Σχέδιο Ρυθμιστικών Οδηγιών για Έκθεση Απόδοσης Λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ

Περιεχόμενα

[**1.** **Εισαγωγή** 3](#_Toc100851198)

[**2.** **Νομικό πλαίσιο** 4](#_Toc100851199)

[**3.** **Ασφάλεια εφοδιασμού** 6](#_Toc100851200)

[3.1 Μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (ΕΝS) 6](#_Toc100851201)

[3.2 Λεπτά Συστήματος (ΑΙΤ) 8](#_Toc100851202)

[**4.** **Ποιότητα τροφοδότησης** 9](#_Toc100851203)

[4.1 Ρύθμιση Συχνότητας (FRCE) 9](#_Toc100851204)

[4.2 Απόκλιση Τάσης (VDI) 11](#_Toc100851205)

[4.3 Απορριπτόμενη παραγωγή των ΑΠΕ (RES Curt) 12](#_Toc100851206)

[4.4 Απώλειες Συστήματος 13](#_Toc100851207)

[**5.** **Διαθεσιμότητα Συστήματος Μεταφοράς** 14](#_Toc100851208)

[5.1 Διαθεσιμότητα επιμέρους κατηγοριών εξοπλισμού ΕΣΜΗΕ 14](#_Toc100851209)

[**6.** **Αγορά εξισορρόπησης** 17](#_Toc100851210)

[6.1 Δείκτες Σφάλματος Πρόβλεψης - Forecast KPIs 17](#_Toc100851211)

[**7. Συμπεράσματα** 21](#_Toc100851212)

# **Εισαγωγή**

Σκοπός του Διαχειριστή (ΑΔΜΗΕ) είναι η λειτουργία, ο έλεγχος, η συντήρηση και η ανάπτυξη του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ), ώστε να διασφαλίζεται ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια, με τρόπο επαρκή, ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο καθώς και η λειτουργία της αγοράς εξισορρόπησης ηλεκτρικής ενέργειας και του διασυνοριακού εμπορίου σύμφωνα με τις αρχές της διαφάνειας, της ισότητας και του ελεύθερου ανταγωνισμού.

Η παρακολούθηση της απόδοσης λειτουργίας του Συστήματος Μεταφοράς είναι καθιερωμένη πρακτική των διαχειριστών σε πολλές χώρες και συνίσταται στην δημοσίευση συγκεκριμένων εκθέσεων που περιγράφουν τη συμπεριφορά του Συστήματος για συγκεκριμένη χρονική περίοδο ως προς την ασφάλεια, διαθεσιμότητα και ποιότητα υπηρεσιών στους Χρήστες, παρουσιάζοντας σχετικούς στατιστικούς δείκτες απόδοσης του Συστήματος Μεταφοράς.

Η διαδικασία καταγραφής της απόδοσης του Συστήματος Μεταφοράς κατ’ έτος θα επιτρέψει:

* Την παρακολούθηση των παραμέτρων λειτουργίας του Συστήματος Μεταφοράς με διαφανή τρόπο,
* Τη συνολική αποτύπωση της κατάστασης των Στοιχείων του Συστήματος Μεταφοράς καθώς και την εξέλιξη της στο χρόνο,
* Τη δημιουργία μιας βάσης αναφοράς έτσι ώστε να είναι δυνατή η παρακολούθηση των σχετικών μεγεθών διαχρονικά,
* Τη συλλογή στοιχείων για τη διερεύνηση τόσο των παραμέτρων όσο και των ρεαλιστικών τιμών τους για το σχεδιασμό μηχανισμών κινήτρων ή κυρώσεων (incentive regulation) σε σχέση με την απόδοση του Συστήματος Μεταφοράς.

# **Νομικό πλαίσιο**

Η **Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ)** στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της που καθορίζονται **στο Άρθρο 59** *«Καθήκοντα και αρμοδιότητες της ρυθμιστικής αρχής»* **της 944/2019 Οδηγίας της ΕΕ *«****σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και την τροποποίηση της οδηγίας 2012/27/ΕΕ»* υποχρεούται:

***«Να παρακολουθεί και να εκτιμά 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, κατά περίπτωση, συστάσεις.»***

Ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε. (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) συστάθηκε με τον Ν. 4001/2011 και οργανώθηκε και λειτουργεί ως Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς κατά τις διατάξεις της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Ένωσης. **Με την παράγραφο 2 του Άρθρο 94 του 4001/2011** καθορίζονταν οι υποχρεώσεις του ΑΔΜΗΕ, μεταξύ των οποίων ήταν η παρακολούθηση της απόδοσης του Συστήματος Μεταφοράς με στόχο τη διατήρηση της διαθεσιμότητας των καταχωρισμένων παγίων, της ασφάλειας του Συστήματος και της ποιότητας των υπηρεσιών που παρέχονται, οι οποίες καταργήθηκαν **με την Παράγραφο 3 του Άρθρου 98 του ν. 4512/2018,** από την έναρξη λειτουργίας της Αγοράς Εξισορρόπησης και την έκδοση του Κανονισμού Αγοράς Εξισορρόπησης σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 18 του ν. 4425/2016**.**

Όπως αναφέρεται **στην Υποενότητα 1.2 του Κώδικα Διαχείρισης Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, όπως τροποποιήθηκε με το ΦΕΚ Β’ 725/18.02.2022,** *«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.»*

**Σύμφωνα με την Ενότητα 2.0 του Κώδικα Διαχείρισης Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας**, **όπως τροποποιήθηκε με το ΦΕΚ Β’ 725/18.02.2022,**  *«Η λειτουργία του συστήματος διέπεται από τον Κανονισμό (EE) 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»*

*«Για να είναι εγγυημένη η επιχειρησιακή ασφάλεια, η ποιότητα της συχνότητας και η αποδοτική χρήση του διασυνδεδεμένου συστήματος και των πόρων»,* **ο Κανονισμός 2017/1485 SOGL (System Operation Guidelines) του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας*,***θεσπίζει μεταξύ άλλων:

*«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 το **Άρθρο 3 του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL** 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·»*

Όπως ορίζεται από **το Άρθρο 15 του Κανονισμού SOGL**, οι Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς κάθε κράτους μέλους παρέχουν στον ENTSOE, έως την 1η 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* ***[🡪System Availability]*,**
* *μη παρεχόμενη ποσότητα ενέργειας ετησίως λόγω απρογραμμάτιστης αποσύνδεσης εγκαταστάσεων ζήτησης ανά ΔΣΜ* ***[🡪ENS]*,**
* *χρονική διάρκεια και αριθμός αποκλίσεων τάσης που υπερέβησαν το εύρος τιμών που αναφέρεται στους πίνακες 1 και 2 του παραρτήματος II ανά ΔΣΜ* ***[🡪VDI]*,**
* *χρονική διάρκεια και αριθμό συμβάντων στο πλαίσιο των οποίων διαπιστώθηκε έλλειψη εφεδρειών ανά ΔΣΜ* ***[🡪FRCE]***,
* *αριθμός αποκοπών διακλαδώσεων δικτύου ή τοπικών καταστάσεων γενικής διακοπής ρεύματος* ***[🡪System Availability****]*

….»

**Στο Άρθρο 3 του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL**, 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·»*

Όπως ορίζεται με τις διατάξεις του **Άρθρου 16 του Κανονισμού SOGL**, οι Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς κάθε κράτους μέλους κοινοποιούν στον ENTSOE, 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».* ***[🡪FRCE]***

# **Ασφάλεια εφοδιασμού**

Η απόδοση λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ αναφορικά με την ασφάλεια εφοδιασμού θα μετριέται με τους δείκτες **ENS (Energy Not Served) και ΑΙΤ (Average Interruption Time)**. Οι δείκτεςαυτοί επιλέχθηκαν επειδή αντικατοπτρίζουν 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.

## 3.1 Μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (ΕΝS)

**3.1.1** Ο δείκτης ENS θα 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**, α) κατά τη διάρκεια όλων των περιστατικών διακοπών απομονώσεων κυκλωμάτων ή λειτουργίας μετασχηματιστών, που έλαβαν χώρα στο Σύστημα του ΕΣΜΗΕ (επίπεδο τάσης 150kV και 400kV) και στα Όρια του Συστήματος με το δίκτυο (Υποσταθμοί 150kV/MT), β) κατά τη διάρκεια περιστατικών περικοπής φορτίου (Load Shedding) λόγω μη επάρκειας ισχύος του παραγωγικού δυναμικού, τήρησης των θερμικών ορίων αντοχής εξοπλισμού του Συστήματος από υπερφορτίσεις ή λόγω χαμηλής τάσης στο Σύστημα (Undervoltage Load Shedding).

3.1.2 Ο δείκτης ENS θα υπολογίζεται σε MWh ως εξής:

$$ENS=\sum\_{i=1}^{Κt}PDi\*Hi$$

Όπου:

* PDi = Απώλεια φορτίου από το περιστατικό διακοπής τροφοδότησης «i» (σε MW). Εκτιμάται μέσω της ισχύος του φορτίου που υπέστη διακοπή τροφοδότησης, εκείνη τη χρονική στιγμή όπου σημειώθηκε η διακοπή,
* Hi = Διάρκεια περιστατικού διακοπής «i» (σε ώρες)
* Κt = Συνολικός αριθμός γεγονότων διακοπών τροφοδότησης στο Σύστημα και στα Όρια του Συστήματος κατά το έτος αναφοράς «t»

3.1.3 Ο υπολογισμός του δείκτη ENS θα γίνεται σε ετήσια βάση, ενώ θα παρατίθεται σύγκριση με τις αντίστοιχες τιμές που προέκυψαν για τα προηγούμενα δύο έτη από το έτος αναφοράς.

3.1.4 Ο δείκτης μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (ENS) υπολογίζεται διακριτά:

1. για το σύνολο των γεγονότων μη προγραμματισμένης διακοπής συνολικής διάρκειας μικρότερης των τριών λεπτών (t<3min),
2. για το σύνολο των γεγονότων διακοπών συνολικής διάρκειας μεγαλύτερης ή ίσης των τριών λεπτών (t>=3min), με κατανομή σε α) προγραμματισμένες και β) μη προγραμματισμένες διακοπές.

3.1.5 Εκτός από την τιμή του δείκτη ENS που υπολογίζεται αφενός για το σύνολο των προγραμματισμένων, αφετέρου για το σύνολο των μη προγραμματισμένων διακοπών διακριτά για διάρκεια διακοπής t<3min και t>=3min, θα γίνεται επίσης διακριτή αναφορά (σε MWh):

1. στο μέρος αυτού που αφορά σε διακοπές λόγω περικοπής φορτίου (Load Shedding) εξαιτίας επάρκειας ισχύος του παραγωγικού δυναμικού ή προστασίας τμήματος του Συστήματος από υπερφορτίσεις,
2. στο μέρος αυτού που αφορά σε διακοπές για λόγους "ανωτέρας βίας".

3.1.6 Αναφέρονται οι ακόλουθες διευκρινιστικές οδηγίες αναφορικά με τις παραμέτρους που περιέχονται στον τύπο υπολογισμού του δείκτη ENS:

* Ως διακοπές απομόνωσης κυκλωμάτων θεωρούνται τα γεγονότα αυτόματης ή χειροκίνητης ενεργοποίησης των ειδικών σχημάτων προστασίας (μέσω ανοίγματος διακόπτων ή αποζευκτών) σε κυκλώματα μεταφοράς με αποτέλεσμα τη μη διαθεσιμότητα των συγκεκριμένων κυκλωμάτων.
* Ως διακοπές λειτουργίας μετασχηματιστών θεωρούνται τα γεγονότα μη διαθεσιμότητας των μετασχηματιστών όπως αυτά προκύπτουν με το άνοιγμα (αυτόματο ή χειροκίνητο) των δύο διακοπτών σύνδεσης του μετασχηματιστή με το ηλεκτρικό δίκτυο.
* Οι διακοπές τροφοδότησης λόγω ολικής ή μερικής απομόνωσης κυκλωμάτων και διακοπής λειτουργίας μετασχηματιστών, που προκαλούνται από Ανωμαλία/Σφάλμα στο Σύστημα ή στα Όρια του Συστήματος, λογίζονται ως μη προγραμματισμένες διακοπές.
* Οι περιπτώσεις εντολής περικοπής φορτίου (αυτόματης ή μη) λόγω πτώσης τάσης στο Σύστημα (Undervoltage Load Shedding) θα θεωρούνται Ανωμαλία/Σφάλμα και θα εντάσσονται στις μη προγραμματισμένες διακοπές.
* Τα γεγονότα "ανωτέρας βίας" 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).
* Για να χαρακτηριστεί μία περίπτωση διακοπής τροφοδότησης ως προγραμματισμένη, θα πρέπει να έχει προηγηθεί ενημέρωση από τον Διαχειριστή τουλάχιστον 24 ώρες πριν.
* Ο χρόνος έναρξης διακοπής τροφοδότησης (ηµέρα και ώρα) είναι ο χρόνος κατά τον οποίο διακόπτεται η τροφοδότηση χρηστών του Συστήµατος Μεταφοράς.
* Ο χρόνος λήξης διακοπής τροφοδότησης (ηµέρα και ώρα) είναι ο χρόνος κατά τον οποίο η τροφοδότηση του χρήστη αποκαθίσταται µέσω του Συστήµατος Μεταφοράς.
* Αναφορικά µε τα βιοµηχανικά φορτία, στον υπολογισµό της µη διατεθείσας 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).

## 3.2 Λεπτά Συστήματος (ΑΙΤ)

3.2.1 O δείκτης **ΑΙΤ (Average Interruption Time)** αντιπροσωπεύει τη σοβαρότητα των γεγονότων διακοπών τροφοδότησης σε καταναλωτές, συμπεριλαμβανομένων των μονάδων αντλησιοταμίευσης που βρίσκονται σε λειτουργία άντλησης και των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, εν συναρτήσει με το μέγεθος του Συστήματος.

3.2.2 Βάσει της διεθνούς πρακτικής χρησιμοποιούνται δύο εναλλακτικοί τύποι για τον δείκτη AIT, τους οποίους ο Διαχειριστής του Συστήματος θα υπολογίζει:

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 Φορτίο αιχμής του έτους αναφοράς σε MW.

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

1. Ο AIT εκφράζεται σε λεπτά και ορίζεται ως ο ENS πολλαπλασιασμένος επί το Σύνολο των λεπτών μίας ώρας (60min) και διαιρεμένος με το μέσο Φορτίο Συστήματος του έτους αναφοράς σε MW.

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

3.2.3 Oι κανόνες υπολογισμού του δείκτη ENS που περιέχονται στην ενότητα 3.1 ισχύουν και κατά τον υπολογισμό του δείκτη AIT.

3.2.4 Ο Διαχειριστής του Συστήματος θα υπολογίζει και θα παρουσιάζει τις τιμές του δείκτη ΑΙΤ για το έτος αναφοράς και σε αντιδιαστολή με τα προηγούμενα δύο έτη, διακριτά για όλες τις περιπτώσεις που αναφέρονται στην Υποενότητα 3.1, για τον υπολογισμό του δείκτη ΕΝS.

3.2.5 Ο Διαχειριστής του Συστήματος θα περιέχει στην ετήσια έκθεση του **σε μορφή πίνακα**, για τα γεγονότα διακοπής τροφοδότησης διάρκειας μεγαλύτερης/ίσης των τριών λεπτών (t>=3min), που οφείλονταν σε διακοπές απομόνωσης κυκλωμάτων ή λειτουργίας μετασχηματιστών στο Σύστημα και στα Όρια του Συστήματος, τα εξής στοιχεία:

* Έναρξη διακοπής τροφοδότησης
* Διάρκεια
* Πάγιο του Συστήματος ή στα Όρια του Συστήματος
* Αιτία
* Υπολογισμένη Μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (ENS)
* Υπολογισμένα Λεπτά Συστήματος (ΑΙΤ)

# **Ποιότητα τροφοδότησης**

## 4.1 Ρύθμιση Συχνότητας (FRCE)

Ο έλεγχος λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ αναφορικά με τη ρύθμιση συχνότητας βασίζεται στα δεδομένα αξιολόγησης ποιότητας Συχνότητας για κάθε LFC Block [[1]](#footnote-1)της Ηπειρωτικής Ευρώπης 🡪 **FRCE (Frequency Restoration Control Error)**, τα οποία επιβλέπει ο διαχειριστής του Συστήματος[[2]](#footnote-2), και στα κριτήρια αξιολόγησης ποιότητας συχνότητας[[3]](#footnote-3) που υπολογίζονται βάσει αυτών, όπως αυτά ορίζονται στον **Κανονισμό SOGL**.

Στην περίπτωση του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας του ΕΣΜΗΕ, που είναι συγχρονισμένο με το Σύστημα της Ηπειρωτικής Ευρώπης (Continental Europe – CE), LFC Block και LFC Area[[4]](#footnote-4) ταυτίζονται και αντιστοιχούν στο ΕΣΜΗΕ (LFC: Load Frequency Control).

Επειδή η συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης αποτελείται από διαφορετικές LFC Areas, οι οποίες επομένως και εφόσον δεν υπάρχει νησιδοποίηση (split) έχουν την ίδια τιμή Συχνότητας (Hz), **η παράμετρος FRCE μετριέται σε MW και ισούται με το Area Control Error-ACE για κάθε LFC Area.**

4.1.1 Οπότε για το ΕΣΜΗΕ, που είναι συγχρονισμένο με το Ευρωπαϊκό Σύστημα της Ηπειρωτικής Ευρώπης (Continental Europe – CE), η παράμετρος FRCE ισούται με το Area Control Error ή ACE, δηλαδή:

$$FRCE=(Pnet\\_actual-Pnet\\_scheduled)+K\*Δf$$

Όπου:

* ΔP = Pnet\_actual - Pnet\_scheduled: Σφάλμα ελέγχου ισχύος του ΕΣΜΗΕ,
* Pnet\_actual: πραγματική (real time) τιμή ανταλλαγής ισχύος με τις γειτονικές AC διασυνδεδεμένες περιοχές ελέγχου σε MW (π.χ. για το ΕΣΜΗΕ, διασύνδεση Ελλάδας με Βουλγαρία, Τουρκία και Αλβανία),
* Pnet\_scheduled: Προγραμματισμένη τιμή ανταλλαγής ισχύος με τις AC γειτονικές διασυνδεδεμένες περιοχές ελέγχου σε MW,
* K[[5]](#footnote-5): συντελεστής βαρύτητας K για **το Σύστημα του ΕΣΜΗΕ**, τιμή εκφραζόμενη σε μεγαβάτ ανά Hertz ('MW/Hz'), που υπολογίζεται ξεχωριστά για κάθε LFC Area της Ηπειρωτικής Ευρώπης,
* K\*Δf: σφάλμα ελέγχου συχνότητας του ΕΣΜΗΕ, δηλαδή το γινόμενο του συντελεστή βαρύτητας Κ για το Σύστημα του ΕΣΜΗΕ επί της απόκλισης συχνότητας Δf 🡪 συνολικά αντιστοιχεί στην εφεδρεία FCR που αναλογεί στο LFC Block του ΕΣΜΗΕ μέσω της joint action της FCR στην Ηπειρωτική Ευρώπη, για την Δf απόκλιση,
* Δf: η διαφορά μεταξύ της πραγματικής και της ονομαστικής συχνότητας στην Ηπειρωτική Ευρώπη σε μία χρονική στιγμή, η οποία μπορεί να είναι αρνητική ή θετική.
* Σημειώνεται πως, η DC διασύνδεση Ελλάδας-Ιταλίας δεν συμμετέχει στο FRCE, [[6]](#footnote-6) καθώς αυτή ελέγχεται άμεσα και αυτόνομα από τον ελεγκτή του HVDC συστήματος.

4.1.2 Ο διαχειριστής θα αναφέρει στην ετήσια έκθεση του την τιμή του Συντελεστή Κ για το ΕΣΜΗΕ για το έτος αναφοράς σε MW/Hz.

4.1.3 Ο διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ θα αναφέρει στην ετήσια έκθεση του τις τιμές **FRCE Level 1** και **FRCE Level 2** για το Σύστημα του ΕΣΜΗΕ σε MW, όπως αυτές ορίζονται στην ετήσια επιχειρησιακή συμφωνία SAFA[[7]](#footnote-7) των LFC Blocks της CE.

4.1.4 Ο διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ θα αναφέρει στην ετήσια έκθεση του την τιμή σε MW, για το 60% και το 15% της εφεδρικής δυναμικότητας της περιοχής ελέγχου του σε FRR, για το έτος αναφοράς.

4.1.5 **Ο Διαχειριστής θα περιλαμβάνει στην ετήσια έκθεση του τα ακόλουθα στοιχεία, όπως τα υποβάλει κάθε χρόνο έως την 1η Μαρτίου στον ENTSOE-E[[8]](#footnote-8):**

🡪 Από ένα σύνολο τιμών που περιλαμβάνει όλες τις 15λεπτες μέσες τιμές FRCE ανά μήνα, που υπολογίζονται μέσω δεδομένων που λαμβάνει ο Διαχειριστής από συστήματα τλεμετρήσεων (με κύκλο 4 sec) σε κατά τόπους Υποσταθμούς, ο Διαχειριστής θα αναπαριστά γραφικά στην έκθεση του, για κάθε μήνα του έτους αναφοράς και σε αντιδιαστολή με τον αντίστοιχο μήνα του προηγούμενου έτους:

1. Τη μέση τιμή του συνόλου των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE,
2. Την τυπική απόκλιση (standard deviation) του συνόλου των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE,
3. Το 1-, 5-, 10-, 90-, 95- και 99ό εκατοστημόριο του συνόλου των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE (percentiles),
4. Τον αριθμό των χρονικών διαστημάτων σε μηνιαία βάση κατά τα **οποία η 15λεπτη μέση τιμή του FRCE ήταν εκτός της περιοχής FRCE Level 1** (δες 4.1.3), με διάκριση μεταξύ αρνητικού και θετικού FRCE,
5. Ο αριθμός των χρονικών διαστημάτων σε μηνιαία βάση κατά τα **οποία η 15λεπτη μέση τιμή του FRCE ήταν εκτός της περιοχής FRCE Level 2** (δες 4.1.3), με διάκριση μεταξύ αρνητικού και θετικού FRCE,
6. Τον αριθμό συμβάντων σε μηνιαία βάση για τα οποία **η μέση τιμή του FRCE σε χρονικό διάστημα ενός (1) λεπτού υπερέβη το 60 %** (δες 4.1.4) **της εφεδρικής δυναμικότητας της περιοχής ελέγχου του σε FRR και δεν επανήλθε στο 15 % της εφεδρικής δυναμικότητας σε FRR** (δες 4.1.4) εντός του χρόνου για την αποκατάσταση της συχνότητας **(🡪15 λεπτά)**, με διάκριση μεταξύ αρνητικού και θετικού FRCE.

4.1.6 Σημειώνεται πως σύμφωνα με τον Κανονισμό SOGL, σε περίπτωση εφαρμογής διαδικασίας εκκαθάρισης ανισορροπίας ισοζυγίου (Imbalance Netting Process) ή διασυνοριακής διαδικασίας ενεργοποίησης-ανταλλαγής aFRR (Cross-border aFRR activation Process), το FRCE υπολογίζεται εκ νέου με συντονισμένο τρόπο, προκειμένου να αντικατοπτρίζεται η εναπομένουσα ανισορροπία της περιοχής ελέγχου που προκύπτει μόνο από τις ανισορροπίες της εν λόγω περιοχής, χρησιμοποιώντας επιπλέον σαν εισροές: τη ροή ενεργού ισχύος σε virtual/εικονικές γραμμές διασύνδεσης, τα σημεία ρύθμισης της ενεργοποίησης FRR και την εκτιμώμενη ενεργοποίηση FRR.[[9]](#footnote-9)

## 4.2 Απόκλιση Τάσης (VDI)

Ο ΑΔΜΗΕ ως Διαχειριστής του Συστήματος επιτηρεί συνεχώς τα επίπεδα τάσης στους ζυγούς του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος[[10]](#footnote-10), λαμβάνοντας δεδομένα πραγματικού χρόνου μέσω τηλεμετρίας σε κατά τόπους Υποσταθμούς του Συστήματος και μέσω του Συστήματος Ελέγχου και Παρακολούθησης SCADA, εξασφαλίζοντας έτσι την απρόσκοπτη ροή ενέργειας στο Σύστημα.

Η τήρηση της επιχειρησιακής ασφάλειας του Συστήματος προτάσσει[[11]](#footnote-11), πως η τάση στους ζυγούς του Συστήματος θα πρέπει να διατηρείται στο επιτρεπτό εύρος που ορίζεται στον ίδιο Κανονισμό για τη Συγχρονισμένη Ζώνη Ηπειρωτικής Ευρώπης, ως εξής:

* **Για επίπεδο τάσης 110-300kV 🡪 0,90pu–1,118pu**
* **Για επίπεδο τάσης 300-400kV 🡪 0,90pu–1,05pu[[12]](#footnote-12)**

Οι δείκτες απόκλισης τάσης (VDI – Voltage Deviation Index) ορίζονται για την εύρεση της συχνότητας ή της χρονικής διάρκειας κατά την οποία η τάση στους ζυγούς του Συστήματος αποκλίνει από το επιτρεπόμενο εύρος τάσης, όπως αυτό ορίζεται στον SOGL για κάθε επίπεδο τάσης. **Ο Διαχειριστής Συστήματος υποβάλει τα σχετικά στοιχεία στον ENTSO-E έως την 1η Μαρτίου[[13]](#footnote-13) κάθε έτους**.

4.2.1 Ο Διαχειριστής Συστήματος θα αναπαριστά γραφικά στην έκθεση του, στο πλαίσιο της παρουσίασης των αποτελεσμάτων του δείκτη VDI, τα εξής στοιχεία:

Για κάθε μήνα του έτους αναφοράς και σε αντιδιαστολή με τον αντίστοιχο μήνα του προηγούμενου έτους, διακριτά για τα επίπεδα τάσης 150kV και 400kV, για το σύνολο των Ζυγών στο Σύστημα και στα Όρια του Συστήματος με το δίκτυο διανομής:

* Αριθμός αποκλίσεων τάσης από τα επιτρεπτά όρια όπως αυτά ορίζονται στον SOGL,
* Χρονικό διάστημα όπου η τάση αποκλίνει από τα επιτρεπτά όρια όπως αυτά ορίζονται στον SOGL.

4.2.2 Ο Διαχειριστής του Συστήματος θα υπολογίζει βάσει των προαναφερόμενων στην ενότητα 4.2.1 δεδομένων απόκλισης τάσης, και θα αναφέρει στην ετήσια έκθεση του, για το έτος αναφοράς και σε αντιδιαστολή με το προηγούμενο έτος, διακριτά ανά επίπεδο τάσης 150kV και 400kV, για το σύνολο των Ζυγών του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος με το δίκτυο διανομής:

* Το ποσοστό χρόνου, για το οποίο η τάση στο Σύστημα αποκλίνει από τα επιτρεπτά όρια όπως αυτά ορίζονται στον SOGL,
* Τον συνολικό αριθμό αποκλίσεων τάσης από τα επιτρεπτά όρια όπως αυτά ορίζονται στον SOGL.

## 4.3 Απορριπτόμενη παραγωγή των ΑΠΕ (RES Curt)

Ο δείκτης για τη μέτρηση της απορριπτόμενης παραγωγής των ΑΠΕ Συστήματος (RES Curtailment) μπορεί να οριστεί ως το πηλίκο της επιπλέον ενέργειας που θα μπορούσε να παραχθεί από Σταθμούς ΑΠΕ Συστήματος, αλλά δεν εγχέεται στο Σύστημα λόγω της διαδικασίας περικοπής, προς τη συνολική ετήσια ενέργεια παραγωγής των ΑΠΕ Συστήματος.

4.3.1 Ως περικοπή ορίζεται η μείωση της παραγωγής που προέρχεται αποκλειστικά από μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), ως προς τη μέγιστη διαθέσιμη παραγωγή των εν λόγω μονάδων λόγω:

1. τεχνικών περιορισμών 🡪 επαρκής εφεδρεία λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικά ελάχιστα των Συμβατικών Μονάδων,
2. ασφάλεια λειτουργίας 🡪 voltage control,
3. πλεονάζουσα παραγωγή σε σχέση με τα επίπεδα φορτίου,
4. διαχείρισης συμφορήσεων 🡪 congestion management.

4.3.2 Ο τύπος υπολογισμού της απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ για μία εξεταζόμενη χρονική περίοδο «n»:

$$RES Curt= \frac{\sum\_{i=1}^{n}ENLi}{\sum\_{i=1}^{n}ERESi}$$

Όπου:

* ENLi: Η συνολική απορριπτόμενη ενέργεια για κάθε χρονικό βήμα «i», λόγω της διαδικασίας περικοπής των Σταθμών ΑΠΕ (σε MWh)
* ERESj: Συνολική ενέργεια που παράγεται για κάθε χρονικό βήμα «i», από το Σύνολο των Σταθμών ΑΠΕ (σε MWh)

4.3.3 Στην ετήσια έκθεση του ο Διαχειριστής θα διευκρινίζει τον τρόπο υπολογισμού/εκτίμησης της απορριπτόμενης ενέργειας ENLi σε MWh για κάθε περίπτωση περικοπής.

4.3.4 Ο Διαχειριστής του Συστήματος θα παρουσιάζει στην έκθεση του γραφικά, για κάθε μήνα του έτους αναφοράς και σε αντιδιαστολή με τον αντίστοιχο μήνα του προηγούμενου έτους, την υπολογισμένη τιμή του δείκτη RES Curt, με διάκριση μεταξύ των προαναφερθέντων στην ενότητα 4.3.1 λόγων που οδήγησαν σε περικοπή.

## 4.4 Απώλειες Συστήματος

Οι απώλειες του Συστήματος είναι η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που εγχέεται στο Σύστημα του ΕΣΜΗΕ, και της αθροιστικής ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που απορροφάται από τους Χρήστες του Συστήματος.

4.4.1 Ο Υπολογισμός δείκτη μέτρησης Απωλειών Συστήματος Μεταφοράς για το έτος αναφοράς θα γίνεται ως εξής:

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

, όπου

* ΕG: 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

4.4.2 Ο ΑΔΜΗΕ θα υπολογίζει και θα παρουσιάζει τις απώλειες του Συστήματος για το έτος αναφοράς, σε αντιδιαστολή με τα προηγούμενα δύο έτη.

# **Διαθεσιμότητα Συστήματος Μεταφοράς**

## 5.1 Διαθεσιμότητα επιμέρους κατηγοριών εξοπλισμού ΕΣΜΗΕ

 Η διαθεσιμότητα του ΕΣΜΗΕ μπορεί να εκφραστεί ως συνάρτηση των διακοπών λειτουργίας και απομονώσεων των γραμμών μεταφοράς ή των Μετασχηματιστών του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος με το δίκτυο διανομής. Η διαθεσιμότητα αξιολογείται 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 και τη διάρκεια τους.

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

**5.1.2** Ο υπολογισμός των δεικτών διαθεσιμότητας του ΕΣΜΗΕ για μία χρονική περίοδο θα γίνεται ως εξής:

1. Ο δείκτης μέτρησης της ετήσιας διαθεσιμότητας γραμμών μεταφοράς υπολογίζεται ως εξής:

$UDlines=1- \frac{\sum\_{i=1}^{Kj}Hi,j\*lj}{8760\*\sum\_{j=1}^{NL}lj}$

Όπου:

* UDlines: Ποσοστιαία Διαθεσιμότητα γραμμών μεταφοράς (σε %),
* Hi,j: Χρονική διάρκεια περιστατικού Μη Διαθεσιμότητας «i», η οποία αφορά τη γραμμή μεταφοράς «j» (σε ώρες),
* NL: Συνολικός αριθμός γραμμών μεταφοράς,
* Kj: Συνολικός αριθμός περιστατικών Μη Διαθεσιμότητας της γραμμής μεταφοράς j κατά την εξεταζόμενη χρονική περίοδο του έτους αναφοράς,
* lj: Μήκος γραμμής μεταφοράς j.
1. Ο δείκτης μέτρησης της ετήσιας διαθεσιμότητας Μετασχηματιστών υπολογίζεται ως εξής:

$$UDtrafos=1- \frac{\sum\_{j=1}^{N}(MVAj\*\sum\_{i=1}^{Kj}Hi,j)}{8760\*\sum\_{j=1}^{N}MVAj}$$

Όπου:

* UDtrafos: Η ποσοστιαία διαθεσιμότητα των μετασχηματιστών (σε %)
* MVAj: Ισχύς Μετασχηματιστή «j» εκτός λειτουργίας σε MVA
* N: Ο συνολικός αριθμός των Μετασχηματιστών
* Kj: Ο συνολικός αριθμός διακοπών λειτουργίας του Μετασχηματιστή «j»
* Hi,j: 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.

**5.1.3** Ο Διαχειριστής Συστήματος θα υπολογίζει και θα παρουσιάζει στην έκθεση του τη διαθεσιμότητα των παρακάτω επιμέρους στοιχείων του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος με το δίκτυο διανομής, κατηγοριοποιημένων ως προς το επίπεδο τάσης λειτουργίας, **για το έτος αναφοράς**:

* διαθεσιμότητα γραμμών μεταφοράς δικτύου 400 kV,
* διαθεσιμότητα γραμμών μεταφοράς δικτύου 150 kV,
* διαθεσιμότητα γραμμών μεταφοράς δικτύου 66 kV,
* διαθεσιμότητα διεθνών διασυνδετικών γραμμών,
* διαθεσιμότητα των διασυνδέσεων νησιών με το ΕΣΜΗΕ
* διαθεσιμότητα αυτομετασχηματιστών 400/150 kV,
* διαθεσιμότητα μετασχηματιστών 150/66 kV,
* διαθεσιμότητα μετασχηματιστών 150 kV προς μέση τάση (μετασχηματιστές στα σημεία σύνδεσης με το ∆ίκτυο ∆ιανομής).

**5.1.4** 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:

* συνολικό μήκος γραμμών μεταφοράς 150 kV
* συνολικό μήκος γραμμών μεταφοράς 400 kV
* συνολικό μήκος γραμμών μεταφοράς 66 kV
* συνολικό μήκος διεθνών διασυνδετικών γραμμών
* συνολικό μήκος διασυνδέσεων νησιών με το ΕΣΜΗΕ

Για τους Μετασχηματιστές:

* πλήθος
* συνολική ισχύς (MVA)

**5.1.5** Η ποσοστιαία διαθεσιμότητα του Συστήματος θα παρουσιάζεται εκτός των άλλων αφαιρετικά, δηλαδή από τη συνολική διαθεσιμότητα που θα προκύπτει για κάθε επιμέρους κατηγορία εξοπλισμού, θα αφαιρούνται τα περιστατικά μη διαθεσιμότητας που διήρκησαν λιγότερο από τρία λεπτά **(t<3min)**, και θα αναφέρονται εκ νέου τα αποτελέσματα των δεικτών.

**5.1.6** Για κάθε επιμέρους κατηγορία εξοπλισμού, α) για τη συνολική διαθεσιμότητα που θα υπολογίζεται για το έτος αναφοράς, και β) για τη διαθεσιμότητα που υπολογίζεται για το έτος αναφοράς χωρίς να προσμετρώνται τα γεγονότα απομονώσεων με διάρκεια t<3min, θα γίνεται για κάθε περίπτωση (δηλ. α και β) διακριτός υπολογισμός της διαθεσιμότητας που θα προκύπτει, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη γεγονότα διακοπών απομόνωσης κυκλωμάτων και λειτουργίας Μετασχηματιστών που οφείλονταν σε λόγους ανωτέρας βίας.

**5.1.7** O Διαχειριστής του Συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη τα περιστατικά απομονώσεων που είχαν διάρκεια μεγαλύτερης ή ίσης των τριών λεπτών (t>=3min), και χωρίς να προσμετρώνται τα γεγονότα διακοπών απομόνωσης κυκλωμάτων και λειτουργίας Μετασχηματιστών που οφείλονταν σε λόγους ανωτέρας βίας, θα υπολογίζει και θα αναπαριστά γραφικά:

* Tην ποσοστιαία διαθεσιμότητα για κάθε κατηγορία επιμέρους εξοπλισμού για κάθε μήνα του έτους αναφοράς, σε αντιδιαστολή με τη διαθεσιμότητα που προέκυπτε για τον αντίστοιχο μήνα των προηγούμενων δύο ετών.

5.1.8 O Διαχειριστής του Συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη τα περιστατικά απομονώσεων που είχαν διάρκεια μεγαλύτερης ή ίσης των τριών λεπτών (t>=3min) θα υπολογίζει και θα αναπαριστά γραφικά:

* Την ποσοστιαία κατανομή για τις αιτίες µη διαθεσιµότητας των επιμέρους κατηγοριών εξοπλισμού, για το έτος αναφοράς και σε σύγκριση με το προηγούμενο έτος ως εξής:
* μη διαθεσιμότητα λόγω Ασφάλειας Συστήματος
* µη διαθεσιµότητα λόγω Προγραμματισμένων Εργασιών
* µη διαθεσιµότητα λόγω Σφάλματος/Ανωμαλίας
* µη διαθεσιµότητα λόγω ανωτέρας βίας

**5.1.9** Οι αιτίες μη διαθεσιμότητας αναλύονται περαιτέρω ως εξής:

* **Ασφάλεια Συστήματος**: Συχνά προγραμματίζονται απομονώσεις τμημάτων του Συστήματος Μεταφοράς για ρύθμιση τάσης και αποφυγή της πιθανότητας αλυσιδωτών διακοπών περισσότερων τμημάτων ή κατάρρευσης της τάσης σε περισσότερους ζυγούς του συστήματος μεταφοράς ως αποτέλεσμα μίας μεμονωμένης διαταραχής.
* **Προγραμματισμένες εργασίες**: Συχνά απαιτούνται προγραμματισμένες διακοπές λειτουργίας τμημάτων του Συστήματος Μεταφοράς για λόγους επιδιόρθωσης, συντήρησης, αντικατάστασης ή/και αναβάθμισης τους. Επιπλέον, ενδεχομένως κάποιες διακοπές λειτουργίας τμημάτων του Συστήματος Μεταφοράς να οφείλονται και στη σύνδεση νέων χρηστών σε αυτό.
* **Ανωμαλία/Σφάλμα**: Μη προγραμματισμένη διακοπή λειτουργίας ή απομόνωση τμήματος του Συστήματος μεταφοράς λόγω σφάλματος ή ανωμαλίας, που οδηγεί σε αποσύνδεση του επηρεαζόμενου εξοπλισμού από το σύστημα με αυτόματη/χειροκίνητη ενεργοποίηση του συστήματος προστασίας (π.χ. circuit breaker).
* Τα γεγονότα **"ανωτέρας βίας"** 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).

**5.1.10** Διευκρινιστικές Οδηγίες για τον υπολογισμό των δεικτών διαθεσιμότητας:

* Για να χαρακτηριστεί η μη διαθεσιμότητα Στοιχείου του Συστήματος ως προγραμματισμένη, θα πρέπει να έχει προηγηθεί ενημέρωση από τον Διαχειριστή τουλάχιστον 24 ώρες πριν.
* Ο χρόνος έναρξης μη διαθεσιμότητας στοιχείου μεταφοράς (ημέρα και ώρα) είναι ο χρόνος κατά τον οποίο το σχετικό στοιχείο αυτόματα, σκόπιμα ή με κάποιο άλλο τρόπο αποσυνδέεται.
* Ο χρόνος λήξης της μη διαθεσιμότητας στοιχείου μεταφοράς (ημέρα και ώρα) είναι ο χρόνος κατά τον οποίο το σχετικό στοιχείο επανέρχεται σε κανονική λειτουργία.
* Εάν η µη διαθεσιµότητα ενός στοιχείου µεταφοράς οδηγεί σε µη διαθεσιµότητα και άλλων στοιχείων µεταφοράς τότε θα δηλώνεται µη διαθεσιµότητα για το σύνολο των στοιχείων µεταφοράς (οµάδα στοιχείων µεταφοράς) που δεν είναι διαθέσιµα.

# **Αγορά εξισορρόπησης**

## 6.1 Δείκτες Σφάλματος Πρόβλεψης - Forecast KPIs

O βασικός σκοπός της αγοράς εξισορρόπησης είναι η εξισορρόπηση των αποκλίσεων της ενέργειας που προκύπτουν λόγω των σφαλμάτων πρόβλεψης φορτίου και ΑΠΕ, καθώς και λόγω μη προγραμματισμένων μεταβολών σε σχέση με την επίλυση της ΔΕΠ.

Η ικανοποιητική πρόβλεψη της ζήτησης στο Σύστημα και παραγωγής των ΑΠΕ Συστήματος, μέσω μοντέλων χρονοσειρών, καθώς και η συνεχής επικαιροποίηση τους είναι θεμελιώδους σημασίας για τον ακριβή υπολογισμό των εφεδρειών στην αγορά εξισορρόπησης.

6.1.1 Ως συνολική ζήτηση σε MWh ορίζεται η απαίτηση σε επίπεδο παραγωγής για την κάλυψη των φορτίων (εκτός της άντλησης) στην ηπειρωτική χώρα και στα διασυνδεδεμένα με αυτή νησιά. Αναλυτικά στην εκτίμηση της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνονται η ζήτηση στο Σύστημα, η εκτίμηση της ζήτησης που καλύπτεται από μονάδες παραγωγής στο Δίκτυο. Η παραγωγή στο Δίκτυο προκύπτει από πιστοποιημένες μετρήσεις για την Μέση Τάση και εκτιμήσεις για την Χαμηλή Τάση.

Ως ζήτηση στο Σύστημα σε MWh ορίζεται η απαίτηση σε επίπεδο παραγωγής για την κάλυψη των φορτίων του Συστήματος (εκτός της άντλησης και της αποθήκευσης), η οποία καλύπτεται από μονάδες του ΕΣΜΗΕ (συμβατικές και ΑΠΕ) και τις διασυνδέσεις. Δεν περιλαμβάνεται η ζήτηση που καλύπτεται από μονάδες που εγχέουν στο Δίκτυο. Αναλυτικά περιλαμβάνονται

* η ζήτηση στους Υ/Σ ορίων Συστήματος-Δικτύου,
* η ζήτηση από πελάτες Υψηλής Τάσης,
* ορυχεία,
* ιδιοκατανάλωση παραγωγής,
* οι απώλειες του Συστήματος,
* και η μετρούμενη απορρόφηση ενέργεια από τη διασύνδεση της Κρήτης με το ΕΣΜΗΕ.

Το φορτίο Συστήματος σε MW περιλαμβάνει εκτός των άλλων την άντληση και την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας.

6.1.2 Ως μέτρο της ακρίβειας της μεθόδου πρόβλεψης της ζήτησης στο Σύστημα και παραγωγής των ΑΠΕ Συστήματος έναντι των πραγματικών τιμών θα υπολογίζονται οι ακόλουθοι δείκτες σφάλματος πρόβλεψης:

1. ***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. O Δείκτης υπολογίζεται ως εξής:

$$MAE= \frac{\sum\_{i=1}^{n}\left|y\_{i}-x\_{i}\right|}{n}$$

Όπου:

* *xi: πραγματική τιμή*
* *yi:τιμή πρόβλεψης*
* *n: μέγεθος δείγματος*
1. ***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 ΜΑΡΕ μετρά το μέγεθος του σφάλματος σε ποσοστιαίες μονάδες. O Δείκτης υπολογίζεται ως εξής:

$$MAPE= \frac{1}{n}\sum\_{t=1}^{n}\left|\frac{A\_{t}-F\_{t}}{A\_{t}}\right|\*100$$

Όπου:

* *Αt: πραγματική τιμή*
* *Ft: τιμή πρόβλεψης*
* *t: χρονικό βήμα*
* *n: μέγεθος δείγματος*
1. ***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. O Δείκτης υπολογίζεται ως εξής:

$$MSE= \frac{\sum\_{i=1}^{n}\left|y\_{i}-x\_{i}\right|^{2}}{n}$$

*Όπου:*

* *xi: πραγματική τιμή*
* *yi:τιμή πρόβλεψης*
* *n: μέγεθος δείγματος*
1. ***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:

$$RMSE= \frac{1}{n}\sqrt{\sum\_{i=1}^{n}\left|y\_{i}-x\_{i}\right|^{2}}$$

Όπου:

* *xi: πραγματική τιμή*
* *yi:τιμή πρόβλεψης*
* *n: μέγεθος δείγματος*
1. ***Απόλυτο Σφάλμα Διαμέσου: Median Absolute Error (MedAE)***

Το απόλυτο σφάλμα διαμέσου (MedAE) υπολογίζει τη διάμεση απόκλιση μεταξύ προβλέψεων και πραγματικών τιμών. H μονάδα μέτρησης του δείκτη είναι εκφρασμένη στη μονάδα μέτρησης των τιμών των παρατηρήσεων και για τον υπολογισμό του χρησιμοποιείται ο ακόλουθος τύπος:

$$MedAE= \frac{\sum\_{i=1}^{n}\left|y\_{i}-median(x\_{i})\right|}{n}$$

Όπου:

* *Median(xi): διάμεσος δείγματος πραγματικών τιμών*
* *yi:τιμή πρόβλεψης*
* *n: μέγεθος δείγματος*
1. ***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:

* *Αt: πραγματική τιμή*
* *Ft: τιμή πρόβλεψης*
* *t: χρονική περίοδος*
* *n: μέγεθος δείγματος*

6.1.3 Στον υπολογισμό των δεικτών σφάλματος πρόβλεψης συμμετέχουν η πρόβλεψη ζήτησης Συστήματος και παραγωγής των ΑΠΕ Συστήματος (MWh), όπως λαμβάνονται υπόψη για κάθε 30λεπτη περίοδο κατανομής α) της ISP2, **για τις πρώτες 24 περιόδους κατανομής της ημέρας κατανομής, δηλαδή μεταξύ 00.00 και 11.30**, και β) της ISP3 **για τις επόμενες 24 περιόδους κατανομής, δηλαδή μεταξύ 12.00 και 23.30**.

**6.1.4** Για τις πραγματικές τιμές λαμβάνονται υπόψη μόνο πιστοποιημένες μετρήσεις. **Το μέγεθος δείγματος «n»** εξαρτάται από την εξεταζόμενη χρονική περίοδο (ημέρα, μήνας, χρόνος, κλπ).

6.1.5 Σε περίπτωση που χρειάστηκε η εκτέλεση ad-hoc ISP από τον ΑΔΜΗΕ, θα χρησιμοποιούνται ως τιμές πρόβλεψης για τον υπολογισμό των δεικτών σφάλματος οι αντίστοιχες τιμές όπως προκύπτουν από αυτό.

6.1.6 Οι δείκτες σφάλματος πρόβλεψης παραγωγής των ΑΠΕ Συστήματος θα υπολογίζονται και θα παρουσιάζονται διακριτά για αιολικά και Φ/Β.

6.1.7 Ο Διαχειριστής του Συστήματος θα υπολογίζει τις 30λεπτες τιμές των προαναφερόμενων δεικτών σφάλματος για την ακρίβεια πρόβλεψης ζήτησης του Συστήματος και παραγωγής των ΑΠΕ Συστήματος, που προκύπτουν ανά ημέρα και ανά μήνα του έτους αναφοράς 🡪 Δηλαδή στο πλαίσιο του υπολογισμού, **ως μέγεθος δείγματος ορίζεται μία περίοδος κατανομής (n=1), και επομένως για κάθε ημέρα κατανομής θα προκύπτουν 48 τιμές (30λεπτες) του δείκτη σφάλματος.**

Λαμβάνοντας υπόψη όλες τις (48) 30λεπτες τιμές των δεικτών σφάλματος πρόβλεψης ζήτησης Συστήματος και παραγωγής των ΑΠΕ Συστήματος, που θα υπολογίζει ο Διαχειριστής του Συστήματος για κάθε ημέρα κατανομής, θα υπολογίζει και θα αναπαριστά γραφικά στην έκθεση του:

* **Τη μέση τιμή αυτών ανά ημέρα κατανομής,**
* **Τη μέγιστη τιμή αυτών ανά ημέρα κατανομής**

6.1.8 Ο Διαχειριστής του Συστήματος θα υπολογίζει και θα αναπαριστά γραφικά στην ετήσια έκθεση του, τις ημερήσιες τιμές των προαναφερόμενων δεικτών σφάλματος για την ακρίβεια πρόβλεψης ζήτησης του Συστήματος και παραγωγής των ΑΠΕ Συστήματος, που προκύπτουν ανά ημέρα και ανά μήνα του έτους αναφοράς 🡪 Δηλαδή στο πλαίσιο του υπολογισμού, **ως μέγεθος δείγματος ορίζονται 48 30λεπτες περίοδοι κατανομής (n=48), και επομένως για κάθε ημέρα κατανομής θα προκύπτει μία τιμή του δείκτη σφάλματος.**

# **7. Συμπεράσματα**

7.1 Ο Διαχειριστής θα αναφέρει στην ετήσια έκθεση του, για κάθε επιμέρους κατηγορία καταγραφής της απόδοσης λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ, συμπεράσματα που προκύπτουν αναφορικά με τις τιμές που των δεικτών που παρουσιάστηκαν.

1. Άρθρο 3 του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL: LFC Block ή Ενότητα ΕΦΣ: *«τμήμα συγχρονισμένης περιοχής ή ολόκληρη συγχρονισμένη περιοχή, φυσικώς οριοθετούμενη από σημεία μέτρησης σε γραμμές διασύνδεσης προς άλλες ενότητες ΕΦΣ, αποτελούμενη από μία ή περισσότερες περιοχές ΕΦΣ, τη διαχείριση του οποίου ή της οποίας ασκεί ένας ή περισσότεροι ΔΣΜ που εκπληρώνουν τις υποχρεώσεις ελέγχου φορτίου-συχνότητας·»* [↑](#footnote-ref-1)
2. Άρθρο 130 του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL [↑](#footnote-ref-2)
3. Άρθρο 131 του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL [↑](#footnote-ref-3)
4. Άρθρο 3 του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL: LFC Area ή Περιοχή ΕΦΣ: *«τμήμα συγχρονισμένης περιοχής ή ολόκληρη συγχρονισμένη περιοχή, φυσικώς οριοθετούμενη από σημεία μέτρησης σε γραμμές διασύνδεσης προς άλλες περιοχές ΕΦΣ, τη διαχείριση του οποίου ή της οποίας ασκεί ένας ή περισσότεροι ΔΣΜ που εκπληρώνουν τις υποχρεώσεις ελέγχου φορτίου συχνότητας»* [↑](#footnote-ref-4)
5. Άρθρο 3 του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL: *«συντελεστής K περιοχής ΕΦΣ ή ενότητας ΕΦΣ»: τιμή εκφραζόμενη σε μεγαβάτ ανά Hertz ('MW/Hz'), που είναι όσο το πρακτικώς δυνατόν πλησιέστερη ή μεγαλύτερη από το άθροισμα του αυτοελέγχου παραγωγής, της αυτορρύθμισης φορτίου και της συνεισφοράς της εφεδρείας διατήρησης συχνότητας, διαιρούμενη διά της μέγιστης απόκλισης συχνότητας σταθερής κατάστασης·* [↑](#footnote-ref-5)
6. [Τεχνική Απόφαση αυτόματης Εφεδρείας Αποκατάστασης Συχνότητας (αΕΑΣ)](https://www.admie.gr/sites/default/files/diaboyleyseis/attached-files2020/10/%CE%A4%CE%B5%CF%87%CE%BD%CE%B9%CE%BA%CE%AE%20%CE%91%CF%80%CF%8C%CF%86%CE%B1%CF%83%CE%B7%20%CE%B1%CF%85%CF%84%CF%8C%CE%BC%CE%B1%CF%84%CE%B7%CF%82%20%CE%95%CF%86%CE%B5%CE%B4%CF%81%CE%B5%CE%AF%CE%B1%CF%82%20%CE%91%CF%80%CE%BF%CE%BA%CE%B1%CF%84%CE%AC%CF%83%CF%84%CE%B1%CF%83%CE%B7%CF%82%20%CE%A3%CF%85%CF%87%CE%BD%CF%8C%CF%84%CE%B7%CF%84%CE%B1%CF%82.pdf) [↑](#footnote-ref-6)
7. Άρθρο 118 του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL [↑](#footnote-ref-7)
8. Άρθρο 16 του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL [↑](#footnote-ref-8)
9. Άρθρα 143, 146 και 147 του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL [↑](#footnote-ref-9)
10. Άρθρο 19του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL [↑](#footnote-ref-10)
11. Ορίζ 25 του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL [↑](#footnote-ref-11)
12. Παράρτημα ΙΙ του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL [↑](#footnote-ref-12)
13. Άρθρο 15 του Κανονισμού ΕΕ 2017/1485 SOGL [↑](#footnote-ref-13)