



ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

18 Οκτωβρίου 2018

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ

Αρ. Φύλλου 4642

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

1. Λήψη απόφασης περί της τροποποίησης από τους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς της πρότασής τους για μεθοδολογία ανάλυσης κόστους οφέλους σύμφωνα με το άρθρο 156 (11) του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής, της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.
2. Λήψη απόφασης περί της τροποποίησης από τους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς της πρότασής τους για τις βασικές οργανωτικές απαιτήσεις, καθήκοντα και αρμοδιότητες (στο εξής «ΒΟΑΚΑ») που σχετίζονται με την ανταλλαγή δεδομένων σύμφωνα με το άρθρο 40 παράγραφος 6 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής, της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. απόφ. 773/2018

(1)

Λήψη απόφασης περί της τροποποίησης από τους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς της πρότασής τους για μεθοδολογία ανάλυσης κόστους οφέλους σύμφωνα με το άρθρο 156 (11) του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής, της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
(Συνεδρίαση 6 Αυγούστου 2018)

Λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α' 185/30.09.2016) «Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης, για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και διαρθρωτικών μεταρρυθμί-

σεων ν και άλλες διατάξεις» και ιδίως των άρθρων 6 και 12 αυτού του Κεφαλαίου Γ του νόμου αυτού.

2. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179/22.08.2011) «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις», όπως ισχύει, ιδίως των άρθρων 22 και 32 αυτού.

3. Τις διατάξεις του κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 1228/2003 (ΕΕ L 211 της 14.08.2009 σελ. 15).

4. Τις διατάξεις του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής της 24ης Ιουλίου 2015 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης.

5. Τις διατάξεις του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΕΕ L 220 της 25.07.2015, σελ. 1 επ.) και ιδίως των άρθρων 151 και 6 αυτού.

6. Την αριθμ. ΡΑΕ 1-234101/19.03.2018 επιστολή της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με θέμα «Έγκριση πρότασης όλων των ΔΣΜ των συγχρονισμένων περιοχών CE και Σκανδιναβίας σχετικά με τις παραδοχές και τη μεθοδολογία για την ανάλυση κόστους/οφέλους που πρέπει να διενεργηθεί, ώστε να εκτιμηθεί το χρονικό διάστημα που απαιτείται για να παραμείνουν διαθέσιμες οι μονάδες ή οι ομάδες παροχής ΕΔΣ με ταμειυτήρες περιορισμένης ενέργειας κατά τη διάρκεια κατάστασης συναγερμού σύμφωνα με το άρθρο 156 παράγραφος 11 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας» στην οποία συμπεριλαμβάνεται η ανωτέρω κοινή πρόταση των ΔΣΜ και η μετάφραση της στην ελληνική γλώσσα (ΡΑΕ 1-236986/18.5.2018).

7. Τη Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ επί της κοινής πρότασης όλων των διαχειριστών συστήματος μεταφοράς (ΔΣΜ) της Ηπειρωτικής Ευρώπης (CE) και της Σκανδιναβίας για τις παραδοχές και τη μεθοδολογία ανάλυσης κόστους/οφέλους ώστε να εκτιμηθεί το χρονικό διάστημα

μα που απαιτείται να παραμείνουν διαθέσιμες οι μονάδες ή οι ομάδες παροχής εφεδρειών διατήρησης συχνότητας (ΕΔΣ) με ταμειυτήρες περιορισμένης ενέργειας κατά τη διάρκεια κατάστασης συναγερμού σύμφωνα με το άρθρο 156 παράγραφος 11 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής, της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία έλαβε χώρα από 25.05.2018 έως και 29.06.2018.

8. Την από 1.08.2018 ηλεκτρονική επιστολή της ARERA (Ιταλός Ρυθμιστής) προς την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, τον Οργανισμό Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ - ACER) και το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ-ηλ/ENTSO-E) με συνημμένη την απόφαση των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών επί της τροποποίησης της πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) της Ηπειρωτικής Ευρώπης (CE) και της Σκανδιναβίας για τις παραδοχές και τη μεθοδολογία ανάλυσης κόστους/οφέλους ώστε να εκτιμηθεί το χρονικό διάστημα που απαιτείται να παραμείνουν διαθέσιμες οι μονάδες ή οι ομάδες παροχής εφεδρειών διατήρησης συχνότητας (ΕΔΣ) με ταμειυτήρες περιορισμένης ενέργειας κατά τη διάρκεια κατάστασης συναγερμού σύμφωνα με το άρθρο 156 παράγραφος 11.

9. 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 ΡΑΕ, δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

10. 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) αριθμ. 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) αριθμ. 1228/2003 (σχετ. 3).

Επειδή, στη συνέχεια, με εξουσιοδότηση που προβλέπεται στο άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 και ιδίως της παραγράφου 3 στοιχείο δ) και παραγράφου 5 του εν λόγω άρθρου, εξεδόθη από την Επιτροπή ο αριθμ. 2017/1485 Κανονισμός (ΕΕ) της 2ας Αυγούστου 2017 (εφεξής «Κανονισμός» σχετ. 5), με τον οποίο καθορίζονται κατευθυντήριες γραμμές σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα Κράτη Μέλη.

Επειδή, στόχος του ανωτέρω κανονισμού είναι, μεταξύ άλλων, α) η θέσπιση απαιτήσεων και αρχών σχετικά με την επιχειρησιακή ασφάλεια και β) η θέσπιση κανόνων και αρμοδιοτήτων για τον συντονισμό και την ανταλλαγή δεδομένων μεταξύ Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (εφεξής ΔΣΜ), μεταξύ Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς και Διαχειριστών Συστημάτων Διανομής

και μεταξύ Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς ή Διαχειριστών Συστημάτων Διανομής και Σημαντικών Χρηστών Δικτύου, κατά τον επιχειρησιακό σχεδιασμό και τη λειτουργία σε σχεδόν πραγματικό χρόνο. Επειδή, η πρόταση για τη μεθοδολογία ΑΚΟ όσον αφορά την ΕΔΣ συμβάλλει στην επιδίωξη επίτευξης των γενικών στόχων του κανονισμού για τις κατευθυντήριες γραμμές για τη λειτουργία του συστήματος για τη διασφάλιση της επιχειρησιακής ασφάλειας καθορίζοντας το κατάλληλο χρονικό διάστημα για την πλήρη ενεργοποίηση της ΕΔΣ σε κατάσταση συναγερμού λαμβάνοντας υπόψη το κόστος και τα οφέλη του καθορισμένου χρονικού διαστήματος προς όφελος όλων των συμμετεχόντων στην αγορά και των τελικών καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας.

Επειδή, σύμφωνα με το άρθρο 156 παράγραφος 11 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπονται τα εξής:

«Εντός 6 μηνών από την έναρξη ισχύος του παρόντος κανονισμού, οι ΔΣΜ των συγχρονισμένων περιοχών CE και Σκανδιναβίας προτείνουν παραδοχές και μεθοδολογία για την ανάλυση κόστους/οφέλους που πρέπει να διενεργηθεί, ώστε να εκτιμηθεί το χρονικό διάστημα που απαιτείται να παραμείνουν διαθέσιμες οι μονάδες ή οι ομάδες παροχής ΕΔΣ με ταμειυτήρες περιορισμένης ενέργειας κατά τη διάρκεια κατάστασης συναγερμού. Το αργότερο 12 μήνες μετά την έγκριση των παραδοχών και της μεθοδολογίας όλων των ρυθμιστικών αρχών της οικείας περιφέρειας, οι ΔΣΜ των συγχρονισμένων περιοχών CE και Σκανδιναβίας υποβάλλουν τα αποτελέσματα των οικείων αναλύσεων κόστους/οφέλους στις ενδιαφερόμενες ρυθμιστικές αρχές, υποδεικνύοντας κατάλληλο χρονικό διάστημα, το οποίο δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερο των 30 και μικρότερο των 15 λεπτών.

Η ανάλυση κόστους/οφέλους λαμβάνει υπόψη τουλάχιστον:

α) την πείρα που έχει συγκεντρωθεί με διαφορετικά χρονικά πλαίσια και μερίδια αναδυόμενων τεχνολογιών στις διάφορες ενότητες ΕΦΣ

β) τον αντίκτυπο καθορισμένου χρονικού διαστήματος στο συνολικό κόστος των εφεδρειών ΕΔΣ στη συγχρονισμένη περιοχή

γ) τον αντίκτυπο καθορισμένου χρονικού διαστήματος στους κινδύνους για τη σταθερότητα του συστήματος, ιδίως σε παρατεταμένα ή επαναλαμβανόμενα σε τακτικά διαστήματα συμβάντα

δ) τον αντίκτυπο στους κινδύνους για τη σταθερότητα του συστήματος και στο συνολικό κόστος των ΕΔΣ σε περίπτωση αύξησης του συνολικού όγκου των ΕΔΣ

ε) τον αντίκτυπο των τεχνολογικών εξελίξεων στο κόστος των περιόδων διαθεσιμότητας για ΕΔΣ από τις από τις μονάδες παροχής ΕΔΣ ή τις ομάδες παροχής ΕΔΣ με ταμειυτήρες περιορισμένης ενέργειας».

Επειδή, κατά τις παρ. 1 και 2 του άρθρου 6 του κανονισμού, οι προτάσεις των ΔΣΜ για τις καίριες οργανωτικές απαιτήσεις, τα καθήκοντα και τις αρμοδιότητες όσον αφορά την ανταλλαγή δεδομένων που σχετίζονται με

την επιχειρησιακή ασφάλεια, κατά το άρθρο 40 παρ. 6 του κανονισμού, υπόκειται στην έγκριση όλων των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών.

Επειδή, κατά την παρ. 7 του άρθρου 6 του κανονισμού: «Όταν για την έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών απαιτείται απόφαση από περισσότερες της μίας ρυθμιστικές αρχές, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές διαβουλεύονται και συνεργάζονται στενά και συντονίζονται μεταξύ τους, με στόχο την επίτευξη συμφωνίας. Όταν ο Οργανισμός εκδίδει γνώμη, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν υπόψη την εν λόγω γνώμη. Οι ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν αποφάσεις σχετικά με τους όρους και τις προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που υποβλήθηκαν σύμφωνα με τις παραγράφους 2 και 3, εντός έξι μηνών από την παραλαβή των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών από τη ρυθμιστική αρχή ή, κατά περίπτωση, από την τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή».

Επειδή, κατά την παρ. 1 του άρθρου 7 του κανονισμού, Όταν μία ή περισσότερες ρυθμιστικές αρχές ζητούν τροποποίηση για να εγκρίνουν τους όρους και τις προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που υποβάλλονται σύμφωνα με το άρθρο 6 παράγραφοι 2 και 3, οι οικείοι ΔΣΜ υποβάλλουν πρόταση τροποποίησης των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών προς έγκριση εντός δύο μηνών από το αίτημα των ρυθμιστικών αρχών. Οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν απόφαση σχετικά με τους τροποποιημένους όρους και προϋποθέσεις ή τις μεθόδους εντός δύο μηνών από την υποβολή τους.

Επειδή, η απαίτηση για τροποποίηση εκ μέρους των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών υποβάλλεται στους ΔΣΜ κατόπιν σχετικής απόφασης και εντός των προθεσμιών των άρθρων 40 και 7 του κανονισμού.

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

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

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

«7 Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ έχει τις αρμοδιότητες που προβλέπονται στον Κανονισμό (ΕΚ) 714/2009 και στον Κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222. 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 την υπό σχετ. 5 επιστολή, υπεβλήθη στη ΡΑΕ αρχική πρόταση όλων των ΔΣΜ των συγχρονισμένων περιοχών CE και Σκανδιναβίας σχετικά με τις παραδοχές και τη μεθοδολογία για την ανάλυση κόστους/οφέλους που πρέπει να διενεργηθεί, ώστε να εκτιμηθεί το χρονικό διάστημα που απαιτείται για να παραμείνουν διαθέσιμες οι μονάδες ή οι ομάδες παροχής ΕΔΣ με ταμειυτήρες περιορισμένης ενέργειας κατά τη διάρκεια κατάστασης

συναγερμού, ως ΔΣΜ που υπόκειται στις διατάξεις του κανονισμού κατά το άρθρο 6 αυτού, σε συνεργασία με όλους τους αρμόδιους ΔΣΜ στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού Δικτύου Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ-ηλ/ENTSO-E).

Επειδή, η ΡΑΕ, από 25.05.2018 έως και 29.06.2018 έθεσε σε δημόσια διαβούλευση την υπό σχετ. 5 πρόταση, μετά της μεταφράσεως της στην ελληνική γλώσσα, σχετικά με τις παραδοχές και τη μεθοδολογία για την ανάλυση κόστους/οφέλους που πρέπει να διενεργηθεί, ώστε να εκτιμηθεί το χρονικό διάστημα που απαιτείται για να παραμείνουν διαθέσιμες οι μονάδες ή οι ομάδες παροχής ΕΔΣ με ταμειυτήρες περιορισμένης ενέργειας κατά τη διάρκεια κατάστασης συναγερμού, κατά τη διάρκεια της οποίας δεν υπεβλήθησαν παρατηρήσεις.

Επειδή, στη συνέχεια οι Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές κατόπιν της συνεδρίασης της 30ης Ιουλίου 2018 και της ηλεκτρονικής ψηφοφορίας που ολοκληρώθηκε την ίδια ημέρα, συμφώνησαν ομόφωνα (unanimous agreement), επί της τροποποίησης της ανωτέρω πρότασης των ΔΣΜ, ως φαίνεται στη σελ. 13 του παρόντος στο τμήμα "List of action points".

Επειδή, ομοίως με την υπό σχετ. 7 επιστολή γνωστοποιήθηκε προς την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, τον Οργανισμό Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ - ACER) και το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-e) η ανωτέρω απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών περί τροποποίησης της εν λόγω πρότασης των ΔΣΜ, προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης της παρ. 8 του άρθρου 6 του κανονισμού το οποίο προβλέπει ότι «8. Όταν δεν κατέστη δυνατόν οι ρυθμιστικές αρχές να καταλήξουν σε συμφωνία εντός της περιόδου που αναφέρεται στην παράγραφο 7, ή κατόπιν κοινού αιτήματός τους, ο Οργανισμός εκδίδει απόφαση σχετικά με τους υποβληθέντες όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες εντός έξι μηνών, σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 1 του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 713/2009».

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.....

Για τους παραπάνω λόγους, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά τα άρθρα 6 (παρ. 2 και 3) και 40 παράγραφος 6 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485, 6 του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α' 185) και 22 και 32 του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179):

1. Τη λήψη απόφασης περί τροποποίησης από τους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς της πρότασης τους για μεθοδολογία κόστους οφέλους σύμφωνα με το άρθρο 156 (11) του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής, της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον κα-

θορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ως κατωτέρω.

2. Την κοινοποίηση της παρούσας απόφασης στην εταιρεία με την επωνυμία «ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΕ», και με διακριτικό τίτλο «ΑΔΜΗΕ Α.Ε.» για τις σχετικές της ενέργειες σύμφωνα με τον Κανονισμό.

3. Την ανάρτηση της παρούσα απόφασης στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΕ και τη δημοσίευση της στο Φύλλο Εφημερίδος της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ).

«REQUEST FOR AMENDMENT BY REGULATORY AUTHORITIES

ON

ALL CONTINENTAL EUROPE AND NORDIC
TSOS' PROPOSAL FOR A COST BENEFIT ANALYSIS
METHODOLOGY IN ACCORDANCE WITH ARTICLE 156
(11) OF THE COMMISSION REGULATION (EU) 2017/
1485 OF 2 AUGUST 2017 ESTABLISHING A GUIDELINE
ON ELECTRICITY TRANSMISSION SYSTEM OPERATION

30 July 2018

I. Introduction and legal context

This document elaborates an agreement of the Regulatory Authorities of Nordic and Continental Europe synchronous areas (hereinafter: Regulatory Authorities), agreed on 30 July 2018, on the Nordic and Continental Europe TSOs' proposal for a Cost Benefit Analysis Methodology (hereinafter: CBA) in accordance with Article 156(11) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on Electricity Transmission System Operation (hereinafter: SO GL).

This agreement of the Regulatory Authorities shall provide evidence that a decision on the CBA does not, at this stage, need to be adopted by ACER pursuant to Article 6(8) of SO GL. It is intended to constitute the basis on which the Regulatory Authorities will each subsequently request an amendment to the CBA pursuant to Article 7 of SO GL.

The legal provisions that lie at the basis of the CBA, and this Regulatory Authorities agreement on the above mentioned methodology, can be found in Articles 4 and 156 of SO GL. They are set out here for reference.

Article 4 - Objectives and regulatory aspects

1 This Regulation aims at:

- (a) determining common operational security requirements and principles;
- (b) determining common interconnected system operational planning principles;
- (c) determining common load-frequency control processes and control structures;
- (d) ensuring the conditions for maintaining operational security throughout the Union;
- (e) ensuring the conditions for maintaining a frequency quality level of all synchronous areas throughout the Union;
- (f) promoting the coordination of system operation and operational planning;

(g) ensuring and enhancing the transparency and reliability of information on transmission system operation;

(h) contributing to the efficient operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union.

2 When applying this Regulation, Member States, competent authorities, and system operators shall:

(a)(...)

(b)(...);

(c) apply the principle of optimisation between the highest overall efficiency and lowest total costs for all parties involved

[...]

Article 156 - FCR provision

[...]

7. An FCR providing unit or FCR providing group with an energy reservoir that does not limit its capability to provide FCR shall activate its FCR for as long as the frequency deviation persists.)(...).

8. A FCR providing unit or FCR providing group with an energy reservoir that limits its capability to provide FCR shall activate its FCR for as long as the frequency deviation persists, unless its energy reservoir is exhausted in either the positive or negative direction. (...)

9. For the CE and Nordic synchronous areas, each FCR provider shall ensure that the FCR from its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are continuously available during normal state. For the CE and Nordic synchronous areas, as of triggering the alert state and during the alert state, each FCR provider shall ensure that its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously for a time period to be defined pursuant to paragraphs 10 and 11. Where no period has been determined pursuant to paragraphs 10 and 11, each FCR provider shall ensure that its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs are able to fully activate FCR continuously for at least 15 minutes or, in case of frequency deviations that are smaller than a frequency deviation requiring full FCR activation, for an equivalent length of time, or for a period defined by each TSO, which shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes.

11. For the CE and Nordic synchronous areas, all TSOs shall develop a proposal concerning the minimum activation period to be ensured by FCR providers. The period determined shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes. The proposal shall take full account of the results of the cost-benefit analysis conducted pursuant to paragraph 11.

12. By 6 months after entry into force of this regulation, the TSOs of the CE and Nordic synchronous areas shall propose assumptions and methodology for a cost-benefit analysis to be conducted, in order to assess the time period required for FCR providing units or groups with limited energy reservoirs to remain available during alert state.

By 12 months after approval of the assumptions and methodology by all regulatory authorities of the concerned region, the TSOs of the CE and Nordic synchronous areas shall submit the results of their cost-benefit analysis to the concerned regulatory authorities, suggesting a time period which shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes. The cost-benefit analysis shall take into account at least:

(a) experiences gathered with different timeframes and shares of emerging technologies in different LFC blocks;

(b) the impact of a defined time period on the total cost of FCR reserves in the synchronous area;

(c) the impact of a defined time period on system stability risks, in particular through prolonged or repeated frequency events;

(d) the impact on system stability risks and total cost of FCR in case of increasing total volume of FCR;

(e) the impact of technological developments on costs of availability periods for FCR from its FCR providing units or groups with limited energy reservoirs.

13. The FCR provider shall specify the limitations of the energy reservoir of its FCR providing units or FCR providing groups in the prequalification process in accordance with Article 155.

14. A FCR provider using FCR providing units or FCR providing group with an energy reservoir that limits their capability to provide FCR shall ensure the recovery of the energy reservoirs in the positive or negative directions in accordance with the following criteria:

(a)(...)

(b) for the CE and Nordic synchronous areas, the FCR provider shall ensure the recovery of the energy reservoirs as soon as possible, within 2 hours after the end of the alert state.

II. The Nordic and Continental Europe TSOs' proposal

The CBA was consulted by the Nordic and Continental Europe TSOs through ENTSO-E for one month from 10 January 2018 to 18 February 2018, in line with Article 11 of SO GL.¹ The final CBA was received by the last Regulatory Authority of the Nordic and Continental Europe synchronous areas on 18 April 2018. The proposal includes proposed timescales for its implementation and a description of its expected impact on the objectives of SO GL, in line with Article 6(6) of SO GL.

Article 6(7) of SO GL requires the Regulatory Authorities to consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement, and make decisions within six months following receipt of submissions of the last Regulatory Authority concerned. A decision is therefore required by each Regulatory Authority by 18 October 2018.

The CBA aims to set the minimum delivery period in the alert state for the FCR production units with low energy reservoirs (hereinafter: LER).

Different combinations of LER share (from 10% to 100% with a 10% step) and delivery period (15 min,

20 min, 25 min and 30 min) are explored and the best solution is selected by estimating the overall FCR cost and the acceptability of each combination against the most relevant real historical frequency events.

FCR cost is assessed by the mean of a probabilistic simulation model, based on a Monte Carlo approach, with three different input data:

- a) deterministic frequency deviations
- b) long lasting frequency deviations
- c) outages.

All the available information related to the dependence amongst the three input data listed above are taken into account in order to avoid the double counting phenomena.

FCR cost is computed based on the market experience for non LER FCR units, looking at energy price and marginal production cost; for existing LER OPEX and opportunity costs are considered, while for new LER (new investments) also the investment cost is taken into account where sustained explicitly to qualify for FCR provision.

The acceptability against the most relevant frequency events is evaluated with a dedicated process, by testing the system with LER with the same frequency trend occurred in the considered events: the goal is to evaluate whether the presence of LER would have been sustainable or whether it would have caused worse conditions. In particular for Continental Europe Italian blackout on 28 September 2003 and European blackout on 4 November 2006 are considered.

The delivery period will be proposed by 12 months after the approval of the CBA: the selected period will contain the FCR cost, without jeopardizing system security.

III. The Regulatory Authorities' position

General comments

Regulatory Authorities appreciate the effort by the TSOs to clarify most of the issues posed by the Regulatory Authorities in their shadow opinion.

From general point of view Regulatory Authorities are fine with the proposal: all the provisions listed in Article 156(11) of SO GL are matched and the TSOs in particular clarify the interdependencies between the different input data and the different costs taken into account to build the LER cost curve.

As far the implementation is concerned, Article 9 of the CBA states that: "In any case following any significant change of the assumptions for the cost benefit analysis after entering into force of the Time Period, all TSOs of the CE and Nordic synchronous areas shall submit the results of an updated cost-benefit analysis to the concerned regulatory authorities, suggesting an updated time period which shall not be greater than 30 or smaller than 15 minutes". Regulatory Authorities clarify that the CBA may need to be rerun either because input parameters (e.g LER share, outages) change or because new assumptions are made to take into account the new scenario.

¹ The public consultation is available on the ENTSO-e website: <https://consultations.entsoe.eu/system-operations/cbam/>

In the first case (new input parameters), the TSO may relaunch the original CBA with the new parameters, in order to define the new delivery time period for alert state. This new period should be subject to regulatory approval.

On the contrary, any change of the assumptions shall lead to an amended CBA proposal according to Article 7(4) of SO GL. Once this new CBA is approved, Nordic and Continental Europe TSOs will be allowed to propose a new time period pursuant to the new proposal.

Nordic and Continental Europe TSOs are asked to amend Article 9 accordingly, to take into account the above mentioned remarks.

There is also another concern already posed in the shadow opinion that has not been fully addressed. The CBA will be run separately for Nordic and Continental Europe synchronous areas: theoretically two different delivery periods may be set; Nordic and Continental Europe TSOs are asked to evaluate the impact of different delivery periods on European market integration.

Deterministic frequency deviations

The TSOs proposed to base the CBA on all the deterministic frequency deviations, independent on the implementation of proper mitigation measures pursuant to Article 138 of SO GL.

The Regulatory Authorities are aware that proper mitigation measures have been discussed for years and that no agreement has been achieved yet at TSO's level; nevertheless the Regulatory Authorities intend to stimulate the TSOs to implement such measures in due time, avoiding to continue postponing the relevant decision on that. For this reason they intend to ask the TSOs to run the CBA taking into account two different scenarios:

- a) scenario A including all the deterministic frequency deviations, as originally proposed by the TSOs;
- b) scenario B with deterministic frequency deviations partially filtered to take into account the application of the mitigation measures.

The goal of the two simulations is to understand the impact (in term of estimated cost for FCR and in term of delivery time period in alert state) of the delay in the implementation of the mitigation measures.

The TSOs are thus asked to amend the proposal accordingly, by including a proper filtering for deterministic frequency deviations for Scenario B and by clarifying that a double simulation shall be provided.

Interaction with synchronous area agreement

Some assumptions adopted for the CBA are based on specific requirements included in the synchronous area agreement that will be submitted to the Regulatory Authorities in September 2018. The TSOs are asked to include in the CBA a proper reference to such agreement: in this way any change to the requirements included in this agreement will be automatically taken into account on the CBA. This is an example of change in input parameters: in this case, thus, the TSOs may rerun the CBA to take into account the new requirements, without submitting the amended proposal to the Regulatory Authorities.

Specific remarks

A list of the TSOs submitting the proposal shall be added, since this is not an all TSOs proposal at European level, but it regards only Continental Europe and Nordic synchronous area.

Article 1 of the CBA shall include a proper reference to Article 4(2)(c) of SO GL that refers to the principle of optimisation between the highest overall efficiency and lowest total costs for all parties involved: this principle, in fact, rules the entire CBA.

The definition of LER in Article 2 of the CBA is not exhaustive: some clarifications about the different technologies shall be given, in the methodology or, at least, in the explanatory document, along with some examples; this aspect was also addressed by some stakeholders during the public consultation.

The length of the long system operation period in Article 4(5) shall be defined.

Article 5(2) states that "The FCR cost for non-LER FCR providers shall be calculated at least by comparing the marginal cost of the FCR provider with the energy marginal price of the bidding zone". The TSOs are asked to clarify which is the timeframe (day-ahead, intraday, balancing) relevant to identify such energy marginal price.

Article 5(2) refers also to the cost of future installed LER. The TSOs are asked to clarify the relevant timeframe for future installed LER. For Regulatory Authorities taking into account installations in too far timeframes may be out of scope.

More clarifications about the impact of the annual review of the K-factor pursuant to Article 156(2) of SO GL on the CBA results and why all cross borders LFC processes are neglected would be much welcomed.

There are some typos that should be corrected:

- in Article 2(1) definitions in Article 3 of Regulation 714/2009 and Directive 2009/72 are mentioned: indeed these definitions are included in Article 2 of such documents;

- Article 7 is followed by Article 9;

Finally, Article 11 shall be deleted: it refers to the explanatory note document that is not subject to approval.

IV. Conclusions

The Regulatory Authorities have consulted and closely cooperated and coordinated to reach agreement that they request an amendment to the CBA submitted by Nordic and Continental Europe TSOs pursuant to Article 156(11) of SO GL. The amended proposal should take into account the Regulatory Authorities position stated above, and should be submitted by TSOs no later than 2 months after the last national decision to request an amendment has been made, in accordance with Article 7(1) of SO GL.

The Regulatory Authorities must make their national decisions to request an amendment to the capacity calculation methodology, on the basis of this agreement, by 15 August 2018.

List of action points

• Amend Article 9 to take into account that a new CBA shall be submitted following any change in the assumptions;

• Elaborate on the description of current experiences with LER;

• Evaluate the impact on European market integration in case different delivery periods are set in Nordic and Continental Europe synchronous areas pursuant to the CBA results;

• Include the list of the TSOs submitting the proposal;

• Amend article 1, by adding a reference to Article 4(2) (c) of SO GL;

• Amend LER definition in Article 2 giving more details on different technologies; as an alternative the details may be given in the explanatory document;

• Define the length of the long system operation period in Article 4(5);

• Define the timeframe relevant for the energy marginal price in Article 5(2);

• Define what it is intended with future installed LER in Article 5(2);

• Clarify the impact of the annual review of the K-factor on the CBA and why all cross borders LFC processes are neglected;

• Correct the typos;

• Delete article 11».

Αθήνα, 6 Αυγούστου 2018

Ο Πρόεδρος

ΝΙΚΟΛΑΟΣ ΜΠΟΥΛΑΞΗΣ

Αριθμ. απόφ. 774/2018

(2)

Λήψη απόφασης περί της τροποποίησης από τους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς της πρότασής τους για τις βασικές οργανωτικές απαιτήσεις, καθήκοντα και αρμοδιότητες (στο εξής «ΒΟΑΚΑ») που σχετίζονται με την ανταλλαγή δεδομένων σύμφωνα με το άρθρο 40 παράγραφος 6 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής, της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
(Συνεδρίαση 6 Αυγούστου 2018)

Λαμβάνοντας υπόψη:

1. Τις διατάξεις του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α' 185/30.09.2016) «Επείγουσες ρυθμίσεις των Υπουργείων Οικονομικών, Περιβάλλοντος και Ενέργειας Υποδομών, Μεταφορών και Δικτύων και Εργασίας, Κοινωνικής Ασφάλισης και Κοινωνικής Αλληλεγγύης, για την εφαρμογή της συμφωνίας δημοσιονομικών στόχων και διαρθρωτικών μεταρρυθμίσεων και άλλες διατάξεις» και ιδίως των άρθρων 6 και 12 αυτού του Κεφαλαίου Γ' του νόμου αυτού.

2. Τις διατάξεις του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179/22.08.2011) «Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις», όπως ισχύει, ιδίως των άρθρων 22 και 32 αυτού.

3. Τις διατάξεις του κανονισμού (ΕΚ) 714/2009 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 13ης Ιουλίου 2009, σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 1228/2003 (ΕΕ L 211 της 14.08.2009 σελ. 15).

4. Τις διατάξεις του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222 της Επιτροπής της 24ης Ιουλίου 2015 σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για την κατανομή της δυναμικότητας και τη διαχείριση της συμφόρησης.

5. Τις διατάξεις του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΕΕ L 220 της 25.07.2015, σελ. 1 επ.) και ιδίως των άρθρων 40 και 6 αυτού.

6. Την αριθμ. ΠΑΕ 1-234104/19.03.2018 επιστολή της ΑΔΜΗΕΑ.Ε. με θέμα «Έγκριση της πρότασης όλων των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για τις βασικές οργανωτικές απαιτήσεις, καθήκοντα και αρμοδιότητες σε σχέση με την ανταλλαγή δεδομένων (Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities (KORRR) relating to Data Exchange) σύμφωνα με το άρθρο 40 παράγραφος 6 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής, της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικό με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας» στην οποία συμπεριλαμβάνεται η ανωτέρω κοινή πρόταση των ΔΣΜ και η μετάφραση της στην ελληνική γλώσσα.

7. Τη Δημόσια Διαβούλευση της ΠΑΕ επί της κοινής πρότασης όλων των διαχειριστών συστήματος μεταφοράς (ΔΣΜ) για βασικές οργανωτικές απαιτήσεις, καθήκοντα και αρμοδιότητες που σχετίζεται με την ανταλλαγή δεδομένων σύμφωνα με το άρθρο 40 παράγραφος 6 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία έλαβε χώρα από 25.05.2018 έως και 19.06.2018.

8. Την αριθμ. ΠΑΕ 1-243396/24.07.2018 επιστολή του Energy Regulators Forum (ERF) προς την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, τον Οργανισμό Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΠΑΕ - ACER) και το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ-ηλ/ENTSO-E) με συνημμένη την απόφαση των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών επί της τροποποίησης της πρότασης των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΔΣΜ) για τη για τις βασικές οργανωτικές απαιτήσεις, καθήκοντα και αρμοδιότητες σε σχέση με την ανταλλαγή δεδομένων (Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities (KORRR) relating to Data Exchange).

9. Το γεγονός ότι σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 1 του άρθρου 32 του ν. 4001/2011, οι πράξεις κανονιστι-

κού χαρακτήρα που εκδίδονται από τη ΡΑΕ, δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως.

10. 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) αριθμ. 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) αριθμ. 1228/2003 (σχετ. 3).

Επειδή, στη συνέχεια, με εξουσιοδότηση που προβλέπεται στο άρθρο 18 του κανονισμού (ΕΚ) 714/ 2009 και ιδίως της παραγράφου 3 στοιχείο δ) και παραγράφου 5 του εν λόγω άρθρου, εξεδόθη από την Επιτροπή ο αριθμ. 2017/1485 Κανονισμός (ΕΕ) της 2ας Αυγούστου 2017 (εφεξής «Κανονισμός» σχετ. 4), με τον οποίο καθορίζονται κατευθυντήριες γραμμές σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στα Κράτη Μέλη.

Επειδή, στόχος του ανωτέρω κανονισμού είναι, μεταξύ άλλων, α) η θέσπιση απαιτήσεων και αρχών σχετικά με την επιχειρησιακή ασφάλεια και β) η θέσπιση κανόνων και αρμοδιοτήτων για τον συντονισμό και την ανταλλαγή δεδομένων μεταξύ Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (εφεξής ΔΣΜ), μεταξύ Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς και Διαχειριστών Συστημάτων Διανομής και μεταξύ Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς ή Διαχειριστών Συστημάτων Διανομής και Σημαντικών Χρηστών Δικτύου, κατά τον επιχειρησιακό σχεδιασμό και τη λειτουργία σε σχεδόν πραγματικό χρόνο.

Επειδή, επομένως, για τη διασφάλιση των προϋποθέσεων για τη διατήρηση της επιχειρησιακής ασφάλειας σε ολόκληρη την Ένωση, οι ΔΣΜ πρέπει να έχουν καλή παρατηρησιμότητα του συστήματος για τη διενέργεια αξιόπιστης ανάλυσης ασφάλειας. Οι βασικές οργανωτικές απαιτήσεις, καθήκοντα και αρμοδιότητες (εφεξής ΒΟΑΚΑ) σε σχέση με την ανταλλαγή δεδομένων αποσκοπούν στο να ορίσουν το πλαίσιο για τους ΔΣΜ προκειμένου να έχουν πρόσβαση στα απαραίτητα δεδομένα για την αντίστοιχη περιοχή παρατηρησιμότητας τους και να εκπονήσουν ακριβή σενάρια. Επίσης, οι ανταλλαγές δεδομένων όσον αφορά τις δυνατότητες και την παραγωγή ενεργού ισχύος είναι απαραίτητες για τους ΔΣΜ προκειμένου να ακολουθήσουν διαδικασίες για τη διατήρηση ποιοτικού επιπέδου συχνότητας όλων των συγχρονισμένων περιοχών σε ολόκληρη την Ένωση.

Επειδή, σύμφωνα με το άρθρο 40 παράγραφος 6 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής της 2ας Αυγούστου 2017, σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπονται τα εξής:

«Έως 6 μήνες από την έναρξη ισχύος του παρόντος κανονισμού, όλοι οι ΔΣΜ συμφωνούν από κοινού σχετικά

με τις βασικές οργανωτικές απαιτήσεις, τα καθήκοντα και τις αρμοδιότητες σε σχέση με την ανταλλαγή δεδομένων. Οι εν λόγω οργανωτικές απαιτήσεις, οι ρόλοι και οι αρμοδιότητες πρέπει να λαμβάνουν υπόψη και να συμπληρώνουν, όπου απαιτείται, τις συνθήκες λειτουργίας που προβλέπονται στη μεθοδολογία για τα δεδομένα παραγωγής και φορτίου που αναπτύσσεται σύμφωνα με το άρθρο 16 του κανονισμού (ΕΕ) 2015/1222. Εφαρμόζονται σε όλες τις διατάξεις για την ανταλλαγή δεδομένων του παρόντος τίτλου και περιλαμβάνουν οργανωτικές απαιτήσεις, ρόλους και αρμοδιότητες για τα ακόλουθα στοιχεία:

(α) υποχρεώσεις των ΔΣΜ να κοινοποιούν αμελλητί σε όλους τους γειτονικούς ΔΣΜ τυχόν αλλαγές στις ρυθμίσεις προστασίας, τα θερμικά όρια και τις τεχνικές ικανότητες των γραμμών διασύνδεσης μεταξύ των περιοχών ελέγχου τους

(β) υποχρεώσεις των ΔΣΔ που συνδέονται άμεσα με το δίκτυο μεταφοράς να ενημερώνουν τους ΔΣΜ με τους οποίους συνδέονται, εντός των συμφωνηθέντων χρονοδιαγραμμάτων, για τυχόν μεταβολές στα δεδομένα και τις πληροφορίες δυνάμει του παρόντος τίτλου

(γ) υποχρεώσεις των όμορων ΔΣΔ και/ή μεταξύ των επόμενων ΔΣΔ και προηγούμενων ΔΣΔ να αλληλοενημερώνονται εντός συμφωνηθέντων χρονοδιαγραμμάτων για τυχόν μεταβολές στα δεδομένα και τις πληροφορίες, σύμφωνα με τον παρόντα τίτλο- (δ) υποχρεώσεις των ΣΧΔ να ενημερώνουν τους οικείους ΔΣΜ ή ΔΣΔ εντός συμφωνηθέντων χρονοδιαγραμμάτων σχετικά με όλες τις σημαντικές μεταβολές στα δεδομένα και τις πληροφορίες που καθορίζονται σύμφωνα με τον παρόντα τίτλο

(ε) λεπτομερές περιεχόμενο των δεδομένων και πληροφοριών που καθορίζονται σύμφωνα με τον παρόντα τίτλο, συμπεριλαμβανομένων των βασικών αρχών, του είδους των δεδομένων, των μέσων επικοινωνίας, του μορφότυπου και των προτύπων που πρέπει να εφαρμόζονται, του χρονοδιαγράμματος και των αρμοδιοτήτων

(στ) τη χρονοσφράγιση και τη συχνότητα διαβίβασης των δεδομένων και πληροφοριών που πρέπει να παρέχονται από τους ΔΣΔ και τους ΣΧΔ, για να χρησιμοποιηθούν από ΔΣΜ στα διάφορα χρονοδιαγράμματα.

Η συχνότητα της ανταλλαγής πληροφοριών για τα δεδομένα σε πραγματικό χρόνο, τα δεδομένα προγραμματισμού και την επικαιροποίηση διαρθρωτικών δεδομένων καθορίζονται και

(ζ) τον μορφότυπο για την υποβολή των δεδομένων και των πληροφοριών που καθορίζονται σύμφωνα με τον παρόντα τίτλο.

Οι οργανωτικές απαιτήσεις, τα καθήκοντα και οι αρμοδιότητες δημοσιεύονται από το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας».

Επειδή, κατά τις παρ. 1 και 2 του άρθρου 6 του κανονισμού, οι προτάσεις των ΔΣΜ για τις καίριες οργανωτικές απαιτήσεις, τα καθήκοντα και τις αρμοδιότητες όσον αφορά την ανταλλαγή δεδομένων που σχετίζονται με την επιχειρησιακή ασφάλεια, κατά το άρθρο 40 παρ. 6 του κανονισμού, υπόκειται στην έγκριση όλων των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών.

Επειδή, κατά την παρ. 7 του άρθρου 6 του κανονισμού: «Όταν για την έγκριση όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών απαιτείται απόφαση από περισσότερες της μίας ρυθμιστικές αρχές, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές διαβουλεύονται και συνεργάζονται στενά και συντονίζονται μεταξύ τους, με στόχο την επίτευξη συμφωνίας. Όταν ο Οργανισμός εκδίδει γνώμη, οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν υπόψη την εν λόγω γνώμη. Οι ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν αποφάσεις σχετικά με τους όρους και τις προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που υποβλήθηκαν σύμφωνα με τις παραγράφους 2 και 3, εντός έξι μηνών από την παραλαβή των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών από τη ρυθμιστική αρχή ή, κατά περίπτωση, από την τελευταία εμπλεκόμενη ρυθμιστική αρχή».

Επειδή, κατά την παρ. 1 του άρθρου 7 του κανονισμού, «Όταν μία ή περισσότερες ρυθμιστικές αρχές ζητούν τροποποίηση για να εγκρίνουν τους όρους και τις προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες που υποβάλλονται σύμφωνα με το άρθρο 6 παράγραφοι 2 και 3, οι οικείοι ΔΣΜ υποβάλλουν πρόταση τροποποίησης των όρων και προϋποθέσεων ή μεθοδολογιών προς έγκριση εντός δύο μηνών από το αίτημα των ρυθμιστικών αρχών. Οι αρμόδιες ρυθμιστικές αρχές λαμβάνουν απόφαση σχετικά με τους τροποποιημένους όρους και προϋποθέσεις ή τις μεθόδους εντός δύο μηνών από την υποβολή τους.

Επειδή, η απαίτηση για τροποποίηση εκ μέρους των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών υποβάλλεται στους ΔΣΜ κατόπιν σχετικής απόφασης και εντός των προθεσμιών των άρθρων 40 και 7 του κανονισμού.

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

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

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

«7 Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ έχει τις αρμοδιότητες που προβλέπονται στον Κανονισμό (ΕΚ) 714/2009 και στον Κανονισμό (ΕΕ) 2015/1222. 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 την υπό σχετ. 6 επιστολή, υπεβλήθη στη ΡΑΕ αρχική πρόταση για βασικές οργανωτικές απαιτήσεις, καθήκοντα και αρμοδιότητες που σχετίζεται με την ανταλλαγή δεδομένων από την ΑΔΜΗΕ Α.Ε., ως ΔΣΜ που υπόκειται στις διατάξεις του κανονισμού κατά το άρθρο 6 αυτού, σε συνεργασία με όλους τους αρμόδιους ΔΣΜ στο πλαίσιο του Ευρωπαϊκού Δικτύου Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΔΔΣΜ-ηλ/ENTSO-E).

Επειδή, η ΡΑΕ, από 25.05.2018 έως και 19.06.2018 έθεσε σε δημόσια διαβούλευση την υπό σχετ. 6 πρόταση,

μετά της μεταφράσεως της στην ελληνική γλώσσα, σχετικά για βασικές οργανωτικές απαιτήσεις, καθήκοντα και αρμοδιότητες που σχετίζεται με την ανταλλαγή δεδομένων, κατά τη διάρκεια της οποίας δεν υπεβλήθησαν παρατηρήσεις.

Επειδή, στη συνέχεια οι Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές κατόπιν της συνεδρίασης της 23ης Ιουλίου 2018 και της ηλεκτρονικής ψηφοφορίας που ολοκληρώθηκε την ίδια ημέρα, συμφώνησαν ομόφωνα (unanimous agreement) μέσω του Energy Regulators Forum, ως συλλογικού οργάνου των Ρυθμιστικών Αρχών, επί της τροποποίησης της ανωτέρω πρότασης των ΔΣΜ, ως εξής:

(α) στο άρθρο 1, να υιοθετηθεί ο όρος «follow agreed» αντί του «follow take into consideration agreed»,

(β) στο άρθρο 2, να γίνει προσπάθεια να απαλειφθεί ο όρος EBGL,

(γ) στο άρθρο 3,

i) στην παράγραφο 3 θα μπορούσε να υιοθετηθεί η προτεινόμενη φόρμουλα της σελίδας 13 του παρόντος, έτσι ώστε το ζήτημα του μοντέλου ανταλλαγής δεδομένων (data exchange model) να αποφασίζεται σε εθνικό επίπεδο και σύμφωνα με το άρθρο 40 του κανονισμού και επίσης στην τελευταία πρόταση της παραγράφου 3 να διευκρινίζεται ο όρος «βελτιώσεις» (improvements) σε σχέση με την «ποιότητα και λεπτομέρεια των δεδομένων» (quality and granularity of data)

ii) η παράγραφος 4 μπορεί να αντικατασταθεί με την προτεινόμενη φόρμουλα στην σελίδα 14 του παρόντος, έτσι ώστε να διασφαλίζεται ότι η ποιότητα των δεδομένων είναι συμβατή με τις απαιτήσεις ποιότητας των ΔΣΜ (ensure that the data quality complies with the TSOs quality requirements)

iii) η παράγραφος 5 μπορεί να βελτιωθεί με την προσθήκη της φράσης «τα οποία θα ανταλλαχθούν» (to be exchanged)

iv) οι παράγραφοι 6,7 και 8 θα μπορούσαν να παραληφθούν και στη θέση τους να δηλωθεί ότι «...θα συμφωνηθούν αποτελεσματικές λύσεις σε εθνικό επίπεδο» (...efficient solutions shall be agreed at national level) όπως αναφέρεται σχετικά στις σελίδες 14, 15 του παρόντος

(δ) στο άρθρο 4, σχετικό με την Εμπιστευτικότητα η παράγραφος 2 θα πρέπει να ευθυγραμμιστεί με το άρθρο 40.3 του κανονισμού, με την προσθήκη της προϋπόθεσης: «...μόνο όταν είναι απαραίτητο να διεξαχθεί η ανάλυση επιχειρησιακής ασφάλειας, η αδράνεια και η αξιολόγηση δυναμικής ασφάλειας» (...only when necessary to carry out the operational security analysis, the inertia and dynamic stability assessments)

ε) Στο άρθρο 5, παρ. 3 οι μη απαραίτητοι αυστηροί περιορισμοί θα πρέπει να απαλειφθούν, ήτοι η παράγραφος 3 από το σημείο «Μετά από αιτιολόγηση...» (Upon justification...) μέχρι το τέλος αυτής

στ) Στο άρθρο 6:

i) στην παράγραφο 5¹ μπορεί να βελτιωθεί το λεκτικό σύμφωνα με τα έντονα (bold) γράμματα στην σελίδα 16 του παρόντος

ii) ii) ομοίως στην παράγραφο 6

iii) iii) στην παράγραφο 7, θα πρέπει να τροποποιηθεί το λεκτικό έτσι ώστε να αντικατοπτρίζει την υποχρέωση

¹ Οι αλλαγές στις παραγράφους 5 και 6 του άρθρου 6 είναι καθαρά εκφραστικές

του ΔΣΜ να παρέχει την σχετική πληροφορία στον ΔΣΔ (Each TSO shall provide updated information..)

ζ) στα Άρθρα 7, 9 και 10 μικρές αλλαγές¹ στο λεκτικό μέρος σύμφωνα με τα αναφερόμενα στη σελίδες 16, 17 του παρόντος

η) στο άρθρο 11, παράγραφος 1 τα χρονικά όρια από 6 μήνες θα πρέπει να μειωθούν σε 3 ενώ θα πρέπει να τροποποιηθεί ελαφρώς το λεκτικό της παραγράφου 1 σύμφωνα με όσα αναφέρονται στην σελίδα 17 του παρόντος ενώ θα πρέπει να ελεγχθούν σχετικά και τα άρθρα 8 και 15 για το εάν χρήζουν ανάλογων τροποποιήσεων

θ) Στο άρθρο 12, παράγραφοι 1 και 2, γίνεται αναφορά σε «προγραμματισμένη παροχή δεδομένων» (scheduled data provision) από τους ΔΣΔ, κάτι που στερείται νομικής βάσης σύμφωνα με τον Κανονισμό. Επομένως, όλες οι Ρυθμιστικές Αρχές ζητούν διευκρίνιση σε σχέση με το γιατί αυτές οι αναφορές έχουν περιληφθεί και θα ήθελαν ο ENTSO-e να εξετάσει την διαγραφή των σχετικών σημείων στο άρθρο 12

ι) Οι ΔΣΔ αναφέρουν ότι υπάρχει αλληλο-επικάλυψη μεταξύ των αναφερόμενων στο άρθρο 13, παράγραφος 3 και των αναφερόμενων στο άρθρο 17 παρ. 2 σε σχέση με τα δεδομένα που θα ανταλλάσσονται μεταξύ ΔΣΔ, ΔΣΜ και ΣΧΔ. Όλες οι Ρυθμιστικές Αρχές συμμερίζονται αυτήν την άποψη και ζητούν μια διευκρινιστικής αναθεώρηση των δύο αυτών άρθρων ώστε να προκύψει νομική βεβαιότητα (to promote legal certainty)

ια) Στο άρθρο 16, παρ. 2 να αναδιαρθρωθεί η πρώτη πρόταση για να γίνει πιο ευανάγνωστη (για όλες τις ως άνω αναφορές, βλ. σχετ. 7).

Επειδή, ομοίως με την υπό σχετ. 7 επιστολή γνωστοποιήθηκε προς την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, τον Οργανισμό Συνεργασίας Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ΟΣΡΑΕ - ACER) και το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-e) η ανωτέρω απόφαση των Ρυθμιστικών Αρχών περί τροποποίησης της εν λόγω πρότασης των ΔΣΜ, προκειμένου ο ACER να μην προχωρήσει στην έκδοση απόφασης της παρ. 8 του άρθρου 6 του κανονισμού το οποίο προβλέπει ότι «8. Όταν δεν κατέστη δυνατόν οι ρυθμιστικές αρχές να καταλήξουν σε συμφωνία εντός της περιόδου που αναφέρεται στην παράγραφο 7, ή κατόπιν κοινού αιτήματος τους, ο Οργανισμός εκδίδει απόφαση σχετικά με τους υποβληθέντες όρους και προϋποθέσεις ή μεθοδολογίες εντός έξι μηνών, σύμφωνα με το άρθρο 8 παράγραφος 1 του κανονισμού (ΕΚ) αριθμ. 713/2009».

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.....

¹ Όπως στην προηγούμενη παραπομπή

Για τους παραπάνω λόγους, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της κατά τα άρθρα 6 (παρ. 2 και 3) και 40 παράγραφος 6 του κανονισμού (ΕΕ) 2017/1485, 6 του ν. 4425/2016 (ΦΕΚ Α' 185) και 22 και 32 του ν. 4001/2011 (ΦΕΚ Α' 179):

1. Τη λήψη απόφασης περί τροποποίησης από τους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς της πρότασης τους για τις βασικές οργανωτικές απαιτήσεις, καθήκοντα και αρμοδιότητες σε σχέση με την ανταλλαγή δεδομένων (Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities (KORRR) relating to Data Exchange), σύμφωνα με την ανωτέρω κοινή πρόταση των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών, ως κατωτέρω.

2. Την κοινοποίηση της παρούσας απόφασης στην εταιρεία με την επωνυμία «ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΕ», και με διακριτικό τίτλο «ΑΔΜΗΕ Α.Ε.» για τις σχετικές της ενέργειες σύμφωνα με τον κανονισμό.

3. Την ανάρτηση της παρούσα απόφασης στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΕ και τη δημοσίευσή της στο Φύλλο Εφημερίδος της Κυβερνήσεως (ΦΕΚ).

«REQUEST FOR AMENDMENT BY ALL REGULATORY
AUTHORITIES
ON THE

ALL TSOs' PROPOSAL FOR THE KEY ORGANISATIONAL REQUIREMENTS, ROLES AND RESPONSIBILITIES (KORRR) RELATING TO DATA EXCHANGE IN ACCORDANCE WITH ARTICLE 40(6) OF THE COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485 OF 2 AUGUST 2017 ESTABLISHING A GUIDELINE ON ELECTRICITY TRANSMISSION SYSTEM OPERATION

23 July 2018

I. Introduction and legal context

This document elaborates an agreement of all regulatory authorities of the European Union, agreed on 23 July 2018 at the Energy Regulators' Forum to request amendments to the all TSOs' proposal for the Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities (KORRR) relating to data exchange in accordance with Article 40(6) of the Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on Electricity Transmission System Operation (SO GL).

This agreement of all regulatory authorities shall provide evidence that a decision on the KORRR does not need to be adopted by ACER pursuant to Article 6(8) of the SO GL at this stage. It is intended to constitute the basis on which the regulatory authorities will each subsequently request an amendment to the KORRR pursuant to Article 7 of the SO GL

The legal provisions forming the basis of the KORRR can be found in Articles 4, 6(2) and 40(6) of the SO GL. They are set out here for reference.

Article 4 - Objectives and regulatory aspects:

This Regulation aims at:

- (a) determining common operational security requirements and principles;
- (b) determining common interconnected system operational planning principles;

(c) determining common load-frequency control processes and control structures;

(d) ensuring the conditions for maintaining operational security throughout the Union;

(e) ensuring the conditions for maintaining a frequency quality level of all synchronous areas throughout the Union;

(f) promoting the coordination of system operation and operational planning;

(g) ensuring and enhancing the transparency and reliability of information on transmission system operation;

(h) contributing to the efficient operation and development of the electricity transmission system and electricity sector in the Union.

2 When applying this Regulation, Member States, competent authorities, and system operators shall:

(a) apply the principles of proportionality and non-discrimination;

(b) ensure transparency;

(c) apply the principle of optimisation between the highest overall efficiency and lowest total costs for all parties involved;

(d) ensure TSOs make use of market-based mechanisms as far as possible, to ensure network security and stability;

(e) respect the responsibility assigned to the relevant TSO in order to ensure system security, including as required by national legislation;

(f) consult with relevant DSOs and take account of potential impacts on their system; and

(g) take into consideration agreed European standards and technical specifications.

Article 6 - Approval of terms and conditions or methodologies of TSOs

[...]

2. The proposals for the following terms and conditions or methodologies shall be subject to approval by all regulatory authorities of the Union, on which a Member State may provide an opinion to the concerned regulatory authority:

(a) key organizational requirements, roles and responsibilities in relation to data exchange related to operational security in accordance with Article 40(6);

[...]

Article 40 - Organisation, roles, responsibilities and quality of data exchange

[...]

6. By 6 months after entry into force of this Regulation, all TSOs shall jointly agree on key organisational requirements, roles and responsibilities in relation to data exchange. Those organisational requirements, roles and responsibilities shall take into account and complement where necessary the operational conditions of the generation and load data methodology developed in accordance with Article 16 of Regulation (EU) 2015/1222. They shall apply to all data exchange provisions in this Title and shall include organisational requirements, roles and responsibilities for the following elements:

(a) obligations for TSOs to communicate without delay to all neighbouring TSOs any changes in the protection settings, thermal limits and technical capacities at the interconnectors between their control areas;

(b) obligations for DSOs directly connected to the transmission system to inform the TSOs they are connected to, within the agreed timescales, of any changes in the data and information pursuant to this Title;

(c) obligations for the adjacent DSOs and/or between the downstream DSO and upstream DSO to inform each other within agreed timescales of any changes in the data and information pursuant to this Title;

(d) obligations for SGUs to inform their TSO or DSO, within agreed timescales, about any relevant changes in the data and information established pursuant to this Title;

(e) detailed contents of the data and information established pursuant to this Title, including main principles, type of data, communication means, format and standards to be applied, timing and responsibilities;

(f) the time stamping and frequency of delivery of the data and information to be provided by DSOs and SGUs, to be used by TSOs in the different timescales. The frequency of information exchanges for real-time data, scheduled data and update of structural data shall be defined; and

(g) the format for the reporting of the data and information established pursuant to this Title.

The organisational requirements, roles and responsibilities shall be published by E/VTSO for Electricity. [...]

II. Process

The draft KORRR was publicly consulted by all TSOs through ENTSO-E from 31 October 2017 to 1 December 2017¹, in line with Article 11 of the SO GL. The final KORRR proposal (dated 27 February 2018) was received by the last regulatory authority of the Union on 3 April 2018.

Article 6(7) of the SO GL requires all regulatory authorities to consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement, and make decisions within six months following the receipt of the submitted proposal by the last regulatory authority. For practical planning reasons - and not to interfere with or delay related national or other processes - all regulatory authorities agree that a national decision for issuing this agreed request for amendment to the KORRR is, therefore, required by each regulatory authority by 15 August 2018.

III. Agreed position of all regulatory authorities

All regulatory authorities appreciate the efforts made by the TSOs to incorporate in their KORRR proposal most of the suggestions made and to clarify most issues raised by all regulatory authorities in their informal feedback provided to ENTSO-E on 13 December 2017 and in the subsequent bilateral exchange.

¹ The public consultation included a stakeholder workshop held by ENTSO-E on 14 November 2017. The consultation documents are available on ENTSO-E's website: <https://consultations.entsoe.eu/system-operations/korrr/>

Generally, all regulatory authorities can support most of the proposed text of the KORRR. However, in order to allow for the individual regulatory approvals of the KORRR, there are outstanding issues - which are ordered along the sequence of the Articles- that still need to be resolved. Therefore, the following amendments to the KORRR proposal are requested by all regulatory authorities:

Whereas section

In paragraph (1) of the whereas section - and/or in Article 1(1) - it should be clarified which TSOs are referred to as "all TSOs" in the proposal, e.g. by stating that "all TSOs of the European Union" are meant.

The whole paragraph (1) still seems to be redundant with the very similar formulation in Article 1(1), i.e. one of both would be sufficient.

Paragraph (4) states "Article 40(6) of the SO GL establishes the legal basis for the KORRR...," which represents an unnecessary duplication with the same reference provided in Article 1(1) of the KORRR. Paragraph (4) also contains a disturbing line break in the quotation of subparagraph (f).

Paragraph (8) could be omitted as it merely restates the content of Article 40(10) of the SO GL, which is unnecessary here.

Article 6(6) of the SO GL requires the proposal to include a description of the expected impact of the proposed rules on the objectives of the SO GL. As already stated in the NRAs' informal feedback of 13 December 2017, "the understanding of the KORRR proposal's purpose could be improved by reducing the scope of the "whereas" section to mainly focus on a short description of [...]"

- Which main objectives of the SO GL are met by the new KORRR proposal and how (e.g. by listing the major "new achievements" (i.e. SO GL refinements) of KORRR and by explaining their expected impact on secure system operation)". [...] Possible elements of this listing could include e.g. the harmonisation of the organisation of data exchanges including clear responsibilities of actors, minimum requirements on data exchange methods, planning, formats and content in order to achieve a coordinated and better system security (incl. cyber and data security).

Although paragraphs (9) to (18) of the 'whereas section' contain the respective references to the objectives (of Article 4(1) of the SO GL), they still lack clarity on the more concrete expected impacts and benefits of the KORRR.

Article 1 Subject matter and scope

Paragraph 5f states "follow take into consideration agreed European standards and technical specifications. Instead it should read "follow agreed European standards and technical specifications".

Article 2 Definitions

Paragraph 1 is also referring to the terms defined in Article 2 of the EBGL, although KORRR is not subject to EBGL and does not seem to use the terms defined in the EBGL. Please check whether this reference to the EBGL could be omitted.

Article 3 General responsibilities

Paragraph 2 (2nd sentence) refers to Article 40(5) of the SO GL allowing for revisions of the default option of data provision both to TSOs and DSOs (as requested by the Commission). Since it can be argued, whether the data provision model options are covered by Article 40(5) and/or rather Article 40(7), the reference should be simplified to Article 40. In addition it should be checked, whether the overlaps with paragraph 3 could be reduced.

Paragraph 3 states; "Subject to approval by the competent regulatory authority or by the entity designated by the Member State, in line with Article 40 (5) of the SO GL, each TSO in coordination with the DSOs in its control area shall define whether distribution-connected SGUs in its control area shall provide the structural, scheduled, and real-time data, to the TSO directly or through its connecting DSO or to both. [...]".

The EU associations representing DSOs find that Article 40(7) of the SO GL (obliging each TSO to agree with the relevant DSOs on effective, efficient and proportional processes for providing and managing data exchanges between them, including on the format for data exchange) inherently and practically also requires TSO-DSO agreement on the data provision "model" (direct TSO- or cascading model). While Article 40(5) of the SO GL concerns the coordination between DSOs, SGUs and TSOs as regards the determination of the applicability and scope of the data exchange (i.e. the data categories), Article 40(7) of the SO GL covers the processes and formats, which legally requires TSO-DSO agreement. Such an obligation should not be "downgraded" by the KORRR, which is closely linked to both articles, nor should efficient national solutions be restricted or prohibited by KORRR.

All regulatory authorities are of the view that the issue of data exchange models (i.e. how data is most efficiently and effectively exchanged among the SGUs, DSOs and TSOs) should be resolved at national level in accordance with Article 40 of the SO GL. Paragraph 3 should therefore be revised as suggested further below.

Paragraph 3 further states in its last sentence that the quality and granularity of the data [received by a DSO and to be sent to the TSO] shall be maintained or improved. It is not clear how the quality and granularity shall be maintained or even improved by the DSO. In case of a cascaded data exchange model, DSOs collect a wide range of data with the necessary granularity to fulfill the DSOs' duties. The data is then aggregated and provided to the TSO ensuring the quality and granularity the TSO requests according to its needs. All regulatory authorities agree with the DSOs' position that the current formulation (without any clarification and justification) could be misleading or even prohibiting efficient solutions to be found at national level when implementing the SOGL. Therefore, the sentence should be removed or revised by clarifying - separately for data quality and data granularity - what is meant by

"improvements", why they are required and how they could be achieved.

Taking account of both above-mentioned aspects of paragraph 3, a possible new formulation of the whole paragraph 3 could read: "Subject to approval by the competent regulatory authority or by the entity designated by the Member State, the applicability and scope of the data exchange shall be determined at national level in line with Article 40 of the SO GL. The effective and efficient processes for managing the data exchange between the TSO and DSOs shall be also agreed at national level in accordance with Article 40 of the SO GL. The decision on the data exchange model may be independent for each type of information and SGU, if required. When the data is provided directly to the TSO, after request of the DSO to whose network the SGU is connected, the TSO shall make it available to the DSO. When the data is provided to the DSO, the DSO shall provide the required data to the TSO with a data granularity according to the TSOs needs".

Paragraph 4 contains the responsibility of the direct recipient (TSO or DSO) for checking the quality of data received (i.e. whether it complies with the TSOs quality requirements) before sharing it with another entity. However, the paragraph is silent on the consequences of the check. The paragraph should be amended so that it is clarified that the (first) recipient shall not only check, but also ensure (e.g. by requesting corrected or missing data from the sending SGU, if errors have been detected through the check) that the data quality complies with the TSOs quality requirements. The scope of the quality check and the consequential specific steps to be undertaken shall be determined at national level (i.e. agreed among the concerned parties). The KORRR does not specify the detailed requirements. That is why the reference can be omitted.

Wording proposal: "4. When the TSO or the DSO receives the data directly from the SGU, the TSO or DSO shall check and ensure that the data complies with the quality requirements specified by the TSOs or, where applicable, by the DSOs according to the KORRR before sharing it with another entity." [Possible addition: "The scope and the possible consequences of the quality check shall be defined at national level. Where data is checked for quality (e.g. plausibility, completeness check) and is subsequently corrected, the corrected data shall also be shared for efficiency reasons as well"]

Paragraph 5 requires a wording clarification / improvement and should read "Adjacent DSOs and/or between the downstream DSO and upstream DSO shall inform each other on the processes and formats of any change in the data and information to be exchanged between them according to Article 40(6) of the SO GL"

Paragraphs 6-8 still put the responsibility for installation, configuration, security and maintenance of communication systems / links on DSOs. Up to the communication interface point agreed with the TSO", cf. para 6) or on SGUs (cf. para 7) and give TSOs (or in certain cases DSOs) the right to unilaterally define the

interface point (cf. para 8). As already communicated in the Informal NRA feedback to ENTSO-E on 13 December 2017, "the responsibility of DSOs, CDSOs and SGUs for the communication systems used to exchange data with the TSO should be limited to the parts of the communication system they can actually control. The responsibility for security and maintenance of communication infrastructure (e.g. internet / mobile / fixed network) used for the data exchange by (both of) the parties cannot be put (just) on the main data sending entity."

In a subsequent informal correspondence with ENTSO-E, NRAs suggested that a preferred solution could be to omit the current respective paragraphs (6), (7), (8) of Art. 3 of the KORRR and thereby allow - or even better to explicitly state - that efficient solutions shall be agreed at national level. The following arguments support this request:

- There is no legal basis/provision in the SO GL requiring the TSOs to determine the (split of the) responsibility for the communication infrastructure in the KORRR for all Member States.

- Data provision could be bidirectional in some cases (e.g. DSO<->TSO), which would not justify shifting the responsibility for the communication infrastructure to just one party (e.g. DSO).

- It is disproportionate to put the responsibility for the functioning of third-party operated communication infrastructure ("installation, configuration, security and maintenance of the communication links", such as internet, phone lines), which is beyond the control of the SGU/DSO, only on the SGU/DSO. It is not appropriate to ask SGUs/DSOs to take liability regardless of negligence or fault, e.g. if the internet/phone lines break down.

- Although the KORRR does not specify the data communication means, the current Article 3(6) to (8) indirectly allows TSOs (or DSOs in some cases) to unilaterally determine the communication means via the definition of the communication interface point (for example: if the TSO determined the "communication interface point" to be a specific TSO's IT server / platform interface, the communication means is thereby also predetermined, i.e. e-mail or phone or separate communication link/line would be ruled out.)

- Finally, similar concerns as mentioned above were raised by stakeholders at the European Stakeholder Coordination Group meeting(s), so the question stands to which extent DSOs and also SGUs have been consulted about the definition of the communication interface point?

Article 4 Confidentiality

According to paragraph 1, all data affected by the KORRR shall be regarded as confidential information unless explicitly stated otherwise.

Pursuant to paragraph 2, TSOs may share obtained confidential information with all other TSOs that have implemented the necessary procedures to handle

confidential information as set out in Article 12 of the SO GL

However, Article 40(3) of the SO GL specifies that confidential information is only to be shared when necessary to carry out the operational security analysis.

Therefore, paragraph 2 of Article 4 of the KORRR should be aligned with Article 40(3) of the SO GL and limited in scope so as to avoid misuse of data by adding the precondition "only when necessary to carry out the operational security analysis, the inertia and dynamic stability assessments".

All regulatory authorities would like to clarify that each party receiving data according to the KORRR can use this data also for other purposes than the ones described in the SO GL, if and to the extent that those are covered by national or Union law. For example, generation data provided according to the SO GL can be used to calculate and provide aggregated generation output per market time unit and production type pursuant to Article 16(1) b) and Article 16(3) of the Commission Regulation (EU) 543/2013, in case the relevant data is not yet provided by the primary owners of the information (e.g. generation or production units).

Article 5 Access to information

Although the reciprocity of data exchanges (i.e. DSOs being entitled to access data from TSOs as set out in Article 40(10) of the SO GL) is (now) covered in paragraph 3, structural, scheduled and real-time information beyond the DSO's connection point with the TSO can only be requested upon justification (i.e. for operational security analysis / reliable dynamic simulation of grids), and that request may even be rejected by the TSO. This represents an unnecessarily strict limitation and interpretation of "relevant information" accessible to DSOs and may not be fully in line with Article 40(10) of the SO GL. Therefore, these limitations (i.e. the sentence starting with "Upon justification...." and the whole remainder of paragraph 3) should be deleted.

Article 6 General Responsibilities of TSOs

The wording of paragraph 5 could be improved in the following way: "Subject to approval of the competent regulatory authority or approval of the entity designated by the Member State in accordance with Article 40 (5) of the SO GL, each TSO, in coordination with the DSOs and SGUs, shall define which the SGUs in its control area which shall provide the real time data."

Paragraph 6 states that "Each TSO shall provide updated information of DSO network of its control area that is part of the observability area of other TSO to those TSOs." This formulation is imprecise, as there could be several distribution systems connected to the transmission system of one TSO. The sentence should therefore be amended to read: "Each TSO shall provide updated information of DSO networks of its control area

that are part of the observability area of other TSOs to those TSOs."

Paragraph 7 provides that "Each TSO may provide updated information of the neighbouring TSO networks which have an impact on the distribution networks of its own control area to the DSOs operating those distribution networks." Pursuant to Article 40(10) of the SOGL, a DSO shall be entitled to receive the relevant information from the relevant TSO. Article 40(7) also requires an agreement between the TSO and relevant DSOs on data exchange processes, including, where required for efficient network operation, the provision of data related to distribution systems and SGUs. All regulatory authorities consider that any information impacting on a distribution network is relevant information for the DSO's operation of the impacted network. Consequently, the wording of paragraph 7 should be amended to reflect an obligation of the TSO to provide the relevant information to the DSO. (i.e. "Each TSO shall provide updated information...").

Article 7 Structural data used by TSOs

Paragraph 2 (the end of the 1st sentence) should be amended by adding a reference to Article 40(7) of the SO GL to better accommodate the DSOs' concerns as regards the required agreement between TSOs and DSOs on the processes and format of data exchange.

Article 9 Responsibilities of TSOs

Paragraphs 1, 2 & 3 should be corrected to read "within the TSOs control area,..." and the second sentence in paragraph 4 should be corrected to state "...or third parties within its control area."

Paragraph 5 (1st sentence) should also cover the communication of planned and unplanned unavailability of network elements in the connection point to the transmission connected SGUs, as this information is also necessary for the transmission connected SGUs's scheduling.

Article 10 Format Real Time Information

The headline of this Article should be revised, as it covers more than just the format of Real Time information (suggestion: Article 10 - Provisions for Real Time information).

In paragraph 1 and 2 it should be added, that also the list of detailed content for Real Time data should be published (and not just the format).

The first sentence in paragraph 3 should be corrected to state "... within its control area."

Article 11 Responsibilities of DSOs - Structural data - Notification of changes

Paragraph 1 extends the scope of the DSO's obligation to review structural information of network elements in the observability area (as provided in the consulted draft KORRR) to all PGMs and demand facilities in the control area it shares with the TSOs, instead of limiting it to SGUs, as provided in the enabling provisions of the KORRR.

The reasons for these changes are unknown to all regulatory authorities and should be explained. As DSOs complained about the problematic wide extension of the scope, requiring for example in some regions to regularly review a huge number of connected PV installations (for which other national data gathering processes may already exist), it should become obvious that only aggregated data could be meant here. As regards demand facilities, mainly those providing demand-response should be of interest for the TSO. Therefore, the original scope (i.e. reviewing structural information of network elements in the observability area) should be reinstated.

In addition the advance notice period for any planned change stated under a) to c) was increased to 6 months (instead of 3 months in an earlier version of KORRR) without further justification. DSOs claim that the only way they can comply with this is to make customers wait for new connections or other changes, i.e. holding them up for long enough so that the DSO can notify the TSO. It is not clear to all regulatory authorities, why this change to 3 months was introduced. If it was only for consistency reasons with the GLDPM-vl, which sets 6 months as a default in its Article 16(1), then this is considered an insufficient reason, because Article 16(2) GLDPM-vl allows for less constraining notice periods for the data sending entity.

All regulatory authorities agree with DSOs that this change bears the risk of slowing down the energy transition significantly. At least some of the generators considered significant as regards the SOGL are built and connected to the distribution systems much faster than three months. In order for the KORRR not to delay the whole connection process for unjustified formal obligation reasons, paragraph 1 should be amended to read as follows:

1. "Each DSO shall review the structural information of its network elements that form the Observability Area of its TSO and of the SGUs connected to those network elements at least every 6 months and provide updated information to the TSO in the following situations as defined at national level:

- a) At least 3 months before planned commissioning of a new network element or SGU.
- b) At least 3 months before planned final removal from service of the network element or SGU.
- c) At least 3 months before planned relevant modifications to the network element or SGU.
- d) As soon as possible in case there is a change in the Observability Area;
- e) As soon as an error in the data set transmitted earlier is detected."

In light of the above, Article 8 Responsibilities of TSOs - Structural Data - Notification of Changes and Article 15 Responsibilities of SGUs - Structural Data - Notification of Changes should be checked whether it requires revisions accordingly, (i.e. all the mentioned periods of 6 months therein should be changed back into the 3 months

periods, as previously stated in the draft KORRR version; Art. 15, 1st sentence also requires a wording correction, as its first part is unclear).

The coordination for the format specification set out in paragraph 2 of Article 11 should also include SGUs. In addition, for efficiency and consistency reasons, the specified format should be - to the extent possible - the same as the one specified by TSOs according to Article 7(2) of KORRR.

Article 12 Scheduled Data - Rights and responsibilities of DSOs

Paragraph 1 refers to planned and unplanned unavailability of network elements, while the last sentence of paragraph 1 and paragraph 2 (2nd sentence) refer to scheduled data provision by DSOs. The latter lacks a legal basis in the SO GL. DSOs noted that "There is no requirement in SOGL Part II Chapter 2 Title III Articles 43-44 for scheduled data to be included in KORRR. In fact outages are not data at all but entities in their own right and managed in Part III, Title III of SOGL. Article 96 of SOGL (Year-ahead coordination of the availability status of relevant assets for which the outage planning agent is a TSO taking part in an outage coordination region, a DSO or a CDSO) requires DSOs to plan their outages a year in advance. The process consists of preliminary availability plans, validation and then finalisation (Art. 97-99 SOGL). Updates to these unavailability plans are managed by Article 100 allowing updates to final year-ahead availability plans between year-ahead and real-time execution. These updates can be sent to the respective TSO by a DSO acting as outage planning agent (Article 100.2 SOGL).

The process foreseen in Title III is exhaustive, there's obviously no need for any additional data exchange under Title II of SOGL and KORRR. As such Article 12 of the KORRR should be deleted to support legal certainty and limit KORRR to its enabling provisions in Title II of SOGL."

All regulatory authorities support ask for a clarification why these references have been included and would like ENTSO-E to consider the deletion of the respective (parts of) Article 12.

Article 13.3: Requirements on data exchange in relation to Article 17.2)

DSOs noted that "There is a confusing overlap between Article 13.3 and Article 17.2 of the final draft KORRR. This is a source of legal uncertainty for DSOs as well as SGUs connected to distribution systems. Both Articles seem to apply real-time data requirements to DSO connected SGUs. They appear to be saying the same thing. It would be logical given that Article 13 is in a section about DSOs to drop 13.3 and just ensure that 17.2 is complete..."

All regulatory authorities support this concern and ask for a clarifying revision of both Articles to promote legal certainty.

Article 16 - Scheduled Data provided by SGUs

Spelling: please correct "through" in paragraph 2 and perhaps reorder the sentence for better readability.

IV. Conclusions

The regulatory authorities have agreed to request an amendment to the KORRR submitted by all TSOs pursuant to Article 40(6) of the SO GL. The amended proposal shall take into account the regulatory authorities' position stated above. In accordance with Article 7(1) of SO GL it should be resubmitted by TSOs

to the national regulatory authorities no later than 2 months after the last national decision to request an amendment has been made.

All regulatory authorities must make their national decisions to request an amendment to the KORRR, on the basis of this agreement, by 15 August 2018.».

Αθήνα, 6 Αυγούστου 2018

Ο Πρόεδρος

ΝΙΚΟΛΑΟΣ ΜΠΟΥΛΑΞΗΣ