



ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

7 Ιουλίου 2023

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ

Αρ. Φύλλου 4338

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. απόφ Ε-46/2023

Έγκριση της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Ελλάδας - Ιταλίας (CCR GRIT) για τη μεθοδολογία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών, σύμφωνα με το άρθρο 37 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής, της 23ης Νοεμβρίου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο ΚΛΑΔΟΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΤΗΣ ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗΣ
ΑΡΧΗΣ ΑΠΟΒΛΗΤΩΝ, ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΚΑΙ ΥΔΑΤΩΝ

Κατά την τακτική συνεδρίαση της Σύνοψης του Κλάδου, στην έδρα της Αρχής, στις 22 Ιουνίου 2023 και λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν. 4425/2016 «Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας, Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης, για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων και άλλες διατάξεις» (Α' 185), όπως ισχύει, και ιδίως των άρθρων 6 και 17 του Κεφαλαίου Γ του νόμου αυτού.

2. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις» (Α' 179), όπως ισχύει, ιδίως των άρθρων 22 και 32 αυτού.

3. Τις διατάξεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/943 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 5ης Ιουνίου 2019, σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (ΕΕ L 158 της 14.6.2019, σ. 54 επ.), όπως τροποποιήθηκε και ισχύει.

4. Τις διατάξεις του Κανονισμού (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 (αναδιτύπωση) (ΕΕ L 158 της 14.6.2019, σ. 22 επ.), όπως τροποποιήθηκε και ισχύει.

5. Τις διατάξεις του Κανονισμού (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 (ΕΕ L 211 της 14.08.2009 σελ. 15).

6. Τις διατάξεις του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής της 23ης Νοεμβρίου 2017 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας (ΕΕ L 312 της 28.11.2017, σελ. 6 επ.), όπως τροποποιήθηκε και ισχύει και ιδίως των άρθρων 5, 6 και 37 αυτού.

7. Τη Δημόσια Διαβούλευση των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Ελλάδας - Ιταλίας (CCR GRIT) επί της πρότασής τους για τη μεθοδολογία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών, σύμφωνα με το άρθρο 37 και το άρθρο 10 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής, η οποία έλαβε χώρα στην ιστοσελίδα του ENTSO-E από 17.10.2022 έως 18.11.2022¹.

8. Τη «σκιώδη γνώμη» (shadow opinion) των Ρυθμιστικών Αρχών της CCR GRIT επί της πρότασης των ΔΣΜ της CCR GRIT για τη μεθοδολογία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών, σύμφωνα με το άρθρο 37 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής, όπως αυτή τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση (σχετ. 7).

9. Το υπό στοιχεία ΠΑΕ Ι-343088/23.12.2022 ηλεκτρονικό έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. σχετικά με την έγκριση της κοινής πρότασης των ΔΣΜ της CCR GRIT για τη μεθοδολογία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών, σύμφωνα με το άρθρο 37 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής.

10. Το υπό στοιχεία ΠΑΕ Ι-343623/09.01.2023 έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε με την επίσημη μετάφραση της ανωτέρω πρότασης.

¹ <https://consultations.entsoe.eu/markets/grit-proposal-ontbttc-methodology/>

11. Τη Δημόσια Διαβούλευση της ΠΑΕ επί της ανωτέρω κοινής πρότασης των ΔΣΜ, η οποία έλαβε χώρα από 10.01.2023 έως 31.01.2023².

12. Την ηλεκτρονική αλληλογραφία (υπό στοιχεία. ΠΑΑΕΥ Ι-352123/13.06.2023) με ημερομηνία 12.06.2023 με την οποία επιβεβαιώνεται η ομόφωνη συμφωνία (unanimous agreement), μέσω ηλεκτρονικής ψηφοφορίας των Ρυθμιστικών Αρχών της CCR GRIT περί της έγκρισης της κοινής πρότασης των ΔΣΜ της CCR GRIT για τη μεθοδολογία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών, σύμφωνα με το άρθρο 37 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής.

13. Την υπό στοιχεία ΠΑΑΕΥ Ι-352293/14.06.2023 επιστολή των Ρυθμιστικών Αρχών της CCR GRIT με ημερομηνία 13.06.2023 προς τους ΔΣΜ της CCR GRIT με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και στον ACER, περί της έγκρισης της ανωτέρω πρότασης των ΔΣΜ της CCR GRIT.

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

15. Το γεγονός ότι από τις διατάξεις της παρούσας δεν προκαλείται δαπάνη σε βάρος του κρατικού προϋπολογισμού, σκέφτηκε ως εξής:

Επειδή, στο πλαίσιο επίτευξης της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, εξεδόθη, κατ' αρχήν, ο Κανονισμός (ΕΚ) υπ' αρ. 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 (σχετ. 5).

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, δυνάμει της εξουσιοδότησης του άρθρου 18 του Κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 και σύμφωνα με το άρθρο 290 ΣΛΕΕ, εξεδόθη από την Επιτροπή ο υπ' αρ. 2017/2195 Κανονισμός (ΕΕ) της 23ης Νοεμβρίου 2017 (εφεξής «Κανονισμός» σχετ. 6), με τον οποίο καθορίζονται κατευθυντήριες γραμμές στα Κράτη Μέλη σχετικά με την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Ειδικότερα αντικείμενο του Κανονισμού αποτελεί, κατά το άρθρο 1, ο καθορισμός λεπτομερούς κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης της θέσπισης κοινών

αρχών για την προμήθεια και την εκκαθάριση εφεδρειών διατήρησης συχνότητας, εφεδρειών αποκατάστασης συχνότητας και εφεδρειών αντικατάστασης, καθώς και κοινής μεθοδολογίας για την ενεργοποίηση εφεδρειών αποκατάστασης συχνότητας και εφεδρειών αντικατάστασης.

Επειδή, σύμφωνα με το άρθρο 37 του ως άνω Κανονισμού «Υπολογισμός διαζωνικής δυναμικότητας» προβλέπονται τα εξής:

«1. Μετά την προθεσμία υποβολής προσφορών διαζωνικής ενδοημερήσιας αγοράς οι ΔΣΜ επικαιροποιούν διαρκώς τη διαθεσιμότητα της διαζωνικής δυναμικότητας για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών. Η διαζωνική δυναμικότητα επικαιροποιείται κάθε φορά που χρησιμοποιείται τμήμα της ή μετά τον επανυπολογισμό της.

2. Πριν από την εφαρμογή της μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας κατ' εφαρμογή της παραγράφου 3, οι ΔΣΜ χρησιμοποιούν τη διαζωνική δυναμικότητα που απομένει μετά την προθεσμία υποβολής προσφορών διαζωνικής ενδοημερήσιας αγοράς.

3. Εντός πέντε ετών από την έναρξη ισχύος του παρόντος κανονισμού, όλοι οι ΔΣΜ μιας περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας καταρτίζουν μεθοδολογία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών. Αυτή η μεθοδολογία αποτρέπει στρεβλώσεις της αγοράς και συνάδει με τη μεθοδολογία υπολογισμού της διαζωνικής δυναμικότητας που εφαρμόζεται εντός του χρονικού πλαισίου ενδοημερήσιας αγοράς που ορίζει ο κανονισμός (ΕΕ) 2015/1222.»

Επειδή, κατά τις παρ. 1 και 3 του άρθρου 5 του Κανονισμού «Έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών των ΔΣΜ», η πρόταση των ΔΣΜ κάθε περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας για τη μεθοδολογία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών, κατά την παρ. 3 του άρθρου 37 του Κανονισμού, υπόκειται στην έγκριση όλων των ρυθμιστικών αρχών της οικείας περιφέρειας, ως εξής:

«1. Κάθε οικεία ρυθμιστική αρχή εγκρίνει, σύμφωνα με το άρθρο 37 της οδηγίας 2009/72/ΕΚ, τους όρους και τις προϋποθέσεις ή τις μεθοδολογίες που έχουν καταρτίσει οι ΔΣΜ σύμφωνα με τις παραγράφους 2, 3 και 4. [...]

3. Οι προτάσεις για τους ακόλουθους όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες υπόκεινται στην έγκριση όλων των ρυθμιστικών αρχών της οικείας περιφέρειας: [...]

στ) τη μεθοδολογία υπολογισμού της διαζωνικής δυναμικότητας για κάθε περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας, σύμφωνα με το άρθρο 37 παράγραφος 3· [...]

Επειδή, κατά τις παρ. 6 και 7 του άρθρου 5 του Κανονισμού προβλέπεται ότι:

«[...] 6. Όταν για την έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών σύμφωνα με την παράγραφο 3 του παρόντος άρθρου ή για την τροποποίηση σύμφωνα με το άρθρο 6 απαιτείται απόφαση από περισσότερες της

2 <https://www.rae.gr/diavoulefsis/57071/>

μίας ρυθμιστικές αρχές, οι σχετικές ρυθμιστικές αρχές διαβουλεύονται και συνεργάζονται στενά και συντονίζονται μεταξύ τους, με στόχο την επίτευξη συμφωνίας. Όταν ο Οργανισμός εκδίδει γνώμη, οι οικείες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν υπόψη την εν λόγω γνώμη. Οι ρυθμιστικές αρχές ή, όπου είναι αρμόδιος, ο Οργανισμός, αποφασίζουν για τους όρους και τις προϋποθέσεις ή τις μεθοδολογίες που υποβλήθηκαν σύμφωνα με τις παρ. 2, 3 και 4, εντός έξι μηνών από την παραλαβή των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών από τον Οργανισμό ή από τη σχετική 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, στην τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή σύμφωνα με την παρ. 3 ή, κατά περίπτωση, στην οικεία ρυθμιστική αρχή σύμφωνα με την παρ. 4.

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

Επειδή, ο Κανονισμός (ΕΚ) 713/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, ο οποίος θέσπισε τον Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER) καταργήθηκε με το άρθρο 46 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942 (σχετ. 4), οι δε παραπομπές στον καταργούμενο κανονισμό νοούνται ως παραπομπές στον τελευταίο αυτόν Κανονισμό και διαβάζονται σύμφωνα με τον πίνακα αντιστοιχίας του Παραρτήματος II αυτού.

Επειδή, στην παρ. 3 του άρθρου 5 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942 προβλέπεται 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 κατευθυντήριων 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: [...]

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 κατευθυντήριων γραμμών, [...]

Οι ρυθμιστικές αρχές δύναται να παραπέμψουν τις προτάσεις προς έγκριση στον ACER σύμφωνα με το άρθρο 6 παρ. 10 δεύτερο εδάφιο στοιχείο β) και ακολουθούν το άρθρο 6 παρ. 10 δεύτερο εδάφιο στοιχείο α) σε περίπτωση που δεν είναι δυνατόν να ληφθεί απόφαση με ομοφωνία όπως αναφέρεται στο πρώτο εδάφιο.

Ο διευθυντής ή το ρυθμιστικό συμβούλιο, ιδία πρωτοβουλία ή μετά από πρόταση ενός ή περισσότερων από

τα μέλη του, δύναται να απαιτήσει από τις ρυθμιστικές αρχές της συγκεκριμένης περιφέρειας να παραπέμψουν την πρόταση στον ACER προς έγκριση. Το αίτημα αυτό αφορά μόνο τις περιπτώσεις όπου πρόταση συμφωνημένη σε περιφερειακό επίπεδο θα έχει από αντίκτυπο στην εσωτερική αγορά ενέργειας ή στην ασφάλεια του εφοδιασμού και πέρα από την περιοχή. [...]

Επειδή, κατά την παρ. 10 του άρθρου 6 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942 προβλέπεται ότι:

«[...] 10. Ο ACER είναι αρμόδιος να εκδίδει ατομικές αποφάσεις σχετικά με ρυθμιστικά ζητήματα που έχουν επιπτώσεις στις διασυνοριακές συναλλαγές ή στη διασυνοριακή ασφάλεια του συστήματος, για τα οποία απαιτείται κοινή απόφαση δύο τουλάχιστον ρυθμιστικών αρχών, όταν αυτές οι αρμοδιότητες έχουν εκχωρηθεί στις ρυθμιστικές αρχές σύμφωνα με μία από τις ακόλουθες νομοθετικές πράξεις: [...]

β) κώδικες δικτύου και κατευθυντήριες γραμμές που εκδίδονται πριν από την 4η Ιουλίου 2019 και μεταγενέστερες αναθεωρήσεις αυτών των κωδικών δικτύου και των κατευθυντήριων γραμμών, [...]

Ο ACER είναι αρμόδιος να εκδίδει ατομικές αποφάσεις όπως προβλέπεται στο πρώτο εδάφιο στις ακόλουθες περιπτώσεις:

α) εφόσον δεν κατέστη δυνατό να επιτευχθεί συμφωνία των αρμόδιων ρυθμιστικών αρχών εντός έξι μηνών μετά την παραπομπή της υπόθεσης στην τελευταία από τις εν λόγω ρυθμιστικές αρχές ή εντός τεσσάρων μηνών σε περιπτώσεις δυνάμει του άρθρου 4 παράγραφος 7 του παρόντος κανονισμού ή του άρθρου 59 παράγραφος 1 στοιχείο γ) ή του άρθρου 62 παράγραφος 1 στοιχείο στ) της οδηγίας (ΕΕ) 2019/944 ή

β) βάσει κοινής αιτήσεως των αρμόδιων ρυθμιστικών αρχών. [...]

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

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

Επειδή, περαιτέρω, κατά το άρθρο 17 παρ. 7 του Κεφαλαίου Γ του ίδιου ν. 4425/2016 (σχετ.1), προβλέπεται ότι:

«7. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ έχει τις αρμοδιότητες που προβλέπονται στους Κανονισμούς (ΕΕ) 2019/943, 2016/1719, 2017/2195, [...]. Η άσκηση των αρμοδιοτήτων του Διαχειριστή συντείνει, ιδίως, στην επίτευξη του στόχου σύγκλισης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας με τις αντίστοιχες ευρωπαϊκές και στην ολοκλήρωση της ενιαίας εσωτερικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ε.Ε., σύμφωνα με τις απαιτήσεις της ευρωπαϊκής νομοθεσίας».

Επειδή, οι Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Ελλάδας - Ιταλίας (CCR GRIT), ως οφείλουν κατά τα προβλεπόμενα στο άρθρο 10 του Κανονισμού, έθεσαν την κοινή πρότασή τους για τη μεθοδολογία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την

εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών, σύμφωνα με το άρθρο 37 του Κανονισμού σε Δημόσια Διαβούλευση, η οποία έλαβε χώρα στην ιστοσελίδα του ENTSO-E από 17.10.2022 έως και 18.11.2022 και κατά τη διάρκεια της οποίας δεν υπεβλήθησαν απόψεις. (σχετ. 7)

Επειδή, οι Ρυθμιστικές Αρχές της CCR GRIT κατά την αξιολόγηση της ως άνω διαβουλευθείσας πρότασης των ΔΣΜ διαπίστωσαν ότι τούτη χρήζει βελτίωσης τόσο όσον αφορά τη συμμόρφωσή της με τις απαιτήσεις του Κανονισμού, αλλά και τη σαφήνεια των επιμέρους στοιχείων της μεθοδολογίας και του συνοδευτικού επεξηγηματικού κειμένου. Για τον σκοπό αυτό, απέστειλαν στους ΔΣΜ τη «σκιώδη γνωμοδότησή» τους με συγκεκριμένες επισημάνσεις επί των άρθρων του κειμένου της μεθοδολογίας και του επεξηγηματικού κειμένου, προκειμένου οι Διαχειριστές να τις λάβουν υπόψη τους και να τροποποιήσουν κατάλληλα τις διατάξεις, πριν την επίσημη υποβολή της κοινής πρότασής τους στις Αρχές. (σχετ. 8)

Επειδή, με το υπό σχετ. 9 έγγραφο, υπεβλήθη στη PAE από την ΑΔΜΗΕ Α.Ε., εκ μέρους των ΔΣΜ της CCR GRIT, η τελική κοινή πρότασή τους για τη μεθοδολογία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών, σύμφωνα με το άρθρο 37 του Κανονισμού.

Επειδή, η ΑΔΜΗΕ Α.Ε με το υπό σχετ. 10 έγγραφό της υπέβαλε στη PAE επίσημη μετάφραση στην ελληνική γλώσσα του υπό σχετ. 9 εγγράφου.

Επειδή, ακολούθως, η PAE, από 10.01.2023 έως και 31.01.2023 έθεσε την υπό σχετ. 9 πρόταση των ΔΣΜ της CCR GRIT, μετά της μεταφράσεως αυτής στην ελληνική γλώσσα, σε Δημόσια Διαβούλευση (σχετ. 11), κατά τη διάρκεια της οποίας δεν υπεβλήθησαν σχόλια.

Επειδή, οι Ρυθμιστικές Αρχές της CCR GRIT αξιολόγησαν την πρόταση των Διαχειριστών, τόσο σε σχέση με τη συμμόρφωση με τις απαιτήσεις του Κανονισμού, όσο και με τα ζητούμενα από τις ίδιες μέσω της «σκιώδους γνωμοδότησής» τους. Ως εκ τούτου, κατέληξαν στο συμπέρασμα ότι η υποβληθείσα τελική έκδοση της πρότασης για τη μεθοδολογία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών έχει βελτιωμένο περιεχόμενο και έχει ενσωματώσει τις προτάσεις των Ρυθμιστικών Αρχών, σύμφωνα με το υπό σχετ. 8 έγγραφο των Αρχών.

Επειδή, στη συνέχεια, οι Ρυθμιστικές Αρχές της CCR GRIT, κατόπιν της ηλεκτρονικής ψηφοφορίας που ολο-

κληρώθηκε στις 07.06.2023, συμφώνησαν ομόφωνα (unanimous agreement) περί της έγκρισης της ανωτέρω πρότασης των ΔΣΜ της CCR GRIT (σχετ. 12).

Επειδή, ακολούθως, με το υπό σχετ. 13 έγγραφο γνωστοποιήθηκε προς τους ΔΣΜ της CCR GRIT με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και στον ACER, η ανωτέρω ομόφωνη συμφωνία των Ρυθμιστικών Αρχών της CCR GRIT περί της έγκρισης της εν λόγω τελικής πρότασης των ΔΣΜ της CCR GRIT, δυνάμει του άρθρου 37 και σύμφωνα με την παρ. 1 του άρθρου 6 του Κανονισμού, προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης σύμφωνα με την παρ. 2 του άρθρου 6 του Κανονισμού.

Επειδή, κατά το άρθρο 22 του ν. 4001/2011 «Η PAE, 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 PAE, ... δημοσιοποιούνται με ανάρτηση στην επίσημη ιστοσελίδα της. Οι κανονιστικού χαρακτήρα αποφάσεις της PAE δημοσιεύονται επιπλέον στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως...».

Κατόπιν των ανωτέρω και σύμφωνα με αυτά, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά τα άρθρα 5 (παρ. 1 και 3), 6 (παρ. 1) και 37 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195, άρθρο 5 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/942, άρθρο 6 του ν. 4425/2016 (Α' 185) και άρθρα 22 και 32 του ν. 4001/2011 (Α' 179) και σύμφωνα με την ομόφωνη συμφωνία των Ρυθμιστικών Αρχών της CCR GRIT:

1. Την έγκριση της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Ελλάδας - Ιταλίας (CCR GRIT) για τη μεθοδολογία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών, σύμφωνα με το άρθρο 37 του Κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής, της 23ης Νοεμβρίου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας και σύμφωνα με την ανωτέρω ομόφωνη συμφωνία των Ρυθμιστικών Αρχών της CCR GRIT. Το περιεχόμενο της ως άνω πρότασης των ΔΣΜ της CCR GRIT περιλαμβάνεται στο συνημμένο της παρούσας απόφασης κείμενο, το οποίο αποτελεί αναπόσπαστο μέρος αυτής.

Methodology for a coordinated capacity calculation
in accordance with Article 37 of Commission
Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017
establishing a guideline on electricity balancing
within GRIT CCR

OCTOBER 2022

Table of Contents

Article 1	Subject matter and scope
Article 2	Definitions and interpretation
Article 3	Cross-zonal capacities for the balancing timeframe
Article 4	Reliability margin methodology
Article 5	Methodologies for operational security limits, contingencies and allocation constraints
Article 6	Generation and load shift keys
Article 7	Remedial actions in capacity calculation
Article 8	Balancing timeframe capacity calculation
Article 9	Cross-zonal capacity validation methodology
Article 10	TTC Update process
Article 11	Fallback procedures
Article 12	Publication of data
Article 13	Publication and Implementation of the CCC methodology Proposal
Article 14	Language

Whereas

- (1) This document (hereafter referred to as “Greece-Italy Balancing Timeframe Capacity Calculation Methodology Proposal”, or “GRIT BT CC methodology Proposal”), including its annexes, is the methodology for the common capacity calculation performed for Greece-Italy Capacity Calculation Region (hereafter referred to as “GRIT CCR”) required by Article 37 of Regulation (EU) 2015/1222 establishing a guideline Electricity Balancing (hereafter referred to as the “EB GL Regulation”).
- (2) This methodology considers the general principles and goals set in the EB GL Regulation while respecting the principles set in the Regulation (EC) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast) (hereafter referred to as “Regulation (EC) 2019/943”).
- (3) The goals listed in Article 3 of the EB GL regulation relevant to this methodology are:
 - (a) *fostering effective competition, non-discrimination, and transparency in balancing markets;*
 - (b) *enhancing efficiency of balancing as well as efficiency of European and national balancing markets;*
 - (c) *integrating balancing markets and promoting the possibilities for exchanges of balancing services while contributing to operational security;*
 - (d) *contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union while facilitating the efficient and consistent functioning of day-ahead, intraday, and balancing markets*

To facilitate the achievement of these aims and to offer capacity to the market in the balancing timeframe, it is necessary for TSOs to calculate in a coordinated manner the available cross-border capacity.

- (4) Article 37 of the EB GL Regulation constitutes the legal basis for this methodology and defines several specific requirements that the BT CCC methodology should consider:
 - “1. *After the intraday-cross-zonal gate closure time, TSOs shall continuously update the availability of cross-zonal capacity for the exchange of balancing energy or for operating the imbalance netting process. Cross-zonal capacity shall be updated every time a portion of cross-zonal capacity has been used or when cross-zonal capacity has been recalculated*
 2. *Before the implementation of the capacity calculation methodology pursuant to paragraph 3, TSOs shall use the cross-zonal capacity remaining after the intraday cross-zonal gate closure time.*
 3. *By five years after entry into force of this Regulation, all TSOs of a capacity calculation region shall develop a methodology for cross-zonal capacity calculation within the balancing timeframe for the exchange of balancing energy or for operating the imbalance netting process. Such methodology shall avoid market distortions and shall be consistent with the cross-zonal capacity calculation methodology applied in the intraday timeframe established under regulation (EU) 2015/1222*
- (5) Article 2 of the EB GL regulation defines ‘balancing’ as *all actions and processes, on all timelines, through which TSOs ensure, in a continuous way, the maintenance of system frequency within a predefined stability range as set out in Article 127 of Regulation (EU) 2017/1485, and compliance with the amount of reserves needed with respect to the required quality, as set out in Part IV Title V, Title VI and Title VII of Regulation (EU) 2017/1485*

- (6) Article 2 of the EB GL Regulation defines 'balancing market' as *the entirety of institutional, commercial and operational arrangements that establish market-based management of balancing*
- (7) Article 36 of the EB GL Regulation identifies the use of cross-zonal capacity, such that *all TSOs shall use the available cross-zonal capacity, computed according to paragraphs 2 and 3 of Article 37, for the exchange of balancing energy or for operating the imbalance netting process.*
- (8) Article 2(8) of the CACM Regulation defines the coordinated net transmission capacity approach as *the capacity calculation method based on the principle of assessing and defining ex ante a maximum energy exchange between adjacent bidding zones* .
- (9) As per the definition set in Article 2(11) of the CACM Regulation, the coordinated capacity calculator is delegated the task of calculating transmission capacity, at regional level or above.
- (10) Article 16(3) of the Regulation (EC) 2019/943 describes the capacity calculation process and attributes the role of coordinated capacity calculator to the regional coordination centres:
Regional coordination centres shall carry out coordinated capacity calculation in accordance with paragraphs 4 and 8 of this Article, as provided for in point (a) of Article 37(1) and in Article 42(1). Regional coordination centres shall calculate cross-zonal capacities respecting operational security limits using data from transmission system operators including data on the technical availability of remedial actions, not including load shedding. Where regional coordination centres conclude that those available remedial actions in the capacity calculation region or between capacity calculation regions are not sufficient to reach the linear trajectory pursuant to Article 15(2) or the minimum capacities provided for in paragraph 8 of this Article while respecting operational security limits, they may, as a measure of last resort, set out coordinated actions reducing the cross-zonal capacities accordingly. Transmission system operators may deviate from coordinated actions in respect of coordinated capacity calculation and coordinated security analysis only in accordance with Article 42(2). By 3 months after the entry into operation of the regional coordination centres pursuant to Article 35(2) of this Regulation and every three months thereafter, the regional coordination centres shall submit a report to the relevant regulatory authorities and to ACER on any reduction of capacity or deviation from coordinated actions pursuant to the second subparagraph and shall assess the incidences and make recommendations, if necessary, on how to avoid such deviations in the future. If ACER concludes that the prerequisites for a deviation pursuant to this paragraph are not fulfilled or are of a structural nature, ACER shall submit an opinion to the relevant regulatory authorities and to the Commission. The competent regulatory authorities shall take appropriate action against transmission system operators or regional coordination centres pursuant to Article 59 or 62 of Directive (EU) 2019/944 if the prerequisites for a deviation pursuant to this paragraph were not fulfilled. Deviations of a structural nature shall be addressed in an action plan referred to in Article 14(7) or in an update of an existing action plan.
- (11) The BT CC methodology contributes to and does not in any way hinder the achievement of the objectives of Article 3 of the EB GL Regulation.
- (12) Article 3(a) of the EB GL Regulation aims at fostering effective competition, non-discrimination, and transparency in balancing markets. The BT CC methodology serves the objectives of fostering effective competition, non-discrimination, and transparency by defining a set of harmonised rules for capacity calculation and congestion management which contributes to the effectiveness of the balancing market.

- (13) Article 3(b) of the EB GL Regulation aims at enhancing efficiency of balancing as well as efficiency of European and national balancing markets. The BT CC methodology contributes to the objective of enhancing efficiency of both European and national balancing market by calculating balancing capacity as close as possible to real-time with the last available inputs.
- (14) Article 3(c) of the EB GL Regulations aims at integrating balancing markets and promoting the possibilities for exchanges of balancing services while contributing to operational security. The BT CC methodology does not hinder the integration of balancing markets and the possibilities for the exchanges of balancing energy by offering capacity to the Capacity Management Module (CMM). The CMM project aims to develop a centralized solution for management of CZC among all European platforms (TERRE, MARI, PICASSO and IGCC) for the exchange of balancing energy and TSOs in context of EBGL and requirements of the European platforms (respecting relevant implementation frameworks and their legal deadline), while respecting availability and performance requirements, in accordance with the processes described in Articles 19, 20, 21 and 22 of the EB GL Regulation.
- (15) Article 3(d) of the EB GL Regulations aims at contributing to the efficient long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union while facilitating the efficient and consistent functioning of day-ahead, intraday and balancing markets. By ensuring consistency between the BT CC methodology and the day-ahead, intraday and balancing markets, this methodology contributes to the long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector.
- (16) In conclusion, the BT CC methodology contributes to the general objectives of the EB GL Regulation.

Article 1 Subject matter and scope

The BT CC methodology as determined in this document is the common methodology for the capacity calculation for GRIT CCR in accordance with Article 37 of the EB Regulation.

Article 2 Definitions and interpretation

1. For the purposes of the BT CC methodology, the terms used shall have the meaning given to them in Article 2 of Regulation (EC) 2013/543, Article 2 of Regulation (EC) 2015/1222, Article 2 of Regulation (EC) 2017/2195 (EBGL Regulation) and Capacity Calculation Methodology for the day-ahead and intraday market timeframe for GRIT CCR in accordance with Article 20 and 21 of Regulation (EC) 2015/1222.
2. In addition, the following definitions shall apply:
 - a. 'BT CCC process 1' is the balancing timeframe capacity calculation process relevant for the MTU from 06:00 till 12:00 of the delivery day D;
 - b. 'BT CCC process 2' is the balancing timeframe capacity calculation process relevant for the MTU from 18:00 till 24:00 of the delivery day D;
 - c. "IDGC": IntraDay Gate Closure
3. In this BT CC methodology, unless the context requires otherwise:
 - a. the singular indicates the plural and vice versa;
 - b. headings are inserted for convenience only and do not affect the interpretation of this methodology; and
 - c. any reference to legislation, regulations, directives, orders, instruments, codes, or any other enactment shall include any modification, extension, or re-enactment of it when in force.

Article 3 Cross-zonal capacities for the balancing timeframe

1. For the balancing timeframe, CNTC approach is adopted in the GRIT CCR.
2. Individual TTC values for each market time unit and each bidding zone border are calculated by the Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR adopting the TTC calculation processes, and the grid models described in Annex 1. About deadlines:
 - a. BT CCC process 1 starts on D-1 and ends on D, defining the values of TTC for each market time unit from 06:00 till 12:00 of the delivery day D and publishing the related results by 05:30 (target) of day D.
 - b. BT CCC process 2 is executed entirely in day D, defining the values of TTC for each market time unit from 18:00 till 24:00 of the delivery day D and publishing the related results by 17:30 (target) of day D.

		h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	h23	h24
DA/ID CCM	DACC																								
	IDCC1																								
	IDCC2																								
BT CCM	BTCC1																								
	BTCC2																								

Figure 1. Capacity Calculation processes - Assessed MTUs

Detailed timeline about calculation and validation is described in Articles 8 and 9.

3. Already allocated cross-zonal capacities do not affect cross-zonal capacity values for bidding zone borders belonging to the GRIT CCR and they are not considered in the framework of this Capacity Calculation Methodology.

Article 4 Reliability margin methodology

1. Reliability margin is equal to 0MW on each border of the GRIT CCR.
2. Terna shall reassess the values of the reliability margin at least once every 36 months.

Article 5 Methodologies for operational security limits, contingencies, and allocation constraints

1. The TSOs of the GRIT CCR shall provide to the Coordinated Capacity Calculator the list of relevant contingencies, including the ordinary and exceptional contingencies, as defined according to the CSA methodology. These contingencies represent an input for the cross-zonal capacity calculation process according to the TTC calculation process described in the Annex 1.
2. Critical Network Element and Contingencies (CNECs) for each border of the GRIT CCR shall be defined according to the TTC calculation process described in the Annex 1.
3. The TSOs of the GRIT CCR shall define the operational security limits of their own grid elements according to the paragraph 2.4 “Operational Security Limits (OSL)” described in the Annex 1.
4. According to the TTC calculation process described in Annex 1, the Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR shall apply the operational security limits defined by the relevant TSOs of GRIT CCR according to paragraph 3.
5. Discriminations between internal and cross-zonal exchanges are avoided in the GRIT CCR capacity calculation methodology by the application of:
 - a proper Bidding Zones configuration
 - a CNEC identification methodology described in the Annex 1.
6. Concerning the Internal Italian borders, Terna shall perform dynamic assessments in order to detect possible additional limitations to be applied (as upper limit) to TTC values. Where relevant, Terna shall perform these assessments at least once a year.
7. Terna shall inform the Italian regulatory authority about the results of the dynamic assessments mentioned in paragraph 6.
8. Terna shall inform in a timely manner the Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR on any relevant upper limit to be applied in the capacity calculation process for the Internal Italian borders, according to the outcomes of the dynamic assessment mentioned in paragraph 6.
9. The Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR shall apply the upper limits provided by Terna according to paragraph 8 in the capacity calculation process for the Internal Italian borders.

Article 6 Generation and load shift keys

1. The TSOs of GRIT CCR shall define the generation and load shift keys in accordance with the capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe for Greece-Italy CCR.
2. For the Italian bidding zones, Terna shall define generation and load shift keys based on a merit order list in order to consider the high level of RES generation installed in general and close to the GR-IT Border link. Those generators as well as the conventional generation are geographically located in different areas, thus for different generation profiles different power flows in the grid elements and consequently different stress areas in the systems with potential impact in the NTC calculations are obtained.
3. For the Greek bidding zone, ADMIE shall define generation and load shift keys proportional to the remaining capacity available on generation in each base case.
4. The TSOs of GRIT CCR shall make ex-post analysis of the generation and load shift keys (including the ones used in the testing period according to Article 13) and, if necessary, change them accordingly. Any change in the general strategy depicted in 6.2 and 6.3 shall lead to an amendment to this BT CCM in accordance with Article 6(3) of EBGL.

Article 7 Remedial actions in capacity calculation

1. The TSOs of GRIT CCR shall define the remedial actions in accordance with the capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe for Greece-Italy CCR and the CSA Methodology.
2. Each TSO of GRIT CCR shall define individually the remedial actions of its responsibility area to be made available in the BT CCC within GRIT CCR at least on yearly basis.
3. The TSOs of GRIT CCR shall coordinate, prior to the capacity calculation, the remedial actions that can be shared with each other to maximize the available cross-zonal capacities for the GR-IT border.
4. Terna shall identify the remedial actions that can be applied to maximize the available cross-zonal capacities for the Internal Italian borders.
5. Each TSO of GRIT CCR shall provide the list of available remedial actions, for each border of the GRIT CCR and for each BT CCC process, to the Coordinated Capacity Calculator according to the List of Relevant Remedial Actions detailed in the Annex 1.
6. Each TSO of GRIT CCR shall ensure that remedial actions are considered under the condition that the available remedial actions remaining after calculation are sufficient to ensure operational security.
7. In each BT CCC process, the Coordinated Capacity Calculator of the GRIT CCR shall optimize cross-zonal capacity and adjust maximum power exchange applying the list of available remedial actions provided by the TSOs of the GRIT CCR according to point 5.
8. Each TSO of GRIT CCR shall inform the Coordinated Capacity Calculator in a timely manner on any change in its remedial actions within GRIT CCR to ensure an efficient capacity calculation.
9. The TSOs of GRIT CCR can use costly curative remedial actions where technically and economically relevant and in accordance with national regulation, for the capacity calculation within GRIT CCR.

Article 8 Balancing timeframe capacity calculation

1. The TSOs of GRIT CCR shall provide the Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR with the last updated information on the transmission systems in a timely manner for the BT CCC process 1 and BT CCC process 2.
2. The capacity calculation process shall consider the Remedial Action optimization according to the TTC calculation process detailed in Annex 1.
3. The Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR shall perform the BT CCC process 1 by 04:00 of D, defining the values of TTC for each market time unit from 06:00 till 12:00 of the delivery day D. These values shall be provided to the TSOs of GRIT CCR for validation.
4. The Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR shall perform the BT CCC process 2 by 16:00 of D, defining the values of TTC for each market time unit from 18:00 till 24:00 of the delivery day D. These values shall be provided to the TSOs of GRIT CCR for validation.
5. The Coordinated Capacity Calculator shall cooperate with the neighbouring Coordinated Capacity Calculators when relevant. The TSOs of the GRIT CCR shall ensure such cooperation by exchanging and confirming information on interdependency with the relevant regional Coordinated Capacity Calculators, for the purposes of capacity calculation and validation.
6. The TSOs of the GRIT CCR shall provide information on interdependency to the Coordinated Capacity Calculators before capacity calculation.

Article 9 Cross-zonal capacity validation methodology

1. The TSOs of GRIT CCR shall validate the cross-zonal capacities for each bidding zone border calculated by the Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR for the GR-IT Border:
 - a. By 05:00 of D for BT CCC process 1
 - b. By 17:00 of D for BT CCC process 2
2. Terna shall validate the cross-zonal capacities for each bidding zone border calculated by the Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR for the Internal Italian Borders:
 - a. By 05:00 of D for BT CCC process 1
 - b. By 17:00 of D for BT CCC process 2
3. Each TSO of GRIT CCR shall send the results of its cross-zonal capacity validation to the Coordinated Capacity Calculator of the GRIT CCR and to the other TSOs of the GRIT CCR.
4. Upon request, for each border/direction and for the relevant market time unit, the Coordinated Capacity Calculator shall make available to the TSOs of GRIT CCR the common grid model where the final TTC value is simulated.
5. Where required, TSOs can validate the cross-zonal capacities calculated by performing security analysis with grid model provided in accordance with paragraph 4.
6. Where one or more TSOs of GRIT CCR do not validate the TTC value, the concerned TSO(s) shall provide the Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR with the updated amount of cross-zonal capacities for the border considered and the reasons for the reduction. The provisional validated cross-zonal capacity is the minimum value sent by the TSOs of GRIT CCR of the border considered.
7. The Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR shall provide the TSOs of GRIT CCR with the validated cross-zonal capacity for each bidding-zone border of GRIT CCR after application of the reliability margin defined in accordance with Article 4 to the provisional validate cross-zonal capacity.

8. Upon validation, the Coordinated Capacity Calculator and the TSOs of GRIT CCR shall ensure that validated cross-zonal capacity for balancing timeframe are provided to the relevant balancing platform as soon as they become available.

Article 10 TTC Update process

1. For each MTU, after the related IDGC, each TSO shall monitor any relevant deviation occurred on the assumptions adopted in the latest Capacity Calculation Process affecting this MTU, and possibly the following MTUs. TSO shall monitor at least following data:
 - a. Grid topology, checking at least changes in the availability status of grid elements which have been identified as limiting Critical Network Elements (CNE) or Critical Outages (CO) in the capacity calculation processes related to the same border and direction in the last 2 years;
 - b. Demand and Renewable generation infeed forecast conditions for the Bidding Zones connected by the border under assessment;

In case those deviations are deemed to significantly different with assumptions adopted in the latest Capacity Calculation Process, which means:

- Change in the availability status of at least one grid element which have been identified as limiting Critical Network Element (CNE) or Critical Outage (CO) in the capacity calculation processes related to the same border and direction in the last 2 years;
- Change of at least 30% of Demand or Renewable generation infeed for the Bidding Zones connected by the border under assessment rather than previous forecast conditions provided that this change will be more than 500MW.

TSOs shall inform the Coordinated Capacity Calculator and request a re-calculation of MTU affected as explained in Article 10.2-10.8.

2. A Coordinated Capacity Calculation is requested as follows:
 - a. Cross-zonal capacity is computed between those borders and flow-directions effectively impacted
 - b. Cross-zonal capacity is updated for the affected MTU(s)
3. In case such a calculation is requested, at least 50 minutes before the start of the affected MTU for the affected border, TSOs shall provide the following list of relevant information (including but not limited to):
 - a. unplanned outage of grid elements with an impact on the border capacity;
 - b. significant deviations observed between demand and renewable infeed assumptions adopted in the latest Capacity Calculation Process and the most updated forecasts available after the IDGC for the relevant MTU(s);
 - c. the list of the Bidding Zone borders and directions which are deemed to be impacted and for which the new calculation is requested;
 - d. the updated input data necessary for the capacity calculation according to the TTC calculation process described in Annex 1, according to and including the identified relevant deviations;
4. The capacity calculation process shall consider the Remedial Action optimization according to the TTC calculation process detailed in Annex 1.
5. the Coordinated Capacity Calculator shall define updated TTC values on the impacted Bidding Zone border for the affected MTU(s) at least 25 minutes before the start of the affected MTU(s);
6. The TSOs of GRIT CCR shall validate the TTC values calculated by the Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR for the GR-IT Border at least 15 minutes before the start of the MTU(s);
7. Terna shall validate the TTC values calculated by the Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR for the Internal Italian Borders at least 15 minutes before the start of the MTU(s);

8. Upon validation, the Coordinated Capacity Calculator and the TSOs of GRIT CCR shall ensure that validated cross-zonal capacity for balancing timeframe are provided to the relevant balancing platform as soon as they become available.

Article 11 Fallback procedures

1. Prior to each BT CCC process performed, the TSOs of GRIT CCR shall ensure the Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR is provided with the last coordinated cross-zonal capacities calculated for each market time unit on each border of the GRIT CCR.
2. For each BT CCC process performed, where an incident occurs in the capacity calculation process and the Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR is unable to produce results, the TSOs of GRIT CCR shall validate the last cross-zonal capacities calculated for the market time unit considered and review it where relevant. The Coordinated Capacity Calculator or TSOs of GRIT CCR where applicable, shall provide the relevant relevant balancing platform with a coordinated value.

Article 12 Publication of data

1. The Coordinated Capacity Calculator of the GRIT CCR shall publish on its website:
 - a. By 05:30 (target) of D for BT CCC 1 process, for each Bidding Zone border or the GRIT CCR:
 - i. the cross-zonal capacity values computed according to Article 9;
 - ii. the list of CNECs or other security limits that are limiting the cross-zonal capacity values computed according to Article 9. For each CNEC, the EIC code of the Critical Network Element and of the contingency shall be published;
 - iii. reductions of capacity occurring in the validation phase, including the location and amount of any reductions, the TSO of the GRIT CCR requesting the reduction and reasons for the reductions provided by the TSO itself (including, if relevant, the EIC code of the CNEC);
 - iv. The vertical load, the total generation and the resulting net position for each Bidding Zone of the Greece-Italy CCR adopted in the computations.
 - b. By 17:30 (target) of D for BT CCC 2 process, for each Bidding Zone border or the GRIT CCR:
 - i. the cross-zonal capacity values computed according to Article 9;
 - ii. the list of CNECs or other security limits that are limiting the cross-zonal capacity values computed according to Article 9. For each CNEC, the EIC code of the Critical Network Element and of the contingency shall be published;
 - iii. reductions of capacity occurring in the validation phase, including the location and amount of any reductions, the TSO of the GRIT CCR requesting the reduction and reasons for the reductions provided by the TSO itself (including, if relevant, the EIC code of the CNEC);
 - iv. The vertical load, the total generation and the resulting net position for each Bidding Zone of the Greece-Italy CCR adopted in the computations.
 - c. By 10 minutes before the start of each impacted MTU the results of any TTC update process activated according to Article 10, for each Bidding Zone border or the GRIT CCR:

- i. the cross-zonal capacity values computed according to Article 9;
 - ii. the list of CNECs or other security limits that are limiting the cross-zonal capacity values computed according to Article 9. For each CNEC, the EIC code of the Critical Network Element and of the contingency shall be published;
 - iii. reductions of capacity occurring in the validation phase, including the location and amount of any reductions, the TSO of the GRIT CCR requesting the reduction and reasons for the reductions provided by the TSO itself (including, if relevant, the EIC code of the CNEC);
 - iv. The vertical load, the total generation and the resulting net position for each Bidding Zone of the Greece-Italy CCR adopted in the computations.
2. The Coordinated Capacity Calculator of the GRIT CCR shall provide the TSOs of the GRIT CCR with a yearly report on the results of the BT CCC processes:
 - Cross-border capacities made available to the market for each market time unit of the previous solar year;
 - the list of CNECs or other security limits that are limiting the cross-zonal capacity values for each market time unit of the previous solar year;

Article 13 Publication and Implementation of the CCC methodology Proposal

1. The TSOs of GRIT CCR shall publish the BT CCC methodology without undue delay after the approval by the national regulatory authorities of GRIT CCR.
2. The TSOs of GRIT CCR shall test the capacity calculation processes foreseen in the GRIT BT CCC methodology for at least three months before implementing the present BT CCC methodology.
3. During the test period, the TSOs of GRIT CCR shall report on the results of the test to the relevant NRAs.
4. During the test period, the TSOs of GRIT CCR shall organize at least one public workshop for discussing the outcomes, if necessary, using webinar solutions.
5. The TSOs of GRIT CCR shall implement the BT CCC methodology no later than March 2025 (go live), with test period to be started no later than January 2025.
6. After six months from the implementation of this methodology, TSOs shall perform a cost benefit analysis comparing potential benefits and risks deriving from a TTC calculation process carried out after each IDGC for the relevant MTU. The cost benefit analysis shall be sent to the regulatory authorities of GRIT CCR no later than 10 months after the implementation of this methodology. The CBA shall contain at least:
 - a. Analysis on historical data of the TTC available after the IDGCT and of the frequency of cross-zonal congestions;
 - b. Analysis of the additional TTC made available by the ID capacity calculation with respect to the previous calculation;
 - c. Assessment of the potential increase of TTCs achievable with a more frequent calculation;
 - d. Assessment of the computational burden and resources needed for the alternative calculation, with respect to the benefits provided by the additional TTC.

In case CBA results point out the proposed approach is not sufficiently accurate, TSOs shall amend

this methodology accordingly, in order to implement a TTC calculation process carried out after each IDGC for the relevant MTU.

Article 14 Language

1. The reference language for this CCC Methodology shall be English.
2. For the avoidance of doubt, where TSOs need to translate this BT CCC methodology into their national language(s), in the event of inconsistencies between the English version published by TSOs and any version in another language, the relevant TSOs shall be obliged to dispel any inconsistencies by providing a revised translation of this BT CCC methodology to their relevant national regulatory authorities.

Methodology for a coordinated capacity calculation
in accordance with Article 37 of Commission
Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017
establishing a guideline on electricity balancing
within GRIT CCR

ANNEX 1 – TTC Calculation process

September 2022

1. Scope of the TTC calculation process

The Coordinated Capacity Calculator of GRIT CCR (hereinafter referred to as “Coordinated Capacity Calculator”) shall determine the Total Transfer Capacity (TTC) available on each border and direction of GRIT CCR for each relevant market time unit of the Coordinated Capacity Calculation processes referred to in Article 4 of the “Methodology for a balancing timeframe coordinated capacity calculation in accordance with Article 37 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing within GRIT CCR” (BT CCC methodology) according to the TTC calculation process described in this Annex.

2. Relevant inputs

Relevant inputs for the TTC calculation process are:

- Individual Grid Models prepared by the relevant TSOs. These grid models shall include at least a detailed representation of the 380kV-220kV grid and, where considered relevant, the 150kV grid;
- Generation Load Shift Key (GLSK) files prepared by each TSO;
- List of relevant Contingencies (C) prepared by each TSO;
- List of available Remedial Actions (RA) prepared by each TSO;
- Operational Security Limits to be considered for each grid element, provided by each TSO;
- List of additional constraints prepared by each TSO.

Each TSO shall provide the relevant input data to the Coordinated Capacity Calculator:

- By 23:00 of D-1 for the BT CCC process 1;
- By 11:00 of D for the BT CCC process 2;
- 50 minutes before the start of the impacted MTU in case a TTC update process is activated according to Article 13 of the BT CCC methodology.

The BC-IGMs prepared by the GRIT TSOs will then be merged into Common Grid Models according to Article 28(5) of CACM Regulation. The resulting Common Grid Models will be adopted in the capacity calculation process.

Pending the finalization of the European Common Grid Model for the day-ahead and intraday capacity calculation timeframe in accordance with Article 17 of the CACM Regulation, TSOs shall provide relevant grid models to be used in the capacity calculation process of the GRIT region in order to ensure an accurate representation of the of the GRIT CCR. These grid models shall include at least a detailed representation of the 380kV-220kV grid and, where considered relevant by the concerned TSO, the 150kV grid.

The Coordinated Capacity Calculator shall use the input data listed above to calculate maximum power exchange on bidding zone borders of the GRIT CCR, which shall equal the maximum calculated exchange between two bidding zones on either side of the bidding zone border respecting operational security limits.

2.1 Generation Load Shift Key (GLSK)

GLSKs are needed to transform any change in the balance of one bidding zone into a change of injections in the nodes of that bidding zone. GLSKs shall be elaborated based on the best forecast information about the generating units and loads.

Each TSO shall define a GLSK file for each:

- Control Area: GLSK is computed for each relevant network node in the same Control Area;
- and time interval: GLSK is dedicated to individual market time unit in order to model differences between different system conditions.

In order to avoid newly formed unrealistic congestions caused by the process of generation shift, TSOs can define both generation shift key (GSK) and load shift key (LSK):

- Generation shift: GSK constitute a list specifying those generators that shall contribute to the shift.
- Load shift: LSK constitute a list specifying those load that shall contribute to the shift in order to take into account the contribution of generators connected to lower voltage levels (implicitly contained in the load figures of the nodes connected to the 220 and 400 kV grid).

If GSK and LSK are defined, a participation factor is also given:

- G(a) Participation factor for generation nodes
- L(a) Participation factor for load nodes

The sum of G(a) and L(a) for each area has to be to 1 (i.e. 100%).

Hence, for a given Control Area and a market time unit, the relevant TSO(s) shall provide to the Coordinated Capacity Calculator a GLSK file containing for each node of the relevant grid:

- Node identification code;
- Available upward margin;
- Available downward margin;
- Merit order rank.

How to distribute the shift among different generators and loads connected to the same node is then defined according to the participation factors.

TSOs shall make at least once a year ex-post analysis of GSKs (including the testing period) and if considered necessary request to change them.

2.1.1 Merit order list for the Italian bidding zones

This kind of shift methodology can be considered for the Italian bidding zones.

The main reason for this choice is since the Italian grid has a high level of RES generation installed in general and close to the GR-IT Border in particular. Those generators as well as the conventional generation are geographically located in different areas, then for different generation profiles we get different power flows in the grid elements and consequently different stress areas in the systems with potential impact in the NTC calculations. Examples:

- If the wind production is high the marginal production could be reduced;

- If the winter is wet the marginal price of hydro power-plants could be lower than the marginal price of thermal power-plants, and vice-versa for dry seasons;
- Depending on the primary sources' prices, the market behavior will be different and affect the location of the production.

2.1.2 Proportional to the remaining capacity available on generation for the Greek bidding zone

This kind of shift methodology can be considered for the Greek bidding zone.

2.2 List of relevant Contingencies (C)

Each TSO shall provide to the Coordinated Capacity Calculator the list of contingencies to be considered in capacity calculation process, according to article 33 of the Commission Regulation (EU) 2017/1485.

The contingency list shall be reviewed at least once a year.

2.3 List of relevant Remedial Actions (RA)

The set of relevant remedial actions shall be defined in accordance with the CSA Methodology, considering only actions that could have a beneficial effect in terms of cross-zonal capacity of the border under assessment.

An available Remedial Action (RA) is a measure that can be applied in due time by a TSO to fulfill operational security limits in N and N-1 state of the system.

Each TSO shall provide to the Coordinated Capacity Calculator the list of available RAs to be considered in the TTC calculation process applied on each border and direction of the GRIT CCR for each relevant market time unit.

These RAs shall be classified in the following two categories:

- Preventive Remedial Actions (PRAs) are those applied in a preventive way since they require time to be implemented and/or because they are necessary in order to avoid unacceptable breaches of the operational security limits after a Contingency (according to the operational security limits defined according to paragraph 2.4 of this Annex). If they are applied, they shall be considered as activated in the N-state as well as in any of the simulated N-1 scenarios.
- Curative Remedial Actions (CRAs) are those needed to cope with and to relieve rapidly constraints with an implementation delay of time for full effectiveness compatible with operational security limits defined according to paragraph 2.4 of this Annex. They are implemented after the occurrence of the relevant Contingency, so they must be considered as activated only on relevant N-1 scenarios. They shall respect the following requisites:
 - a) If manually implemented in real time, they must be:
 - Simple (imply a limited number of maneuvers)
 - Fast in implementation (according to the security criteria adopted)
 - 1 to 1 with a contingency i.e. a single set of predefined manual actions can be

applied in real time to solve one contingency effects

- Consistent with National Control Centers operational practice (i.e., These actions have to be included in the operating instruction of the National Control Centers)

b) If automatically operated, the operators are not involved in implementation in real time. Therefore, the constraints in a) are not applicable.

The possible types of RAs considered in the TTC Calculation process are the following:

- Changing the tap position of a phase shifting transformer (PST);
- Topological measure: opening or closing of one or more line(s), cable(s), transformer(s), bus bar coupler(s) or switching of one or more network element(s) from one bus bar to another;
- Change the flow in a line using a FACTS (flexible alternating current transmission system);
- Change the voltage on a node managing reactance(s), capacitor(s) and/or synchronous compensator(s).

All explicit RAs applied in TTC calculation process shall be coordinated in line with the capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market timeframe for Greece-Italy CCR. Prior to each calculation process, the TSOs of a bidding zone border shall agree on the list of remedial actions that can be shared between both in the capacity calculation. This means that a shared remedial action of one TSO is used to solve the contingency in the grid of another TSO.

These shared remedial actions can only be activated with prior consent of the neighboring TSO since their activation have a significant impact on its control area.

Hence, for a given border and a market time unit, the relevant TSO(s) shall provide to the Coordinated Capacity Calculator a RA file containing for each available remedial action:

- Identification code;
- List of punctual RA considered applicable (a RA in the file can be composed by one or more single compatible RAs) – for quantitative RAs (such as PST tap changing) the TSO shall provide the upper and lower limits to be considered available for the scope of the TTC calculation process;
- Category for each of the RA listed before;
- Rank of the remedial action (defined to give priority to the less complex/risky RA and, only after, to the most complex/risky ones).

The list of available remedial actions shall be reassessed by each TSO at least once a year.

2.4 Operational Security Limits (OSL)

Each TSO shall provide to the Coordinated Capacity Calculator the relevant operational security limits to be considered in the TTC calculation process for each relevant market time unit.

For each grid element, the relevant TSO shall define:

- PATL, Permanent Admissible Transmission Loading (Maximum loading accepted in N state);

and where relevant:

- TATL, Temporary Admissible Transmission Loading (Maximum loading accepted in N-1 state if no automatic curative remedial actions are available);

- FSATL, Fast Solved.

For each node of the network, the relevant TSO shall define:

- Minimum voltage level accepted in N state;

and where relevant:

- Minimum voltage level accepted in N-1 state;
- Maximum voltage level accepted in N state;
- Maximum voltage level accepted in N-1 state;
- Maximum accepted voltage drops between N and N-1 state.

The same limits are used also for operational security analysis pursuant to Commission Regulation (EU) 2017/1485 and shall be reviewed at least once a year.

3. TTC calculation process

The TTC calculation process is based on an iterative approach described in the following. For each iteration an Alternate Current (AC) Load Flow algorithm is used.

The TTC calculation process for the Internal Italian Borders is performed on the Individual Grid Model provided by Terna.

For each relevant timestamp, the TTC calculation process for computing TTC on each bidding zone border and for each direction (e.g., from Bidding Zone I to Bidding Zone J) is performed independently because the grid topology allows to assume that the TTC value on each border is not affected by TTC values on other borders.

For each market time unit, the TTC value on each border and direction is computed according to the process described in figure 1.

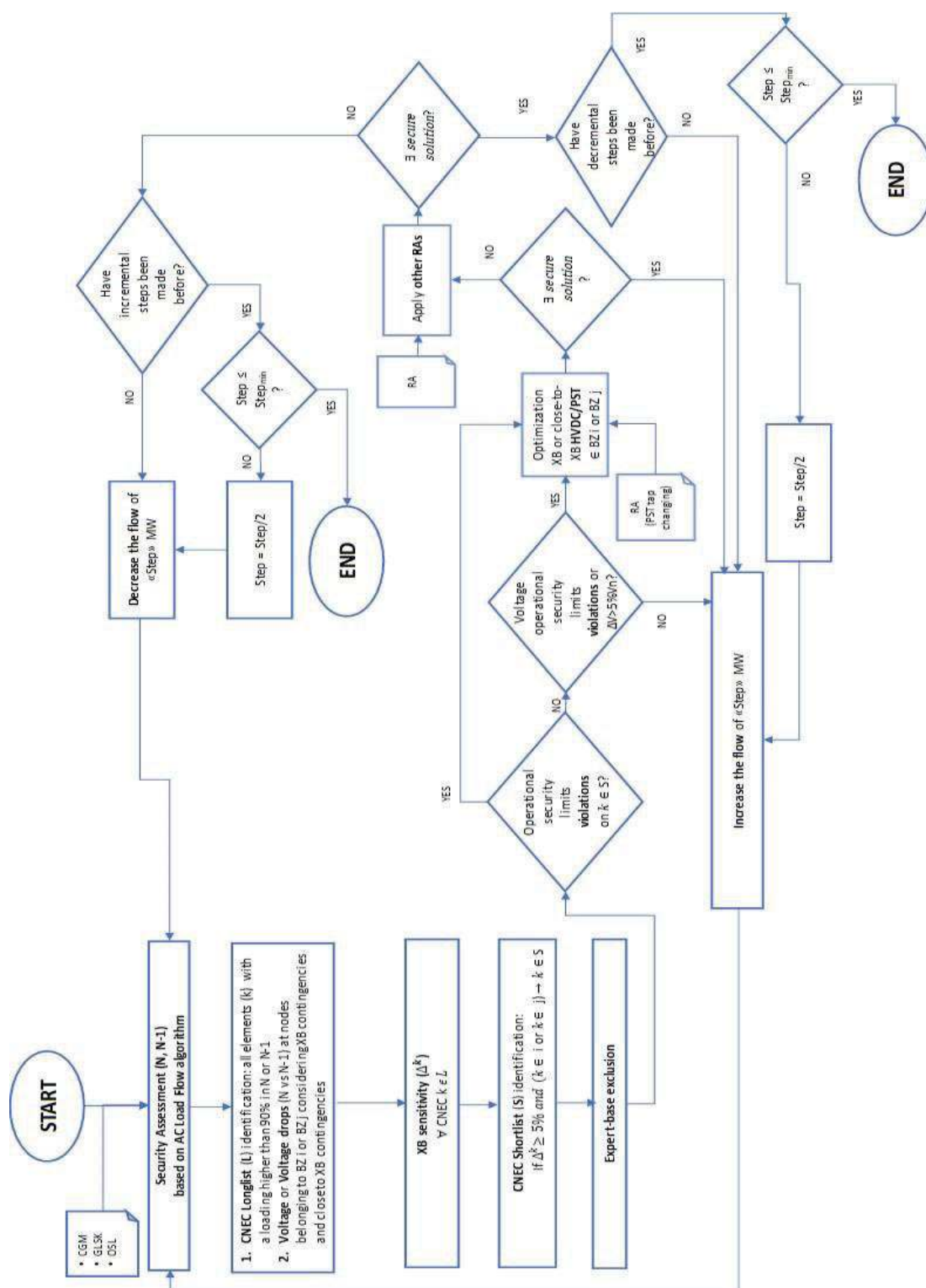


Figure 1. TTC calculation process

- 1) A full security assessment of the grid (AC load flow in N and N-1) is performed on the base case represented by the CGM or the relevant grid model for the market time unit;
- 2) Based on the results of the AC load flow:
 - a. A Longlist (L) of Critical Network Element and Contingencies (CNECs) is identified as the set of CNECs loaded more than 90% of the PATL in N or N-1;
 - b. Voltage and voltage drop between N and N-1 are computed considering only cross-border contingencies and close to cross border contingencies;
- 3) The sensitivity Δ^k of each CNEC (k) belonging to the Longlist (L) to cross-border flows from Bidding Zone I to Bidding Zone J ($XBflow_{IJ}$) is computed.
- 4) A Shortlist (S) of CNECs is defined considering only the CNECs included in the Longlist (L) having a Δ^k higher than 5%.
- 5) TSOs can discard CNECs from the Shortlist (S) in case they consider them not relevant (eg. CGMs do not represent all voltage levels so, in some particular cases, sensitivity computed at step 5 can be overestimated).
- 6) If violations are detected for any CNEC included in the Shortlist (S), the following PST/HVDC optimization algorithm is run when computing TTC values for borders composed by more than one link:

Objective function: $minimize[NV]$

Variables: $PST_{tap}^p, HVDC_{flow}^d$

Constraints:

$$if \text{ loading}_l \geq MAX\text{loading}_l \rightarrow \text{loading}_l \leq 1,025\text{loading}_l^0 \forall l$$

$$PST_{min}^p \leq PST_{tap}^p \leq PST_{max}^p \forall p$$

$$HVDC_{min}^d \leq HVDC_{flow}^d \leq HVDC_{max}^d \forall d$$

Where:

NV is the number of violations computed as the sum of:

- number of overloaded CNECs $\in S$;
- number of simulated events in the voltage assessment which lead to a voltage violation;

PST p is a cross-border PST or close-to-close border element (for border I-J);

PST_{min}^p is the minimum tap position of PST p;

PST_{max}^p is the maximum tap position of PST p;

HVDC is a cross-border HVDC or close-to-close border element (for border I-J);

$HVDC_{min}^d$ is the minimum acceptable flow on HVDC d;

$HVDC_{max}^d$ is the maximum acceptable flow on HVDC d;

loading_l^0 is the loading of element l in the initial state;

loading_l is the loading of element l according to PST tap position PST_{tap}^p ;

$MAXloading_i$ is the relevant operational security limit of element i .

The PSTs/HVDCs setting adopted in the successive steps is the one who minimize the objective function previously mentioned and which is closer to neutral position.

- 7) If the value of the objective function of step 6 is higher than 0, remedial actions are applied in order to detect if a secure solution can be found.

In particular, in the first step, Coordinated Capacity Calculator shall check if enough non-costly Curative Remedial Actions are available for solving each of the security issues detected in after step 6.

If not, Coordinated Capacity Calculator shall apply (one-by-one¹) the RA provided by the TSOs of the GRIT CCR, following the priority given by the relevant TSO.

The set of relevant remedial actions shall be defined in accordance to the CSA Methodology, considering only actions that could have a beneficial effect in terms of cross-zonal capacity of the border under assessment.

- 8) The following decision tree is applied:

Is there any violation detected on CNECs included in the Shortlist (S) after applying the step?

- a. If no: has been a decreasing step applied before?

i. If yes: $Step = Step/2$

ii. If no: $Step = Step$

If $Step \leq 50MW$ ($Step_{min}$) then the procedure stops, else the flow from Bidding Zone I to Bidding Zone J is increased by “Step” MW and the procedure go back to step 1.

- b. If yes: has been an increasing step applied before?

i. If yes: $Step = Step/2$

ii. If no: $Step = Step$

If $Step \leq 50MW$ ($Step_{min}$) then the procedure stops, else the flow from Bidding Zone I to Bidding Zone J is decreased by “Step” MW and the procedure go back to step 1.

For each increasing/decreasing step, the CGM is modified in order to reach the target TTC using the GLSK shift method, described in figure 2:

- a generation upward shift in all the bidding zones with a positive sensitivity on the flow from I to J and
- a generation downward shift in all the bidding zones with a negative sensitivity on the flow from I to J;

¹ A combination of several RAs is seen as a single RA if provided by the relevant TSO.

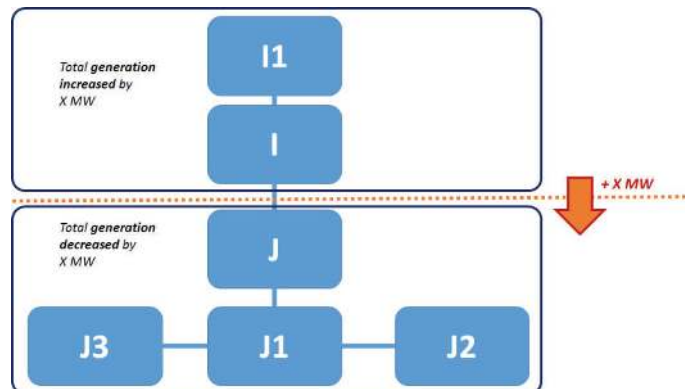


Figure 2. Stepwise flow increase from I to J

The final value for the GR-IT Border is computed according to the above-mentioned procedure, since dynamic assessment in either the Greek grid or the Italian grid has no consequences on the DC cable constituting this border.

The final TTC value for the internal Italian borders is computed as the minimum value between the TTC value defined according to the above-mentioned procedure and the maximum acceptable TTC value defined by the Italian TSO according to Article 7(7) of the GRIT CCM to consider the result of the dynamic assessment. For sake of clarity Italian TSO shall perform the dynamic assessment by the mean of proper tools developed by the TSO itself based on the wide academic bibliography on the dynamic of the electricity systems: a reference text for further investigation is Electric power systems vol.3 Dynamic behavior, stability and emergency controls by Roberto Marconato.

Μεθοδολογία για τον συντονισμένο υπολογισμό
δυναμικότητας σε συμμόρφωση με το Άρθρο 37 του
κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 2017/2195 της Επιτροπής,
της 23ης Νοεμβρίου 2017, σχετικά με τον
καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την
εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας στην ΠΥΔ
ΕΛ/ΙΤ.

ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ 2022

Πίνακας Περιεχομένων

Άρθρο 1	Αντικείμενο και πεδίο εφαρμογής.....
Άρθρο 2	Ορισμοί και ερμηνεία
Άρθρο 3	Διαζωνικές δυναμικότητες για το χρονικό πλαίσιο εξισορρόπησης
Άρθρο 4	Μεθοδολογία περιθωρίου αξιοπιστίας
Άρθρο 5	Μεθοδολογίες για τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας, τα απρόβλεπτα συμβάντα και τους περιορισμούς κατανομής.....
Άρθρο 6	Κλείδες μετατόπισης παραγωγής και φορτίου
Άρθρο 7	Διορθωτικά μέτρα στον υπολογισμό δυναμικότητας
Άρθρο 8	Υπολογισμός δυναμικότητας χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης
Άρθρο 9	Μεθοδολογία για την επικύρωση διαζωνικής δυναμικότητας
Άρθρο 10	Διαδικασία επικαιροποίησης ΣΙΜ.....
Άρθρο 11	Διαδικασίες επαναφοράς
Άρθρο 12	Δημοσίευση δεδομένων.....
Άρθρο 13	Δημοσίευση και εφαρμογή της πρότασης μεθοδολογίας ΚΥΔ.....
Άρθρο 14	Γλώσσα.....

Αιτιολογικές σκέψεις

- (1) Το παρόν έγγραφο (εφεξής «Πρόταση Μεθοδολογίας Υπολογισμού Δυναμικότητας Χρονικού Πλαισίου Εξισορρόπησης Ελλάδας-Ιταλίας», ή «Πρόταση μεθοδολογίας ΥΔ ΧΠΕ ΕΛ/ΙΤ»), συμπεριλαμβανομένων των παραρτημάτων του, αποτελεί τη μεθοδολογία για τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας που εκτελείται για την περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας Ελλάδας-Ιταλίας (εφεξής «ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ») η οποία απαιτείται σύμφωνα με το άρθρο 37 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής εξισορρόπησης ηλεκτρικής ενέργειας (εφεξής «κανονισμός ΚΓΕΗΕ»).
- (2) Η συγκεκριμένη μεθοδολογία εξετάζει τις γενικές αρχές και τους στόχους που ορίζει ο κανονισμός ΚΓΕΗΕ, τηρώντας παράλληλα τις αρχές που ορίζει ο Κανονισμός (ΕΚ) 2019/943 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 5ης Ιουνίου 2019, σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (αναδιατύπωση) (εφεξής «Κανονισμός [ΕΚ] 2019/943»).

- (3) Οι στόχοι που αναφέρονται στο άρθρο 3 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ και συνδέονται με την εν λόγω μεθοδολογία είναι οι εξής:

α) προώθηση του αποτελεσματικού ανταγωνισμού, της αποφυγής διακρίσεων και της διαφάνειας στις αγορές εξισορρόπησης,

β) ενίσχυση της αποτελεσματικότητας της εξισορρόπησης καθώς επίσης και της αποτελεσματικότητας των ευρωπαϊκών και εθνικών αγορών εξισορρόπησης,

γ) ενοποίηση των αγορών εξισορρόπησης και προώθηση των δυνατοτήτων ανταλλαγής υπηρεσιών εξισορρόπησης, με παράλληλη συμβολή στην επιχειρησιακή ασφάλεια,

δ) συμβολή στην αποτελεσματική μακροπρόθεσμη λειτουργία και ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας εντός της Ένωσης, με παράλληλη διευκόλυνση της αποτελεσματικής και συνεπούς λειτουργίας των αγορών επόμενης ημέρας, των ενδοημερήσιων αγορών και των αγορών εξισορρόπησης.

Προκειμένου να διευκολυνθεί η επίτευξη των εν λόγω στόχων και να προσφερθεί δυναμικότητα στην αγορά εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης, οι ΔΣΜ είναι απαραίτητο να υπολογίζουν τη διαθέσιμη διασυννοιακή δυναμικότητα με συντονισμένο τρόπο.

- (4) Το άρθρο 37 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ αποτελεί τη νομική βάση της παρούσας μεθοδολογίας και προσδιορίζει διάφορες ειδικές απαιτήσεις που η μεθοδολογία ΚΥΔ ΧΠΕ πρέπει να λαμβάνει υπόψη:

«1. Μετά τη χρονική στιγμή λήξης υποβολής προσφορών διαζωνικής ενδοημερήσιας αγοράς οι ΔΣΜ επικαιροποιούν διαρκώς τη διαθεσιμότητα της διαζωνικής δυναμικότητας για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού αποκλίσεων. Η διαζωνική δυναμικότητα επικαιροποιείται κάθε φορά που χρησιμοποιείται τμήμα της ή μετά τον εκ νέου υπολογισμό της.

2. Πριν από την εφαρμογή της μεθοδολογίας υπολογισμού της δυναμικότητας όπως προβλέπεται στην παράγραφο 3, οι ΔΣΜ χρησιμοποιούν τη διαζωνική δυναμικότητα που απομένει μετά τη χρονική στιγμή λήξης υποβολής προσφορών διαζωνικής ενδοημερήσιας αγοράς.

3. Εντός πέντε ετών από την έναρξη ισχύος του παρόντος κανονισμού, όλοι οι ΔΣΜ που ανήκουν σε μια περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας προχωρούν στην ανάπτυξη μιας μεθοδολογίας για τον υπολογισμό της διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή για τη λειτουργία της διαδικασίας συμψηφισμού αποκλίσεων. Η εν λόγω μεθοδολογία αποφεύγει τις στρεβλώσεις της αγοράς και συνάδει με τη μεθοδολογία υπολογισμού της διαζωνικής δυναμικότητας που εφαρμόζεται στο ενδοημερήσιο χρονικό πλαίσιο το οποίο καθορίζεται σύμφωνα με τον κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222

- (5) Σύμφωνα με το άρθρο 2 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ η «εξισορρόπηση» ορίζεται ως «το σύνολο των ενεργειών και των διαδικασιών, σε όλα τα χρονικά πλαίσια, μέσω των οποίων οι ΔΣΜ εξασφαλίζουν, με τρόπο συνεχή, τη διατήρηση της συχνότητας του συστήματος μέσα σε ένα προκαθορισμένο εύρος σταθερότητας, όπως ορίζεται στο άρθρο 127 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485, και τη συμμόρφωση με το ποσό των απαιτούμενων εφεδρειών σε σχέση με την απαιτούμενη ποιότητα, όπως ορίζεται στο μέρος IV τίτλος V, τίτλος VI και τίτλος VII του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485»
- (6) Σύμφωνα με το άρθρο 2 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ η «αγορά εξισορρόπησης» ορίζεται ως «το σύνολο των θεσμικών, εμπορικών και λειτουργικών ρυθμίσεων που καθιερώνουν τη διαχείριση της εξισορρόπησης βάσει της αγοράς»
- (7) Σύμφωνα με το άρθρο 36 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ η χρήση της διαζωνικής δυναμικότητας ορίζεται ως τέτοια ώστε «όλοι οι ΔΣΜ χρησιμοποιούν τη διαθέσιμη διαζωνική δυναμικότητα, η οποία υπολογίζεται με βάση τις παραγράφους 2 και 3 του άρθρου 37, για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή για τη λειτουργία της διαδικασίας συμψηφισμού αποκλίσεων.»
- (8) Στο άρθρο 2 παράγραφος 8 του κανονισμού ΚΔΔΣ η προσέγγιση με βάση τη συντονισμένη καθαρή δυναμικότητα μεταφοράς ορίζεται ως «μέθοδος υπολογισμού της δυναμικότητας βασισμένη στην αρχή της εκτίμησης και του εκ των προτέρων καθορισμού των μέγιστων δυνατών συναλλαγών ενέργειας μεταξύ γειτονικών ζωνών προσφοράς».
- (9) Σύμφωνα με τον ορισμό που αναφέρεται στο Άρθρο 2 παράγραφος 11 του κανονισμού ΚΔΔΣ, ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας έχει επιφορτιστεί με τον υπολογισμό της δυναμικότητας μεταφοράς, σε περιφερειακό ή ανώτερο επίπεδο.
- (10) Το άρθρο 16 παράγραφος 3 του κανονισμού (ΕΕ) 2019/943 περιγράφει τη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας και αποδίδει το ρόλο του φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας στα περιφερειακά συντονιστικά κέντρα: «Τα περιφερειακά συντονιστικά κέντρα διενεργούν συντονισμένο υπολογισμό δυναμικότητας σύμφωνα με τις παραγράφους 4 και 8 του παρόντος άρθρου, όπως προβλέπεται στο άρθρο 37 παράγραφος 1 στοιχείο (α) και στο άρθρο 42 παράγραφος 1. Τα περιφερειακά συντονιστικά κέντρα υπολογίζουν τις διαζωνικές δυναμικότητες τηρώντας τα όρια ασφάλειας λειτουργίας του συστήματος, με τη χρήση δεδομένων από τους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς, συμπεριλαμβανομένων δεδομένων για την τεχνική διαθεσιμότητα διορθωτικών μέτρων, εξαιρέσει της περικοπής φορτίου. Όταν τα περιφερειακά συντονιστικά κέντρα καταλήγουν στο συμπέρασμα ότι όλα τα διαθέσιμα διορθωτικά μέτρα στην περιφέρεια υπολογισμού δυναμικότητας ή μεταξύ των περιφερειών υπολογισμού δυναμικότητας δεν επαρκούν για την επίτευξη της γραμμικής πορείας δυνάμει του άρθρου 15 παράγραφος 2 ή των ελάχιστων δυναμικοτήτων που προβλέπονται στην παράγραφο 8 του παρόντος άρθρου, τηρώντας παράλληλα τα όρια ασφάλειας λειτουργίας του συστήματος, μπορούν, ως μέτρο έσχατης ανάγκης, να καθορίζουν συντονισμένες δράσεις που θα μειώσουν αντίστοιχα τη διαζωνική δυναμικότητα. Οι διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς μπορούν να αποκλίνουν από συντονισμένες δράσεις όσον αφορά τον συντονισμένο υπολογισμό δυναμικότητας και τη συντονισμένη ανάλυση ασφάλειας μόνο σύμφωνα με το άρθρο 42 παράγραφος 2. Έως τρεις μήνες μετά την έναρξη της λειτουργίας τους σύμφωνα με το άρθρο 35 παράγραφος 2 του παρόντος κανονισμού και κάθε τρεις μήνες από τότε, τα περιφερειακά συντονιστικά κέντρα υποβάλλουν στις οικείες ρυθμιστικές αρχές και στον ACER έκθεση σχετικά με τυχόν μειώσεις δυναμικότητας ή αποκλίσεις από συντονισμένες δράσεις σύμφωνα με το δεύτερο εδάφιο και αξιολογούν τις επιπτώσεις και διατυπώνουν συστάσεις, εάν χρειαστεί, για τον τρόπο με τον οποίο μπορούν να αποφευχθούν τέτοιες αποκλίσεις στο μέλλον. Εάν ο ACER συμπεράνει ότι οι προϋποθέσεις για μια απόκλιση δυνάμει της παρούσας παραγράφου

δεν πληρούνται ή είναι διαρθρωτικού χαρακτήρα, υποβάλλει γνώμη στις αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές και στην Επιτροπή. Οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν τα κατάλληλα μέτρα κατά των διαχειριστών συστημάτων μεταφοράς ή των περιφερειακών συντονιστικών κέντρων σύμφωνα με το άρθρο 59 ή 62 της οδηγίας (ΕΕ) 2019/944 εάν δεν πληρούνται οι προϋποθέσεις για απόκλιση σύμφωνα με την παρούσα παράγραφο. Οι αποκλίσεις διαρθρωτικού χαρακτήρα εξετάζονται σε σχέδιο δράσης που αναφέρεται στο άρθρο 14 παράγραφος 7 ή σε επικαιροποιημένη εκδοχή υφιστάμενου σχεδίου δράσης».

- (11) Η μεθοδολογία ΥΔ ΧΠΕ συμβάλλει στην επίτευξη των στόχων του άρθρου 3 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ, χωρίς να την υπονομεύει με κανέναν τρόπο.
- (12) Το άρθρο 3 στοιχείο α) του κανονισμού ΚΓΕΗΕ επιδιώκει την προώθηση του αποτελεσματικού ανταγωνισμού, της αποφυγής διακρίσεων και της διαφάνειας στις αγορές εξισορρόπησης. Η μεθοδολογία ΥΔ ΧΠΕ εξυπηρετεί τους στόχους της προώθησης του αποτελεσματικού ανταγωνισμού, της αποφυγής διακρίσεων και της διαφάνειας μέσα από τον καθορισμό ενός συνόλου εναρμονισμένων κανόνων για τον υπολογισμό της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης, οι οποίοι συντελούν στην αποτελεσματικότητα της αγοράς εξισορρόπησης.
- (13) Το άρθρο 3 στοιχείο β) του κανονισμού ΚΓΕΗΕ επιδιώκει την ενίσχυση της αποτελεσματικότητας της εξισορρόπησης καθώς επίσης και της αποτελεσματικότητας των ευρωπαϊκών και εθνικών αγορών εξισορρόπησης. Η μεθοδολογία ΥΔ ΧΠΕ συμβάλλει στην επίτευξη του στόχου της ενίσχυσης της αποτελεσματικότητας τόσο της ευρωπαϊκής όσο και της εθνικής αγοράς εξισορρόπησης μέσα από τον υπολογισμό της δυναμικότητας εξισορρόπησης όσο το δυνατόν πιο κοντά στον πραγματικό χρόνο με τα τελευταία διαθέσιμα εισερχόμενα δεδομένα.
- (14) Το άρθρο 3 στοιχείο γ) των κανονισμών ΚΓΕΗΕ επιδιώκει την ενοποίηση των αγορών εξισορρόπησης και την προώθηση των δυνατοτήτων ανταλλαγής υπηρεσιών εξισορρόπησης, και παράλληλα στη συμβολή στην επιχειρησιακή ασφάλεια. Η μεθοδολογία ΥΔ ΧΠΕ δεν εμποδίζει την ενοποίηση των αγορών εξισορρόπησης και τις δυνατότητες ανταλλαγής ενέργειας εξισορρόπησης μέσα από την προσφοράς δυναμικότητας στη μονάδα διαχείρισης δυναμικότητας (ΜΔΔ). Το έργο ΜΔΔ επιδιώκει την ανάπτυξη μιας κεντρικής λύσης με σκοπό τη διαχείριση της ΔΖΔ σε όλες τις ευρωπαϊκές πλατφόρμες (TERRE, MARI, PICASSO και IGCC) για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης και των ΔΣΜ στο πλαίσιο του ΚΓΕΗΕ και των απαιτήσεων των ευρωπαϊκών πλατφορμών (με τήρηση των σχετικών πλαισίων εφαρμογής και της νόμιμης προθεσμίας τους), τηρώντας παράλληλα τις απαιτήσεις διαθεσιμότητας και απόδοσης, σε συμμόρφωση με τις διαδικασίες που περιγράφονται στα άρθρα 19, 20, 21 και 22 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ.
- (15) Το άρθρο 3 στοιχείο δ) των κανονισμών ΚΓΕΗΕ επιδιώκει τη συμβολή στην αποτελεσματική μακροπρόθεσμη λειτουργία και ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας εντός της Ένωσης, με παράλληλη διευκόλυνση της αποτελεσματικής και συνεπούς λειτουργίας των αγορών επόμενης ημέρας, των ενδοημερήσιων αγορών και των αγορών εξισορρόπησης. Διασφαλίζοντας τη συνέπεια ανάμεσα στη μεθοδολογία ΥΔ ΧΠΕ και τις αγορές επόμενης ημέρας, τις ενδοημερήσιες αγορές και τις αγορές εξισορρόπησης, η παρούσα μεθοδολογία συντελεί στη μακροπρόθεσμη λειτουργία και ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.
- (16) Εν κατακλείδι, η μεθοδολογία ΥΔ ΧΠΕ συμβάλλει στην επίτευξη των γενικών στόχων του κανονισμού ΚΓΕΗΕ.

Άρθρο 1 Αντικείμενο και πεδίο εφαρμογής

Η μεθοδολογία ΥΔ ΧΠΕ, όπως καθορίζεται στο παρόν έγγραφο, αποτελεί την κοινή μεθοδολογία για τον υπολογισμό της δυναμικότητας για την ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ σύμφωνα με το άρθρο 37 του κανονισμού ΕΗΕ.

Άρθρο 2 Ορισμοί και ερμηνεία

1. Για τους σκοπούς της μεθοδολογίας ΥΔ ΧΠΕ, οι όροι που χρησιμοποιούνται έχουν την έννοια που τους αποδίδεται στο άρθρο 2 του κανονισμού (ΕΚ) 2013/543, στο άρθρο 2 του κανονισμού (ΕΚ) 2015/1222, στο άρθρο 2 του κανονισμού (ΕΚ) 2017/2195 (κανονισμός ΚΓΕΗΕ) και στη Μεθοδολογία Υπολογισμού Δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιο χρονικό πλαίσιο για την ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ σύμφωνα με τα άρθρα 20 και 21 του κανονισμού (ΕΚ) 2015/1222.
2. Επιπλέον, ισχύουν οι ακόλουθοι ορισμοί:
 - a. Ως «μέθοδος ΚΥΔ ΧΠΕ 1» ορίζεται η διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης που αφορά την ΑΧΜ από τις 06:00 έως τις 12:00 της ημέρας παράδοσης D.
 - b. Ως «μέθοδος ΚΥΔ ΧΠΕ 2» ορίζεται η διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης που αφορά την ΑΧΜ από τις 18:00 έως τις 24:00 της ημέρας παράδοσης D.
 - c. «IDGC»: ενδοημερήσια χρονική στιγμή λήξης προσφορών (ΕΗΣ ΧΣΛΠ)
3. Στην παρούσα μεθοδολογία ΥΔ ΧΠΕ, εκτός αν απαιτείται διαφορετικά από τα συμφραζόμενα:
 - a. ο ενικός αριθμός περιλαμβάνει τον πληθυντικό και το αντίστροφο
 - b. οι επικεφαλίδες εισάγονται για λόγους διευκύνησης και μόνο και δεν επηρεάζουν την ερμηνεία της παρούσας μεθοδολογίας και
 - c. οποιαδήποτε αναφορά σε νομοθεσία, κανονισμούς, οδηγίες, διατάξεις, πράξεις, κώδικες ή οποιαδήποτε άλλη νομοθετική διάταξη περιλαμβάνει οποιαδήποτε τροποποίηση, επέκταση ή επανενεργοποίηση της ίδιας νομοθετικής διάταξης από τη στιγμή που τίθεται σε ισχύ.

Άρθρο 3 Διαζωνικές δυναμικότητες για το χρονικό πλαίσιο εξισορρόπησης

1. Για το χρονικό πλαίσιο εξισορρόπησης, υιοθετείται η προσέγγιση ΣΚΔΜ στην ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ.
2. Οι μεμονωμένες τιμές ΣΙΜ για κάθε αγοραία χρονική μονάδα και κάθε σύνορο ζώνης προσφορών υπολογίζονται από τον Φορέα Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ με βάση τις διαδικασίες υπολογισμού ΣΙΜ και τα μοντέλα δικτύου που περιγράφονται στο παράρτημα 1. Σχετικά με τις προθεσμίες:
 - a. Η διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 1 ξεκινά το χρονικό διάστημα D-1 και τελειώνει το χρονικό διάστημα D, ορίζοντας τις τιμές ΣΙΜ για κάθε αγοραία χρονική μονάδα από τις 06:00 έως τις 12:00 κατά την ημέρα παράδοσης D και δημοσιεύοντας τα σχετικά αποτελέσματα μέχρι τις 05:30 (στόχος) της ημέρας Δ.
 - b. Η διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 2 εκτελείται εξ ολοκλήρου κατά την ημέρα D, ορίζοντας τις τιμές ΣΙΜ για κάθε αγοραία χρονική μονάδα από τις 18:00 έως τις 24:00 κατά την ημέρα παράδοσης D και δημοσιεύοντας τα σχετικά αποτελέσματα μέχρι τις 17:30 (στόχος) της ημέρας D.

		h1	h2	h3	h4	h5	h6	h7	h8	h9	h10	h11	h12	h13	h14	h15	h16	h17	h18	h19	h20	h21	h22	h23	h24
DA/ID CCM	DACC																								
	IDCC1																								
	IDCC2																								
BT CCM	BTCC1																								
	BTCC2																								

Σχήμα 1. Διαδικασίες υπολογισμού δυναμικότητας - Εκτιμώμενες AXM

Το αναλυτικό χρονικό πλαίσιο που αφορά τον υπολογισμό και την επικύρωση περιγράφεται στα άρθρα 8 και 9.

3. Οι ήδη καταγεγραμμένες διαζωνικές δυναμικότητες δεν επηρεάζουν τις τιμές διαζωνικής δυναμικότητας για τα σύνορα ζώνης προσφοράς που ανήκουν στην ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ και δεν λαμβάνονται υπόψη στο πλαίσιο της παρούσας μεθοδολογίας υπολογισμού δυναμικότητας.

Άρθρο 4 Μεθοδολογία περιθωρίου αξιοπιστίας

1. Το περιθώριο αξιοπιστίας ισούται με 0MW σε κάθε σύνορο της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ.
2. Η Τerna αξιολογεί εκ νέου τις τιμές του περιθωρίου αξιοπιστίας τουλάχιστον μία φορά κάθε 36 μήνες.

Άρθρο 5 Μεθοδολογίες για τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας, τα απρόβλεπτα συμβάντα και τους περιορισμούς κατανομής

1. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ παρέχουν στον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας τον κατάλογο των σχετικών απρόβλεπτων συμβάντων, συμπεριλαμβανομένων των συνηθισμένων και σπάνιων απρόβλεπτων συμβάντων, όπως ορίζονται σύμφωνα με τη μεθοδολογία ΣΑΣ. Αυτά τα απρόβλεπτα συμβάντα αντιπροσωπεύουν δεδομένα για τη διαδικασία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας σύμφωνα με τη διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ που περιγράφεται στο παράρτημα 1.
2. Τα κρίσιμα στοιχεία του δικτύου και τα απρόβλεπτα συμβάντα (ΚΣΔ-ΑΣ) για κάθε σύνορο της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ ορίζονται σύμφωνα με τη διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ που περιγράφεται στο παράρτημα 1.
3. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ ορίζουν τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας των δικών τους στοιχείων δικτύου σύμφωνα με την παράγραφο 2.4 «Όρια επιχειρησιακής ασφάλειας (ΟΕΑ)» που περιγράφονται στο παράρτημα 1.
4. Σύμφωνα με τη διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ που περιγράφεται στο παράρτημα 1, ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ εφαρμόζει τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας που ορίζουν οι σχετικοί ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ σύμφωνα με την παράγραφο 3.
5. Η διακρίσεις μεταξύ εσωτερικών και διαζωνικών ανταλλαγών αποφεύγονται στη μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ με την εφαρμογή των εξής:
 - κατάλληλης διαμόρφωση ζωνών προσφοράς
 - μιας μεθοδολογίας εντοπισμού ΚΣΔ-ΑΣ που περιγράφεται στο παράρτημα 1.
6. Όσον αφορά τα εσωτερικά ιταλικά σύνορα, η Τerna πραγματοποιεί δυναμικές αξιολογήσεις για τον εντοπισμό πιθανών επιπρόσθετων περιορισμών που πρέπει να εφαρμόζονται (ως ανώτατο όριο) στις τιμές ΣΙΜ. Κατά περίπτωση, η Τerna διενεργεί τις εν λόγω αξιολογήσεις τουλάχιστον μία φορά ετησίως.
7. Η Τerna ενημερώνει την ιταλική ρυθμιστική αρχή σχετικά με τα αποτελέσματα των δυναμικών αξιολογήσεων που αναφέρονται στην παράγραφο 6.
8. Η Τerna ενημερώνει εγκαίρως τον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ σχετικά με το συναφές ανώτατο όριο που πρέπει να εφαρμόζεται στη διαδικασία υπολογισμού

δυναμικότητας για τα σύνορα εντός της Ιταλίας σύμφωνα με τα αποτελέσματα της δυναμικής αξιολόγησης που αναφέρονται στην παράγραφο 6.

9. Ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ εφαρμόζει τα ανώτατα όρια που παρέχονται από την Terna σύμφωνα με την παράγραφο 8 στη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας για τα σύνορα εντός της Ιταλίας.

Άρθρο 6 Κλείδες μετατόπισης παραγωγής και φορτίου

1. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ καθορίζουν τις κλείδες μετατόπισης παραγωγής και φορτίου με βάση τη μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο της αγοράς επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας αγοράς για την ΠΥΔ Ελλάδα-Ιταλίας.
2. Για τις ζώνες προσφοράς της Ιταλίας, η Terna καθορίζει τις κλείδες μετατόπισης παραγωγής και φορτίου με βάση έναν κατάλογο αξιολογικής κατάταξης ώστε να λαμβάνεται υπόψη το υψηλό επίπεδο παραγωγής ΑΠΕ που είναι εγκατεστημένο γενικά και πλησίον της συνοριακής σύνδεσης ΕΛ/ΙΤ. Αυτές οι μονάδες παραγωγής από κοινού με τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας βρίσκονται γεωγραφικά σε διαφορετικές περιοχές, με αποτέλεσμα για διαφορετικά προφίλ παραγωγής να λαμβάνουμε διαφορετικές ροές ισχύος στα στοιχεία δικτύου και, κατά συνέπεια, διαφορετικές περιοχές φόρτισης εντός των συστημάτων, γεγονός που ενδέχεται να έχει αντίκτυπο στους υπολογισμούς ΚΔΜ.
3. Για τη ζώνη προσφοράς της Ελλάδας, η ΑΔΜΗΕ καθορίζει τις κλείδες μετατόπισης παραγωγής και φορτίου αναλογικά προς την εναπομένουσα διαθέσιμη δυναμικότητα στην παραγωγή για κάθε βασικό σενάριο.
4. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ διενεργούν μια εκ των υστέρων ανάλυση των κλειδών μετατόπισης παραγωγής και φορτίου (μεταξύ αυτών και εκείνων που χρησιμοποιήθηκαν κατά την περίοδο δοκιμής σύμφωνα με το άρθρο 13) και, εφόσον απαιτείται, τις τροποποιούν ανάλογα. Οποιαδήποτε αλλαγή στη γενική στρατηγική η οποία περιγράφεται στα σημεία 6.2 και 6.3 έχει ως αποτέλεσμα την τροποποίηση της παρούσας ΜΥΔ ΧΠΕ σύμφωνα με το άρθρο 6 παράγραφος 3 του ΚΓΕΗΕ.

Άρθρο 7 Διορθωτικά μέτρα στον υπολογισμό δυναμικότητας

1. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ καθορίζουν τα διορθωτικά μέτρα με βάση τη μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο της αγοράς επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας αγοράς για την ΠΥΔ Ελλάδα-Ιταλίας και τη Μεθοδολογία ΣΑΣ.
2. Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ καθορίζει σε ατομικό επίπεδο τα διορθωτικά μέτρα της περιοχής ευθύνης του που πρέπει να καθίστανται διαθέσιμα στον ΥΔ ΧΠΕ εντός της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ τουλάχιστον μία φορά ετησίως.
3. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ συντονίζουν, πριν από τον υπολογισμό δυναμικότητας, τα διορθωτικά μέτρα που μπορούν να εφαρμόζουν από κοινού για τη μεγιστοποίηση των διαθέσιμων διαζωνικών δυναμικοτήτων στο σύνολο ΕΛ/ΙΤ.
4. Η Terna προσδιορίζει τα διορθωτικά μέτρα που μπορούν να εφαρμοστούν για τη μεγιστοποίηση των διαθέσιμων διαζωνικών δυναμικοτήτων στα σύνορα εντός της Ιταλίας.
5. Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ παρέχει τον κατάλογο με τα διαθέσιμα διορθωτικά μέτρα, όσον αφορά κάθε σύνορο της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ και κάθε διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ, στον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας σύμφωνα με τον Κατάλογο σχετικών διορθωτικών μέτρων που αναλύεται στο παράρτημα 1.
6. Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ διασφαλίζει ότι τα διορθωτικά μέτρα λαμβάνονται υπόψη υπό τον όρο ότι τα διαθέσιμα διορθωτικά μέτρα που απομένουν μετά τον υπολογισμό επαρκούν για να εξασφαλιστεί η επιχειρησιακή ασφάλεια.

7. Κατά τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ, ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ βελτιστοποιεί τη διαζωνική δυναμικότητα και προσαρμόζει τη μέγιστη ανταλλαγή ισχύος εφαρμόζοντας τον κατάλογο των διαθέσιμων διορθωτικών μέτρων που έχουν παράσχει οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ σύμφωνα με το σημείο 5.
8. Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ ενημερώνει εγκαίρως τον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας για οποιαδήποτε αλλαγή πραγματοποιεί στα διορθωτικά μέτρα που εφαρμόζονται εντός της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ στο πλαίσιο της διασφάλισης ενός αποδοτικού υπολογισμού δυναμικότητας.
9. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ μπορούν να χρησιμοποιούν δαπανηρά θεραπευτικά διορθωτικά μέτρα, εφόσον είναι από τεχνικής και οικονομικής άποψης απαραίτητα και συνάδουν με τις εθνικές κανονιστικές διατάξεις, για τον υπολογισμό της δυναμικότητας εντός της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ.

Άρθρο 8 Υπολογισμός δυναμικότητας χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης

1. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ παρέχουν εγκαίρως στον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ τις πλέον πρόσφατα επικαιροποιημένες πληροφορίες σχετικά με τα συστήματα μεταφοράς για τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 1 και διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 2.
2. Στο πλαίσιο της διαδικασίας υπολογισμού δυναμικότητας λαμβάνεται υπόψη η βελτιστοποίηση των διορθωτικών μέτρων σύμφωνα με τη διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ που αναλύεται στο παράρτημα 1.
3. Ο Φορέας Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ εκτελεί τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 1 έως τις 04:00 του χρονικού διαστήματος D, καθορίζοντας τις τιμές ΣΙΜ για κάθε αγοραία χρονική μονάδα από τις 06:00 έως τις 12:00 της ημέρας παράδοσης D. Οι εν λόγω τιμές παρέχονται στους ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ για επικύρωση.
4. Ο Φορέας Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ εκτελεί τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 2 έως τις 16:00 του χρονικού διαστήματος D, καθορίζοντας τις τιμές ΣΙΜ για κάθε αγοραία χρονική μονάδα από τις 18:00 έως τις 24:00 της ημέρας παράδοσης D. Οι εν λόγω τιμές παρέχονται στους ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ για επικύρωση.
5. Ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας συνεργάζεται με τους γειτονικούς φορείς συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας όταν ενδείκνυται. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ διασφαλίζουν αυτή τη συνεργασία ανταλλάσσοντας και επιβεβαιώνοντας πληροφορίες σχετικά με την αλληλεξάρτηση με τους σχετικούς περιφερειακούς φορείς συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας, για τους σκοπούς υπολογισμού και επικύρωσης της δυναμικότητας.
6. Πριν τον υπολογισμό της δυναμικότητας, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ παρέχουν πληροφορίες στους φορείς συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας σχετικά με την αλληλεξάρτηση.

Άρθρο 9 Μεθοδολογία για την επικύρωση διαζωνικής δυναμικότητας

1. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ επικυρώνουν τις διαζωνικές δυναμικότητες για κάθε σύνορο ζώνης προσφοράς που υπολογίζονται από τον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ για το σύνορο ΕΛ/ΙΤ:
 - a. Έως τις 05:00 του χρονικού διαστήματος D για τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 1
 - b. Έως τις 17:00 του χρονικού διαστήματος D για τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 2
2. Η Terna επικυρώνει τις διαζωνικές δυναμικότητες για κάθε σύνορο ζώνης προσφοράς που υπολογίζονται από τον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ για τα σύνορα εντός της Ιταλίας:
 - a. Έως τις 05:00 του χρονικού διαστήματος D για τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 1
 - b. Έως τις 17:00 του χρονικού διαστήματος D για τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 2
3. Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ στέλνει τα αποτελέσματα της επικύρωσης της διαζωνικής δυναμικότητας στον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ και στους υπόλοιπους ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ.
4. Κατόπιν αιτήματος, όσον αφορά κάθε σύνορο/ κατεύθυνση και τη σχετική αγοραία χρονική μονάδα, ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας διαθέτει στους ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ το κοινό μοντέλο δικτύου όπου η τελική τιμή ΣΙΜ προσομοιώνεται.
5. Όπου απαιτείται, οι ΔΣΜ μπορούν να επικυρώνουν τις υπολογισμένες διαζωνικές δυναμικότητες, εκτελώντας ανάλυση ασφάλειας με το μοντέλο δικτύου που παρέχεται σύμφωνα με την παράγραφο 4.
6. Σε περίπτωση που ένας ή περισσότεροι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ δεν επικυρώσουν την τιμή ΣΙΜ, οι σχετικοί ΔΣΜ παρέχουν στον Φορέα Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας της ΠΥΔ

ΕΛ/ΙΤ την επικαιροποιημένη τιμή διαζωνικής δυναμικότητας για το υπό εξέταση σύνορο καθώς και τα αίτια της μείωσης. Η προσωρινή επικυρωμένη διαζωνική δυναμικότητα είναι η ελάχιστη τιμή που αποστέλλεται από τους ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ του υπό εξέταση συνόρου.

7. Ο Φορέας Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ παρέχει στους ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ την επικυρωμένη διαζωνική δυναμικότητα για κάθε σύνορο ζώνης προσφοράς της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ έπειτα από την εφαρμογή του περιθωρίου αξιοπιστίας που καθορίζεται σύμφωνα με το άρθρο 4 στην προσωρινή επικυρωμένη διαζωνική δυναμικότητα.
8. Μετά την επικύρωση, ο Φορέας Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας και οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ εξασφαλίζουν την παροχή επικυρωμένης διαζωνικής δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο εξισορρόπησης στην οικεία πλατφόρμα εξισορρόπησης μόλις καταστεί διαθέσιμη.

Άρθρο 10 Διαδικασία επικαιροποίησης ΣΙΜ

1. Για κάθε ΑΧΜ, μετά τη σχετική ΕΗΣ ΧΣΛΠ, κάθε ΔΣΜ παρακολουθεί οποιαδήποτε σχετική απόκλιση που προκύπτει από τις υποθέσεις που υιοθετήθηκαν στο πλαίσιο της τελευταίας Διαδικασίας Υπολογισμού Δυναμικότητας και επηρεάζει την εν λόγω ΑΧΜ και ενδεχομένως τις επόμενες ΑΧΜ. Ο ΔΣΜ παρακολουθεί τουλάχιστον τα εξής δεδομένα:

- a. Την τοπολογία δικτύου, ελέγχοντας τουλάχιστον τις αλλαγές στην κατάσταση διαθεσιμότητας στοιχείων δικτύου τα οποία έχουν αναγνωριστεί ως περιοριστικά Κρίσιμα Στοιχεία Δικτύου (ΚΣΔ) ή Κρίσιμες Διακοπές Λειτουργίας (ΚΔΛ) στις διαδικασίες υπολογισμού δυναμικότητας που συνδέονται με τα ίδια σύνορα και την ίδια κατεύθυνση τα τελευταία 2 έτη·
- b. Τις προγνώσεις σχετικά με τις συνθήκες ζήτησης και τροφοδοσίας παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές για τις Ζώνες Προσφοράς που συνδέονται με τα υπό αξιολόγηση σύνορα·

Σε περίπτωση που οι εν λόγω αποκλίσεις θεωρείται ότι διαφέρουν σημαντικά από τις υποθέσεις που υιοθετήθηκαν στην πλέον πρόσφατη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας, γεγονός που σημαίνει:

- Αλλαγή στην κατάσταση διαθεσιμότητας τουλάχιστον ενός στοιχείου δικτύου που έχει αναγνωριστεί ως περιοριστικά Κρίσιμο Στοιχείο Δικτύου (ΚΣΔ) ή Κρίσιμη Διακοπή Λειτουργίας (ΚΔΛ) στις διαδικασίες υπολογισμού δυναμικότητας που συνδέονται με τα ίδια σύνορα και την ίδια κατεύθυνση τα τελευταία 2 έτη·
- Μεταβολή σε ποσοστό τουλάχιστον 30% της ζήτησης ή της τροφοδοσίας παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές για τις Ζώνες Προσφοράς που σχετίζονται με τα υπό αξιολόγηση σύνορα αντί των προηγούμενων προγνώσεων, με τον όρο ότι η εν λόγω μεταβολή θα υπερβαίνει τα 500MW.

Οι ΔΣΜ ενημερώνουν τον Φορέα Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας και ζητούν τον εκ νέου υπολογισμό της επηρεαζόμενης ΑΧΜ, όπως εξηγείται στο άρθρο 10.2-10.8.

2. Το αίτημα για τη διενέργεια Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας πραγματοποιείται ως εξής:
 - a. Υπολογίζεται η διαζωνική δυναμικότητα μεταξύ των σχετικών συνόρων και τις κατευθύνσεις ροής που επηρεάζονται πραγματικά
 - b. Η διαζωνική δυναμικότητα επικαιροποιείται για τις επηρεαζόμενες ΑΧΜ
3. Σε περίπτωση που ζητηθεί η διενέργεια τέτοιου υπολογισμού, τουλάχιστον 50 λεπτά πριν από την έναρξη ισχύος της επηρεαζόμενης ΑΧΜ για το επηρεαζόμενο σύνορο, οι ΔΣΜ παρέχουν τον ακόλουθο κατάλογο σχετικών πληροφοριών (ο οποίος περιλαμβάνει ενδεικτικά):
 - a. μη προγραμματισμένη διακοπή λειτουργίας των στοιχείων του δικτύου η οποία έχει αντίκτυπο στη δυναμικότητα των συνόρων·
 - b. σημαντικές αποκλίσεις που παρατηρούνται μεταξύ των υποθέσεων ζήτησης και τροφοδοσίας από ανανεώσιμες πηγές οι οποίες υιοθετήθηκαν στο πλαίσιο της τελευταίας Διαδικασίας Υπολογισμού Δυναμικότητας και των πλέον επικαιροποιημένων διαθέσιμων προγνώσεων μετά την ΕΗΣ ΧΣΛΠ για τη σχετική ΑΧΜ·

- c. τον κατάλογο των συνόρων και των κατευθύνσεων της Ζώνης Προσφορών που θεωρείται ότι επηρεάζονται και για τα οποία ζητείται η διενέργεια νέου υπολογισμού·
 - d. τα επικαιροποιημένα εισερχόμενα δεδομένα τα οποία είναι απαραίτητα για τον υπολογισμό της δυναμικότητας σύμφωνα με τη διαδικασία υπολογισμού της ΣΙΜ που περιγράφεται στο παράρτημα 1, συμπεριλαμβανομένων των σχετικών αποκλίσεων που διαπιστώθηκαν·
4. Στο πλαίσιο της διαδικασίας υπολογισμού δυναμικότητας λαμβάνεται υπόψη η βελτιστοποίηση των διορθωτικών μέτρων σύμφωνα με τη διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ που αναλύεται στο παράρτημα 1.
 5. ο Φορέας Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας ορίζει επικαιροποιημένες τιμές ΣΙΜ στα σύνορα της επηρεαζόμενης Ζώνης Προσφορών για την/τις επηρεαζόμενη/-ες ΑΧΜ τουλάχιστον 25 λεπτά πριν από την έναρξη ισχύος της/των επηρεαζόμενης/-ων ΑΧΜ·
 6. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ επικυρώνουν τις τιμές ΣΙΜ που υπολογίζονται από τον Φορέα Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ για τα σύνορα ΕΛ-ΙΤ τουλάχιστον 15 λεπτά πριν από την έναρξη ισχύος της/των ΑΧΜ·
 7. Η Τerna επικυρώνει τις τιμές ΣΙΜ που υπολογίζονται από τον Φορέα Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ για τα εσωτερικά ιταλικά σύνορα τουλάχιστον 15 λεπτά πριν από την έναρξη ισχύος της/των ΑΧΜ·
 8. Μετά την επικύρωση, ο Φορέας Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας και οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ εξασφαλίζουν την παροχή επικυρωμένης διαζωνικής δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο εξισορρόπησης στην οικεία πλατφόρμα εξισορρόπησης μόλις καταστεί διαθέσιμη.

Άρθρο 11 Διαδικασίες επαναφοράς

1. Πριν από κάθε εκτέλεση διαδικασίας ΚΥΔ ΧΠΕ, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ διασφαλίζουν ότι ο Φορέας Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ λαμβάνει τις τελευταίες συντονισμένες διαζωνικές δυναμικότητες που υπολογίζονται για κάθε αγοραία χρονική μονάδα σε κάθε σύνορο της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ.
2. Για κάθε εκτέλεση διαδικασίας ΚΥΔ ΧΠΕ, σε περίπτωση που προκύψει κάποιο συμβάν στη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας και ο Φορέας Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας δεν είναι σε θέση να παραγάγει αποτελέσματα, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ επικυρώνουν τις τελευταίες διαζωνικές δυναμικότητες που υπολογίζονται για την υπό εξέταση αγοραία χρονική μονάδα και τις επανεξετάζουν κατά περίπτωση. Ο Φορέας Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας ή οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ παρέχουν, κατά περίπτωση, μια συντονισμένη τιμή στη σχετική πλατφόρμα εξισορρόπησης.

Άρθρο 12 Δημοσίευση δεδομένων

1. Ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ δημοσιεύει στον ιστότοπό του:
 - a. Έως τις 05:30 (στόχος) του χρονικού διαστήματος D για τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 1, για κάθε σύνορο Ζώνης Προσφοράς ή για την ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ:
 - i. τις τιμές διαζωνικής δυναμικότητας που υπολογίζονται σύμφωνα με το άρθρο 9·
 - ii. τον κατάλογο των ΚΣΔ-ΑΣ ή άλλων ορίων ασφαλείας που περιορίζουν τις τιμές διαζωνικής δυναμικότητας οι οποίες υπολογίζονται σύμφωνα με το άρθρο 9. Για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ, δημοσιεύεται ο κωδικός αναγνώρισης ενέργειας (ΚΑΕ) του κρίσιμου στοιχείου δικτύου και του απρόβλεπτου συμβάντος·

- iii. τις μειώσεις δυναμικότητας που προκύπτουν στο στάδιο επικύρωσης, συμπεριλαμβανομένης της τοποθεσίας και του ύψους τυχόν μειώσεων, τον ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ που ζητά τη μείωση και τους λόγους για τις μειώσεις που παρείχε ο ίδιος ο ΔΣΜ (συμπεριλαμβανομένου, κατά περίπτωση, του κωδικού ΚΑΕ του ΚΣΔ-ΑΣ)·
 - iv. το κατακόρυφο φορτίο, τη συνολική παραγωγή και την προκύπτουσα καθαρή θέση για κάθε ζώνη προσφοράς της ΠΥΔ Ελλάδας-Ιταλίας που χρησιμοποιήθηκε στους υπολογισμούς.
- b. Έως τις 17:30 (στόχος) του χρονικού διαστήματος D για τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 2, για κάθε σύνορο Ζώνης Προσφοράς ή την ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ:
- i. τις τιμές διαζωνικής δυναμικότητας που υπολογίζονται σύμφωνα με το άρθρο 9·
 - ii. τον κατάλογο των ΚΣΔ-ΑΣ ή άλλων ορίων ασφαλείας που περιορίζουν τις τιμές διαζωνικής δυναμικότητας οι οποίες υπολογίζονται σύμφωνα με το άρθρο 9. Για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ, δημοσιεύεται ο κωδικός αναγνώρισης ενέργειας (ΚΑΕ) του κρίσιμου στοιχείου δικτύου και του απρόβλεπτου συμβάντος·
 - iii. τις μειώσεις δυναμικότητας που προκύπτουν στο στάδιο επικύρωσης, συμπεριλαμβανομένης της τοποθεσίας και του ύψους τυχόν μειώσεων, τον ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ που ζητά τη μείωση και τους λόγους για τις μειώσεις που παρείχε ο ίδιος ο ΔΣΜ (συμπεριλαμβανομένου, κατά περίπτωση, του κωδικού ΚΑΕ του ΚΣΔ-ΑΣ)·
 - iv. το κατακόρυφο φορτίο, τη συνολική παραγωγή και την προκύπτουσα καθαρή θέση για κάθε ζώνη προσφοράς της ΠΥΔ Ελλάδας-Ιταλίας που χρησιμοποιήθηκε στους υπολογισμούς.
- c. Έως 10 λεπτά πριν από την έναρξη ισχύος κάθε επηρεαζόμενης ΑΧΜ, τα αποτελέσματα οποιασδήποτε διαδικασίας επικαιροποίησης ΣΙΜ η οποία έχει ενεργοποιηθεί σύμφωνα με το άρθρο 10, για κάθε σύνορο Ζώνης Προσφοράς ή για την ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ:
- i. τις τιμές διαζωνικής δυναμικότητας που υπολογίζονται σύμφωνα με το άρθρο 9·
 - ii. τον κατάλογο των ΚΣΔ-ΑΣ ή άλλων ορίων ασφαλείας που περιορίζουν τις τιμές διαζωνικής δυναμικότητας οι οποίες υπολογίζονται σύμφωνα με το άρθρο 9. Για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ, δημοσιεύεται ο κωδικός αναγνώρισης ενέργειας (ΚΑΕ) του κρίσιμου στοιχείου δικτύου και του απρόβλεπτου συμβάντος·
 - iii. τις μειώσεις δυναμικότητας που προκύπτουν στο στάδιο επικύρωσης, συμπεριλαμβανομένης της τοποθεσίας και του ύψους τυχόν μειώσεων, τον ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ που ζητά τη μείωση και τους λόγους για τις μειώσεις που παρείχε ο ίδιος ο ΔΣΜ (συμπεριλαμβανομένου, κατά περίπτωση, του κωδικού ΚΑΕ του ΚΣΔ-ΑΣ)·
 - iv. το κατακόρυφο φορτίο, τη συνολική παραγωγή και την προκύπτουσα καθαρή θέση για κάθε ζώνη προσφοράς της ΠΥΔ Ελλάδας-Ιταλίας που χρησιμοποιήθηκε στους υπολογισμούς.
2. Ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ παρέχει στους ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ ετήσια έκθεση σχετικά με τα αποτελέσματα των διαδικασιών ΚΥΔ ΧΠΕ:
- τις διασυνοριακές δυναμικότητες που διατέθηκαν στην αγορά για κάθε αγοραία χρονική μονάδα κατά τη διάρκεια του προηγούμενου ηλιακού έτους·

- τον κατάλογο των ΚΣΔ-ΑΣ ή άλλων ορίων ασφαλείας που περιορίζουν τις τιμές διαζωνικής δυναμικότητας για κάθε αγοραία χρονική μονάδα του προηγούμενου ηλιακού έτους.

Άρθρο 13 Δημοσίευση και εφαρμογή της πρότασης μεθοδολογίας ΚΥΔ

1. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ δημοσιεύουν τη μεθοδολογία ΚΥΔ ΧΠΕ χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση έπειτα από τη λήψη έγκρισης από τις εθνικές ρυθμιστικές αρχές της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ.
2. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ δοκιμάζουν τις διαδικασίες υπολογισμού δυναμικότητας που προβλέπει η μεθοδολογία ΚΥΔ ΧΠΕ ΕΛ/ΙΤ για περίοδο τουλάχιστον τριών μηνών πριν από την εφαρμογή της παρούσας μεθοδολογίας ΚΥΔ ΧΠΕ.
3. Κατά την περίοδο δοκιμής, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ υποβάλλουν τα αποτελέσματα της δοκιμής στις αρμόδιες ΕΡΑ.
4. Κατά τη διάρκεια της δοκιμαστικής περιόδου, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ διοργανώνουν τουλάχιστον ένα δημόσιο εργαστήριο για να συζητήσουν τα αποτελέσματα, εν ανάγκη χρησιμοποιώντας λύσεις διαδικτυακού σεμιναρίου.
5. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ θα προχωρήσουν στην εφαρμογή της μεθοδολογίας ΚΥΔ ΧΠΕ το αργότερο τον Μάρτιο του 2025 (έναρξη λειτουργίας), ενώ η έναρξη της περιόδου δοκιμών θα λάβει χώρα το αργότερο τον Ιανουάριο του 2025.
6. Έξι μήνες μετά την εφαρμογή της εν λόγω μεθοδολογίας, οι ΔΣΜ διενεργούν ανάλυση κόστους-οφέλους, θέτοντας σε σύγκριση τα πιθανά οφέλη και τους κινδύνους που προκύπτουν ως αποτέλεσμα μιας διαδικασίας υπολογισμού της ΣΙΜ η οποία λαμβάνει χώρα μετά από κάθε ΕΗΣ ΧΣΛΠ για την αντίστοιχη ΑΧΜ. Η ανάλυση κόστους-οφέλους αποστέλλεται στις ρυθμιστικές αρχές της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ εντός 10 μηνών από την εφαρμογή της παρούσας μεθοδολογίας. Η ΑΚΟ περιλαμβάνει τουλάχιστον:
 - a. Ανάλυση των ιστορικών δεδομένων της ΣΙΜ τα οποία είναι διαθέσιμα μετά την ΕΗΣ ΧΣΛΠ και της συχνότητας των διαζωνικών συμφορήσεων·
 - b. Ανάλυση της πρόσθετης ΣΙΜ η οποία καθίσταται διαθέσιμη με τον υπολογισμό ενδομερήσιας δυναμικότητας σε σχέση με τον προηγούμενο υπολογισμό·
 - c. Αξιολόγηση της δυνητικής αύξησης των ΣΙΜ η οποία είναι δυνατόν να επιτευχθεί με συχνότερη του διενέργεια υπολογισμού·
 - d. Αξιολόγηση του υπολογιστικού φόρτου και των πόρων που χρειάζονται για τη διενέργεια εναλλακτικού υπολογισμού σε σχέση με τα οφέλη που παρέχονται από την πρόσθετη ΣΙΜ.

Εάν τα αποτελέσματα της ΑΚΟ επισημαίνουν ότι η προτεινόμενη προσέγγιση δεν χαρακτηρίζεται από επαρκή ακρίβεια, οι ΔΣΜ τροποποιούν αναλόγως τη μεθοδολογία, έτσι ώστε να εφαρμόσουν μια διαδικασία υπολογισμού της ΣΙΜ που διεξάγεται μετά από κάθε ΕΗΣ ΧΣΛΠ για την αντίστοιχη ΑΧΜ.

Άρθρο 14 Γλώσσα

1. Η γλώσσα αναφοράς για την παρούσα μεθοδολογία ΚΥΔ είναι η αγγλική.
2. Προς αποφυγή αμφιβολιών, εάν οι ΔΣΜ χρειάζεται να μεταφράσουν την παρούσα ΚΥΔ ΧΠΕ στην/στις εθνική/-ές γλώσσα/-ες τους, σε περίπτωση που διαπιστωθούν ασυμφωνίες μεταξύ της αγγλικής έκδοσης που εκδίδεται από τους ΔΣΜ και οποιασδήποτε έκδοσης σε άλλη γλώσσα, οι οικείοι ΔΣΜ υποχρεούνται να εξαλείψουν τυχόν ανακολουθίες παρέχοντας αναθεωρημένη μετάφραση της παρούσας μεθοδολογίας ΚΥΔ ΧΠΕ στις οικείες εθνικές ρυθμιστικές αρχές.

Μεθοδολογία για τον συντονισμένο υπολογισμό δυναμικότητας σε συμμόρφωση με το άρθρο 37 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής, της 23ης Νοεμβρίου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας στην ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ 1 - Διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ

Σεπτέμβριος 2022

1. Πεδίο εφαρμογής της διαδικασίας υπολογισμού ΣΙΜ

Ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ (εφεξής «φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας») προσδιορίζει τη συνολική ικανότητα μεταφοράς (ΣΙΜ) που είναι διαθέσιμη σε κάθε σύνορο και κατεύθυνση της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ για κάθε σχετική αγοραία χρονική μονάδα του Φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας που αναφέρεται στο Άρθρο 4 της «Μεθοδολογίας για τον συντονισμένο υπολογισμό δυναμικότητας σε συμμόρφωση με το άρθρο 37 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής, της 23ης Νοεμβρίου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας στην ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ» (μεθοδολογία ΚΥΔ ΧΠΕ) σύμφωνα με τη διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ που περιγράφεται στο παρόν Παράρτημα.

2. Σχετικά στοιχεία

Τα σχετικά στοιχεία για τη διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ είναι τα εξής:

- ατομικά μοντέλα δικτύου που έχει καταρτίσει κάθε ΔΣΜ. Αυτά τα μοντέλα δικτύου περιλαμβάνουν τουλάχιστον αναλυτική παρουσίαση του δικτύου 380kV-220kV και, όπου θεωρείται σκόπιμο, του δικτύου 150kV·
- αρχεία κλειδας μετατόπισης παραγωγής και φορτίου (ΚΜΠΦ) που έχει συντάξει κάθε ΔΣΜ·
- κατάλογος σχετικών απρόβλεπτων συμβάντων (ΑΣ) που έχει συντάξει κάθε ΔΣΜ·
- κατάλογος διαθέσιμων διορθωτικών μέτρων (ΔΜ) που έχει συντάξει κάθε ΔΣΜ·
- όρια επιχειρησιακής ασφάλειας που πρέπει να ληφθούν υπόψη για κάθε στοιχείο δικτύου, τα οποία παρέχει κάθε ΔΣΜ·
- κατάλογος πρόσθετων περιορισμών που έχει συντάξει κάθε ΔΣΜ.

Κάθε ΔΣΜ οφείλει να παρέχει τα σχετικά στοιχεία στον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας:

- έως τις 23:00 του χρονικού διαστήματος D-1 για τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 1·
- έως τις 11:00 του χρονικού διαστήματος D για τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 2·
- 50 λεπτά πριν από την έναρξη ισχύος κάθε επηρεαζόμενης ΑΧΜ στην περίπτωση ενεργοποίησης διαδικασίας επικαιροποίησης ΣΙΜ σύμφωνα με το Άρθρο 13 της μεθοδολογίας ΚΥΔ ΧΠΕ.

Το ΒΣ-ΑΜΔ που καταρτίζεται από τους ΔΣΜ ΕΛ/ΙΤ θα συγχωνευθεί εν συνεχεία σε κοινά μοντέλα δικτύου σύμφωνα με το άρθρο 28 παράγραφος 5 του κανονισμού ΚΔΔΣ. Τα προκύπτοντα κοινά μοντέλου δικτύου θα εφαρμοστούν στη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας.

Εν αναμονή της οριστικοποίησης του ευρωπαϊκού κοινού μοντέλου δικτύου για το χρονικό πλαίσιο υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας και ενδοημερήσιας δυναμικότητας σύμφωνα με το άρθρο 17 του κανονισμού ΚΔΔΣ, οι ΔΣΜ οφείλουν να παρέχουν σχετικά μοντέλα δικτύου τα οποία θα χρησιμοποιηθούν στη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας της περιφέρειας ΕΛ/ΙΤ προκειμένου να

διασφαλιστεί η ακριβής παρουσίαση της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ. Αυτά τα μοντέλα δικτύου περιλαμβάνουν τουλάχιστον αναλυτική παρουσίαση του δικτύου 380kV-220kV και, όπου θεωρείται σκόπιμο από τον οικείο ΔΣΜ, του δικτύου 150kV.

Ο φορέας υπολογισμού συντονισμένης δυναμικότητας χρησιμοποιεί τα στοιχεία που εκτίθενται ανωτέρω για τον υπολογισμό της μέγιστης ανταλλαγής ηλεκτρικής ενέργειας στα σύνορα ζωνών προσφοράς της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ, η οποία ισούται με τη μέγιστη υπολογισμένη ανταλλαγή μεταξύ δύο ζωνών προσφοράς σε οποιαδήποτε πλευρά του συνόρου ζωνών προσφοράς, τηρώντας τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας.

2.1 Κλείδα μετατόπισης παραγωγής και φορτίου (ΚΜΦΦ)

Οι ΚΜΦΠ είναι απαραίτητες προκειμένου οποιαδήποτε μεταβολή στην ισορροπία μίας ζώνης προσφοράς να μετατρέπεται σε αλλαγή των εγχύσεων στους κόμβους της συγκεκριμένης ζώνης προσφοράς. Οι ΚΜΦΠ αναλύονται βάσει των καλύτερων προγνωστικών πληροφοριών σχετικά με τις μονάδες και τα φορτία παραγωγής.

Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ ορίζει ένα αρχείο ΚΜΦΠ για κάθε:

- Περιοχή ελέγχου: η ΚΜΦΠ υπολογίζεται για κάθε σχετικό κόμβο δικτύου της ίδιας περιοχής ελέγχου·
- και χρονικό διάστημα: η ΚΜΦΠ αφορά αποκλειστικά την επιμέρους αγοραία χρονική μονάδα, με στόχο τη μοντελοποίηση των διαφορών μεταξύ των διαφορετικών συνθηκών του συστήματος.

Προς αποφυγή των νεοσηματισμένων, μη ρεαλιστικών συμφορήσεων που προκαλούνται από τη διαδικασία μετατόπισης της παραγωγής, οι ΔΣΜ μπορούν να καθορίζουν τόσο την κλείδα μετατόπισης παραγωγής (ΚΜΠ) όσο και την κλείδα μετατόπισης φορτίου (ΚΜΦ):

- Μετατόπιση παραγωγής: Η ΚΜΠ είναι ένας κατάλογος, στον οποίο προσδιορίζονται οι μονάδες παραγωγής που συμβάλλουν στη μετατόπιση.
- Μετατόπιση φορτίου: Η ΚΜΦ είναι ένας κατάλογος, στον οποίο προσδιορίζονται τα φορτία που συμβάλλουν στη μετατόπιση, προκειμένου να λαμβάνεται υπόψη η συνεισφορά των μονάδων παραγωγής που συνδέονται σε επίπεδα χαμηλότερης τάσης (περιέχονται εμμέσως στους αριθμούς φορτίου των κόμβων που συνδέονται στο δίκτυο 220 και 400 kV).

Σε περίπτωση προσδιορισμού της ΚΜΠ και της ΚΜΦ, δίνεται, επίσης, ένας συντελεστής συμμετοχής:

- G(a) Συντελεστής συμμετοχής για τους κόμβους παραγωγής
- L(a) Συντελεστής συμμετοχής για τους κόμβους φορτίου

Το άθροισμα των G(a) και L(a) για κάθε περιοχή πρέπει να ισούται με 1 (δηλαδή 100%).

Συνεπώς, για κάθε δεδομένη περιοχή ελέγχου και αγοραία χρονική μονάδα, ο οικείος ή οι οικείοι ΔΣΜ παρέχουν στον φορέα υπολογισμού συντονισμένης δυναμικότητας ένα αρχείο ΚΜΦΠ, το οποίο περιέχει για κάθε κόμβο του οικείου δικτύου τα εξής:

- Αναγνωριστικό κωδικό κόμβου·
- Διαθέσιμο όριο προς τα πάνω·
- Διαθέσιμο όριο προς τα κάτω·
- Αξιολογική κατάταξη παραγγελιών.

Ο τρόπος κατανομής της μετατόπισης μεταξύ των διαφορετικών μονάδων παραγωγής και των φορτίων που συνδέονται στον ίδιο κόμβο καθορίζεται, εν συνεχεία, σύμφωνα με τους συντελεστές συμμετοχής.

Οι ΔΣΜ ΕΛ/ΙΤ διενεργούν τουλάχιστον μία φορά ετησίως εκ των υστέρων ανάλυση των ΚΜΠ (συμπεριλαμβανομένης της δοκιμαστικής περιόδου) και, εάν κρίνεται σκόπιμο, ζητούν την αλλαγή τους.

2.1.1 Κατάλογος αξιολογικής κατάταξης παραγγελιών για τις ζώνες προσφοράς της Ιταλίας

Αυτού του είδους η μεθοδολογία μετατόπισης μπορεί να ληφθεί υπόψη για τις ζώνες προσφοράς της Ιταλίας.

Η βασική αιτία για την επιλογή είναι το γεγονός ότι το ιταλικό δίκτυο διαθέτει σε μεγάλο ποσοστό εγκατεστημένες μονάδες παραγωγής ΑΠΕ γενικά και, πιο συγκεκριμένα, κοντά στο σημείο σύνδεσης ΕΛ/ΙΤ. Αυτές οι μονάδες παραγωγής από κοινού με τους συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας βρίσκονται γεωγραφικά σε διαφορετικές περιοχές, με αποτέλεσμα για διαφορετικά προφίλ παραγωγής να λαμβάνουμε διαφορετικές ροές ισχύος στα στοιχεία δικτύου και, κατά συνέπεια, διαφορετικές περιοχές φόρτισης εντός των συστημάτων, γεγονός που ενδέχεται να έχει αντίκτυπο στους υπολογισμούς ΚΔΜ. Παραδείγματα:

- Εάν η παραγωγή αιολικής ενέργειας είναι υψηλή, η οριακή παραγωγή θα μπορούσε να μειωθεί·
- Εάν ο χειμώνας είναι υγρός, η οριακή τιμή των υδροηλεκτρικών σταθμών θα μπορούσε να είναι χαμηλότερη από την οριακή τιμή των θερμοηλεκτρικών σταθμών, ενώ για τις ξηρές εποχές ισχύει το αντίστροφο·
- Ανάλογα με τις τιμές των πρωτογενών πηγών, η συμπεριφορά της αγοράς θα διαφοροποιηθεί και θα επηρεάσει την τοποθεσία της παραγωγής.

2.1.2 Αναλογική προς την εναπομένονσα διαθέσιμη δυναμικότητα στην παραγωγή στη ζώνη προσφοράς της Ελλάδας

Αυτού του είδους η μεθοδολογία μετατόπισης μπορεί να ληφθεί υπόψη για τη ζώνη προσφοράς της Ελλάδας.

2.2 Κατάλογος σχετικών απρόβλεπτων συμβάντων (ΑΣ)

Κάθε ΔΣΜ παρέχει στον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας τον κατάλογο των σχετικών απρόβλεπτων συμβάντων που πρέπει να εξεταστούν στη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας, σύμφωνα με το άρθρο 33 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής.

Ο κατάλογος απρόβλεπτων συμβάντων επανεξετάζεται τουλάχιστον μία φορά ετησίως.

2.3 Κατάλογος σχετικών διορθωτικών μέτρων (ΔΜ)

Το σύνολο των σχετικών διορθωτικών μέτρων ορίζεται σύμφωνα με τη μεθοδολογία ΣΑΑ, εξετάζοντας μόνο μέτρα που θα μπορούσαν να έχουν ευεργετικές συνέπειες στη διαζωνική δυναμικότητα του υπό αξιολόγηση συνόρου.

Ως διαθέσιμο διορθωτικό μέτρο (ΔΜ) νοείται ένα μέτρο που μπορεί να εφαρμοστεί εν ευθέτω χρόνω από έναν ΔΣΜ προκειμένου να τηρήσει τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας όταν το σύστημα βρίσκεται σε κατάσταση N και N-1.

Κάθε ΔΣΜ παρέχει στον φορέα υπολογισμού συντονισμένης δυναμικότητας τον κατάλογο με τα διαθέσιμα διορθωτικά μέτρα που θα εξεταστούν στη διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ όσον αφορά κάθε σύνορο και κατεύθυνση της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ για κάθε σχετική αγοραία χρονική μονάδα.

Τα εν λόγω ΔΜ κατατάσσονται στις εξής δύο κατηγορίες:

- Προληπτικά διορθωτικά μέτρα (ΠΔΜ) χαρακτηρίζονται αυτά που εφαρμόζονται με προληπτικό τρόπο, καθότι η εφαρμογή τους απαιτεί χρόνο ή/και διότι είναι απαραίτητα προκειμένου να αποφευχθούν μη αποδεκτές παραβάσεις των ορίων επιχειρησιακής ασφάλειας μετά από κάποιο

απρόβλεπτο συμβάν (σύμφωνα με τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας που καθορίζονται βάσει της παραγράφου 2.4 αυτού του Παραρτήματος). Εάν εφαρμοστούν, θεωρούνται ενεργοποιημένα σε κατάσταση N καθώς και σε οποιοδήποτε από τα προσομοιωμένα σενάρια N-1.

- Θεραπευτικά διορθωτικά μέτρα (ΘΔΜ) χαρακτηρίζονται αυτά που απαιτούνται για την ταχεία αντιμετώπιση και ανακούφιση των περιορισμών. Εφαρμόζονται με χρονική καθυστέρηση για πλήρη αποτελεσματικότητα και συμβατότητα με τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας που καθορίζονται σύμφωνα με την παράγραφο 2.4 του παρόντος Παραρτήματος. Εφαρμόζονται μετά την εμφάνιση του σχετικού απρόβλεπτου συμβάντος, και, συνεπώς, πρέπει να θεωρούνται ενεργοποιημένα μόνο κατά τα σχετικά σενάρια N-1. Πληρούν τις ακόλουθες προϋποθέσεις:
 - a) Εάν εφαρμόζονται με μη αυτοματοποιημένο τρόπο σε πραγματικό χρόνο, πρέπει να είναι:
 - απλά (δηλαδή να απαιτείται περιορισμένος αριθμός χειρισμών)
 - γρήγορα σε εφαρμογή (σύμφωνα με τα υιοθετούμενα κριτήρια ασφάλειας)
 - 1 προς 1 με ένα απρόβλεπτο συμβάν, δηλαδή ένα ενιαίο σύνολο προκαθορισμένων μη αυτοματοποιημένων ενεργειών μπορεί να εφαρμόζεται σε πραγματικό χρόνο για την επίλυση των αποτελεσμάτων ενός απρόβλεπτου συμβάντος
 - συνεπή προς την επιχειρησιακή πρακτική των Εθνικών Κέντρων Ελέγχου (ήτοι, οι ενέργειες αυτές πρέπει να περιλαμβάνονται στις επιχειρησιακές οδηγίες των Εθνικών Κέντρων Ελέγχου)
 - b) Εάν ο τρόπος διαχείρισής τους είναι αυτοματοποιημένος, οι χειριστές δεν εμπλέκονται στην εφαρμογή σε πραγματικό χρόνο. Συνεπώς, οι περιορισμοί που αναφέρονται στο a) δεν ισχύουν.

Οι πιθανοί τύποι ΔΜ που λαμβάνονται υπόψη στη διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ είναι οι εξής:

- ο Αλλαγή της θέσης λήψης ενός μετασχηματιστή μετατόπισης φάσης (ΜΜΦ)·
- ο Τοπολογικό μέτρο: άνοιγμα ή κλείσιμο μίας/ενός ή περισσότερων γραμμών, καλωδίων, μετασχηματιστών, συζευκτών ζυγού ή εναλλαγή ενός ή περισσότερων στοιχείων του δικτύου από τον έναν ζυγό στον άλλο·
- ο Αλλαγή της ροής σε μια γραμμή μέσω ενός ευέλικτου συστήματος μεταφοράς εναλλασσόμενου ρεύματος (FACTS)·
- ο Αλλαγή της τάσης σε έναν κόμβο με διαχείριση της άεργου αντίστασης, των πυκνωτών ή/και σύγχρονων αντισταθμιστών.

Όλα τα άμεσα διορθωτικά μέτρα που εφαρμόζονται για τον υπολογισμό της ΣΙΜ συντονίζονται με τη μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο της αγοράς επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας αγοράς για την ΠΥΔ Ελλάδας-Ιταλίας. Πριν από κάθε διαδικασία υπολογισμού, οι ΔΣΜ ενός συνόρου της ζώνης προσφοράς συμφωνούν στον κατάλογο των διορθωτικών μέτρων που μπορούν να χρησιμοποιούν από κοινού στον υπολογισμό δυναμικότητας. Αυτό σημαίνει ότι ένα διορθωτικό μέτρο κοινής εφαρμογής ενός ΔΣΜ χρησιμοποιείται για την επίλυση ενός απρόβλεπτου συμβάντος στο δίκτυο ενός άλλου ΔΣΜ.

Η θέση των εν λόγω διορθωτικών μέτρων σε ισχύ είναι δυνατή μόνο κατόπιν προηγούμενης συναίνεσης του γειτονικού ΔΣΜ, επειδή η ενεργοποίησή τους έχει σημαντικές επιπτώσεις στην περιοχή ελέγχου του.

Συνεπώς, για κάθε δεδομένο σύνορο και αγοραία χρονική μονάδα, ο οικείος ή οι οικείοι ΔΣΜ παρέχουν στον φορέα υπολογισμού συντονισμένης δυναμικότητας ένα αρχείο ΔΜ, το οποίο περιέχει για κάθε

διαθέσιμο διορθωτικό μέτρο τα εξής:

- Αναγνωριστικό κωδικό·
- Κατάλογο ακριβών ΔΜ που θεωρούνται εφαρμοστέα (ένα ΔΜ στο αρχείο μπορεί να αποτελείται από ένα ή περισσότερα μεμονωμένα, συμβατά ΔΜ). Για ποσοτικά ΔΜ (όπως αλλαγή τάσης των μετασχηματιστών μετατόπισης φάσης), ο ΔΣΜ παρέχει τα ανώτατα και κατώτατα όρια που θεωρούνται διαθέσιμα για το πεδίο εφαρμογής της διαδικασίας υπολογισμού ΣΙΜ·
- Κατηγορία κάθε ΔΜ που παρατίθεται ανωτέρω·
- Σειρά κατάταξης του διορθωτικού μέτρου (ορισθείσα για να δοθεί προτεραιότητα στα λιγότερο περίπλοκα/επισηφαλή ΔΜ και, μόνο έπειτα, στα πιο περίπλοκα/επισηφαλή ΔΜ).

Ο κατάλογος των διαθέσιμων διορθωτικών μέτρων επαναξιολογείται από κάθε ΔΣΜ τουλάχιστον μία φορά ετησίως.

2.4 Όρια επιχειρησιακής ασφάλειας

Κάθε ΔΣΜ της παρέχει στον φορέα υπολογισμού συντονισμένης δυναμικότητας τα σχετικά όρια επιχειρησιακής ασφάλειας που θα εξεταστούν στη διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ για κάθε σχετική αγοραία χρονική μονάδα.

Για κάθε στοιχείο δικτύου, ο οικείος ΔΣΜ καθορίζει:

- τη ΜΕΜΦ, δηλ. τη μόνιμη επιτρεπτή φόρτιση μεταφοράς (μέγιστη αποδεκτή φόρτιση σε κατάσταση Ν)·

και, κατά περίπτωση:

- την ΠΕΦΜ, δηλ. την προσωρινή επιτρεπτή φόρτιση μεταφοράς (μέγιστη αποδεκτή φόρτιση σε κατάσταση Ν-1 αν δεν υπάρχουν διαθέσιμα αυτόματα θεραπευτικά διορθωτικά μέτρα)·
- FSATL, ταχείας επίλυσης.

Για κάθε κόμβο του δικτύου, ο οικείος ΔΣΜ ορίζει:

- το ελάχιστο αποδεκτό επίπεδο τάσης σε κατάσταση Ν·

και, κατά περίπτωση:

- το ελάχιστο αποδεκτό επίπεδο τάσης σε κατάσταση Ν-1·
- το μέγιστο αποδεκτό επίπεδο τάσης σε κατάσταση Ν·
- το μέγιστο αποδεκτό επίπεδο τάσης σε κατάσταση Ν-1·
- τη μέγιστη αποδεκτή πτώση τάσης μεταξύ κατάστασης Ν και Ν-1.

Τα ίδια όρια χρησιμοποιούνται, επίσης, για την ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας σύμφωνα με τον κανονισμό (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής και επανεξετάζονται τουλάχιστον μία φορά ετησίως.

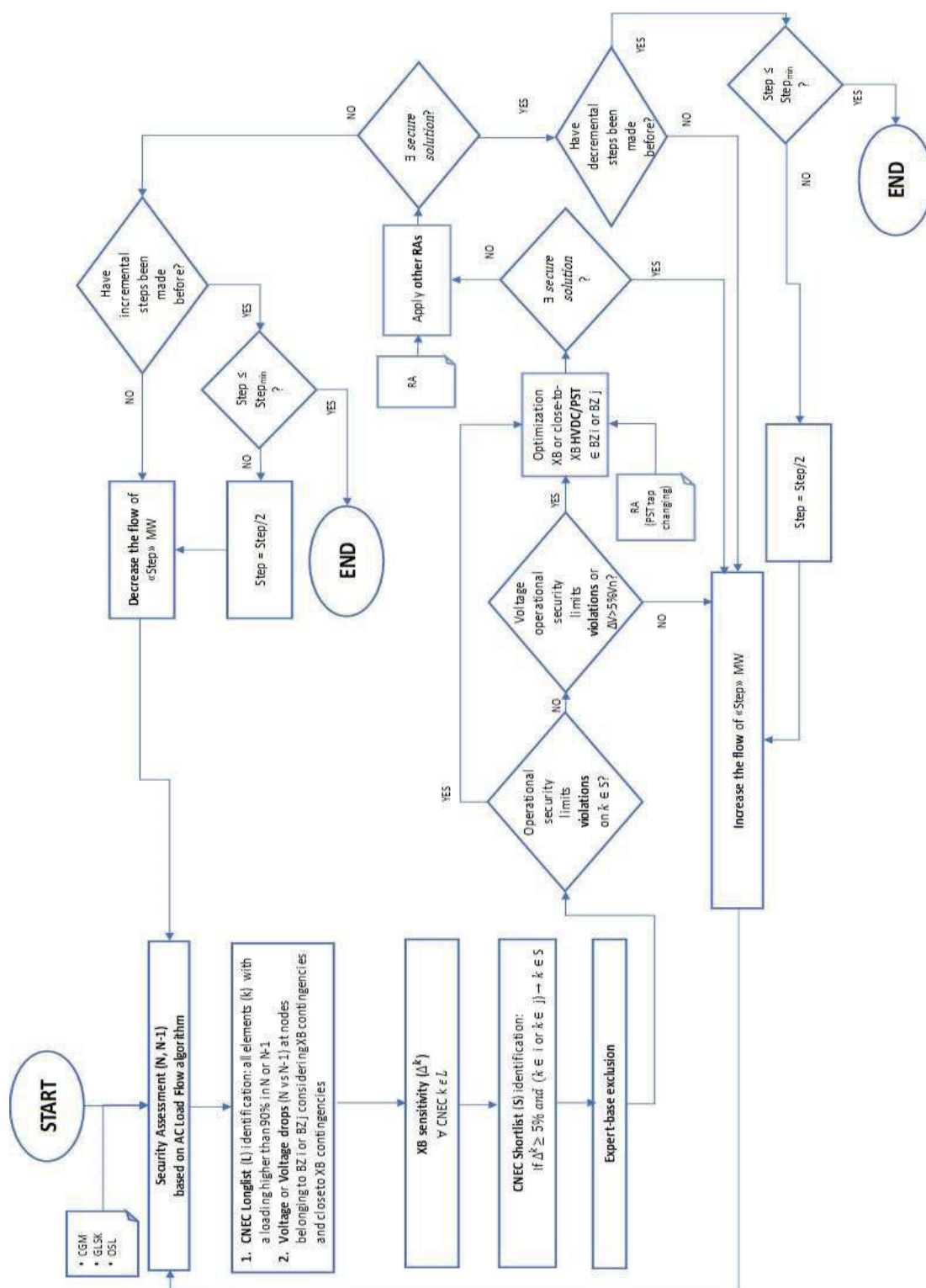
3. Διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ

Η διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ βασίζεται σε μια επαναλαμβανόμενη προσέγγιση που περιγράφεται ακολούθως. Για κάθε επανάληψη, χρησιμοποιείται ένας αλγόριθμός ροής φορτίου εναλλασσόμενου ρεύματος (AC).

Η διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ για τα σύνορα εντός της Ιταλίας πραγματοποιείται στο Ατομικό μοντέλο δικτύου που παρέχεται από την Terna.

Για κάθε σχετική χρονοσήμανση, η διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ για τον υπολογισμό της ΣΙΜ σε κάθε σύνορο ζώνης προσφοράς και για κάθε κατεύθυνση (π.χ. από τη ζώνη προσφοράς Θ έως τη ζώνη προσφοράς Ι) πραγματοποιείται ανεξάρτητα, διότι η τοπολογία του δικτύου επιτρέπει να εικάσουμε ότι η τιμή ΣΙΜ σε κάθε σύνορο δεν επηρεάζεται από τις τιμές ΣΙΜ σε άλλα σύνορα.

Για κάθε αγοραία χρονική μονάδα, η τιμή ΣΙΜ σε κάθε σύνορο και κατεύθυνση υπολογίζεται σύμφωνα με τη διαδικασία που περιγράφεται στο σχήμα 1.



Σχήμα 1. Διαδικασία υπολογισμού ΣΙΜ

- 1) Πραγματοποιείται πλήρης αξιολόγηση της ασφάλειας του δικτύου (ροή φορτίου AC σε N και N-1) στο βασικό σενάριο που παρουσιάζει το ΚΜΔ ή το σχετικό μοντέλο δικτύου για την αγοραία χρονική μονάδα·
- 2) Με βάση τα αποτελέσματα της ροής φορτίου εναλλασσόμενου ρεύματος:
 - a. καθορίζεται ένας κατάλογος αρχικής επιλογής (Longlist ή «L») κρίσιμων στοιχείων δικτύου και απρόβλεπτων συμβάντων (ΚΣΔ-ΑΣ) ως το σύνολο των ΚΣΔ-ΑΣ που παρουσιάζουν φόρτιση άνω του 90% της ΜΕΜΦ (PATL) σε κατάσταση N ή N-1·
 - b. υπολογίζεται η τάση και η πτώση τάσης μεταξύ N και N-1, λαμβάνοντας υπόψη μόνο τα διασυνοριακά απρόβλεπτα συμβάντα και τα σχεδόν διασυνοριακά απρόβλεπτα συμβάντα,
- 3) Υπολογίζεται η ευαισθησία Δ^k κάθε ΚΣΔ-ΑΣ (k) που περιλαμβάνεται στον κατάλογο αρχικής επιλογής (L) όσον αφορά τις διασυνοριακές ροές από τη ζώνη προσφοράς Θ έως τη ζώνη προσφοράς I ($XBflow_{IJ}$).
- 4) Καθορίζεται ένας κατάλογος επικρατέστερων επιλογών (Shortlist ή «S») ΚΣΔ-ΑΣ, εξετάζονται μόνο τα ΚΣΔ-ΑΣ που περιλαμβάνονται στον κατάλογο αρχικής επιλογής (L) και τα οποία έχουν Δ^k υψηλότερο από 5%.
- 5) Οι ΔΣΜ μπορούν να απορρίψουν ΚΣΔ-ΑΣ από τον κατάλογο επικρατέστερων επιλογών (S) εφόσον δεν τα θεωρούν σχετικά (π.χ. τα ΚΜΔ δεν παρουσιάζουν όλα τα επίπεδα τάσης και, συνεπώς, σε ορισμένες περιπτώσεις, η υπολογισθείσα ευαισθησία στο 5ο βήμα μπορεί να είναι υπερεκτιμημένη).
- 6) Αν εντοπιστούν παραβάσεις για οποιοδήποτε ΚΣΔ-ΑΣ το οποίο περιλαμβάνεται στο κατάλογο επικρατέστερων επιλογών (S), εκτελείται ο παρακάτω αλγόριθμος βελτιστοποίησης PST/HVDC (μετασχηματιστές μετατόπισης φάσης/συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης) κατά τον υπολογισμό των τιμών ΣΙΜ για σύνορα που αποτελούνται από τουλάχιστον δύο συνδέσεις:

Συνάρτηση: $minimize[NV]$

Μεταβλητές: $PST_{tap}^p, HVDC_{flow}^d$

Περιορισμοί:

$$if loading_l \geq MAXloading_l \rightarrow loading_l \leq 1,025loading_l^0 \forall l$$

$$PST_{min}^p \leq PST_{tap}^p \leq PST_{max}^p \forall p$$

$$HVDC_{min}^d \leq HVDC_{flow}^d \leq HVDC_{max}^d \forall d$$

Όπου:

NV είναι ο αριθμός των παραβιάσεων που υπολογίζονται ως το άθροισμα:

- του αριθμού των υπερφορτωμένων ΚΣΔ-ΑΣ $\in S$ ·
- του αριθμού των προσομοιωμένων συμβάντων στην εκτίμηση τάσης που συνεπάγονται παραβίαση της τάσης·

PST p είναι ένας διασυνοριακός μετασχηματιστής μετατόπισης φάσης (PST) ή ένα στοιχείο πλησίον συνόρων (για το σύνορο Θ-I)·

PST_{min}^p είναι η ελάχιστη θέση λήψης του PST p·

PST_{max}^p είναι η μέγιστη θέση λήψης του PST p·

HVDC είναι ένα διασυνοριακό συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης ή ένα στοιχείο πλησίον συνόρων (για το σύνορο Θ-I).

$HVDC_{min}^d$ είναι η ελάχιστη αποδεκτή ροή στο HVDC d.

$HVDC_{max}^d$ είναι η μέγιστη αποδεκτή ροή στο HVDC d.

$loading_I^0$ είναι η φόρτωση στοιχείου Θ στην αρχική κατάσταση.

$loading_I$ είναι η φόρτωση στοιχείου Θ σύμφωνα με τη θέση λήψης PST PST_{tap}^P .

$MAXloading_I$ είναι το σχετικό όριο επιχειρησιακής ασφάλειας του στοιχείου I.

Η ρύθμιση των PST/HVDC που εφαρμόζεται στα διαδοχικά βήματα είναι αυτή που ελαχιστοποιεί την προαναφερθείσα συνάρτηση και είναι πλησιέστερη στην ουδέτερη θέση.

- 7) Αν η τιμή της συνάρτησης του βου βήματος είναι υψηλότερη από 0, εφαρμόζονται διορθωτικά μέτρα προκειμένου να διαπιστωθεί αν μπορεί να βρεθεί μια ασφαλής λύση.

Ειδικότερα, στο πρώτο βήμα, ο φορέας υπολογισμού συντονισμένης δυναμικότητας ελέγχει αν υπάρχουν αρκετά διαθέσιμα, μη δαπανηρά, θεραπευτικά διορθωτικά μέτρα για την επίλυση κάθε ζητήματος ασφάλειας που εντοπίστηκε μετά το 6ο βήμα.

Εάν δεν υπάρχουν, ο φορέας υπολογισμού συντονισμένης δυναμικότητας εφαρμόζει (ένα προς ένα¹) τα ΔΜ που παρείχαν οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΕΛ/ΙΤ, ακολουθώντας τη σειρά προτεραιότητας που έχει ορίσει ο οικείο ΔΣΜ.

Το σύνολο των σχετικών διορθωτικών μέτρων ορίζεται σύμφωνα με τη μεθοδολογία ΣΑΑ, εξετάζοντας μόνο μέτρα που θα μπορούσαν να έχουν ευεργετικές συνέπειες στη διαζωνική δυναμικότητα του υπό αξιολόγηση συνόρου.

- 8) Εφαρμόζεται το παρακάτω δενδροδιάγραμμα αποφάσεων:

Έχει εντοπιστεί παραβίαση στα ΚΣΔ-ΑΣ που περιλαμβάνονται στον κατάλογο επικρατέστερων επιλογών (S) μετά την εφαρμογή του βήματος;

- a. Αν όχι: έχει εφαρμοστεί στο παρελθόν κάποιο βήμα μείωσης;

i. Αν ναι: Βήμα = Βήμα/2

ii. Αν όχι: Βήμα = Βήμα

Αν το βήμα είναι $\leq 50\text{MW}$ (Step_min), τότε η διαδικασία σταματάει, ειδάλλως η ροή από τη ζώνη προσφοράς Θ έως τη ζώνη προσφοράς I αυξάνεται κατά «βήμα» MW και η διαδικασία επανέρχεται στο 1ο βήμα.

- b. Αν ναι: έχει εφαρμοστεί στο παρελθόν κάποιο βήμα αύξησης;

i. Αν ναι: Βήμα = Βήμα/2

ii. Αν όχι: Βήμα = Βήμα

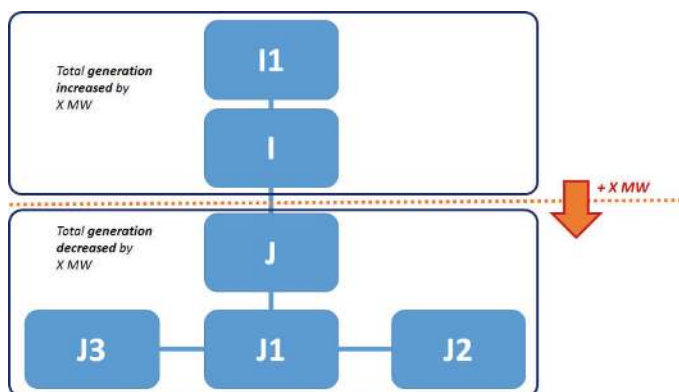
Αν το βήμα είναι $\leq 50\text{MW}$ (Step_min), τότε η διαδικασία σταματάει, ειδάλλως η ροή από τη ζώνη προσφοράς Θ έως τη ζώνη προσφοράς I μειώνεται κατά «βήμα» MW και η διαδικασία επανέρχεται στο 1ο βήμα.

Για κάθε βήμα αύξησης/μείωσης, το ΚΜΔ τροποποιείται προκειμένου να επιτευχθεί η

¹ Ο συνδυασμός διαφόρων ΔΜ θεωρείται ως ένα ενιαίο ΔΜ εφόσον παρέχεται από τον οικείο ΔΣΜ.

επιδιωκόμενη ΣΙΜ μέσω της μεθόδου μετατόπισης ΚΜΠΦ, όπως περιγράφεται στο σχήμα 2:

- μετατόπιση της παραγωγής προς τα επάνω σε όλες τις ζώνες προσφοράς με θετική ευαισθησία στη ροή από το Θ έως το Ι και
- μετατόπιση της παραγωγής προς τα κάτω σε όλες τις ζώνες προσφοράς με αρνητική ευαισθησία στη ροή από το Θ έως το Ι.



Σχήμα 2. Βηματική αύξηση ροής από το Θ έως το Ι

Η τελική τιμή για το σύνορο ΕΛ/ΙΤ υπολογίζεται σύμφωνα με την προαναφερόμενη διαδικασία, καθώς η δυναμική αξιολόγηση τόσο στο ελληνικό όσο και στο ιταλικό δίκτυο δεν έχει επιπτώσεις για το καλώδιο ροής συνεχούς ρεύματος (DC) που αποτελεί το σύνορο.

Η τελική τιμή ΣΙΜ για τα εσωτερικά ιταλικά σύνορα υπολογίζεται ως η ελάχιστη τιμή μεταξύ της τιμής ΣΙΜ που ορίζεται σύμφωνα με την προαναφερθείσα διαδικασία και της μέγιστης αποδεκτής τιμής ΣΙΜ που ορίζεται από τον ιταλικό ΔΣΜ σύμφωνα με το Άρθρο 7 παράγραφος 7 της ΜΥΔ ΕΛ/ΙΤ για να εξεταστεί το αποτέλεσμα της δυναμικής αξιολόγησης. Διευκρινίζεται ότι ο ιταλικός ΔΣΜ διενεργεί τη δυναμική αξιολόγηση μέσω κατάλληλων εργαλείων που έχει αναπτύξει ο ίδιος, με βάση την ευρεία ακαδημαϊκή βιβλιογραφία για τη δυναμική των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας: ένα από τα κείμενα αναφοράς για περαιτέρω διερεύνηση είναι το «Electric power systems vol.3 Dynamic behavior, stability and emergency controls» (Συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας τομ. 3 Δυναμική συμπεριφορά, σταθερότητα και έλεγχοι εκτάκτου ανάγκης) του Roberto Marconato.

Η παρούσα απόφαση κοινοποιείται στην εταιρεία «Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.» και με διακριτικό τίτλο «ΑΔΜΗΕ Α.Ε.» για τις σχετικές της ενέργειες σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/2195, αναρτάται στην επίσημη ιστοσελίδα της Ρ.Α.Α.Ε.Υ. και δημοσιεύεται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

Αθήνα, 22 Ιουνίου 2023

Ο Αντιπρόεδρος
του κλάδου Ενέργειας της Ρ.Α.Α.Ε.Υ.
ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ ΦΟΥΡΛΑΡΗΣ



ΕΘΝΙΚΟ ΤΥΠΟΓΡΑΦΕΙΟ

Το Εθνικό Τυπογραφείο αποτελεί δημόσια υπηρεσία υπαγόμενη στην Προεδρία της Κυβέρνησης και έχει την ευθύνη τόσο για τη σύνταξη, διαχείριση, εκτύπωση και κυκλοφορία των Φύλλων της Εφημερίδας της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ), όσο και για την κάλυψη των εκτυπωτικών - εκδοτικών αναγκών του δημοσίου και του ευρύτερου δημόσιου τομέα (ν. 3469/2006/Α' 131 και π.δ. 29/2018/Α' 58).

1. ΦΥΛΛΟ ΤΗΣ ΕΦΗΜΕΡΙΔΑΣ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ (ΦΕΚ)

- Τα **ΦΕΚ σε ηλεκτρονική μορφή** διατίθενται δωρεάν στο **www.et.gr**, την επίσημη ιστοσελίδα του Εθνικού Τυπογραφείου. Όσα ΦΕΚ δεν έχουν ψηφιοποιηθεί και καταχωριστεί στην ανωτέρω ιστοσελίδα, ψηφιοποιούνται και αποστέλλονται επίσης δωρεάν με την υποβολή αίτησης, για την οποία αρκεί η συμπλήρωση των αναγκαίων στοιχείων σε ειδική φόρμα στον ιστότοπο **www.et.gr**.
- Τα **ΦΕΚ σε έντυπη μορφή** διατίθενται σε μεμονωμένα φύλλα είτε απευθείας από το Τμήμα Πωλήσεων και Συνδρομητών, είτε ταχυδρομικά με την αποστολή αιτήματος παραγγελίας μέσω των ΚΕΠ, είτε με ετήσια συνδρομή μέσω του Τμήματος Πωλήσεων και Συνδρομητών. Το κόστος ενός ασπρόμαυρου ΦΕΚ από 1 έως 16 σελίδες είναι 1,00 €, αλλά για κάθε επιπλέον οκτασέλιδο (ή μέρος αυτού) προσαυξάνεται κατά 0,20 €. Το κόστος ενός έγχρωμου ΦΕΚ από 1 έως 16 σελίδες είναι 1,50 €, αλλά για κάθε επιπλέον οκτασέλιδο (ή μέρος αυτού) προσαυξάνεται κατά 0,30 €. Το τεύχος Α.Σ.Ε.Π. διατίθεται δωρεάν.

• Τρόποι αποστολής κειμένων προς δημοσίευση:

- Α. Τα κείμενα προς δημοσίευση στο ΦΕΚ, από τις υπηρεσίες και τους φορείς του δημοσίου, αποστέλλονται ηλεκτρονικά στη διεύθυνση **webmaster.et@et.gr** με χρήση προηγμένης ψηφιακής υπογραφής και χρονοσήμανσης.
- Β. Κατ' εξαίρεση, όσοι πολίτες δεν διαθέτουν προηγμένη ψηφιακή υπογραφή μπορούν είτε να αποστέλλουν ταχυδρομικά, είτε να καταθέτουν με εκπρόσωπό τους κείμενα προς δημοσίευση εκτυπωμένα σε χαρτί στο Τμήμα Παραλαβής και Καταχώρισης Δημοσιευμάτων.

- Πληροφορίες, σχετικά με την αποστολή/κατάθεση εγγράφων προς δημοσίευση, την ημερήσια κυκλοφορία των Φ.Ε.Κ., με την πώληση των τευχών και με τους ισχύοντες τιμοκαταλόγους για όλες τις υπηρεσίες μας, περιλαμβάνονται στον ιστότοπο (**www.et.gr**). Επίσης μέσω του ιστότοπου δίδονται πληροφορίες σχετικά με την πορεία δημοσίευσης των εγγράφων, με βάση τον Κωδικό Αριθμό Δημοσιεύματος (ΚΑΔ). Πρόκειται για τον αριθμό που εκδίδει το Εθνικό Τυπογραφείο για όλα τα κείμενα που πληρούν τις προϋποθέσεις δημοσίευσης.

2. ΕΚΤΥΠΩΤΙΚΕΣ - ΕΚΔΟΤΙΚΕΣ ΑΝΑΓΚΕΣ ΤΟΥ ΔΗΜΟΣΙΟΥ

Το Εθνικό Τυπογραφείο ανταποκρινόμενο σε αιτήματα υπηρεσιών και φορέων του δημοσίου αναλαμβάνει να σχεδιάσει και να εκτυπώσει έντυπα, φυλλάδια, βιβλία, αφίσες, μπλοκ, μηχανογραφικά έντυπα, φακέλους για κάθε χρήση, κ.ά.

Επίσης σχεδιάζει ψηφιακές εκδόσεις, λογότυπα και παράγει οπτικοακουστικό υλικό.

Ταχυδρομική Διεύθυνση: Καποδιστρίου 34, τ.κ. 10432, Αθήνα

ΤΗΛΕΦΩΝΙΚΟ ΚΕΝΤΡΟ: 210 5279000 - fax: 210 5279054

ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΚΟΙΝΟΥ

Πωλήσεις - Συνδρομές: (Ισόγειο, τηλ. 210 5279178 - 180)

Πληροφορίες: (Ισόγειο, Γρ. 3 και τηλεφ. κέντρο 210 5279000)

Παραλαβή Δημ. Ύλης: (Ισόγειο, τηλ. 210 5279167, 210 5279139)

Ωράριο για το κοινό: Δευτέρα ως Παρασκευή: 8:00 - 13:30

Ιστότοπος: **www.et.gr**

Πληροφορίες σχετικά με την λειτουργία του ιστότοπου: **helpdesk.et@et.gr**

Αποστολή ψηφιακά υπογεγραμμένων εγγράφων προς δημοσίευση στο ΦΕΚ: **webmaster.et@et.gr**

Πληροφορίες για γενικό πρωτόκολλο και αλληλογραφία: **grammateia@et.gr**

Πείτε μας τη γνώμη σας,

για να βελτιώσουμε τις υπηρεσίες μας, συμπληρώνοντας την ειδική φόρμα στον ιστότοπό μας.



* 0 2 0 4 3 3 8 0 7 0 7 2 3 0 0 5 6 *