Δεδομένα υπολογισμού N-1	
Πίνακας 57: Αποτελέσματα υπολογισμού N-1 χωρίς εφαρμογή μέτρων διαχείρισης ζήτησης από την πλευρά της αγοράς	

Πίνακας 58: Αποτελέσματα υπολογισμού N-1 μετά από εφαρμογή μέτρων διαχείρισης ζήτησης από την πλευρά της αγοράς καθώς και του μέτρου του εναλλακτικού καυσίμου	
Πίνακας 59: Αποτελέσματα του κανόνα N-1 σε περιφερειακό επίπεδο για τη «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου για το έτος 2022	
Πίνακας 60: Αποτελέσματα του κανόνα N-1 σε περιφερειακό επίπεδο για τη Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία» για τα έτη 2023-2025	
Πίνακας 61: Αποτελέσματα του κανόνα N-1 σε περιφερειακό επίπεδο για τη Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»	
Πίνακας 62: Αποτελέσματα του κανόνα N-1 σε περιφερειακό επίπεδο για τη Ομάδα Κινδύνου «Κασπία» για το έτος 2022	
Πίνακας 63: Απολογιστικά στοιχεία κατανάλωσης Προστατευόμενων Καταναλωτών για το έτος 2022 (πηγή: Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας)	
Πίνακας 64: Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με υποχρέωση τήρησης εναλλακτικού καυσίμου	
Πίνακας 65: Σύνολο υπό συνθήκες «κρίσιμων» μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ΦΑ	
Πίνακας 66: Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με υποχρέωση τήρησης εναλλακτικού καυσίμου	
Πίνακας 67: Ισχύουσες τεχνικές δυναμικότητες Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ (πηγή: ΔΕΣΦΑ)	

Λίστα Σχημάτων

- Σχήμα 1:** Σημεία Εισόδου (ΕΡ) και Σημεία Εξόδου (EXP) της διαβαλκανικής περιοχής (2022)
- Σχήμα 2:** Το σύστημα μεταφοράς της Ρουμανίας
- Σχήμα 3:** Το σύστημα μεταφοράς της Βουλγαρίας
- Σχήμα 4:** Το σύστημα μεταφοράς ΦΑ της Ουγγαρίας
- Σχήμα 5:** Το αποθηκευτικό σύστημα της Ουγγαρίας
- Σχήμα 6:** Οι χώρες που απαρτίζουν την Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»
- Σχήμα 7:** Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Αυστρίας
- Σχήμα 8:** Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Κροατίας
- Σχήμα 9:** Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Γαλλίας
- Σχήμα 10:** Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Ιταλίας
- Σχήμα 11:** Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Πορτογαλίας
- Σχήμα 12:** Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Σλοβενίας
- Σχήμα 13:** Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Ισπανίας
- Σχήμα 14:** Οι χώρες που απαρτίζουν την Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»
- Σχήμα 15:** Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Τσεχίας
- Σχήμα 16:** Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Γερμανίας
- Σχήμα 17:** Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Πολωνίας
- Σχήμα 18:** Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Σλοβακίας
- Σχήμα 19:** Εξέλιξη κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας στην Ελλάδα 2000 – 2021 (πηγή: *Ευρωπαϊκή Στατιστική Υπηρεσία*)
- Σχήμα 20:** Εξέλιξη συμμετοχής φυσικού αερίου στην κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας στην Ελλάδα τα έτη 2000 – 2021 (πηγή: *Ευρωπαϊκή Στατιστική Υπηρεσία*)
- Σχήμα 21:** Ζήτηση ανά κατηγορία καταναλωτών για τα έτη 2013 - 2022 (πηγή: *ΔΕΣΦΑ*)
- Σχήμα 22:** Αιχμή ζήτησης κατά την περίοδο 2011-2022
- Σχήμα 23:** Εκτιμώμενη εξέλιξη ζήτησης (βασικό σενάριο) (πηγή: *ΔΕΣΦΑ – Demand Forecast Study 2023 – 2032*)
- Σχήμα 24:** Εθνικό Σύστημα Αγωγών Φυσικού Αερίου (πηγή: *ΔΕΣΦΑ*)
- Σχήμα 25:** Ο αγωγός TAP (πηγή: *TAP AG*)
- Σχήμα 26:** Αγωγός IGB (πηγή: *ICGB*)
- Σχήμα 27:** Εξέλιξη τροφοδοσίας φυσικού αερίου για τα έτη 2011-2022
- Σχήμα 28:** Πηγές προέλευσης ΥΦΑ
- Σχήμα 29:** Συμμετοχή φυσικού αερίου στην κεντρικά κατανεμόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Χώρας κατά τα έτη 2010 - 2023
- Σχήμα 30:** Μήτρα επικινδυνότητας
- Σχήμα 31:** Μήτρες επικινδυνότητας για την περίοδο 2023 – 2024
- Σχήμα 32:** Μήτρες επικινδυνότητας για την περίοδο 2024 – 2025
- Σχήμα 33:** Μήτρες επικινδυνότητας για την περίοδο 2025 – 2026

Εισαγωγή

Σκοπός και μεθοδολογία

Το παρόν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης (εφεξής: «Σχέδιο ή ΣΠΔ») καταρτίστηκε από τη ΡΑΑΕΥ, ως αρμόδια Αρχή σύμφωνα με τις προβλέψεις των άρθρων 8 και 9 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΕ) 994/2010 (εφεξής: «Κανονισμός»).

Για την ανάπτυξη του Σχεδίου η ΡΑΑΕΥ συνεργάστηκε με τον Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου Α.Ε. (ΔΕΣΦΑ) και τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ).

Το Σχέδιο έχει ως στόχο να παρουσιάσει κατάλληλα μέτρα (δράσεις) για τη μείωση ή την εξάλειψη των κινδύνων που δύνανται να επηρεάσουν την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με Φυσικό Αέριο (ΦΑ).

Βάση για την εκπόνηση του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης αποτέλεσαν οι μελέτες που εκπονήθηκαν σε επίπεδο ΕΕ, τα αποτελέσματα των Κοινών Μελετών Εκτίμησης Επικινδυνότητας των Ομάδων Κινδύνου Διαβαλκανική, Κασπία, Ουκρανία και Αλγερία, στις οποίες συμμετέχει η Ελλάδα, καθώς και τα αποτελέσματα της προσφάτως εκπονηθείσας Εθνικής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας (2023) για το ΦΑ.

Η Εθνική Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας (2023) ανέλυσε το σύνολο των διαθέσιμων στοιχείων και πληροφοριών για την αναγνώριση και ανάλυση των κινδύνων που μπορούν να επηρεάσουν την ασφάλεια εφοδιασμού της χώρας με ΦΑ κατά τις χειμερινές περιόδους των τριών επόμενων ετών (2023-24, 2024-25 και 2025-26). Ειδικότερα, εξετάστηκαν και προσομοιώθηκαν πολλαπλά σενάρια κρίσης που έλαβαν υπόψη διαταραχές στην προμήθεια ΦΑ, σε συνδυασμό με συγκεκριμένα προφίλ εκτιμώμενης ζήτησης και εξαγωγών σε γειτονικές χώρες. Η Μελέτη έλαβε υπόψη τις σημαντικές μεταβολές σε διεθνές και εθνικό επίπεδο που δύνανται να επηρεάσουν την ενεργειακή αγορά και την ασφάλεια εφοδιασμού με ΦΑ στη βάση των αποτελεσμάτων των μελετών που εκπονήθηκαν σε επίπεδο ΕΕ από την Ομάδα Συντονισμού για το αέριο και τον ENTSOG και των Κοινών Μελετών Εκτίμησης Επικινδυνότητας, καθώς και των αποτελεσμάτων της από 29.04.2022 Μελέτης Προσδιορισμού Εθνικών Σεναρίων Κρίσης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία εκπονήθηκε από την Αρχή τον Απρίλιο του 2022 στα πλαίσια εκπλήρωσης των υποχρεώσεων της Χώρας που απορρέουν από το άρθρο 7 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/941.

Στο πλαίσιο του παρόντος Σχεδίου συμπεριλαμβάνονται τα αναγκαία μέτρα (δράσεις) για την κατοχύρωση της ασφάλειας εφοδιασμού της Χώρας με ΦΑ, με στόχο την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών σε περίπτωση εμφάνισης σημαντικών διαταραχών στη ζήτηση ή/και την προμήθεια ΦΑ. Τα μέτρα αυτά σχεδιάστηκαν καταλλήλως και σε συμφωνία με το άρθρο 8 του Κανονισμού και τις παραγράφους 1 και 2 αυτού, προκειμένου για την εξάλειψη ή τον περιορισμό των κινδύνων που εντοπίστηκαν στις ως άνω σχετικές Μελέτες Εκτίμησης Επικινδυνότητας και ειδικότερα για:

- την ενίσχυση της αποτελεσματικότερης διαχείρισης ΦΑ σε περίπτωση εμφάνισης κρίσης και την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών και
- την βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου.

Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε στο παρόν ΣΠΔ για τον προσδιορισμό και την αξιολόγηση των νέων δράσεων βασίστηκε (α) στις προβλέψεις του Κανονισμού και (β) στην αναφορά του JRC περί καλών πρακτικών για την ανάπτυξη Σχεδίων Προληπτικής Δράσης και Σχεδίων Έκτακτης Ανάγκης¹.

Χρονικός ορίζοντας εφαρμογής: Τα προληπτικά μέτρα/δράσεις που περιλαμβάνονται στο παρόν ΣΠΔ ισχύουν έως ότου κριθεί απαραίτητη η εκ νέου επικαιροποίησή τους μέσω νέου ΣΠΔ.

Δομή

Το Σχέδιο Προληπτικής Δράσης παρουσιάζεται στο παρόν έγγραφο σύμφωνα με το υπόδειγμα του Παραρτήματος VI του Κανονισμού και περιλαμβάνει τα ακόλουθα Κεφάλαια:

Κεφάλαιο 1: Περιγράφονται συνοπτικά τα βασικά στοιχεία του Περιφερειακού και του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου, καθώς επίσης και τα δεδομένα της Ελληνικής Αγοράς Φυσικού Αερίου σχετικά με την κατανάλωση και την προμήθειά του.

Κεφάλαιο 2: Παρουσιάζονται συνοπτικά τα βασικά αποτελέσματα των Κοινών Μελετών Εκτίμησης Επικινδυνότητας των Ομάδων Κινδύνου που συμμετέχει η Χώρα σύμφωνα με τον Κανονισμό, καθώς και τα βασικά συμπεράσματα της τελευταίας σχετικής Εθνικής Μελέτης.

Κεφάλαιο 3: Παρουσιάζεται ο υπολογισμός του Κανόνα N-1 σε εθνικό και περιφερειακό επίπεδο, οι τιμές και παραδοχές που χρησιμοποιήθηκαν.

Κεφάλαιο 4: Παρουσιάζεται η τεκμηρίωση της συμμόρφωσης με τον Κανόνα για τον εφοδιασμό, τα εν ισχύ μέτρα τα οποία αξιολογήθηκαν στα πλαίσια παλαιότερων Σχεδίων Προληπτικής Δράσης και εξακολουθούν να ισχύουν, αποσκοπώντας στη διαχείριση ζήτησης ΦΑ σε περιόδους κρίσης, και τα πρόσθετα κριτήρια που εξετάζονται για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού.

Κεφάλαιο 5: Παρουσιάζεται η περιγραφή των δράσεων (μέτρων) που σχεδιάστηκαν με στόχο την αποτελεσματικότερη διαχείριση ΦΑ σε περίπτωση εμφάνισης κρίσης και την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών καθώς και την βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου.

Κεφάλαιο 6: Παρουσιάζονται επικουρικά προληπτικά μέτρα και υποχρεώσεις που σχεδιάστηκαν με στόχο την ενίσχυση της ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος.

Κεφάλαιο 7: Περιγράφονται έργα υποδομών για νέες πηγές προμήθειας και αποθήκευσης ΦΑ.

¹ JRC, Preventive Action Plan and Emergency Plan Good Practices, 2012

Κεφάλαιο 8 και 9: Θίγονται ζητήματα που αφορούν στις Υποχρεώσεις Κοινής Ωφέλειας («ΥΚΩ») αλλά και στη διαδικασία της διαβούλευσης του Σχεδίου με τα ενδιαφερόμενα μέρη.

Κεφάλαιο 10: Παρουσιάζεται η ενδεχόμενη επίδραση του Σχεδίου σε γειτονικά Κ-Μ (περιφερειακή διάσταση).

Κεφάλαιο 11: Συνοψίζονται τα βασικά συμπεράσματα του Σχεδίου.

Παράρτημα: Παρουσιάζεται το παράρτημα της πρότασης της Αρχής για την μεθοδολογία αποζημίωσης βιομηχανικών και εμπορικών καταναλωτών στο πλαίσιο των ρυθμίσεων Αλληλεγγύης.

1 Βασικά στοιχεία του Περιφερειακού και Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου

1.1 Περιφερειακό Σύστημα Φυσικού Αερίου

Το Κεφάλαιο αυτό περιλαμβάνει μια σύντομη περιγραφή του Περιφερειακού Συστήματος ΦΑ για κάθε Ομάδα Κινδύνου που συμμετέχει η Ελλάδα, σύμφωνα με το υπόδειγμα Σχεδίου Προληπτικής Δράσης που περιλαμβάνεται στο Παράρτημα VI του Κανονισμού. Τα αριθμητικά δεδομένα που παρουσιάζονται έχουν υποβληθεί από τις αρμόδιες Αρχές κάθε Κράτους - Μέλους (Κ-Μ) στα πλαίσια εκπόνησης των Κοινών Μελετών Εκτίμησης Επικινδυνότητας, χωρίς να έχουν υποστεί κάποια περαιτέρω επεξεργασία. Οι Ομάδες Κινδύνου που συμμετέχει η Χώρα περιλαμβάνονται στο Παράρτημα I του Κανονισμού, όπως αυτό τροποποιήθηκε με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2022/517.

1.1.1 «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου

Το Νοτιοανατολικό τμήμα της Ευρώπης (Ρουμανία, Βουλγαρία, Ουγγαρία και Ελλάδα) θεωρείται μία από τις πιο ευάλωτες περιοχές σε θέματα ασφάλειας εφοδιασμού με ΦΑ. Η Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου είναι σε μεγάλο βαθμό εξαρτώμενη από τη Ρωσία. Οι εισαγόμενες ποσότητες ΦΑ από τη Ρωσία, εισέρχονται στην περιοχή μέσω του διασυνοριακού σημείου Strandzha-Malkoclar μεταξύ Βουλγαρίας και Τουρκίας (EP1), μέσω της διασύνδεσης στο Isaccea στα σύνορα μεταξύ Ρουμανίας και Ουκρανίας (IP2) και τη διασύνδεση στο Bereg (EP3) στα σύνορα μεταξύ Ουγγαρίας και Ουκρανίας (**Σχήμα 1**).

Το ΦΑ από τη Ρωσία που εισάγεται από τη Βουλγαρία στο Σημείο EP1 διαμετακομίζεται σε μεγάλο ποσοστό σε γειτονικές χώρες όπως η Ρουμανία (διαμέσου του διασυνοριακού σημείου Negru-Voda), η Ελλάδα (διαμέσου του Σιδηροκάστρου), η Βόρεια Μακεδονία (διαμέσου του EXP1 - Zidilovo), η Σερβία (διαμέσου του EXP2 - Kireevo) και η Ουγγαρία (διαμέσου του EP7 – Kiskundorozsma). Πρόσθετα σημεία εισόδου αποτελούν οι διασυνδέσεις μεταξύ Κροατίας και Ουγγαρίας στο Dravaszerdahely (EP6), Αυστρίας και Ουγγαρίας στο Mosonmagyaróvár (EP4), Σλοβακίας και Ουγγαρίας στο Balassagyarmat (EP5), Ρουμανίας και Ουκρανίας στο Mediesu-Aurit (EP2), Ρουμανίας και Μολδαβίας στο Ungheni (IP1), Ελλάδας και Τουρκίας στους Κήπους (EP8) και το σημείο σύνδεσης του Ελληνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου με τον αγωγό TAP στη Νέα Mesimbria (EP9), μέσω του οποίου εισέρχεται στην Ελλάδα φυσικό αέριο από το Αζερμπαϊτζάν.

Η **Ρουμανία** είναι η λιγότερη εξαρτημένη χώρα στην περιοχή από το ρωσικό ΦΑ, εξαιτίας της εγχώριας παραγωγής της που το έτος 2021 συνεισέφερε περίπου το 77% της συνολικής ετήσιας κατανάλωσης ΦΑ. Οι υπόλοιπες ανάγκες καλύφθηκαν με εισαγωγές αερίου από τη Βουλγαρία (μέσω των σημείων διασύνδεσης Negru Voda και Ruse-Giurgiu), την Ουγγαρία (μέσω του σημείου διασύνδεσης Csanadpalota) και την Ουκρανία (μέσω του σημείου διασύνδεσης Isaccea).

Βασικότερη πηγή ΦΑ για τη **Βουλγαρία** αποτελούσε μέχρι τα μέσα 2022 η Ρωσία, ενώ μικρές μόνο ποσότητες συνεισφέρει η εγχώρια παραγωγή. Στις 27 Απριλίου 2022, η Ρωσία διέκοψε την παροχή φυσικού αερίου στη χώρα, αναγκάζοντας τους προμηθευτές να αναζητήσουν προμήθειες φυσικού αερίου από το Αζερμπαϊτζάν μέσω του νέου αγωγού ICGB, ο οποίος ξεκίνησε τη λειτουργία του την 1η Οκτωβρίου 2022 (EP10) ή εισαγωγές ΥΦΑ στην Ελλάδα.

Η **Ελλάδα** είναι η χώρα με τη μεγαλύτερη διαφοροποίηση σε σχέση με τις υπόλοιπες χώρες της διαβαλκανικής περιοχής, διότι έχει πρόσβαση και σε άλλες πηγές ΦΑ χάρη στον τερματικό σταθμό Υδροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) που βρίσκεται στη Ρεβυθούσα, αλλά και στα σημεία εισόδου Κήποι (Σημείο Εισόδου EP8) που συνδέει την Τουρκία με την Ελλάδα και Νέα Μεσημβρία (Σημείο Εισόδου EP9) που εισάγει αέριο από το Αζερμπαϊτζάν.



Σχήμα 1: Σημεία Εισόδου (EP) και Σημεία Εξόδου (EXP) της διαβαλκανικής περιοχής (2022)

Παρακάτω, ακολουθεί αναλυτική περιγραφή του συστήματος ΦΑ για κάθε κράτος μέλος της Διαβαλκανικής Ομάδας Κινδύνου, ήτοι της Ρουμανίας, της Βουλγαρίας και της Ουγγαρίας. Η αναλυτική περιγραφή του συστήματος ΦΑ της Ελλάδας, όπου συμμετέχει στην Ομάδα αυτή, ακολουθεί σε επόμενο Κεφάλαιο. Τα στοιχεία συλλέχθηκαν κατά τη διάρκεια του έτους 2022 και παρουσιάζονται στη σχετική Κοινή

Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Διαβαλκανικής Ομάδας Κινδύνου, η οποία ολοκληρώθηκε τον Δεκέμβριο του 2022 και ακολούθως κοινοποιήθηκε στην Επιτροπή τον Απρίλιο του 2023, αφού συμπεριλήφθηκαν τα σχόλια από τη διαβούλευση που διεξήχθη μεταξύ των Κ-Μ που απαρτίζουν την εν λόγω Ομάδα Κινδύνου.

1.1.1.1 Σύστημα Φυσικού Αερίου Ρουμανίας

Ο πρώτος αγωγός του εθνικού συστήματος μεταφοράς της Ρουμανίας τέθηκε σε λειτουργία το 1914. Το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς (ΕΣΜ) αναπτύχθηκε σταδιακά γύρω από τις περιοχές που περιέχουν μεγάλα κοιτάσματα ΦΑ στη λεκάνη της Τρανσυλβανίας, της Oltenia και στη συνέχεια στην Ανατολή Muntenia (νότια της χώρας). Το ΕΣΜ καταλήγει στους μεγάλους καταναλωτές της περιοχής του Ploiesti - Βουκουρέστι, της Μολδαβίας, της Oltenia, καθώς και προς τις κεντρικές (Τρανσυλβανία) και τις βόρειες περιοχές της χώρας.

Τα κυριότερα μέρη του ΕΣΜ όπως έχει καταγραφεί στις 31.12.2021:

- Κύριοι αγωγοί μεταφοράς μαζί με τις συνδέσεις παροχής με συνολικό μήκος 14.209,55 χιλιομέτρων (km), εκ των οποίων τα 183,5 χιλιόμετρα αφορούν αγωγούς μεταφοράς ΦΑ σε άλλες χώρες (διεθνείς αγωγοί μεταφοράς)
- 1.141 μετρητικοί σταθμοί για τη μέτρηση του ΦΑ (1.247 για μέτρηση κατεύθυνσης)
- 58 σταθμοί ελέγχου πίεσης μέσω βαλβίδων (βανοστάσια)
- 7 μετρητικοί σταθμοί για τη μέτρηση του εισαγόμενου/εξαγόμενου ΦΑ
- μετρητικοί σταθμοί που βρίσκονται στο σύστημα των διεθνών αγωγών μεταφοράς
- 8 σταθμοί συμπίεσης ΦΑ, με κατά προσέγγιση συνολική εγκατεστημένη ισχύ 70,2 MW
- 1.045 σταθμοί καθοδικής προστασίας
- 1.026 σταθμοί περιορισμών των οσμών ΦΑ

Το εθνικό δίκτυο μεταφοράς αποτελείται από τους κύριους αγωγούς, τις εγκαταστάσεις τους, τον εξοπλισμό και υποδομές, με πίεση λειτουργίας μεταξύ 6 και 63 bar, η οποία εξασφαλίζει απόληψη αερίου από τα σημεία εξόρυξης και μεταφορά εισαγωγών από τα σημεία εισόδου στα σημεία παράδοσης της εσωτερικής αγοράς αερίου ή μεταφορά προς άλλες χώρες.

Στα τέλη του 2020, ολοκληρώθηκε ο εκσυγχρονισμός των μετρητικών σταθμών Isaccea I και Negru Voda I, δίνοντας έτσι τη δυνατότητα αμφίδρομης ροής φυσικού αερίου στον αγωγό T1. Ταυτόχρονα, ολοκληρώθηκε η σύνδεση του αγωγού T1 στο εθνικό σύστημα της Ρουμανίας (μέσω Isaccea), επιτρέποντας την παράδοση αερίου στο σύστημα, αλλά και εξαγωγή αερίου προς τον αγωγό T1, με ικανότητα μέγιστης ροής 6,3 εκατομ. Sm³/ημέρα συνεχή ροή προς Βουλγαρία ή/και Ουκρανία. Στα τέλη του 2021, ολοκληρώθηκε ο εκσυγχρονισμός των μετρητικών σταθμών Isaccea II και Negru Voda II, επιτρέποντας έτσι τη δυνατότητα αμφίδρομης ροής στον αγωγό T2.

Ταυτόχρονα, πραγματοποιήθηκε και η σύνδεση του αγωγού T2 με τον T1 και συνεπώς με το εθνικό δίκτυο της Ρουμανίας.

Δίκτυο Μεταφοράς και Σημεία Διασύνδεσης:

Το δίκτυο του συστήματος μεταφοράς της Ρουμανίας επεκτείνεται σε παραπάνω από 14.200 χιλιόμετρα (**Σχήμα 2**). Το εθνικό δίκτυο διαθέτει διασυνοριακά σημεία διασύνδεσης με τη Μολδαβία (Ungheni), με την Ουκρανία (Orlovka/Isaccea και Mediesul Aurit/Tekono), με τη Βουλγαρία (Negru Voda/Kardam και Giurgiu/Ruse) και με την Ουγγαρία (Csanapadlota/Nadlac).



Σχήμα 2: Το σύστημα μεταφοράς της Ρουμανίας

Σταθμοί Συμπίεσης:

Η δυναμικότητα συμπίεσης παρέχεται από συνολικά 8 σταθμούς συμπίεσης, που βρίσκονται στις κύριες κατευθύνσεις της μεταφοράς ΦΑ και έχουν κατά προσέγγιση εγκατεστημένη ισχύ 70,2 MW.

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις: Δεν υφίστανται.

Εγχώρια Παραγωγή και Υπόγεια Αποθήκευση:

Η παραγωγή ΦΑ της Ρουμανίας σημείωσε πτωτική τάση. Το 2021 η παραγωγή της Ρουμανίας κάλυψε το 77,5% της εσωτερικής κατανάλωσης, με τις εισαγωγές να ανέρχονται στο 22,5%.

Εκτιμάται ότι η εκμετάλλευση των πόρων φυσικών αερίων της Μαύρης Θάλασσας θα συμβάλει σημαντικά στην εξασφάλιση της ενεργειακής ασφάλειας εφοδιασμού της Ρουμανίας. Με βάση το δυναμικό της Ρουμανίας, η χερσαία μαζί με την υπεράκτια παραγωγή ΦΑ, εκτιμάται ότι θα έχει τη δυνατότητα να ξεπεράσει την εγχώρια κατανάλωση ΦΑ που απαιτεί η εγχώρια βιομηχανία και οι οικιακοί πελάτες.

Η Υπόγεια Εγκατάσταση Αποθήκευσης ΦΑ έχει πρωταρχικό ρόλο στην ασφάλεια εφοδιασμού της χώρας με ΦΑ, παρέχοντας τη δυνατότητα εξισορρόπησης μεταξύ εγχώριας κατανάλωσης – εγχώριας παραγωγής – εισαγωγής ΦΑ από άλλη χώρα, κυρίως με την κάλυψη της αιχμής της κατανάλωσης εξαπτίας των διαφορετικών θερμοκρασιών,

καθώς επίσης και της διασφάλισης της εξισορρόπησης του εθνικού δικτύου μεταφοράς που απαιτεί ο διαχειριστής του συστήματος.

Η συνολική δυναμικότητα αποθήκευσης της Ρουμανίας αυτή τη στιγμή είναι 3,07 δισεκ. κυβικά μέτρα , και κατανέμεται σε έξι (6) λειτουργικές αποθήκες, εκ των οποίων οι πέντε (5) ανήκουν στη Romgaz, με ωφέλιμη δυναμικότητα αποθήκευσης 2,77 δισεκ. κυβικά μέτρα και Depomures SA, την οποία διαχειρίζεται η Engie, με ωφέλιμη δυναμικότητα αποθήκευσης 0,3 δισεκ. κυβικά μέτρα.

Πρόσθετα Στοιχεία:

α) Βασικές τιμές κατανάλωσης φυσικού αερίου

Πίνακας 1: Ετήσια τελική κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου στη Ρουμανία

	2019	2020	2021
Ετήσια τελική κατανάλωση (bcm)	11,31	11,88	11,33
Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)	72	72	72

Πίνακας 2: Ετήσια κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου ανά κατηγορία καταναλωτών φυσικού αερίου

	2019				2020			
	Πραγματικά στοιχεία				Πραγματικά στοιχεία			
	Προστατευόμενοι πελάτες	Μη προστατευόμενοι πελάτες	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Μη προστατευόμενοι πελάτες	Προστατευόμενοι πελάτες	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Μη προστατευόμενοι πελάτες	Μη προστατευόμενοι πελάτες
	11,31	11,31	11,31	11,31	11,88	11,88	11,88	11,88
Κατανάλωση αερίου (bcm)								
Οικιακός τομέας	3,2	-	-	-	3,21	-	-	-
Εμπορικός τομέας	0,789	-	-	-	0,789	-	-	-
Τηλεθέρμανση	1,058	-	-	-	1,058	-	-	-
Βιομηχανικός τομέας (ηλεκτρική και θερμική)	-	-	-	1,9	-	-	-	1,974
Χημική βιομηχανία	-	-	-	0,853	-	-	-	0,927
Άλλοι βιομηχανικοί πελάτες	-	-	-	0,35	-	-	-	0,424
Άλλοι δευτερεύοντες πελάτες	-	1,54	-	-	-	1,54	-	-
Προμηθευτές τρίτων	-	-	-	0,514	-	-	-	0,683
Διάφορα (<i>Technological consumption related to the gas sector activities</i>)	-	-	-	1,091	-	-	-	1,271
Διάφορα (<i>Energy consumption related to the gas sector activities</i>)	-	-	-	0,004	-	-	-	0,004
Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)								
Οικιακός τομέας*	16,687	-	-	-	16,687	-	-	-
Εμπορικός τομέας*	4,644	-	-	-	6,078	-	-	-
Τηλεθέρμανση*	7,034	-	-	-	7,032	-	-	-
Βιομηχανικός τομέας (ηλεκτρική και θερμική)*	-	-	-	11,548	-	-	-	12,341
Χημική βιομηχανία*	-	-	-	9,435	-	-	-	7,032
Άλλοι βιομηχανικοί πελάτες*	-	-	-	3,65	-	-	-	3,65

Άλλοι δευτερεύοντες πελάτες*	-	9,929	-	9,929
Προμηθευτές τρίτων*	-	-	-	-
Διάφορα (<i>Technological consumption related to the gas sector activities</i>)*	-	-	2,963	2,963
Διάφορα (<i>Energy consumption related to the gas sector activities</i>)*	-	-	6,088	6,088
	-	-	0,022	0,022

2021 (Πραγματικά στοιχεία)					
	Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι		Μη προστατευόμενοι
	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	
Κατανάλωση αερίου (bcm)	11,33		Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)		72
Οικιακός τομέας	3,18	-	-	16,69	-
Εμπορικός τομέας	0,78	-	-	4,88	-
Τηλεθέρμανση	1,05	-	-	6,03	-
Βιομηχανικός τομέας (ηλεκτρική και θερμική)	-	-	2,05	-	10,57
Χημική βιομηχανία	-	-	1,02	-	9,06
Άλλοι βιομηχανικοί πελάτες	-	-	0,52	-	4,96
Άλλοι δευτερεύοντες πελάτες	-	1,53	-	-	8,51
Προμηθευτές τρίτων	-	-	0,36	-	4,30
Διάφορα (<i>Technological consumption related to the gas sector activities</i>)	-	-	0,85	-	6,98
Διάφορα (<i>Energy consumption related to the gas sector activities</i>)	-	-	0,004	-	0,02

β) Λειτουργία συστήματος φυσικού αερίου

Πίνακας 3: Σημεία διασύνδεσης με το σύστημα φυσικού αερίου της Ρουμανίας:
Δυναμικότητες εισόδου/εξόδου

Σημεία διασύνδεσης	Δυναμικότητα (Sm ³ /d) - 15°C/15°C			
	Είσοδος		Έξοδος	
	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)
Csanapadlota	7.200.000,00 (From 01.10.2020)	0	4.800.000 (From 01.12.2020) 6.720.000 (From 01.10.2022)	0
Mediesul Aurit - Isaccea	0	0	-	-
Isaccea I	18.759.814,00 (From 12.02.2020)	0		11.300.000,00 (From 01.01.2021)
Isaccea II	27.366.015,00 (24.12.2020)	0	-	-
Isaccea III	27.652.174,00 (24.12.2020)	0	-	-
Ruse-Giurgiu	2.520.000,00 (Apr 2019)	0	2.055.000,00 (01.11.2019 - 31.08.2020) 4.110.000,00 (01.09.2020 - 31.12.2021)	0
Negru Voda I	15.724.778,00 (01.01.2020 - 31.01.2021) 14.436.471,00 (01.02.2021 - 30.09.2021) 14.5450.420,00 (Apr 01.10.2021)		17.437.700,00 (technical) 6.300.000,00 (From July 2022)	0
Negru Voda II	-		26.926.027,00 (01.10-2018 - 30.09.2020) 27.366.015,00 (01.10.2020 - 31.12.2021)	0

Negru Voda III	-		23.425.644,00 (01.10.2018 - 23.12.2020)	0
			27.652.174,00 (24.12.2020 - 31.12.2021)	
Ungheni	200.000,00 (16.07.2020 - 30.09.2021)		120.000,00 (01.10.2018 - 31.07.2020)	0
	2.010.000,00 (01.10.2021 - 31.12.2021)		1.500.000,00 (01.08.2020 - 30.09.2021)	
			5.160.000,00 (01.10.2021 - 31.12.2021)	

Πίνακας 4: Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης

Σημεία διασύνδεσης	Κατεύθυνση	Συντελεστής χρησιμοποίησης (%) / 2020-2021				
		Μ.Ο. Οκτ 2020 - 05 Μαρ 2021	Μ.Ο. Ιαν 2021	Μ.Ο. Φεβ 2021	Μ.Ο. Μαρ έως 05.03.2021	Ημέρα αιχμής 2021
Csanapadlota	Είσοδος	10,8%	14,6%	21%	10,1%	82,6%
	Έξοδος	12,5%	0,0%	6,4%	22,2%	100,2%
Mediesu Aurit	Είσοδος	0%	0%	0%	0%	0%
	Έξοδος	-	-	-	-	-
Isaccea II	Είσοδος	0%	0%	0%	0%	0%
	Έξοδος	-	-	-	-	-
Isaccea III	Είσοδος	0%	0%	0%	0%	0%
	Έξοδος	-	-	-	-	-
Isaccea I	Είσοδος	21,5%	26%	29%	14,4%	35,8%
	Έξοδος	-	-	-	-	-
Ruse-Giurgiu	Είσοδος	0,1%	0%	0%	0%	10,5%
	Έξοδος	5,2%	4%	2,6%	1,6%	18,3%
Negru Voda I	Είσοδος	17,9%	14,4%	22,2%	50,1%	67,8%
	Έξοδος	0%	0%	0%	0%	0%
Negru Voda II	Είσοδος	-	-	-	-	-
	Έξοδος	0%	0%	0%	0%	0%
Negru Voda III	Είσοδος	-	-	-	-	-
	Έξοδος	0%	0%	0%	0%	0%

Ungheni	Είσοδος	3,3%	0%	2,2%	17,6%	239,7%
	Έξοδος	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0%

γ) Πηγές εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

Πίνακας 5: Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

	2019		2020		2021	
Χώρα	bcm	GWh	bcm	GWh	bcm	GWh
Ρωσία ²	2,69	28.790,13	2,16	23.148,74	3,57	38.151,38

δ) Σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης

Πίνακας 6: Υπόγεια αποθήκευση Ρουμανίας (χειμώνας 2019-2020)

Διασυνοριακή πρόσβαση	Συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης	Μη αντλήσιμο	Στρατηγικό απόθεμα	Ωφέλιμο	Ικανότητα απόληψης (MSm ³ /d)			
	(MSm ³)	(MSm ³)	(MSm ³)	(MSm ³)	Αρχικό (1η Οκτ)	Τέλη Ιαν ή 50%	Τέλη Φεβ ή 20%	Τέλη Μαρ
Επιτρέπεται	3878,00	Confidential	Δεν εφαρμόζεται	2.682	29,00	21,00	13,00	8
Επιτρέπεται	265,286	Confidential	Δεν εφαρμόζεται	265,286	2,6	1,6	1,4	1,2

ε) Εγχώρια παραγωγή

Πίνακας 7: Ποσότητες εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου και συμμετοχή στην τελική κατανάλωση της Ρουμανίας

Έτος	Συνολική παραγωγή (bcm)	Ημερήσια παραγωγή (MSm ³ /d)	Μέγιστη ημερήσια παραγωγή (MSm ³ /d)	Παραγωγή ως ποσοστό της κατανάλωσης (%)
2019	10,07	25,17	26,77	89,14
2020	9,07	22,57	26,20	75,22
2021	8,74	22,34	24,07	72,53

² Σύμφωνα με υποβληθέντα στοιχεία της ΑΑ

στ) Ρόλος του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Πίνακας 8: Συμμετοχή φυσικού αερίου στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ρουμανίας

Έτος	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW _e)	Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων ΦΑ (MW _e)	Ποσοστό μονάδων ΦΑ στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ (%)	Συμπαράγωγή (εγκατεστημένα MW _e)	Ποσοστό μονάδων συμπαράγωγής στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ (%)	Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων εναλλακτικού καυσίμου (MW _e)	Ποσοστό μονάδων εναλλακτικού καυσίμου στη συνολική ισχύ ΦΑ (%)
2020	18.837	3033	16,1	1465	7,8%	NA	NA
2021	18.461	2666	14,4	1448	7,8%	NA	NA

1.1.1.2 Σύστημα Φυσικού Αερίου Βουλγαρίας

Σύμφωνα με τα στοιχεία που υποβλήθηκαν από την Αρμόδια Αρχή της Βουλγαρίας στο πλαίσιο εκπόνησης της Κοινής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας, η κατανάλωση ΦΑ στη Βουλγαρία για το έτος 2021 ήταν περίπου 35.430 GWh, παρουσιάζοντας αύξηση 13.06% σε σχέση με την αντίστοιχη κατανάλωση για το έτος 2020 (περίπου 31.337 GWh). Οι κύριοι χρήστες υπηρεσιών μεταφοράς ΦΑ στη χώρα είναι ο δημόσιος προμηθευτής Bulgargaz EAD, εμπορικές εταιρείες που δραστηριοποιούνται στο χώρο της ενέργειας και της χημικής βιομηχανίας, τελικοί προμηθευτές καθώς και οι χρήστες του συστήματος μεταφοράς ΦΑ και έμποροι φυσικού αερίου.

Η ενεργειακή εξάρτηση της Βουλγαρίας για το έτος 2021, από τις εισαγωγές ΦΑ ήταν πολύ μεγάλη, ξεπερνώντας το 95% των συνολικών ενεργειακών αναγκών. Τα τελευταία χρόνια έχει μειωθεί αρκετά η εγχώρια/τοπική παραγωγή.

Η υποδομή του συστήματος μεταφοράς ΦΑ στην περιοχή της Βουλγαρίας, είναι ιδιοκτησίας της Bulgartransgaz EAD και αποτελείται από ένα δίκτυο μεταφοράς ΦΑ και από μια Υπόγεια Εγκατάσταση Αποθήκευσης στην περιοχή του Chiren (Chiren, UGS), η οποία είναι άμεσα συνδεδεμένη.

Το σύστημα μεταφοράς της Βουλγαρίας (**Σχήμα 3**) αποτελείται από αγωγούς συνολικού μήκους 3.276 χιλιομέτρων. Το δίκτυο μεταφοράς διαθέτει διασυνοριακά σημεία σύνδεσης με τη Ρουμανία (το σημείο Negru Voda / Kardam και το Ruse / Giurgiu), την Ελλάδα (το σημείο Kulata / Sidirokastro), τη Βόρεια Μακεδονία (το Gueshevo / Zidilovo), την Τουρκία (το Strandzha / Malkoclar και Strandzha 2/Malkoclar) και τη Σερβία (Kireevo / Zaychar). Υπάρχουν ακόμα σημεία εισόδου στο σύστημα μεταφοράς από τοπική εγχώρια παραγωγή (GMS Dolni Dabnik) και παράκτια παραγωγή (GMS Galata), καθώς και ένα σημείο διασύνδεσης με την Υπόγεια Εγκατάσταση Αποθήκευσης στο Chiren.



Σχήμα 3: Το σύστημα μεταφοράς της Βουλγαρίας

Τα κύρια Σημεία Εισόδου και Εξόδου του συστήματος μεταφοράς ΦΑ της Βουλγαρίας είναι:

- Σημείο διασύνδεσης εισόδου-εξόδου (IP) Negru Voda 1/Kardam – σύνδεση μεταξύ του εθνικού συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου και του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου που διαχειρίζεται η Transgaz S.A. (Ρουμανία), το οποίο βρίσκεται στα σύνορα Βουλγαρίας-Ρουμανίας στην περιοχή Negru Voda/Kardam
 - Σημείο διασύνδεσης εισόδου-εξόδου (IP) Negru Voda 2, 3/Kardam – σύνδεση μεταξύ του συστήματος διαμετακόμισης και του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου που διαχειρίζεται η Transgaz S.A. (Ρουμανία) στα σύνορα Βουλγαρίας-Ρουμανίας, στην περιοχή Negru Voda/Kardam
 - Σημείο διασύνδεσης εισόδου-εξόδου (IP) Kulata/Σιδηρόκαστρο – αμφίδρομη σύνδεση μεταξύ του δικτύου μεταφοράς φυσικού αερίου της Βουλγαρίας και του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου που διαχειρίζεται ο ΔΕΣΦΑ (Ελλάδα) στα σύνορα Ελλάδας - Βουλγαρίας, στην περιοχή Kula/Promachonas
 - Σημείο διασύνδεσης εξόδου (IP) Strandja/Malkoclar – σύνδεση μεταξύ του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου της Βουλγαρίας και του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου που διαχειρίζεται η BOTAS (Τουρκία), στα σύνορα Βουλγαρίας - Τουρκίας, στην περιοχή Strandzha, Bolyarovo
 - Σημείο διασύνδεσης εισόδου (IP) Strandzha 2/Malkoclar – σύνδεση μεταξύ του δικτύου μεταφοράς φυσικού αερίου της Βουλγαρίας και του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου που διαχειρίζεται η TAGTAS (Τουρκία), που βρίσκεται στα σύνορα Βουλγαρίας - Τουρκίας, στην περιοχή Strandzha, Bolyarovo
 - Σημείο διασύνδεσης (IP) Kireevo/Zaycar – αμφίδρομη σύνδεση μεταξύ του δικτύου μεταφοράς φυσικού αερίου της Βουλγαρίας και του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου που διαχειρίζεται η Gastrans (Σερβία), στα σύνορα Βουλγαρίας-Σερβίας στην περιοχή Kireevo, Makresh
 - Σημείο διασύνδεσης εξόδου (IP) Kystendil/Jidilovo –, σύνδεση μεταξύ του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου της Βουλγαρίας και του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου που διαχειρίζεται η GA-MA (Βόρεια Μακεδονία), στα σύνορα Βουλγαρίας-Βόρειας Μακεδονίας στην περιοχή Guyeshevo, Kuystendil
 - Σημείο διασύνδεσης (IP) Ruse/Giurgiu – αμφίδρομη, σύνδεση μεταξύ του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου της Βουλγαρίας και του συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου που διαχειρίζεται η Transgaz S.A. (Ρουμανία) στα σύνορα Βουλγαρίας-Ρουμανίας στην περιφέρεια Ruse/Giurgiu
 - GMS Galata – σημείο εισόδου της τοπικής παραγωγής του δικτύου μεταφοράς φυσικού αερίου της Βουλγαρίας
 - GMS Dolni Dabnik – σημείο εισόδου της τοπικής παραγωγής του δικτύου μεταφοράς φυσικού αερίου της Βουλγαρίας
- Σημείο εισόδου-εξόδου GMS Chiren – σύνδεση μεταξύ του δικτύου μεταφοράς φυσικού αερίου της Βουλγαρίας και της εγκατάστασης αποθήκευσης στο Chiren.

Σταθμοί Συμπίεσης:

Οι εγκατεστημένοι σταθμοί συμπίεσης της Βουλγαρίας είναι συνολικά δώδεκα (12).

Πιο συγκεκριμένα:

- Το δίκτυο διαθέτει έντεκα (11) σταθμούς συμπίεσης, CS Kardam 1, CS Kardam-2, CS Valchi Dol, CS Polski Senovets, CS Rasovo, CS Provadia, CS Nova Provadia, CS Lozenets, CS Strandzha, CS Ihtiman and CS Petrich με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 406 MW.
- Η Υπόγεια Εγκατάσταση Αποθήκευσης ΦΑ στο Chiren UGS διαθέτει επίσης σταθμό συμπίεσης με κατά προσέγγιση συνολική εγκατεστημένη ισχύ 10 MW.

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις: Δεν υφίστανται.

Εγχώρια Παραγωγή και Υπόγεια Αποθήκευση:

Η εγχώρια παραγωγή καλύπτει λιγότερο από το 0.7% της ετήσιας κατανάλωσης, ενώ το υπόλοιπο καλύπτεται μέσω εισαγωγών ΦΑ. Όσον αφορά στην υπόγεια εγκατάσταση αποθήκευσης στο Chiren, με την ονομασία Chiren UGS, είναι κατασκευασμένη στην περιοχή του χωριού του Chiren σε μια διαμορφωμένη κοιλάδα με ήδη εξαντλημένα κοιτάσματα συμπυκνωμένου ΦΑ. Η εγκατάσταση είναι εξοπλισμένη με εξειδικευμένες υπόγειες και επιδαπέδιες εγκαταστάσεις που είναι απαραίτητες για την εξασφάλιση της έγχυσης, της απόληψης και της ποιότητας του αποθηκευμένου αερίου. Η εγκατάσταση Chiren UGS διαθέτει 24 τρυπάνια σε λειτουργία και ένα σταθμό συμπίεσης.

Η τεχνική δυναμικότητα της έγχυσης και της παραγωγής της εγκατάστασης Chiren UGS δίδονται παρακάτω:

Πίνακας 9: Δυναμικότητες έγχυσης και παραγωγής της εγκατάστασης αποθήκευσης Chiren UGS

Τεχνική δυναμικότητα	Έγχυση	Παραγωγή
Μέγιστη ημερήσια	38,18 MWh/ημέρα	40,30 MWh/ημέρα
Ελάχιστη ημερήσια	5,275 MWh/ημέρα	5,275 MWh/ημέρα

(σε πρότυπες συνθήκες θερμοκρασίας $T=20^{\circ}\text{C}$ και πίεσης $P=0,101325\text{ MPa}$)

Πρόσθετα Στοιχεία:α) Βασικές τιμές κατανάλωσης φυσικού αερίου

Πίνακας 10: Ετήσια τελική κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου στη Βουλγαρία

	2019	2020	2021
Ετήσια τελική κατανάλωση (bcm)	2,9	3,0	3,4
Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)	15,67	13,6	15,33

Πίνακας 11: Ετήσια κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου ανά κατηγορία καταναλωτών φυσικού αερίου

	2019				2020			
	Πραγματικά στοιχεία				Πραγματικά στοιχεία			
	Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι		Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι	
	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	Λοιποί		Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	Λοιποί	
Κατανάλωση αερίου (bcm)	2,94				3,0			
Βιομηχανία	0,1			1,26	0,10			1,41
Ηλεκτροπαραγωγή	0,04			0,37	0,04			0,47
Τηλεθέρμανση	0,07			0,48	0,07			0,72
Οικιακός τομέας	0,08			0,00	0,08			0,00
Άλλα	0,02			0,18	0,02			0,21
Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)	15,67 / 08.01.2019				13,6 / 02.12.2020			
Βιομηχανία	0,75			6,5	0,65			5,88
Ηλεκτροπαραγωγή	0,75		0,5	1,7	0,67		0,4	1,32
Τηλεθέρμανση	0,2		0,87	2,4	0,2		0,76	2,0
Οικιακός τομέας	0,7			0,00	0,67			0,0
Άλλα	0,5			0,8	0,4			0,67

	2021				2022			
	Πραγματικά στοιχεία				Εκτίμηση			
	Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι		Προστατευόμενοι πελάτες		Μη προστατευόμενοι	
	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί	Εξ αλληλεγγύης προστατευόμενοι πελάτες	Λοιποί
Κατανάλωση αερίου (bcm)	3,4				3,55			
Βιομηχανία	0,14		1,37		0,15		1,41	
Ηλεκτροπαραγωγή	0,04		0,45		0,04		0,47	
Τηλεθέρμανση	0,075		0,67		0,08		0,68	
Οικιακός τομέας	0,095		0,0		0,11		0	
Άλλα	0,02		0,2		0,02		0,2	
Ανώτατη ζήτηση (mcm/d)	15,33 / 15.02.2021				16,0			
Βιομηχανία	0,87		6,38		0,75		6,55	
Ηλεκτροπαραγωγή	0,75	0,48	1,7		0,75	0,5	1,75	
Τηλεθέρμανση	0,2	0,83	2,35		0,2	0,9	2,5	
Οικιακός τομέας	0,7		0,00		0,7		0	
Άλλα	0,5		0,74		0,5		0,9	

β) Λειτουργία συστήματος φυσικού αερίου

Πίνακας 12: Σημεία διασύνδεσης με το σύστημα φυσικού αερίου της Βουλγαρίας:
Δυναμικότητες εισόδου/εξόδου

Σημεία διασύνδεσης	Δυναμικότητα (MSm ³ /d)				
	Είσοδος		Έξοδος		Περίοδος
	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	
Negru Voda 1(RO)/Kardam (BG)	20,3		14,8	dynamically determined	
Kulata (BG)/Sidirokastron (GR)	6,1	dynamically determined	11,1	dynamically determined	
Ruse (BG)/Giurgiu (RO)	4,1		2,5		
Kyustendil (BG)/Zidilovo (MK)			2,6		
Strandzha (BG)/Malkoclar (TR)	32		47,1		
Kireevo/Zaycar	32		38		
Strandzha 2 (BG)/Malkoclar (TR)	54,6				

Πίνακας 13: Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης

Σημεία διασύνδεσης	Κατεύθυνση	Συντελεστής χρησιμοποίησης (%) / 2020-2021				
		Μ.Ο. Οκτ 2020 - 05 Μαρ 2021	Μ.Ο. Ιαν 2021	Μ.Ο. Φεβ 2021	Μ.Ο. Μαρ έως 05.03.2021	Ημέρα αιχμής 2021
Negru Voda 1(RO)/Kardam (BG)	Είσοδος	0	0	0	0	0
	Έξοδος	27	16	22	50	68
Kulata (BG)/Sidirokastron (GR)	Είσοδος	39	27	25	24	74
	Έξοδος	82	90	84	80	100
Ruse (BG)/Giurgiu (RO)	Είσοδος	5	4	3	7	2
	Έξοδος	1	1	1	1	3
Kyustendil (BG)/Zidilovo (MK)	Είσοδος	43	59	58	57	68
Strandzha (BG)/Malkoclar (TR)	Έξοδος	0	0	0	0	0
	Είσοδος	0	0	0	0	0

Kireevo/Zaycar	Exit	12	21	23	21	25
Strandzha 2 (BG)/Malkoclar (TR)	Entry	48	52	55	62	67

γ) Πηγές εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

Πίνακας 14: Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

	2019		2020		2021	
Χώρα	bcm	GWh	bcm	GWh	bcm	GWh
Ρωσία	2,35	24.802	2,24	23.620	2,95	31.115
Άλλες πηγές	0,53	5.588	0,7	7.409	0,39	4.090

δ) Σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης

Πίνακας 15: Υπόγεια αποθήκευση Βουλγαρίας (χειμώνας 2020-21)

Υπόγεια αποθήκευση (χειμώνας 2020-21)	Διασυννοριακή πρόσβαση	Συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης	Μη αντλήσιμο	Στρατηγικό απόθεμα	Ωφέλιμο	Ικανότητα απόληψης (MSm ³ /d)			
		(MSm ³)	(MSm ³)	(MSm ³)	(MSm ³)	Αρχικό (1η Οκτ)	Τέλη Ιαν ή 50%	Τέλη Φεβ ή 20%	Τέλη Μαρ
UGS CHIREN	Επιτρέπεται	1.300	750	316	550	0	3,82	3,0	2,15

ε) Εγχώρια παραγωγή

Πίνακας 16: Ποσότητες εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου και συμμετοχή στην τελική κατανάλωση της Βουλγαρίας

Έτος	Συνολική παραγωγή (GSm ³)	Ημερήσια παραγωγή (MSm ³ /d)	Μέγιστη ημερήσια παραγωγή* (MSm ³ /d)	Παραγωγή ως ποσοστό της κατανάλωσης (%)
2019	0,007	0,21	0,34	0,2
2020	0,030	0,2	0,416	1
2021	0,021	0,5	0,373	0,6

στ) Ρόλος του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Η συνολική δυναμικότητα παραγωγής ισχύος στη Βουλγαρία είναι 12.500 MWe. Προς το παρόν, η παραγωγική δυναμικότητα ΦΑ είναι 630 MWe (5% της συνολικής). Επιπλέον, ένα σημαντικό μέρος των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με άνθρακα χρησιμοποιεί ΦΑ για την ανάφλεξη.

Επί του παρόντος, η συνολική δυναμικότητα συμπαραγωγής στη Βουλγαρία είναι 505 MWe (4% της συνολικής), από την οποία τα 470 MWe είναι για σταθμούς τηλεθέρμανσης που χρησιμοποιούν ΦΑ ως κύριο καύσιμο.

1.1.1.3 Σύστημα Φυσικού Αερίου Ουγγαρίας

Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Ουγγαρίας αριθμεί πάνω από 70 χρόνια, και το συνολικό μήκος του είναι 5.894 km. Όταν οι αποθήκες του συστήματος είναι γεμάτες πλήρως, τότε μπορούν να εξυπηρετήσουν τη συνολική ζήτηση της Ουγγαρίας για μία μέρα, του πιο κρύου χειμώνα. Το σύστημα μεταφοράς ΦΑ στην Ουγγαρία απεικονίζεται στο **Σχήμα 4**.



Σχήμα 4: Το σύστημα μεταφοράς ΦΑ της Ουγγαρίας

Η Εθνική Ενεργειακή Στρατηγική της Ουγγαρίας έχει θέσει μια σειρά στόχων για το 2030 και 2040. Στον τομέα του φυσικού αερίου, βρίσκονται η μείωση των απαιτήσεων σε εισαγωγές και συνεπώς μείωση εξάρτησης, ενώ για την παραγωγή αναμένεται αύξηση της. Η λειτουργία της εγκατάστασης LNG (Krk) στην Κροατία μπορεί να εξασφαλίσει στη χώρα άμεση πρόσβαση στην παγκόσμια αγορά αερίου, ενώ και η σύνδεση με την Αυστρία μπορεί να εξασφαλίσει επιπλέον ποσότητες από τα δυτικά.

Οι ποσότητες που εισάγονται είναι στο μεγαλύτερο ποσοστό τους από Ρωσία, συμπεριλαμβανομένου και του αερίου που προμηθεύεται μέσω Baumgarten στην Αυστρία. Το 2020, η εγχώρια παραγωγή σημείωσε πτωτική τάση, ενώ οι εισαγωγές αυξήθηκαν σημαντικά. Η αναλογία παραγωγής προς εισαγωγές είναι 10-90% αντίστοιχα. Οι εισαγωγές χωρίζονται σε 68.7% από Ρωσία, 24.4% από δυτικές αγορές και 7% από βόρειες χώρες.

Σύμφωνα με τις διατάξεις της Πράξης XL του 2008 για την προμήθεια του φυσικού αερίου και τα Κυβερνητικά Διατάγματα υπ' αριθ. 19/2009 (I.30.), οι Διαχειριστές του συστήματος μεταφοράς, οι κάτοχοι άδειας αποθήκευσης και οι διανομείς φυσικού

αερίου λειτουργούν το δίκτυο φυσικού αερίου, σύμφωνα με τον Επιχειρηματικό Κώδικα του Συστήματος της Ουγγαρίας.

Το σύστημα μεταφοράς περιλαμβάνει τα παρακάτω στοιχεία:

- Σημεία εισόδου
- Σημεία εξόδου
- Σύστημα υψηλής πίεσης
- Σταθμοί συμπίεσης
- Κόμβοι του συστήματος

Το σύστημα υψηλής πίεσης τροφοδοτεί προμηθευτές φυσικού αερίου, μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και βιομηχανικούς καταναλωτές που είναι άμεσα συνδεδεμένοι.

Οι εισαγόμενες ποσότητες τροφοδοτούνται μέσω του αγωγού Brotherhood στο σημείο Bereg και δυτικά μέσω του αγωγού HAG από το Baumgarten της Αυστρίας. Η διασύνδεση με τη Σλοβακία ολοκληρώθηκε την 1^η Ιουλίου 2015, και στα τέλη του 2019 ολοκληρώθηκε η αμφίδρομη ροή στο Balassagyarmat. Από το 2020, το σημείο σύνδεσης με την Ουκρανία λειτουργεί ως εικονικό σημείο. Το 2018, ολοκληρώθηκε η αμφίδρομη ροή με τη Ρουμανία (Csanádpalota) με την κατασκευή του συμπιεστή και τη μετατροπή του υφιστάμενου μετρητικού σταθμού.

Το 2020 ολοκληρώθηκαν οι ανακατασκευές των κόμβων στην Βορειοανατολική Ουγγαρία - Városföld, Hajdúszoboszló, Nemesbikk, Beregdaróc, λόγω της αβεβαιότητας των Ουκρανικών οδών.

Δίκτυα Μεταφοράς και σημεία διασύνδεσης:

Το σύστημα έχει μήκος 5.874 km, πίεση λειτουργίας 63 bar (σε μερικές περιπτώσεις 75 bar) και διαθέτει τα ακόλουθα σημεία εισόδου και εξόδου:

Σημεία Εισόδου

- 6 διασυνοριακά σημεία εισόδου (VIP Bereg (UA>HU), Mosonmagyaróvár (AT>HU), Drávaszerdahely (CR>HU), Csanádpalota (RO>HU), Balassagyarmat (SK>HU), Kiskundorozsma (RS>HU))
- 5 σημεία εισόδου των εγκαταστάσεων αποθήκευσης (Hajdúszoboszló; Kardoskút; Zsana; Pusztaederics; Szoreg)
- εικονικά σημεία εισόδου βιομεθανίου (TÉT 3 "0" point; Kaposvár III (Biogáz); Nagykanizsa (MOL KT); Algyó III "0" point)
- 15 σημεία εισόδου εγχώριας παραγωγής (Algyó III. "0" point; Endrod "0" point; Hajdúszoboszló "0" point; Karcag II. (Bucsa) "0" point; Szank "0" point; Babócsa "0" point; Babócsa „Regional”; Kardoskút „Regional 6 bar”; Kardoskút „Regional 15 bar”; Pusztaederics "0" point; Tiszavasvári II "0" point; Kenderes II. "0" point, Zsámbok "0" point, Edde "0" point, Sáránd "0" point)

Σημεία Εξόδου

- 5 διασυνοριακά σημεία εξόδου (VIP Bereg (HU>UA); Drávaszerdahely (HU>CR); Csanádpalota (HU>RO); Kiskundorozsma (HU>RS); Balassagyarmat (HU>SK))
- 400 σημεία παράδοσης, από τα οποία τα 357 χρησιμοποιούνται από τους κατόχους άδειας διανομής (Csepeli Eromu Kft., ISD POWER Kft., E.ON Dél-dunántúli Gázhálózati Zrt., MVM Égáz- Dégáz Földgázhálózati Zrt., MVM Fogáz Földgázhálózati Kft., E.ON Közép-dunántúli Gázhálózati Zrt., Magyar Gázszolgáltató Kft., NATURAL GAS SERVICE Kft., OERG Kft., TIGÁZ Zrt., E.GAS Gázelosztó Kft.) , 25 σημεία εξόδου από βιομηχανικούς καταναλωτές, 13 σημεία εξόδου που χρησιμοποιούνται από ηλεκτροπαραγωγούς και 4 σημεία εξόδου από παραγωγούς για πρόσβαση στο δίκτυο μεταφοράς
- 5 σημεία εξόδου των εγκαταστάσεων αποθήκευσης (Hajdúszoboszló; Kardoskút; Zsana; Pusztaderics; Szőreg)
- 6 εικονικά σημεία εξόδου (Berekfürdő 1-E; Kaposvár III-E; Lovászpátona 1-T (KÖGÁZ); Lovászpátona 1-E (ÉGÁZ-DÉGÁZ); Nagykanizsa 1-E; Kenderes I-2 (KTD) virtual)

Σταθμοί Συμπίεσης:

Το σύστημα διαθέτει 8 σταθμούς συμπίεσης (gas turbine driven centrifugal compressors).

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις: Δεν υφίστανται.

Η Ουγγαρία δεν διαθέτει Σταθμό ΥΦΑ. Ωστόσο, στα τέλη του 2020 ολοκληρώθηκε η κατασκευή του Σταθμού ΥΦΑ της Κροατίας στο νησί Krk. Από την έναρξη λειτουργίας την 1^η Ιανουαρίου 2021, για τα τρία πρώτα χρόνια η δυναμικότητα έχει κλειστεί κατά 100% από χρήστες της Κροατίας, της Ουγγαρίας και του Κατάρ, και υπάρχει υψηλή ζήτηση για τα επόμενα χρόνια.

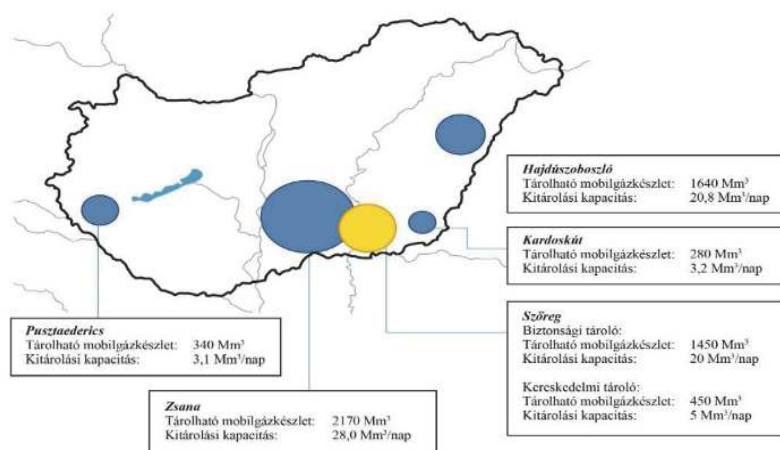
Εγχώρια Παραγωγή και Υπόγεια Αποθήκευση:

Σύμφωνα με νομοθετικές διατάξεις, οι υπόχρεοι προμηθευτές οφείλουν να αποθηκεύσουν 60% της υψηλότερης ζήτησης των τελευταίων δέκα ετών στις αποθήκες. Αυτό είχε ως αποτέλεσμα οι προμηθευτές καθολικής υπηρεσίας να αποθηκεύσουν μεγαλύτερες ποσότητες. Το 2020, λόγω της υψηλής διακύμανσης τιμών καλοκαιριού-χειμώνα, οι αποθήκες παρέμειναν γεμάτες.

Η χώρα διαθέτει αποθηκευτικό χώρο 15.374.000 MWh (περίπου 1.450 εκατομ. Κυβικά), ενώ μέρος αυτού αντιστοιχεί σε αποθέματα ασφαλείας, που χρησιμοποιούνται για διαχείριση έλλειψης φυσικού αερίου σε πιθανή απώλεια εισαγωγών για την εξυπηρέτηση προστατευόμενων χρηστών. Τα αποθέματα έκτακτης ανάγκης μπορούν να χρησιμοποιηθούν και για την παροχή αλληλεγγύης προς γειτονικά Κράτη Μέλη, στα πλαίσια του Κανονισμού Ασφάλειας Εφοδιασμού. Το αποθηκευτικό σύστημα της Ουγγαρίας απεικονίζεται στο **Σχήμα 5**.

Με την απόφαση του Κοινοβουλίου το Μάρτιο του 2006 (Πράξη XXVI 2006), αποφασίστηκε η εξασφάλιση αποθηκευτικού χώρου 1.2 bcm και η κατασκευή του απαραίτητων υποδομών έως το 2010. Τα αποθέματα ασφαλείας πρέπει να τοποθετηθούν σε αποθήκη με δυνατότητα απόληψης 20 εκατομ. Κυβικά / ημέρα για τουλάχιστον 45 ημέρες. Τα αποθέματα αυτά δεν έχουν χρησιμοποιηθεί ποτέ, ενώ το 2019 υπήρχε η ανησυχία για την παροχή τροφοδοσίας από την Ουκρανία.

Δεν υπάρχουν αλλαγές στο κομμάτι της αποθήκευσης που προορίζεται για εμπορική χρήση. Οι τέσσερις από τις πέντε αποθήκες διαχειρίζονται από την MFGT Zrt, ενώ η πέμπτη από την MMBF Zrt, η οποία έκανε αίτημα για έλαβε άδεια εμπορικής αποθήκευσης για 450 εκατομ. κυβικά μέτρα στην αποθήκη του Szőreg I. Αυτό που είναι σημαντικό και καθησυχαστικό από άποψη ασφαλείας τροφοδοσίας είναι η δυνατότητα του συστήματος να τροφοδοτήσει τα δύο τρίτα της μέγιστης ημερήσιας ζήτησης μέσω εμπορικής αποθήκευσης, δεδομένου ότι βρίσκονται σε επαρκή επίπεδα πλήρωσης.



Σχήμα 5: Το αποθηκευτικό σύστημα της Ουγγαρίας

Πρόσθετα Στοιχεία:

α) Βασικές τιμές κατανάλωσης φυσικού αερίου

Πίνακας 17: Ετήσια τελική κατανάλωση και ανώτατη ημερήσια ζήτηση φυσικού αερίου στην Ουγγαρία

	2019	2020	2021
Ετήσια τελική κατανάλωση (bcm)	10,08	10,39	11,06
Ετήσια τελική κατανάλωση (GWh)	107.257,7	111.395,6	117.833,5

Πίνακας 18: Ετήσια κατανάλωση φυσικού αερίου ανά κατηγορία καταναλωτών φυσικού αερίου (πηγή: Eurostat)

	2017 (Πραγματικά στοιχεία)	2018 (Πραγματικά στοιχεία)	2019 (Πραγματικά στοιχεία)	2020 (Πραγματικά στοιχεία)
Κατανάλωση αερίου (TWh)	110,44	106,97	109,44	113,32
Βιομηχανία	24,80	24,80	24,49	24,90
Ηλεκτροπαραγωγή - CHP	19,36	17,92	20,88	21,96
Τηλεθέρμανση	7,10	6,72	6,43	6,60
Τηλεθέρμανση	38,40	36,58	36,09	39,11
Εμπορικοί καταναλωτές και δημόσιος τομέας	15,12	14,25	13,69	13,73
Μεταφορές	0,85	1,01	1,07	0,79
Άλλα	4,80	5,71	6,79	6,23

β) Λειτουργία συστήματος φυσικού αερίου

Πίνακας 19: Σημεία διασύνδεσης με το σύστημα φυσικού αερίου της Ουγγαρίας:
Δυναμικότητες εισόδου/εξόδου

Σημεία διασύνδεσης	Δυναμικότητα (MSm ³ /d)			
	Είσοδος		Έξοδος	
	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)	Σταθερή (Firm)	Διακοπτόμενη (Interruptible)
Bereg (HU) / (UA)	48	23,3		19,2
Mosonmagyaróvár (HU) / (AT)	14,4	0		
Csanádpalota (HU) / (RO)	4,8	0	7,2	
Dravaszerdahely (HU) / (HR)	4,8	14,4	7,2	12
Balassagyarmat (HU) / (SK)	12		4,8	
Kiskundorozsma (HU) / (RS)			13,2	

Πίνακας 20: Συντελεστής χρησιμοποίησης σημείων διασύνδεσης

Σημεία διασύνδεσης	Κατεύθυνση	Συντελεστής χρησιμοποίησης (%) / 2020-2021				
		Μ.Ο. Οκτ 2020 - 05 Μαρ 2021	Μ.Ο. Ιαν 2021	Μ.Ο. Φεβ 2021	Μ.Ο. Μαρ έως 05.03.2021	Ημέρα αιχμής 2021
Bereg (HU) / (UA)	Είσοδος	52	34	51	54	69
	Έξοδος	0	0	0	0	0
Mosonmagyaróvár (HU) / (AT)	Είσοδος	37	4	22	24	88
	Έξοδος	0	0	0	0	0
Csanádpalota (HU) / (RO)	Είσοδος	13	0	6	23	100
	Έξοδος	11	15	21	10	83
Dravaszerdahely (HU) / (HR)	Είσοδος	0	0	0	0	21
	Έξοδος	63	36	75	29	100
Balassagyarmat (HU) / (SK)	Είσοδος	1	0	0	0	22
	Έξοδος	0	0	0	0	97
Kiskundorozsma (HU) / (RS)	Έξοδος	0	0	0	0	0
	Είσοδος	37	12	7	7	91

γ) Πηγές εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

Πίνακας 21: Κατανομή ποσοτήτων εισαγωγής φυσικού αερίου ανά χώρα προέλευσης

Χώρα	2019		2020		2021	
	Bcm	GWh	bcm	GWh	bcm	GWh
Ουκρανία	14.81	159.402,99	6.54	70.554,22	6.02	64.824,99
Αυστρία	4.55	48.829,91	4.54	48.626,03	1.26	13.462,58
Ρουμανία	0	0	0.07	769,40	0.69	7.606,96
Κροατία	0	0	0	0	0.04	414.44
Σλοβακία	1.31	9.734,06	2.57	27.777,41	0	38.26
Σερβία	0	0	0	0	0.44	4.711,91

δ) Σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης

Πίνακας 22: Υπόγεια αποθήκευση Ουγγαρίας (2019-2021)

Έτος	Διασυννοριακή πρόσβαση	Συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης	Μη αντλήσιμο	Στρατηγικό απόθεμα	Ωφέλιμο	Ικανότητα απόληψης (MSm ³ /d)			
		(MSm ³)	(MSm ³)	(MSm ³)	(MSm ³)	Αρχικό (1η Οκτ)	Τέλη Ιαν ή 50%	Τέλη Φεβ ή 20%	Τέλη Μαρ

2019	Allowed	12.509	5.978	1.445	5.002	76,8	75,1	61,6	39,8
2020	Allowed	12.509	5.978	1.445	5.002	74,8	73,5	60,9	39,8
2021	Allowed	12.509	5.978	1.445	3.830	74,8	73,5	60,9	39,8

ε) Εγχώρια παραγωγή

Πίνακας 23: Ποσότητες εγχώριας παραγωγής φυσικού αερίου και συμμετοχή στην τελική κατανάλωση της Ουγγαρίας

Έτος	Συνολική παραγωγή (GSm ³)	Ημερήσια παραγωγή (MSm ³ /d)	Μέγιστη ημερήσια παραγωγή (MSm ³ /d)	Παραγωγή ως ποσοστό της κατανάλωσης (%)
2019	2,09	5,71	8,16	21%
2020	2,27	6,13	8,92	22%
2021	2,00	5,48	6,47	18%

στ) Ρόλος του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Πίνακας 24: Συμμετοχή φυσικού αερίου στον τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Ουγγαρίας

Έτος	Συνολική εγκατεστημένη ισχύς (MW _e)	Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων ΦΑ (MW _e)	Ποσοστό μονάδων ΦΑ στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ (%)	Συμπαράγωγή (εγκατεστημένα MW _e)	Ποσοστό μονάδων συμπαράγωγής στη συνολική εγκατεστημένη ισχύ (%)	Εγκατεστημένη Ισχύς μονάδων εναλλακτικού καυσίμου (MW _e)	Ποσοστό μονάδων εναλλακτικού καυσίμου στη συνολική ισχύ ΦΑ (%)
2019	9441,8	4111,8	43,55	1,536	0,02	2640	100
2020	909,155	4113,5	41,51	0	0	2640	100
2021	10313,8	4095,4	39,71	0	0	2239	100

1.1.2 Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

Το παρόν κεφάλαιο παρουσιάζει στοιχεία τα οποία υποβλήθηκαν από τις Αρμόδιες Αρχές των Κ-Μ για την εκπόνηση της σχετικής Κοινής Μελέτης Επικινδυνότητας το έτος 2022.

Η Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία» αποτελείται από τις εξής χώρες: Αυστρία, Κροατία, Γαλλία, Ελλάδα, Ιταλία, Μάλτα, Πορτογαλία, Ισπανία και Σλοβενία.

Οι παραπάνω χώρες απεικονίζονται στο **Σχήμα 6**.



Σχήμα 6: Οι χώρες που απαρτίζουν την Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

Παρακάτω ακολουθεί συνοπτική περιγραφή του συστήματος ΦΑ για κάθε Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία». Η αναλυτική περιγραφή του συστήματος ΦΑ της Ελλάδας, που συμμετέχει στην Ομάδα αυτή, περιλαμβάνεται σε επόμενο Κεφάλαιο.

1.1.2.1 Σύστημα Φυσικού Αερίου Αυστρίας

Τα στοιχεία για το σύστημα της Αυστρίας, λαμβάνονται και από την αναθεωρημένη Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» (Ιουν. 2023).

Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Αυστρίας παρουσιάζεται στο **Σχήμα 7**.



Σχήμα 7: Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Αυστρίας

Δίκτυο Μεταφοράς και Σημεία Διασύνδεσης:

Το συνολικό μήκος του δικτύου αγωγών φυσικού αερίου της Αυστρίας είναι 42.829 km, εκ των οποίων τα 1.690 km είναι αγωγοί μεταφοράς και τα υπόλοιπα αγωγοί διανομής. Το δίκτυο φυσικού αερίου της Αυστρίας συνδέεται απευθείας με αυτό της Γερμανίας (Oberkappel και Überackern), της Σλοβακίας (Baumgarten), της Ουγγαρίας (Mosonmagyaróvár), της Σλοβενίας (Murfeld) και της Ιταλίας (Arnoldstein).

Το αυστριακό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου αποτελείται από τους ακόλουθους 7 αγωγούς:

- WAG: Αγωγός Δυτικής Αυστρίας, ο οποίος εκτείνεται από το Baumgarten στα αυστρο-σλοβακικά σύνορα, μέσω της Κάτω Αυστρίας και της Άνω Αυστρίας έως το Oberkappel στα σύνορα με τη Γερμανία.
- PW: Αγωγός Penta-West, που εκτείνεται από το Oberkappel μέσω της Άνω Αυστρίας έως το Überackern στα γερμανικά σύνορα.
- HAG: Αγωγός Ουγγαρίας-Αυστρίας, ο οποίος εκτείνεται από το Baumgarten μέσω της Κάτω Αυστρίας και του Μπούργκενλαντ έως το Mosonmagyaróvár - στα σύνορα με την Ουγγαρία.
- KIP: Αγωγός Kittsee-Petržalka, που εκτείνεται από το Kittsee έως τα σύνορα της Σλοβακίας.
- SOL: Αγωγός Süd-Ost, ο οποίος διακλαδίζεται από το TAG. Αυτό το σύστημα αγωγών εκτείνεται από το Weitendorf στη Στυρία έως το Murfeld στα αυστριακά-σλοβενικά σύνορα.
- MAB: Αγωγός March-Baumgarten, ο οποίος εκτείνεται από τα αυστρο-σλοβακικά σύνορα έως το Baumgarten.

- TAG: Αγωγός Trans-Austria, ο οποίος εκτείνεται από το Baumgarten στα αυστρο-σλοβακικά σύνορα, μέσω της Κάτω Αυστρίας, του Μπούργκενλαντ, της Στυρίας και της Καρινθίας- και καταλήγει στο Arnoldstein, στα σύνορα μεταξύ Αυστρίας και Ιταλίας.

Το αυστριακό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου έχει έξι σημεία διασύνδεσης με γειτονικές χώρες.

Πίνακας 25: Σημεία διασύνδεσης του αυστριακού συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου

Σημείο Διασύνδεσης	Χώρες	Κατεύθυνση Ροής
Oberkappel	Αυστρία - Γερμανία	Αμφίδρομη (AT<>DE)
Überackern (AT<>DE)	Αυστρία - Γερμανία	Αμφίδρομη (AT<>DE)
Arnoldstein (AT<>IT)	Αυστρία - Ιταλία	Αμφίδρομη (AT<>IT)
Baumgarten (AT<>SK)	Αυστρία - Σλοβακία	Αμφίδρομη (AT<>SK)
Mosonmagyaróvár (AT>HU)	Αυστρία - Ουγγαρία	Μονής κατεύθυνσης (AT>HU)
Murfeld/Ceršak (AT>SI).	Αυστρία - Σλοβενία	Μονής κατεύθυνσης (AT>SI)

Η συνολική ονομαστική δυναμικότητα εισόδου της Αυστρίας είναι 2.542 GWh/ημέρα και η ονομαστική ικανότητα εξόδου είναι 1.958 GWh/ημέρα.

Σταθμοί Συμπίεσης:

Το δίκτυο φυσικού αερίου της Αυστρίας διαθέτει 10 σταθμούς συμπίεσης, όπως παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 26: Σταθμοί συμπίεσης του αυστριακού συστήματος μεταφοράς φυσικού αερίου

Σταθμοί Συμπίεσης	
Baumgarten με τρεις σταθμούς συμπίεσης (CS TAG, CS WAG; CS Gas Connect Austria)	Σταθμός συμπίεσης Kirchberg (WAG)
Σταθμός συμπίεσης Rainbach (WAG)	Σταθμός συμπίεσης Neustift/Oberkappel (PW)
Σταθμός συμπίεσης Eggendorf (TAG)	Σταθμός συμπίεσης Grafendorf (TAG)
Σταθμός συμπίεσης Weitendorf (TAG)	Σταθμός συμπίεσης Ruden (TAG)

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις: Δεν υφίστανται.

Υπόγεια Αποθήκευση:

Η Αυστρία διαθέτει σημαντικές αποθηκευτικές ικανότητες, κυρίως από εξαντλημένα κοιτάσματα φυσικού αερίου που αναπτύχθηκαν εκ νέου σε εμπορική βάση. Η αύξηση της χωρητικότητας αποθήκευσης ήταν ραγδαία τα τελευταία χρόνια, με την δυναμικότητα του όγκου λειτουργίας αερίου να αυξάνεται το 2022 έως τα 8,8 GSm³ με ονομαστική ικανότητα απόληψης 100,8 GSm³/ημέρα.

Πρόσθετα δεδομένα:

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται βασικά δεδομένα λειτουργίας του συστήματος ΦΑ για το έτος 2021, όπως αυτά υποβλήθηκαν από την Αρμόδια Αρχή για τις ανάγκες της Κοινής Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

Πίνακας 27: Βασικά δεδομένα λειτουργίας 2021 (πηγή: Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», Ιουν. 2023)

Παραγωγή	Μέγιστη Παραγωγή (mcm/d)	2,2
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	Εγκατεστημένη δυναμικότητα μονάδων με καύσιμο φ.α. (MW _e)	4.015
Ζήτηση	Συνολική 2021 (GWh)	89.900
	Για ηλεκτρική ενέργεια και θέρμανση (GWh)	13.700
	Μεταφορές (GWh)	2.100
	Οικιακοί καταναλωτές (GWh)	18.900
	Πρώτες ύλες (GWh)	3.800
	Λοιποί (GWh)	4.600

1.1.2.2 Σύστημα Φυσικού Αερίου Κροατίας

Τα στοιχεία του συστήματος της Κροατίας λαμβάνονται και από την αναθεωρημένη Κοινή Μελέτη Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» (Ιουν. 2023).

Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Κροατίας παρουσιάζεται στο **Σχήμα 8**.



Σχήμα 8: Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Κροατίας

Η συνολική ονομαστική δυναμικότητα εισόδου της Κροατίας είναι 12,24 MSm³/ημέρα και η ονομαστική ικανότητα εξόδου είναι 12,24 MSm³/ημέρα.

Δίκτυο Μεταφοράς και Σημεία Διασύνδεσης:

Το Δίκτυο Μεταφοράς Φυσικού Αερίου ιδιοκτησίας της PLINACRO d.o.o. έχει συνολικά 2.694 km αγωγούς μεταφοράς και συνδέεται με αυτό της Σλοβενίας (Rogatec) και της Ουγγαρίας (Dravaszerdahely). Υπάρχουν επίσης 7 σημεία εισόδου από εγκαταστάσεις παραγωγής και μια διασύνδεση με την εγκατάσταση υπόγειας αποθήκευσης στο Okoli.

Μετρητικοί σταθμοί:

- 2 μετρητικοί σταθμοί διασύνδεσης στις συνδέσεις με τα συστήματα μεταφοράς της Σλοβενίας και της Ουγγαρίας
- 6 μετρητικοί σταθμοί εισόδου στις συνδέσεις με εγκαταστάσεις παραγωγής φυσικού αερίου
- 1 μετρητικός σταθμός εισόδου-εξόδου στη σύνδεση με την υπόγεια αποθήκευση αερίου Okoli
- 1 μετρητικός σταθμός μέτρησης εισόδου στη σύνδεση με τον τερματικό σταθμό LNG (Omišalj)

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις:

Το 2020 ολοκληρώθηκε ο τερματικός σταθμός LNG στο νησί Krk με μέγιστη δυνατότητα αποθήκευσης 265.000 m³ ΥΦΑ και μέγιστη ικανότητα αεριοποίησης 8 bcm/έτος.

Υπόγεια Αποθήκευση:

Υπάρχει μόνο μία υποδομή αποθήκευσης αερίου, που βρίσκεται στην Okoli. Ο όγκος (working volume) της αποθήκης είναι 5,22 TWh, με μέγιστη δυνατότητα έγχυσης 45 GWh/d και μέγιστη δυνατότητα απόληψης 61 GWh/d.

Πρόσθετα δεδομένα:

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται βασικά δεδομένα λειτουργίας του Συστήματος Φυσικού Αερίου, όπως αυτά υποβλήθηκαν από την Αρμόδια Αρχή για τις ανάγκες της Κοινής Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

Πίνακας 28: Βασικά δεδομένα λειτουργίας 2021 (πηγή: Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», Ιουν. 2023)

Παραγωγή	Μέγιστη Παραγωγή (GSm ³ /d)	2,5
Ζήτηση	Συνολική 2021 (GWh)	31,7

1.1.2.3 Σύστημα Φυσικού Αερίου Γαλλίας (δεν έχει επικαιροποιηθεί)

Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Γαλλίας παρουσιάζεται στο **Σχήμα 9**.



Σχήμα 9: Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Γαλλίας

Δίκτυο Μεταφοράς και Σημεία Διασύνδεσης:

Την ευθύνη λειτουργίας το δικτύου μεταφοράς φυσικού αερίου έχουν δυο Διαχειριστές, η GRTgaz και η TEREGA. Η GRTgaz διαχειρίζεται 8.110 km κύριου δικτύου και 24.043 km περιφερειακού δικτύου. Αυτό είναι περισσότερο από το 85% του δικτύου μεταφοράς φυσικού αερίου στη Γαλλία. Η TEREGA διαχειρίζεται 650 km κύριου δικτύου και 4.450 km περιφερειακού δικτύου στη νοτιοδυτική Γαλλία, που αντιστοιχεί περίπου στο 14% του συνολικού δικτύου της χώρας.

Το Σύστημα διαθέτει 7 σημεία εισόδου/εξόδου: VIP Pirineos, Oltingue, Jura, Alveringem, Taisnieres, Dunkerque και Obergailbach.

Σταθμοί Συμπίεσης:

Η GRTgaz λειτουργεί είκοσι επτά σταθμούς συμπίεσης ενώ η TEREGA λειτουργεί πέντε.

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις N/A:

Η Γαλλία διαθέτει τέσσερις τερματικούς σταθμούς LNG: Dunkerque LNG, Montoir-de-Bretagne, Fos-Cavaou και Fos-Tonkin.

Η συνολική δυναμικότητα αεριοποίησης είναι 1.267 GWh/d, με συνολικό μέγιστο απόθεμα 1.370.000 m³, καθιστώντας τη Γαλλία τον τρίτο μεγαλύτερο κάτοχο δυναμικότητας LNG στην Ευρώπη.

Υπόγεια Αποθήκευση:

Η Γαλλία διαθέτει δεκαπέντε εγκαταστάσεις αποθήκευσης αερίου. Δεκατρείς από αυτές διαχειρίζονται η Storengy, θυγατρική της ENGIE. Δέκα από αυτές τις τοποθεσίες βρίσκονται στη λεκάνη του Παρισιού, ενώ οι υπόλοιπες τρεις βρίσκονται στα νοτιοανατολικά.

Ο συνολικός όγκος (working volume) των αποθηκών στη Γαλλία είναι 134.465 TWh, με μέγιστη δυνατότητα έγχυσης 1.220 GWh/ημέρα και μέγιστη ικανότητα απόληψης 2.389 GWh/ημέρα.

Πρόσθετα δεδομένα:

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται βασικά δεδομένα λειτουργίας του Συστήματος Φυσικού Αερίου για το έτος 2019, όπως αυτά υποβλήθηκαν από την Αρμόδια Αρχή για τις ανάγκες της Κοινής Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

Πίνακας 29: Βασικά δεδομένα λειτουργίας (έτος 2019)

Παραγωγή	Μέγιστη Παραγωγή (GWh/d)	-
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	Εγκατεστημένη δυναμικότητα μονάδων με καύσιμο φ.α. (Mwe)	12.238
Ζήτηση	Συνολική 2019 (GWh)	504.423
	Καλοκαίρι (1/4-30/9) (GWh)	161.466
	Χειμώνας (1/10-31/4) (GWh)	345.743
	Μέγιστη ημερήσια (GWh/ημέρα)	2.863
	Ελάχιστη ημερήσια (GWh/ημέρα)	460

1.1.2.4 Σύστημα Φυσικού Αερίου Ιταλίας

Τα στοιχεία του συστήματος της Ιταλίας λαμβάνονται και από την αναθεωρημένη Κοινή Μελέτη Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» (Ιουν. 2023).

Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Ιταλίας παρουσιάζεται στο **Σχήμα 10**.



Σχήμα 10: Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Ιταλίας

Δίκτυο Μεταφοράς και Σημεία Διασύνδεσης:

Οι δραστηριότητες μεταφοράς φυσικού αερίου στην Ιταλία πραγματοποιούνται κυρίως από την Snam Rete Gas S.p.A., η οποία κατέχει και εκμεταλλεύεται περίπου το 95% του δικτύου μεταφοράς φυσικού αερίου, περίπου 32.683 km αγωγού τον 12/2021.

Το σύστημα συνδέεται με αυτό της Αυστρίας (Tarvisio/Arnoldstein), της Σλοβενίας (Gorizia/Sempeter) και της Ελβετίας (Griess Pass). Η Ιταλία επίσης διασυνδέεται με τους αγωγούς Transmed (Τυνησία και Αλγερία – Σημείο Εισόδου Mazara del Vallo), Greenstream (Λιβύη – Σημείο Εισόδου Gela) και Trans Adriatic Pipeline (Σημείο Εισόδου Melendugno entry point). Υπάρχουν 4 σημεία εισόδου από εγκαταστάσεις αεριοποίησης ΥΦΑ (Panigaglia, Livorno, Cavarzere, Piombino) και ένα άλλο σημείο υπό κατασκευή στη Ravenna, όπου η μονάδα FSRU BW Singapore αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία το 2024. Τέλος υπάρχουν 12 σημεία διασύνδεσης εγκαταστάσεις αποθήκευσης.

Όλοι οι διασυνδέσεις αγωγών φυσικού αερίου έχουν φυσική ικανότητα αντίστροφης ροής. Η συνδυασμένη αδιάλειπτη δυναμικότητα εισαγωγής φυσικού αερίου είναι 298.400.000 MSm³/ημέρα και εξαγωγής 46.000.000 MSm³/ημέρα.

Σταθμοί συμπίεσης:

Το ιταλικό σύστημα μεταφοράς αερίου διαθέτει δεκατρείς σταθμούς συμπίεσης.

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις:

Η Ιταλία διαθέτει τέσσερις θερματικούς σταθμούς αεριοποίησης LNG, όπως παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 30: Θερματικοί σταθμοί αεριοποίησης LNG στην Ιταλία

Θερματικός σταθμός ΥΦΑ	Δυναμικότητα αποθήκευσης ΥΦΑ (MSm ³)	Ημερήσιο δυναμικότητα	Ετήσια δυναμικότητα
------------------------	--	-----------------------	---------------------

		αεριοποίησης (MSm ³ /d)	αεριοποίησης (BSm ³ /y)
GNL Italia	100.000	10,5	3,75
Adriatic LNG	250.000	26,4	9
OLT	137.100	15	3,75
GNL Piombino FSRU Italia	170.000	14	5
<i>GNL Ravenna FSRU Italia (2024)</i>	<i>170.000</i>	<i>20</i>	<i>5</i>
Σύνολο	657.100	71,9	26,5

Υπόγεια Αποθήκευση:

Η μέγιστη εμπορική συνολική χωρητικότητα απόληψης του ιταλικού συστήματος είναι 1.147 GWh/d διαθέσιμη τον Ιανουάριο (μήνας με τη μέγιστη διαθέσιμη ικανότητα απόδουσης).

Ο μέγιστος όγκος αποθήκευσης (working gas) του ιταλικού συστήματος είναι 12.865 MSm³ με ονομαστική ικανότητα απόληψης 256,65 GS³/ημέρα.

Πρόσθετα δεδομένα:

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται βασικά δεδομένα λειτουργίας του Συστήματος Φυσικού Αερίου για το έτος 2022, όπως αυτά υποβλήθηκαν από την Αρμόδια Αρχή για τις ανάγκες της Κοινής Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

Πίνακας 31: Βασικά δεδομένα λειτουργίας 2022 (πηγή: Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», Ιουν. 2023)

Παραγωγή	Μέγιστη Παραγωγή (GWh/d)	145
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	Εγκατεστημένη δυναμικότητα μονάδων με καύσιμο φ.α. (Mwe)	44.522
Ζήτηση	Συνολική 2019 (GWh)	778.674
	Καλοκαίρι (1/4-30/9) (GWh)	299.454
	Χειμώνας (1/10-31/4) (GWh)	461.613
	Μέγιστη ημερήσια (GWh/ημέρα)	3.867
	Ελάχιστη ημερήσια (GWh/ημέρα)	849

1.1.2.5 Σύστημα Φυσικού Αερίου Μάλτας

Το φυσικό αέριο στη Μάλτα χρησιμοποιείται αποκλειστικά για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και επί του παρόντος αποτελεί το μεγαλύτερο μερίδιο του μείγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας της Μάλτας. Η μόνη πηγή φυσικού αερίου στη Μάλτα είναι το εισαγόμενο LNG. Η Μάλτα δεν διαθέτει δίκτυα διανομής φυσικού αερίου ή δίκτυα τηλεθέρμανσης και δεν υπάρχουν πελάτες τελικής χρήσης φυσικού αερίου εκτός από δύο παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας στον ηλεκτρικό σταθμό Delimara. Επί του παρόντος, η Μάλτα δεν αποτελεί μέρος

της εσωτερικής αγοράς φυσικού αερίου της ΕΕ, καθώς δεν είναι διασυνδεδεμένη μέσω αγωγού φυσικού αερίου.

Η υποδομή φυσικού αερίου της Μάλτας αποτελείται από μια εγκατάσταση LNG με δυνατότητα εισαγωγής και εκφόρτωσης, μια πλωτή μονάδα αποθήκευσης (FSU), μία προβλήτα ΥΦΑ, σωληνώσεις και άλλες υπηρεσίες και μια εγκατάσταση επαναεριοποίησης με βοηθητικές υπηρεσίες. Η εγκατάσταση επαναεριοποίησης παρέχει φυσικό αέριο σε δύο κεντρικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Όλες οι υποδομές φυσικού αερίου βρίσκονται εντός του συγκροτήματος Ηλεκτροπαραγωγικού Σταθμού Δελιμάρα.

Σε περίπτωση διασύνδεσης της Μάλτας μέσω αγωγού φυσικού αερίου, ο κίνδυνος για τη Μάλτα στο πλαίσιο των περιφερειακών ομάδων κινδύνου θα αλλάξει και ο κίνδυνος για την ασφάλεια του εφοδιασμού με φυσικό αέριο θα πρέπει να επανεκτιμηθεί.

Δίκτυο Μεταφοράς και Σημεία Διασύνδεσης:

Δεν υφίσταται.

Σταθμοί συμπίεσης:

Δεν υφίσταται.

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις:

Τον Ιανουάριο του 2017, η Μάλτα ξεκίνησε την προμήθεια φυσικού αερίου χάρη στη νέα πλωτή μονάδα αποθήκευσης (FSU) και την εγκατάσταση αεριοποίησης στη Delimara, η οποία προμηθεύει αέριο σε δύο παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο τερματικός σταθμός έχει συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης LNG 125.000m³, ενώ η μονάδα αεριοποίησης έχει μέγιστη ικανότητα αποστολής 20 GWh/d.

Υπόγεια Αποθήκευση: Δεν υφίσταται.

Πρόσθετα δεδομένα:

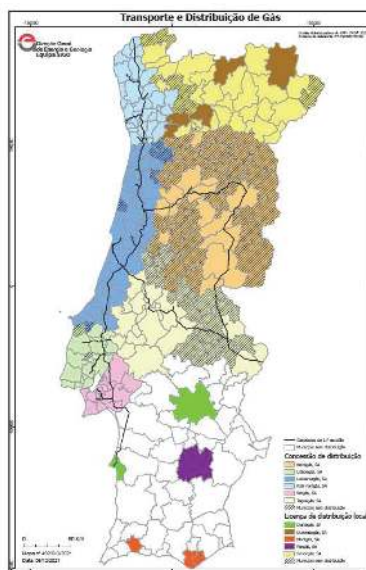
Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται βασικά δεδομένα λειτουργίας του Συστήματος Φυσικού Αερίου για το έτος 2019, όπως αυτά υποβλήθηκαν από την Αρμόδια Αρχή για τις ανάγκες της Κοινής Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

Πίνακας 32: Βασικά δεδομένα λειτουργίας (έτος 2019)

Παραγωγή	Μέγιστη Παραγωγή (GWh/d)	-
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	Εγκατεστημένη δυναμικότητα μονάδων με καύσιμο φ.α. (MWe)	358
Ζήτηση	Συνολική 2019 (GWh)	2
	Καλοκαίρι (1/4-30/9) (GWh)	1.063,8
	Χειμώνας (1/10-31/4) (GWh)	833
	Μέγιστη ημερήσια (GWh/ημέρα)	8,1
	Ελάχιστη ημερήσια (GWh/ημέρα)	0

1.1.2.6 Σύστημα Φυσικού Αερίου Πορτογαλίας

Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Πορτογαλίας παρουσιάζεται στο **Σχήμα 11**.



Σχήμα 11: Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Πορτογαλίας

Δίκτυο Μεταφοράς και Σημεία Διασύνδεσης:

Το Εθνικό Δίκτυο Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (RNTG) αποτελείται από κύριους και διακλαδικούς αγωγούς συνολικού μήκους 1.375 km και 203 σταθμούς αγωγών. Ολόκληρο το δίκτυο λειτουργεί ως ενιαία ζώνη εξισορρόπησης, το οποίο διαχειρίζεται η REN Gasodutos.

Η ραχοκοκαλιά του συστήματος είναι ο κύριος αγωγός που διέρχεται από τα δυτικά της χώρας μεταξύ των Sines και της Valença do Minho, όπου βρίσκονται τα κύρια σημεία κατανάλωσης αερίου, ένας αγωγός που συνδέει την κεντρική ζώνη του συστήματος στην περιοχή Leiria - Pombal με τα ανατολικά σύνορα με την Ισπανία, 2 γραμμές που συνδέουν την περιοχή της Beira και διάφορους κλάδους, συμπεριλαμβανομένου αυτού που συνδέει την περιοχή της Λισσαβόνας και με μια σύνδεση προς την υπόγεια αποθήκη του Carrízo.

Τα κύρια σημεία εισόδου στο δίκτυο περιλαμβάνουν τη σύνδεση του τερματικού σταθμού LNG Sines, το σημείο σύνδεσης με την υπόγεια εγκατάσταση αποθήκευσης Carrízo και την σύνδεση αντίστροφης ροής με το ισπανικό δίκτυο φυσικού αερίου υψηλής πίεσης.

Σταθμοί συμπίεσης:

Δεν υφίστανται.

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις:

Ο τερματικός σταθμός Sines LNG διαθέτει τρεις δεξαμενές με συνδυασμένη χωρητικότητα αποθήκευσης 390.000 m³. Η ικανότητα αεριοποίησης είναι 321 GWh/ημέρα, αλλά περιορίζεται από την ικανότητα λήψης του αγωγού σε 229 GWh/ημέρα.

Υπόγεια Αποθήκευση:

Η Πορτογαλία διαθέτει μία υπόγεια εγκατάσταση αποθήκευσης αερίου. Η υπόγεια αποθήκευση αερίου Carrigo διαθέτει μέγιστο όγκο (working volume) 3.839 GWh (322.600 m³) αερίου. Έχει ονομαστική ικανότητα απόληψης 71 GWh/d για χωρητικότητα αποθήκευσης μικρότερη από 60% και 129 GWh/d για χωρητικότητα αποθήκευσης μεγαλύτερη από 60%, και ικανότητα έγχυσης έως 24 GWh/ημέρα.

Πρόσθετα δεδομένα:

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται βασικά δεδομένα λειτουργίας του Συστήματος Φυσικού Αερίου για το έτος 2019, όπως αυτά υποβλήθηκαν από την Αρμόδια Αρχή για τις ανάγκες της Κοινής Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

Πίνακας 33: Βασικά δεδομένα λειτουργίας (έτος 2019)

Παραγωγή	Μέγιστη Παραγωγή (GWh/d)	-
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	Εγκατεστημένη δυναμικότητα μονάδων με καύσιμο φ.α. (MWe)	3.829
Ζήτηση	Συνολική 2019 (GWh)	67.949
	Καλοκαίρι (1/4-30/9) (GWh)	34.581
	Χειμώνας (1/10-31/4) (GWh)	34.069
	Μέγιστη ημερήσια (GWh/ημέρα)	243
	Ελάχιστη ημερήσια (GWh/ημέρα)	80

1.1.2.7 Σύστημα Φυσικού Αερίου Σλοβενίας

Τα στοιχεία του παρόντος Κεφαλαίου λαμβάνονται και από την αναθεωρημένη Κοινή Μελέτη Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» (Ιουν. 2023).

Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Σλοβενίας παρουσιάζεται στο **Σχήμα 12**.

**Σχήμα 12:** Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Σλοβενίας

Δίκτυο Μεταφοράς και Σημεία Διασύνδεσης:

Το δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου της Σλοβενίας αποτελείται από 1.195 χιλιόμετρα αγωγών, 25 σταθμούς μέτρησης-ελέγχου και άλλους σταθμούς με περίπου 330 σημεία μέτρησης.

Το κύριο τμήμα μετάδοσης του δικτύου περιλαμβάνει:

- Παράλληλοι αγωγοί M1 και M1/1 από Ceršak έως Rogatec,
- Παράλληλοι αγωγοί M2 και M2/1 από Rogatec προς Vodice,
- Αγωγός M4 από τον αγωγό M2 στο Novo Mesto,
- Αγωγός M3 από το Šempeter στη Nova Gorica προς το Vodice.

Το δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου της Σλοβενίας συνδέεται με τα δίκτυα μεταφοράς φυσικού αερίου της Αυστρίας, της Ιταλίας και της Κροατίας σε διασυνδέσεις: Šempeter (Ιταλία), Rogatec (Κροατία) και Ceršak (Αυστρία).

Η συνολική εισαγωγική ικανότητα της Σλοβενίας είναι 175 GWh/ημέρα, ενώ μπορεί να εξάγει έως και 94 GWh/ημέρα.

Σταθμοί συμπίεσης:

Το σύστημα αερίου της Σλοβενίας διαθέτει δύο σταθμούς συμπίεσης: Kidričevo και Ajdonščina.

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις:

Δεν υφίστανται.

Υπόγεια Αποθήκευση:

Δεν υφίσταται.

Πρόσθετα δεδομένα:

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται βασικά δεδομένα λειτουργίας του συστήματος ΦΑ για το έτος 2021, όπως αυτά υποβλήθηκαν από την Αρμόδια Αρχή για τις ανάγκες της Κοινής Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

Σημειώνεται ότι φυσικό αέριο για ηλεκτροπαραγωγή χρησιμοποιείται μόνο σε περιόδους αιχμής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Στη μεγαλύτερη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής χρησιμοποιήθηκε το 2021 ποσότητα αερίου μόλις 4,63mcm.

Πίνακας 34: Βασικά δεδομένα λειτουργίας 2021 (πηγή: Κοινή Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», Ιουν. 2023)

Παραγωγή	Μέγιστη Παραγωγή (GWh/d)	-
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	Εγκατεστημένη δυναμικότητα μονάδων με καύσιμο φ.α. (Mwe)	434
Ζήτηση	Συνολική 2021 (GWh)	10.130

	Μη οικιακοί καταναλωτές (GWh)	8.200
	Οικιακοί καταναλωτές (GWh)	1.131
	Προστατευόμενοι καταναλωτές (GWh)	1.950
	Μέγιστη Παραγωγή (GWh/d)	-

1.1.2.8 Σύστημα Φυσικού Αερίου Ισπανίας

Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Ισπανίας παρουσιάζεται στο **Σχήμα 13**.



Σχήμα 13: Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Ισπανίας

Δίκτυο Μεταφοράς και Σημεία Διασύνδεσης:

Το σύστημα μεταφοράς της Ισπανίας έχει περίπου 13.361 km αγωγών φυσικού αερίου, που ανήκουν στην Enagás Transporte, τον κύριο ΔΣΜ του ισπανικού συστήματος φυσικού αερίου, και στη Reganosa, η οποία κατέχει 130 Km του δικτύου μεταφορών.

Το ισπανικό δίκτυο φυσικού αερίου συνδέεται με την Αλγερία, το Μαρόκο, την Πορτογαλία και τη Γαλλία.

Το αλγερινό αέριο μπορεί να εισαχθεί μέσω δύο μη αμφίδρομων σημείων διασύνδεσης:

- Αγωγός Μαγκρέμπ-Ευρώπη (σημείο εισόδου: Tarifa), μέσω Μαρόκου.
- Αγωγός Medgaz (σημείο εισόδου: Αλμερία).

Οι διασυνδέσεις με τη Γαλλία είναι οι VIP PIRINEOS (Larrau and Irún) και την Πορτογαλία VIP IBERICO (Αμφίδρομη Badajoz και Tuy).

Η συνολική εισαγωγική ικανότητα της Ισπανίας μέσω αγωγού είναι 1.087 GWh/ημέρα, ενώ η Ισπανία μπορεί να εξαγάγει έως και 401 GWh/ημέρα.

Σταθμοί συμπίεσης:

Το ισπανικό σύστημα αερίου διαθέτει 19 σταθμούς συμπίεσης.

ΥΦΑ (LNG) εγκαταστάσεις:

Η Ισπανία έχει τη μεγαλύτερη δυναμικότητα επαναεριοποίησης LNG στην Ευρωπαϊκή Ένωση με έξι μονάδες αεριοποίησης σε λειτουργία στην: Barcelona, Cartagena, Huelva, BBG, Sagunto και Reganosa (ιδιοκτησία της REGANOSA, πιστοποιημένη ως Διαχειριστής).

Έχουν συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης LNG 3.308.680 m³ και ικανότητα επαναεριοποίησης 1.910 GWh/d.

Υπόγεια Αποθήκευση:

Η Ισπανία διαθέτει τέσσερις υπόγειες εγκαταστάσεις αποθήκευσης αερίου. Έχουν συνδυασμένη ικανότητα λειτουργίας αερίου 35.342 TWh, συνολική ικανότητα έγχυσης 127 GWh/d και ικανότητα απόλυσης 239 GWh/d.

Τρεις εγκαταστάσεις αποθήκευσης είναι εξαντλημένα κοιτάσματα φυσικού αερίου: Gaviota (υπεράκτια, Χώρα των Βάσκων), Serrablo (Huesca) και Marismas (Huelva).

Πρόσθετα δεδομένα:

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται βασικά δεδομένα λειτουργίας του Συστήματος Φυσικού Αερίου για το έτος 2019, όπως αυτά υποβλήθηκαν από την Αρμόδια Αρχή για τις ανάγκες της Κοινής Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

Πίνακας 35: Βασικά δεδομένα λειτουργίας (έτος 2019)

Παραγωγή	Μέγιστη Παραγωγή (GWh/d)	6
Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας	Εγκατεστημένη δυναμικότητα μονάδων με καύσιμο φ.α. (MW _e)	30.012
Ζήτηση	Συνολική 2019 (GWh)	394.012
	Καλοκαίρι (1/4-30/9) (GWh)	190.006
	Χειμώνας (1/10-31/4) (GWh)	205.418
	Μέγιστη ημερήσια (GWh/ημέρα)	1637
	Ελάχιστη ημερήσια (GWh/ημέρα)	714

1.1.3 Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»

Το παρόν κεφάλαιο παρουσιάζει στοιχεία τα οποία περιλαμβάνονται στη σχετική Κοινή Μελέτη Επικινδυνότητας (2023).

Η Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία» αποτελείται από τις εξής χώρες: Αυστρία, Βουλγαρία, Κροατία, Τσεχία, Γερμανία, Ελλάδα, Ουγγαρία, Ιταλία, Λουξεμβούργο, Πολωνία, Ρουμανία, Σλοβενία, Σλοβακία και Σουηδία.

Οι παραπάνω χώρες απεικονίζονται στο **Σχήμα 14**.



Σχήμα 14: Οι χώρες που απαρτίζουν την Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»

Παρακάτω ακολουθεί περιγραφή του συστήματος ΦΑ για κάθε κράτος μέλος της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία». Η αναλυτική περιγραφή του συστήματος ΦΑ της Ελλάδας, που συμμετέχει στην Ομάδα αυτή, περιλαμβάνεται σε επόμενο Κεφάλαιο.

1.1.3.1 Σύστημα Φυσικού Αερίου για την Αυστρία

Βλ. Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

1.1.3.2 Σύστημα Φυσικού Αερίου για τη Βουλγαρία

Βλ. «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου

1.1.3.3 Σύστημα Φυσικού Αερίου για την Κροατία

Βλ. Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

1.1.3.4 Σύστημα Φυσικού Αερίου για την Τσεχία

Το σύστημα μεταφοράς της Τσεχίας (**Σχήμα 15**) αποτελείται από αγωγούς με συνολικό μήκος 2.637 χιλιομέτρων. Επιπροσθέτως, υπάρχει ακόμα ένα εθνικό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου με μήκος αγωγών 1.181 χιλιόμετρα (km).



Σχήμα 15: Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Τσεχίας

Στο σύστημα μεταφοράς υπάρχουν τρία διασυνοριακά σημεία διασυνδέσεων με τη Γερμανία (Hora Svaté Kateřiny, Brandon, Waidhaus), ένα με την Πολωνία (Cieszyn), ένα με τη Σλοβακία (Lanžhot) και ένα σημείο Εισόδου από τη Γερμανία (Olbernhau). Οι εγκαταστάσεις αποθήκευσης βρίσκονται σε οκτώ τοποθεσίες (Tvrdoňice, Dolní Dvůr, Štamberk, Lobodice, Třanovice, Háj, Uhřetice, Dambořice) με συνολικό όγκο αποθήκευσης τα 35,99 TWh.

Το 2021 η συνολική κατανάλωση ήταν 100,77 TWh, ενώ η εγχώρια παραγωγή ανήλθε σε 2,17 TWh.

1.1.3.5 Σύστημα Φυσικού Αερίου για την Γερμανία

Το σύστημα μεταφοράς της Γερμανίας (**Σχήμα 16**) έχει συνολικό μήκος 38.000 χιλιομέτρων, το οποίο χωρίζεται σε δύο κύριες περιοχές, μία που διακινεί ΦΑ τύπου L-Gas και η άλλη που διακινεί ΦΑ τύπου H-Gas. Διαθέτει περισσότερους από 25 σταθμούς συμπίεσης και διασυνδέεται με τα συστήματα γειτονικών χωρών μέσω ενός μεγάλου αριθμού (>25) διασυνοριακών σημείων διασύνδεσης.

Το σύστημα αποθήκευσης ΦΑ αποτελείται από 37 εγκαταστάσεις με συνολική αποθηκευμένη ποσότητα 274,72 TWh (από τα οποία τα 251,86 είναι αποκλειστικά για τύπου H-Gas).

Εκτός από τις πέντε πλωτές μονάδες αποθήκευσης και επαναεριοποίησης (FSRU) που έχουν ναυλωθεί επί του παρόντος από την ομοσπονδιακή κυβέρνηση και οι οποίες θα αναπτυχθούν άμεσα (οι μονάδες RWE και Uniper έχουν προγραμματιστεί να τεθούν σε λειτουργία ήδη από το χειμώνα 2022/2023), υπάρχουν προγραμματίζεται συμμετοχή του ιδιωτικού τομέα στον σχεδιασμό και εγκατάσταση τόσο χερσαίων όσο και πλωτών τερματικών σταθμών.

Η εγχώρια παραγωγή για το έτος 2021 ανήλθε σε 47,78 TWh έναντι της εγχώριας κατανάλωσης, που ανήλθε περίπου στα 995,17 TWh.



Σχήμα 16: Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Γερμανίας

1.1.3.6 Σύστημα Φυσικού Αερίου για την Ουγγαρία

Βλ. «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου

1.1.3.7 Σύστημα Φυσικού Αερίου για την Ιταλία

Βλ. Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

1.1.3.8 Σύστημα Φυσικού Αερίου για το Λουξεμβούργο

Το σύστημα μεταφοράς του Λουξεμβούργου διαθέτει αγωγούς μεταφοράς υψηλής πίεσης με συνολικό μήκος 277,2 km. Η υποδομή του συστήματος μεταφοράς ανήκει σε και λειτουργεί από την τοπική εταιρία Creos. Ο εφοδιασμός του Λουξεμβούργου με ΦΑ διασφαλίζεται κυρίως μέσω τριών (3) σημείων εισόδου, δύο (2) από το Βέλγιο και ένα (1) από τη Γερμανία. Τα δύο σημεία εισόδου από το Βέλγιο εξασφαλίζουν συνολική τεχνική δυναμικότητα της τάξης των 180.000 Nm³/ώρα. Η τεχνική δυναμικότητα του σημείου εισόδου με τη Γερμανία περιορίζεται στα 31 GWh/h, ενώ η ελάχιστη παροχή θα πρέπει να είναι στα 90.000 Nm³/ώρα, ώστε να ικανοποιείται ο κανόνας υποδομής N-1.

Η συνολική τεχνική δυναμικότητα του συστήματος μεταφοράς ανέρχεται στα 330.000 Nm³/ώρα.

Το σύστημα μεταφοράς μεταφέρει το ΦΑ σε 62 υποσταθμούς μείωσης της πίεσης (ώστε να εισαχθεί στο σύστημα διανομής και από εκεί στους οικιακούς πελάτες).

Επί του παρόντος δεν υπάρχει δυνατότητα διαμετακόμισης λόγω λειτουργικών περιορισμών. Επίσης δεν υπάρχει άλλη τροφοδοσία ή εγκατάσταση αποθήκευσης που να συνδέεται με το σύστημα μεταφοράς.

Η μεγαλύτερη αιχμή του συστήματος (η μέγιστη ζήτηση σε ΦΑ), που έχει καταγραφεί την τελευταία δεκαετία, έλαβε χώρα το 2012 και ανήλθε στα 296.550 Nm³/ώρα. Ωστόσο, λόγω της απόσυρσης του σταθμού παραγωγής συνδυασμένου κύκλου (CCGT - Combined Cycle Gas Turbine), τον Ιούλιο του 2016, ο οποίος είχε τεχνική δυναμικότητα 375MWe, η αιχμή του συστήματος μειώθηκε σημαντικά στα 196.003 Nm³/ώρα το 2021.

Εξαιτίας των απαιτήσεων της αγοράς του Λουξεμβούργου καθώς και της απόσυρσης του σταθμού παραγωγής συνδυασμένου κύκλου (CCGT), μεγαλύτερη ποσότητα Φυσικού Αερίου προέρχεται από το Βέλγιο παρά από τη Γερμανία.

Το 2021 η συνολική ζήτηση αερίου στη χώρα ήταν 8,71 TWh, η οποία κατά 31% χρησιμοποιήθηκε από οικιακούς καταναλωτές, 38% από επιχειρήσεις, 25% από τη βιομηχανία και 6% για ηλεκτρική ενέργεια και θέρμανση (CHP plants).

1.1.3.9 Σύστημα Φυσικού Αερίου για την Πολωνία

Το σύστημα μεταφοράς της Πολωνίας (**Σχήμα 17**) διαθέτει αγωγούς μεταφοράς πίεσης με συνολικό μήκος 11.394 km. Επιπρόσθετα, υπάρχει ο αγωγός Yamal-Europe με συνολικό μήκος 684 χιλιομέτρων.



Σχήμα 17: Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Πολωνίας

Το σύστημα μεταφοράς της Πολωνίας είναι ιστορικά εξαρτημένο από την προμήθεια ΦΑ εξ ανατολής. Υπάρχουν επτά (7) κύρια σημεία εισόδου με το σύστημα μεταφοράς και βρίσκονται στις τοποθεσίες: GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (πρώην Drozdowicze - Ουκρανία), Lwówek και Włocławek (επί του αγωγού Yamal-Europe), GCP GAZ-SYSTEM/Ontras (με τη Γερμανία), Cieszyń (με την Τσεχία), Vgrava (με τη Σλοβακία), Santaka (με τη Λιθουανία), FAXE (με τη Δανία – Baltic Pipe).

Από το Ιούνιο του έτους 2016 και μετά το σύστημα μεταφοράς της Πολωνίας έχει τη δυνατότητα προμήθειας ΦΑ από την εγκατάσταση ΥΦΑ που βρίσκεται στο Świnoujście (με δυναμικότητα 7,2 bcm/year).

Το πολωνικό σύστημα φυσικού αερίου διαθέτει 7 υπόγειες αποθήκες ΦΑ συνολικού όγκου (working volume) 3,231 bcm. Η εγχώρια παραγωγή ανήλθε το 2021 σε 4 bcm, ενώ η συνολική κατανάλωση ΦΑ στα 20,8 bcm.

1.1.3.10 Σύστημα Φυσικού Αερίου για τη Ρουμανία

Βλ. «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου

1.1.3.11 Σύστημα Φυσικού Αερίου για τη Σλοβακία

Το Σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου της Σλοβακίας (**Σχήμα 18**) έχει συνολικό μήκος 2.270 km και διαθέτει πέντε (5) σταθμούς συμπίεσης που βρίσκονται στα Veľké Karušany, Jablonov nad Turňou, Veľké Zlievce και Ivanka pri Nitre και Lakšárska Nová Ves. Η συνολική δυναμικότητα του συστήματος μεταφοράς είναι μεγαλύτερη των 90 bcm ανά έτος. Το ΦΑ μεταφέρεται από το δίκτυο μεταφοράς στα δίκτυα διανομής και από εκεί στους τελικούς καταναλωτές. Στις 30 Νοεμβρίου του 2011 ολοκληρώθηκαν τα μέτρα που επιτρέπουν την αντίστροφη ροή εντός του δικτύου μεταφοράς στη Σλοβακία. Με αυτό τον τρόπο, είναι δυνατή η μεταφορά μεταξύ ανατολικής και δυτικής περιοχής της Σλοβακίας της ποσότητας αερίου που είναι απαραίτητη κατά τη μεγαλύτερη αιχμή της κατανάλωσης, η οποία στη Σλοβακία παρατηρείται κατά τους χειμερινούς μήνες.

Τα σημεία διασύνδεσης της Σλοβακίας με γειτονικές χώρες είναι με την Αυστρία στο σημείο διασυνοριακό σημείο Baumgarten, την Τσεχία στο διασυνοριακό σημείο Lanžhot, την Ουγγαρία στο διασυνοριακό σημείο Veľké Zlievce και την Ουκρανία στα διασυνοριακά σημεία Veľké Karušany και Budince. Συγκεκριμένα, η διασύνδεση με την Τσεχία πραγματοποιήθηκε από το 2009 και με την Αυστρία από το 2010, ώστε να είναι προετοιμασμένη η Σλοβακία σε περίπτωση κρίσης και να εξασφαλίσει την φυσική ανάστροφη ροή φυσικού αερίου προς τη Σλοβακία. Τον Νοέμβριο του 2022 ξεκίνησε την εμπορική της λειτουργία η διασύνδεση Σλοβακίας – Πολωνίας.



Σχήμα 18: Το Σύστημα Φυσικού Αερίου της Σλοβακίας

Η Σλοβακία διαθέτει εντός της επικράτειας της υπόγειες κοιλότητες διαφορετικών γεωλογικών σχηματισμών, οι οποίες είναι οι κατάλληλες για την κατασκευή υπογείων εγκαταστάσεων αποθήκευσης ΦΑ. Στην παρούσα κατάσταση, υπάρχουν δυο εταιρείες ενεργές στην αγορά που διαχειρίζονται το σύστημα αποθήκευσης ΦΑ, η NAFTA με έδρα στη Bratislava και η POZAGAS με έδρα στο Malacky. Η συνολική χωρητικότητα αποθήκευσης στη Σλοβακία ανέρχεται στα 3,66 bcm, ποσότητα που αντιπροσωπεύει παραπάνω από το 65% (με βάση στοιχεία έτους 2021) της τελικής ετήσιας κατανάλωσης.

Το 2021 η συνολική κατανάλωση ήταν 58,81 TWh, ενώ η εγχώρια παραγωγή ανήλθε σε 0,63 TWh. Το ποσοστό του φυσικού αερίου που χρησιμοποιήθηκε για ηλεκτροπαραγωγή ήταν 15%.

1.1.3.12 Σύστημα Φυσικού Αερίου για τη Σλοβενία

Βλ. Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

1.1.3.13 Σύστημα Φυσικού Αερίου για τη Σουηδία

Το Σύστημα φυσικού αερίου της Σουηδίας αποτελείται από 620km αγωγών μεταφοράς και περίπου 2.700 αγωγών δικτύου διανομής. Το σύστημα μεταφοράς ξεκινά από το Dragør στη Δανία, διασχίζει το στενό Öresund μέσω του αγωγού Öresund στο Klagshamn νότια του Malmö, από όπου ο αγωγός κορμού κατευθύνεται βόρεια προς το Stenungsund. Η τεχνική ικανότητα της γραμμής κορμού Öresund είναι 8,6 mcm/d και η τεχνική ικανότητα του σημείου εισόδου του Dragør (στη Δανία) είναι 8,6 mcm/d. Η ροή φυσικού αερίου στον αγωγό Öresund είναι μονόδρομη από τη Δανία στη Σουηδία. Η Σουηδία δεν διαθέτει παραγωγή φυσικού αερίου ή σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης φυσικού αερίου.

Η σουηδική αγορά φυσικού αερίου είναι σχετικά μικρή σε σύγκριση με άλλες ευρωπαϊκές αγορές. Κατά το έτος 2021 η τελική κατανάλωση φυσικού αερίου στο σουηδικό σύστημα φυσικού αερίου ήταν 8.097 GWh και αντιστοιχεί περίπου στο 2% της συνολικής ζήτησης ενέργειας στη Σουηδία.

Η μέγιστη ζήτηση φυσικού αερίου στη Σουηδία εκτιμάται ότι είναι 7,2 MNm³/ημέρα. Οι οικιακοί καταναλωτές χρησιμοποιούν περίπου το 2% του αερίου. Οι βιομηχανίες ή άλλες παρόμοιες δραστηριότητες (συμπεριλαμβανομένης της τηλεθέρμανσης και των μεταφορών) είναι οι κύριοι καταναλωτές.

1.1.3.14 Πρόσθετα στοιχεία της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία»

α) Βασικές τιμές κατανάλωσης φυσικού αερίου

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται η συνολική κατανάλωση αερίου για κάθε χώρα της Ομάδας Κινδύνου (έτος 2022).

Πίνακας 36: Κατανάλωση αερίου ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» το έτος 2022

Χώρα	Συνολική κατανάλωση (TWh)
Αυστρία	89,9
Βουλγαρία	33,22
Κροατία	31,7
Τσεχία	100,77

Γερμανία	995,17
Ελλάδα	*
Ουγγαρία	117,83
Ιταλία	724,49
Λουξεμβούργο	8,71
Πολωνία	203,2
Ρουμανία	129,33
Σλοβακία	58,81
Σλοβενία	10,13
Σουηδία	8,097

β) Λειτουργία συστήματος φυσικού αερίου

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η συνολική τεχνική δυναμικότητα των σημείων διασύνδεσης για κάθε χώρα της Ομάδας Κινδύνου.

Πίνακας 37: Συνολική τεχνική δυναμικότητα σημείων διασύνδεσης ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», για το έτος 2022

Σημεία διασύνδεσης ανά Κράτος – Μέλος Ομάδας Κινδύνου	Τεχνική δυναμικότητα (M Sm^3 /d)	
	Είσοδος	Έξοδος
Αυστρία	270,5	210,7
Βουλγαρία	149,1	116,1
Κροατία	12,24	1,2
Τσεχία	537,1	318,3
Ελλάδα	*	*
Ουγγαρία	154,9	57,6
Ιταλία	298,4	46
Λουξεμβούργο	6,48	
Πολωνία	158,9	97,8
Ρουμανία	230,95	88,44
Σλοβακία	302,8	229,3
Σλοβενία	175,4	94,16

*Τα στοιχεία δίνονται στα επόμενα κεφάλαια

γ) Εγκαταστάσεις αεριοποίησης ΥΦΑ

Πίνακας 38: Τεχνική δυναμικότητα αεριοποίησης ΥΦΑ ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», για το έτος 2022

Κράτος – Μέλος Ομάδας Κινδύνου	Τεχνική δυναμικότητα αεριοποίησης ΥΦΑ (MSm ³ /d)
Ελλάδα	*
Ιταλία	71,9
Πολωνία	14,4

*Τα στοιχεία δίνονται στα επόμενα κεφάλαια

δ) Σημαντικές εγκαταστάσεις αποθήκευσης

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η ικανότητα αποθήκευσης ΦΑ ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», για το έτος 2022.

Πίνακας 39: Αποθηκευτική ικανότητα φυσικού αερίου ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» για το έτος 2022

Κράτος – Μέλος Ομάδας Κινδύνου	Συνολική δυναμικότητα αποθήκευσης (GSm ³)	Δυναμικότητα Απόληψης (MSm ³ /d)
Αυστρία	8,8	100,5
Βουλγαρία		3,1
Κροατία	0,43	0,532
Τσεχία	3,121	56,2
Γερμανία	25,339	612,4
Ελλάδα	-	-
Ουγγαρία	4,67	78,6
Ιταλία	17,48	256,65
Λουξεμβούργο		
Πολωνία	3,15	51,5
Ρουμανία	4,14	31,6
Σλοβακία	3,67	46,35

ε) Εγχώρια παραγωγή

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζεται η εγχώρια παραγωγή ΦΑ ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία», για το έτος 2021.

Πίνακας 40: Εγχώρια παραγωγή φυσικού αερίου, ανά Κ-Μ της Ομάδας Κινδύνου «Ουκρανία» για το έτος 2021

Κράτος – Μέλος Ομάδας Κινδύνου	Εγχώρια παραγωγή 2021 (TWh)
Αυστρία	7,3

Βουλγαρία	0,23
Κροατία	8,08
Τσεχία	2,17
Γερμανία	47,78
Ελλάδα	
Ουγγαρία	
Ιταλία	35,05
Λουξεμβούργο	
Πολωνία	
Ρουμανία	93,52
Σλοβακία	0,63
Σλοβενία	

1.1.4 Ομάδα Κινδύνου «Κασπία»

Η Ομάδα Κινδύνου «Κασπία» αποτελείται από τις εξής χώρες: Αυστρία, Βουλγαρία, Ελλάδα, Ιταλία, Κροατία, Μάλτα, Ουγγαρία, Ρουμανία, Σλοβενία και Σλοβακία.

Σημειώνεται ότι η Μάλτα εξαιρέθηκε από τις αναλύσεις καθώς δεν παρουσιάζει καμία ευπάθεια στις πηγές κινδύνου που αναλύονται στα εξεταζόμενα σενάρια κρίσης.

1.1.4.1 Συστήματα Φυσικού Αερίου για την Ομάδα Κινδύνου

Παρουσιάζονται στις προηγούμενες Ομάδες Κινδύνου.

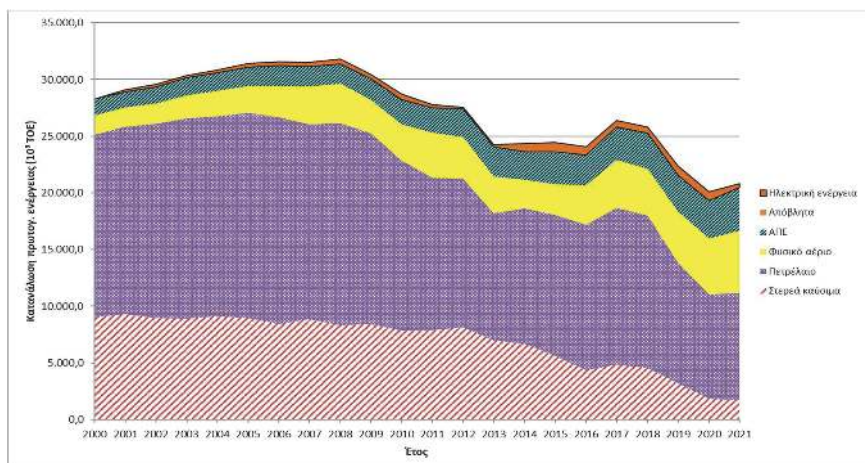
1.2 Εθνικό Σύστημα και Αγορά Φυσικού Αερίου

1.2.1 Ζήτηση φυσικού αερίου

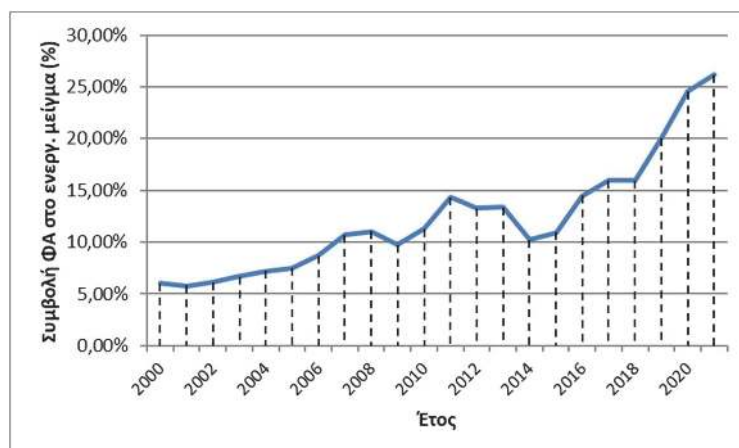
1.2.1.1 Ιστορικά δεδομένα εξέλιξης ζήτησης

Το ΦΑ αποτελεί σημαντική πηγή πρωτογενούς ενέργειας για τη Χώρα. Στο **Σχήμα 19** παρουσιάζεται η εξέλιξη της κατανάλωσης φυσικού αερίου στην Ελλάδα για τα έτη 2000-2021, σε σχέση με αυτή των υπόλοιπων πηγών (πηγή: *Ευρωπαϊκή Στατιστική Υπηρεσία*).

Όπως αποτυπώνεται στο **Σχήμα 20**, η συμμετοχή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μείγμα της χώρας ήταν έντονα αυξητική μέχρι το 2008 και μετά από σύντομη πτωτική πορεία τα έτη 2009 και 2010 ανήλθε στο υψηλό του 14,3% το 2011. Τη σημαντική πτώση που παρατηρήθηκε την επόμενη τετραετία (2012 – 2015) ακολούθησε η ραγδαία αύξηση τα έτη 2015 έως 2021, κυρίως λόγω της αυξημένης συμμετοχής του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή.



Σχήμα 19: Εξέλιξη κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας στην Ελλάδα 2000 – 2021 (πηγή: Ευρωπαϊκή Στατιστική Υπηρεσία)



Σχήμα 20: Εξέλιξη συμμετοχής φυσικού αερίου στην κατανάλωση πρωτογενούς ενέργειας στην Ελλάδα τα έτη 2000 – 2021 (πηγή: Ευρωπαϊκή Στατιστική Υπηρεσία)

Κατά το έτος 2011, η ζήτηση φυσικού αερίου παρουσίασε σημαντική αύξηση και ανήλθε στο έως τότε μέγιστο επίπεδο των 4.502 εκ. Nm³. Στη συνέχεια όμως λόγω μιας σειράς παραγόντων, όπως η διαρκώς επιδεινούμενη οικονομική κρίση και η αλλαγή στις συνθήκες λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας οδήγησαν εκ νέου σε σημαντική μείωση της ετήσιας ζήτησης, φθάνοντας το έτος 2014 τα 2.769 εκ. Nm³.

Η πτωτική αυτή πορεία ανακόπτεται το έτος 2015 και ακολουθεί ραγδαία αύξηση μέχρι το έτος 2021 όποτε καταγράφεται η μέγιστη τιμή της (6.094 εκ. Nm³), ως αποτέλεσμα της αύξησης της διείσδυσης στα αστικά κέντρα και της αυξημένης συμμετοχής του φυσικού αερίου στην ηλεκτροπαραγωγή. Η εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία είχε σημαντικό αντίκτυπο στις προμήθειες φυσικού αερίου στην Ευρώπη και προκάλεσε άμεση αντίδραση της ΕΕ για μείωση της εξάρτησης από το ρωσικό αέριο. Το γεγονός αυτό επηρέασε τις αγορές φυσικού αερίου

σχεδόν όλων των ευρωπαϊκών χωρών δημιουργώντας υψηλή αστάθεια και απότομη αύξηση στις τιμές του φυσικού αερίου. Η αβεβαιότητα στην αγορά λόγω της υψηλής αστάθειας στις τιμές του φυσικού αερίου αποτυπώνεται το 2022 στην χαμηλότερη ζήτηση των καταναλωτών που είναι απευθείας συνδεδεμένοι στο δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου και στα δίκτυα διανομής. Για το ίδιο έτος, στη μείωση της κατανάλωσης φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή συνέδραμε και η υψηλή διείσδυση των ΑΠΕ, η οποία είναι ο βασικός παράγοντας που καθορίζει το μείγμα παραγωγής ενέργειας.

Πιο συγκεκριμένα, στους πέντε πρώτους μήνες (Αύγουστος-Δεκέμβριος) της οκτάμηνης περιόδου μείωσης της κατανάλωσης ορυκτού αερίου (Αύγουστος 2022-Μάρτιος 2023) που έθεσε η Ευρωπαϊκή Ένωση³, σύμφωνα με τα στοιχεία του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, η Ελλάδα βρέθηκε στο -18.2% σε σχέση με τον μέσο όρο πενταετίας, υπερβαίνοντας έτσι τον ευρωπαϊκό στόχο του -15%, και στο -31% σε σχέση με την ίδια περίοδο του 2021. Επιπροσθέτως, στο ίδιο πλαίσιο, η Ελλάδα ήταν λιγότερο εξαρτημένη από το ρωσικό αέριο, κατά το πρώτο δεκάμηνο του 2022, συγκριτικά με τον μέσο όρο της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Πράγματι, κάθε μήνα του έτους 2022, επιτεύχθηκε μείωση στις εισαγωγές ρωσικού αερίου που χρησιμοποιήθηκαν για κάλυψη της εγχώριας κατανάλωσης σε σχέση με τον ίδιο μήνα του 2021, μεγαλύτερη από τον αντίστοιχο ευρωπαϊκό μέσο όρο. Συνεπώς, αθροιστικά μέχρι και τον Οκτώβριο 2022, η Ελλάδα μείωσε τις εισαγωγές ρωσικού αερίου κατά 65,6% σε σχέση με την ίδια περίοδο του 2021, ενώ ο αντίστοιχος μέσος όρος της ΕΕ-27 ήταν 24,2%.

Βάσει των απολογιστικών στοιχείων του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, προέκυψε μείωση της εγχώριας κατανάλωσης φυσικού αερίου κατά το έτος 2022 σε σχέση με το 2021, ήτοι από 69,9 TWh στις 56,5 TWh, ενώ η συνολική ζήτηση (εγχώρια κατανάλωση & εξαγωγές) φυσικού αερίου αυξήθηκε κατά 11,1%, φθάνοντας το 2022 τις 86,18 TWh από 77,56 TWh το 2021. Είναι αξιοσημείωτο ότι, το 34,27% της συνολικής ζήτησης για το 2022 αφορούσε σε εξαγωγές φυσικού αερίου, κυρίως προς τη Βουλγαρία από το σημείο διασύνδεσης στο Σιδηρόκαστρο, ενώ μικρότερες ποσότητες φυσικού αερίου εξήχθησαν και προς την Ιταλία μέσω του αγωγού TAP από τη Νέα Μεσημβρία. Οι εισαγωγές φυσικού αερίου το 2022 ανήλθαν σε 86,16 TWh, με τις μεγαλύτερες ποσότητες να εισέρχονται στη χώρα από τον Τερματικό Σταθμό LNG της Ρεβυθούσας, που κάλυψε ποσοστό 44,2% των εισαγωγών, καταγράφοντας σημαντική αύξηση σε σχέση με την περασμένη χρονιά. Στη δεύτερη θέση βρέθηκε το σημείο εισόδου Σιδηρόκαστρου που κάλυψε ποσοστό 34,34% των εισαγωγών (29,59 TWh), ενώ ακολούθησε το σημείο εισόδου στη Νέα Μεσημβρία, το οποίο, μέσω του αγωγού TAP, κάλυψε το 18,64% των εισαγωγών (16,06 TWh). Οι Κήποι Έβρου κάλυψαν το 2,82% των εισαγωγών (2,43 TWh).

Αναφορικά με το έτος 2023, σύμφωνα με τα επίσημα στοιχεία του Διαχειριστή⁴, κατά το πρώτο εξάμηνο του 2023, η εγχώρια κατανάλωση φυσικού αερίου μειώθηκε κατά 21,74%, αγγίζοντας τις 23,72 TWh, από 30,31 TWh στην αντίστοιχη περσινή περίοδο. Οι εξαγωγές ανήλθαν σε περίπου 9,9 TWh, καταγράφοντας αύξηση κατά 15,03% σε σχέση με πέρσι. Ο

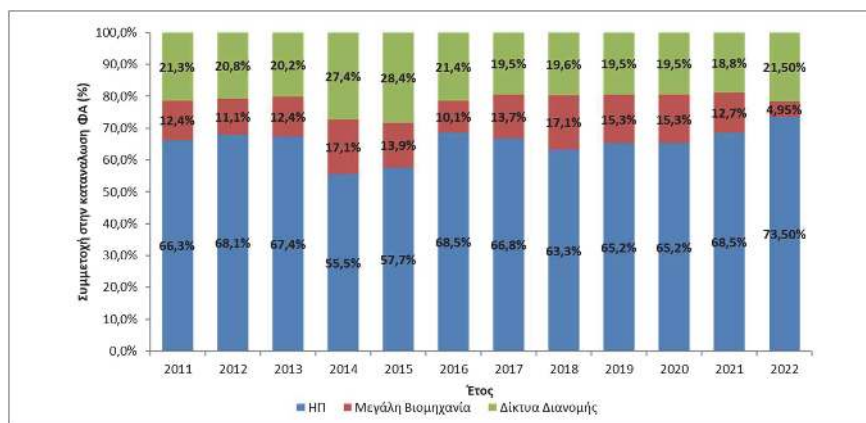
³ Ευρωπαϊκή υποχρέωση μείωσης κατανάλωσης αερίου την περίοδο Αυγούστου 2022-Μαρτίου 2023 κατά 15% σε σύγκριση με τον μέσο όρο της ίδιας περιόδου της προηγούμενης πενταετίας ή του 2021 εάν τότε είχε σημειωθεί αύξηση της κατανάλωσης μεγαλύτερη από 8%, εξαίρεση για την οποία ικανοποιεί τις προϋποθέσεις η Ελλάδα.

⁴ <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-a-ejamhno-toy-2023>

Τερματικός Σταθμός της Ρεβυθούσας (σημείο εισόδου Αγίας Τριάδας) αποτελεί την κύρια πύλη εισόδου φυσικού αερίου της χώρας στο συγκεκριμένο διάστημα, ακολουθούμενος από το σημείο εισόδου του Σιδηροκάστρου, του οποίου οι ροές σχεδόν υποδιπλασιάστηκαν συγκριτικά με την ίδια περίοδο του περασμένου έτους.

1.2.1.2 Ζήτηση ανά τομέα

Στο **Σχήμα 21** παρουσιάζεται η ζήτηση ανά τομέα κατανάλωσης, ως ποσοστό της συνολικής ζήτησης για τα έτη 2011 - 2022, περιλαμβανομένου του αερίου λειτουργίας (πηγή: ΔΕΣΦΑ⁵).



Σχήμα 21: Ζήτηση ανά κατηγορία καταναλωτών για τα έτη 2013 - 2022 (πηγή: ΔΕΣΦΑ)

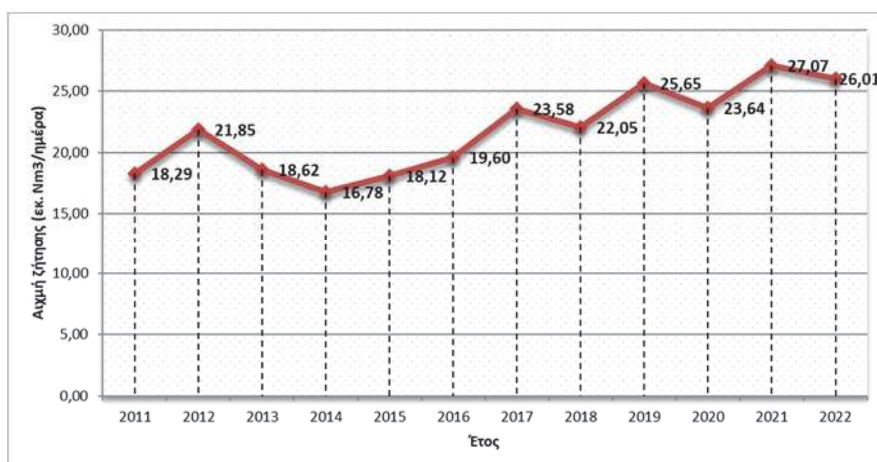
Το μεγαλύτερο ποσοστό φυσικού αερίου που καταναλώθηκε κατά τη διάρκεια των προηγούμενων ετών, αξιοποιήθηκε για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τις θερμικές μονάδες της ΔΕΗ και των ιδιωτών ηλεκτροπαραγωγών. Έτσι, κατά τη διάρκεια του έτους 2013 περίπου τα δύο τρίτα της ετήσιας ποσότητας φυσικού αερίου που εισήχθη στη χώρα καταναλώθηκε για ηλεκτροπαραγωγή, ενώ βιομηχανικοί καταναλωτές και εταιρείες παροχής φυσικού αερίου μοιράστηκαν σχεδόν ισόποσα το υπόλοιπο ένα τρίτο της συνολικής κατανάλωσης. Κατά τα έτη 2014 και 2015 παρατηρήθηκε σημαντική πτώση της κατανάλωσης για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με αντίστοιχη αύξηση της συμμετοχής των υπόλοιπων κατηγοριών καταναλωτών. Η πτωτική πορεία αντιστράφηκε τα έτη 2016-17 και έκτοτε παγιώθηκε σε ποσοστό άνω του 60%. Το 2022 το ποσοστό της κατανάλωσης για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανήλθε στο μέγιστο επίπεδο του 73,5% και ακολούθησαν οι οικιακοί καταναλωτές και οι συνδεδεμένες στα δίκτυα διανομής επιχειρήσεις, με ποσοστό 21,50%, καθώς και οι εγχώριες βιομηχανίες, που συνδέονται απευθείας στο σύστημα υψηλής πίεσης του ΔΕΣΦΑ, με ποσοστό 4,95%, επηρεαζόμενες σε μεγάλο βαθμό από τις παρατηρούμενες υψηλές τιμές φυσικού αερίου (η σημαντική μείωση της ζήτησης ΦΑ στη βιομηχανία οφείλεται κατά κύριο λόγο στη σημαντική πτώση της ζήτησης στον τομέα των διυλιστηρίων πετρελαίου,

⁵ <https://www.desfa.gr/press-center/press-releases/stoixeia-desfa-gia-thn-katanalwsh-fysikoy-aerioy-to-2022>

όπου οι δυσμενείς τιμές του φυσικού αερίου έχουν άμεσο αντίκτυπο στη χρήση εναλλακτικών καυσίμων).

1.2.1.3 Αιχμή ζήτησης φυσικού αερίου

Στο παρακάτω Σχήμα παρουσιάζονται ιστορικά στοιχεία που αφορούν στην αιχμή ημερήσιας ζήτησης ΦΑ (εκ. Nm³/ημέρα) για την περίοδο από 01/01/2011 έως 31/12/2022. Η μέγιστη ημερήσια κατανάλωση που έχει παρουσιαστεί στο Σύστημα Μεταφοράς κατά την ως άνω περίοδο είναι 27.078.746 Nm³ και πραγματοποιήθηκε στις 18/01/2021. Οι λόγοι που συνετέλεσαν στην υψηλή αυτή αιχμή ζήτησης σχετίζονται κυρίως με τις δυσμενείς καιρικές συνθήκες που επικρατούσαν και οι οποίες είχαν ως αποτέλεσμα την αύξηση της ζήτησης από όλες τις κατηγορίες των καταναλωτών (ΗΠ, δίκτυα διανομής και βιομηχανία). Για το έτος 2022 η αιχμή ημερήσιας ζήτησης ΦΑ ήταν 26 εκ. Nm³ και πραγματοποιήθηκε στις 27/01/2022.

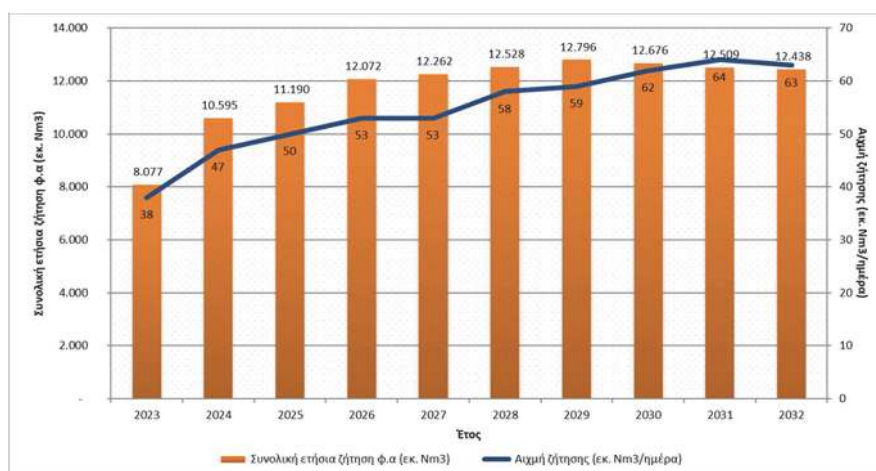


Σχήμα 22: Αιχμή ζήτησης κατά την περίοδο 2011-2022

1.2.1.4 Πρόβλεψη εξέλιξης της ζήτησης

Η ζήτηση αερίου τα επόμενα έτη έως το 2032, σύμφωνα με τις εκτιμήσεις βασικού σεναρίου του ΔΕΣΦΑ, αναμένεται να αυξηθεί, όπως απεικονίζεται στο παρακάτω Σχήμα (πηγή: Demand forecast study 2023-2032- ΔΕΣΦΑ⁶).

⁶ https://www.desfa.gr/userfiles/5fd9503d-e7c5-4ed8-9993-a84700d05071/f_Demand%20Forecast%20Study%202023-2032.pdf



Σχήμα 23: Εκτιμώμενη εξέλιξη ζήτησης (Βασικό σενάριο) (πηγή: ΔΕΣΦΑ – Demand Forecast Study 2023 – 2032)

Η ανωτέρω πρόβλεψη της ζήτησης βασίστηκε στις προβλέψεις της ετήσιας αγοράς φυσικού αερίου, όπως αυτές γνωστοποιούνται από τους Χρήστες του ΕΣΦΑ στο Διαχειριστή, σύμφωνα με το άρθρο 90 του Κεφαλαίου 12 του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ.

1.2.2 Υποδομές και λειτουργία Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου

1.2.2.1 Γενικά στοιχεία

Το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ)⁷ μεταφέρει Φυσικό Αέριο από τα ανάντη Συνδεδεμένα Συστήματα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου της Βουλγαρίας και της Τουρκίας, τον Trans Adriatic Pipeline (TAP) καθώς και από τον τερματικό σταθμό Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ), ο οποίος βρίσκεται εγκατεστημένος στη νήσο Ρεβυθούσα του κόλπου Μεγάρων, σε καταναλωτές συνδεδεμένους με το δίκτυο ΕΣΦΑ στην ηπειρωτική Ελλάδα.

Το Φυσικό Αέριο παραδίδεται από τους Χρήστες Μεταφοράς στα τέσσερα (4) Σημεία Εισόδου του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ) και παραλαμβάνεται από τους Χρήστες Μεταφοράς μέσω σαράντα επτά (47) Σημείων Εξόδου σε όλη την ηπειρωτική Ελλάδα, συμπεριλαμβανομένου του Σημείου Εξόδου Αντίστροφης Ροής «ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟ» μέσω του οποίου επιτυγχάνεται η παράδοση ποσοτήτων Φυσικού Αερίου στο Συνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου της Βουλγαρίας. Το ΕΣΦΑ αποτελείται από:

- Τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς αερίου μήκους 512 χλμ. και διαμέτρου 36" και 30" και τους κλάδους αυτού συνολικού μήκους 953,20 χλμ. (συμπεριλαμβανομένων (α) του υποθαλάσσιου αγωγού διαμέτρου 20" και μήκους 14,20 χλμ. του κλάδου Αλιβερίου και (β) των δύο (2) υποθαλάσσιων αγωγών, εφεδρικός ο ένας του άλλου, διαμέτρου 24" έκαστος και μήκους 620 m και 630 m, που συνδέουν το Σταθμό ΥΦΑ Ρεβυθούσας με την ηπειρωτική χώρα) που συνδέουν διάφορες περιοχές της χώρας με τον κύριο αγωγό,

⁷ Έκθεση Λειτουργίας ΕΣΦΑ (ΔΕΣΦΑ, 2022)

- Τους Μετρητικούς Σταθμούς των Σημείων Εισόδου «ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟ», «ΚΗΠΟΙ», «ΝΕΑ ΜΕΣΗΜΒΡΙΑ» και «ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ» του ΕΣΜΦΑ,
- Το Σταθμό Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (ΥΦΑ) Ρεβυθούσας, ο οποίος συνδέεται με το Σημείο Εισόδου «ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ»,
- Το Σταθμό Συμπύεσης στη Νέα Μεσήμβρια Θεσσαλονίκης,
- Τους Μετρητικούς και Ρυθμιστικούς Σταθμούς Φυσικού Αερίου,
- Τα Κέντρα Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου,
- Τα Κέντρα Λειτουργίας και Συντήρησης του Μετρητικού Σταθμού Συνόρων Σιδηροκάστρου, Ανατολικής Ελλάδος, Βορείου Ελλάδος, Κεντρικής Ελλάδος, Νοτίου Ελλάδος και Πελοποννήσου, και
- Το σύστημα Τηλελέγχου και Τηλεπικοινωνιών.

Στο **Σχήμα 24** παρουσιάζεται το Εθνικό Σύστημα Αγωγών Φυσικού Αερίου.



Σχήμα 24: Εθνικό Σύστημα Αγωγών Φυσικού Αερίου (πηγή: ΔΕΣΦΑ)

Ο **Πίνακας 41** παρουσιάζει την Τεχνική Δυναμικότητα των 4 Σημείων Εισόδου του ΕΣΜΦΑ, τα οποία ονομαστικά είναι το Σιδηρόκαστρο, στα σύνορα Ελλάδας-Βουλγαρίας, οι

Κήποι Έβρου, στα σύνορα Ελλάδας-Τουρκίας, η Νέα Μεσημβρία στη Θεσσαλονίκη και η Αγία Τριάδα απέναντι από τη νήσο Ρεβυθούσα⁸.

Πίνακας 41: Υφιστάμενη δυναμικότητα Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ (πηγή: ΔΕΣΦΑ)

Σημείο Εισόδου	Τεχνική δυναμικότητα (kWh/ημέρα)		
	Χειμώνας 2023 – 2024	Χειμώνας 2024 – 2025	Χειμώνας 2025 – 2026
ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟ	117.493.289	117.493.289	117.493.289
ΚΗΠΟΙ	48.592.292	48.592.292	48.592.292
ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ	224.592.985	224.592.985	224.592.985
ΝΕΑ ΜΕΣΗΜΒΡΙΑ	53.368.256	53.368.256	53.368.256
ΑΜΦΙΤΡΙΤΗ (προς το ΕΣΣ ⁹)	-	46.000.000	46.000.000

Ο IGB τέθηκε σε λειτουργία τον Οκτώβριο του 2022 και συνδέεται τόσο με το υπάρχον ελληνικό ΕΣΦΑ όσο και με τον TAP, στην περιοχή της Κομοτηνής, αλλά προς το παρόν οι φυσικές εξαγωγές ποσοτήτων είναι διαθέσιμες μόνο μέσω του TAP και μόνο σε εικονική ανάστροφη ροή (backhaul) από το ΕΣΜΦΑ.

Στις αρχές του 2024 αναμένεται η έναρξη εμπορικής λειτουργίας του νέου Σημείου Εισόδου του ΕΣΜΦΑ «ΑΜΦΙΤΡΙΤΗ», όπου θα συνδέεται με την νέα Πλωτή Μονάδα Αποθήκευσης και Αεριοποίησης (FSRU) στην Αλεξανδρούπολη. Μέσω του νέου Σημείου Εισόδου του ΕΣΜΦΑ «ΑΜΦΙΤΡΙΤΗ» θα εγχέονται ποσότητες Φυσικού Αερίου στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου (ΕΣΜΦΑ) και προς το Σημείο Εξόδου "ΚΟΜΟΤΗΝΗ-ΔΕΣΦΑ/IGB", σημείο στο οποίο διασυνδέεται το ΕΣΜΦΑ και ο διασυνδεδετήριος αγωγός φυσικού αερίου Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB).

Ωστόσο, οι τεχνικοί περιορισμοί του ΕΣΜΦΑ και ιδίως οι περιορισμοί που υφίστανται στο τμήμα αγωγού ΚΑΡΠΕΡΗ – ΚΟΜΟΤΗΝΗ επέβαλαν την ενδιάμεση, έως τη λειτουργία του Σταθμού Συμπύεσης στην Κομοτηνή, προσωρινή τεχνική λύση -η οποία εγκρίθηκε από τη ΡΑΑΕΥ το 2022- προκειμένου να μπορούν να μεταφερθούν ποσότητες Φυσικού Αερίου από το FSRU Αλεξανδρούπολης μέσω του Σημείου Εισόδου «ΑΜΦΙΤΡΙΤΗ» στον IGB με ελάχιστη πίεση παράδοσης 60 barg στην Κομοτηνή. Η τεχνική λύση περιλαμβάνει την υλοποίηση του Ρυθμιστικού Σταθμού Κομοτηνής για έλεγχο ροής/πίεσης του ΕΣΜΦΑ εκατέρωθεν του βανοστάσιου Κομοτηνής, για τη διέλευση ποσοτήτων φυσικού αερίου στο ΕΣΜΦΑ μέσω του Σημείου Εισόδου «ΑΜΦΙΤΡΙΤΗ». Κατά τη διάρκεια της ενδιάμεσης τεχνικής λύσης, η οποία αναμένεται να λειτουργήσει μεταξύ Ιανουαρίου και Οκτωβρίου 2024, το Σημείο Εισόδου «ΚΗΠΟΙ» θα παραμείνει κλειστό, καθώς η πίεση του αγωγού στο εν λόγω Σημείο αναμένεται να είναι μεγαλύτερη από την ελάχιστη συμβατική πίεση παράδοσης, ήτοι 50 barg στους Κήπους.

Πέραν των ανωτέρω, η ροή φυσικού αερίου από τις βόρειες εισόδους του ΕΣΜΦΑ υπόκειται σε λειτουργικούς περιορισμούς σχετικά με την μέγιστη ποσότητα που φυσικά μπορεί να εισάγεται από τις εισόδους αυτές (λειτουργικό όριο). Οι ποσότητες αυτές δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερες από 171.861 MWh/ημέρα, έως την έναρξη της λειτουργίας των σταθμών

⁸ Έκθεση Λειτουργίας ΕΣΦΑ (ΔΕΣΦΑ, 2022)

⁹ Δυναμικότητα με πρόσβαση στο Εικονικό Σημείο Συναλλαγών του ΕΣΦΑ.

συμπίεσης στην Αμπελιά και την Κομοτηνή και τη θέση σε λειτουργία του αναβαθμισμένου σταθμού συμπίεσης στην Νέα Μεσημβρία, που σύμφωνα με το Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΔΕΣΦΑ αναμένονται εντός του έτους 2024 και λαμβάνονται υπόψη στην προσφάτως εκπονηθείσα Εθνική Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας από τον χειμώνα 2024 – 2025 και έπειτα. Παρακάτω παρουσιάζονται βασικές πληροφορίες σε σχέση με αυτά τα έργα.

Πίνακας 42: Έργα ανάπτυξης ΕΣΜΦΑ (πηγή: Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΔΕΣΦΑ 2023 - 2032)

Έργο	Έναρξη Λειτουργίας	Ένταξη στο Σύστημα	Περιγραφή
Σταθμός Συμπίεσης στην Κομοτηνή	Φάση Α: Αύγουστος 2024 Φάση Β: Νοέμβριος 2024	Φάση Α: Οκτώβριος 2024 Φάση Β: Ιανουάριος 2025	Στην Α' φάση θα εγκατασταθούν τρεις μονάδες συμπιεστών ισχύος 8,2MW η κάθε μία με διαμόρφωση 2+1 (2 σε λειτουργία και μία μονάδα σε αναμονή), ενώ στη φάση Β θα εγκατασταθεί μια επιπλέον μονάδα (4η μονάδα συμπίεσης) με τα ίδια χαρακτηριστικά. Η σχετική τελική διαμόρφωση του σταθμού θα είναι 3+1 (3 σε λειτουργία και μία μονάδα σε αναμονή) x 8,2 MW.
Σταθμός συμπίεσης στην Αμπελιά	Ιούλιος 2024	Οκτώβριος 2024	Ο συμπιεστής θα περιλαμβάνει δύο (2) μονάδες συμπίεσης συν την εφεδρική μονάδα με ισχύ (2+1) x 10MW. Ο σταθμός θα παρέχει την δυνατότητα συμπίεσης και σε αντίστροφη ροή.
Αναβάθμιση σταθμού συμπίεσης στην Νέα Μεσημβρία	Μάρτιος 2023 (σε καθυστέρηση)	Ιούνιος 2023 (σε καθυστέρηση)	Το έργο κρίνεται απαραίτητο δεδομένης της πρόθεσης του ΤΑΡ να συνδεθεί με το ΕΣΜΦΑ ανάντη αλλά και κατόντη του υφιστάμενου σταθμού συμπίεσης στην Νέα Μεσημβρία. Για την περίπτωση που το αέριο από τον αγωγό ΤΑΡ εγχέεται ανάντη του υφιστάμενου σταθμού συμπίεσης και για να διασφαλιστεί η υδραυλική επάρκεια του δικτύου, σε συνδυασμό με τον σταθμό συμπίεσης στην Αμπελιά, υφίσταται η ανάγκη ενίσχυσης του υφιστάμενου σταθμού συμπίεσης στην Νέα Μεσημβρία με 3 ^η η μονάδα συμπίεσης, παρόμοιων τεχνικών χαρακτηριστικών με τις υφιστάμενες..

Συνοπτικά, οι τεχνικοί/λειτουργικοί περιορισμοί για τις βόρειες εισόδους του ΕΣΜΦΑ παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα για όλο τον ορίζοντα της τελευταίας Εθνικής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

Πίνακας 43: Λειτουργικοί περιορισμοί βορείων Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ (πηγή: ΔΕΣΦΑ)

Σύνολο ποσοτήτων από Σημεία Εισόδου	Χειμώνας 2023 – 2024	Χειμώνας 2024 – 2025	Χειμώνας 2025 – 2026
N. Μεσημβρία + Κήποι + Αμφιτρίτη + Σιδηρόκαστρο	170.861 MWh/ημέρα	225.000 MWh/ημέρα	225.000 MWh/ημέρα
Κήποι + Αμφιτρίτη + N. Μεσημβρία	53.368 MWh/ημέρα		
Αμφιτρίτη + N. Μεσημβρία		46.000 MWh/ημέρα	46.000 MWh/ημέρα

1.2.2.2 Εγκατάσταση ΥΦΑ στη νήσο Ρεβυθούσα

Η εγκατάσταση ΥΦΑ Ρεβυθούσας διασυνδέεται με το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς μέσω του Σημείου Εισόδου «ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ» στο νότιο άκρο του δικτύου και συμβάλλει ουσιαστικά στην ασφάλεια εφοδιασμού, τόσο μέσω του αποθηκευτικού χώρου που διαθέτει (συνολική χωρητικότητα 221.815,677m³ ΥΦΑ), όσο και μέσω της δυνατότητας που παρέχει για τη διαφοροποίηση της προέλευσης του φυσικού αερίου που εισάγεται στην ελληνική αγορά. Απαρτίζεται από:

- Τρεις (3) δεξαμενές Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου ωφέλιμης χωρητικότητας 63.379,931, 63.379,931 και 95.055,815 m³ ΥΦΑ,
- Εγκαταστάσεις εκφόρτωσης πλοίων ΥΦΑ συνολικής δυναμικότητας εκφόρτωσης 7.250 m³ ΥΦΑ/ώρα, και
- Εγκαταστάσεις αεριοποίησης ΥΦΑ συνολικής δυναμικότητας αεριοποίησης 1.400 m³ ΥΦΑ/ώρα σε συνθήκες συνεχούς λειτουργίας.

1.2.2.3 Ποσοστό Χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου

Οι Πίνακες που ακολουθούν παρουσιάζουν τον ετήσιο μέσο όρο παραδόσεων και την ημερήσια αιχμή ως ποσοστό της τεχνικής δυναμικότητας σε κάθε Σημείο Εισόδου για τα έτη 2020 – 2022 (πηγή: ΔΕΣΦΑ¹⁰).

Πίνακας 44: Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2020 (πηγή: ΔΕΣΦΑ)

Σημείο Εισόδου	Τεχνική Δυναμικότητα [kWh/Ημέρα]	Ετήσιος μέσος όρος Παραδόσεων [kWh/Ημέρα]	Ημερήσια αιχμή [kWh/Ημέρα]	Ετήσιος μέσος όρος Παραδόσεων ως ποσοστό της Τεχνικής Δυναμικότητας [%]	Ημερήσια αιχμή ως ποσοστό της Δυναμικότητας Σημείου [%]
ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟ	117.804.036	67.649.445	117.880.769	57,4	100,1
ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ	204.481.800	89.144.940	202.526.304	43,6	99,0
ΚΗΠΟΙ	48.592.292	16.786.052	48.516.112	34,5	99,8

¹⁰ <https://www.desfa.gr/national-natural-gas-system/nngs-operation-reports>

ΝΕΑ ΜΕΣΗΜΒΡΙΑ ¹¹	53.368.256	86.869	665.927	0,2	1,2
-----------------------------	------------	--------	---------	-----	-----

Πίνακας 45: Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2021 (πηγή: ΔΕΣΦΑ)

Σημείο Εισόδου	Τεχνική Δυναμικότητα [kWh/Ημέρα]	Ετήσιος μέσος όρος Παραδόσεων [kWh/Ημέρα]	Ημερήσια αιχμή [kWh/Ημέρα]	Ετήσιος μέσος όρος Παραδόσεων ως ποσοστό της Τεχνικής Δυναμικότητας [%]	Ημερήσια αιχμή ως ποσοστό της Δυναμικότητας Σημείου [%]
ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟ	117.804.036	96.898.705	118.368.959	82,3	100,5
ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ	204.481.800	67.731.780	201.456.727	33,1	98,5
ΚΗΠΟΙ	48.592.292	11.030.954	38.018.789	22,7	78,2
ΝΕΑ ΜΕΣΗΜΒΡΙΑ	53.368.256	37.309.603	61.354.301	69,9	115,0

Πίνακας 46: Ποσοστό χρησιμοποίησης Σημείων Εισόδου για το 2022 (πηγή: ΔΕΣΦΑ)

Σημείο Εισόδου	Τεχνική Δυναμικότητα [kWh/Ημέρα]	Ετήσιος μέσος όρος Παραδόσεων [kWh/Ημέρα]	Ημερήσια αιχμή [kWh/Ημέρα]	Ετήσιος μέσος όρος Παραδόσεων ως ποσοστό της Τεχνικής Δυναμικότητας [%]	Ημερήσια αιχμή ως ποσοστό της Δυναμικότητας Σημείου [%]
ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟ	117.493.289	24.233.278	99.359.432	20,6	84,6
ΑΓΙΑ ΤΡΙΑΔΑ	224.592.985	104.320.083	208.640.256	46,4	92,9
ΚΗΠΟΙ	48.592.292	6.650.380	20.909.225	13,7	43,0
ΝΕΑ ΜΕΣΗΜΒΡΙΑ	53.368.256	34.510.555	70.526.774	64,7	132,2

1.2.2.4 Πληροφοριακά Συστήματα

Σύστημα Τηλεέλεγχου και Τηλεπικοινωνιών

Το σύστημα τηλεέλεγχου και τηλεπικοινωνιών (Remote Control and Communications - RCC) αποτελείται από τα ακόλουθα υποσυστήματα:

- Καλώδιο οπτικών, το οποίο είναι εγκατεστημένο παράλληλα με τον αγωγό φυσικού αερίου υψηλής πίεσης και αποτελεί τον φορέα των κάθε είδους εσωτερικών επικοινωνιών (φωνής και δεδομένων) του ΔΕΣΦΑ,
- τηλεπικοινωνιακό σύστημα βασισμένο στα πρωτόκολλα Ethernet και Internet (Internet Protocol - IP) με δρομολογητές (routers) ή/και διακόπτες στρώματος 3 (layer 3 switches) εγκατεστημένους σε κάθε σταθμό του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς Φυσικού Αερίου, με το οποίο επιτυγχάνεται η μετάδοση φωνής και δεδομένων μέσα από το καλώδιο οπτικών ινών καθώς και η σύνδεση με εφεδρικές γραμμές επικοινωνίας τηλεπικοινωνιακών παρόχων,

¹¹ Αφορά μόνο μία ημέρα λειτουργίας 31.12.2020, καθώς τότε ξεκίνησε η εμπορική λειτουργία του σημείου.

- σύστημα Εποπτικού Ελέγχου και Συλλογής Δεδομένων (Supervisory Control and Data Acquisition - SCADA) με το οποίο επιτυγχάνεται η τηλεοπτεία και τηλεχειρισμός όλων των μετρητικών ή/και ρυθμιστικών σταθμών, των σταθμών βαλβιστοδασίων και των σταθμών τηλεπικοινωνιών του Εθνικού Συστήματος Μεταφοράς από τα Κέντρα Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου,
- σύμπλεγμα (cluster) τριών IP τηλεφωνικών κέντρων εγκατεστημένων στα κεντρικά γραφεία του ΔΕΣΦΑ, στο Κέντρο Λειτουργίας και Συντήρησης Πατήματος και στο Κέντρο Λειτουργίας και Συντήρησης Νέας Μεσήμβριας για τη διαχείριση όλων των εσωτερικών και εξωτερικών τηλεφωνικών κλήσεων του ΔΕΣΦΑ.

Ηλεκτρονικό Πληροφοριακό Σύστημα Ρυθμιζόμενων Υπηρεσιών Φυσικού Αερίου

Ο ΔΕΣΦΑ έχει αναπτύξει και λειτουργεί Ηλεκτρονικό Πληροφοριακό Σύστημα, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα του Κώδικα Διαχείρισης του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ). Μέσω web εφαρμογής, ο ΔΕΣΦΑ προσφέρει στους Χρήστες ΕΣΦΑ τις εξής δυνατότητες:

- Δέσμευση μεταφορικής ικανότητας σε αδιάλειπτη και διακοπτόμενη βάση σε Σημεία Εισόδου / Εξόδου του ΕΣΦΑ εκτός των Σημείων Δημοπράτησης
- Υποβολή αιτημάτων δέσμευσης Μεταφορικής Ικανότητας ως αποτέλεσμα εκχώρησης ή αποδέσμευσης
- Δέσμευση Δυναμικότητας Αεριοποίησης ΥΦΑ
- Ενημέρωση σχετικά με το ύψος της Προσωρινής και Τελικής Καθαρής Θέσης
- Δηλώσεις εγγυήσεων για τον υπολογισμό του Οικονομικού Ορίου Συμμετοχής στην πλατφόρμα δημοπράτησης Regional Booking Platform
- Υποβολή Δηλώσεων / Επαναδηλώσεων
- Ενημέρωση επί των επιβεβαιωμένων ποσοτήτων
- Ενημέρωση σχετικά με τις Ενδεικτικές / Αρχικές / Τελικές Κατανομές
- Εξαγωγή χρήσιμων αναφορών

Επιπλέον, από τον Μάρτιο 2022 το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (EXE A.E.) λειτουργεί το Βάθρο Εμπορίας Φυσικού Αερίου, μέσω του οποίου ο ΔΕΣΦΑ, βάσει των διατάξεων της 7ης Αναθεώρησης του Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΦΑ, προβαίνει σε αγορά και πώληση Αερίου Εξισορρόπησης υπό τη μορφή Βραχυπρόθεσμων Τυποποιημένων Προϊόντων για σκοπούς εξισορρόπησης.

Γεωγραφικό Σύστημα Πληροφοριών

Στον ΔΕΣΦΑ λειτουργεί Γεωγραφικό Σύστημα Πληροφοριών με σκοπό την πλήρη καταγραφή σε ψηφιακή μορφή των περιουσιακών του στοιχείων. Η τεχνολογία GIS δίνει τη δυνατότητα της ταχύτερης και καλύτερης κατανόησης της υπάρχουσας κατάστασης του δικτύου φυσικού αερίου υψηλής πίεσης.

Οι πληροφορίες που διατηρούνται στο GIS αφορούν:

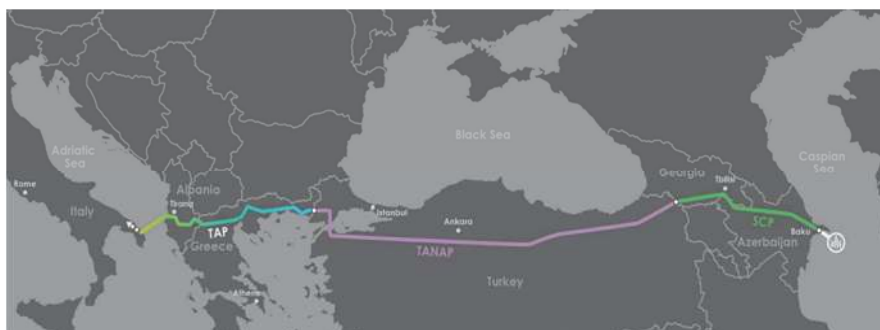
- Δίκτυα Αγωγών

- Εγκαταστάσεις - Σταθμούς
- Καθοδική Προστασία
- Στοιχεία κτηματολογίου
- Γεωλογικά χαρακτηριστικά
- Περιβαλλοντικά χαρακτηριστικά.

1.2.3 Ανεξάρτητα Συστήματα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ)

1.2.3.1 Trans Adriatic Pipeline (TAP)

Ο αγωγός TAP (**Σχήμα 25**) είναι μέρος του Νοτίου Διαδρόμου Αερίου και μεταφέρει φυσικό αέριο από το κοιτάσμα Shah Deniz II στο Αζερμπαϊτζάν προς την Ευρώπη. Ο αγωγός, μήκους περίπου 870 χλμ., συνδέεται με τον αγωγό Trans Anatolian Pipeline (TANAP) κοντά στα ελληνοτουρκικά σύνορα στους Κήπους και διασχίζει την Ελλάδα, την Αλβανία και την Αδριατική Θάλασσα, προτού εξέλθει στην ξηρά στη Νότιο Ιταλία.



Σχήμα 25: Ο αγωγός TAP (πηγή: TAP AG)

Στην Ελλάδα, ο TAP ξεκινάει από τους Κήπους, όπου βρίσκεται και ο ελληνικός Σταθμός Συμπίεσης, κοντά στα ελληνοτουρκικά σύνορα. Ακολουθώντας μια διαδρομή 550χλμ., με ένα σταθμό συμπίεσης και 22 βαλβιδοστάσια, ο αγωγός διασχίζει τη βόρεια Ελλάδα ως τα ελληνοαλβανικά σύνορα, νοτιοδυτικά της Ιεροπηγής. Την 31η.12.2020 τέθηκε σε λειτουργία το νέο Σημείο Εισόδου του ΕΣΜΦΑ «ΝΕΑ ΜΕΣΗΜΒΡΙΑ» στο Σημείο Διασύνδεσης του ΕΣΜΦΑ με το Σύστημα Μεταφοράς του TAP με Τεχνική Δυναμικότητα 53.368.256 kWh/ημέρα και με Μέγιστη Δυναμικότητα του Μετρητικού/Ρυθμιστικού Σταθμού «ΝΕΑ ΜΕΣΗΜΒΡΙΑ» (U-6910) 117.543.960 kWh/ημέρα.

Στην Αλβανία, η διαδρομή του αγωγού ξεκινά από το δήμο Devoll, στην περιοχή της Κορυτσάς και διανύει περίπου 214 χιλιόμετρα στο αλβανικό έδαφος, προτού εισέλθει στην Αδριατική Θάλασσα. Στην Αλβανία, ο TAP λειτουργεί ένα μετρητικό σταθμό στη Βίγλιστα (Bilisht), κοντά στα ελληνοαλβανικά σύνορα, οκτώ βαλβιδοστάσια και ένα σταθμό προσγειώσεως. Ο αγωγός φτάνει ως τις ακτές της Αδριατικής, 17 χιλιόμετρα βορειοδυτικά της αλβανικής πόλης Fier, όπου λειτουργεί ο σταθμός συμπίεσης. Το υποθαλάσσιο τμήμα του TAP διατρέχει το βυθό της Αδριατικής Θάλασσας στο στενό του Οτράντο για περίπου 105 χλμ και σε βάθος έως περίπου 810 μέτρα. Ο TAP εξέρχεται στη στεριά στις ιταλικές ακτές βόρεια της San Foca μέσω μικρο-τούνελ μήκους 1,5 χιλιομέτρου και βάθους πάνω από 15 μέτρα κάτω

από την επιφάνεια του εδάφους της ακτής. Το χερσαίο ιταλικό τμήμα εκτείνεται σε 8 χιλιόμετρα και καταλήγει στον Τερματικό Σταθμό Παραλαβής στο δήμο του Melendugno, όπου βρίσκεται το κέντρο ελέγχου λειτουργίας του αγωγού.

Για να είναι εφικτή η αύξηση της δυναμικότητας του TAP στα 20 δισεκατομμύρια κυβικά μέτρα αερίου το χρόνο (από 10 που είναι αρχικά), απαιτούνται δύο ακόμη σταθμοί συμπίεσης, ένας κοντά στις Σέρρες και ένας στη Βίγλιστα (Bilisht) της Αλβανίας, όπου ο TAP θα μετατρέψει τον υπάρχοντα μετρητικό σταθμό σε σταθμό συμπίεσης, τοποθετώντας επιπλέον συμπιεστές αεριοστροβίλων.

Η Αρχή χορήγησε στην διαχειρίστρια εταιρεία Trans Adriatic Pipeline AG (TAP) άδεια για Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ), στις 05/09/2014. Η άδεια αφορά στο ελληνικό τμήμα του έργου με διάρκεια 50 έτη. Κατόπιν πρόσφατων αλλαγών, στον TAP μετέχουν οι εταιρείες: AzTAP GmbH 20%, BP Pipelines TAP Limited 20%, SNAM S.p.A. 20%, Fluxys Europe BVBA/SPRL 20%, Enagás International S.L.U. 20%.

1.2.3.2 Διασυνδετήριος αγωγός φυσικού αερίου Ελλάδας - Βουλγαρίας (IGB)

Ο διασυνδετήριος αγωγός φυσικού αερίου Ελλάδας - Βουλγαρίας (Interconnector Greece-Bulgaria, IGB) (**Σχήμα 26**) συνδέει το ελληνικό δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου κοντά στην Κομοτηνή με το βουλγαρικό δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου κοντά στη Στάρα Ζαγόρα. Το έργο αποτελείται από έναν αγωγό μήκους περίπου 182 χλμ. (εκ των οποίων περίπου 31 χλμ. βρίσκονται εντός της ελληνικής επικράτειας), καθώς και τις αναγκαίες υποστηρικτικές εγκαταστάσεις (Μετρητικοί Σταθμοί, Βανοστάσια, Κέντρο Λειτουργίας).



Σχήμα 26: Αγωγός IGB (πηγή: ICGB)

Με σημείο εκκίνησης την Κομοτηνή, ο αγωγός καταλήγει στη Stara Zagora, συνδέοντας τα δίκτυα Φυσικού Αερίου Ελλάδος και Βουλγαρίας. Στο σημείο εισόδου του, ο IGB συνδέεται τόσο με τον αγωγό TAP όσο και με το ΕΣΦΑ.

Ο αγωγός IGB έχει αρχική δυναμικότητα 3 δισ. κυβ. μέτρα φυσικού αερίου ετησίως, με δυνατότητα αύξησης σε 2η φάση, στα 5 δισ. κυβ. μέτρα ετησίως. Στη 2η φάση θα είναι εφικτή και η φυσική αντίστροφη ροή. Στις 1.10.2022 ξεκίνησε η εμπορική λειτουργία του αγωγού IGB. Προς το παρόν, είναι δυνατή η ροή φυσικού αερίου μόνο από τον αγωγό TAP, ενώ για τη ροή από το σημείο διασύνδεσης με το ΕΣΦΑ απαιτείται η κατασκευή συμπιεστή, η οποία

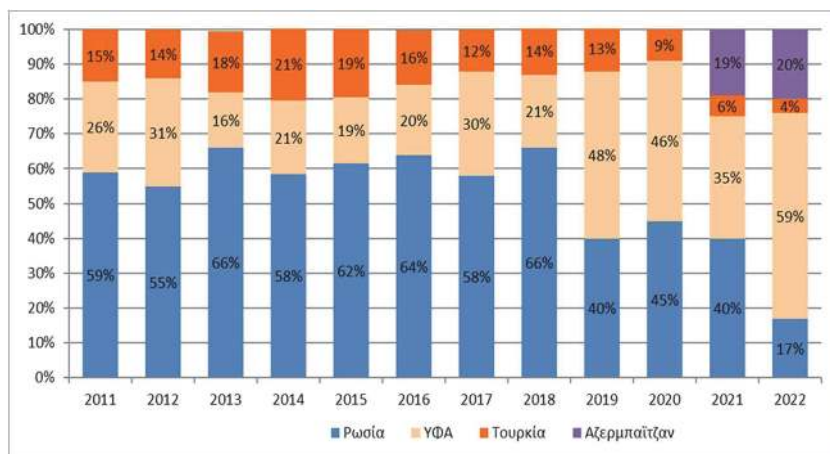
αναμένεται να ολοκληρωθεί τον Οκτώβριο 2024. Έχει προταθεί από τον ΔΕΣΦΑ ως ενδιάμεση λύση η απομόνωση του ανατολικού κλάδου του ΕΣΦΑ μέσω ρυθμιστικής βαλβίδας, η οποία θα επιτρέψει τη ροή φυσικού αερίου προς τον IGB αποκλειστικά από το FSRU Αλεξανδρούπολης. Η λύση αυτή αναμένεται να είναι διαθέσιμη τον Ιανουάριο 2024.

Οι μέτοχοι της ICGB AD είναι η βουλγαρική κρατική εταιρεία Bulgarian Energy Holding (BEH) (50%) και η ελληνική Εταιρεία ΥΦΑ ΠΟΣΕΙΔΩΝ (50%), στην οποία συμμετέχουν ισομερώς η ΔΕΠΑ Διεθνών Έργων Α.Ε. και η ιταλική EDISON.

Η Αρχή χορήγησε στην εταιρεία ICGB AD με την υπ' αριθ. 671/2019 Απόφασή της άδεια για Ανεξάρτητο Σύστημα Φυσικού Αερίου. Η άδεια αφορά στο ελληνικό τμήμα του έργου του Διασυνδεδετήριου αγωγού Ελλάδας Βουλγαρίας (IGB) και έχει διάρκεια 50 έτη.

1.2.4 Προμήθεια φυσικού αερίου

Το φυσικό αέριο εισάγεται στην Ελλάδα μέσω μακροχρονίων και βραχυχρονίων συμβάσεων προμήθειας αερίου αγωγού και ΥΦΑ. Όπως αποτυπώνεται στο **Σχήμα 27**, έως το 2018 η συμμετοχή φυσικού αερίου με προέλευση τη Ρωσία κυμαινόταν στο επίπεδο του 60% επί των εισαγόμενων ποσοτήτων. Έκτοτε, η σταθερή αύξηση της παραγωγής σχιστολιθικού αερίου στις ΗΠΑ προκάλεσε αλλαγές στην αγορά ΥΦΑ παγκοσμίως και συνέβαλε στη σταδιακή αύξηση της συμμετοχής του ΥΦΑ στην ελληνική αγορά. Κατά τη χειμερινή περίοδο 2017, η περαιτέρω αύξηση των εισαγωγών ΥΦΑ συνέβαλε στην αντιμετώπιση της υψηλής ζήτησης φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού πανευρωπαϊκά, λόγω του ισχυρού κύματος ψύχους. Το έτος 2019, η σημαντική μείωση των τιμών του ΥΦΑ στην αγορά οδήγησε σε ριζική μεταβολή του μίγματος τροφοδοσίας, με τη συμμετοχή του ΥΦΑ να καταλαμβάνει μερίδιο της τάξης του 54% επί της συνολικής εισαγόμενης ποσότητας αερίου και το αντίστοιχο ποσοστό αερίου από Ρωσία να περιορίζεται στο 31%. Αντίστοιχη είναι η εικόνα για το έτος 2020 όπου παρατηρείται μείωση και των εισαγωγών αερίου από την Τουρκία σε επίπεδα κάτω του 10%. Στα τέλη του 2020 ξεκίνησε η λειτουργία του νέου Σημείου Εισόδου στη Νέα Μεσημβρία, το οποίο αποτελεί σημείο διασύνδεσης του ΕΣΦΑ με τον αγωγό TAP. Η διασύνδεση αυτή πρόσθεσε μια νέα εναλλακτική πηγή εισαγωγής φυσικού αερίου στη χώρα. Το 2021, η εισαγωγή αερίου από το Αζερμπαϊτζάν διαμέσου του αγωγού TAP ανήλθε σε ποσοστό 18%. Οι αυξανόμενες εντάσεις στις Ρωσο-Ουκρανικές σχέσεις, η εισβολή εν τέλει της Ρωσίας στην Ουκρανία τον Φλεβάρη 2022 και η συνεπαγόμενη ενεργειακή κρίση οδήγησαν την ΕΕ αλλά και την Ελλάδα σε μια στρατηγική διαφοροποίησης πηγών ενέργειας και σταδιακής απεξάρτησης από το ρωσικό αέριο. Έτσι, η συνεισφορά του ρωσικού αερίου στις συνολικές εισαγωγές στην Ελλάδα το 2022 μειώθηκε σε 14% από 46% το προηγούμενο έτος, με παράλληλη σημαντική αύξηση της συνεισφοράς του ΥΦΑ.



Σχήμα 27: Εξέλιξη τροφοδοσίας φυσικού αερίου για τα έτη 2011-2022

Στο **Σχήμα 28** παρουσιάζονται οι κύριες πηγές προέλευσης του ΥΦΑ που εισήχθη στη Χώρα κατά τα έτη 2017 - 2022. Η μείωση των τιμών ΥΦΑ στην αγορά παγκοσμίως το 2019, είχε ως αποτέλεσμα, πέρα από την αύξηση των εισαγόμενων ποσοτήτων ΥΦΑ, την αύξηση της διαφοροποίησης των πηγών προέλευσης ΥΦΑ.

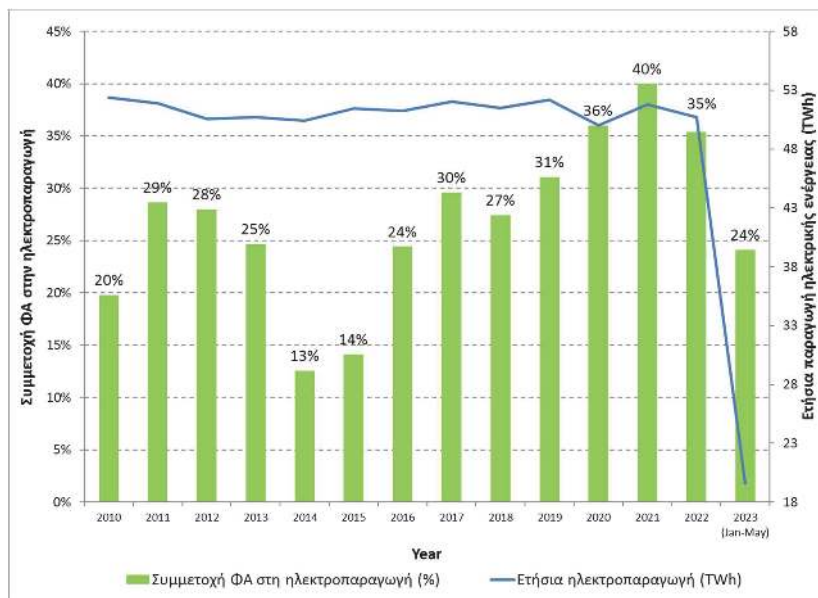


Σχήμα 28: Πηγές προέλευσης ΥΦΑ

1.2.5 Ο ρόλος του τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής αποτέλεσε τον ακρογωνιαίο λίθο για την εισαγωγή του φυσικού αερίου στο ενεργειακό μίγμα της χώρας, παρέχοντας τα απαραίτητα φορτία βάσης (anchor loads) για τη σύναψη μακροχρόνιων συμβάσεων προμήθειας φυσικού αερίου και την ανάπτυξη των υποδομών.

Στο **Σχήμα 29** παρουσιάζεται η εξέλιξη του ποσοστού συμμετοχής φυσικού αερίου στην κεντρικά κατανεμόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας από το 2010 έως το 2023 (στοιχεία έως τον Μάιο 2023) και η αντίστοιχη συνολική ετήσια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η παρατηρούμενη μειωμένη συμμετοχή του ΦΑ κατά το 2010 συμπίπτει με την είσοδο της οικονομίας σε ύφεση (από το 2009) ως αποτέλεσμα της διεθνούς χρηματοπιστωτικής κρίσης που ξέσπασε το 2008, ενώ οι καιρικές συνθήκες ευνόησαν την υψηλή εισροή υδάτων σε ταμειωτήρες υδροηλεκτρικών σταθμών.



Σχήμα 29: Συμμετοχή φυσικού αερίου στην κεντρικά κατανεμόμενη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας της Χώρας κατά τα έτη 2010 - 2023

Κατά την τριετία 2011-2013, η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες που χρησιμοποιούν ως καύσιμο το ΦΑ σταθεροποιείται στο επίπεδο του 25-30% της παραγόμενης ενέργειας από κεντρικά κατανεμόμενο δυναμικό στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Το γεγονός αυτό οφείλεται και στη ραγδαία αύξηση της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ, η οποία συντελέστηκε κατά την ανωτέρω τριετία. Αντιθέτως, το 2014 η συμμετοχή του ΦΑ στην κεντρικά κατανεμημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υποχώρησε αισθητά, κάτω του 20%, λόγω των νέων κανόνων ένταξης των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και λόγω της σημαντικά αυξημένης προσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω διασυνδέσεων. Το έτος 2016 παρατηρήθηκε αύξηση της συμμετοχής του ΦΑ κατά 10 ποσοστιαίες μονάδες, η οποία συνεχίστηκε τα επόμενα χρόνια, ως αποτέλεσμα της μείωσης της συμμετοχής των λιγνιτικών μονάδων στο εθνικό ενεργειακό μείγμα. Η μείωση αυτή συνέβη λόγω περιορισμένης διαθεσιμότητας των μονάδων (απόσυρση λιγνιτικών μονάδων, μειωμένες ώρες λειτουργίας μέχρι την οριστική απόσυρση, υποχρεωτικές συντηρήσεις/αναβαθμίσεις λόγω περιβαλλοντικών περιορισμών, βλάβες/έκτακτες συντηρήσεις), καθώς και για οικονομικούς λόγους (εξοικονόμηση κόστους εκπομπών CO₂). Από το 2022 και μετά, η συμμετοχή του ΦΑ

στην κεντρικά κατανεμημένη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δείχνει σημαντικά σημάδια υποχώρησης λόγω των προσπαθειών που έλαβαν χώρα προκειμένου για την προσαρμογή του ενεργειακού συστήματος στις προκλήσεις που επέφερε η Ρωσική εισβολή στην Ουκρανία.

Ο **Πίνακας 47** παρουσιάζει το σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που είναι συνδεδεμένες στο ηπειρωτικό σύστημα της Χώρας για το έτος 2022, συμπεριλαμβανομένων των μονάδων ΦΑ και των μονάδων συμπαραγωγής. Δεν περιλαμβάνονται οι μονάδες που είναι συνδεδεμένες στο σύστημα της Κρήτης.

Πίνακας 47: Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στο ηπειρωτικό σύστημα της Χώρας για το έτος 2022

ΤΥΠΟΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	% ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΘΕΡΜΙΚΗΣ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ
ΛΙΓΝΙΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	Αγ. Δημήτριος Ι	300	274	3,1
	Αγ. Δημήτριος ΙΙ	300	274	3,1
	Αγ. Δημήτριος ΙΙΙ	310	283	3,2
	Αγ. Δημήτριος ΙV	310	283	3,2
	Αγ. Δημήτριος V	375	342	3,8
	Μεγαλόπολη ΙΙΙ	300	255	2,8
	Μεγαλόπολη ΙV	300	256	2,9
	Μελίτη Ι	330	289	3,2
	Πτολεμαίδα V*	660		7,4
	Σύνολο ισχύος λιγνιτικών μονάδων	3185	2916	32,6
ΜΟΝΑΔΕΣ ΦΑ ΣΥΝΔΥΑΣΜΕΝΟΥ ΚΥΚΛΟΥ (ΣΚ)	Αλιβέρι V	426,9	417	4,7
	Κομοτηνή	484,6	476,3	5,3
	Λαύριο ΙV	560	550,2	6,1
	Λαύριο V	385,2	377,6	4,2
	Μεγαλόπολη V	860	811	9,1
	ΕΝΘΕΣ (Elpedison)	408,4	400,3	4,5
	ΗΡΩΝ ΙΙ	432	422,1	4,7
	Αγ. Θεοδώρων (Korinthos power)	436,6	433,5	4,8
	Θίσβης (Elpedison)	421,6	410	4,6
	Αγ. Νικολάου (Protergia)	444,5	432,7	4,8
	Αγ. Νικολάου ΙΙ (MYTILINEOS)*	826		9,2
	Σύνολο ισχύος μονάδων ΦΑ ΣΚ	5685,8	5556,7	62,1
ΜΟΝΑΔΕΣ ΦΑ ΑΝΟΙΚΤΟΥ ΚΥΚΛΟΥ (ΑΚ)	Ήρων (3 μονάδες)	148,5	147,8	1,7
	Σύνολο ισχύος μονάδων ΦΑ ΑΚ	148,5	147,8	1,7
ΚΑΤΑΝΕΜΟΜΕΝΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΗΘΥΑ	Αλουμίνιο (3 μονάδες)	334	334	3,7
	Σύνολο ισχύος μονάδων ΣΗΘΥΑ	334	334	3,7
Σύνολο ισχύος θερμοηλεκτρικών μονάδων		9353,3	8954,5	100,0

*Η μονάδα βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία

Αντίστοιχα, ο **Πίνακας 48** παρουσιάζει τη συνολική ισχύ των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής (συμβατικών και υδροηλεκτρικών) που είναι συνδεδεμένες στο ηπειρωτικό σύστημα της Χώρας, με βάση τον τύπο καυσίμου για το έτος 2022.

Πίνακας 48: Συνολική ισχύς συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, συμπεριλαμβανομένων των υδροηλεκτρικών, που είναι συνδεδεμένες στο ηπειρωτικό σύστημα της Χώρας, για το έτος 2022

ΤΥΠΟΣ ΜΕ ΒΑΣΗ ΤΟ ΚΑΥΣΙΜΟ	ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	% ΕΠΙ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΙΚΑΝΟΤΗΤΑΣ
ΛΙΓΝΙΤΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	3185	2916	24,0
ΣΥΝΟΛΟ ΜΟΝΑΔΩΝ ΦΑ ΚΑΙ ΣΗΘΥΑ	6168,3	6038,5	49,8
ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ	3170,7	3170,7	26,1
Σύνολο ισχύος	12524	12125,2	100

2 Συνοπτική παρουσίαση Εκτίμησης Επικινδυνότητας

2.1 Εκτίμηση της Επικινδυνότητας σε Περιφερειακό Επίπεδο

Τις τελευταίες δεκαετίες, η Ρωσία αποτέλεσε τον κύριο προμηθευτή ΦΑ της ΕΕ. Ως αποτέλεσμα της εισβολής της Ρωσίας στην Ουκρανία και των γεωπολιτικών αναταραχών, οι προμήθειες ρωσικού ΦΑ άρχισαν να μειώνονται αισθητά, με τις ροές από τη Ρωσία μέσω της Λευκορωσίας να έχουν σταματήσει και να μειώνονται σταθερά οι ροές μέσω της Ουκρανίας. Σταμάτησε επίσης ο εφοδιασμός στις χώρες της Βαλτικής, στην Πολωνία, στη Βουλγαρία και στη Φινλανδία. Η προμήθεια προς τη Γερμανία, τη Δανία, την Ολλανδία και την Ιταλία έχει μειωθεί. Από τα μέσα Ιουνίου 2022, οι ροές μέσω του Nord Stream 1, της μεγαλύτερης οδού εισαγωγών ΦΑ προς την ΕΕ, έχουν μειωθεί κατά 60%. Οι συνολικές ροές από τη Ρωσία προς την ΕΕ-27 μέχρι και τον Οκτώβριο 2022 μειώθηκαν κατά μέσο όρο 25% σε σχέση με την ίδια περίοδο του 2021, λόγω των προσπαθειών της ΕΕ για τη διαφοροποίηση του εφοδιασμού της από άλλες πηγές, ιδίως με LNG, και των ενεργειών της Gazprom για μείωση ή διακοπή των παραδόσεων σε ευρωπαίους πελάτες με αποτέλεσμα τη διατάραξη της οικονομικής δραστηριότητας και την αύξηση των τιμών.

Υπό το πρίσμα των ανωτέρω, λόγω της συνεχιζόμενης στρατιωτικής σύγκρουσης μεταξύ Ρωσίας και Ουκρανίας και της αβεβαιότητας που προκλήθηκε για τις ροές φυσικού αερίου προς την Ευρώπη τους επόμενους χειμώνες, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή εξέδωσε Σχέδιο ανακοίνωσης "Communication: Save gas for a safe winter" για την αντιμετώπιση περαιτέρω πιθανών διαταραχών – ακόμη και για πλήρη διακοπή – της προμήθειας ρωσικού φυσικού αερίου. Στο πλαίσιο αυτό, το Ευρωπαϊκό Συμβούλιο στα συμπεράσματά του, της 31ης Μαΐου και της 23ης Ιουνίου 2022 ζήτησε την προετοιμασία αντιμετώπισης των επιπτώσεων και ιδίως να καταστεί δυνατός ο στενότερος συντονισμός μεταξύ των κρατών μελών.

Το Σχέδιο ανακοίνωσης της ΕΕ εξέτασε την τρέχουσα κατάσταση και τα βήματα που έχουν ήδη γίνει σε επίπεδο Ευρώπης, καθόρισε τα εργαλεία που διαθέτει για μια συντονισμένη μείωση στη ζήτηση ΦΑ, καθώς και άλλα βήματα που πρέπει να δρομολογηθούν, έτσι ώστε σε περίπτωση περαιτέρω διαταραχών ή πλήρους διακοπής της παροχής ΦΑ από τη Ρωσία, η Ευρώπη να είναι έτοιμη να αντιμετωπίσει τις επιπτώσεις. Μεταξύ των μέτρων που προτείνονται να υιοθετηθούν από τα Κ-Μ στα εθνικά Σχέδια Προληπτικής Δράσης και Σχέδια Έκτακτης Ανάγκης είναι τα εξής:

- Εναλλαγή καυσίμου:
 - Σε βιομηχανίες και στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (μέτρο αγοράς), συμπεριλαμβανομένης της μετάβασης σε βιομάζα, βιομεθάνιο, ηλιακή ενέργεια και σε άλλες Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
 - Η δυνατότητα μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνουν ΦΑ να λειτουργούν αδιάλειπτα για τουλάχιστον πέντε ημέρες με τη χρήση εναλλακτικού καυσίμου (diesel)
 - Αναβολή της παύσης λειτουργίας των πυρηνικών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής όπου είναι εφικτό ή μετάβαση στην πυρηνική ενέργεια όπου αυτό αποτελεί επιλογή

- Προσωρινή μετάβαση σε βαριά καύσιμα ή άνθρακα για να διασφαλιστεί η ομαλή λειτουργία κρίσιμων ή στρατηγικών τομέων
- Εργαλεία αγοράς
 - Δημοπρασίες ή διαγωνισμοί με τους οποίους τα κράτη μέλη παρέχουν κίνητρα για μείωση της κατανάλωσης από μεγάλους καταναλωτές (κυρίως βιομηχανίες)
 - Συμβόλαια ανταλλαγής παραγωγής (contractual swaps of production) μεταξύ μεγάλων πελατών
 - Συμβόλαια διακοπτόμενου φορτίου για κατανάλωση ΦΑ, ως εθελοντικό μέτρο αγοράς
- Θέρμανση και ψύξη
 - Καμπάνιες πληροφόρησης καταναλωτών
 - Στοχευμένη υποχρέωση για μείωση της θέρμανσης και της ψύξης (π.χ. σε δημόσια κτίρια και υπηρεσίες)

2.2 Κοινές Μελέτες Επικινδυνότητας

Οι Ομάδες Κινδύνου που περιγράφονται στο Παράρτημα Ι του Κανονισμού, όπως τροποποιήθηκε με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2022/517, αποτελούν τη βάση ενισχυμένης περιφερειακής συνεργασίας προκειμένου να αυξηθεί η ασφάλεια του εφοδιασμού με ΦΑ, παρέχουν δε τη δυνατότητα για συμφωνίες κατάλληλων και αποτελεσματικών διασυννοριακών μέτρων όλων των ενδιαφερομένων κρατών μελών εντός των Ομάδων Κινδύνου ή εκτός των Ομάδων Κινδύνου κατά μήκος των διαδρόμων παροχής έκτακτης ανάγκης. Στα πλαίσια αυτά, εκπονούνται Κοινές Μελέτες Εκτίμησης Επικινδυνότητας για κάθε Ομάδα Κινδύνου κάθε τέσσερα (4) έτη, εκτός και αν ενδείκνυται συχνότερη επικαιροποίηση λόγω των περιστάσεων. Η Ελλάδα συμμετέχει στις ενεργές Ομάδες Κινδύνου της Ουκρανίας, της Αλγερίας, της Κασπίας και στη Διαβαλκανική.

2.2.1 Ομάδα Κινδύνου «Βαλτική Θάλασσα, Λευκωσία, Κασπία, Δανία, Λιβύη, Βορειοανατολική, Διαβαλκανική και Ουκρανία»

Λόγω της επιτακτικής ανάγκης για την αντιμετώπιση της ενεργειακής κρίσης και του κοινού κινδύνου, το JRC, το 2022, συναποφάσισε με τις Ομάδες Κινδύνου Βαλτική Θάλασσα, Λευκωσία, Κασπία, Δανία, Λιβύη, Βορειοανατολική, Διαβαλκανική και Ουκρανία, τη διενέργεια Κοινής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας, η οποία περιλαμβάνει όλα τα συμμετέχοντα Κ-Μ¹² στις εν λόγω Ομάδες Κινδύνου με βασικό σενάριο την πλήρη διακοπή της τροφοδοσίας ΦΑ από τη Ρωσία και μάλιστα με πολύ υψηλή (σχεδόν βέβαια) πιθανότητα εμφάνισης. Κατά τη διάρκεια εκπόνησης της μελέτης εντάχθηκε και η Ομάδα Κινδύνου Αλγερία.

Στο πλαίσιο της διενέργειας της ανωτέρω Κοινής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας, έγινε εκτενής αναγνώριση και εκτίμηση κινδύνων με περιφερειακό αντίκτυπο από το JRC, υπό

¹² 22 Κ-Μ, σύμφωνα με τον Κανονισμό: Βέλγιο (BE), Βουλγαρία (BG), Τσεχία (CZ), Δανία (DK), Γερμανία (DE), Ελλάδα (GR), Κροατία (HR), Ιταλία (IT), Λουξεμβούργο (LU), Ουγγαρία (HU), Αυστρία (AT), Ρουμανία (RO), Σλοβενία (SI), Σλοβακία (SK), Ολλανδία (NL), Μάλτα (MT), Φινλανδία (FI), Σουηδία (SE), Γαλλία (FR), Εσθονία (EE), Λετονία (LV) και Λιθουανία (LT).

τη θεώρηση παρατεταμένης διακοπής όλων των παραδόσεων ρωσικού φυσικού αερίου στην ΕΕ, από την 1^η Οκτωβρίου 2022 και μετά (κίνδυνος S-1 / Source-1) έως τις 31 Δεκεμβρίου 2023, με τα αποτελέσματα να επικεντρώνονται κυρίως στην περίοδο μεταξύ Οκτωβρίου 2022 και Μαρτίου 2023. Στο πλαίσιο αυτό, μοντελοποιήθηκε και αναλύθηκε με τη μέθοδο της προσομοίωσης μεγάλος αριθμός παραλλαγών (48 προσομοιώσεις) προκειμένου να ληφθούν υπόψη: (i) δύο στρατηγικές διαχείρισης κρίσεων (non-cooperative vs cooperative), (ii) αβεβαιότητα για το προφίλ κατανάλωσης ΦΑ (ιστορική κατανάλωση από το 2015 έως το 2021), (iii) συνθήκες υπόγειας αποθήκευσης αερίου που οδηγούν σε δύο διαφορετικές στρατηγικές διαχείρισης αποθήκευσης (βραχυπρόθεσμη έναντι μακροπρόθεσμης) και (iv) δύο χάρτες δυναμικότητας για τα σημεία διασύνδεσης μεταξύ γειτονικών χωρών (business-as-usual έναντι μέγιστων ροών υπό συνθήκες κρίσης που δίνονται από ορισμένα Κ-Μ).

Η μελέτη εξέτασε επίσης τις πρόσθετες επιπτώσεις που μπορεί να έχει στην εξυπηρέτηση της ζήτησης ΦΑ η μη πλήρης επίτευξη του στόχου που θέτει Κανονισμός (ΕΕ) 2022/1369 στα Κ-Μ για τη μείωση κατά 15% της κατανάλωσης ΦΑ μεταξύ τις 1^{ης} Αυγούστου 2022 και τις 31^{ης} Μαρτίου 2023, καθώς και τον αντίκτυπο των υποχρεώσεων αποθήκευσης την 1η Νοεμβρίου 2023 σύμφωνα με το Κανονισμό (ΕΕ) 2022/1032 για την αποθήκευση αερίου. Τέλος, η μελέτη ανέλυσε τις επιπτώσεις επιπλέον 6 παραγόντων κινδύνου παράλληλα με την πλήρη διακοπή του εφοδιασμού με ρωσικό φυσικό αέριο, και συγκεκριμένα: i) πλήρης διακοπή του εφοδιασμού με αέριο από την Αλγερία για δύο μήνες, ii) μερική διακοπή του αγωγού Transmed για πέντε μήνες, iii) πλήρης διακοπή του Euroripe 2 με κατεύθυνση στο Dornum (μερική διακοπή των νορβηγικών ροών φυσικού αερίου) για δύο μήνες, iv) πλήρης διακοπή της γραμμής διασύνδεσης Csnadpalota που συνδέει την Ουγγαρία και τη Ρουμανία για ένα μήνα, v) πλήρης διακοπή της αποθήκευσης φυσικού αερίου Stenlille (καμία απόληψη) για δύο εβδομάδες και vi) κύμα ψύχους δύο εβδομάδων στην ΕΕ.

Με βάση τα αποτελέσματα της Μελέτης φάνηκε ότι οι βορειοανατολικές χώρες επηρεάζονται περισσότερο, με τη Μη Εξυπηρετούμενη Ζήτηση να είναι κάτω από 20% της αντίστοιχης εθνικής ζήτησης ΦΑ για τις περισσότερες χώρες. Ειδικά για την Ελλάδα, για το βασικό σενάριο, το ποσοστό της Μη Εξυπηρετούμενης Ζήτησης προέκυψε έως 6% και οι περικοπές ΦΑ για το χειμώνα 2022-2023 υπολογίστηκαν έως 0,1 bcm.

2.2.2 Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία»

Η Κοινή Μελέτη Επικινδυνότητας της Ομάδας Κινδύνου «Αλγερία» εξέτασε 5 σενάρια κρίσης εφοδιασμού:

- AL1. Διακοπή εφοδιασμού από Αλγερία (2 μήνες). Μηδενικές ροές προς τους αγωγούς Maghreb-Europe, Medgaz και Transmed. Μειωμένη διαθεσιμότητα ΥΦΑ με μερική αντικατάσταση ποσοτήτων από Αλγερία.
- AL2. Διακοπή εφοδιασμού αγωγών Maghreb-Europe και MEDGAZ ενώ οι εξαγωγές της Αλγερίας σε όλη τη Mazara del Vallo και μέσω φορτίων LNG διατηρούνται σε κανονικά επίπεδα (2 μήνες).
- AL3. Διακοπή εφοδιασμού αγωγού Transmed (2 μήνες), ενώ οι ροές προς τους άλλους δυο αγωγούς και οι παραδόσεις ΥΦΑ διατηρούνται σε κανονικά επίπεδα.

AL4. Περιορισμός διαθεσιμότητας ΥΦΑ (2 μήνες). Εξαγωγές ΥΦΑ μειωμένες κατά 80% στις χώρες της Ομάδας Κινδύνου εξαιτίας μη διαθεσιμότητας των εγκαταστάσεων υγροποίησης Arzew

AL5. Διακοπή τροφοδοσίας από Ρωσία (δεν αναλύθηκε διεξοδικά).

Η εκτίμηση της μελέτης είναι ότι η περιοχή εμφανίζει ισχυρή ανθεκτικότητα έναντι του κινδύνου διαταραχής της τροφοδοσίας από την Αλγερία. Ωστόσο, δεν θα πρέπει να αποκλείονται έμμεσες επιπτώσεις λόγω των αλλαγών στην παγκόσμια αγορά ΥΦΑ που προκύπτουν από τον πόλεμο, οι οποίες μπορεί να έχουν ως αποτέλεσμα, π.χ. την έλλειψη διαθεσιμότητας ΥΦΑ.

Αναφορικά με την Ελλάδα η μελέτη εκτιμά ότι δεν θα υπάρχει επίπτωση στην περίπτωση διακοπής τροφοδοσίας από την Αλγερία καθώς αυτές θα μπορέσουν να αντικατασταθούν από εναλλακτικούς προμηθευτές ΥΦΑ.

Επιπρόσθετα, το JRC παρείχε ανάλυση 8 σεναρίων κρίσης που έλαβαν υπόψη i) τη λειτουργία του μηχανισμού συνεργασίας υπό συνθήκες κρίσης, ii) το επίπεδο χρήσης και τη διαθέσιμη δυναμικότητα των σημείων διασύνδεσης υπό συνθήκες κρίσης και iii) τη διαθεσιμότητα αποθηκευμένων ποσοτήτων φυσικού αερίου (επίπεδο πλήρωσης EU UGSs). Στον επόμενο Πίνακα παρουσιάζονται συνοπτικά τα αποτελέσματα των σεναρίων αυτών με και χωρίς τη θεώρηση μείωσης της ζήτησης κατά 15% για τον χειμώνα 2022 - 23.

Πίνακας 49: Αποτελέσματα Κοινής Μελέτης Επικινδυνότητας για την Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία», χειμώνας 2022 – 23 (πηγή: JRC 2022)

Σενάρια	Επίπτωση (μη εξυπηρετούμενη ποσότητα (bcm)	Πιθανότητα εμφάνισης	Κίνδυνος χωρίς μείωση ζήτησης (bcm)	Κίνδυνος με μείωση ζήτησης (bcm)
CB0	0,8	0,342	0,3	0,0
CB21	11,8	0,038	0,4	0,1
CC0	1,0	0,342	0,3	0,3
CC21	11,8	0,038	0,4	0,4
NB0	0,5	0,086	0,0	0,0
NB21	8,9	0,01	0,1	0,1
NC0	0,5	0,086	0,0	0,0
NC21	8,5	0,01	0,1	0,1
Αναμενόμενος Συνολικός Κίνδυνος	-	-	1,6	1,2

Η εμφάνιση κύματος ψύχους 2 εβδομάδων παράλληλα με την διακοπή τροφοδοσίας αποτελεί το χειρίστο σενάριο, ικανό να επιφέρει στην Ομάδα Κινδύνου πρόσθετη επίπτωση 5,2 bcm στο βασικό σενάριο (CB0).

2.2.3 Ομάδα Κινδύνου «Διαβαλκανική»

Με βάση τα αποτελέσματα της Μελέτης για την Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου προκύπτει ότι ο αναμενόμενος κίνδυνος μη εξυπηρετούμενης ζήτησης για την περιοχή κυμαίνεται μεταξύ 0,1 bcm και 0,8 bcm. Ο αντίκτυπος της στρατηγικής διαχείρισης της αποθήκευσης σε συνδυασμό με τη συνεργατική προσέγγιση μεταξύ των κρατών μελών είναι πολύ σημαντικοί και οι πλέον καθοριστικοί παράγοντες. Παρατηρείται ότι ο αναμενόμενος κίνδυνος λόγω παρατεταμένης διαταραχής στον εφοδιασμό με ρωσικό φυσικό αέριο κατά τη διάρκεια του χειμώνα 2022-2023 μειώνεται κατά περίπου ένα τέταρτο για ορισμένα σενάρια, όταν εφαρμόζονται μέτρα μείωσης ζήτησης έως και 15% της συνολικής ζήτησης φυσικού αερίου.

Στον επόμενο Πίνακα παρουσιάζονται συνοπτικά τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των σεναρίων από το JRC με και χωρίς τη θεώρηση μείωσης της ζήτησης κατά 15% για τον χειμώνα 2022 - 23.

Πίνακας 50: Αποτελέσματα Κοινής Μελέτης Επικινδυνότητας για την Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου, χειμώνας 2022 – 23 (πηγή: JRC 2022)

Σενάρια	Επίπτωση (μη εξυπηρετούμενη ποσότητα (bcm))	Πιθανότητα εμφάνισης	Κίνδυνος χωρίς μείωση ζήτησης (bcm)	Κίνδυνος με μείωση ζήτησης (bcm)
CB0	2,2	0,342	0,8	0,1
CB21	3,4	0,038	0,1	0,1
CC0	2,3	0,342	0,8	0,8
CC21	3,4	0,038	0,1	0,1
NB0	3,9	0,086	0,3	0,3
NB21	8,3	0,01	0,1	0,1
NC0	3,3	0,086	0,3	0,3
NC21	8,3	0,01	0,1	0,1
Αναμενόμενος Συνολικός Κίνδυνος	-	-	2,6	1,9

Η εμφάνιση κύματος ψύχους 2 εβδομάδων παράλληλα με την διακοπή τροφοδοσίας αποτελεί το χειρίστο σενάριο, ικανό να επιφέρει στην Ομάδα Κινδύνου πρόσθετη επίπτωση 0,1 bcm στο βασικό σενάριο (CB0).

Ειδικά για την Ελλάδα, τα αποτελέσματα δείχνουν ιδιαίτερα μικρή αναμενόμενη επίπτωση από τα βασικά εξεταζόμενα σενάρια για τον χειμώνα 2022 - 23. Συγκεκριμένα:

- η προσομοίωση του Σεναρίου CB21 δείχνει δυνητική έλλειψη 0,1bcm και μη εξυπηρετούμενη ζήτηση φα 6% (τυπική απόκλιση 4).
- η προσομοίωση του Σεναρίου CC21 δείχνει δυνητική έλλειψη 0,2bcm και μη εξυπηρετούμενη ζήτηση φα 7% (τυπική απόκλιση 4).
- η προσομοίωση του Σεναρίου NB21 δείχνει δυνητική έλλειψη 0,2bcm και μη εξυπηρετούμενη ζήτηση φα 1% (τυπική απόκλιση 2).

- η προσομοίωση του Σεναρίου NC21 δείχνει δυνητική μη εξυπηρετούμενη ζήτηση φα 2% (τυπική απόκλιση 3).

Αντίστοιχα, με επίτευξη της μείωσης της ζήτησης κατά 15% η μη εξυπηρετούμενη ζήτηση για την Ελλάδα είναι μηδενική σε κάθε περίπτωση.

Από τα πρόσθετα γεγονότα κινδύνου που εξετάστηκαν πέραν της θεωρούμενης πλήρους διακοπής του εφοδιασμού με ρωσικό φυσικό αέριο, ιδιαίτερο ενδιαφέρον κρίνεται ότι παρουσιάζει για την Ελλάδα η παράλληλη εμφάνιση κύματος ψύχους δύο εβδομάδων στην ΕΕ, την περίοδο 14 Φεβρουαρίου – 28 Φεβρουαρίου. Ως εκ τούτου κρίθηκε σκόπιμο το γεγονός αυτό να συμπεριληφθεί στην ανάλυση της Εθνικής Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

2.2.4 Ομάδα Κινδύνου «Κασπία»

Στον επόμενο Πίνακα παρουσιάζονται συνοπτικά τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των σεναρίων από το JRC με και χωρίς τη θεώρηση μείωσης της ζήτησης κατά 15% για τον χειμώνα 2022 - 23.

Πίνακας 51: Αποτελέσματα Κοινής Μελέτης Επικινδυνότητας για την Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου, χειμώνας 2022 – 23 (πηγή: JRC 2022)

Σενάρια	Επίπτωση (μη εξυπηρετούμενη ποσότητα (bcm))	Πιθανότητα εμφάνισης	Κίνδυνος χωρίς μείωση ζήτησης (bcm)	Κίνδυνος με μείωση ζήτησης (bcm)
CB0	3,4	0,342	1,2	0,2
CB21	12,2	0,038	0,5	0,2
CC0	3,6	0,342	1,2	1,2
CC21	12,3	0,038	0,5	0,5
NB0	5,3	0,086	0,5	0,5
NB21	19,4	0,01	0,2	0,2
NC0	4,8	0,086	0,4	0,4
NC21	19,5	0,01	0,2	0,2
Αναμενόμενος Συνολικός Κίνδυνος	-	-	4,7	3,3

Η εμφάνιση κύματος ψύχους 2 εβδομάδων παράλληλα με την διακοπή τροφοδοσίας αποτελεί το χειρίστο σενάριο, ικανό να επιφέρει στην Ομάδα Κινδύνου πρόσθετη επίπτωση 4,5 bcm στο βασικό σενάριο (CB0).

2.2.5 Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»

Στον επόμενο Πίνακα παρουσιάζονται συνοπτικά τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων των σεναρίων με και χωρίς τη θεώρηση μείωσης της ζήτησης κατά 15% για τον χειμώνα 2022 - 23 για την Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία».

Πίνακας 52: Αποτελέσματα Κοινής Μελέτης Επικινδυνότητας για την Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία», χειμώνας 2022 – 23 (πηγή: JRC 2022)

Σενάρια	Επίπτωση (μη εξυπηρετούμενη ποσότητα (bcm))	Πιθανότητα εμφάνισης	Κίνδυνος χωρίς μείωση ζήτησης (bcm)	Κίνδυνος με μείωση ζήτησης (bcm)
CB0	6.3	0.342	2.2	6.3
CB21	27.3	0.038	1.0	27.3
CC0	6.6	0.342	2.3	6.6
CC21	26.5	0.038	1.0	26.5
NB0	8.6	0.086	0.7	8.6
NB21	34	0.01	0.3	34
NC0	8	0.086	0.7	8
NC21	33.3	0.01	0.3	33.3
Αναμενόμενος Συνολικός Κίνδυνος	-	-	8.5	-

Η εμφάνιση κύματος ψύχους 2 εβδομάδων παράλληλα με την διακοπή τροφοδοσίας μπορεί να επιφέρει στην Ομάδα Κινδύνου πρόσθετη επίπτωση 9,5 bcm στο βασικό σενάριο (CB0). Παρόμοια συμπεράσματα προκύπτουν για τους κινδύνους διακοπής εφοδιασμού από Αλγερία για 2 μήνες και περιορισμού της τροφοδοσίας από τον αγωγό Transmed για 5 μήνες.

2.3 Εθνική Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας

Η τελευταία Εθνική Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας ως προς την ασφάλεια εφοδιασμού με ΦΑ εκπονήθηκε από τη ΡΑΑΕΥ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της ως Αρμόδια Αρχή, τον Σεπτέμβριο του 2023. Για την εκπόνηση της Μελέτης, η ΡΑΑΕΥ συνεργάστηκε με τον Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου Α.Ε. (ΔΕΣΦΑ) και τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ).

Η εν λόγω Μελέτη αποτελεί την πέμπτη αναθεώρηση της Εθνικής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας ως προς την ασφάλεια εφοδιασμού της Ελλάδας με ΦΑ, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 7 του Κανονισμού σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο και με την κατάργηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 994/2010. Αφορά στις χειμερινές περιόδους των ετών **2023 – 2024**, **2024 – 2025** και **2025 – 2026**.

Η Μελέτη λαμβάνει υπόψη σημαντικές μεταβολές σε διεθνές και εθνικό επίπεδο που δύνανται να επηρεάσουν την ενεργειακή αγορά και την ασφάλεια εφοδιασμού. Οι μεταβολές αυτές σχετίζονται ιδίως με την συνεχιζόμενη εισβολή της Ρωσίας στην Ουκρανία και τις επιπτώσεις στην τροφοδοσία φυσικού αερίου στην Ευρώπη αλλά και τα μέτρα τα οποία ελήφθησαν σε εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο για την αντιμετώπιση της κρίσης. Λαμβάνει επίσης υπόψη:

- Τα αποτελέσματα των μελετών που εκπονήθηκαν σε επίπεδο ΕΕ, από την Ομάδα Συντονισμού για το αέριο και τον ENTSOG, τα αποτελέσματα των Κοινών Μελετών

Εκτίμησης Επικινδυνότητας των Ομάδων Κινδύνου Διαβαλκανική, Κασπία, Αλγερία και Ουκρανία στις οποίες συμμετέχει η Ελλάδα, καθώς και τα αποτελέσματα του Προσδιορισμού Εθνικών Σεναρίων Κρίσης ηλεκτρικής ενέργειας¹³ που ολοκληρώθηκε τον Απρίλιο του 2022 σε συνεργασία με τον ΑΔΜΗΕ. Τα σενάρια που εξετάστηκαν σε επίπεδο ΕΕ αφορούν την πλήρη διακοπή τροφοδοσίας ρωσικού ΦΑ σε όλη την Ευρώπη.

- Την αναμενόμενη αναβάθμιση του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ), με την ολοκλήρωση του Σταθμού Συμπίεσης στην Αμπελιά και του Σταθμού Συμπίεσης στην Κομοτηνή, καθώς και την αναβάθμιση του Σταθμού Συμπίεσης στη Ν. Μεσήμβρια.

Η ΡΑΑΕΥ συνεργάστηκε με τον ΔΕΣΦΑ και τον ΑΔΜΗΕ για την επικαιροποίηση του καταλόγου κινδύνων, προσδιορίζοντας (α) ενδεχόμενους κινδύνους που αναγνωρίζουν, (β) τις συνθήκες που εκτιμούν ότι έχουν διαμορφωθεί ή ότι θα διαμορφωθούν και μπορούν να προκαλέσουν την εμφάνιση των κινδύνων στα επόμενα τρία (3) έτη και (γ) σχετικά συμβάντα, ιστορικά στοιχεία ή πληροφορίες που τεκμηριώνουν τις εκτιμήσεις, λαμβάνοντας υπόψη τον προτεινόμενο στο Παράρτημα V του Κανονισμού κατάλογο παραγόντων κινδύνων. Ο κατάλογος που δημιουργήθηκε κατηγοριοποιεί τους κινδύνους ανάλογα με τη φύση τους (π.χ. τεχνικοί, γεωπολιτικοί κ.λπ.).

Τα αποτελέσματα της αναγνώρισης κινδύνων αποτέλεσαν τη βάση προσδιορισμού των σεναρίων κρίσης εφοδιασμού της χώρας με φυσικό αέριο και της εκτίμησης της πιθανότητας εμφάνισής τους, από την ομάδα εργασίας (expert group). Τα σενάρια εξέτασαν υποθετικές διαταραχές στην προμήθεια φυσικού αερίου από τα Σημεία Εισόδου σε συνδυασμό με καθορισμένες συνθήκες ζήτησης για κάθε κατηγορία καταναλωτών (ηλεκτροπαραγωγή (Η/Π), βιομηχανικοί και προστατευόμενοι καταναλωτές), όπως προβλέπεται από τον Κανονισμό. Συγκεκριμένα, εξετάστηκαν τα παρακάτω:

Ως προς τις διαταραχές στην προμήθεια φυσικού αερίου:

- Διαθεσιμότητα αερίου αγωγών
- Διαθεσιμότητα ΥΦΑ
- Εξαγωγές σε γειτονικές χώρες

Ως προς τις συνθήκες ζήτησης φυσικού αερίου:

Η ζήτηση φυσικού αερίου εξετάστηκε για τις ακόλουθες χρονικές περιόδους, ικανοποιώντας και επεκτείνοντας τις προβλέψεις του Κανονισμού:

- Α. Εβδομάδα ακραίων θερμοκρασιών, οι οποίες σημειώνονται με στατιστική πιθανότητα μίας φορές μέσα σε 20 έτη,

¹³ Την από 29.04.2022 εγκεκριμένη μελέτη της ΡΑΕ «Προσδιορισμός Εθνικών Σεναρίων Κρίσης Ηλεκτρικής Ενέργειας», σύμφωνα με το άρθρο 7 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/941.

Β. Δυο εβδομάδες με κύμα ψύχους, όπως εξετάστηκε στην πρόσφατη (2022) Διαβαλκανική Κοινή Μελέτη Επικινδυνότητας,

Γ. Μήνας μέσων χειμερινών συνθηκών,

Δ. Μήνας εξαιρετικά υψηλής ζήτησης φυσικού αερίου που σημειώνεται με στατιστική πιθανότητα μίας φορές μέσα σε 20 έτη.

Περαιτέρω, η Μελέτη εξετάζει (μόνο για τον Χειμώνα 2023 – 24) περίοδο 5 μηνών μέσων χειμερινών συνθηκών για τον σκοπό της ανάλυσης μιας επί μακρόν διακοπής τροφοδοσίας αερίου από τη Ρωσία.

Σημειώνεται ότι, αναφορικά με την εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, θεωρήθηκαν οι υποθέσεις του Σεναρίου Ταχύτερης Μετάβασης της Μελέτης Επάρκειας Ισχύος, λαμβάνοντας υπόψη νεότερες εκτιμήσεις για το χρονοπρογραμματισμό ένταξης και απόσυρσης παραγωγικών πόρων. Ειδικότερα, έχουν θεωρηθεί τα παρακάτω:

- Οι νέες μονάδες Πτολεμαΐδα V και Αγ. Νικόλαος II θα είναι διαθέσιμες από την αρχή της εξεταζόμενης περιόδου
- Η υπό κατασκευή μονάδα ΒΙΠΕ Κομοτηνής θα είναι διαθέσιμη από τον χειμώνα 2025-2026 και μετά
- Οι υφιστάμενες λιγνιτικές μονάδες είναι διαθέσιμες μέχρι και το τέλος της υπό εξέτασης περιόδου (χειμώνας 2025-2026), ενεργοποιούνται μόνο όταν είναι απαραίτητο για λόγους επάρκειας
- Αναφορικά με τη διείσδυση συστημάτων αποθήκευσης έχουν ληφθεί υπόψη τα προβλεπόμενα χρονοδιαγράμματα των σχετικών διαγωνιστικών διαδικασιών, ενώ η μονάδα αντλησιοταμίευσης της Αμφιλοχίας θεωρείται ότι είναι διαθέσιμη από το τέλος του 2025.

Συνολικά εξετάστηκαν και προσομοιώθηκαν **διάφορα σενάρια κρίσης (Πίνακας 53)**. Η διάρκεια των σεναρίων είναι 7 ημερών για τα σενάρια με κωδικό "**W**", 14 ημερών για τα σενάρια με κωδικό "**CS**", 30 ημερών για τα σενάρια με κωδικό "**MA**" και "**MH**" και 150 ημερών για το σενάριο "**PR**". Στον Πίνακα που ακολουθεί παρουσιάζονται τα εξεταζόμενα σενάρια.

Πίνακας 53: Εξεταζόμενα σενάρια κρίσης

Α. Εβδομάδα ακραίων θερμοκρασιών														
Σενάριο	Εξαγωγές	Σιδηρόκαστρο 2023 - 2025	Ν. Μεσημβρία			Κήποι			Αμφιρίτη			Αγ. Τριάδα		
			2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025	1 ^η άφιξη φορτίου ΥΦΑ (ημ.)	Συχνότητα επόμενων φορτίων (ημ.)	Αεριοποίηση (%)
W1	Q1 (25.000)	100%	100%						-	100%	100%	4	-	100%
W2	Q2 (65.000)	0%	100% (αύξηση δυναμικότητας σε 116.000 MWh/ημέρα)			100%			-	100%	100%	3	3	100%
W3	Q3 (13.500)	0%	100% (αύξηση δυναμικότητας σε 116.000 MWh/ημέρα)			100%			-	100%	100%	3	3	100%

Β. Διο εβδομάδες με κύμα ψύχους συνδυασμένο με πλήρη διακοπή ρωσικού αερίου (S-1)														
Σενάριο	Εξαγωγές	Σιδηρόκαστρο 2023 - 2025	Ν. Μεσημβρία			Κήποι			Αμφιρίτη			Αγ. Τριάδα		
			2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025	1 ^η άφιξη φορτίου ΥΦΑ (ημ.)	Συχνότητα επόμενων φορτίων (ημ.)	Αεριοποίηση (%)
CS1	Q1 (25.000)	100%	100%			100%			-	100%	100%	4	8	100%
CS2	Q2 (65.000)	0%	100% (αύξηση δυναμικότητας σε 116.000 MWh/ημέρα)			100%			-	100%	100%	4	4	100%

Γ. Μήνας με μέσες χειμερινές συνθήκες (περιλαμβάνει την απώλεια της μεγαλύτερης υποδομής- N-1)														
Σενάριο	Εξαγωγές	Σιδηρόκαστρο 2023 - 2025	N. Μεσήμβρια			Κήποι			Αμφιρίτη			Αγ. Τριάδα		
			2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025	1 ^η άφιξη φορτίου ΥΦΑ (ημ.)	Συχνότητα επόμενων φορτίων (ημ.)	Αεριοποίηση (%)
MA1	Q1 (25.000)	100%		100%		100%			-	100%	100%	7	7	100%
MA2	Q1 (25.000)	100%		100%		100%			-	100%	100%	-	-	0%
MA3	Q2 (65.000)	0%		100% (αύξηση δυναμικότητας σε 116.000 MWh/ημέρα)		100%			-	100%	100%	-	-	0%
MA4	Q2 (65.000)	0%		100% (χωρίς αύξηση δυναμικότητας)		100%			-	100%	100%	4	4	100%
MA5	Q2 (65.000)	0%		100% (αύξηση δυναμικότητας σε 116.000 MWh/ημέρα)		100%			-	50%	50%	8	8	100%
MA6	Q3 (13.500)	0%		100% (χωρίς αύξηση δυναμικότητας)		100%			-	100%	100%	5	5	100%

Δ. Μήνας εξαιρετικά υψηλής ζήτησης														
Σενάριο	Εξαγωγές	Σιδηρόκαστρο	Ν. Μεσημβρία			Κρήνοι			Αμφιτρίτη			Αγ. Τριάδα		
			2023	2024	2025	2023	2024	2025	2023	2024	2025	1 ^η άφιξη φορτίου ΥΦΑ (ημ.)	Συχνότητα επόμενων φορτίων (ημ.)	
		2023 - 2025											Αεριοποίηση (%)	
MH1	Q1 (25.000)	100%		100%		100%			-	100%	100%	6	6	100%
MH2	Q2 (65.000)	100%		100%		100%			-	100%	100%	6	6	100%
MH3	Q2 (65.000)	0%		100% (χωρίς αύξηση δυναμικότητας)		100%			-	100%	100%	4	4	100%
MH4	Q3 (13.500)	0%		100% (χωρίς αύξηση δυναμικότητας)		100%			-	100%	100%	4	4	100%

Ε. Πέντε μήνες μέσων χειμερινών συνθηκών με διακοπή τροφοδοσίας αερίου από Ρωσία											
Σενάριο	Εξαγωγές	Σιδηρόκαστρο	N. Μεσημβρία		Κήποι		Αμφιτρίτη		Αγ. Τριάδα		
		2023	2023	X	2023	X	2023	X	2023		
			2023						1 ^η άφιξη φορτίου ΥΦΑ (ημ.)	Συχνότητα επόμενων φορτίων (ημ.)	Αεριοποίηση (%)
PR1	Q1 (25.000)	0%	100% (χωρίς αύξηση δυναμικότητας)		X	100%	-	X	5	5	100%

Για την κατηγοριοποίηση των επιπτώσεων των σεναρίων ακολουθήθηκε η παρακάτω 5βάθμια κλίμακα, η οποία εξειδικεύεται περαιτέρω για κάθε κατηγορία καταναλωτών:

- A. Χαμηλές επιπτώσεις
- B. Μέτριες επιπτώσεις
- C. Σημαντικές επιπτώσεις
- D. Σοβαρές επιπτώσεις
- E. Πολύ σοβαρές επιπτώσεις

Κατηγοριοποίηση επιπτώσεων στην Ηλεκτροπαραγωγή:

Η ως άνω διαβάθμιση των επιπτώσεων ερμηνεύθηκε σε συνεργασία με τον ΑΔΜΗΕ για την Ηλεκτροπαραγωγή (για τους σκοπούς της Μελέτης), υπό την προϋπόθεση ότι μπορεί να γίνει χρήση εναλλακτικού καυσίμου σε πέντε (5) μονάδες ηλεκτροπαραγωγής.

Σημειώνεται, ότι για τις περιπτώσεις που το έλλειμμα φυσικού αερίου για ηλεκτροπαραγωγή εκτιμάται πολύ υψηλό (κλάση E) και δεν δύναται να καλυφθεί με τη χρήση εναλλακτικού καυσίμου, λαμβάνεται μέριμνα, για τους σκοπούς της Μελέτης, η εξασφάλιση μιας ελάχιστης συνολικής ημερήσιας ποσότητας φυσικού αερίου έως 115.000 MWh/d για τις κρίσιμες μονάδες ΗΠ που δεν έχουν δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου. Ωστόσο, η εκτίμηση σχετικά με την ελάχιστη ποσότητα ΦΑ που απαιτείται για την κάλυψη των αναγκών των κρίσιμων αυτών μονάδων θα προκύπτει σε ημερήσια βάση κατά τη διάρκεια των κρίσεων, ως αποτέλεσμα ad hoc βραχυχρόνιων αναλύσεων υδραυλικής ευστάθειας και επάρκειας ηλεκτρικού συστήματος των Διαχειριστών του ΕΣΦΑ και ΕΣΜΗΕ (ΔΕΣΦΑ, ΑΔΜΗΕ), λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες συνθήκες.

Κατηγοριοποίηση επιπτώσεων στους Βιομηχανικούς Καταναλωτές:

Η διαβάθμιση των επιπτώσεων που παρουσιάστηκε στην αρχή της παραγράφου ερμηνεύεται για τους Βιομηχανικούς Καταναλωτές κατά τα ακόλουθα:

- A. Οικονομική ζημία που αναπληρώνεται,
- B. Υπολογίσιμη οικονομική ζημία που αναπληρώνεται,
- C. Οικονομική ή άλλης φύσης ζημιά με επιπτώσεις στο έτος,
- D. Οικονομική ή άλλης φύσης ζημιά με επιπτώσεις πέραν του έτους,
- E. Ζημιά που θέτει σε κίνδυνο την επιβίωση της εταιρείας ή θέτει σε κίνδυνο ζωές.

Κατηγοριοποίηση επιπτώσεων στις Εξαγωγές:

Οι επιπτώσεις στις εξαγωγές από τις αναγκαίες περικοπές φυσικού αερίου μετά από εφαρμογή των σχετικών προβλέψεων του ισχύοντος Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης (βλ. Παράρτημα Ι), ακολουθούν την παρακάτω διαβάθμιση:

- Καμία περικοπή **(-)**: Η θεωρούμενη ποσότητα εξαγωγών που εξετάζει το σενάριο ικανοποιείται.
- Solidarity **(S)**: Η διαθέσιμη ποσότητα για εξαγωγές πιθανώς να περιορίζεται στην ικανοποίηση των εξ αλληλεγγύης προστατευόμενων καταναλωτών της Βουλγαρίας (θεώρηση 13.500 MWh/d).
- Non solidarity **(NS)**: Η διαθέσιμη ποσότητα για εξαγωγές πιθανώς να μην επαρκεί για την ικανοποίηση των εξ αλληλεγγύης προστατευόμενων καταναλωτών της Βουλγαρίας.

Για την διαβάθμιση της πιθανότητας εμφάνισης των σεναρίων χρησιμοποιήθηκε η παρακάτω 5-βάθμια ποιοτική κλίμακα:

Πίνακας 54: Ποιοτική κλίμακα διαβάθμισης πιθανότητας εμφάνισης σεναρίου κρίσης

Κλάση	Περιγραφή	Εύρος πιθανότητας εμφάνισης
1	Εξαιρετικά απίθανο να συμβεί στα επόμενα 3 έτη. Αντιστοιχεί σε μέση συχνότητα εμφάνισης 1 φορά στα 50 έτη	0-6%
2	Μάλλον απίθανο να συμβεί στα επόμενα 3 έτη. Αντιστοιχεί σε μέση συχνότητα εμφάνισης 1 φορά στα 20 έτη	6-15%
3	Λιγότερο πιθανό να συμβεί στα επόμενα 3 έτη. Αντιστοιχεί σε μέση συχνότητα εμφάνισης 1 φορά στα 10 έτη	15-30%
4	Πιθανό να συμβεί στα επόμενα 3 έτη. Αντιστοιχεί σε μέση συχνότητα εμφάνισης 1 φορά στα 5 έτη	30-60%
5	Πολύ πιθανό να συμβεί στα επόμενα 3 έτη. Αντιστοιχεί σε μέση συχνότητα εμφάνισης 1 φορά στα 3 έτη	>60%

Κατά τη εκτίμηση των πιθανοτήτων θεωρήθηκαν δεδομένες οι παρακάτω στατιστικές πιθανότητες για τις κλιματικές συνθήκες, σύμφωνα με τις προβλέψεις του Κανονισμού:

- ο Για τα σενάρια εβδομάδας (W) ακραίων θερμοκρασιών, μέση συχνότητα εμφάνισης 1/20 έτη,
- ο Για τα σενάρια δυο εβδομάδων κύματος ψύχους (CS), μέση συχνότητα εμφάνισης 1/20 έτη,
- ο Για τα σενάρια μήνα εξαιρετικά υψηλής ζήτησης (MH), μέση συχνότητα εμφάνισης 1/20 έτη.

Επιπλέον, η εκτίμηση της (δεσμευμένης/conditional) πιθανότητας εμφάνισης των σεναρίων βασίστηκε στην έως σήμερα γνώση και εμπειρία των στελεχών των εμπλεκόμενων φορέων και στη δυνατότητα πρόβλεψης που έχουν στον τομέα ευθύνης/λειτουργίας τους.

Ο παρακάτω **Πίνακας 55** παρουσιάζει ποιοτικά τις επιπτώσεις των σεναρίων που εξετάστηκαν, συνδυαστικά για το σύνολο των καταναλωτών. Με έντονη γραφή (bold)

σημειώνονται τα σενάρια βάσης (δηλ. χωρίς διαταραχή στην προμήθεια αερίου) για κάθε εξεταζόμενο προφίλ και διάστημα ζήτησης, ενώ ο δείκτης (R) υποδηλώνει θεώρηση διακοπής αερίου από τη Ρωσία.

Πίνακας 55: Ποιοτικός πίνακας συνολικών επιπτώσεων

Α/Α	Κλάση	Περιγραφή	Σενάρια		
			2023-24	2024-25	2025-26
1	Άσπρη	Δεν υπάρχει καμία συνέπεια στην ομαλή και αδιάλειπτη τροφοδοσία του συνόλου των καταναλωτών ΦΑ	MA1 , MA6(R)	MA1 , MA6(R)	MA1 , MA6(R)
2	Πράσινη	Οι προστατευόμενοι καταναλωτές δεν επηρεάζονται. Οι βιομηχανικοί καταναλωτές, που υπάγονται στον μηχανισμό διακοψιμότητας του αερίου δεν επηρεάζονται σημαντικά. Η Ηλεκτροπαραγωγή αντιμετωπίζει χαμηλές επιπτώσεις (Περιορισμένες οικονομικές επιπτώσεις)	W1 , W3(R)	MA4(R)	MA4(R)
3	Κίτρινη	Οι προστατευόμενοι καταναλωτές δεν επηρεάζονται. Οι βιομηχανικοί καταναλωτές, που υπάγονται στον μηχανισμό διακοψιμότητας επηρεάζονται. Η Ηλεκτροπαραγωγή αντιμετωπίζει μέτριες έως σημαντικές επιπτώσεις (οικονομικές επιπτώσεις, ενεργοποίηση διακοψιμότητας ηλεκτρισμού, επίδραση στην αγορά, ανάγκη θέσης σε λειτουργία εφεδρειών έκτακτων αναγκών για κάλυψη ελλείμματος).	CS1 , MA4(R), MH1 , PR1(R)	W1 , W3(R), MA2, MA5(R)	
4	Πορτοκαλί	Οι προστατευόμενοι καταναλωτές δεν επηρεάζονται. Οι βιομηχανικοί καταναλωτές, που υπάγονται στον μηχανισμό διακοψιμότητας επηρεάζονται. Η Ηλεκτροπαραγωγή αντιμετωπίζει σοβαρές επιπτώσεις (οικονομικές επιπτώσεις, ενεργοποίηση διακοψιμότητας ηλεκτρισμού, επίδραση στην αγορά, ανάγκη έκτακτων εισαγωγών εξαντλώντας τα περιθώρια Διαθέσιμης Ικανότητας Μεταφοράς των διασυνδέσεων)	W2(R), CS2(R), MA5(R), MH4(R)	MH1	MA2, MA5(R), MH1
5	Κόκκινη	Οι προστατευόμενοι καταναλωτές δεν επηρεάζονται άμεσα. Ωστόσο οι σοβαρές επιπτώσεις στη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος μπορεί να επηρεάσουν τη μεταφορά του αερίου και την τροφοδοσία με Φ.Α. οικιακών καταναλωτών και μικρών και μεσίων επιχειρήσεων. Οι βιομηχανικοί καταναλωτές επηρεάζονται. Η Ηλεκτροπαραγωγή	MA2, MA3(R), MH2, MH3(R)	W2(R), CS1 CS2(R), MA3(R) MH2, MH3(R), MH4(R)	W1 , W2(R), W3(R), CS1 CS2(R), MA3(R), MH2, MH3(R), MH4(R)

		αντιμετωπίζει πολύ σοβαρές επιπτώσεις (έλλειμμα ισχύος/ ενέργειας, εκτεταμένες περικοπές ηλεκτρικού φορτίου)			
--	--	--	--	--	--

Η αποτίμηση της επικινδυνότητας κάθε σεναρίου πραγματοποιείται εάν ληφθεί υπόψη η κλάση της επίπτωσής του σε συνδυασμό με την κλάση της πιθανότητας εμφάνισής του. Ακολουθώντας την ποιοτική προσέγγιση αποτίμησης κατασκευάστηκε η παρακάτω μήτρα επικινδυνότητας (**Σχήμα 30**).

ΠΙΘΑΝΟΤΗΤΑ	5					
	4					
	3					
	2					
	1					
		A	B	C	D	E

ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ

Σχήμα 30: Μήτρα επικινδυνότητας

Κάθε σενάριο, ανάλογα με τη βαρύτητα των επιπτώσεων και την πιθανότητα εμφάνισής του τοποθετείται σε μία από τις 25 θέσεις της μήτρας. Τα τέσσερα επίπεδα επικινδυνότητας ερμηνεύονται ως εξής:

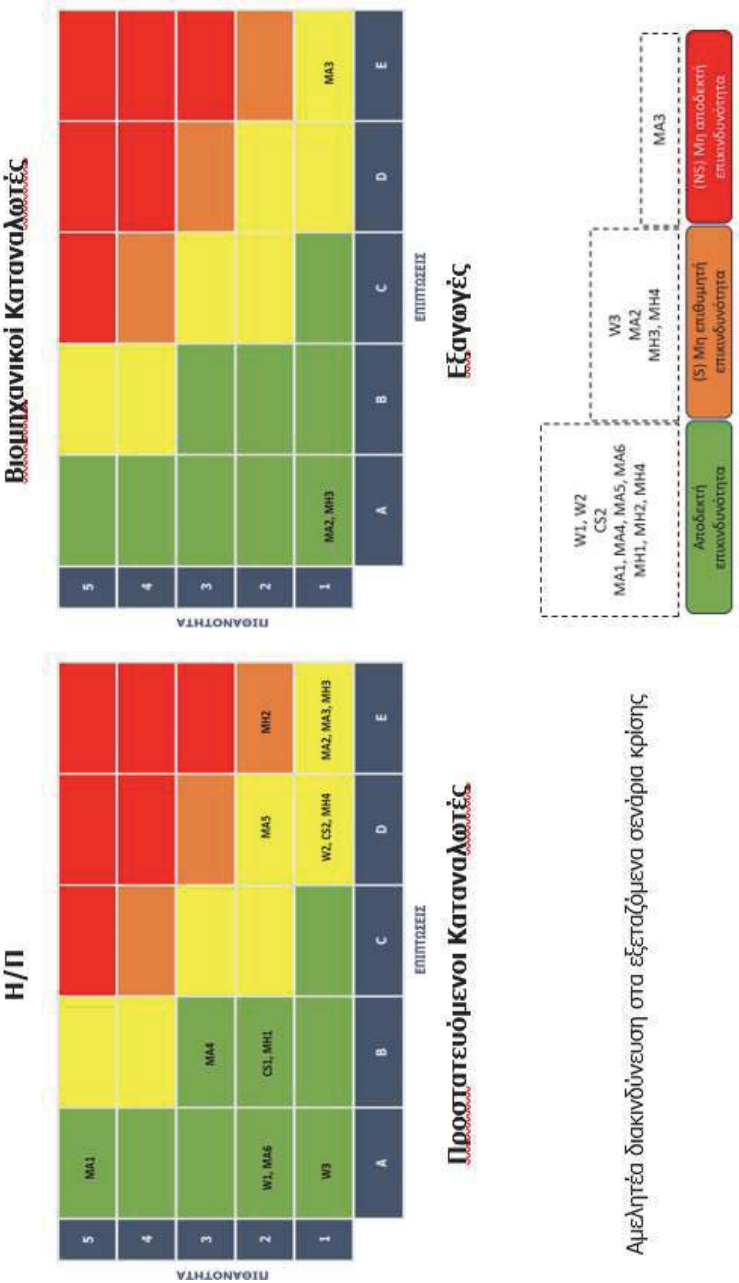
	Μη αποδεκτή (εξαιρετικά υψηλή) επικινδυνότητα. Απαιτείται η λήψη άμεσων μέτρων μείωσης της επικινδυνότητας
	Μη επιθυμητή (υψηλή) επικινδυνότητα. Απαιτείται διαρκής παρακολούθηση, αυξημένη επιφυλακή και λήψη προληπτικών μέτρων το συντομότερο δυνατό
	Ανεκτή επικινδυνότητα. Απαιτείται τακτική παρακολούθηση
	Αποδεκτή (χαμηλή) επικινδυνότητα

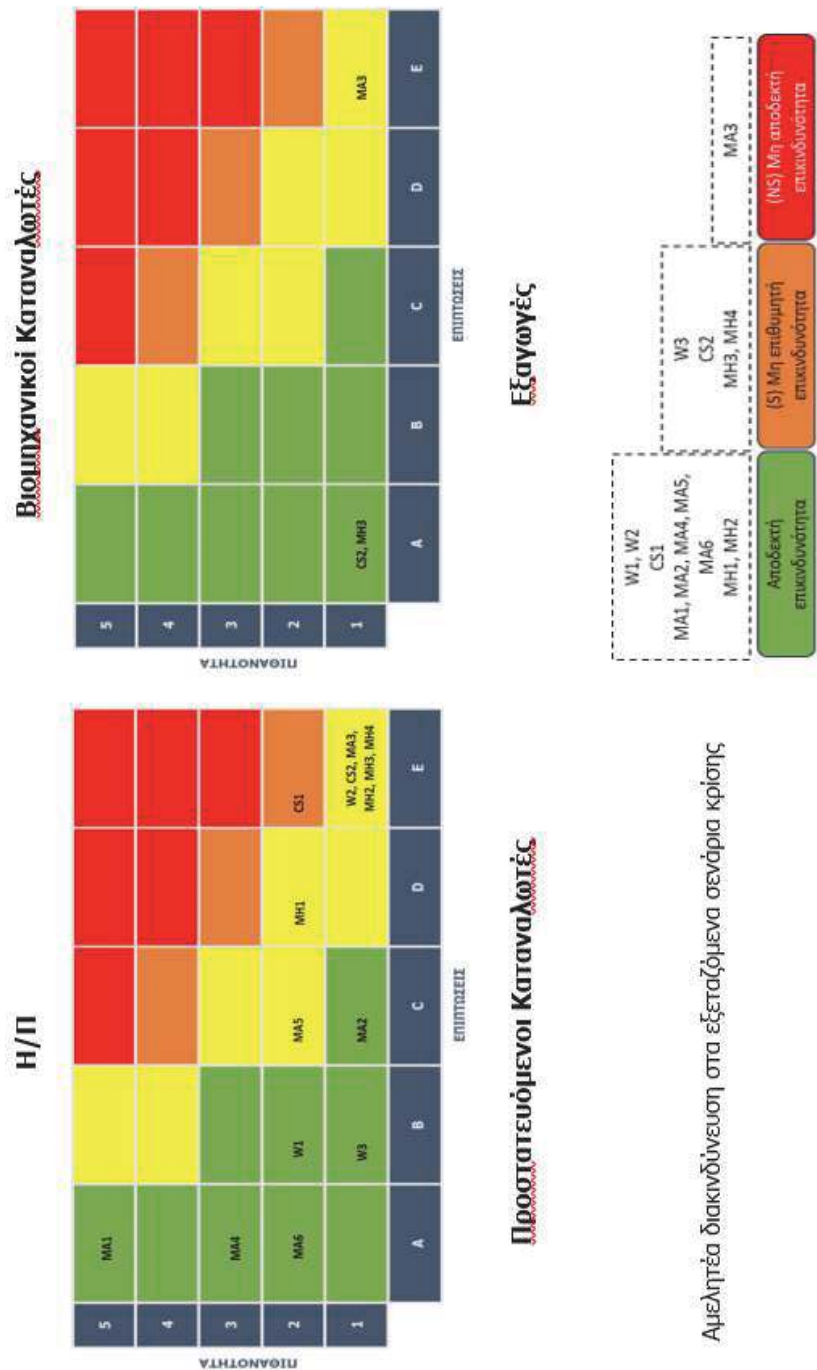
Αναφορικά με τις εξαγωγές θεωρήθηκαν:

- μη αποδεκτής (εξαιρετικά υψηλής) επικινδυνότητας σενάρια που μπορεί να επιφέρουν μη ικανοποίηση των εξ αλληλεγγύης προστατευόμενων καταναλωτών της Βουλγαρίας
- μη επιθυμητής (υψηλής) επικινδυνότητας σενάρια που μπορεί να επιφέρουν περιορισμός των ποσοτήτων προς τη Βουλγαρία έως την ποσότητα που θεωρείται ότι ικανοποιεί τις ανάγκες των εξ αλληλεγγύης προστατευόμενων καταναλωτών της

Τέλος, θεωρήθηκαν μη αποδεκτές (εξαιρετικά υψηλής) επικινδυνότητας σενάρια τα οποία δύνανται (ανεξάρτητα από την πιθανότητα εμφάνισης) να προκαλέσουν περικοπή αερίου στους Προστατευόμενους Καταναλωτές της χώρας.

Στα επόμενα γραφήματα παρουσιάζεται η αποτίμηση επικινδυνότητας των εξεταζόμενων σεναρίων, για κάθε κατηγορία καταναλωτών.

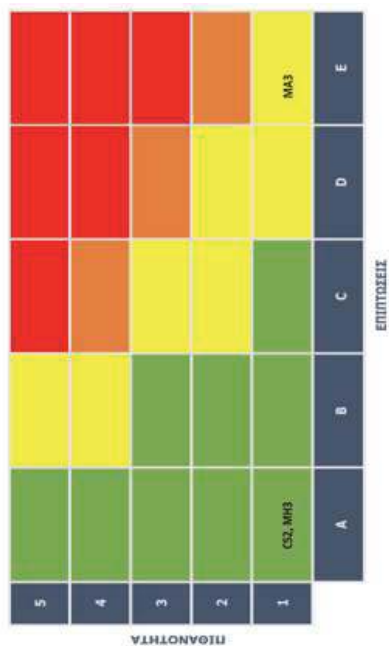




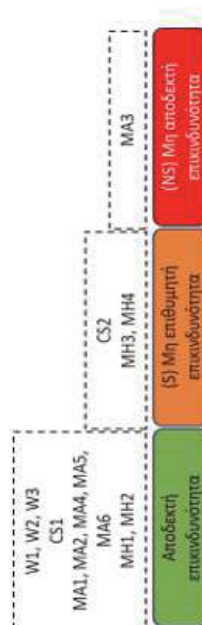
Αμελητέα διακινδύνευση στα εξεταζόμενα σενάρια κρίσης

Σχήμα 32: Μήτρες επικινδυνότητας για την περίοδο 2024 – 2025

Βιομηχανικοί Καταναλωτές



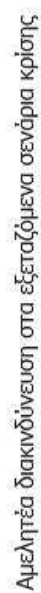
Εξαγωγές



П/П



Προστατευόμενοι Καταναλωτές



Σχήμα 33: Μήτρες επικινδυνότητας για την περίοδο 2025 – 2026

Από την ανάλυση των αποτελεσμάτων προκύπτουν τα ακόλουθα συμπεράσματα:

1. **Οι Προστατευόμενοι Καταναλωτές δεν αναμένεται να υποστούν επιπτώσεις στην τροφοδοσία τους σε κανένα σενάριο**, εφόσον εφαρμόστούν τα προβλεπόμενα μέτρα διαχείρισης ζήτησης (συμπεριλαμβανομένης της χρήσης εναλλακτικού καυσίμου) και οι προβλέψεις του Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης σχετικά με τη διακοπή/περιορισμό φυσικού αερίου υπό συνθήκες κρίσης.
 2. Υπό την ίδια θεώρηση, η ανάλυση 15 σεναρίων για κάθε χρονική περίοδο, οδηγεί στα παρακάτω συμπεράσματα σχετικά με τη διακινδύνευση για την Ηλεκτροπαραγωγή:
 - a. Σε όλες τις περιόδους το βασικό σενάριο μήνα με μέσες χειμερινές συνθήκες, χωρίς διαταραχή στην προμήθεια φυσικού αερίου (ΜΑ1) δεν επιφέρει επιπτώσεις στον εφοδιασμό της ηλεκτροπαραγωγής.
 - b. **Για την περίοδο 2023 – 2024**, συνολικά: 7 σενάρια χαρακτηρίζονται ως αποδεκτού (χαμηλού) κινδύνου, 7 σενάρια ως ανεκτού (μέσου) κινδύνου και 1 σενάριο (υπό συνθήκες μήνα εξαιρετικά υψηλής ζήτησης και μέγιστες εξαγωγές) χαρακτηρίζεται ως μη επιθυμητού (υψηλού) κινδύνου.
 - Η επικινδυνότητα των σεναρίων που εξετάζουν ολική διακοπή αερίου από Ρωσία διαφοροποιείται ανάλογα με τις θεωρούμενες θερμοκρασιακές συνθήκες (και κατά συνέπεια τη ζήτηση), τις ποσότητες εξαγωγών προς τη Βουλγαρία και τη διαθεσιμότητα πρόσθετων ποσοτήτων αερίου (ΥΦΑ ή αερίου στο Σημείο Εισόδου Ν. Μεσήμβρια). Η πλειονότητα των σεναρίων που εξετάζουν αυτή τη συνθήκη (δηλ. διακοπή ρωσικού αερίου) έχουν σημαντικές επιπτώσεις, χαρακτηρίζονται ως ανεκτής (μέσης) επικινδυνότητας και απαιτούν τακτική παρακολούθηση και επιφυλακή για πιθανή διαφοροποίηση των συνθηκών. Τέλος, το σενάριο που εξετάζει 5 μήνες διακοπής αερίου από Ρωσία υπό μέσες χειμερινές συνθήκες, συνήθη εξαγωγική δραστηριότητα, μέγιστη συνεισφορά ΥΦΑ δεν επιφέρει σημαντικές επιπτώσεις στην ηλεκτροπαραγωγή.
 - Το σενάριο (ΜΑ2) που εξετάζει απώλεια της μεγαλύτερης υποδομής (συνθήκη Ν-1) για ένα μήνα υπό μέσες χειμερινές συνθήκες χαρακτηρίζεται ως ανεκτής (μέσης) επικινδυνότητας.
 - c. **Για την περίοδο 2024 – 2025**, συνολικά: 6 σενάρια χαρακτηρίζονται ως αποδεκτού (χαμηλού) κινδύνου, 8 σενάρια ως ανεκτού (μέσου) κινδύνου και 1 σενάριο (υπό συνθήκες 14 ημερών εξαιρετικά υψηλής ζήτησης), χαρακτηρίζονται ως μη επιθυμητού (υψηλού) κινδύνου. Διαφαίνεται τάση αύξησης της επικινδυνότητας υπό συνθήκες υψηλής ζήτησης, συνεπώς απαιτείται τακτική παρακολούθηση και επιφυλακή για πιθανή διαφοροποίηση των συνθηκών.
- Η επικινδυνότητα των σεναρίων που εξετάζουν ολική διακοπή αερίου από Ρωσία διαφοροποιείται ανάλογα με τις θεωρούμενες συνθήκες, όπως σχολιάστηκε παραπάνω. Η πλειονότητα των σεναρίων που εξετάζουν αυτή τη συνθήκη

έχουν σημαντικές επιπτώσεις, χαρακτηρίζονται ως ανεκτής (μέσης) επικινδυνότητας και απαιτούν τακτική παρακολούθηση και επιφυλακή.

- d. **Για την περίοδο 2025 – 2026**, συνολικά: 3 σενάρια χαρακτηρίζονται ως αποδεκτού (χαμηλού) κινδύνου, 10 σενάρια ως ανεκτού (μέσου) κινδύνου και 2 σενάρια (υπό συνθήκες 7 και 14 ημερών εξαιρετικά υψηλής ζήτησης), χαρακτηρίζονται ως μη επιθυμητού (υψηλού) κινδύνου. Κατά την περίοδο αυτή διαπιστώνεται μια σχετική αύξηση της επικινδυνότητας οφειλόμενη κυρίως στην εκτιμώμενη από τους Διαχειριστές αύξηση της ζήτησης. Υπό το πρίσμα αυτό απαιτείται τακτική παρακολούθηση και επιφυλακή για πιθανή διαφοροποίηση των συνθηκών.

Η επικινδυνότητα των σεναρίων που εξετάζουν ολική διακοπή αερίου από Ρωσία διαφοροποιείται ανάλογα με τις θεωρούμενες συνθήκες, όπως σχολιάστηκε παραπάνω. Η πλειονότητα (7 στα 9) των σεναρίων που εξετάζουν αυτή τη συνθήκη έχουν σημαντικές επιπτώσεις, χαρακτηρίζονται ως ανεκτής (μέσης) επικινδυνότητας και απαιτούν τακτική παρακολούθηση και επιφυλακή.

3. Οι Βιομηχανικοί Καταναλωτές δεν αναμένεται να υποστούν σημαντικές επιπτώσεις στην τροφοδοσία τους σε κανένα από τα σενάρια που εξετάστηκαν, πλην της ακραίας περίπτωσης παράλληλης διακοπής ρωσικού αερίου και απώλειας της κρίσιμης υποδομής αερίου για περίοδο μήνα μέσων χειμερινών συνθηκών.
4. Ιδιαίτερη προσοχή απαιτεί η εξαγωγική δραστηριότητα προς τη Βουλγαρία από το Σημείο Εισόδου «Σιδηρόκαστρο», υπό συνθήκες κρίσης, καθώς διαπιστώνεται ότι επηρεάζει σημαντικά την επικινδυνότητα. Αξίζει όμως να σημειωθεί ότι σε ένα μόνο από τα εξεταζόμενα σενάρια δεν είναι εφικτή η ικανοποίηση της ζήτησης των εξ αλληλεγγύης προστατευόμενων καταναλωτών της Βουλγαρίας. Το σενάριο αυτό (ΜΑ3) εξέτασε ιδιαίτερα δύσκολες συνθήκες παράλληλης διακοπής ρωσικού αερίου και απώλειας της κρίσιμης υποδομής αερίου για περίοδο μήνα μέσων χειμερινών συνθηκών.

3 Συμμόρφωση με τον Κανόνα για την υποδομή

Σύμφωνα με τον Κανονισμό (άρθρο 5), τα Κ-Μ οφείλουν να εξασφαλίζουν ότι λαμβάνονται τα αναγκαία μέτρα έτσι ώστε, σε περίπτωση διαταραχής της μεγαλύτερης ενιαίας υποδομής αερίου, η τεχνική ικανότητα της υπόλοιπης υποδομής, η οποία ορίζεται σύμφωνα με τον τύπο N-1, όπως προβλέπεται στο σημείο 2 του παραρτήματος II του Κανονισμού, να είναι σε θέση, με την επιφύλαξη της παραγράφου 2 του άρθρου 5, να ικανοποιήσει τη συνολική ζήτηση ΦΑ της περιοχής υπολογισμού για περίοδο μιας ημέρας εξαιρετικά υψηλής ζήτησης αερίου, η οποία επέρχεται με στατιστική πιθανότητα μίας φορές μέσα σε 20 έτη.

Ωστόσο, η ως άνω υποχρέωση ισχύει με την επιφύλαξη της ευθύνης των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς να προβούν στις αντίστοιχες επενδύσεις και των υποχρεώσεων των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς, όπως ορίζονται στον Κανονισμό (ΕΚ) αριθ. 715/2009 και στην οδηγία 2009/73/ΕΚ.

Ο κανόνας N-1 προσδιορίζεται από τη σχέση:

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max}} \times 100, \quad N - 1 \geq 100\% \quad (1)$$

όπου:

«Περιοχή υπολογισμού» είναι η γεωγραφική περιοχή για την οποία υπολογίζεται ο τύπος N-1, όπως ορίζεται από την Αρμόδια Αρχή.

Ως «**Dmax**» νοείται η συνολική ημερήσια ζήτηση σε ΦΑ (εκφρασμένη σε εκατ. m³/ημέρα) της περιοχής υπολογισμού κατά τη διάρκεια μιας ημέρας με εξαιρετικά υψηλή ζήτηση, με στατιστική πιθανότητα εμφάνισης μία φορά μέσα σε 20 έτη.

«**EPm**»: ως τεχνική δυναμικότητα των σημείων εισόδου (εκφρασμένη σε εκατ. m³/ημέρα), εκτός από την παραγωγή, το ΥΦΑ και τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης που καλύπτονται από τα Pm, Sm και LNGm, νοείται η ποσότητα της τεχνικής δυναμικότητας όλων των σημείων εισόδου που έχουν τη δυνατότητα να τροφοδοτήσουν με ΦΑ την περιοχή υπολογισμού.

«**Pm**»: ως μέγιστη τεχνική παραγωγική δυναμικότητα (εκφρασμένη σε εκατ. m³/ημέρα) νοείται το άθροισμα της μέγιστης τεχνικής ημερήσιας παραγωγικής δυναμικότητας όλων των εγκαταστάσεων παραγωγής ΦΑ η οποία μπορεί να παρασχεθεί στα σημεία εισόδου στην περιοχή υπολογισμού.

«**Sm**»: ως μέγιστη τεχνική ικανότητα απόληψης (εκφρασμένη σε εκατ. m³/ημέρα) νοείται το άθροισμα της μέγιστης τεχνικής ημερήσιας ικανότητας απόληψης από όλες τις εγκαταστάσεις αποθήκευσης η οποία μπορεί να παραδοθεί στα σημεία εισόδου στην περιοχή υπολογισμού, λαμβάνοντας υπόψη τα αντίστοιχα φυσικά χαρακτηριστικά τους.

«**LNGm**»: ως μέγιστη τεχνική δυναμικότητα εγκατάστασης ΥΦΑ (εκφρασμένη σε εκατ. m³/ημέρα) νοούνται οι μέγιστες ημερήσιες τεχνικές δυνατότητες σε όλες τις εγκαταστάσεις ΥΦΑ στην περιοχή υπολογισμού, λαμβάνοντας υπόψη κρίσιμα στοιχεία

όπως η εκφόρτωση, οι βοηθητικές υπηρεσίες, η προσωρινή αποθήκευση και η επαναεριοποίηση ΥΦΑ, καθώς και η τεχνική δυναμικότητα εξαγωγής στο σύστημα.

«**I_m**»: νοείται η τεχνική δυναμικότητα της μεγαλύτερης ενιαίας υποδομής αερίου (εκατ. m³/ημέρα) με την υψηλότερη ικανότητα παροχής στην περιοχή υπολογισμού. Όταν διάφορες υποδομές αερίου συνδέονται σε μια κοινή ανάντη ή κατάντη υποδομή αερίου και η διαχείρισή τους δεν μπορεί να γίνει μεμονωμένα, θεωρούνται ως μία ενιαία υποδομή αερίου.

Στην περίπτωση που μια διαταραχή εφοδιασμού μπορεί να αντισταθμίζεται επαρκώς και εγκαίρως με κατάλληλα μέτρα από την πλευρά της ζήτησης, ο τύπος N-1 δίνεται από τη σχέση:

$$N - 1[\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{max} - D_{eff}} \times 100, N - 1 \geq 100\% \quad (2)$$

όπου:

Ως «**Deff**» νοείται το τμήμα (εκφρασμένο σε εκατ. m³/ημέρα) της D_{max}, το οποίο σε περίπτωση διαταραχής του εφοδιασμού με φυσικό αέριο μπορεί να καλυφθεί επαρκώς και εγκαίρως με μέτρα από την πλευρά της ζήτησης που στηρίζονται στην αγορά σύμφωνα με το άρθρο 9 παράγραφος 1 στοιχείο γ) και το άρθρο 5 παράγραφος 2 του Κανονισμού.

3.1 Υπολογισμός του τύπου N-1 σε εθνικό επίπεδο

3.1.1 Υποθέσεις, μεθοδολογία και δεδομένα

Για τον υπολογισμό του Δείκτη N-1 λαμβάνονται υπόψη τα εξής:

Ως **Περιοχή υπολογισμού** λαμβάνεται το Εθνικό Σύστημα Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ), το οποίο περιλαμβάνει το Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Φυσικού Αερίου εντός της ελληνικής επικράτειας και την εγκατάσταση ΥΦΑ στη νήσο Ρεβυθούσα.

EP_m: Οι τεχνικές δυναμικότητες των Σημείων Εισόδου στο Σιδηρόκαστρο, τους Κήπους, τη Ν. Μεσήμβρια και την Αμφιτρίτη

P_m=0: Μηδενική παραγωγή φυσικού αερίου

S_m=0: Δεν υπάρχει υπόγεια αποθήκη φυσικού αερίου

LNG_m: η τεχνική δυναμικότητα του Σημείου Εισόδου Αγ. Τριάδα

I_m: η τεχνική δυναμικότητα της μεγαλύτερης ενιαίας υποδομής αερίου με την υψηλότερη ικανότητα παροχής (Σημείου Εισόδου Αγ. Τριάδα) : ίση με την LNG_m

D_{max}: Η μέγιστη ημερήσια ζήτηση της Ελληνικής αγοράς.

Ο προσδιορισμός των τεχνικών δυναμικοτήτων των Σημείων Εισόδου γίνεται από τον

Διαχειριστή¹⁴. Ως τεχνική δυναμικότητα (κατά τον ορισμό της παρ. 18 του άρθρου 2 του Κανονισμού 1775 /05) νοείται η μέγιστη αμετάβλητη δυναμικότητα, την οποία είναι σε θέση να προσφέρει ο Διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς στους χρήστες του δικτύου, λαμβανομένων υπόψη της ακεραιότητας του δικτύου και των λειτουργικών απαιτήσεων του δικτύου μεταφοράς.

Ο υπολογισμός της τεχνικής δυναμικότητας για τα Σημεία Εισόδου του ΕΣΦΑ από Βορρά (μέσω του Μετρητικού Σταθμού Συνόρων - ΜΣΣ - Σιδηροκάστρου) και Ανατολή (μέσω του ΜΣΣ Κήπων), προσεγγίζεται υπολογιστικά μέσω της προσομοίωσης του Συστήματος Μεταφοράς, προσδιορίζοντας τις μέγιστες ημερήσιες ροές δια των από Βορρά και Ανατολής Σημείων Εισόδου ΦΑ. Για τον σκοπό αυτόν αναλύεται η υδραυλική απόκριση του ΕΣΜΦΑ, λαμβανομένων υπόψη των λειτουργικών συνθηκών και απαιτήσεων του Συστήματος Μεταφοράς (μεταξύ αυτών και οι εγγυημένες πιέσεις παράδοσης στα σημεία εισόδου από τους Διαχειριστές των ανάντη συστημάτων), για την περίπτωση της εκτιμώμενης ετήσιας ημέρας αιχμής (peak day) με απαιτήσεις υδραυλικής ευστάθειας του δικτύου και μέγιστης τροφοδοσίας ΦΑ από Βορρά και Ανατολή. Στη συνέχεια, ο Διαχειριστής λαμβάνει υπόψη του - όπου είναι εφικτό - τις διαθέσιμες δημοσιευόμενες πληροφορίες των Διαχειριστών των ανάντη Συστημάτων Μεταφοράς, με σκοπό τη διασφάλιση της συμβατότητας μεταξύ των μεγεθών στα σημεία διασύνδεσης με τα αντίστοιχα δίκτυα. Η τεχνική δυναμικότητα στα σημεία αυτά δεν περιορίζεται από τη δυναμικότητα των αντίστοιχων σταθμών μέτρησης, δεδομένου ότι η τελευταία είναι επαρκής.

Ο υπολογισμός της τεχνικής δυναμικότητας του Νότιου Σημείου Εισόδου (μέσω του μετρητικού σταθμού Αγ. Τριάδας) βασίζεται στη δυναμικότητα αεριοποίησης του σταθμού ΥΦΑ της Ρεβυθούσας χωρίς να ληφθεί υπόψη ο εφεδρικός εξοπλισμός (Sustained Maximum Send Out Rate), υποθέτοντας ισοδυναμία $1 \text{ m}^3 \text{ ΥΦΑ} = 590 \text{ Nm}^3 \text{ ΦΑ}$ και λαμβάνοντας υπόψη τη δυναμικότητα του σταθμού μέτρησης Αγ. Τριάδας.

Οι τιμές που λαμβάνονται υπόψη για τον υπολογισμό του Δείκτη N-1, τα έτη υπολογισμού 2023 έως 2026 φαίνονται στον παρακάτω Πίνακα:

Πίνακας 56: Δεδομένα υπολογισμού N-1

	2023-24	2024-25	2025-26
	<i>εκ. Nm³/ημ.</i>	<i>εκ. Nm³/ημ.</i>	<i>εκ. Nm³/ημ.</i>
ΕΡ_{ΣΙΔΗΡ.}	10,35 ¹⁵	10,35	10,35
ΕΡ_{Ν. ΜΕΣΗΜΒ.}	4,8	4,8	4,8
ΕΡ_{ΚΗΠ.}		4,3	4,3
ΕΡ_{ΑΜΦΙΤΡΙΤΗ}	-		
Σύνολο (ΕΡ_{ΣΙΔΗΡ.}, ΕΡ_{ΚΗΠ.}, ΕΡ_{Ν. ΜΕΣΗΜΒ.}, ΕΡ_{ΑΜΦΙΤΡΙΤΗ})	15,15	19,45	19,45

¹⁴“Μέθοδος προσδιορισμού τεχνικών δυναμικοτήτων”, <http://www.desfa.gr/userfiles/pdflist/methodos-prosdiorismou-technikwn-dynamikotitwn.pdf>

¹⁵ Σύμφωνα με την κοινή μέθοδο προσδιορισμού δυναμικότητας που συμφωνήθηκε μεταξύ ΔΕΣΦΑ and BULGARTRANSgaz/ Joint method for the calculation of the technical capacity at the Kulata (BG)/Sidirokastron (GR) Interconnection Point (2020)

I_m	19,15	19,15	19,15
P_m	-	-	-
S_m	-	-	-
D_{max} (ΔΕΣΦΑ)	30,7	33,94	36,86

* Με την έναρξη λειτουργίας του σταθμού συμπίεσης στην Αμπελιά (Θεσσαλία) και της αναβάθμισης του σταθμού συμπίεσης Ν. Μεσημβρίας

Σημειώνεται ότι ως μέγιστη ημερήσια ζήτηση (D_{max}) λαμβάνεται η εκτίμηση του του βασικού σεναρίου της Μελέτης Εκτίμησης Ζήτησης ΔΕΣΦΑ 2023 – 2032, εξαιρουμένων των εξαγωγών.

3.1.2 Αποτελέσματα

Από την εφαρμογή του Κανόνα Ν-1, με βάση την σχέση υπολογισμού (1) προκύπτουν τα παρακάτω αποτελέσματα, λαμβάνοντας υπόψη τις εκτιμήσεις του JRC και του ΔΕΣΦΑ για τη μέγιστη ζήτηση ημέρας.

Πίνακας 57: Αποτελέσματα υπολογισμού Ν-1 χωρίς εφαρμογή μέτρων διαχείρισης ζήτησης από την πλευρά της αγοράς

	2023-24	2024-25	2025-26
N-1 (%)	49,3%	57,3%	52,8%

Για όλα τα εξεταζόμενα έτη, προκύπτει το συμπέρασμα ότι ο Κανόνας Ν-1 δεν ικανοποιείται με τις υφιστάμενες υποδομές σε Εθνικό επίπεδο, χωρίς να εφαρμοστούν μέτρα διαχείρισης ζήτησης από την πλευρά της αγοράς.

Σύμφωνα με το άρθρο 5 παρ. 2 του Κανονισμού παρέχεται η δυνατότητα στα Κ-Μ να θεωρήσουν ότι ικανοποιείται ο Κανόνας Ν-1, εφόσον αποδειχθεί στο Σχέδιο Προληπτικής Δράσης η δυνατότητα διαχείρισης ζήτησης με μέτρα βασιζόμενα στην αγορά, όσον αφορά τη ζήτηση. Στο παρόν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης θεωρείται ότι από την εφαρμογή των υφιστάμενων δράσεων διαχείρισης ζήτησης προκύπτει όφελος 0,7 (εκ. Nm³/ημ.) από τους διακόψιμους και διακοπτόμενους καταναλωτές (μέτρο αγοράς), ενώ από τη χρήση εναλλακτικού καυσίμου προκύπτει όφελος 7,4¹⁶ (εκ. Nm³/ημ)¹⁷ (ισοδύναμη μείωση της συνολικής ημερήσιας ζήτησης σε ΦΑ). Έτσι, η εφαρμογή των ως άνω μέτρων θεωρείται ότι οδηγεί σε εξοικονόμηση συνολικά **D_{eff}=8,1 εκ. Nm³/ημ.**

Ακολουθώς εφαρμόζεται ο τύπος Ν-1 της σχέσης (2), λαμβάνοντας υπόψη την εφαρμογή των προβλεπόμενων μέτρων διαχείρισης ζήτησης από την πλευρά της αγοράς (D_{eff}) καθώς και του μέτρου του εναλλακτικού καυσίμου. Ωστόσο, και σε αυτή την περίπτωση ο Κανόνας για την υποδομή δεν ικανοποιείται.

¹⁶ Προκύπτει για συνολική αποδιδόμενη ισχύ 1,8 GW_e υπό τη θεώρηση λειτουργίας 1 ημέρας σε πλήρη φόρτιση.

¹⁷ Για τον υπολογισμό του οφέλους από τη χρήση εναλλακτικού καυσίμου, ελήφθη υπόψη η διαθέσιμη αποδιδόμενη ισχύς που καταγράφηκε κατά διεξαγωγή της 1ης δοκιμής (μετά την υπογραφή της σύμβασης της παρ. 4 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011).

Πίνακας 58: Αποτελέσματα υπολογισμού N-1 μετά από εφαρμογή μέτρων διαχείρισης ζήτησης από την πλευρά της αγοράς καθώς και του μέτρου του εναλλακτικού καυσίμου

	2023-24	2024-25	2025-26
N-1 (%) με D_{eff}	50,5%	58,5%	53,8%
N-1 (%) με D_{eff} και dual fuel	67,0%	75,3%	67,6%

3.2 Υπολογισμός του τύπου N-1 σε περιφερειακό επίπεδο

Σύμφωνα με τον Κανονισμό (άρθρο 5, παρ. 3), οι Αρμόδιες Αρχές των γειτονικών Κ-Μ δύνανται να συμφωνήσουν την τήρηση από κοινού της υποχρέωσης συμμόρφωσης με τον Κανόνα για την υποδομή.

Σε περιφερειακό επίπεδο, όπως προαναφέρθηκε, η Ελλάδα συμμετέχει στις ενεργές Ομάδες Κινδύνου «Διαβαλκανική» και «Ουκρανία» για τον εξ ανατολών εφοδιασμό με φυσικό αέριο, στην Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία» για τον εφοδιασμό από τη Β. Αφρική και στην Ομάδα «Νότιος Διάδρομος Φυσικού Αερίου - Κασπία» για τον εφοδιασμό από τα νοτιοανατολικά.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα αποτελέσματα υπολογισμού του Δείκτη N-1 σε περιφερειακό επίπεδο ανά Ομάδα Κινδύνου, όπως περιλαμβάνονται στις αντίστοιχες Κοινές Μελέτες Εκτίμησης Επικινδυνότητας.

Σημειώνεται ότι, στη Μελέτη για τη «Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου», παρουσιάζονται ξεχωριστά τα αποτελέσματα για τις περιπτώσεις εφαρμογής ή μη Μέτρων Διαχείρισης Ζήτησης. Επίσης παρουσιάζονται αποτελέσματα που λαμβάνουν υπόψη εκτιμήσεις για το επίπεδο των εγκαταστάσεων αποθήκευσης στο 100% και στο 30% του μέγιστου ωφέλιμου όγκου τους.

Στη Μελέτη για την Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία», οι Δείκτες υπολογίστηκαν για δυο περιπτώσεις θεώρησης της μεγαλύτερης περιφερειακής υποδομής (Im), ήτοι των Baumgaurten και Mazara de Vallo.

Πίνακας 59: Αποτελέσματα του κανόνα N-1 σε περιφερειακό επίπεδο για τη «Διαβαλκανική» Ομάδα Κινδύνου για το έτος 2022

Διαβαλκανική Ομάδα Κινδύνου	Πλήρωση αποθηκών (%)	2022
N-1 (%)	100%	149,83%
	30%	137,37%
N-1 με D_{eff} (%)	100%	154,81%
	30%	141,93%

Πίνακας 60: Αποτελέσματα του κανόνα N-1 σε περιφερειακό επίπεδο για τη Ομάδα Κινδύνου «Αλγερία» για τα έτη 2023-2025

Ομάδα Κινδύνου Αλγερία	2023	2024	2025
N-1 (%) (Im: Baumgarten)	123%	123%	123%
N-1 (%) (Im: Mazara de Vallo)	130%	130%	130%

Πίνακας 61: Αποτελέσματα του κανόνα N-1 σε περιφερειακό επίπεδο για τη Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»

Ομάδα Κινδύνου «Ουκρανία»	2022	
	Με ρωσικό αέριο	Χωρίς ρωσικό αέριο*
N-1 (%)	189,7%	166,7%

* Υπό τη θεώρηση ότι τα Σημεία Διασύνδεσης (Greifswald, Kondratki, Tieterowka, Wysokoje, Orlovka) τα οποία μεταφέρουν κυρίως αέριο από τη Ρωσία δεν λαμβάνονται υπόψη στους υπολογισμούς

Πίνακας 62: Αποτελέσματα του κανόνα N-1 σε περιφερειακό επίπεδο για τη Ομάδα Κινδύνου «Κασπία» για το έτος 2022

Ομάδα Κινδύνου «Κασπία»	2022	
	Με ρωσικό αέριο	Χωρίς ρωσικό αέριο*
N-1 (%)	191,7%	179,5%

* Υπό τη θεώρηση ότι τα Σημεία Διασύνδεσης (Orlovka) τα οποία μεταφέρουν κυρίως αέριο από τη Ρωσία δεν λαμβάνονται υπόψη στους υπολογισμούς

3.3 Ικανότητα αμφίδρομης ροής

3.3.1 Σημεία διασύνδεσης με ικανότητα αμφίδρομης ροής

Το μόνο σημείο διασύνδεσης της χώρας που διαθέτει ικανότητα φυσικής αμφίδρομης ροής είναι αυτό με τη Βουλγαρία Kulata-Σιδηρόκαστρο. Η τεχνική δυναμικότητα του σημείου (φυσική ροή) είναι 117.493.289 kWh/Ημέρα, ενώ η τεχνική δυναμικότητα αντίστροφης ροής (από Ελλάδα προς Βουλγαρία) είναι 66.285.300 kWh/Ημέρα. Η δυνατότητα φυσικής αντίστροφης ροής δόθηκε εν τοις πράγμασι από την 1η Ιουνίου 2017, οπότε τέθηκε σε εφαρμογή η δεύτερη έκδοση της Συμφωνίας Διασυνδεδεμένων Συστημάτων (Interconnection Agreement) μεταξύ των διαχειριστών ΔΕΣΦΑ και Bulgartransgaz. Το τυποποιημένο προϊόν φυσικής αντίστροφης ροής (ετήσιας διάρκειας), το οποίο προσφέρθηκε από τους δύο διαχειριστές δεσμοποιημένο, διατέθηκε για πρώτη φορά στις ετήσιες δημοπρασίες διάθεσης δυναμικότητας στο εν λόγω σημείο διασύνδεσης το Μάρτιο του 2017. Προϊόν διακοπτόμενης αντίστροφης ροής προσφέρεται επίσης προς δημοπράτηση σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/459.

Το σημείο διασύνδεσης του ΕΣΜΦΑ με τον αγωγό TAP στη Νέα Μεσημβρία έχει τη δυνατότητα εμπορικής ανάστροφης ροής (commercial reverse flow). Η φυσική αντίστροφη ροή στο εν λόγω σημείο θα καταστεί δυνατή με την ολοκλήρωση και θέση σε λειτουργία νέου συμπιεστή (booster) στη Νέα Μεσημβρία τον Οκτώβριο 2024.

Η Ελλάδα διαθέτει επίσης ένα σημείο διασύνδεσης με την Τουρκία. Ως σημείο διασύνδεσης με τρίτη χώρα, δεν βρίσκουν άμεση εφαρμογή οι Ευρωπαϊκοί Κανονισμοί. Προς το παρόν δεν υπάρχει η δυνατότητα αντίστροφης ροής, είτε αδιάλειπτης είτε διακοπτόμενης.

3.3.2 Σημεία διασύνδεσης για τα οποία έχει χορηγηθεί εξαίρεση

Δεν υπάρχουν σημεία διασύνδεσης για τα οποία να έχει χορηγηθεί εξαίρεση σύμφωνα με την παρ. 4 του άρθρου 5 του Κανονισμού.

Το Σημείο Διασύνδεσης «Ν. Μεσημβρία» μεταξύ ΕΣΦΑ και ΤΑΡ τέθηκε σε λειτουργία την 31.12.2020.

Το Σημείο Διασύνδεσης «Κομοτηνή» μεταξύ ΕΣΦΑ και IGB αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία την 01.01.2024.

Οι αγωγοί ΤΑΡ και IGB λειτουργούν υπό καθεστώς εξαίρεσης κατά το άρθρο 36 της Οδηγίας 2009/73/ΕΚ, επομένως τα οριζόμενα στους Ευρωπαϊκούς Κανονισμούς εφαρμόζονται στο βαθμό που δεν έρχονται σε αντίθεση με τα οριζόμενα στις οικείες Αποφάσεις Εξαίρεσης.

Στο σημείο διασύνδεσης ΕΣΦΑ-ΤΑΡ, από την πλευρά του ΤΑΡ υπάρχει η δυνατότητα αμφίδρομης ροής. Ωστόσο, η επίτευξη αντίστροφης ροής απαιτεί την εγκατάσταση νέου σταθμού συμπίεσης στην περιοχή της Ν. Μεσημβρίας από την πλευρά του ΕΣΦΑ, η οποία περιλαμβάνεται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΔΕΣΦΑ.

Η επίτευξη αντίστροφης ροής (από Βουλγαρία προς Ελλάδα) για τον αγωγό IGB απαιτεί τη λειτουργία συμπίεστή στον IGB, η οποία προβλέπεται μόνο κατά τη δεύτερη φάση υλοποίησης/επέκτασης του έργου από τεχνική δυναμικότητα φυσικής ροής από 3bma/έτος σε 5bma/έτος.

4 Συμμόρφωση με τον Κανόνα για τον εφοδιασμό

4.1 Ορισμός προστατευόμενων καταναλωτών

Με το άρθρο 17 παρ. 12 ν. 4203/2013 (ΦΕΚ Α' 235/01.11.2013) προστέθηκε στοιχείο (κβ1) στην παρ. 2 του άρθρου 2 ν. 4001/2011, όπου ορίζονται ως Προστατευόμενοι Καταναλωτές Φυσικού Αερίου «οι Οικιακοί Πελάτες που είναι συνδεδεμένοι με δίκτυο διανομής φυσικού αερίου». Στο ίδιο εδάφιο προβλέπεται ότι με απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας δύνανται να θεωρηθούν ως προστατευόμενοι καταναλωτές ΦΑ και οι κατηγορίες που προβλέπονται επιπροσθέτως στο άρθρο 2 παρ. 1 (α) και (β) του τότε ισχύοντος Κανονισμού 994/2010 (ήδη Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1938).

Στο πλαίσιο της ανωτέρω εξουσιοδότησης προβλέφθηκε με την υπ' αριθ. Δ1/Β/10233/2014 (ΦΕΚ Β' 1684/24.06.2014) απόφαση του Υφυπουργού Περιβάλλοντος και Ενέργειας η διεύρυνση του ορισμού των Προστατευόμενων Καταναλωτών στις κατηγορίες (α) και (β) του άρθρου 2 του Κανονισμού. Ειδικότερα, σύμφωνα με εν λόγω απόφαση, ως Προστατευόμενοι Καταναλωτές ΦΑ, πέραν των οικιακών καταναλωτών που συνδέονται σε δίκτυο διανομής ΦΑ, ορίζονται οι παρακάτω κατηγορίες καταναλωτών:

α) Οι κάτωθι φορείς που παρέχουν βασικές κοινωνικές υπηρεσίες, υπό την προϋπόθεση ότι συνδέονται με δίκτυο διανομής αερίου:

- (i) Νοσοκομεία, μονάδες πρωτοβάθμιας, δευτεροβάθμιας και τριτοβάθμιας φροντίδας υγείας,
- (ii) Σχολικά συγκροτήματα, παιδικοί σταθμοί, νηπιαγωγεία, σχολεία όλων των βαθμίδων εκπαίδευσης,
- (iii) Αεροδρόμια,
- (iv) Σταθμοί πλήρωσης καυσίμου οχημάτων μέσων μαζικής μεταφοράς και αποκομιδής απορριμμάτων,
- (v) Κτήρια όπου στεγάζονται υπηρεσίες του Δημοσίου τομέα κατά τα οριζόμενα στην παρ. 1 του άρθρου 14 του Ν. 2190/1994 (Α' /28).

β) Όλοι οι εμπορικοί και βιομηχανικοί καταναλωτές, όπως αυτοί προσδιορίζονται από τις κατά περίπτωση Εταιρείες Παροχής Αερίου ή τους προμηθευτές αερίου, οι οποίοι αποτελούν μικρομεσαίες επιχειρήσεις, όπως αυτές νοούνται σύμφωνα με τη σύσταση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής της 6ης Μαΐου 2003 (2003/361/ΕΚ) και με ετήσια συμβολαιοποιημένη κατανάλωση μικρότερη των 10.000 MWh ετησίως.

γ) Οι εγκαταστάσεις τηλεθέρμανσης, στο βαθμό που παρέχουν θέρμανση στους οικιακούς πελάτες και τους πελάτες που αναφέρονται στα σημεία (α) και (β), υπό την προϋπόθεση ότι οι εγκαταστάσεις αυτές δεν έχουν τη δυνατότητα εναλλαγής καυσίμων και είναι συνδεδεμένες είτε με κάποιο δίκτυο διανομής φυσικού αερίου είτε με το δίκτυο μεταφοράς φυσικού αερίου.

Ο παρακάτω Πίνακας παρουσιάζει απολογιστικά στοιχεία καταναλώσεων των Προστατευόμενων Καταναλωτών για το έτος 2022, όπως συγκεντρώθηκαν από το ΥΠΕΝ,

σύμφωνα με την Απόφαση Δ1/Β/10233/2014, ΦΕΚ Β 1684/ 24.06.2014 και τον Κανονισμό 1099/2008/ΕΚ.

Πίνακας 63: Απολογιστικά στοιχεία κατανάλωσης Προστατευόμενων Καταναλωτών για το έτος 2022
(πηγή: Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας)

Προστατευόμενοι Καταναλωτές 2022	mNcm	MWh	Ποσοστό επί της συνολικής ετήσιας κατανάλωσης αερίου
A. Οικιακοί καταναλωτές	511,593	5.630.576,304	9,89%
B1. Εμπορικοί και Βιομηχανικοί (ACQ <10.000MWh)	146,536	1.612.768,809	2,83%
B2. Βασικές κοινωνικές υποδομές (αναλύονται στις παρακάτω υποκατηγορίες)	89,512	985.163,853	1,73%
Υποδομές Εκπαίδευσης	21,042	231.590,962	0,41%
Διοικητικές Υπηρεσίες	10,712	117.895,260	0,21%
Νοσοκομεία	46,877	515.929,372	0,91%
Αεροδρόμια	3,305	36.374,267	0,06%
Σταθμοί Πλήρωσης καύσιμου οχημάτων MM και αποκομιδής απορριμμάτων	7,575	83.373,993	0,15%
Σύνολο (B1+B2)	236,048	2.597.932,662	4,56%
Γ. Τηλεθέρμανση (για οικιακούς καταναλωτές ή επιχειρήσεις κατηγορίας Β)	18,324	201.671,626	0,35%
Σύνολο (A+B+Γ) κατανάλωσης προστατευόμενων καταναλωτών	765,965	8.430.180,592	14,81%
Συνολική ετήσια κατανάλωση αερίου 2022	5.172,334	56.926.544,723	

4.2 Κανόνες Εφοδιασμού

Ο Κανόνας για τον εφοδιασμό στοχεύει στην ελαχιστοποίηση της πιθανότητας περικοπής της ζήτησης των προστατευόμενων καταναλωτών. Για το σκοπό αυτό, το άρθρο 6 του Κανονισμού ορίζει ότι η Αρμόδια Αρχή απαιτεί από τις επιχειρήσεις ΦΑ να λαμβάνουν μέτρα για να εξασφαλίσουν την παροχή αερίου στους προστατευόμενους πελάτες του Κ-Μ στις ακόλουθες περιπτώσεις:

α) ακραίες θερμοκρασίες κατά τη διάρκεια χρονικού διαστήματος επτά ημερών ακραίων τιμών το οποίο επέρχεται με στατιστική πιθανότητα μίας φορές μέσα σε 20 έτη.

Στο πλαίσιο αυτό, η προσφάτως εκπονηθείσα Εθνική Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας εξέτασε σχετικό σενάριο, το οποίο λαμβάνει υπόψη συνθήκες χωρίς διαταραχές στην προμήθεια αερίου και εκτίμηση συνόλου ζήτησης εβδομάδας για τον χειμώνα 2023-24: 2.460.592 MWh, τον χειμώνα 2024-25: 3.057.032 και τον χειμώνα 2025-26: 3.384.072 MWh. Περαιτέρω εξέτασε πρόσθετα σενάρια προκειμένου να συνυπολογιστούν πιθανές διαταραχές στην προμήθεια φυσικού αερίου.

β) χρονικά διαστήματα τουλάχιστον 30 ημερών εξαιρετικά υψηλής ζήτησης για αέριο, τα οποία επέρχονται με στατιστική πιθανότητα μίας φορές μέσα σε 20 έτη.

Στο πλαίσιο αυτό, η προσφάτως εκπονηθείσα Εθνική Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας εξέτασε σχετικό σενάριο, το οποίο λαμβάνει υπόψη συνθήκες χωρίς διαταραχές στην προμήθεια αερίου και εκτίμηση συνόλου ζήτησης μήνα για τον χειμώνα 2023-24: 9.247.691 MWh, τον χειμώνα 2024-25: 10.650.440 και τον χειμώνα 2025-26: 11.372.173 MWh. Περαιτέρω εξέτασε πρόσθετα σενάρια προκειμένου να συνυπολογιστούν πιθανές διαταραχές στην προμήθεια φυσικού αερίου.

γ) για περίοδο 30 ημερών σε περίπτωση διαταραχής της μεγαλύτερης ενιαίας υποδομής αερίου υπό μέσες χειμερινές συνθήκες.

Στο πλαίσιο αυτό, η προσφάτως εκπονηθείσα Εθνική Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας εξέτασε σχετικό σενάριο, το οποίο έχει διάρκεια ενός (1) μήνα και λαμβάνει υπόψη διακοπή λειτουργίας των εγκαταστάσεων ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα για έναν (1) μήνα και εκτίμηση συνόλου ζήτησης μήνα για τον χειμώνα 2023-24: 7.242.088 MWh, τον χειμώνα 2024-25: 7.509.789 MWh και τον χειμώνα 2025-26: 8.174.546 MWh. Περαιτέρω εξέτασε πρόσθετο σενάριο προκειμένου να συνυπολογιστούν διαταραχές από πιθανό μηδενισμό παραδόσεων φυσικού αερίου από τη Ρωσία (S-1).

Όπως προαναφέρθηκε στο Κεφάλαιο 2.3, οι Προστατευόμενοι Καταναλωτές δεν αναμένεται να υποστούν επιπτώσεις στην τροφοδοσία τους σε κανένα από τα εξεταζόμενα σενάρια στην Εθνική Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας, εφόσον εφαρμοστούν τα προβλεπόμενα μέτρα διαχείρισης ζήτησης (συμπεριλαμβανομένης της χρήσης εναλλακτικού καυσίμου) και οι προβλέψεις του Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης σχετικά με τη διακοπή/περιορισμό φυσικού αερίου υπό συνθήκες κρίσης και επομένως ο Κανόνας για τον Εφοδιασμό ικανοποιείται.

4.2.1 Περιγραφή υφιστάμενων μέτρων Διαχείρισης Ζήτησης

Παρακάτω παρουσιάζονται μέτρα, τα οποία αξιολογήθηκαν στα πλαίσια παλαιότερων Σχεδίων Προληπτικής Δράσης και εξακολουθούν να ισχύουν, αποσκοπώντας στη διαχείριση ζήτησης ΦΑ σε περιόδους κρίσης.

Υπενθυμίζεται ότι, δυνάμει του άρθρου 36 του ν. 4001/2011 περί διοικητικών κυρώσεων, η ΡΑΑΕΥ έχει αρμοδιότητα επιβολής προστίμου ύψους έως 10% του ετήσιου κύκλου εργασιών σε επιχειρήσεις που ασκούν Ενεργειακές Δραστηριότητες σε περίπτωση παραβίασης των διατάξεων του ν. 4001/2011 και των πράξεων που εκδίδονται κατ' εξουσιοδότησή του ή των όρων των αδειών που τους έχουν χορηγηθεί. Η αρμοδιότητα επιβολής προστίμου από τη ΡΑΑΕΥ σε επιχειρήσεις που ασκούν Ενεργειακές Δραστηριότητες ισχύει αναφορικά με το σύνολο των περιγραφόμενων στο παρόν Σχέδιο δράσεων. Χάριν οικονομίας δεν

επαναλαμβάνεται για κάθε ένα εκ των περιγραφόμενων μέτρων, αλλά πιθανόν να συμπληρώνεται εάν εντοπίζεται ιδιαιτερότητα σχετικά με συγκεκριμένο μέτρο.

4.2.1.1 Διακόψιμοι Καταναλωτές

Τύπος μέτρου: Εθνικό • Υφιστάμενο μέτρο αγοράς σε κρίση επιπέδου 2 • Διοικητικό μέτρο σε κρίση επιπέδου 3

Περιγραφή: Το μέτρο των «Διακόψιμων Καταναλωτών» προβλέπεται στην Απόφαση της Αρχής υπ' αριθ. 344/2014 (ΦΕΚ Β' 2536/23.09.2014), όπως ισχύει, προς ελαχιστοποίηση του κόστους του μηχανισμού διαχείρισης ζήτησης για την αγορά ΦΑ.

Οι διαδικασίες εφαρμογής του μέτρου της Διακοψιμότητας θεσπίστηκαν στο Παράρτημα 5 του εν ισχύ Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης.

Οι Διακόψιμοι καταναλωτές κατ' ελάχιστον δεσμεύονται: α) να περιορίζουν τη ζήτηση φυσικού αερίου σε επίπεδα μεταξύ 40% και 60% της Ημερήσιας Ποσότητας Αναφοράς τους οποτεδήποτε και εντός έξι (6) ωρών μετά από σχετικό αίτημα του τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ ή κατά περίπτωση από τον αρμόδιο Διαχειριστή Δικτύου Διανομής Φυσικού Αερίου κατά τη διάρκεια κρίσεων επιπέδου 2 (επιφυλακή), β) να διατηρούν μειωμένο επίπεδο ζήτησης ΦΑ για όσο διάστημα διαρκεί η κρίση με ανώτατο όριο τις τριάντα (30) ημέρες ανά έτος, γ) να καταβάλουν αναδρομικά το τέλος που αντιστοιχεί στο σύνολο των ποσοτήτων που καταναλώθηκαν κατά τη διάρκεια της σύμβασης, προσαυξημένο κατά ποσοστό εκατό τοις εκατό (100%) σε περίπτωση παράβασης των ανωτέρω όρων.

Σε κρίση επιπέδου 3 (έκτακτη ανάγκη) η παροχή ΦΑ προς τους Διακόψιμους διακόπεται/περιορίζεται κατά προτεραιότητα έναντι των λοιπών καταναλωτών (έως και 100% επί των Ημερήσιων Ποσοτήτων Αναφοράς κάθε Διακόψιμου Καταναλωτή), σύμφωνα με τον Κατάλογο σειράς διακοπής παροχής φυσικού αερίου του Παραρτήματος 1 του εν ισχύ Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης (ΣΕΑ) κατά τη διαδικασία διακοπής/περιορισμού του Παραρτήματος 2 του ίδιου Σχεδίου.

Στο Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης προβλέπεται ότι οι Μεγάλοι Πελάτες, με ευθύνη τους, δύνανται να υπάγονται στο καθεστώς των Διακόψιμων, υποβάλλοντας σχετική έγγραφη δήλωση - αίτημα στο Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, ο οποίος τηρεί Μητρώο Διακόψιμων Καταναλωτών.

Αποδέκτες: Μεγάλοι Πελάτες, ως ορίζονται στο ν. 4001/2011, εξαιρουμένων αυτών που καταναλώνουν ΦΑ για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Σύστημα παρακολούθησης συμμόρφωσης: Η ΡΑΑΕΥ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της, παρακολουθεί και εποπτεύει τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της συμμόρφωσης των Διακόψιμων Καταναλωτών με τις ανωτέρω υποχρεώσεις τους, δυνάμει του άρθρου 22 του ν. 4001/2011. Ειδικοί όροι σχετιζόμενοι με την παρακολούθηση προβλέπονται στο Παράρτημα 5 του εν ισχύ Σχεδίου Έκτακτης Ανάγκης.

Καθεστώς κυρώσεων: Σε περίπτωση που η ΡΑΑΕΥ διαπιστώσει, ιδίως κατόπιν ενημέρωσης από τον αρμόδιο Διαχειριστή, παράβαση των υποχρεώσεων από Διακόψιμο Καταναλωτή, ο τελευταίος υποχρεούται να καταβάλει το οφειλόμενο Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού που αντιστοιχεί στο σύνολο των ποσοτήτων που κατανάλωσε από την ημερομηνία εγγραφής του στο Μητρώο Διακόψιμων Καταναλωτών έως και τη λήξη της δωδεκάμηνης παραμονής του στο ανωτέρω Μητρώο κατά τη διάρκεια της οποίας έλαβε χώρα η παράβαση, με προσαύξηση 10%.

Εκτιμώμενο κόστος: Λόγω της συμβολής τους στην ελαχιστοποίηση του κόστους του μηχανισμού διαχείρισης ζήτησης, οι Διακόψιμοι Καταναλωτές εξαιρούνται από την καταβολή Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού. Η μέγιστη αναμενόμενη εξοικονόμηση ανά έτος, ως εθελοντική διαχείριση ζήτησης, μπορεί να αποτιμηθεί σε **120.000MWh/έτος** ή **4.000MWh/ημέρα**.

Μηχανισμός ανάκτησης κόστους: Το προκαλούμενο κόστος εκ της μη καταβολής από τους Διακόψιμους Καταναλωτές Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού, επιμερίζεται, σύμφωνα με τα οριζόμενα στην απόφαση της Αρχής βάσει της παρ. 6 του άρθρου 73 και της παρ. 9 του άρθρου 73Α του ν. 4001/2011, όπως εκάστοτε ισχύει, στις λοιπές κατηγορίες καταναλωτών ΦΑ.

4.2.1.2 Διακοπτόμενοι Καταναλωτές

Τύπος μέτρου: Εθνικό • Υφιστάμενο μέτρο αγοράς

Περιγραφή: Το μέτρο περιγράφεται στην παρ. 5 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, όπου προβλέπεται ότι μεταξύ Προμηθευτών ΦΑ και Μεγάλων Πελατών δύναται να συνάπτεται σύμβαση για την, έναντι ανταλλάγματος, διαχείριση ζήτησης ΦΑ για την αντιμετώπιση κρίσεων.

Δυνάμει συμβάσεως (Απόφαση της Αρχής υπ' αριθμ. 628/2016, ΦΕΚ Β' 4395/31.12.2016), η οποία συνάπτεται μεταξύ του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ και του εκάστοτε Προμηθευτή ΦΑ, δύνανται να ανακτώνται, εν μέρει ή στο σύνολο τους, και μέχρι ανώτατων ποσών που καθορίζονται με απόφαση ΠΑΑΕΥ τα ποσά που κατέβαλε ο Προμηθευτής για αποδεδειγμένη διαχείριση ζήτησης μετά από την κήρυξη κρίσης επιπέδου επιφυλακής, και για όσο διάστημα το επίπεδο κρίσης παραμένει στο επίπεδο επιφυλακής ή έκτακτης ανάγκης. Το ανακτώμενο μέρος του κόστους του Προμηθευτή από τον ΔΕΣΦΑ μειώνεται ανάλογα με την κατά περίπτωση συμβολή του στην πρόκληση της κρίσης, σύμφωνα με τα ειδικότερα οριζόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΦΑ.

Κατ' εξουσιοδότηση της παρ. 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, η Αρχή εξέδωσε την Απόφαση υπ' αριθ. 628/2016 «Έγκριση των σχεδίων Πρότυπων Συμβάσεων για τη Χρηματοδότηση Μηχανισμού Διαχείρισης της Ζήτησης Φυσικού Αερίου κατά τα προβλεπόμενα στις παραγράφους 4, 5 και 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2001, όπως ισχύει», καθιστώντας δυνατή την ανάκτηση, εν μέρει ή στο σύνολό τους και μέχρι τα ανώτατα όρια που καθορίζονται, κατά τον ν. 4001/2011, στην απόφαση της Αρχής βάσει της παρ. 6 του άρθρου 73 και της παρ. 9 του άρθρου 73Α του ν. 4001/2011, όπως εκάστοτε ισχύει, των ποσών που κατέβαλε ο Προμηθευτής σε Διακοπτόμενους Καταναλωτές για την αποδεδειγμένη διαχείριση ζήτησης ΦΑ κατά την κατά τα ανωτέρω αντιμετώπιση κρίσεων.

Ο όρος «Διακοπτόμενος Καταναλωτής» εισήχθη στην Πρότυπη Σύμβαση «για Χρηματοδότηση Μηχανισμού Διαχείρισης της Ζήτησης Φυσικού Αερίου» που εγκρίθηκε δυνάμει της ως άνω Απόφασης της Αρχής υπ' αριθ. 628/2016. Σύμφωνα με τον σχετικό ορισμό, Διακοπτόμενος Καταναλωτής είναι ο Μεγάλος Πελάτης, ο οποίος έχει συνάψει σύμβαση με Προμηθευτή για την έναντι ανταλλάγματος διαχείριση της ζήτησης ΦΑ σε περιπτώσεις κρίσεων στο ΕΣΦΑ. Στην κατηγορία των Διακοπτόμενων Καταναλωτών δεν εμπίπτουν οι «Διακόψιμοι Καταναλωτές», όπως αυτοί ορίζονται στην απόφαση της Αρχής βάσει της παρ. 6 του άρθρου 73 και της παρ. 9 του άρθρου 73Α του ν. 4001/2011, όπως εκάστοτε ισχύει.

Το μέτρο στοχεύει σε διαχείριση ζήτησης 20% της μέγιστης ημερήσιας ζήτησης από Μεγάλους Πελάτες, για μέγιστη διάρκεια 5 ημερών ανά έτος.

Το οικονομικό κίνητρο, που συνιστά την ανώτατη μοναδιαία αποζημίωση για αποδεδειγμένα μη παραληφθείσα ποσότητα φυσικού αερίου στο πλαίσιο διαχείρισης ζήτησης μετά από την κήρυξη κρίσης επιπέδου επιφυλακής καθορίζεται με τη σχετική απόφαση της Αρχής.

Αποδέκτες: Προμηθευτές Μεγάλων Πελατών

Σύστημα παρακολούθησης συμμόρφωσης: Πέραν της αρμοδιότητας της ΡΑΑΕΥ να παρακολουθεί και να εποπτεύει τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας δυνάμει του άρθρου 22 του ν. 4001/2011, σε περίπτωση μη τήρησης των υποχρεώσεων του Προμηθευτή εκ του άρθρου 4 της Συμβάσεως που συνάπτει με το Διαχειριστή του ΕΣΦΑ βάσει της παρ. 5 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, θεωρείται ότι δεν αποδεικνύεται από μέρους του Προμηθευτή διαχείριση ζήτησης ΦΑ κατά τα ανωτέρω, με αποτέλεσμα στην περίπτωση αυτή ο Προμηθευτής να μη δικαιούται και ο Διαχειριστής να μην υποχρεούται να καταβάλλει το συμφωνηθέν οικονομικό αντάλλαγμα.

Καθεστώς κυρώσεων: Η μη καταβολή του συμφωνηθέντος οικονομικού ανταλλάγματος από τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ στον Προμηθευτή ΦΑ σε περίπτωση μη τήρησης των υποχρεώσεων του τελευταίου εκ της Συμβάσεως που συνάπτεται βάσει της παρ. 5 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011.

Περαιτέρω, ορίζεται ρητά ότι το ανακτώμενο μέρος του κόστους του Προμηθευτή από τον ΔΕΣΦΑ μειώνεται ανάλογα με την κατά περίπτωση συμβολή του στην πρόκληση της κρίσης, σύμφωνα με τα ειδικότερα οριζόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΦΑ.

Εκτιμώμενο κόστος: Καθορίζεται με τη σχετική απόφαση της Αρχής.

Μηχανισμός ανάκτησης κόστους: Σύμφωνα με την παρ. 9 του άρθρου 73Α του ν. 4001/2001, για την εκπλήρωση των υποχρεώσεων του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ που απορρέουν από τις Συμβάσεις που συνάπτει με τους Προμηθευτές φυσικού αερίου Διακοπτόμενων Καταναλωτών κατά τα προβλεπόμενα στην παρ. 5 του άρθρου 73 του ίδιου νόμου, εισπράττεται από όλους τους Χρήστες του ΕΣΦΑ Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού ανά μονάδα ποσότητας αερίου που αυτοί παραλαμβάνουν από το ΕΣΦΑ, το οποίο ανακτάται από τους Πελάτες ΦΑ, κατά τα προβλεπόμενα στην απόφαση της Αρχής βάσει της παρ. 6 του άρθρου 73 και της παρ. 9 του άρθρου 73Α του ν. 4001/2011, όπως εκάστοτε ισχύει.

4.2.1.3 Διατήρηση αποθέματος καυσίμου από μονάδες ΗΠ με καύσιμο φυσικό αέριο

Τύπος μέτρου: Εθνικό • Διοικητικό

Περιγραφή: Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με φυσικό αέριο υπέχουν ήδη την υποχρέωση διασφάλισης της αδιάλειπτης λειτουργίας των μονάδων τους σε περίπτωση διακοπής του εφοδιασμού με φυσικό αέριο, για συγκεκριμένο χρονικό διάστημα. Συγκεκριμένα, στις άδειες παραγωγής τους έχει εισαχθεί ειδικός όρος¹⁸, σύμφωνα με τον οποίο

¹⁸ 6. Για τη διασφάλιση της απρόσκοπτης λειτουργίας της Μονάδας σε περίπτωση μη προγραμματισμένης διακοπής της παροχής του φυσικού αερίου, και ιδίως σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης σύμφωνα με τα προβλεπόμενα κατά τις διατάξεις του άρθρου 14 ν. 3428/2005 και του Κώδικα

οι παραγωγοί υποχρεούνται είτε να διατηρούν απόθεμα εναλλακτικού καυσίμου (diesel) και να εξασφαλίζουν την ετοιμότητα των μονάδων τους να λειτουργήσουν με αυτό (dual-fuel plant), είτε να διατηρούν απόθεμα φυσικού αερίου σε εγκατάσταση αποθήκευσης το οποίο λογίζεται

Διαχείρισης του Συστήματος Φυσικού Αερίου, ο κάτοχος της Άδειας Παραγωγής οφείλει να λαμβάνει όλα τα αναγκαία μέτρα ώστε να διασφαλίζεται η αδιάλειπτη λειτουργία της Μονάδας, για τουλάχιστον πέντε (5) ημέρες σε πλήρες φορτίο. Για την τήρηση της υποχρέωσης αυτής, ο κάτοχος της Άδειας οφείλει να επιλέξει μία από τις ακόλουθες μεθόδους και να γνωστοποιήσει την επιλογή του αυτή εγγράφως στη ΡΑΕ και στο Υπουργείο Ανάπτυξης, εντός προθεσμίας οκτώ (8) μηνών από την έκδοση της απόφασης του Υπουργού Ανάπτυξης για τον καθορισμό όρων και προϋποθέσεων της Άδειας Παραγωγής

A. Δυνατότητα καύσης εναλλακτικού καυσίμου και διατήρηση του σχετικού αποθέματος ντίζελ.

α. Η Μονάδα θα πρέπει να είναι διαθέσιμη να λειτουργήσει απρόσκοπτα με πετρέλαιο ντίζελ εντός ολίγων ωρών από τη λήψη σχετικής ειδοποίησης διακοπής της παροχής καυσίμου από τον Διαχειριστή του Συστήματος Φυσικού Αερίου.

β. Ο κάτοχος της Άδειας Παραγωγής θα πρέπει να εξασφαλίσει την ικανότητα αδιάλειπτης λειτουργίας της μονάδας με πετρέλαιο ντίζελ για τουλάχιστον πέντε (5) ημέρες σε πλήρες φορτίο. Αυτή η απαίτηση δύναται να ικανοποιηθεί με τη διατήρηση του απαραίτητου ύψους αποθεμάτων στις δεξαμενές τροφοδοσίας του σταθμού σε συνδυασμό με σύμβαση με εταιρεία προμήθειας υγρών καυσίμων μέσω της οποίας θα εξασφαλίζεται η έγκαιρη και ταχεία αναπλήρωση αυτών. Σε κάθε περίπτωση το απόθεμα πετρελαίου ντίζελ το οποίο θα είναι οποτεδήποτε διαθέσιμο στο χώρο του σταθμού θα πρέπει να είναι επαρκές για αδιάλειπτη λειτουργία του σταθμού για τουλάχιστον 24 ώρες σε πλήρες φορτίο.

γ. Ο κάτοχος της Άδειας Παραγωγής υποχρεούται να υποβάλει στη ΡΑΕ, περιοδικά κάθε δύο έτη ή κατόπιν σχετικού αιτήματος, αναφορά σχετικά με το πρόγραμμα συντηρήσεων και δοκιμών του εν λόγω εξοπλισμού σύμφωνα με τα οριζόμενα από τους κατασκευαστές, καθώς και βεβαιώσεις διατήρησης ικανού αποθέματος - επαρκές για λειτουργία τουλάχιστον 24 ωρών - σύμφωνα με τα παραπάνω. Εφόσον στις δεξαμενές τροφοδοσίας του σταθμού διατηρείται απόθεμα ικανό για λειτουργία του σταθμού για χρονικό διάστημα μικρότερο των πέντε (5) ημερών, ο κάτοχος της Άδειας Παραγωγής υποχρεούται περαιτέρω να υποβάλει αντίγραφο της σύμβασής του με την εταιρεία προμήθειας υγρών καυσίμων που αναλαμβάνει την αναπλήρωση των αποθεμάτων ντίζελ του σταθμού καθώς και το σχετικό σχέδιο υποστήριξης της εφοδιαστικής αλυσίδας.

B. Διατήρηση αποθέματος φυσικού αερίου σε Εγκατάσταση Αποθήκευσης.

α. Ο κάτοχος της Άδειας, είτε ο ίδιος, είτε μέσω του προμηθευτή φυσικού αερίου, οφείλει να διατηρεί σύμφωνα με τις διατάξεις του Ν. 3428/2005, ποσότητα φυσικού αερίου σε Εγκατάσταση Αποθήκευσης, καταβάλλοντας στο Διαχειριστή του Συστήματος Φυσικού Αερίου τίμημα, που ορίζεται στο εκάστοτε ισχύον τιμολόγιο χρήσης του συστήματος φυσικού αερίου, για την μακροχρόνια κατάληψη αποθηκευτικού χώρου σε εγκατάσταση αποθήκευσης φυσικού αερίου. Η ποσότητα αυτή πρέπει να είναι επαρκής για την αδιάλειπτη λειτουργία της μονάδας για τουλάχιστον πέντε (5) ημέρες σε πλήρες φορτίο.

β. Ο κάτοχος της Άδειας Παραγωγής οφείλει, κατά τον λεπτομερή σχεδιασμό της Μονάδας να προνοήσει ώστε να είναι δυνατή, εφόσον απαιτηθεί μελλοντικά, η εγκατάσταση τόσο των απαιτούμενων συστημάτων τροφοδοσίας υγρού καυσίμου όσο και δεξαμενών αποθήκευσης πετρελαίου ντίζελ, με χωρητικότητα επαρκή για την αδιάλειπτη λειτουργία του σταθμού για τουλάχιστον 24 ώρες σε πλήρες φορτίο.

ως απόθεμα ασφαλείας φυσικού αερίου της τάξεως των 0,570 TWh και αντιστοιχεί σε 16 ώρες ημερήσιας λειτουργίας της κάθε μονάδας σε πλήρες φορτίο για 5 ημέρες.

Ειδικά για τους ηλεκτροπαραγωγούς με υποχρέωση διατήρησης αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου:

Σύμφωνα με την παρ. 4 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ που οφείλουν σύμφωνα με τους όρους της άδειας τους να τηρούν αποθέματα εναλλακτικού καυσίμου, υπογράφουν με τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ υποχρεωτικώς σύμβαση για την, έναντι ανταλλάγματος, διατήρηση αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου και τη διατήρηση της διαθεσιμότητας λειτουργίας της μονάδας με εναλλακτικό καύσιμο. Το ανταλλαγμα καλύπτει το κεφαλαιουχικό κόστος των εγκαταστάσεων εναλλακτικού καυσίμου πρότυπης μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, όπως αυτή ορίζεται στη σχετική απόφαση της Αρχής, το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων, πετρελαίου, καθώς και τη διάφορα κόστους πετρελαίου και ΦΑ για τη διενέργεια δοκιμών που εκτελούνται για την πιστοποίηση της δυνατότητας λειτουργίας της μονάδας με εναλλακτικό καύσιμο είτε πριν τη σύναψη της σύμβασης της παρούσας παραγράφου, υπό την προϋπόθεση ότι η διαδικασία των δοκιμών καταλήγει στην υπογραφή της σύμβασης, είτε μετά τη σύναψη της σύμβασης, καθώς και τακτικών δοκιμών στις εγκαταστάσεις των κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οι οποίοι συνάπτουν την ως άνω σύμβαση με τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ.

Η διαδικασία ενεργοποίησης και εφαρμογής του μέτρου εναλλακτικού καυσίμου περιγράφονται αναλυτικά στο Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης, όπως εκάστοτε ισχύει, ενώ η αποζημίωση για την λειτουργία των εν λόγω μονάδων κατά τη διάρκεια κρίσεων ΦΑ στα οικεία κανονιστικά κείμενα που διέπουν την λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Οι μονάδες φυσικού αερίου που έχουν την υποχρέωση τήρησης εναλλακτικού καυσίμου (diesel) παρουσιάζονται στον επόμενο Πίνακα.

Πίνακας 64: Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με υποχρέωση τήρησης εναλλακτικού καυσίμου

ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΙΣΧΥΣ ΜΕ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟ ΚΑΥΣΙΜΟ (MW)
Κομοτηνή	484,6	483
Λαύριο IV	560	530
ΕΝΘΕΣ (Elpedison)	408,4	355,53
Θίσβης (Elpedison)	421,6	288,42
Ήρων (3 μονάδες)	148,5	137,67
Σύνολο	2023,1	1794,62

Η αναμενόμενη συνεισφορά της δράσης εκτιμάται σε πρόσθετη εξοικονόμηση **57.428 MWh/ημέρα** για ημερήσια φόρτιση (16 ωρών) ή περίπου **86.142 MWh/ημέρα** για πλήρη ημερήσια φόρτιση (24 ωρών).

Αποδέκτες: Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ, των οποίων οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής έχουν δυνατότητα λειτουργίας με εναλλακτικό καύσιμο (πετρέλαιο diesel) και οι οποίοι, σύμφωνα με τους όρους της σχετικής άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, οφείλουν να τηρούν προς τούτο αποθέματα εναλλακτικού καυσίμου.

Σύστημα παρακολούθησης συμμόρφωσης: Σύμφωνα με τα προβλεπόμενα της Σύμβασης (απόφαση της Αρχής υπ' αριθμ. 628/2016, όπως ισχύει) που υπογράφεται μεταξύ των κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ και του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, για την πιστοποίηση της διαθεσιμότητας λειτουργίας των Μονάδων τους με εναλλακτικό καύσιμο, πραγματοποιούνται, παρουσία του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, τακτικές δοκιμές με υγρό καύσιμο diesel στις εγκαταστάσεις των εν λόγω Ηλεκτροπαραγωγών, με συχνότητα μίας (1) δοκιμής ανά τρίμηνο, για χρονική περίοδο μιας (1) ώρας και με λειτουργία της κάθε Μονάδας στο ελάχιστο επίπεδο φόρτισής της. Σε περίπτωση ανεπιτυχούς δοκιμής λειτουργίας της Μονάδας με εναλλακτικό καύσιμο, ο εκάστοτε Ηλεκτροπαραγωγός δύναται να προχωρήσει σε δύο (κατά μέγιστο) επαναλήψεις της εν λόγω δοκιμής, εντός διαστήματος δεκαπέντε (15) ημερών από την ημέρα διεξαγωγής της πρώτης ανεπιτυχούς δοκιμής, του ανωτέρω τριμήνου. Επιπλέον, και σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στην ανωτέρω Σύμβαση, ο Ηλεκτροπαραγωγός οφείλει να τηρεί ποσότητα αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου καθ' όλη τη διάρκεια της Σύμβασης τουλάχιστον ίση με το Ύψος Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου που προβλέπεται για την εν λόγω μονάδα σύμφωνα την παρ. 6 του άρθρου 73 και την παρ. 9 του άρθρου 73Α του ν. 4001/2011, όπως εκάστοτε ισχύει. Τουλάχιστον μια φορά κάθε τρίμηνο, ο Ηλεκτροπαραγωγός υποχρεούται να προβαίνει σε έλεγχο του ύψους αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου, παρουσία του Διαχειριστή, για τη διαπίστωση τήρησης της υποχρέωσης κάλυψης του Ύψους Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου. Σε περίπτωση που κατά τον έλεγχο το ύψος αυτό διαπιστωθεί μικρότερο του Ύψους Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου, ο Ηλεκτροπαραγωγός οφείλει να προχωρήσει, το αργότερο εντός πέντε εργάσιμων ημερών, στην αναπλήρωσή του, τουλάχιστον μέχρι το Ύψος Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου.

Καθεστώς κυρώσεων: Η μη εκπλήρωση ή η μη προσήκουσα εκπλήρωση των απορρεουσών από τη Σύμβαση Διατήρησης Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου, όπως εκάστοτε ισχύει, και διαθεσιμότητας λειτουργίας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής υποχρεώσεων του αντισυμβαλλόμενου του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ Ηλεκτροπαραγωγού, συνιστούν σπουδαίο λόγο καταγγελίας της ως άνω Συμβάσεως και μη καταβολής του πρόσθετου κόστους καυσίμου για δοκιμές που αναλογεί στον Ηλεκτροπαραγωγό σύμφωνα με την απόφαση της παρ. 6 του άρθρου 73 και της παρ. 9 του άρθρου 73Α του ν. 4001/2011, όπως εκάστοτε ισχύει.

Εκτιμώμενο κόστος: Το ύψος του ανταλλάγματος που καταβάλλει ο ΔΕΣΦΑ στις ανωτέρω μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (**Πίνακας 64**) απαρτίζεται από τα ακόλουθα τρία στοιχεία κόστους: α) το κεφαλαιουχικό κόστος των εγκαταστάσεων εναλλακτικού καυσίμου πρότυπης μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, β) το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων πετρελαίου και γ) τη διαφορά κόστους πετρελαίου και φυσικού αερίου για τη διενέργεια τακτικών δοκιμών στις εγκαταστάσεις των κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και προϋπολογίζεται ενδεικτικά σε **6,34 εκ. € ετησίως**.

Μηχανισμός ανάκτησης κόστους: Η ανάκτηση του ως άνω κόστους πραγματοποιείται μέσω του Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού που εισπράττεται από όλους τους Χρήστες του ΕΣΦΑ ανά μονάδα ποσότητας αερίου που αυτοί παραλαμβάνουν από το ΕΣΦΑ, το οποίο ανακτάται από τους Πελάτες ΦΑ, κατά τα προβλεπόμενα στη σχετική απόφαση της Αρχής, και σύμφωνα με τους όρους της σύμβασης εκάστου ηλεκτροπαραγωγού με τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ (Απόφαση της Αρχής υπ' αριθμ. 628/2016, όπως ισχύει), κατά τα προβλεπόμενα στην παράγραφο 4 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει.

4.2.2 Πρόσθετοι κανόνες και υποχρεώσεις σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού

4.2.2.1 Ασφάλεια εφοδιασμού καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας

Σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 6 του Κανονισμού, τα Κ-Μ δύνανται να θέσουν επιπλέον κανόνες και υποχρεώσεις για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού με ΦΑ. Οι κανόνες αυτοί πρέπει να βασίζονται στην εκτίμηση επικινδυνότητας και να αποτυπώνονται στο ΣΠΔ.

Η σημαντική συμμετοχή του ΦΑ στο ισοζύγιο πρωτογενούς ενέργειας του τομέα ηλεκτροπαραγωγής καθιστά αναγκαία την θέσπιση περαιτέρω κανόνων και υποχρεώσεων με στόχο την ασφάλεια εφοδιασμού των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας. Η σημασία υποστήριξης των κρίσιμων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο το ΦΑ (**critical gas-fired power plants**) αναδεικνύεται εξάλλου και στον ίδιο τον Κανονισμό. Η έλλειψη καύσιμου στις ως άνω μονάδες μπορεί να έχει σοβαρές επιπτώσεις στη λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος, να επηρεάσει τη μεταφορά του αερίου και την τροφοδοσία με ΦΑ οικιακών καταναλωτών και μικρών και μεσαίων επιχειρήσεων, καθότι για τη λειτουργία των συστημάτων θέρμανσης χώρων ή ζεστού νερού είναι οπωσδήποτε απαραίτητη η παροχή ηλεκτρικής ενέργειας.

Στον παρακάτω πίνακα εμφανίζονται όλες οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο ΦΑ. Η θεώρηση των μονάδων αυτών ως «κρίσιμες» βασίστηκε στην Εθνική Μελέτη Εκτίμησης Επικινδυνότητας, σύμφωνα με τα οριζόμενα στην παρ. 7 του άρθρου 11 του Κανονισμού. Ωστόσο, ο τελικός χαρακτηρισμός τους (ενν. ως κρίσιμες) θα προκύπτει σε ημερήσια βάση κατά τη διάρκεια των κρίσεων, ως αποτέλεσμα *ad hoc* βραχυχρόνιων αναλύσεων υδραυλικής ευστάθειας και επάρκειας ηλεκτρικού συστήματος των Διαχειριστών του ΕΣΦΑ και ΕΣΜΗΕ (ΔΕΣΦΑ, ΑΔΜΗΕ), λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες συνθήκες.

Επισημαίνεται ότι στον κάτωθι Πίνακα περιλαμβάνονται και οι μονάδες με δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου, υπό συγκεκριμένες συνθήκες (π.χ. περιορισμοί στη διάρκεια λειτουργίας με diesel).

Πίνακας 65: Σύνολο υπό συνθήκες «κρίσιμων» μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ΦΑ

ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΔΥΝΑΤΟΤΗΤΑ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΜΕ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟ ΚΑΥΣΙΜΟ	ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΙΣΧΥΣ ΜΕ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟ ΚΑΥΣΙΜΟ (MW)
Αλιβέρι V	426,9		
Κομοτηνή	484,6	✓	483
Λαύριο IV	560	✓	530

Λαύριο V	385,2		
Μεγαλόπολη V	860		
ΕΝΘΕΣ (Elpedison)	408,4	✓	355,53
ΗΡΩΝ II	432		
Αγ. Θεοδώρων (Korinthos power)	436,6		
Θίσβης (Elpedison)	421,6	✓	288,42
Αγ. Νικολάου (Protergia)	444,5		
Ήρων (3 μονάδες)	148,5	✓	137,67
Αλουμίνιο (3 μονάδες)	334		
Αγ. Νικολάου (Μυτιληναίος)*	826		

*Η μονάδα βρίσκεται σε φάση δοκιμαστικής λειτουργίας.

4.2.2.2 Ασφάλεια Βιομηχανικών εγκαταστάσεων

Στα πλαίσια εκπόνησης της πρόσφατης Εθνικής Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας αναδείχθηκε η σημασία της έγκαιρης προειδοποίησής τους για διακοπή τροφοδοσίας, προκειμένου να έχουν επαρκή χρόνο για να θέσουν σε ασφαλή λειτουργία τις εγκαταστάσεις τους. Η πλειονότητα των ερωτηθέντων ανέφερε ότι εφόσον παρέχεται προειδοποίηση 48 ωρών αποτρέπεται ο κίνδυνος πρόκλησης σημαντικής και μόνιμης ζημιάς στις εγκαταστάσεις.

Έτσι, υιοθετήθηκε πρόσθετο κριτήριο επικινδυνότητας, που είναι: η Διατήρηση της τροφοδοσίας Βιομηχανικών Καταναλωτών κατά τις πρώτες 48 ώρες κάθε κρίσης.

5 Προληπτικά Μέτρα

Λαμβάνοντας υπόψη τα αποτελέσματα των Μελετών Εκτίμησης Επικινδυνότητας που έχουν διεξαχθεί το τελευταίο διάστημα σε περιφερειακό και εθνικό επίπεδο, όπως αυτά παρουσιάστηκαν συνοπτικά στο Κεφάλαιο 2 του παρόντος, τις υποχρεώσεις της Χώρας που απορρέουν από τον Κανονισμό, των πλέον πρόσφατων στοιχείων για τη διαμόρφωση της ζήτησης, των δεδομένων που προκύπτουν αναφορικά με το επαρκές επίπεδο ασφάλειας εφοδιασμού του ενεργειακού συστήματος της Χώρας, καθώς και των τεχνικών περιορισμών του ελληνικού συστήματος, υιοθετούνται οι παρακάτω **δράσεις**, με στόχο την ενίσχυση μέτρων για την αποτελεσματικότερη διαχείριση ΦΑ σε περίπτωση εμφάνισης κρίσης και την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών, καθώς και την βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου.

Σημειώνεται ότι έργα ανάπτυξης υποδομών (νέες πηγές προμήθειας και αποθήκευσης φυσικού αερίου) με ορίζοντα υλοποίησης από το 2024 και έπειτα παρουσιάζονται στο **Κεφάλαιο 7**.

Όπου περιλαμβάνονται κόστη στο παρόν ΣΠΔ για τις υφιστάμενες και νέες δράσεις αυτά είναι ενδεικτικά και προϋπολογίζονται με την Απόφαση της Αρχής της παρ. 6 του άρθρου 73 και της παρ. 9 του άρθρου 73Α του ν. 4001/2011, όπως εκάστοτε ισχύει.

Υπενθυμίζεται ότι, δυνάμει του άρθρου 36 του ν. 4001/2011 περί διοικητικών κυρώσεων, η ΡΑΑΕΥ έχει αρμοδιότητα επιβολής προστίμου ύψους έως 10% του ετήσιου κύκλου εργασιών σε επιχειρήσεις που ασκούν Ενεργειακές Δραστηριότητες σε περίπτωση παραβίασης των διατάξεων του ν. 4001/2011 και των πράξεων που εκδίδονται κατ' εξουσιοδότηση του ή των όρων των αδειών που τους έχουν χορηγηθεί. Η αρμοδιότητα επιβολής προστίμου από τη ΡΑΑΕΥ σε επιχειρήσεις που ασκούν Ενεργειακές Δραστηριότητες ισχύει αναφορικά με το σύνολο των περιγραφόμενων στο παρόν Σχέδιο δράσεων. Χάριν οικονομίας δεν επαναλαμβάνεται για κάθε μία εκ των περιγραφόμενων δράσεων, αλλά πιθανόν να συμπληρώνεται εάν εντοπίζεται ιδιαιτερότητα σχετικά με συγκεκριμένη δράση.

5.1 Δράση Δ1: Μηχανισμός για την κατά προτεραιότητα λειτουργία των μονάδων με εναλλακτικό καύσιμο στην αγορά του ηλεκτρισμού σε περίπτωση κρίσης φυσικού αερίου Επιπέδου 3 Έκτακτης Ανάγκης και κατόπιν απόφασης ΟΔΚ για την ενεργοποίησή του

Σύμφωνα με το Σχέδιο Ετοιμότητας Αντιμετώπισης Κινδύνων για τον Ηλεκτρισμό¹⁹ (2022), προβλέπεται μηχανισμός αποζημίωσης των μονάδων αυτών κατά την λειτουργία τους. Ο συγκεκριμένος μηχανισμός αφορά την αποζημίωση των μονάδων για την λειτουργία τους με εναλλακτικό καύσιμο (diesel), κατά τη διάρκεια κρίσης ΦΑ και συγκεκριμένα σε κατάσταση συναγερμού 3 του ΕΣΦΑ σύμφωνα με το εγκεκριμένο Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης, όπως ισχύει.

¹⁹ Σχέδιο Ετοιμότητας Αντιμετώπισης Κινδύνων στον τομέα του ηλεκτρισμού της Ελλάδας, σύμφωνα με τις διατάξεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/941 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 5ης Ιουνίου 2019 σχετικά με την ετοιμότητα αντιμετώπισης κινδύνων στο τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και με την κατάργηση της οδηγίας 2005/89/ΕΚ.

Στο πλαίσιο αυτού του μηχανισμού, θεωρείται επιβεβλημένη η ελαχιστοποίηση χρήσης φυσικού αερίου και η όσο το δυνατόν ορθότερη διαχείριση της διαθέσιμης ποσότητας φυσικού αερίου στη χώρα για σκοπούς ηλεκτροπαραγωγής. Συνεπώς, εισάγεται μηχανισμός, που μεγιστοποιεί τη χρήση των μονάδων εναλλακτικού καυσίμου.

5.2 Δράση Δ2: Εισαγωγή διατάξεων για τη συνετή χρήση και περιορισμό της άσκοπης κατανάλωσης ΦΑ κατά τη διάρκεια κρίσης ΦΑ

Οι Διαχειριστές των Δικτύων Διανομής πρέπει να ετοιμάσουν σχέδιο ενημέρωσης για την ευαισθητοποίηση των καταναλωτών και τη συνετή χρήση ΦΑ από τους τελικούς καταναλωτές κατά τη διάρκεια ενδεχόμενης κρίσης ΦΑ. Στα σχέδιά τους, τα οποία κοινοποιούνται στην Αρχή το αργότερο μέχρι την **31η Οκτωβρίου του 2023 και έως την 20^η Οκτωβρίου για κάθε επόμενο έτος**, περιλαμβάνονται:

- Διαδικασία γνωστοποίησης και ενημέρωσης των πελατών.
- Το προτεινόμενο κείμενο για την ενημέρωση της κατάστασης και την σχεδιαζόμενη δράση Δ2.
- Τις οδηγίες για τη μείωση/περιορισμό της κατανάλωσης ΦΑ ανά κατηγορία καταναλωτή (δημόσια κτίρια, κτίρια γραφείων, οικιακούς/εμπορικούς/βιομηχανικούς καταναλωτές) και ανά χρήση ΦΑ. Οι οδηγίες αυτές θα πρέπει να είναι συγκεκριμένες και να συνοδεύονται από λειτουργικά παραδείγματα. Περαιτέρω, θα περιλαμβάνουν εκτίμηση του ποσοστού αναμενόμενης μείωσης της ζήτησης.
- Τη διαδικασία με την οποία πρόκειται να ενημερωθούν οι Χρήστες σε περίπτωση αναγκαιότητας περικοπής φορτίων (χρόνος ενημέρωσης πριν τη περικοπή, διάρκεια περικοπής κ.λπ.).

Το σχέδιο ενημέρωσης ενεργοποιείται δέκα (10) ημέρες μετά την υποβολή του εκτός εάν υποβληθούν αντιρρήσεις από την Αρχή.

5.3 Δράση Δ3: Κατά προτεραιότητα παροχή φυσικού αερίου σε ορισμένες «Σημαντικές» Βιομηχανίες

Η Αρχή με την υπ' αριθμ. 841/2022 απόφαση της ενέκρινε το Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης (ΣΕΑ) σύμφωνα με τα Άρθρα 8 και 10 του Κανονισμού. Στο πλαίσιο έγκρισης του ΣΕΑ και του προηγούμενου ΣΠΔ, λαμβάνοντας υπόψη το άρθρο 11.7 του Κανονισμού και την Ανακοίνωση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής "*Save Gas for a Safe Winter*", έκρινε σκόπιμη τη δυνατότητα προτεραιοποίησης του εφοδιασμού με φυσικό αέριο ορισμένων «Σημαντικών» βιομηχανικών καταναλωτών έναντι λοιπών Μη Προστατευόμενων Καταναλωτών βάσει συγκεκριμένων κριτηρίων, όπως αυτά παρουσιάζονται παρακάτω καθώς και την πρόβλεψη για συγκεκριμένη διαδικασία διακοπής τροφοδοσίας με σταδιακή μείωση της παροχής για την ασφαλέστερη για τη βιομηχανία διακοπή ως έσχατο μέτρο.

Ειδικότερα, σύμφωνα τη Μεθοδολογία για τη σειρά διακοπής τροφοδοσίας καταναλωτών του καταλόγου «Σημαντικών Βιομηχανιών» όπως περιλήφθηκε στο ΣΕΑ (υπ' αριθμ. 841/2022 Απόφαση της Αρχής) κατόπιν σχετικής δημόσιας διαβούλευσης, η ιεράρχηση των βιομηχανικών καταναλωτών του Καταλόγου ως προς τη σειρά διακοπής τους γίνεται σύμφωνα με τις κλάσεις κρισιμότητας του σχετικού Πίνακα, όπως περιλαμβάνεται στο ΣΕΑ.

Προσδιορίζονται συνολικά οκτώ (8) κλάσεις, με την κλάση 8 να αποτελεί την υψηλότερη κλάση κρίσιμότητας, ενώ την κλάση 1 την χαμηλότερη. Κάθε νομικό πρόσωπο κατατάσσεται σε μία και μόνο κλάση κρίσιμότητας, και συγκεκριμένα στην υψηλότερη κλάση του πίνακα για την οποία πληροί τις προϋποθέσεις. Εξαιρέση αποτελούν οι περιπτώσεις όπου η παροχή πληροί ταυτόχρονα και τις προϋποθέσεις της κλάσης 3.

Τα κριτήρια για την υπαγωγή της Βιομηχανικής Μονάδας στην κατηγορία των «Σημαντικών» Βιομηχανιών παρουσιάζονται παρακάτω. Τα παρακάτω κριτήρια (σωρευτικά) θα πρέπει να ληφθούν υπόψη για την προτεραιοποίηση μεταξύ των μη Προστατευόμενων Καταναλωτών σε περίπτωση σοβαρών διαταραχών:

Κριτήρια μείωσης ζήτησης πριν ή σε κατάσταση έκτακτης ανάγκης

- 1) **Κρίσιμότητα βάσει κοινωνικής συνεισφοράς** (societal criticality). Στο βαθμό που συγκεκριμένοι οικονομικοί τομείς ή βιομηχανίες, και η αλυσίδα αξίας τους (value chain), παρέχουν αγαθά ή/και υπηρεσίες τα οποία αξιολογούνται κρίσιμα και στρατηγικής σημασίας για την ομαλή λειτουργία της κοινωνίας. Τέτοιοι τομείς μπορεί να περιλαμβάνουν ενδεικτικά και όχι περιοριστικά τους τομείς της υγείας, της ασφάλειας και του περιβάλλοντος, την προστασία και την άμυνα.
- 2) **Διασυνοριακές εφοδιαστικές αλυσίδες (cross border supply chain)** – στο βαθμό στον οποίο διάφοροι οικονομικοί τομείς ή βιομηχανίες είναι μέρος διασυνοριακών εφοδιαστικών αλυσίδων, προσφέροντας αγαθά και υπηρεσίες κρίσιμες για την ομαλή τροφοδοσία κοινωνικών υπηρεσιών όχι μόνο σε εθνικό αλλά και ευρωπαϊκό επίπεδο. Ανάλογα με το επίπεδο της βιομηχανίας και των διασυνδέσεων σε μία ενιαία αγορά, οι διαταραχές σε συγκεκριμένους (προηγούμενους) τομείς ενδέχεται να μην θεωρούνται κρίσιμοι σε ένα κράτος μέλος αλλά μπορεί να επηρεάσουν σε μεγάλο βαθμό κρίσιμους τομείς σε άλλα κράτη μέλη. Επομένως, κρίνεται σκόπιμο να λαμβάνονται πάντα υπόψη οι επιπτώσεις που μπορεί να έχει μια μειωμένη οικονομική δραστηριότητα σε έναν τομέα σε παγκόσμιο ή ευρωπαϊκό επίπεδο και όχι μεμονωμένα. Για παράδειγμα, η βιομηχανία ιατρικού εξοπλισμού και φαρμακευτικών προϊόντων, η χημική βιομηχανία (π.χ. προϊόντα που χρησιμοποιούνται σε τρόφιμα και σε τομείς της υγείας), η κλωστοϋφαντουργική βιομηχανία (για σκοπούς υγιεινομικής περιθάλψης και άμυνας), αποτελούν μέρος αλυσίδων αξίας οι οποίες είναι κρίσιμες για σημαντικούς τομείς ή τομείς στρατηγικής σημασίας. Ένας άλλος παράγοντας που πρέπει να λαμβάνεται υπόψη είναι εάν μια εταιρεία έχει το μονοπώλιο στην Ευρώπη ή παγκοσμίως ή κυρίαρχο ρόλο στην αγορά σε μια κρίσιμη αλυσίδα αξίας. Εάν η μείωση της παροχής ΦΑ σε μία εγκατάσταση εμποδίζει την παραγωγή ενός βασικού προϊόντος σε ολόκληρη την ΕΕ ή ευρύτερα, αυτό θα πρέπει να ληφθεί υπόψη.

Παράμετροι διασυνοριακής εφοδιαστικής αλυσίδας που πρέπει να ληφθούν υπόψη:

- Επακόλουθες επιπτώσεις της μείωσης του αερίου ανάντη και της πολυπλοκότητας της αλυσίδας αξίας
- Το μέγεθος μιας εταιρείας στην ευρύτερη αγορά
- Προσέγγιση βασισμένη στην παραγωγή για τον εντοπισμό βασικών προϊόντων

- 3) **Δυνατότητα υποκατάστασης και μείωσης** – στο βαθμό στον οποίο διάφοροι οικονομικοί τομείς ή βιομηχανίες έχουν την δυνατότητα να υποκαταστήσουν φυσικό αέριο με άλλα καύσιμα, ενεργειακές πηγές ή πρώτες ύλες, για να βελτιώσουν την απόδοση στη χρήση φυσικού αερίου και εθελοντικά να μειώσουν την κατανάλωσή τους ή να επιλέξουν την υποκατάσταση εξαρτημάτων/πρώτων υλών κατά μήκος της εφοδιαστικής αλυσίδας.
- 4) **Ζημιές σε εγκαταστάσεις** – στο βαθμό στον οποίο το φυσικό αέριο είναι απαραίτητο για ένα συγκεκριμένο τομέα/εγκατάσταση για τη συνέχιση της παραγωγής, καθώς και για την εξασφάλιση ότι η εγκατάσταση δεν θα υποστεί μη αναστρέψιμες και μη επισκευάσιμες ζημιές. Λαμβάνονται υπόψη οι μακροχρόνιες επιπτώσεις μιας αποσύνδεσης, για παράδειγμα πιθανές ζημιές σε βιομηχανικά εργαλεία και ο χρόνος επισκευής/ αποκατάστασης των μηχανημάτων-εγκαταστάσεων. Ιδιαίτερη προσοχή πρέπει να δοθεί στους τομείς, οι οποίοι πρέπει να λειτουργούν συνεχώς και όπου απότομη διακοπή της τροφοδοσίας με φυσικό αέριο μπορεί να προκαλέσει ζημιά στις εγκαταστάσεις (π.χ. βιολογικά φάρμακα και άλλα μέρη της βιομηχανίας υγείας, κάποια μέρη μηχανολογίας, βιομηχανία υφασμάτων και συγκεκριμένα στον υποτομέα φινιρίσματος, φαρμακοβιομηχανία, τους περισσότερους τομείς χημικών διεργασιών, λιπάσματα, γυαλί, χάλυβα, αλουμίνιο, διυλιστήρια, ασβέστη, τομείς κεραμικών). Αρκετές βιομηχανίες, ενεργοβόρες και μη, απαιτούν μια ελάχιστη ποσότητα φυσικού αερίου για αδιάλειπτη παραγωγή, καθώς εάν η παραγωγή σταματήσει, δεν μπορεί να επανεκκινήσει χωρίς σημαντικές καθυστερήσεις, ρυθμιστική έγκριση και κόστος. Σε τέτοιες περιπτώσεις, η ελάχιστη ποσότητα κατανάλωσης φυσικού αερίου θα πρέπει να καθοριστεί και να προσδιοριστεί ως κρίσιμη και να δοθεί προτεραιότητα αντίστοιχα, ανάλογα με την επίδοση αυτών των βιομηχανιών σε σχέση με τα άλλα κριτήρια.

Πιθανές ζημιές στις εγκαταστάσεις

- Να ληφθούν υπόψη μακροχρόνιες επιπτώσεις μιας αποσύνδεσης ή μείωσης πάνω στα βιομηχανικά εργαλεία
 - Ιδιαίτερη προσοχή να δοθεί στους τομείς με διαδικασίες αδιάλειπτης λειτουργίας
- 5) **Οικονομικές πτυχές:** Για την προτεραιοποίηση στην τροφοδοσία των βιομηχανιών που δεν υπάγονται στις ανωτέρω κατηγορίες, κρίνεται σκόπιμη η συνεκτίμηση του οικονομικού αντίκτυπου της Βιομηχανίας σε σχέση με την Προστιθέμενη Αξία και την εργασία σε σχέση με την κατανάλωση αερίου.

Σύμφωνα με τα ανωτέρω, η Αρχή, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της εκ του άρθρου 12 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει, και σύμφωνα με το προηγούμενο Σχέδιο Προληπτικής Δράσης (2022) και το Σχέδιο Έκτακτης Ανάγκης συνέταξε Κατάλογο «Σημαντικών Βιομηχανιών» ανά κλάση σύμφωνα με την υπ' αριθ. 889/2022 Απόφασή της.

Στα πλαίσια του παρόντος ΣΠΔ, καλούνται νέες βιομηχανίες ή νέοι Προμηθευτές που τις

εκπροσωπούν, που δεν αξιολογήθηκαν από την Αρχή δυνάμει του ΣΠΔ του έτους 2022 ως προς την καταλληλότητά τους για ένταξη στον Κατάλογο «Σημαντικών Βιομηχανιών», και επιθυμούν να ενταχθούν σε αυτόν, όπως υποβάλουν²⁰ στη ΡΑΑΕΥ μέχρι την **31^η Οκτωβρίου κάθε έτους**:

- αναλυτική τεκμηρίωση για την πλήρωση των ως άνω κριτηρίων (μέρος ή για το σύνολο αυτών), μελέτη επιπτώσεων από την ενδεχόμενη διακοπή, στοιχεία που να αποδεικνύουν τη μη δυνατότητα χρήσης εναλλακτικού καυσίμου ή πρώτης ύλης καθώς και
- προτεινόμενο σχέδιο διακοπής τροφοδοσίας, το οποίο θα περιλαμβάνει αναλυτικά τις διαδικασίες για την συντονισμένη διακοπή (μερική ή ολική) τροφοδοσίας φυσικού αερίου για την ασφάλεια της Μονάδας του και του προσωπικού της.

Επίσης, οι βιομηχανίες που είναι ενταγμένες στον κατάλογο της υπ' αριθ. 889/2022 Απόφασης της Αρχής, οι οποίες για οποιονδήποτε λόγο δεν πληρούν πλέον τα ανωτέρω κριτήρια, οφείλουν να ενημερώσουν σχετικά την Αρχή έως την ως άνω ημερομηνία.

Τα παραπάνω κοινοποιούνται στο ΥΠΕΝ.

Η ενεργοποίηση της επιβεβλημένης διακοπής τροφοδοσίας σε καταναλωτές ΦΑ γίνεται όταν έχουν εξαντληθεί τα λοιπά μέτρα – αγοράς ή διοικητικά – για την παροχή τροφοδοσίας στους Προστατευόμενους Καταναλωτές. Αν απαιτηθεί η διακοπή τροφοδοσίας για σκοπούς παροχής αλληλεγγύης, η μεθοδολογία αποζημίωσης των Βιομηχανικών και Εμπορικών Καταναλωτών περιγράφεται στο Παράρτημα 1.

5.4 Δράση Δ4: Ρύθμιση για την έκτακτη τροποποίηση του Προγραμματισμού Εκφορτώσεων ΥΦΑ

Περιγραφή: Για την πλήρη αξιοποίηση κάθε δυνατότητας πρόσθετης εισαγωγής φυσικού αερίου στα σημεία εισόδου κατά τη διάρκεια κρίσης φυσικού αερίου Επιπέδου 3, ο μέγιστος χρόνος χρησιμοποίησης του αποθηκευτικού χώρου στην Ρεβυθούσα δύναται να μειώνεται σε 6 ημέρες κατ' ελάχιστο, αναλόγως των συνθηκών, με απόφαση του Διαχειριστή κατόπιν έγκρισης της ΟΔΚ. Οι Χρήστες ΥΦΑ οι οποίοι είχαν ήδη δεσμεύσει χρονοθυρίδα, διατηρούν τη θέση τους στον Ετήσιο Προγραμματισμό ωστόσο με μειωμένο χρόνο μέχρι την αεριοποίηση της ποσότητας ΥΦΑ. Οι χρονοθυρίδες που θα δημιουργηθούν υπό αυτές τις συνθήκες θα προσδιοριστούν και θα διατεθούν αμελλητί από το Διαχειριστή.

Τύπος μέτρου: διοικητικό - ρυθμιστικό

Κόστος: Δεν υφίσταται.

Αναμενόμενη συνεισφορά: Η συνεισφορά της συγκεκριμένης δράσης αυξάνει τη δυνατότητα χρήσης των υφιστάμενων υποδομών και τη διαθεσιμότητα των ΣΕ.

²⁰ Σημειώνεται ότι η δήλωση αφορά συγκεκριμένη βιομηχανία/μετρητή εκπροσώπησης. Εξαιρούνται οι βιομηχανίες με ετήσια συμβολαιοποιημένη κατανάλωση μικρότερη από 10.000 MWh, οι οποίες περιλαμβάνονται στους Προστατευόμενους καταναλωτές (βλ. Κεφάλαιο 4).

5.5 Δράση Δ5: Αύξηση αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου (diesel) σε μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ και δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου

Όπως ήδη έχει αναφερθεί στο Κεφάλαιο 4, οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ με δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου όπως παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα και σύμφωνα με τους όρους της άδειάς τους αλλά και το ισχύον θεσμικό και κανονιστικό πλαίσιο διατηρούν αποθέματα εναλλακτικού καυσίμου. Για την αποζημίωση του κόστους διατήρησης αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου και τη διατήρηση της διαθεσιμότητας λειτουργίας της μονάδας με εναλλακτικό καύσιμο υπογράφουν με το Διαχειριστή του ΕΣΦΑ υποχρεωτικώς σύμβαση, έναντι ανταλλάγματος. Το αντάλλαγμα καλύπτει το κεφαλαιουχικό κόστος των εγκαταστάσεων εναλλακτικού καυσίμου πρότυπης μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων πετρελαίου, καθώς και τη διάφορα κόστους πετρελαίου και ΦΑ για τη διενέργεια δοκιμών, σύμφωνα με την απόφαση της Αρχής της παρ. 6 του άρθρου 73 και της παρ. 9 του άρθρου 73Α του ν. 4001/2011, όπως εκάστοτε ισχύει.

Για την ενίσχυση της διαθεσιμότητας εναλλακτικού καυσίμου σε ενδεχόμενη κρίση, οι ΗΠ με υποχρέωση διατήρησης αποθεμάτων diesel υποχρεούνται – διά της παρούσας δράσης – στην αύξηση του αποθέματός τους, από 5 ημέρες σε 20 ημέρες ή μέχρι την μέγιστη αποθηκευτική ικανότητα της υφιστάμενης δεξαμενής, αν αυτή είναι μικρότερη.

Χρονικός Οριζοντας Εφαρμογής: Η καταληκτική ημερομηνία πλήρωσης των δεξαμενών, εφόσον δεν έχουν ήδη πληρωθεί, είναι η **1^η Νοεμβρίου κάθε έτους**.

Αποδέκτες: Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ, των οποίων οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής έχουν δυνατότητα λειτουργίας με εναλλακτικό καύσιμο όπως παρουσιάζονται στον παρακάτω Πίνακα.

Πίνακας 66: Σύνολο των θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με υποχρέωση τήρησης εναλλακτικού καυσίμου

ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW)	ΔΙΑΘΕΣΙΜΗ ΙΣΧΥΣ ΜΕ ΕΝΑΛΛΑΚΤΙΚΟ ΚΑΥΣΙΜΟ (MW)
Κομοτηνή	484,6	483
Λαύριο IV	560	530
ΕΝΘΕΣ (Eipedison)	408,4	355,53
Θίσβης (Eipedison)	421,6	288,42
Ήρων (3 μονάδες)	148,5	137,67
Σύνολο	2023,1	1794,62

Ο Ηλεκτροπαραγωγός οφείλει να τηρεί ποσότητα αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου καθ' όλη τη διάρκεια της Σύμβασης τουλάχιστον ίση με το Ύψος Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου που προβλέπεται για την εν λόγω μονάδα σύμφωνα με την απόφαση της Αρχής της παρ. 6 του άρθρου 73 και της παρ. 9 του άρθρου 73Α του ν. 4001/2011, όπως εκάστοτε

ισχύει, προσαυξημένο κατά ποσότητα που προσδιορίζεται από την χωρητικότητα της δεξαμενής κατόπιν επιτόπου ελέγχου του Διαχειριστή ΕΣΦΑ. Για την παρακολούθηση της εφαρμογής της Δράσης αλλά και για την αποζημίωση του κεφαλαιουχικού κόστους διατήρησης των αποθεμάτων εφαρμόζονται τα οριζόμενα στη Σύμβαση που υπογράφεται μεταξύ των κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ και του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ (απόφαση της Αρχής υπ' αριθμ. 628/2016, όπως έχει τροποποιηθεί και ισχύει).

Σύστημα παρακολούθησης συμμόρφωσης: Τουλάχιστον μια φορά κάθε τρίμηνο, ο Ηλεκτροπαραγωγός υποχρεούται να προβαίνει σε έλεγχο του ύψους αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου, παρουσία του Διαχειριστή, για τη διαπίστωση τήρησης της υποχρέωσης κάλυψης του Ύψους Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου. Σε περίπτωση που κατά τον έλεγχο το ύψος αυτό διαπιστωθεί μικρότερο του Ύψους Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου, ο Ηλεκτροπαραγωγός οφείλει να προχωρήσει, το αργότερο εντός πέντε (5) εργάσιμων ημερών, στην αναπλήρωσή του, τουλάχιστον μέχρι το Ύψος Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου.

Καθεστώς κυρώσεων: Η μη εκπλήρωση ή η μη προσήκουσα εκπλήρωση των απορρεουσών από τη Σύμβαση (υπ' αριθμ. 628/2016 της Αρχής, όπως έχει τροποποιηθεί και ισχύει) Διατήρησης Αποθέματος Εναλλακτικού Καυσίμου και διαθεσιμότητας λειτουργίας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής υποχρεώσεων του αντισυμβαλλόμενου του Διαχειριστή του ΕΣΦΑ Ηλεκτροπαραγωγού, συνιστούν σπουδαίο λόγο καταγγελίας της ως άνω Συμβάσεως και μη καταβολής του πρόσθετου κόστους καυσίμου για δοκιμές που αναλογεί στον Ηλεκτροπαραγωγό σύμφωνα με την απόφαση της Αρχής της παρ. 6 του άρθρου 73 και της παρ. 9 του άρθρου 73Α του ν. 4001/2011, όπως εκάστοτε ισχύει. Επιπλέον, δυνάμει του άρθρου 36 του ν.4001/2011, όπως ισχύει, η ΡΑΑΕΥ έχει την αρμοδιότητα επιβολής προστίμου έως 10% του ετήσιου κύκλου εργασιών σε επιχειρήσεις που ασκούν ενεργειακές δραστηριότητες εφόσον παραβιάζουν τις διατάξεις του ν. 4001/2011 και των πράξεων που εκδίδονται κατ' εξουσιοδότησή του ή τους όρους των αδειών που τους έχουν χορηγηθεί.

Εκτιμώμενο κόστος: Το ύψος του ανταλλάγματος που καταβάλλει ο ΔΕΣΦΑ στις ανωτέρω μονάδες ηλεκτροπαραγωγής (**Πίνακας 66**) για την υλοποίηση της συγκεκριμένης δράσης Δ1, πέραν των όσων ορίζονται στις σχετικές αποφάσεις της Αρχής, αφορά μόνο στο κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης της πρόσθετης ποσότητας πετρελαίου και προϋπολογίζεται ενδεικτικά σε **6,87 εκ. € ετησίως**.

Μηχανισμός ανάκτησης κόστους: Η ανάκτηση του ως άνω κόστους πραγματοποιείται μέσω του ΤΑΕ και σύμφωνα με τους όρους της σύμβασης ηλεκτροπαραγωγού με τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ (απόφαση της Αρχής υπ' αριθμ. 628/2016, όπως έχει τροποποιηθεί και ισχύει).

Αναμενόμενη συνεισφορά: Η αύξηση του αποθέματος diesel διευκολύνει την τροφοδοσία των μονάδων και συνεπώς απρόσκοπτη λειτουργία τους με εναλλακτικό καύσιμο κατά την περίοδο κρίσης ΦΑ. Η ισοδύναμη συνολική ποσότητα του αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου αντιστοιχεί σε περίπου **0.9 TWh** φυσικού αερίου.

5.6 Δράση Δ6: Ρύθμιση για την έκτακτη προσφερόμενη από τον Διαχειριστή δυναμικότητα και κατανομή στα Σημεία Εισόδου

Τύπος μέτρου: Αγοράς (ρυθμιστικό)

Περιγραφή: Ο Διαχειριστής του ΕΣΦΑ, βάσει συγκεκριμένης μεθοδολογίας, αναλύει την υδραυλική απόκριση του ΕΣΜΦΑ και υπολογίζει την τεχνική δυναμικότητα (κατά τον ορισμό της παρ. 18 του άρθρου 2 του Κανονισμού 1775 /05), την οποία είναι σε θέση να προσφέρει στους χρήστες, λαμβανομένων υπόψη των λειτουργικών απαιτήσεων του δικτύου.

Έτσι, έχουν ορισθεί συγκεκριμένες δυναμικότητες για τα Σημεία Εισόδου, οι οποίες ισχύουν μέχρι την έναρξη λειτουργίας του Σταθμού Συμπίεσης στην Αμπελιά (Θεσσαλία) και της αναβάθμισης του Σταθμού Συμπίεσης Ν. Μεσημβρία (**Πίνακας 67**).

Πίνακας 67: Ισχύουσες τεχνικές δυναμικότητες Σημείων Εισόδου ΕΣΜΦΑ (πηγή: ΔΕΣΦΑ)

Σημείο Εισόδου	Τεχνική δυναμικότητα (MWh/ημέρα)
Σιδηρόκαστρο	117.493,289
Σύνολο από Κήπους και Νέα Μεσημβρία (TAP)	53.368.256

Σε περιπτώσεις κρίσης φυσικού αερίου επιπέδου 2 ή/και 3, κατά τις οποίες λαμβάνει χώρα σε ένα τουλάχιστον εκ των ανωτέρω Σημείων Εισόδου του ΕΣΜΦΑ σημαντικά μειωμένη παράδοση Ποσοτήτων ΦΑ ή/και πίεση παράδοσης μικρότερη της ελάχιστης πίεσης εισόδου, κρίνεται σκόπιμο να παρέχεται η δυνατότητα στον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες λειτουργικές συνθήκες, να μεταβάλει εκτάκτως τις δυναμικότητες των υπολοίπων Σημείων Εισόδου και να τις προσφέρει μέσω μηχανισμών αγοράς και δη μέσω δημοπρασιών με χρήση ηλεκτρονικού βήθρου. Με τον τρόπο αυτό μπορεί να αξιοποιείται στο μέγιστο η τεχνική δυνατότητα του Συστήματος. Το μέτρο είναι σε συμφωνία με τις προβλέψεις των διατάξεων του άρθρου 14 του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/2576.

Κρίνεται σκόπιμο ο Χρήστης Μεταφοράς ο οποίος «μεταφέρει» δυναμικότητα σε άλλο Σημείο Εισόδου κατά τα ανωτέρω, να μην υπόκειται στη χρέωση δυναμικότητας για το Σημείο Εισόδου του οποίου η χρήση περιορίστηκε λόγω εφαρμογής της παρούσας δράσης.

Χρονικός ορίζοντας εφαρμογής: 2020 και έπειτα (υφίσταται)

Κόστος: Δεν υφίσταται.

Αναμενόμενη συνεισφορά: Η κατ' εξαίρεση μεταβολή και αξιοποίηση της δυναμικότητας των Σημείων Εισόδου «Νέα Μεσημβρία» ή «Κήποι» (για το χρονικό διάστημα που το σημείο εισόδου βρίσκεται σε λειτουργία), σε περιπτώσεις διαταραχής της τροφοδοσίας φυσικού αερίου στα υπόλοιπα βόρεια Σημεία Εισόδου, ώστε να αξιοποιείται στο μέγιστο η συνολική τεχνική δυναμικότητα του ΕΣΜΦΑ από τις βόρειες εισόδους, δύναται να εισφέρει 170.861 MWh/ημέρα.

6 Άλλα μέτρα και υποχρεώσεις

6.1 Ανάπτυξη προδιαγραφών και κατευθυντήριων οδηγιών για την καθιέρωση Συστημάτων Επιχειρησιακής Συνέχειας

Η ΡΑΑΕΥ, σε συνεργασία με το ΕΜΠ, ανέπτυξε τις ελάχιστες Προδιαγραφές και Κατευθυντήριες Οδηγίες για το Σχεδιασμό, την Εγκατάσταση και την Παρακολούθηση Συστημάτων Διαχείρισης Επιχειρησιακής Συνέχειας (ΣΔΕΣ) σε φορείς με ιδιάζοντα ρόλο στην ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με φυσικό αέριο, όπως είναι οι Διαχειριστές ΦΑ και ηλεκτρισμού και οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου να διασφαλιστεί η καταλληλότητα τους για την αντιμετώπιση αποδιοργανωτικών συμβάντων, την αναταξινόμηση και την επαναφορά σε κανονική λειτουργία. Οι Προδιαγραφές αυτές στηρίζονται σε διεθνώς αναγνωρισμένες καλές πρακτικές και πρότυπα (π.χ. ISO ΕΛΟΤ 22301), κατάλληλα προσαρμοσμένες στα δεδομένα των υπό εξέταση φορέων αλλά και τις απαιτήσεις που αφορούν στην ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με φυσικό αέριο.

Η υιοθέτηση των Προδιαγραφών και η συνεπαγόμενη - σε κάποιο βαθμό - ομοιομορφία των Συστημάτων ως προς το περιεχόμενό τους, αναμένεται να διευκολύνει αφενός την εποπτεία τους από την ΡΑΑΕΥ και αφετέρου την εξυπηρέτηση του απώτερου σκοπού της αδιάλειπτης επιχειρησιακής λειτουργίας των υποδομών ζωτικής σημασίας στον τομέα της ενέργειας.

6.2 Υποχρέωση προς Διαχειριστές και κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την τήρηση Συστημάτων Επιχειρησιακής Συνέχειας

Οι ανωτέρω Προδιαγραφές και Κατευθυντήριες Οδηγίες που θα περιλαμβάνουν τις προτεινόμενες διαδικασίες, τυποποιημένα έγγραφα και ερωτηματολόγιο για την αξιολόγηση της ωριμότητας ΣΔΕΣ από τον ίδιο το φορέα, θα κοινοποιηθούν στους υπόχρεους Διαχειριστές και Παραγωγούς οι οποίοι θα υποχρεούνται για:

- Την ανάπτυξη ΣΔΕΣ που θα ικανοποιεί τις Προδιαγραφές που θεσπίζονται
- Την τακτική γραπτή ενημέρωση της ΡΑΑΕΥ σχετικά με την ικανότητα κάθε φορέα να αντιμετωπίζει αποδιοργανωτικά συμβάντα και απειλές και τα σχετικά μέτρα που σχεδιάζει ή έχει θέσει σε εφαρμογή. Η συχνότητα ενημέρωσης της ΡΑΑΕΥ ορίζεται εβδομαδιαία σε περίπτωση κρίσης ή τρίμηνη σε οποιαδήποτε άλλη συνθήκη

6.3 Σχεδιασμός Συστήματος Διαχείρισης Διακινδύνευσης για την ασφάλεια εφοδιασμού

Η ιδιαίτερα μεγάλη σημασία της αναγνώρισης, εκτίμησης και παρακολούθησης των κινδύνων που μπορούν να επηρεάσουν τον εφοδιασμό της χώρας με φυσικό αέριο, σε ένα έντονα μεταβαλλόμενο διεθνές περιβάλλον, επιβάλλει τη μετάβαση σε έναν τρόπο οργάνωσης που θα επιτρέπει σε διαρκή βάση την αποτελεσματική συνεργασία των εμπλεκόμενων φορέων, την παρακολούθηση και εκτίμηση των συνθηκών του περιβάλλοντος που μπορούν να δημιουργήσουν συνθήκες κρίσεων και τη διασφάλιση της ομοιογένειας, της ακρίβειας και της επάρκειας τεκμηρίωσης των αναλύσεων διακινδύνευσης.

Στο πλαίσιο αυτό η ΡΑΑΕΥ κρίνει σκόπιμη την ανάπτυξη κατάλληλου Συστήματος Διαχείρισης Διακινδύνευσης, το οποίο θα προσδιορίζει την πολιτική, τους στόχους και την οργάνωση για την συστηματική διαχείριση των κινδύνων ασφάλειας εφοδιασμού. Για την βελτίωση των σχετικών αναλύσεων, κρίνεται σκόπιμη η ανάπτυξη πληροφοριακών εργαλείων, τα οποία θα επιτρέπουν:

- τη μοντελοποίηση και εκτίμηση των βασικών παραμέτρων αβεβαιότητας,
- την τήρηση και παρακολούθηση μητρώου κινδύνων,
- την προσομοίωση σεναρίων κρίσης λαμβάνοντας υπόψη τη στοχαστική φύση των παραμέτρων,
- τη αποτίμηση και παρακολούθηση της επικινδυνότητας λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες συνθήκες και προβλέψεις.

6.4 Υποχρεώσεις Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για τεκμηριωμένη εκτίμηση ζήτησης

Για την καλύτερη εκτίμηση των πιθανών κινδύνων στο ΕΣΦΑ καθώς και στο ΕΣΜΗΕ από τυχόν προβλήματα εφοδιασμού της Χώρας με ΦΑ και, κατά συνέπεια, για την ορθότερη, και δη αποτελεσματικότερη, σχεδίαση των μέτρων πρόληψης και αντιμετώπισής τους, είναι απαραίτητη η κατά το δυνατόν πληρέστερη εκτίμηση της ζήτησης ΦΑ κατά την εκάστοτε κρίσιμη περίοδο καθώς και η ανάπτυξη πιθανών σεναρίων εξέλιξής της.

Στο πλαίσιο αυτό, οι Διαχειριστές των Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΕΣΦΑ Α.Ε. και ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) καταρτίζουν από κοινού μέχρι την **30η Απριλίου κάθε έτους**, «Έκθεση Εποχικής Ζήτησης», η οποία περιλαμβάνει σενάρια ημερήσιας (D_{max}), εβδομαδιαίας και μηνιαίας ζήτησης ΦΑ (1, 7 και 30 ημερών με βήμα ημέρας). Τα σενάρια αφορούν χειμερινές περιόδους της επόμενης τετραετίας.

Η εκτίμηση περιλαμβάνει τη ζήτηση υπό τις συνθήκες που καθορίζονται στον Κανονισμό:

(α) σε ακραίες θερμοκρασίες επί χρονικό διάστημα επτά ημερών οι οποίες σημειώνονται με στατιστική πιθανότητα μίας φορές στα 20 έτη

(β) χρονικά διαστήματα 30 ημερών εξαιρετικά υψηλής ζήτησης φυσικού αερίου η οποία σημειώνεται με στατιστική πιθανότητα μιας φορές μέσα σε 20 έτη

(γ) περίοδο 30 ημερών υπό μέσες χειμερινές συνθήκες

(δ) D_{max} , η συνολική ημερήσια ζήτηση σε φυσικό αέριο (εκφρασμένη σε εκατ. m^3 /ημέρα) της περιοχής υπολογισμού κατά τη διάρκεια μιας ημέρας με εξαιρετικά υψηλή ζήτηση, με στατιστική πιθανότητα εμφάνισης μία φορά μέσα σε 20 έτη.

Ειδικότερα,

- Τα σενάρια ζήτησης ΦΑ για την ΗΠ θα βασίζονται σε Μελέτη (Προβλέψεις Εποχικής/Βραχυπρόθεσμης Επάρκειας), η εκπόνηση της οποίας γίνεται από τον Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ ακολουθώντας, εφόσον είναι εφικτό, την προτεινόμενη μεθοδολογία από τον ENTSO-e, και η υποβολή αυτής στη ΡΑΑΕΥ θα πραγματοποιείται ταυτόχρονα με την υποβολή της Έκθεσης Εποχικής Ζήτησης, δηλαδή το αργότερο μέχρι την **30η Απριλίου κάθε έτους**.

Ιδίως θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη η συσχέτιση της εξέλιξης της ζήτησης με τη θερμοκρασία. Περαιτέρω, θα πρέπει να αποτυπώνεται η χρησιμοποιούμενη κατά περίπτωση μεθοδολογία και οι όποιες παραδοχές έγιναν για την αποτίμηση και την ενσωμάτωση στα σενάρια ζήτησης της αβεβαιότητας ενεργειακών εισροών, τη μεταβλητότητα της παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και της υδραυλικής παραγωγής, τη διαθεσιμότητα των λιγνιτικών μονάδων (η οποία να λαμβάνει υπόψη ζητήματα ποιότητας καυσίμου), την όποια μοντελοποίηση για το ισοζύγιο διασυνδέσεων, καθώς και τη συνολική επίδραση τη εποχικότητας στην ικανότητα των μονάδων (πρόγραμμα συντηρήσεων, αποσύρσεις, πρόβλεψη βλαβών).

- Τα σενάρια ζήτησης ΦΑ εκτός της ΗΠ θα καταρτίζονται από τον ΔΕΣΦΑ σε συνεργασία με τους Διαχειριστές του Δικτύου Διανομής, λαμβάνοντας υπόψη τη συσχέτιση της ζήτησης με την θερμοκρασία.

Η έκθεση θα περιλαμβάνει καταγραφή της ακολουθούμενης μεθοδολογίας προσδιορισμού της θερμοκρασίας 1 στα 20 (συσχέτιση ζήτησης με τη θερμοκρασία), καθώς και καταγραφή της μεθοδολογίας εκτίμησης της μέγιστης ημερήσιας ζήτησης D_{max} .

- Αντιστοίχως, οι Διαχειριστές του Δικτύου Διανομής υποβάλλουν κάθε απαραίτητο στοιχείο στον ΔΕΣΦΑ για τον προσδιορισμό των σεναρίων ζήτησης ανά κατηγορία καταναλωτή.

Περαιτέρω, οι Διαχειριστές Δικτύου Διανομής θα πρέπει να διαχωρίζουν τις ανωτέρω εκτιμήσεις της ζήτησης ανά κατηγορία Προστατευόμενου Καταναλωτή, σύμφωνα με τον ισχύοντα ορισμό (ΦΕΚ 1684/Β'/24-06-2014).

6.5 Υποχρεώσεις Προμηθευτών ΦΑ

Σύμφωνα με τον Κανονισμό Αδειών Προμήθειας Φυσικού Αερίου, κάθε κάτοχος Άδειας Προμήθειας που εξυπηρετεί είτε άμεσα είτε έμμεσα Προστατευόμενους Καταναλωτές, όπως αυτοί ορίζονται στην κείμενη νομοθεσία, υποχρεούται να λαμβάνει κάθε απαραίτητο μέτρο, προκειμένου να διασφαλίζει την αδιάλειπτη παροχή ΦΑ στους Καταναλωτές αυτούς, τηρώντας τον Κανόνα Εφοδιασμού σύμφωνα με τα οριζόμενα στις διατάξεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938 και ιδίως στο άρθρο 6 αυτού.

Περαιτέρω, στους ανωτέρω Προμηθευτές επιβάλλεται καθήκον ενημέρωσης, σύμφωνα με το οποίο έχουν υποχρέωση να γνωστοποιούν εγγράφως στη ΡΑΑΕΥ το αργότερο έως τις **30 Ιουνίου κάθε έτους**:

- i) Κατάλογο των μέτρων, μέσω των οποίων σχεδιάζουν να διασφαλίσουν τον Κανόνα Εφοδιασμού σύμφωνα με τα οριζόμενα στην παράγραφο 1α του άρθρου 48 του ν. 4001/2011 και τις διατάξεις του Κανονισμού (ιδίως το άρθρο 6 αυτού), με σύντομη τεκμηρίωση της επάρκειας των μέτρων αυτών,
- ii) Απολογιστική αποτίμηση της επάρκειας των μέτρων που ελήφθησαν για τη διασφάλιση του ανωτέρω Κανόνα Εφοδιασμού κατά την προηγούμενη χειμερινή περίοδο.

Η ΕΕ έχει συναφώς την αρμοδιότητα να ζητήσει από τους ανωτέρω κατόχους Άδειας Προμήθειας ΦΑ τη συμπλήρωση του υπό (i) καταλόγου μέτρων με πρόσθετα μέτρα, εάν κατά την κρίση της δεν διασφαλίζεται η αδιάλειπτη παροχή ΦΑ στους Προστατευόμενους Καταναλωτές και η τήρηση του Κανόνα Εφοδιασμού.

Τέλος, σύμφωνα με τον ίδιο Κανονισμό, οι Προμηθευτές ΦΑ σε Τελικούς Πελάτες οφείλουν να εξασφαλίζουν επαρκή ποσότητα ΦΑ για την κάλυψη των υποχρεώσεων προμήθειας που αναλαμβάνουν μέσω των συμβάσεων προμήθειας που συνάπτουν με Πελάτες. Περαιτέρω, οι εισαγωγείς ΦΑ – Προμηθευτές ΦΑ σε κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ, υποχρεούνται να τηρούν τις συμβατικές τους υποχρεώσεις έναντι των Ηλεκτροπαραγωγών δια της καλύψεως του 100% της ΜΗΣΠ που έχει συμβολαιοποιηθεί ή θα συμβολαιοποιηθεί για τις χειμερινές περιόδους, και συγκεκριμένα για το χρονικό διάστημα από 1 Δεκεμβρίου έως τέλος Μαρτίου εκάστου έτους.

6.6 Υποχρεώσεις κατόχων άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ

Όπως έχει προαναφερθεί, και σύμφωνα με τα αποτελέσματα της Μελέτης Εκτίμησης Επικινδυνότητας, ο ρόλος του ΦΑ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο Ελληνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα είναι ουσιώδους σημασίας, με συνέπεια ενδεχόμενη έλλειψη εφοδιασμού με ΦΑ των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που λειτουργούν με φυσικό αέριο να επιφέρει εν δυνάμει σοβαρή ζημία στη λειτουργία του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας ή/και να παρεμποδίσει τη μεταφορά φυσικού αερίου.

Έτσι, η αδιάλειπτη διαθεσιμότητα των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με ΦΑ στο Σύστημα, κατά τα προβλεπόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ και στον Κανονισμό Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς (Κανονισμός Χρηματιστηρίου Ενέργειας), είναι κρίσιμης σημασίας για την ασφάλεια λειτουργίας του Ηλεκτρικού Συστήματος. Ως εκ τούτου, κρίνεται σκόπιμη η επιβολή υποχρεώσεων στους κατόχους άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ ως ακολούθως:

- i) Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ υποχρεούνται να ενημερώνουν την Αρχή σχετικά με τους τρόπους με τους οποίους διασφαλίζεται η λειτουργία των μονάδων τους, σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ και τον Κανονισμό Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς, ιδίως για τη χειμερινή περίοδο (Δεκέμβριος έως και Φεβρουάριο).
- ii) Συγκεκριμένα, το αργότερο έως τις **31 Οκτωβρίου κάθε έτους**, γνωστοποιούν εγγράφως στην Αρχή σύντομη τεκμηρίωση της επάρκειας των ενεργειών, στις οποίες προέβησαν για τη συμμόρφωση με τους όρους αδείας τους και τη διασφάλιση της λειτουργίας των μονάδων τους, σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης του ΕΣΜΗΕ και τον Κανονισμό Λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και Ενδοημερήσιας Αγοράς.
- iii) Η ΡΑΑΕΥ δύναται να ζητήσει από τους κατόχους Άδειας Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας με καύσιμο ΦΑ τη λήψη πρόσθετων μέτρων, εάν κατά την κρίση της, δεν διασφαλίζεται η επίτευξη του ως άνω στόχου.

6.7 Απαλλαγή του πετρελαίου diesel που χρησιμοποιείται ως εναλλακτικό καύσιμο από τον ειδικό φόρο κατανάλωσης (ΕΦΚ)

Η απαλλαγή από τον ΕΦΚ του πετρελαίου diesel, το οποίο χρησιμοποιείται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ως εναλλακτικό καύσιμο κατά τις κρίσεις ΦΑ κρίνεται ως απαραίτητο μέτρο τόσο για τον εξορθολογισμό του κόστους λειτουργίας των εν λόγω μονάδων και τον περιορισμό της επιβάρυνσης του τελικού καταναλωτή όσο και για τη συνέπεια του ισχύοντος πλαισίου με το ν. 2960/2001 («Τελωνειακό Κώδικα»).

Έτσι, εξετάζεται η δυνατότητα απαλλαγής από τον ΕΦΚ του πετρελαίου εσωτερικής καύσης (diesel) που χρησιμοποιείται ως εναλλακτικό καύσιμο σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο ΦΑ στο πλαίσιο εναλλαγής καυσίμου αποκλειστικά σε περίπτωση λειτουργίας τους σε περίπτωση κρίσεως ΦΑ, συγκεκριμένα σε επίπεδο συναγερμού 2 και 3, κατά τα οριζόμενα στο ισχύον νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο. Το μέτρο αυτό σκοπεί στον εξορθολογισμό του κόστους λειτουργίας των εν λόγω μονάδων με εναλλακτικό καύσιμο, το οποίο αυξάνεται σημαντικά λόγω του επιβαλλόμενου στο diesel ΕΦΚ και εν τέλει μετακυλίεται στον τελικό καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας.

Το πετρέλαιο αυτό αντικαθιστά, κατά την κρίση φυσικού αερίου επιπέδων 2 και 3, το ΦΑ που ως καύσιμο, αποκλειστικά για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τυγχάνει ήδη απαλλαγής από τον ΕΦΚ σύμφωνα με την παρ. 1 εδ. ζ' του άρθρου 78 του Τελωνειακού Κώδικα. Συναφώς, στην παρ. 4 του ίδιου άρθρου του εν λόγω Κώδικα ορίζεται ότι, με την επιφύλαξη άλλων κοινοτικών και εθνικών διατάξεων, οι παρεχόμενες δυνάμει του ίδιου άρθρου απαλλαγές ΕΦΚ εφαρμόζονται ανάλογα και σε προϊόντα άλλα από εκείνα που αναφέρονται στο άρθρο 72 αυτού, εφόσον χρησιμοποιούνται ως υποκατάστατα ενεργειακών προϊόντων, προορίζονται για τις ίδιες με τα προϊόντα που υποκαθιστούν χρήσεις και τελούν υπό φορολογικό έλεγχο για τη διαπίστωση της νόμιμης χρήσης τους.

6.8 Παράταση διαθεσιμότητας λιγνιτικών μονάδων μέχρι το τέλος του 2025 στη λειτουργία τριών λιγνιτικών σταθμών για λόγους ενεργειακής ασφάλειας

Με σχετική απόφαση του ΥΠΕΝ τον Δεκέμβριο του 2022 (122340/8040/14.12.2022), δίνεται παράταση της λειτουργίας τριών (3) λιγνιτικών μονάδων (μονάδες I Μελίτης και μονάδες III-IV Αγίου Δημητρίου, συνολικής ισχύος περίπου 850 MW) μέχρι το τέλος του 2025. Πρόκειται για τροποποίηση της απόφασης του ΥΠΕΝ που είχε εκδοθεί το 2021 (124145/7794/27-12-2021) και έδινε, κατά παρέκκλιση, περιορισμένες ώρες λειτουργίας σε όλες τις υφιστάμενες λιγνιτικές μονάδες, εκτός από τις τρεις (3) παραπάνω μονάδες οι οποίες έπρεπε να τερματίσουν τη λειτουργία τους το αργότερο έως το 2023. Με τη σχετική απόφαση του ΥΠΕΝ (122340/8040/14.12.2022) και οι τρεις (3) παραπάνω μονάδες λαμβάνουν ώρες για να λειτουργήσουν, αν χρειαστεί, μέχρι το τέλος του 2025.

Ειδικότερα, η σχετική ως άνω απόφαση δίνει 30.832 ώρες συνολικά στη μονάδα Μελίτη I και 32.707 ώρες συνολικά για κάθε μια από τις Μονάδες III, IV του σταθμού του Αγίου Δημητρίου για το διάστημα από 01^η.08.2021 έως την 31^η-12- 2025. Η δυνατότητα λειτουργίας των μονάδων αυτών είναι της τάξεως των 6500 ωρών ανά έτος κατά μέσο όρο.

Η παράταση στο χρόνο λειτουργίας των λιγνιτικών μονάδων και η ενεργοποίηση της διαθεσιμότητάς τους για εμπορική λειτουργία ως κατανεμόμενες μονάδες, εντάχθηκε στο νέο

σχεδιασμό της πολιτείας, για την αντιμετώπιση των θεμάτων επάρκειας ενεργειακού εφοδιασμού, ειδικά μετά τις ευρωπαϊκές κατευθύνσεις για μείωση της χρήσης φυσικού αερίου και απεξάρτηση από τους ενεργειακούς πόρους της Ρωσίας.

7 Έργα υποδομής

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται έργα υποδομής που έχουν ενταχθεί στον (5^ο) κατάλογο Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI List, κατ' εξουσιοδότηση Κανονισμός (ΕΕ) 2020/389 της Επιτροπής της 31^{ης} Οκτωβρίου 2019 για την τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 347/2013 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου όσον αφορά τον ενωσιακό κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος) καθώς και υπό εξέλιξη έργα που έχουν ενταχθεί στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ. Τα εν λόγω έργα αναμένεται να βελτιώσουν σημαντικά την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας σε μεσο/μακρο - πρόθεσμο ορίζοντα (έτος 2023 και έπειτα).

7.1 Σταθμός Συμπίεσης στην Κομοτηνή

Περιγραφή	Στόχος του έργου είναι η αύξηση της πίεσης στον ανατολικό κλάδο του ΕΣΦΑ ώστε να καταστεί δυνατή η ροή φυσικού αερίου προς τον IGB. Επίσης θα εξασφαλίσει φυσική αντίστροφη ροή στο σημείο Διασύνδεσης Σιδηροκάστρου πάνω από την τρέχουσα τεχνική δυναμικότητα των 5,7 εκατ. Nm³/d (σε συνδυασμό με το έργο σταθμός συμπίεσης Αμπελιά) και θα επιτρέψει τη ροή αερίου στο ΕΣΦΑ από την υπόγεια αποθήκη στην Καβάλα ή το FSRU στην Αλεξανδρούπολη. Στο Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΔΕΣΦΑ για τη περίοδο 2022-2031 εγκρίθηκε ως καταλληλότερη θέση εγκατάστασης του σταθμού συμπίεσης η περιοχή της Κομοτηνής αντί αυτής των Κήπων, λαμβάνοντας υπόψη τις πρόσφατες μεταβολές στην Ελληνικής αγορά φυσικού αερίου όπως: 1. Οι απαιτήσεις του Αγωγού IGB για ελάχιστη πίεση παράδοσης 60 barg, με προοπτική να αυξηθεί αυτή στα 70 barg στη δεύτερη φάση ανάπτυξης του αγωγού. 2. Οι αυξημένες ανάγκες δυναμικότητας στο νέο σημείο εισόδου του TAP. 3. Το χαμηλό εμπορικό ενδιαφέρον και οι κατά πολύ μειωμένες ποσότητες εισαγωγής φυσικού αερίου στο σημείο εισόδου Κήποι. 4. Το νέο σημείο εισόδου Αλεξανδρούπολη.
Δυναμικότητα	Η δυναμικότητα του συμπιεστή θα είναι αρχικά (2+1)×8,2, ενώ τον Ιανουάριο 2024 θα προστεθεί 4^η ίδια μονάδα, για τη δυνατότητα ροής και στην περίπτωση που ο IGB λειτουργήσει στα 70bar (5bcm).

Χάρτης	
Έχει ενταχθεί σε	Εγκεκριμένο ΠΑ 2022-2031 Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος Ε.Ε., 5 ^η Λίστα, 2021
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	Ημερομηνία ένταξης στο σύστημα: Οκτ-24
Φάση Υλοποίησης	Υπό ωρίμανση

7.2 Σταθμός Συμπίεσης στην Αμπελιά

Περιγραφή	Σκοπός του έργου είναι να εξασφαλίσει την υδραυλική επάρκεια του ΕΣΜΦΑ δεδομένης της αναμενόμενης αύξησης των μεταφερόμενων ποσοτήτων ΦΑ από το βορρά προς το νότο και αντίστροφα.
Δυναμικότητα	2 μονάδες συμπίεσης συν εφεδρική μονάδα με ισχύ (2+1)×10 MW
Χάρτης	
Έχει ενταχθεί σε	Σχέδιο ΠΑ 2022-2031 Επιχορήγηση από ΕΣΠΑ 2014-2020 για 50,84% στον επιλέξιμο προϋπολογισμό
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	Ημερομηνία έναρξης λειτουργίας: Ιουλ-24 Ημερομηνία ένταξης στο σύστημα: Οκτ-24
Φάση Υλοποίησης	Υπό Κατασκευή

7.3 Υπόγεια Αποθήκη Καβάλας

Περιγραφή	Το έργο συνίσταται στη μετατροπή του υπό εξάντληση υποθαλάσσιου κοιτάσματος ΦΑ στην περιοχή της Νότιας Καβάλας στην πρώτη Υπόγεια Αποθήκη ΦΑ (UGS) της Χώρας. Η Υπόγεια Αποθήκη της Νοτίου Καβάλας αποτελεί ενεργειακή υποδομή στρατηγικής σημασίας, καθώς αναμένεται να ενισχύσει την ενεργειακή ασφάλεια της αγοράς ΦΑ (ασφάλεια εφοδιασμού) σε εθνικό και ευρωπαϊκό επίπεδο, αλλά και να συμβάλλει καθοριστικά στη μείωση του ενεργειακού κόστους και στη βελτιστοποίηση της λειτουργίας του συστήματος (εξισορρόπηση φορτίου, gas hub). Γίνονται μελέτες σχετικά με τη δυνατότητα αποθήκευσης υδρογόνου.
Δυναμικότητα	Η χωρητικότητα της υπόγειας αποθήκης (UGS) εκτιμάται περίπου στο 1 bcm. Ο ετήσιος ενεργός διακινούμενος όγκος (Annual Volume throughput) εκτιμάται σε 360 ²¹εκατ. Nm³ ή σε 720 εκατ. Nm³, για έναν ή δύο κύκλους ανά έτος, αντίστοιχα, ωστόσο αυτό μπορεί να διαφοροποιηθεί (αντιστοίχως και οι ρυθμοί εισπίεσης / απόληψης). Η μέγιστη ημερήσια δυναμικότητα απόληψης ΦΑ και εισαγωγής στο ΕΣΜΦΑ εκτιμάται σε 4 εκατ. Nm³/ημέρα. Η μέγιστη ημερήσια δυναμικότητα εισπίεσης της Υπόγειας Αποθήκης με ΦΑ, εκτιμάται σε 5 εκατ. Nm³/ημέρα.
Χάρτης	 Πηγή: Energean Oil & Gas
Έχει ενταχθεί σε	- Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (5^η Λίστα) - Ένταξη του μετρητικού/ρυθμιστικού σταθμού διασύνδεσης με το ΕΣΦΑ στο σχέδιο του Δεκαετούς ΠΑ του ΔΕΣΦΑ 2022-2031
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	2028
Φάση Υλοποίησης	Σε εξέλιξη βρίσκεται διαγωνισμός του ΤΑΙΠΕΔ αναφορικά με την ανάδειξη Αναδόχου για την παραχώρηση, χρήση, ανάπτυξη και εκμετάλλευση του υπόγειου φυσικού χώρου του κοιτάσματος ως χώρου αποθήκευσης ΦΑ.

²¹ Δύναται να διαφοροποιηθεί (αντιστοίχως και οι ρυθμοί εισπίεσης / απόληψης). Εξαρτάται από την επένδυση.

7.4 FSRU – ΑΣΦΑ Αλεξανδρούπολης

Περιγραφή	Το έργο του Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Αλεξανδρούπολης αποτελείται από μία υπεράκτια πλωτή μονάδα παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης ΥΦΑ (FSRU) χωρητικότητας 153.500 m ³ ΥΦΑ και από ένα σύστημα υποθαλάσσιου και χερσαίου αγωγού, μέσω του οποίου το ΦΑ θα προωθείται στο ΕΣΦΑ και από εκεί προς τους τελικούς καταναλωτές.
Μήκος	28 km (gas transmission pipeline)
Διάμετρος	30"
Δυναμικότητα	6.1 bcm/έτος
Χάρτης	
Έχει ενταχθεί σε	- 10-ετές πρόγραμμα ανάπτυξης του ENTSO-G (TYNDP 2020) και υπό αξιολόγηση στο ENTSO-G, TYNDP 2022) - Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (5^η Λίστα) - Έργο προτεραιότητας του CESEC υπό προϋποθέσεις (28.09.2017)
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	1.1.2024
Φάση Υλοποίησης	- Υπό κατασκευή

7.5 FSRU – ΑΣΦΑ ΔΙΩΡΥΓΑ GAS

Περιγραφή	Το έργο του Ανεξάρτητου Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΑΣΦΑ) Κορίνθου, αποτελείται από μία υπεράκτια πλωτή μονάδα παραλαβής, αποθήκευσης και αεριοποίησης Υγροποιημένου Φυσικού Αερίου (Floating storage and Regasification Unit – FSRU) χωρητικότητας από 135.000-170.000 m³ ΥΦΑ και από ένα σύστημα υποθαλάσσιου αγωγού 20" μήκους 500 m περίπου και χερσαίου αγωγού μήκους 1.650 m περίπου, μέσω του οποίου το ΦΑ προωθείται στο ΕΣΦΑ και από εκεί προς τους τελικούς καταναλωτές. Πιο συγκεκριμένα, αποτελείται από: ▪ Πλωτή Μονάδα Αποθήκευσης και Αεριοποίησης (Floating Storage and Regasification Unit) [FSRU]. ▪ Τέσσερις δεξαμενές αποθήκευσης ΥΦΑ συνολικής δυναμικότητας αποθήκευσης 130.000-180.000 m³. ▪ Μονάδα αεριοποίησης δυναμικότητας 300-500 m³ ΥΦΑ /ώρα. ▪ Αγωγούς σύνδεσης ΦΑ για τη διοχέτευση του καυσίμου στο ΕΣΦΑ μέσω νέου μετρητικού σταθμού. Το έργο, λόγω της χωροθέτησής του στην περιοχή των Αγίων Θεοδώρων, θα δίνει τη δυνατότητα εισαγωγής ποσοτήτων ΦΑ στο νότιο τμήμα του ΕΣΦΑ, όπου και υπάρχει σημαντική κατανάλωση ΦΑ.
Μήκος	2,15 km
Δυναμικότητα	1,6-2.6 bcm/έτος, δυνατότητα επαύξησης στα 4 bcm/έτος
Έχει ενταχθεί σε	Ένταξη του μετρητικού/ρυθμιστικού σταθμού διασύνδεσης με το ΕΣΦΑ στο εγκεκριμένο δεκαετές ΠΑ του ΔΕΣΦΑ 2021-2030
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	2025 (Commissioning)
Φάση Υλοποίησης	- Έχει ολοκληρωθεί το δεσμευτικό στάδιο Market Test - Η Τελική Επενδυτική Απόφαση αναμένεται τον Οκτώβριο 2023

7.6 Διασυνδετήριος Αγωγός Eastern Mediterranean Pipeline (East Med)

Περιγραφή	Η κατασκευή του αγωγού Eastern Mediterranean Pipeline (EastMed) έχει ως στόχο την απευθείας μεταφορά ΦΑ από τα κοιτάσματα Levantine στο Ευρωπαϊκό Σύστημα Φυσικού Αερίου, μέσω της Ελλάδας. Το αέριο της Ανατολικής Μεσογείου θα κατευθύνεται υποθαλάσσια προς την Κύπρο, στη συνέχεια προς τις ακτές της Κρήτης, και ακολούθως, μέσω της Πελοποννήσου και της Δυτικής Ελλάδας, στην Ιταλία.
Μήκος	1900 km
Δυναμικότητα	10-16 bcm/έτος
Χάρτης	 πηγή: DEPA S.A.
Έχει ενταχθεί σε	– Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (5^η Λίστα) – Ένταξη του μετρητικού/ρυθμιστικού σταθμού διασύνδεσης με το ΕΣΦΑ στο σχέδιο του Δεκαετούς ΠΑ του ΔΕΣΦΑ 2022-2031
Κατ' εκτίμηση χρονοδιάγραμμα	2027 (Commissioning)
Φάση Υλοποίησης	- Αδειοδότηση - Έχει υποβάλει Investment Request

8 Υποχρεώσεις κοινής ωφελείας σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού

Δεν έχουν επί του παρόντος ορισθεί υπηρεσίες κοινής ωφελείας (ΥΚΩ) σύμφωνα με το άρθρο 55 του ν. 4001/2011 σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού.

9 Διαβουλεύσεις με τα ενδιαφερόμενα μέρη

Το προσχέδιο προληπτικής δράσης τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση στην ιστοσελίδα της Αρχής (<https://www.rae.gr/dianoulefseis/71630/>) και κοινοποιήθηκε, στην αγγλική γλώσσα, στις Αρμόδιες Αρχές των Κρατών – Μελών, που ανήκουν, σύμφωνα με το Παράρτημα Ι του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938, ως ισχύει, στις Ομάδες Κινδύνου που ανήκει και η Ελλάδα, ήτοι Διαβαλκανική, Ουκρανική, Κασπία και Αλγερία. Μέχρι τη λήξη της προθεσμίας (ήτοι 03/10/2023) που ετέθη από τη ΡΑΑΕΥ προς τις Αρμόδιες Αρχές των Κρατών – Μελών στις οποίες απεστάλη το προσχέδιο προληπτικής δράσης, κανένα Κ-Μ δεν απέστειλε σχόλια.

Η δημόσια διαβούλευση διήρκησε από τις 27.09.2023 έως και τις 02.10.2023.

Στο πλαίσιο της δημόσιας διαβούλευσης η ΡΑΑΕΥ έλαβε σχόλια από τους παρακάτω συμμετέχοντες: ΔΕΠΑ ΕΜΠΟΡΙΑΣ Α.Ε. (Εμπιστευτικό), ΔΕΗ Α.Ε., ΜΟΤΟΡ ΟΪΛ, ΔΕΔΑ Μ.Α.Ε., ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Α.Ε.

Για την οριστικοποίηση του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης, η Αρχή έλαβε υπόψη τα ως άνω σχόλια των συμμετεχόντων στη δημόσια διαβούλευση.

10 Περιφερειακή διάσταση

Οι επιλεγμένες δράσεις/μέτρα στο παρόν ΣΠΔ αποσκοπούν στην ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας, με στόχο την εξάλειψη ή περιορισμό των κινδύνων που εντοπίστηκαν στις σχετικές μελέτες επικινδυνότητας και την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών σε περίπτωση εμφάνισης σημαντικών διαταραχών στη ζήτηση ή/και την προμήθεια ΦΑ. Οι δράσεις/μέτρα αυτές αναμένεται να έχουν θετικές επιπτώσεις στα γειτονικά Κ-Μ.

10.1 Υπολογισμός του τύπου N – 1 σε επίπεδο ομάδων κινδύνου

Οι υπολογισμοί παρουσιάστηκαν στο Κεφάλαιο 3.

10.2 Μηχανισμοί που αναπτύχθηκαν με σκοπό τη συνεργασία και μέτρα αλληλεγγύης

Την περίοδο 2020 – 2022, προετοιμάστηκαν δύο σχέδια μνημονίων συνεννόησης (Ελλάδας – Ιταλία και Ελλάδας – Βουλγαρίας) για τη συνεργασία στην ασφάλεια εφοδιασμού και την αποθήκευση ΦΑ. Τα σχέδια στάλθηκαν στο αρμόδιο Υπουργείο.

Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή το Δεκέμβριο του 2022, με τον Κανονισμό της ΕΕ 2022/2576, συμπεριέλαβε εναρμονισμένες ρήτρες επίδειξης αλληλεγγύης μεταξύ των κρατών μελών της ΕΕ, άμεσα εφαρμόσιμες, σε περίπτωση μη ύπαρξης διμερών συμφωνιών ίδρυσης μηχανισμού αλληλεγγύης μεταξύ των κρατών μελών.

Για την ανάπτυξη μηχανισμών και μέτρων αλληλεγγύης αλλά και για την προετοιμασία υπογραφής συμφωνιών της Ελλάδας με τα όμορα ευρωπαϊκά της κράτη μέλη της ΕΕ (Ιταλία, Βουλγαρία), η ΡΑΑΕΥ είχε ήδη θέσει σε δημόσια διαβούλευση²² με την ελληνική αγορά και τις γειτονικές χώρες «Σχέδιο Ρυθμίσεων» για εφαρμογή Μηχανισμού Αλληλεγγύης. Για την ανάπτυξη του Σχεδίου η ΡΑΑΕΥ συνεργάστηκε με τον Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου Α.Ε. (ΔΕΣΦΑ), τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (ΥΠΕΝ) και το Υπουργείο Εξωτερικών (ΥΠΕΞ). Το σχέδιο είχε βασιστεί στη σχετική Μελέτη του ACER (Study on the estimation of the Cost of Disruption of Gas supply in Europe) καθώς και στην υποβολή απόψεων από τους συμμετέχοντες στην αγορά.

²² http://www.rae.gr/site/categories_new/about_rae/factsheets/2020/gen/0510.csp

11 Σύνοψη - Συμπεράσματα

Το παρόν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης καταρτίστηκε από τη ΠΑΑΕΥ, σύμφωνα με τις προβλέψεις των άρθρων 8 και 9 του Κανονισμού, σχετικά με τα μέτρα κατοχύρωσης της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο.

Το Σχέδιο παρουσίασε, αρχικά, τα βασικά δεδομένα της Ελληνικής Αγοράς Φυσικού Αερίου και τα κύρια χαρακτηριστικά του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΕΣΦΑ), καθώς και των περιφερειακών συστημάτων στα οποία συμμετέχει η Ελλάδα. Στη συνέχεια συνόψισε τα συμπεράσματα των πιο πρόσφατων Μελετών Εκτίμησης Επικινδυνότητας και, στη βάση αυτών, καθόρισε τις προτεινόμενες προς υλοποίηση δράσεις.

Αναφορικά με τη συμμόρφωση με τον Κανόνα για την υποδομή (άρθρο 5 του Κανονισμού), διαπιστώνεται ότι επί του παρόντος δεν ικανοποιείται με τις υφιστάμενες υποδομές σε εθνικό επίπεδο.

Στο πλαίσιο των αποτελεσμάτων των Μελετών Εκτίμησης Επικινδυνότητας σε περιφερειακό και εθνικό επίπεδο, των υποχρεώσεων της Χώρας που απορρέουν από τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1938, όπως τροποποιήθηκε με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2022/1032, των πλέον πρόσφατων στοιχείων για τη διαμόρφωση της ζήτησης, των δεδομένων που προκύπτουν αναφορικά με το επαρκές επίπεδο ασφάλειας εφοδιασμού του ενεργειακού συστήματος της Χώρας, καθώς και των τεχνικών περιορισμών του ελληνικού συστήματος, το Σχέδιο εξέτασε μέτρα (δράσεις), με στόχο την αποτελεσματικότερη διαχείριση ΦΑ σε περίπτωση εμφάνισης κρίσης και την ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών, καθώς και την βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου.

Πέραν αυτού, το παρόν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης, αναγνωρίζοντας την ιδιαίτερα σημαντική και αυξανόμενη συμμετοχή του φυσικού αερίου στο ισοζύγιο πρωτογενούς ενέργειας του τομέα ηλεκτροπαραγωγής, ενσωματώνει μέτρα που δίνουν έμφαση στον περιορισμό των επιπτώσεων και στην ηλεκτροπαραγωγή από πιθανές περικοπές στην τροφοδοσία μονάδων που λειτουργούν με φυσικό αέριο.

Οι δράσεις που εξετάστηκαν, πέραν των υφιστάμενων/παγίων μέτρων στα πλαίσια παλαιότερων Σχεδίων Προληπτικής Δράσης τα οποία εξακολουθούν και ισχύουν, είναι οι:

Δράση Δ1: Μηχανισμός για την κατά προτεραιότητα λειτουργία των μονάδων με εναλλακτικό καύσιμο στην αγορά του ηλεκτρισμού σε περίπτωση κρίσης φυσικού αερίου Επιπέδου 3 Έκτακτης Ανάγκης και κατόπιν απόφασης ΟΔΚ για την ενεργοποίησή του

Δράση Δ2: Εισαγωγή διατάξεων για την συνετή χρήση και περιορισμό της άσκοπης κατανάλωσης ΦΑ κατά τη διάρκεια κρίσης ΦΑ

Δράση Δ3: Κατά προτεραιότητα παροχή φυσικού αερίου σε ορισμένες «Σημαντικές» Βιομηχανίες

Δράση Δ4: Ρύθμιση για την έκτακτη τροποποίηση του Προγραμματισμού Εκφορτώσεων ΥΦΑ

Δράση Δ5: Αύξηση αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου (diesel) σε μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ και δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου

Δράση Δ6: Ρύθμιση για την έκτακτη προσφερόμενη από τον Διαχειριστή δυναμικότητα και κατανομή στα Σημεία Εισόδου

Για τις παραπάνω δράσεις αξιολογήθηκε η αποτελεσματικότητά τους στη μείωση της επικινδυνότητας, η προκαλούμενη επιβάρυνση στο Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού, ο αντίκτυπος στη λειτουργία της αγοράς φυσικού αερίου και ηλεκτρισμού, και ο αντίκτυπος στην ασφάλεια εφοδιασμού γειτονικών Κρατών – Μελών.

Το Σχέδιο, παράλληλα, παρουσίασε έργα υποδομής που έχουν ενταχθεί στον πέμπτο (5^ο) κατάλογο των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI List) καθώς και υπό εξέλιξη έργα που έχουν ενταχθεί ή των οποίων η ένταξη στο δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΦΑ εξετάζεται. Τα ανωτέρω έργα αναμένεται να βελτιώσουν σημαντικά την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας σε μεσο/μακρο - πρόθεσμο ορίζοντα.

Τέλος, προσδιορίστηκε δέσμη επικουρικών μέτρων (soft measures) και υποχρεώσεων που ενισχύουν την πρόληψη και την ασφαλή λειτουργία του συστήματος φυσικού αερίου.

**ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1: Παρουσίαση παραρτήματος από
προτεινόμενες ρυθμίσεις Αλληλεγγύης**

Annex D: Compensation Methodology for Industrial and Commercial Sector

as a result of the enforcement of sovereign
measures

1. Subject - matter and scope of the methodology

1.1 This Annex sets out the methodology for the calculation of the fair and prompt compensation for damages incurred due to administrative natural gas curtailments in the industrial and commercial sectors in Greece, when providing solidarity. The proposed methodology is based on ACER's study "On the estimation of the cost of disruption of gas supply in Europe", which was published on November 2018²³. A value of lost load (Cost of Disruption of Gas - CoDG) approach is used to determine the price of the curtailed gas volumes.

The approach chosen by the Greek Authorities regarding the compensation of industrial and commercial sectors is based on the type of uses of gas per sector.

More specifically two methodologies for CoDG (€/MWh) estimation are described and an example of application for each methodology is also provided.

- **Methodology A** is implemented when natural gas firing equipment is substituted by alternative appliances/equipment and fuels. The price that is calculated through methodology A is proposed for the compensation of both industrial and commercial consumers that use natural gas as a fuel and have alternative fuel firing capability or can be supplied with the necessary equipment in the time frame given.
- **Methodology B** is provided for the compensation of industrial sub – sectors where natural gas is used as a feedstock. The value that is calculated through methodology B reflects the benefits that the specific consumer group will lose as a result of being curtailed. This methodology can also be implemented for the compensation of industrial sub – sectors that use natural gas as a fuel²⁴ and have no alternative fuel capability and therefore in case of gas curtailment their production will be affected. In this case, documentation must be submitted to the Competent Authority to prove that a sudden curtailment of gas would result in loss of production.

Industrial Consumers are considered that will be compensated using Methodology A unless sufficient documentation is submitted to the Competent Authority proving

²³http://www.acer.europa.eu/en/Gas/Infrastructure_development/Documents/ACER_CoDG_Final_Report_20181119_clean.pdf

²⁴ when Natural Gas is used not as raw material but for the production of caloric fluids, e.g. steam, and Heat and Power cogeneration but also for processes, furnaces, etc.

that the Industrial Consumers falls into Methodology B. The documentation must be submitted from the approval of this agreement and until the begging of December 2020.

- 1.2. For the estimation of the quantity that was saved for solidarity purposes due to gas curtailment or reduction, the methodology described as Daily Reference Quantity in the Greek Emergency Plan, under Annex 5 will be used (Government Gazette 2501/25.05.2019).

2. Methodology A:

“CoDG calculation for natural gas as a fuel”

CoDG estimates for commercial and industrial sectors correspond to the cost values per unit of energy (€/MWh) when natural gas firing equipment is substituted by alternative appliances and fuels.

It is noted that Methodology A, provided below, will result in a uniform price per sector.

For each sector (commercial and industrial) and type of end use, a CoDG is calculated at appliance type level. Then CoDG values for each appliance are evaluated at more aggregate levels (end-use type and sector), using appropriate weighting factors, as described in sub - sections below.

2.1. CoDG value at the level of appliance type

For both commercial and industrial sectors, the type of end-uses of gas per sector is identified.

Then potential alternative appliances for each end-use are identified. A Representative Alternative Appliance (RAA) is an appliance that can provide the same type of end - use as the original gas appliance. Indicatively, for space heating as alternatives appliances could be considered electric air conditioner, heat pump, burner using pellets or heating oil.

The appliance-based fuel CoDG is a function of the capital cost, the utilization time and the end-use price difference between the alternative fuel²⁵ and natural gas.

$CoDG_{RAAj}$, at appliance level j are calculated for each end-use level and sector as:

$$CoDG_{RAAj} = \frac{CAPEX_{RAAj}}{\sum_{y=1}^{TL} \sum_{d=1}^{365} H_{d,y}} + \Delta OPEX \left[\frac{\text{€}}{MWh} \right] \quad (1)$$

where

$CAPEX_{RAAj}$	is the capital cost of a Representative Alternative Appliance (RAA) [€/MW]
$H_{d,y}$	are the hours in the day d and year y that the RAA is in operation
TL	is the RAA lifetime
$\Delta OPEX$	is the operating cost for the production of 1 MWh of energy by the utilization of an alternative fuel

$\Delta OPEX$ in the above equation is considered equal to the cost difference from burning an alternative fuel rather than natural gas and an additional operating costs item OPP_{add} .

$$\Delta OPEX = (\text{Alternative fuel price} - \text{Price of natural gas}) + OPP_{add} \frac{\text{€}}{MWh}$$

Additional operating costs OPP_{add} maybe due to any cost item in relation to maintaining an alternative fuel. Foreexample, for industrial equipment (large scale boilers) or power plants firing alternative fuel, the additional operating costs may be related to the storage of alternative fuel and the planned maintenance of the alternative fuel storage facilities and combustion equipment (including maintenance runs on alternative fuel).

Furthermore, for simplicity reasons, the denominator of equation (1) is re-casted from $\sum_{y=1}^{TL} \sum_{d=1}^{365} H_{d,y}$ to $TL \times H_D \times N_D \times N_W$, where,

H_D is the operating hours of each RAA within a day

²⁵ In case alternative fuel is oil : <http://oil.gge.gov.gr/>

N_D is the number of days in a week that the RAA is in operation

N_W is the number of weeks in the year that the RAA is in operation.

2.2. CoDG at the level of end-use type

The end-use type CoDG is computed as the average of the above CoDG values of each RAA, relative to the specific end-use.

Specifically, aggregate CoDG values at each type m of end-use level are calculated as follows:

$$CoDG_m = \sum_{j=1}^{N_{RAA}} W_{RAA j} \times CoDG_{RAA j} \left[\frac{\text{€}}{MW} \right] \quad (2)$$

where

m is the end use (e.g. water heating, space heating)
 $W_{RAA j}$ is a weighting factor which quantifies the probability of the RAA j to be selected by users as an alternative appliance.

For simplicity reasons, factor $W_{AP j}$ in equation (2) is considered as

$$W_{AP j} = \frac{1}{N_{AP}}$$

where N_{AP} is the number of RAAs for the particular end – use.

This approach includes the inherent assumption that all RAAs have equal probabilities to be selected by the gas user.

2.3. CoDG at the sector level

The CoDG values at sector level are calculated as a weighted average of the end-use type CoDG values, where applicable. This step is implemented solely for the commercial sector because for the industrial sector there are no distinct types of end use as a fuel.

CoDG value for the commercial sector is estimated as:

$$CoDG_{com} = \sum_{m=1}^{N_m} WF_m \times CoDG_m \left[\frac{\text{€}}{MWh} \right] \quad (3)$$

where

WF_m is a weighting factor which quantifies contribution of each type of end-use m energy to the overall gas consumption of the sector.

CoDG value for the industrial sector is identical to CoDG value at end - use type level.

2.4. Setting input parameters

The exact CoDG value calculated with the above methodology for the sectors that use natural gas as a fuel relies on a number of input parameters, which are subject to change with time. For reasons of simplification of the methodology, it is stated here that for the determination of the input parameters listed below, the assumptions and research findings for Greece under ACER's study are adopted. Specifically, the parameters that are considered predefined are the following:

- End – use types per sector and RAAs per end – use type, as defined in ACER's study for Greece.
- CAPEX values per RAA, as defined in ACER's study for Greece.
- Assumptions for RAAs' utilization time as defined in ACER's study for Greece for commercial and industrial sectors respectively.

The above parameters can be updated by the Competent Authority, after public consultation with the industrial and commercial sectors.

The input parameters that are subject to update on the basis of the latest available data are listed below, as well as the data sources.

- Fuel prices included in the calculation of $\Delta OPEX$ (sub – section 2.1). Adopting ACER's study research findings for RAAs, as mentioned above, as alternative fuels to substitute natural gas are considered oil (heating and fuel), electricity and pellet. Specifically:
 - Natural gas price, as defined in Article 8, paragraph 2), element a) of Agreement.
 - Oil prices are obtained from *General Secretariat for Trade & Consumer Protection* site²⁶.
 - Retail electricity prices are obtained from latest published EUROSTAT data for Greece.
 - Pellet/Wood prices
- WF_m weighting factors included in equation (3), which quantify the contribution of each type of end-use energy to the overall gas consumption of the sector. Eurostat

²⁶<http://oil.gge.gov.gr/>

residential weighting factors are used, similarly to the ACERs approach. The same ratio is used for all the sub sectors, given that no data for commercial sector exist.

3. Methodology B:

“CoDG calculation for natural gas as a feedstock”

In case of industrial customers that use natural gas as a feedstock, a simple macroeconomic approach is proposed for the quantification of the cost of natural gas supply disruption, in terms of loss of goods and services production, by dividing sub - sector' s GVA, according to EUROSTAT classification, related to natural gas by the annual volume of natural gas consumption. CoDG for natural gas as a feedstock is calculated as follows:

$$CoDG_B^j = \frac{GVA_{gas\ related}^j}{m_{gas\ as\ feedstock}^j} \left[\frac{\text{€}}{MWh} \right]$$

where

$CoDG_B^j$	is the feedstock CoDG (due to the use of natural gas as input to an industrial process) for the industrial sub – sector j in Greece
$GVA_{gas\ related}^j$	is the gross value added related to natural gas of the industrial sub - sector j .
$m_{gas\ as\ feedstock}^j$	is the consumption of natural gas-as-feedstock in the sub – sector j (non - energy gas consumption)

The part of sector' s GVA that is related to the use of natural gas and thus is going to be lost in case of a natural gas disruption is estimated on the basis of the assumption that each MWh of fuel contributes equally to the total GVA. Hence the part of the GVA due to natural gas (either as fuel or as feedstock) is estimated as the ratio of the sector specific natural gas consumption to the sector specific final consumption (all fuels). Therefore, the above equation is re-casted to

$$CoDG_B^j = \frac{m_{gas}^j}{m_{all\ fuels}^j} \times \frac{GVA_{total}^j}{m_{gas\ as\ feedstock}^j} \left[\frac{\text{€}}{MWh} \right]$$

Where:

m_{gas}^{CP}	is the overall natural gas consumption in the industrial sub – sector j . It equals the natural gas consumption as fuel and the natural gas use as a feedstock.
----------------	---

$m_{all\ fuels}^{CP}$ is the final consumption in in the industrial sub – sector j . It equals the sum of the final energy consumption (all fuels) in and the final non-energy use (all fuels) in the same sector.

The methodology described above, may be applicable also to natural gas industrial consumers that use natural gas a fuel but have no alternative fuel capability and therefore in case of gas curtailment their productive activity is going to be affected. In this case the annual natural gas consumption in the denominator of the above equation is referred to consumption as a fuel.

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 5 Οκτωβρίου 2023

Ο Προεδρεύων του Κλάδου Ενέργειας

ΚΩΝΣΤΑΝΤΙΝΟΣ ΤΣΙΜΑΡΑΣ



ΕΘΝΙΚΟ ΤΥΠΟΓΡΑΦΕΙΟ

Το Εθνικό Τυπογραφείο αποτελεί δημόσια υπηρεσία υπαγόμενη στην Προεδρία της Κυβέρνησης και έχει την ευθύνη τόσο για τη σύνταξη, διαχείριση, εκτύπωση και κυκλοφορία των Φύλλων της Εφημερίδας της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ), όσο και για την κάλυψη των εκτυπωτικών - εκδοτικών αναγκών του δημοσίου και του ευρύτερου δημόσιου τομέα (ν. 3469/2006/Α' 131 και π.δ. 29/2018/Α' 58).

1. ΦΥΛΛΟ ΤΗΣ ΕΦΗΜΕΡΙΔΑΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ (ΦΕΚ)

- Τα **ΦΕΚ σε ηλεκτρονική μορφή** διατίθενται δωρεάν στο **www.et.gr**, την επίσημη ιστοσελίδα του Εθνικού Τυπογραφείου. Όσα ΦΕΚ δεν έχουν ψηφιοποιηθεί και καταχωριστεί στην ανωτέρω ιστοσελίδα, ψηφιοποιούνται και αποστέλλονται επίσης δωρεάν με την υποβολή αίτησης, για την οποία αρκεί η συμπλήρωση των αναγκαίων στοιχείων σε ειδική φόρμα στον ιστότοπο **www.et.gr**.

- Τα **ΦΕΚ σε έντυπη μορφή** διατίθενται σε μεμονωμένα φύλλα είτε απευθείας από το Τμήμα Πωλήσεων και Συνδρομητών, είτε ταχυδρομικά με την αποστολή αιτήματος παραγγελίας μέσω των ΚΕΠ, είτε με ετήσια συνδρομή μέσω του Τμήματος Πωλήσεων και Συνδρομητών. Το κόστος ενός ασπρόμαυρου ΦΕΚ από 1 έως 16 σελίδες είναι 1,00 €, αλλά για κάθε επιπλέον οκτασέλιδο (ή μέρος αυτού) προσαυξάνεται κατά 0,20 €. Το κόστος ενός έγχρωμου ΦΕΚ από 1 έως 16 σελίδες είναι 1,50 €, αλλά για κάθε επιπλέον οκτασέλιδο (ή μέρος αυτού) προσαυξάνεται κατά 0,30 €. Το τεύχος Α.Σ.Ε.Π. διατίθεται δωρεάν.

• Τρόποι αποστολής κειμένων προς δημοσίευση:

Α. Τα κείμενα προς δημοσίευση στο ΦΕΚ, από τις υπηρεσίες και τους φορείς του δημοσίου, αποστέλλονται ηλεκτρονικά στη διεύθυνση **webmaster.et@et.gr** με χρήση προηγμένης ψηφιακής υπογραφής και χρονοσήμανσης.

Β. Κατ' εξαίρεση, όσοι πολίτες δεν διαθέτουν προηγμένη ψηφιακή υπογραφή μπορούν είτε να αποστέλλουν ταχυδρομικά, είτε να καταθέτουν με εκπρόσωπό τους κείμενα προς δημοσίευση εκτυπωμένα σε χαρτί στο Τμήμα Παραλαβής και Καταχώρισης Δημοσιευμάτων.

- Πληροφορίες, σχετικά με την αποστολή/κατάθεση εγγράφων προς δημοσίευση, την ημερήσια κυκλοφορία των Φ.Ε.Κ., με την πώληση των τευχών και με τους ισχύοντες τιμοκαταλόγους για όλες τις υπηρεσίες μας, περιλαμβάνονται στον ιστότοπο (**www.et.gr**). Επίσης μέσω του ιστότοπου δίδονται πληροφορίες σχετικά με την πορεία δημοσίευσης των εγγράφων, με βάση τον Κωδικό Αριθμό Δημοσιεύματος (ΚΑΔ). Πρόκειται για τον αριθμό που εκδίδει το Εθνικό Τυπογραφείο για όλα τα κείμενα που πληρούν τις προϋποθέσεις δημοσίευσης.

2. ΕΚΤΥΠΩΤΙΚΕΣ - ΕΚΔΟΤΙΚΕΣ ΑΝΑΓΚΕΣ ΤΟΥ ΔΗΜΟΣΙΟΥ

Το Εθνικό Τυπογραφείο ανταποκρινόμενο σε αιτήματα υπηρεσιών και φορέων του δημοσίου αναλαμβάνει να σχεδιάσει και να εκτυπώσει έντυπα, φυλλάδια, βιβλία, αφίσες, μπλοκ, μηχανογραφικά έντυπα, φακέλους για κάθε χρήση, κ.ά.

Επίσης σχεδιάζει ψηφιακές εκδόσεις, λογότυπα και παράγει οπτικοακουστικό υλικό.

Ταχυδρομική Διεύθυνση: Καποδιστρίου 34, τ.κ. 10432, Αθήνα

ΤΗΛΕΦΩΝΙΚΟ ΚΕΝΤΡΟ: 210 5279000 - fax: 210 5279054

ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΚΟΙΝΟΥ

Πωλήσεις - Συνδρομές: (Ισόγειο, τηλ. 210 5279178 - 180)

Πληροφορίες: (Ισόγειο, Γρ. 3 και τηλεφ. κέντρο 210 5279000)

Παραλαβή Δημ. Ύλης: (Ισόγειο, τηλ. 210 5279167, 210 5279139)

Ωράριο για το κοινό: Δευτέρα ως Παρασκευή: 8:00 - 13:30

Ιστότοπος: **www.et.gr**

Πληροφορίες σχετικά με την λειτουργία του ιστότοπου: **helpdesk.et@et.gr**

Αποστολή ψηφιακά υπογεγραμμένων εγγράφων προς δημοσίευση στο ΦΕΚ: **webmaster.et@et.gr**

Πληροφορίες για γενικό πρωτόκολλο και αλληλογραφία: **grammateia@et.gr**

Πείτε μας τη γνώμη σας,

για να βελτιώσουμε τις υπηρεσίες μας, συμπληρώνοντας την ειδική φόρμα στον ιστότοπό μας.

