



ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

3 Ιουλίου 2025

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ

Αρ. Φύλλου 3421

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. Ε-9/2025

Έγκριση των παραδοχών και της μεθοδολογίας για την πιθανοτική διαστασιολόγηση της ΕΔΣ στη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης σύμφωνα με το άρθρο 153 παρ. 2 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο ΚΛΑΔΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗΣ
ΑΡΧΗΣ ΑΠΟΒΛΗΤΩΝ, ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΥΔΑΤΩΝ

Λαμβάνοντας υπόψη:

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

2. Το Κεφάλαιο Γ' «Διατάξεις Αρμοδιότητας Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας» του ν. 4425/2016 «Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης, για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων και άλλες διατάξεις» (Α' 185), και ιδίως τα άρθρα 6 και 17 του νόμου αυτού.

3. Τον ν. 4001/2011 «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις» (Α' 179) (εφεξής ο «Νόμος»).

4. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017 (εφεξής ο «Κανονισμός») σχε-

τικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (L 220), όπως τροποποιήθηκε από το άρθρο 4 του Εκτελεστικού Κανονισμού (ΕΕ) 2021/280 της Επιτροπής της 22ας Φεβρουαρίου 2021 για την τροποποίηση των Κανονισμών (ΕΕ) 2015/1222, (ΕΕ) 2016/1719, (ΕΕ) 2017/2195 και (ΕΕ) 2017/1485 προκειμένου να ευθυγραμμιστούν με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/943 (L 62), και ιδίως τα άρθρα 6 και 153.

5. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/943 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 5ης Ιουνίου 2019 σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (L 158/54).

6. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/942 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 5ης Ιουνίου 2019 για την ίδρυση Οργανισμού της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τη Συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (L 158/22).

7. Την υπ' αρ. 388/2019 απόφαση ΡΑΕ με θέμα «Λήψη απόφασης για την έγκριση της πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηπειρωτικής Ευρώπης για τους κανόνες προσδιορισμού μεγέθους για τις ΕΔΣ σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 153 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485, της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία τους συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας» (Β' 1631).

8. Την υπό στοιχεία Ε-82/2023 απόφαση Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ με θέμα «Λήψη των κατάλληλων μέτρων (βημάτων) για την έγκριση της πρότασης για τον καθορισμό του ελάχιστου χρονικού διαστήματος ενεργοποίησης της Εφεδρείας Διατήρησης Συχνότητας (ΕΔΣ), που απαιτείται ώστε οι μονάδες ή ομάδες παροχής ΕΔΣ με ταμειυτήρες περιορισμένης ενέργειας να παραμένουν διαθέσιμες κατά τη διάρκεια καταστάσεων συναγερμού σύμφωνα με την παρ. 9 του άρθρου 5 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485» (Β' 7268).

9. Τη Δημόσια Διαβούλευση του Ευρωπαϊκού Δικτύου Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) ηλεκτρικής ενέργειας (ENTSO-e) επί της κοινής πρότασης των ΔΣΜ της συγχρονισμένης περιοχής Ηπειρωτικής Ευρώπης σχετικά με τις παραδοχές και τη μεθοδολογία για την

πιθανοτική διαστασιολόγηση της ΕΔΣ σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 153 του Κανονισμού.

10. Το υπό στοιχεία ΠΑΑΕΥ Ι-365404/11.01.2024 ηλεκτρονικό έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε με θέμα «Submit the FCR Prob. Dimensioning methodology to NRA», με το οποίο υποβλήθηκε για έγκριση η κοινή πρόταση των ΔΣΜ της συγχρονισμένης περιοχής Ηπειρωτικής Ευρώπης σχετικά με τις παραδοχές και τη μεθοδολογία για την πιθανοτική διαστασιολόγηση της ΕΔΣ σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 153 του Κανονισμού.

11. Τη Δημόσια Διαβούλευση της ΠΑΑΕΥ επί της ανωτέρω κοινής πρότασης των ΔΣΜ της Ηπειρωτικής Ευρώπης, η οποία έλαβε χώρα από 16.01.2024 έως 30.01.2024 και την ανακοίνωση αυτής στην ιστοσελίδα της ΠΑΑΕΥ.

12. Την υπ' αρ. 10/2024 απόφαση του Οργανισμού Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER) σχετικά με την έγκριση του αιτήματος των Ρυθμιστικών Αρχών της συγχρονισμένης περιοχής Ηπειρωτικής Ευρώπης για τη χορήγηση εξάμηνης παράτασης ως προς την επίτευξη συμφωνίας για την έγκριση της πρότασης των ΔΣΜ για την πιθανοτική διαστασιολόγηση της ΕΔΣ (ACER Decision No 10/2024 of 23 July 2024 on the request of the regulatory authorities of the Continental Europe Synchronous Area to extend the period for reaching an agreement on the proposal for a probabilistic dimensioning approach for frequency containment reserves).

13. Το υπό στοιχεία ΠΑΕΕΥ Ι-387725/17.01.2025 ηλεκτρονικό έγγραφο της ARERA (σ.σ. εθνική Ρυθμιστική Αρχή της Ιταλίας), ως συντονιστικό όργανο των Ρυθμιστικών Αρχών της Ηπειρωτικής Ευρώπης με το οποίο κοινοποιήθηκε στις υπόλοιπες Ρυθμιστικές Αρχές και στους ΔΣΜ της συγχρονισμένης περιοχής Ηπειρωτικής Ευρώπης καθώς και, στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και στον ACER, η απόφαση της 15ης Ιανουαρίου 2025 των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών της Ηπειρωτικής Ευρώπης για την έγκριση των παραδοχών και της μεθοδολογίας για την πιθανοτική διαστασιολόγηση της ΕΔΣ, σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 153 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ενέργειας.

14. Το γεγονός ότι σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 1 του άρθρου 32 του ν. 4001/2011 (Α' 179), οι πράξεις κανονιστικού χαρακτήρα που εκδίδονται από τη ΠΑΑΕΥ, δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

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

16. Το γεγονός ότι οι διατάξεις της παρούσας δεν αφορούν σε διοικητική διαδικασία για την οποία υπάρχει υποχρέωση καταχώρισης στο ΕΜΔΔ - ΜΙΤΟΣ.

Σκέφτηκε ως εξής:

Επειδή, στο πλαίσιο επίτευξης της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, εξεδόθη, κατ' αρχήν, ο Κανονισμός (ΕΚ) 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009 σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές

ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1228/2003 (L 211/15).

Επειδή, στο άρθρο 19 «Ρυθμιστικές Αρχές» του Κανονισμού 714/2009, ρητώς ορίζεται ότι:

«Κατά την άσκηση των καθηκόντων τους, οι Ρυθμιστικές Αρχές εξασφαλίζουν τη συμμόρφωση προς τον παρόντα κανονισμό και προς τις κατευθυντήριες γραμμές που θεσπίζονται σύμφωνα με το άρθρο 18. Εφόσον ενδείκνυται για την επίτευξη των σκοπών του παρόντος κανονισμού, οι ρυθμιστικές αρχές συνεργάζονται μεταξύ τους καθώς και με την Επιτροπή και τον Οργανισμό σύμφωνα με το κεφάλαιο ΙΧ της Οδηγίας 2009/72/ΕΚ».

Επειδή, με το άρθρο 70 του Κανονισμού 2019/943 «σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» (σχετ. 5) καταργήθηκε ο Κανονισμός 714/2009, με έναρξη ισχύος την 01.01.2020. Συνεπώς, οι διατάξεις του Κανονισμού 714/2009 νοούνται πλέον ως παραπέντες στις αντίστοιχες διατάξεις του νέου Κανονισμού 2019/943, σύμφωνα και με τον πίνακα αντιστοιχίας του Παραρτήματος ΙΙ του τελευταίου.

Επειδή, δυνάμει της ανωτέρω εξουσιοδότησης του άρθρου 18 του Κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 και ιδίως του στοιχείου δ) της παρ. 3 και της παρ. 5 του εν λόγω άρθρου, εξεδόθη από την Επιτροπή ο 2017/1485 Κανονισμός (ΕΕ) στις 2 Αυγούστου 2017 (σχετ. 4), σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ενέργειας στα Κράτη Μέλη.

Επειδή, στόχος του ανωτέρω Κανονισμού είναι, μεταξύ άλλων, να θεσπίσει αναλυτικές κατευθυντήριες γραμμές όσον αφορά τις απαιτήσεις και τις αρχές που διέπουν τη λειτουργία του συστήματος με σκοπό να διασφαλιστεί η ασφαλής λειτουργία του διασυνδεδεμένου συστήματος, η επιχειρησιακή ασφάλεια, η αποδοτική χρήση του διασυνδεδεμένου συστήματος και των πόρων σε ολόκληρη την Ένωση, και να διασφαλίζονται οι προϋποθέσεις για τη διατήρηση ποιοτικού επιπέδου συχνότητας όλων των συγχρονισμένων περιοχών σε ολόκληρη την Ένωση.

Επειδή, δυνάμει του άρθρου 5 «Όροι και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες των ΔΣΜ» του Κανονισμού, ορίζονται τα εξής:

«1. Οι ΔΣΜ καταρτίζουν τους όρους και τις προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που απαιτούνται σύμφωνα με τον παρόντα κανονισμό και τα υποβάλλουν στον Οργανισμό σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 6, στις αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές σύμφωνα με την παρ. 3 του άρθρου 6, ή στην ορισθείσα από το κράτος μέλος οντότητα σύμφωνα με τις παρ. 4 και 5 του άρθρου 6, εντός των αντίστοιχων προθεσμιών που προβλέπονται στον παρόντα κανονισμό. Σε εξαιρετικές περιπτώσεις, ιδίως σε περιπτώσεις όπου δεν είναι δυνατή η τήρηση προθεσμίας λόγω περιστάσεων εκτός της σφαίρας των ΔΣΜ, οι προθεσμίες για όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες μπορεί να παραταθούν από τον Οργανισμό για διαδικασίες σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 6, από κοινού από όλες τις αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές για διαδικασίες σύμφωνα με την παρ. 3 του άρθρου 6, και από την αρμόδια ρυθμιστική αρχή για διαδικασίες σύμφωνα με το άρθρο 6 παράγραφοι 4 και 5.[...]

Επειδή, δυνάμει του άρθρου 6 «Έγκριση των όρων και προϋποθέσεων ή των μεθοδολογιών» του Κανονισμού, ορίζονται τα εξής:

«1. Κάθε ρυθμιστική αρχή ή, κατά περίπτωση, ο Οργανισμός, εγκρίνει τους όρους και τις προϋποθέσεις ή τις μεθοδολογίες που αναπτύσσουν οι ΔΣΜ σύμφωνα με τις παρ. 2 και 3. Η οντότητα που έχει ορίσει το κράτος μέλος εγκρίνει τους όρους και τις προϋποθέσεις ή τις μεθοδολογίες που έχουν αναπτύξει οι ΔΣΜ σύμφωνα με την παρ. 4. Η ορισθείσα οντότητα είναι η ρυθμιστική αρχή, εκτός εάν προβλέπεται διαφορετικά από το κράτος μέλος. Πριν από την έγκριση των όρων και των προϋποθέσεων ή των μεθοδολογιών, η ρυθμιστική αρχή, ο Οργανισμός ή η ορισθείσα οντότητα αναθεωρούν τις προτάσεις, όπου απαιτείται, μετά από διαβούλευση με τους αντίστοιχους ΔΣΜ, ώστε να διασφαλίζεται ότι συνάδουν με τον σκοπό του παρόντος κανονισμού και συμβάλλουν στην ολοκλήρωση της αγοράς, τη μη διακριτή μεταχείριση, τον αποτελεσματικό ανταγωνισμό και την ομαλή λειτουργία της αγοράς. [...]

3. Οι προτάσεις για τους ακόλουθους όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες και οι τυχόν τροποποιήσεις τους υπόκεινται στην έγκριση όλων των ρυθμιστικών αρχών της συγκεκριμένης περιφέρειας, επί της οποίας κράτος μέλος δύναται να γνωμοδοτεί προς την οικεία ρυθμιστική αρχή: [...]

δ) μεθοδολογίες, προϋποθέσεις και τιμές που περιλαμβάνονται στις επιχειρησιακές συμφωνίες συγχρονισμένων περιοχών στο άρθρο 118 σχετικά με: [...]

ii) τους κανόνες προσδιορισμού μεγέθους για τις ΕΔΣ σύμφωνα με το άρθρο 153: [...]

6. Η πρόταση σχετικά με όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες περιλαμβάνει προτεινόμενο χρονοδιάγραμμα για την εφαρμογή τους και περιγραφή των αναμενόμενων επιπτώσεων τους στους στόχους του παρόντος κανονισμού. Οι προτάσεις όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών που υπόκεινται σε έγκριση από πολλές ρυθμιστικές αρχές σύμφωνα με την παράγραφο 3 υποβάλλονται στον Οργανισμό εντός μίας εβδομάδας από την υποβολή τους στις ρυθμιστικές αρχές. Οι προτάσεις όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών που υπόκεινται σε έγκριση από ορισθείσα οντότητα σύμφωνα με την παρ. 4 μπορούν να υποβληθούν στον Οργανισμό εντός ενός μηνός από την υποβολή τους, κατά την κρίση της ορισθείσας οντότητας, ενώ υποβάλλονται κατόπιν αιτήματος του Οργανισμού για ενημερωτικούς σκοπούς σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 3 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942 εάν ο Οργανισμός θεωρεί ότι η πρόταση έχει διασυννοριακό αντίκτυπο. Μετά από αίτημα των αρμόδιων ρυθμιστικών αρχών, ο Οργανισμός εκδίδει εντός τριών μηνών γνώμη σχετικά με τις προτάσεις όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών.

7. Όταν για την έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών σύμφωνα με την παρ. 3 ή για την τροποποίηση σύμφωνα με το άρθρο 7 απαιτείται απόφαση από περισσότερες της μίας ρυθμιστικές αρχές σύμφωνα με την παρ. 3, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές διαβουλεύονται και συνεργάζονται στενά και συντονίζονται

μεταξύ τους, με στόχο την επίτευξη συμφωνίας. Όταν ο Οργανισμός εκδίδει γνώμη, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν υπόψη την εν λόγω γνώμη. Οι ρυθμιστικές αρχές ή, κατά περίπτωση, ο Οργανισμός, λαμβάνουν αποφάσεις σχετικά με όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που υποβλήθηκαν σύμφωνα με τις παρ. 2 και 3, εντός έξι μηνών από την παραλαβή των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών από τον Οργανισμό ή τη ρυθμιστική αρχή ή, κατά περίπτωση, από την τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή. Η περίοδος ξεκινά την επομένη από την υποβολή της πρότασης στον Οργανισμό σύμφωνα με την παρ. 2, ή στην τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή σύμφωνα με την παρ. 3.

8. Εάν δεν κατέστη δυνατόν οι ρυθμιστικές αρχές να καταλήξουν σε συμφωνία εντός της περιόδου που αναφέρεται στην παρ. 7, ή κατόπιν κοινού αιτήματός τους, ή κατόπιν αιτήματος του Οργανισμού σύμφωνα με το τρίτο εδάφιο της παρ. 3 του άρθρου 5 του κανονισμού (ΕΕ) 2019/942, ο Οργανισμός εκδίδει απόφαση σχετικά με τους υποβληθέντες όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες εντός έξι μηνών, σύμφωνα με την παρ. 3 του άρθρου 5 και το δεύτερο εδάφιο της παρ. 10 του άρθρου 6 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942. [...]

Επειδή, δυνάμει του άρθρου 118 «Επιχειρησιακές συμφωνίες συγχρονισμένης περιοχής» του Κανονισμού, ορίζονται τα εξής:

«1. Έως 12 μήνες από την έναρξη ισχύος του παρόντος κανονισμού, όλοι οι ΔΣΜ κάθε συγχρονισμένης περιοχής καταρτίζουν κοινές προτάσεις για:

α) τους κανόνες προσδιορισμού μεγέθους για τις ΕΔΣ σύμφωνα με το άρθρο 153: [...]

2. Όλοι οι ΔΣΜ κάθε συγχρονισμένης περιοχής υποβάλλουν τις μεθοδολογίες και τις προϋποθέσεις που αναφέρονται στο άρθρο 6 παρ. 3 στοιχείο δ), προς έγκριση από όλες τις ρυθμιστικές αρχές της εν λόγω συγχρονισμένης περιοχής. Εντός ενός μήνα από την έγκριση των εν λόγω μεθοδολογιών και προϋποθέσεων, όλοι οι ΔΣΜ κάθε συγχρονισμένης περιοχής συνάπτουν επιχειρησιακή συμφωνία συγχρονισμένης περιοχής, που αρχίζει να ισχύει εντός τριών (3) μηνών από την έγκριση των μεθοδολογιών και των προϋποθέσεων.

Επειδή, το άρθρο 153 «Κανόνες προσδιορισμού μεγέθους ΕΔΣ» του Κανονισμού, ορίζει σχετικά τα εξής:

«1. Όλοι οι ΔΣΜ κάθε συγχρονισμένης περιοχής καθορίζουν τουλάχιστον σε ετήσια βάση την εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΔΣ που απαιτείται για τη συγχρονισμένη περιοχή και την αρχική υποχρέωση ΕΔΣ κάθε ΔΣΜ σύμφωνα με την παρ. 2.

2. Όλοι οι ΔΣΜ κάθε συγχρονισμένης περιοχής καθορίζουν, στην επιχειρησιακή συμφωνία συγχρονισμένης περιοχής, κανόνες προσδιορισμού μεγέθους σύμφωνα με τα ακόλουθα κριτήρια:

α) η εφεδρική δυναμικότητα σε ΕΔΣ που απαιτείται για τη συγχρονισμένη περιοχή καλύπτει τουλάχιστον το συμβάν αναφοράς και, για τις συγχρονισμένες περιοχές CE και Σκανδιναβίας, τα αποτελέσματα της πιθανοτικής μεθόδου προσδιορισμού μεγέθους της ΕΔΣ που εφαρμόζεται σύμφωνα με το στοιχείο γ).

β) το μέγεθος του συμβάντος αναφοράς καθορίζεται σύμφωνα με τις ακόλουθες συνθήκες:

i) για τη συγχρονισμένη περιοχή CE, το συμβάν αναφοράς είναι 3000 MW στη θετική κατεύθυνση και 3000 MW στην αρνητική κατεύθυνση·

ii) [...]

γ) για τις συγχρονισμένες περιοχές CE και Σκανδιναβίας, όλοι οι ΔΣΜ της συγχρονισμένης περιοχής έχουν το δικαίωμα να καθορίζουν πιθανοτική μέθοδο για τον προσδιορισμό του μεγέθους της ΕΔΣ, λαμβάνοντας υπόψη τις τάσεις του φορτίου, της παραγωγής και της αδράνειας, συμπεριλαμβανομένης της συνθετικής αδράνειας, καθώς και τα διαθέσιμα μέσα για την ανάπτυξη ελάχιστης αδράνειας σε πραγματικό χρόνο σύμφωνα με τη μεθοδολογία που αναφέρεται στο άρθρο 39, με σκοπό να μειωθεί η πιθανότητα ανεπάρκειας ΕΔΣ σε το πολύ μία φορά ανά 20 έτη· και

δ) τα μερίδια της απαιτούμενης για κάθε ΔΣΜ εφεδρικής δυναμικότητας σε ΕΔΣ ως αρχική υποχρέωση ΕΔΣ βασίζονται στο άθροισμα της καθαρής παραγωγής και κατανάλωσης της περιοχής ελέγχου του διαιρούμενου διά του αθροίσματος της καθαρής παραγωγής και κατανάλωσης της συγχρονισμένης περιοχής σε περίοδο ενός έτους.

Επειδή, στο άρθρο 156 «Παροχή ΕΔΣ», του Κανονισμού ορίζονται τα εξής:

«[...]

4. Πάροχος ΕΔΣ πρέπει να εγγυάται τη συνεχή διαθεσιμότητα ΕΔΣ, εξαιρουμένης εξαναγκασμένης διακοπής μονάδας παροχής ΕΔΣ κατά τη διάρκεια της περιόδου κατά την οποία είναι υποχρεωμένος να παρέχει ΕΔΣ. [...]

7. Μια μονάδα παροχής ΕΔΣ ή ομάδα παροχής ΕΔΣ με ταμιευτήρα ενέργειας που δεν περιορίζει την ικανότητά της να παρέχει ΕΔΣ ενεργοποιεί την ΕΔΣ της για όσο διάστημα παραμένει η απόκλιση συχνότητας. [...]

9. Για τις συγχρονισμένες περιοχές CE και Σκανδιναβίας, κάθε πάροχος ΕΔΣ εξασφαλίζει τη συνεχή διαθεσιμότητα ΕΔΣ από τις οικείες μονάδες ή ομάδες παροχής ΕΔΣ με ταμιευτήρες περιορισμένης ενέργειας κατά την κανονική κατάσταση. Για τις συγχρονισμένες περιοχές CE και Σκανδιναβίας, όσον αφορά την ενεργοποίηση της κατάστασης συναγερμού ή κατά τη διάρκεια κατάστασης συναγερμού, κάθε πάροχος ΕΔΣ εξασφαλίζει ότι οι μονάδες παροχής ΕΔΣ ή οι ομάδες παροχής ΕΔΣ με ταμιευτήρες περιορισμένης ενέργειας είναι σε θέση να ενεργοποιήσουν πλήρως τις ΕΔΣ συνεχώς για χρονικό διάστημα που καθορίζεται σύμφωνα με τις παρ. 10 και 11.

Επειδή, στην παρ. 3 του άρθρου 5 «Καθήκοντα του ACER σχετικά με την εκπόνηση και εφαρμογή κωδικών δικτύου και κατευθυντηρίων γραμμών» του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942 (σχετ. 6), ορίζεται ότι:

«3. Όταν μία από τις ακόλουθες νομικές πράξεις προβλέπει την εκπόνηση προτάσεων για όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες για την εφαρμογή των εν λόγω κωδικών δικτύου και κατευθυντηρίων γραμμών, περί των οποίων απαιτείται κανονιστική έγκριση από τις αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές της εκάστοτε περιφέρειας, οι εν λόγω ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν απόφαση με

ομοφωνία σχετικά με τους κοινούς όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που θα εγκριθούν από κάθε μία από τις εν λόγω ρυθμιστικές αρχές:

α) Νομοθετική πράξη της Ένωσης εκδιδόμενη στο πλαίσιο της συνήθους νομοθετικής διαδικασίας,

β) οι κώδικες δικτύου και οι κατευθυντήριες γραμμές που έχουν εκδοθεί πριν από την 4η Ιουλίου 2019 και μεταγενέστερες αναθεωρήσεις αυτών των κωδικών δικτύου και των κατευθυντηρίων γραμμών, ή

γ) οι κώδικες δικτύου και οι κατευθυντήριες γραμμές που εκδίδονται ως εκτελεστικές πράξεις σύμφωνα με το άρθρο 5 του Κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 182/2011.»

Επειδή, κατά την παρ. 1β του άρθρου 6 του Κεφαλαίου Γ του ν. 4425/2016 (σχετ.2), προβλέπεται ότι:

«1. Πέραν των αρμοδιοτήτων που προβλέπονται στην κείμενη νομοθεσία και ιδίως στις διατάξεις του ν. 4001/2011, η ΡΑΕ: ... β) Ασκει τις αρμοδιότητες των ρυθμιστικών αρχών που προβλέπονται στον Κανονισμό (ΕΚ) 714/2009.....».

Επειδή, η υφιστάμενη μεθοδολογία σχετικά με τη διαστασιολόγηση της ΕΔΣ στη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης (σχετ. 7) περιλαμβάνει μια ντετερμινιστική προσέγγιση για τον προσδιορισμό της αναγκαίας ΕΔΣ σε επίπεδο συγχρονισμένης περιοχής, η οποία ισούται με 3.000 MW προς της θετική και την αρνητική κατεύθυνση σύμφωνα με τα οριζόμενα στο άρθρο 153 παρ. 2 σημείο β στοιχείο (ii) του Κανονισμού.

Επειδή, το θέμα της διαστασιολόγησης της ΕΔΣ συνδέεται άμεσα με τον καθορισμό του ελάχιστου διαστήματος παροχής ΕΔΣ σε κατάσταση συναγερμού από μονάδες ή ομάδες παροχής ΕΔΣ με ταμιευτήρες περιορισμένης ενέργειας σύμφωνα με το άρθρο 156(10) του Κανονισμού, για την έγκριση του οποίου οι Ρυθμιστικές Αρχές της Ηπειρωτικής Ευρώπης ενέκριναν ομόφωνα (σχετ. 8) τις αναγκαίες προϋποθέσεις που θα πρέπει να εκπληρώσουν οι ΔΣΜ έως την υποβολή της τελικής τους πρότασης.

Επειδή, μεταξύ των ανωτέρω προϋποθέσεων συμπεριλαμβάνεται η ανάπτυξη μεθοδολογίας για τον προσδιορισμό του μεγέθους ΕΔΣ με βάση τη πιθανοτική μέθοδο σύμφωνα με τις προβλέψεις του άρθρου 153 παρ. 2 σημείο γ του Κανονισμού.

Συναφώς, για την εκπλήρωση της ως άνω υποχρέωσης οι ΔΣΜ της συγχρονισμένης περιοχής Ηπειρωτικής Ευρώπης ανέπτυξαν από κοινού πρόταση σχετικά με τη Μεθοδολογία για τον προσδιορισμό του μεγέθους ΕΔΣ με βάση τη πιθανοτική μέθοδο, η οποία τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση¹ από το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ENTSO-e) από τις 15.05.2023 έως τις 15.06.2023.

Επειδή, η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με το υπό σχετικό 11 έγγραφο υπέβαλε προς έγκριση στη ΡΑΑΕΥ την ανωτέρω Μεθοδολογία, η οποία τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση² από την Αρχή στις 16 Ιανουαρίου 2024 με καταληκτική ημερομηνία την 30ή Ιανουαρίου 2024, όπου δεν υποβλήθηκαν σχόλια από κάποιον συμμετέχοντα.

¹ <https://consultations.entsoe.eu/system-operations/methodology-for-performing-the-probabilistic-dimen/>

² <https://www.raaey.gr/energeia/diavoulefsis/76064/>

Επειδή, η υποβληθείσα πρόταση ελήφθη από την τελευταία Ρυθμιστική Αρχή της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης στις 17 Ιανουαρίου 2024 συνεπώς έπρεπε να ληφθεί απόφαση έως τις 17 Ιουλίου 2024 σύμφωνα με την παρ. 7 του άρθρου 6 του Κανονισμού.

Επειδή, στην εν λόγω Μεθοδολογία σημαντική παράμετρο αποτελούν οι αποκλίσεις συχνότητας μακράς διάρκειας (Long Lasting Frequency Deviations - LLFD), τα αίτια που τις προκαλούν και τα μέτρα που λαμβάνουν οι ΔΣΜ για τον μετριασμό τους, η υποβολή σχετικής μελέτης από τους ΔΣΜ αποτελούσε μία από τις προϋποθέσεις που θα πρέπει να εκπληρώσουν οι ΔΣΜ σύμφωνα με την υπό σχετικό 9 κοινή απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών. Οι ΔΣΜ κοινοποίησαν στις Ρυθμιστικές Αρχές την ανωτέρω μελέτη τον Μάιο του 2024, επομένως δεν επαρκούσε ο χρόνος για την εξέτασή της εντός της προθεσμίας που προβλέπεται στον Κανονισμό.

Επομένως, οι Ρυθμιστικές Αρχές υπέβαλαν αίτημα στον ACER για τη χορήγηση εξάμηνης παράτασης ως προς τη λήψη απόφασης επί της υποβληθείσας πρότασης σύμφωνα με όσα προβλέπονται στην παρ. 10 του άρθρου 6 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942 (σχετ. 6). Ως εκ τούτου με την υπό σχετικό 13 απόφασή του ο ACER ενέκρινε το αίτημα των Ρυθμιστικών Αρχών για τη χορήγηση εξάμηνης παράτασης, ορίζοντας ως καταληκτική ημερομηνία για τη λήψη της κοινής απόφασης της 17η Ιανουαρίου 2025.

Επειδή, στην υποβληθείσα πρόταση για τον προσδιορισμό του μεγέθους ΕΔΣ μέσω πιθανοτικής μεθόδου ακολουθείται μία επαναληπτική διαδικασία, η οποία αρχικοποιείται ορίζοντας την τιμή της ΕΔΣ ίση με το συμβάν αναφοράς (3000MW). Η επάρκεια της παραπάνω εφεδρικής δυναμικότητας ελέγχεται μέσω πιθανοτικού μοντέλου, στο οποίο λαμβάνονται υπόψη διαφορετικά σενάρια ανισορροπιών ισχύος που συνδέονται με διαταραχές συχνότητας ποικίλων αιτιών καθώς και διακοπές λειτουργίας κρίσιμων στοιχείων του δικτύου, εφόσον οι παράμετροι συχνότητας που ορίζονται στη μεθοδολογία (Απόκλιση συχνότητας σταθερής κατάστασης, ναδίρ και ζενίθ συχνότητας, απόλυτη τιμή του RoCoF). Σε αυτό το πλαίσιο και εφόσον κατά τις διαταραχές δεν γίνεται υπέρβαση των κατωφλίων συχνότητας που ορίζονται από τους ΔΣΜ, με απώτερο στόχο να μειωθεί η πιθανότητα ανεπάρκειας ΕΔΣ σε το πολύ μία φορά ανά 20 έτη σύμφωνα με το άρθρο 153(2)(γ) του Κανονισμού, η αρχική τιμή της ΕΔΣ επαρκεί και η διαδικασία σταματά. Σε αντίθετη περίπτωση, η τιμή μεγέθους της ΕΔΣ αυξάνεται κατά 100MW και η διαδικασία επαναλαμβάνεται.

Επειδή, στην υποβληθείσα πρόταση δεν περιλαμβάνονταν οι απαιτούμενες μαθηματικές λεπτομέρειες του εφαρμοζόμενου πιθανοτικού μοντέλου, επομένως καθίσταται δυσχερής η παρακολούθηση της εφαρμογής της Μεθοδολογίας. Περαιτέρω, σημαντικά δεδομένα αναφορικά με τις αποκλίσεις συχνότητας μακράς διάρκειας που χρησιμοποιούνται στο πιθανοτικό μοντέλο απαιτούσαν διευκρινίσεις από τους ΔΣΜ. Τέλος, η προσομοίωση της εξάντλησης των εφεδρειών των μονάδων ή ομάδων

παροχής ΕΔΣ με ταμειυτήρες περιορισμένης ενέργειας (Limited Energy Reservoir - LER) δεν ήταν σύμφωνη με τα οριζόμενα στην παρ. 9 του άρθρου 156 του Κανονισμού.

Συνεπώς, οι Ρυθμιστικές Αρχές της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης αποφάσισαν δυνάμει της παρ. 1 του άρθρου 6 του Κανονισμού να αναθεωρήσουν οι ίδιες την υποβληθείσα από τους ΔΣΜ πρόταση πριν την έγκρισή της.

Επειδή, οι Ρυθμιστικές Αρχές κρίνουν σκόπιμη την προσθήκη Τεχνικού Παραρτήματος στο οποίο θα περιλαμβάνονται όλες οι απαιτούμενες μαθηματικές λεπτομέρειες της Μεθοδολογίας. Περαιτέρω ζήτησαν από τους ΔΣΜ να συμπεριλάβουν στη Μεθοδολογία διευκρινιστικά στοιχεία αναφορικά με τις αποκλίσεις συχνότητας μακράς διάρκειας που χρησιμοποιούνται στο πιθανοτικό μοντέλο. Τέλος προχώρησαν σε νομοτεχνικές τροποποιήσεις και λεκτικές παρεμβάσεις στο κείμενο της Μεθοδολογίας, προκειμένου να συνάδει με τις απαιτήσεις του Κανονισμού.

Επειδή, στις 15 Ιανουαρίου 2025, όλες οι Ρυθμιστικές Αρχές της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης συμφώνησαν ομόφωνα να εγκρίνουν την Μεθοδολογία για τον προσδιορισμό του μεγέθους ΕΔΣ με βάση την πιθανοτική μέθοδο, όπως τροποποιήθηκε από αυτές (σχετ. 13).

Αυτή η συμφωνία από τις Ρυθμιστικές Αρχές της Ηπειρωτικής Ευρώπης παρέχει αποδεικτικά στοιχεία ότι η απόφαση για την προαναφερθείσα πρόταση δεν χρειάζεται να εκδοθεί από τον ACER σύμφωνα με την παρ. 8 του άρθρου 6 του Κανονισμού. Περαιτέρω και σύμφωνα με τα οριζόμενα στο εν λόγω άρθρο του Κανονισμού προορίζεται να αποτελέσει τη βάση στην οποία οι Ρυθμιστικές Αρχές της Ηπειρωτικής Ευρώπης θα λάβουν στη συνέχεια νομικά δεσμευτικές εθνικές αποφάσεις για την έγκριση της Μεθοδολογίας για τον προσδιορισμό του μεγέθους ΕΔΣ με βάση πιθανοτική μέθοδο.

Επειδή, κατά το άρθρο 22 του ν. 4001/2011 «Η ΠΑΕ, στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της, παρακολουθεί και εποπτεύει τη λειτουργία της αγοράς ενέργειας... συμπεριλαμβανομένης της έκδοσης κανονιστικών και ατομικών πράξεων, ιδίως για την ...ανάπτυξη της εσωτερικής αγοράς ενέργειας της Ευρωπαϊκής Ένωσης...» και κατά το άρθρο 32 του ίδιου νόμου «1. Οι πράξεις και αποφάσεις της ΠΑΕ, ... δημοσιοποιούνται με ανάρτηση στην επίσημη ιστοσελίδα της. Οι κανονιστικού χαρακτήρα αποφάσεις της ΠΑΕ δημοσιεύονται επιπλέον στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως...».

Για τους παραπάνω λόγους, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά τα άρθρα 6 (παρ. 1 και 3) του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485, 6 του ν. 4425/2016 (Α' 185) και 22 και 32 του ν. 4001/2011 (Α' 179) και σύμφωνα με την ομόφωνη συμφωνία των Ρυθμιστικών Αρχών της Ηπειρωτικής Ευρώπης:

1. Την έγκριση των παραδοχών και της μεθοδολογίας για την πιθανοτική διστασιολόγηση της ΕΔΣ στη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 153 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών

για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, το κείμενο της οποίας προσαρτάται στην παρούσα απόφαση ως «Παράρτημα» και αποτελεί αναπόσπαστο τμήμα αυτής.

2. Την κοινοποίηση της παρούσας απόφασης στην εταιρεία με την επωνυμία «ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ

ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΕ», και με διακριτικό τίτλο «ΑΔΜΗΕ Α.Ε.» για τις σχετικές της ενέργειες σύμφωνα με τον Κανονισμό.

3. Την ανάρτηση της παρούσας απόφασης στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΑΕΥ και τη δημοσίευσή της στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ

**Assumptions and methodology for a probabilistic FCR dimensioning
in the Continental Europe synchronous area in accordance with
Article 153(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2
August 2017 establishing a guideline on electricity transmission
system operation**

Date: 14 January 2025

Whereas

- (1) Article 153(2) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (hereafter referred to as “System Operation Guideline” or “SO GL”) contains criteria that the Transmission System Operators (hereafter referred to as “TSOs”) of each synchronous area shall follow when specifying the dimensioning rules for Frequency Containment Reserve (hereafter referred to as “FCR”).
- (2) According to Article 6(3)(d)(ii) of the SO GL, the dimensioning rules for FCR are subject to approval by all regulatory authorities of the concerned region. Once approved these rules are included in the synchronous area operational agreement. For the Continental Europe synchronous area this agreement is part of the wider Synchronous Area Framework Agreement (hereinafter referred to as “SAFA”) stipulated by the TSOs.
- (3) The TSOs of the Continental Europe synchronous area have historically adopted a deterministic criterion for the dimensioning of FCR. Such criterion considers that the FCR shall be able to contain a frequency deviation due to the worst expected outages combination in the system, reflected by the ‘reference incident’ being equal to 3000 MW in both positive and negative direction, pursuant to Article 153(2)(b) of the System Operation Guideline.
- (4) For the Continental Europe synchronous area, Article 153(2)(c) of the SO GL states that the TSOs of the Continental Europe synchronous area have the right to define a probabilistic dimensioning approach for FCR, taking into account the pattern of load, generation and inertia, including synthetic inertia as well as the available means to deploy minimum inertia in real-time in accordance with the methodology referred to in Article 39 of the SO GL, with the aim of reducing the probability of insufficient FCR to below or equal to once in 20 years.
- (5) The probabilistic FCR dimensioning generally contributes to the achievement of the objectives of Article 4(1) of the SO GL. Specifically, the probabilistic FCR dimensioning provides the TSOs of the Continental Europe synchronous area with a methodology to evaluate the needs of FCR considering all the relevant contributing factors. Such methodology contributes to the determination of common operational security requirements and principles as set in Article 4(1)(a) of the SO GL. It furthermore contributes to ensuring the conditions for maintaining operational security throughout the Union as set in Article 4(1)(d) of the SO GL. Finally it contributes to ensuring the conditions for maintaining a frequency quality level of all synchronous areas throughout the Union as set in Article 4(1)(e) of the SO GL. The probabilistic FCR dimensioning does not impact on the other objectives listed in Article 4(1) of the SO GL.

- (6) The probabilistic methodology for FCR dimensioning contributes to pursuing the general objectives of the SO GL of safeguarding operational security by defining the proper FCR dimensioning needs.

Article 1: Subject matter and scope

1. The assumptions and methodology for the probabilistic FCR dimensioning represent the dimensioning rules for FCR for Continental Europe synchronous area in accordance with Article 153(2) of the SO GL.

Article 2: Definitions and interpretation

1. For the purposes of the probabilistic FCR dimensioning, terms used in this document shall have the meaning of the definitions included in Article 3 of the SO GL.
2. Further, in the probabilistic FCR dimensioning, unless the context requires otherwise, the following definitions shall apply:
 - a) 'Critical Condition' is a serie of minutes meeting one or more of the criteria for not acceptable minute and spaced each other not more than a parametrical number of minute.
 - b) 'Deterministic frequency deviation' or 'DFD' means regular deviations of the grid frequency that occur around the hourly or sub-hourly intervals.
 - c) 'Equivalent reservoir energy capacity' means the energy requirement for LER associated to the Time Period and shall amount to twice the energy provided by the full activation of LER for the Time Period.
 - d) 'FAT' means 'automatic FRR Full Activation Time' as defined in Article 3 (101) of SO GL.
 - e) 'frequency nadir' is the minimum instantaneous frequency reached during an underfrequency transient.
 - f) 'frequency zenith' is the maximum instantaneous frequency reached during an over frequency transient.
 - g) 'Initial RoCoF', is the RoCoF calculated at the time in which a disturbance happens.
 - h) 'LER' means 'FCR providing units or groups with limited energy reservoirs': FCR providing units or FCR providing groups are deemed as with limited energy reservoirs in case a full continuous activation for a period of 2 hours in either positive or negative direction might, without consideration of the effect of an active energy reservoir management, lead to a limitation of its capability to provide the full FCR activation.
 - i) 'LER Share' means the amount of LER in MW.
 - j) 'Long lasting frequency deviation' or 'LLFD' means an 'event with an average steady state frequency deviation larger than the long-lasting frequency threshold over a period longer than the time to restore frequency.

- k) 'Long-lasting frequency threshold' means a parameter used to identify Long lasting frequency deviation.
 - l) 'Market induced imbalances' means the 'generation-load imbalance caused by the change in generation set points according to the results of the market scheduling'.
 - m) 'Maximum Transient Frequency Deviation' is the difference in absolute value between the frequency at the time in which the disturbance happens and the frequency nadir for under-frequency or the frequency zenith for over-frequency phenomena. It represents the maximum frequency excursion before frequency starts to recover.
 - n) 'Maximum Initial RoCoF' is maximum RoCoF acceptable during a transient.
 - o) 'RoCoF', means Rate of Change of Frequency, is the derivative of the frequency.
 - p) 'System droop' means 'the ratio between frequency deviation and steady state power response provided by FCP'.
 - q) 'Time Period', means 'the time for which each FCR provider shall ensure that its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously, as of triggering the alert state and during the alert state' as determined according to Article 156(9) of the System Operation Guideline.
3. In this document, unless the context requires otherwise:
- a) the singular indicates the plural and vice versa;
 - b) references to an "Article" are, unless otherwise stated, references to an Article of this document;
 - c) the table of contents and headings are inserted for convenience only and do not affect the interpretation of the probabilistic FCR dimensioning; and
 - d) any reference to legislation, regulation, directive, order, instrument, code or any other enactment shall include any modification, extension or re-enactment of it then in force.

Article 3: Outcome of the probabilistic FCR dimensioning

1. The outcomes of the probabilistic FCR dimensioning is a symmetrical value in MW for FCR for the entire Continental Europe synchronous area in accordance with Article 153 of the System Operation Guideline, computed according to the process described in Article 4.

Article 4: FCR dimensioning criteria and process

1. The symmetrical value for FCR for the entire Continental Europe synchronous area represents the minimum amount of FCR needed in accordance with Article 153 of the SO GL, taking into account the pattern of load, generation and inertia, including synthetic inertia as well as the available means to deploy minimum inertia in real-time in accordance with the methodology referred to in Article 39 of the SO GL, with the aim of reducing the probability of insufficient FCR to below or equal to once in 20 years.

2. The symmetrical value for FCR for the entire Continental Europe synchronous area is computed by the mean of an iterative procedure as follows:
 - a) the process starts by setting a FCR value equal to the reference incident;
 - b) the FCR value is tested by the mean of the Probabilistic Simulation Model referred to in Article 5;
 - c) if the FCR is deemed sufficient according to the criteria in Article 7, the procedure stops, otherwise the FCR value is increased by 100 MW and a new iteration is run;
 - d) the process continues until a sufficient FCR value is detected.

Article 5: Probabilistic Simulation Model

1. The Probabilistic Simulation Model simulates the behaviour of the whole Continental Europe synchronous area in terms of frequency trends, testing the efficiency of the value of FCR in ensuring a proper frequency quality according to the frequency acceptance criteria in Article 6.
2. The Probabilistic Simulation Model shall implement a function to calculate the dynamic frequency response consequent to a disturbance. Such function shall consider the variation in power imbalance between two following calculation steps and calculate the key parameters of the frequency transient: (frequency nadir, frequency zenith and RoCoF), along with the steady state frequency deviation considering the system droop. The models parameters are tuned to provide the best equivalent behaviour of the power system.
3. The Probabilistic Simulation Model uses a Probabilistic Simulation Process in order to simulate several years of operation conditions of the synchronous area by means of random draws of power imbalances associated to DFDs, LLFDs, and outages of relevant grid elements. For each simulated year a power imbalance trend is determined and the corresponding frequency deviation and relevant parameters are computed according to the function described in paragraph 2.

The operation period to be simulated shall be estimated to generate statistically significant results and to provide the best compromise among the desired level of accuracy and computational time efforts; in any case at least 200 years shall be simulated.

The time discretization adopted by the Probabilistic Simulation Process shall be 1 minute. Each variable shall thus be calculated on a 1-minute basis.
4. Input power imbalances deriving from DFDs and LLFDs are computed by the mean of an algebraic relation simulating the steady state behaviour of the system.
5. Power imbalances associated to outages of relevant grid elements are determined simulating the FRP with a single FRP controller without FRR limitations. The single FRP controller shall use a FAT calculated as an average of the FAT of all the LFC areas

belonging to the synchronous area weighted by the FRR K-factors, until the FAT will be harmonized.

6. The annual review of FRR K-factors can be neglected as long as the review does not affect significantly the average FAT as defined in paragraph 5.
7. The Probabilistic Simulation Process can neglect the entire Cross-Border Load-Frequency Control Process.
8. The Probabilistic Simulation Process shall be able to simulate the depletion of LER and its effects on the frequency deviation, taking into account the LER Share and the Time Period. If an alert state is detected, as of triggering the alert state and during the alert state, the depletion of the LER is simulated considering that the energy content in the reservoir as of triggering the alert state allow the LER to fully activate FCR continuously for a period equal to the Time Period.
9. More details about the Probabilistic Simulation Model are reported in the Annex.

Article 6: Sources of power imbalances

1. As detailed in the Annex and mentioned in Article 5(3), the Probabilistic Simulation Model shall take into account:
 - a) Outages of relevant grid elements,
 - b) Deterministic frequency deviations (DFDs),
 - c) Long lasting frequency deviations (LLFDs).
2. For DFDs and LLFDs, the TSOs shall consider the market induced imbalances and analyse frequency historical trends of the synchronous area over a number of years, as defined by the Continental Europe TSOs according to Article 9.
3. For outages of relevant grid elements the TSOs shall define a list of all the grid elements whose outages lead to relevant power imbalances and indeed to relevant FCR activation.

Article 7: Frequency acceptance criteria

1. At each iteration, all Critical Conditions occurring in each simulated year are identified by checking whether a series of minutes, spaced each other not more than a parametrical number of minutes meets one or more of the following criteria:
 - a) The Steady State Frequency Deviation exceeds the steady state maximum frequency deviation.
 - b) The frequency nadir or frequency zenith during a frequency transient exceeds the admissible thresholds, as defined by the Continental Europe TSOs according to Article 9.

- c) The absolute value of RoCoF exceeds the Maximum Initial RoCoF, as defined by the Continental Europe TSOs according to Article 9.
2. The FCR considered is deemed sufficient when the number of identified Critical Conditions is less than or equal to 1/20 of the number of simulated years. Such condition shall be fulfilled by the final dimensioned FCR

Article 8: Simulation scenarios

1. The symmetrical value for FCR for the entire Continental Europe synchronous area is determined every two years considering the best estimations of the input data regarding the evolution of sources of frequency disturbances (taking into account the frequency management procedures implemented in the meantime by the Continental Europe TSOs), the expected LER shares, their respective Time Period and any other factor impacting the calculation and dimensioning of FCR.
2. In case there are significant changes in the input datasets, the TSOs may, on their own initiative, redetermine The symmetrical value for FCR for the entire Continental Europe synchronous area even before the two years period foreseen in paragraph 1.
3. The national regulatory authorities of the Continental Europe synchronous area have the right to send the TSOs a coordinated request for the redetermination of the symmetrical value for FCR for the entire Continental Europe synchronous area.

Article 9: Reporting

1. Before each run of the FCR dimensioning process pursuant to Article 4, the TSOs shall provide the national regulatory authorities of the Continental Europe synchronous area with the values, and justifications for each value, of all the relevant thresholds adopted to assess the frequency acceptance criteria of Article 7, and all the parameters described in the Annex.
2. The TSOs shall send to the national regulatory authorities of the Continental Europe synchronous area at the end of each run of the FCR dimensioning process pursuant to Article 4 a report listing:
 - i. the mitigation measures considered in the LLFDs dataset and how they were taken into account
 - ii. the main parameters adopted to assess the frequency acceptance criteria and the reasons behind their choice;
 - iii. the symmetrical value of FCR.;
 - iv. the reasonings behind the choice to redetermine the full FCR and the base FCR in case such redetermination occurs on initiative of the TSOs according to Article 8(2);

Article 10: Publication and implementation of the probabilistic FCR dimensioning

1. Each Continental Europe TSO shall publish the probabilistic FCR dimensioning without undue delay after all the national regulatory authorities of the Continental Europe synchronous area have approved the document, in accordance with Article 8 of the SO GL.
2. The Continental Europe TSOs shall have implemented the probabilistic FCR dimensioning within 12 months after the national regulatory authorities of the Continental Europe synchronous area have approved the document.
3. Within 1 month from the approval of the FCR dimensioning by the national regulatory authorities of the Continental Europe synchronous area, the Continental Europe TSOs shall organize a series of meeting with the above mentioned regulatory authorities in order to keep discussing how the FCR obligation may be identified in order to allocate more responsibilities to the LFC blocks causing the most significant LLFDs.

Article 11: Language

1. The reference language for this methodology shall be English. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this methodology into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs in accordance with Article 8(1) of the SO GL and any version in another language, the relevant TSOs shall, in accordance with national legislation, provide the relevant national regulatory authorities with an updated translation of the methodology.

Technical Annex of the methodology for performing the probabilistic dimensioning of FCR in CE synchronous area according to Article 153(2) of Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation

Date: 14 January 2025

1. Acronyms and references

ACE	Area Control Error
CE	Continental Europe
LER	FCR providing units or groups with limited energy reservoir
FCR	Frequency Containment Reserve
FCP	Frequency Containment Process
FRR	Frequency Restoration Reserve
FRP	Frequency Restoration Process
FSM	Frequency Sensitive Mode
Non-LER	FCR providing units or groups without limited energy reservoir
NP RES	Non Programmable Renewable Energy Sources
RES	Renewable Energy Sources
SO GL	System Operation Guideline
SA	Synchronous Area
T _{min LER}	As of triggering the alert state and during the alert state, time for which each FCR provider shall ensure that its FCR providing units with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously.
FAT	Full Activation Time of FRR
ROCOF	Rate of Change of Frequency

- [1] COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation.
- [2] ENTSO-E, SPD, “Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe”, 2016.
- [3] ENTSO-E, SPD – Inertia TF, “Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)”, 2020.
- [4] ENTSO-E, “ENTSO-E HVDC Utilization and Unavailability Statistics 2021”, 2022.

2. Methodology for probabilistic approach for FCR dimensioning

2.1 Overview and description of the methodology

The methodology to perform the FCR probabilistic dimensioning required in the Continental Europe Synchronous Area is based on a probabilistic model which randomly combines the most important source of power imbalance in the system and simulate the resulting frequency deviation.

The model works on a large set of simulated years, in order to reach probabilistic significant results.

According to Article 153(2)(c) of SO GL, the probabilistic approach to FCR dimensioning shall be aimed at reducing the probability of insufficient FCR to below or equal to once in 20 years.

Namely, whenever a power imbalance exceeds the available FCR, the FCR is considered insufficient. In terms of frequency deviation, such condition results in a steady state frequency deviation larger than the Maximum Steady State Frequency Deviation (at which FCR shall be fully deployed).

Moreover, since the available FCR impacts also the frequency transient following a sudden change in power imbalance. “insufficient FCR” conditions are also those conditions where the frequency dynamic performances are severely degraded. , i.e. those conditions when the frequency exceeds specific thresholds in terms of Δf peak or ROCOF.

The purpose of the model is thus to determine the minimum amount of FCR which allows to ensure that the insufficient FCR conditions (i.e., a Critical Conditions) occur not more often than once in 20 years.

A Critical Condition is a series of minutes spaced each other not more than a parametrical number of minutes and meeting one or more of following criteria:

- a. The absolute value of Steady State Frequency Deviation ($SS\Delta f$) as simulated by the Probabilistic Simulation Model exceeds the steady state maximum frequency deviation (200 mHz for CE)
- b. The absolute value of frequency peak reached during a transient exceeds the admissible thresholds .
- c. The absolute value of ROCOF exceeds the Maximum Initial ROCOF.

Maximum Transient Frequency Deviation and Maximum Initial ROCOF are parameters defined by TSOs and made publicly available before the execution of the methodology.

The model starts with the current deterministic FCR. The model then iterates increasing step by step the FCR until the number of Critical Conditions in the simulated frequency deviation is such that they occur not more often than once in 20 years.

The model takes into account the potential presence of LER (Limited Energy Reservoir FCR providers) in the calculation of the results.

- The Probabilistic Simulation Model shall take into account: Outages on generation plants and HVDC connections. Details on how the power imbalance is calculated are provided in Section 2.4.
- Power imbalance associated with Deterministic Frequency Deviations (DFDs). Details on how the DFDs are calculated are provided in Section 2.2.
- Power imbalance associated with Long-Lasting Frequency Deviations (LLFDs). Details on how the LLFDs are calculated are provided in Section 2.3.

DFDs and LLFDs are calculated starting from historical data of frequency deviations while the power imbalances due to outages are derived from outages statistics.

An overall power imbalance is randomly generated from these three different sources of disturbance. Such power disturbance is used to calculate simulated frequency deviation trends which are then analysed to verify whether they fulfill the minimum acceptance criteria.

The whole model operates with a time granularity of one minute. Hence the power input power imbalance as well as the simulated frequency deviations are trends with 525600 minutes a year (leap-year presence is neglected).

The overview of the process is shown in the following Figure 1.

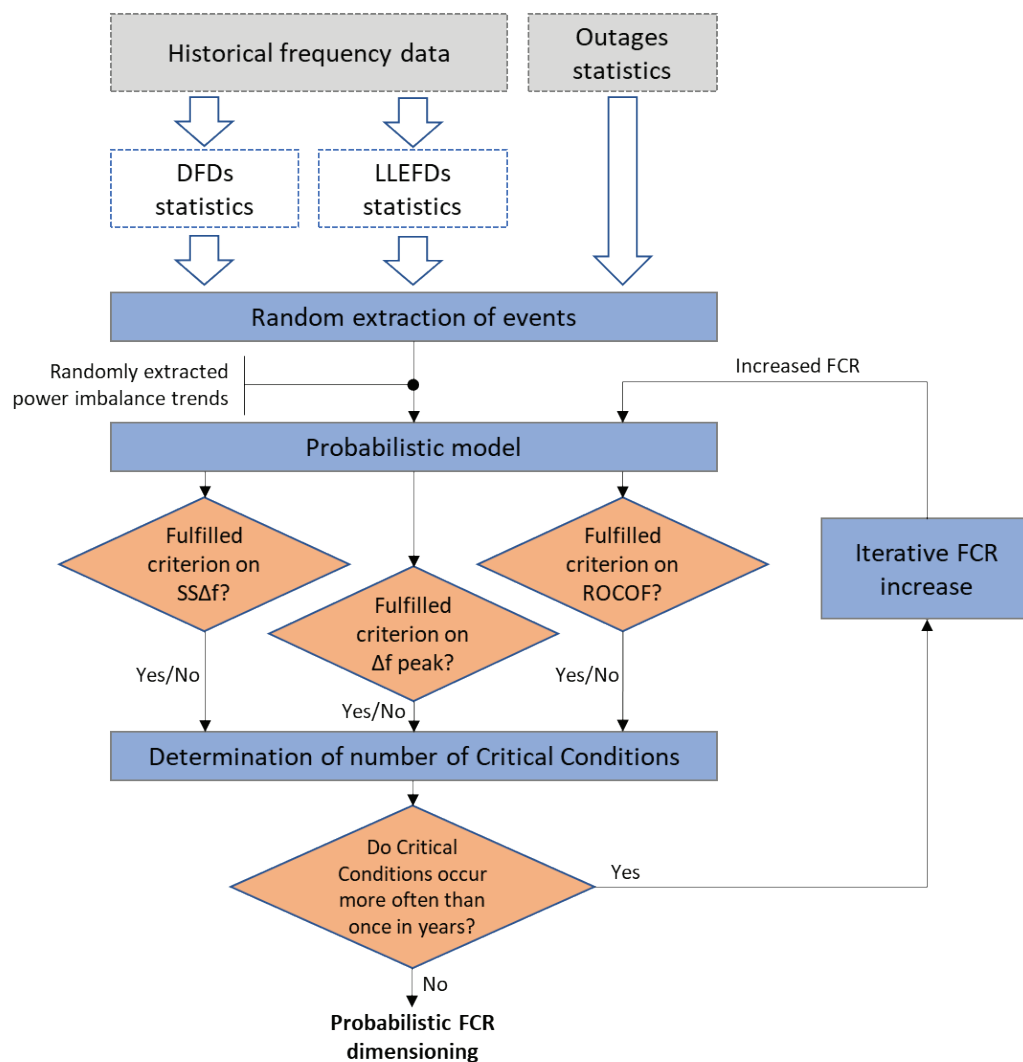


Figure 1: General overview of the model adopted for the probabilistic approach for FCR dimensioning

Figure 2 provides a more detailed depiction of how the input statistics (frequency, outages) are exploited.

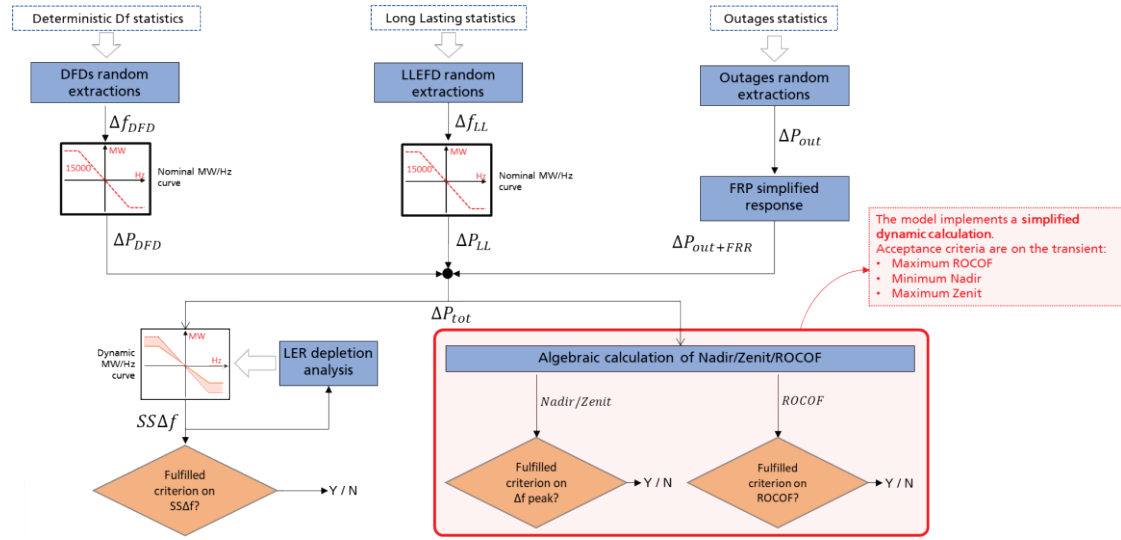


Figure 2: Detailed overview of the model adopted for the probabilistic approach for FCR dimensioning

2.2 Functionality for DFDs statistics and DFDs random extractions

DFDs are market-induced frequency deviations which regularly occur around the change of the market time unit (usually the change of hour).

In the model, the statistic of DFDs are directly calculated from the historical frequency trends with 1-minute granularity. The model extracts the frequency around the change of hour: are considered as DFDs all the frequency samples in a minute's range around the minute 0 (DFD interval).

For each simulated year, this functionality is aimed at calculating a trend of the frequency deviation due to DFDs.

This trend is equal to 0 for all the minutes m which do not belong to the DFD interval. The minutes m belonging to the DFD interval are taken from the input historical frequency trends.

DFDs are randomly selected for the input of the model, looking at homologous days in past years. For example the DFDs to be assigned to 1st January of a simulated year are directly taken from the DFDs which actually occurred in the system during the 1st January of a randomly selected past year (e.g. 2018). This mechanism allows to keep the daily pattern of occurrence for DFDs: for example, the DFDs occurring around 6 am are taken from the same hour in the same day of another year.

The random choice of the year is biased towards most recent years. The probability of the past year y is indeed calculated with the following formula:

$$p_y = \frac{1}{N_{years}} e^{-\frac{y-y_{last}}{N_{years}}}$$

Where:

y_{last} is the most recent year for which data are available;

N_{years} is the number of years for which historical trends are available.

The functionality results in a frequency trend composed by randomly extracted DFDs.

2.3 Functionality for LLFDs statistics and LLFDs random extractions

For the purpose of FCR dimensioning, the definition of long-lasting frequency deviations (LLFDs) is a “condition with an average steady state frequency deviation larger than a share of the Standard Frequency Range over a period longer than the Time To Restore Frequency”.

The tool scans the frequency trends acquired as input to detect all such conditions.

The scan operates following these rules:

- A moving average (with a width equal to Time to Restore Frequency) scans the data of a whole year.
- If the moving average frequency deviation exceeds a threshold equal to a share of the Standard Frequency Range, a LLFD is detected.
- The LLFD length is calculated looking at its average frequency. The LLFD lasts as long as its average frequency exceeds a share of the Standard Frequency Range. This average is calculated from the beginning of the LLFD).

A list of all the detected LLFDs is created. Each LLFD is associated with the following information:

- Year of occurrence;
- Minutes in which it started;
- Duration;
- Frequency trend (vector of df characterizing the event)

These statistics are then exploited to generate a random extraction of LLFDs to be used as input by the model.

The procedure iterates on all the minutes of the year, as follows:

1. It decides whether or not a LLFD starts at minute m .
This choice depends on the probability that a LLFD starts at the generic minute m of a day (e.g., at 02.15 PM). The latter probability is equal to the ratio between the number of LLFD starting in the minute m (in the whole frequency dataset) and the number of days in the frequency dataset ($365 * N_{years}$).
If no LLFD occurrence is extracted, the procedure proceeds analysing the following minute ($m+1$).
If a LLFD occurrence is extracted, the procedure proceeds at the step 2.
2. The year y from which to select a LLFD starting at minute m is randomly extracted. For this the following probability is used:

$$p_{m,y} = \frac{1}{N_{m,yeas}} e^{-\frac{y-y_{last}}{N_{m,yeas}}}$$

Where $N_{m,years}$ is the number of years for which at least one LLFD starting at minute m has been detected and y_{last} is the most recent year for which data are available;

3. The specific LLFD to be used is then chosen from the set of all LLFDs started at minute m and occurred in the year y (chosen in the step 2). The random choice of the specific LLFD to be used is based on an uniform distribution: all LLFDs in the set have the same probability to be chosen.
4. The selected LLFD is assigned to the trend. If the LLFD lasts for k minutes, the LLFD frequency trend is assigned to the interval between minute m and minute $m+k-1$.
5. The procedure returns to step 1 for minute $m+k$.

The functionality results in a frequency trend composed by randomly extracted LLFDs.

2.4 Functionality of outages random extractions and calculation of associated power imbalances

The outages are provided as input already in a statistical form: each potential event is associated with its:

- power loss: power change as of the event occurs;
- probability of occurrence: average number of events in a year.

The random extraction of outages uses as input the list of possible events

The extraction operates cycling on all the minutes of the year. For each minute m , all the possible events are tested to verify whether they occur or not.

For each possible event v , a random value in $[0, 1]$ is generated and it's compared with the probability that the event occurs in the minute ($p_{v,m}$):

$$p_{v,m} = 1 - e^{-\frac{FR}{365 \cdot 24 \cdot 60}}$$

Where FR : *Failure Rate* is the average number of occurrence in a year for a specific outage.

If the random generated value is below $p_{v,m}$ the outage occurs. It means that the system must cope with the power imbalance associated with the event.

The total amount of power imbalance in each minute is equal to the sum of the power imbalances of all the events which are extracted in that minute.

The result of the calculation is a yearly power imbalance trend due to extracted outages.

FRR effects are applied to such calculated power imbalance yearly trend. The FRR is modelled as a simplified 1st order dynamic system. The power imbalances are brought to zero by FRR with a time constant equal to 1/3 of the FRR FAT.

After roughly 3 time constants the transient is ended, this condition simulates the restoring effects of FRR in balancing the power imbalance due to outages within FRR FAT.

The following Figure 3 shows an example of the FRR effects on the power imbalances due to outages.

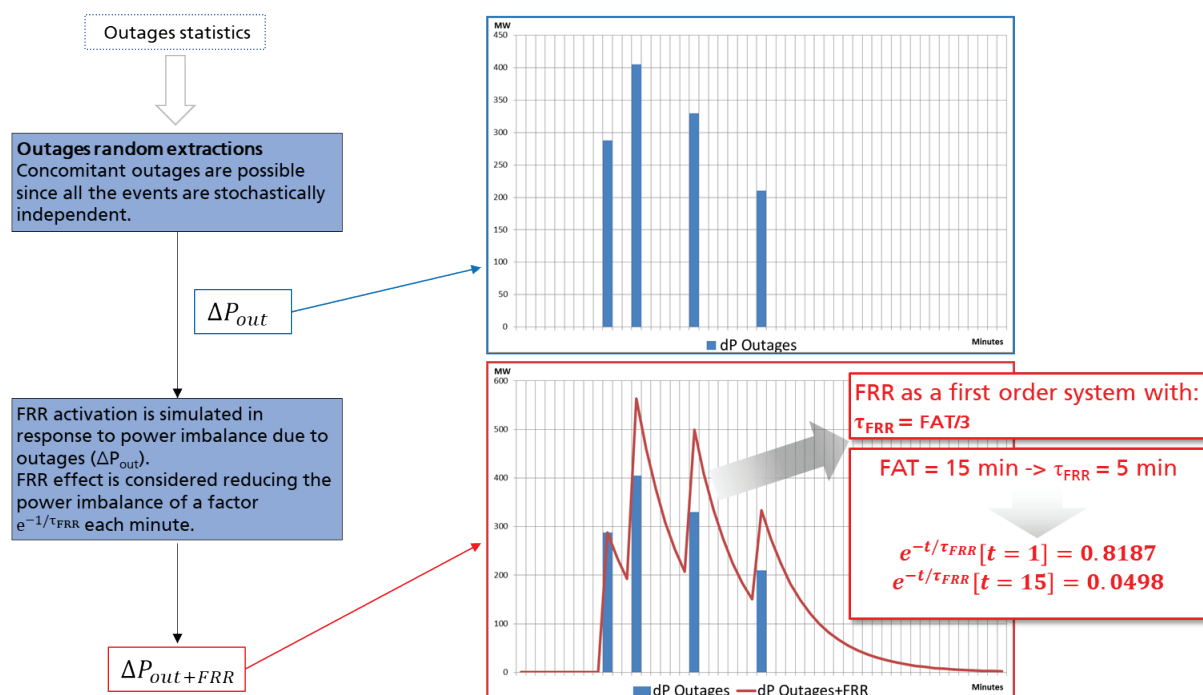


Figure 3: Example of FRR effects on power imbalance due to outages (15 min FAT is merely illustrative)

The functionality results thus in power imbalance trends due to outages and consequent FRR activation.

2.5 Functionality of combination of extracted DFDs, LLFDs and outages to generate global power imbalance trends

The combination of the input due to different sources takes place in terms of power imbalance: the power imbalance due to outages is combined with the power imbalance corresponding to DFDs and LLFDs.

In order to convert the frequency deviation trends into equivalent yearly power imbalance trends, a converting module is used. The module operates the conversion using a MW/Hz curve (given as input). In other words, the frequency deviations due to DFDs and LLFDs are converted into power imbalances assuming the conversion factor which was in place at the moment of their real occurrence. Such converting factor is the MW/Hz dependency with a FCR equal to the value present in the year the data are referred to (e.g., 3000 MW for years up to 2024). Such MW/Hz dependency doesn't change during the iteration since it is related to historical data trends.

The global power imbalance is obtained by summing the three power imbalances (due to LLFDs, DFDs, and outages).

To avoid overlaps between DFDs and LLFDs the priority is given to LLFDs. LLFDs and DFDs are not summed each other, but - on each minute - the presence of a LLFD overrides the presence of a DFDs.

2.6 Model to calculate the steady state frequency deviation in every minute.

This functionality progressively simulates system operation (in terms of frequency control) over the 525600 minutes of a year.

For each minute m it calculates the steady state simulated frequency deviation ($SS\Delta f_m$) considering as input:

- The global power imbalance: ΔP_m
- current regulating energy: $reg.en.m$

The regulating energy depends on the FCR amount in the current inteneration and on the possible exhaustion of LER present in the FCR provision.

The output of the functionality is the simulated steady state frequency deviation trend ($SS\Delta f$).

Such variable is modelled through a MW/Hz curve as shown in the example of Figure 4.

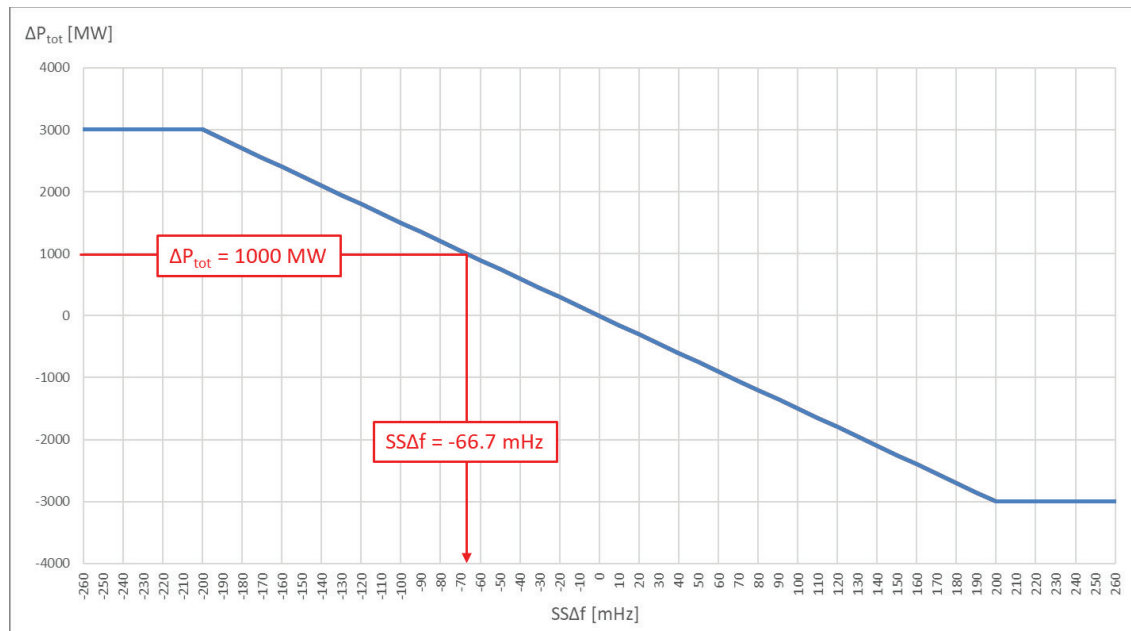


Figure 4: Example of using a MW/Hz curve of 3000 MW/Hz to calculate $SS\Delta f$ from ΔP_{tot}

A change in the regulating energy ($reg.en.m$) leads to a different frequency deviation, starting from the same power imbalance.

The standard regulating energy depends on the procured FCR. For instance, if in the current iteration a condition with FCR = 3000 MW is considered, the standard regulating energy ($reg.en_{standard}$) is equal to 15000 MW/Hz (i.e., 3000 MW of FCR with full activation at 0.2 Hz).

Should a LER depletion be detected, the regulating energy ($reg.en.m$) decreases and the modelled curve has to be rescaled.

When LER reservoirs are depleted, their FCR contribution is indeed considered as instantaneously lost (they cannot provide anymore upward/downward regulation power). Only the non-LER providers are still available to regulate the system. Given an input power imbalance, the resulting frequency deviation is thus greater than in the situation with all the LER available.

This condition is modelled with a reduction of regulating energy (i.e., a rescale of the MW/Hz curve) equal to the proportion of FCR lost due to the LER depletion. This proportion is the LER share.

For instance, if the LER share is 50%, once the LER are depleted the regulating energy is reduced by a factor 2 (the MW/Hz is rescaled by a factor 2). It means that the frequency deviation associated with a power imbalance is doubled if compared to the standard condition.

The following Figure 5 shows the reduction in such example.

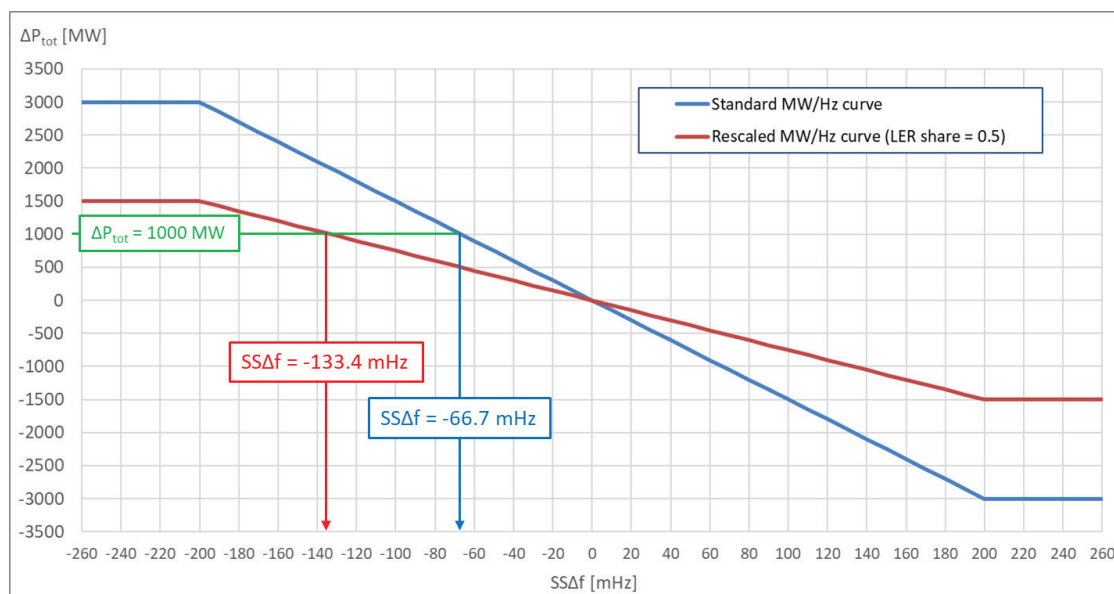


Figure 5: Example of rescale of MW/Hz curve by a factor 2

The model update at each minute m the current regulating energy ($reg.en.m$). The formula is:

$$reg.en._m = \begin{cases} reg.en._{standard} \cdot (1 - LER \text{ share}), & \text{if LER are depleted} \\ reg.en._{standard}, & \text{if LER are not depleted} \end{cases} \quad (1)$$

To check whether the LER are depleted or not, the energy content of LER reservoir is calculated in each minute.

The Figure 6 schematically shows the process by which the regulating energy is rescaled as a consequence of the LER depletion.

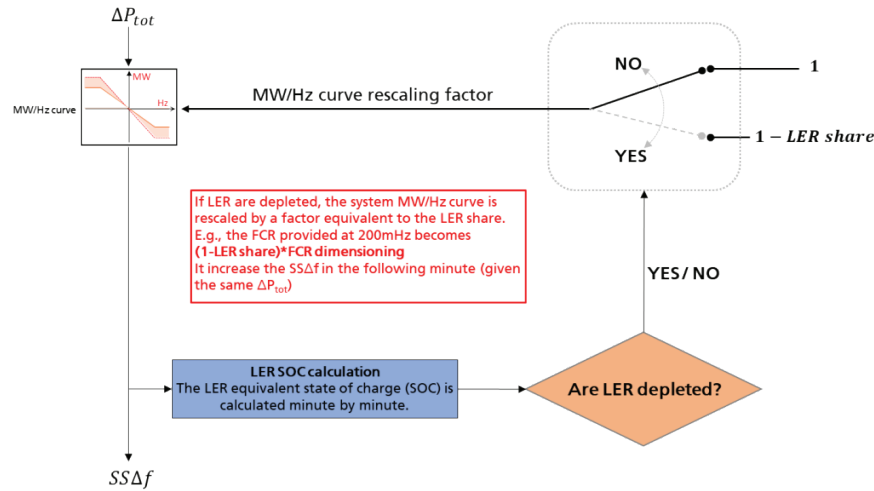


Figure 6: Schematic procedure for rescaling MW/Hz curve as a result of LER depletion

The combined effects of the recharging strategy and of the simulated frequency deviation can lead the LER to recover from a depletion condition. As this occurs, the regulating energy returns to its standard condition (e.g., 15000 MW/Hz if FCR = 3000 MW).

The LER are considered without energy limitations while frequency remains inside the Standard Frequency Range.

If a continuous exceeding of the Standard Frequency Range includes the triggering of an alert state³, the activated energy and the residual energy in the reservoir is calculated from the triggering of the alert state.

LER deplete as their reservoir reaches the maximum or minimum energy level. The capacity of the reservoir depends on the minimum activation time period the LER are subject to.

2.7 Model to calculate the dynamics of the frequency deviation in each minute.

³ An alert state is triggered if at least one of the following conditions occurs:

- The absolute value of simulated steady state frequency deviation exceeds for 5 consecutive minutes half of the Maximum Steady State Frequency Deviation.
- The absolute value of simulated steady state frequency deviation exceeds for 15 consecutive minutes the Standard Frequency Range.

The characteristics of the frequency during a transient - such as the frequency peak (nadir or zenith) and the ROCOF – need to be considered for the FCR dimensioning process (Figure 8).

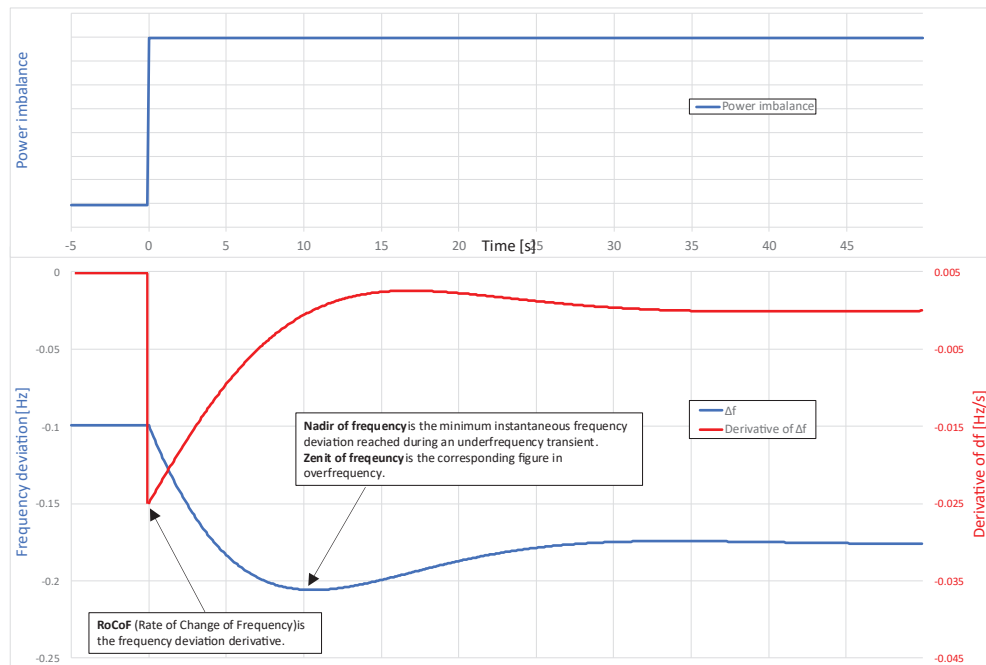


Figure 7: Example of frequency transient characteristics and main performance indicators: zenith, nadir and RoCoF

Given the wide number of transient to be calculated for the dimensioning exercise, it is unfeasible to perform an actual dynamic simulation in each single minute. There is therefore the need to adopt an algebraic calculation of zenith/nadir and ROCOF starting from the aggregated single-busbar model depicted in Figure 8, based on considerations from [2].

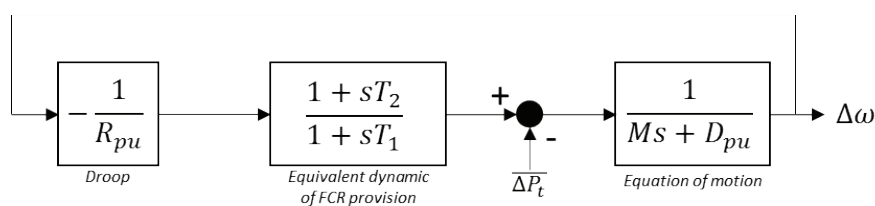


Figure 8: Simplified single-busbar dynamic model of the CE power system

Where:

- **Equation of motion:** represents the response of the power systems in terms of inertia and self regulation of load;
- **Droop:** represents the static response of the FCR (see Figure 4);
- **Equivalent dynamic of FCR provision:** represents the average combined effects of the dynamic responses provided by all FCR providers.

The parameters presented in Figure 8 are thus:

$R_{pu} = \frac{1}{En. Reg.} \cdot \frac{P_n}{f_n} [pu_P/pu_{\Delta f}]$	Droop in pu (<i>En. Reg.</i> is associated with a certain MW/Hz curve and it's expressed in [MW/Hz])
$T_1 [s]$	Pole time constant of average FCR dynamics
$T_2 [s]$ dynamics	Zero time constant of average FCR dynamics
$D_{pu} = \frac{D}{f_n} [pu_P/pu_{\Delta f}]$	Self-regulation of load (<i>D</i> is expressed in [pu/Hz])
$M = 2 \cdot H [s]$	System equivalent angular momentum (2*Inertia)
$P_n [MW]$	Load at SA level
f_n	Nominal frequency (50 Hz)

The output of the diagram ($\Delta\omega$) is the frequency deviation in pu.

Considering the actual and complex dynamics of the SA, with this model significant approximations are introduced, since each provider (and each technology) has its own peculiarities when it comes to the FCR deployment dynamic. Such variety of responses is simplified with a single 2nd order dynamic model in order to derive the algebraic formulas for Zenith/Nadir and ROCOF. The ROCOF is evaluated as the initial ROCOF.

Such formulas are derived assuming that a stepwise disturbance is applied on the model presented in Figure 8.

In this way an algebraic relationship between the disturbance and the system parameters can be used within the iterative probabilistic model.

The calculation of dynamic performances of frequency deviations are based on the same 1-minute granularity adopted for the steady state calculations. It means that all the variables (e.g., power imbalance and steady-state frequency deviation) continue to change minute-by-minute.

Both the transient frequency peak (Zenith/nadir) and the ROCOF are therefore calculated on a 1-minute basis.

The input of such calculation is the difference of power imbalance between two following minutes.

2.8 Assessment of the acceptability criteria on the resulting simulated frequency deviation

A FCR dimensioning shall be considered acceptable if ensures that the FCR is insufficient not more often than once every 20 years.

The first step is to assess whether a specific minute is considered an acceptable minute. A minute is considered an acceptable minute if it fulfills all the following three criteria:

- The absolute value of the simulated steady state frequency deviation does not exceed the steady state maximum frequency deviation;
- The absolute value of the maximum/minimum instantaneous frequency deviation during transients doesn't exceed the thresholds defined by the TSOs;
- The absolute value of the ROCOF does not exceed the Maximum Initial ROCOF as defined by the TSOs.

A minute is considered a not acceptable minute if at least one criterion is not fulfilled.

To interpret the «once in 20 years» criterion, the concept of “Critical Condition” is then introduced: a Critical Condition is a series of not acceptable minutes spaced each other not more than a parametrical number of minutes (e.g., 15 minutes).

A single Critical Condition could then be made by several following minutes with one or more criteria not fulfilled.

The choice of such approach is related to the fact that the combination of disturbances causing a condition where one or more criterion (SSΔf / zenith/nadir / ROCOF) are not fulfilled could persists for several minutes.

The «once in 20 years» criterion is applied on the number of Critical Conditions rather than on single minutes.

The FCR dimensioning is thus aimed at ensuring that the number of detected Critical Conditions is less or equal to 1/20 of the number of simulated years.

E.g., if 200 years are simulated by the model, no more than 10 (200/20) Critical Conditions shall occur.

**Παραδοχές και μεθοδολογία πιθανοτικής διαστασιολόγησης
ΕΔΣ στη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης
σύμφωνα με το άρθρο 153 παράγραφος 2 του Κανονισμού
(ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής, της 2^{ης} του Αυγούστου 2017,
σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη
λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας**

Ημερομηνία: 14 Ιανουαρίου 2025

Αιτιολογικές Σκέψεις

- (1) Το άρθρο 153 παράγραφος 2 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής, της 2^{ης} του Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (εφεξής ο «Κανονισμός ΛΣ») περιέχει κριτήρια τα οποία πρέπει να ακολουθούν οι Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς (εφεξής οι «ΔΣΜ») κάθε συγχρονισμένης περιοχής κατά τον καθορισμό των κανόνων διαστασιολόγησης για την Εφεδρεία Διατήρησης Συχνότητας (εφεξής η «ΕΔΣΕΔΣ»).
- (2) Σύμφωνα με το άρθρο 6 παράγραφος 3 στοιχείο δ) σημείο ii) του Κανονισμού ΛΣ του Κανονισμού ΛΣ, οι κανόνες διαστασιολόγησης για την ΕΔΣ υπόκεινται στην έγκριση όλων των ρυθμιστικών αρχών της οικείας περιφέρειας. Μόλις εγκριθούν, οι κανόνες αυτοί περιλαμβάνονται στην επιχειρησιακή συμφωνία συγχρονισμένης περιοχής. Για τη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης, η παρούσα συμφωνία αποτελεί μέρος της ευρύτερης συμφωνίας-πλαίσιου της συγχρονισμένης περιοχής που ορίζεται από τους ΔΣΜ.
- (3) Οι ΔΣΜ της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης έχουν υιοθετήσει ιστορικά ένα ντετερμινιστικό κριτήριο για τη διαστασιολόγηση της ΕΔΣ. Το κριτήριο αυτό θεωρεί ότι η ΕΔΣ μπορεί να περιορίσει μια απόκλιση συχνότητας λόγω του χειρότερου αναμενόμενου συνδυασμού διακοπών στο σύστημα, το οποίο αντικατοπτρίζεται στο «συμβάν αναφοράς» που ισούται με 3000 MW τόσο σε θετική όσο και σε αρνητική κατεύθυνση, σύμφωνα με το άρθρο 153 παράγραφος 2 στοιχείο β) του Κανονισμού ΛΣ.
- (4) Για τη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης, το άρθρο 153 παράγραφος 2 στοιχείο γ) του Κανονισμού ΛΣ ορίζει ότι οι ΔΣΜ της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης έχουν το δικαίωμα να καθορίζουν πιθανοτική προσέγγιση για τη διαστασιολόγηση της ΕΔΣ, λαμβάνοντας υπόψη τις τάσεις του φορτίου, παραγωγής και αδράνειας, συμπεριλαμβανομένης της συνθετικής αδράνειας, καθώς και τα διαθέσιμα μέσα για την ανάπτυξη ελάχιστης αδράνειας σε πραγματικό χρόνο σύμφωνα με τη μεθοδολογία που αναφέρεται στο άρθρο 39 του Κανονισμού ΛΣ, με στόχο τη μείωση της πιθανότητας ανεπάρκειας της ΕΔΣ σε το πολύ μία φορά ανά 20 έτη.
- (5) Η πιθανοτική διαστασιολόγηση της ΕΔΣ συμβάλλει γενικά στην επίτευξη των στόχων του άρθρου 4 παράγραφος 1 της του Κανονισμού ΛΣ. Συγκεκριμένα, η πιθανοτική διαστασιολόγηση της ΕΔΣ παρέχει στους ΔΣΜ της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης μια μεθοδολογία για την αξιολόγηση των αναγκών της ΕΔΣ λαμβάνοντας υπόψη όλους τους σχετικούς παράγοντες. Η μεθοδολογία αυτή συμβάλλει στον καθορισμό κοινών απαιτήσεων και αρχών επιχειρησιακής ασφάλειας, όπως ορίζονται στο άρθρο 4 παράγραφος 1 στοιχείο α) του Κανονισμού ΛΣ. Επιπλέον, συμβάλλει στη διασφάλιση των προϋποθέσεων για τη διατήρηση της επιχειρησιακής ασφάλειας σε ολόκληρη την Ένωση, όπως ορίζεται στο άρθρο 4 παράγραφος 1 στοιχείο δ) του Κανονισμού ΛΣ. Τέλος, συμβάλλει στη διασφάλιση των συνθηκών για τη διατήρηση ενός επιπέδου ποιότητας συχνότητας όλων των συγχρονισμένων

περιοχών σε ολόκληρη την Ένωση, όπως ορίζεται στο άρθρο 4 παράγραφος 1 στοιχείο ε) του Κανονισμού ΛΣ. Η πιθανοτική διαστασιολόγηση της ΕΔΣ δεν επηρεάζει τους άλλους στόχους που απαριθμούνται στο άρθρο 4 παράγραφος 1 του Κανονισμού ΛΣ.

- (6) Η πιθανοτική μεθοδολογία για τη διαστασιολόγηση ΕΔΣ συμβάλλει στην εκπλήρωση των γενικών στόχων του Κανονισμού ΛΣ ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ ΛΣ για τη διασφάλιση της επιχειρησιακής ασφάλειας καθορίζοντας τις κατάλληλες ανάγκες διαστασιολόγησης ΕΔΣ.

Άρθρο 1: Αντικείμενο και πεδίο εφαρμογής

1. Οι παραδοχές και η μεθοδολογία για την πιθανοτική διαστασιολόγηση της ΕΔΣ συνιστούν τους κανόνες διαστασιολόγησης της ΕΔΣ για τη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης σύμφωνα με το άρθρο 153 παράγραφος 2 του Κανονισμού ΛΣ.

Άρθρο 2: Ορισμοί και ερμηνεία

1. Για τους σκοπούς της πιθανοτικής διαστασιολόγησης της ΕΔΣ, οι όροι που χρησιμοποιούνται στο παρόν έγγραφο έχουν την έννοια των ορισμών που περιλαμβάνονται στο άρθρο 3 του Κανονισμού ΛΣ.
2. Επιπλέον, στην πιθανοτική διαστασιολόγηση ΕΔΣ, εκτός εάν τα συμφραζόμενα επιβάλουν διαφορετική ερμηνεία, ισχύουν οι ακόλουθοι ορισμοί:
 - α) «Κρίσιμη συνθήκη» ορίζεται ως μία χρονοσειρά σε λεπτά που πληροί ένα ή περισσότερα κριτήρια για μη αποδεκτά λεπτά και σε απόσταση μεταξύ τους που δεν υπερβαίνει μία παράμετρο (σε λεπτά).
 - β) «Ντετερμινιστική απόκλιση συχνότητας» ή «DFD» ορίζεται ως οι κανονικές αποκλίσεις συχνότητας που εμφανίζονται γύρω στα ωριαία ή υποωριαία διαστήματα.
 - γ) Ως «ισοδύναμη ενεργειακή χωρητικότητα ταμιευτήρα» νοείται η ενεργειακή απαίτηση για LER που συνδέεται με τη χρονική περίοδο και ισούται με το διπλάσιο της ενέργειας που παρέχεται από την πλήρη ενεργοποίηση του LER για τη χρονική περίοδο.
 - δ) Ως «FAT» νοείται ο «χρόνος πλήρους ενεργοποίησης αυτόματης ΕΑΣ» όπως ορίζεται στο άρθρο 3 σημείο 101 του Κανονισμού ΛΣ.
 - ε) «ναδύρ συχνότητας»: η ελάχιστη στιγμιαία συχνότητα που εμφανίζεται κατά τη διάρκεια μεταβατικής περιόδου υποσυχνότητας.
 - στ) «ξενίθ συχνότητας»: η μέγιστη στιγμιαία συχνότητα που εμφανίζεται κατά τη διάρκεια μεταβατικής περιόδου υπερσυχνότητας.
 - ζ) «Αρχικό RoCoF» είναι το RoCoF (ρυθμός μεταβολής της συχνότητας που υπολογίζεται κατά τον χρόνο κατά τον οποίο επέρχεται μια διαταραχή).

η) «LER»: «ΕΔΣ που παρέχουν μονάδες ή ομάδες με ταμειυτήρες περιορισμένης ενέργειας»: Οι μονάδες παροχής ΕΔΣ ή οι ομάδες παροχής ΕΔΣ θεωρούνται ότι έχουν ταμειυτήρες περιορισμένης ενέργειας σε περίπτωση που μια πλήρης συνεχής ενεργοποίηση για περίοδο 2 ωρών είτε σε θετική είτε σε αρνητική κατεύθυνση θα μπορούσε, χωρίς να ληφθεί υπόψη η επίδραση της διαχείρισης ενός ταμειυτήρα ενεργού ενέργειας, να οδηγήσει σε περιορισμό της ικανότητάς του να παρέχει την πλήρη ενεργοποίηση της ΕΔΣ. θ) ως «μερίδιο LER» νοείται η ποσότητα LER σε MW.

ι) «Απόκλιση συχνότητας μακράς διάρκειας» ή «LLFD»: ορίζεται ως συμβάν με μέση απόκλιση συχνότητας σταθερής κατάστασης μεγαλύτερη από το κατώφλι συχνότητας μακράς διάρκειας για περίοδο μεγαλύτερη από τον χρόνο αποκατάστασης της συχνότητας.

ια) «Κατώφλι συχνότητας μακράς διάρκειας» ορίζεται ως η παράμετρος που χρησιμοποιείται για τον προσδιορισμό της απόκλισης συχνότητας μακράς διάρκειας.

ιβ) «ανισορροπίες που προκαλούνται από την αγορά» νοούνται οι «ανισορροπίες φορτίου παραγωγής που προκαλούνται από τη μεταβολή των σημείων ρύθμισης της παραγωγής σύμφωνα με τα αποτελέσματα του προγραμματισμού της αγοράς».

ιγ) «Μέγιστη μεταβατική απόκλιση συχνότητας»: η διαφορά στην απόλυτη τιμή μεταξύ της συχνότητας τη στιγμή κατά την οποία συμβαίνει η διαταραχή και του ναδίρ συχνότητας για φαινόμενα υποσυχνότητας ή του ζενίθ συχνότητας για φαινόμενα υπερσυχνότητας. Αντιπροσωπεύει τη μέγιστη απόκλιση συχνότητας πριν αρχίσει να ανακάμπτει η συχνότητα.

ιδ) «Μέγιστο αρχικό RoCoF» είναι το μέγιστο αποδεκτό RoCoF κατά τη διάρκεια μεταβατικής περιόδου.

ιε) «RoCoF», σημαίνει ρυθμός μεταβολής της συχνότητας, είναι η παράγωγος της συχνότητας.

ιστ) «Στατισμός (system droop)» ορίζεται ως «ο λόγος μεταξύ απόκλισης συχνότητας και απόκρισης ισχύος σταθερής κατάστασης που παρέχεται από την τη διαδικασία διατήρησης συχνότητας (ΔΔΣ)».

ιζ) «Χρονική περίοδος»: «ο χρόνος κατά τον οποίο κάθε πάροχος ΕΔΣ διασφαλίζει ότι οι μονάδες ή ομάδες παροχής ΕΔΣ με ταμειυτήρες περιορισμένης ενέργειας είναι σε θέση να ενεργοποιούν πλήρως την ΕΔΣ συνεχώς, από την ενεργοποίηση της κατάστασης συναγερμού και κατά τη διάρκεια της κατάστασης συναγερμού», όπως καθορίζεται σύμφωνα με το άρθρο 156 παράγραφος 9 του Κανονισμού ΛΣ.

3. Σε αυτό το έγγραφο, εκτός εάν τα συμφραζόμενα απαιτούν διαφορετικά:

α) ο ενικός δείχνει τον πληθυντικό και αντίστροφα.

β) οι αναφορές σε ένα "άρθρο" είναι, εκτός εάν ορίζεται διαφορετικά, αναφορές σε ένα άρθρο αυτού του εγγράφου.

γ) ο πίνακας περιεχομένων και οι επικεφαλίδες εισάγονται μόνο για λόγους ευκολίας και δεν επηρεάζουν την ερμηνεία της πιθανοτικής διαστασιολόγησης ΕΔΣ· και

δ) Κάθε αναφορά σε νομοθεσία, κανονισμό, οδηγία, διάταγμα, πράξη, κώδικα ή οποιαδήποτε άλλη νομοθετική πράξη περιλαμβάνει οποιαδήποτε τροποποίηση, επέκταση ή εκ νέου θέσπισή της που ισχύει.

Άρθρο 3: Αποτέλεσμα της πιθανοτικής διαστασιολόγησης ΕΔΣ

1. Τα αποτελέσματα της πιθανοτικής διαστασιολόγησης της ΕΔΣ είναι μια συμμετρική τιμή σε MW για την ΕΔΣ για ολόκληρη τη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης σύμφωνα με το άρθρο 153 του Κανονισμού ΛΣ, υπολογιζόμενη σύμφωνα με τη διαδικασία που περιγράφεται στο άρθρο 4.

Άρθρο 4: Κριτήρια και διαδικασία προσδιορισμού μεγέθους ΕΔΣ

1. Η συμμετρική τιμή ΕΔΣ για ολόκληρη τη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης αντιπροσωπεύει την ελάχιστη ποσότητα ΕΔΣ που απαιτείται σύμφωνα με το άρθρο 153 του Κανονισμού ΛΣ, λαμβάνοντας υπόψη τις τάσεις του φορτίου, παραγωγής και αδράνειας, συμπεριλαμβανομένης της συνθετικής αδράνειας, καθώς και τα διαθέσιμα μέσα για την ανάπτυξη ελάχιστης αδράνειας σε πραγματικό χρόνο σύμφωνα με τη μεθοδολογία που αναφέρεται στο άρθρο 39 του Κανονισμού ΛΣ, με σκοπό να μειωθεί η πιθανότητα ανεπάρκειας της ΕΔΣ σε χαμηλότερη ή ίση με μία φορά ανά 20 έτη.
2. Η συμμετρική τιμή της ΕΔΣ για ολόκληρη τη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης υπολογίζεται με επαναληπτική διαδικασία ως εξής:
 - α) η διαδικασία ξεκινά με τον καθορισμό της τιμής της ΕΔΣ ίσης με το συμβάν αναφοράς·
 - β) η τιμή της ΕΔΣ ελέγχεται με χρησιμοποιώντας το πιθανοτικό μοντέλο προσομοίωσης που αναφέρεται στο άρθρο 5·
 - γ) εάν η ΕΔΣ κριθεί επαρκής σύμφωνα με τα κριτήρια του άρθρου 7, η διαδικασία διακόπτεται, διαφορετικά αυξάνεται η τιμή ΕΔΣ κατά 100MW και εκτελείται νέα επανάληψη·
 - δ) η διαδικασία συνεχίζεται έως ότου προκύψει επαρκής τιμή της ΕΔΣ.

Άρθρο 5: Πιθανοτικό Μοντέλο Προσομοίωσης

1. Το Πιθανοτικό Μοντέλο Προσομοίωσης προσομοιώνει τη συμπεριφορά ολόκληρης της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης όσον αφορά τις τάσεις συχνότητας, ελέγχοντας την αποτελεσματικότητα της τιμής της ΕΔΣ στη διασφάλιση κατάλληλης ποιότητας συχνότητας σύμφωνα με τα κριτήρια αποδοχής της συχνότητας του άρθρου 6.
2. Το Πιθανοτικό Μοντέλο Προσομοίωσης εφαρμόζει συνάρτηση για τον υπολογισμό της δυναμικής απόκρισης συχνότητας που προκύπτει από διαταραχή. Η συνάρτηση

αυτή λαμβάνει υπόψη τη διακύμανση της ανισορροπίας ισχύος μεταξύ δύο ακόλουθων σταδίων υπολογισμού και υπολογίζει τις βασικές παραμέτρους της μεταβατικής συχνότητας: (ναδίρ συχνότητας, ζενίθ συχνότητας και RoCoF), μαζί με την απόκλιση συχνότητας σταθερής κατάστασης λαμβανομένης υπόψη του στατισμού του συστήματος. Οι παράμετροι του μοντέλου ρυθμίζονται ώστε να παρέχουν την καλύτερη ισοδύναμη συμπεριφορά του συστήματος ισχύος.

3. Το Πιθανοτικό Μοντέλο Προσομοίωσης χρησιμοποιεί μια Πιθανοτική Διαδικασία Προσομοίωσης προκειμένου να προσομοιώσει αρκετά χρόνια συνθηκών λειτουργίας της συγχρονισμένης περιοχής μέσω τυχαίων ανισορροπιών ισχύος που σχετίζονται με DFDs, LLFD και διακοπές λειτουργίας σχετικών στοιχείων δικτύου. Για κάθε προσομοιωμένο έτος προσδιορίζεται μια τάση ανισορροπίας ισχύος και υπολογίζονται η αντίστοιχη απόκλιση συχνότητας και οι σχετικές παράμετροι σύμφωνα με τη συνάρτηση που περιγράφεται στην παράγραφο 2.

Η προς προσομοίωση περίοδος λειτουργίας εκτιμάται ότι παράγει στατιστικά σημαντικά αποτελέσματα και παρέχει τον καλύτερο συμβιβασμό μεταξύ του επιθυμητού επιπέδου ακρίβειας και του υπολογιστικού χρόνου. Σε κάθε περίπτωση, πρέπει να προσομοιώνονται τουλάχιστον 200 έτη.

Ο χρόνος διακριτοποίησης που υιοθετείται από τη διαδικασία πιθανοτικής προσομοίωσης είναι 1 λεπτό. Επομένως, κάθε μεταβλητή υπολογίζεται σε βάση 1 λεπτού.

4. Οι ανισορροπίες ισχύος που χρησιμοποιούνται ως παράμετροι εισόδου και προκύπτουν από DFDs και LLFDs υπολογίζονται με χρήση μιας αλγεβρικής σχέσης που προσομοιώνει τη συμπεριφορά του συστήματος σε σταθερή κατάσταση.
5. Οι ανισορροπίες ισχύος που σχετίζονται με διακοπές λειτουργίας σχετικών στοιχείων δικτύου προσδιορίζονται προσομοιώνοντας τη «Διαδικασία Αποκατάστασης Συχνότητας (FRP)» με έναν μόνο ελεγκτή FRP χωρίς περιορισμούς ΕΑΣ. Ο ενιαίος ελεγκτής FRP χρησιμοποιεί το FAT που υπολογίζεται ως ο μέσος όρος των FAT όλων των περιοχών ΕΦΣ που ανήκουν στη συγχρονισμένη περιοχή, σταθμισμένο με τους συντελεστές-Κ της ΕΑΣ, έως ότου εναρμονιστεί ο FAT.
6. Η ετήσια επανεξέταση των συντελεστών-Κ της ΕΑΣ μπορεί να αγνοηθεί εφόσον η επανεξέταση δεν επηρεάζει σημαντικά τον μέσο όρο των FAT, όπως ορίζεται στην παράγραφο 5.
7. Η Πιθανοτική Διαδικασία Προσομοίωσης μπορεί να αγνοήσει ολόκληρη τη Διασυννοριακή Διαδικασία Ελέγχου Φορτίου-Συχνότητας.
8. Η Πιθανοτική Διαδικασία Προσομοίωσης είναι σε θέση να προσομοιώνει την εξάντληση του LER και τις επιπτώσεις της στην απόκλιση συχνότητας, λαμβάνοντας υπόψη το μερίδιο LER και τη χρονική περίοδο.
Εάν ανιχνευθεί κατάσταση συναγερμού, από την ενεργοποίηση της κατάστασης συναγερμού και κατά τη διάρκεια της κατάστασης συναγερμού, η εξάντληση του LER προσομοιώνεται λαμβάνοντας υπόψη ότι το ενεργειακό περιεχόμενο στον ταμιευτήρα από την ενεργοποίηση της κατάστασης συναγερμού επιτρέπει στο LER να ενεργοποιεί πλήρως την ΕΔΣ συνεχώς για περίοδο ίση με τη Χρονική Περίοδο.
9. Περισσότερες λεπτομέρειες σχετικά με το Πιθανοτικό Μοντέλο Προσομοίωσης παρατίθενται στο Παράρτημα.

Άρθρο 6: Πηγές ανισορροπιών ισχύος

1. Όπως περιγράφεται λεπτομερώς στο Παράρτημα και αναφέρεται στο άρθρο 5 παράγραφος 3, το Πιθανοτικό Μοντέλο Προσομοίωσης λαμβάνει υπόψη:
 - α) Διακοπές λειτουργίας σχετικών στοιχείων δικτύου,
 - β) Ντετερμινιστικές αποκλίσεις συχνότητας (DFDs),
 - γ) Μεγάλης διάρκειας αποκλίσεις συχνότητας (LLFDs).
2. Για τις DFD και τις LLFD, οι ΔΣΜ λαμβάνουν υπόψιν τις ανισορροπίες που προκαλούνται από την αγορά και αναλύουν τις ιστορικές τάσεις συχνότητας της συγχρονισμένης περιοχής επί σειρά ετών, όπως προσδιορίζεται από τους ΔΣΜ της Ηπειρωτικής Ευρώπης σύμφωνα με το άρθρο 9.
3. Για διακοπές λειτουργίας σχετικών στοιχείων δικτύου, οι ΔΣΜ καταρτίζουν κατάλογο όλων των στοιχείων δικτύου των οποίων οι διακοπές οδηγούν σε σχετικές ανισορροπίες ισχύος, καθώς και σε σχετική ενεργοποίηση της ΕΔΣ.

Άρθρο 7: Κριτήρια αποδοχής συχνότητας

1. Σε κάθε επανάληψη, όλες οι Κρίσιμες Συνθήκες που συμβαίνουν σε κάθε έτος που προσομοιώνεται αναγνωρίζονται ελέγχοντας εάν μία χρονοσειρά σε λεπτά που και σε απόσταση μεταξύ τους που δεν υπερβαίνει μία παράμετρο (σε λεπτά), πληροί ένα ή περισσότερα από τα ακόλουθα κριτήρια:
 - α) Η Απόκλιση Συχνότητας Σταθερής Κατάστασης υπερβαίνει τη μέγιστη απόκλιση συχνότητας σταθερής κατάστασης.
 - β) Το ναδίρ συχνότητας ή το ζενίθ συχνότητας κατά τη διάρκεια μεταβατικής συχνότητας υπερβαίνει τα αποδεκτά όρια, όπως ορίζονται από τους ΔΣΜ της Ηπειρωτικής Ευρώπης σύμφωνα με το άρθρο 9.
 - γ) Η απόλυτη τιμή RoCoF υπερβαίνει τη μέγιστη αρχική τιμή RoCoF, όπως ορίζεται από τους ΔΣΜ της Ηπειρωτικής Ευρώπης σύμφωνα με το άρθρο 9.
2. Η εξεταζόμενη ΕΔΣ θεωρείται επαρκής όταν ο αριθμός των προσδιορισμένων Κρίσιμων Συνθηκών είναι μικρότερος ή ίσος με το 1/20 του αριθμού των προσομοιωμένων ετών. Η προϋπόθεση αυτή πρέπει να πληρείται από την τελική τιμή διαστασιολόγησης της ΕΔΣ.

Άρθρο 8: Σενάρια προσομοίωσης

1. Η συμμετρική τιμή για την ΕΔΣ για ολόκληρη τη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης καθορίζεται κάθε δύο χρόνια λαμβάνοντας υπόψη τις βέλτιστες εκτιμήσεις των δεδομένων εισόδου σχετικά με την εξέλιξη των πηγών διαταραχών

συχνότητας (λαμβάνοντας υπόψη τις διαδικασίες διαχείρισης συχνότητας που εφαρμόζονται εν τω μεταξύ από τους ΔΣΜ της Ηπειρωτικής Ευρώπης), τα αναμενόμενα μερίδια LER, την αντίστοιχη Χρονική Περίοδο και κάθε άλλο παράγοντα που επηρεάζει τον υπολογισμό και τη διαστασιολόγηση της ΕΔΣ.

2. Σε περίπτωση σημαντικών μεταβολών στα σύνολα δεδομένων εισόδου, οι ΔΣΜ δύνανται, με δική τους πρωτοβουλία, να επαναπροσδιορίσουν τη συμμετρική τιμή της ΕΔΣ για ολόκληρη τη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης, ακόμη και πριν από τη διετή περίοδο που προβλέπεται στην παράγραφο 1.
3. Μία φορά το χρόνο, οι εθνικές ρυθμιστικές αρχές της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης έχουν το δικαίωμα να αποστέλλουν στους ΔΣΜ συντονισμένο αίτημα για τον επαναπροσδιορισμό της συμμετρικής τιμής για την ΕΔΣ για ολόκληρη τη συγχρονισμένη περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης.

Άρθρο 9: Υποβολή εκθέσεων

1. Πριν από κάθε εκτέλεση της διαδικασίας προσδιορισμού μεγέθους ΕΔΣ σύμφωνα με το άρθρο 4, οι ΔΣΜ παρέχουν στις εθνικές ρυθμιστικές αρχές της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης τις τιμές, και αιτιολόγηση για κάθε τιμή, όλων των σχετικών κατωφλίων που έχουν υιοθετηθεί για την εκτίμηση των κριτηρίων αποδοχής συχνότητας του άρθρου 7, και όλων των παραμέτρων που περιγράφονται στο Παράρτημα.
2. Οι ΔΣΜ αποστέλλουν στις εθνικές ρυθμιστικές αρχές της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης, στο τέλος κάθε εκτέλεσης της διαδικασίας προσδιορισμού μεγέθους ΕΔΣ σύμφωνα με το άρθρο 4, έκθεση στην οποία καταγράφονται:
 - v. τα μέτρα μετριασμού που εξετάστηκαν στο σύνολο δεδομένων LLFD και τον τρόπο με τον οποίο ελήφθησαν υπόψη
 - vi. τις κύριες παραμέτρους που υιοθετήθηκαν για την αξιολόγηση των κριτηρίων αποδοχής συχνότητας και τους λόγους στους οποίους βασίστηκε η επιλογή τους·
 - vii. την συμμετρική τιμή της ΕΔΣ·
 - viii. το σκεπτικό στο οποίο βασίζεται η επιλογή επαναπροσδιορισμού της ΕΔΣ σε περίπτωση που ο εν λόγω επαναπροσδιορισμός πραγματοποιηθεί με πρωτοβουλία των ΔΣΜ σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 4·

Άρθρο 10: Δημοσίευση και εφαρμογή της πιθανοτικής διαστασιολόγησης ΕΔΣ

1. Κάθε ΔΣΜ της Ηπειρωτικής Ευρώπης δημοσιεύει την πιθανοτική διαστασιολόγηση ΕΔΣ χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση μετά την έγκριση του παρόντος από όλες τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης, σύμφωνα με το άρθρο 8 του Κανονισμού ΛΣ.
2. Οι ΔΣΜ της Ηπειρωτικής Ευρώπης εφαρμόζουν την πιθανοτική διαστασιολόγηση ΕΔΣ εντός 12 μηνών από την έγκριση του παρόντος από τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης.

3. Εντός 12 μηνών από την έγκριση της διαστασιολόγησης της ΕΔΣ από τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές της συγχρονισμένης περιοχής της Ηπειρωτικής Ευρώπης, οι ΔΣΜ της Ηπειρωτικής Ευρώπης πρέπει να οργανώσουν σειρά συναντήσεων με τις ανωτέρω ρυθμιστικές αρχές προκειμένου να συνεχιστεί ο διάλογος αναφορικά με τον τρόπο προσδιορισμού της υποχρέωσης ΕΔΣ ώστε να κατανεμηθούν μεγαλύτερες ευθύνες σε ενότητες ΕΦΣ που προκαλούν σημαντικότερες LLFDs.

Άρθρο 11: Γλώσσα

1. Η γλώσσα αναφοράς για τη μεθοδολογία αυτή είναι η αγγλική. Προς αποφυγή αμφιβολιών, όταν οι ΔΣΜ πρέπει να μεταφράσουν την εν λόγω μεθοδολογία στην/στις εθνική/-ές γλώσσα/-ες τους, σε περίπτωση ασυνεπειών μεταξύ της αγγλικής έκδοσης που δημοσιεύεται από τους ΔΣΜ σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 1 του Κανονισμού ΛΣ και οποιασδήποτε έκδοσης σε άλλη γλώσσα, οι οικείοι ΔΣΜ παρέχουν, σύμφωνα με την εθνική νομοθεσία, στις οικείες εθνικές ρυθμιστικές αρχές επικαιροποιημένη μετάφραση της μεθοδολογίας.

1. Ακρωνύμια και αναφορές

ΣΕΠ	Σφάλμα ελέγχου περιοχής
CE	Ηπειρωτική Ευρώπη
LER	Μονάδες ή ομάδες παροχής ΕΔΣ με περιορισμένο ταμιευτήρα ενέργειας
ΕΔΣ	Αποθεματικό περιορισμού συχνότητας
ΔΔΣ	Διαδικασία διατήρησης συχνότητας
ΕΑΣ	Εφεδρεία αποκατάστασης συχνότητας
ΔΑΣ	Διαδικασία αποκατάστασης συχνότητας
FSM	Κατάσταση ευαισθησίας συχνότητας
Non-LER	Μονάδες ή ομάδες παροχής ΕΔΣ χωρίς ταμιευτήρα περιορισμένης ενέργειας
NP RES	Μη Προγραμματιζόμενες Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
RES	Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΚΑΝΟΝΙΣΜΟΣ ΛΣ	Κανονισμός για τη λειτουργία του συστήματος
SA	Σύγχρονη Περιοχή
T _{min LER}	Από την ενεργοποίηση της κατάστασης συναγερμού και κατά τη διάρκεια της κατάστασης συναγερμού, χρόνος για τον οποίο κάθε πάροχος ΕΔΣ διασφαλίζει ότι οι οικείες μονάδες παροχής ΕΔΣ με ταμιευτήρες περιορισμένης ενέργειας είναι σε θέση να ενεργοποιούν πλήρως την ΕΔΣ συνεχώς.
FAT	Πλήρης χρόνος ενεργοποίησης του ΕΑΣ
ROCOF (RoCoF)	Ρυθμός μεταβολής της συχνότητας

- [1] Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1485 Της Επιτροπής, της 2^{ας} Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
- [2] ENTSO-E, SPD, "Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe", 2016.
- [3] ENTSO-E, SPD – Inertia TF, "Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)", 2020.
- [4] ENTSO-E, «ENTSO-E HVDC Utilization and Unavailability Statistics 2021», 2022.

2.Μεθοδολογία πιθανοτικής προσέγγισης για τη διαστασιολόγηση της ΕΔΣ

2.1 Επισκόπηση και περιγραφή της μεθοδολογίας

Η μεθοδολογία για την εκτέλεση της πιθανοτικής διαστασιολόγησης της ΕΔΣ που απαιτείται στη Συγχρονισμένη Περιοχή της Ηπειρωτικής Ευρώπης βασίζεται σε ένα πιθανοτικό μοντέλο το οποίο συνδυάζει τυχαία την πιο σημαντική πηγή ανισορροπίας ισχύος στο σύστημα και προσομοιώνει την προκύπτουσα απόκλιση συχνότητας.

Το μοντέλο λειτουργεί σε ένα μεγάλο σύνολο προσομοιωμένων ετών, προκειμένου να επιτευχθούν πιθανοτικά σημαντικά αποτελέσματα.

Σύμφωνα με το άρθρο 153 παράγραφος 2 στοιχείο γ) του Κανονισμού ΛΣ, η πιθανοτική προσέγγιση όσον αφορά τη διαστασιολόγηση της ΕΔΣ αποσκοπεί στη μείωση της πιθανότητας ανεπάρκειας της ΕΔΣ σε χαμηλότερη ή ίση με μία φορά ανά 20 έτη.

Δηλαδή, κάθε φορά που μια ανισορροπία ισχύος υπερβαίνει τη διαθέσιμη ΕΔΣ, η ΕΔΣ θεωρείται ανεπαρκής. Όσον αφορά την απόκλιση συχνότητας, η κατάσταση αυτή έχει ως αποτέλεσμα απόκλιση συχνότητας σταθερής κατάστασης μεγαλύτερη από τη μέγιστη απόκλιση συχνότητας σταθερής κατάστασης (στην οποία αναπτύσσεται πλήρως η ΕΔΣ).

Επιπλέον, δεδομένου ότι η διαθέσιμη ΕΔΣ επηρεάζει επίσης την μεταβατική συχνότητα μετά από ξαφνική αλλαγή στην ανισορροπία ισχύος. Οι συνθήκες "ανεπαρκούς ΕΔΣ" είναι επίσης εκείνες οι συνθήκες στις οποίες οι δυναμικές επιδόσεις συχνότητας υποβαθμίζονται σοβαρά. , δηλαδή τις συνθήκες εκείνες κατά τις οποίες η συχνότητα υπερβαίνει συγκεκριμένα όρια (κατώφλια) σε όρους αιχμής Δf ή RoCoF.

Ο σκοπός του μοντέλου είναι, επομένως, να καθορίσει την ελάχιστη ποσότητα ΕΔΣ που επιτρέπει να διασφαλιστεί ότι οι ανεπαρκείς συνθήκες ΕΔΣ (δηλ., κρίσιμες συνθήκες) δεν εμφανίζονται συχνότερα από μία φορά στα 20 έτη.

Μια κρίσιμη κατάσταση ορίζεται ως μία χρονοσειρά σε λεπτά σε απόσταση μεταξύ τους που δεν υπερβαίνει μία παράμετρο (σε λεπτά) και πληροί ένα ή περισσότερα από τα ακόλουθα κριτήρια:

- α) Η απόλυτη τιμή της απόκλισης συχνότητας σταθερής κατάστασης (SSΔf) όπως προσομοιώνεται από το μοντέλο πιθανοτικής προσομοίωσης υπερβαίνει τη μέγιστη απόκλιση συχνότητας σταθερής κατάστασης (200 mHz για την CE)
- β) Η απόλυτη τιμή της μέγιστης συχνότητας που εμφανίζεται κατά τη διάρκεια μιας μεταβατικής περιόδου υπερβαίνει αποδεκτά όρια.
- γ) Η απόλυτη τιμή του RoCoF υπερβαίνει το Μέγιστο Αρχικό RoCoF.

Η μέγιστη μεταβατική απόκλιση συχνότητας και το Μέγιστο Αρχικό RoCoF είναι παράμετροι που καθορίζονται από τους ΔΣΜ και δημοσιοποιούνται πριν από την εκτέλεση της μεθοδολογίας.

Το μοντέλο ξεκινά με την τρέχουσα ντετερμινιστική τιμή της ΕΔΣ. Στη συνέχεια, το μοντέλο επαναλαμβάνεται αυξάνοντας βήμα προς βήμα την ΕΔΣ έως ότου ο αριθμός των κρίσιμων συνθηκών στην προσομοιωμένη απόκλιση συχνότητας είναι τέτοιος ώστε να συμβαίνουν όχι συχνότερα από μία φορά στα 20 χρόνια.

Το μοντέλο λαμβάνει υπόψη την πιθανή παρουσία παρόχων LER) στον υπολογισμό των αποτελεσμάτων.

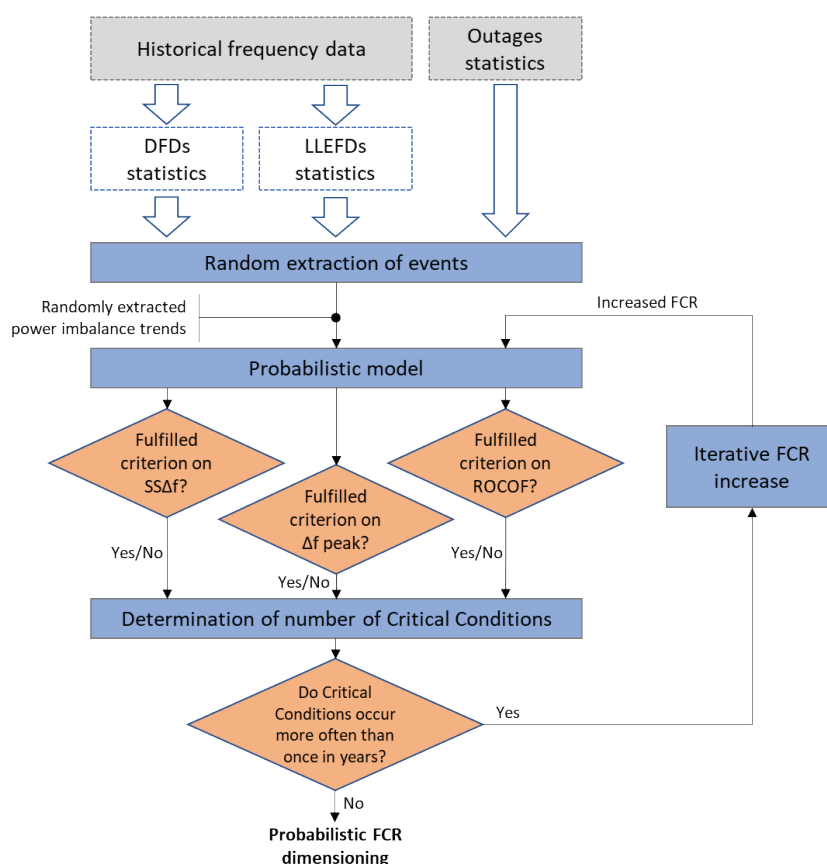
- Το Μοντέλο Πιθανοτικής Προσομοίωσης λαμβάνει υπόψιν: Διακοπές σε μονάδες παραγωγής και διασυνδέσεις HVDC. Λεπτομέρειες σχετικά με τον τρόπο υπολογισμού της ανισορροπίας ισχύος παρέχονται στην ενότητα 2.4
- Ανισορροπία ισχύος που σχετίζεται με ντετερμινιστικές αποκλίσεις συχνότητας (DFD). Λεπτομέρειες σχετικά με τον τρόπο υπολογισμού των DFD παρέχονται στην ενότητα 2.2.
- Ανισορροπία ισχύος που σχετίζεται με μακροχρόνιες αποκλίσεις συχνότητας (LLFD). Λεπτομέρειες σχετικά με τον τρόπο υπολογισμού των LLFD παρέχονται στην ενότητα 2.3

Οι DFD και οι LLFD υπολογίζονται ξεκινώντας από ιστορικά δεδομένα αποκλίσεων συχνότητας, ενώ οι ανισορροπίες ισχύος λόγω διακοπών προκύπτουν από στατιστικά στοιχεία διακοπών.

Μια συνολική ανισορροπία ισχύος δημιουργείται τυχαία από αυτές τις τρεις διαφορετικές πηγές διαταραχής. Αυτή η διαταραχή ισχύος χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό προσομοιωμένων τάσεων απόκλισης συχνότητας, οι οποίες στη συνέχεια αναλύονται για να επαληθευτεί εάν πληρούν τα ελάχιστα κριτήρια αποδοχής.

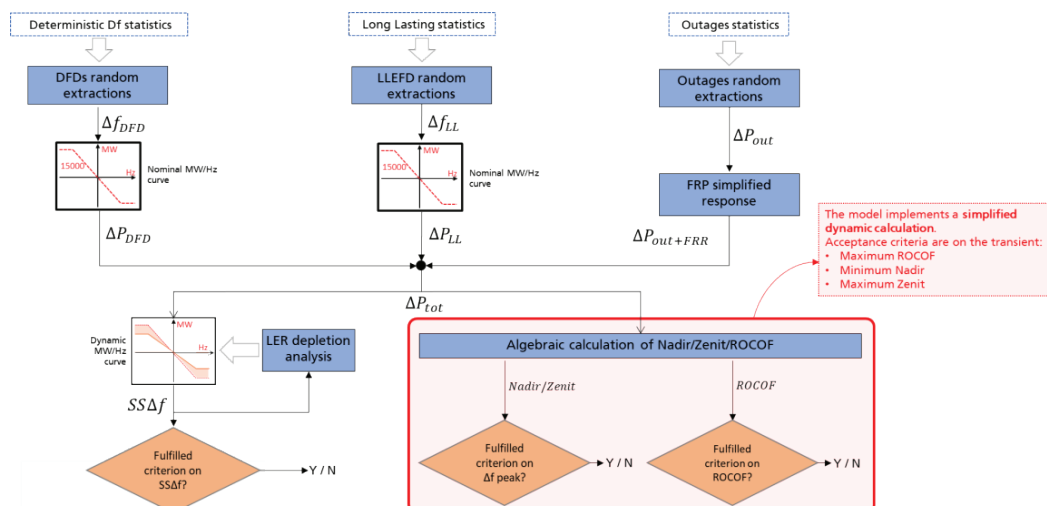
Ολόκληρο το μοντέλο λειτουργεί με χρονική λεπτομέρεια ενός λεπτού. Ως εκ τούτου, η ανισορροπία ισχύος εισόδου καθώς και οι προσομοιωμένες αποκλίσεις συχνότητας είναι τάσεις με 525600 λεπτά το χρόνο (η παρουσία δίσεκτου έτους αγνοείται).

Η επισκόπηση της διαδικασίας παρουσιάζεται στην ακόλουθη Εικόνα.



Εικόνα 1: Γενική επισκόπηση του μοντέλου που υιοθετήθηκε για την πιθανοτική προσέγγιση για τη διαστασιολόγηση της ΕΔΣ

Η Εικόνα 2 **Figure 2** παρέχει μια πιο λεπτομερή απεικόνιση του τρόπου αξιοποίησης των στατιστικών στοιχείων εισόδου (συχνότητα, διακοπές).



Εικόνα 2: Λεπτομερής επισκόπηση του μοντέλου που υιοθετήθηκε για την πιθανοτική προσέγγιση για τη διαστασιολόγηση της ΕΔΣ

2.2 Λειτουργικότητα των στατιστικών γ των DFD και τυχαίες εξαγωγές DFD

Οι DFD είναι αποκλίσεις συχνότητας που προκαλούνται από την αγορά και εμφανίζονται τακτικά γύρω από την αλλαγή της αγοραίας χρονικής μονάδας (συνήθως την αλλαγή ώρας).

Στο μοντέλο, η στατιστική των DFD υπολογίζεται άμεσα από τις ιστορικά προφίλ της συχνότητας με χρονική λεπτομέρεια ενός λεπτού. Το μοντέλο εξάγει τη συχνότητα γύρω από την αλλαγή της ώρας: θεωρούνται ως DFD όλα τα δείγματα συχνότητας σε ένα εύρος λεπτών γύρω από το λεπτό 0 (διάστημα DFD).

Για κάθε προσομοιωμένο έτος, αυτή η λειτουργία στοχεύει στον υπολογισμό ενός προφίλ της απόκλισης της συχνότητας λόγω DFD.

Αυτή η συχνότητα είναι ίση με 0 για όλα τα λεπτά m που δεν ανήκουν στο διάστημα DFD. Τα λεπτά m που ανήκουν στο διάστημα DFD λαμβάνονται από τις ιστορικά προφίλ συχνότητας που χρησιμοποιούνται ως είσοδος.

Οι DFD επιλέγονται τυχαία για την εισαγωγή στο μοντέλο, εξετάζοντας αντίστοιχες ημέρες των προηγούμενων ετών. Για παράδειγμα, οι DFD που πρόκειται να εισαχθούν την 1^η Ιανουαρίου ενός προσομοιωμένου έτους λαμβάνονται απευθείας από τις DFD που συνέβησαν πραγματικά στο σύστημα κατά την 1η Ιανουαρίου ενός τυχαία επιλεγμένου προηγούμενου έτους (π.χ. 2018). Αυτός ο μηχανισμός επιτρέπει τη διατήρηση του ημερήσιου μοτίβου εμφάνισης για DFD: για παράδειγμα, οι DFD που συμβαίνουν γύρω στις 6 π.μ. λαμβάνονται από την ίδια ώρα την ίδια ημέρα ενός άλλου έτους.

Η τυχαία επιλογή του έτους μεροληπτεί προς τα πιο πρόσφατα χρόνια. Η πιθανότητα του προηγούμενου έτους y υπολογίζεται με τον ακόλουθο τύπο:

$$p_y = \frac{1}{N_{years}} e^{-\frac{y - y_{last}}{N_{years}}}$$

Που:

y_{last} είναι το πλέον πρόσφατο έτος για το οποίο υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία·
 N_{years} είναι ο αριθμός των ετών για τα οποία υπάρχουν διαθέσιμες ιστορικές τάσεις.

Η ανωτέρω λειτουργία έχει ως αποτέλεσμα προφίλ συχνότητας που αποτελείται από τυχαία εξαγόμενα DFD.

2.3 Λειτουργίες των στατιστικών των LLFD και τυχαίες εξαγωγές LLFD

Για τους σκοπούς της διαστασιολόγησης της ΕΔΣ, οι αποκλίσεις συχνότητας μακράς διάρκειας (LLFD) ορίζονται ως μια «κατάσταση με μέση απόκλιση συχνότητας σταθερής κατάστασης μεγαλύτερη από ένα μερίδιο της Τυπικής Περιοχής Συχνότητας για περίοδο μεγαλύτερη από τον Χρόνο Αποκατάστασης της Συχνότητας».

Το εργαλείο σαρώνει τις προφίλ της συχνότητας που αποκτήθηκαν ως είσοδος για την ανίχνευση όλων αυτών των συνθηκών.

Η σάρωση λειτουργεί σύμφωνα με τους παρακάτω κανόνες:

- Ένας κινητός μέσος όρος (με πλάτος ίσο με τον Χρόνο Αποκατάστασης Συχνότητας) σαρώνει τα δεδομένα ενός ολόκληρου έτους.
- Εάν ο κινητός μέσος όρος απόκλισης συχνότητας υπερβαίνει ένα όριο ίσο με ένα μερίδιο της Τυπικής Περιοχής Συχνότητας, ανιχνεύεται LLFD.
- Το μήκος της LLFD υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψη τη μέση συχνότητά του. Η LLFD διαρκεί όσο η μέση συχνότητά της υπερβαίνει ένα μερίδιο της Τυπικής Περιοχής Συχνότητας. Αυτός ο μέσος όρος υπολογίζεται από την αρχή της LLFD.

Δημιουργείται μια λίστα με όλες τις εντοπισμένες LLFD. Κάθε LLFD συσχετίζεται με τις ακόλουθες πληροφορίες:

- Έτος εμφάνισης,
- Λεπτά κατά τα οποία ξεκίνησε,
- Διάρκεια,
- Προφίλ της συχνότητας (διάνυσμα df που χαρακτηρίζει το γεγονός),

Αυτά τα στατιστικά στοιχεία αξιοποιούνται για να δημιουργήσουν μια τυχαία εξαγωγή LLFDs που θα χρησιμοποιηθούν ως είσοδος στο μοντέλο.

Η διαδικασία επαναλαμβάνεται σε όλα τα λεπτά του έτους, ως εξής:

1. Αποφασίζει εάν μια LLFD αρχίζει ή όχι στο λεπτό m.
Αυτή η επιλογή εξαρτάται από την πιθανότητα ότι μια LLFD ξεκινά στο γενικό λεπτό m μιας ημέρας (π.χ. στις 02.15 μ.μ.). Η τελευταία πιθανότητα ισούται με τον λόγο μεταξύ του αριθμού της LLFD που αρχίζει στο λεπτό m (σε ολόκληρο το σύνολο δεδομένων συχνότητας) και του αριθμού των ημερών στο σύνολο δεδομένων συχνότητας ($365 * N_{years}$).
Εάν δεν εξαχθεί κανένα συμβάν LLFD, η διαδικασία προχωρά στην ανάλυση του επόμενου λεπτού (m+1).
Εάν εξαχθεί ένα συμβάν LLFD, η διαδικασία προχωρά στο βήμα 2.
2. Το έτος y από το οποίο επιλέγεται μια LLFD ξεκινώντας από το λεπτό m εξάγεται τυχαία. Για αυτό χρησιμοποιείται η ακόλουθη πιθανότητα:

$$p_{m,y} = \frac{1}{N_{m,years}} e^{-\frac{y-y_{last}}{N_{m,years}}}$$

Όπου $N_{m,years}$ είναι ο αριθμός των ετών για τα οποία έχει ανιχνευθεί τουλάχιστον μία LLFD που ξεκινάει από το λεπτό και y_{last} είναι το πλέον πρόσφατο έτος για το οποίο υπάρχουν διαθέσιμα δεδομένα.

3. Στη συνέχεια, επιλέγεται η συγκεκριμένη LLFD που θα χρησιμοποιηθεί από το σύνολο όλων των LLFDs που ξεκίνησαν το λεπτό m και εμφανίστηκαν το έτος y (που επιλέχθηκε στο στάδιο 2). Η τυχαία επιλογή της συγκεκριμένης LLFD που θα χρησιμοποιηθεί βασίζεται σε ομοιόμορφη κατανομή: όλες οι LLFD στο σύνολο έχουν την ίδια πιθανότητα να επιλεγούν.
4. Το επιλεγμένο LLFD εκχωρείται στην τάση. Εάν η LLFD διαρκεί k λεπτά, η τάση συχνότητας LLFD εκχωρείται στο διάστημα μεταξύ λεπτών m και λεπτών m+k-1.
5. Η διαδικασία επιστρέφει στο βήμα 1 για το λεπτό m+k.

Η ανωτέρω λειτουργικότητα έχει ως αποτέλεσμα προφίλ της συχνότητας που αποτελείται από τυχαία εξαχθείσες LLFD.

2.4 Λειτουργικότητα τυχαίων εξαγωγών διακοπών και υπολογισμός των σχετικών ανισορροπιών ισχύος

Οι διακοπές παρέχονται ως δεδομένα ήδη σε στατιστική μορφή: κάθε πιθανό συμβάν σχετίζεται με:

- απώλεια ισχύος: μεταβολή ισχύος από τη στιγμή που συμβαίνει το συμβάν.
- Πιθανότητα εμφάνισης: μέσος αριθμός συμβάντων σε ένα έτος.

Η τυχαία εξαγωγή διακοπών χρησιμοποιεί ως είσοδο τη λίστα πιθανών συμβάντων

Η εξαγωγή λειτουργεί κυκλικά για όλα τα λεπτά του έτους. Για κάθε λεπτό m , ελέγχονται όλα τα πιθανά συμβάντα για να επαληθευτεί εάν συμβαίνουν ή όχι.

Για κάθε πιθανό συμβάν v , δημιουργείται μια τυχαία τιμή στο $[0, 1]$ και συγκρίνεται με την πιθανότητα να συμβεί το συμβάν στο λεπτό ($p_{v,m}$):

$$p_{v,m} = 1 - e^{-\frac{FR}{365 \cdot 24 \cdot 60}}$$

Όπου FR : *Failure Rate* είναι ο μέσος αριθμός περιστατικών σε ένα έτος για μια συγκεκριμένη διακοπή.

Εάν η τυχαία παραγόμενη τιμή είναι χαμηλότερη από $p_{v,m}$, συμβαίνει διακοπή. Αυτό σημαίνει ότι το σύστημα πρέπει να αντιμετωπίσει την ανισορροπία ισχύος που σχετίζεται με το συμβάν.

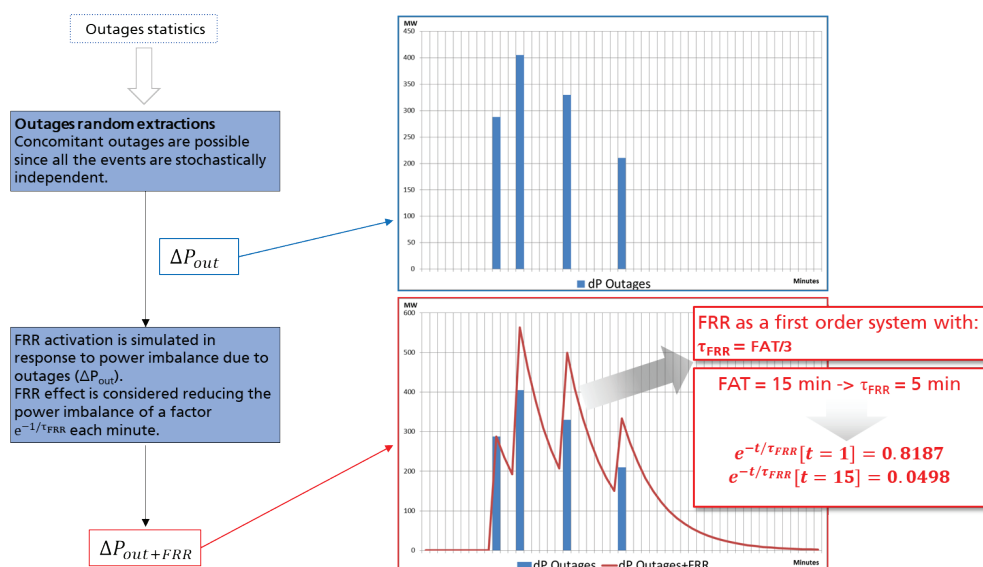
Το συνολικό ποσό της ανισορροπίας ισχύος σε κάθε λεπτό είναι ίσο με το άθροισμα των ανισορροπιών ισχύος όλων των γεγονότων που εξάγονται σε αυτό το λεπτό.

Το αποτέλεσμα του υπολογισμού είναι ένα ετήσιο προφίλ ανισορροπίας ισχύος λόγω διακοπών.

Οι επιδράσεις της ΕΑΣ εφαρμόζονται σε αυτή την υπολογιζόμενη ετήσια τάση ανισορροπίας ισχύος. Η ΕΑΣ μοντελοποιείται ως ένα απλοποιημένο δυναμικό σύστημα 1ης τάξης. Οι ανισορροπίες ισχύος μηδενίζονται από την ΕΑΣ με μία χρονική σταθερά ίση με το 1/3 του ΕΑΣ FAT .

Μετά από περίπου 3 χρονικές σταθερές το μεταβατικό τερματίζεται. Αυτή η κατάσταση προσομοιώνει τα αποτελέσματα αποκατάστασης της ΕΑΣ στην εξισορρόπηση της ανισορροπίας ισχύος λόγω διακοπών εντός του ΕΑΣ FAT .

Η ακόλουθη Εικόνα 3 δείχνει ένα παράδειγμα των επιπτώσεων της ΕΑΣ στις ανισορροπίες ισχύος λόγω διακοπών.



Εικόνα 3: Παράδειγμα επιπτώσεων της ΕΑΣ στην ανισορροπία ισχύος λόγω διακοπών λειτουργίας (15 λεπτά FAT είναι απλώς ενδεικτικά)

Η λειτουργικότητα οδηγεί έτσι σε τάσεις ανισορροπίας ισχύος λόγω διακοπών λειτουργίας και επακόλουθης ενεργοποίησης ΕΑΣ.

2.5 Λειτουργικότητα συνδυασμού των εξαγόμενων DFDs, LLFDs και διακοπών λειτουργίας για τη δημιουργία καθολικών τάσεων ανισορροπίας ισχύος

Ο συνδυασμός εισόδων διαφορετικών πηγών λαμβάνει χώρα με όρους ανισορροπίας ισχύος: η ανισορροπία ισχύος λόγω διακοπών συνδυάζεται με την ανισορροπία ισχύος που αντιστοιχεί σε DFDs και LLFDs.

Προκειμένου να μετατραπούν τα προφίλ αποκλίσεων συχνότητας σε ισοδύναμα ετήσια προφίλ ανισορροπίας ισχύος, χρησιμοποιείται μια μονάδα μετατροπής. Η μονάδα επιτελεί τη μετατροπή χρησιμοποιώντας μια καμπύλη MW/Hz (δίνεται ως είσοδος). Με άλλα λόγια, οι αποκλίσεις συχνότητας λόγω DFDs και LLFDs μετατρέπονται σε ανισορροπίες ισχύος υποθέτοντας τον συντελεστή μετατροπής που ίσχυε κατά τη στιγμή της πραγματικής εμφάνισής τους. Ο εν λόγω συντελεστής μετατροπής είναι η εξάρτηση των MW/Hz με την ΕΔΣ ίση με την τιμή που υπάρχει κατά το έτος αναφοράς των δεδομένων (π.χ. 3000 MW για έτη έως το 2024). Αυτή η εξάρτηση MW / Hz δεν αλλάζει κατά τη διάρκεια της επανάληψης, καθώς σχετίζεται με ιστορικές προφίλ δεδομένων.

Η καθολική ανισορροπία ισχύος επιτυγχάνεται αθροίζοντας τις τρεις ανισορροπίες ισχύος (λόγω LLFDs, DFDs και διακοπών).

Για να αποφευχθούν αλληλεπικαλύψεις μεταξύ DFDs και LLFDs, δίνεται προτεραιότητα στις LLFDs. Οι LLFDs και οι DFDs δεν αθροίζονται μεταξύ τους, αλλά - σε κάθε λεπτό - η παρουσία μιας LLFD υπερισχύει της παρουσίας των DFDs.

2.6. Μοντέλο για τον υπολογισμό της απόκλισης συχνότητας σταθερής κατάστασης σε κάθε λεπτό

Αυτή η λειτουργία προσομοιώνει προοδευτικά τη λειτουργία του συστήματος (όσον αφορά τον έλεγχο συχνότητας) κατά τη διάρκεια των 525600 λεπτών ενός έτους.

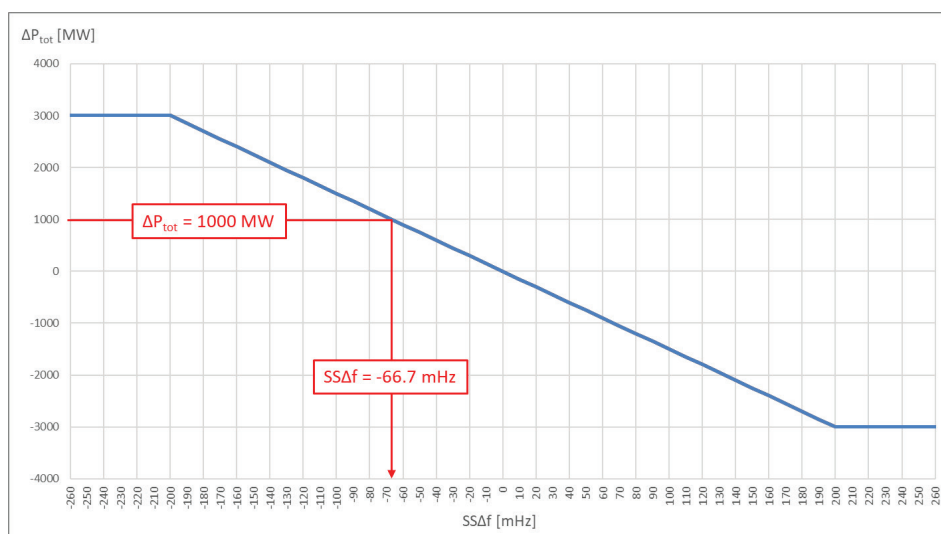
Για κάθε λεπτό m υπολογίζει την προσομοιωμένη απόκλιση συχνότητας σταθερής κατάστασης ($SS\Delta f_m$) λαμβάνοντας υπόψη ως είσοδο:

- Την καθολική ανισορροπία ισχύος: ΔP_m
- Την τρέχουσα ενέργεια για ρύθμιση: $reg.en.m$

Η ενέργεια αυτή εξαρτάται από την ποσότητα ΕΔΣ στην τρέχουσα αλληλεπίδραση και από την πιθανή εξάντληση του LER που υπάρχει στη πρόβλεψη ΕΔΣ.

Το αποτέλεσμα της συγκεκριμένης λειτουργικότητας είναι το προσομοιωμένο προφίλ απόκλισης συχνότητας σταθερής κατάστασης ($SS\Delta f$).

Η μεταβλητή αυτή μοντελοποιείται μέσω καμπύλης MW/Hz όπως φαίνεται στο παράδειγμα στην Εικόνα 4.



Εικόνα 4: Παράδειγμα χρήσης καμπύλης MW/Hz 3000 MW/Hz για τον υπολογισμό $SS\Delta f$ από ΔP_{tot}

Μια αλλαγή στην ενέργεια που χρησιμοποιείται ($reg.en.m$) οδηγεί σε διαφορετική απόκλιση συχνότητας, ξεκινώντας από την ίδια ανισορροπία ισχύος.

Το πρότυπο ενέργειας εξαρτάται από την προμήθεια ΕΔΣ. Για παράδειγμα, εάν στην τρέχουσα επανάληψη ληφθεί υπόψη μια συνθήκη με ΕΔΣ = 3000 MW, η τυπική ενέργεια ($reg.en_{standard}$) είναι με 15000 MW/Hz (δηλ. 3000 MW ΕΔΣ με πλήρη ενεργοποίηση στα 0,2 Hz).

Εάν ανιχνευθεί εξάντληση LER, η ενέργεια ($reg.en.m$) μειώνεται και η μοντελοποιημένη καμπύλη πρέπει να αναπροσαρμοστεί.

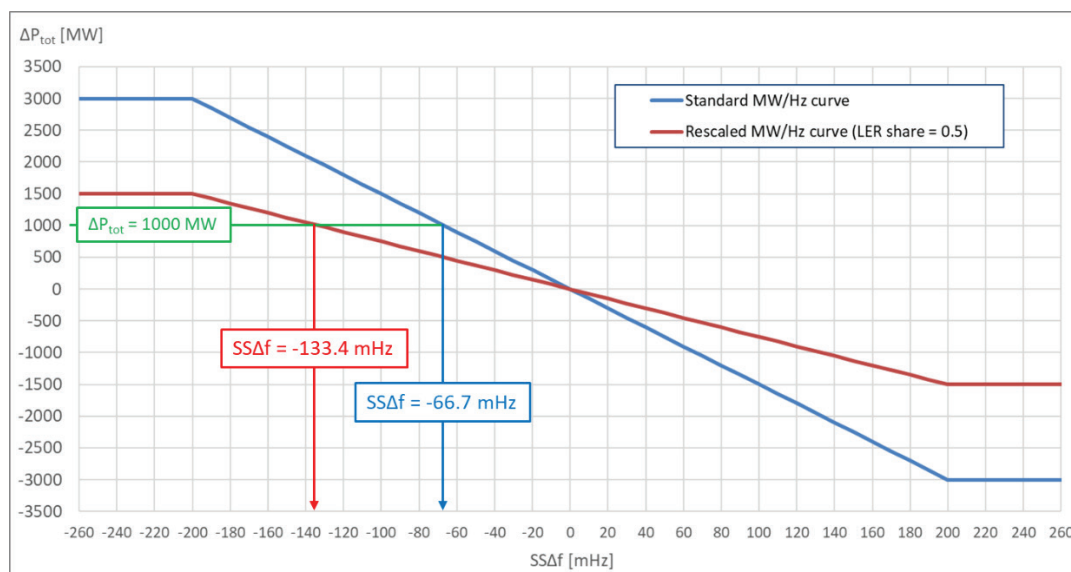
Όταν οι ταμειυτήρες LER εξαντλούνται, η συνεισφορά ΕΔΣ τους θεωρείται πράγματι ως στιγμιαία χαμένη (δεν μπορούν πλέον να παρέχουν ισχύ ρύθμισης προς τα πάνω/προς τα κάτω).

Μόνο οι πάροχοι που δεν είναι LER εξακολουθούν να είναι διαθέσιμοι για τη ρύθμιση του συστήματος. Δεδομένης μιας ανισορροπίας ισχύος εισόδου, η προκύπτουσα απόκλιση συχνότητας είναι επομένως μεγαλύτερη από ό, τι στην κατάσταση με όλα τα διαθέσιμα LER.

Αυτή η κατάσταση μοντελοποιείται με μείωση της ενέργειας (δηλαδή, επανακλιμάκωση της καμπύλης MW/Hz) ίση με το ποσοστό της ΕΔΣ που χάνεται λόγω της εξάντλησης του LER. Το ποσοστό αυτό είναι το μερίδιο LER.

Για παράδειγμα, εάν το μερίδιο LER είναι 50%, μόλις εξαντληθεί το LER, η ενέργεια μειώνεται κατά συντελεστή 2 (τα MW/Hz αναπροσαρμόζονται κατά συντελεστή 2). Αυτό σημαίνει ότι η απόκλιση συχνότητας που σχετίζεται με μια ανισορροπία ισχύος διπλασιάζεται σε σύγκριση με την τυπική συνθήκη.

Η ακόλουθη Εικόνα δείχνει τη μείωση σε αυτό το παράδειγμα.



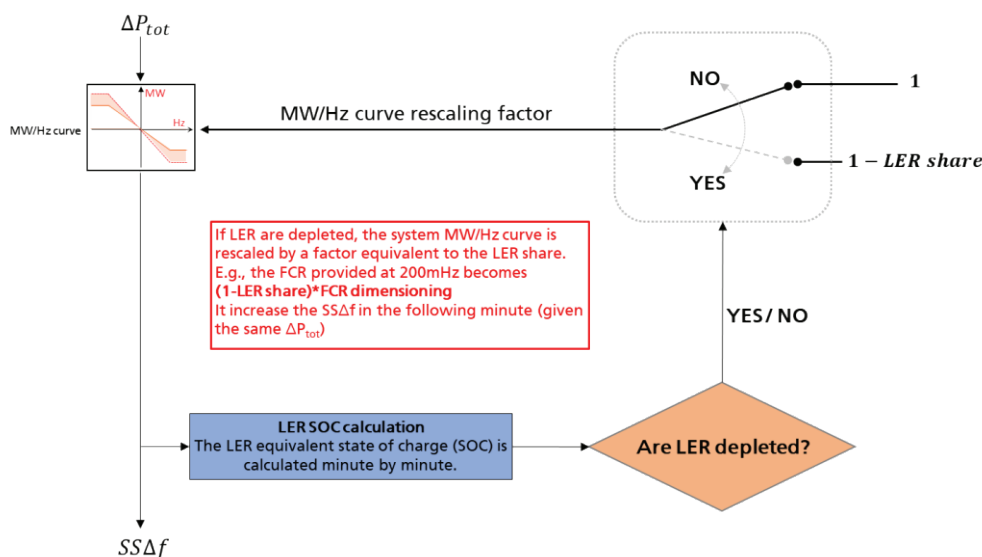
Εικόνα 5: Παράδειγμα αναπροσαρμογής της κλίμακας της καμπύλης MW/Hz κατά συντελεστή 2

Το μοντέλο ενημερώνει σε κάθε λεπτό m την τρέχουσα ενέργεια ρύθμισης ($reg.en.m$). Ο τύπος είναι:

$$reg.en.m = \begin{cases} reg.en_{standard} \cdot (1 - LER \text{ share}), & \text{if LER are depleted} \\ reg.en_{standard}, & \text{if LER are not depleted} \end{cases} \quad (1)$$

Για να ελεγχθεί εάν τα LER έχουν εξαντληθεί ή όχι, το ενεργειακό περιεχόμενο του ταμειυτήρα LER υπολογίζεται σε κάθε λεπτό.

Η Εικόνα 6 σχηματικά δείχνει την διαδικασία με την οποία η ενέργεια ρύθμισης αναπροσαρμόζεται ως συνέπεια της εξάντλησης ενός LER.



Εικόνα 6: Σχηματική διαδικασία για την αναπροσαρμογή της κλίμακας της καμπύλης MW/Hz ως αποτέλεσμα της εξάντλησης του LER

Τα συνδυασμένα αποτελέσματα της στρατηγικής επαναφόρτισης και της προσομοιωμένης απόκλισης συχνότητας μπορούν να οδηγήσουν το LER να ανακάμψει από μια κατάσταση εξάντλησης. Καθώς συμβαίνει αυτό, η ενέργεια ρύθμισης επιστρέφει στην τυπική της κατάσταση (π.χ. 15000 MW / Hz εάν ΕΔΣ = 3000 MW).

Τα LER θεωρούνται χωρίς ενεργειακούς περιορισμούς ενώ η συχνότητα παραμένει εντός της Τυπικής Περιοχής Συχνότητας

Εάν η συνεχής υπέρβαση της Τυπικής Περιοχής Συχνότητας περιλαμβάνει την ενεργοποίηση κατάστασης συναγερμού⁴, η ενεργοποιημένη ενέργεια και η υπολειπόμενη ενέργεια στον ταμιευτήρα υπολογίζονται από την ενεργοποίηση της κατάστασης συναγερμού.

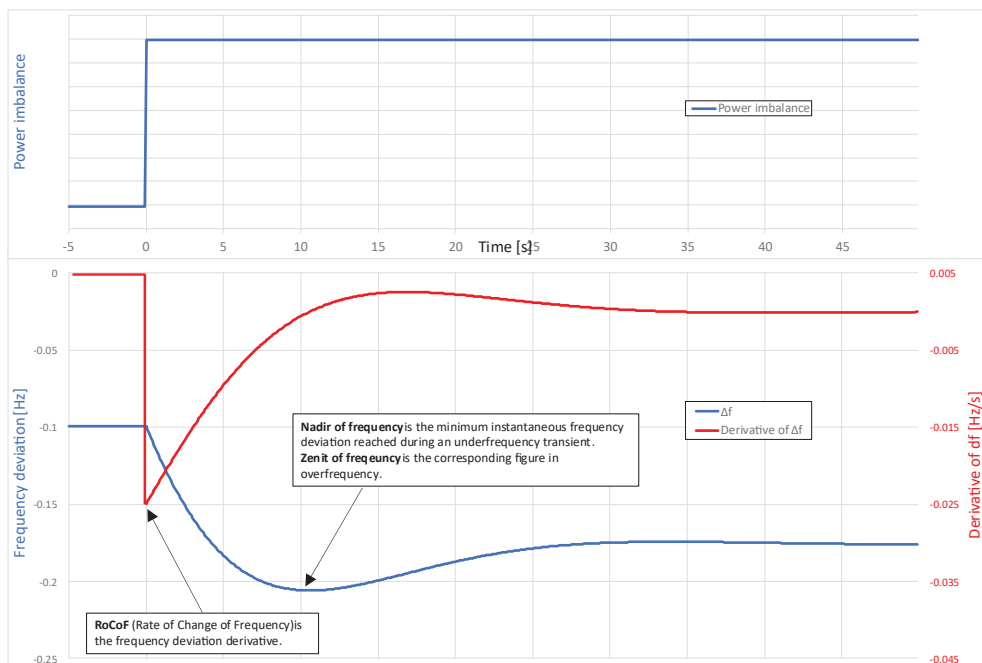
Τα LER εξαντλούνται καθώς ο ταμιευτήρας τους φτάνει στο μέγιστο ή ελάχιστο επίπεδο ενέργειας. Η χωρητικότητα του ταμιευτήρα εξαρτάται από την ελάχιστη χρονική περίοδο ενεργοποίησης στην οποία υπόκεινται οι LER.

2.7. Μοντέλο για τον υπολογισμό της δυναμικής της απόκλισης συχνότητας σε κάθε λεπτό

⁴ Μια κατάσταση συναγερμού ενεργοποιείται εάν ισχύει τουλάχιστον μία από τις ακόλουθες συνθήκες:

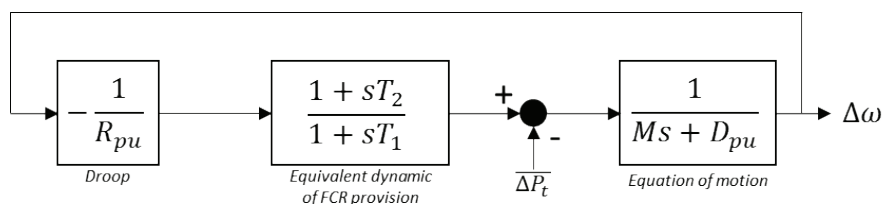
- Η απόλυτη τιμή της προσομοιωμένης απόκλισης συχνότητας σταθερής κατάστασης υπερβαίνει για 5 συνεχόμενα λεπτά το ήμισυ της Μέγιστης Απόκλισης Συχνότητας Σταθερής Κατάστασης.
- Η απόλυτη τιμή της προσομοιωμένης απόκλισης συχνότητας σταθερής κατάστασης υπερβαίνει για 15 συνεχόμενα λεπτά την Τυπική Περιοχή Συχνότητα.

Τα χαρακτηριστικά της συχνότητας κατά τη διάρκεια ενός μεταβατικού φαινομένου - όπως το μέγιστο της συχνότητας (ναδύρ ή ζενίθ) και το RoCoF - πρέπει να λαμβάνονται υπόψη για τη διαδικασία διαστασιολόγησης της ΕΔΣ (Εικόνα 7).



Εικόνα 7: Παράδειγμα μεταβατικών χαρακτηριστικών συχνότητας και κύριων δεικτών απόδοσης: ζενίθ, ναδύρ και RoCoF

Δεδομένου του μεγάλου αριθμού μεταβατικών που πρέπει να υπολογιστούν για την άσκηση της διαστασιολόγησης, είναι ανέφικτο να εκτελεστεί μια πραγματική δυναμική προσομοίωση σε κάθε λεπτό. Επομένως, υπάρχει ανάγκη να υιοθετηθεί ένας αλγεβρικός υπολογισμός των ακραίων τιμών της συχνότητας (ζενίθ/ναδύρ) και του RoCoF ξεκινώντας από το απλοποιημένο (συγκεντρωτικό) μοντέλο μονού ζυγού που απεικονίζεται στην Εικόνα 8, βάσει εκτιμήσεων [2].



Εικόνα 8: Απλοποιημένο single-busbar δυναμικό μοντέλο του συστήματος ισχύος της CE

Όπου:

- **Εξίσωση κίνησης:** αντιπροσωπεύει την απόκριση των συστημάτων ισχύος όσον αφορά την αδράνεια και την αυτορρύθμιση του φορτίου.
- **Στατισμός:** αντιπροσωπεύει τη στατική απόκριση της ΕΔΣ (βλ. Figure 4);

- **Ισοδύναμη δυναμική της παροχής ΕΔΣ:** αντιπροσωπεύει τα μέσα συνδυασμένα αποτελέσματα των δυναμικών αποκρίσεων που παρέχονται από όλους τους παρόχους ΕΔΣ.

Οι παράμετροι που παρουσιάζονται στην Εικόνα 8 είναι:

$R_{pu} = \frac{1}{En. Reg.} \cdot \frac{P_n}{f_n} [pu_p / pu_{\Delta f}]$	Droop in pu (<i>En. Reg.</i> is associated with a certain MW/Hz curve and it's expressed in [MW/Hz])
$T_1 [s]$	Pole time constant of average FCR dynamics
$T_2 [s]$	Zero time constant of average FCR dynamics
$D_{pu} = \frac{D}{f_n} [pu_p / pu_{\Delta f}]$	Self-regulation of load (<i>D</i> is expressed in [pu/Hz])
$M = 2 \cdot H [s]$	System equivalent angular momentum (2*Inertia)
$P_n [MW]$	Load at SA level
f_n	Nominal frequency (50 Hz)

Η έξοδος του διαγράμματος ($\Delta\omega$) είναι η απόκλιση συχνότητας σε pu.

Λαμβάνοντας υπόψη την πραγματική και σύνθετη δυναμική της Συγχρονισμένης Περιοχής, με αυτό το μοντέλο εισάγονται σημαντικές προσεγγίσεις, καθώς κάθε πάροχος (και κάθε τεχνολογία) έχει τις δικές του ιδιαιτερότητες όσον αφορά τη δυναμική ανάπτυξης της ΕΔΣ. Αυτή η ποικιλία αποκρίσεων απλοποιείται με ένα απλοποιημένο δυναμικό μοντέλο 2ης τάξης προκειμένου να εξαχθούν οι αλγεβρικοί τύποι για τις ακραίες τιμές της συχνότητας (ζενίθ/ναδίρ) και του RoCoF. Το RoCoF αξιολογείται όπως το αρχικό RoCoF.

Οι τύποι αυτοί προκύπτουν με την παραδοχή ότι εφαρμόζεται βαθμιαία διαταραχή στο μοντέλο που παρουσιάζεται στην Εικόνα 8.

Με αυτόν τον τρόπο μια αλγεβρική σχέση μεταξύ της διαταραχής και των παραμέτρων του συστήματος μπορεί να χρησιμοποιηθεί μέσα στο επαναληπτικό πιθανοτικό μοντέλο.

Ο υπολογισμός των δυναμικών επιδόσεων των αποκλίσεων συχνότητας βασίζεται στον ίδιο βαθμό λεπτομέρειας 1-λεπτού που υιοθετήθηκε για τους υπολογισμούς σταθερής κατάστασης. Αυτό σημαίνει ότι όλες οι μεταβλητές (π.χ. ανισορροπία ισχύος και απόκλιση συχνότητας σταθερής κατάστασης) συνεχίζουν να αλλάζουν λεπτό προς λεπτό.

Επομένως, τόσο οι μεταβατικές ακραίες τιμές της συχνότητας (ζενίθ/ναδίρ) όσο και το RoCoF υπολογίζονται σε βάση 1-λεπτού.

Η είσοδος αυτού του υπολογισμού είναι η διαφορά της ανισορροπίας ισχύος μεταξύ δύο ακόλουθων λεπτών.

2.8 Αξιολόγηση των κριτηρίων αποδοχής της προκύπτουσας προσομοιωμένης απόκλισης συχνότητας

Η διαστασιολόγηση της ΕΔΣ θεωρείται αποδεκτή εάν διασφαλίζει ότι η ΕΔΣ είναι ανεπαρκής όχι συχνότερα από μία φορά κάθε 20 έτη.

Το πρώτο βήμα είναι να αξιολογηθεί εάν ένα συγκεκριμένο λεπτό θεωρείται αποδεκτό λεπτό. Ένα λεπτό θεωρείται αποδεκτό λεπτό εάν πληροί όλα τα ακόλουθα τρία κριτήρια:

- Η απόλυτη τιμή της προσομοιωμένης απόκλισης συχνότητας σταθερής κατάστασης δεν υπερβαίνει τη μέγιστη απόκλιση συχνότητας σταθερής κατάστασης.
- Η απόλυτη τιμή της μέγιστης/ελάχιστης στιγμιαίας απόκλισης συχνότητας κατά τη διάρκεια μεταβατικών συνθηκών δεν υπερβαίνει τα όρια που καθορίζονται από τους ΔΣΜ.
- Η απόλυτη τιμή της RoCoF δεν υπερβαίνει τη μέγιστη αρχική RoCoF όπως ορίζεται από τους ΔΣΜ.

Ένα λεπτό θεωρείται μη αποδεκτό λεπτό εάν τουλάχιστον ένα κριτήριο δεν πληρείται.

Για την ερμηνεία του κριτηρίου «μία φορά στα 20 χρόνια», εισάγεται η έννοια της «κρίσιμης συνθήκης»: μια κρίσιμη συνθήκη είναι μια σειρά μη αποδεκτών λεπτών που απέχουν μεταξύ τους όχι περισσότερο από μία παράμετρο χρόνου (π.χ. 15 λεπτά).

Μια μεμονωμένη Κρίσιμη Συνθήκη θα μπορούσε επομένως να διαμορφώνεται από αρκετά ακόλουθα λεπτά όπου ένα ή περισσότερα κριτήρια να μην πληρούνται.

Η επιλογή μιας τέτοιας προσέγγισης σχετίζεται με το γεγονός ότι ο συνδυασμός διαταραχών που προκαλούν μια κατάσταση όπου δεν πληρούνται ένα ή περισσότερα κριτήρια (SSΔf / ζενίθ/ναδίρ / RoCoF) θα μπορούσε να διαρκέσει αρκετά λεπτά.

Το κριτήριο «μία φορά στα 20 χρόνια» εφαρμόζεται στον αριθμό των Κρίσιμων Συνθηκών και όχι σε μεμονωμένα λεπτά.

Επομένως, η διαστασιολόγηση της ΕΔΣ αποσκοπεί στη διασφάλιση ότι ο αριθμός των ανιχνευόμενων Κρίσιμων Συνθηκών είναι μικρότερος ή ίσος με το 1/20 του αριθμού των προσομοιωμένων ετών.

Π.χ., εάν προσομοιωθούν 200 έτη από το μοντέλο, δεν θα προκύψουν περισσότερες από 10 (200/20) Κρίσιμες Συνθήκες.

Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 24 Ιανουαρίου 2025

Ο Αντιπρόεδρος Κλάδου

ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΦΟΥΡΛΑΡΗΣ