



Πειραιώς 132  
118 54 Αθήνα  
Τηλ.: 210-3727400  
E-mail: [info@raey.gr](mailto:info@raey.gr)  
Web: [www.raey.gr](http://www.raey.gr)

## ΑΠΟΦΑΣΗ ΤΟΥ ΚΛΑΔΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΥΠ' ΑΡΙΘΜ. Ε-92/2024

**Έγκριση της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CCR SEE) 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 23<sup>ης</sup> Νοεμβρίου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας**

### **Ο κλάδος ενέργειας της Ρυθμιστικής Αρχής Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων**

Κατά την τακτική συνεδρίαση της Σύνοψης του Κλάδου στην έδρα της Αρχής, την **25η Απριλίου 2024**, και

#### **Λαμβάνοντας υπόψη:**

1. Τον ν. 4425/2016 (Α' 185) «*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*», και ιδίως τα άρθρα 6 και 17 του Κεφαλαίου Γ του νόμου αυτού.
2. Τον ν. 4001/2011 (Α' 179) «*Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις*», ιδίως τα άρθρα 22 και 32 αυτού.

3. Τον Κανονισμό (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.).
4. Τον Κανονισμό (ΕΕ) 2019/942 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 5ης Ιουνίου 2019, για την ίδρυση Οργανισμού της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τη Συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (αναδιατύπωση) (ΕΕ L 158 της 14.6.2019, σ. 22 επ.).
5. Τον Κανονισμό (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. Τον Κανονισμό (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.), και ιδίως τα άρθρα 5, 6 και 37 αυτού.
7. Το γεγονός ότι βάσει των διατάξεων του Ν. 5037/2023 (Α' 78), η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας μετονομάζεται σε Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων (ΡΑΑΕΥ) και όπου γίνεται αναφορά στην επωνυμία «Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας» ή «ΡΑΕ», νοείται η ΡΑΑΕΥ.
8. Το υπό στοιχεία ΡΑΕ Ι-342498/15.12.2022 ηλεκτρονικό έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. σχετικά με την έγκριση της κοινής πρότασης των ΔΣΜ της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CCR SEE) 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.
9. Το υπό στοιχεία ΡΑΕ Ι-343622/09.01.2023 έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε με την επίσημη μετάφραση της ανωτέρω πρότασης.
10. Τη Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ επί της ανωτέρω κοινής πρότασης των ΔΣΜ, η οποία έλαβε χώρα από 10.01.2023 έως 31.01.2023<sup>1</sup>.
11. Την ηλεκτρονική αλληλογραφία (υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ο-105869/23.10.2023) με ημερομηνία 23.10.2023 με την οποία επιβεβαιώνεται η ομόφωνη συμφωνία (unanimous agreement), μέσω ηλεκτρονικής ψηφοφορίας των Ρυθμιστικών Αρχών της CCR SEE, περί της τροποποίησης της κοινής πρότασης των ΔΣΜ της CCR SEE 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.
12. Την υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ο-105875/24.10.2023 επιστολή των Ρυθμιστικών Αρχών της CCR SEE με ημερομηνία 24.10.2023 προς τους ΔΣΜ της CCR SEE με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και στον ACER, περί της τροποποίησης της υπό σχετικό 8 πρότασης των ΔΣΜ της CCR SEE.
13. Την υπ' αριθμ. Ε-185/2023 Απόφαση του Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ περί της τροποποίησης

---

<sup>1</sup> <https://www.rae.gr/diavoulefseis/57081/>

της κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CCR SEE) 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, η οποία διαβιβάστηκε στην ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ο-106893/06.12.2023 έγγραφο της Αρχής.

14. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-366273/24.01.2024 ηλεκτρονικό έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με την τροποποιημένη κοινή πρόταση των ΔΣΜ της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CCR SEE) 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, συνοδευόμενη από το επεξηγηματικό κείμενο αυτής.
15. Το υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-369444/11.03.2024 έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε με την επίσημη μετάφραση της ανωτέρω πρότασης (σχετικό 14).
16. Την ηλεκτρονική αλληλογραφία (υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-372240/23.04.2024) με ημερομηνία 23.04.2024 με την οποία επιβεβαιώνεται η ομόφωνη συμφωνία (unanimous agreement), μέσω ηλεκτρονικής ψηφοφορίας των Ρυθμιστικών Αρχών της CCR SEE, περί της έγκρισης της κοινής πρότασης των ΔΣΜ της CCR SEE 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.
17. Την υπό στοιχεία ΡΑΑΕΥ Ι-372244/23.04.2024 επιστολή των Ρυθμιστικών Αρχών της CCR SEE με ημερομηνία 23.04.2024 προς τους ΔΣΜ της CCR SEE με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και στον ACER, περί της έγκρισης της υπό σχετικό 14 πρότασης των ΔΣΜ της CCR SEE.
18. 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 ΡΑΑΕΥ, δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.
19. 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' αριθ. 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.

*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' αριθ. 2017/2195 Κανονισμός (ΕΕ) της 23ης Νοεμβρίου 2017 (εφεξής «Κανονισμός»), 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 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 παραγράφους 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 παράγραφο 2, στην τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή σύμφωνα με την παράγραφο 3 ή, κατά περίπτωση, στην οικεία ρυθμιστική αρχή σύμφωνα με την παράγραφο 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**, κατά τις παρ. 1 και 2 του άρθρου 6 του Κανονισμού προβλέπεται ότι:

«1. Όταν ο Οργανισμός, όλες οι οικείες ρυθμιστικές αρχές από κοινού, ή η οικεία ρυθμιστική αρχή απαιτήσει τροποποίηση προκειμένου να εγκρίνει τους όρους και τις προϋποθέσεις ή τις μεθοδολογίες που υποβάλλονται σύμφωνα με το άρθρο 5 παράγραφοι 2, 3 και 4 αντίστοιχα, οι οικείοι ΔΣΜ υποβάλλουν πρόταση για τροποποίηση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών προς έγκριση εντός δύο μηνών μετά από το αίτημα του Οργανισμού ή των σχετικών ρυθμιστικών αρχών. Ο Οργανισμός ή οι σχετικές ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν απόφαση σχετικά με τους τροποποιημένους όρους και προϋποθέσεις ή τις μεθοδολογίες εντός δύο μηνών από την υποβολή τους.

2. Εάν οι ρυθμιστικές αρχές δεν καταλήξουν σε συμφωνία σχετικά με τους όρους και προϋποθέσεις ή τις μεθοδολογίες εντός της δίμηνης προθεσμίας ή κατόπιν κοινού αιτήματός τους, ο Οργανισμός εκδίδει απόφαση σχετικά με τους τροποποιημένους όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες εντός έξι μηνών, σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 1 του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 713/2009. Εάν οι σχετικοί ΔΣΜ δεν υποβάλλουν πρόταση για την τροποποίηση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών, εφαρμόζεται η διαδικασία που προβλέπεται στο άρθρο 4. [...]»

**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, 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 δύνανται να παραπέμψουν τις προτάσεις προς έγκριση στον ACER σύμφωνα με το άρθρο 6 παράγραφος 10 δεύτερο εδάφιο στοιχείο β) και ακολουθούν το άρθρο 6 παράγραφος 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, ίδια πρωτοβουλία ή μετά από πρόταση ενός ή περισσοτέρων 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, προβλέπεται ότι:

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

**Επειδή**, περαιτέρω, κατά το άρθρο 17 παρ. 7 του Κεφαλαίου Γ του ίδιου ν. 4425/2016, 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**, με το υπό σχετικό 8 έγγραφο, υπεβλήθη στη ΡΑΑΕΥ από την ΑΔΜΗΕ Α.Ε., εκ μέρους των ΔΣΜ της CCR SEE, η 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 σχετικό 9 έγγραφο της υπέβαλε στη ΡΑΑΕΥ επίσημη μετάφραση στην ελληνική γλώσσα του υπό σχετικό 8 εγγράφου.

**Επειδή**, ακολούθως, η ΡΑΑΕΥ, από 10.01.2023 έως και 31.01.2023 έθεσε την υπό σχετικό 8 πρόταση των ΔΣΜ της CCR SEE, μετά της μεταφράσεως αυτής στην ελληνική γλώσσα, σε Δημόσια Διαβούλευση (σχετικό 10), κατά τη διάρκεια της οποίας δεν υπεβλήθησαν σχόλια.

**Επειδή**, στη συνέχεια, οι Ρυθμιστικές Αρχές της CCR SEE, κατόπιν της ηλεκτρονικής ψηφοφορίας που ολοκληρώθηκε στις 23.10.2023, συμφώνησαν ομόφωνα (*unanimous agreement*) περί της τροποποίησης της ανωτέρω πρότασης των ΔΣΜ της CCR SEE, για λόγους που αφορούν ιδίως στην περαιτέρω επεξεργασία και εμπλουτισμό του κειμένου από τους ΔΣΜ με κατάλληλη εισαγωγή των αναλυτικών μεθοδολογιών που απαιτούνται από τον Κανονισμό για τον υπολογισμό των δεδομένων εισόδου, αλλά και της βασικής μεθοδολογίας υπολογισμού της διαζωνικής δυναμικότητας, στη μεταφορά αναφορών από το επεξηγηματικό κείμενο στην κυρίως μεθοδολογία, καθώς και σε βελτιώσεις λεκτικού τύπου (σχετικό 11).

**Επειδή**, ακολούθως, με το υπό σχετικό 12 έγγραφο γνωστοποιήθηκε προς τους ΔΣΜ της CCR SEE με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και στον ACER, η ανωτέρω ομόφωνη συμφωνία των Ρυθμιστικών Αρχών της CCR SEE περί της τροποποίησης της εν λόγω πρότασης των ΔΣΜ της CCR SEE, δυνάμει του άρθρου 37 και σύμφωνα με την παρ. 6 του άρθρου 5 του Κανονισμού, προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης σύμφωνα με την παρ. 7 του άρθρου 5 του Κανονισμού.

**Επειδή**, στη συνέχεια εξεδόθη η υπ' αριθμ. Ε-185/2023 Απόφαση του Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ περί της τροποποίησης της κοινής πρότασης των ΔΣΜ της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CCR SEE) 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, η οποία διαβιβάστηκε στην ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (σχετικό 13).

*Επειδή*, ακολούθως υπεβλήθη στη ΡΑΑΕΥ νέα πρόταση των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (SEE CCR) για τη μεθοδολογία υπολογισμού διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή την εφαρμογή της διαδικασίας συμψηφισμού ανισορροπιών (σχετικά 14 και 15).

*Επειδή*, στη συνέχεια, οι Ρυθμιστικές Αρχές της SEE CCR κατόπιν της ηλεκτρονικής ψηφοφορίας, συμφώνησαν ομόφωνα (unanimous agreement) μέσω του South-East Europe Capacity Calculation Region Energy Regional Regulators' Forum (SEE ERRF), ως συλλογικού οργάνου των Ρυθμιστικών Αρχών της οικείας περιφέρειας, περί της έγκρισης της ανωτέρω πρότασης από τους σχετικούς ΔΣΜ, καθώς ικανοποιούνται οι απαιτήσεις των Ρυθμιστικών Αρχών με βάση το αίτημα τροποποίησης (σχετικό 16).

*Επειδή*, ακολούθως, με την υπό σχετικό 17 επιστολή, γνωστοποιήθηκε προς τους ΔΣΜ της SEE CCR, με κοινοποίηση στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή και τον ACER, η ανωτέρω ομόφωνη συμφωνία των Ρυθμιστικών Αρχών της SEE CCR περί έγκρισης της τροποποιημένης πρότασης των ΔΣΜ, προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης της παρ. 2 του άρθρου 6 του Κανονισμού.

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

### ***Κατόπιν των ανωτέρω και σύμφωνα με αυτά***

#### **Αποφασίζει:**

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων του 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 SEE, την έγκριση της τροποποιημένης κοινής πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της περιφέρειας υπολογισμού δυναμικότητας Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CCR SEE) 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 με την ανωτέρω ομόφωνη συμφωνία των Ρυθμιστικών Αρχών της SEE CCR. Το περιεχόμενο της εγκεκριμένης μεθοδολογίας περιλαμβάνεται στο συνημμένο της παρούσας απόφασης κείμενο, το οποίο αποτελεί αναπόσπαστο μέρος αυτής.



*Η παρούσα Απόφαση αναρτάται στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΑΕΥ και κοινοποιείται στην εταιρεία «ΑΔΜΗΕ Α.Ε.» για τις σχετικές της ενέργειες σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2017/2195. Η απόφαση αυτή να δημοσιευθεί στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.*

**Αθήνα, 25 Απριλίου 2024**

**Ο Αντιπρόεδρος του κλάδου  
Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ**

**Δημήτριος Φούρλαρης**

## Παράρτημα Απόφασης ΡΑΑΕΥ Ε-92/2024

Methodology for cross-zonal capacity calculation within the  
balancing timeframe in accordance with Article 37 of  
Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November  
2017 establishing a guideline on electricity balancing within  
SEE CCR

TSOs of the SEE CCR, taking into account the following:

### **Whereas**

(1) This document (hereafter referred to as “this methodology” or “BT CCM”) is a common proposal developed by all Transmission System Operators (hereafter referred to as “TSOs”) within the South East European Calculation Region (hereafter referred to as “SEE CCR”) for the methodology for the common capacity calculation performed for the capacity allocation within the balancing timeframe for SEE CCR, as required by Article 37 of Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline Electricity Balancing (hereafter referred to as the “EB GL Regulation”). This BT CCM takes into account the general principles and objectives set in the EB GL Regulation, which are listed in Article 3, while also respecting the principles set in the Regulation (EU) 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 (EU) 2019/943”). This BT CCM is also consistent with the cross-zonal capacity calculation methodology applied in the intraday timeframe established under Regulation (EU) 2015/1222 (hereafter referred to as the “CACM Regulation”) in accordance with Article 37(3) EB GL Regulation.

(2) The main objectives of EB GL Regulation that are listed in Article 3(1) of the EB GL Regulation and relevant to this BT CCM are the integration of balancing markets, the promotion of the possibilities for exchanges of balancing services while contributing to operational security and the facilitation of the efficient coordination and functioning of day-ahead, intraday and balancing markets. This BT CCM contributes to and does not in any way hinder the achievement of the abovementioned objectives.

(3) More precisely, 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 those objectives by defining and establishing a set of harmonized rules and a common coordinated process for capacity calculation which contributes to the effectiveness of the balancing market.

(4) 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 balancing and both European and national balancing market by calculating capacity for the exchange of balancing energy or for operating the imbalance netting process as close as possible to real-time with the latest available inputs, in accordance with Article 24(2) of the EB GL.

(5) Article 3(c) of the EB GL Regulation aims at integrating balancing markets and promoting the possibilities for exchanges of balancing services while contributing to operational security. The BT CC methodology promotes 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 cross-zonal capacity (CZC) among all European balancing platforms (TERRE, MARI, PICASSO and IGCC) for the exchange of balancing energy in context of EB GL Regulation and requirements of the European

balancing platforms (respecting relevant implementation frameworks and their legal deadline), in accordance with the processes described in Articles 19, 20, 21 and 22 of the EB GL Regulation.

(6) Article 3(d) of the EB GL Regulation 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 day-ahead, intraday and balancing markets, BT CCM contributes to the long-term operation and development of the electricity transmission system and electricity sector.

(7) For these reasons, 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 in a way which is consistent with capacity calculation applied in the intraday timeframe (see Article 37 EB GL Regulation). In line with the requirements of the EB GL Regulation, the TSOs of SEE CCR will strive to cooperate with Capacity Calculation Regions (hereafter referred to as “CCR”) connected to SEE CCR in order to ensure that capacity calculation takes place in the most efficient and thorough way.

(8) Article 37 of the EB GL Regulation constitutes the legal basis for this methodology and defines several specific requirements that the BT CCM should take into account:

*“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”.*

(9) 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”.*

(10) 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”.*

(11) 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.”*.

(12) 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”*.

(13) TSOs of SEE CCR agreed on a first version of BT CCM proposing to apply a coordinated net transmission capacity methodology for capacity calculation within the SEE CCR, without prejudice to the future implementation of a flow-based approach as the target methodology for the SEE CCR as foreseen in Article 20(1) of the CACM Regulation.

(14) The balancing capacity calculation will be performed by the coordinated capacity calculators, as per the definition set in Article 2(11) of the CACM Regulation, which are mandated to perform transmission capacity calculation pursuant to the CACM and FCA Regulations.

(15) Coordinated capacity calculators will take into account the SEE TSOs remedial actions into coordinated remedial action preparation.

(16) In conclusion, the BT CC methodology contributes to the general objectives of the EB GL Regulation while being compatible with the principles of the EU Regulations mentioned above.

**SUBMIT THE FOLLOWING COMMON METHODOLOGY FOR CROSS-ZONAL CAPACITY CALCULATION WITHIN THE BALANCING TIMEFRAME TO NATIONAL REGULATORY AUTHORITIES OF THE SEE CCR:**

**Article 1**

**Subject matter and scope**

1. The BT CCM as determined in this document is the common methodology for the capacity calculation performed for the capacity allocation within the balancing timeframe for SEE CCR in accordance with Article 37 of the EB GL.

**Article 2**

**Definitions, acronyms and interpretation**

1. For the purposes of the BT CCM, the terms used shall have the meaning given to them in Article 2 of Regulation (EC) 2013/543, Article 2 of Regulation (EU) 2015/1222, Article 2 of Regulation (EU) 2017/2195 (EBGL Regulation) and Article 2 of Capacity Calculation Methodology within the day-ahead and intraday timeframe for SEE CCR.

2. In addition, the following definitions shall apply:

a. ‘ESO’ means Electroenergien Systemen Operator EAD, the Bulgarian system operator;

- d. 'IPTO' means Independent Power Transmission Operator S.A., the Greek system operator;
- f. 'Transelectrica' means Transelectrica S.A., the Romanian system operator;
- b. 'BG-GR border' means bidding zone border between Bulgaria and Greece;
- c. 'BG-RO border' means bidding zone border between Bulgaria and Romania;

### 3. Definition of Acronyms:

BT	Balancing Timeframe
CC	Common Capacity Calculation
CCC	Coordinated Capacity Calculator
EBGL	Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing
CGM	Common Grid Model
CGMES	Common Information Model (CIM) for Grid Model Exchanges
CNE	Critical Network Element
CNEC	Critical Network Element and Contingency. For the purpose of this BT CCM, the term CNEC also covers the case where a CNE is used in capacity calculation without a specified contingency.
CRA	Curative Remedial Action
PRA	Preventive Remedial Action
CROSA	Coordinated Regional Operational Security Assessment
D-2	Two Days-Ahead
DA	Day-Ahead
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast
ID	Intraday
IDGCT	Intraday Gate Closure Time
IGM	Individual Grid Model
RAO	Remedial Action Optimization

NRA	National Regulatory Authority
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
GSK	Generation Shift Key
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast
IDCF	Intraday Congestion Forecast
NGR	North Greek
SRO	South Romanian
UN	Uncertainties
UD	Unintended Deviation

4. In this BT CCM, 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**

#### **Application of this methodology**

This methodology applies solely to the CC for the balancing timeframe based on the coordinated net transmission capacity approach adopted in the SEE CCR.

### **Article 4**

#### **Cross-zonal capacities for the balancing timeframe**

1. For the balancing timeframe, individual values for cross-zonal capacity for each hour shall be calculated using the BT CCM.
2. Each TSO of the SEE CCR shall provide the *CCC* without undue delay the following initial inputs:
  - a. operational security limits and contingencies in accordance with Article 6;
  - b. *RMs* in accordance with Article 5;
  - c. *GSKs* in accordance with Article 7; and
  - d. *RAs* in accordance with Article 8.

3. SEE TSOs, or an entity delegated by the SEE TSOs, shall send for each market time unit the *AAC* and *ANC* to the coordinated capacity calculator, without undue delay.
4. When providing the inputs, the TSOs of the SEE CCR shall respect the formats commonly agreed between the TSOs and the CCC of the SEE CCR, while respecting the requirements and guidance defined in the CGMM.
5. For the balancing common capacity calculation in the SEE CCR, performed by the *CCC*, the high-level process flow includes five steps until the final *CNTC* domain for the balancing market time-frame is set:
  - a. first, for the capacity calculation inputs as defined in Article 4(2) and Article 4(4) a quality check process shall be performed by the *CCC*;
  - b. the second process step is to determine the relevant *CNECs* in accordance with Article 6a used during common capacity calculation;
  - c. the third step is to determine the *NTC* values for each direction and border of SEE CCR in accordance with Article 9;
  - d. after *NTC* values computation, the resulting cross-zonal capacities are validated by the TSOs of the SEE CCR;
  - e. finally, the *ATC* values are calculated for balancing market time-frame taking into account the *ANC* values.
5. For each SEE CCR border, direction and market time unit, the final available transmission capacity for the balancing market time-frame shall be defined as the difference between the computed *NTC* values and the already nominated capacities in the previous market time-frames.

## Article 5

### Reliability margin methodology

1. The balancing common capacity calculation methodology is based on forecast models of the transmission system. Therefore, the outcomes are subject to inaccuracies and uncertainties. The aim of the reliability margin is to cover a level of risk induced by these forecast errors.
2. In accordance with Article 22(2) and (4) of the CACM Regulation, the *RM*s cover the following forecast uncertainties:
  - a. cross-zonal exchanges on bidding zone borders outside SEE CCR;
  - b. generation pattern including specific wind and solar generation forecast;
  - c. generation shift key;
  - d. load forecast;
  - e. topology forecast;



- f. unintentional flow deviation due to the operation of frequency containment reserves.
3. SEE TSOs shall aim at reducing uncertainties by studying and tackling the drivers of uncertainty.
4. For the capacity calculation performed for balancing market time-frame, the TSOs of SEE CCR shall compute the *RM*s for the SEE CCR borders in accordance with Article 22 of the CACM Regulation and based on the analysis of the following data:
- Unintended deviations of physical electricity flows within a MTU caused by the adjustment of electricity flows within and between control areas, to maintain a constant frequency;
  - Uncertainties which could affect capacity calculation and which could occur between the respective capacity calculation time and real time, for the MTU being considered.
5. Regarding the *UD* for control-related reasons, deviations occur between the scheduled values and the actual values during the exchange of energy between neighboring control areas. This implies that at any moment the exchange between two control areas can be significantly higher than the scheduled exchanged, endangering the security of supply.
6. Regarding the *UN* the CNTC methodology is based on different inputs provided by TSOs, they are based on best available forecast at the time of the capacity calculation for renewable energy sources, consumption, generation, or available network elements and those could differ from the real-time situation.
7. The *RM*s can be considered as an indirect input to the capacity calculation process since it refers to the difference when the TTC and the NTC limits are reached for the constraint under investigation.
8. The *RM*s determination is based on a probability distribution function of the deviations between the expected power flows at the time of the capacity calculation and realized power flows in real time.
9. The *RM*s on the north Greek borders and south Romanian borders are calculated in a three-step approach:
- a. In a first step, for each MTU of the observatory period, the power flow on the north Greek borders and south Romanian borders, as expected at the time of capacity calculation is compared with the real time power flow observed on the same borders. All differences for all MTUs of a one-year observation period shall constitute the probability distribution function of deviations between the expected flows at the time of capacity calculation and realized flows in real time. The impact on the capacity shall be defined with the following equation:

$$F_{err} = F_{real} - F_{CGM}$$

With

$F_{err}$	Active power flow error due to <i>UD</i> and <i>UN</i> ;
$F_{real}$	Active power flow through the border in real time;
$F_{CGM}$	Active power flow through the border in the relevant CGM;

b. in a second step and in accordance with Article 22(3) of the CACM Regulation the 95th percentiles of the probability distributions for the north Greek borders and south Romanian borders shall be calculated. This means that the TSOs apply a common risk level of 5% and thereby the RM values cover 95% of the historical forecast errors within the observation period.

c. a possible third step could be to undertake an operational adjustment on the values derived previously, by modifying the computed RM values to a value within the range which will retain system security between 1% and 20% of the TTC calculated under normal weather conditions.

10. The TSOs of the SEE CCR shall store for an unlimited period of time the differences between the realized and expected SEE CCR power flow in a database for statistical analyses. The probability distribution function and reliability margin values shall be stored for an unlimited period of time for further evaluation.

11. The RM values shall be updated every year (including the risk level), based upon an observatory period of one year such that seasonal effects can be reflected in the values. The *RM*s values remain fixed until the next update.

12. For the balancing common capacity calculation, the *RM*s for the north Greek borders and south Romanian borders shall be implemented 3 months after collecting 1 year of data since the balancing capacity calculation go-live.

13. Before the first operational calculation of the *RM*s values, SEE CCR TSOs shall use the RM values already in operation in the existing capacity calculation initiatives. The *RM*s before the first operational calculation for the north Greek borders shall be 400 MW for each direction and for the south Romanian borders shall be 200 MW for each direction.

## Article 6

### Methodologies for operational security limits, contingencies and allocation constraints

1. Each TSO of the SEE CCR shall provide the coordinated capacity calculator with its individual list of CNECs. The coordinated capacity calculator shall then define the merged list of CNECs to be considered during the CC, by merging the individual list of CNECs provided by all TSOs of the SEE CCR.

2. Subsequently, the coordinated capacity calculator shall use the merged list of CNECs pursuant to paragraph 1 to create the initial list of CNECs to be considered in the CC by selecting only network elements significantly influenced by cross-zonal power exchanges. The selection of these CNECs shall be based on a sensitivity analysis.

3., SEE TSOs shall respect the operational security limits used in operational security analysis carried out in line with Article 72 of the SO GL. The operational security limits used in the common capacity calculation are the same as those used in operational security analysis. In particular:

a. SEE TSOs shall respect the maximum admissible current limit ( $I_{max}$ ) which is the physical limit of a CNE according to the operational security policy in accordance with Article 25 of the SO GL. The maximum admissible current can be defined with:

- i. fixed limits for all MTUs of each of the four seasons;
- ii. fixed limits for all MTUs in the case of transformers and certain types of conductors which are not sensitive to ambient conditions;
- iii. fixed limits for all MTUs, in case of specific situations where the physical limit reflects the capability of substation equipment (such as circuit-breaker, current transformer, or disconnecter).

b. when applicable,  $I_{max}$  shall be defined as a temporary current limit of the CNE in accordance with Article 25 of the SO GL. A temporary current limit means that an overload is only allowed for a certain finite duration.

c.  $I_{max}$  shall represent only real physical properties of the CNE and shall not be reduced by any security margin, as all uncertainties in the common capacity calculation are covered on each CNEC by the reliability margin ( $RM$ ) in accordance with Article 5.

4. The TSOs of the SEE CCR shall review the list of CNECs monitored in the CC process at least once a year.

## Article 6a

### Rules for avoiding undue discrimination between internal and cross-zonal exchanges

1. In accordance with Article 21(1)(b)(iv) of the CACM Regulation, this balancing common capacity calculation methodology shall describe the rules to mitigate possible discrimination between the treatment of internal and cross-zonal transactions, in response to Article 21(1)(b)(ii) of the CACM Regulation and Article 1.7 of Annex I to the Regulation (EC) 714/2009 and in line with Article 3(a), 3(b) and 3(e) of the CACM Regulation.

2. The TSOs of SEE CCR shall monitor only the elements from initial list of CNECs significantly impacted by cross-zonal power exchange. The CCC shall calculate the sensitivity factors for selecting the CNECs that are significantly impacted by cross-zonal power exchange.

3. The sensitivity factors calculated as a percentage using the relevant CGM and GSK are defined as follow:

$$SEF_{CNEC} = \frac{P_f - P_i}{\Delta P} \times 100$$

With

$SEF_{CNEC}$	Sensitivity factor for CNEC;
$P_f$	CNEC active power flow after $\Delta P$ ;
$P_i$	CNEC active power flow based on the relevant CGM;
$\Delta P$	Increase of the exchange with 100 MW through the north Greek borders, respectively south Romanian borders.

4. SEE CCR cross-zonal network elements are by definition considered to be significantly impacted. The other CNECs from initial list shall have a sensitivity factor equal or higher than 5% to be taken into account in all of the steps of the common capacity calculation to determine the cross-zonal capacity.

5. The TSOs shall investigate whether a higher sensitivity threshold could be taken into account while guarantying security of supply, as a mid-term measure. A study shall be provided to the relevant regulatory authorities in 3 months after collecting 1 year of data since the day-ahead capacity calculation go-live.

## Article 7

### Generation shift keys methodology

1. Each SEE TSO shall define for its bidding zone and for each MTU a GSK, which translates a change in a bidding zone net position into a specific change of injection or withdrawal in the CGM. This expectation shall be based on the observed historical response of generation units to changes in net positions, clearing prices and other fundamental factors, and thereby contributing to minimizing the RM.

2. In accordance with Article 24 of the CACM Regulation, SEE TSOs developed the following methodology to determine the common generation shift key:

- a. SEE TSOs shall take into account the available information on generation available in the common grid model for each scenario developed in accordance with Article 18 of the CACM Regulation in order to select the nodes that will contribute to the GSK;
- b. SEE TSOs shall aim to apply a GSK that resembles the dispatch and the corresponding flow pattern, thereby contributing to minimizing the reliability margins;
- c. SEE TSOs shall define a constant generation shift key per market time unit.

3. For the application of the methodology, SEE TSOs shall define, for the capacity calculation process, GSKs impacted by the actual generation present in the relevant CGM, for each MTU. SEE TSOs shall take into account the available information on generation available in the CGM in order to select the nodes that will contribute to the GSK.

4. SEE TSOs have harmonized their GSK determination methodologies:

- a. In its GSK, each TSO shall use flexible and controllable production units which are available inside the TSO grid;
- b. Units unavailable due to outage or maintenance are not included;

- c. GSK is reviewed on a daily basis or whenever there are changes in the expectations referred to in paragraph (1).
5. For the Greek bidding zone a proportional representation of the generation variation to the remaining capacity, based on ADMIE's best estimate of the initial generation profile, ensure the best modeling of the Greek system.
  6. For the Bulgarian bidding zone a proportional representation of the generation variation to the remaining capacity respecting the limits of the generating units, based on ESO EAD's best estimate of the initial generation profile, ensure the best modeling of the Bulgarian system. The nuclear units are not included in the list.
  7. The Transelectrica GSK file contains dispatchable units which are available in the day of operation. The nuclear units are not included in the list. The fixed participation factors of GSK are impacted by the actual generation present in the relevant CGM.
  8. With the above GSKs, the SEE TSOs consider that the prediction error, between the forecasted and observed flows for all production units in each bidding zone for the balancing time frame will be minimized. At the above GSKs, non-flexible production units, such as the nuclear production units are not included at the generation shift.
  9. The GSKs shall be provided to the CCC to be used in the capacity calculation for each bidding zone and also the MTUs for which the GSKs shall be valid. The SEE TSOs shall make ex-post analysis of GSK regularly and if considered necessary request to change it.
  10. SEE TSOs shall review and update the application of the generation shift keys methodology, on a yearly basis.

## **Article 8**

### **Methodology for remedial actions in capacity calculation**

1. The available remedial actions are those which can be activated within the BT in a coordinated way by the TSOs of SEE CCR to maximize the available cross-zonal capacities for the BG-GR and BG-RO borders while ensuring operational security, provided that the necessary tools are developed, and compatibility is ensured.
2. Remedial actions can be used in preventive and/or curative state. Different types of remedial actions used in the SEE CC process:
  - a. PRA: They correspond, in operation, to remedial actions to be implemented independently of the occurrence of any outage to relieve the grid. They are also implemented in the CGM.
  - b. CRA: Each CRA is associated with a given Outage and applied after the Outage happened.
3. The remedial actions to be considered in the BT CC are:

- a. all preventive remedial actions as determined and validated during day-ahead and intraday Coordinated Regional Operational Security Assessment (CROSA) process;
  - b. all triggered curative remedial actions as determined and validated during day-ahead and intraday Coordinated Regional Operational Security Assessment (CROSA) process;
4. For the BT CC, each TSO from SEE CCR shall:
- a. provide the list of RA to the CCC for each bidding zone border and each BT CC.
  - b. ensure that the RA are considered under the condition that the remaining RA after calculation are sufficient for enduring operational security.
  - c. inform CCC in case of any change in its list of RAs.
5. The coordinated capacity calculator shall consider the remedial actions that can be used to maximize the available cross-zonal capacities for the BG-GR and BG-RO borders while ensuring operational security, after the implementation of the day-ahead and intraday CROSA developed in accordance with Article 76 and 77 of the SO Regulation, provided that the necessary tools are developed, and compatibility is ensured.

## **Article 9**

### **Balancing capacity calculation**

1. In accordance with Article 37(1) of the EBGL Regulation, 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.
2. The TSOs of SEE CCR shall provide the coordinated capacity calculator of the SEE CCR with the last updated information on the transmission systems in a timely manner for the CC.
3. In the CC Remedial Actions agreed in the DA & ID CROSA process shall be applied. Due to the proximity to real time, it is not feasible to agree a new set of Remedial Actions and thus to perform a new RAO.
4. The CNTC computation is a centralized calculation based on AC load flow which delivers the main parameter needed for the definition of CNTC domain: TTC. The TTC represent the maximum power exchange on a bidding zone border and calculation shall according to the following procedure:
  - a. use the common grid model, generation shift keys, and list of CNECs defined in accordance with Article 6a to calculate maximum power exchange on bidding zone borders, which shall equal the maximum calculated exchange between two bidding zones on either side of the bidding zone border respecting operational security limits;
  - b. adjust maximum power exchange using remedial actions in accordance with Article 8.

5. The coordinated capacity calculator computes the total TTC for each of the NGR and SRO borders adopting the TTC calculation processes described below:

- a. The Coordinated Capacity Calculator 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 SEE CCR for validation.
- b. The Coordinated Capacity Calculator 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 SEE CCR for validation.

The aim of these processes is to increase the TTC computation frequency, in such a way that TTC values for MTUs having the higher lead time between the end of the last Intraday Capacity Calculation Process relevant for these MTUs and the start of the given MTU are updated by additional Capacity Calculation Processes based on updated input data (see figure below).

		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

The proposed structure allows to:

- Maximize the coherency with the “DA/ID CCM” in terms of input data, TTC calculation procedures and expected results.
- Avoid any strong simplification necessary to cope with shorter timelines for the TTC calculation process.
- Ensure updated TTC values: a higher frequency in the occurrence of the TTC calculation process is not expected to improve the quality of the results, considering that significant simplifications would have been required to cope with stricter timelines.
- Update TTC values after any IDGT in case relevant changes occurred in the power system.

6. The resulting capacity pursuant to paragraph 5 is reduced by the total Reliability Margin of each SEE coordinated area (North Greek borders and South Romania borders). The NTC values for the north Greek borders and south Romanian borders are determined with the following equations:

$$NTC_{NORTH-GREEK-BORDERS} = TTC_{NORTH-GREEK-BORDERS} - RM_{NORTH-GREEK-B}$$

$$NTC_{SOUTH-ROMANIAN-BORDERS} = TTC_{SOUTH-ROMANIAN-BORDERS} - RM_{SOUTH-ROMANIAN-BORDERS}$$

7. The resulting total NTC values of NGR and SRO borders are distributed to each border of the relevant coordinated areas by using the splitting factors introduced in the amended SEE CCM for DA and ID timeframe. The splitting factor used for balancing capacity calculation will be the same

that is used in the relevant DA-ID processes. The NTC values per border and direction are determined with the following equations:

$$NTC_{BG-GR} = SF_{BG-GR} * NTC_{NORTH-GREEK-BORDERS}$$

$$NTC_{GR-BG} = SF_{GR-BG} * NTC_{NORTH-GREEK-BORDERS}$$

$$NTC_{BG-RO} = SF_{BG-RO} * NTC_{SOUTH-ROMANIAN-BORDERS}$$

$$NTC_{RO-BG} = SF_{RO-BG} * NTC_{SOUTH-ROMANIAN-BORDERS}$$

8. In accordance with Article 21(1)(b)(iii) of the CACM Regulation, SEE TSOs shall apply the rules for taking into account the previously allocated cross-zonal capacity. The objective of the rules is to verify that the ATC value of each border and direction of the SEE CCR remains non-negative in case of previously allocated commercial capacity.

9. The ATC per border and direction taking into consideration the AACs is determined with the following equations:

$$ATC_{BG-GR} = NTC_{BG-G} - AAC_{BG-G} + AAC_{GR-BG}$$

$$ATC_{GR-BG} = NTC_{GR-B} - AAC_{GR-BG} + AAC_{BG-GR}$$

$$ATC_{BG-RO} = NTC_{BG-R} - AAC_{BG-RO} + AAC_{RO-BG}$$

$$ATC_{RO-BG} = NTC_{RO-B} - AAC_{RO-B} + AAC_{BG-RO}$$

10. The ATC per border and direction taking into consideration the ANCs is determined with the following equations:

$$ATC_{BG-GR} = NTC_{BG-GR} - ANC_{BG-GR} + ANC_{GR-B}$$

$$ATC_{GR-B} = NTC_{GR-BG} - ANC_{GR-BG} + ANC_{BG-GR}$$

$$ATC_{BG-R} = NTC_{BG-RO} - ANC_{BG-R} + ANC_{RO-BG}$$

$$ATC_{RO-BG} = NTC_{RO-BG} - ANC_{RO-B} + ANC_{BG-R}$$

11. The coordinated capacity calculator shall provide the Cross-Zonal capacity for each Market Time Unit, bidding zone border and direction in SEE CCR.

## **Article 10**

### **Cross-zonal capacity validation methodology**

1. The TSOs of SEE CCR shall validate the cross-zonal capacities calculated by the coordinated capacity calculator of the SEE CCR. TSOs will perform only individual validation due to the very



limited timing across the various timeframes. The TSOs of SEE CCR shall validate the cross-zonal capacities for each bidding zone border calculated by the Coordinated Capacity Calculator for the NGR Border and SRO Border:

- a. By 05:00 of D for BT CCC process 1
- b. By 17:00 of D for BT CCC process 2

2. Each TSO of the SEE CCR shall, in accordance with Article 26(1) and 26(3) of the CACM Regulation, validate and have the right to correct cross-zonal capacity relevant to the TSO's bidding zone borders for reasons of operational security during the validation process. In exceptional situations cross-zonal capacities can be decreased by TSOs. These situations are:

- a. an occurrence of an exceptional contingency or forced outage pursuant to Article 3 of SO GL;
- b. when all available preventive and curative RAs, that are needed to ensure the calculated capacity, are not sufficient to ensure operational security;
- c. extremely low demand of a TSO which leads to low system inertia and high voltage conditions and so require a minimum number of power plants on the grid;
- d. a mistake in input data, that leads to an overestimation of cross-zonal capacity from an operational security perspective.

3. When one or more TSOs of the SEE CCR do not validate the calculated cross-zonal capacity, the concerned TSO(s) shall provide the CCC the updated amount of cross-zonal capacities for the border considered and the reasons for the change. The final cross-zonal capacity is the minimum value sent by the SEE TSOs of the considered border.

4. Any increase or reduction of cross-zonal capacities during the validation process shall be communicated and justified to market participants and to the SEE national regulatory authorities. The CCC shall issue a quarterly report to regulatory authorities that shall include the amount of reduction in cross-zonal capacity and reason for reduction, pursuant to Article 26(5) of CACM. In cases of reduction the report shall include information for each bidding zone border and direction affected by a reduction and for each MTU (i.e. the identification of the border and direction; the volume of reduction; detailed reasons for reduction, including the security constraint violated, and under which circumstances it was violated; the before and after the contingency values for the NTC; the RAs included in CGM before capacity calculation; in case of reduction due to individual validation, the TSO invoking the reduction) and the proposed measures to avoid similar reductions in the future. SEE TSOs should also provide further clarification in case of increase of cross-zonal capacities due to individual validation. The report shall also include at least the following aggregate information: statistics on the number, causes, volume and estimated loss of economic surplus of applied of reductions by different TSOs and general measures to avoid capacity reduction in the future.

5. When a given SEE TSO reduced capacity for its border in more than 1% of MTUs of analyzed quarter, the concerned TSO shall provide to CCC a detailed report and action plan describing how

such deviations are expected to be alleviated and solved in the future. This report and action plan shall be included as an annex to the quarterly report.

## **Article 11**

### **TTC Update process**

1. For each MTU, after the related IDGC, each TSO of the SEE CCR shall monitor any relevant deviation occurred due to an unplanned outage of grid elements with an impact on the border capacity on the assumptions adopted in the latest Capacity Calculation Process affecting this MTU, and possibly the following MTUs, and inform the Coordinated Capacity Calculator in case those deviations are deemed to significantly impact the use of the capacity in the upcoming balancing processes.
2. In such a case, a Coordinated Capacity Calculation is requested to update the calculations for the cross-zonal capacity 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. the list of the Bidding Zone borders and directions which are deemed to be impacted and for which the new calculation is requested;
  - c. the updated input data necessary for the capacity calculation according to the TTC calculation process;
4. the Coordinated Capacity Calculator shall define updated NTC values on the impacted Bidding Zone border for the affected MTU(s) at least 25 minutes before the start of the affected MTU(s);
5. The TSOs of SEE CCR shall validate the NTC values calculated by the Coordinated Capacity Calculator at least 15 minutes before the start of the MTU(s). CCC and the SEE TSOs shall ensure that the validated cross-zonal capacity is provided to the balancing platforms;

## **Article 12**

### **Fallback procedures**

1. Prior to each CC performed in the BT, the TSOs of SEE CCR shall ensure the coordinated capacity calculator is provided with the last coordinated capacities within the intraday timeframe.
2. For the CC performed in the BT, where an incident occurs in the CC process and the coordinated capacity calculator is unable to produce results within the allotted time for the calculation process,

the TSOs of the SEE CCR shall validate the last coordinated cross-zonal capacities calculated within the intraday timeframe. After this validation step, the coordinated capacity calculator or TSOs of the SEE CCR where applicable, shall submit the cross-zonal capacities in the balancing platforms and use this coordinated value for the exchange of balancing energy or for operating the imbalance netting process.

### **Article 13**

#### **Publication of data**

1. SEE TSOs and CCC shall publish the following CC relevant data:

- a. NTC values calculated by the CCC for the balancing market time-frame;
- b. NTC values determined for the balancing market time-frame;
- c. RMs for each direction of the SEE CCR borders;
- d. RAs resulting from the RAC and for each RA it shall be published the type of RA, location of RA, whether the RA was curative or preventive, if the RA was curative, a list of CNEC identifiers describing the CNEC to which the RA was associated;
- e. Limiting CNECs;
- f. For each CNEC, it shall be published the methods for determining  $I_{max}$ ;
- g. For each CNEC the EIC code of CNE and Contingency;
- h. Real names of CNECs;
- i. The following forecast information contained in the CGM for each MTU and bidding zone of the SEE CCR:
  - i). Load;
  - ii). Production;
  - iii). Net position;
  - iv). exchange programs on non-SEE bidding zone borders;

2. All data listed in paragraph 1 shall be published after each BT CC process or TTC update process.

Individual SEE TSO may withhold the publication of information disclosing the locational information referred to in (1) c), d), e), f), g), h) if required by a competent regulatory authority or by relevant national legislation on the grounds of protecting the critical infrastructure. In such case,

the information referred to in (1) f) shall be replaced with an anonymous identifier which shall be stable for each CNEC across all market time units. The anonymous identifier shall also be used in the other TSO communications related to the CNEC, including when communicating about an outage or an investment in infrastructure.

3. Any change in the identifiers used in (1) f) and (2) shall be publicly notified at least one month before its entry into force. The notification shall at least include the day of entry into force of the new identifiers and the correspondence between the old and the new identifier for each CNEC.

4. Regulatory authorities may request additional information to be published by the TSOs. The relevant TSOs shall publish this information if requested by their competent regulatory authority. All regulatory authorities shall coordinate their requests among themselves, the relevant stakeholders and the Agency.

## **Article 14**

### **Reporting**

1. The CCC, with the support of SEE CCR TSOs where relevant, shall draft and publish an annual report and a quarterly report satisfying the reporting obligations set in this methodology. The report should contain at least information on:

- a. cross-border capacities made available to the market;
- b. CNECs limiting the NTC values;

2. The coordinated capacity calculator shall include in the annual and quarterly report all reductions/increases during the validation of cross-zonal capacity including the reason of the reductions /increases.

## **Article 15**

### **Publication and Implementation of the BT CCM**

1. In accordance with article 3 (Point 2(b)) of the EB Regulation aiming at ensuring and enhancing the transparency and reliability of information to all regulatory authorities and market participants, SEE TSOs and the CCC shall regularly publish the data on the balancing capacity calculation process pursuant to this methodology on a dedicated online communication platform where capacity calculation data for the whole SEE CCR shall be published.

2. The TSOs of SEE CCR shall publish the BT CCM without undue delay after all NRAs of SEE CCR have approved it.

3. The TSOs of SEE CCR shall test the capacity calculation processes foreseen in the SEE BT CCM for at least six months before implementing the present BT CCM.

4. During the test period, the TSOs of SEE CCR shall report on the results of the test to the relevant NRAs.

5. The TSOs of SEE CCR shall implement the BT CCM no later than 12 months after the implementation of the second step of the ROSC methodology with test period to be started no later than 6 months after the implementation of the second step of the ROSC methodology.
6. TSOs of SEE CCR cannot match any of the deadlines set in this Article, they shall inform all the NRAs of SEE CCR at least six months before the affected deadline.
7. SEE TSOs commit to perform and send to SEE NRAs a post go-live study 12 months after entry into force of the BT CCM to assess the benefits of increasing the frequency of NTC computations based on more recent grid models forecast available. The analysis shall focus on the overall efficiency of such an implementation. The post go-live study will include a period of 6 months once experience and data from IDCC / ROSC processes is available.
8. Until the entry into force of this BT CCM, the TSOs of the SEE CCR shall use the cross-zonal capacity remaining after the intraday cross-zonal gate closure time, in line with Article 37(2) EB GL Regulation.

## **Article 16**

### **Language**

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

Μεθοδολογία για τον υπολογισμό της διαζωνικής δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης 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 ΝΑΕ

Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ, λαμβάνοντας υπόψη τα εξής:

### Αιτιολογικές σκέψεις

(1) Το παρόν έγγραφο (εφεξής «η παρούσα μεθοδολογία» ή «ΜΥΔ ΧΠΕ») αποτελεί κοινή πρόταση που εκπονήθηκε από όλους τους διαχειριστές συστημάτων μεταφοράς (εφεξής «ΔΣΜ») εντός της περιφέρειας υπολογισμού της Νοτιοανατολικής Ευρώπης (εφεξής «ΠΥΔ ΝΑΕ») σχετικά με τη μεθοδολογία για τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας που πραγματοποιείται για την κατανομή δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ΠΥΔ ΝΑΕ, όπως απαιτείται από το άρθρο 37 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 της 23ης Νοεμβρίου 2017 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας (εφεξής «κανονισμός ΚΓΕΗΕ»). Η παρούσα ΜΥΔ ΧΠΕ λαμβάνει υπόψη τις γενικές αρχές και τους στόχους που καθορίζονται στον κανονισμό ΚΓΕΗΕ, οι οποίοι απαριθμούνται στο άρθρο 3, ενώ επίσης σέβεται τις αρχές που καθορίζονται στον κανονισμό (ΕΕ) 2019/943 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 5ης Ιουνίου 2019 σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (αναδιατύπωση) (εφεξής «κανονισμός (ΕΕ) 2019/943»). Η παρούσα ΜΥΔ ΧΠΕ συνάδει επίσης με τη μεθοδολογία υπολογισμού της διαζωνικής δυναμικότητας που εφαρμόζεται στο ενδοημερήσιο χρονικό πλαίσιο το οποίο θεσπίζεται βάσει του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 (εφεξής «κανονισμός ΚΔΔΣ») σύμφωνα με το άρθρο 37 παράγραφος 3 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ.

(2) Οι κύριοι στόχοι του κανονισμού ΚΓΕΗΕ οι οποίοι παρατίθενται στο άρθρο 3 παράγραφος 1 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ και σχετίζονται με την παρούσα ΜΥΔ ΧΠΕ είναι η ενοποίηση των αγορών εξισορρόπησης, η προώθηση των δυνατοτήτων ανταλλαγής υπηρεσιών εξισορρόπησης συμβάλλοντας παράλληλα στην επιχειρησιακή ασφάλεια, και η διευκόλυνση του αποτελεσματικού συντονισμού και της λειτουργίας των αγορών επόμενης ημέρας, των ενδοημερήσιων αγορών και των αγορών εξισορρόπησης. Η παρούσα ΜΥΔ ΧΠΕ συμβάλλει και ουδόλως εμποδίζει την επίτευξη των προαναφερθέντων στόχων.

(3) Ειδικότερα, 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 εν λόγω στόχους προσδιορίζοντας και καθιερώνοντας ένα σύνολο εναρμονισμένων κανόνων και μια κοινή συντονισμένη διαδικασία για τον υπολογισμό της δυναμικότητας, η οποία συντελεί στην αποτελεσματικότητα της αγοράς εξισορρόπησης.

(4) 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 συντελεί στην επίτευξη του στόχου για την ενίσχυση της αποτελεσματικότητας της εξισορρόπησης τόσο της ευρωπαϊκής όσο και της εθνικής αγοράς εξισορρόπησης μέσω του υπολογισμού της δυναμικότητας για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή για τη λειτουργία της διαδικασίας συμψηφισμού αποκλίσεων όσο το δυνατόν πιο κοντά στον πραγματικό χρόνο με τα τελευταία διαθέσιμα εισερχόμενα δεδομένα, σε συμμόρφωση με το άρθρο 24 παράγραφος 2 του ΚΓΕΗΕ.

(5) Το άρθρο 3 στοιχείο γ) των κανονισμών ΚΓΕΗΕ αποσκοπεί στην ενοποίηση των αγορών εξισορρόπησης και στην προώθηση των δυνατοτήτων ανταλλαγής υπηρεσιών εξισορρόπησης, συμβάλλοντας παράλληλα στην επιχειρησιακή ασφάλεια. Η μεθοδολογία ΥΔ ΧΠΕ προωθεί την ενοποίηση των αγορών εξισορρόπησης και τις δυνατότητες ανταλλαγής ενέργειας εξισορρόπησης μέσα από την προσφορά δυναμικότητας στη μονάδα διαχείρισης δυναμικότητας (ΜΔΔ). Το έργο ΜΔΔ επιδιώκει την ανάπτυξη μιας κεντρικής λύσης με σκοπό τη διαχείριση της διαζωνικής δυναμικότητας (ΔΖΔ) σε όλες τις ευρωπαϊκές πλατφόρμες εξισορρόπησης (TERRE, MARI, PICASSO και IGCC) για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης στο πλαίσιο του κανονισμού ΚΓΕΗΕ και των απαιτήσεων των ευρωπαϊκών πλατφορμών εξισορρόπησης (με τήρηση των σχετικών πλαισίων εφαρμογής και της νόμιμης προθεσμίας τους), σε συμμόρφωση με τις διαδικασίες που περιγράφονται στα άρθρα 19, 20, 21 και 22 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ.

(6) Το άρθρο 3 στοιχείο δ) των κανονισμών ΚΓΕΗΕ αποσκοπεί στη 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 στις αγορές επόμενης ημέρας, στις ενδοημερήσιες αγορές και στις αγορές εξισορρόπησης, η ΜΥΔ ΧΠΕ συντελεί στη μακροπρόθεσμη λειτουργία και ανάπτυξη του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας.

(7) Για τους λόγους αυτούς, προκειμένου να διευκολυνθεί η επίτευξη των παραπάνω στόχων και να προσφέρεται δυναμικότητα στην αγορά στο χρονικό πλαίσιο εξισορρόπησης, οι ΔΣΜ πρέπει να υπολογίζουν συντονισμένα τη διαθέσιμη διασυνοριακή δυναμικότητα με τρόπο ο οποίος να συνάδει με τον υπολογισμό της δυναμικότητας που εφαρμόζεται στο ενδοημερήσιο χρονικό πλαίσιο (βλ. άρθρο 37 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ). Σε συμμόρφωση με τις απαιτήσεις του κανονισμού ΚΓΕΗΕ, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ θα επιχειρήσουν να καθιερώσουν συνεργασία με τις περιφέρειες υπολογισμού δυναμικότητας (εφεξής «ΠΥΔ») που συνδέονται με την ΠΥΔ ΝΑΕ, ούτως ώστε να εξασφαλίσουν ότι ο υπολογισμός της δυναμικότητας εκτελείται με τον πλέον αποτελεσματικό και εμπεριστατωμένο τρόπο.

(8) Το άρθρο 37 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ αποτελεί τη νομική βάση της παρούσας μεθοδολογίας και προσδιορίζει διάφορες ειδικές απαιτήσεις που η ΜΥΔ 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 επανυπολογισμό 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».*

(9) 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».

(10) 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».

(11) 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».

(12) Στο άρθρο 8 παράγραφος 2 του κανονισμού ΚΔΔΣ, η προσέγγιση με βάση τη συντονισμένη μεθοδολογία καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς ορίζεται ως «μέθοδος υπολογισμού της δυναμικότητας βασιζόμενη στην αρχή της εκτίμησης και του εκ των προτέρων καθορισμού των μέγιστων δυνατών συναλλαγών ενέργειας μεταξύ γειτονικών ζωνών προσφοράς».

(13) Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ συμφώνησαν σε μια πρώτη έκδοση της ΜΥΔ ΧΠΕ η οποία προτείνει την εφαρμογή μιας συντονισμένης μεθοδολογίας καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς για τον υπολογισμό της δυναμικότητας εντός της ΠΥΔ ΝΑΕ, με την επιφύλαξη της μελλοντικής εφαρμογής μιας προσέγγισης με βάση τη ροή ως μεθοδολογίας-στόχου για την ΠΥΔ ΝΑΕ, σύμφωνα με όσα προβλέπονται στο άρθρο 20 παράγραφος 1 του κανονισμού ΚΔΔΣ.

(14) Ο υπολογισμός της δυναμικότητας εξισορρόπησης θα εκτελείται από τους φορείς συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας, σύμφωνα με τον ορισμό που ορίζεται στο άρθρο 2 παράγραφος 11 του κανονισμού ΚΔΔΣ, οι οποίοι έχουν εντολή να εκτελούν υπολογισμό δυναμικότητας μεταφοράς με βάση τους κανονισμούς ΚΔΔΣ και ΜΚΔ.

(15) Οι φορείς συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας θα λαμβάνουν υπόψη τα διορθωτικά μέτρα που εκτελούνται από τους ΔΣΜ ΝΑΕ στο πλαίσιο της προετοιμασίας συντονισμένων διορθωτικών μέτρων.

(16) Εν κατακλείδι, η μεθοδολογία ΥΔ ΧΠΕ συντελεί στους γενικούς στόχους του κανονισμού ΚΓΕΗΕ, ενώ παράλληλα συνάδει με τις αρχές των προαναφερθέντων κανονισμών της ΕΕ.

**ΥΠΟΒΑΛΛΟΥΝ ΤΗΝ ΑΚΟΛΟΥΘΗ ΚΟΙΝΗ ΜΕΘΟΔΟΛΟΓΙΑ ΓΙΑ ΤΟΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟ ΤΗΣ ΔΙΑΖΩΝΙΚΗΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ ΕΝΤΟΣ ΤΟΥ ΧΡΟΝΙΚΟΥ ΠΛΑΙΣΙΟΥ ΕΞΙΣΟΡΡΟΠΗΣΗΣ ΣΤΙΣ ΕΘΝΙΚΕΣ ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΕΣ ΑΡΧΕΣ ΤΗΣ ΠΥΔ ΝΑΕ:**

**Άρθρο 1**

**Αντικείμενο και πεδίο εφαρμογής**

1. Όπως ορίζεται στο παρόν έγγραφο, η ΜΥΔ ΧΠΕ είναι η κοινή μεθοδολογία για τον υπολογισμό της δυναμικότητας που εκτελείται με σκοπό την κατανομή δυναμικότητας εντός του χρονικού πλαισίου εξισορρόπησης για την ΠΥΔ ΝΑΕ σε συμμόρφωση με το άρθρο 37 του ΚΓΕΗΕ.

**Άρθρο 2**

**Ορισμοί, ακρωνύμια 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 (ΕΕ) 2015/1222, στο άρθρο 2 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/2195 (κανονισμός ΚΓΕΗΕ) και στο άρθρο 2 της Μεθοδολογίας Υπολογισμού Δυναμικότητας για το χρονικό πλαίσιο επόμενης ημέρας για την ΠΥΔ ΝΑΕ.

2. Επιπλέον, ισχύουν οι ακόλουθοι ορισμοί:

α. ως «ESO» νοείται η Electroenergien Systemen Operator EAD, ο διαχειριστής του βουλγαρικού συστήματος·

δ. ως «ΑΔΜΗΕ» νοείται ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε., ο διαχειριστής του ελληνικού συστήματος·

στ. ως «Transelectrica» νοείται η Transelectrica S.A., ο διαχειριστής του ρουμάνικου συστήματος μεταφοράς·

β. ως «σύνορο ΒΟ-ΕΛ» νοείται το σύνορο ζώνης προσφοράς μεταξύ Βουλγαρίας και Ελλάδας

γ. ως «σύνορο ΒΟ-ΡΟ» νοείται το σύνορο ζώνης προσφοράς μεταξύ Βουλγαρίας και Ρουμανίας·

3. Ορισμοί ακρωνυμίων:

ΧΠΕ	χρονικό πλαίσιο εξισορρόπησης
ΚΥΔ	κοινός υπολογισμός δυναμικότητας
ΣΥΔ	Συντονισμένος Υπολογισμός Δυναμικότητας
ΚΓΕΗΕ	κανονισμός (ΕΕ) 2017/2195 της Επιτροπής σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριας

	γραμμής για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας
ΚΜΔ	κοινό μοντέλο δικτύου
CGMES	Κοινό μοντέλο πληροφοριών για ανταλλαγές μοντέλων δικτύου
ΚΣΔ	κρίσιμο στοιχείο δικτύου
ΚΣΔ-ΑΣ	κρίσιμο στοιχείο δικτύου και απρόβλεπτα συμβάντα Για τους σκοπούς της παρούσας ΜΥΔ ΧΠΕ, ο όρος ΚΣΔ-ΑΣ καλύπτει επίσης την περίπτωση όπου ένα ΚΣΔ χρησιμοποιείται στον υπολογισμό δυναμικότητας χωρίς συγκεκριμένο απρόβλεπτο συμβάν.
ΕΔΜ	επανορθωτικό διορθωτικό μέτρο
ΠΔΜ	προληπτικό διορθωτικό μέτρο
ΣΑΠΕΑ	συντονισμένη αξιολόγηση περιφερειακής επιχειρησιακής ασφάλειας
D-2	δύο επόμενες ημέρες
DA	επόμενη ημέρα (EH)
DACF	πρόβλεψη συμφόρησης επόμενης ημέρας
ID	ενδοημερήσια
ΕΗΣ ΧΣΛΠ	χρονική στιγμή λήξης προσφορών
ΑΜΔ	ατομικό μοντέλο δικτύου
ΒΔΜ	βελτιστοποίηση διορθωτικών μέτρων
ΕΡΑ	εθνική ρυθμιστική αρχή
ΣΔΜΙ	συντελεστής διανομής μεταφερόμενης ισχύος
ΚΜΠ	κλείδα μετατόπισης παραγωγής
DACF	πρόβλεψη συμφόρησης επόμενης ημέρας
IDCF	πρόβλεψη ενδοημερήσιας συμφόρησης
NGR	Βόρειας Ελλάδας
SRO	

ΑΒ	Νότιας Ρουμανίας
ΑΑ	αβεβαιότητες
	ακούσια απόκλιση

4. Στην παρούσα ΜΥΔ ΧΠΕ, εκτός αν απαιτείται διαφορετικά από τα συμφραζόμενα:

α. ο ενικός αριθμός περιλαμβάνει τον πληθυντικό και το αντίστροφο·

β. οι επικεφαλίδες εισάγονται για λόγους διευκόλυνσης και μόνο και δεν επηρεάζουν την ερμηνεία της παρούσας μεθοδολογίας και·

γ. 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**

#### **Εφαρμογή της παρούσας μεθοδολογίας**

Η παρούσα μεθοδολογία εφαρμόζεται αποκλειστικά στον ΥΔ για το χρονικό πλαίσιο εξισορρόπησης βάσει της προσέγγισης της συντονισμένης μεθοδολογίας καθαρής δυναμικότητας μεταφοράς στην ΠΥΔ ΝΑΕ.

### **Άρθρο 4**

#### **Διαζωνικές δυναμικότητες για το χρονικό πλαίσιο εξισορρόπησης**

1. Για το χρονικό πλαίσιο εξισορρόπησης, οι μεμονωμένες τιμές διαζωνικής δυναμικότητας για κάθε ώρα υπολογίζονται με τη χρήση του ΜΥΔ ΧΠΕ.

2. Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρέχει στον ΦΣΥΔ χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση τις ακόλουθες αρχικές εισροές:

- α. τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας και τα απρόβλεπτα συμβάντα σύμφωνα με το άρθρο 6·
- β. τα ΠΑ σύμφωνα με το άρθρο 5·
- γ. τις ΚΜΠ σύμφωνα με το άρθρο 7· και
- δ. τα ΔΜ σύμφωνα με το άρθρο 8.

3. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ ή μια οντότητα που έχει ανατεθεί από τους ΔΣΜ ΝΑΕ, αποστέλλει για κάθε αγοραία χρονική μονάδα τις ΗΚΔ και τις ΗΟΔ στον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας, χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση.

4. Κατά την παροχή των εισροών, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ τηρούν τους μορφότυπους που έχουν από κοινού συμφωνηθεί μεταξύ των ΔΣΜ και του ΦΣΥΔ της ΠΥΔ ΝΑΕ ενώ παράλληλα τηρούν τις απαιτήσεις και την καθοδήγηση που προσδιορίζονται στη ΜΚΜΔ.

5. Για τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας εξισορρόπησης στην ΠΥΔ ΝΑΕ ο οποίος διενεργείται από τον ΦΣΥΔ, η υψηλού επιπέδου ροή διαδικασίας περιλαμβάνει πέντε βήματα έως ότου οριστεί ο τελικός τομέας ΣΚΔΜ για το χρονικό πλαίσιο της αγοράς εξισορρόπησης:

- α. πρώτα, για τις εισροές υπολογισμού δυναμικότητας, όπως ορίζεται στο άρθρο 4 παράγραφος 2 και παράγραφος 4, διενεργείται διαδικασία ελέγχου ποιότητας από τον ΦΣΥΔ.
- β. το δεύτερο βήμα της διαδικασίας είναι ο προσδιορισμός των σχετικών ΚΣΔ-ΑΣ σύμφωνα με το άρθρο 6α που χρησιμοποιείται κατά τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας.
- γ. το τρίτο βήμα είναι ο προσδιορισμός των τιμών ΚΔΜ για κάθε κατεύθυνση και σύνορο της ΠΥΔ ΝΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 9.
- δ. μετά τον υπολογισμό των τιμών ΜΚΔ, οι διαζωνικές δυναμικότητες που προκύπτουν επικυρώνονται από τους ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ.
- ε. τέλος, οι τιμές ΔΔΜ υπολογίζονται για το χρονικό πλαίσιο αγοράς εξισορρόπησης λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές ΗΟΔ.

5. Για κάθε σύνορο, κατεύθυνση και αγοραία χρονική μονάδα της ΠΥΔ ΝΑΕ, η τελική διαθέσιμη δυναμικότητα μεταφοράς για το χρονικό πλαίσιο αγοράς εξισορρόπησης ορίζεται ως η διαφορά μεταξύ των υπολογισμένων τιμών ΚΔΜ και των δυναμικοτήτων που έχουν ήδη ορισθεί στα προηγούμενα χρονικά πλαίσια αγοράς.

## Άρθρο 5

### Μεθοδολογία περιθωρίου αξιοπιστίας

1. Η κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας εξισορρόπησης βασίζεται σε μοντέλα πρόγνωσης του συστήματος μεταφορών. Για τον λόγο αυτό, στα αποτελέσματα μπορεί να διαπιστώνονται ανακρίβειες και αβεβαιότητες. Στόχος του περιθωρίου αξιοπιστίας είναι να παρέχεται κάλυψη ενός επιπέδου κινδύνου που οφείλεται σε σφάλματα πρόγνωσης αυτού του είδους.

2. Σύμφωνα με το άρθρο 22 παράγραφος 2 και 4 του κανονισμού ΚΔΔΣ, τα ΠΑ καλύπτουν τις ακόλουθες αβεβαιότητες πρόγνωσης:

- α. διαζωνικές ανταλλαγές στα σύνορα ζωνών προσφοράς εκτός ΠΥΔ ΝΑΕ.
- β. μοτίβο παραγωγής συμπεριλαμβανομένης συγκεκριμένης πρόγνωσης παραγωγής αιολικής και ηλιακής ενέργειας.
- γ. κλείδα μετατόπισης παραγωγής.
- δ. πρόγνωση φορτίου.
- ε. πρόγνωση τοπολογίας.

στ. ακούσια απόκλιση ροής λόγω λειτουργίας των εφεδρειών διατήρησης συχνότητας.

3. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ στοχεύουν στη μείωση των αβεβαιοτήτων με τη μελέτη και την αντιμετώπιση των παραγόντων αβεβαιότητας.

4. Στο πλαίσιο του υπολογισμού δυναμικότητας που εκτελείται για το χρονικό πλαίσιο της αγοράς εξισορρόπησης, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ υπολογίζουν τα ΠΑ για τα σύνορα της ΠΥΔ ΝΑΕ σύμφωνα με το άρθρο 22 του κανονισμού ΚΔΔΣ και βάσει της ανάλυσης των παρακάτω δεδομένων:

- ακούσιες αποκλίσεις φυσικών ροών ηλεκτρικής ενέργειας εντός ΑΧΜ που οφείλονται στην προσαρμογή των ροών ηλεκτρικής ενέργειας εντός και μεταξύ των περιοχών ελέγχου για τη διατήρηση σταθερής συχνότητας·

- αβεβαιότητες που θα μπορούσαν να επηρεάσουν τον υπολογισμό δυναμικότητας και να προκύψουν μεταξύ του αντίστοιχου χρόνου υπολογισμού δυναμικότητας και του πραγματικού χρόνου, για την υπό εξέταση ΑΧΜ.

5. Όσον αφορά την ΑΑ, για λόγους που σχετίζονται με τον έλεγχο, προκύπτουν αποκλίσεις μεταξύ των προγραμματισμένων τιμών και των πραγματικών τιμών κατά την ανταλλαγή ενέργειας μεταξύ γειτονικών περιοχών ελέγχου. Αυτό υποδηλώνει ότι, οποιαδήποτε χρονική στιγμή, η ανταλλαγή μεταξύ δύο περιοχών ελέγχου μπορεί να είναι σημαντικά υψηλότερη από την προγραμματισμένη ανταλλαγή, γεγονός που θέτει σε κίνδυνο την ασφάλεια του εφοδιασμού.

6. Όσον αφορά την ΑΒ, η μεθοδολογία ΣΚΔΜ βασίζεται σε διάφορες εισροές παρεχόμενες από τους ΔΣΜ. Αυτές βασίζονται στις βέλτιστες διαθέσιμες προγνώσεις κατά τον χρόνο υπολογισμού της δυναμικότητας όσον αφορά τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, την κατανάλωση, την παραγωγή ή τα διαθέσιμα στοιχεία δικτύου και ενδεχομένως να διαφέρουν από την κατάσταση σε πραγματικό χρόνο.

7. Τα ΠΑ μπορούν να θεωρούνται ως έμμεση εισροή στη διαδικασία υπολογισμού δυναμικότητας καθώς αναφέρονται στη διαφορά όταν τα όρια ΣΙΜ και ΚΔΜ επιτυγχάνονται για τον υπό εξέταση περιορισμό.

8. Ο καθορισμός των ΠΑ βασίζεται στη λειτουργία κατανομής πιθανότητας των αποκλίσεων μεταξύ των αναμενόμενων ροών ισχύος κατά τον χρόνο υπολογισμού της δυναμικότητας και των ροών ισχύος που έχουν επιτευχθεί σε πραγματικό χρόνο.

9. Τα ΠΑ στα βόρεια σύνορα της Ελλάδας και στα νότια σύνορα της Ρουμανίας υπολογίζονται βάσει μιας προσέγγισης τριών σταδίων:

- α. Σε πρώτο στάδιο, για κάθε ΑΧΜ της περιόδου παρατήρησης, η ροή ισχύος στα βόρεια σύνορα της Ελλάδας και στα νότια σύνορα της Ρουμανίας, όπως αναμενόταν κατά τον χρόνο υπολογισμού της δυναμικότητας, συγκρίνεται με τη ροή ισχύος σε πραγματικό χρόνο που παρατηρείται στα ίδια σύνορα. Όλες οι διαφορές για όλες τις ΑΧΜ μιας περιόδου παρατήρησης ενός έτους συνιστούν τη λειτουργία κατανομής πιθανότητας των αποκλίσεων μεταξύ των αναμενόμενων ροών κατά τον χρόνο υπολογισμού δυναμικότητας και των ροών που έχουν πραγματοποιηθεί σε πραγματικό χρόνο. Οι επιπτώσεις στη δυναμικότητα προσδιορίζονται με την ακόλουθη εξίσωση:

$$F_{err} = F_{real} - F_{CGM}$$

Όπου:

$F_{err}$	Σφάλμα ροής ενεργού ισχύος λόγω $AA$ και $AB$ .
$F_{real}$	Ροή ενεργού ισχύος μέσω του συνόρου σε πραγματικό χρόνο.
$F_{CGM}$	Ροή ενεργού ισχύος μέσω του συνόρου στο σχετικό ΚΜΔ.

β. Σε δεύτερο στάδιο και σύμφωνα με το άρθρο 22 παράγραφος 3 του κανονισμού ΚΔΔΣ, υπολογίζεται το 95ο εκατοστημόριο των κατανομών πιθανότητας για τα βόρεια σύνορα της Ελλάδας και τα νότια σύνορα της Ρουμανίας. Αυτό σημαίνει ότι οι ΔΣΜ εφαρμόζουν ένα κοινό επίπεδο κινδύνων της τάξης του 5% και, με αυτόν τον τρόπο, οι τιμές ΠΑ καλύπτουν το 95% των ιστορικών προγνωστικών σφαλμάτων εντός της περιόδου παρατήρησης.

γ. Ένα πιθανό τρίτο βήμα θα μπορούσε να είναι η επιχειρησιακή προσαρμογή στις τιμές που έχουν προκύψει νωρίτερα με την τροποποίηση των τιμών ΠΑ που έχουν υπολογιστεί σε μια τιμή εντός του εύρους στο οποίο θα διατηρείται η ασφάλεια του συστήματος μεταξύ 1% και 20% της ΣΙΜ που έχει υπολογιστεί υπό κανονικές καιρικές συνθήκες.

10. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ αποθηκεύουν για απεριόριστο χρονικό διάστημα τη διαφορά μεταξύ της ροής ισχύος που έχει πραγματοποιηθεί και της ροής ισχύος που αναμένεται της ΠΥΔ ΝΑΕ σε μια βάση δεδομένων για λόγους στατιστικής ανάλυσης. Η λειτουργία της κατανομής πιθανότητας και οι τιμές περιθωρίου αξιοπιστίας αποθηκεύονται για απεριόριστο χρονικό διάστημα για περαιτέρω αξιολόγηση.

11. Οι τιμές ΠΑ επικαιροποιούνται κάθε έτος (συμπεριλαμβανομένου του επιπέδου κινδύνου) βάσει της περιόδου παρατήρησης ενός έτους ώστε οι εποχιακές επιπτώσεις να μπορούν να αποτυπώνονται στις τιμές. Οι τιμές ΠΑ παραμένουν σταθερές έως την επόμενη επικαιροποίηση.

12. Για τον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας εξισορρόπησης, τα ΠΑ για τα βόρεια σύνορα της Ελλάδας και τα νότια σύνορα της Ρουμανίας εφαρμόζονται 3 μήνες μετά τη συλλογή δεδομένων ενός (1) έτους από τη δημοσίευση του υπολογισμού δυναμικότητας εξισορρόπησης.

13. Πριν από τον πρώτο επιχειρησιακό υπολογισμό των τιμών ΠΑ, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ χρησιμοποιούν τις τιμές ΠΑ που εφαρμόζονται ήδη στις υφιστάμενες πρωτοβουλίες για τον υπολογισμό δυναμικότητας. Τα ΠΑ πριν από τον πρώτο επιχειρησιακό υπολογισμό για τα βόρεια σύνορα της είναι 400 MW για κάθε κατεύθυνση και για τα νότια σύνορα της Ρουμανίας είναι 200 MW για κάθε κατεύθυνση.

## Άρθρο 6

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

1. Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρέχει στον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας τον ατομικό του κατάλογο των ΚΣΔ-ΑΣ. Έπειτα ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας καθορίζει τον ενοποιημένο κατάλογο των ΚΣΔ-ΑΣ που πρέπει να ληφθούν υπόψη κατά τον ΥΔ, με τη συγχώνευση των επιμέρους καταλόγων ΚΣΔ-ΑΣ που παρέχονται από όλους τους ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ.

2. Στη συνέχεια, ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας χρησιμοποιεί τον συγχωνευμένο κατάλογο των ΚΣΔ-ΑΣ με βάση την παράγραφο 1, προκειμένου να δημιουργηθεί ο αρχικός κατάλογος των ΚΣΔ-ΑΣ που πρέπει να ληφθούν υπόψη στον ΥΔ, επιλέγοντας αποκλειστικά τα στοιχεία του δικτύου που επηρεάζονται σε σημαντικό βαθμό από τις διαζωνικές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας. Η επιλογή των εν λόγω ΚΣΔ-ΑΣ βασίζεται στην εκτέλεση ανάλυσης ευαισθησίας.

3. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ τηρούν τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας που χρησιμοποιούνται στην ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας που διενεργείται σύμφωνα με το άρθρο 72 του ΚΓ ΛΣ. Τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας που χρησιμοποιούνται στον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας είναι τα ίδια με εκείνα που χρησιμοποιούνται στην ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας. Ειδικότερα:

α. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ τηρούν τα το μέγιστο επιτρεπόμενο όριο ρεύματος ( $I_{max}$ ) το οποίο αποτελεί το φυσικό όριο ενός ΚΣΔ σύμφωνα με την πολιτική επιχειρησιακής ασφάλειας σύμφωνα με το άρθρο 25 του ΚΓ ΛΣ. Το μέγιστο επιτρεπόμενο ρεύμα μπορεί να οριστεί με τα εξής:

i. τα σταθερά όρια για όλες τις ΑΧΜ καθεμίας από τις τέσσερις περιόδους:

ii. τα σταθερά όρια για όλες τις ΑΧΜ στην περίπτωση μετασχηματιστών και ορισμένων τύπων αγωγού που δεν είναι ευαίσθητοι στις περιβαλλοντικές συνθήκες:

iii. τα σταθερά όρια για όλες τις ΑΧΜ, σε περίπτωση συγκεκριμένων συνθηκών όπου το φυσικό όριο αντανάκλα την ικανότητα ενός εξοπλισμού υποσταθμού (όπως διακόπτη κυκλώματος, μετασχηματιστή ρεύματος ή συσκευή αποσύνδεσης).

β. κατά περίπτωση, το  $I_{max}$  ορίζεται ως το προσωρινό όριο ρεύματος του ΚΣΔ σύμφωνα με το άρθρο 25 του ΚΓ ΛΣ. Προσωρινό όριο ρεύματος σημαίνει ότι επιτρέπεται η υπερφόρτιση μόνο για ένα συγκεκριμένο περιορισμένο χρονικό διάστημα.

γ. Το  $I_{max}$  αντιπροσωπεύει μόνο τις πραγματικές φυσικές ιδιότητες του ΚΣΔ και δεν μειώνεται από κανένα περιθώριο ασφαλείας, καθώς όλες οι αβεβαιότητες στον κοινό υπολογισμό δυναμικότητας καλύπτονται σε κάθε ΚΣΔ-ΑΣ από το περιθώριο αξιοπιστίας ( $PIA$ ) σύμφωνα με το άρθρο 5.

4. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ αναθεωρούν τον κατάλογο των ΚΣΔ-ΑΣ που παρακολουθούνται στο πλαίσιο της διαδικασίας ΥΔ τουλάχιστον μία φορά ετησίως.

## Άρθρο 6α

### Κανόνες για την αποφυγή αθέμιτης διάκρισης μεταξύ εσωτερικών και διαζωνικών ανταλλαγών

1. Σύμφωνα με το άρθρο 21 παράγραφος 1 στοιχείο β) σημείο iv) του κανονισμού ΚΔΔΣ, η εν λόγω κοινή μεθοδολογία υπολογισμού δυναμικότητας εξισορρόπησης περιγράφει τους κανόνες για τον μετριασμό της πιθανής διακριτικής μεταχείρισης μεταξύ των εσωτερικών και διαζωνικών



συναλλαγών, σε σχέση με το άρθρο 21 παράγραφος 1 στοιχείο β) σημείο ii) του κανονισμού ΚΔΔΣ και το άρθρο 1.7 του παραρτήματος Ι στον κανονισμό (ΕΚ) αριθ. 714/2009 και σύμφωνα με το άρθρο 3 στοιχείο α), β) και ε) του κανονισμού ΚΔΔΣ.

2. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρακολουθούν μόνο τα στοιχεία της αρχικής λίστας ΚΣΔ-ΑΣ που έχουν επηρεαστεί σημαντικά από τις διαζωνικές ανταλλαγές ισχύος. Ο ΦΣΥΔ υπολογίζει τους παράγοντες ευαισθησίας για την επιλογή των ΚΣΔ-ΑΣ που έχουν επηρεαστεί σημαντικά από τις διαζωνικές ανταλλαγές ισχύος.

3. Οι παράγοντες ευαισθησίας υπολογίζονται ως ποσοστό με τη χρήση του σχετικού ΚΜΔ και ΚΜΠ ορίζονται ως εξής:

$$SEF_{CNEC} = \frac{P_f - P_i}{\Delta P} \times 100$$

Όπου:

$SEF_{CNEC}$	Παράγοντας ευαισθησίας για ΚΣΔ-ΑΣ.
$P_f$	Ροή ενεργού ισχύος ΚΣΔ-ΑΣ μετά από ΔΡ.
$P_i$	Ροή ενεργού ισχύος ΚΣΔ-ΑΣ με βάση το σχετικό ΚΜΔ.
$\Delta P$	Αύξηση της ανταλλαγής με 100 MW μέσω των βόρειων ελληνικών συνόρων, αντίστοιχα των νότιων ρουμανικών συνόρων.

4. Τα διαζωνικά στοιχεία δικτύου της ΠΥΔ ΝΑΕ θεωρούνται εξ ορισμού ότι επηρεάζονται σε σημαντικό βαθμό. Τα άλλα ΚΣΔ-ΑΣ της αρχικής λίστας έχουν παράγοντα ευαισθησίας που είναι ίσος ή μεγαλύτερος του 5% ο οποίος πρέπει να λαμβάνεται υπόψη σε όλα τα βήματα του κοινού υπολογισμού δυναμικότητας για τον καθορισμό της διαζωνικής δυναμικότητας.

5. Οι ΔΣΜ διερευνούν εάν πρέπει να ληφθεί υπόψη ή όχι ένα υψηλότερο όριο ευαισθησίας με την παράλληλη διασφάλιση της ασφάλειας του εφοδιασμού, ως μεσοπρόθεσμο μέτρο. Πρέπει να παρέχεται μια μελέτη στις αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές εντός 3 μηνών μετά τη συλλογή δεδομένων ενός (1) έτους από τη δημοσίευση του υπολογισμού δυναμικότητας επόμενης ημέρας.

## Άρθρο 7

### Μεθοδολογία κλειδών μετατόπισης παραγωγής

1. Κάθε ΔΣΜ ΝΑΕ ορίζει μια ΚΜΠ για τη ζώνη προσφοράς του και για κάθε ΑΧΜ, η οποία μεταφράζει την αλλαγή σε μια καθαρή θέση ζώνης προσφοράς σε μια συγκεκριμένη αλλαγή της έγχυσης ή απόληψης φορτίου στο ΚΜΔ. Η εν λόγω προσδοκία βασίζεται στην παρατηρηθείσα ιστορική απόκριση των μονάδων παραγωγής στις αλλαγές των καθαρών θέσεων, των τιμών εκκαθάρισης και άλλων βασικών παραγόντων συμβάλλοντας έτσι στην ελαχιστοποίηση του ΠΑ.

2. Σύμφωνα με το άρθρο 24 του κανονισμού ΚΔΔΣ, οι ΔΣΜ της ΝΑΕ εκπονούν την ακόλουθη μεθοδολογία για τον προσδιορισμό κοινής κλειδας μετατόπισης παραγωγής:

- α. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ λαμβάνουν υπόψη τις διαθέσιμες πληροφορίες σχετικά με τη διαθέσιμη παραγωγή στο κοινό μοντέλο δικτύου για κάθε σενάριο που έχει εκπονηθεί σύμφωνα με το άρθρο 18 του κανονισμού ΚΔΔΣ για την επιλογή των κόμβων που θα συμβάλλουν στην ΚΜΠ.
- β. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ στοχεύουν να εφαρμόσουν μια ΚΜΠ που να μοιάζει με την αποστολή και το αντίστοιχο μοτίβο ροής, συμβάλλοντας κατά αυτόν τον τρόπο στην ελαχιστοποίηση των περιθωρίων αξιοπιστίας.
- γ. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ ορίζουν μια σταθερή κλειδα μετατόπισης παραγωγής ανά αγοραία χρονική μονάδα.

3. Για την εφαρμογή της μεθοδολογίας, οι ΔΣΜ ΝΑΕ ορίζουν, για τη διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας, τις ΚΜΠ που επηρεάζονται από την πραγματική παραγωγή που είναι παρούσα στο σχετικό ΚΜΔ για κάθε ΑΧΜ. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ λαμβάνουν υπόψη τις διαθέσιμες πληροφορίες σχετικά με τη διαθέσιμη παραγωγή στο ΚΜΔ για να επιλέξουν τους κόμβους που θα συμβάλλουν στην ΚΜΠ.

4. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ έχουν εναρμονίσει τις μεθοδολογίες τους για τον ορισμό ΚΜΠ:

- α. Στην ΚΜΠ του, κάθε ΔΣΜ χρησιμοποιεί ευέλικτες και ελεγχόμενες μονάδες παραγωγής που είναι διαθέσιμες εντός του δικτύου του ΔΣΜ.
- β. Δεν περιλαμβάνονται οι μονάδες που δεν είναι διαθέσιμες λόγω διακοπής λειτουργίας ή συντήρησης.
- γ. Η ΚΜΠ επανεξετάζεται σε καθημερινή βάση ή όποτε υπάρχουν αλλαγές στις προσδοκίες που αναφέρονται στην παράγραφο (1).

5. Για τη ζώνη προσφοράς της Ελλάδας, η αναλογική αναπαράσταση της διακύμανσης της παραγωγής σε σχέση με την εναπομένουσα δυναμικότητα βάσει της καλύτερης εκτίμησης του ΑΔΜΗΕ για το αρχικό προφίλ παραγωγής, διασφαλίζει τη βέλτιστη μοντελοποίηση του ελληνικού συστήματος.

6. Για τη ζώνη προσφοράς της Βουλγαρίας, η αναλογική αναπαράσταση της διακύμανσης της παραγωγής σε σχέση με την εναπομένουσα δυναμικότητα που τηρεί τα όρια των μονάδων παραγωγής βάσει της καλύτερης εκτίμησης της ESO EAD για το αρχικό προφίλ παραγωγής, διασφαλίζει τη βέλτιστη μοντελοποίηση του βουλγαρικού συστήματος. Οι πυρηνικές μονάδες δεν περιλαμβάνονται στη λίστα.

7. Το αρχείο της Transelectrica GSK περιέχει τις μονάδες με δυνατότητα μεταφοράς που είναι διαθέσιμες την ημέρα λειτουργίας. Οι πυρηνικές μονάδες δεν περιλαμβάνονται στη λίστα. Οι σταθεροί παράγοντες συμμετοχής της ΚΜΠ επηρεάζονται από την πραγματική παραγωγή που υπάρχει στο σχετικό ΚΜΔ.

8. Με τις ανωτέρω ΚΜΠ, οι ΔΣΜ ΝΑΕ θεωρούν ότι το σφάλμα πρόγνωσης, μεταξύ των προβλεπόμενων και παρατηρηθεισών ροών για όλες τις μονάδες παραγωγής σε κάθε ζώνη προσφοράς για το χρονικό πλαίσιο εξισορρόπησης θα ελαχιστοποιηθεί. Στις ανωτέρω ΚΜΠ, οι μη

ευέλικτες μονάδες παραγωγής, όπως οι μονάδες παραγωγής πυρηνικής ενέργειας δεν περιλαμβάνονται στη μετατόπιση της παραγωγής.

9. Οι ΚΜΠ παρέχονται στον ΦΣΥΔ για να χρησιμοποιηθούν στον υπολογισμό δυναμικότητας για κάθε ζώνη προσφοράς καθώς επίσης και οι ΑΧΜ για τις οποίες ισχύουν οι ΚΜΠ. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ διενεργούν εκ των υστέρων ανάλυση της ΚΜΠ σε τακτικά χρονικά διαστήματα και, εάν κρίνεται σκόπιμο, ζητούν την αλλαγή της.

10. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ επανεξετάζουν και επικαιροποιούν την εφαρμογή της μεθοδολογίας για τις κλείδες μετατόπισης παραγωγής σε ετήσια βάση.

## Άρθρο 8

### Μεθοδολογία για τα διορθωτικά μέτρα στον υπολογισμό δυναμικότητας

1. Τα διαθέσιμα διορθωτικά μέτρα είναι εκείνα που μπορούν να ενεργοποιηθούν εντός του ΧΠΕ με συντονισμένο τρόπο από τους ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ για τη μεγιστοποίηση των διαθέσιμων διαζωνικών ικανοτήτων για τα σύνορα ΒΟ-ΕΛ και ΒΟ-ΡΟ, διασφαλίζοντας παράλληλα την επιχειρησιακή ασφάλεια, υπό την προϋπόθεση ότι αναπτύσσονται τα απαραίτητα εργαλεία και διασφαλίζεται η συμβατότητα.

2. Τα διορθωτικά μέτρα μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε προληπτική ή/και επανορθωτική κατάσταση. Διαφορετικοί τύποι διορθωτικών μέτρων που χρησιμοποιούνται κατά τη διαδικασία ΥΔ ΝΑΕ:

α. ΠΔΜ: Αντιστοιχούν, κατά τη λειτουργία, σε διορθωτικά μέτρα τα οποία πρέπει να υλοποιηθούν ανεξάρτητα από την εμφάνιση οποιασδήποτε διακοπής για την αποσυμφόρηση του δικτύου. Υλοποιούνται επίσης στο ΚΜΔ.

β. ΕΔΜ: Κάθε ΕΔΜ συνδέεται με μια συγκεκριμένη Διακοπή και εφαρμόζεται μετά την εκδήλωσή της.

3. Τα διορθωτικά μέτρα που πρέπει να τεθούν υπό εξέταση στον ΥΔ ΧΠΕ είναι:

α. όλα τα προληπτικά διορθωτικά μέτρα που προσδιορίστηκαν και επικυρώθηκαν κατά τη διαδικασία Συντονισμένης Αξιολόγησης Περιφερειακής Επιχειρησιακής Ασφάλειας (ΣΑΠΕΑ)·

β. όλα τα ενεργοποιημένα επανορθωτικά μέτρα που προσδιορίστηκαν και επικυρώθηκαν κατά τη διαδικασία Συντονισμένης Αξιολόγησης Περιφερειακής Επιχειρησιακής Ασφάλειας (ΣΑΠΕΑ)·

4. Για την ΜΥΔ ΧΠΕ, κάθε ΔΣΜ από την ΠΥΔ ΝΑΕ:

α. παρέχει τον κατάλογο των ΔΜ στον ΚΥΔ για κάθε σύνορο ζώνης προσφοράς και κάθε ΜΥΔ ΧΠΕ.

- β. διασφαλίζει ότι τα ΔΜ εξετάζονται υπό την προϋπόθεση ότι τα εναπομένοντα ΔΜ μετά τον υπολογισμό επαρκούν για να εξασφαλιστεί διαρκής επιχειρησιακή ασφάλεια.
- γ. ενημερώνει τον ΚΥΔ σε περίπτωση οποιασδήποτε αλλαγής στον κατάλογο των ΔΜ.

5. Ο συντονισμένος υπολογιστής δυναμικότητας εξετάζει τα διορθωτικά μέτρα που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τη μεγιστοποίηση των διαθέσιμων διαζωνικών δυναμικοτήτων για τα σύνορα ΒΟ-ΕΛ και ΒΟ-ΡΟ, διασφαλίζοντας παράλληλα την επιχειρησιακή ασφάλεια, μετά την εφαρμογή της ΣΑΠΕΑ επόμενης ημέρας και της ενδοημερήσιας ΣΑΠΕΑ που αναπτύσσεται σύμφωνα με τα άρθρα 76 και 77 του κανονισμού ΔΣ, υπό την προϋπόθεση ότι αναπτύσσονται τα απαραίτητα εργαλεία και εξασφαλίζεται η συμβατότητα.

## Άρθρο 9

### Υπολογισμός δυναμικότητας εξισορρόπησης

1. Σε συμμόρφωση με το άρθρο 37 παράγραφος 1 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ, 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.

2. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρέχουν στον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΝΑΕ τις τελευταίες επικαιροποιημένες πληροφορίες σχετικά με τα συστήματα μεταφοράς, εγκαίρως για τον ΥΔ.

3. Στα διορθωτικά μέτρα ΥΔ που συμφωνήθηκαν εφαρμόζεται η διαδικασία ΣΑΠΕΑ ΕΗ και ΕΗΣ. Εξαιτίας της εγγύτητας με τον Πραγματικό Χρόνο, η συμφωνία για ένα νέο σύνολο διορθωτικών μέτρων και, κατά συνέπεια, η εκτέλεση μιας νέας ΒΔΜ δεν είναι εφικτή.

4. Ο υπολογισμός της ΣΚΔΜ συνιστά έναν κεντρικό υπολογισμό βάσει της ροής φορτίου ο οποίος παρέχει τη βασική παράμετρο που απαιτείται για τον ορισμό του τομέα ΣΚΔΜ: ΣΙΜ. Η ΣΙΜ αντιπροσωπεύει τη μέγιστη ανταλλαγή ισχύος σε ένα σύνορο ζώνης προσφοράς και ο υπολογισμός πραγματοποιείται βάσει της ακόλουθης διαδικασίας:

- α. χρησιμοποιεί το κοινό μοντέλο δικτύου, τις κλείδες μετατόπισης παραγωγής και τη λίστα ΚΣΔ-ΑΣ που ορίζεται σύμφωνα με το άρθρο 6α για τον υπολογισμό της μέγιστης ανταλλαγής ισχύος στα σύνορα ζώνης προσφοράς, που ισούται με τη μέγιστη υπολογισθείσα ανταλλαγή μεταξύ δύο ζωνών προσφοράς σε αμφότερες τις πλευρές του συνόρου ζώνης προσφοράς τηρώντας τα όρια επιχειρησιακής ασφάλειας·
- β. ρυθμίζει τη μέγιστη ανταλλαγή ισχύος με τη χρήση διορθωτικών μέτρων σύμφωνα με το άρθρο 8.

5. Ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας υπολογίζει τη συνολική ΣΙΜ για καθένα από τα σύνορα Βόρειας Ελλάδας (NGR) και Νότιας Ρουμανίας (SRO) υιοθετώντας τις διαδικασίες υπολογισμού ΣΙΜ που περιγράφονται παρακάτω:

- α. Ο Φορέας Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας 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 ΝΑΕ για επικύρωση.

β. Ο Φορέας Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας 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 ΝΑΕ για επικύρωση.

Στόχος αυτών των διεργασιών είναι η αύξηση της συχνότητας υπολογισμού των τιμών ΣΙΜ, κατά τέτοιο τρόπο ώστε οι τιμές ΣΙΜ για τις ΑΧΜ που έχουν τον υψηλότερο χρόνο παράδοσης μεταξύ του τέλους της διαδικασίας υπολογισμού τελευταίας ενδοημερήσιας δυναμικότητας που αφορά αυτές τις ΑΧΜ και της έναρξης της δεδομένης ΑΧΜ να επικαιροποιούνται με πρόσθετες διαδικασίες υπολογισμού δυναμικότητας βάσει επικαιροποιημένων δεδομένων εισόδου (βλ. σχήμα παρακάτω).

		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 2. Διαδικασίες υπολογισμού δυναμικότητας - Εκτιμώμενες ΑΧΜ

Η προτεινόμενη δομή επιτρέπει:

- τη μεγιστοποίηση της συνοχής με τον «ΜΥΔ DA/ID» όσον αφορά τα δεδομένα εισόδου, τις διαδικασίες υπολογισμού των τιμών ΣΙΜ και τα αναμενόμενα αποτελέσματα,
- την αποφυγή οποιασδήποτε ισχυρής απλούστευσης που απαιτείται για την αντιμετώπιση βραχύτερων χρονοδιαγραμμάτων για τη διαδικασία υπολογισμού των τιμών ΣΙΜ,
- τη διασφάλιση επικαιροποιημένων τιμών ΣΙΜ: η υψηλότερη συχνότητα εμφάνισης της διαδικασίας υπολογισμού των τιμών ΣΙΜ δεν αναμένεται να βελτιώσει την ποιότητα των αποτελεσμάτων, δεδομένου ότι θα απαιτούνταν σημαντικές απλουστεύσεις για την αντιμετώπιση αυστηρότερων χρονοδιαγραμμάτων,
- την επικαιροποίηση των τιμών ΣΙΜ μετά από οποιοδήποτε IDGT σε περίπτωση που προκύψουν σχετικές αλλαγές στο σύστημα ισχύος.

6. Η δυναμικότητα που προκύπτει σύμφωνα με την παράγραφο 5 μειώνεται κατά το συνολικό Περιθώριο Αξιοπιστίας κάθε συντονισμένης περιοχής ΝΑΕ (σύνορα Βόρειας Ελλάδας και Νότιας Ρουμανίας). Οι τιμές ΚΔΜ για τα βόρεια σύνορα της Ελλάδας και τα νότια σύνορα της Ρουμανίας υπολογίζονται με βάση τις παρακάτω εξισώσεις:

$$NTC_{NORTH-GREEK-BORDER} = TTC_{NORTH-GREEK-BORDERS} - RM_{NORTH-GREEK-BORDERS}$$

$$NTC_{SOUTH-ROMANIAN-BORDER} = TTC_{SOUTH-ROMANIAN-BORDE} - RM_{SOUTH-ROMANIAN-BORDERS}$$

7. Οι συνολικές τιμές ΚΔΜ που προκύπτουν για τα σύνορα NGR και SRO κατανέμονται σε κάθε σύνορο των σχετικών συντονισμένων περιοχών χρησιμοποιώντας συντελεστές διαχωρισμού οι οποίοι εισήχθησαν στην τροποποιημένη ΠΥΔ ΝΑΕ για το χρονικό πλαίσιο ΕΗ και ΕΗΣ. Ο συντελεστής διαχωρισμού που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της δυναμικότητας εξισορρόπησης θα είναι ο ίδιος που χρησιμοποιείται στις σχετικές διαδικασίες DA-ID. Οι τιμές ΚΔΜ ανά περίγραμμα και κατεύθυνση προσδιορίζονται με τις ακόλουθες εξισώσεις:

$$NTC_{BG-GR} = SF_{BG-GR} * NTC_{NORTH-GREEK-}$$

$$NTC_{GR-BG} = SF_{GR-B} * NTC_{NORTH-GREEK-BORDER}$$

$$NTC_{BG-} = SF_{BG-RO} * NTC_{SOUTH-ROMANIAN-BORDERS}$$

$$NTC_{RO-BG} = SF_{RO-B} * NTC_{SOUTH-ROMANIAN-BORDERS}$$

8. Σύμφωνα με το άρθρο 21 παράγραφος 1 στοιχείο β) σημείο iii) του κανονισμού ΚΔΔΣ, οι ΔΣΜ ΝΑΕ εφαρμόζουν τους κανόνες ώστε να λαμβάνεται υπόψη η ήδη κατανεμημένη διαζωνική δυναμικότητα. Ο στόχος των κανόνων είναι να επαληθευτεί ότι η τιμή ΔΔΜ κάθε συνόρου και κατεύθυνσης της ΠΥΔ ΝΑΕ παραμένει μη αρνητική σε περίπτωση ήδη κατανεμημένης εμπορικής δυναμικότητας.

9. Η ΔΔΜ ανά σύνορο και κατεύθυνση λαμβάνοντας υπόψη τις ΗΚΔ καθορίζεται με τις ακόλουθες εξισώσεις:

$$ATC_{BG-GR} = NTC_{BG-G} - AAC_{BG-GR} + AAC_{GR-BG}$$

$$ATC_{GR-B} = NTC_{GR-B} - AAC_{GR-BG} + AAC_{BG-G}$$

$$ATC_{BG-RO} = NTC_{BG-RO} - AAC_{BG-R} + AAC_{RO-BG}$$

$$ATC_{RO-BG} = NTC_{RO-B} - AAC_{RO-B} + AAC_{BG-R}$$

10. Η ΔΔΜ ανά σύνορο και κατεύθυνση λαμβάνοντας υπόψη τις ΗΟΔ καθορίζεται με τις ακόλουθες εξισώσεις:

$$ATC_{BG-G} = NTC_{BG-GR} - ANC_{BG-G} + ANC_{GR-B}$$

$$ATC_{GR-B} = NTC_{GR-BG} - ANC_{GR-BG} + ANC_{BG-GR}$$

$$ATC_{BG-RO} = NTC_{BG-RO} - ANC_{BG-R} + ANC_{RO-BG}$$

$$ATC_{RO-B} = NTC_{RO} - ANC_{RO-B} + ANC_{BG-RO}$$

11. Ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας παρέχει τη Διαζωνική Δυναμικότητα για κάθε Αγοραία Χρονική Μονάδα, σύνορο ζώνης προσφοράς και κατεύθυνση στην ΠΥΔ ΝΑΕ.

## Άρθρο 10

### Μεθοδολογία για την επικύρωση διαζωνικής δυναμικότητας

1. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ επικυρώνουν τις διαζωνικές δυναμικότητες που υπολογίζονται από τον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας της ΠΥΔ ΝΑΕ. Οι ΔΣΜ θα διενεργούν μόνο μεμονωμένη επικύρωση λόγω του πολύ περιορισμένου χρονοδιαγράμματος στα διάφορα χρονικά πλαίσια. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ επικυρώνουν τις διαζωνικές δυναμικότητες για κάθε σύνορο ζώνης προσφοράς που υπολογίζονται από τον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας για το σύνορο NGR και το σύνορο SRO:

- α. Έως τις 05:00 του χρονικού διαστήματος D για τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 1
- β. Έως τις 17:00 του χρονικού διαστήματος D για τη διαδικασία ΚΥΔ ΧΠΕ 2

2. Κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ, σύμφωνα με το άρθρο 26 παράγραφος 1 και 3 του κανονισμού ΚΔΔΣ, επικυρώνει και έχει το δικαίωμα να διορθώνει τη διαζωνική δυναμικότητα που σχετίζεται με τα σύνορα ζώνης προσφοράς των ΔΣΜ για λόγους επιχειρησιακής ασφάλειας κατά τη διαδικασία της επικύρωσης. Σε εξαιρετικές περιπτώσεις, οι διαζωνικές δυναμικότητες μπορούν να μειωθούν από τους ΔΣΜ. Οι εν λόγω περιπτώσεις περιλαμβάνουν τα εξής:

- α. συντέλεση ενός έκτακτου απρόβλεπτου συμβάντος ή αναγκαστικής διακοπής λειτουργίας σύμφωνα με το άρθρο 3 της ΚΓΛΣ·
- β. όταν όλα τα διαθέσιμα προληπτικά και επανορθωτικά ΔΜ, τα οποία χρειάζονται για τη διασφάλιση της υπολογισθείσας δυναμικότητας, δεν επαρκούν για τη διασφάλιση της επιχειρησιακής ασφάλειας·
- γ. εξαιρετικά χαμηλή ζήτηση ενός ΔΣΜ γεγονός που οδηγεί σε χαμηλή αδράνεια του συστήματος και συνθήκες υψηλής τάσης και επομένως απαιτείται ελάχιστος αριθμός σταθμών ηλεκτροπαραγωγής στο δίκτυο·
- δ. ένα σφάλμα στα εισερχόμενα δεδομένα που έχει ως αποτέλεσμα την υπερεκτίμηση της διαζωνικής δυναμικότητας από άποψη επιχειρησιακής ασφάλειας.

3. Σε περίπτωση που ένας ή περισσότεροι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ δεν επικυρώσουν τη διαζωνική δυναμικότητα που υπολογίστηκε, οι σχετικοί ΔΣΜ παρέχουν στον ΚΥΔ την επικαιροποιημένη τιμή διαζωνικής δυναμικότητας για το υπό εξέταση σύνορο από κοινού με τα αίτια της αλλαγής. Η τελική διαζωνική δυναμικότητα είναι η ελάχιστη τιμή που καθορίζεται από τους ΔΣΜ ΝΑΕ του υπό εξέταση συνόρου.

4. Οποιαδήποτε αύξηση ή μείωση των διαζωνικών δυναμικοτήτων κατά τη διαδικασία επικύρωσης κοινοποιείται και αιτιολογείται στους συμμετέχοντες στην αγορά και στις εθνικές ρυθμιστικές αρχές της ΝΑΕ. Ο ΦΣΥΔ εκδίδει τριμηνιαία έκθεση στις ρυθμιστικές αρχές που περιλαμβάνουν την τιμή της μείωσης στη διαζωνική δυναμικότητα και την αιτία της μείωσης, σύμφωνα με το άρθρο 26 παράγραφος 5 του ΚΔΔΣ. Σε περιπτώσεις μείωσης, η έκθεση περιλαμβάνει πληροφορίες για κάθε σύνορο ζώνης προσφοράς και κατεύθυνση που επηρεάζεται από τη μείωση και για κάθε

ΑΧΜ (όπως ο προσδιορισμός του συνόρου και της κατεύθυνσης, η ποσότητα της μείωσης, οι αναλυτικές αιτίες της μείωσης συμπεριλαμβανομένου του περιορισμού ασφάλειας που παραβιάστηκε και υπό ποιες συνθήκες παραβιάστηκε, οι τιμές πριν και μετά το απρόβλεπτο συμβάν για το ΚΔΜ, τα ΔΜ που περιλήφθηκαν στο ΚΜΔ πριν από τον υπολογισμό δυναμικότητας, σε περίπτωση μείωσης λόγω μεμονωμένης επικύρωσης, ο ΔΣΜ που επικαλείται τη μείωση) και τα προτεινόμενα μέτρα για την αποφυγή παρόμοιων μειώσεων στο μέλλον. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ θα πρέπει επίσης να παρέχουν περαιτέρω διευκρινίσεις σε περίπτωση αύξησης των διαζωνικών δυναμικότητας λόγω μεμονωμένης επικύρωσης. Η έκθεση περιλαμβάνει επίσης τουλάχιστον τις ακόλουθες συγκεντρωτικές πληροφορίες: στατιστικά στοιχεία σχετικά με τον αριθμό, τις αιτίες, την ποσότητα και την εκτιμώμενη απώλεια του οικονομικού πλεονάσματος των μειώσεων που έχουν εφαρμοστεί από διαφορετικούς ΔΣΜ και τα γενικά μέτρα για την αποφυγή της μείωσης δυναμικότητας στο μέλλον.

5. Όταν ένας δεδομένος ΔΣΜ ΝΑΕ μειώσει τη δυναμικότητα για το σύνορό του πάνω από το 1% των ΑΧΜ του τριμήνου που αναλύεται, ο εν λόγω ΔΣΜ παρέχει στον ΦΣΥΔ μια αναλυτική έκθεση και ένα σχέδιο δράσης που περιγράφει πώς οι εν λόγω αποκλίσεις αναμένονται να εξαλειφθούν και να επιλυθούν στο μέλλον. Η εν λόγω έκθεση και το σχέδιο δράσης περιλαμβάνεται ως παράρτημα στην τριμηνιαία έκθεση.

## Άρθρο 11

### Διαδικασία επικαιροποίησης ΣΙΜ

1. Για κάθε ΑΧΜ, μετά τη σχετική ΕΗΣ ΧΣΛΠ, κάθε ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ παρακολουθεί οποιαδήποτε σχετική απόκλιση που προκύπτει λόγω μη προγραμματισμένης διακοπής στοιχείων του δικτύου με αντίκτυπο στη συνοριακή δυναμικότητα από τις υποθέσεις που υιοθετήθηκαν στο πλαίσιο της τελευταίας διαδικασίας υπολογισμού δυναμικότητας και επηρεάζει την εν λόγω ΑΧΜ και ενδεχομένως τις επόμενες ΑΧΜ, και ενημερώνει τον Φορέα Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας αν οι εν λόγω αποκλίσεις αναμένεται να επηρεάσουν σε σημαντικό βαθμό τη χρήση της δυναμικότητας κατά τις επερχόμενες διαδικασίες εξισορρόπησης.

2. Στη συγκεκριμένη περίπτωση, ζητείται η διενέργεια συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας προκειμένου να επικαιροποιηθούν οι υπολογισμοί της διαζωνικής δυναμικότητας που αφορά την/τις επηρεαζόμενη/-ες 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):

α. μη προγραμματισμένη διακοπή λειτουργίας των στοιχείων του δικτύου η οποία έχει αντίκτυπο στη δυναμικότητα των συνόρων·

β. τον κατάλογο των συνόρων και των κατευθύνσεων της Ζώνης Προσφορών που θεωρείται ότι επηρεάζονται και για τα οποία ζητείται η διενέργεια νέου υπολογισμού·



γ. τα επικαιροποιημένα εισερχόμενα δεδομένα που απαιτούνται για τον υπολογισμό της δυναμικότητας με βάση τη διαδικασία υπολογισμού της ΣΙΜ·

4. ο Φορέας Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας ορίζει επικαιροποιημένες τιμές ΚΔΜ 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·

5. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ επικυρώνουν τις τιμές ΚΔΜ που υπολογίζονται από τον Φορέα Συντονισμένου Υπολογισμού Δυναμικότητας τουλάχιστον 15 λεπτά πριν από την έναρξη ισχύος της/των ΑΧΜ· Ο ΚΥΔ και οι ΔΣΜ ΝΑΕ διασφαλίζουν ότι η επικυρωμένη διαζωνική δυναμικότητα παρέχεται στα πλατφόρμες εξισορρόπησης·

## Άρθρο 12

### Διαδικασίες επαναφοράς

1. Πριν από κάθε ΥΔ που εκτελείται στο ΧΠΕ, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ εξασφαλίζουν ότι παρέχονται στον φορέα συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας οι τελευταίες συντονισμένες δυναμικότητες εντός του ενδοημερήσιου χρονικού πλαισίου.

2. Όσον αφορά τον ΥΔ που εκτελείται στο ΧΠΕ, σε περίπτωση που προκύψει κάποιο συμβάν στη διαδικασία ΥΔ και ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας δεν είναι σε θέση να παραγάγει αποτελέσματα εντός του προβλεπόμενου χρόνου για τη διαδικασία υπολογισμού, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ επικυρώνουν τις τελευταίες συντονισμένες διαζωνικές δυναμικότητες που υπολογίζονται εντός του ενδοημερήσιου χρονικού πλαισίου. Έπειτα από το συγκεκριμένο βήμα επικύρωσης, ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας ή οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ, ανάλογα με την περίπτωση, υποβάλλουν τις διαζωνικές δυναμικότητες στις πλατφόρμες εξισορρόπησης και χρησιμοποιούν την εν λόγω συντονισμένη τιμή για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ή για τη λειτουργία της διαδικασίας συμψηφισμού αποκλίσεων.

## Άρθρο 13

### Δημοσίευση δεδομένων

1. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ και ο ΚΥΔ δημοσιεύουν τα ακόλουθα δεδομένα σχετικά με τον ΥΔ:

- α. τις τιμές ΚΔΜ που έχουν υπολογιστεί από τον ΚΥΔ για το χρονικό πλαίσιο της αγοράς εξισορρόπησης·
- β. τις τιμές ΚΔΜ που έχουν καθοριστεί για τα χρονικά πλαίσια της αγοράς εξισορρόπησης·
- γ. τα ΠΑ για κάθε κατεύθυνση των συνόρων της ΠΥΔ ΝΑΕ·
- δ. Δημοσιεύονται τα ΔΜ από τον ΣΔΜ και για κάθε ΔΜ, ο τύπος του ΔΜ, η τοποθεσία του ΔΜ, εάν το ΔΜ ήταν επανορθωτικό ή προληπτικό. Εάν το ΔΜ ήταν επανορθωτικό, μια

λίστα αναγνωριστικών ΚΣΔ-ΑΣ που να περιγράφουν το ΚΣΔ-ΑΣ με το οποίο σχετίζεται το ΔΜ.

- ε. περιοριστικά ΚΣΔ-ΑΣ·
- στ. για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ, δημοσιεύονται οι μέθοδοι για τον προσδιορισμό  $I_{max}$ ·
- ζ. για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ, τον κωδικό αναγνώρισης ενέργειας (ΚΑΕ) του ΚΣΔ και το απρόβλεπτο συμβάν·
- η. τα πραγματικά ονόματα των ΚΣΔ-ΑΣ·
- θ. τις ακόλουθες προβλεπόμενες πληροφορίες που περιέχονται στο ΚΜΔ για κάθε ΑΧΜ και ζώνη προσφοράς της ΠΥΔ ΝΑΕ:
  - i. το φορτίο·
  - ii. την παραγωγή·
  - iii. την καθαρή θέση·
  - iv. προγράμματα ανταλλαγής σε σύνορα ζωνών προσφοράς που δεν ανήκουν στην ΠΥΔ ΝΑΕ.

2. Όλα τα δεδομένα που απαριθμούνται στην παράγραφο 1 δημοσιεύονται μετά από κάθε διαδικασία ΥΔ ΧΠΕ ή διαδικασία επικαιροποίησης των τιμών ΣΙΜ.

Ένας μεμονωμένος ΔΣΜ ΝΑΕ δύναται να παρακρατεί πληροφορίες που γνωστοποιούν στοιχεία σχετικά με την τοποθεσία που αναφέρονται στην παράγραφο (1) στοιχεία γ), δ), ε), στ), ζ(, η) εάν απαιτείται από αρμόδια ρυθμιστική αρχή ή από σχετική εθνική νομοθεσία για λόγους προστασίας της κρίσιμης υποδομής. Στην περίπτωση αυτή, οι πληροφορίες που αναφέρονται στην παράγραφο (1) στοιχείο στ) αντικαθίστανται από ένα ανώνυμο αναγνωριστικό το οποίο είναι σταθερό για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ για όλες τις αγοραίες χρονικές μονάδες. Το ανώνυμο αναγνωριστικό χρησιμοποιείται επίσης σε άλλες επικοινωνίες των ΔΣΜ σχετικά με τα ΚΣΔ-ΑΣ, συμπεριλαμβανομένης της επικοινωνίας σχετικά με μια διακοπή λειτουργίας ή επένδυση στην υποδομή.

3. Τυχόν αλλαγή στα αναγνωριστικά που χρησιμοποιούνται στην παράγραφο (1) στοιχείο στ) και στην παράγραφο (2) γνωστοποιείται δημοσίως τουλάχιστον έναν μήνα πριν από τη θέση της σε ισχύ. Η ειδοποίηση περιλαμβάνει τουλάχιστον την ημέρα της θέσης ισχύος των νέων αναγνωριστικών και της αντιστοιχίας του παλαιού με το νέο αναγνωριστικό για κάθε ΚΣΔ-ΑΣ.

4. Οι ρυθμιστικές αρχές μπορούν να ζητήσουν τη δημοσίευση πρόσθετων πληροφοριών από τους ΔΣΜ. Οι σχετικοί ΔΣΜ δημοσιεύουν τις εν λόγω πληροφορίες εάν ζητηθούν από την αρμόδια ρυθμιστική αρχή. Όλες οι ρυθμιστικές αρχές συντονίζουν τα αιτήματά τους μεταξύ τους, μεταξύ των σχετικών ενδιαφερόμενων μερών και του Οργανισμού.

## Άρθρο 14

### Υποβολή εκθέσεων

1. Ο ΦΣΥΔ, με την υποστήριξη των ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ, κατά περίπτωση, συντάσσει και δημοσιεύει μια ετήσια έκθεση και μια τριμηνιαία έκθεση εκπληρώνοντας τις υποχρεώσεις αναφοράς που ορίζονται στην παρούσα μεθοδολογία. Η έκθεση θα πρέπει να περιέχει τουλάχιστον πληροφορίες σχετικά με:

- α. τη διασυνοριακή δυναμικότητα που διατέθηκε στην αγορά·
- β. τα ΚΣΔ-ΑΣ που περιορίζουν τις τιμές ΚΔΜ·

2. Ο φορέας συντονισμένου υπολογισμού δυναμικότητας περιλαμβάνει στην ετήσια και τριμηνιαία έκθεση όλες τις μειώσεις/αυξήσεις που έλαβαν χώρα κατά την επικύρωση της διαζωνικής δυναμικότητας και στις οποίες συμπεριλαμβάνεται η αιτία που οδήγησε σε αυτές.

## Άρθρο 15

### Δημοσίευση και εφαρμογή της ΜΥΔ ΧΠΕ

1. Σύμφωνα με το άρθρο 3 [σημείο 2 στοιχείο β)] του κανονισμού ΕΗΕ που στοχεύει στη διασφάλιση και την ενίσχυση της διαφάνειας και της αξιοπιστίας των πληροφοριών σε όλες τις ρυθμιστικές αρχές και τους συμμετέχοντες στην αγορά, οι ΔΣΜ ΝΑΕ και ο ΚΥΔ δημοσιεύουν τακτικά τα δεδομένα σχετικά με τη διαδικασία υπολογισμού της δυναμικότητας εξισορρόπησης σύμφωνα με την παρούσα μεθοδολογία σε ειδική διαδικτυακή πλατφόρμα επικοινωνίας όπου δημοσιεύονται δεδομένα υπολογισμού δυναμικότητας για το σύνολο της ΠΥΔ ΝΑΕ.

2. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ προχωρούν στη δημοσίευση της ΜΥΔ ΧΠΕ χωρίς αδικαιολόγητη καθυστέρηση αφού αυτή εγκριθεί από όλες τις ΕΡΑ της ΠΥΔ ΝΑΕ.

3. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ δοκιμάζουν τις διαδικασίες υπολογισμού δυναμικότητας που προβλέπει η ΜΥΔ ΧΠΕ ΝΑΕ για περίοδο τουλάχιστον έξι μηνών πριν από την εφαρμογή της παρούσας ΜΥΔ ΧΠΕ.

4. Κατά την περίοδο δοκιμής, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ υποβάλλουν τα αποτελέσματα της δοκιμής στις αρμόδιες ΕΡΑ.

5. Οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ εφαρμόζουν τη ΜΥΔ ΧΠΕ το αργότερο 12 μήνες μετά την εφαρμογή του δεύτερου σταδίου της μεθοδολογίας ΣΠΕΑ, ενώ η περίοδος δοκιμών αρχίζει το αργότερο 6 μήνες μετά την εφαρμογή του δεύτερου σταδίου της μεθοδολογίας ΣΠΕΑ.

6. Αν οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ δεν είναι σε θέση να ανταποκριθούν σε οποιαδήποτε από τις προθεσμίες που ορίζονται στο παρόν άρθρο, ενημερώνουν όλες τις ΕΡΑ της ΠΥΔ ΝΑΕ τουλάχιστον έξι μήνες πριν από την επηρεαζόμενη προθεσμία.

7. Οι ΔΣΜ ΝΑΕ δεσμεύονται να διενεργήσουν και να αποστείλουν στις ΕΡΑ ΝΑΕ μελέτη μετά την έναρξη λειτουργίας 12 μήνες μετά την έναρξη ισχύος της ΜΥΔ ΧΠΕ, προκειμένου να αξιολογήσουν τα οφέλη από την αύξηση της συχνότητας των υπολογισμών των τιμών ΚΔΜ με βάση τις πιο πρόσφατες διαθέσιμες προβλέψεις μοντέλων δικτύου. Η ανάλυση εστιάζει στη συνολική αποτελεσματικότητα μιας τέτοιας υλοποίησης. Η μελέτη μετά τη θέση σε λειτουργία θα περιλαμβάνει μια περίοδο 6 μηνών, όταν η εμπειρία και τα δεδομένα από τις διαδικασίες ΥΕΗΣΔ / ΣΠΕΑ καταστούν διαθέσιμα.

8. Μέχρι την έναρξη ισχύος της παρούσας ΜΥΔ ΧΠΕ, οι ΔΣΜ της ΠΥΔ ΝΑΕ χρησιμοποιούν τη διαζωνική δυναμικότητα που απομένει μετά τη χρονική στιγμή λήξης υποβολής προσφορών διαζωνικής ενδοημερήσιας αγοράς, σε συμμόρφωση με το άρθρο 37 παράγραφος 2 του κανονισμού ΚΓΕΗΕ.

## **Άρθρο 16**

### **Γλώσσα**

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