**Καθορισμός του ανώτατου επιτρεπόμενου ορίου λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού και μοναδιαίου τέλους ασφάλειας εφοδιασμού ανά κατηγορία Πελατών φυσικού αερίου για τη χρηματοδότηση των μέτρων του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης 2022**

1. Ο σκοπός του παρόντος έγκειται στον εκ νέου προϋπολογισμό των στοιχείων του κόστους των δράσεων που προβλέπονται για την κατοχύρωση της ασφάλειας εφοδιασμού με φυσικό αέριο στο κείμενο νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο, επί τη βάσει των εν ισχύ πραγματικών και νομικών δεδομένων, για τον καθορισμό του ύψους του μοναδιαίου Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού (ΤΑΕ) που καταβάλλεται από κάθε κατηγορία Πελατών Φυσικού Αερίου, το επιτρεπόμενο ανώτατο όριο του λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού, καθώς και τους αναγκαίους όρους και προϋποθέσεις για τη χρηματοδότηση των μέτρων του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει.
2. Τα στοιχεία που έχει επί του παρόντος η Αρχή στη διάθεσή της επιτρέπουν μεν τον προϋπολογισμό των στοιχείων του κόστους που προβλέπονται στο εγκεκριμένο με την υπ’ αριθμ. Απόφαση της ΡΑΕ 672/2022 Σχέδιο Προληπτικής Δράσης (ΣΠΔ) 2022, ωστόσο το τελικό κόστος των επιμέρους δράσεων προσδιορίζεται κατά την υλοποίησή τους βάσει των επικαιροποιημένων κατά την ως άνω υλοποίηση σχετικών παραμέτρων κόστους.
3. Προς ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών σε περίπτωση εμφάνισης σημαντικών διαταραχών στη ζήτηση ή/και την προμήθεια ΦΑ, στο εγκριθέν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης 2022 συνοψίστηκαν εν ισχύ μέτρα που έχουν ληφθεί στο πλαίσιο εφαρμογής προηγούμενων εγκεκριμένων ΣΠΔ (υπ’ αριθ. 500/2018 και 216/2021 Αποφάσεις της ΡΑΕ) και εξακολουθούν να ισχύουν, αποσκοπώντας στη διαχείριση του φυσικού αερίου σε περιόδους κρίσης, όπως επίσης και υιοθετήθηκαν οι εξής στρατηγικές για την εισαγωγή νέων μέτρων για την ενίσχυση της ασφάλειας εφοδιασμού της Χώρας και προς εκπλήρωση των υποχρεώσεων που απορρέουν από την εφαρμογή του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/1032: (1) Μεγιστοποίηση χρησιμοποίησης υφιστάμενων υποδομών ΦΑ, (2) Ενίσχυση διαθεσιμότητας ΦΑ - αποθήκευση αερίου, (3) Ενίσχυση μέτρων για την αποτελεσματικότερη διαχείριση ΦΑ κατά την κρίση, και (4) Βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου. Παρακάτω συνοψίζονται τα μέτρα που περιλαμβάνονται στο ΣΠΔ 2022, τα οποία είναι σχεδιασμένα καταλλήλως και σε πλήρη συμφωνία με το άρθρο 8 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1938.

Προϋπάρχουσες δράσεις / μέτρα διαχείρισης της ζήτησης

* Διακόψιμοι Καταναλωτές
* Διακοπτόμενοι Καταναλωτές
* Xρήση εναλλακτικού καυσίμου από μονάδες ΗΠ με καύσιμο φυσικό αέριο

*Στρατηγική 1*: Μεγιστοποίηση χρησιμοποίησης υφιστάμενων υποδομών ΦΑ

* **Δράση Δ1**: Αύξηση δυναμικότητας αεριοποίησης Ρεβυθούσας
* **Δράση Δ2**: Προσθήκη πλωτής δεξαμενής LNG στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας

*Στρατηγική 2*: Ενίσχυση διαθεσιμότητας φυσικού αερίου - αποθήκευση αερίου

* **Δράση Δ3**: Θέσπιση υποχρέωσης διατήρησης αποθέματος φυσικού αερίου σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης άλλου Κράτους-Μέλους σε κατόχους άδειας προμήθειας σε τελικούς πελάτες, οι οποίοι εισήγαγαν φυσικό αέριο στο ΕΣΦΑ τα πέντε προηγούμενα έτη και είναι Χρήστες του ΕΣΦΑ (εμπορική αποθήκευση)
* **Δράση Δ4**: Διατήρηση αποθέματος ασφαλείας φυσικού αερίου στη Ρεβυθούσα από μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ χωρίς τη δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου

*Στρατηγική 3*: Ενίσχυση μέτρων για την αποτελεσματικότερη διαχείριση ΦΑ κατά την κρίση

* **Δράση Δ5**: Αύξηση αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου (diesel) σε μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ και δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου
* **Δράση Δ6**: 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 Δ7**: Εισαγωγή διατάξεων για την συνετή χρήση και περιορισμό της άσκοπης κατανάλωσης ΦΑ κατά τη διάρκεια κρίσης ΦΑ
* **Δράση Δ8**: Κατά προτεραιότητα παροχή φυσικού αερίου σε ορισμένες «Σημαντικές» Βιομηχανίες.
* **Δράση Δ9**: Ανάπτυξη εξειδικευμένου προϊόντος της αγοράς εξισορρόπησης για την εθελοντική μείωση της κατανάλωσης ενέργειας

*Στρατηγική 4*: Βελτιστοποίηση Ρυθμιστικού Πλαισίου

* **Δράση Δ10**: Αναπροσαρμογή του τέλους ασφάλειας εφοδιασμού (ΤΑΕ)
* **Δράση Δ11**: Ρύθμιση για την έκτακτη τροποποίηση του Προγραμματισμού Εκφορτώσεων ΥΦΑ

1. Η Αρχή, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της για την εποπτεία της αγοράς φυσικού αερίου, έχει στη διάθεσή της στοιχεία που είναι κρίσιμα για τον προϋπολογισμό αφενός του κόστους **(α)** των συμβάσεων που συνάπτονται σύμφωνα με την παράγραφο 4 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011 (*υφιστάμενο μέτρο: Χρήση εναλλακτικού καυσίμου από μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ*), **(β)** των συμβάσεων που συνάπτονται σύμφωνα με την παράγραφο 5 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011 (*υφιστάμενο μέτρο: Διακοπτόμενοι καταναλωτές*), **(γ)** της μίσθωσης της πλωτής δεξαμενής ΥΦΑ (*Δράση Δ2*) κατά τα οριζόμενα στο άρθρο 116 του ν. 4951/2022, **(δ)** της διατήρησης αποθέματος ΦΑ σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης άλλου Κράτους – Μέλους (*Δράση Δ3*), **(ε)** της διατήρησης αποθέματος ασφαλείας ΦΑ στη Ρεβυθούσα από μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ χωρίς τη δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου (*Δράση Δ4*) και **(στ)** της αύξησης αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου (diesel) σε μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ και δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου(*Δράση Δ5*). Το κόστος της δράσης Δ1 έχει περιληφθεί στη Ρυθμιζόμενη Περιουσιακή Βάση του ΕΣΦΑ και ανακτάται από τα τιμολόγιά του, ενώ το κόστος των λοιπών δράσεων του εγκεκριμένου ΣΠΔ είναι μηδενικό.

**Α. Ως προς την εκτίμηση του επί μέρους κόστους των συμβάσεων που συνάπτονται σύμφωνα με την παράγραφο 4 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011 (υφιστάμενο μέτρο: Χρήση εναλλακτικού καυσίμου από μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ)**

1. **Σ**ύμφωνα με τα οριζόμενα στην παράγραφο 4 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011 όπως ισχύει, το ύψος του ανταλλάγματος που καταβάλει ο Διαχειριστής του ΕΣΦΑ στις υφιστάμενες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με καύσιμο ΦΑ, οι οποίες έχουν την υποχρέωση τήρησης εναλλακτικού καυσίμου βάσει των όρων της αδείας τους, 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 δοκιμών που εκτελούνται για την πιστοποίηση της δυνατότητας λειτουργίας της μονάδας με εναλλακτικό καύσιμο είτε πριν τη σύναψη της σύμβασης της παράγραφο 4 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011 όπως ισχύει, 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.
2. Ως πρότυπη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ορίζεται μονάδα συνδυασμένου κύκλου, ισχύος 400 MW, που βασίζεται σε αεριοστρόβιλο τεχνολογικής κλάσης F. Η επιλογή της ως άνω πρότυπης εγκατάστασης για την εκτίμηση του κόστους των παγίων γίνεται με σκοπό την απλούστευση των παραδοχών και τη διασφάλιση της ίσης μεταχείρισης των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που έχουν τη δυνατότητα και την υποχρέωση τήρησης και χρήσης αποθέματος εναλλακτικού καυσίμου.
3. Σε ό,τι αφορά **τον υπολογισμό του κεφαλαιουχικού κόστους των εγκαταστάσεων διατήρησης εναλλακτικού καυσίμου πρότυπης μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας** εκτιμώνται τα ακόλουθα: α) Το αρχικώς επενδεδυμένο κεφάλαιο των εγκαταστάσεων εναλλακτικού καυσίμου της πρότυπης μονάδας εκτιμάται σε πέντε (5) εκ. € (με βάση δεδομένα κόστους του 2006) και σε 5,8 εκ. € (με βάση δεδομένα κόστους της περιόδου 2008-2010). β) Για εσωτερικό βαθμό απόδοσης προ φόρων, τόκων και αποσβέσεων ίσο με οκτώμιση τοις εκατό (8,5%) για χρονικό διάστημα εικοσιπέντε (25) ετών επί αρχικώς επενδεδυμένου κεφαλαίου πέντε (5) εκ. € υπολογίζεται ετήσιο μοναδιαίο αντάλλαγμα, ανά μονάδα ισχύος αεριοστροβίλου (265 MWe) το οποίο ισούται με 1844 €/MWe, και ανά μονάδα ισχύος συνδυασμένου κύκλου 1221 €/MWe, εφόσον η ισχύς του αεριοστροβιλικού τμήματος δεν είναι γνωστή. γ) Τα αντίστοιχα μεγέθη για μονάδα κατασκευασμένη μετά το 2008 (ισχύς συνδυασμένου κύκλου 420 MW, ισχύς αεριοστροβίλου ίσης με 285 MWe) ορίζονται ως 1988 €/MWe ανά μονάδα ισχύος αεριοστροβίλου, και 1349 €/MWe ανά μονάδα ισχύος συνδυασμένου κύκλου, εφόσον η ισχύς του αεριοστροβιλικού τμήματος δεν είναι γνωστή. Η τιμή της απόδοσης στο ύψος του 8,5% λαμβάνεται κατ’ αντιστοιχία απόδοσης η οποία αποδίδεται σε μονοπωλιακή δραστηριότητα, καθώς έχοντας ως γνώμονα την ελαχιστοποίηση της επιβάρυνσης των καταναλωτών από την παράμετρο αυτή, δεν κρίνεται σκόπιμη η χορήγηση υψηλότερης απόδοσης.
4. Με βάση τις ως άνω εκτιμήσεις, το ετήσιο αντάλλαγμα ανά υφιστάμενη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρέωση λειτουργίας με εναλλακτικό καύσιμο υπολογίζεται ως το γινόμενο των ως άνω συντελεστών με τη διαθέσιμη ισχύ της κάθε μίας μονάδας με εναλλακτικό καύσιμο, όπως παρουσιάζεται στον Πίνακα 1.

**Πίνακας 1:** Προϋπολογιστικό ετήσιο αντάλλαγμα ανά υφιστάμενη μονάδα με δυνατότητα εναλλακτικού καυσίμου για την κάλυψη του κεφαλαιουχικού κόστους των εγκαταστάσεων διατήρησης εναλλακτικού καυσίμου αυτής

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας** | **Εγκατεστημένη ισχύς (MWe)** | **Διαθέσιμη ισχύς με εναλλακτικό καύσιμο** | **Προϋπολογιστικό ετήσιο αντάλλαγμα**  **(€ x 103)** |
| Κομοτηνή | 484,6 | 483 | 590 |
| Λαύριο IV | 560 | 530 | 647 |
| Ενεργειακή Θες/κης | 408,4 | 355,53 | 434 |
| Ενεργειακή Θίσβης | 421,6 | 288,42 | 389 |
| Ήρων Θερμοηλεκτρική | 148,5 | 137,67 | 254 |
| **Σύνολο** | **2.023,1** | **1.794,62** | **2.315** |

1. Με βάση τους υπολογισμούς, όπως παρουσιάζονται στον Πίνακα 1, το ετήσιο αντάλλαγμα που δύναται να καταβάλλεται από τον Διαχειριστή στις υφιστάμενες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ελληνική Επικράτεια με υποχρέωση λειτουργίας με εναλλακτικό καύσιμο για την κάλυψη του κεφαλαιουχικού κόστους των εγκαταστάσεων διατήρησης εναλλακτικού καυσίμου στους ανωτέρω σταθμούς ανέρχεται συνολικά σε **2,32 εκ. €**.
2. Σε ό,τι αφορά τον υπολογισμό του **κεφαλαιουχικού κόστους διατήρησης αποθεμάτων πετρελαίου** (που καλύπτει το χρηματοοικονομικό κόστος τήρησης των αποθεμάτων καυσίμου) στις εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρέωση λειτουργίας με εναλλακτικό καύσιμο εκτιμώνται τα ακόλουθα: α) Για τον υπολογισμό του κεφαλαιουχικού κόστους λαμβάνεται υπόψη το κόστος αγοράς του καυσίμου και απόδοση επτάμιση τοις εκατό (7,5%). β) Εφαρμόζοντας την ανωτέρω απόδοση επί τιμής προμήθειας καυσίμου προ ΦΠΑ στο ύψος των χιλίων τετρακοσίων σαράντα ευρώ το χιλιόλιτρο (1440 €/klt) (η τιμή προμήθειας που τελικά αποζημιώνεται προκύπτει από τα τιμολόγια προμήθειας), η μοναδιαία τιμή του ανταλλάγματος υπολογίζεται σε 108 €/klt ανά έτος. γ) Το συνολικό ύψος του ανταλλάγματος προκύπτει από το γινόμενο της υπό β μοναδιαίας τιμής και του ελάχιστου αποθέματος ασφαλείας που πρέπει να τηρείται στους σταθμούς κατά τη διάρκεια του έτους. δ) Το εκτιμώμενο ελάχιστο απόθεμα ασφαλείας ανέρχεται στην ποσότητα που απαιτείται για πενθήμερη φόρτιση των σταθμών αυτών (θεωρώντας λειτουργία 16 ωρών ημερησίως σε πλήρες φορτίο), όπως παρουσιάζεται στον Πίνακα 2. Για τις μονάδες Κομοτηνή, Λαύριο IV και Ενεργειακή Θίσβης το εκτιμώμενο ελάχιστο απόθεμα ασφαλείας ανέρχεται επομένως στην ποσότητα αποθέματος ασφαλείας πέντε (5) ημερών, όπως παρουσιάζεται στον Πίνακα 2. Για τις μονάδες Ενεργειακή Θεσσαλονίκης και Ήρων Θερμοηλεκτρική αντίστοιχα το εκτιμώμενο ελάχιστο απόθεμα ασφαλείας ανέρχεται σε απόθεμα μίας (1) ημέρας, καθότι λόγω της εγγύτητας της πρώτης μονάδας με διυλιστήριο και λόγω του γεγονότος ότι η δεύτερη μονάδα έχει υποβάλει στη ΡΑΕ σύμβαση προμήθειας καυσίμου (κατά τα προβλεπόμενα στον σχετικό όρο της άδειας παραγωγής της μονάδας αυτής) εξασφαλίζεται κατά αυτόν τον τρόπο πενθήμερη ενδιάμεση φόρτιση των σταθμών αυτών. Οι κάτοχοι των Αδειών Παραγωγής των μονάδων με υποχρέωση τήρησης αποθέματος ασφαλείας μίας (1) ημέρας, υποχρεούνται να υποβάλουν στη ΡΑΕ, σε ετήσια βάση, αντίγραφο της σύμβασης με εταιρεία προμήθειας υγρών καυσίμων που αναλαμβάνει την αναπλήρωση των αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου (diesel) κάθε σταθμού. Το εκτιμώμενο απόθεμα ασφαλείας, καθώς και το προϋπολογιστικό ετήσιο αντάλλαγμα για κάθε μονάδα, καταγράφονται στον Πίνακα 2.

**Πίνακας 2:** Προϋπολογιστικό ετήσιο αντάλλαγμα μονάδων ηλεκτροπαραγωγής για το χρηματοοικονομικό κόστος τήρησης αποθέματος ασφαλείας

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας** | **Διαθέσιμη ισχύς με εναλλακτικό καύσιμο** | **Απόθεμα καυσίμου (klt)** | | **Προϋπολογιστικό ετήσιο αντάλλαγμα**  **(€ x 103)** |
| **Ημερήσιο απόθεμα** | **Εκτιμώμενο απόθεμα ασφαλείας** |
| Κομοτηνή | 483 | 1.606 | 1.606 x 5 | 867 |
| Λαύριο IV | 530 | 1.831 | 1.831 x 5 | 988 |
| Ενεργειακή Θες/κης | 355,53 | 1.260 | 1.260 x 1 | 136 |
| Ενεργειακή Θίσβης | 288,42 | 1.087 | 1.087 x 5 | 587 |
| Ήρων Θερμοηλεκτρική | 137,67 | 521 | 521 x 1 | 56 |
| **Σύνολο** | **1.794,62** | **6.304** | **24.399** | **2.635** |

1. Με βάση την ως άνω ανάλυση και τις παραδοχές στις οποίες βασίστηκε, το ετήσιο αντάλλαγμα που δύναται να καταβάλλεται από το Διαχειριστή στις υφιστάμενες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην ελληνική επικράτεια με δυνατότητα λειτουργίας με εναλλακτικό καύσιμο για την κάλυψη του κεφαλαιουχικού κόστους τήρησης των αποθεμάτων καυσίμου προϋπολογίζεται σε **2,64 εκ. €**.
2. Σε ότι αφορά στον **υπολογισμό του πρόσθετου κόστους καυσίμου για δοκιμές** εκτιμώνται τα ακόλουθα: α) Το πρόσθετο κόστος καυσίμου για δοκιμές υπολογίζεται για συχνότητα μίας (1) δοκιμής ανά τρίμηνο. β) Η ποσότητα του καυσίμου προϋπολογίζεται, θεωρώντας δοκιμαστική λειτουργία της μονάδας με υγρό καύσιμο για χρονική περίοδο μιας (1) ώρας και με λειτουργία της μονάδας στο ελάχιστο επίπεδο φόρτισης που επιτρέπει την διενέργεια όλων των απαιτούμενων ελέγχων. γ) Για τιμή προμήθειας καυσίμου προ ΦΠΑ που ανέρχεται σε χίλια τετρακόσια σαράντα (1440) €/klt, το ύψος του ανταλλάγματος που επαρκεί για την κάλυψη του πρόσθετου κόστους καυσίμου λόγω δοκιμών ανά τρίμηνο των πέντε σταθμών εκτιμάται ότι ανέρχεται στο ύψος του **0,98 εκ. €** ετησίως.
3. Με βάση την ως άνω ανάλυση, αθροίζοντας δηλαδή τα στοιχεία κόστους που περιγράφονται ανωτέρω, το ύψος του συνολικού ανταλλάγματος που δύναται να καταβάλει ο Διαχειριστής του ΕΣΦΑ στις υφιστάμενες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο ΦΑ, οι οποίες έχουν την υποχρέωση τήρησης εναλλακτικού καυσίμου προϋπολογίζεται σε **5,94 εκ. €** ετησίως.

**Β. Ως προς την εκτίμηση του επί μέρους κόστους των συμβάσεων που συνάπτονται σύμφωνα με την παράγραφο 5 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011 (υφιστάμενο μέτρο: Διακοπτόμενοι καταναλωτές)**

1. Ο όρος «Διακοπτόμενος Καταναλωτής» εισάγεται στην Πρότυπη Σύμβαση «για Χρηματοδότηση Μηχανισμού Διαχείρισης της Ζήτησης Φυσικού Αερίου» που εγκρίθηκε δυνάμει της Απόφασης ΡΑΕ 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 φυσικού αερίου σε περιπτώσεις κρίσεων στο ΕΣΦΑ. Στην κατηγορία των Διακοπτόμενων Καταναλωτών δεν εμπίπτουν οι «Διακόψιμοι Καταναλωτές», όπως αυτοί ορίζονται στο κείμενο νομοθετικό και κανονιστικό πλαίσιο.
2. Οι ανάγκες χρηματοδότησης του μηχανισμού διαχείρισης ζήτησης που θεσπίζεται σύμφωνα με τα οριζόμενα στην παράγραφο 5 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011 υπολογίζονται ως το γινόμενο της ανώτατης μοναδιαίας αποζημίωσης (€/MWh) που δύναται να καταβληθεί σε Προμηθευτές και της μέγιστης ποσότητας μη παραληφθέντος ΦΑ (MWh) για την οποία δύναται να καταβληθεί αποζημίωση.
3. Σύμφωνα με το εγκεκριμένο Σχέδιο Προληπτικής Δράσης καθορίζεται ανώτατη μοναδιαία αποζημίωση σε € ανά MWh ΦΑ, ίση με 16 €/MWh ΦΑ σε ΑΘΔ, για την ποσότητα ΦΑ που αποδεδειγμένα δεν παραλαμβάνεται από Μεγάλους Πελάτες, στο πλαίσιο διαχείρισης ζήτησης μετά από την κήρυξη κρίσης επιπέδου επιφυλακής.
4. Η μέγιστη ποσότητα μη παραληφθέντος φυσικού αερίου για την οποία δύναται να καταβληθεί αποζημίωση σε ένα ημερολογιακό έτος προσδιορίζεται επί τη βάσει των αναλύσεων του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης, μέσω του οποίου επιδιώκεται η δυνατότητα διαχείρισης ζήτησης Μεγάλων Πελατών στο επίπεδο του 20% της μέγιστης ημερήσιας ζήτησής τους για διάρκεια πέντε (5) ημερών που αντιστοιχεί, σύμφωνα με την ανάλυση επιπτώσεων της Μελέτης Επικινδυνότητας για τη Βιομηχανία σε επίπτωση κλάσης Β (οικονομική ζημία που αναπληρώνεται). Η μέγιστη ημερήσια αναμενόμενη εξοικονόμηση εκτιμάται περίπου 9.000 MWh/d (45.000 MWh/y).
5. Σύμφωνα με τα ανωτέρω, το άνω όριο ετήσιας αποζημίωσης προς Προμηθευτές για την κάλυψη του κόστους του μηχανισμού διαχείρισης ζήτησης φυσικού αερίου οριοθετείται στο ύψος των **0,72 εκ. €**.

**Γ. Ως προς την εκτίμηση της Δράσης Δ2 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης** **(μίσθωση πλωτής δεξαμενής ΥΦΑ)**

1. Για την κάλυψη των εκτάκτου χαρακτήρα αναγκών ασφάλειας εφοδιασμού της Χώρας με ΦΑ με το άρθρο 116 του ν. 4951/2022 προβλέφθηκε η 12μηνη μίσθωση πλοίου ΥΦΑ (πλωτή δεξαμενή της Εγκατάστασης ΥΦΑ στη νήσο Ρεβυθούσα) από τον Διαχειριστή του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου (ΔΕΣΦΑ), αρχής γενομένης από το μήνα Ιούλιο 2022, με δυνατότητα παράτασης για έξι (6) διαδοχικούς μήνες κατόπιν σχετικής Απόφασης της ΡΑΕ.
2. Ο Διαχειριστής του Εθνικού Συστήματος Φυσικού Αερίου με την υπ’ αριθ. πρωτ. ΡΑΕ Ι-324470/05.04.2022 απέστειλε στην Αρχή Μελέτη ως προς το εύλογο και ανταποδοτικό χαρακτήρα του κόστους μίσθωσης του πλοίου ΥΦΑ, την οποία η ΡΑΕ έθεσε σε δημόσια διαβούλευση[[1]](#footnote-1). Από τα σχόλια που υποβλήθηκαν στην εν λόγω διαβούλευση, δεν προέκυψαν σοβαρές αντιρρήσεις για την εν λόγω πρόταση του Διαχειριστή.
3. Σύμφωνα με το άρθρο 116 του ν. 4951/2022 το σχετικό κόστος μίσθωσης του πλοίου ΥΦΑ ανακτάται από τον ΔΕΣΦΑ μέσω του Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού της παρ. 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011. Το εν λόγω κόστος μίσθωσης εκτιμάται στο ποσό των 20 εκ. €κατ’ έτος (μη συμπεριλαμβανομένου ΦΠΑ).
4. Τα λοιπά κόστη διαχείρισης της πλωτής δεξαμενής, όπως λειτουργικά έξοδα (κόστος καυσίμου, κόστος ρυμουλκών, λιμενικά τέλη, κόστη πρακτορείας, κ.λπ.) και εκτιμώμενες απώλειες λόγω των απαερίων ΥΦΑ (Boil Off Gas - BOG) δεν περιλαμβάνονται στο κόστος υποδομής και δεν αποζημιώνονται από το Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού της παρ. 6 του άρθρου 73 του ν. 4001/2011, καθώς σχετίζονται με τη χρήση της υποδομής.
5. Το ανωτέρω κόστος μίσθωσης πλωτής δεξαμενής ΥΦΑείναι ανταποδοτικό αυξάνοντας το διαθέσιμο αποθηκευτικό χώρο της Εγκατάστασης ΥΦΑ από 225.000 m3 σε άνω των 370.000 m3, και αποσκοπεί στην ενίσχυση της προστασίας των καταναλωτών σε περίπτωση εμφάνισης σημαντικών διαταραχών στη ζήτηση ή/και την προμήθεια φυσικού αερίου, λόγω των εξελίξεων στην αγορά ενέργειας και τη συνεχιζόμενη αβεβαιότητα ως προς την εξέλιξη της ενεργειακής κρίσης.
6. Σύμφωνα με τα ανωτέρω, το άνω όριο κόστους για την κάλυψη της έκτακτης δαπάνης για τη 12μηνη μίσθωση του πλοίου ΥΦΑ οριοθετείται στο ύψος των **20 εκ. €**.

**Δ. Ως προς την εκτίμηση της Δράσης Δ3 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης** **(****διατήρηση αποθέματος ΦΑ σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης άλλου Κράτους – Μέλους)**

1. Δεδομένου ότι η Ιταλία και η Βουλγαρία είναι τα μόνα γειτονικά Κράτη-Μέλη διασυνδεδεμένα με την Ελλάδα, και λαμβάνοντας υπόψη ότι η αδιάλειπτη δυναμικότητα στο Σημείο Εισόδου Σιδηρόκαστρο έχει εξαντληθεί, έγινε προκαταρκτική εκτίμηση του κόστους για την μεταφορά και αποθήκευση ΦΑ σε αποθήκες της Ιταλίας. Οι Υπόχρεοι της δράσης Δ3, οι οποίοι θα αποθηκεύσουν ΦΑ στην Ιταλία, κατά την περίοδο απόληψης θα «εισάγουν» το ΦΑ που έχουν αποθηκεύσει στο ΕΣΦΑ στο Σημείο Εισόδου (ΣΕ) Νέα Μεσημβρία, μέσω εικονικής ανάστροφης ροής από τον αγωγό ΤΑΡ.
2. Η τεχνικά μέγιστη διαθέσιμη δυναμικότητα εισαγωγής αερίου στο σημείο εισόδου Νέα Μεσημβρία προσδιορίστηκε, για συνθήκες μη διακοπής ρωσικού αερίου, στις 7.522 MWh/d, λαμβάνοντας υπόψη και τα αποτελέσματα της ετήσιας δημοπρασίας δέσμευσης δυναμικότητας που διεξήχθη από τον ΔΕΣΦΑ την 4η Ιουλίου 2022. Καθώς η αποθηκευμένη ποσότητα θα πρέπει να είναι διαθέσιμη για εμπορική χρήση μεταξύ 1Νοεμβρίου 2022 – 31 Μαρτίου 2023, και λαμβάνοντας υπόψη την ανωτέρω δυναμικότητα ως ημερήσιο ρυθμό απόληψης, η συνολική ποσότητα που αντιστοιχεί στο παραπάνω χρονικό διάστημα ισοδυναμεί με **1,14 TWh** φυσικού αερίου.
3. Το ύψος του αποθέματος που οφείλουν να τηρούν στις εγκαταστάσεις αποθήκευσης γειτονικών Κ-Μ ορίζεται ίσο με το γινόμενο του μεριδίου των εισαγωγών τους στην Ελληνική αγορά όπως αυτό παρουσιάζεται στον Πίνακα 3, επί τη συνολική δυναμικότητα αποθήκευσης στην Ιταλία (ποσότητα ίση με 1,14TWh).

**Πίνακας 3:** Υπόχρεοι Προμηθευτές και ποσότητες διατήρησης αποθέματος για την υλοποίηση της δράσης Δ3

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Υπόχρεοι Προμηθευτές** | **2017** | **2018** | **2019** | **2020** | **2021** | **Σταθμισμένο ποσοστό /μερίδιο εισαγωγών τελευταίας 5ετίας** | **Υποχρέωση σε MWh** |
| ΔΕΠΑ | 76% | 71% | 41% | 36% | 52% | 54,6% | 622.440 |
| ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ | 4% | 10% | 36% | 36% | 23% | 23,5% | 267.900 |
| ΠΡΟΜΗΘΕΑΣ | 19% | 19% | 11% | 9% | 6% | 12,1% | 137.940 |
| ΕLPEDISON |  |  | 6% | 13% | 7% | 5,8% | 66.120 |
| HΡΩΝ |  |  | 1% | 2% | 3% | 1,4% | 15.960 |
| ΔΕΗ |  |  | 4% | 3% | 5% | 2,6% | 29.640 |

1. Σύμφωνα με εγκριθέν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης, προτάθηκαν οι παρακάτω τρεις πιθανές επιλογές για τη διαδικασία αποθήκευσης ΦΑ στην Ιταλία και απόληψη της ποσότητας μέσω του σημείου Νέα Μεσημβρία, μαζί με τα επιμέρους κόστη χρήσης υποδομών ΦΑ σε Ελλάδα και Ιταλία:

**-** Κόστος μεταφοράς ΦΑ προς Ιταλία

*i. Περίπτωση Α*: Μεταφορά αερίου από Ελλάδα προς Ιταλία. Το κόστος για τη μεταφορά ανέρχεται στα 9,05 €/MWh, σύμφωνα με την ισχύουσα τιμολογιακή πολιτική των 3 εμπλεκόμενων Διαχειριστών, όπως προκύπτει από τον Πίνακα 4.

**Πίνακας 4:** Μεταφορικό κόστος φυσικού αερίου από Ελλάδα προς Ιταλία

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Ταρίφες μεταφοράς προς την Ιταλία** | **Τύπος Δυναμικότητας** |  | **€/MWh** | **€/MWh (Σύνολο)** |
| Έξοδος Νέα Μεσημβρία (ΔΕΣΦΑ) | Interruptible |  | 1,34 | 9,05 |
| Είσοδος Νέα Μεσημβρία (TAP) | Interruptible |  | 2,06 |
| Έξοδος/Είσοδος Melendugno (TAP/SNAM) | Firm |  | 5,650 |

*ii. Περίπτωση Β*: Εκφόρτωση πλοίου LNG σε τερματικό σταθμό ΥΦΑ της Ιταλίας. Το κόστος χρήσης της εγκατάστασης LNG της Ιταλίας για αεριοποίηση είναι 1,15 €/MWh.

*iii. Περίπτωση Γ*: Προμήθεια φυσικού αερίου από την αγορά της Ιταλίας (PSV ή διμερές συμβόλαιο). Μηδενικό κόστος μεταφοράς.

Το κόστος στην περίπτωση Α προϋπολογίζεται στα **10,32 εκ. €**, έναντι **1,31 εκ. €** στην περίπτωση Β και **μηδενικό κόστος** στην περίπτωση Γ.

**-** Κόστος χρήσης υπόγειας αποθήκης της Ιταλίας

Το κόστος για τη χρήση των υπόγειων αποθηκών της Ιταλίας για την αποθήκευση της ποσότητας 1,14 TWh ισούται με 2,5 €/MWh και συνολικά προϋπολογίζεται σε **2,85 εκ. €**.

**-** Κόστος απόληψης και εισαγωγής στο σημείο Νέα Μεσημβρία

Κατά την περίοδο απόληψης του ΦΑ από την αποθήκη και εισαγωγή στην Ελλάδα, το κόστος της μεταφοράς ισούται με 3,27 €/MWh, όπως φαίνεται στονΠίνακα 5.

Συνολικά, το κόστος μεταφοράς του ΦΑ από την Ιταλία προς το ΕΣΜΦΑ προϋπολογίζεται σε **3,73 εκ. €**.

**Πίνακας 5:** Μεταφορικό κόστος φυσικού αερίου από Ιταλία προς Ελλάδα

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Ταρίφες μεταφοράς προς Ελλάδα** | **Τύπος Δυναμικότητας** | **€/MWh** | **€/MWh (Σύνολο)** |
| Έξοδος Meledugno (SNAM) | Interruptible | 1,51 | 3,27 |
| Είσοδος Meledugno -Έξοδος Νέα Μεσημβρία (TAP) | Interruptible | 0,35 |
| Είσοδος Νέα Μεσημβρία (ΔΕΣΦΑ) | Firm | 1,42 |

1. Αποζημίωση Συμβολαίου Διαφορών

Το κόστος προμήθειας αερίου δεν αποζημιώνεται καθώς θα χρησιμοποιηθεί από τους Υπόχρεους για την κάλυψη των πελατών τους κατά την περίοδο του χειμώνα. Ωστόσο λόγω της πρώιμης προμήθειας ΦΑ και τα κόστη που δημιουργούνται εξαιτίας αυτής, καθώς και για την ασφαλέστερη θέση των υπόχρεων, δημιουργείται προαιρετικά ένα Συμβόλαιο Διαφορών (Contract for Differences, CfD), αφενός για την κάλυψη των Υπόχρεων Προμηθευτών σε περίπτωση που η εμπορική τιμή του αερίου κατά την απόληψη (Βάθρο Eμπορίας) σε σχέση με την τιμή προμήθειας κατά την περίοδο έγχυσης είναι μικρότερη, αλλά και για την προστασία των καταναλωτών από τυχόν ιδιαίτερα υψηλές τιμές κατά την περίοδο απόληψης, εφόσον οι Υπόχρεοι Προμηθευτές επιστρέφουν την διαφορά (pay-back obligation) από την τιμή προμήθειας και την τρέχουσα εμπορική τιμή κατά την στιγμή της απόληψης στο ΤΑΕ.

Πιο συγκεκριμένασε ότι αφορά την αποζημίωση των Υπόχρεων μέσω Συμβολαίων Διαφορών (Contract for Differences, CfD) που έχουν συνάψει με το ΔΕΣΦΑ, οι Υπόχρεοι θα αποζημιώνονται τη μοναδιαία διαφορά μεταξύ της τιμής strike price, και την τρέχουσα εμπορική τιμή κατά τη στιγμή της απόληψης της ποσότητας ΦΑ, εφόσον αυτή είναι μικρότερη από την τιμή strike price. Στην περίπτωση που η τιμή είναι μεγαλύτερη της τιμής strike price, η διαφορά θα επιστρέφεται από τους Υπόχρεους Προμηθευτές στο ΤΑΕ (pay-back obligation). Η τιμή strike price, η οποία θα περιλαμβάνει και το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων ΦΑ κατά τα οριζόμενα στο εγκριθέν ΣΠΔ, θα καθοριστεί με σχετική Απόφαση της ΡΑΕ, μετά από σχετική εισήγηση του ΕΧΕ.

Για την εκτίμηση του προϋπολογιστικού κόστους αποζημίωσης των Συμβολαίων Διαφορών,η τιμή προμήθειας εκτιμάται στα 200 €/MWh (η τελική τιμή καθορίζεται με βάση την ανωτέρω σχετική Απόφαση της ΡΑΕ) και η εμπορική τιμή (τιμή αναφοράς/reference price) με διακύμανση έως 20% της τιμής προμήθειας, ήτοι στα 160 €/MWh. Η μοναδιαία διαφορά υπολογίζεται στα 40 €/MWh και το συνολικό κόστος για την ποσότητα των 1,14 TWh προϋπολογίζεται στα **45,6 εκ. €**.

1. Κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων ΦΑ

Σε ό,τι αφορά τον υπολογισμό του κεφαλαιουχικού κόστους διατήρησης αποθεμάτων ΦΑ, για χρονική διάρκεια από την ημερομηνία προμήθειας μέχρι την ημερομηνία έγχυσής του στο ΕΣΜΦΑ, με μέγιστη διάρκεια 7 μήνες: α) Για τον υπολογισμό του κεφαλαιουχικού κόστους λαμβάνεται υπόψη το κόστος αγοράς του ΦΑ και απόδοση 3,91%, σύμφωνα με το τελευταίο εγκεκριμένο κόστος δανεισμού (Debt Interest Rate) του ΔΕΣΦΑ, όπως αυτό αναφέρεται στην Απόφαση ΡΑΕ 540/2019. β) Εφαρμόζοντας την ανωτέρω απόδοση επί τιμής προμήθειας ΦΑ στο ύψος των 200 €/MWh) (η τιμή προμήθειας που τελικά αποζημιώνεται προκύπτει από τα τιμολόγια προμήθειας), η μοναδιαία τιμή του ανταλλάγματος προϋπολογίζεται σε **7,82 €/MWh** ανά έτος. Στον υπολογισμό του κεφαλαιουχικού κόστους διατήρησης λαμβάνεται υπόψιν η ημερήσια μείωση του αποθέματος με αδιάλειπτη ροή κατά 7.522 ΜWh/ημέρα, με ημερομηνία έναρξης την 1η Νοεμβρίου 2022 και το συνολικό κόστος προϋπολογίζεται στα **3,35 εκ. €.** Οι υπόχρεοι που συνάπτουν Συμβόλαιο Διαφορών με το ΔΕΣΦΑ θα αποζημιωθούν το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων ΦΑ μέσω της μοναδιαίας τιμής strike price του συμβολαίου τους.

Σύμφωνα με τα ανωτέρω, το άνω όριο κόστους για την κάλυψη της έκτακτης δαπάνης για τη διατήρηση αποθέματος ΦΑ σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης άλλου Κράτους – Μέλους οριοθετείται στο ύψος των **65,85 εκ. €**. Το τελικό κόστος της εν λόγω δράσεως προσδιορίζεται κατά την υλοποίησή της βάσει των επικαιροποιημένων κατά την εν λόγω υλοποίηση σχετικών παραμέτρων κόστους, λαμβάνοντας επιπλέον υπόψη τυχόν κόστη που θα προκύψουν από τις ενέργειες δέσμευσης δυναμικότητας για την αποθήκευση ΦΑ στο γειτονικό Κράτος – Μέλος ως αποτέλεσμα των διαγωνιστικών διαδικασιών.

**Ε. Ως προς την εκτίμηση της Δράσης Δ4 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης (διατήρηση αποθέματος ασφαλείας ΦΑ στη Ρεβυθούσα από μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ χωρίς τη δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου)**

1. Οι κάτοχοι άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας βάσει της αδείας τους, έχουν υποχρέωση διασφάλισης αδιάλειπτης λειτουργίας των μονάδων τους με καύσιμο φυσικό αέριο για πέντε (5) τουλάχιστον ημέρες, σε περίπτωση μη προγραμματισμένης διακοπής της παροχής φυσικού αερίου και ιδίως σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης στο ΕΣΦΑ, κατά τα προβλεπόμενα στο ισχύον νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο. Ορισμένοι εξ αυτών έχουν επιλέξει να πληρούν τον εν λόγω ειδικό όρο της αδείας τους μέσω διατήρησης αποθέματος ΦΑ σε Εγκατάσταση Αποθήκευσης.
2. Ο ως άνω ειδικός όρος αποσκοπεί στη διασφάλιση αντιμετώπισης καταστάσεων κρίσεως εφοδιασμού με φυσικό αέριο. Λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες περιστάσεις, ιδίως την έλλειψη εγκατάστασης (μακροχρόνιας) αποθήκευσης φυσικού αερίου, ο όρος αυτός δύναται να επιτευχθεί για τη χειμερινή περίοδο 2022 – 2023 μέσω της διατήρησης αποθέματος ΥΦΑ στον τερματικό σταθμό ΥΦΑ της Ρεβυθούσας, θεωρώντας ότι και η πλωτή δεξαμενή (πλοίο ΥΦΑ) που βρίσκεται ήδη στο αγκυροβόλιο του κόλπου Μεγάρων, λογίζεται, κατά το εγκριθέν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης, ως αναπόσπαστο τμήμα της εγκατάστασης ΥΦΑ στη Ρεβυθούσα. Η διατήρηση αποθέματος ΥΦΑ και συγκεκριμένα η αποθήκευσή του ολοκληρώνεται πριν την 1η Νοεμβρίου 2022, για χρονική διάρκεια πέντε (5) μηνών από την ημερομηνία αυτή (1 Νοεμβρίου – 31 Μαρτίου).
3. Σύμφωνα με το εγκριθέν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης, τούψος αποθέματος ασφαλείας που μπορεί να διατηρηθεί στα πλαίσια υλοποίησης της δράσης Δ4 για σκοπούς ηλεκτροπαραγωγής για τη χειμερινή περίοδο 2022-2023 υπολογίζεται για κάθε υπόχρεο κάτοχο άδειας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, στην άδεια του οποίου απαντάται σχετικός ειδικός όρος, και αναλογεί σε πλήρη φόρτιση 16 ωρών την ημέρα και για 5 ημέρες για την εκάστοτε μονάδα ηλεκτροπαραγωγής που αφορά (βλ. Πίνακα 6).
4. Σύμφωνα με το εγκριθέν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης αποζημιώνεται το κόστος για τη χρήση της υποδομής για τη διατήρηση του συνόλου του αποθέματος ασφαλείας και το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης του αποθέματος. Το κόστος προμήθειας ΥΦΑ, οι απώλειες ΥΦΑ και λοιπά κόστη που συνεπάγεται η διατήρηση αποθέματος θα βαρύνουν αποκλειστικά τον εκάστοτε υπόχρεο ΗΠ και θα ανακτώνται από την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της συμπερίληψης του κόστους αυτού στις προσφορές για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο πλαίσιο λειτουργίας της αγοράς. Η ετήσια αποζημίωση για τη χρήση της υποδομής για διατήρηση αποθέματος ΥΦΑ αναλύεται ανά μονάδα ηλεκτροπαραγωγής στον Πίνακα 6, λαμβάνοντας υπόψη μόνο το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης του αποθέματος, καθώς, λόγω της επαύξησης του αποθηκευτικού χώρου της Ρεβυθούσας με την προσθήκη της πλωτής δεξαμενής (δράση Δ2), και δεδομένου ότι το ύψος του αποθέματος ασφαλείας είναι μικρότερο της επαύξησης αυτής, δε λογίζεται περαιτέρω κόστος χρήσης της υποδομής διότι αυτό αποζημιώνεται μέσω της υλοποίησης της δράσης Δ2 κατά τα ειδικώς οριζόμενα στην Ενότητα Γ του παρόντος.

**Πίνακας 6:** Προϋπολογιστικό ετήσιο κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων ασφαλείας της δράσης Δ4

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας** | **Απόθεμα καυσίμου (m3 ΥΦΑ)** | | **Κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης αποθεμάτων ασφαλείας**  **(€ x 103)** |
| **Ημερήσιο απόθεμα – 16h** | **Εκτιμώμενο απόθεμα ασφαλείας – 5 ημερών** |
| Αλιβέρι V | 1.889 | 9.445 | 208,36 |
| Λαύριο V | 1.773 | 8.867 | 195,6 |
| Μεγαλόπολη V | 2.319 | 11.596 | 255,79 |
| Ήρων II | 1.921 | 9.605 | 211,88 |
| Κόρινθος POWER, Αγ. Θεόδωροι | 1.973 | 9.865 | 217,61 |
| PROTERGIA Αγ. Νικόλαος | 1.961 | 9.806 | 216,3 |
| ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ | 1.608 | 8.040 | 177,36 |
| ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ Αγ. Νικόλαος Διστόμου\* | 3.308\* | 16.542 | 364,9 |
| **Σύνολο** | **16.753** | **83.765** | **1.847,76** |

\*Ισχύει εφόσον αποκτήσει Άδεια Εμπορικής Λειτουργίας και κατά τη διάρκεια της εμπορικής λειτουργίας του. Επιπλέον, το απόθεμα ασφαλείας εξαρτάται από την καθαρή ισχύ της μονάδας κατά τη διάρκεια λειτουργίας της.

1. Σε ό,τι αφορά τον υπολογισμό του **κεφαλαιουχικού κόστους διατήρησης αποθέματος ΥΦΑ** (που καλύπτει το χρηματοοικονομικό κόστος τήρησης των αποθεμάτων καυσίμου) στις εγκαταστάσεις της Ρεβυθούσας εκτιμώνται τα ακόλουθα: α) Για τον υπολογισμό του κεφαλαιουχικού κόστους λαμβάνεται υπόψη το τελευταίο εγκεκριμένο με την Απόφαση ΡΑΕ 540/2019 κόστος δανεισμού του ΔΕΣΦΑ που ισούται με 3,91%. β) Εφαρμόζοντας το ανωτέρω κόστος δανεισμού επί τιμής προμήθειας καυσίμου προ ΦΠΑ στο ύψος των χιλίων τριακοσίων πενήντα τεσσάρων ευρώ το κυβικό μέτρο (1354 €/m3) (η τιμή προμήθειας που τελικά αποζημιώνεται προκύπτει από τα τιμολόγια προμήθειας), η μοναδιαία τιμή του ανταλλάγματος υπολογίζεται σε 52,94 €/m3 ΥΦΑ ανά έτος. γ) Το συνολικό ύψος του ανταλλάγματος προκύπτει από το γινόμενο της υπό β μοναδιαίας τιμής και του ελάχιστου αποθέματος ασφαλείας που πρέπει να τηρείται για χρονική διάρκεια πέντε (5) μηνών, όπως παρουσιάζεται στον Πίνακα 6.
2. Σύμφωνα με τα ανωτέρω, προκύπτει το συνολικό κόστος για την κάλυψη της έκτακτης δαπάνης για τη διατήρηση αποθέματος ΥΦΑ σε υποδομή της Ρεβυθούσας το οποίο εκτιμάται κατά μέγιστον στα **1,85 εκ. €**.

**ΣΤ. Ως προς την εκτίμηση της Δράσης Δ5 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης (αύξηση αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου σε μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ και δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου)**

1. Με βάση το εγκεκριμένο Σχέδιο Προληπτικής Δράσης, για την υλοποίηση της Δράσης Δ5, οι ΗΠ με υποχρέωση διατήρησης αποθεμάτων diesel υποχρεούνται στην αύξηση του αποθέματός τους, από 5 ημέρες σε 20 ημέρες ή μέχρι την μέγιστη αποθηκευτική ικανότητα της υφιστάμενης δεξαμενής, αν αυτή αντιστοιχεί σε απόθεμα μικρότερο των 20 ημερών, κατά τα ειδικώς οριζόμενα στο εγκεκριμένο Σχέδιο Προληπτικής Δράσης.
2. Σε ό,τι αφορά τον υπολογισμό του **κεφαλαιουχικού κόστους διατήρησης αποθεμάτων πετρελαίου,** για τις επιπλέον ποσότητες στις εγκαταστάσεις παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με υποχρέωση λειτουργίας με εναλλακτικό καύσιμο εκτιμώνται τα ακόλουθα: α) Για τον υπολογισμό του κεφαλαιουχικού κόστους λαμβάνεται υπόψη το κόστος αγοράς του καυσίμου και απόδοση 3,91%, σύμφωνα με το τελευταίο εγκεκριμένο κόστος δανεισμού (Debt Interest Rate) του ΔΕΣΦΑ, όπως αυτό αναφέρεται στην Απόφαση ΡΑΕ 540/2019. β) Εφαρμόζοντας την ανωτέρω απόδοση επί τιμής προμήθειας καυσίμου προ ΦΠΑ στο ύψος των χιλίων τετρακοσίων σαράντα ευρώ το χιλιόλιτρο (1440 €/klt) (η τιμή προμήθειας που τελικά αποζημιώνεται προκύπτει από τα τιμολόγια προμήθειας), η μοναδιαία τιμή του ανταλλάγματος υπολογίζεται σε 56,3 €/klt ανά έτος. γ) Το επιπλέον ύψος του ανταλλάγματος προκύπτει από το γινόμενο της υπό β μοναδιαίας τιμής και του επιπλεόν αποθέματος ασφαλείας, πέραν του υφιστάμενου κατά τα προβλεπόμενα στην Ενότητα Α του παρόντος, που πρέπει να τηρείται στους σταθμούς κατά τη διάρκεια του έτους. δ) Το εκτιμώμενο επιπλέον απόθεμα ασφαλείας ανέρχεται στην ποσότητα που απαιτείται σύμφωνα με την παραπάνω παράγραφο. Το κεφαλαιουχικό κόστος διατήρησης των επιπλέον αποθεμάτων πετρελαίου προϋπολογίζεται στα **3,19 εκ. €.**

**Ζ. Προσδιορισμός ανώτατου επιτρεπόμενου ορίου λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού**

1. Το ανώτατο επιτρεπόμενο όριο του λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού καθορίζεται από τα αναγκαία ποσά για την κάλυψη των τακτικών, καθώς και των εκτάκτου χαρακτήρα αναγκών ασφάλειας εφοδιασμού της Χώρας με ΦΑ., όπως προβλέπονται στο εγκριθέν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης και στις συμβάσεις των παραγράφων 4 και 5 του άρθρου 73 του Ν. 4001/2011, καθώς και στις διατάξεις του άρθρου 116 του ν. 4951/2022.
2. Οι τακτικές/πάγιες υποχρεώσεις του Διαχειριστή απορρέουν από την ανάγκη κάλυψης του ετήσιου ανταλλάγματος προς τους κατόχους άδειας παραγωγής σταθμού με δυνατότητα εναλλακτικού καυσίμου, με τους οποίους έχει συμβληθεί μέσω των συμβάσεων της παραγράφου 4 του άρθρου 73 του Ν. 4001/2011. Οι υποχρεώσεις αυτές, σε ετήσια βάση, προϋπολογίζονται στο ύψος των **5,94 εκ. €** σύμφωνα με την ενότητα Α του παρόντος.
3. Οι τακτικές/πάγιες υποχρεώσεις του Διαχειριστή απορρέουν επίσης από την υποχρέωση παροχής αποζημίωσης προς προμηθευτές δυνάμει των συμβάσεων που προβλέπονται στην παράγραφο 5 του άρθρου 73 του Ν. 4001/2011. Το ανώτατο ύψος των αποζημιώσεων λόγω διαχείρισης ζήτησης, σε ετήσια βάση, σύμφωνα με την ενότητα Β του παρόντος, καθορίζεται ίσο με **0,72 εκ. €**.
4. Οι έκτακτες υποχρεώσεις του Διαχειριστή απορρέουν από την υποχρέωση παροχής αποζημίωσης για τη χειμερινή περίοδο 2022-2023 για την υλοποίηση των δράσεων Δ2 έως Δ5 του εγκεκριμένου Σχεδίου Προληπτικής Δράσης και συνοψίζονται στα κάτωθι:

* Το ανώτατο κόστος ως προς την εκτίμηση της Δράσης Δ2 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης (μίσθωση πλωτής δεξαμενής ΥΦΑ) σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 116 του ν. 4951/2022, προϋπολογίζεται στα **20 εκ. €**, σύμφωνα με την ενότητα Γ του παρόντος.
* Το ανώτατο κόστος ως προς την εκτίμηση της Δράσης Δ3 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης (διατήρηση αποθέματος ΦΑ σε υπόγεια υποδομή αποθήκευσης άλλου Κράτους – Μέλους), προϋπολογίζεται στα **65,85 εκ. €**, σύμφωνα με την ενότητα Δ του παρόντος.
* Το ανώτατο κόστος ως προς την εκτίμηση της Δράσης Δ4 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης (διατήρηση αποθέματος ασφαλείας ΦΑ στη Ρεβυθούσα από μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ χωρίς τη δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου), προϋπολογίζεται στα **1,85 εκ. €**, σύμφωνα με την ενότητα Ε του παρόντος. Η αποζημίωση που λαμβάνει η ΔΕΣΦΑ Α.Ε. για την παροχή της ως άνω υπηρεσίας αφαιρείται και συνυπολογίζεται κατά την εκτίμηση του ύψους των τιμολογίων χρήσης του ΕΣΦΑ.
* Το ανώτατο κόστος ως προς την εκτίμηση της Δράσης Δ5 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης (αύξηση αποθεμάτων εναλλακτικού καυσίμου σε μονάδες ΗΠ με καύσιμο ΦΑ και δυνατότητα εναλλαγής καυσίμου), προϋπολογίζεται στα **3,19 εκ. €**, σύμφωνα με την ενότητα ΣΤ του παρόντος.

1. Η ΡΑΕ αξιολόγησε το όφελος κάθε δράσης, προκειμένου να καλύπτονται οι τακτικές/πάγιες υποχρεώσεις του Διαχειριστή (υφιστάμενα μέτρα διαχείρισης της ζήτησης) αλλά και οι εκτάκτου χαρακτήρα δαπάνες (δράσεις Δ2-Δ5 του ΣΠΔ 2022) που εισάγονται για την ενίσχυση της ασφάλειας εφοδιασμού της Χώρας και για την εκπλήρωση των υποχρεώσεων της Χώρας που απορρέουν από την εφαρμογή του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/1032, καθώς και το κόστος που αυτές επιφέρουν στο Τέλος Ασφάλειας Εφοδιασμού για την αποζημίωση των υπόχρεων στις Δράσεις, το οποίο κρίνεται αποδεκτό δεδομένης της παρούσας πολύ δύσκολης συγκυρίας.
2. Σύμφωνα με τα ανωτέρω, το ύψος του λογαριασμού, το οποίο κρίνεται επαρκές για να καλύψει τις πάγιες/τακτικές υποχρεώσεις της ΔΕΣΦΑ Α..Ε. ενός έτους, εκτιμάται στο ύψος των **6,7 εκ. €**. Το ύψος του λογαριασμού, το οποίο κρίνεται επαρκές για να καλύψει τις έκτακτες υποχρεώσεις της ΔΕΣΦΑ Α..Ε. για τη χειμερινή περίοδο 2022-2023 εκτιμάται συνολικά στο ύψος των **90,9 εκ.** **€**. Το τελικό κόστος προσδιορίζεται κατά την υλοποίηση των δράσεων του ΣΠΔ βάσει των επικαιροποιημένων κατά την εν λόγω υλοποίηση σχετικών παραμέτρων κόστους.

**Η. Υπολογισμός τέλους ασφάλειας εφοδιασμού και επιμερισμός τέλους ασφάλειας εφοδιασμού σε καταναλωτές φυσικού αερίου**

1. Το ύψος του μοναδιαίου τέλους ασφάλειας εφοδιασμού που δύναται να καταβληθεί από κάθε κατηγορία Πελάτη κρίνεται σκόπιμο να υπολογιστεί με βάση τις αρχές: α) να διαφοροποιείται ανά κατηγορία Πελάτη ώστε να αντικατοπτρίζει το επίπεδο της παρεχόμενης προστασίας που αντιπαρέχεται στην αντίστοιχη κατηγορία κατά τη διάρκεια κρίσεων επιπέδου έκτακτης ανάγκης, β) να υπολογιστεί με τρόπο ώστε να καλύπτει το πλήρες κόστος του μηχανισμού διασφάλισης εφοδιασμού σε φυσικό αέριο που περιλαμβάνει το σύνολο των τακτικών και έκτακτων πληρωμών του Διαχειριστή προς Υπόχρεους των δράσεων, γ) να τιμολογείται και να ανακτάται σε μηνιαία βάση καθότι τόσο οι συναλλαγές του Διαχειριστή και των Χρηστών, σύμφωνα με τα οριζόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΦΑ πραγματοποιούνται σε μηνιαία βάση όσο και οι συναλλαγές μεταξύ Προμηθευτών και Μεγάλων Πελατών.
2. Για τη διαχείριση καταστάσεων συναγερμού επιπέδου 3 (επίπεδο έκτακτης ανάγκης) το αρμόδιο όργανο λήψης αποφάσεων αποφασίζει τη διακοπή/περιορισμό της παροχής φυσικού αερίου σε Πελάτες, σύμφωνα με την ακόλουθη σειρά προτεραιότητας:

Ι. Διακόψιμοι Καταναλωτές

ΙΙ. Μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο φυσικό αέριο

ΙΙΙ. Άλλοι καταναλωτές φυσικού αερίου που δεν είναι Προστατευόμενοι

ΙV. Προστατευόμενοι Καταναλωτές φυσικού αερίου

1. Σύμφωνα με τα ανωτέρω, σε περίπτωση που ο Διαχειριστής κηρύξει το ΕΣΦΑ σε κατάσταση έκτακτης ανάγκης (επίπεδο 3), οι Πελάτες οι οποίοι προηγούνται σε σειρά προτεραιότητας στον κατάλογο σειράς διακοπής παροχής φυσικού αερίου αναμένεται να υποστούν επιβεβλημένη περικοπή στην τροφοδοσία τους με φυσικό αέριο, προκειμένου να διασφαλιστεί η τροφοδοσία καταναλωτών που έπονται στη σειρά, χωρίς να θεμελιώνουν δικαίωμα για κανενός είδους αποζημίωση έναντι του αρμόδιου οργάνου που έλαβε τη σχετική απόφαση.
2. Κατά αυτό τον τρόπο διασφαλίζονται τα ακόλουθα: (α) η αξιόπιστη και ασφαλής λειτουργία του ΕΣΦΑ, (β) η τροφοδοσία της εναπομένουσας ζήτησης και ιδίως των Προστατευόμενων Καταναλωτών και, (γ) ο περιορισμός των επιπτώσεων στο Σύστημα Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας.
3. Οι Προστατευόμενοι Καταναλωτές (Κατηγορία ΙV) και οι λοιποί καταναλωτές φυσικού αερίου (Κατηγορία ΙΙΙ) απολαμβάνουν τη μεγαλύτερη προτεραιότητα της τροφοδοσίας τους με φυσικό αέριο εν μέσω κρίσεων επιπέδου έκτακτης ανάγκης στο ΕΣΦΑ, έναντι της τροφοδοσίας των υπόλοιπων καταναλωτών, κρίνεται επομένως σκόπιμο να καταβάλλουν την υψηλότερη μοναδιαία χρέωση ως τέλος ασφάλειας εφοδιασμού.
4. Για λόγους προστασίας του κοινωνικού συνόλου αλλά και την συνεχή λειτουργία σημαντικών κοινωνικών υποδομών, οι Προστατευόμενοι Καταναλωτές (Κατηγορία IV) κρίνεται σκόπιμο να απολαμβάνουν επιπλέον προτεραιότητα της τροφοδοσίας τους με φυσικό αέριο εν μέσω κρίσεων επιπέδου έκτακτης ανάγκης στο ΕΣΦΑ, έναντι και των λοιπών καταναλωτών (Κατηγορία III).
5. Οι Διακόψιμοι Καταναλωτές (Κατηγορία Ι) συμβάλουν με μηδενικό κόστος στη διαχείριση κρίσεων επιπέδου 2 και είναι πρώτοι στη λίστα διακοπής του σχεδίου έκτακτης ανάγκης, κρίνεται σκόπιμη η εξαίρεσή τους από την καταβολή Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού.
6. Σε κατάσταση συναγερμού 3 του ΕΣΦΑ και σύμφωνα με τη Δράση Δ6 του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης 2022, οι μονάδες με δυνατότητα εναλλακτικού καυσίμου διακόπτονται κατά προτεραιότητα από την παροχή φυσικού αερίου και ως εκ τούτου συμβάλλουν στη διαχείριση της κρίσης, κρίνεται σκόπιμη η εξαίρεσή τους από την καταβολή Τέλους Ασφάλειας Εφοδιασμού.
7. Οι Πελάτες – παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας (Κατηγορία ΙΙ) είναι δεύτεροι στη λίστα διακοπής του σχεδίου έκτακτης ανάγκης, κρίνεται επομένως σκόπιμο να καταβάλλουν τη χαμηλότερη μοναδιαία χρέωση ως τέλος ασφάλειας εφοδιασμού, μεταξύ των κατηγοριών Ι-ΙV.
8. Οι λοιποί καταναλωτές φυσικού αερίου (Κατηγορία ΙΙΙ) απολαμβάνουν σχετικής προτεραιότητας της τροφοδοσίας τους με φυσικό αέριο, καθώς και προβλέψεων για παροχή έγκαιρης προειδοποίησης σαράντα οκτώ (48) ωρών πριν την επικείμενη διακοπή της τροφοδοσίας για την προστασία των εγκαταστάσεών τους και την αποφυγή ατυχημάτων εν μέσω κρίσεων επιπέδου έκτακτης ανάγκης στο ΕΣΦΑ, κρίνεται σκόπιμο να καταβάλλουν ενδιάμεση μοναδιαία χρέωση ως τέλος ασφάλειας εφοδιασμού.
9. Οι Πελάτες παραγωγοί ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο φυσικό αέριο (Κατηγορία ΙΙ) αντιπροσωπεύουν το μεγαλύτερο μερίδιο κατανάλωσης φυσικού αερίου της χώρας έναντι κάθε άλλης κατηγορίας καταναλωτών αθροιστικά.
10. Οι δράσεις του Σχεδίου Προληπτικής Δράσης αφορούν την ασφάλεια εφοδιασμού των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με καύσιμο φυσικό αέριο είτε αποκλειστικά (Δράση Δ4) είτε συγκριτικά σε μεγαλύτερο βαθμό (Δράσεις Δ2, Δ3, Δ5), καθώς το μεγαλύτερο ποσοστό των ποσοτήτων φυσικού αερίου που θα διατεθεί άμεσα ή έμμεσα από τις δράσεις αυτές θα κατευθυνθεί για σκοπούς ηλεκτροπαραγωγής, συνεισφέροντας στην ασφάλεια εφοδιασμού των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας. Κρίνεται εύλογο οι υπόλοιπες κατηγορίες καταναλωτών φυσικού αερίου να μην επιβαρυνθούν σε μεγαλύτερο βαθμό έναντι των ηλεκτροπαραγωγών για την προστασία των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά το κόστος αυτό να επιβαρυνθεί η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας μέσω αυτών των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.
11. Σύμφωνα με το άρθρο 3 του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/1369 του Συμβουλίου της 5ης Αυγούστου 2022 σχετικά με συντονισμένα μέτρα μείωσης της ζήτησης αερίου 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»).
12. Περαιτέρωσύμφωνα με το άρθρο 2 του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/1369 του Συμβουλίου της 5ης Αυγούστου 2022 σχετικά με τα συντονισμένα μέτρα μείωσης της ζήτησης αερίου, ως κατανάλωση αναφοράς λαμβάνεται υπόψιν η μέση κατανάλωση του κράτους μέλους για την περίοδο αναφοράς από 1η Αυγούστου έως 31 Μαρτίου κατά την πενταετία που προηγήθηκε της ημερομηνίας έναρξης ισχύος του παρόντος κανονισμού, αρχής γενομένης από την περίοδο από την 1η Αυγούστου 2017 έως τις 31 Μαρτίου 2018. Για τα κράτη μέλη όπου η κατανάλωση αερίου αυξήθηκε κατά τουλάχιστον 8 % την περίοδο από την 1η Αυγούστου 2021 έως τις 31 Μαρτίου 2022 σε σύγκριση με τη μέση κατανάλωση αερίου κατά τη διάρκεια της περιόδου αναφοράς, η κατανάλωση αναφοράς νοείται απλώς ως ο όγκος της κατανάλωσης αερίου την περίοδο από την 1η Αυγούστου 2021 έως τις 31 Μαρτίου 2022.
13. Η κατανάλωση της Χώρας στο διάστημα από την 1η Αυγούστου 2021 έως τις 31 Μαρτίου 2022 έχει αυξηθεί πάνω από 8% σε σύγκριση με τη μέση κατανάλωση αερίου κατά τη διάρκεια της περιόδου αναφοράς. Συνεπώς η κατανάλωση αναφοράς, για την οποία θα πρέπει να επιτευχθεί μείωση σε ποσοστό 15%, νοείται ως η κατανάλωση στο διάστημα από την 1η Αυγούστου 2021 έως τις 31 Μαρτίου 2022. Για το λόγο αυτό, ως κατανάλωση φυσικού αερίου για τον υπολογισμό των μοναδιαίων τελών ασφάλειας εφοδιασμού ανά κατηγορία καταναλωτή λαμβάνεται υπόψιν η κατανάλωση του έτους 2021, μειωμένη κατά 15%.
14. Για τον καθορισμό του μοναδιαίου τέλους ασφάλειας εφοδιασμού κρίνεται σκόπιμος ο ορισμός αλγόριθμου ετήσιας αναπροσαρμογής του τέλους που να ελέγχει αυτόματα το ύψος του τέλους συναρτήσει του ύψους του Λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού, διατηρώντας έτσι το ύψος του λογαριασμού κάτω από το ανώτατο όριο. Ο έλεγχος αυτός μπορεί να επιτευχθεί μέσω συντελεστή αναπροσαρμογής του τέλους, C, ο οποίος υπολογίζεται σύμφωνα με τον ακόλουθο τύπο:

(1)

όπου ΤΥΛ είναι το τρέχον ύψος λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού σε εκ. € και ΕΚ είναι το ετήσιο κόστος που απαιτείται για τη χρηματοδότηση των εκάστοτε εγκεκριμένων δράσεων. Ο συντελεστής C λαμβάνει τιμές από 0 έως 1 και αναπροσαρμόζεται ετησίως από τον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ, ώστε το ύψος του λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού να μην υπερβεί το ανώτατο όριο που καθορίζεται στην Ενότητα Z.

1. Για κάθε επόμενο έτος εφαρμογής ο Διαχειριστής του ΕΣΦΑ ανακοινώνει έως τις 30 Απριλίου κάθε έτους την ισχύουσα τιμή του C για τους επόμενους 12 μήνες. Σε ενδεχόμενο αρνητικό αποτέλεσμα του τύπου (1), ο συντελεστής C ορίζεται ίσος με μηδέν.
2. Με βάση τις ως άνω σκέψεις, ορίζεται το μοναδιαίο τέλος ασφάλειας εφοδιασμού που καταβάλλουν οι Χρήστες για κάθε κατηγορία κατανάλωσης φυσικού αερίου ως εξής:

* 0 €/ MWh για την κατανάλωση φυσικού αερίου από διακόψιμους καταναλωτές φυσικού αερίου και μονάδες φυσικού αερίου με δυνατότητα εναλλακτικού καυσίμου.
* C x 1,68 €/MWh για την κατανάλωση φυσικού αερίου αποκλειστικά για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.
* C x 1,00 €/MWh για όλες τις υπόλοιπες καταναλώσεις φυσικού αερίου.
* C x 2,40 €/MWh για την κατανάλωση φυσικού αερίου από Προστατευόμενους καταναλωτές.

**Θ. Θέματα διαχείρισης λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού**

1. Ο Διαχειριστής του ΕΣΦΑ, σύμφωνα με τις διατάξεις του Ν. 4001/2011 εισπράττει το τέλος ασφάλειας εφοδιασμού από τους Χρήστες και τηρεί χωριστό λογαριασμό για τις δραστηριότητες αυτές. Για τον σκοπό αυτό η ΡΑΕ κρίνει σκόπιμο να τηρεί ο Διαχειριστής ξεχωριστό έντοκο Λογαριασμό Ασφάλειας Εφοδιασμού με τις εισροές και εκροές που αφορούν σε θέματα ασφάλειας εφοδιασμού, και οι οποίες περιλαμβάνουν ιδίως τα ανταλλάγματα και τις αποζημιώσεις, όπως προβλέπονται στο εγκριθέν Σχέδιο Προληπτικής Δράσης και στις συμβάσεις των παραγράφων 4 και 5 του άρθρου 73 του Ν. 4001/2011, καθώς και στις διατάξεις του άρθρου 116 του ν. 4951/2022, τα ποσά από την καταβολή του τέλους ασφάλειας εφοδιασμού στον Διαχειριστή του ΕΣΦΑ από τους Χρήστες καθώς και τα πρόστιμα που επιβάλλονται με απόφαση της ΡΑΕ για παραβίαση υποχρεώσεων που προβλέπει το κείμενο νομοθετικό και ρυθμιστικό πλαίσιο για την ασφάλεια εφοδιασμού της Χώρας με φυσικό αέριο. Ο Λογαριασμός αυτός κρίνεται σκόπιμο να ανατροφοδοτείται από τους τόκους που προκύπτουν από το απόθεμα του λογαριασμού αυτού, προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί η επιβάρυνση των τελικών καταναλωτών.
2. Σε περίπτωση που το υπόλοιπο του λογαριασμού Ασφάλειας Εφοδιασμού που τηρεί ο Διαχειριστής, δεν επαρκεί για την κάλυψη του συνόλου των υποχρεώσεών του, στο πλαίσιο των οριζόμενων στο άρθρο 73 του Ν. 4001/2011 και το εγκεκριμένο Σχέδιο Προληπτικής Δράσης, η ΔΕΣΦΑ Α.Ε. κρίνεται σκόπιμο να διασφαλίσει την άμεση διαθεσιμότητα κεφαλαίου στο Λογαριασμό Ασφάλειας Εφοδιασμού για την πλήρη άμεση αποζημίωση των δικαιούχων. Σε περίπτωση που για το σκοπό αυτό η ΔΕΣΦΑ Α.Ε. υπόκειται σε κάποιο χρηματοοικονομικό κόστος, το απολύτως αιτιολογημένο αυτό κόστος  θα συμπεριληφθεί στο προς ανάκτηση τέλος ασφάλειας εφοδιασμού, μετά από έγκριση της ΡΑΕ.
3. Για λόγους διαφάνειας, ενημέρωσης των συμμετεχόντων στην αγορά φυσικού αερίου και εποπτείας του λογαριασμού ασφάλειας εφοδιασμού από τη ΡΑΕ κρίνεται σκόπιμο όπως ο Διαχειριστής του ΕΣΦΑ αναρτά στην ιστοσελίδα του ετησίως, και υποβάλει στη ΡΑΕ τριμηνιαία ενημέρωση σχετικά με τις εκταμιεύσεις που πραγματοποίησε από το λογαριασμό κατά το προηγηθέν τρίμηνο και το υπόλοιπο του λογαριασμού, όπως διαμορφώθηκε κατόπιν των εκταμιεύσεων, καθώς και ετήσια έκθεση έως τις 31 Μαρτίου κάθε έτους σχετικά με τις κινήσεις και το υπόλοιπο του λογαριασμού αυτού.

1. Δημόσια διαβούλευση επί της Μελέτης Κόστους Οφέλους του ΔΕΣΦΑ για την προσθήκη πλωτής δεξαμενής LNG στον τερματικό σταθμό της Ρεβυθούσας για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού που διενεργήθηκε από τις 08.04.2022 έως και τις 15.04.2022 [https://www.rae.gr/diavoulefseis/29418/ και https://www.rae.gr/anakoinoseis/31097/]. [↑](#footnote-ref-1)