Υπόδειγμα για την ετήσια Έκθεση Απόδοσης Λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ (KPIs)

Περιεχόμενα

[1. Νομικό πλαίσιο 3](#_Toc100851227)

[2. Security of Supply 5](#_Toc100851228)

[2.1 Μη εξυπηρετούμενη ενέργεια 5](#_Toc100851229)

[3. Quality of Service 9](#_Toc100851230)

[3.1 Ρύθμιση Συχνότητας - FRCE 9](#_Toc100851231)

[3.1.1 Κριτήρια Aξιολόγησης ποιότητας Συχνότητας για το LFC Block του ΑΔΜΗΕ 12](#_Toc100851232)

[3.1.2 Στοιχεία απόδοσης LFC Block του ΑΔΜΗΕ 13](#_Toc100851233)

[3.1.3 Παράδειγμα υπολογισμού FRCE 16](#_Toc100851234)

[3.2 Voltage Deviation (VDI) 18](#_Toc100851235)

[3.2.1 Νομικό Πλαίσιο 18](#_Toc100851236)

[3.2.2 Έλεγχος τάσης στο Σύστημα 20](#_Toc100851237)

[3.2.3 Στοιχεία Απόδοσης λειτουργίας ΕΣΜΗΕ (VDI) 20](#_Toc100851238)

[3.3 RES Curtailment 22](#_Toc100851239)

[3.4 Απώλειες Συστήματος 23](#_Toc100851240)

[4. System Availability 24](#_Toc100851241)

[4.1 Διαθεσιμότητα Συστήματος Μεταφοράς 24](#_Toc100851242)

[5. Balancing Market 29](#_Toc100851243)

[5.1 Πρόβλεψη Ζήτησης Συστήματος και παραγωγής ΑΠΕ 29](#_Toc100851244)

[5.1.1 Δείκτες σφάλματος για την ακρίβεια πρόβλεψης 30](#_Toc100851245)

[5.1.2 Αποτελέσματα δεικτών σφάλματος για την ακρίβεια πρόβλεψης 33](#_Toc100851246)

[6. Παράρτημα: Παρουσίαση τιμών δεικτών σε λοιπές ευρωπαϊκές χώρες 36](#_Toc100851247)

[6.1 Παρουσίαση πρόσφατων ετήσιων τιμών δεικτών ENS, AIT, Transmission System Availability και Transmission losses στην Ελλάδα και σε άλλες ευρωπαϊκές χώρες 36](#_Toc100851248)

[6.2 CEER Benchmarking Report για τιμές δεικτών ΕΝS και ΑΙΤ έως και το 2016 38](#_Toc100851249)

[6.3 Παρουσίαση απόδοσης LFC Blocks για ρύθμιση Συχνότητας (🡪FRCE) στη CE το 2021 39](#_Toc100851250)

# 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** 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]***

# 2. Security of Supply

## 2.1 Μη εξυπηρετούμενη ενέργεια

Ο δείκτης ENS (Energy Not Served) 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**,

1. 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), και
2. κατά τη διάρκεια περιστατικών περικοπής φορτίου (Load Shedding) για του εξής λόγους: μη επάρκεια ισχύος του παραγωγικού δυναμικού, τήρηση των θερμικών ορίων αντοχής εξοπλισμού του Συστήματος από υπερφορτίσεις, χαμηλή τάση στο Σύστημα (Undervoltage Load Shedding).

Τα στοιχεία των περιστατικών που σχετίζονται με απομονώσεις και διακοπές λειτουργίας εξοπλισμού στο Σύστημα και στα Όρια του Συστήματος καταγράφονται στα Δελτία Απομονώσεων και Χειρισμών (ΔΑΧ), που διατηρούνται από τον ΑΔΜΗΕ. Οι πληροφορίες αυτές συγκεντρώνονται σε ηλεκτρονικά αρχεία excel, περιλαμβάνοντας δεδομένα όπως χρόνους έναρξης και λήξης απομόνωσης τμημάτων του Συστήματος Μεταφοράς, υποσταθμούς ή γραμμές μεταφοράς που επηρεάζονται, χαρακτηρισμούς των γεγονότων απομόνωσης (προγραμματισμένη/ανωμαλία), περιγραφές για την πιθανή εναλλακτική τροφοδότηση που είχαν οι καταναλωτές από τα χαμηλότερα επίπεδα τάσεως και άλλες πληροφορίες που θεωρούνται σημαντικές για την απομόνωση (αιτία συμβάντος, ημερομηνία, διάρκεια, κ.λπ..), ενώ παράλληλα δύναται να γίνει εκτίμηση της ενδεχόμενης απώλειας φορτίου, μέσω της ισχύος του επηρεαζόμενου φορτίου εκείνη τη χρονική στιγμή που υπέστη διακοπή τροφοδότησης.

Ως διακοπές απομόνωσης κυκλωμάτων και μετασχηματιστών θεωρούνται τα γεγονότα αυτόματης ή χειροκίνητης ενεργοποίησης των ειδικών σχημάτων προστασίας (μέσω ανοίγματος διακόπτων ή αποζευκτών) σε κυκλώματα μεταφοράς και μετασχηματιστές με αποτέλεσμα τη μη διαθεσιμότητα των συγκεκριμένων κυκλωμάτων. Οποιοδήποτε περιστατικό απομόνωσης στο Σύστημα και στα Όρια του Συστήματος συνδέεται με αδυναμία του Συστήματος να τροφοδοτήσει με ηλεκτρική ισχύ καταναλωτή/ές, συμπεριλαμβανομένων των μονάδων αντλησιοταμίευσης που βρίσκονται σε λειτουργία άντλησης και των μονάδων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, θεωρείται περιστατικό απώλειας φορτίου.

Ο δείκτης μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (ENS) θα υπολογίζεται διακριτά για τις προγραμματισμένες και μη προγραμματισμένες διακοπές και, επιπλέον, διακριτά για διάρκεια διακοπής t<3min και t>=3min για τις μη προγραμματισμένες.

Στις **προγραμματισμένες διακοπές** θα εντάσσονται μεταξύ άλλων οι διακοπές για λόγους προγραμματισμένων εργασιών, συντήρησης και σύνδεσης νέων χρηστών στο Σύστημα, για τις οποίες θα πρέπει να έχει προηγηθεί ενημέρωση από τον Διαχειριστή.

Οι διακοπές τροφοδότησης λόγω απομονώσεων κυκλωμάτων και μετασχηματιστών που προκαλούνται από ανωμαλία/σφάλμα στο Σύστημα ή στα Όρια του Συστήματος με το δίκτυο, λογίζονται ως μη προγραμματισμένες διακοπές.

Επίσης, οι περιπτώσεις αυτόµατης ή χειροκίνητης περικοπής φορτίου µέσω ειδικών συστηµάτων προστασίας λόγω χαµηλής τάσης στο Σύστημα ή για να αποτραπεί η ολική κατάρρευση της τάσης στο Σύστημα (undervoltage Load Shedding), θα θεωρούνται ανωμαλία/σφάλμα και θα εντάσσονται στις μη προγραμματισμένες διακοπές.

Εκτός από την τιμή του δείκτη ENS που θα προκύπτει διακριτά για τις προγραμματισμένες και μη διακοπές και, επιπλέον, διακριτά για t<3min και t>=3min για τις μη προγραμματισμένες, θα επίσης γίνεται διακριτή αναφορά (σε MWh) α) στο μέρος αυτού για κάθε που αφορά σε διακοπές λόγω περικοπής φορτίου (εξαιτίας επάρκειας ισχύος του παραγωγικού δυναμικού ή προστασία από υπερφόρτιση τμήματος του Συστήματος), και β) στο μέρος που αφορά σε διακοπές για λόγους "ανωτέρας βίας".

Οι διακοπές απομόνωσης κυκλωμάτων και μετασχηματιστών μπορεί να οφείλονται σε λόγους "ανωτέρας βίας", δηλαδή εξωγενείς προς το Διαχειριστή 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).

Ο δείκτης μέτρησης της μη εξυπηρετούμενης ενέργειας ENS θα υπολογίζεται ως εξής:

Όπου:

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

Διευκρινίσεις υπολογισμού:

* 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).

Ο πίνακας 1 παρατίθεται ενδεικτικά ως μία δυνατότητα αναπαράστασης των υπολογισμένων τιμών του δείκτη ENS που θα προκύπτουν για το έτος αναφοράς και για τα προηγούμενα από αυτό δύο έτη, βάσει των ειδικών περιπτώσεων που αναλύθηκαν στην υποενότητα 2.1 σχετικά με την προέλευση της διακοπής τροφοδότησης.

**ENS (MWh)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Διακοπή τροφοδότησης για t<3min | | | Διακοπή τροφοδότησης για t>=3min | | | | | |
| Μη προγραμματισμένες  Διακοπές | | | Προγραμματισμένες  Διακοπές | | | Μη προγραμματισμένες  Διακοπές | | |
| Συνολική τιμή | Περικοπή\* Φορτίου | Ανωτέρα βία | Συνολική τιμή | Περικοπή\* Φορτίου | Ανωτέρα βία | Συνολική τιμή | Περικοπή\* Φορτίου | Ανωτέρα βία |
| 2021 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2020 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Πίνακας 1: Υπολογισμένες τιμές δείκτη ENS σε MWh για τα έτη 2019, 2020 και 2021

\**Όπου περικοπή φορτίου, διακοπή τροφοδότησης λόγω μη επάρκειας ισχύος του παραγωγικού δυναμικού, ή προστασίας/πρόληψης των ορίων αντοχής εξοπλισμού του Συστήματος από υπερφορτίσεις.*

Μία άλλη παράμετρος, που σχετίζεται άμεσα με τον δείκτη ENS, και δύναται να χρησιμοποιηθεί ως εκτίμηση της σοβαρότητας ενός περιστατικού διακοπής τροφοδότησης αλλά και της ποιότητας εξυπηρέτησης των Χρηστών του, είναι τα «Λεπτά Συστήματος». Για τη μέτρηση τους θα χρησιμοποιείται ο δείκτης **ΑΙΤ (Average Interruption Time)** μετρούμενος σε λεπτά (min). O δείκτης αυτός 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 συνάρτηση με το μέγεθος του Συστήματος. Με βάση τη διεθνή πρακτική υπάρχουν δύο (2) εναλλακτικοί τύποι για τον υπολογισμό του AIT:

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

* 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.

Ο πίνακας 2 παρατίθεται ενδεικτικά ως μία δυνατότητα αναπαράστασης των υπολογισμένων τιμών του δείκτη AIT που θα προκύπτουν για το έτος αναφοράς και για τα προηγούμενα από αυτό δύο έτη, βάσει των ειδικών περιπτώσεων που αναλύθηκαν στην υποενότητα 2.1 σχετικά με την προέλευση της διακοπής τροφοδότησης. Oι κανόνες υπολογισμού του δείκτη ENS που περιέχονται στην ενότητα 2.1 ισχύουν και κατά τον υπολογισμό του δείκτη AIT.

**AIT (minutes)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Διακοπή τροφοδότησης για t<3min | | | Διακοπή τροφοδότησης για t>=3min | | | | | |
| Μη προγραμματισμένες  Διακοπές | | | Προγραμματισμένες  Διακοπές | | | Μη προγραμματισμένες  Διακοπές | | |
| Σύνολο Διακοπών | Περικοπή\* Φορτίου | Ανωτέρα βία | Σύνολο Διακοπών | Περικοπή\* Φορτίου | Ανωτέρα βία | Σύνολο Διακοπών | Περικοπή\* Φορτίου | Ανωτέρα βία |
| 2021 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2020 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2019 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Πίνακας 2: Υπολογισμένες τιμές δείκτη ΑΙΤ σε minutes για τα έτη 2019, 2020 και 2021

\**Όπου περικοπή φορτίου, διακοπή τροφοδότησης λόγω μη επάρκειας ισχύος του παραγωγικού δυναμικού, ή προστασίας/πρόληψης των ορίων αντοχής εξοπλισμού του Συστήματος από υπερφορτίσεις.*

**Οι δείκτες ENS και ΑΙΤ** επιλέχθηκαν επειδή αντικατοπτρίζουν τη συνέχεια της παροχής, επιτρέποντας κατά αυτόν τον τρόπο τον έλεγχο της απόδοσης του Συστήματος, ως προς την ικανοποίηση των προσδοκιών του τελικού πελάτη.

Οι Πίνακες 1 και 2 αποτελούν προτεινόμενη μορφή της εξέλιξης των τιμών που παίρνουν οι δείκτες ENS και AIT τα έτη 2019, 2020 και 2021, με διακριτό υπολογισμό των τιμών των δεικτών για:

1. το Σύνολο των γεγονότων διακοπών διάρκειας t<3min (διακριτά σε προγραμματισμένες και μη),
2. το Σύνολο των Στιγμιαίων γεγονότων διακοπών διάρκειας t>=3min (διακριτά σε προγραμματισμένες και μη),
3. Aπό τον συνολικό ENS και ΑΙΤ που προκύπτει για προγραμματισμένες και μη διακοπές (διακριτά για t<3min και t>=3min), το μέρος αυτού που αφορά σε περικοπή φορτίου λόγω επάρκειας ισχύος ή προστασία από υπερφορτίσεις, και το μέρος που αφορά σε διακοπές για λόγους «ανωτέρας βίας».

Στο παράρτημα παρατίθενται πρόσφατες ετήσιες τιμές των δεικτών ENS και ΑΙΤ για λοιπές ευρωπαϊκές χώρες, για τους οποίους σημειώνεται πως χρησιμοποιούνται στη πλειοψηφία τους διαφορετικοί κανόνες υπολογισμού.

# 3. Quality of Service

## 3.1 Ρύθμιση Συχνότητας - FRCE

Το Σύστημα του ΕΣΜΗΕ είναι συγχρονισμένο με το Ευρωπαϊκό Σύστημα της Ηπειρωτικής Ευρώπης (Continental Europe – CE) και λειτουργεί υπό το πλαίσιο που καθορίζεται στη συμφωνία **SAFA (Synchronous Area Framework Agreement), η οποία προβλέπεται σύμφωνα με το Άρθρο 118 του SOGL**.

Ο Διαχειριστής του Συστήματος σε κάθε Περιοχή Ελέγχου, λειτουργεί με κριτήριο τη διατήρηση του ισοζυγίου ισχύος εντός της περιοχής ελέγχου του, δηλαδή στοχεύει στην τήρηση των προκαθορισμένων/προσυμφωνημένων ανταλλαγών ισχύος στις διασυνδετικές γραμμές με τις γειτονικές Περιοχές Ελέγχου.

Για να διατηρηθεί η συχνότητα του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας της συγχρονισμένης ζώνης ηπειρωτικής Ευρώπης-CE εντός ασφαλών ορίων, οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς προσπαθούν να διατηρούν την ισορροπία μεταξύ φορτίου και παραγωγής στην Περιοχή Ελέγχου τους σε βραχυπρόθεσμη βάση. Οι αποκλίσεις συχνότητας προκαλούν μη προγραμματισμένες ροές ισχύος (unscheduled flow) στις διασυνδέσεις, λόγω της joint action-ενεργοποίησης της FCR στη CE, σε περίπτωση ανισορροπίας ισχύος.

Όπως αναφέρεται και παραπάνω, στα διασυνδεδεμένα Συστήματα η ανισορροπία ισχύος καλύπτεται καταρχήν από τις διασυνδετικές γραμμές (μέσω της joint action της FCR). Η αποκατάσταση των προγραμματισμένων διασυνδετικών ροών γίνεται μέσω του σταδίου Αποκατάστασης Συχνότητας-FRP. Το στάδιο της αποκατάστασης συχνότητας (καλείται και ρύθμιση φορτίου - συχνότητας ή δευτερεύουσα ρύθμιση) αποσκοπεί στη διόρθωση του απομένοντος σφάλματος συχνότητας (που παραμένει μετά τη δράση της FCR) και των αποκλίσεων των μετρούμενων AC διασυνδετικών ροών (actual) από τις προγραμματισμένες τιμές τους (scheduled).[[1]](#footnote-1)

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 ταυτίζονται και αντιστοιχούν στο Σύστημα του ΕΣΜΗΕ (LFC: Load Frequency Control).

Βάσει του **Άρθρου 130 του Κανονισμού 2017/1485**, ως δεδομένα αξιολόγησης της ποιότητας της Συχνότητας[[2]](#footnote-2) για κάθε LFC Block της Συγχρονισμένης Περιοχής CE, επομένως και για το LFC Block του ΕΣΜΗΕ, ορίζονται *«τα στιγμιαία δεδομένα Σφάλματος Ελέγχου Αποκατάστασης Συχνότητας».* **(->FRCE - Frequency Restoration Control Error).** Τα δεδομένα αυτά δύνανται να χρησιμοποιηθούν για την εκτίμηση της συμβολής κάθε LFC Block στις αποκλίσεις της Συχνότητας που εμφανίζονται στη CE[[3]](#footnote-3), αν και το χρονικό διάστημα των 15λεπτων για το οποίο λαμβάνεται η μέση τιμή περιορίζει την ακρίβεια των σχετικών εκτιμήσεων.[[4]](#footnote-4)

Εάν η LFC Area του ΑΔΜΗΕ αντιστοιχούσε σε μία συγχρονισμένη περιοχή (synchronous area), το FRCE ως προς την αξιολόγηση της ποιότητας της Συχνότητας θα μετρούσε την απόκλιση της Συχνότητας από την ονομαστική της τιμή σε Hz (π.χ. όπως συμβαίνει στη συγχρονισμένη περιοχή της Μεγάλης Βρετανίας-GB που γεωγραφικά ταυτίζεται με την LFC Area). Επειδή όμως η Συγχρονισμένη Ζώνη της Ηπειρωτικής Ευρώπης–CE αποτελείται από περισσότερες LFC Areas, οι οποίες επομένως, και εφόσον δεν υπάρχει νησιδοποίηση (split), έχουν την ίδια τιμή Συχνότητας, το FRCE για κάθε μία από αυτές ισούται με το Σφάλμα Ελέγχου Περιοχής – Αrea Control Error (ACE), όπως αυτό ορίζεται **στο Άρθρο 3 του SOGL**.

Οπότε και για την περιοχή ελέγχου του ΕΣΜΗΕ, που είναι συγχρονισμένη με το Ευρωπαϊκό Σύστημα της Ηπειρωτικής Ευρώπης (Continental Europe – CE), η παράμετρος FRCE ισούται με το Σφάλμα Ελέγχου Περιοχής ή ACE, δηλαδή:

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\*Δf: σφάλμα ελέγχου συχνότητας του ΕΣΜΗΕ, δηλαδή το γινόμενο του συντελεστή βαρύτητας Κ για το Σύστημα του ΕΣΜΗΕ επί της απόκλισης συχνότητας Δf για μία δεδομένη χρονική στιγμή, δηλαδή συνολικά της εφεδρείας FCR που αναλογεί στον ΑΔΜΗΕ για την Δf απόκλιση,
* K: συντελεστής K για το LFC Block «i», τιμή εκφραζόμενη σε μεγαβάτ ανά Hertz ('MW/Hz'), υπολογίζεται ξεχωριστά για κάθε LFC Block, Ορισμός από άρθρο 2 του SOGL: «*«συντελεστής K περιοχής ΕΦΣ ή ενότητας ΕΦΣ»: τιμή εκφραζόμενη σε μεγαβάτ ανά Hertz ('MW/Hz'), ………της συνεισφοράς της εφεδρείας διατήρησης συχνότητας, διαιρούμενη διά της μέγιστης απόκλισης συχνότητας σταθερής κατάστασης»*
* Δf: η διαφορά μεταξύ της πραγματικής και της ονομαστικής συχνότητας στη CE σε μία χρονική στιγμή, η οποία μπορεί να είναι αρνητική ή θετική.
* Σημειώνεται πως, η DC διασύνδεση Ελλάδας-Ιταλίας δεν συμμετέχει στο ACE, καθώς αυτή ελέγχεται άμεσα και αυτόνομα από τον ελεγκτή του HVDC συστήματος.

Για τον υπολογισμό του FRCE ο Διαχειριστής λαμβάνει δεδομένα τηλεμετρήσεων (π.χ μέσω SCADA) σε Υποσταθμούς Διασυνδέσεων, για την πραγματική τιμή της ανταλλαγής ισχύος στις διασυνδέσεις, και κατά τόπους Υποσταθμούς του ΕΣΜΗΕ για την τιμή της Συχνότητας. Το άθροισμα των τιμών ACE των LFC Blocks της συγχρονισμένης περιοχής CE θεωρητικά ισούται με την απόκλιση συχνότητας Δf επί του συντελεστή Κ της συγχρονισμένης περιοχής CE.

Όπως ορίζει το **Άρθρο 143 του SOGL**, ο στόχος της διαδικασίας αποκατάστασης Συχνότητας - FRP είναι *«η ρύθμιση του FRCE προς το μηδέν εντός του χρόνου για την αποκατάσταση της συχνότητας»*, δηλαδή μέσα σε 15 λεπτά.

Η Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας ή FRR ενεργοποιείται από μια αυτόματη διάταξη ελέγχου (aFRR) ή με χειροκίνητη ενεργοποίηση (mFRR). **Το θετικό FRCE οδηγεί στην ενεργοποίηση καθοδικής ενέργειας εξισορρόπησης (overgeneration), ενώ το αρνητικό FRCE σε ενεργοποίηση ανοδικής ενέργειας εξισορρόπησης (undergeneration)**, με το ενδεχόμενο πάντα να προκύπτουν ενεργοποιημένες ενέργειας εξισορρόπησης αντίθετης κατεύθυνσης για να ικανοποιηθούν οι ανάγκες και περιορισμοί του Συστήματος.

Η aFRR ενεργοποιείται με τη χρήση της λειτουργίας Αυτόματης Ρύθμισης Παραγωγής (AGC) του AΔΜΗΕ για έλεγχο της συχνότητας, **όπως ορίζεται στον Κανονισμό SOGL**, χρησιμοποιώντας κατάλληλα τις διαθέσιμες ποσότητες aFRR από κάθε συμμετέχουσα οντότητα, ώστε να μειώσει το τρέχον Σφάλμα Ελέγχου Περιοχής – ACE και να το διατηρεί ιδανικά σε τιμή όσο το δυνατόν πιο κοντά στο μηδέν. Για τον υπολογισμό της aFRR, η αυτόματη συσκευή ελέγχου ονομάζεται ελεγκτής συχνότητας-φορτίου (LF-Controller). Ο LF-Controller είναι ένας υπολογιστής διεργασίας που υλοποιείται στα συστήματα του κέντρου ελέγχου του ΑΔΜΗΕ *(SCADA/EMS/AGC)* και συλλέγει μετρήσεις FRCE ανά 4sec, ανανεώνοντας έτσι κάθε 8sec τις αυτοματοποιημένες οδηγίες στις μονάδες παραγωγής Παρόχων Υπηρεσιών Εξισορρόπησης (BSPs) που λειτουργούν υπό τον έλεγχο του Συστήματος AGC, μέσω συνδέσμων επικοινωνίας δεδομένων.

Η mFRR ενεργοποιείται χειροκίνητα, μέσω της επίλυσης αγοράς εξισορρόπησης σε πραγματικό χρόνο, και αποστολής εντολών κατανομής από το Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας στις Μονάδες Παραγωγής (ηλεκτρονικές εντολές από το Real Time Balancing Market), συνεισφέροντας στην Αποκατάσταση της Συχνότητας και στη διόρθωση του Σφάλματος Ελέγχου Περιοχής-ACE.

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. Ο επανυπολογισμός της FRCE χρησιμοποιεί επιπλέον τις ακόλουθες εισροές: τις virtual/εικονικές γραμμές διασύνδεσης που εμπλέκονται στη διαδικασία διασυνοριακής ανταλλαγής εφεδρειών, τα σημεία ρύθμισης της ενεργοποίησης FRR και την εκτιμώμενη ενεργοποίηση FRR. 🡪**Από άρθρο 146 του SOGL**: *«Οι ΔΣΜ εφαρμόζουν την ανταλλαγή ισχύος εκκαθάρισης ανισορροπίας ισοζυγίου μιας περιοχής ΕΦΣ κατά τρόπο που να μην υπερβαίνει την πραγματική ποσότητα ενεργοποίησης ΕΑΣ που απαιτείται για να ρυθμιστεί το ΣEAΣ της εν λόγω περιοχής ΕΦΣ στο μηδέν χωρίς ανταλλαγή ισχύος εκκαθάρισης ανισορροπίας ισοζυγίου.»*

### 3.1.1 Κριτήρια Aξιολόγησης ποιότητας Συχνότητας για το LFC Block του ΑΔΜΗΕ

**Στη συμφωνία SAFA[[5]](#footnote-6) των TSOs της Ηπειρωτικής Ευρώπης-CE** **(ορίζεται στο Άρθρο 118 του SOGL)** αναφέρεται πως, η υποχρεωτική αξιολόγηση των επιδόσεων ρύθμισης συχνότητας για κάθε LFC Block της CE πρέπει να βασίζεται στις παραμέτρους-στόχους FRCE και στα κριτήρια αξιολόγησης της ποιότητας συχνότητας **σύμφωνα με τα άρθρα 128 και 131 του SOGL**. [[6]](#footnote-7)

**Σύμφωνα με τα άρθρα 141 και 152 του SOGL** ο ΑΔΜΗΕ ως Διαχειριστής του Συστήματος (Αποτελεί τον LFC Block Monitor), επιβλέπει τις τιμές FRCE για την Περιοχή Ελέγχου του και προσπαθεί να συμμορφώνεται με τις παραμέτρους-στόχους που θέτει ο ίδιος κανονισμός, ώστε επιτευχθεί η απαιτούμενη ποιότητα συχνότητας εντός της συγχρονισμένης περιοχής CE. Όπως ορίζει το **Άρθρο 128 του Ευρωπαϊκού Κανονισμού SOGL** οι TSOs της Συγχρονισμένης Περιοχής CE προσδιορίζουν μέσω επιχειρησιακής συμφωνίας σε ετήσια βάση τις τιμές της περιοχής **FRCE Level 1** και της περιοχής **FRCE Level 2** για κάθε LFC Block. Στη συμφωνία SAFA ορίζονται για το LFC Block του ΑΔΜΗΕ για το 2022 οι τιμές: **FRCE Level 1 = 72MW & FRCE Level 2 = 136MW**. Στην ίδια συμφωνία αναφέρεται πως, δεδομένου ότι είναι ευθύνη κάθε TSO του να διατηρεί την ACE όσο το δυνατόν χαμηλότερα, οι τιμές αυτές πρέπει να ερμηνεύονται ως το απόλυτο προειδοποιητικό όριο που δείχνει ότι η ποιότητα του ACE για το LFC Block είναι κάτω από την απαιτούμενη και χρειάζεται να εφαρμοστούν αντίστοιχα αντίμετρα επειγόντως.

Σύμφωνα με **το άρθρο 131 του Κανονισμού SOGL**, ως κριτήρια για την αξιολόγηση της ποιότητας της Συχνότητας για κάθε LFC Block της CE ορίζονται για ένα σύνολο δεδομένων που περιέχει **όλες τις 15λεπτες μέσες τιμές FRCE ανά μήνα,** που υπολογίζονται μέσω δεδομένων που λαμβάνει ο Διαχειριστής από τηλεμετρήσεις (με κύκλο 4 sec) σε κατά τόπους Υποσταθμούς:

1. Η μέση τιμή αυτών,
2. Η τυπική απόκλιση (standard deviation) αυτών,
3. Το 1-, 5-, 10-, 90-, 95- και 99ό εκατοστημόριο αυτών (percentiles),
4. Ο αριθμός των χρονικών διαστημάτων σε μηνιαία βάση κατά τα **οποία η 15λεπτη μέση τιμή του FRCE ήταν εκτός της περιοχής FRCE επιπέδου 1**, 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 επιπέδου 2**, με διάκριση μεταξύ αρνητικού και θετικού FRCE,

Επίσης, προς ικανοποίηση των απαιτήσεων που **προκύπτουν από την παράγραφο 1 του άρθρου 131 του κανονισμού 2017/1485 σχετικά** **με τα κριτήρια αξιολόγησης της ποιότητας συχνότητας** για κάθε LFC Block της CE, κάθε TSO διαθέτει ένα σύνολο δεδομένων που περιέχει **ανά μήνα** τις μέσες τιμές του FRCE της ενότητας ΕΦΣ για χρονικά διαστήματα **διάρκειας ενός λεπτού**, προσβλέποντας στη μέτρηση *«του αριθμού συμβάντων σε μηνιαία βάση για τα οποία η μέση τιμή του FRCE υπερέβη το 60 % της εφεδρικής δυναμικότητας σε FRR και δεν επανήλθε στο 15 % της εφεδρικής δυναμικότητας σε FRR εντός του χρόνου για την αποκατάσταση της συχνότητας* **(->15 λεπτά)***, με διάκριση μεταξύ αρνητικού και θετικού FRCE»*.

### 3.1.2 Στοιχεία απόδοσης LFC Block του ΑΔΜΗΕ

Στη βάση των Άρθρων 130 και 131 του SOGL, αναλύονται παρακάτω **τα στοιχεία απόδοσης για την αξιολόγηση της λειτουργίας του ΕΣΜΗΕ σχετικά με τη ρύθμιση Συχνότητας**. Τα δεδομένα που αναπαρίστανται [[7]](#footnote-8)ελήφθησαν ύστερα από εγγραφή στην Transparency Platform του ENTSO-E.

Σχήμα 1: Χρονικά Διαστήματα όπου οι 15λεπτες μέσες τιμές FRCE (+ και -) βρίσκεται εκτός επιπέδου 1 ή 2 για κάθε μήνα του 2021 (ΣΤΟ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΦΕΡΘΗΚΑΝ ΟΙ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΟΠΩΣ ΑΥΤΕΣ ΕΛΗΦΘΗΣΑΝ ΥΣΤΕΡΑ ΑΠΟ ΕΓΓΡΑΦΗ ΣΤΗΝ TRANSPARENCY PLATFORM ΤΟΥ ENTSO-E)

Στο Σχήμα 1 αναπαρίσταται γραφικά η απόδοση του LFC Block του ΕΣΜΗΕ για κάθε μήνα του 2021, αναφορικά με την διακύμανση των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE πάνω από τα επίπεδα 1 και 2 (FRCE Level 1 και FRCE Level 2) για το έτος 2021, με διάκριση μεταξύ αρνητικού και θετικού FRCE.

Oι τιμές που αναπαρίστανται στην παρούσα ενότητα θεωρητικά αντλούν δεδομένα για κάθε μήνα, από το αντίστοιχο σύνολο των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE που προκύπτει για το μήνα αυτό. Δηλαδή, αν για παράδειγμα ο εξεταζόμενος μήνας έχει 30 ημέρες, τότε μιλάμε για ένα σύνολο: 30 ημέρες x 24 Ώρες x 4 15λεπτα = **2880 δεδομένα/τιμές.**

Οι απαιτήσεις του Άρθρου 128 του SOGL *«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* (🡪 30% \* 8760 Ώρες \* 4 δεκαπεντάλεπτα = 10512)·*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 έτους* (🡪 50% \* 8760 Ώρες \* 4 δεκαπεντάλεπτα = 1752)*·».*

Το Σχήμα 2 απεικονίζει την απόδοση του LFC Block του ΕΣΜΗΕ για κάθε μήνα του 2021 αναφορικά με την απαίτηση της παραγράφου 9 του άρθρου 152 του Κανονισμού SOGL: ***«Οι ΔΣΜ μιας ενότητας ΕΦΣ προσπαθούν να αποφύγουν τα ΣΕΑΣ που διαρκούν περισσότερο από τον χρόνο που απαιτείται για την αποκατάσταση της συχνότητας»***.

Σχήμα 2: Αριθμός Συμβάντων όπου 1min average FRCE>60%FRR and not returned to 15%FRR within 15 mins για κάθε μήνα του 2021 (ΣΤΟ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΦΕΡΘΗΚΑΝ ΟΙ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΟΠΩΣ ΑΥΤΕΣ ΕΛΗΦΘΗΣΑΝ ΥΣΤΕΡΑ ΑΠΟ ΕΓΓΡΑΦΗ ΣΤΗΝ TRANSPARENCY PLATFORM ΤΟΥ ENTSO-E)

Σύμφωνα με το **Άρθρο 131 του Κανονισμού SOGL**, στα κριτήρια για την αξιολόγηση της ποιότητας της Συχνότητας σε κάθε LFC Block της CE σε μηνιαία βάση, περιλαμβάνονται τα 1-, 5-, 10-, 90-, 95-, και 99- percentiles σε MW, του συνόλου δεδομένων των 15λεπτων μέσων τιμών του FRCE. Για κάθε μήνα του 2021 καταγράφηκαν για το LFC Block του ΑΔΜΗΕ οι τιμές που παρουσιάζονται στο Σχήμα 3.

Σχήμα 3: Percentiles των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE για κάθε μήνα του 2021 (MW) (ΣΤΟ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΦΕΡΘΗΚΑΝ ΟΙ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΟΠΩΣ ΑΥΤΕΣ ΕΛΗΦΘΗΣΑΝ ΥΣΤΕΡΑ ΑΠΟ ΕΓΓΡΑΦΗ ΣΤΗΝ TRANSPARENCY PLATFORM ΤΟΥ ENTSO-E)

Στο Σχήμα 4 απεικονίζεται για το LFC Block του ΑΔΜΗΕ, από το σύνολο των δεδομένων των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE για κάθε μήνα του 2021, η μέση τιμή (mean value) και η τυπική απόκλιση (standard deviation) σε MW, που προκύπτουν ανά μήνα, όπως οι τιμές αυτές ελήφθησαν από την Transparency Platform του ENTSO-E. Σημειώνεται ότι κατά τον υπολογισμό της συνολικής μηνιαίας μέσης τιμής FRCE για διάστημα 15 λεπτών, εκείνη μειώνεται για κάθε αρνητικό 15λεπτο FRCE (->undergeneration) που εμφανίστηκε στο Σύστημα.

Σχήμα 4: mean value (MW) και standard deviation (MW) στο σύνολο των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE κάθε μήνα του 2021- ΣΤΟ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑ ΜΕΤΑΦΕΡΘΗΚΑΝ ΟΙ ΠΡΑΓΜΑΤΙΚΕΣ ΤΙΜΕΣ ΟΠΩΣ ΑΥΤΕΣ ΕΛΗΦΘΗΣΑΝ ΥΣΤΕΡΑ ΑΠΟ ΕΓΓΡΑΦΗ ΣΤΗΝ TRANSPARENCY PLATFORM ΤΟΥ ENTSO-E

Στο Παράρτημα περιέχονται τα δημοσιευμένα στην Transparency Platform του ENTSO-E δεδομένα, για την απόδοση λοιπών LFC Blocks της CE σχετικά με τα κριτήρια για την αξιολόγηση της ποιότητας Συχνότητας.

### 3.1.3 Παράδειγμα υπολογισμού FRCE

**1)** Θεωρούμε μία συγχρονισμένη περιοχή (synchronous area) με δύο LFC Blocks (A και Β). Υποθέτουμε ομαλή κατάσταση Συστήματος για τα LFC Blocks, όπου υπάρχει ισορροπία ανάμεσα σε ζήτηση και παραγωγή, και η Συχνότητα είναι 50Hz. Επίσης για απλοποίηση των υπολογισμών θεωρούμε μηδενικές απώλειες Συστήματος.

Φορτίο για LFC Block A: Load\_A = 5.000MW

&

Φορτίο για LFC Block B: Load\_B = 20.000MW

Στην ομαλή κατάσταση που θεωρούμε, το πραγματικό ισοζύγιο διασυνδέσεων (actual) ισούται με το προγραμματισμένο (scheduled), δηλαδή **Pnet\_actual = Pnet\_scheduled** και για τα δύο LFC Blocks.

Για το LFC Block A ισχύει:

* **Εισαγωγές PB->A = 200 MW**
* **Εξαγωγές PA->B = 150MW**

Παραγωγή LFC Block A: *Gen\_Α = 5.000MW + 150MW – 200MW = 4.950MW*

&

Παραγωγή LFC Block B: *Gen\_B = 20.000MW + 200MW – 150MW = 20.050MW*

Επομένως, στην ομαλή κατάσταση, όπου θεωρούμε Δf=0, ισχύει για τα δύο LFC Blocks ότι:

LFC Block A: ACELFB1 = (P\_actual\_LFB1 – P\_scheduled\_LFB1) + K1\*Δf = 0 **&**

LFC Block B: ACELFB2 = (P\_actual\_LFB2 – P\_scheduled\_LFB2) + K2\*Δf = 0

**2)** Τώρα ας υποθέσουμε λόγω παραδείγματος για τη 2η περίπτωση, πως ο ΤSO του LFC Block 1 είχε κάνει λάθος πρόβλεψη φορτίου ή ΑΠΕ για τη χρονική στιγμή t1, και έτσι εκείνη τη χρονική στιγμή η συνολική παραγωγή του LFC Block A ανέρχονταν σε 5.150MW έναντι 4.950MW (🡪Gen\_A2=5.150MW) που ήταν στην 1η περίπτωση. Όμως, τα πραγματικά φορτία για το LFC Block A και το LFC Block Β παραμένουν ίδια όπως στην 1η περίπτωση (Δηλαδή, Φορτίο για LFC Block A: Load\_A = 5.000MW & Φορτίο για LFC Block B: Load\_B = 20.000MW).

Επομένως, στο LFC Block A προκύπτει **μία ανισορροπία παραγωγής-ζήτησης** που οδηγεί συνεπώς σε αύξηση της Συχνότητας της Συγχρονισμένης περιοχής.

Η ανισορροπία αρχικά, και αφού δράσει η αδρανειακή απόκριση των συγχρονισμένων γεννητριών (system inertia), θα καλυφθεί μέσω καθοδικής εφεδρείας FCR με την joint action των LFC Blocks, και κυρίως από την παροχή εφεδρείας FCR του LFC Block 2, για το οποίο θεωρούμε εξ ορισμού πως έχει μεγαλύτερη υποχρέωση FCR, δηλαδή θεωρούμε για τους συντελεστές Κ σε (MW/Hz) πως K2>K1, και συγκεκριμένα στο παράδειγμα μας θα ενεργοποιηθούν οι εξής ποσότητες καθοδικής FCR: **FCRLFB1=50MW για το LFC Block A και FCRLFB2=150MW για το LFC Block B** (Υπενθυμίζεται πως Κi\*Δf η υποχρέωση FCR για κάθε LFC Block της synchronous area)**.** Επίσης η ενεργοποίηση της FCR συγκρατεί τη Συχνότητα της Συγχρονισμένης περιοχής εντός επιθυμητού εύρους και τη μειώνει μέχρι ενός σημείου (το σφάλμα παραμένει).

Οπότε τη χρονική στιγμή t1 + 30sec όταν έχει ενεργοποιηθεί πλήρως η καθοδική FCR, δηλαδή 50MW για το LFC Block A και 150MW για το LFC Block B θα ισχύει.

**LFC Block A:**

*Load\_A’ = 5.000MW*

*&*

*Gen\_A’ =* Gen\_A2 - FCRLFB1 = *5.150MW –* FCRLFB1*= 5.150MW – 50MW = 5.100 MW*

**LFC Block B:**

*Load B’ = 20.000MW*

*&*

*Gen\_B’ = Gen\_B –* FCRLFB2*= 20.050MW – 150MW = 19.900MW*

Το Πραγματικό (actual) Ισοζύγιο διασυνδέσεων στη 2η περίπτωση θα αποτελεί για το LFC Block A:

* **Εισαγωγές P’B->A = 0 MW &**
* **Εξαγωγές P’A->B = 100MW**

, οπότε διαφοροποιείται από το προγραμματισμένο (scheduled).

**Συνεπώς για τα δύο LFC Blocks το FRCE που θα ισούται με το Σφάλμα ελέγχου περιοχής ACE, υπολογίζεται πλέον ως εξής:**

**Για το LFC Block A:**

**FRCE\_1’ = ACE\_LFB1’ =** P\_actual\_LFB1 – P\_scheduled\_LFB1 + K1\*Δf = (P’A->B  - P’B->A) – (PA->B - PB->A) + K1\*Δf = (100MW – 0MW) – (150MW – 200MW) + 50MW = 100MW - (-50MW) + 50MW = 200MW 🡪 **Καθοδική ενέργεια εξισορρόπησης την οποία χρειάζεται να ενεργοποιήσει ο TSO του LFC Block A σε FRR, ώστε Α) να επανέλθει το ισοζύγιο των διασυνδέσεων στην προγραμματισμένη τιμή του και Β) Να επανέλθει η Συχνότητα στην ονομαστική της τιμή/εντός τυπικού εύρους.**

**Για το LFC Block B:**

**FRCE\_2’ = ACE\_LFB2’ =** P\_actual\_LFB2 – P\_scheduled\_LFB2 + K2 \*Δf = (P’B->A - P’A->B) – (PB->A - PA->B) +K2\*Δf = **(0MW – 100MW) – (200MW – 150MW) + 150MW = -100MW – 50MW + 150MW = 0,** έτσι ουσιαστικά ο παράγοντας Κ2\*Δf εξασφαλίζει πως η FRR θα ενεργοποιηθεί αποκλειστικά στο LFC Block A όπου αρχικά εμφανίστηκε η ανισορροπία.

Επίσης, εάν προσθέσουμε τα FRCE για τα LFC Block A και LFC Block B, FRCE\_1’ + FRCE\_2’ = 200MW + 0 = 200MW, άρα ισούται με το K\*Δf της συγχρονισμένης περιοχής, δηλαδή με την συνολική υποχρέωση FCR της συγχρονισμένης περιοχής (50ΜW + 150MW = 200MW).

## 3.2 Voltage Deviation (VDI)

Ο ΑΔΜΗΕ ως Διαχειριστής του Συστήματος επιτηρεί συνεχώς τα επίπεδα τάσης στους ζυγούς του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος[[8]](#footnote-9), λαμβάνοντας δεδομένα πραγματικού χρόνου μέσω μετρητικών διατάξεων 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 σύμφωνα **με το άρθρο 25 του Κανονισμού SOGL (ΕΕ 2017/1485)**, πως η τάση στους ζυγούς του Συστήματος θα πρέπει να διατηρείται στο επιτρεπτό εύρος που ορίζεται από το παράρτημα II του ίδιου κανονισμού για τη Συγχρονισμένη Ζώνη Ηπειρωτικής Ευρώπης, ως εξής:

* **110-300kV 🡪 0,90pu–1,118pu**
* **300-400kV 🡪 0,90pu–1,05pu**

### 3.2.1 Νομικό Πλαίσιο

#### Υποχρεώσεις Διαχειριστή

Στις διατάξεις του **άρθρου 29 του Κανονισμού SOGL** ορίζονται οι υποχρεώσεις των TSOs αναφορικά με τον έλεγχο της τάσης ως εξής:

*«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 άεργου 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 άεργου 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 άεργου 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 άεργου ισχύος που συνδέονται με το σύστημα μεταφοράς εντός της περιοχής ελέγχου του για την αποτελεσματική διαχείριση της άεργου 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 άεργου ισχύος εντός της περιοχής ελέγχου του, περιλαμβανομένων του κλειδώματος του συστήματος αυτόματου ελέγχου της τάσης/άεργου 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.*

*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 άεργου 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.»*

#### Κατηγορίες διορθωτικών μέτρων αναφορικά με την τάση

Βάσει των κατηγοριών διορθωτικών μέτρων που αναφέρονται **στο άρθρο 22 του Κανονισμού SOGL**, κάθε ΔΣΜ ρυθμίζει την τάση στους ζυγούς του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος, διαχειρίζοντας την ροή αέργου ισχύος μέσω:

«…

* *αλλαγών τάσης των μετασχηματιστών ισχύος,*
* *μεταγωγής πυκνωτών και πηνίων,*
* *μεταγωγής των διατάξεων ηλεκτρονικών ισχύος που χρησιμοποιούνται για τη διαχείριση της τάσης και της άεργου ισχύος,*
* *εντολής στους συνδεδεμένους με το σύστημα μεταφοράς ΔΣΔ και σε σημαντικούς χρήστες του δικτύου να κλειδώσουν τον αυτόματο έλεγχο τάσης και άεργου 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 στο σύστημα μεταφοράς·*
* *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»*

### 3.2.2 Έλεγχος τάσης στο Σύστημα

H «δυνατή να παρασχεθεί» άεργη ισχύς σε κάθε Ζυγό του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος διαδραματίζει καταλυτικό ρόλο για τον έλεγχο της τάσης στο Σύστημα.

**Συνθήκες που χρήζουν ειδικών χειρισμών, προκειμένου η τάση στο Σύστημα να διατηρηθεί στα επιτρεπτά όρια, όπως αυτά ορίζονται στον SOGL:**

- Σε συνθήκες αυξημένου φορτίου (overloading) ή όταν γίνονται περιορισμένες εισαγωγές σε ώρες αιχμής, με αποτέλεσμα να εμφανίζονται μειωμένες τάσεις στους Ζυγούς του Συστήματος,

- Σε περιστατικά μεμονωμένων διαταραχών πτώσης τάσης, ώστε να αποτραπεί η κατάρρευση της τάσης σε περισσότερους ζυγούς του Συστήματος,

- Σε περιπτώσεις αυτόµατης περικοπής φορτίου λόγω χαµηλής τάσης (Unvervoltage Load shedding),

- Σε συνθήκες χαμηλού φορτίου, ιδίως τις νυχτερινές ώρες, όπου τμήμα του Συστήματος μπορεί να γίνει χωρητικό με αποτέλεσμα να εμφανίζονται υψηλές τάσεις στους ζυγούς του Συστήματος (light load conditions 🡪 Ferranti Effect).

### 3.2.3 Στοιχεία Απόδοσης λειτουργίας ΕΣΜΗΕ (VDI)

Οι δείκτες απόκλισης τάσης (Voltage Deviation Index - VDI) μπορούν να οριστούν 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 του Συστήματος θα πρέπει να αναφέρει τα εξής στοιχεία διακύμανσης τάσης στους υποσταθμούς του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος διακριτά, **α) ανά επίπεδο τάσης (150kV - 400kV) β) ανά μήνα του έτους αναφοράς, καθώς και σε αντιδιαστολή με τον αντίστοιχο μήνα του προηγούμενου έτους, γ) για το έτος αναφοράς και σε αντιδιαστολή με το προηγούμενο έτος:**

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

Παρουσιάζεται ενδεικτικά η ακόλουθη μορφή αναπαράστασης των δεδομένων υπολογισμού του VDI.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | 2020 | | 2021 | |
| Bus Voltage | Αριθμός Συμβάντων | Ποσοστό χρόνου | Αριθμός Συμβάντων | Ποσοστό χρόνου |
| 150kV |  |  |  |  |
| 400kV |  |  |  |  |

Πίνακας 3: Συνολικός Αριθμός Συμβάντων και Υπολογισμός ποσοστού χρόνου κατ’ έτος όπου η τάση του Συστήματος αποκλίνει από τα επιτρεπτά όρια, για τα έτη 2020 και 2021.

Σχήμα 5: Συνολικό χρονικό διάστημα πτώσης τάσης κάτω από το επιτρεπτό όριο που ορίζει ο SOGL σε υποσταθμούς του Συστήματος και των Ορίων Συστήματος για κάθε μήνα του 2021vs.2020 .\*ενδεικτικό

Σχήμα 6 Συνολικό χρονικό δίαστημα αύξησης τάσης σε Υ/Σ του Συστήματος και στα όρια του Συστήματος πάνω από το επιτρεπτό όριο που ορίζει ο SOGL για κάθε μήνα του 2021 vs. 2020. \*ενδεικτικό

Σχήμα 7: Αριθμός Συμβάντων πτώσης τάσης κάτω από το επιτρεπτό όριο που ορίζει ο SOGL σε υποσταθμούς του Συστήματος και των Ορίων Συστήματος για κάθε μήνα του 2021 vs. 2020.\*ενδεικτικό

Σχήμα 8 Αριθμός Συμβάντων αύξησης τάσης σε Υ/Σ του Συστήματος και στα όρια του Συστήματος πάνω από το επιτρεπτό όριο που ορίζει ο SOGL για κάθε μήνα του 2021 vs. 2020. \*ενδεικτικό

## 3.3 RES Curtailment

Ο δείκτης για τη μέτρηση της απορριπτόμενης παραγωγής ΑΠΕ Συστήματος (Αιολικά και Φ/Β), μπορεί να οριστεί ως το πηλίκο της επιπλέον ενέργειας που θα μπορούσε να παραχθεί από Σταθμούς ΑΠΕ (που συνδέονται σε επίπεδο τάσης 150kV ή 400kV), αλλά δεν εγχέεται στο Σύστημα λόγω της διαδικασίας περικοπής, και της συνολικής ετήσιας ενέργειας ΑΠΕ Συστήματος.

Όπου:

**ENLi**: Η απορριπτόμενη ενέργεια λόγω της διαδικασίας περικοπής των Σταθμών ΑΠΕ (σε MWh) για το χρονικό βήμα «i» 🡪 Η μεθοδολογία εκτίμησης/υπολογισμού της απορριπτόμενης ενέργειας ENLi σε MWh **για κάθε περίπτωση περικοπής** θα προσδιοριστεί από τον ΑΔΜΗΕ

**ERESj**: Συνολική ενέργεια που παράγεται από το Σύνολο των συνδεδεμένων στην Υψηλή Τάση Σταθμών ΑΠΕ (σε MWh) για το χρονικό βήμα «i»

Ως περικοπή ορίζεται η μείωση της παραγωγής που προέρχεται αποκλειστικά από μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας, ως προς τη μέγιστη διαθέσιμη παραγωγή των εν λόγω μονάδων λόγω i) τεχνικών περιορισμών (επαρκής εφεδρεία λαμβάνοντας υπόψη τα τεχνικά ελάχιστα των Συμβατικών Μονάδων), ii) ασφάλεια λειτουργίας (ρύθμιση τάσης), iii) πλεονάζουσα παραγωγή σε σχέση με τα επίπεδα φορτίου, iv) διαχείρισης συμφορήσεων (congestions).

Ο ΑΔΜΗΕ διαθέτει την δυνατότητα αποστολής set-points σε Σταθμούς ΑΠΕ συνδεδεμένους στην Υψηλή Τάση, προκειμένου αυτοί να συνδράμουν στην διόρθωση της τάσης στους ζυγούς του Συστήματος μέσω της διαδικασίας περικοπής, είτε μέσω της παροχής αέργου ισχύος (π.χ LVRT Capability σε power factor control mode, VAR Control Mode, Voltage control mode), περιορίζοντας ενδεχομένως την αποδιδόμενη ενεργή ισχύ τους, ανάλογα με το capacity factor που λειτουργούν οι inverters τους εκείνη τη χρονική στιγμή.

Ακολουθεί στο Σχήμα 9 μία ενδεικτική μορφή αναπαράστασης των αποτελεσμάτων του δείκτη RES CURT για κάθε μήνα του 2021, λαμβάνοντας υπόψη τους προαναφερθέντες λόγους που οδήγησαν σε περικοπή:

Σχήμα 9: Αναπαράσταση του δείκτη RES Curt για κάθε μήνα του 2021 \*ενδεικτικό

## 3.4 Απώλειες Συστήματος

Οι απώλειες του Συστήματος είναι η διαφορά μεταξύ της ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που εισέρχεται στο Σύστημα του ΕΣΜΗΕ και της αθροιστικής ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας που παρέχεται στα Όρια του Συστήματος και στους Χρήστες του Συστήματος. Η μείωση των απωλειών αποτελεί σημαντική πτυχή της βελτίωσης της αποδοτικότητας του Συστήματος (energy efficiency) και μπορεί να επιτευχθεί σε έναν μεγάλο βαθμό μέσω της αντιστάθμισης αέργου ισχύος στο Σύστημα. Οι απώλειες είναι αναπόφευκτες κατά τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας και εξαρτώνται κυρίως από την απόσταση των κέντρων ζήτησης από την παραγωγή, την τάση στους ζυγούς του συστήματος και το μήκος των γραμμών μεταφοράς. Εμφανίζονται με τη μορφή θερμικών απωλειών ρεύματος στις γραμμές μεταφοράς, στους Μ/Σ και σε άλλα στοιχεία του Συστήματoς. Ο ΑΔΜΗΕ θα υπολογίζει τις απώλειες του Συστήματος για το έτος αναφοράς, σε αντιδιαστολή με τα προηγούμενα δύο έτη.

Υπολογισμός δείκτη μέτρησης Απωλειών Συστήματος Μεταφοράς:

***,*** όπου

* EG: Συνολική ενέργεια που εγχέεται στο Σύστημα (MWh) κατά τη διάρκεια του έτους αναφοράς
* ET: Συνολική ενέργεια που απορροφάται από το Σύστημα κατά τη διάρκεια του έτους αναφοράς

# 4. System Availability

## 4.1 Διαθεσιμότητα Συστήματος Μεταφοράς

Η διαθεσιμότητα του συστήματος μειώνεται κάθε φορά που τμήμα του τίθεται εκτός λειτουργίας λόγω Ασφάλειας Συστήματος, Προγραμματισμένων Εργασιών, καθώς και έπειτα από σφάλμα ή ανωμαλία. Πιο αναλυτικά:

* **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 τμήματος του Συστήματος μεταφοράς λόγω σφάλματος ή ανωμαλίας του συστήματος που οδηγεί σε αποσύνδεση του επηρεαζόμενου εξοπλισμού από το σύστημα με αυτόματη/χειροκίνητη ενεργοποίηση του συστήματος προστασίας (π.χ. circuit breaker).

Η παρακολούθηση της διαθεσιμότητας του Συστήματος Μεταφοράς επικεντρώνεται στην επιμέρους ανάλυση της διαθεσιμότητας για τις εξής κατηγορίες εξοπλισμού, δηλαδή γραμμές μεταφοράς 150kV, γραμμές μεταφοράς 400kV, διασυνδέσεις του ΕΣΜΗΕ με νησιά, διεθνείς διασυνδετικές γραμμές, Μετασχηματιστές Συστήματος 400/150kV, 150/66kV και Μετασχηματιστές στα Όρια του Συστήματος 150kV/ΜΤ.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Μήκος γραμμών μεταφοράς (m) | Χρονική Διάρκεια διακοπής (ώρες) | Αριθμός γραμμών μεταφοράς | Διαθεσιμότητα 2021 (%) |
| Γραμμές Μεταφοράς 150kV |  |  |  |  | |
| Γραμμές Μεταφοράς 400kV |  |  |  |  | |
| Διασύνδεση Κρήτης |  |  |  |  | |
|  | Ισχύς Μετασχηματιστών (MVA) | Χρονική Διάρκεια ΜΗ Διαθεσιμότητας | Αριθμός Μετασχημ-ατιστών | Διαθεσιμότητα 2021 (%) | |
| Μετασχηματιστές 400/150kV |  |  |  |  | |
| Μετασχηματιστές 150/66kV |  |  |  |  | |
| Μετασχηματιστές 150kV/ΜΤ |  |  |  |  | |
| Σύνολο | km |  |  | Μ.ο. Διαθεσιμότητας | |
| MVA |  |  | |

Πίνακας 4: Τιμές Παραμέτρων για υπολογισμό Διαθεσιμότητα και Διαθεσιμότητα του ΕΣΜΗΕ \*ενδεικτικό

Ο Πίνακας 4 παρατίθεται ενδεικτικά για την αναφορά της ετήσιας διαθεσιμότητας του εξοπλισμού στο Σύστημα Μεταφοράς του ΕΣΜΗΕ και στα Όρια του Συστήματος με το δίκτυο καθώς και τις επιμέρους παραμέτρους που χρησιμοποιήθηκαν στον υπολογισμό της, λαμβάνοντας υπόψη διακοπές απομόνωσης κυκλωμάτων και λειτουργίας μετασχηματιστών για όλους τους πιθανούς λόγους.

Με την επεξεργασία των δεδομένων που συλλέγονται στα Δελτία Απομονώσεων και Χειρισμών (ΔΑΧ), τα οποία διαθέτει ο ΑΔΜΗΕ, υπάρχει η δυνατότητα υπολογισμού του δείκτη διαθεσιμότητας για κυκλώματα και μετασχηματιστές του Συστήματος, καθώς και για τους μετασχηματιστές στα Όρια με το Δίκτυο.

Ως διακοπές απομόνωσης κυκλωμάτων θεωρούνται τα γεγονότα ανοίγματος διακόπτων ή αποζευκτών σε κυκλώματα μεταφοράς με αυτόματη ή χειροκίνητη ενεργοποίηση, με αποτέλεσμα τη μη διαθεσιμότητα των συγκεκριμένων κυκλωμάτων.

Ως διακοπές λειτουργίας μετασχηματιστών του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος, θεωρούνται τα γεγονότα μη διαθεσιμότητας των μετασχηματιστών όπως αυτά προκύπτουν με το άνοιγμα των δύο διακοπτών σύνδεσης του μετασχηματιστή με το ηλεκτρικό δίκτυο, με αυτόματη ή χειροκίνητη ενεργοποίηση.

Ο χρόνος λήξης της µη διαθεσιµότητας στοιχείου µεταφοράς (ηµέρα και ώρα) είναι ο χρόνος κατά τον οποίο το σχετικό στοιχείο επανέρχεται σε κανονική λειτουργία.

Στον Πίνακα 5 παρουσιάζεται ενδεικτικά μία μορφή αναπαράστασης για τη διαθεσιμότητα του Συστήματος αφαιρετικά, δηλαδή από τη συνολική διαθεσιμότητα που προκύπτει για κάθε επιμέρους κατηγορία εξοπλισμού, θα αφαιρούνται τα περιστατικά μη διαθεσιμότητας που διήρκησαν λιγότερο από τρία λεπτά (t<3min). Επίσης θα σημειώνεται για κάθε περίπτωση διακριτά η διαθεσιμότητα που θα προέκυπτε, χωρίς να λαμβάνονται υπόψη γεγονότα διακοπών απομόνωσης κυκλωμάτων και λειτουργίας Μετασχηματιστών που οφείλονταν σε λόγους ανωτέρας βίας (π.χ. πυρκαγιές, πλημμύρες, λεηλασίες, εκρήξεις, διαδηλώσεις, σεισμοί ή με ευθύνη καταναλωτών).

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Συνολική διαθεσιμότητα (%) | | Διαθεσιμότητα χωρίς τα περιστατικά απομόνωσης για t<3min (%) | |
|  | Σύνολο | Χωρίς γεγονότα «ανωτέρας βίας» | Σύνολο | Χωρίς γεγονότα «ανωτέρας βίας» |
| Κυκλώματα 150kV |  |  |  |  |
| Κυκλώματα 400kV |  |  |  |  |
| Μετασχηματιστές 400/150kV |  |  |  |  |
| Μετασχηματιστές 150/66kV |  |  |  |  |
| Μετασχηματιστές 150kV/ΜΤ |  |  |  |  |

Πίνακας 5 Συνολική διαθεσιμότητα του ΕΣΜΗΕ – διαθεσιμότητα χωρίς t<3min και διαθεσιμότητα χωρίς γεγονότα ανωτέρας βίας

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 η μη διαθεσιμότητα Στοιχείου του Συστήματος ως προγραμματισμένη, θα πρέπει να έχει προηγηθεί ενημέρωση από τον Διαχειριστή.

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.

|  |
| --- |
| - **Ο δείκτης μέτρησης της διαθεσιμότητας γραμμών μεταφοράς για ένα έτος υπολογίζεται ως εξής**:    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.     - **Ο δείκτης μέτρησης της ετήσιας διαθεσιμότητας Μετασχηματιστών υπολογίζεται ως εξής:**  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) * kt: Ο συνολικός αριθμός διακοπών λειτουργίας του Μετασχηματιστή j * Hi,j: Διάρκεια διακοπής i, η οποία αφορά τον Μετασχηματιστή j (σε ώρες)   Το εξεταζόμενο χρονικό διάστημα για τον υπολογισμό της διαθεσιμότητας δύναται να διαφοροποιηθεί με αλλαγή του συνολικού αριθμού ωρών στον παρονομαστή των δεικτών υπολογισμού. |

Στα επόμενα διαγράμματα φαίνεται μία ενδεικτική μορφή γραφικής αναπαράστασης: α) της μηνιαίας ποσοστιαίας διαθεσιμότητας των γραμμών μεταφοράς και των μετασχηματιστών του Συστήματος και στα Όρια του Συστήματος συγκριτικά για τα έτη 2019,2020 και 2021, χωρίς να προσμετρούνται στον υπολογισμό της τα γεγονότα απομονώσεων για λόγους ανωτέρας βίας, καθώς και β) της ανάλυσης των αιτιών που οδήγησαν στις διακοπές λειτουργίας τμημάτων του Συστήματος του ΕΣΜΗΕ το 2021. Σημειώνεται πως σε κάθε περίπτωση θα λαμβάνονται υπόψη περιστατικά διακοπών απομόνωσης γραμμών μεταφοράς και λειτουργίας μετασχηματιστών που είχαν διάρκεια μεγαλύτερης ή ίσης των τριών λεπτών (t>=3min).

Σχήμα 10: Ποσοστιαία Διαθεσιμότητα των κυκλωμάτων 150kV ανά μήνα συγκριτικά για τα έτη 2019, 2020 και 2021 \*ενδεικτικό

Σχήμα 11: Ανάλυση αιτιών διακοπής σε κυκλώματα 150kV για το έτος 2021 \*ενδεικτικό

Σχήμα 12: Ποσοστιαία Διαθεσιμότητα Μετασχηματιστών 150/400kV ανά μήνα συγκριτικά για τα έτη 2019, 2020 και 2021 \*ενδεικτικό

Σχήμα 13: Ανάλυση αιτιών διακοπής σε Μετασχηματιστές 150/400kV για το έτος 2021 \*ενδεικτικό

# 5. Balancing Market

Όπως αναφέρεται στη Μεθοδολογία του ΑΔΜΗΕ για τον καθορισμό ζωνικών/συστημικών αναγκών ισχύος εξισορρόπησης[[9]](#footnote-10), η κατάσταση λειτουργίας του Συστήματος μπορεί να διακριθεί σε δυο βασικές κατηγορίες:

* *«Την ομαλή λειτουργία, κατά την οποία η παραγωγή και η ζήτηση ισχύος του Συστήματος έχουν προβλεφθεί με σχετική ακρίβεια, και οι εφεδρείες καλούνται να αντιμετωπίσουν μικρές αποκλίσεις από τις προβλεπόμενες τιμές παραγωγής/ζήτησης. Για το σκοπό αυτό ενεργοποιείται η αυτόματη και η χειροκίνητη εφεδρεία αποκατάστασης συχνότητας (αΕΑΣ και χΕΑΣ), ενώ η ΕΔΣ δεν ενεργοποιείται και παραμένει πλήρως διαθέσιμη.*
* *Τη λειτουργία κατόπιν διαταραχών κατά την οποία εμφανίζονται απρόβλεπτες, αιφνίδιες και έντονες μεταβολές στο ισοζύγιο ισχύος. Για το σκοπό αυτό ενεργοποιείται πρώτα η ΕΔΣ, ενώ στη συνέχεια ενεργοποιούνται οι αΕΑΣ και χΕΑΣ.»*

## 5.1 Πρόβλεψη Ζήτησης Συστήματος και παραγωγής ΑΠΕ

Από τη φύση του, το φορτίο ζήτησης, εκδηλώνει συνεχώς μικρές και απρόβλεπτες ταχείες μεταβολές και παρουσιάζει μία «τραχύτητα». Πέραν της φύσης του φορτίου ζήτησης, πρέπει να εξισορροπούνται και οι αποκλίσεις που μπορούν να προκύψουν λόγω:

1. Σφαλμάτων στην πρόβλεψη της ζήτησης
2. Σφαλμάτων πρόβλεψης της παραγωγής ΑΠΕ.

Η εμφάνιση τέτοιων συμβάντων οδηγεί σε ανισορροπία μεταξύ παραγωγής-ζήτησης η οποία πρέπει να αποκατασταθεί με ευθύνη του κάθε Διαχειριστή Συστήματος. Για το σκοπό αυτό ο ΑΔΜΗΕ πρέπει να έχει εξασφαλίσει εκ των προτέρων επαρκείς ποσότητες εφεδρειών ισχύος ώστε να δύνανται να επαναφέρουν το ισοζύγιο ισχύος εντός προκαθορισμένων χρόνων.

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 επίσης την άντληση και την αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας.

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 απαραίτητες για τον ακριβή υπολογισμό των εφεδρειών στην αγορά εξισορρόπησης και κατ’ επέκταση τη μείωση του όγκου της αγοράς εξισορρόπησης, την ελάττωση πιθανών ενεργειών περικοπής φορτίου (Load Shedding), καθώς και για την αποφυγή έκθεσης του συστήματος σε συνθήκες υποβάθμισης της επιχειρησιακής του ασφάλειας όπως αυτές αναφέρονται στον Κανομισμό SOGL.

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:

### 5.1.1 Δείκτες σφάλματος για την ακρίβεια πρόβλεψης

Ακολουθεί η περιγραφή των δεικτών που χρησιμοποιούνται για την παρακολούθηση της ακρίβειας πρόβλεψης ζήτησης Συστήματος και παραγωγής των ΑΠΕ (αιολικά και Φ/Β) Συστήματος. Στον υπολογισμό των δεικτών σφάλματος συμμετέχουν η πρόβλεψη ζήτησης Συστήματος και παραγωγής των ΑΠΕ Συστήματος σε MWh, όπως λαμβάνονται υπόψη για κάθε 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. Για τις πραγματικές τιμές λαμβάνονται υπόψη μόνο πιστοποιημένες μετρήσεις. Το μέγεθος δείγματος εξαρτάται από την εξεταζόμενη χρονική περίοδο (ημέρα, μήνας, χρόνος, κλπ).**

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.

1. ***Μέσο Απόλυτο Σφάλμα: Μean Αbsolute Εrror (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:

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:

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:

*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:

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:

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:

Όπου:

*Αt: πραγματική τιμή*

*Ft: τιμή πρόβλεψης*

*t: χρονική περίοδος*

*n: μέγεθος δείγματος*

### 5.1.2 Αποτελέσματα δεικτών σφάλματος για την ακρίβεια πρόβλεψης

Στα ακόλουθα διαγράμματα απεικονίζεται ενδεικτικά για τον δείκτη ΜΑΕ, μία προτεινόμενη μορφή γραφικής αναπαράστασης για την εξέλιξη των τιμών των δεικτών σφάλματος της ακρίβειας πρόβλεψης ζήτησης του Συστήματος και Παραγωγής των Αιολικών Σταθμών Συστήματος, λαμβάνοντας υπόψη τη μέση 30λεπτη τιμή που προκύπτει για τον δείκτη ΜΑΕ ανά ημέρα και ανά μήνα για το 2021**,** **δηλαδή ως μέγεθος δείγματος κατά τον υπολογισμό ορίζεται μία 30λεπτη περίοδος κατανομής (n=1), και έτσι για κάθε ημέρα κατανομής θα προκύπτουν 48 τιμές του δείκτη σφάλματος, από τις οποίες εν τέλει θα υπολογίζεται είτε η μέση τιμή είτε η μέγιστη τιμή του δείκτη.**

Σχήμα 14: Μέσες 30λεπτες τιμές δείκτη ΜΑΕ για πρόβλεψη ζήτησης Συστήματος για κάθε μήνα του 2021 \* ενδεικτικό

Σχήμα 15: Μέσες 30λεπτες τιμές δείκτη ΜΑE για πρόβλεψη παραγωγής Αιολικών σε Υ/Σ Συτήματος για κάθε μήνα του 2021 \* ενδεικτικό

Σχήμα 16: Μέγιστες 30λεπτες τιμές δείκτη ΜΑΕ για πρόβλεψη ζήτησης Συστήματος για κάθε μήνα του 2021 \* ενδεικτικό

Σχήμα 17 Μέγιστες 30λεπτες τιμές δείκτη ΜΑE για πρόβλεψη παραγωγής Αιολικών σε Υ/Σ Συτήματος για κάθε μήνα του 2021 \* ενδεικτικό

Στα επόμενα διαγράμματα απεικονίζεται ενδεικτικά για τον δείκτη ΜΑΕ, η προτεινόμενη μορφή γραφικής αναπαράστασης για την εξέλιξη των τιμών των δεικτών σφάλματος της ακρίβειας πρόβλεψης ζήτησης του Συστήματος και Παραγωγής των Φ/Β Συστήματος σε ημερήσιο επίπεδο για κάθε μήνα το 2021**, δηλαδή ως μέγεθος δείγματος κατά τον υπολογισμό των δεικτών ορίζονται οι 48 (30λεπτες) περίοδοι κατανομής κάθε Ημέρας Κατανομής (n = 48), και έτσι για κάθε ημέρα του μήνα θα προκύπτει μία τιμή του δείκτη.**

Σχήμα 18: Ημερήσιες τιμές δείκτη ΜΑΕ για πρόβλεψη ζήτησης Συστήματος για κάθε μήνα του 2021 \* ενδεικτικό

Σχήμα 19: Ημερήσιες τιμές δείκτη ΜΑE για πρόβλεψη παραγωγής Αιολικών σε Υ/Σ Συστήματος για κάθε μήνα του 2021 \* ενδεικτικό

# 6. Παράρτημα: Παρουσίαση τιμών δεικτών σε λοιπές ευρωπαϊκές χώρες

## 6.1 Παρουσίαση πρόσφατων ετήσιων τιμών δεικτών ENS, AIT, Transmission System Availability και Transmission losses στην Ελλάδα και σε άλλες ευρωπαϊκές χώρες

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  | ENS (MWh) | AIT (minutes) | Transmission System Availability (%) | Transmission losses |
| ΑΔΜΗΕ | **1794,10** (2020)  **2537** (2019) | **Α. 18,3** (2020)\*  **Β. 12,44** (2020)\*  **Γ. 18,42** (2020)\*  **Α. 25,89** (2019)\*  **Β. 17,59** (2019)\*  **Γ. 26,06** (2019)\* | **- Γραμμές Μεταφοράς 150kV:**99,6%  **- Γραμμές Μεταφοράς 400kV:** 98,15% και 96,8% με απομονώσεις για ρύθμιση τάσης  **- Μετασχηματιστές:** 99,1%  (2020)\*\* | **2,7% - 1386GWh \*\*\*** (2021) |
| NATIONAL GRID ESO | **124,83** (2020) | - | **94,5** (2020) | **1,76%** (2019) |
| REE (Peninsula) | **95** (2020)  **47** (2019) | **0.21** (2020)  0,1 (2019) | **99** (2019) | **4716GWh** |
| ELIA | **327,92** (2020)  **210** (2019)  (duration>3min) | **0,85** (2020) | **99,99** (2019) | **1,45%** (2021) |
| TERNA | **625** (2019) | **0,9** (2019) | **99,99** (2019) | **4982GWh – 1,6%** (2020) |
| TENNET (NDL) | **156** (2019) |  | **99,99** (2019) | **1250 GWh** (2019) |
| RTE | - | **3.42** (2019) | - | **2,22%** (2019) |
| PSE (POLAND) | **601** (2019) | - | **99,77** (2019) | **1,38%** (2019) |
| Transelectrica | **91,79** (2019) | **0,90** (2019) | - | **2,27%** (2019) |
| Ukraine | **1779** (2019) | **9,9** (2019) | - | **3,78%** (2019) |
| REN/Portugal | **67,5** (2019) | **0,72** | **98,18** (2019) | - |
| SWISS GRID | **-** | **-** | - | **1,9%** (2019) |
| Austria | **-** | **-** | - | **1,38%** (2019) |
| Croatia | **-** | **-** | - | **2%** (2019) |
| Czech Rep. | **-** | **-** | - | **1,51%** (2019) |
| Lithuania | **-** | **1,1** | - | **2,98%** (2019) |
| Serbia | **-** | **-** | - | **2,19%** (2019) |
| Slovakia | **-** | **-** | - | **1%** (2019) |
| Slovenia | **-** | **-** | **99,99** (2019) | **1,6%** (2019) |
| Sweden | **286,6** (2019) | **-** | - | **2,7%** (2019) |
| Turkey | **-** | **-** | - | **2,2%** (2019) |

Ο παραπάνω πίνακας περιλαμβάνει πρόσφατες τιμές των δεικτών μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (ΕΝS), λεπτών Συστήματος (AIT), διαθεσιμότητας Συστήματος και Απωλειών Συστήματος για διαφορετικές ευρωπαϊκές χώρες. Διευκρινίζεται δε, πως στη πλειοψηφία τους οι τύποι και οι κανόνες που χρησιμοποιούνται στον υπολογισμό των δεικτών για τις λοιπές ευρωπαϊκές χώρες διαφέρουν, επομένως κάθε σύγκριση μεταξύ των χωρών δεν είναι επισφαλής.

Οι τιμές του πίνακα ελήφθησαν:

A. από ορισμένα performance reports των TSOs που έχουν δημοσιευτεί,

B. από το **«Global Electricity TSO Profiles and Benchmarking Report 2021»**,

Γ. Από ιστοσελίδες και Data Platforms των TSOs.

\* Στην περίπτωση του ΑΔΜΗΕ επειδή δεν βρέθηκαν συνολικές ετήσιες τιμές για τον δείκτη ΑΙΤ, έγινε υπολογισμός του δείκτη βάσει της ήδη γνωστής τιμής του δείκτη ENS, με δύο διαφορετικούς τύπους:

Β. Τον τύπο που χρησιμοποιείται σε κάποιες ευρωπαϊκές χώρες και αναφέρει ο ΑΔΜΗΕ στην έκθεση απόδοσης του, δηλαδή (ENS x 60)/Year Peak Load

Γ. Τον τύπο που αναφέρεται στο CEER Benchmarking και επίσης χρησιμοποιείται σε διάφορες ευρωπαϊκές χώρες, δηλαδή (ENS x 60)/Year average system Load

Για το Year Peak Load χρησιμοποιήθηκε η τιμή 8652MW που αναφέρεται στην έκθεση απόδοσης του ΑΔΜΗΕ για το 2020.

Για το μέσο φορτίο Συστήματος χρησιμοποιήθηκε η τιμή 5841MW όπως υπολογίστηκε από τα δεδομένα φορτίου της Transparency platform του ENTSO-E.

\*\* Οι τιμές της διαθεσιμότητας για το ΕΣΜΗΕ, για τις επιμέρους κατηγορίες εξοπλισμού, ελήφθησαν από την έκθεση απόδοσης του ΕΣΜΗΕ για το 2020

\*\*\* Η τιμή του δείκτη απωλειών του ΕΣΜΗΕ προέρχεται από τα μηνιαία δελτία ενέργειας του ΑΔΜΗΕ.

## 6.2 CEER Benchmarking Report για τιμές δεικτών ΕΝS και ΑΙΤ έως και το 2016

Εικόνα που περιέχει κείμενο, υπολογιστής, φορητός υπολογιστής, οθόνη

Περιγραφή που δημιουργήθηκε αυτόματα

Οι παραπάνω πίνακες ελήφθησαν από το **«CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply»**[[10]](#footnote-11) και παρουσιάζουν τις τιμές για τους δείκτες μη εξυπηρετούμενης ενέργειας (ENS) και χαμένων λεπτών δικτύου (ΑΙΤ) για συγκεκριμένες χώρες της Ευρώπης έως το 2016.

Σημειώνεται πως για τον υπολογισμό του δείκτη ΑΙΤ στο Benchmarking του CEER αναφέρεται, πως χρησιμοποιείται ο τύπος: (ΕΝS x 60)/(average power supply in MW).

## 6.3 Παρουσίαση απόδοσης LFC Blocks για ρύθμιση Συχνότητας (🡪FRCE) στη CE το 2021

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Number of incidents for 15min average FRCE values exceed LEVEL 1 or LEVEL 2 | | | | | number of incidents for 1min average FRCE values that | |
|  | **LEVEL 1 (+)** | **LEVEL 1 (-)** | **LEVEL 2 (+)** | **LEVEL 2 (-)** | **FRCE>60% FRR Capacity and not returned to 15%FRR Capacity within time to restore frequency (+)** | **FRCE>60% FRR Capacity and not returned to 15%FRR Capacity within time to restore frequency (-)** |
| ΑΔΜΗΕ | **1930** | **427** | **897** | **131** | **834** | **38** |
| ELIA/Belgium | 971 | 1443 | 247 | 374 | 0 | 42 |
| SWISS GRID | 5 | 8 | 0 | 6 | 0 | 1 |
| BLG/ΕSO | 2541 | 2412 | 566 | 494 | 249 | 37 |
| HUNGARY | 51 | 16 | 8 | 1 | 0 | 0 |
| TENNET/NETHERLANDS | 1770 | 1006 | 254 | 197 | 40 | 228 |
| TERNA/Italy | 792 | 1729 | 167 | 542 | 867 | 2652 |
| REE/Spain | 148 | 115 | 29 | 18 | 32 | 24 |
| RTE/France | 1469 | 1766 | 620 | 557 | 542 | 71 |
| PSE/POLAND | 450 | 554 | 48 | 38 | 30 | 34 |
| ROMANIA | 706 | 401 | 249 | 105 | 0 | 0 |
| SI-HR-BA | 1020 | 960 | 111 | 169 | 26 | 2 |
| SK-SLOVAKIA | 10 | 45 | 0 | 6 | 0 | 0 |
| CZ-CZECH REP. | 161 | 18 | 22 | 4 | 0 | 0 |
| APG/Austria | 33 | 13 | 25 | 4 | 5 | 1 |
| PT/Portugal | 96 | 66 | 8 | 8 | 101 | 17 |
| DE/Germany | 21 | 14 | 6 | 3 | 0 | 0 |

\*Τα παραπάνω δεδομένα ελήφθησαν από την Transparency platform του ENTSO-E

Σημειώνεται πως, το **θετικό FRCE σημαίνει Overgeneration** στο σύστημα και άρα ενεργοποίηση καθοδικής ενέργειας εξισορρόπησης, **ενώ το αρνητικό FRCE σημαίνει Undergeneration** που οδηγεί σε ενεργοποίηση ανοδικής ενέργειας εξισορρόπησης, με το ενδεχόμενο πάντα να προκύπτουν ενεργοποιημένες ενέργειας εξισορρόπησης αντίθετης κατεύθυνσης για να ικανοποιηθούν οι ανάγκες και περιορισμοί του Συστήματος.

Υπενθυμίζεται πως για το LFC Block του ΕΣΜΗΕ για το 2021: **FRCE Level 1 = 72MW & FRCE Level 2 = 136MW**

Τo παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζει για κάθε μήνα του 2021 το πηλίκο των 99-percentiles τιμών των **15λεπτων μέσων τιμών FRCE** σε MW για τα LFC Blocks του ΑΔΜΗΕ και άλλων χωρών, ως προς το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος κάθε χώρας σε MW, σε μία προσπάθεια να εκτιμηθούν οι μεγάλες μέσες 15λεπτες θετικές ανισορροπίες (Imbalances) κάθε LFC Block ως προς το μέγεθος του Συστήματος του, αφού πρώτα εξαιρεθούν το 1% των ανισορροπιών σε φθίνουσα σειρά ως προς το μέγεθος τους.

Τα δεδομένα για τις τιμές 99-percentiles τιμές και το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος κάθε χώρας ελήφθησαν από την Transparency Platform του ENTSO-E. Το μέσο μηνιαίο φορτίο υπολογίστηκε μέσω των δεδομένων που διαθέτει ο Εntsoe σε μορφή excel (διαθέτει φορτίο ανά 15 λεπτά, 30 λεπτά, ή μία ώρα – ο χρονικός ορίζοντας διαφέρει ανά LFC Block).

Σημειώνεται πως το 1% του συνόλου των δεδομένων για κάθε μήνα αντιστοιχεί σε: 1% x (4 x 24hours x 30days) = 29, επομένως 29 φορές κάθε μήνα η τιμή του 15λεπτου μέσου FRCE ως προς το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος για κάθε LFC Block, ήταν πάνω από την τιμή που φαίνεται στο διάγραμμα.

Επίσης διευκρινίζεται πως οι απεικονιζόμενες τιμές αφορούν **θετικά FRCE**, δηλαδή ανισορροπίες όπου υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας στο Σύστημα (overgeneration).

Το παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζει για κάθε μήνα του 2021 το πηλίκο των 95-percentiles τιμών των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE για τα LFC Blocks του ΑΔΜΗΕ και άλλων χωρών, **ως προς το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος κάθε χώρας σε MW**, σε μία προσπάθεια να αποτυπωθούν μεγάλες μέσες 15λεπτες θετικές ανισορροπίες κάθε χώρας ως προς το μέγεθος του Συστήματος τους, αφού πρώτα εξαιρεθούν το 5% των 15λεπτων μέσων ανισορροπιών σε φθίνουσα σειρά ως προς το μέγεθος τους.

Τα δεδομένα για τις τιμές 95-percentiles τιμές και το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος κάθε χώρας ελήφθησαν από την Transparency Platform του ENTSO-E. Το μέσο μηνιαίο φορτίο υπολογίστηκε μέσω των δεδομένων που διαθέτει ο Εntsoe σε μορφή excel (διαθέτει φορτίο ανά 15 λεπτά, 30 λεπτά, ή μία ώρα – ο χρονικός ορίζοντας διαφέρει ανά LFC Block).

Σημειώνεται πως το 5% του συνόλου των δεδομένων για κάθε μήνα αντιστοιχεί σε: 5% x (4 x 24hours x 30days) = 144, επομένως 144 φορές κάθε μήνα η τιμή του 15λεπτου μέσου FRCE ως προς το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος για κάθε LFC Block, ήταν πάνω από την τιμή που φαίνεται στο διάγραμμα.

Επίσης διευκρινίζεται πως οι απεικονιζόμενες τιμές αφορούν **θετικά FRCE**, δηλαδή ανισορροπίες όπου υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας στο Σύστημα (overgeneration).

Το παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζει για κάθε μήνα του 2021 το πηλίκο των 90-percentiles τιμών των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE για τα LFC Blocks του ΑΔΜΗΕ και άλλων χωρών, **ως προς το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος κάθε χώρας σε MW**, σε μία προσπάθεια να αποτυπωθούν μεγάλες μέσες 15λεπτες θετικές ανισορροπίες κάθε χώρας ως προς το μέγεθος του Συστήματος τους, αφού πρώτα εξαιρεθούν το 10% των 15λεπτων μέσων ανισορροπιών σε φθίνουσα σειρά ως προς το μέγεθος τους.

Τα δεδομένα για τις τιμές 90-percentiles τιμές και το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος κάθε χώρας ελήφθησαν από την Transparency Platform του ENTSO-E. Το μέσο μηνιαίο φορτίο υπολογίστηκε μέσω των δεδομένων που διαθέτει ο Εntsoe σε μορφή excel (διαθέτει φορτίο ανά 15 λεπτά, 30 λεπτά, ή μία ώρα – ο χρονικός ορίζοντας διαφέρει ανά LFC Block).

Σημειώνεται πως το 10% του συνόλου των δεδομένων για κάθε μήνα αντιστοιχεί σε: 10% x (4 x 24hours x 30days) = 288, επομένως 288 φορές κάθε μήνα η τιμή του 15λεπτου μέσου FRCE ως προς το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος για κάθε LFC Block, ήταν πάνω από την τιμή που φαίνεται στο διάγραμμα.

Επίσης διευκρινίζεται πως οι απεικονιζόμενες τιμές αφορούν **θετικά FRCE**, δηλαδή ανισορροπίες όπου υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας στο Σύστημα (overgeneration).

Το παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζει για κάθε μήνα του 2021 το πηλίκο των 1-percentiles τιμών των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE για τα LFC Blocks του ΑΔΜΗΕ και άλλων χωρών, **ως προς το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος κάθε χώρας σε MW**, σε μία προσπάθεια να αποτυπωθούν μεγάλες μέσες 15λεπτες αρνητικές ανισορροπίες κάθε χώρας ως προς το μέγεθος του Συστήματος τους, αφού πρώτα εξαιρεθούν το 99% των 15λεπτων μέσων ανισορροπιών σε φθίνουσα σειρά ως προς το μέγεθος τους.

Τα δεδομένα για τις τιμές 1-percentiles τιμές και το μέσο φορτίο Συστήματος κάθε χώρας ελήφθησαν από την Transparency Platform του ENTSO-E. Το μέσο μηνιαίο φορτίο υπολογίστηκε μέσω των δεδομένων που διαθέτει ο ENTSO-E σε μορφή excel (ανά 15 λεπτά, 30 λεπτά, ή μία ώρα – διαφέρει ανά LFC Block).

Σημειώνεται πως το 1% του συνόλου των δεδομένων για κάθε μήνα αντιστοιχεί σε: 1% x (4 x 24hours x 30days) = 28,8, επομένως 29 φορές περίπου κάθε μήνα η τιμή του 15λεπτου μέσου FRCE ως προς το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος για κάθε LFC Block, ήταν κάτω από την τιμή που φαίνεται στο διάγραμμα.

Επίσης διευκρινίζεται πως οι απεικονιζόμενες τιμές αφορούν **αρνητικά FRCE**, δηλαδή ανισορροπίες όπου υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας στο Σύστημα (undergeneration).

Το παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζει για κάθε μήνα του 2021 το πηλίκο των 5-percentiles τιμών των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE για τα LFC Blocks του ΑΔΜΗΕ και άλλων χωρών, **ως προς το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος κάθε χώρας σε MW**, σε μία προσπάθεια να αποτυπωθούν μεγάλες μέσες 15λεπτες αρνητικές ανισορροπίες κάθε χώρας ως προς το μέγεθος του Συστήματος τους, αφού πρώτα εξαιρεθούν το 95% των 15λεπτων μέσων ανισορροπιών σε φθίνουσα σειρά ως προς το μέγεθος τους.

Τα δεδομένα για τις τιμές 5-percentiles τιμές και το μέσο φορτίο Συστήματος κάθε χώρας ελήφθησαν από την Transparency Platform του ENTSO-E. Το μέσο μηνιαίο φορτίο υπολογίστηκε μέσω των δεδομένων που διαθέτει ο ENTSO-E σε μορφή excel (ανά 15 λεπτά, 30 λεπτά, ή μία ώρα – διαφέρει ανά LFC Block).

Σημειώνεται πως το 5% του συνόλου των δεδομένων για κάθε μήνα αντιστοιχεί σε: 5% x (4 x 24hours x 30days) = 144, επομένως 144 φορές περίπου κάθε μήνα η τιμή του 15λεπτου μέσου FRCE ως προς το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος για κάθε LFC Block, ήταν κάτω από την τιμή που φαίνεται στο διάγραμμα.

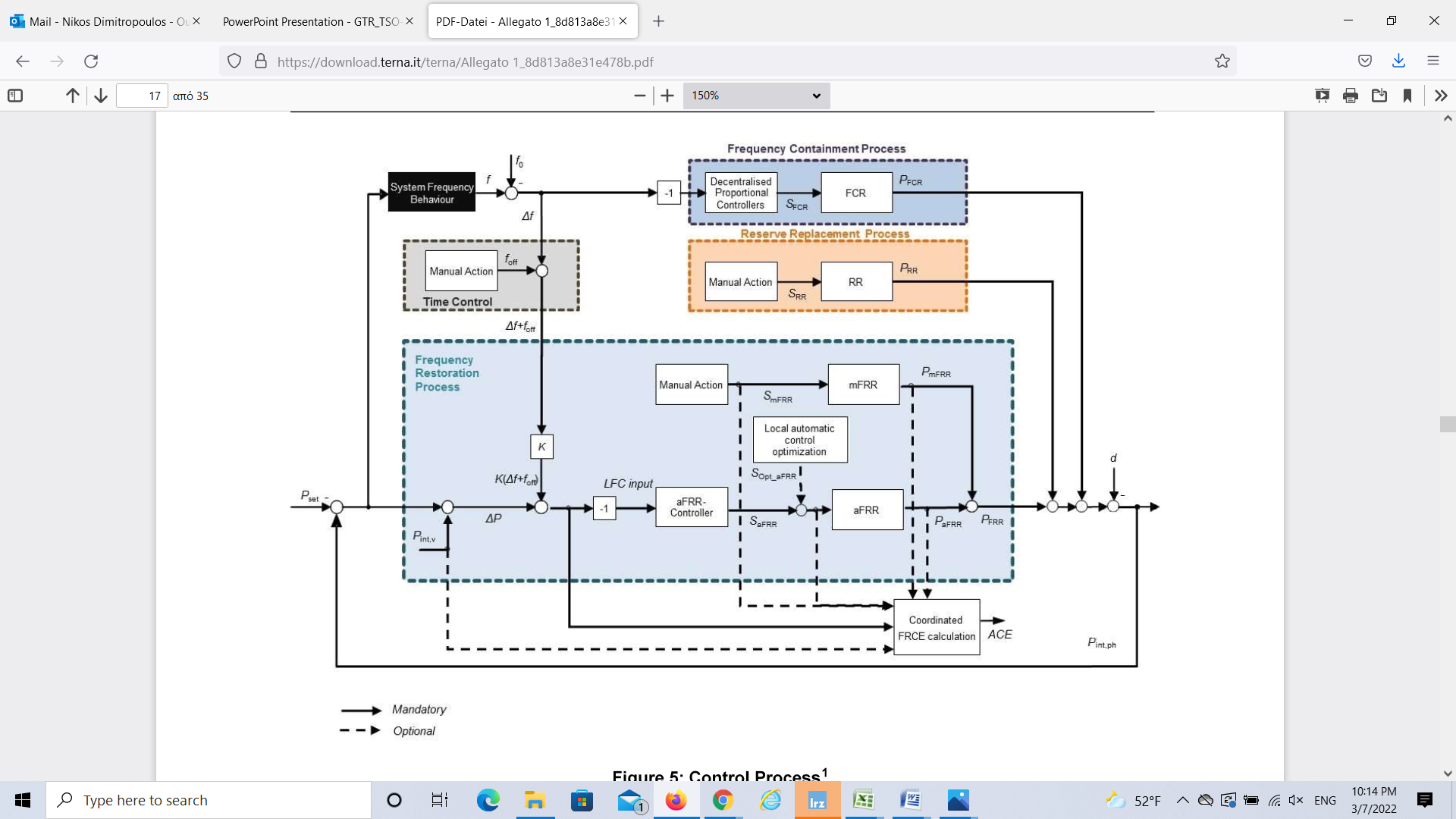
Επίσης διευκρινίζεται πως οι απεικονιζόμενες τιμές αφορούν **αρνητικά FRCE**, δηλαδή ανισορροπίες όπου υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας στο Σύστημα (undergeneration).

Το παραπάνω διάγραμμα παρουσιάζει για κάθε μήνα του 2021 το πηλίκο των 10-percentiles τιμών των 15λεπτων μέσων τιμών FRCE για τα LFC Blocks του ΑΔΜΗΕ και άλλων χωρών, **ως προς το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος κάθε χώρας σε MW**, σε μία προσπάθεια να αποτυπωθούν μεγάλες μέσες 15λεπτες αρνητικές ανισορροπίες κάθε χώρας ως προς το μέγεθος του Συστήματος τους, αφού πρώτα εξαιρεθούν το 90% των 15λεπτων μέσων ανισορροπιών σε φθίνουσα σειρά ως προς το μέγεθος τους.

Τα δεδομένα για τις τιμές 10-percentiles τιμές και το μέσο φορτίο Συστήματος κάθε χώρας ελήφθησαν από την Transparency Platform του ENTSO-E. Το μέσο μηνιαίο φορτίο υπολογίστηκε μέσω των δεδομένων που διαθέτει ο ENTSO-E σε μορφή excel (ανά 15 λεπτά, 30 λεπτά, ή μία ώρα – διαφέρει ανά LFC Block).

Σημειώνεται πως το 10% του συνόλου των δεδομένων για κάθε μήνα αντιστοιχεί σε: 5% x (4 x 24hours x 30days) = 288, επομένως 288 φορές περίπου κάθε μήνα η τιμή του 15λεπτου μέσου FRCE ως προς το μέσο μηνιαίο φορτίο Συστήματος για κάθε LFC Block, ήταν κάτω από την τιμή που φαίνεται στο διάγραμμα.

Επίσης διευκρινίζεται πως οι απεικονιζόμενες τιμές αφορούν **αρνητικά FRCE**, δηλαδή ανισορροπίες όπου υπάρχει πλεόνασμα ενέργειας στο Σύστημα (undergeneration).



Στη διόρθωση του FRCE συμμετέχει επίσης το RTBM. Εδώ παρατίθεται ο συνολικός βρόχος ρύθμισης συχνότητας που αφορά σε κάθε Περιοχή ελέγχου, όπως ελήφθη από την ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ.

1. Μεθοδολογία ΑΔΜΗΕ-Καθορισμός Ζωνικών/Συστημικών αναγκών Ισχύος Εξισορρόπησης [↑](#footnote-ref-1)
2. Άρθρο 3 του SOGL*: «δεδομένα αξιολόγησης ποιότητας συχνότητας»: το σύνολο δεδομένων που επιτρέπει τον υπολογισμό των κριτηρίων αξιολόγησης ποιότητας συχνότητας*· [↑](#footnote-ref-2)
3. [ENTSO-E Report on Deterministic Frequency Deviations - 2019](https://consultations.entsoe.eu/system-development/deterministic_frequency_deviations_report/user_uploads/report_deterministic_frequency_deviations_final-draft-for-consultation.pdf) [↑](#footnote-ref-3)
4. Στο Βέλγιο ο TSO «ELIA» υποβάλει στη ρυθμιστική αρχή σύμφωνα με την LFCBOA ([https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system/system-services/keeping-the balance/20220221lfcboa\_v2\_en\_maindocument.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/electricity-market-and-system/system-services/keeping-the%20balance/20220221lfcboa_v2_en_maindocument.pdf)) α) ετήσιο report για την ποιότητα του FRCE στην περιοχή ελέγχου του στο πλαίσιο της αναφοράς της για τον μηχανισμό εφεδρειών, καθώς και β) μηνιαίο report για την ποιότητα του FRCE στην περιοχή ελέγχου του στο πλαίσιο της ενημέρωσης που παρέχει για τη λειτουργία του μηχανισμού εξισορρόπησης, ενώ στον ιστότοπο του υπάρχουν και ανανεώνονται συνεχώς βάσεις δεδομένων, που μεταξύ άλλων περιέχουν το Imbalance σε MW που δημιουργείται στην περιοχή ελέγχου του ανά λεπτό. -- Επίσης, οι ISOs (π.χ. PJM, New York ISO, Caiso, Ercot) του αμερικάνικου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας, στα πλαίσια της παρουσίασης της απόδοσης λειτουργίας του τμήματος του Συστήματος για την εξισορρόπηση του οποίου είναι υπεύθυνοι, αναφέρουν τα δεδομένα αξιολόγησης τους βάσει του ACE, σύμφωνα με τα με τα υποχρεωτικά πρότυπα αξιοπιστίας (standards) που εκδίδονται από την NERC και εγκρίνονται από την FERC, ενώ διαθέτουν μεγάλες βάσεις δεδομένων με τις μέσες τιμές ACE σε MW ανά λεπτό. [↑](#footnote-ref-4)
5. Από B-1-1 της SAFA και Απόφαση ΡΑΕ 689/2019: *«The ACE behaviour of the LFC BLOCKS is not correlated.»* [↑](#footnote-ref-6)
6. Απόφαση ΡΑΕ υπ’ αριθμ. 689/2019 [↑](#footnote-ref-7)
7. <https://transparency.entsoe.eu/> [↑](#footnote-ref-8)
8. **Άρθρο 19 SOGL**: «*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……β) τις τάσεις των ζυγών·»* [↑](#footnote-ref-9)
9. <https://www.admie.gr/agora/rythmistiko-plaisio-agoras/methodologies-kai-tehnikes-apofaseis> [↑](#footnote-ref-10)
10. <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/963153e6-2f42-78eb-22a4-06f1552dd34c> [↑](#footnote-ref-11)