

## ΑΠΟΦΑΣΗ ΡΑΕ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. 821/2022

### Τροποποίηση του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας της (ΦΕΚ Β' 3426/2022) για την εισαγωγή Παραρτήματος με Ρυθμιστικές Οδηγίες αναφορικά με την Έκθεση Απόδοσης Λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ με Κύριους Δείκτες Απόδοσης (KPIs)

#### Η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας

Κατά την τακτική συνεδρίασή της, στην έδρα της, στις **3 Νοεμβρίου 2022**, και

#### Λαμβάνοντας υπόψη

1. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις» (ΦΕΚ Α' 179/22.08.2011), όπως ισχύει και ιδίως τα άρθρα 12 παρ.1, 14 παρ.4, 15 παρ.2, 22, 94 και 96 παρ. 1 αυτού.
2. Τις διατάξεις του ν. 4425/2016 «Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης, για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων και άλλες διατάξεις» (ΦΕΚ Α' 185/30.09.2016), όπως ισχύει, και ιδίως το άρθρο 17 του νόμου αυτού.
3. Τις διατάξεις του 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.» (ΦΕΚ Α' 129/04.07.2022), όπως ισχύει, και ιδίως το άρθρο 10 αυτού.
4. Τις διατάξεις του ν. 4986/2022 «Ενσωμάτωση της Οδηγίας (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 την τροποποίηση της Οδηγίας 2012/27/ΕΕ και άλλες επείγουσες διατάξεις.» (ΦΕΚ Α' 204/28.10.2022), όπως ισχύει, και ιδίως τα άρθρα 9, 10 και 33 αυτού.
5. Τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 543/2013 της Επιτροπής της 14ης Ιουνίου 2013, σχετικά με την υποβολή και δημοσίευση δεδομένων στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και για την τροποποίηση του παραρτήματος Ι του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου.

6. Τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 2015/1222 της Επιτροπής, της 24ης Ιουλίου 2015, για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης (CACM).
7. Τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 2016/631 της Επιτροπής, της 14ης Απριλίου 2016, για τη θέσπιση κώδικα δικτύου όσον αφορά τις απαιτήσεις για τη σύνδεση ηλεκτροπαραγωγών με το δίκτυο (RfG).
8. Τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 2016/1388 της Επιτροπής, της 17ης Αυγούστου 2016, για τη θέσπιση κώδικα δικτύου όσον αφορά τη σύνδεση ζήτησης (DCC).
9. Τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (SOGL).
10. Τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 2017/2195 της Επιτροπής της 23ης Νοεμβρίου 2017 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας (EBGL).
11. Τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 2017/2196 της Επιτροπής της 24ης Νοεμβρίου 2017 για τη θέσπιση κώδικα δικτύου όσον αφορά τις διαδικασίες έκτακτης ανάγκης και αποκατάστασης σχετικά με το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (E & R).
12. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/943 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 5ης Ιουνίου 2019 σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (αναδιατύπωση) (EEL 158 της 14.06.2019).
13. 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).
14. Τον Κώδικα Διαχείρισης Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, όπως ισχύει μετά την επανέκδοσή του με την Απόφαση ΡΑΕ 1412/2020 (ΦΕΚ Β' 4658/22.10.2020) και την τροποποίησή του με την Απόφαση ΡΑΕ 585/2022 (ΦΕΚ Β' 3426/04.07.2022).
15. Τον Κανονισμό Αγοράς Εξισορρόπησης, όπως ισχύει μετά την τροποποίησή του με τις Αποφάσεις ΡΑΕ 558/2022 (ΦΕΚ Β' 34335/16.08.2022) και 585/2022 (ΦΕΚ Β' 3426/04.07.2022).
16. Την από 21.05.2021 Δημόσια Διαβούλευση<sup>1</sup> που διενήργησε η ΡΑΕ, αναφορικά με την πρόταση της Αρχής για την τροποποίηση της μεθοδολογίας υπολογισμού του Επιτρεπόμενου και Απαιτούμενου Εσόδου ΕΣΜΗΕ με την εισαγωγή πρόσθετων κινήτρων για την αποδοτικότερη λειτουργία του Διαχειριστή και τη βελτίωση των παρεχόμενων υπηρεσιών.
17. Το υπ' αριθ. ΡΑΕ Ι-304089/07.06.2021 (ΔΑΔΥ/21669/04.06.2021) έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με θέμα «*Παρατηρήσεις και απόψεις της ΑΔΜΗΕ ΑΕ επί των κειμένων της Δημόσιας Διαβούλευσης της ΡΑΕ αναφορικά με το Σχέδιο Μεθοδολογίας Υπολογισμού του Επιτρεπόμενου & Απαιτούμενου Εσόδου ΕΣΜΗΕ*».
18. Το υπ' αριθ. πρωτ. ΡΑΕ Ι-304248/08.06.2021 έγγραφο του ΕΣΠΙΕΝ προς τη ΡΑΕ με θέμα «*Δημόσια Διαβούλευση αναφορικά με την πρόταση της ΡΑΕ για την τροποποίηση της μεθοδολογίας υπολογισμού του Επιτρεπόμενου και Απαιτούμενου Εσόδου ΕΣΜΗΕ με την εισαγωγή πρόσθετων κινήτρων για την αποδοτικότερη λειτουργία του Διαχειριστή και τη βελτίωση των παρεχόμενων υπηρεσιών*».

<sup>1</sup> <https://www.rae.gr/diavoulefseis/9270/>

19. Το υπ' αριθ. πρωτ. ΠΑΕ Ι-304637/14.06.2021 έγγραφο του ΕΣΑΗ προς τη ΡΑΕ με θέμα «*Δημόσια Διαβούλευση αναφορικά με την πρόταση της ΡΑΕ για την τροποποίηση της μεθοδολογίας υπολογισμού του Επιτρεπόμενου και Απαιτούμενου Εσόδου ΕΣΜΗΕ με την εισαγωγή πρόσθετων κινήτρων για την αποδοτικότερη λειτουργία του Διαχειριστή και τη βελτίωση των παρεχόμενων υπηρεσιών*»
20. Την υπ' αριθ. πρωτ. ΠΑΕ Ο-90098/07.10.2021 επιστολή της Αρχής προς την ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με θέμα «*Στοιχεία για Προτεινόμενους Δείκτες Απόδοσης (KPIs)*».
21. Την από 15.04.2022 Δημόσια Διαβούλευση<sup>2</sup> που διενήργησε η ΡΑΕ, επί του Σχεδίου Ρυθμιστικών Οδηγιών για την Έκθεση Απόδοσης Λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ (KPIs).
22. Το υπ' αριθ. πρωτ. ΠΑΕ Ι-328235 /16.05.2022 έγγραφο της ΔΕΗ Α.Ε. προς τη ΡΑΕ με θέμα «*Συμμετοχή ΔΕΗ ΑΕ στη δημόσια διαβούλευση της ΡΑΕ επί του Σχεδίου Ρυθμιστικών Οδηγιών για την Έκθεση Απόδοσης Λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ (KPIs)*»
23. Το υπ' αριθ. πρωτ. ΠΑΕ Ι-328234 /16.05.2022 έγγραφο της ELPEDISON Α.Ε. προς τη ΡΑΕ με θέμα «*Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ επί του Σχεδίου Ρυθμιστικών Οδηγιών για την Έκθεση Απόδοσης Λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ (KPIs)*»
24. Το υπ' αριθ. πρωτ. ΠΑΕ Ι-329081/04.06.2022 έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. προς τη ΡΑΕ με θέμα «*Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ επί του Σχεδίου Ρυθμιστικών Οδηγιών για την Έκθεση Απόδοσης Λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ (KPIs)*».
25. Το υπ' αριθ. πρωτ. ΠΑΕ Ι-329289/07.06.2022 έγγραφο του ΕΣΑΗ προς τη ΡΑΕ με θέμα «*Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ επί του Σχεδίου Ρυθμιστικών Οδηγιών για την Έκθεση Απόδοσης Λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ (KPIs)*».
26. Το Report του Συμβουλίου Ευρωπαίων Ρυθμιστών Ενέργειας (“Council of European Energy Regulators” / CEER) με τίτλο «*4TH CEER BENCHMARKING REPORT ON THE QUALITY OF ELECTRICITY AND GAS SUPPLY 2018*».
27. Το Report του Συμβουλίου Ευρωπαίων Ρυθμιστών Ενέργειας (“Council of European Energy Regulators” / CEER) με τίτλο «*5TH CEER BENCHMARKING REPORT ON THE QUALITY OF ELECTRICITY AND GAS SUPPLY 2011*».
28. Το Report του Συμβουλίου Ευρωπαίων Ρυθμιστών Ενέργειας (“Council of European Energy Regulators” / CEER) με τίτλο «*6TH CEER BENCHMARKING REPORT ON THE QUALITY OF ELECTRICITY AND GAS SUPPLY 2016*».
29. Την επιχειρησιακή μεθοδολογία του ENTSO-E «*INCIDENT CLASSIFICATION SCALE (ICS) METHODOLOGY 2020*».
30. Την επιχειρησιακή έκθεση του ENTSO-E «*ENTSO-E Grid Disturbance Definitions for the Power System Above 100 KV, 2021*».
31. Την ετήσια έκθεση απόδοσης συστήματος του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς της Μεγάλης Βρετανίας National Grid ESO «*National Electricity Transmission System Performance Report, 2021*».
32. Την ετήσια έκθεση αξιοπιστίας συστήματος «*Reliability Report, 2021*» του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς της Γαλλίας RTE.

<sup>2</sup> <https://www.rae.gr/diavoulefseis/30240/>

33. Το δημοσιευμένο έγγραφο του Διαχειριστή Συστήματος Μεταφοράς και των Ιδιοκτητών Συστημάτων Μεταφοράς στη Μεγάλη Βρετανία «*GB Network Access Policy, 2021*».
34. Την εγκεκριμένη επιχειρησιακή συμφωνία του Διαχειριστή Συστήματος Βελγίου για την ενότητα ΕΦΣ του Βελγίου «*Elia's LFC block operational agreement, 2022*».
35. Το γεγονός ότι σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 1 του άρθρου 32 του ν. 4001/2011, οι πράξεις κανονιστικού χαρακτήρα που εκδίδονται από τη ΡΑΕ, δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.
36. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις της παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του Κρατικού Προϋπολογισμού.

### Σκέφθηκε ως εξής:

#### **Ι. ΣΚΕΠΤΙΚΟ ΕΠΙΛΟΓΗΣ ΤΩΝ ΚΥΡΙΩΝ ΔΕΙΚΤΩΝ ΑΠΟΔΟΣΗΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΠΟΠΤΕΙΑ ΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΕΣΜΗΕ**

*Επειδή*, η ύπαρξη πλήρως λειτουργικής αγοράς ενέργειας έχει καθοριστική σημασία για τη διατήρηση του ασφαλούς ενεργειακού εφοδιασμού, την ενίσχυση του ανταγωνισμού και την εξασφάλιση της δυνατότητας σε όλους τους καταναλωτές να προμηθεύονται ενέργεια σε λογικές τιμές. Για να εμπεδωθεί δε, η επιχειρησιακή ασφάλεια του συστήματος μεταφοράς, είναι σημαντικό να οριστεί σύνολο ελάχιστων απαιτήσεων για τη λειτουργία του συστήματος. Στο πλαίσιο αυτό, η ΡΑΕ, αναγνωρίζοντας την αναγκαιότητα εκσυγχρονισμού του ρυθμιστικού πλαισίου, εισάγει μηχανισμό παρακολούθησης της απόδοσης του Διαχειριστή όσον αφορά στις αρμοδιότητες αυτού με την χρησιμοποίηση Κύριων Δεικτών Απόδοσης (ΚΔΑ). Σκοπός της χρήσης των ΚΔΑ είναι αφενός, η διαφάνεια και αναβάθμιση των υπηρεσιών που παρέχει ο Διαχειριστής προς τους Χρήστες του Συστήματος στους επιμέρους τομείς αρμοδιότητάς του, αφετέρου η ευθυγράμμιση της στρατηγικής του Διαχειριστή με τις επιταγές της εποχής, όπως η εξυπηρέτηση της μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή και η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

Υπό αυτό το πρίσμα, η Αρχή εξέτασε και υιοθέτησε ορισμένους Κύριους Δείκτες Απόδοσης στη βάση των «δεικτών επιχειρησιακής ασφάλειας» που απορρέουν από τις κατευθυντήριες γραμμές για τη λειτουργία του Συστήματος σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017 (SOGL), και αφορούν στο αντικείμενο της Ασφάλειας Εφοδιασμού (ή Συνέχειας Τροφοδότησης), της Ποιότητας Τροφοδότησης και της Διαθεσιμότητας του Συστήματος Μεταφοράς. Η Αρχή είτε προσδιόρισε τους τύπους υπολογισμού των δεικτών, είτε καθόρισε κριτήρια, κανόνες, εξαιρέσεις και υποπεριπτώσεις που θα λαμβάνονται υπόψη κατά τον υπολογισμό τους, έχοντας υπόψη τα στοιχεία που υποβάλλει ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ στον ENTSO-E κατ' έτος, τα σχόλια των συμμετεχόντων στις δύο Δημόσιες Διαβουλεύσεις που διενεργήθηκαν, τον αντίκτυπο του αντικειμένου των εξεταζόμενων δεικτών στους καταναλωτές, όπως και ευρύτερα την πρακτική που ακολουθείται σε άλλα κράτη-μέλη.

Όσον αφορά τον τομέα της διείσδυσης των Σταθμών ΑΠΕ και λαμβάνοντας υπόψη τις διατάξεις του Άρθρου 10 του νόμου 4951/2022 για την επιβολή περιορισμών έγχυσης σε συγκεκριμένους Σταθμούς ΑΠΕ, όπως και την παρ. 5 του Άρθρο 13 του Κανονισμού ΕΕ 943/2019 όπου γίνεται αναφορά σε μέτρα που πρέπει να λαμβάνουν οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς για την ελαχιστοποίηση της καθοδικής ανακατανομής ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η Αρχή υιοθέτησε Κύριο Δείκτη

Απόδοσης για την παρακολούθηση της χρονικής εξέλιξης των σωρευτικών περικοπών ισχύος ΑΠΕ, εξετάζοντας κατ' αυτόν τον τρόπο την επίδραση της ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς σε αυτές, σε συνδυασμό με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος.

Τέλος, ειδικότερα όσον αφορά στη λειτουργία της Αγοράς Εξισορρόπησης από τον Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ, η Αρχή υιοθέτησε διαδεδομένους στη διεθνή πρακτική στατιστικούς δείκτες σφάλματος για την ακρίβεια προβλέψεων, εν προκειμένω για την παρακολούθηση των προβλέψεων που δημοσιεύει καθημερινά ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ για την συνολική ζήτηση και την παραγωγή των Σταθμών ΑΠΕ. Με αυτόν τον τρόπο η Αρχή επιδιώκει την καταγραφή και συνεκδοχικά τη βελτίωση της επίδοσης του Διαχειριστή στο βαθμό που αφορά τα μοντέλα και τις διαδικασίες που χρησιμοποιεί για τις σχετικές προβλέψεις. Το γεγονός αυτό αφενός μεν, θα ενισχύσει τη διαφάνεια στην αγορά έχοντας συγχρόνως και έχει άμεσο θετικό αντίκτυπο στους Συμμετέχοντες, των οποίων η δραστηριοποίηση στην αγορά βασίζεται σε μεγάλο βαθμό στα δεδομένα προβλέψεων που δημοσιεύει ο Διαχειριστής, αφετέρου δε, θα περιορίσει τον αριθμό και τον όγκο των απαιτούμενων πρόσθετων ενεργειών εξισορρόπησης, συγκρατώντας κατά συνέπεια το κόστος αγοράς εξισορρόπησης, με πολλαπλό όφελος για τους καταναλωτές.

*Επειδή*, η επιλογή των συγκεκριμένων Κύριων Δεικτών Απόδοσης έγινε μέσα από μία πληθώρα εναλλακτικών Δεικτών με γνώμονα τον άμεσο αντίκτυπο στους συμμετέχοντες στην Αγορά Ενέργειας και στους Καταναλωτές, και το γεγονός ότι αποτελούν συνήθεις παρακολουθούμενους δείκτες από τους ευρωπαίους Διαχειριστές Συστημάτων.

*Επειδή*, οι Κύριοι Δείκτες Απόδοσης που επιλέχτηκαν χρησιμοποιούν κυρίως δεδομένα που είτε ήδη μετρούνται και αποστέλλονται στον ENTSO-E είτε δημοσιεύονται από τον Διαχειριστή στο πλαίσιο των υποχρεώσεων του για τη λειτουργία της Αγοράς Εξισορρόπησης, γεγονός που καθιστά την εφαρμογή τους άμεσα εφικτή χωρίς την ανάγκη καθορισμού νέων διαδικασιών ή αγοράς νέου εξοπλισμού.

*Επειδή*, η ΡΑΕ, λαμβάνοντας υπόψη τα σχόλια των εμπλεκόμενων μερών στις από 21.05.2021<sup>3</sup> και 15.04.2022<sup>4</sup> Δημόσιες Διαβουλεύσεις προέβη στις απαραίτητες τεχνικές βελτιώσεις, προκειμένου να οριστικοποιήσει τις Οδηγίες για την έκθεση των Κύριων Δεικτών Απόδοσης για τη λειτουργία του ΕΣΜΗΕ.

## II. ΝΟΜΙΚΟ ΠΛΑΙΣΙΟ

### ι. Νόμος 4425/2016, όπως ισχύει

Σύμφωνα με τις διατάξεις του **άρθρου 17 παρ. 1 και 2** του ν. 4425/2016, όπως τροποποιήθηκε με τις διατάξεις του άρθρου 33 του ν. 4986/2022, σχετικά με τα Καθήκοντα του Διαχειριστή του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ):

*«1. Ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας λειτουργεί, εκμεταλλεύεται, συντηρεί και αναπτύσσει το ΕΣΜΗΕ, ώστε να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια, με τρόπο επαρκή, ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο.*

*2. Για τον σκοπό αυτόν ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ, πέραν των λοιπών αρμοδιοτήτων του σύμφωνα με την κείμενη νομοθεσία:*

.....

<sup>3</sup> <https://www.rae.gr/diavoulefseis/11459/>

<sup>4</sup> <https://www.rae.gr/anakoineseis/33169/>

**ββ) συντάσσει και δημοσιοποιεί τακτικά εκθέσεις για την αποδοτική λειτουργία του Συστήματος.**

.....»

**ii. Νόμος 4001/2011, όπως ισχύει**

Σύμφωνα με τις διατάξεις της **παρ. 1 του άρθρου 12** του ν.4001/2011, όπως τροποποιήθηκε με τις διατάξεις του άρθρου 9 του ν. 4986/2022 και ισχύει:

*«1. Η ΡΑΕ παρακολουθεί..... την ποιότητα και το επίπεδο συντήρησης και αξιοπιστίας των συστημάτων μεταφοράς....»*

Σύμφωνα με την **παρ. 4 του άρθρου 14** του ν. 4001/2011, όπως προστέθηκε με το άρθρο 10 παρ. 4 του ν.4986/2022:

*«4. Η ΡΑΕ παρακολουθεί και αξιολογεί τις επιδόσεις των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς και των διαχειριστών συστημάτων διανομής, όσον αφορά την ανάπτυξη έξυπνου δικτύου, το οποίο προωθεί την ενεργειακή απόδοση και την ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, βάσει ενός περιορισμένου συνόλου δεικτών, και να δημοσιεύει εθνική έκθεση ανά διετία στην οποία περιλαμβάνονται και συστάσεις προς τους διαχειριστές συστημάτων.»*

Σύμφωνα με τις διατάξεις της **παρ. 2 του άρθρου 15** του ν. 4001/2011, όπως προστέθηκε με το άρθρο 11 του ν.4986/2022:

*«2. Κατά την άσκηση των αρμοδιοτήτων της, σύμφωνα με την παρ. 1, η ΡΑΕ λαμβάνει υπόψη της την ανάγκη για τη θέσπιση βραχυπρόθεσμων και μακροπρόθεσμων κινήτρων για τους Διαχειριστές των Συστημάτων Μεταφοράς και τους Διαχειριστές των Δικτύων Διανομής, προκειμένου να βελτιώνεται η αποδοτικότητα των Συστημάτων Μεταφοράς και των Δικτύων Διανομής, μεταξύ άλλων και με τη χρήση υπηρεσιών ευελιξίας, να προωθείται η ανάπτυξη της αγοράς ενέργειας, η ασφάλεια του εφοδιασμού, η βελτίωση της ποιότητας υπηρεσιών, η αξιοποίηση ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ, με ανάλογες επενδύσεις ανάπτυξης στα Συστήματα Μεταφοράς και Δικτύων Διανομής, καθώς και να υποστηρίζονται οι σχετικές με τις αρμοδιότητες των ως άνω Διαχειριστών ερευνητικές δραστηριότητες αυτών.»*

Σύμφωνα με τη διάταξη της **παρ. 1 του άρθρου 96**: *«1. Η διαχείριση του ΕΣΜΗΕ διενεργείται σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Κώδικας Διαχείρισης ΕΣΜΗΕ), ο οποίος καταρτίζεται και υποβάλλεται στη ΡΑΕ από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ. Η ΡΑΕ, κατόπιν δημόσιας Διαβούλευσης και αφού προβεί σε τυχόν τροποποιήσεις και προσθήκες, εκδίδει με απόφαση της το τελικό κείμενο του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος, το οποίο δημοσιεύεται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως. Ο Κώδικας τροποποιείται είτε με πρωτοβουλία της ΡΑΕ είτε κατόπιν αιτήματος του Διαχειριστή ή τρίτων προσώπων που έχουν έννομο συμφέρον, κατ' εφαρμογή της διαδικασίας του προηγούμενου εδαφίου.*

*«2. Με τον Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος ρυθμίζονται ιδίως:*

*α) Οι τεχνικές προδιαγραφές σχεδιασμού, λειτουργίας και συντήρησης του Συστήματος. Ειδικότερα, ορίζονται οι ελάχιστες τεχνικές προδιαγραφές, τα κριτήρια και οι απαιτήσεις σχεδιασμού και λειτουργίας όσον αφορά στη σύνδεση εγκαταστάσεων χρηστών, περιλαμβανομένων δικτύων διανομής, με το Σύστημα, το βαθμό της αξιοπιστίας εξυπηρέτησής τους, τον εξοπλισμό καταναλωτών με άμεση σύνδεση, τα κυκλώματα διασυνδέσεων και τις απευθείας γραμμές. Οι τεχνικοί αυτοί κανόνες εξασφαλίζουν τη διαλειτουργικότητα των συστημάτων, είναι αντικειμενικοί και δεν εισάγουν διακρίσεις. Επίσης, καθορίζονται δείκτες για την παρακολούθηση της απόδοσης του Συστήματος.....»*

Σύμφωνα με τη διάταξη της **παρ. 2 του άρθρου 94** «ο Διαχειριστής: (α) Διασφαλίζει ότι η μακροχρόνια ικανότητα του συστήματος ανταποκρίνεται σε εύλογες ανάγκες για μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, υπό οικονομικά βιώσιμες συνθήκες, λαμβάνοντας υπόψη την προστασία του περιβάλλοντος: (αα) συντάσσει ετησίως και υποβάλλει στη ΡΑΕ τριετές επιχειρησιακό πρόγραμμα ενεργειών και δράσεων οι οποίες κρίνονται αναγκαίες για την άσκηση των καθηκόντων του, με τον αντίστοιχο προϋπολογισμό, (ββ) συντάσσει και δημοσιοποιεί τακτικά εκθέσεις για **την αποδοτική λειτουργία** του συστήματος. (β) Συμβάλλει στην ασφάλεια του εφοδιασμού, διασφαλίζοντας επαρκή ικανότητα μεταφοράς και την αξιοπιστία του συστήματος».

### **iii. Κανονισμός 2017/1485 SOGL (System Operation Guidelines) του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (εφεξής ο «SOGL»)**

Σύμφωνα με το **άρθρο 1** του SOGL, «Για να είναι εγγυημένη η επιχειρησιακή ασφάλεια, η ποιότητα της συχνότητας και η αποδοτική χρήση του διασυνδεδεμένου συστήματος και των πόρων»:

«α) απαιτήσεις και αρχές σχετικά με την επιχειρησιακή ασφάλεια:

.....

στ) κανόνες που στοχεύουν στην καθιέρωση ενωσιακού πλαισίου για τον έλεγχο φορτίου-συχνότητας και τις εφεδρείες.»

Σύμφωνα με τις διατάξεις **του άρθρου 3** ως επιχειρησιακή ασφάλεια ορίζεται: «η ικανότητα του συστήματος μεταφοράς να διατηρείται σε κανονική κατάσταση ή να επανέρχεται σε κανονική κατάσταση το συντομότερο δυνατό, η οποία χαρακτηρίζεται από όρια επιχειρησιακής ασφάλειας», και επιπλέον ως δείκτες επιχειρησιακής ασφάλειας ορίζονται: «δείκτες που χρησιμοποιούνται από τους ΔΣΜ για την παρακολούθηση της επιχειρησιακής ασφάλειας με βάση καταστάσεις του συστήματος, καθώς και σφάλματα και διαταραχές που επηρεάζουν την επιχειρησιακή ασφάλεια».

Σύμφωνα με τις διατάξεις **του άρθρου 15**, οι Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς κάθε κράτους μέλους παρέχουν στον ENTSO-E, έως την 1<sup>η</sup> Μαρτίου κάθε έτους, τα αναγκαία στοιχεία και πληροφορίες του προηγούμενου έτους, για την κατάρτιση των ετήσιων εκθέσεων του. Μεταξύ των σχετικών στοιχείων και πληροφοριών ορίζονται στο ίδιο άρθρο του Κανονισμού κάποιοι δείκτες επιχειρησιακής ασφάλειας μεταξύ των οποίων:

«...»

- αριθμός αποσυνδεδεμένων στοιχείων συστήματος μεταφοράς ανά έτος και ανά ΔΣΜ,
- μη παρεχόμενη ποσότητα ενέργειας ετησίως λόγω απρογραμματίστης αποσύνδεσης εγκαταστάσεων ζήτησης ανά ΔΣΜ,
- χρονική διάρκεια και αριθμός αποκλίσεων τάσης που υπερέβησαν το εύρος τιμών που αναφέρεται στους πίνακες 1 και 2 του παραρτήματος II ανά ΔΣΜ,
- χρονική διάρκεια και αριθμό συμβάντων στο πλαίσιο των οποίων διαπιστώθηκε έλλειψη εφεδρειών ανά ΔΣΜ,
- αριθμός αποκοπών διακλαδώσεων δικτύου ή τοπικών καταστάσεων γενικής διακοπής ρεύματος

....»

Σύμφωνα με τις διατάξεις του **άρθρου 16** οι Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς κάθε κράτους μέλους κοινοποιούν στον ENTSO-E, έως την 1η Μαρτίου κάθε έτους, «τα δεδομένα

που σχετίζονται με τα κριτήρια αξιολόγησης της ποιότητας συχνότητας για κάθε συγχρονισμένη περιοχή και κάθε ενότητα ΕΦΣ...που καλύπτουν κάθε μήνα τουλάχιστον δύο προηγούμενων ημερολογιακών ετών».

#### iv. Κανονισμός ΕΕ 2015/1222 (CACM)

Σύμφωνα με τη **σκέψη (2) του προοιμίου** του Κανονισμού ΕΕ 2015/1222 (CACM), «*Η διασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού συνιστά σημαντικό στοιχείο της δημόσιας ασφάλειας και, κατά συνέπεια, συνδέεται εγγενώς με την αποδοτική λειτουργία της εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και την ενσωμάτωση των απομονωμένων αγορών ηλεκτρικής ενέργειας των κρατών μελών. Η ηλεκτρική ενέργεια μπορεί να φθάσει στους πολίτες της Ένωσης μόνο μέσω του δικτύου. Εύρυθμα λειτουργούσες αγορές ηλεκτρικής ενέργειας και, ειδικότερα, τα δίκτυα και άλλα πάγια στοιχεία για τον εφοδιασμό με ηλεκτρική ενέργεια είναι ουσιώδη για τη δημόσια ασφάλεια, την ανταγωνιστικότητα της οικονομίας και για την ευημερία των πολιτών της Ένωσης.*»

#### v. Κώδικας Διαχείρισης Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β' 3426/04.07.2022)

Κατά τα προβλεπόμενα στην **υποενότητα 1.2** «*Η ΡΑΕ εποπτεύει την άσκηση των δικαιωμάτων και των υποχρεώσεων του Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ.....στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της και των διατάξεων του παρόντος Κώδικα.*».

Κατά τα προβλεπόμενα στην **ενότητα 2.0**: «*Η λειτουργία του συστήματος διέπεται από τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής (SOGL, εφεξής «Κανονισμός»), τους εγκεκριμένους όρους και προϋποθέσεις που προβλέπονται σε αυτόν, τις μεθοδολογίες που εκδίδονται κατ' εξουσιοδότησή του, όπως κάθε φορά ισχύουν, καθώς και από τις διατάξεις της παρούσας Ενότητας που αφορούν στο ΕΣΜΗΕ και τις σχετικές αποφάσεις της ΡΑΕ που προβλέπονται σε αυτήν*».

### III. ΚΔΑ ΣΧΕΤΙΚΟΙ ΜΕ ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ

#### A. Επί των Δεικτών Παρακολούθησης της Μη Εξυηηρετούμενης Ενέργειας και του Μέσου Χρόνου Διακοπής Τροφοδότησης – KPIs 1 & 2

*Επειδή*, οι δείκτες συνέχειας της τροφοδότησης (Continuity of Supply) επιτρέπουν τον έλεγχο της απόδοσης του Συστήματος ως προς την τροφοδότηση των καταναλωτών με ηλεκτρική ισχύ στα σημεία σύνδεσης, και επομένως την ικανοποίηση των προσδοκιών του τελικού πελάτη.

*Επειδή*, όπως σημειώνεται στην έκθεση του CEER «6<sup>th</sup> CEER Benchmarking Report», για τη μέτρηση της συνέχειας τροφοδότησης στο πλαίσιο της παρακολούθησης της απόδοσης των Συστημάτων Μεταφοράς χρησιμοποιούνται κυρίως οι δείκτες ENS (Energy Not Supplied) και AIT (Average Interruption Time).<sup>5</sup>

*Επειδή*, η Αρχή κατά τον καθορισμό των κανόνων και κριτηρίων υπολογισμού των δεικτών συνέχειας τροφοδότησης έλαβε υπόψη αφενός την εμπειρία άλλων κρατών – μελών όπως αυτή

<sup>5</sup> [6th CEER Benchmarking Report on Quality of Electricity and Gas Supply 2016](#), σελ. 32.



αποτυπώνεται είτε μέσω στοιχείων του CEER, είτε μέσω δημοσιευμένων σχετικών εκθέσεων και αναφορών οικείων ρυθμιστικών αρχών και Διαχειριστών Συστημάτων, αφετέρου τις οδηγίες του ENTSO-E για τον προσδιορισμό των συμβάντων που λαμβάνουν χώρα στο Σύστημα Μεταφοράς και επιφέρουν διακοπή τροφοδότησης, τα οποία εμπίπτουν στον υπολογισμό της Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας.

*Επειδή*, βάσει της διεθνούς εμπειρίας από τα λοιπά κράτη-μέλη, οι διακοπές τροφοδότησης είθισται να διακρίνονται αρχικά σε προγραμματισμένες (planned) και μη προγραμματισμένες (unplanned).<sup>6</sup>

*Επειδή*, σύμφωνα με στοιχεία του CEER, το όριο της χρονικής διάρκειας μίας διακοπής τροφοδότησης, ώστε να γίνει διαχωρισμός μεταξύ των διακοπών «μακράς» και «βραχείας διάρκειας» είθισται να ορίζεται σε εναρμόνιση με το πρότυπο EN 50160 σε τρία (3) λεπτά.<sup>7</sup>

*Επειδή*, βάσει της πρακτικής που ακολουθείται από ορισμένα κράτη-μέλη, οι δείκτες συνέχειας τροφοδότησης καταγράφονται και παρουσιάζονται διακριτά για τα συμβάντα διακοπής τροφοδότησης που εκφεύγουν του ελέγχου των Διαχειριστών («exceptional events»)<sup>8</sup>.

*Επειδή*, η Αρχή για τον προσδιορισμό των Συμβάντων διακοπής τροφοδότησης «εκτός σφαίρας ελέγχου του Διαχειριστή Συστήματος» έλαβε υπόψη τα σχόλια του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ στην από 21.05.2021 Δημόσια Διαβούλευση, όπως και τα προβλεπόμενα στην υποενότητα 1.6 του ΚΔΣ «Ανωτέρα Βία».

*Επειδή*, ως προς την περαιτέρω διάκριση των συμβάντων μη προγραμματισμένων διακοπών τροφοδότησης που οφείλονται σε λόγους εντός σφαίρας ελέγχου του Διαχειριστή του Συστήματος, η ΡΑΕ έλαβε υπόψη αφενός την ορολογία του ENTSO-E<sup>9</sup> για τη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια («Energy Not Supplied»), αφετέρου τις αιτίες κατανομής των διακοπών τροφοδότησης σύμφωνα με τη μεθοδολογία «ICS Methodology 2020»<sup>10</sup> του ENTSO-E, και βάσει αυτών καθόρισε τις εξής υποκατηγορίες διακοπών τροφοδότησης:

- i. Απομονώσεις κυκλωμάτων και Μ/Σ του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος από σφάλμα, διαταραχή ή βλάβη,
- ii. Εντολή περικοπής φορτίου λόγω περιορισμών ή επάρκειας του Συστήματος,
- iii. Άλλοι πιθανοί λόγοι προέλευσης εντός σφαίρας ελέγχου ή ευθύνης του Διαχειριστή του Συστήματος.

*Επειδή*, διακοπές τροφοδότησης «μακράς διάρκειας» δύναται να συμβαίνουν στο πλαίσιο των προγραμματισμένων από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ εργασιών, δοκιμών, ελέγχων, συντηρήσεων ή/και αναβαθμίσεων επί του Συστήματος Μεταφοράς, καθώς και στο πλαίσιο σύνδεσης νέων Χρηστών σε αυτό.

*Επειδή*, αποτελεί κοινώς αποδεκτή θεώρηση, ότι η έγκαιρη και επαρκής ενημέρωση των καταναλωτών για μια επερχόμενη διακοπή τροφοδότησης συμβάλλει στην ελάττωση του τελικού αρνητικού αντικτύπου σε αυτούς, ενδεικτικά είτε μέσω της οργάνωσης της παραγωγικής διαδικασίας των βιομηχανικών καταναλωτών είτε του προγραμματισμού των εργασιών των επιχειρήσεων, υπηρεσιών ή οικιακών καταναλωτών που τυχόν επηρεάζονται.

<sup>6</sup> [6th CEER Benchmarking Report on Quality of Electricity and Gas Supply 2016](#), σελ. 22.

<sup>7</sup> [6th CEER Benchmarking Report on Quality of Electricity and Gas Supply 2016](#), σελ. 21.

<sup>8</sup> [ANNEX A – 6th CEER Benchmarking Report on Quality of Electricity and Gas Supply 2016](#)

<sup>9</sup> [ENTSO-E Grid Disturbance Definitions for the Power System above 100 kV](#)

<sup>10</sup> [ENTSO-E Incident Classification Scale Methodology revised and in use as of 2020](#)

Εν προκειμένω, σύμφωνα με την πρακτική που ακολουθείται ως επί το πλείστον στα λοιπά κράτη-μέλη της Ευρώπης, για να χαρακτηριστεί μια διακοπή τροφοδότησης που πηγάζει από συμβάν στο Σύστημα Μεταφοράς ως προγραμματισμένη, υπάρχει ως αναγκαία προϋπόθεση η εκ των προτέρων έγκαιρη και επαρκής ενημέρωση των επηρεαζόμενων Καταναλωτών ή Χρηστών του Συστήματος για την εκτιμώμενη χρονική στιγμή (ημέρα και ώρα) έναρξης και την εκτιμώμενη χρονική διάρκεια της επερχόμενης διακοπής τροφοδότησης. Επί τούτου, σύμφωνα με στοιχεία που υπέβαλαν στον CEER οι ευρωπαϊκές ρυθμιστικές αρχές και αφορούν στα έτη 2019 και 2020, το χρονικό διάστημα κατά το οποίο πρέπει να έχει προηγηθεί ενημέρωση των επηρεαζόμενων χρηστών, με σύνδεση στο Σύστημα είτε στο Δίκτυο, ποικίλει μεταξύ των λοιπών κρατών-μελών, και αναφέρονται τα εξής χαρακτηριστικά παραδείγματα:

<i>Κράτος – μέλος</i>	<i>Ελάχιστο Χρονικό όριο προηγηθείσας ενημέρωσης</i>	<i>Κράτος – μέλος</i>	<i>Ελάχιστο Χρονικό όριο προηγηθείσας ενημέρωσης</i>
Μεγάλη Βρετανία	48 ώρες	Νορβηγία	Γενικός κανόνας: 48 ώρες, Ελάχιστο όριο: 24 ώρες
Γαλλία	1ας μήνας για τους χρήστες με σύνδεση σε YT, Δέκα (10) ημέρες για τους χρήστες με σύνδεση σε MT	Κροατία	48 ώρες για τους χρήστες με σύνδεση σε YT και MT, 24 ώρες για τους χρήστες με σύνδεση σε XT
Ολλανδία	Δέκα (10) εργάσιμες ημέρες για τους χρήστες με σύνδεση σε YT και MT, Τρεις (3) εργάσιμες ημέρες για τους χρήστες με σύνδεση σε XT	Ρουμανία	Δεκαπέντε (15) εργάσιμες ημέρες για τους πελάτες με σύνδεση σε YT, Πέντε (5) εργάσιμες ημέρες για τους πελάτες με σύνδεση σε MT, Δύο (2) εργάσιμες ημέρες για τους πελάτες με σύνδεση σε XT
Ισπανία	72 ώρες για τους χρήστες με σύνδεση σε YT, 24 ώρες για τους χρήστες με σύνδεση σε MT	Σλοβακία	Δεκαπέντε (15) ημέρες

Βέλγιο	Δέκα (10) ημέρες για τους χρήστες με σύνδεση σε ΥΤ και ΜΤ, Πέντε (5) ημέρες για τους χρήστες με σύνδεση σε ΧΤ	Σλοβενία	48 ώρες
Πολωνία	Πέντε (5) ημέρες	Αλβανία	48 ώρες
Λετονία	Πέντε (5) ημέρες	Βόρεια Μακεδονία	24 Ώρες για χρήστες με σύνδεση στο δίκτυο διανομής
Ουγγαρία	Τριάντα (30) ημέρες για Χρήστες με ισχύ σύνδεσης $\geq 200\text{KVA}$ , Δεκαπέντε (15) ημέρες για Χρήστες με ισχύ σύνδεσης $< 200\text{KVA}$	Κόσσοβο	48 ώρες για τους χρήστες με σύνδεση σε ΥΤ, 24 ώρες για τους χρήστες με σύνδεση σε ΜΤ
Ουκρανία	Δέκα (10) ημέρες	Μολδαβία	Τρεις (3) ημέρες
Αυστρία	Πέντε (5) ημέρες	Κύπρος	48 ώρες

Λαμβάνοντας υπόψη τα ως άνω, όπως και το ζήτημα συμβατότητας που ανακύπτει σχετικά με τον αντίκτυπο στον τελικό καταναλωτή, καθώς στο συνδεδεμένο φορτίο Συστήματος που δύναται να διακοπεί ή να περικοπεί μερικώς περιλαμβάνεται και η ζήτηση στους Υ/Σ ορίων Συστήματος-Δικτύου, καθώς και την εισήγηση του Διαχειριστή ΕΔΔΗΕ αναφορικά με το εγχειρίδιο ποιότητας ενέργειας<sup>11</sup>, (σύμφωνα με την οποία για να χαρακτηριστεί ως προγραμματισμένη μία διακοπή τροφοδότησης σε καταναλωτές Μέσης ή/και Χαμηλής Τάσης λόγω εργασιών στο δίκτυο του ΕΔΔΗΕ, θα πρέπει κατά κανόνα να έχει προηγηθεί ενημέρωση των επηρεαζόμενων καταναλωτών τουλάχιστον 48 ώρες πριν), η ΡΑΕ έθεσε το χρονικό όριο της αναγκαίας προηγηθείσας ενημέρωσης του Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ προς στους Χρήστες του Συστήματος σε τουλάχιστον 48 ώρες πριν από τη χρονική στιγμή έναρξης της διακοπής τροφοδότησης. Βάσει αυτού του χρονικού ορίου χαρακτηρίζεται στο πλαίσιο του υπολογισμού των σχετικών δεικτών (ENS & AIT) ως προγραμματισμένο ένα συμβάν διακοπής τροφοδότησης που οφείλεται σε εργασίες του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ στο Σύστημα, εκτός εάν έχει συμφωνηθεί διαφορετικό χρονικό περιθώριο στη σύμβαση σύνδεσης μεταξύ του Διαχειριστή και Χρήστη του Συστήματος Μεταφοράς.

Σύμφωνα και με τη μέθοδο που ακολουθείται σε άλλα κράτη-μέλη<sup>12</sup>, η μη επαρκής και έγκαιρη ενημέρωση των επηρεαζόμενων Χρηστών του Συστήματος από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ

<sup>11</sup> <https://www.rae.gr/wp-content/uploads/2022/07/1-εγχειρίδιο-ποιότητας-ενέργειας>

<sup>12</sup> [6th CEER Benchmarking Report on Quality of Electricity and Gas Supply 2016](#), σελ. 22-24

για μία διακοπή τροφοδότησης που σχεδιάζει ο Διαχειριστής, συνεπάγεται την ένταξη του συμβάντος διακοπής τροφοδότησης στις Μη προγραμματισμένες διακοπές τροφοδότησης και ειδικότερα στην υποκατηγορία «Άλλοι λόγοι εντός σφαίρας ελέγχου του Διαχειριστή Συστήματος». Υπό αυτό το πρίσμα, και με αφορμή την αναφορά της έκθεσης του Συμβουλίου Ρυθμιστών της Ενεργειακής Κοινότητας (Energy Community Regulatory Board)<sup>13</sup> για την πρακτική που ακολουθείται στη Βοσνία και Ερζεγοβίνη, η Αρχή έκρινε σκόπιμο να διευκρινίσει, ότι για τις περιπτώσεις όπου συμβάντα προγραμματισμένων διακοπών τροφοδότησης είχαν σημαντικά μεγαλύτερη διάρκεια από την αναγγελθείσα είτε παρέκκλιναν σημαντικά από το χρονοδιάγραμμα (έκταση συμβάντος πριν από την εκτιμώμενη χρονική στιγμή έναρξης είτε μετά την εκτιμώμενη χρονική στιγμή λήξης της διακοπής) που έχει θέσει ο Διαχειριστής του Συστήματος για λόγους εντός σφαίρας ελέγχου του, οι χρονικές διαφορές στις οποίες εκτείνεται το συμβάν διακοπής τροφοδότησης θα καταγράφονται ως μη προγραμματισμένα συμβάντα της υποκατηγορίας «Άλλοι λόγοι εντός σφαίρας ελέγχου του Διαχειριστή Συστήματος».

*Επειδή*, ένα συμβάν διακοπής τροφοδότησης με προέλευση στο Σύστημα Μεταφοράς μπορεί να δημιουργεί άμεσα αντιληπτό αντίκτυπο στις συνδεδεμένες στο Σύστημα μονάδες αντλησιοταμίευσης και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς αυτές αποτελούν Χρήστες του Συστήματος που απορροφούν ηλεκτρική ενέργεια από αυτό, επηρεάζοντας κατ' αυτό τον τρόπο τη συμμετοχή τους στην αγορά. Κατά συνέπεια αυτού, η Αρχή έκρινε, σύμφωνα και με την πρακτική που ακολουθείται στη Μεγάλη Βρετανία<sup>14</sup>, ότι οι δείκτες συνέχειας τροφοδότησης θα συνυπολογίζουν επιπροσθέτως την εκτιμώμενη ενέργεια που δεν διατέθηκε σε μονάδες αντλησιοταμίευσης (σε λειτουργία άντλησης) και σε μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

*Επειδή*, η Αρχή για τις οδηγίες προσδιορισμού της παραμέτρου της εκτιμώμενης μη εξυπηρετούμενης ζήτησης (σε MW) κατά το συμβάν διακοπής τροφοδότησης που περιέχεται στον τύπο υπολογισμού των επιλεγμένων δεικτών μέτρησης συνέχειας τροφοδότησης, έλαβε υπόψη συνδυαστικά τη μέθοδο που ακολουθείται στη Μεγάλη Βρετανία<sup>15</sup> και την Πορτογαλία<sup>16</sup>.

*Επειδή*, η Αρχή υιοθέτησε ως εύλογο το σχόλιο του ΑΔΜΗΕ στη Δημόσια Διαβούλευση επί του Σχεδίου Ρυθμιστικών Οδηγιών, σύμφωνα με το οποίο όσο ο Μ/Σ 150kV/MT (πάγιο του Διαχειριστή του Δικτύου) έχει τάση στην πλευρά του διακόπτη Υψηλής Τάσης (ΥΤ), το στοιχείο αυτό δεν θεωρείται ότι έχει διακοπή λειτουργίας για τον Διαχειριστή του Συστήματος. Ως εκ τούτου, μόνον οι περιπτώσεις όπου διακοπή τροφοδότησης προκλήθηκε από απομόνωση Μ/Σ στα όρια του Συστήματος με το δίκτυο διανομής λόγω διακοπής των Ζυγών ή των Ημι-Ζυγών 150kV του εν λόγω Υ/Σ, θα συνυπολογίζονται ως συμβάντα μη προγραμματισμένης διακοπής τροφοδότησης εντός σφαίρας ελέγχου του Διαχειριστή του Συστήματος.

*Επειδή*, η Αρχή υιοθέτησε ως εύλογο το σχόλιο του ΑΔΜΗΕ στην από 15.04.2022 Δημόσια Διαβούλευση αναφορικά με την τοποθέτηση των συμβάντων διακοπής τροφοδότησης λόγω επάρκειας ισχύος του παραγωγικού δυναμικού στα συμβάντα εκτός σφαίρας ελέγχου του.

<sup>13</sup> [energy-community.org/Annex\\_on\\_the\\_6th\\_CEER\\_Benchmarking\\_Report/ECRB\\_Electricity\\_supply](https://energy-community.org/Annex_on_the_6th_CEER_Benchmarking_Report/ECRB_Electricity_supply)

<sup>14</sup> [National-Grid-ESO/industry-information/industry-data-and-reports/system-performance-reports](https://www.national-grid.com/industry-information/industry-data-and-reports/system-performance-reports)

<sup>15</sup> [ofgem/joint\\_to\\_methodology\\_for\\_estimating\\_energy\\_not\\_supplied\\_issue\\_3\\_september\\_2015](https://www.ofgem.gov.uk/consult/condocs/energy/energy_not_supplied_issue_3_september_2015)

<sup>16</sup> [4th CEER Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2008](https://www.ceer.eu/4th-CEER-Benchmarking-Report-on-Quality-of-Electricity-Supply-2008)

*Επειδή*, η Αρχή υιοθέτησε ως εύλογο το σχόλιο του ΑΔΜΗΕ στην από 15.04.2022 Δημόσια Διαβούλευση αναφορικά με τον προσδιορισμό της χρονικής στιγμής έναρξης και λήξης της διακοπής τροφοδότησης.

*Επειδή*, η Αρχή υιοθέτησε ως εύλογο το σχόλιο του ΑΔΜΗΕ στην από 15.04.2022 Δημόσια Διαβούλευση, σύμφωνα με το οποίο η χρονική στιγμή λήξης της διακοπής τροφοδότησης θα αφορά στον χρόνο επανατροφοδότησης των Ζυγών 150kV των Μ/Σ.

*Επειδή*, η Αρχή θεώρησε ως εύλογο, τα συμβάντα διακοπών τροφοδότησης στο πλαίσιο της υλοποίησης υπηρεσιών διακοπτόμενου φορτίου σύμφωνα με την ενότητα 13.0 του Κώδικα Διαχείρισης ΕΣΜΗΕ, στο πλαίσιο συμμετοχής της Απόκρισης Ζήτησης στην Αγορά Εξισορρόπησης Ηλεκτρικής Ενέργειας, καθώς και έπειτα από αίτημα του ίδιου του Χρήστη για εργασίες συντήρησης στις εγκαταστάσεις του ή για άλλους λόγους, να μην εμπίπτουν στην έννοια της διακοπής τροφοδότησης σύμφωνα με την παρούσα, και ως εκ τούτου να μην λαμβάνονται υπόψη κατά τον υπολογισμό των δεικτών Συνέχειας Τροφοδότησης.

#### **IV. ΚΔΑ ΣΧΕΤΙΚΟΙ ΜΕ ΤΗΝ ΠΟΙΟΤΗΤΑ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ**

##### **A. Δείκτης Παρακολούθησης Ποιότητας Συχνότητας – ΚΡΙ 3**

*Επειδή*, το Σύστημα του ΕΣΜΗΕ είναι συγχρονισμένο με το Σύστημα της Ηπειρωτικής Ευρώπης (Continental Europe – CE).

*Επειδή*, σύμφωνα με τον Κανονισμό ΕΕ SOGL ισχύουν οι παρακάτω ορισμοί:

- i. το «ΣΕΑΣ» ή αλλιώς «FRCE» σημαίνει «Σφάλμα Ελέγχου Αποκατάστασης Συχνότητας» ή αλλιώς «Frequency Restoration Control Error».
- ii. η «Περιοχή ΕΦΣ» ή αλλιώς «LFC Area» σημαίνει «Περιοχή Ελέγχου Φορτίου Συχνότητας» ή αλλιώς «Load Frequency Control Area».
- iii. η «Ενότητα ΕΦΣ» ή αλλιώς «LFC Block» σημαίνει «Ενότητα Ελέγχου Φορτίου Συχνότητας» ή αλλιώς «Load Frequency Control Block».
- iv. το «ΣΕΠ» ή αλλιώς «ACE» σημαίνει «Σφάλμα Ελέγχου Περιοχής» ή αλλιώς «Area Control Error».

*Επειδή*, σύμφωνα με τους ορισμούς του άρθρου 3 του Κανονισμού ΕΕ SOGL το ACE ορίζεται ως: «το άθροισμα του σφάλματος ελέγχου ισχύος (« $\Delta P$ »), δηλαδή της διαφοράς σε πραγματικό χρόνο μεταξύ της μετρούμενης σε πραγματικό χρόνο πραγματικής τιμής της ανταλλαγής ισχύος (« $P$ ») και του προγράμματος ελέγχου (« $P0$ ») μιας συγκεκριμένης περιοχής ΕΦΣ ή ενότητας ΕΦΣ και του σφάλματος ελέγχου συχνότητας (« $K \cdot \Delta f$ »), δηλαδή του γινομένου του συντελεστή  $K$  επί την απόκλιση συχνότητας της εν λόγω περιοχής ΕΦΣ ή της ενότητας ΕΦΣ όπου το σφάλμα ελέγχου περιοχής ισούται με  $\Delta P + K \cdot \Delta f$ ».

*Επειδή*, σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 143 του Κανονισμού ΕΕ SOGL, το FRCE είναι το ACE μίας περιοχής ΕΦΣ, σε περίπτωση που υπάρχουν περισσότερες από μία περιοχές ΕΦΣ σε μία συγχρονισμένη περιοχή. Εν προκειμένω για την περιοχή ΕΦΣ του ΕΣΜΗΕ, που είναι συγχρονισμένο με το Ευρωπαϊκό Σύστημα της Ηπειρωτικής Ευρώπης (Continental Europe – CE), η παράμετρος FRCE ισούται με το ACE, και μετριέται σε MW.

*Επειδή*, στην περίπτωση του Ελληνικού Συστήματος, η ενότητα και περιοχή ΕΦΣ ταυτίζονται με αποτέλεσμα η τιμή ACE να αφορά όλο το Σύστημα και συγκεκριμένα τη μετρούμενη συχνότητα καθώς και τις αποκλίσεις των πραγματικών ροών ενεργού ισχύος στις διασυνδέσεις εναλλασσόμενου ρεύματος (AC) από τις προγραμματισμένες.

*Επειδή*, όπως ορίζει το Άρθρο 19 παρ. 2 του Κανονισμού ΕΕ SOGL:

«2. Κάθε ΔΣΜ παρακολουθεί τις ακόλουθες παραμέτρους του συστήματος μεταφοράς σε πραγματικό χρόνο στην περιοχή ελέγχου του, με βάση μετρήσεις τηλεμετρίας σε πραγματικό χρόνο ή τιμές που υπολογίζονται από την περιοχή παρατηρησιμότητάς του, λαμβάνοντας υπόψη τα διαρθρωτικά δεδομένα και τα δεδομένα σε πραγματικό χρόνο σύμφωνα με το άρθρο 42:

- α) .....
- β) .....
- γ) τη συχνότητα και το σφάλμα ελέγχου αποκατάστασης συχνότητας της οικείας περιοχής ΕΦΣ·
- δ) τις εφεδρείες ενεργού και αέργου ισχύος· και
- ε) .....

*Επειδή*, όπως ορίζει το Άρθρο 128 παρ. 3 του SOGL

«3. Όλοι οι ΔΣΜ των συγχρονισμένων περιοχών CE και Σκανδιναβίας προσπαθούν να συμμορφώνονται με τις ακόλουθες παραμέτρους-στόχους ΣΕΑΣ για κάθε ενότητα ΕΦΣ της συγχρονισμένης περιοχής:

- α) ο αριθμός των χρονικών διαστημάτων ετησίως εκτός της περιοχής ΣΕΑΣ επιπέδου 1 εντός χρονικού διαστήματος ίσου προς τον χρόνο αποκατάστασης της συχνότητας είναι κατώτερος από το 30 % των χρονικών διαστημάτων του έτους· και
- β) ο αριθμός των χρονικών διαστημάτων ετησίως εκτός της περιοχής ΣΕΑΣ επιπέδου 2 εντός χρονικού διαστήματος ίσου προς τον χρόνο αποκατάστασης της συχνότητας είναι κατώτερος από το 5 % των χρονικών διαστημάτων του έτους·»

*Επειδή*, όπως ορίζει το Άρθρο 130 παρ. 1 του SOGL, τα δεδομένα αξιολόγησης της ποιότητας συχνότητας είναι «.....β) για κάθε ενότητα ΕΦΣ της συγχρονισμένης περιοχής, τα στιγμιαία δεδομένα ΣΕΑΣ.»

*Επειδή*, σύμφωνα με τα κριτήρια αξιολόγησης ποιότητας Συχνότητας για κάθε LFC Block της Συγχρονισμένης Περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης CE, επομένως και για το Ελληνικό Σύστημα, όπως αυτά ορίζονται με το Άρθρο 131 παρ. 1,β) του SOGL, αυτά περιλαμβάνουν:

«

- i) για ένα σύνολο δεδομένων που περιέχει τις μέσες τιμές του ΣΕΑΣ της ενότητας ΕΦΣ ανά χρονικά διαστήματα ίσα με τον χρόνο για την αποκατάσταση της συχνότητας:
  - τη μέση τιμή·
  - την τυπική απόκλιση·
  - το 1-, 5-, 10-, 90-, 95- και 99ό εκατοστημόριο·
  - τον αριθμό των χρονικών διαστημάτων κατά τα οποία η μέση τιμή του ΣΕΑΣ ήταν εκτός της περιοχής ΣΕΑΣ επιπέδου 1, με διάκριση μεταξύ αρνητικού και θετικού ΣΕΑΣ· και
  - τον αριθμό των χρονικών διαστημάτων κατά τα οποία η μέση τιμή του ΣΕΑΣ ήταν εκτός της περιοχής ΣΕΑΣ επιπέδου 2, με διάκριση μεταξύ αρνητικού και θετικού ΣΕΑΣ·
- ii) για ένα σύνολο δεδομένων που περιέχει τις μέσες τιμές του ΣΕΑΣ της ενότητας ΕΦΣ για χρονικά διαστήματα διάρκειας ενός λεπτού: τον αριθμό συμβάντων σε μηνιαία βάση για τα οποία η τιμή του ΣΕΑΣ υπερέβη το 60 % της εφεδρικής δυναμικότητας σε ΕΑΣ και δεν επανήλθε στο 15 % της εφεδρικής δυναμικότητας σε ΕΑΣ εντός του

*χρόνου για την αποκατάσταση της συχνότητας, με διάκριση μεταξύ αρνητικού και θετικού ΣΕΑΣ.»*

*Επειδή*, σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 143 παρ. 1 του SOGL, ο στόχος του ελέγχου της Διαδικασίας Αποκατάστασης Συχνότητας (Frequency Restoration Process - FRP) για τις περιοχές ελέγχου της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης CE, είναι η ρύθμιση του FRCE προς το μηδέν εντός του χρόνου για την αποκατάσταση της συχνότητας (δηλαδή εντός 15 λεπτών), καθώς και η σταδιακή αντικατάσταση της ενεργοποιημένης Εφεδρείας Διατήρησης Συχνότητας (FCR) με την ενεργοποίηση Εφεδρείας Αποκατάστασης Συχνότητας (FRR) σύμφωνα με το άρθρο 145 του ίδιου Κανονισμού.

*Επειδή*, σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 145 παρ. 4 και 5 του SOGL, ορίζονται οδηγίες λειτουργίας για την αυτόματη και χειροκίνητη ενεργοποίηση εφεδρειών αποκατάστασης συχνότητας:

*« 4. Η αΔΑΣ λειτουργεί με τρόπο κλειστού βρόγχου όπου το ΣΕΑΣ είναι είσοδος και το σημείο ρύθμισης για ενεργοποίηση αυτόματης ΕΑΣ είναι έξοδος. Το σημείο ρύθμισης για την ενεργοποίηση της αυτόματης ΕΑΣ υπολογίζεται με ενιαία μονάδα ελέγχου αποκατάστασης συχνότητας που λειτουργεί από έναν ΔΣΜ εντός της οικείας περιοχής ΕΦΣ. Για τις συγχρονισμένες περιοχές CE και Σκανδιναβίας, η μονάδα ελέγχου αποκατάστασης συχνότητας:*

*α) είναι αυτόματη διάταξη ελέγχου που αποσκοπεί στη μείωση του ΣΕΑΣ στο μηδέν·*

*β) έχει αναλογική-ολοκληρωτική συμπεριφορά·*

*γ) έχει αλγόριθμο ελέγχου που εμποδίζει τον ολοκληρωτικό όρο της αναλογικο-ολοκληρωτικής μονάδας ελέγχου να συσσωρεύει το σφάλμα ελέγχου μέχρις υπερβάσεως· και*

*δ) έχει λειτουργικές δυνατότητες για έκτακτους τρόπους λειτουργίας στις καταστάσεις συναγερμού και έκτακτης ανάγκης.*

*5. Η χΔΑΣ τίθεται σε λειτουργία μέσω οδηγιών για χειροκίνητη ενεργοποίηση ΕΑΣ με σκοπό να επιτευχθεί ο στόχος ελέγχου σύμφωνα με το άρθρο 143 παράγραφος 1.»*

*Επειδή*, σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 152 παρ. 9 του Κανονισμού ΕΕ SOGL: «9. Οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ προσπαθούν να αποφύγουν τα ΣΕΑΣ που διαρκούν περισσότερο από τον χρόνο που απαιτείται για την αποκατάσταση της συχνότητας.»

*Επειδή*, ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ έχει εκδώσει Τεχνική Απόφαση αυτόματης ΕΑΣ, στην οποία παρατίθενται μεταξύ άλλων, τεχνικές λεπτομέρειες για τον υπολογισμό του ACE από το σύστημα AGC του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ με κύκλο λειτουργίας 4 sec, και δυνάμει αυτού την αποστολή εντολών απονεμημένων ποσοτήτων εφεδρειών αΕΑΣ, με τις οποίες τηλερυθμίζεται η παραγωγή/ζήτηση ενεργού ισχύος των οντοτήτων εξισορρόπησης που βρίσκονται σε λειτουργία AGC.<sup>17</sup>

*Επειδή*, η Αρχή εξέτασε την πρακτική που ακολουθείται στα λοιπά κράτη-μέλη αναφορικά με την παροχή των δεδομένων και των κριτηρίων αξιολόγησης ποιότητας Συχνότητας. Εν προκειμένω, στο Βέλγιο<sup>18</sup> ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς παρέχει στην οικεία εθνική ρυθμιστική αρχή, ετήσια έκθεση για την ποιότητα του FRCE στο πλαίσιο της αναφοράς του για το μηχανισμό εφεδρειών, όπως και μηνιαία έκθεση για την ποιότητα του FRCE στο πλαίσιο

<sup>17</sup> [ΑΔΜΗΕ/Τεχνική Απόφαση αυτόματης ΕΑΣ/2022](#)

<sup>18</sup> [elia/electricity-market-and-system/system-services/keeping-the-balance/LFC-Block-Agreement-2022](#), σελ.17.

της αναφοράς του για τον μηχανισμό αγοράς εξισορρόπησης. Στην περίπτωση της Γαλλίας<sup>19</sup>, ο Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς συμπεριλαμβάνει στην ετήσια έκθεση αξιοπιστίας του, στο τμήμα αυτής που αφορά τη λειτουργία του μηχανισμού εξισορρόπησης, στοιχεία για το επίπεδο επίτευξης των παραμέτρων-στόχων για τις 15-λεπτες μέσες τιμές FRCE, που οριοθετούνται στο Άρθρο 128 του Κανονισμού ΕΕ SOGL.

*Επειδή*, η Αρχή έκανε αποδεκτό το αίτημα των Elpedison A.E. (σχετ. 24) και ΕΣΑΗ (σχετ. 26) κατά τη Δημόσια Διαβούλευση που διενήργησε επί του Σχεδίου Ρυθμιστικών Οδηγιών για την Έκθεση Απόδοσης Λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ, ώστε να δημοσιεύεται από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ ανά μήνα στην ιστοσελίδα του, το σύνολο των 15-λεπτων μέσων τιμών FRCE που καταγράφηκαν στο Ελληνικό Σύστημα για τον προηγούμενο μήνα στη χρονική σειρά των δεκαπενταλέπτων.

*Επειδή*, η Αρχή σε συνέχεια του σχολίου της Elpedison A.E. (σχετ. 24) στην από 14.05.2022 Δημόσια Διαβούλευση που διενήργησε, και σύμφωνα με την πρακτική που ακολουθείται στο Βέλγιο, έκρινε ότι η συχνότητα όπου διαπιστώνεται έλλειψη εφεδρειών στο Ελληνικό Σύστημα, δύναται λόγω της λειτουργικής συσχέτισης των τιμών FRCE που καταγράφονται στο ΕΣΜΗΕ με τις ποσότητες αυτόματης και χειροκίνητης εφεδρείας αποκατάστασης Συχνότητας που ενεργοποιούνται κατά τη λειτουργία της Αγοράς Ενέργειας Εξισορρόπησης, να παρακολουθείται μέσω των δεδομένων για την αξιολόγηση της ποιότητας Συχνότητας που ζητούνται δυνάμει της παρούσης, και ιδίως τον αριθμό των Συμβάντων όπου η μέση τιμή FRCE ενός λεπτού (1 min) υπερέβη το 60% της εφεδρικής δυναμικότητας σε FRR, και δεν διορθώθηκε τουλάχιστον στο 15% της εφεδρικής δυναμικότητας σε FRR εντός του χρόνου για την αποκατάστασή της Συχνότητας (δηλαδή εντός 15 λεπτών).

## **B. Δείκτης Παρακολούθησης Ποιότητας Τάσης – ΚΡΙ 4**

*Επειδή*, όπως ορίζει το Άρθρο 19 παρ. 2 του SOGL:

«2. Κάθε ΔΣΜ παρακολουθεί τις ακόλουθες παραμέτρους του συστήματος μεταφοράς σε πραγματικό χρόνο στην περιοχή ελέγχου του, με βάση μετρήσεις τηλεμετρίας σε πραγματικό χρόνο ή τιμές που υπολογίζονται από την περιοχή παρατηρησιμότητάς του, λαμβάνοντας υπόψη τα διαρθρωτικά δεδομένα και τα δεδομένα σε πραγματικό χρόνο σύμφωνα με το άρθρο 42:

α) τις ροές ενεργού και αέργου ισχύος·

β) τις τάσεις των ζυγών·

γ) .....

δ) τις εφεδρείες ενεργού και αέργου ισχύος· και

ε) .....

*Επειδή*, όπως ορίζει το Άρθρο 22 παρ. 1.(γ) του SOGL, κάθε ΔΣΜ ελέγχει την τάση και διαχειρίζεται την άεργο ισχύ μέσω:

« i) αλλαγών τάσης των μετασχηματιστών ισχύος·

ii) μεταγωγής πυκνωτών και πηνίων·

<sup>19</sup> [assets.rte-france.com/public/2022-09/RTE\\_2021-reliability-report](https://assets.rte-france.com/public/2022-09/RTE_2021-reliability-report)



iii) μεταγωγής των διατάξεων ηλεκτρονικών ισχύος που χρησιμοποιούνται για τη διαχείριση της τάσης και της αέργου ισχύος: 25.8.2017 EL Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης L 220/23

iv) εντολής στους συνδεδεμένους με το σύστημα μεταφοράς ΔΣΔ και σε σημαντικούς χρήστες του δικτύου να κλειδώσουν τον αυτόματο έλεγχο τάσης και αέργου ισχύος των μετασχηματιστών ή να ενεργοποιήσουν στις εγκαταστάσεις τους τα διορθωτικά μέτρα που αναφέρονται στα σημεία i) έως iii), εάν η επιδείνωση της τάσης θέτει σε κίνδυνο την επιχειρησιακή ασφάλεια ή απειλεί να προκαλέσει κατάρρευση της τάσης σε σύστημα μεταφοράς:

v) αιτήματος μεταβολής της παραγόμενης αέργου ισχύος ή του σημείου ρύθμισης τάσης των συνδεδεμένων με το σύστημα μεταφοράς συγχρονισμένων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής:

vi) αιτήματος μεταβολής της παραγόμενης αέργου ισχύος των μετατροπέων των συνδεδεμένων με το σύστημα μεταφοράς συγχρονισμένων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής:»

**Επειδή**, σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 25 παρ. 1 του Κανονισμού ΕΕ SOGL:

«1. Κάθε ΔΣΜ προσδιορίζει τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας για κάθε στοιχείο του συστήματος μεταφοράς του, λαμβάνοντας υπόψη τουλάχιστον τα ακόλουθα φυσικά χαρακτηριστικά:

α) τα όρια τάσης σύμφωνα με το άρθρο 27.

.....»

**Επειδή**, σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 27 SOGL «Υποχρεώσεις όλων των ΔΣΜ σχετικά με τα όρια τάσης»:

«1. Σύμφωνα με το άρθρο 18, κάθε ΔΣΜ επιδιώκει να εξασφαλίσει ότι, κατά την κατάσταση κανονικής λειτουργίας, η τάση παραμένει σε σταθερή κατάσταση στα σημεία σύνδεσης του συστήματος μεταφοράς εντός του εύρους τιμών που προσδιορίζεται στους πίνακες 1 και 2 του παραρτήματος II.

.....

4. Κάθε ΔΣΜ επιδιώκει να εξασφαλίσει ότι, κατά την κανονική κατάσταση λειτουργίας και μετά την εκδήλωση απρόβλεπτου συμβάντος, η τάση παραμένει εντός μεγαλύτερου εύρους τιμών τάσης για περιορισμένα χρονικά διαστήματα λειτουργίας, εάν υπάρχει συμφωνία ως προς αυτό το μεγαλύτερο εύρος τιμών τάσης με τους συνδεδεμένους με το σύστημα μεταφοράς ΔΣΔ, τους ιδιοκτήτες εγκαταστάσεων ηλεκτροπαραγωγής, σύμφωνα με το άρθρο 16 παράγραφος 2 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/631 ή τους ιδιοκτήτες συστημάτων HVDC, σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1447.

5. Κάθε ΔΣΜ συμφωνεί με τους συνδεδεμένους με το σύστημα μεταφοράς ΔΣΔ και τους συνδεδεμένους με το σύστημα μεταφοράς σημαντικούς χρήστες δικτύου σχετικά με το εύρος τιμών τάσης στα σημεία σύνδεσης κάτω των 110 kV, εάν το εν λόγω εύρος τιμών τάσης είναι σημαντικό για τη διατήρηση των ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας. Κάθε ΔΣΜ επιδιώκει να εξασφαλίσει ότι η τάση παραμένει εντός του συμφωνηθέντος εύρους τιμών τάσης κατά την κατάσταση κανονικής λειτουργίας και μετά την εκδήλωση απρόβλεπτου συμβάντος.»

**Επειδή**, σύμφωνα με τις διατάξεις του Άρθρου 29 του SOGL:

«Υποχρεώσεις όλων των ΔΣΜ όσον αφορά τον έλεγχο της τάσης και τη διαχείριση της αέργου ισχύος κατά τη λειτουργία του συστήματος»:

«1. Εάν η τάση σε ένα σημείο σύνδεσης με το σύστημα μεταφοράς είναι εκτός του εύρους τιμών που ορίζεται στους πίνακες 1 και 2 του παραρτήματος II του παρόντος κανονισμού, κάθε ΔΣΜ εφαρμόζει διορθωτικά μέτρα ελέγχου της τάσης και διαχείρισης της αέργου ισχύος σύμφωνα με το άρθρο 22 παράγραφος 1 στοιχείο γ) του παρόντος κανονισμού, με σκοπό την αποκατάσταση της τάσης στο σημείο σύνδεσης εντός του εύρους τιμών που ορίζεται στο παράρτημα II και εντός του χρονικού εύρους που ορίζεται στο άρθρο 16 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/631 και στο άρθρο 13 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1388.

2. Κάθε ΔΣΜ λαμβάνει υπόψη στην οικεία ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας τις τιμές τάσης στις οποίες μπορούν να αποσυνδεθούν οι συνδεδεμένοι με το σύστημα μεταφοράς ΣΧΔ που δεν υπόκεινται στις απαιτήσεις του κανονισμού (ΕΕ) 2016/631 ή του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1388.

3. Κάθε ΔΣΜ διασφαλίζει επαρκείς εφεδρείες αέργου ισχύος, με κατάλληλη ποσότητα και χρόνο απόκρισης, έτσι ώστε οι τάσεις εντός της περιοχής ελέγχου του και στις γραμμές διασύνδεσης να διατηρούνται εντός του εύρους τιμών που ορίζεται στο παράρτημα II.

4. Οι ΔΣΜ που είναι διασυνδεδεμένοι με γραμμές διασύνδεσης εναλλασσόμενου ρεύματος προσδιορίζουν από κοινού το κατάλληλο καθεστώς ελέγχου τάσης για να διασφαλιστεί η τήρηση των κοινών ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας σύμφωνα με το άρθρο 25 παράγραφος 4.

5. Κάθε ΔΣΜ συμφωνεί με κάθε συνδεδεμένο με το σύστημα μεταφοράς ΔΣΔ σχετικά με τα σημεία ρύθμισης αέργου ισχύος, το εύρος τιμών συντελεστή ισχύος και τα σημεία ρύθμισης της τάσης για τον έλεγχο της τάσης στο σημείο σύνδεσης μεταξύ του ΔΣΜ και του ΔΣΔ, σύμφωνα με το άρθρο 15 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/1388. Για τη διασφάλιση της τήρησης των εν λόγω παραμέτρων, κάθε ΔΣΔ που είναι συνδεδεμένος με το σύστημα μεταφοράς χρησιμοποιεί οικείους πόρους αέργου ισχύος και έχει το δικαίωμα να δίνει οδηγίες για τον έλεγχο της τάσης στους συνδεδεμένους με το σύστημα διανομής ΣΧΔ.

6. Κάθε ΔΣΜ έχει δικαίωμα να χρησιμοποιεί όλες τις διαθέσιμες δυνατότητες αέργου ισχύος που συνδέονται με το σύστημα μεταφοράς εντός της περιοχής ελέγχου του για την αποτελεσματική διαχείριση της αέργου ισχύος και τη διατήρηση του εύρους τάσης που ορίζεται στους πίνακες 1 και 2 του παραρτήματος II.

7. Κάθε ΔΣΜ, άμεσα ή έμμεσα, κατά περίπτωση σε συντονισμό με τον συνδεδεμένο με το σύστημα μεταφοράς ΔΣΔ, χειρίζεται τους πόρους αέργου ισχύος εντός της περιοχής ελέγχου του, περιλαμβανομένων του κλειδώματος του συστήματος αυτόματου ελέγχου της τάσης/αέργου ισχύος των μετασχηματιστών, της μείωσης της τάσης και της αποσύνδεσης της ζήτησης χαμηλής τάσης, με σκοπό να διατηρηθούν τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας και να αποτραπεί η κατάρρευση της τάσης του συστήματος μεταφοράς. 25.8.2017 EL Επίσημη Εφημερίδα της Ευρωπαϊκής Ένωσης L 220/27

8. Κάθε ΔΣΜ καθορίζει τα μέτρα ελέγχου της τάσης, σε συντονισμό με τους συνδεδεμένους με το σύστημα μεταφοράς ΣΧΔ και ΔΣΔ και τους γειτονικούς ΔΣΜ.

9. Όταν είναι σημαντικό για τον έλεγχο της τάσης και τη διαχείριση της αέργου ισχύος του συστήματος μεταφοράς, ένας ΔΣΜ μπορεί να ζητήσει, σε συντονισμό με έναν ΔΣΔ, από συνδεδεμένο με το σύστημα διανομής ΣΧΔ να τηρήσει οδηγίες ελέγχου της τάσης.»

**Επειδή**, σύμφωνα με το Παράρτημα II του SOGL, το εύρος τιμών τάσης που αναφέρεται στο Άρθρο 27 του ίδιου Κανονισμού, διαμορφώνεται για τη Συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης ως εξής:

- Για επίπεδο τάσης 110-300kV: 0,90pu–1,118pu

- Για επίπεδο τάσης 300-400kV: 0,90pu–1,05pu

*Επειδή*, η Αρχή έλαβε υπόψη το σχόλιο του ΑΔΜΗΕ (σχετ. 25) στη Δημόσια Διαβούλευση επί του Σχεδίου Ρυθμιστικών Οδηγιών για την Έκθεση Απόδοσης Λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ, ούτως ώστε τα δεδομένα των δεικτών απόκλισης τάσης να καταγράφονται στην ετήσια έκθεση απόδοσης όπως παρουσιάζονται στην ετήσια επιχειρησιακή αναφορά του ENTSO-E «Incident Classification Scale – Annual Report»<sup>20</sup>.

Σε συνέχεια του σχολίου του ΑΔΜΗΕ, η Αρχή προσδιόρισε τις κλίμακες εύρους απόκλισης τάσης και χρονικής διάρκειας για τις οποίες θα καταγράφονται οι δείκτες απόκλισης τάσης, σύμφωνα με τη σχετική επιχειρησιακή Μεθοδολογία του ENTSO-E «ICS Methodology 2020»<sup>21</sup>, ως ακολούθως:

	<b>Εύρος και χρονική διάρκεια απόκλισης τάσης στο σημείο σύνδεσης &gt;110 kV and ≤300 kV</b>	<b>Εύρος και χρονική διάρκεια απόκλισης τάσης στο σημείο σύνδεσης &gt;300 kV</b>
«Below Scale»	V>0,85 και ≤0,90 pu, για t>5 and ≤15 min. ή V>1,118 και ≤1,15 pu για t>5 και ≤15 min.	V>0,85 και ≤0,90 pu, για t>5 και ≤15 min. ή V>1,05 και ≤1,10 pu, για t>5 and ≤15 min.
«Scale 0»	V>0,85 και ≤0,90 pu, για t>15 και ≤60 min, ή V>1,118 και ≤1,15 pu για t>15 and ≤60 min.	V>0,85 και ≤0,90 pu, για t>15 min και ≤60 min. ή V>1,05 ≤1,10 pu, για t>15 and ≤60 min.
«Scale 1»	V<0,85pu για t>30 seconds ή V>0,85 και ≤0,90 pu, για t>60 min ή V>1,118 και ≤1,15 pu, για t>60 min ή V>1,15 pu, για t>30 seconds	V<0,85pu για t>30 seconds ή V>0,85 και ≤0,90 pu, για t>60 min. ή V>1,05 και ≤1,10 pu, για t>60 min. ή V>1,10 pu, για t>30 seconds
«Scale 2»	Range is same as Scale 1 but with consequences at least on one neighbouring TSO	Range is same as Scale 1 but with consequences at least on one neighbouring TSO

## Γ. Δείκτης Παρακολούθησης Απορριπτόμενης Παραγωγής ΑΠΕ - ΚΡΙ 5

*Επειδή*, η ΡΑΕ έκρινε σκόπιμο να παρακολουθείται η χρονική εξέλιξη των περικοπών ισχύος που υφίστανται οι Σταθμοί ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης παραγωγής που συνδέονται στο Σύστημα Μεταφοράς, και εν προκειμένω να εξετάζεται η επίδραση που θα έχει σε αυτές η ανάπτυξη

<sup>20</sup> [ENTSO-E Incident Classification Scale Annual Report FOR PUBLISHING 2021](#)

<sup>21</sup> [ENTSO-E Incident Classification Scale Methodology revised and in use as of 2020](#)

των υποδομών του Συστήματος σε συνδυασμό με την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος Σταθμών ΑΠΕ.

*Επειδή*, ωστόσο, θεωρείται εύλογο να μην προσμετρώνται κατά τον υπολογισμό του δείκτη παρακολούθησης της απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ, οι περιορισμοί ισχύος των χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης παραγωγής που προήλθαν από μειώσεις έγχυσης ισχύος για σκοπούς εξισορρόπησης, στο πλαίσιο της συμμετοχής τους στην αγορά εξισορρόπησης ηλεκτρικής ενέργειας.

*Επειδή*, για τον προσδιορισμό του σχετικού δείκτη λαμβάνονται υπόψη οι κατωτέρω διατάξεις:

Οι διατάξεις του Άρθρου 13 παρ. 5 του Κανονισμού ΕΕ 943/2019 «*σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας*»:

*«5. Με την επιφύλαξη απαιτήσεων σχετικά με τη διατήρηση της αξιοπιστίας και της ασφάλειας του δικτύου, βάσει διαφανών κριτηρίων που δεν εισάγουν διακρίσεις και καθορίζονται από τις ρυθμιστικές αρχές, οι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς και οι διαχειριστές συστημάτων διανομής:*

*α) εγγυώνται την ικανότητα των δικτύων μεταφοράς και διανομής να μεταφέρουν ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ή συμπαραγωγή υψηλής απόδοσης με την ελάχιστη δυνατή ανακατανομή, κάτι που δεν αποκλείει το συνυπολογισμό της περιορισμένης ανακατανομής από τον προγραμματισμό του δικτύου, όποτε ο διαχειριστής συστημάτων μεταφοράς ή ο διαχειριστής συστημάτων διανομής μπορεί με διαφανή τρόπο να δείξει ότι αυτό είναι οικονομικά αποδοτικότερο και δεν υπερβαίνει το 5 % της ετήσιας παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας σε εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και οι οποίες συνδέονται απευθείας με το αντίστοιχο δίκτυό τους, εκτός εάν προβλέπεται διαφορετικά από κράτος μέλος στο οποίο η ηλεκτρική ενέργεια από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που χρησιμοποιούν ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ή συμπαραγωγή υψηλής απόδοσης αντιπροσωπεύει περισσότερο από το 50 % της ετήσιας ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας·*

*β) λαμβάνουν κατάλληλα μέτρα σχετικά με το δίκτυο και την αγορά για την ασφάλεια του συστήματος προκειμένου να ελαχιστοποιείται η καθοδική ανακατανομή ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ή συμπαραγωγή υψηλής απόδοσης·*

*γ) εξασφαλίζουν ότι τα δίκτυά τους είναι επαρκώς ευέλικτα ώστε να είναι σε θέση να τα διαχειρίζονται»*

Οι διατάξεις της παρ. 2 του άρθρου 10 του ν. 4951/2022:

*«2. Οι προσφορές και οι συμβάσεις σύνδεσης σταθμών Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. του Διασυνδεδεμένου Συστήματος και Δικτύου δύνανται να περιλαμβάνουν ειδικούς όρους, οι οποίοι επιτρέπουν την επιβολή λειτουργικών περιορισμών στην έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος («περιορισμοί έγχυσης»), εφόσον έτσι επιτυγχάνεται η βέλτιστη αξιοποίηση του διαθέσιμου δυναμικού Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. και των υποδομών Συστήματος και Δικτύου, καθιστώντας δυνατή τη μεγιστοποίηση της δυνατότητας απορρόφησης ενέργειας από σταθμούς Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. Οι περιορισμοί έγχυσης, οι οποίοι λαμβάνονται υπόψη, αναφορικά με τη συμμετοχή των σταθμών αυτών στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, δύνανται να αφορούν:*

*α) Μόνιμο περιορισμό της μέγιστης ισχύος παραγωγής του σταθμού σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων του.*

*β) Περιορισμούς της μέγιστης ισχύος παραγωγής του σταθμού για προκαθορισμένες χρονικές περιόδους εντός της κάθε ημέρας κατανομής.*

γ) Περιορισμούς που καθορίζονται από τους Διαχειριστές με βάση την εκτιμώμενη κατάσταση λειτουργίας του τοπικού συστήματος ή δικτύου.

δ) Περιορισμούς που ενεργοποιούνται σε πραγματικό χρόνο, σε έκτακτες καταστάσεις, μέσω αυτόματων συστημάτων προστασίας και ελέγχου, οι οποίοι μπορεί να οδηγούν ακόμη και στην αποσύνδεση του σταθμού.

Οι ως άνω περιορισμοί εφαρμόζονται ανεξάρτητα και επιπλέον περιορισμών ή απορρίψεων προσφορών έγχυσης που προκύπτουν στο πλαίσιο της συμμετοχής των σταθμών στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας.»

**Επειδή**, σύμφωνα με τις διατάξεις των παρ. 3 και 4 του άρθρου 10 του ν. 4951/2022,

«3. Με την εφαρμογή των περιορισμών έγχυσης των περ. α) και β) της παρ. 2 δεν δύναται να επιβληθεί μείωση της μέγιστης ισχύος παραγωγής των σταθμών Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α., η οποία να οδηγεί σε περιορισμό της εγχεόμενης ενέργειας υψηλότερο από το πέντε τοις εκατό (5%) της ετήσιας δυνατότητας παραγωγής ενέργειας των σταθμών αυτών. Ως βάση αναφοράς για τον υπολογισμό του πρώτου εδαφίου, λαμβάνεται υπόψη η ετήσια δυνατότητα παραγωγής ενέργειας σταθμού αναφοράς, αντίστοιχης τεχνολογίας.

4. Η εφαρμογή περιορισμών έγχυσης των περ. γ) και δ) της παρ. 2 δεν δύναται να οδηγεί σε εκτιμώμενο επίπεδο ανακατανομής ενέργειας υψηλότερο από το πέντε τοις εκατό (5%) της ετήσιας δυνατότητας παραγωγής ενέργειας των σταθμών Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. της περιοχής. Ως βάση αναφοράς για τον υπολογισμό του πρώτου εδαφίου, λαμβάνεται υπόψη η ετήσια δυνατότητα παραγωγής ενέργειας σταθμού αναφοράς, αντίστοιχης τεχνολογίας.»

Οι διατάξεις της παρ. 7 του άρθρου 10 του ν. 4951/2022:

«7. Οι παρ. 1 και 2 εφαρμόζονται για σταθμούς Α.Π.Ε. και Σ.Η.Θ.Υ.Α. που έχουν λάβει ή λαμβάνουν οριστική προσφορά σύνδεσης από τον αρμόδιο Διαχειριστή, εξαιρουμένων των σταθμών που λειτουργούν ή έχουν υποβάλει ή θα υποβάλλουν μέχρι την 31η Δεκεμβρίου 2022 δήλωση ετοιμότητας του άρθρου 4α του ν. 4414/2016 (Α' 149) ή έχουν επιλεγεί πριν την έναρξη ισχύος του παρόντος για ένταξη σε καθεστώς λειτουργικής ενίσχυσης μέσω ανταγωνιστικής διαδικασίας υποβολής προσφορών του άρθρου 7 του ν. 4414/2016 ή εξαιρούνται των ανταγωνιστικών διαδικασιών υποβολής προσφορών του άρθρου 7 του ν. 4414/2016 και μέχρι την έναρξη ισχύος του παρόντος είτε έχουν συνάψει σύμβαση σύνδεσης είτε έχουν υποβάλλει πλήρες αίτημα για σύμβαση σύνδεσης στον αρμόδιο Διαχειριστή.»

**Επειδή**, υπό το πρίσμα του Κανονισμού ΕΕ RfG (2016/631) «για τη θέσπιση κώδικα δικτύου όσον αφορά τις απαιτήσεις για τη σύνδεση ηλεκτροπαραγωγών με το δίκτυο» και της υπ' αριθμ. 1165/2020 Απόφασης ΡΑΕ (ΦΕΚ Β 3757/2020) «σχετικά α. με τον καθορισμό των κατωφλίων μέγιστης ισχύος που εφαρμόζονται σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής βάσει του άρθρου 5.3 και β. σχετικά με τις γενικές απαιτήσεις εφαρμογής βάσει του άρθρου 7.6 του κανονισμού (ΕΕ) 2016/631 [RfG] της Επιτροπής για τη θέσπιση Κώδικα Δικτύου όσον αφορά τις απαιτήσεις για τη σύνδεση ηλεκτροπαραγωγών με το δίκτυο.», οι Σταθμοί ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης που δεν θεωρούνται Υφιστάμενοι σύμφωνα με τον RfG, διαθέτουν την τεχνική δυνατότητα να συνεισφέρουν υπηρεσίες στήριξης της τάσης ή/και παροχής επικουρικών υπηρεσιών, είτε μέσω ελέγχου της ισχύος στο σημείο σύνδεσης με το Σύστημα ή το δίκτυο, είτε αποσύνδεσης τους σε συνθήκες όπου το επιβάλει η ασφάλεια του Συστήματος ή του δικτύου.

## **Δ. Δείκτης Παρακολούθησης Απωλειών του Συστήματος Μεταφοράς – ΚΡΙ 6**

*Επειδή*, η ΡΑΕ θεώρησε σκόπιμο να προβλεφθεί δείκτης στο πλαίσιο της ετήσιας έκθεσης του Διαχειριστή για την απόδοση λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ, ο οποίος θα εστιάζει στην παρουσίαση της τιμής των απωλειών του Συστήματος ανά μήνα κάθε έτους αναφοράς σε αντιδιαστολή με τα προηγούμενα έτη, ώστε να αποτυπώνεται η επίδραση της εξέλιξης και επέκτασης των υποδομών του ΕΣΜΗΕ σε αυτές.

## **V. ΚΔΑ ΣΧΕΤΙΚΟΣ ΜΕ ΤΗ ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ**

### **A. Δείκτης Παρακολούθησης Διαθεσιμότητας Συστήματος Μεταφοράς – ΚΡΙ 7**

*Επειδή*, ο δείκτης μέτρησης της Διαθεσιμότητας του Συστήματος Μεταφοράς συμβάλει στην παρακολούθηση της αξιοπιστίας του ΕΣΜΗΕ ως προς την παροχή στα ενδιαφερόμενα μέρη, δηλαδή στους Χρήστες του Συστήματος, της δυνατότητας χρήσης των υποδομών του, για την έγχυση ενέργειας στο Σύστημα όσον αφορά τις μονάδες παραγωγής και την τροφοδότηση ενέργειας από αυτό όσον αφορά τον Διαχειριστή Δικτύου, τους Καταναλωτές Υψηλής Τάσης και τις μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας ή αντλησιοταμίευσης.

*Επειδή*, οι περιπτώσεις όπου στοιχεία του εξοπλισμού του ΕΣΜΗΕ καθίστανται μη διαθέσιμα δύνανται να επιφέρουν επιδείνωση των διαζωνικών περιορισμών του Συστήματος είτε μείωση της μεταφορικής ικανότητας τμημάτων αυτού, με αντίκτυπο στην αύξηση των ενεργειών ανακατανομής («Redispatching») από πλευράς του Διαχειριστή του Συστήματος και ως εκ τούτου στην αύξηση του κόστους που απορρέει από την ενεργοποίηση ποσοτήτων ενέργειας για σκοπούς εκτός εξισορρόπησης («other than balancing activated energy») και μετακυλιέται σε επόμενα στάδια στους καταναλωτές.

*Επειδή*, η Αρχή για τον προσδιορισμό των επιμέρους κατηγοριών εξοπλισμού του Συστήματος Μεταφοράς για τις οποίες θα υπολογίζεται διακριτά ο δείκτης διαθεσιμότητας, έλαβε κατ' αρχήν υπόψη την κατά την έκδοση της παρούσας, πρακτική που ακολουθεί ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ, όπως προκύπτει μέσα από τις ετήσιες εκθέσεις απόδοσης λειτουργίας που δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του.

Επιπροσθέτως, λόγω της τρέχουσας υλοποίησης από τον Διαχειριστή του Συστήματος του προγραμματισμού διασύνδεσης των νησιών με το ΕΣΜΗΕ, και εξαιτίας της υφιστάμενης και μελλοντικής τροφοδότησης των νησιών μέσω του Διασυνδεδεμένου Ηπειρωτικού Συστήματος είτε της διοχέτευσης στο Ηπειρωτικό Σύστημα περίσσειας ενέργειας ΑΠΕ που δύναται να παραχθεί στα νησιά, η Αρχή θεώρησε ως εύλογο να υπολογίζεται διακριτά ο δείκτης Διαθεσιμότητας ανά καλώδιο διασύνδεσης νησιού με το ΕΣΜΗΕ, καθώς και ανά καλώδιο διασύνδεσης των νησιών μεταξύ τους.

*Επειδή*, η Αρχή έκανε αποδεκτό το αίτημα του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ στην από 15.04.2022 Δημόσια Διαβούλευση, ούτως ώστε ο δείκτης διαθεσιμότητας να μην υπολογίζεται για τους Μετασηματιστές 150 kV/MT στα όρια του Συστήματος με το Δίκτυο, καθώς αυτοί αποτελούν πάγια του Διαχειριστή του Δικτύου.

*Επειδή*, η Αρχή έλαβε υπόψη για τις οδηγίες κατανομής των αιτιών που δύναται να οδηγήσουν σε Μη Διαθεσιμότητα Στοιχείου του Συστήματος Μεταφοράς, συμπεριλαμβανομένων των διεθνών διασυνδέσεων, και εμπίπτουν στον υπολογισμό του δείκτη διαθεσιμότητας, την εμπειρία από άλλα κράτη-μέλη της Ευρώπης σχετικά με την καταγραφή της απόδοσης

διαθεσιμότητας των Συστημάτων Μεταφοράς, και ιδίως της Μεγάλης Βρετανίας<sup>22</sup> και της Ισπανίας<sup>23</sup>, όπου η ευρύτερη διάκριση αφορά σε προγραμματισμένες και Μη προγραμματισμένες περιπτώσεις Μη Διαθεσιμότητας Στοιχείων του Συστήματος Μεταφοράς.

*Επειδή*, η Αρχή σύμφωνα και με το σχόλιο του ΑΔΜΗΕ στην από 15.04.2022 Δημόσια Διαβούλευση, έκρινε ότι πρέπει να κατανέμεται ως διακριτή αιτία κατά τον υπολογισμό του δείκτη Διαθεσιμότητας, η Μη προγραμματισμένη Μη Διαθεσιμότητα Στοιχείου του Συστήματος Μεταφοράς για λόγους εκτός της σφαιράς ελέγχου του.

*Επειδή*, η Αρχή υιοθέτησε το αίτημα του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ (σχετ. 25) στην από 15.04.2022 Δημόσια Διαβούλευση, ώστε να υπολογίζεται ως διακριτή αιτία απομόνωσης η θέση εκτός λειτουργίας κυκλωμάτων του Συστήματος ως «διορθωτικό μέτρο» για λόγους ρύθμισης της τάσης στο Σύστημα.

*Επειδή*, ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ προγραμματίζει απομονώσεις των Στοιχείων του Συστήματος Μεταφοράς λόγω εργασιών, δοκιμών, ελέγχων, συντηρήσεων ή/και αναβαθμίσεων επί του Συστήματος Μεταφοράς, καθώς και στο πλαίσιο σύνδεσης νέων Χρηστών σε αυτό.

*Επειδή*, όπως ορίζει η υποενότητα 3.5 του ΚΔΣ, «Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ, λαμβάνοντας υπόψη τα τελικά σχέδια μη διαθεσιμότητας των Μονάδων Παραγωγής, των διασυνδέσεων και των σχετικών σημαντικών στοιχείων του ΕΣΜΗΕ καταρτίζει συνολικό πίνακα με Σχέδια Διαθεσιμότητας, σε ετήσια, μηνιαία και εβδομαδιαία βάση, τον οποίο επικαιροποιεί και ανταλλάσσει με τους ΠΣΑ, επιπρόσθετα με τις οδηγίες του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485.»

*Επειδή*, σύμφωνα με το Άρθρο 96 παρ. 3 του SOGL, οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς κατά τον καθορισμό της κατάστασης διαθεσιμότητας σημαντικών στοιχείων δικτύου περιορίζουν στο ελάχιστο τις επιπτώσεις στην αγορά, διατηρώντας παράλληλα την επιχειρησιακή ασφάλεια.

*Επειδή*, σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 94 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει, ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ:

«.....

η) Παρέχει έγκαιρα στους χρήστες του Συστήματος κάθε αναγκαία πληροφορία για την εξασφάλιση της αποτελεσματικής πρόσβασής τους στο Σύστημα

.....»

*Επειδή*, οι προγραμματισμένες απομονώσεις κυκλωμάτων του Συστήματος Μεταφοράς δύνανται να συνεπάγονται κόστος για τους συμμετέχοντες στην αγορά, καθώς ενδέχεται να μεταβάλουν τη δυνατότητα φόρτισης των συνδεδεμένων στα επηρεαζόμενα τμήματα του Συστήματος μονάδων παραγωγής, με πιθανό αντίκτυπο στη δραστηριοποίηση τους είτε μέσω διμερών συμβολαίων στην προθεσμιακή αγορά, είτε τροποποιώντας αντίστοιχα τον προγραμματισμό των μονάδων παραγωγής όσον αφορά τις ποσότητες ενέργειας για τις οποίες υποβάλουν προσφορές στο πλαίσιο των Αγορών Ηλεκτρικής Ενέργειας, αρχής γενομένης από την Αγορά Επόμενης Ημέρας. Επιπροσθέτως, οι απομονώσεις στοιχείων του Συστήματος Μεταφοράς ενδέχεται να συνοδεύονται από διακοπή τροφοδότησης και να δημιουργούν αρνητικές επιπτώσεις σε Καταναλωτή/-ες.

<sup>22</sup> [National-Grid-ESO/industry-information/industry-data-and-reports/system-performance-reports](https://www.national-grid.com/industry-information/industry-data-and-reports/system-performance-reports)

<sup>23</sup> [ree/Red-Electrica/publications/annual-system-report](https://www.ree/red-electrica/publications/annual-system-report)

Υπό το φως των ανωτέρω καθώς και για λόγους συμβατότητας, η Αρχή έκρινε ότι το χρονικό όριο για τη δημοσίευση στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή και την ειδοποίηση των επηρεαζόμενων Χρηστών του Συστήματος ώστε να χαρακτηρίζεται στο πλαίσιο υπολογισμού του δείκτη διαθεσιμότητας ένα συμβάν απομόνωσης στοιχείου/-ων του Συστήματος ως προγραμματισμένο, πρέπει να καθοριστεί ίσο με το χρονικό όριο που προσδιορίζεται στο πλαίσιο της παρούσης για την προγενέστερη ενημέρωση από τον Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ στους Χρήστες του Συστήματος σε περίπτωση επικείμενης διακοπής τροφοδότησης, δηλαδή 48 ώρες.

*Επειδή*, σύμφωνα και με την πρακτική που ακολουθείται στη Μεγάλη Βρετανία,<sup>24</sup> όπου κατά τον υπολογισμό του αντίστοιχου δείκτη διαθεσιμότητας προσδιορίζονται ως μη προγραμματισμένα περιστατικά αξιολογούνται εκείνα που δεν ικανοποιούν το χρονικό όριο που επιλέχθηκε εκεί για την προγενέστερη ειδοποίηση των επηρεαζόμενων Χρηστών, η Αρχή έκρινε ότι όλα τα συμβάντα Μη Διαθεσιμότητας στοιχείων του ΕΣΜΗΕ, για τα οποία δεν επήλθε έγκαιρη δημοσίευση στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ και ενημέρωση των επηρεαζόμενων Χρηστών του Συστήματος τουλάχιστον 48 ώρες πριν από τη χρονική στιγμή έναρξης του συμβάντος της Μη Διαθεσιμότητας, και σε περίπτωση που τα συμβάντα αυτά δεν οφείλονται σε λόγους ρύθμισης τάσης είτε σε λόγους ανωτέρας βίας ή υπαιτιότητας τρίτου μέρους, θα λογίζονται ως μη προγραμματισμένα κατά τον υπολογισμό του δείκτη διαθεσιμότητας.

*Επειδή*, η Αρχή μελέτησε τους κύριους δείκτες απόδοσης (KPIs) αναφορικά με τη διαχείριση των απομονώσεων (outages management) στους οποίους κατέληξε στη Μεγάλη Βρετανία η ομάδα εργασίας αποτελούμενη από τον Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς, τους ιδιοκτήτες των Συστημάτων Μεταφοράς και την εθνική ρυθμιστική αρχή,<sup>25</sup> όπου μεταξύ άλλων, δίνεται έμφαση στην εγκυρότητα του χρονοδιαγράμματος και της εκτιμώμενης διάρκειας των προγραμματισμένων απομονώσεων. Η Αρχή θεώρησε ως μη αναγκαία στο στάδιο αυτό την προσθήκη δείκτη που θα μετράει επακριβώς τα συγκεκριμένα μεγέθη, και αντ' αυτού έκρινε σκόπιμο, για τις περιπτώσεις όπου επέρχεται σημαντική απόκλιση είτε από την αναγγελθείσα χρονική διάρκεια είτε από το χρονοδιάγραμμα (έκταση συμβάντος πριν από την εκτιμώμενη χρονική στιγμή έναρξης ή μετά την εκτιμώμενη χρονική στιγμή λήξης) των προγραμματισμένων συμβάντων απομονώσεων για λόγους εντός σφαίρας ελέγχου του Διαχειριστή του Συστήματος, οι χρονικές διαφορές στις οποίες εκτείνεται το συμβάν Μη Διαθεσιμότητας να λογίζονται κατά τον υπολογισμό των δεικτών διαθεσιμότητας ως μη προγραμματισμένα συμβάντα Μη Διαθεσιμότητας, και οι σχετικές χρονικές αποκλίσεις να δίνονται στο πλαίσιο των αναλυτικών στοιχείων που θα υποβάλει ο Διαχειριστής ανά συμβάν Μη Διαθεσιμότητας.

*Επειδή*, η Αρχή λαμβάνοντας υπόψη το αίτημα του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ κατά την από 15.04.2022 Δημόσια Διαβούλευση, έκρινε ότι ο δείκτης Μη Διαθεσιμότητας των διεθνών διασυνδεδετικών γραμμών πρέπει να υπολογίζεται αποκλειστικά και μόνο για τα περιστατικά Μη Διαθεσιμότητας που αφορούν στην ελληνική πλευρά της διασύνδεσης.

*Επειδή*, η Αρχή έκανε αποδεκτό το σχόλιο που υποβλήθηκε από τον ΑΔΜΗΕ στην από 15.04.2022 Δημόσια Διαβούλευση, όσον αφορά τον ορισμό της χρονικής στιγμής έναρξης και λήξης συμβάντος Μη Διαθεσιμότητας στο Σύστημα.

<sup>24</sup> [ofgem.gov.uk/noms\\_network\\_output\\_measures\\_methodology\\_clean](https://www.ofgem.gov.uk/noms_network_output_measures_methodology_clean)

<sup>25</sup> [National-Grid-ESO -electricity-transmission/document/GB-Network-Access-Policy](https://www.national-grid-eso.com/electricity-transmission/document/GB-Network-Access-Policy)



#### IV. ΚΔΑ ΣΧΕΤΙΚΟΙ ΜΕ ΑΓΟΡΑ ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

##### A. Δείκτες Παρακολούθησης Σφάλματος Ακρίβειας Πρόβλεψης Ζήτησης και Παραγωγής των ΑΠΕ – ΚΡIs 8 & 9

*Επειδή*, σύμφωνα με την παρ. 2 (ιστ) του άρθρου 17 παρ. 2 ν.4425/2016: «... Η διαχείριση της Αγοράς Εξισορρόπησης είναι αρμοδιότητα του Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ, ως υπευθύνου για την εξισορρόπηση του ΕΣΜΗΕ».

*Επειδή*, η ακρίβεια των προβλέψεων, για την συνολική ζήτηση και την παραγωγή των Σταθμών ΑΠΕ, από πλευράς του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ στο πλαίσιο εκτέλεσης της ΔΕΠ, είναι θεμελιώδους σημασίας για τον ενδεδειγμένο υπολογισμό των εφεδρειών στην Αγορά Ισχύος Εξισορρόπησης, ο οποίος επηρεάζει την αποδοτική κατανομή των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω του δεσμευτικού προγράμματος ΔΕΠ. Συνακολούθως, επηρεάζονται οι όγκοι ενεργοποιημένης ενέργειας εξισορρόπησης κατά την λειτουργία της Αγοράς Εξισορρόπησης Πραγματικού Χρόνου κατά την οποία λαμβάνεται υπόψη το δεσμευτικό πρόγραμμα ΔΕΠ και οι αποδιδόμενες εφεδρείες.

Ως εκ τούτου, η ΡΑΕ έκρινε ότι η καταγραφή των δεικτών σφάλματος πρόβλεψης της ζήτησης και της παραγωγής των Σταθμών ΑΠΕ αποτελούν μέτρο εποπτείας του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ όσον αφορά τα προγνωστικά μοντέλα που διαθέτει και τις λοιπές διαδικασίες για τις σχετικές προβλέψεις. Η βελτίωση της ακρίβειας των εν λόγω προβλέψεων δύναται να οδηγήσει στον περιορισμό τόσο του όγκου των απαραίτητων εφεδρειών αυτών καθαυτών, άρα και του αντίστοιχου κόστους που αυτές επιφέρουν μέσω του αντίστοιχου λογαριασμού προσαυξήσεων (ΛΠ 2) στους τελικούς καταναλωτές (άρθρο 94 του ΚΑΕ), όσο και του αριθμού των απαιτούμενων πρόσθετων ενεργειών εξισορρόπησης, με συνέπεια τη μείωση του κόστους αγοράς ενέργειας εξισορρόπησης, μέρος του οποίου επίσης μετακυλίεται μέσω αντίστοιχου λογαριασμού προσαυξήσεων (ΛΠ 3) στους τελικούς καταναλωτές (άρθρο 95 του ΚΑΕ).

*Επειδή*, περαιτέρω, οι προβλέψεις του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ για τη συνολική ζήτηση και την παραγωγή των Σταθμών ΑΠΕ ενδέχεται να έχουν άμεσο αντίκτυπο στους συμμετέχοντες στην Αγορά, καθώς ορισμένοι εξ αυτών συνυπολογίζουν τις εν λόγω προβλέψεις που δημοσιεύει ο Διαχειριστής στο πλαίσιο των απαιτήσεων της ΔΕΠ, ώστε να προγραμματίσουν τη δραστηριοποίηση τους και τις ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας για τις οποίες υποβάλουν προσφορές πώλησης ή αγοράς ενέργειας.

*Επειδή*, η ΡΑΕ θεωρεί ως εύλογο για λόγους διαφάνειας στην Αγορά Εξισορρόπησης, να δημοσιεύονται οι τιμές των δεικτών σφάλματος της ακρίβειας των προβλέψεων που πραγματοποιεί σε καθημερινή βάση ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ.

«1

.....»

*Επειδή*, όπως προκύπτει από τις διατάξεις του άρθρου 38 του ΚΑΕ<sup>26</sup> ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ, είναι υποχρεωμένος να πραγματοποιεί τις προβλέψεις φορτίου και παραγωγής ΑΠΕ για το σύνολο

<sup>26</sup> «Στο πλαίσιο της ΔΕΠ, ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ καταρτίζει και στη συνέχεια δημοσιεύει στον ιστότοπό του έως τις 09:30 ΕΕΤ της ημερολογιακής ημέρας D-1, τις ακόλουθες προβλέψεις για κάθε Περίοδο Κατανομής της Ημέρας Κατανομής D:

α) τη ζωνική Πρόβλεψη Φορτίου,

της ελληνικής ζώνης προφοράς (bidding zone), προκειμένου να γίνει αποτίμηση των υπολειπόμενων ενεργειακών πόρων και να πραγματοποιηθεί η βέλτιστη κατανομή των κατανεμόμενων μονάδων που συμμετέχουν στην αγορά. Οι αποκλίσεις μεταξύ των προβλέψεων και των πραγματικών μεγεθών Φορτίου και Παραγωγής ΑΠΕ δημιουργούν ανισορροπία στο Σύστημα, την οποία καλούνται να εξαλείψουν οι υπόλοιποι πόροι του συστήματος, οι οποίοι συμμετέχουν στην αγορά (κατανεμόμενες μονάδες) κατόπιν έκδοσης εντολών κατανομής από τον Διαχειριστή (βλ. άρθρο 65 ΚΑΕ). Η κάλυψη της ανισορροπίας πραγματοποιείται με την ενεργοποίηση ενέργειας εξισορρόπησης, η οποία επιφέρει ένα κόστος σχετιζόμενο τόσο με τους όγκους ενεργοποίησης όσο και με την τιμή αγοράς της εν λόγω ενέργειας (βλ. άρθρο 86 ΚΑΕ). Για τον καθορισμό της ενέργειας εξισορρόπησης μέσω της διαδικασίας χειροκίνητης ΕΑΣ, λαμβάνονται υπόψη οι εν λόγω αποκλίσεις σύμφωνα με το Άρθρο 68 του ΚΑΕ ιε) και ιστ). Επομένως, γίνεται εμφανές πως οι αποδοτικότητα των προβλέψεων Φορτίου και Παραγωγής ΑΠΕ σχετίζεται άμεσα με τη διαμόρφωση του κόστους ενέργειας εξισορρόπησης και ως εκ τούτου καθίσταται ανάγκη της παρακολούθησης του κόστους εξισορρόπησης καθώς και των παραμέτρων που συμβάλουν στη διαμόρφωση του.

*Επειδή, περαιτέρω σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στο άρθρο 39 του ΚΑΕ «Ζωνική Πρόβλεψη Φορτίου»:*

*«Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ καταρτίζει τη ζωνική Πρόβλεψη Φορτίου, λαμβάνοντας υπόψη, για τις υπό εξέταση Περιόδους Κατανομής, τις ακόλουθες πληροφορίες:*

*α) Ιστορικά δεδομένα Χαρτοφυλακίων Φορτίου και στατιστικά στοιχεία τα οποία προκύπτουν από την επεξεργασία των ιστορικών δεδομένων, όπως ενδεικτικά, η εξέλιξη του φορτίου ανά κατηγορία χρήσης ενέργειας,*

*β) μετεωρολογικές προβλέψεις, ιστορικά δεδομένα φορτίου σε παρόμοιες καιρικές συνθήκες, συγκρίσιμα στατιστικά στοιχεία, καθώς και τη συνδιακύμανση φορτίου και των παραμέτρων καιρικών συνθηκών,*

*γ) γεγονότα τα οποία ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ γνωρίζει εκ των προτέρων ότι θα συμβούν,*

*δ) χειρισμούς στο ΕΣΜΗΕ ή/και στο Δίκτυο Διανομής που επηρεάζουν την ημίωρη απορρόφηση ενέργειας σε ένα Μετρητή Μεταφοράς, για τους οποίους ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ έχει ενημερωθεί και*

*ε) άλλες πληροφορίες που έχουν συλλεχθεί και κοινοποιηθεί στον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ.»*

---

*β) τη ζωνική Πρόβλεψη Μονάδων ΑΠΕ, η οποία περιλαμβάνει την πρόβλεψη των Χαρτοφυλακίων μη Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ και των Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής*

*γ) τις ζωνικές και συστημικές ανοδικές και καθοδικές ανάγκες του ΕΣΜΗΕ σε ΕΔΣ, σε αυτόματη ΕΑΣ και σε χειροκίνητη ΕΑΣ.*

*2. Οι παραπάνω προβλέψεις επικαιροποιούνται από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ και δημοσιεύονται στον ιστότοπό του σε τρεις προγραμματισμένες χρονικές περιόδους:*

*α) στο πλαίσιο της ΔΕΠ1 στις 13:30 ΕΕΤ της ημερολογιακής ημέρας D-1,*

*β) στο πλαίσιο της ΔΕΠ2 στις 21:00 ΕΕΤ της ημερολογιακής ημέρας D-1, και*

*γ) στο πλαίσιο της ΔΕΠ3 στις 09:00 ΕΕΤ της ημερολογιακής ημέρας D. 3. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ τηρεί αρχεία για τα δεδομένα και τις παραμέτρους που χρησιμοποιούνται για τις παραπάνω προβλέψεις, καθώς και για τα αποτελέσματα αυτών των προβλέψεων για κάθε ημερολογιακό έτος».*

*Επειδή*, σύμφωνα με το Άρθρο 40 του ΚΑΕ «Ζωνική Πρόβλεψη Μονάδων ΑΠΕ»:

«Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ καταρτίζει τη ζωνική Πρόβλεψη Μονάδων ΑΠΕ, λαμβάνοντας υπόψη, για τις υπό εξέταση Περιόδους Κατανομής, τις ακόλουθες πληροφορίες:

α) ιστορικά δεδομένα εγχύσεων Μονάδων ΑΠΕ, καθώς και στατιστικά στοιχεία τα οποία προκύπτουν από την επεξεργασία των ιστορικών δεδομένων,

β) μετεωρολογικές προβλέψεις (ταχύτητα ανέμου, ηλιοφάνειας, κ.λπ.), ιστορικά δεδομένα εγχύσεων Μονάδων ΑΠΕ σε παρόμοιες καιρικές συνθήκες, συγκρίσιμα στατιστικά στοιχεία, καθώς και τη συνδιακύμανση εγχύσεων Μονάδων ΑΠΕ και των παραμέτρων καιρικών συνθηκών,

γ) γεγονότα τα οποία ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ γνωρίζει εκ των προτέρων ότι θα συμβούν,

δ) άλλες πληροφορίες που έχουν συλλεχθεί και κοινοποιηθεί στον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ»

*Επειδή*, σύμφωνα με το Άρθρο 60 παρ. 4 και 5 του ΚΑΕ

«4. Με την επιφύλαξη της παραγράφου 5 του παρόντος Άρθρου, όσον αφορά τα αποτελέσματα της ΔΕΠ για την Ισχύ Εξισορρόπησης ισχύουν τα παρακάτω:

α) Τα αποτελέσματα της ΔΕΠ1 δεν είναι δεσμευτικά.

β) Τα αποτελέσματα της ΔΕΠ2 είναι δεσμευτικά για τις πρώτες είκοσι τέσσερις (24) Περιόδους Κατανομής της Ημέρας Κατανομής D.

γ) Τα αποτελέσματα της ΔΕΠ3 είναι δεσμευτικά για τις τελευταίες είκοσι τέσσερις (24) Περιόδους Κατανομής της Ημέρας Κατανομής D.

δ) Τα αποτελέσματα των κατ' απαίτηση ΔΕΠ είναι δεσμευτικά για τις Περιόδους Κατανομής που αυτές αφορούν»

*Επειδή*, σύμφωνα με το άρθρο 74 του ΚΑΕ, η Περίοδος Εκκαθάρισης Αποκλίσεων για την οποία υπολογίζεται η Απόκλιση των Συμβαλλόμενων Μερών με Ευθύνη Εξισορρόπησης ορίζεται για το χρονικό διάστημα δεκαπέντε (15) λεπτών. Εν προκειμένω, η Αρχή έκρινε ότι για την αντιπαράθεση των προβλέψεων του Διαχειριστή στο πλαίσιο της ΔΕΠ με τις πραγματικές τιμές, η πρόβλεψη για κάθε ημίωρη περίοδο κατανομής της ΔΕΠ θα επιμερίζεται σε δύο ισοδύναμες 15-λεπτες προβλέψεις.

*Επειδή*, για τους σκοπούς της Αρχικής, Διορθωτικής και Οριστικής Εκκαθάρισης ο Διαχειριστής Δικτύου Διανομής αποστέλλει στον Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ τα ακόλουθα στοιχεία ανά Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, στο χρόνο που προσδιορίζεται στις παρ. 2, 3, 4 και 5 του Άρθρου 79 του ΚΑΕ:

« α) τις μετρήσεις / εκτιμήσεις της συνολικής απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στους τηλεμετρούμενους καταναλωτές που συνδέονται στο δίκτυο Χαμηλής Τάσης του ΕΣΜΗΕ, ανηγμένη στο Όριο Συστήματος Μεταφοράς – Δικτύου Διανομής, ανά Εκπρόσωπο Φορτίου, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης ΕΔΔΗΕ,

β) τις μετρήσεις / εκτιμήσεις της συνολικής απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας που αντιστοιχεί στους καταναλωτές Μέσης Τάσης του ΕΣΜΗΕ, ανηγμένη στο Όριο Συστήματος Μεταφοράς – Δικτύου Διανομής, ανά Εκπρόσωπο Φορτίου, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης ΕΔΔΗΕ,

γ) τις μετρήσεις / εκτιμήσεις της συνολικής παραγωγής των Μονάδων ΑΠΕ που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο Χαμηλής Τάσης του ΕΣΜΗΕ, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στον Κώδικα Διαχείρισης ΕΔΔΗΕ,

δ) τις μετρήσεις της συνολικής απορρόφησης ηλεκτρικής ενέργειας των Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενου Φορτίου για τις εγκαταστάσεις που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο Μέσης ή/και Χαμηλής Τάσης, ανηγμένες στο Όριο Συστήματος Μεταφοράς – Δικτύου Διανομής, με βάση τον πίνακα αντιστοίχισης μετρητών Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενου Φορτίου που αναφέρεται στο Άρθρο 13 του παρόντος Κανονισμού,

ε) τις μετρήσεις της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ για τις μονάδες που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο Χαμηλής Τάσης με βάση τον Πίνακα Αντιστοίχισης Μονάδων ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ ΥΣΑ που αναφέρεται στο Άρθρο 12 του παρόντος Κανονισμού.»

**Επειδή**, η ΡΑΕ θεώρησε σκόπιμο να διευκρινιστεί, ότι για τον προσδιορισμό των «πραγματικών τιμών» που περιέχονται στους τύπους υπολογισμού των δεικτών σφάλματος, και στο βαθμό που αυτές αφορούν τα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενου Φορτίου ή Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης παραγωγής, δεν θα λαμβάνεται υπόψη η αναπροσαρμογή της ζήτησης ή παραγωγής που υφίστανται τα εν λόγω Χαρτοφυλάκια στο πλαίσιο της συμμετοχής τους στην Αγορά Ενέργειας Εξισορρόπησης πραγματικού χρόνου.

**Επειδή**, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 84 παρ. 14 και 15 του ΚΑΕ:

«14. Για τα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενου Φορτίου με εξαίρεση την άντληση και για τις Περιόδους Εκκαθάρισης Αποκλίσεων για τις οποίες παρέχουν Ενέργεια Εξισορρόπησης το Πρόγραμμα Αγοράς λαμβάνεται ίσο με το Φορτίο Αναφοράς τους το οποίο υπολογίζεται από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ για την αντίστοιχη περίοδο, και αντιστοιχεί στην ηλεκτρική ενέργεια που θα καταναλωνόταν από το Χαρτοφυλάκιο Κατανεμόμενου Φορτίου σε περίπτωση μη ενεργοποίησης των σχετικών Προσφορών Ενέργειας Εξισορρόπησης. Οι λεπτομέρειες και οι κανόνες υπολογισμού του Φορτίου Αναφοράς περιλαμβάνονται στη «Μεθοδολογία Υπολογισμού Φορτίου Αναφοράς».

15. Αναφορικά με τον υπολογισμό της Επιβεβλημένης Ενέργειας,  $INSTE, t$  και της προσαρμογής Αποκλίσεων  $IMBADJe, t$ , για τα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής και για τις Περιόδους Εκκαθάρισης Αποκλίσεων για τις οποίες παρέχουν Ενέργεια Εξισορρόπησης το Πρόγραμμα Αγοράς λαμβάνεται ίσο με το Φορτίο Αναφοράς τους. Το Φορτίο Αναφοράς υπολογίζεται από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ για την αντίστοιχη Περίοδο Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, και αντιστοιχεί στην ηλεκτρική ενέργεια που θα παραγόταν από το Χαρτοφυλάκιο Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ σε περίπτωση μη ενεργοποίησης των σχετικών Προσφορών Ενέργειας Εξισορρόπησης. Οι λεπτομέρειες και οι κανόνες υπολογισμού του Φορτίου Αναφοράς περιλαμβάνονται στη «Μεθοδολογία Υπολογισμού Φορτίου Αναφοράς».

**Επειδή**, η ΡΑΕ έλαβε υπόψη το αίτημα της ΔΕΗ Α.Ε. κατά την από 15.04.2022 Δημόσια Διαβούλευση (σχετ. 23), ούτως ώστε οι δείκτες σφάλματος για την ακρίβεια πρόβλεψης συνολικής ζήτησης και συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ, να υπολογίζονται διακριτά για δύο ζώνες ωρών, ήτοι «peak» για το χρονικό διάστημα 08.00 έως 20.00 τις καθημερινές και «off-peak» για τις υπόλοιπες ώρες.

**Επειδή**, στο άρθρο 104 του ΚΑΕ ορίζεται το χρονοδιάγραμμα της διαδικασίας για την Αρχική, Διορθωτική και Οριστική Εκκαθάριση Αγοράς Εξισορρόπησης, δυνάμει του οποίου ενδέχεται

να επικαιροποιούνται τα υπολογιστικά δεδομένα των δεικτών σφάλματος ακρίβειας προβλέψεων.

### Αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της, κατά το άρθρο, το άρθρο 96 παρ. 1 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει (ΦΕΚ Α' 179):

1. Την προσθήκη Παραρτήματος Δ στον Κώδικα Διαχείρισης Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας όπως ισχύει, ως εξής:

## «ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ – ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΟΔΗΓΙΑ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΑΡΑΚΟΛΟΥΘΗΣΗ ΤΗΣ ΑΠΟΔΟΤΙΚΗΣ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑΣ ΤΟΥ ΕΣΜΗΕ ΒΑΣΕΙ ΚΥΡΙΩΝ ΔΕΙΚΤΩΝ ΑΠΟΔΟΣΗΣ (KPIs)

### ΜΕΡΟΣ Α. ΑΣΦΑΛΕΙΑ ΕΦΟΔΙΑΣΜΟΥ

Η απόδοση λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ αναφορικά με την ασφάλεια εφοδιασμού υπολογίζεται με τους δείκτες ENS (Energy Not Served) και AIT (Average Interruption Time). Οι δείκτες αυτοί επιλέχθηκαν ως αντικατοπτρίζοντες τη συνέχεια της παροχής, επιτρέποντας κατά αυτόν τον τρόπο τον έλεγχο της απόδοσης του Συστήματος, ως προς την τροφοδότηση των καταναλωτών με ηλεκτρική ισχύ στα σημεία σύνδεσης, και επομένως την ικανοποίηση των προσδοκιών του τελικού πελάτη.

#### Π.1. Δείκτης Παρακολούθησης Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (ENS: Energy Not Served) – KPI 1

Π.1.1. Ο δείκτης ENS (Energy Not Served) δίνει μία εκτίμηση της συνολικής μη εξυπηρετούμενης ενέργειας του συνδεδεμένου Φορτίου του Συστήματος. Ως συνολική μη εξυπηρετούμενη ενέργεια ορίζεται το άθροισμα της ενέργειας που δεν διατέθηκε σε καταναλωτή/-ες, συμπεριλαμβανομένων των μονάδων αντλησιοταμίευσης σε λειτουργία άντλησης και των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, αφενός λόγω απομονώσεων κυκλωμάτων και μετασχηματιστών του Συστήματος και στα Όρια με του Συστήματος με το Δίκτυο, αφετέρου κατά τη διάρκεια εντολών του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ για περικοπή φορτίου λόγω περιορισμών ή επάρκειας του Συστήματος.

Π.1.2. Ο δείκτης ENS υπολογίζεται σε MWh ως εξής:

$$ENS = \sum_{i=1}^K PDi * Hi$$

Όπου:

- PDi = Απώλεια φορτίου από το συμβάν διακοπής τροφοδότησης «i» (σε MW) (βλ. Π.1.10).
- Hi = Διάρκεια συμβάντος διακοπής τροφοδότησης «i» (σε ώρες) (βλ. Π.1.9).
- K = Συνολικός αριθμός συμβάντων διακοπών τροφοδότησης στο Σύστημα και στα Όρια του Συστήματος κατά το έτος αναφοράς.

Π.1.3. Ο υπολογισμός του δείκτη ENS λαμβάνει χώρα ανά μήνα του έτους αναφοράς για τις περιπτώσεις που αναφέρονται στις ακόλουθες παραγράφους, ενώ παρατίθεται σύγκριση με τις αντίστοιχες μηνιαίες τιμές που προέκυψαν για τα προηγούμενα έτη από το έτος αναφοράς.

Π.1.4. Ο δείκτης μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (ENS) υπολογίζεται (σε MWh) και παρουσιάζεται διακριτά:

- A. για το σύνολο των γεγονότων μη προγραμματισμένης διακοπής τροφοδότησης συνολικής διάρκειας μικρότερης ή ίσης των τριών λεπτών ( $t \leq 3 \text{min}$ ),
- B. για το σύνολο των γεγονότων διακοπών τροφοδότησης συνολικής διάρκειας μεγαλύτερης των τριών λεπτών ( $t > 3 \text{min}$ ), με διάκριση σε α) προγραμματισμένες και β) μη προγραμματισμένες διακοπές.

Π.1.5. Για τα συμβάντα των μη προγραμματισμένων διακοπών τροφοδότησης γίνεται ευρύτερη διάκριση (σε MWh) των λόγων για τους οποίους αυτά προκλήθηκαν, ως εξής:

- A. Απομονώσεις κυκλωμάτων και Μ/Σ του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος από σφάλμα, διαταραχή ή βλάβη,
- B. Εντολή περικοπής φορτίου λόγω περιορισμών ή επάρκειας του Συστήματος,
- Γ. Άλλοι πιθανοί λόγοι προέλευσης εντός σφαίρας ελέγχου ή ευθύνης του Διαχειριστή του Συστήματος,
- Δ. Εκτός σφαίρας ελέγχου του Διαχειριστή του Συστήματος.

Π.1.6. Αναφέρονται οι ακόλουθες διευκρινιστικές οδηγίες αναφορικά με την κατανομή σε υποκατηγορίες της παραγράφου Π.1.5 για ορισμένες υποπεριπτώσεις συμβάντων μη προγραμματισμένων διακοπών τροφοδότησης:

- A. Οι διακοπές τροφοδότησης εξαιτίας απομόνωσης κυκλωμάτων του Συστήματος με αυτόματη ή χειροκίνητη ενεργοποίηση (με τηλεχειρισμό ή αναγκαστικό χειρισμό) των συστημάτων προστασίας (μέσω ανοίγματος διακοπών ή αποζευκτών), κατανομονται στα συμβάντα της υποκατηγορίας «Απομονώσεις κυκλωμάτων και Μ/Σ του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος από Σφάλμα, διαταραχή ή βλάβη».
- B. Οι διακοπές τροφοδότησης εξαιτίας μη διαθεσιμότητας μετασχηματιστών, που προκύπτει με το άνοιγμα (αυτόματο ή χειροκίνητο) των δύο διακοπών σύνδεσης του μετασχηματιστή με το ηλεκτρικό δίκτυο, κατανομονται ως συμβάν της υποκατηγορίας «Απομονώσεις κυκλωμάτων και Μ/Σ του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος από Σφάλμα, διαταραχή ή βλάβη».
- Γ. Όσο ο Μ/Σ 150kV/MT (πάγιο του Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής) έχει τάση στην πλευρά του διακόπτη Υψηλής Τάσης (ΥΤ), το στοιχείο αυτό δεν θεωρείται ότι έχει διακοπή λειτουργίας για τον Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς. Μόνο σε περιπτώσεις όπου διακοπή τροφοδότησης εξαιτίας απομόνωσης Μ/Σ στα όρια του Συστήματος με το δίκτυο διανομής, οφείλεται σε διακοπή των Ζυγών ή των Ημι-Ζυγών 150kV ενός Υ/Σ, το συμβάν συνυπολογίζεται είτε στην υποκατηγορία «Απομονώσεις κυκλωμάτων και Μ/Σ του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος από σφάλμα, διαταραχή ή βλάβη» είτε ανάλογα με την αιτία του συμβάντος στην υποκατηγορία «Εκτός σφαίρας ελέγχου του Διαχειριστή του Συστήματος». Σε αντίθετη περίπτωση, το συμβάν διακοπής τροφοδότησης λόγω απομόνωσης Μ/Σ στα όρια του ΕΣΜΗΕ δεν εμπίπτει στον υπολογισμό του δείκτη Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας.
- Δ. Οι διακοπές τροφοδότησης με εντολή περικοπής φορτίου ως διορθωτικό μέτρο επαναφοράς της τάσης έπειτα από εμφάνιση χαμηλής τάσης σε τμήμα του Συστήματος, αναφέρονται ως «Εντολή περικοπής φορτίου λόγω περιορισμών ή επάρκειας του Συστήματος».
- Ε. Οι διακοπές τροφοδότησης με χειροκίνητη εντολή περικοπής φορτίου εξαιτίας υπερφορτίσεων κυκλωμάτων του Συστήματος αναφέρονται ως συμβάντα της

υποκατηγορίας «Έντολή περικοπής φορτίου λόγω περιορισμών ή επάρκειας του Συστήματος».

ΣΤ. Στις υποκατηγορίες Α, Β και Γ της παραγράφου Π.1.5 κατανέμονται μόνον όσα συμβάντα μη προγραμματισμένων διακοπών τροφοδότησης οφείλονται σε λόγους εντός σφάιρας ελέγχου του Διαχειριστή του Συστήματος, δηλαδή όσα συμβάντα δεν εντάσσονται στην υποκατηγορία Δ της παραγράφου Π.1.5.

Ζ. Τα γεγονότα "ανωτέρας βίας" (βλ. παράγραφο Π.1.7) οφείλονται σε εξωγενείς προς τον ΑΔΜΗΕ παράγοντες που εκφεύγουν της δυνατότητας ελέγχου του (όπως ενδεικτικά και όχι περιοριστικά, καπνός από πυρκαγιές σε παρακείμενες περιοχές, πλημμύρες, πόλεμοι, σεισμοί, φυσικές καταστροφές, διαδηλώσεις, λεηλασίες, εγκληματικές ενέργειες, επιθέσεις, εκρήξεις, περιπτώσεις διακοπών που διατάσσονται από δημόσιες αρχές για λόγους δημόσιας ασφάλειας κλπ.).

Π.1.7. Οι μη προγραμματισμένες διακοπές τροφοδότησης «εκτός σφάιρας ελέγχου του Διαχειριστή του Συστήματος», είτε ως αποτέλεσμα γεγονότων που ξεκίνησαν ή έλαβαν χώρα στο Σύστημα ή στα όρια του Συστήματος με το δίκτυο, είτε ως αποτέλεσμα αποφάσεων ή εντολών περικοπής φορτίου του Διαχειριστή του Συστήματος, δύναται να οφείλονται σε:

- Α. Παρέμβαση ή Υπαιτιότητα/ευθύνη τρίτου μέρους, όπως ενδεικτικά του Διαχειριστή δικτύου, Σταθμού παραγωγής ή οποιουδήποτε Χρήστη του Συστήματος,
- Β. Μη επάρκεια ισχύος του διαθέσιμου παραγωγικού δυναμικού,
- Γ. Διακοπή τροφοδότησης που εφαρμόζει ο Διαχειριστής του Συστήματος έπειτα από παρεμβάσεις ή οδηγίες δημοσίων αρχών ή των οργάνων διαχείρισης κρίσης ηλεκτρικής ενέργειας σε περιπτώσεις έκτακτων συμβάντων, για προληπτικούς λόγους ασφάλειας του Συστήματος είτε για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού σε σχέση με την επάρκεια ορυκτών καυσίμων ή της ισχύος παραγωγής,
- Δ. Γεγονότα ανωτέρας βίας όπως ορίζονται στην υποενότητα 1.6 του παρόντος Κώδικα,
- Ε. Συνδυασμός των ανωτέρω.

Π.1.8. Ακολουθούν διευκρινιστικές οδηγίες σε ότι αφορά στα κριτήρια ένταξης διακοπής τροφοδότησης στις προγραμματισμένες διακοπές τροφοδότησης διάρκειας μεγαλύτερης των τριών λεπτών ( $t > 3\text{min}$ ):

- Α. Ως προγραμματισμένες διακοπές τροφοδότησης διάρκειας μεγαλύτερης των τριών λεπτών ( $t > 3\text{mins}$ ) νοούνται αυτές για τις οποίες οι επηρεαζόμενοι Χρήστες του Συστήματος λαμβάνουν ειδοποίηση εκ των προτέρων τουλάχιστον 48 ώρες πριν από τη χρονική στιγμή έναρξης της διακοπής. Οι υπόλοιπες διακοπές τροφοδότησης ταξινομούνται στις μη προγραμματισμένες διακοπές και στις Υποκατηγορίες που ορίζονται στην παράγραφο Π.1.5.
- Β. Οι προγραμματισμένες διακοπές τροφοδότησης συμβαίνουν κυρίως στο πλαίσιο προγραμματισμένων εργασιών, ελέγχων, συντηρήσεων ή/και αναβαθμίσεων επί του Συστήματος, καθώς και στο πλαίσιο σύνδεσης νέων Χρηστών σε αυτό
- Γ. Προκειμένου να χαρακτηριστεί μία περίπτωση διακοπής τροφοδότησης χρονικής διάρκειας μεγαλύτερης των τριών λεπτών ( $t > 3\text{min}$ ) ως προγραμματισμένη, θα πρέπει να έχει προηγηθεί ενημέρωση των επηρεαζόμενων Χρηστών του Συστήματος από τον Διαχειριστή του Συστήματος τουλάχιστον 48 ώρες πριν από την χρονική στιγμή έναρξης της διακοπής, όπως και σχετική ανάρτηση στην ιστοσελίδα του Διαχειριστή. Οι πληροφορίες που πρέπει να παρέχει ο Διαχειριστής του Συστήματος και στις δύο περιπτώσεις περιλαμβάνουν την εκτιμώμενη χρονική στιγμή έναρξης και λήξης (ημερομηνία και ώρα), όπως και την αναμενόμενη χρονική διάρκεια της διακοπής τροφοδότησης για κάθε επηρεαζόμενο Χρήστη του Συστήματος.

Σε αντίθετη περίπτωση, εάν δηλαδή δεν επήλθε έγκαιρη και επαρκής ενημέρωση από τον Διαχειριστή του Συστήματος, το συμβάν διακοπής τροφοδότησης εντάσσεται στην υποκατηγορία «Άλλοι πιθανοί λόγοι προέλευσης εντός σφαίρας ελέγχου ή ευθύνης του Διαχειριστή του Συστήματος».

- Δ. Σε περίπτωση που η χρονική διάρκεια (βλ. παράγραφος Π.1.9) συμβάντος προγραμματισμένης διακοπής τροφοδότησης υπερβαίνει σημαντικά για λόγους εντός σφαίρας του Διαχειριστή Συστήματος την αναγγελθείσα χρονική διάρκεια της διακοπής, είτε το συμβάν παρεκκλίνει σημαντικά από το χρονοδιάγραμμα (έκταση συμβάντος πριν από την εκτιμώμενη χρονική στιγμή έναρξης ή μετά από την εκτιμώμενη χρονική στιγμή λήξης της διακοπής τροφοδότησης), τότε η υπολογιζόμενη χρονική διαφορά στην οποία εκτείνεται το συμβάν διακοπής τροφοδότησης συνυπολογίζεται ως συμβάν της υποκατηγορίας «Άλλοι πιθανοί λόγοι προέλευσης εντός σφαίρας ελέγχου ή ευθύνης του Διαχειριστή του Συστήματος».
- Ε. Ο Διαχειριστής του Συστήματος οφείλει να ενημερώνει τον Χρήστη του Συστήματος για την επερχόμενη διακοπή τροφοδότησης σε διαφορετικό χρόνο από αυτόν των 48 ωρών κατ' ελάχιστο, στην περίπτωση που έχει εισαχθεί ειδικός όρος στη μεταξύ τους Σύμβαση Σύνδεσης. Σε περίπτωση ειδικού όρου σύμφωνα με τα ανωτέρω, αυτός λαμβάνεται υπόψη από τον Διαχειριστή του Συστήματος κατά για τον χαρακτηρισμό του συμβάντος διακοπής τροφοδότησης ως προγραμματισμένου ή μη προγραμματισμένου.
- ΣΤ. Σε περιπτώσεις όπου προγραμματίζονται, από τον Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ, διακοπές τροφοδότησης για λόγους που εμπίπτουν σε αυτούς της παραγράφου Π.1.7, τότε τα περιστατικά αυτά καταγράφονται ως «εκτός σφαίρας ελέγχου του Διαχειριστή του Συστήματος».

Π.1.9. Αναφέρονται οι ακόλουθες διευκρινιστικές οδηγίες σχετικά με τον ορισμό του χρόνου έναρξης και λήξης της διακοπής τροφοδότησης.

- Α. Ο χρόνος έναρξης διακοπής τροφοδότησης είναι η χρονική στιγμή ανοίγματος του τελευταίου διακόπτη που αποκόπτει την τάση στο στοιχείο του Συστήματος. Ο χρόνος λήξης διακοπής τροφοδότησης είναι η χρονική στιγμή κλεισίματος του τελευταίου διακόπτη που επαναφέρει την τάση στο στοιχείο του Συστήματος, ανεξάρτητα από το αν μετέπειτα με ευθύνη του Διαχειριστή Δικτύου Διανομής εξυπηρετούνται όλα τα φορτία της ΜΤ και ΧΤ που υπέστησαν διακοπή.
- Β. Αναφορικά με τις διακοπές τροφοδότησης που λαμβάνουν χώρα με εντολή περικοπής φορτίου λόγω περιορισμών ή επάρκειας του Συστήματος και όχι λόγω απομόνωσης Στοιχείου του Συστήματος, ο χρόνος έναρξης διακοπής τροφοδότησης (ημερομηνία και ώρα) είναι ο χρόνος κατά τον οποίο διακόπτεται η τροφοδότηση του χρήστη ή των χρηστών, και ο χρόνος λήξης διακοπής τροφοδότησης (ημερομηνία και ώρα) είναι ο χρόνος κατά τον οποίο η τροφοδότηση του Χρήστη ή των Χρηστών αποκαθίσταται μέσω του Συστήματος Μεταφοράς σε περίπτωση σύνδεσης τους στο Σύστημα, και ειδικά για τα φορτία της ΜΤ και ΧΤ ο χρόνος (ημέρα και ώρα) που εκδίδεται εντολή αποκατάστασης τροφοδότησης από τον Διαχειριστή του Συστήματος προς τον Διαχειριστή του δικτύου, είτε η χρονική στιγμή που αποκαθίσταται η τροφοδότηση μέσω ενεργειών του Διαχειριστή του Δικτύου για ανατροφοδότηση μέσω του δικτύου.
- Γ. Η χρονική διάρκεια διακοπής τροφοδότησης ορίζεται ως η χρονική διαφορά μεταξύ της χρονικής στιγμής λήξης και της χρονικής στιγμής έναρξης της διακοπής τροφοδότησης.
- Δ. Αναφορικά με τα βιομηχανικά φορτία, στον υπολογισμό του δείκτη μέτρησης μη εξυπηρετούμενης ενέργειας δεν συμπεριλαμβάνεται ο απαιτούμενος χρόνος για



επαναφορά της εγκατάστασης στο προ διακοπής επίπεδο λειτουργίας (επιπλέον χρόνος μετά την αποκατάσταση της παροχής ισχύος για επανεκκίνηση).

- Ε. Για περιπτώσεις όπου η αποκατάσταση της τροφοδότησης ύστερα από διακοπή αυτής γίνεται σταδιακά είτε μέσω του Συστήματος είτε μέσω του Δικτύου στους Χρήστες που επηρεάστηκαν, ο Διαχειριστής Συστήματος λαμβάνει υπόψη κατά τον υπολογισμό του δείκτη ENS, τη χρονική στιγμή αποκατάστασης τροφοδότησης και τη ζήτηση των φορτίων που αποκαταστάθηκαν σε κάθε στάδιο.

Π.1.10. Η παράμετρος «PD» για την Απώλεια Φορτίου από το περιστατικό διακοπής τροφοδότησης «i» εκτιμάται ως εξής:

- A. Για τα περιστατικά διακοπής τροφοδότησης χρονικής διάρκειας μικρότερης ή ίσης των τριάντα (30) λεπτών ( $t \leq 30 \text{ mins}$ ), μέσω της ζήτησης του φορτίου (MW) που υπέστη διακοπή τροφοδότησης, ακριβώς πριν από τη χρονική στιγμή έναρξης της διακοπής τροφοδότησης,
- B. Για τα περιστατικά διακοπής τροφοδότησης χρονικής διάρκειας μεγαλύτερης των τριάντα (30) λεπτών ( $t > 30 \text{ mins}$ ), χρησιμοποιείται για τα πρώτα τριάντα (30) λεπτά η ζήτηση του φορτίου (MW) ακριβώς πριν από τη χρονική στιγμή έναρξης της διακοπής τροφοδότησης, και ακολούθως για την υπολειπόμενη χρονική διάρκεια χρησιμοποιείται το αναμενόμενο προφίλ του φορτίου μίας αντίστοιχης ημέρας, κατά προτεραιότητα ακριβώς μίας εβδομάδας πριν από το συμβάν της διακοπής τροφοδότησης.

Ειδάλλως, σε περίπτωση που δεν υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία για το προφίλ του φορτίου, τότε για την υπολειπόμενη χρονική διάρκεια (δηλαδή μετά το 30<sup>ο</sup> λεπτό) της διακοπής τροφοδότησης συνεχίζεται να χρησιμοποιείται η ζήτηση του φορτίου ακριβώς πριν από τη χρονική στιγμή έναρξης της διακοπής τροφοδότησης.

Π.1.11. Αναφέρονται οι ακόλουθες διευκρινιστικές οδηγίες σχετικά με περιπτώσεις που δεν εμπίπτουν στον υπολογισμό του δείκτη μη εξυπηρετούμενης ενέργειας, και ως εκ τούτου εξαιρούνται της καταγραφής στην ετήσια έκθεση απόδοσης λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ:

- A. Τα συμβάντα διακοπών τροφοδότησης στο πλαίσιο της υλοποίησης υπηρεσιών διακοπόμενου φορτίου σύμφωνα με την Ενότητα 13.0 του παρόντος Κώδικα, δεν εμπίπτουν στην έννοια της διακοπής τροφοδότησης σύμφωνα με το παρόν, και ως εκ τούτου δεν καταγράφονται στην ετήσια έκθεση και δεν λαμβάνονται υπόψη κατά τον υπολογισμό του δείκτη μη εξυπηρετούμενης ενέργειας.
- B. Τα συμβάντα διακοπής τροφοδότησης ή/και προσαρμοσμένης μείωσης της κατανάλωσης των Χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενου Φορτίου στο πλαίσιο συμμετοχής της Απόκρισης Ζήτησης στην Αγορά Εξισορρόπησης Ηλεκτρικής Ενέργειας, δεν εμπίπτουν στην έννοια της διακοπής τροφοδότησης και της περικοπής φορτίου σύμφωνα με το παρόν, και ως εκ τούτου δεν καταγράφονται στην ετήσια έκθεση και δεν λαμβάνονται υπόψη κατά τον υπολογισμό του δείκτη μη εξυπηρετούμενης ενέργειας.
- Γ. Τα συμβάντα απενεργοποίησης της σύνδεσης εγκαταστάσεων Χρήστη Συστήματος στο πλαίσιο υλοποίησης αιτήματος του ίδιου του Χρήστη για εργασίες συντήρησης στις εγκαταστάσεις του ή για άλλους λόγους, δεν εμπίπτουν στην έννοια της διακοπής τροφοδότησης και της περικοπής φορτίου σύμφωνα με το παρόν, και ως εκ τούτου δεν καταγράφονται στην ετήσια έκθεση και δεν λαμβάνονται υπόψη κατά τον υπολογισμό του δείκτη μη εξυπηρετούμενης ενέργειας.

Π.1.12. Οι περιπτώσεις προγραμματισμένων και μη προγραμματισμένων διακοπών τροφοδότησης χρονικής διάρκειας μεγαλύτερης των τριών λεπτών ( $t > 3 \text{min}$ ) κατά το έτος αναφοράς, που σημειώθηκαν είτε λόγω συμβάντων που έλαβαν χώρα στο Σύστημα ή στα όρια με το Δίκτυο είτε λόγω εντολής περικοπής φορτίου του Διαχειριστή Συστήματος για τους λόγους που αναλύθηκαν στην παράγραφο Π1 του Μέρους Α, καταγράφονται στο παράρτημα της ετήσιας έκθεσης απόδοσης του Διαχειριστή, όπου περιέχονται τα εξής στοιχεία ανά γεγονός διακοπής τροφοδότησης:

- Α. Χρονική στιγμή έναρξης και λήξης διακοπής τροφοδότησης,
- Β. Χρονική διάρκεια διακοπής τροφοδότησης,
- Γ. Ταυτότητα στοιχείου μεταφοράς ή στοιχείων μεταφοράς (πάγια Σύστημα) ή παγίου του Διαχειριστή Δικτύου όσον αφορά τους Μ/Σ 150kV/MT, που ενδεχομένως τέθηκαν σε θέση εκτός λειτουργίας και οδήγησαν σε διακοπή τροφοδότησης,
- Δ. Γεωγραφική περιοχή και εμπλεκόμενοι υποσταθμοί,
- Ε. Διάκριση υποκατηγορίας διακοπής βάσει των παραγράφων Π.1.4 και Π.1.5 του Παραρτήματος,
- ΣΤ. Τεχνικά εφικτή περιγραφή της αιτίας πρόκλησης του συμβάντος,
- Ζ. Περιγραφή των ενεργειών για την αποκατάσταση της τροφοδότησης,
- Η. Απώλεια φορτίου κατά την χρονική στιγμή έναρξης της διακοπής τροφοδότησης (MW),
- Θ. Σε περιπτώσεις όπου υπήρξε σταδιακή αποκατάσταση τροφοδότησης, πληροφορίες για τη χρονική στιγμή κάθε σταδίου αποκατάστασης τροφοδότησης και την αντίστοιχη ζήτηση (MW) των φορτίων που επανατροφοδοτήθηκαν,
- Ι. Στοιχεία για τις περιπτώσεις όπου προγραμματισμένα Συμβάντα διακοπής τροφοδότησης παρέκκλιναν σημαντικά από το ανακοινωθέν χρονοδιάγραμμα,
- ΙΑ. Υπολογισμένη Μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (ENS),
- ΙΒ. Υπολογισμένος μέσος χρόνος διακοπής τροφοδότησης (AIT)

Η ετήσια έκθεση απόδοσης λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ υποβάλλεται στη ΡΑΕ συνοδευόμενη από αναλυτικό αρχείο σε επεξεργάσιμη μορφή όπου περιλαμβάνονται όλα τα παραπάνω στοιχεία, όπως και τυχόν επιπρόσθετα στοιχεία που κρίνει η ΡΑΕ σκόπιμο να συμπεριληφθούν.

## Π.2. Δείκτης Παρακολούθησης του Μέσου Χρόνου Διακοπής Τροφοδότησης (AIT: Average Interruption Time) – KPI 2

Ο δείκτης AIT (Average Interruption Time) εκφράζεται σε λεπτά (minutes) και αντιπροσωπεύει τη σοβαρότητα των γεγονότων διακοπών τροφοδότησης σε καταναλωτές, συμπεριλαμβανομένων των μονάδων αντλησιοταμίευσης που βρίσκονται σε λειτουργία άντλησης και των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, σε σχέση με το μέγεθος της μέσης ζήτησης του Συστήματος.

Π.2.1. Ο AIT εκφράζεται σε λεπτά και ορίζεται ως ο δείκτης ENS πολλαπλασιασμένος επί το σύνολο των λεπτών μίας ώρας (60min) και διαιρεμένος με το μέσο Φορτίο Συστήματος (σε MW) για το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα

$$AIT = \frac{60 * ENS}{Average Annual System Load}$$

Π.2.2. Οι κανόνες υπολογισμού του δείκτη ENS που αναφέρονται στην παράγραφο Π.1 ισχύουν και κατά τον υπολογισμό του δείκτη AIT.

Π.2.3. Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει και παρουσιάζει στην ετήσια έκθεση απόδοσης τις τιμές του δείκτη ΑΙΤ για το έτος αναφοράς και ανά μήνα αυτού σε αντιδιαστολή με τα προηγούμενα έτη, ακολουθώντας τις αντίστοιχες οδηγίες που αναφέρονται στην παράγραφο Π.1 για τον υπολογισμό του δείκτη ENS.

## ΜΕΡΟΣ Β. ΠΟΙΟΤΗΤΑ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ

### Π.1. Δείκτης Παρακολούθησης Ποιότητας Συχνότητας (FRCE: Frequency Restoration Control Error) – KPI 3

Π.1.1 Η παρακολούθηση της αποδοτικής λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ αναφορικά με την ρύθμιση και την ποιότητα Συχνότητας βασίζεται στα δεδομένα αξιολόγησης ποιότητας Συχνότητας και στα κριτήρια αξιολόγησης ποιότητας Συχνότητας, σύμφωνα με τα άρθρα 130 και 131 του Κανονισμού ΕΕ SOGL.

Π.1.2. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ αναφέρει στην ετήσια έκθεση απόδοσης τις τιμές «FRCE Level 1» και «FRCE Level 2» για το Σύστημα του ΕΣΜΗΕ (σε MW) για το έτος αναφοράς, όπως αυτές υπολογίστηκαν στην επιχειρησιακή συμφωνία μεταξύ όλων των Διαχειριστών της Ηπειρωτικής Ευρώπης (Synchronous Area Operational Agreement).

Π.1.3. Ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ παραθέτει στην ετήσια έκθεση απόδοσης, για κάθε μήνα του έτους αναφοράς και σε αντιδιαστολή με τον αντίστοιχο μήνα των προηγούμενων ετών, τα ακόλουθα στοιχεία, όπως τα υποβάλλει κάθε έτος έως την 1<sup>η</sup> Μαρτίου στον ENTSO-E, σύμφωνα με το άρθρο 16 του Κανονισμού ΕΕ SOGL:

- Α. Τη μέση τιμή του συνόλου των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE,
- Β. Την τυπική απόκλιση (standard deviation) του συνόλου των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE,
- Γ. Το 1-, 5-, 10-, 90-, 95- και 99ο εκατοστημόριο του συνόλου των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE (percentiles),
- Δ. Τον αριθμό των χρονικών διαστημάτων σε μηνιαία βάση κατά τα οποία η 15λεπτη μέση τιμή του FRCE ήταν εκτός της περιοχής FRCE Level 1, με διάκριση μεταξύ αρνητικού και θετικού FRCE,
- Ε. Ο αριθμός των χρονικών διαστημάτων σε μηνιαία βάση κατά τα οποία η 15λεπτη μέση τιμή του FRCE ήταν εκτός της περιοχής FRCE Level 2, με διάκριση μεταξύ αρνητικού και θετικού FRCE,

από ένα σύνολο δεδομένων που περιλαμβάνει όλες τις 15-λεπτες μέσες τιμές FRCE ανά μήνα, όπως υπολογίζονται από τον Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ κατόπιν επεξεργασίας των στιγμιαίων δεδομένων αξιολόγησης ποιότητας Συχνότητας, ήτοι των στιγμιαίων τιμών FRCE που καταγράφονται στην περιοχή ελέγχου του ΕΣΜΗΕ μέσω δεδομένων που λαμβάνει το Σύστημα Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής (ΑΡΙΠ) του Διαχειριστή Συστήματος από διατάξεις τηλεμέτρησης για τη συχνότητα και τις ροές ισχύος στις AC διασυνδέσεις.

Επιπροσθέτως, ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ λαμβάνοντας υπόψη τις στιγμιαίες τιμές FRCE που καταγράφονται στην περιοχή ελέγχου του, παρέχει στην ετήσια έκθεση απόδοσης, για κάθε μήνα του έτους αναφοράς και σε αντιδιαστολή με τον αντίστοιχο μήνα των προηγούμενων ετών: Τον αριθμό συμβάντων σε μηνιαία βάση για τα οποία η μέση τιμή του FRCE σε χρονικό διάστημα ενός (1) λεπτού υπερέβη το 60 % της εφεδρικής δυναμικότητας της περιοχής ελέγχου

του σε FRR και δεν επανήλθε στο 15 % της εφεδρικής δυναμικότητας σε FRR εντός του χρόνου για την αποκατάσταση της συχνότητας (δηλαδή 15 λεπτά), με διάκριση μεταξύ αρνητικού και θετικού FRCE.

Π.1.4. Ο Διαχειριστής του Συστήματος Μεταφοράς υπολογίζει και αναρτά στην ιστοσελίδα του ανά μήνα του έτους αναφοράς, το σύνολο των 15-λεπτων μέσων τιμών FRCE που υπολογίστηκαν για τον προηγούμενο μήνα, ακολουθώντας την αντίστοιχη χρονική σειρά των δεκαπενταλέπτων.

## Π.2. Δείκτης Παρακολούθησης Ποιότητας Τάσης – KPI 4

Π.2.1. Οι δείκτες ποιότητας τάσης ορίζονται για την εύρεση της χρονικής διάρκειας και του αριθμού των συμβάντων κατά τα οποία η τάση στους ζυγούς του Συστήματος αποκλίνει από το επιτρεπόμενο εύρος τάσης, όπως αυτό ορίζεται στο Παράρτημα 2 του Κανονισμού ΕΕ SOGL για κάθε επίπεδο τάσης ως ακολούθως:

A. Για επίπεδο τάσης 110-300kV: 0,90pu–1,118pu

B. Για επίπεδο τάσης 300-400kV: 0,90pu–1,05pu

Π.2.2. Οι δείκτες ποιότητας τάσης υπολογίζονται για κάθε κλίμακα που ορίζεται ανά εύρος τάσης στο σημείο σύνδεσης και χρονικό εύρος παραβίασης ορίου, σύμφωνα με την «ICS methodology 2020» του ENTSO-E. Ακολουθεί στον παρακάτω πίνακα περιγραφή ανά κλίμακα:

	<b>Εύρος και χρονική διάρκεια απόκλισης τάσης στο σημείο σύνδεσης &gt;110 kV and ≤300 kV</b>	<b>Εύρος και χρονική διάρκεια απόκλισης τάσης στο σημείο σύνδεσης &gt;300 kV</b>
<b>«Below Scale»</b>	V>0,85 και ≤0,90 pu, για t>5 and ≤15 min. ή V>1,118 και ≤1,15 pu για t>5 και ≤15 min.	V>0,85 και ≤0,90 pu, για t>5 και ≤15 min. ή V>1,05 και ≤1,10 pu, για t>5 and ≤15 min.
<b>«Scale 0»</b>	V>0,85 και ≤0,90 pu, για t>15 και ≤60 min, ή V>1,118 και ≤1,15 pu για t>15 and ≤60 min.	V>0,85 και ≤0,90 pu, για t>15 min και ≤60 min. ή V>1,05 ≤1,10 pu, για t>15 and ≤60 min.
<b>«Scale 1»</b>	V<0,85pu για t>30 seconds ή V>0,85 και ≤0,90 pu, για t>60 min ή V>1,118 και ≤1,15 pu, για t>60 min ή V>1,15 pu, για t>30 seconds	V<0,85pu για t>30 seconds ή V>0,85 και ≤0,90 pu, για t>60 min. ή V>1,05 και ≤1,10 pu, για t>60 min. ή V>1,10 pu, για t>30 seconds

«Scale 2»	Το εύρος είναι το ίδιο με «Scale 1», αλλά συνοδεύεται από συνέπειες τουλάχιστον σε έναν γειτονικό ΔΣΜ.	Το εύρος είναι το ίδιο με «Scale 1», αλλά συνοδεύεται από συνέπειες τουλάχιστον σε έναν γειτονικό ΔΣΜ.
-----------	--	--

Π.2.3 Στο πλαίσιο της παρουσίασης των αποτελεσμάτων του δείκτη ποιότητας τάσης ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ υπολογίζει και αναπαριστά γραφικά στην έκθεση του ανά επίπεδο τάσης, τα εξής στοιχεία για κάθε μήνα του έτους αναφοράς και σε αντιδιαστολή με τον αντίστοιχο μήνα των προηγούμενων ετών, καθώς και συνολικά για το έτος αναφοράς σε αντιδιαστολή με τα προηγούμενα έτη:

- A. Το χρονικό διάστημα όπου σημειώθηκε απόκλιση τάσης ανά κλίμακα του πίνακα της παραγράφου Π.2.2,
- B. Τον αριθμό αποκλίσεων τάσης ανά κλίμακα του πίνακα της παραγράφου Π.2.2.

Π.2.4 Οι δείκτες της παραγράφου Π.2.3 υπολογίζονται και αναπαριστώνται διακριτά:

- A. για το σύνολο των ζυγών σε επίπεδο τάσης 400kV,
- B. για το σύνολο των ζυγών σε επίπεδο τάσης 150kV,
- Γ. για μεμονωμένους ζυγούς ή Υποσταθμούς σε επίπεδο τάσης 400kV που επιλέγονται από τον Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ επειδή παρουσιάζουν ιδιαίτερα συχνά παραβιάσεις των ορίων τάσης (αναφέρεται η ταυτότητα του ζυγού ή Υ/Σ),
- Δ. για μεμονωμένους ζυγούς ή Υποσταθμούς σε επίπεδο τάσης 150kV που επιλέγονται από τον Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ επειδή παρουσιάζουν ιδιαίτερα συχνά παραβιάσεις των ορίων τάσης (αναφέρεται η ταυτότητα του ζυγού ή Υ/Σ).

### Π.3 Δείκτης Παρακολούθησης της Απορριπτόμενης Παραγωγής των ΑΠΕ (RES Curtailment) – KPI 5

Π.3.1. Ο δείκτης για τη μέτρηση της απορριπτόμενης παραγωγής των ΑΠΕ (RES Curtailment) ορίζεται ως το πηλίκο της επιπλέον ενέργειας που θα μπορούσε να παραχθεί από Σταθμούς ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης παραγωγής συνδεδεμένους στο Σύστημα, αλλά δεν εγχέεται στο Σύστημα λόγω της διαδικασίας περικοπής, προς την συνολική ετήσια δυνατότητα παραγωγής των εν λόγω Σταθμών ΑΠΕ.

Π.3.2. Ο δείκτης μέτρησης απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ υπολογίζεται για το έτος αναφοράς σύμφωνα με τον παρακάτω τύπο:

$$RES\ Curt = \frac{\sum_{i=1}^{12} ENLi}{\sum_{i=1}^{12} ERESi}$$

Όπου:

- ENLi: Η συνολική απορριπτόμενη ενέργεια του μήνα «i» του εξεταζόμενου έτους, λόγω της διαδικασίας περικοπής των Σταθμών ΑΠΕ (σε MWh),
- ERESi: Συνολική δυνατότητα παραγωγής των Σταθμών ΑΠΕ το μήνα «i».

Π.3.3. Ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ υπολογίζει τον δείκτη απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ διακριτά για το σύνολο των σταθμών ανά τεχνολογία ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης παραγωγής που συνδέονται στο Σύστημα, και εμπίπτουν στην επιβολή των «λειτουργικών περιορισμών έγχυσης» σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 10 του ν.4951/2022. Οι αιτίες περιορισμού έγχυσης, που σχετίζονται με την επάρκεια και ασφάλεια λειτουργίας του τοπικού συστήματος και Δικτύου, ορίζονται βάσει της παρ. 2 του άρθρου 10 του ν. 4951/2022 ως εξής:

«...»

- α. Μόνιμος περιορισμός της μέγιστης ισχύος παραγωγής του σταθμού σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων του.
  - β. Περιορισμοί της μέγιστης ισχύος παραγωγής του σταθμού για προκαθορισμένες χρονικές περιόδους εντός της κάθε ημέρας κατανομής.
  - γ. Περιορισμοί που καθορίζονται από τους Διαχειριστές με βάση την εκτιμώμενη κατάσταση λειτουργίας του τοπικού συστήματος ή δικτύου.
  - δ. Περιορισμοί που ενεργοποιούνται σε πραγματικό χρόνο, σε έκτακτες καταστάσεις, μέσω αυτόματων συστημάτων προστασίας και ελέγχου, οι οποίοι μπορεί να οδηγούν ακόμη και στην αποσύνδεση του σταθμού.
- ...»

Π.3.4. Για το σύνολο των Σταθμών ανά τεχνολογία ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης παραγωγής που συνδέονται στο Σύστημα και υφίστανται περικοπές ισχύος σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 10 του ν.4951/2022, ο Διαχειριστής του Συστήματος παρουσιάζει στην έκθεση απόδοσης για κάθε μήνα του έτους αναφοράς και σε σύγκριση με τον αντίστοιχο μήνα των προηγούμενων ετών, καθώς επίσης συνολικά για το εξεταζόμενο έτος σε σύγκριση με τα προηγούμενα έτη, την υπολογισμένη τιμή του δείκτη «RES Curt», με διάκριση μεταξύ των αιτιών που αναφέρονται στην παράγραφο Π.3.3. και οδήγησαν σε περικοπή.

Π.3.5. Για τους Σταθμούς ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης παραγωγής που εμπίπτουν στην επιβολή «λειτουργικών περιορισμών έγχυσης» σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 10 του ν.4951/2022, ο υπολογισμός της τιμής της παραμέτρου «ERES» (σε MWh) γίνεται σε συνάρτηση με την «βάση αναφοράς» για την ετήσια δυνατότητα παραγωγής ενέργειας σταθμού αναφοράς αντίστοιχης τεχνολογίας ΑΠΕ, όπως ορίζεται στις παρ. 3 και 4 του ίδιου άρθρου.

Π.3.6. Για το σύνολο των υπόλοιπων σταθμών ανά τεχνολογία ΑΠΕ Μη Ελεγχόμενης Παραγωγής, που δεν εμπίπτουν στην επιβολή λειτουργικών «περιορισμών έγχυσης» βάσει των διατάξεων του άρθρου 10 του ν.4951/2022, και σε περίπτωση που οι Σταθμοί αυτοί υφίστανται περικοπές ισχύος μέσω εντολών κατανομής (set-points) του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ είτε αποσυνδέονται, για λόγους που σχετίζονται με την ασφάλεια ή την κατάσταση λειτουργίας του τοπικού Συστήματος, ο Διαχειριστής θα υπολογίζει τον εκτιμώμενο δείκτη απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ ανά μήνα του έτους αναφοράς σε αντιδιαστολή με τα προηγούμενα έτη.

Π.3.7. Ο Διαχειριστής Συστήματος παρέχει στη ΡΑΕ πληροφορίες και αναφέρει στην ετήσια έκθεση απόδοσης σχόλια για τη μεθοδολογία υπολογισμού ή εκτίμησης των παραμέτρων «ENL» και «ERES» που περιέχονται στον τύπο υπολογισμού του δείκτη απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ.

Π.3.8. Κατά τον υπολογισμό του δείκτη απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ δεν θα προσμετρώνται οι περικοπές ισχύος των χαρτοφυλακίων Κατανεμόμενων Σταθμών ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης παραγωγής που προήλθαν από μειώσεις έγχυσης ισχύος για σκοπούς εξισορρόπησης, στο πλαίσιο της συμμετοχής τους στην αγορά εξισορρόπησης ηλεκτρικής ενέργειας.

#### **Π.4 Δείκτης Παρακολούθησης Απωλειών του Συστήματος – KPI 6**

Π.4.1. Ο υπολογισμός του δείκτη μέτρησης Απωλειών Συστήματος Μεταφοράς για το έτος αναφοράς θα γίνεται ως εξής:

$$\%System\ losses = \frac{\sum EG - \sum ET}{\sum EG}$$

, όπου:

- EG: Συνολική ενέργεια που εγχέεται στο Σύστημα κατά τη διάρκεια του έτους αναφοράς σε MWh
- ET: Συνολική ενέργεια που απορροφάται από τους Χρήστες του Συστήματος κατά τη διάρκεια του έτους αναφοράς σε MWh

Π.4.2. Ο ΑΔΜΗΕ θα υπολογίζει και θα παρουσιάζει τις απώλειες του Συστήματος για κάθε μήνα του έτους αναφοράς, σε αντιδιαστολή με τους αντίστοιχους μήνες για τα προηγούμενα έτη.

## **ΜΕΡΟΣ Γ: ΔΙΑΘΕΣΙΜΟΤΗΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ**

### **Π.1. Δείκτης Παρακολούθησης Διαθεσιμότητας Συστήματος Μεταφοράς – KPI 7**

Η διαθεσιμότητα του ΕΣΜΗΕ μπορεί να εκφραστεί ως συνάρτηση των διακοπών λειτουργίας και απομονώσεων των κυκλωμάτων και των μετασχηματιστών του Συστήματος Μεταφοράς. Η διαθεσιμότητα εποπτεύεται με τη χρήση δεικτών, στους τύπους των οποίων περιέχονται παράμετροι που μετρούν τα τεχνικά χαρακτηριστικά του επιμέρους εξοπλισμού (π.χ. μήκος γραμμής ή ισχύς μετασχηματιστή), τον αριθμό των διακοπών λειτουργίας και τη χρονική διάρκεια τους.

Π.1.1. Στοιχείο του Συστήματος Μεταφοράς είναι σε μη διαθεσιμότητα όταν δεν βρίσκεται σε κατάσταση λειτουργίας δηλαδή είναι μερικώς ή ολικώς απομονωμένο από το υπόλοιπο Σύστημα.

Π.1.2. Ο υπολογισμός των δεικτών διαθεσιμότητας του ΕΣΜΗΕ για μία χρονική περίοδο γίνεται ως εξής:

- I. Ο δείκτης μέτρησης της ετήσιας διαθεσιμότητας κυκλωμάτων υπολογίζεται ως εξής:

$$UD_{circuits} = 1 - \frac{\sum_{j=1}^{NC} [L_j * \sum_{i=1}^{K_j} H_{i,j}]}{8760 * \sum_{j=1}^{NC} L_j}$$

Όπου:

- $UD_{circuits}$ : Ποσοστιαία Διαθεσιμότητα κυκλωμάτων (σε %),
  - $H_{i,j}$ : Χρονική διάρκεια (σε ώρες) περιστατικού Μη Διαθεσιμότητας «i», η οποία αφορά το κύκλωμα «j» του Συστήματος Μεταφοράς,
  - NC: Συνολικός αριθμός κυκλωμάτων του Συστήματος Μεταφοράς,
  - $K_j$ : Συνολικός αριθμός περιστατικών Μη Διαθεσιμότητας του κυκλώματος «j» κατά την εξεταζόμενη χρονική περίοδο του έτους αναφοράς,
  - $L_j$ : Μήκος κυκλώματος «j».
- II. Ο δείκτης μέτρησης της ετήσιας διαθεσιμότητας Μετασχηματιστών υπολογίζεται ως εξής:

$$UDtrafos = 1 - \frac{\sum_{j=1}^N (MVA_j * \sum_{i=1}^{K_j} H_{i,j})}{8760 * \sum_{j=1}^N MVA_j}$$

Όπου:

- UDtrafos: Η ποσοστιαία διαθεσιμότητα των μετασχηματιστών (σε %)
- MVA<sub>j</sub>: Ισχύς Μετασχηματιστή «j» εκτός λειτουργίας σε MVA
- N: Ο συνολικός αριθμός των Μετασχηματιστών
- K<sub>j</sub>: Ο συνολικός αριθμός διακοπών λειτουργίας του Μετασχηματιστή «j»
- H<sub>i, j</sub>: Διάρκεια της διακοπής «i», η οποία αφορά τον Μετασχηματιστή «j» (σε ώρες)

Το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα για τον υπολογισμό της διαθεσιμότητας των επιμέρους κατηγοριών εξοπλισμού δύναται να διαφοροποιηθεί με αλλαγή του συνολικού αριθμού ωρών στον παρονομαστή των δεικτών υπολογισμού.

Π.1.3. Ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ υπολογίζει και παρουσιάζει στην έκθεση απόδοσης τη διαθεσιμότητα των παρακάτω επιμέρους στοιχείων του Συστήματος, κατηγοριοποιημένων ως προς το επίπεδο τάσης λειτουργίας:

- A. διαθεσιμότητα κυκλωμάτων 400 kV,
- B. διαθεσιμότητα κυκλωμάτων 150 kV,
- Γ. διαθεσιμότητα διεθνών διασυνδεδεικτών γραμμών διακριτά ανά διασύνδεση,
- Δ. διαθεσιμότητα των διασυνδέσεων νησιών με το ΕΣΜΗΕ, καθώς και των νησιών μεταξύ τους (με Γ.Μ. 150KV), διακριτά ανά καλώδιο (κλάδο ή πόλο) διασύνδεσης,
- E. διαθεσιμότητα μετασχηματιστών 400/150 kV,

Π.1.4. Ζητείται η υποβολή σε μορφή πίνακα των παρακάτω πληροφοριών, που εμπεριέχονται στους τύπους υπολογισμούς της διαθεσιμότητας, σχετικά με τις γραμμές μεταφοράς και τους Μετασχηματιστές σε λειτουργία, για το έτος αναφοράς:

Για τις γραμμές μεταφοράς:

- A. Συνολικός αριθμός κυκλωμάτων ανά επίπεδο τάσης,
- B. συνολικό μήκος κυκλωμάτων 150 kV,
- Γ. συνολικό μήκος κυκλωμάτων 400 kV,
- Δ. συνολικό μήκος ανά διεθνή διασυνδεδεικτική γραμμή,
- E. συνολικό μήκος ανά γραμμή διασύνδεσης νησιού με το ΕΣΜΗΕ και των νησιών μεταξύ τους.

Για τους Μετασχηματιστές:

- A. πλήθος,
- B. συνολική ισχύς (MVA)

Π.1.5. Η συνολική ποσοστιαία διαθεσιμότητα κάθε επιμέρους εξοπλισμού του Συστήματος της παραγράφου Π.1.3 υπολογίζεται και παρουσιάζεται στην έκθεση απόδοσης, για το έτος αναφοράς σε σύγκριση με τα προηγούμενα έτη, καθώς και για κάθε μήνα του έτους αναφοράς σε σύγκριση με τον αντίστοιχο μήνα των προηγούμενων ετών, λαμβάνοντας υπόψη ανά κατηγορία εξοπλισμού:

- A. όλα τα συμβάντα που εμπίπτουν στον υπολογισμό της διαθεσιμότητας σύμφωνα με την παράγραφο Π.1.7 και είχαν χρονική διάρκεια μεγαλύτερης του ενός λεπτού (>1min),
- B. όλα τα συμβάντα που εμπίπτουν στον υπολογισμό της διαθεσιμότητας σύμφωνα με την παράγραφο Π.1.7 και είχαν χρονική διάρκεια μεγαλύτερης των τριών λεπτών (>3mins),



- Γ. όλα τα συμβάντα που εμπίπτουν στον υπολογισμό της διαθεσιμότητας σύμφωνα με την παράγραφο Π.1.7 και είχαν χρονική διάρκεια μεγαλύτερης των τριών λεπτών ( $t > 3 \text{ mins}$ ), εξαιρουμένων των περιστατικών μη διαθεσιμότητας που εντάσσονται στην αιτία «Ανωτέρα βία ή Υπαιτιότητα τρίτου».

Π.1.6. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ, λαμβάνοντας υπόψη μόνο τα περιστατικά απομονώσεων/μη διαθεσιμότητας που διήρκησαν περισσότερο από τρία λεπτά ( $t > 3 \text{ min}$ ), υπολογίζει ανά επιμέρους κατηγορία εξοπλισμού του Συστήματος και παρουσιάζει στην έκθεση απόδοσης, την ποσοστιαία κατανομή της συνολικής διαθεσιμότητας με διάκριση στις «αιτίες» μη διαθεσιμότητας που αναφέρονται στην παράγραφο Π.1.7. Η καταγραφή των αποτελεσμάτων γίνεται για το έτος αναφοράς σε αντιπαραβολή με τα προηγούμενα έτη, καθώς και για κάθε μήνα του έτους αναφοράς σε αντιπαραβολή με τον αντίστοιχο μήνα των προηγούμενων ετών.

Π.1.7. Τα συμβάντα μη διαθεσιμότητας που εμπίπτουν στον υπολογισμό του δείκτη μέτρησης της διαθεσιμότητας, διακρίνονται στις εξής «αιτίες» ανά κατηγορία επιμέρους εξοπλισμού:

- A. Όσον αφορά την κατανομή των αιτιών που εμπίπτουν στον υπολογισμό της διαθεσιμότητας των επιμέρους κατηγοριών κυκλωμάτων 150kV ή 400kV και των επιμέρους κατηγοριών Μετασχηματιστών 400/150kV του Συστήματος:
- i. μη διαθεσιμότητα ως «διορθωτικό μέτρο» για ρύθμιση τάσης,
  - ii. προγραμματισμένη μη διαθεσιμότητα,
  - iii. Σφάλμα/Ανωμαλία/Βλάβη – «Unplanned»,
  - iv. μη διαθεσιμότητα λόγω ανωτέρας βίας ή με υπαιτιότητα τρίτου μέρους.
- B. Στον υπολογισμό της διαθεσιμότητας των AC και DC διεθνών διασυνδέσεων εμπίπτουν μόνο τα συμβάντα που έλαβαν χώρα στην ελληνική πλευρά της διασύνδεσης και αφορούν σε:
- i. προγραμματισμένη μη διαθεσιμότητα,
  - ii. Σφάλμα/Ανωμαλία/Βλάβη – «Unplanned»,
  - iii. μη διαθεσιμότητα λόγω ανωτέρας βίας ή με υπαιτιότητα τρίτου μέρους
- Γ. Όσον αφορά τα συμβάντα που επιφέρουν θέση εκτός λειτουργίας AC (150KV) ή DC διασύνδεσης νησιών με το ΕΣΜΗΕ ή των νησιών μεταξύ τους (Υ/Σ ΕΣΜΗΕ με Υ/Σ νησιού ή Υ/Σ νησιού με Υ/Σ νησιού) και εμπίπτουν στον υπολογισμό της διαθεσιμότητας ανά καλώδιο:
- i. προγραμματισμένη μη διαθεσιμότητα,
  - ii. Σφάλμα/Ανωμαλία/Βλάβη - «Unplanned»,
  - iii. μη διαθεσιμότητα λόγω ανωτέρας βίας ή υπαιτιότητα τρίτου μέρους.

Π.1.8. Οι αιτίες μη διαθεσιμότητας αναλύονται περαιτέρω και περιλαμβάνουν πρόσθετες υποπεριπτώσεις ως εξής:

- A. Ρύθμιση τάσης: Συχνά εφαρμόζονται απομονώσεις κυκλωμάτων του Συστήματος Μεταφοράς ως «διορθωτικό μέτρο» για λόγους ρύθμισης τάσης, ενδεικτικά και όχι περιοριστικά σε συνθήκες αύξησης τάσεων άνω των επιτρεπτών ορίων κατά τη διάρκεια περιόδων χαμηλού φορτίου όταν τμήμα του συστήματος γίνεται χωρητικό.
- B. Προγραμματισμένη Μη Διαθεσιμότητα: Συχνά απαιτούνται προγραμματισμένες διακοπές λειτουργίας τμημάτων του Συστήματος Μεταφοράς κατά βάση για λόγους ελέγχου, δοκιμών, συντήρησης, αντικατάστασης ή/και αναβάθμισης τους. Επιπλέον, ενδεχομένως κάποιες διακοπές λειτουργίας τμημάτων του Συστήματος Μεταφοράς να οφείλονται και στη σύνδεση νέων χρηστών σε αυτό.

Εν προκειμένω, για να χαρακτηριστεί συμβάν μη διαθεσιμότητας Στοιχείου του Συστήματος στο πλαίσιο των υπολογισμών του δείκτη διαθεσιμότητας ως προγραμματισμένο, θα πρέπει να έχει προηγηθεί ενημέρωση από τον Διαχειριστή με σχετική ανάρτηση στην ιστοσελίδα του τουλάχιστον 48 ώρες πριν από την χρονική στιγμή έναρξης της μη διαθεσιμότητας. Στο πλαίσιο της προ-απαιτούμενης ενημέρωσης ο Διαχειριστής γνωστοποιεί την εκτιμώμενη χρονική στιγμή έναρξης και λήξης (ημερομηνία και ώρα), όπως και την αναμενόμενη χρονική διάρκεια της Μη Διαθεσιμότητας, και ενημερώνει σχετικά τους επηρεαζόμενους Χρήστες του Συστήματος.

Σε αντίθετη περίπτωση, δηλαδή μη έγκαιρης και επαρκούς ενημέρωσης από τον Διαχειριστή του Συστήματος, το συμβάν εντάσσεται κατά τους υπολογισμούς του δείκτη διαθεσιμότητας στην αιτία «Σφάλμα/Ανωμαλία/Βλάβη – Unplanned».

- Γ. Σφάλμα/Ανωμαλία/Βλάβη – «Unplanned»: Μη προγραμματισμένη διακοπή λειτουργίας ή απομόνωση του στοιχείου του Συστήματος Μεταφοράς λόγω σφάλματος, διαταραχής ή βλάβης στο Σύστημα, που οδηγεί σε αποσύνδεση του επηρεαζόμενου εξοπλισμού από το σύστημα με αυτόματη ή χειροκίνητη (τηλεχειρισμό/αναγκαστικό χειρισμό) ενεργοποίηση του συστήματος προστασίας (π.χ. διακόπτη ισχύος).

Κατά τους υπολογισμούς του δείκτη διαθεσιμότητας, στην εν λόγω αιτία εντάσσονται επίσης όλα τα συμβάντα μη διαθεσιμότητας Στοιχείου του Συστήματος Μεταφοράς, τα οποία δεν πληρούν τις προϋποθέσεις ένταξης στην αιτία «Προγραμματισμένη Μη Διαθεσιμότητα» και επιπροσθέτως δεν αφορούν σε απομονώσεις για λόγους «ρύθμισης τάσης» είτε σε γεγονότα «Ανωτέρας βίας ή Υπαιτιότητας τρίτου».

- Δ. Ανωτέρα βία ή Υπαιτιότητα τρίτου μέρους: Τα γεγονότα "ανωτέρας βίας" οφείλονται σε εξωγενείς προς τον ΑΔΜΗΕ παράγοντες που εκφεύγουν της δυνατότητας ελέγχου του όπως ορίζονται στην υποενότητα 1.6 του παρόντος Κώδικα. Επίσης στην «Υπαιτιότητα τρίτου» εντάσσονται συμβάντα μη διαθεσιμότητας που προήλθαν είτε με ευθύνη είτε έπειτα από παρέμβαση ή ενέργεια τρίτου μέρους, όπως ενδεικτικά του Διαχειριστή Δικτύου ή Χρηστών του Συστήματος. Σημειώνεται ότι στην εν λόγω αιτία διαθεσιμότητας εντάσσονται επίσης συμβάντα που οφείλονται σε παρεμβάσεις δημόσιων αρχών λόγω έκτακτου γεγονότος ή για προληπτικούς λόγους ασφαλείας.

Π.1.9. Εάν το συμβάν προγραμματισμένης διακοπής λειτουργίας Στοιχείου του Συστήματος, δηλαδή πληροί τις προϋποθέσεις ένταξης στην αιτία «Προγραμματισμένη Μη Διαθεσιμότητα», διαρκέσει για λόγους εντός της σφαίρας ελέγχου του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ σημαντικά περισσότερο (είτε αποκλίνει για σημαντικό χρονικό διάστημα εκτός χρονοδιαγράμματος) σε σχέση με την αναγγελία του Διαχειριστή, τότε η χρονική διαφορά που προκύπτει και στην οποία εκτείνεται το συμβάν Μη Διαθεσιμότητας, καταγράφεται κατά τους υπολογισμούς του δείκτη Διαθεσιμότητας ως ξεχωριστό συμβάν Μη Διαθεσιμότητας και κατανέμεται στην αιτία «Unplanned - Σφάλμα/Ανωμαλία/Βλάβη».

Π.1.10 Αναφέρονται οι ακόλουθες διευκρινιστικές οδηγίες σχετικά με τον υπολογισμό, καθώς και τον χρόνο έναρξης και λήξης της Μη Διαθεσιμότητας:

- A. Εάν η μη διαθεσιμότητα ενός στοιχείου μεταφοράς οδηγεί σε μη διαθεσιμότητα και άλλων στοιχείων μεταφοράς τότε δηλώνεται μη διαθεσιμότητα για το σύνολο των στοιχείων μεταφοράς (ομάδα στοιχείων μεταφοράς) που δεν είναι διαθέσιμα.
- B. Η χρονική στιγμή (ημέρα και ώρα) έναρξης διακοπής λειτουργίας είναι η χρονική στιγμή ανοίγματος του τελευταίου διακόπτη που αποκόπτει την τάση στο στοιχείο του Συστήματος. Η χρονική στιγμή λήξης διακοπής λειτουργίας (ημέρα και ώρα) είναι η

χρονική στιγμή κλεισίματος του τελευταίου διακόπτη που επαναφέρει την τάση στο στοιχείο του Συστήματος.

Π.1.11. Ο Διαχειριστής του Συστήματος περιλαμβάνει στο παράρτημα της ετήσιας έκθεσης αναλυτικά στοιχεία με τις καταγεγραμμένες περιπτώσεις μη διαθεσιμότητας στοιχείων μεταφοράς για χρονική διάρκεια μεγαλύτερη των τριών λεπτών ( $t > 3 \text{ min}$ ), όπου παρέχονται οι ακόλουθες πληροφορίες:

- Α. Ταυτότητα στοιχείου μεταφοράς που έχει τεθεί σε μη διαθεσιμότητα,
- Β. Χρονική στιγμή έναρξης και λήξης της μη διαθεσιμότητας (Ημερομηνία και ώρα),
- Γ. Γεωγραφική περιοχή, εμπλεκόμενοι υποσταθμοί ή τμήμα της ΓΜ όπου σημειώθηκε το Σφάλμα ή προγραμματίστηκαν εργασίες.
- Δ. Τεχνικά εφικτή περιγραφή συμβάντος και αιτίας.
- Ε. Στοιχεία για τις περιπτώσεις όπου προγραμματισμένα Συμβάντα Μη Διαθεσιμότητας παρέκκλιναν σημαντικά από το ανακοινωθέν χρονοδιάγραμμα,
- ΣΤ. Διάκριση της μη διαθεσιμότητας σε σχέση με τις αιτίες κατανομής της παραγράφου Π.1.7,
- Ζ. Ταυτότητα στοιχείου μεταφοράς το οποίο είναι υπεύθυνο για την μη διαθεσιμότητα (για την περίπτωση μη διαθεσιμότητας ομάδας στοιχείων μεταφοράς).

Η ετήσια έκθεση απόδοσης λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ υποβάλλεται στη ΡΑΕ συνοδευόμενη από αναλυτικό αρχείο σε επεξεργάσιμη μορφή το οποίο περιλαμβάνει όλα τα παραπάνω στοιχεία, όπως και τυχόν επιπρόσθετα στοιχεία που κρίνει η ΡΑΕ σκόπιμο να συμπεριληφθούν.

## ΜΕΡΟΣ Δ: ΑΓΟΡΑ ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΡΓΕΙΑΣ

### Π.1. Δείκτες Σφάλματος Πρόβλεψης Ζήτησης και Παραγωγής των ΑΠΕ - Forecast KPIs 8 and 9

Π.1.1. Ως μέτρο της ακρίβειας της μεθόδου πρόβλεψης της συνολικής ζήτησης και της παραγωγής των Σταθμών ΑΠΕ έναντι των πραγματικών τιμών υπολογίζονται από τον Διαχειριστή οι ακόλουθοι δείκτες σφάλματος πρόβλεψης:

#### I. Μέσο Απόλυτο Σφάλμα: Mean Absolute Error (MAE)

Το μέσο απόλυτο σφάλμα (MAE) είναι ένας δείκτης που χρησιμοποιείται για τη μέτρηση του αριθμητικού μέσου όρου των αποκλίσεων μεταξύ προβλέψεων και πραγματικών τιμών. Η μέση απόλυτη απόκλιση ορίζεται ως το άθροισμα των απόλυτων τιμών του σφάλματος της πρόβλεψης διαιρούμενο με τον αριθμό  $n$  που ορίζει το μέγεθος του δείγματος. Όσο μεγαλύτερη είναι η τιμή του δείκτη τόσο μικρότερη είναι ακρίβεια της μεθόδου. Ο Δείκτης υπολογίζεται ως εξής:

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^n |y_i - x_i|}{n}$$

Όπου:

- $x_i$ : πραγματική τιμή
- $y_i$ : τιμή πρόβλεψης
- $n$ : μέγεθος δείγματος

#### II. Μέσο απόλυτο ποσοστιαίο σφάλμα: Mean Absolute Percentage Error (MAPE)

Το μέσο απόλυτο ποσοστιαίο σφάλμα εξετάζει τη συμπεριφορά της απόλυτης τιμής του σφάλματος της πρόβλεψης σε σχέση με την πραγματική τιμή της χρονοσειράς. Το MAPE ορίζεται ως το άθροισμα των απόλυτων τιμών των σφαλμάτων της πρόβλεψης προς τις

αντίστοιχες πραγματικές τιμές της χρονοσειράς διαιρούμενο με τον αριθμό των χρονικών περιόδων  $n$ , στις οποίες έγιναν προβλέψεις. Το MAPE μετρά το μέγεθος του σφάλματος σε ποσοστιαίες μονάδες. Ο Δείκτης υπολογίζεται ως εξής:

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{t=1}^n \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right| * 100$$

Όπου:

- $A_t$ : πραγματική τιμή
- $F_t$ : τιμή πρόβλεψης
- $t$ : χρονικό βήμα
- $n$ : μέγεθος δείγματος

### III. Μέσο τετραγωνικό σφάλμα: Mean Squared Error (MSE)

Το μέσο σφάλμα τετραγώνου ορίζεται ως το άθροισμα των τετραγώνων των σφαλμάτων διαιρούμενο με τον αριθμό των χρονικών περιόδων  $n$ , στις οποίες έγιναν προβλέψεις. Ο δείκτης αυτός είναι η μέση τιμή των τετραγώνων των αποκλίσεων των προβλεπόμενων τιμών της χρονοσειράς από τις αντίστοιχες πραγματικές και η μονάδα μέτρησης του είναι εκφρασμένη στη μονάδα μέτρησης των τιμών των παρατηρήσεων υψωμένη όμως στο τετράγωνο. Ο Δείκτης υπολογίζεται ως εξής:

$$MSE = \frac{\sum_{i=1}^n |y_i - x_i|^2}{n}$$

Όπου:

- $x_i$ : πραγματική τιμή
- $y_i$ : τιμή πρόβλεψης
- $n$ : μέγεθος δείγματος

### IV. Τετραγωνική ρίζα του μέσου τετραγωνικού σφάλματος: Root Mean Squared Error (RMSE)

Η τετραγωνική ρίζα του μέσου τετραγωνικού σφάλματος εκφράζεται στην ίδια μονάδα μέτρησης με εκείνη των τιμών της χρονοσειράς. Η ύπαρξη προβλέψεων που απέχουν πολύ από τις αντίστοιχες πραγματικές τιμές γίνεται σημαντικά αισθητή λόγω του ότι οι τιμές των σφαλμάτων της πρόβλεψης υψώνονται στο τετράγωνο. Για τον υπολογισμό του Δείκτη χρησιμοποιείται ο ακόλουθος τύπος:

$$RMSE = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_{i=1}^n |y_i - x_i|^2}$$

Όπου:

- $x_i$ : πραγματική τιμή
- $y_i$ : τιμή πρόβλεψης
- $n$ : μέγεθος δείγματος

### V. Απόλυτο Σφάλμα Διαμέσου: Median Absolute Error (MedAE)

Το απόλυτο σφάλμα διαμέσου (MedAE) υπολογίζει τη διάμεση απόκλιση μεταξύ προβλέψεων και πραγματικών τιμών. Η μονάδα μέτρησης του δείκτη είναι εκφρασμένη στη μονάδα

μέτρησης των τιμών των παρατηρήσεων και για τον υπολογισμό του χρησιμοποιείται ο ακόλουθος τύπος:

$$MedAE = \frac{\sum_{i=1}^n |y_i - median(x_i)|}{n}$$

Όπου:

- $Median(x_i)$ : διάμεσος δείγματος πραγματικών τιμών
- $y_i$ : τιμή πρόβλεψης
- $n$ : μέγεθος δείγματος

#### VI. Απόλυτο ποσοστιαίο σφάλμα Διαμέσου: Median Absolute Percentage Error (MdAPE)

Ο δείκτης υπολογίζεται λαμβάνοντας τη διάμεσο όλων των απόλυτων διαφορών μεταξύ του στόχου και της πρόβλεψης. Για τον υπολογισμό του Δείκτη χρησιμοποιείται ο ακόλουθος τύπος:

$$MdAPE = median \left( \left| \frac{A_t - F_t}{A_t} \right| \right) * 100$$

Όπου:

- $A_t$ : πραγματική τιμή
- $F_t$ : τιμή πρόβλεψης
- $t$ : χρονική περίοδος
- $n$ : μέγεθος δείγματος

Π.1.2. Στον υπολογισμό των δεικτών σφάλματος πρόβλεψης συμμετέχουν η πρόβλεψη της συνολικής ζήτησης και της παραγωγής των ΑΠΕ (εκατέρωθεν σε MW), όπως λαμβάνονται υπόψη για κάθε 30λεπτη περίοδο κατανομής α) των απαιτήσεων της ISP2, για τις πρώτες 24 περιόδους κατανομής της ημέρας κατανομής, δηλαδή μεταξύ 00.00 και 11.30, και β) των απαιτήσεων της ISP3 για τις επόμενες 24 περιόδους κατανομής, δηλαδή μεταξύ 12.00 και 23.30.

Σε περίπτωση που απαιτήθηκε η εκτέλεση ad-hoc ISP από τον Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ, χρησιμοποιούνται ως τιμές πρόβλεψης για τον υπολογισμό των δεικτών σφάλματος οι αντίστοιχες τιμές.

Για τις «πραγματικές τιμές» που περιέχονται στους τύπους υπολογισμού των δεικτών, λαμβάνονται υπόψη δεδομένα 15-λεπτου, δηλαδή ανά περίοδο εκκαθάρισης αποκλίσεων. Καθώς η εκκαθάριση αποκλίσεων των ποσοτήτων ενέργειας από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ γίνεται σε 15-λεπτη χρονική περίοδο, για την αντιπαραβολή μεταξύ κάθε 30-λεπτης περιόδου κατανομής ΔΕΠ και των αντίστοιχων δύο (2) 15-λεπτων περιόδων Εκκαθάρισης Αποκλίσεων, τα ημίωρα αποτελέσματα τιμών πρόβλεψης συνολικής ζήτησης και παραγωγής των ΑΠΕ των απαιτήσεων της ΔΕΠ επιμερίζονται σε δύο (2) ισοδύναμα 15-λεπτα αποτελέσματα, δηλαδή ίδιας τιμής (MW) με την αντίστοιχη 30λεπτη πρόβλεψη.

Π.1.3. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ παρέχει στη ΡΑΕ εφόσον και όποτε του ζητηθεί, πρόσθετες πληροφορίες και περαιτέρω ανάλυση σχετικά με τις διακριτές υποκατηγορίες δεδομένων που συγκροτούν την «πραγματική τιμή» για τη χρονική περίοδο δεκαπέντε (15) λεπτών της συνολικής ζήτησης και της συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ, τη μεθοδολογία υπολογισμού της

εκάστοτε 15-λεπτης «πραγματικής τιμής», τη μετρητική διαδικασία ανά επίπεδο τάσης, την πιστοποίηση ή μη των σχετικών τιμών και δεδομένων, την εκκαθαριστική φύση των δεδομένων, όπως και την ενδεχόμενη επεξεργασία που υφίστανται τα μετρητικά δεδομένα ή εκτιμήσεις που του παρέχει ο Διαχειριστής του Δικτύου Διανομής για τη μέση τάση και χαμηλή τάση.

Αναφέρονται ενδεικτικά κι όχι περιοριστικά οι ακόλουθες υποκατηγορίες δεδομένων που λαμβάνονται υπόψη κατά τον υπολογισμό της «πραγματικής τιμής» ζήτησης σε MW για το χρονικό διάστημα δεκαπέντε (15) λεπτών, και για τις οποίες ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ υποβάλλει περαιτέρω πληροφορίες στη ΡΑΕ:

- Α. Τιμή ζήτησης 15-λεπτου για Καταναλωτές Υψηλής Τάσης με και χωρίς θεώρηση του «Φορτίου Αναφοράς» για τα Χαρτοφυλάκια του Κατανεμόμενου Φορτίου,
- Β. Τιμή ζήτησης 15-λεπτου για την άντληση και αποθήκευση η.ε.,
- Γ. Τιμή ζήτησης 15-λεπτου για Καταναλωτές Μέσης Τάσης με και χωρίς θεώρηση του «Φορτίου Αναφοράς» για τα Χαρτοφυλάκια του Κατανεμόμενου Φορτίου,
- Δ. Τιμή ζήτησης 15-λεπτου για τους Καταναλωτές Χαμηλής Τάσης,
- Ε. Τιμή ζήτησης 15-λεπτου των Υ/Σ στα Όρια του Συστήματος με το δίκτυο διανομής,
- ΣΤ. Τιμή ζήτησης 15-λεπτου της AC Διασύνδεσης Κρήτης,
- Ζ. Τιμή ζήτησης 15-λεπτου του Ισοζυγίου Διεθνών Διασυνδέσεων.

Αντίστοιχα για τον υπολογισμό της «πραγματικής τιμής» συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ σε MW για κάθε 15-λεπτη περίοδο εκκαθάρισης αποκλίσεων, ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ υποβάλλει στη ΡΑΕ πληροφορίες, όχι περιοριστικά, για τις εξής υποκατηγορίες δεδομένων:

- Α. Τιμή παραγωγής 15-λεπτου για τις Μονάδες ΑΠΕ Συστήματος με και χωρίς θεώρηση του «Φορτίου Αναφοράς» για τα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης Παραγωγής,
- Β. Τιμή παραγωγής 15-λεπτου για τις Μονάδες ΑΠΕ που εγγέουν στο Δίκτυο με και χωρίς θεώρηση του «Φορτίου Αναφοράς» για τα Χαρτοφυλάκια του Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης Παραγωγής.

Π.1.4. Σε συνέχεια της παραγράφου Π.1.3, ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ υποβάλλει στη ΡΑΕ εφόσον και με την ζητούμενη συχνότητα, αναλυτικά αρχεία σε επεξεργάσιμη μορφή με όλα τα σημεία υπολογισμού των δεικτών πρόβλεψης ανά 15-λεπτη περίοδο εκκαθάρισης αποκλίσεων, για ορισμένο χρονικό διάστημα εντός του έτους αναφοράς, ως εξής:

- Α. Ημερομηνία και χρονική στιγμή έναρξης/λήξης 15-λεπτου,
- Β. Τιμή πρόβλεψης 15-λεπτου βάσει απαιτήσεων ΔΕΠ (MW) με υποσημείωση στην περίπτωση που απαιτήθηκε επίλυση ad-hoc,
- Γ. Πραγματική τιμή (MW) 15-λεπτου της ζήτησης και της παραγωγής των ΑΠΕ, λαμβάνοντας υπόψη το «Φορτίο Αναφοράς» για τα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενου Φορτίου και Κατανεμόμεων Μονάδων ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης παραγωγής, όπως και την τιμή πρόβλεψης της ΔΕΠ για τα φορτία άντλησης και αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με τις οδηγίες που παρατίθενται στις παραγράφους Π.1.6-Π.1.9,
- Δ. Πραγματική τιμή (MW) 15-λεπτου της ζήτησης και της παραγωγής των ΑΠΕ, λαμβάνοντας υπόψη την μετρούμενη κατανάλωση ή παραγωγή, δηλαδή τις όποιες προσαρμογές υπέστησαν τα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενου Φορτίου, τα φορτία άντλησης, τα φορτία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και τα Χαρτοφυλάκια Καταναμόμενων Μονάδων ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης Παραγωγής, λόγω της συμμετοχής τους στην Αγορά Εξισορρόπησης Πραγματικού Χρόνου,

- Ε. Τιμές των υποκατηγοριών δεδομένων που αναφέρονται στην παράγραφο Π.1.3 για κάθε 15-λεπτο σημείο υπολογισμού (MW),
- ΣΤ. Πρόσθετα δεδομένα σχετικά με τον υπολογισμό των δεικτών σφάλματος πρόβλεψης που τυχόν θεωρηθεί σκόπιμο από τη ΡΑΕ να ζητηθούν.
- Ζ. Υπολογισμένοι δείκτες σφάλματος πρόβλεψης ανά σημείο υπολογισμού (ανά 15λεπτο), λαμβάνοντας υπόψη κατά τον υπολογισμό σε κάθε περίπτωση τις οδηγίες που αναφέρονται στις παραγράφους Π.1.6 με Π.1.9 του Παραρτήματος.

Π.1.5. Οι δείκτες σφάλματος ακρίβειας πρόβλεψης παραγωγής των ΑΠΕ υπολογίζονται αθροιστικά για τις τεχνολογίες ΑΠΕ Μη ελεγχόμενης παραγωγής, στα πρότυπα της ΔΕΠ που εκτελεί ο ΑΔΜΗΕ καθημερινά.

Π.1.6. Κατά την εκτέλεση του υπολογισμού των δεικτών σφάλματος πρόβλεψης ζήτησης, δεν λαμβάνει χώρα προσαρμογή της «πραγματικής τιμής» κατανάλωσης λόγω της συμμετοχής της Απόκρισης Ζήτησης στην Αγορά Εξισορρόπησης. Ειδικότερα ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ λαμβάνει υπόψη κατά τον ορισμό/υπολογισμό της «πραγματικής τιμής» συνολικής ζήτησης που περιέχεται στον τύπο υπολογισμού του κάθε δείκτη, όσον αφορά τα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενου Φορτίου και για τις Περιόδους Εκκαθάρισης Αποκλίσεων για τις οποίες παρείχαν Ενέργεια Εξισορρόπησης, τιμή ίση με το Φορτίο Αναφοράς τους το οποίο υπολογίζεται από τον Διαχειριστή για την αντίστοιχη περίοδο, και αντιστοιχεί δηλαδή στην ηλεκτρική ενέργεια που θα καταναλωνόταν από το Χαρτοφυλάκιο Κατανεμόμενου Φορτίου σε περίπτωση μη ενεργοποίησης των σχετικών Προσφορών Ενέργειας Εξισορρόπησης. Οι λεπτομέρειες και οι κανόνες υπολογισμού του Φορτίου Αναφοράς περιλαμβάνονται στη «Μεθοδολογία Υπολογισμού Φορτίου Αναφοράς» του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ.

Π.1.7. Αναφορικά με τα φορτία αντλησιοταμίευσης και επειδή αυτά συμμετέχουν στην επίλυση της ΔΕΠ, η ενδεχόμενη μεταβολή του προγράμματος αντλησιοταμίευσης κατά τη λειτουργία της Αγοράς Εξισορρόπησης Πραγματικού Χρόνου δεν θα λαμβάνεται υπόψη κατά τον ορισμό/υπολογισμό της «πραγματικής τιμής» συνολικής ζήτησης που περιέχεται στον τύπο υπολογισμού του κάθε δείκτη σφάλματος πρόβλεψης ζήτησης.

Π.1.8. Αναφορικά με τα φορτία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, η ενδεχόμενη μεταβολή του προγράμματος αυτών κατά τη λειτουργία αγοράς εξισορρόπησης πραγματικού χρόνου δεν λαμβάνεται υπόψη κατά τον ορισμό/υπολογισμό της «πραγματικής τιμής» συνολικής ζήτησης που περιέχεται στον τύπο υπολογισμού του κάθε δείκτη σφάλματος πρόβλεψης ζήτησης.

Π.1.9. Κατά την εκτέλεση του υπολογισμού των δεικτών σφάλματος πρόβλεψης παραγωγής των ΑΠΕ, δεν θα υφίσταται προσαρμογή της «πραγματικής τιμής» παραγωγής των Σταθμών ΑΠΕ λόγω της ενδεχόμενης συμμετοχής τους στην Αγορά Εξισορρόπησης. Ειδικότερα ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ λαμβάνει υπόψη κατά τον ορισμό/υπολογισμό της «πραγματικής τιμής» παραγωγής των ΑΠΕ που περιέχεται στον τύπο υπολογισμού του κάθε σχετικού δείκτη, όσον αφορά τα Χαρτοφυλάκια Κατανεμόμενων Μονάδων ΑΠΕ μη ελεγχόμενης παραγωγής, την ηλεκτρική ενέργεια που θα παραγόταν από τους εν λόγω Σταθμούς ΑΠΕ σε περίπτωση μη ενεργοποίησης των σχετικών Προσφορών Ενέργειας Εξισορρόπησης, η οποία και υπολογίζεται για κάθε 15λεπτη περίοδο αποκλίσεων σύμφωνα με τη «Μεθοδολογία Υπολογισμού Φορτίου Αναφοράς» του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ.

Π.1.10. Στο πλαίσιο της σύνταξης της ετήσιας έκθεσης απόδοσης λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ παρουσιάζονται μόνον οι υπολογισμένοι δείκτες σφάλματος πρόβλεψης στη βάση των οδηγιών που δίνονται στις παραγράφους Π.1.6 έως και Π.1.9 του Παραρτήματος.

Π.1.11. Οι δείκτες σφάλματος πρόβλεψης που παρουσιάζονται στην ετήσια έκθεση απόδοσης λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ συνυπολογίζουν όποιες μεταβολές στα δεδομένα ενδεχομένως προκύπτουν από οριστικές μετρήσεις ή διορθώσεις για τους σκοπούς της οριστικής εκκαθάρισης Αγοράς Εξισορρόπησης, σύμφωνα με τον Κανονισμό Αγοράς Εξισορρόπησης.

Π.1.12. Ορίζοντας ως μέγεθος δείγματος μία 15λεπτη περίοδο εκκαθάρισης αποκλίσεων ( $n=1$ ), ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ υπολογίζει όλες τις ενενήντα έξι (96) 15λεπτες τιμές συγκεκριμένα των δεικτών σφάλματος MAE, MAPE, MSE, RMSE για την ακρίβεια πρόβλεψης συνολικής ζήτησης και παραγωγής των ΑΠΕ ανά ημέρα κατανομής του κάθε μήνα του έτους αναφοράς.

Σε συνέχεια του ανωτέρω υπολογισμού, ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει και αναπαριστά γραφικά στην έκθεση του, σε διακριτό διάγραμμα ανά μήνα του έτους αναφοράς και ανά δείκτη υπολογισμού, που θα περιέχει σε κοινό άξονα τις ενενήντα έξι (96) 15-λεπτες περιόδους εκκαθάρισης αποκλίσεων που περιέχονται σε μία ημέρα κατανομής:

- A. Την μέση τιμή ανά δείκτη που υπολογίζεται για κάθε μία από τις ενενήντα έξι (96) 15-λεπτες περιόδους εκκαθάρισης αποκλίσεων στο σύνολο των ημερών του κάθε μήνα,
- B. Τη μέγιστη τιμή ανά δείκτη που υπολογίζεται για κάθε μία από τις ενενήντα έξι (96) 15-λεπτες περιόδους εκκαθάρισης αποκλίσεων στο σύνολο των ημερών του κάθε μήνα,
- Γ. Γραμμή μέσου όρου ανά κατηγορία τιμών (μέση τιμή και μέγιστη τιμή) και για το σύνολο των 15-λεπτων σημείων υπολογισμού ανά μήνα.

Π.1.13. Ο Διαχειριστής του Συστήματος υπολογίζει και αναπαριστά γραφικά στην ετήσια έκθεση του, τις μηνιαίες τιμές των δεικτών σφάλματος MAE, MAPE, MSE, MedAE, RMSE και MdAPE για την ακρίβεια πρόβλεψης συνολικής ζήτησης και συνολικής παραγωγής των ΑΠΕ, που προκύπτουν ανά μήνα του έτους αναφοράς και διακριτά για δύο ζώνες ωρών, δηλαδή peak για το χρονικό διάστημα 08.00 έως 20.00 τις καθημερινές και off-peak τις υπόλοιπες ώρες. Ειδικότερα στο πλαίσιο του υπολογισμού ορίζεται το μέγεθος δείγματος ως εξής:

- A. για την peak ζώνη ωρών:  $n = \text{αριθμός καθημερινών ημερών μήνα} \times 12 \text{ ώρες} \times 4 \text{ δεκαπεντάλεπτα}$ .
- B. για την off-peak ζώνη ωρών:  $n = (\text{αριθμός καθημερινών ημερών μήνα} \times 12 \text{ ώρες} \times 4 \text{ δεκαπεντάλεπτα}) + (\text{αριθμός Ημερών Σαββατοκύριακου Μήνα} * 24 \text{ Ώρες} * 4 \text{ δεκαπεντάλεπτα})$ .

Επομένως για κάθε μήνα του έτους αναφοράς θα προκύπτει μία τιμή ανά ζώνη ωρών (peak και off-peak) για κάθε δείκτη πρόβλεψης σφάλματος. Οι τιμές των δεικτών που υπολογίζονται σύμφωνα με την παρούσα υποπαράγραφο αναπαριστώνται σε διακριτό διάγραμμα ανά δείκτη, που περιέχει σε κοινό άξονα όλους τους μήνες του έτους.

Π.1.14. Η έκθεση για την απόδοση της λειτουργίας του Συστήματος Μεταφοράς κατ' έτος αναφοράς, υποβάλλεται στη ΡΑΕ συνοδευόμενη από αναλυτικό αρχείο με τα σημεία υπολογισμού των δεικτών πρόβλεψης σφάλματος ανά 15-λεπτη χρονική περίοδο του έτους αναφοράς, λαμβάνοντας υπόψη τις όποιες οριστικές μετρήσεις ή διορθώσεις για τους σκοπούς της οριστικής εκκαθάρισης Αγοράς Εξισορρόπησης.



**ΜΕΡΟΣ Ε. ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ**

Π.1. Ο Διαχειριστής αναφέρει στην ετήσια έκθεση του για κάθε επιμέρους κατηγορία καταγραφής της απόδοσης λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ, συμπεράσματα και αντίστοιχη κριτική αξιολόγηση αναφορικά με τις τιμές που των δεικτών που παρατίθενται.

**ΜΕΡΟΣ ΣΤ. ΛΕΠΤΟΜΕΡΕΙΕΣ ΥΠΟΒΟΛΗΣ ΕΚΘΕΣΗΣ ΚΑΙ ΔΕΔΟΜΕΝΩΝ ΑΠΟΔΟΣΗΣ**

Π.1. Οι προθεσμίες για την υποβολή της έκθεσης για την απόδοση της λειτουργίας του Συστήματος Μεταφοράς είναι η 30η Μαρτίου του επόμενου έτους (του έτους δηλαδή που έπεται του έτους αναφοράς).

Π.2. Ο Διαχειριστής ΕΣΜΗΕ οφείλει να παρέχει στη ΡΑΕ, εφόσον και όποτε του ζητηθεί, δεδομένα και τιμές που συσχετίζονται με τους Κύριους Δείκτες Απόδοσης (ΚΔΑ) του παρόντος Παραρτήματος.

Π.3. Ο Διαχειριστής Συστήματος αναρτά στην ιστοσελίδα του, μετά την υποβολή της στη ΡΑΕ την Ετήσια Έκθεση Απόδοσης Λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ, με απαλοιφή τυχόν εμπιστευτικών ή/και απορρήτων στοιχείων.»

2. Την υποβολή από πλευράς του Διαχειριστή ΕΣΜΗΕ (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) στη ΡΑΕ, στο πλαίσιο της δημοσίευσης της ετήσιας έκθεσης απόδοσης έτους αναφοράς 2022, των μηνιαίων δεδομένων για τους Κύριους Δείκτες Απόδοσης (ΚΔΑ) σύμφωνα με το προστιθέμενο Παράρτημα Δ του ΚΔΣ, που θα καλύπτουν το χρονικό διάστημα από τον 11<sup>ο</sup> μήνα του 2020 έως και τον 12<sup>ο</sup> μήνα του 2022.
3. Η παρούσα Απόφαση δημοσιεύεται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως, αναρτάται στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΕ και κοινοποιείται στην εταιρεία ΑΔΜΗΕ Α.Ε..

**Αθήνα, 03 Νοεμβρίου 2022**

**Ο Πρόεδρος της ΡΑΕ**

**Αναπλ. Καθ. Αθανάσιος Δαγούμας**