



ΕΦΗΜΕΡΙΔΑ ΤΗΣ ΚΥΒΕΡΝΗΣΕΩΣ ΤΗΣ ΕΛΛΗΝΙΚΗΣ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑΣ

18 Οκτωβρίου 2021

ΤΕΥΧΟΣ ΔΕΥΤΕΡΟ

Αρ. Φύλλου 4774

ΑΠΟΦΑΣΕΙΣ

Αριθμ. απόφ. 590/2021

Έγκριση του Εγχειριδίου του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας «Οδηγίες σύνταξης Μελετών Κόστους - Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ)».

Η ΡΥΘΜΙΣΤΙΚΗ ΑΡΧΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Λαμβάνοντας υπόψη:

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

2. Την Οδηγία 2009/72/ΕΚ του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου, της 13ης Ιουλίου 2009 «σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την κατάργηση της οδηγίας 2003/54/ΕΚ», καθώς και την Οδηγία (ΕΕ) 2019/944 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 5ης Ιουνίου 2019 «Σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την τροποποίηση της Οδηγίας 2012/27/ΕΕ» (ΕΕ L 158 της 14.6.2019).

3. Τον Κανονισμό (ΕΚ) 2013/347 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 17ης Απριλίου 2013 σχετικά με τις κατευθυντήριες γραμμές για τις διευρωπαϊκές ενεργειακές υποδομές, την κατάργηση της απόφασης αριθ. 1364/2006/ΕΚ και την τροποποίηση των κανονισμών (ΕΚ) αριθ. 2009/713, (ΕΚ) αριθ. 2009/714 και (ΕΚ) αριθ. 2009/715.

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

5. Τον Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, ο οποίος επανεκδόθηκε σύμφωνα με το άρθρο 96 του ν. 4001/2011, στο πλαίσιο της αναδιοργάνωσης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και της εφαρμογής του Μοντέλου Στόχου (Απόφαση ΡΑΕ 1412/2020, (Β' 4658/2020).

6. Την υπό στοιχεία ΡΑΕ Ο-80505/15.01.2020 επιστολή της ΡΑΕ προς την ΑΔΜΗΕ Α.Ε. αναφορικά με την υποβολή εισήγησης για έκδοση Εγχειριδίου με τίτλο: «Οδηγός σύνταξης Μελετών Κόστους- Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο ΕΣΜΗΕ».

7. Την υπό στοιχεία ΡΑΕ Ι-276885/14.02.2020 εισήγηση της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. για το Εγχειρίδιο με τίτλο: «Οδηγός σύνταξης Μελετών Κόστους - Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο ΕΣΜΗΕ».

8. Το γεγονός ότι η ΡΑΕ, στο πλαίσιο διαμόρφωσης της απόφασής της επί της ως άνω εισήγησης της ΑΔΜΗΕ Α.Ε., έθεσε στις 19 Μαρτίου 2020 την ως άνω εισήγηση σε δημόσια διαβούλευση με καταληκτική ημερομηνία την 8η Απριλίου 2020.

9. Τις απόψεις που υπεβλήθησαν στο πλαίσιο της ως άνω Δημόσιας Διαβούλευσης με το υπό στοιχεία ΡΑΕ Ι-280222/13.04.2020 έγγραφο του ΕΣΑΗ και το υπ' αρ. πρωτ. ΡΑΕ Ι- 280020/08.04.2020 έγγραφο συμμετέχοντα που δεν επιθυμεί δημοσιοποίηση των στοιχείων του.

10. Την υπό στοιχεία ΡΑΕ Ο-84438/14.10.2020 επιστολή της ΡΑΕ προς την ΑΔΜΗΕ Α.Ε. αναφορικά με την υποβολή αναθεωρημένης εισήγησης επί του Εγχειριδίου με τίτλο: «Οδηγός σύνταξης Μελετών Κόστους-Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο ΕΣΜΗΕ».

11. Το υπό στοιχεία ΡΑΕ Ι-296937/19.02.2021 έγγραφο της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με το οποίο υπέβαλε τελική εισήγηση επί του εγχειριδίου με τίτλο: «Οδηγός σύνταξης Μελετών Κόστους - Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο ΕΣΜΗΕ».

12. Το γεγονός ότι η ΡΑΕ, στο πλαίσιο διαμόρφωσης της απόφασής της επί του εν θέματι εγχειριδίου έθεσε στις 5 Ιουλίου 2021 την ως άνω τελική εισήγηση της ΑΔΜΗΕ Α.Ε., καθώς και την πιο πρόσφατη έκδοση της 3ης Οδηγίας CBA (3rd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, Draft version, 28 January 2020) του ENTSO-E (Ευρωπαϊκό Δίκτυο των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας - ΕΔΔΣΜΗΕ) σε δημόσια διαβούλευση¹ με καταληκτική ημερομηνία την 12η Ιουλίου 2021.

1 <https://www.rae.gr/2021/07/05/%ce%b4%ce%b7%ce%bc%cf%8c%cf%83%ce%b9%ce%b1-%ce%b4%ce%b9%ce%b1%ce%b2%ce%bf%cf%8d%ce%bb%ce%b5%cf%85%cf%83%ce%b7-%cf%84%ce%b7%cf%82-%cf%81%ce%b1%ce%b5-%ce%b5%cf%80%ce%af-%cf%84%ce%bf%cf%85-%ce%b5%ce%b3/>

13. Το γεγονός ότι δεν υπήρξε συμμετοχή στην ανωτέρω δημόσια διαβούλευση της ΡΑΕ².

14. Το γεγονός ότι οι κανονιστικού χαρακτήρα αποφάσεις της ΡΑΕ δημοσιεύονται στην Εφημερίδα της Κυβερνήσεως, κατά τα οριζόμενα στο άρθρο 32 του ν. 4001/2011.

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

Σκέφθηκε ως εξής:

Ι. Επί του νομικού πλαισίου

Επειδή, στο πλαίσιο επίτευξης της ενιαίας ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, με τον Κανονισμό (ΕΚ) υπ' αριθ. 714/2009 «σχετικά με τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο για τις διασυνοριακές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας και την κατάργηση του Κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 1228/2003» και την Οδηγία 2009/72 «σχετικά με τους κοινούς κανόνες για την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και για την κατάργηση της οδηγίας 2003/54/ΕΚ» καθορίστηκαν κατά τρόπο δεσμευτικό οι υποχρεώσεις που αναλαμβάνουν οι Διαχειριστές των Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Ειδικότερα, όπως ορίζεται στο άρθρο 12 της Οδηγίας 2009/72 (και πλέον άρθρο 40 της Οδηγίας 2019/944) «Κάθε διαχειριστής συστήματος μεταφοράς είναι υπεύθυνος για: α) τη διασφάλιση της μακροπρόθεσμης ικανότητας του συστήματος να ανταποκρίνεται στην εύλογη ζήτηση για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας, τη λειτουργία, τη συντήρηση και την ανάπτυξη υπό οικονομικά αποδεκτές συνθήκες, ασφαλών, αξιόπιστων και αποτελεσματικών συστημάτων μεταφοράς, λαμβάνοντας δεόντως υπόψη το περιβάλλον· β) την εξασφάλιση επαρκών μέσων για την ικανοποίηση των υποχρεώσεων εξυπηρέτησης· γ) τη συμβολή στην ασφάλεια του εφοδιασμού μέσω επαρκούς δυναμικού μεταφοράς και αξιοπιστίας του συστήματος· δ) τη διαχείριση των ροών ηλεκτρικής ενέργειας στο σύστημα με συνεκτίμηση των ανταλλαγών με άλλα διασυνδεδεμένα συστήματα. Για το σκοπό αυτό, ο διαχειριστής του δικτύου μεταφοράς είναι υπεύθυνος για να εξασφαλίζει την ασφάλεια, αξιοπιστία και αποδοτικότητα του δικτύου και, στα πλαίσια αυτά, για να μεριμνά ώστε να είναι διαθέσιμες όλες οι αναγκαίες βοηθητικές υπηρεσίες, συμπεριλαμβανομένων αυτών που ανταποκρίνονται στη ζήτηση, στο βαθμό που η διαθεσιμότητα αυτή είναι ανεξάρτητη από οιοδήποτε άλλο δίκτυο μεταφοράς με το οποίο το σύστημά του είναι διασυνδεδεμένο [...]».

Επειδή, στο άρθρο 11 του Κανονισμού 347/2013 «Ανάλυση κόστους-οφέλους για όλο το ενεργειακό σύστημα» του Κανονισμού 347/2013 προβλέπονται τα εξής:

«1. Έως τις 16 Νοεμβρίου 2013, το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΕΔΔΣΜ) ηλεκτρικής ενέργειας και το ΕΔΔΣΜ αερίου δημοσιοποιούν και υποβάλλουν στα κράτη μέλη, στην Επιτροπή

και στον Οργανισμό, τις αντίστοιχες μεθοδολογίες τους, που αφορά μεταξύ άλλων τη διαμόρφωση των δικτύων και της αγοράς, εκπόνησης εναρμονισμένης ανάλυσης κόστους-οφέλους για ολόκληρο το ενεργειακό σύστημα της Ένωσης. Η ανάλυση αυτή θα αφορά τα έργα κοινού ενδιαφέροντος που εμπίπτουν στις κατηγορίες που αναφέρονται στο παράρτημα II σημείο 1 στοιχείο α) έως δ) και παράρτημα II σημείο 2. Οι μεθοδολογίες αυτές εφαρμόζονται στην προετοιμασία κάθε επακόλουθου δεκαετούς σχεδίου ανάπτυξης δικτύων που εκπονούν το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας ή το ΕΔΔΣΜ αερίου δυνάμει του άρθρου 8 του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 714/2009 και του άρθρου 8 του κανονισμού (ΕΚ) αριθ. 715/2009. Οι μεθοδολογίες καταρτίζονται με βάση τις οριζόμενες στο παράρτημα V αρχές και συνάδουν με τους κανόνες και τους δείκτες που ορίζονται στο παράρτημα IV.

....6. Οι μεθοδολογίες επικαιροποιούνται και βελτιώνονται τακτικά κατά τις παρ. 1 έως 5. Με δική του πρωτοβουλία ή μετά από δεόντως τεκμηριωμένο αίτημα εθνικών ρυθμιστικών αρχών ή ενδιαφερόμενων κύκλων συμφερόντων και μετά την επίσημη διαβούλευση με τις οργανώσεις που εκπροσωπούν όλους τους ενδιαφερόμενους κύκλους συμφερόντων και την Επιτροπή, ο Οργανισμός δύναται να ζητήσει την ενημέρωση ή τη βελτίωση της μεθοδολογίας κατόπιν κατάλληλης αιτιολόγησης και με την κατάρτιση χρονοδιαγραμμάτων. Ο Οργανισμός δημοσιοποιεί τα αιτήματα των εθνικών ρυθμιστικών αρχών ή των ενδιαφερόμενων κύκλων συμφερόντων και όλα τα συναφή έγγραφα που δεν είναι εμπορικά ευαίσθητα και βάσει των οποίων προκύπτει το αίτημα του Οργανισμού για επικαιροποίηση ή βελτίωση.»

Επειδή, με τον Κανονισμό 2019/943 «σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας» (σχετ. 4) χώρησε αναδιτύπωση του Κανονισμού 714/2009 «για λόγους σαφήνειας» (Προοίμιο Κανονισμού, παρ. 1) και, συνεπώς, οι διατάξεις του Κανονισμού 714/2009 νοούνται πλέον ως παραπέμπουσες στις αντίστοιχες διατάξεις του νέου Κανονισμού 2019/943, σύμφωνα και με τον πίνακα αντιστοιχίας.

Επειδή, ενόψει της ριζικής μεταρρύθμισης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, προκειμένου για την προσαρμογή της στο Μοντέλο Στόχο, η ΡΑΕ, κατ' εξουσιοδότηση εκ του άρθρου 96 παρ. 1 του ν. 4001/2011 («Η διαχείριση του ΕΣΜΗΕ διενεργείται σύμφωνα με τις διατάξεις του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Κώδικας Διαχείρισης ΕΣΜΗΕ), ο οποίος καταρτίζεται και υποβάλλεται στη ΡΑΕ από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ»), προέβη στην επανέκδοση του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (εφεξής «ΚΔΣ»).

Επειδή, στην υποενότητα 8.3 «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ (εφεξής «ΔΠΑ»)» της, όπως ισχύει, προβλέπονται τα εξής:

«1. Ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ εκπονεί και δημοσιεύει σε ετήσια βάση Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ (ΔΠΑ), σύμφωνα με τα οριζόμενα στα άρθρα 14, 108 και 108α ν. 4001/2011. Συγκεκριμένα, το ΔΠΑ:

Α) Προσδιορίζει τις κυριότερες υποδομές μεταφοράς που πρέπει να κατασκευαστούν ή να αναβαθμιστούν

² <https://www.rae.gr/2021/07/20/%ce%b1%cf%80%ce%bf%cf%84%ce%b5%ce%bb%ce%ad%cf%83%ce%bc%ce%b1%cf%84%ce%b1-%ce%b4%ce%b7%ce%bc%cf%8c%cf%83%ce%b9%ce%b1%cf%82-%ce%b4%ce%b9%ce%b1%ce%b2%ce%bf%cf%8d%ce%bb%ce%b5%cf%85%cf%83%ce%b7%cf%82-26/>

κατά τα επόμενα δέκα (10) έτη συμπεριλαμβανομένων και των απαραίτητων έργων για τη διείσδυση των ΑΠΕ.

Β) Περιέχει όλα τα έργα που ήδη έχουν περιληφθεί σε προηγούμενα ΔΠΑ και προσδιορίζει τα νέα έργα των οποίων η έναρξη υλοποίησης προβλέπεται μέσα στην επόμενη 3ετία.

Γ) Παρέχει τεχνοοικονομική ανάλυση σκοπιμότητας μέσω της υποβολής Μελέτης Κόστους- Οφέλους για τα σημαντικά έργα μεταφοράς του εδαφίου (Β) ανωτέρω, ιδίως αυτά που αφορούν διεθνείς διασυνδέσεις και διασυνδέσεις νήσων με το ΕΣΜΗΕ, συμπεριλαμβανομένων χρονοδιαγράμματος υλοποίησης και εκτιμώμενων χρηματικών ροών αναγκών χρηματοδότησης των επενδυτικών σχεδίων των υπόψη έργων. Λεπτομέρειες αναφορικά με τη μεθοδολογία που χρησιμοποιείται για την εκπόνηση της Μελέτης Κόστους – Οφέλους καθώς και τα κριτήρια με βάση τα οποία αξιολογείται το όφελος και το κόστος κάθε έργου εξειδικεύονται σε Εγχειρίδιο με τίτλο «Οδηγίες σύνταξης Μελέτης Κόστους-Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο ΕΣΜΗΕ», το οποίο εκδίδεται με απόφαση της ΡΑΕ κατόπιν εισήγησης του Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ. Για την υποβολή της σχετικής εισήγησής του, ο Διαχειριστής του ΕΣΜΗΕ λαμβάνει υπόψη τη σχετική μεθοδολογία που χρησιμοποιεί ο ENTSO-E για την εκτίμηση της σχέσης κόστους-οφέλους των έργων που περιλαμβάνονται στο διευρωπαϊκό δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης δικτύων.

Δ) Στην περίπτωση που κάποιο από τα έργα του εδαφίου (Β) ανωτέρω, τεκμηριωμένα προσφέρει σημαντικό κοινωνικοοικονομικό όφελος σε σχέση με το κόστος του, ιδίως προς τον τελικό καταναλωτή, δύναται να χαρακτηριστεί ως «Έργο Μείζονος Σημασίας». Τα Έργα Μείζονος Σημασίας χαρακτηρίζονται ως τέτοια με την απόφαση έγκρισης του ΔΠΑ. Η σχέση κόστους- οφέλους και οι λοιπές προϋποθέσεις που πρέπει να πληροί ένα έργο για να χαρακτηριστεί ως Έργο Μείζονος Σημασίας καθορίζονται στο Εγχειρίδιο του εδαφίου (Γ) ανωτέρω.».

Επειδή, περαιτέρω, κατά τα οριζόμενα στην παρ. 4 του άρθρου 96 του ν. 4001/2011 «4. Με απόφαση της ΡΑΕ εκδίδονται εγχειρίδια για τις λεπτομέρειες εφαρμογής του Κώδικα Διαχείρισης του Συστήματος, σύμφωνα με τη διαδικασία της παρ. 1.». Συνεπώς, η έκδοση του προβλεπόμενου στην υποενότητα 8.3 του ΚΔΣ Εγχειριδίου με αντικείμενο «Οδηγίες σύνταξης Μελέτης Κόστους-Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο ΕΣΜΗΕ» (εφεξής Εγχειριδίου) χωρεί κατόπιν εισήγησης του Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ και Δημόσιας Διαβούλευσης.

ΙΙ. Επί της εισήγησης της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. σχετικά με το Εγχειρίδιο με τίτλο: «Οδηγίες σύνταξης Μελετών Κόστους-Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο ΕΣΜΗΕ»

Επειδή, με το σχετ. 6 έγγραφό της, η ΡΑΕ αρχικά κάλεσε την ΑΔΜΗΕ Α.Ε. να υποβάλει εισήγηση για έκδοση του Εγχειριδίου με τίτλο: «Οδηγός σύνταξης Μελετών Κόστους-Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο ΕΣΜΗΕ», λαμβάνοντας υπόψη, (α) την εγκεκριμένη από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή 2η Οδηγία Cost Benefit Analysis (CBA)³

3 <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/pub-licdn-container/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/2018-10-11-tyndp-cba-20.pdf>

του ENTSO-E, η οποία προβλέπεται στο άρθρο 11 του Κανονισμού (ΕΚ) 347/2013 και (β) την αρχική έκδοση της 3ης Οδηγίας CBA του ENTSO-E⁴, η οποία εκπονήθηκε τον Οκτώβριο του 2019.

Περαιτέρω, δυνάμει του εδαφίου Δ) παρ. 1 της υποενότητας 8.3 της επανέκδοσης του ΚΔΣ, η ΡΑΕ αιτήθηκε από την ΑΔΜΗΕ Α.Ε. να υποβάλει πρόταση σχετικά με τον καθορισμό εντός του ως άνω εγχειριδίου της σχέσης κόστους-οφέλους και των λοιπών προϋποθέσεων που πρέπει να πληροί ένα έργο για να χαρακτηριστεί ως Έργο Μείζονος Σημασίας (σχετ. 6).

Οι ως άνω κατευθύνσεις της Αρχής αποσκοπούσαν στην κατάρτιση του σχετικού Εγχειριδίου βάσει των βέλτιστων και πλέον σύγχρονων αρχών που διέπουν σε ενωσιακό επίπεδο τη στάθμιση του κόστους και των ωφελειών που συνδέονται με τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος, προκειμένου για την εναρμόνιση της ελληνικής πρακτικής με το άρτιο ευρωπαϊκό υπόδειγμα.

Επειδή, η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. υπέβαλε εισήγηση για το ανωτέρω Εγχειρίδιο (σχετ. 7), η οποία τέθηκε σε δημόσια διαβούλευση από τη ΡΑΕ τη 19η Μαρτίου 2020 με καταληκτική ημερομηνία την 8η Απριλίου 2020 (σχετ. 8).

Επειδή, ακολούθως η Αρχή, λαμβάνοντας υπόψη τις εξελίξεις σε ενωσιακό επίπεδο, ζήτησε (σχετ. 10) από την ΑΔΜΗΕ Α.Ε. την υποβολή αναθεωρημένης πρότασης με την ενσωμάτωση των πρόσφορων παρατηρήσεων εκ της δημόσιας διαβούλευσης (σχετ. 9).

Επειδή, η ΑΔΜΗΕ Α.Ε. με το υπ' αριθμ. 11 έγγραφό της απέστειλε στην Αρχή σχέδιο τελικής εισήγησης, στο οποίο υιοθέτησε τις ανωτέρω κατευθύνσεις, εντούτοις δεν έλαβε υπόψη την πλέον πρόσφατη έκδοση της 3ης Οδηγίας CBA του ENTSO-E.

Επειδή, η πλέον πρόσφατη έκδοση της 3ης Οδηγίας CBA του ENTSO-E⁵, η οποία εκπονήθηκε τον Ιανουάριο του 2020, περιλαμβάνει νέους δείκτες οφέλους με κυριότερο τον δείκτη βιωσιμότητας σχετικά με τις εκπομπές αερίων ρύπων (SOx, NOx κ.ά) με επίδραση στο περιβάλλον εκτός του CO₂, καθώς και συμπλήρωση/εξειδίκευση και περαιτέρω βελτίωση της μεθοδολογίας υπολογισμού υφιστάμενων δεικτών (ιδίως των δεικτών που συνδέονται με την ασφάλεια εφοδιασμού). Επιπλέον εισάγονται νέοι δείκτες οφέλους οι οποίοι είναι «επιπέδου έργου» και έχουν σχεδιαστεί για να αντιμετωπίζουν τις περιπτώσεις στις οποίες δεν είναι δυνατόν για το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας (ENTSO-E) να αξιολογήσει ορισμένα οφέλη σε πανευρωπαϊκό επίπεδο στο πλαίσιο της διαδικασίας του Διακοινοτικού ΔΠΑ. Αυτοί οι δείκτες ενδέχεται να είναι ορισμένοι υποδείκτες αποτίμησης του οφέλους ευελιξίας και ευστάθειας, ο δείκτης οφέλους της αποφυγής του κόστους ανανέωσης / αντικατάστασης υποδομών και ο δείκτης της μείωσης των απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

4 https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/191023_CBA3_Draft%20for%20consultation.pdf

5 https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/200128_3rd_CBA_Guideline_Draft.pdf

Επειδή, οι κατευθυντήριες οδηγίες για την εκπόνηση μελετών κόστους-οφέλους, οι οποίες εκδίδονται από τον ENTSO-E, συνιστούν το αποτέλεσμα ενδεδειγμένης εξέτασης υψηλού επιπέδου, κατόπιν επίπονης και μακροχρόνιας εργασίας από εμπειρογνώμονες των εθνικών ρυθμιστικών αρχών, του ACER (Οργανισμός Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας) και της Ευρωπαϊκής Επιτροπής. Επομένως, οι εν λόγω Οδηγίες αντανακλούν τις πλέον πρόσφατες θεωρήσεις και βέλτιστες πρακτικές της Ε.Ε. ως προς τον ενδεδειγμένο τρόπο αξιολόγησης των έργων ανάπτυξης.

Επειδή, οι ανωτέρω Οδηγίες παρέχουν ένα ευρέως αναγνωρισμένο και αποδεκτό εργαλείο για την εξέταση της σκοπιμότητας ενεργειακών υποδομών. Ως εκ τούτου, η αξιοποίησή του από τον Διαχειριστή και τον Ρυθμιστή κατά την αξιολόγηση των έργων ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ, και κυρίως αυτών που δύναται να έχουν μείζονα σημασία, συμβάλλει σημαντικά στη διερεύνηση και τεκμηρίωση του επωφελούς τους χαρακτήρα, κατά τρόπο επιστημονικά άρτιο και αμερόληπτο. Περαιτέρω, δέον να συνεκτιμηθεί το ότι, πέραν των εθνικών έργων ανάπτυξης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, που αναλαμβάνει κατ' αποκλειστικότητα ο Διαχειριστής, υφίσταται η δυνατότητα αυτοτελούς προώθησης Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest) από Φορείς Υλοποίησης (Project Promoters) βάσει του Κανονισμού 347/2013 (βλ. σχετικό ορισμό στο άρθρο 2 σημείο 6). Λαμβάνοντας υπόψη ότι τα εν λόγω έργα κρίνονται από τις εμπλεκόμενες Ρυθμιστικές Αρχές βάσει κοινώς αποδεκτών μεθοδολογιών, πρωτίστως δε αυτών που ερείδονται σε ενωσιακούς κανόνες, αναδεικνύεται η ανάγκη υιοθέτησης ενιαίας προσέγγισης ως προς όλα τα έργα που δύναται να αναπτυχθούν στη χώρα, ανεξαρτήτως του φορέα προώθησής τους, ώστε να διασφαλίζεται η αμερόληπτη και συνεκτική αξιολόγησή τους. Ως πλέον πρόσφορη βάση της ανωτέρω ενιαίας προσέγγισης αποτελεί η εναρμονισμένη μεθοδολογία που εκδίδεται από τον ENTSO-E, η οποία και παρέχει τα εχέγγυα δίκαιης κρίσης. Συνεπώς, η εν λόγω 3η Οδηγία CBA του ENTSO-E δύναται να χρησιμοποιείται ως «τεχνικό πρότυπο» και εργαλείο συγκριτικής αξιολόγησης όλων των έργων που αναπτύσσονται στη χώρα, προς εξασφάλιση του μέγιστου κοινωνικοοικονομικού οφέλους.

Επειδή, η εν λόγω έκδοση της 3ης Οδηγίας CBA του ENTSO-E χρησιμοποιήθηκε ως εργαλείο αξιολόγησης των έργων του Διακοινοτικού Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης Δικτύων (Ten Year Network Development Plan – TYNDP) του ENTSO-E για το 2020 και εν συνεχεία των υποψήφιων Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest – PCI) της υπό διαμόρφωση τρέχουσας 5ης λίστας PCI.

Επειδή, κατά την πλέον πρόσφατη αξιολόγηση της 29ης Ιουνίου 2021, των υποψήφιων έργων της υπό διαμόρφωση τρέχουσας 5ης λίστας PCI όσον αφορά την Περιφερειακή Ομάδα των διασυνδέσεων ηλεκτρικής ενέργειας Βορρά-Νότου στην κεντροανατολική και νοτιοανατολική Ευρώπη («NSI East Electricity»), η πλειοψηφία των αρχικά επιλεγμένων έργων PCI παρουσία-

σαν λόγο οφέλους/κόστους μεγαλύτερο του τρία (3). Το γεγονός αυτό δείχνει ότι μεγάλα έργα με σημαντικό αντίκτυπο, όπως τα Έργα Μείζονος Σημασίας, οφείλουν να εμφανίζουν πολλαπλάσια οφέλη σε σχέση με το κόστος τους.

Επειδή, η ΡΑΕ λαμβάνοντας υπόψη τις ανωτέρω εξελίξεις εντός του 2021, αποφάσισε να θέσει σε δημόσια διαβούλευση την 5η Ιουλίου 2021 με καταληκτική ημερομηνία τη 12η Ιουλίου 2021 (σχετ. 11) την τελική εισήγηση της ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (σχετ. 11), καθώς και την πλέον πρόσφατη έκδοση της 3ης Οδηγίας CBA (3rd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, Draft version, 28 January 2020), προτείνοντας την υιοθέτηση της 3ης Οδηγίας CBA.

Επειδή, δεν υπήρξε συμμετοχή και ως εκ τούτου διαφωνία με την πρόταση της Αρχής στην ανωτέρω δημόσια διαβούλευση της ΡΑΕ (σχετ. 13).

Επειδή, η υποχρέωση της σύνταξης Μελέτης Κόστους Οφέλους καταλαμβάνει τα «Σημαντικά Έργα Μεταφοράς», κατά τα οριζόμενα στο εδάφιο (Γ) της παρ. 1 της της υποενότητας 8.3 του ΚΔΣ. Σύμφωνα με την ανωτέρω διάταξη, ως «Σημαντικά Έργα Μεταφοράς» χαρακτηρίζονται «ιδίως αυτά που αφορούν διεθνείς διασυνδέσεις και διασυνδέσεις νήσων με το ΕΣΜΗΕ». Ο ανωτέρω ορισμός δέον να διευρυνθεί ώστε να καταλαμβάνει και τα έργα εκείνα που, λόγω του μεγέθους του προϋπολογισμού τους, αφενός ενέχουν σημαντική επιβάρυνση και κίνδυνο για τον φορέα υλοποίησής τους, αφετέρου συνεπάγονται ουσιώδεις οικονομικές επιπτώσεις στους τελικούς Χρήστες προκειμένου για την ανάκτηση του κόστους της επένδυσης. Σχετικώς, θεωρείται εύλογο να νοούνται ως «Σημαντικά Έργα Μεταφοράς» εκείνα των οποίων ο προϋπολογισμός υπερβαίνει τα πενήντα (50) εκατομμύρια ευρώ. Ειδικότερα, δεδομένων των αναντίρρητα σημαντικών οικονομικών συνέπειών τους, χρήζει να τεκμηριώνεται εκ των προτέρων επαρκώς το τελικώς προκύπτον όφελος.

Επειδή, επιπροσθέτως, λαμβάνοντας υπόψη και την πρακτική που διαμορφώνεται σε ενωσιακό επίπεδο, ενόψει της έγκρισης της 5ης λίστας Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI), κατ' εφαρμογή του Κανονισμού 347/2013⁶, ως «Έργα Μείζονος Σημασίας» δύναται να χαρακτηρίζονται εκείνα που τεκμηριώνουν πολλαπλάσια οφέλη σε σχέση με το κόστος τους. Ως κριτήριο διάκρισης, ιδίως για τα έργα που εντάσσονται στην Περιφερειακή Ομάδα των διασυνδέσεων ηλεκτρικής ενέργειας Βορρά-Νότου στην κεντροανατολική και νοτιοανατολική Ευρώπη («NSI East Electricity»), προκρίθηκε ο λόγος οφέλους/κόστους να υπερβαίνει το τρία (3). Ως εκ τούτου, για λόγους εναρμόνισης, κρίνεται σκόπιμο και εύλογο να ενσωματωθεί στο Εγχειρίδιο το εν λόγω κριτήριο, προκειμένου για την εξέταση της υπαγωγής των έργων του ΕΣΜΗΕ στην κατηγορία των Έργων Μείζονος Σημασίας. Παράλληλα, λαμβάνοντας υπόψη τις ειδικότερες συνθήκες της Χώρας, ιδίως δε της αναγκαιότητας ενίσχυσης και επέκτασης του

⁶ Consultation on the list of candidate projects of common interest in electricity and gas | European Commission (europa.eu) https://ec.europa.eu/info/news/consultation-list-candidate-projects-common-interest-electricity-and-gas-2021-jan-14_en

ΕΣΜΗΕ, με τη διασύνδεση των ΜΔΝ και τη στήριξη της διεσπαρμένης παραγωγής ΑΠΕ, θα πρέπει να εισαχθεί πρόσθετο κριτήριο, σωρευτικώς εφαρμοζόμενο, εστιζόμενο στον προϋπολογισμό του έργου. Ως σχετικό όριο για τη δυνατότητα του εν λόγω χαρακτηρισμού συνιστά μέγεθος προϋπολογισμού άνω των πεντακοσίων (500) εκατομμυρίων ευρώ.

Επειδή, λαμβάνοντας υπόψη τη δρομολόγηση της αξιολόγησης από τη ΡΑΕ του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης του Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ, η υποχρέωση για υποβολή Μελέτης Κόστους Οφέλους βάσει του παρόντος Εγχειριδίου καταλαμβάνει τα «Σημαντικά Έργα Μεταφοράς» και τα «Έργα Μείζονος Σημασίας» που εντάσσονται στο ΔΠΑ της περιόδου 2022-2031 και εφεξής. Σαφώς, ο σχετικός χαρακτηρισμός δύναται να αφορά μόνο τα έργα εκείνα των οποίων δεν έχει εκκινήσει η κατασκευή. Περαιτέρω, δεδομένου ότι η έγκριση ενός έργου ως εμπίπτοντος σε μία εκ των ανωτέρω κατηγοριών πραγματοποιείται μέσω του Προγράμματος Ανάπτυξης, η σχετική Μελέτη Κόστους Οφέλους δέον να συνοδεύει τη δημόσια διαβούλευση του Διαχειριστή και να συνυποβάλλεται στη ΡΑΕ με το ΔΠΑ.

Επειδή, το Εγχειρίδιο οφείλει να εναρμονίζεται προς την εκάστοτε τρέχουσα Οδηγία CBA του ENTSO- Ε, επί τυχόν δε μελλοντικών επικαιροποιήσεων ή αναθεωρήσεων της εν λόγω Οδηγίας, προσαρμόζεται αναλόγως.

Για τους παραπάνω λόγους, αποφασίζει:

Στο πλαίσιο των αρμοδιοτήτων της σύμφωνα με τις διατάξεις της παρ. 4 του άρθρου 96 του ν. 4001/2011 και της υποενότητας 8.3 του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, όπως ισχύει:

1. Την έγκριση του Εγχειριδίου του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας με αντικείμενο: «Οδηγίες σύνταξης Μελετών

Κόστους-Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο ΕΣΜΗΕ» σύμφωνα με το συνημμένο στην παρούσα απόφαση κείμενο, το οποίο αποτελεί αναπόσπαστο μέρος αυτής.

2. Ως «Σημαντικά Έργα Μεταφοράς», κατά το εδάφιο (Γ) της παρ. 1 της υποενότητας 8.3 του ΚΔΣ, για τα οποία υφίσταται υποχρέωση εκπόνησης Μελέτης Κόστους-Οφέλους, κατά το παρόν Εγχειρίδιο, νοούνται αυτά που πληρούν τουλάχιστον ένα από τα παρακάτω κριτήρια:

i. Έργα που αφορούν σε Διασύνδεση/σεις της χώρας με γειτονικές χώρες

ii. Έργα που αφορούν σε Διασύνδεση/σεις συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) με το ΕΣΜΗΕ

iii. Έργα των οποίων ο προϋπολογισμός υπερβαίνει τα € 50 εκατ.

3. Ως «Έργα Μείζονος Σημασίας», κατά το εδάφιο (Δ) της παρ. 1 της υποενότητας 8.3 του ΚΔΣ δύνανται να χαρακτηρίζονται όσα πληρούν σωρευτικώς τα ακόλουθα κριτήρια:

i. Ο λόγος Οφέλους/Κόστους (BCR) που θα προκύψει από την ΜΚΟ να είναι μεγαλύτερος του τρία (3),

ii. Ο προϋπολογισμός του Έργου, όπως αναγράφεται στο ΔΠΑ, να υπερβαίνει τα € 500 εκατ.

4. Η Μελέτη Κόστους-Οφέλους για τα «Σημαντικά Έργα Μεταφοράς» και τα «Έργα Μείζονος Σημασίας» υποβάλλεται από τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ στη δημόσια διαβούλευση που διενεργείται κατά την παρ. 5 της υποενότητας 8.3 του ΚΔΣ και υποβάλλεται στη ΡΑΕ ακολούθως.

5. Η υποχρέωση για την εκπόνηση Μελέτης Κόστους-Οφέλους για τα προτεινόμενα «Σημαντικά Έργα Μεταφοράς» και τα «Έργα Μείζονος Σημασίας» δεσμεύει τον Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ, προκειμένου για τα «νέα έργα», ήτοι για έργα των οποίων δεν έχει εκκινήσει η κατασκευή, που εντάσσονται στο ΔΠΑ 2022-2031 και εφεξής.

Οδηγίες σύνταξης Μελετών Κόστους-Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ)

Σημείωση: Η ενότητα 7 η οποία καθορίζει τα κριτήρια για τα Σημαντικά Έργα του ΔΠΑ και τα κριτήρια για τον χαρακτηρισμό σε «Έργα Μείζονος Σημασίας» προστέθηκε στο τέλος λόγω της απαίτησης του ΚΔΣ για το Εγχειρίδιο και δεν αποτελεί μέρος του μεταφρασμένου κειμένου της 3^{ης} Κατευθυντήριας Οδηγίας του ENTSO-E για την Ανάλυση Κόστους Οφέλους (CBA ή ΜΚΟ) των Έργων Ανάπτυξης του Συστήματος.

Έκδοση 1.0

I. Πρόλογος

Το παρόν κείμενο παρουσιάζει τις Οδηγίες σύνταξης Μελετών Κόστους-Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ), σύμφωνα με την υποενότητα 8.3 της Επανεκδόσης του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας. Το εν λόγω κείμενο αποτελεί την απόδοση στην ελληνική γλώσσα της πλέον πρόσφατης έκδοσης⁷ της 3^{ης} Κατευθυντήριας Οδηγίας του Ευρωπαϊκού Δικτύου Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ENTSO-E και εφεξής «ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας») για την Ανάλυση Κόστους Οφέλους (CBA) (εφεξής «ΜΚΟ») των Έργων Ανάπτυξης του Συστήματος.

Αυτή η νέα Κατευθυντήρια Οδηγία είναι το αποτέλεσμα 'εκμάθησης μέσω εφαρμογής', λαμβάνοντας υπόψη και τις προτάσεις των ενδιαφερόμενων φορέων σε μια πενταετή διαδικασία ανάπτυξης. Κατά τη διάρκεια αυτής της περιόδου, ζητήθηκε η γνώμη των Κρατών Μελών και των Εθνικών Ρυθμιστικών Αρχών και η κατευθυντήρια οδηγία υποβλήθηκε στον Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER) και στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή (ΕΕ) για επίσημη γνωμοδότηση.

Ο Κανονισμός (ΕΕ) 347/2013 επιτάσσει ότι το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας συντάσσει την Ευρωπαϊκή Κατευθυντήρια Οδηγία Ανάλυσης Κόστους Οφέλους (ΜΚΟ), η οποία θα χρησιμοποιηθεί περαιτέρω για την αξιολόγηση του χαρτοφυλακίου του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης Δικτύων (Ten-Year Network Development Plan και εφεξής «Διακοινοτικό ΔΠΑ»). Η πρώτη επίσημη Κατευθυντήρια Οδηγία ΜΚΟ που εκπονήθηκε από το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας εγκρίθηκε και δημοσιεύθηκε από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή στις 5 Φεβρουαρίου 2015, η δεύτερη επίσημη Κατευθυντήρια Οδηγία ΜΚΟ που εκπονήθηκε από το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας εγκρίθηκε από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή στις 27 Σεπτεμβρίου 2018 και δημοσιεύθηκε από το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας στις 11 Οκτωβρίου 2018.

Η πρώτη έκδοση της κατευθυντήριας οδηγίας ΜΚΟ χρησιμοποιήθηκε από το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας για την αξιολόγηση έργων στο Διακοινοτικό ΔΠΑ το 2014 και το 2016. Το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας κατέγραψε τον αντίκτυπο των αποτελεσμάτων της αξιολόγησης έργων του Διακοινοτικού ΔΠΑ στη διαδικασία των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI) της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (ΕΕ). Αυτή η εμπειρία απέδειξε την ανάγκη μιας καλύτερης κατευθυντήριας οδηγίας που επιτρέπει μια πιο συνεκτική και ολοκληρωμένη αξιολόγηση των πανευρωπαϊκών έργων μεταφοράς και αποθήκευσης.

Η 2^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ έχει μια πιο γενική προσέγγιση από την προηγούμενη και υποθέτει ότι η επιλογή και ο ορισμός του έργου, μαζί με την περιγραφή του σεναρίου, βρίσκεται εντός του πλαισίου του Διακοινοτικού ΔΠΑ και, επομένως, δεν ορίζεται λεπτομερώς στην κατευθυντήρια οδηγία αξιολόγησης. Με αυτήν την προσέγγιση, το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας στοχεύει να αναπτύξει μια κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για ένα Διακοινοτικό ΔΠΑ, καθώς και να περιλαμβάνει ισχυρές αρχές που θα ισχύουν για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα. Η 2^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ χρησιμοποιήθηκε από το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας για την αξιολόγηση των οφελών των έργων στο Διακοινοτικό ΔΠΑ 2018. Ωστόσο, παρόλο που συμπεριλήφθηκαν βελτιώσεις στη 2^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ, ορισμένα αποκαλούμενα «ελλείποντα οφέλη» (missing benefits)

⁷ Πλέον πρόσφατη έκδοση της 3^{ης} Οδηγίας ΜΚΟ του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας

προστέθηκαν στο Διακοινοτικό ΔΠΑ 2018 επιπλέον των όσων ορίζονται στη 2^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ. Αυτό, σε συνδυασμό με τη συνεχή προσπάθεια του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας για τη βελτίωση της κατευθυντήριας οδηγίας ΜΚΟ, υπογράμμισε την ανάγκη δημιουργίας της τρίτης έκδοσής της. Η 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ παρουσιάζει βελτιωμένες μεθοδολογίες για ήδη υπάρχοντες δείκτες και μια εισαγωγή σε νέους δείκτες. Μεταξύ αυτών, ορισμένοι νέοι δείκτες προέρχονται από τα διδάγματα που αντλήθηκαν από τη διαδικασία «Ελλείποντα Οφέλη» (Missing Benefits) που δημιουργήθηκε για το Διακοινοτικό ΔΠΑ 2018. Ωστόσο, η πολυπλοκότητα ορισμένων από αυτούς τους νέους δείκτες δεν επιτρέπει μια Πανερωπαϊκή αξιολόγηση. Για το λόγο αυτό, η 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ περιλαμβάνει νέους «δείκτες επιπέδου έργου» (project level indicators), η φύση των οποίων θα αποσαφηνιστεί στο Κεφάλαιο 3.4.

Γιατί είναι σημαντική η 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ;

- Αυτή η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ είναι η μόνη Ευρωπαϊκή κατευθυντήρια οδηγία που επιτρέπει με συνέπεια την αξιολόγηση των έργων μεταφοράς και αποθήκευσης του Διακοινοτικού ΔΠΑ σε όλη την Ευρώπη.
- Τα αποτελέσματα της κατευθυντήριας οδηγίας ΜΚΟ αντιπροσωπεύουν την κύρια πηγή δεδομένων για τη λίστα Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος της Ευρωπαϊκής Επιτροπής.
- Η ευρωπαϊκή κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ θα μπορούσε επίσης να χρησιμοποιηθεί ως πηγή εθνικών ΜΚΟ.

II. Πίνακας Περιεχομένων

I.	Πρόλογος	
1.	Εισαγωγή.....	
1.1	Πεδίο εφαρμογής του κειμένου	
1.2	Επισκόπηση του κειμένου	
2.	Γενική προσέγγιση	
2.1	Σενάρια	
2.2	Χρονικοί ορίζοντες μελέτης	
2.3	Διασυννοριακά έναντι εσωτερικών έργων.....	
2.4	Πλαίσιο μοντελοποίησης.....	
2.5	Δίκτυο αναφοράς.....	
2.6	Ευαισθησίες	
3	Αξιολόγηση έργων: Συνδυαστική ανάλυση κόστους – οφέλους και πολυκριτηριακή ανάλυση.....	
3.1	Πολυκριτηριακή αξιολόγηση	
3.2	Γενικές παραδοχές.....	
3.2.1	Ομαδοποίηση επενδύσεων.....	
3.2.2	Μεθοδολογικές προσεγγίσεις αξιολόγησης TOOT AND PINT	
3.2.3	Υπολογισμός Ικανότητας Μεταφοράς.....	
3.2.4	Γεωγραφική περιοχή ενδιαφέροντος.....	
3.2.5	Οδηγίες για τον υπολογισμό της αξίας των επενδύσεων.....	
3.3	Πλαίσιο Αξιολόγησης.....	
3.4	Αξιολόγηση σε επίπεδο έργου.....	
4	Αξιολόγηση Συστημάτων Αποθήκευσης.....	
5	Τελικές παρατηρήσεις	
6	Ενότητες	
6.1	Ενότητα 1: Γενικοί ορισμοί	
6.2	Ενότητα 2: Συντομογραφίες	
6.3	Ενότητα 3: Κύριες κατηγορίες αξιολόγησης έργων.....	
6.4	Ενότητα 4: Μεθοδολογία για το όφελος της Κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας (Methodology for Socio-Economic Welfare Benefit (B1)).....	

- 6.5 Ενότητα 5: Μεθοδολογία για το πρόσθετο κοινωνικό όφελος εξαιτίας της διαφοροποίησης εκπομπών CO₂ (Additional Societal benefit due to CO₂ variation) (B2).....
- 6.6 Ενότητα 6: Μεθοδολογία για το όφελος της ενσωμάτωσης ΑΠΕ (Methodology for RES Integration Benefit) (B3)
- 6.7 Ενότητα 7: Μεθοδολογία για τις μη-άμεσες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (Methodology for Non-Direct Greenhouse Emissions Benefit) (B4)
- 6.8 Ενότητα 8: Μεθοδολογία για το όφελος της διαφοροποίησης των απωλειών δικτύου (Methodology for Variation in Grid Losses Benefit) (B5).....
- 6.9 Ενότητα: Μεθοδολογία για την Ασφάλεια Εφοδιασμού: Όφελος της Επάρκειας για την Ικανοποίηση της Ζήτησης (Methodology for Security of Supply: Adequacy to Meet Demand Benefit) (B6)
- 6.10 Ενότητα 10: Μεθοδολογία Ασφάλειας Εφοδιασμού: Όφελος Ευελιξίας Συστήματος (B7) (Methodology for Security of Supply: System Flexibility Benefit (B7)).....
- 6.11 Ενότητα 11: Μεθοδολογία για Ασφάλεια Εφοδιασμού: Όφελος Ευστάθειας Συστήματος (Methodology for Security of Supply: System Stability Benefit) (B8)
- 6.12 Ενότητα 12: Μεθοδολογία αποφυγής του κόστους ανανέωσης / αντικατάστασης υποδομών (Methodology for Avoidance of the Renewal/Replacement Costs of Infrastructure) (B9)...
- 6.13 Ενότητα 13: Μείωση απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Reduction of Necessary Reserve for Redispatch Power Plants) (B10)
- 6.14 Ενότητα 14: Μεθοδολογία Κεφαλαιουχικού Κόστους (Methodology for CAPital Expenditure) (CAPEX) (C1)
- 6.15 Ενότητα 15: Μεθοδολογία για Λειτουργικά Κόστη (Methodology for Operating Expenditure) (OPEX) (C2)
- 6.16 Ενότητα 16: Γενικές διατάξεις για τις Υπολειπόμενες επιπτώσεις (General Statements on Residual Impacts)
- 6.17 Ενότητα 17: Μεθοδολογία για τις υπολειπόμενες περιβαλλοντικές επιπτώσεις (Methodology for Residual Environmental Impact) (S1).....
- 6.18 Ενότητα 18: Μεθοδολογία για τις Υπολειπόμενες Κοινωνικές Επιπτώσεις (Methodology for Residual Social impact) (S2)
- 6.19 Ενότητα 19: Μεθοδολογία για Άλλες Υπολειπόμενες Επιπτώσεις (Methodology for Other Residual Impact (S3)).....
- 6.20 Ενότητα 20: Αξιολόγηση έργων αποθήκευσης (Assessment of Storage Projects).....
- 6.21 Ενότητα 21: Προσομοιώσεις ανακατανομής για την αξιολόγηση του έργου (Redispatch simulations for project assessment)
- 6.22 Ενότητα 22: Παράδειγμα υπολογισμού του ΔNTC (Example of ΔNTC calculation)
- 6.23 Ενότητα 23: Επίπτωση της ισχύος στην αγορά (Impact on market power)
- 6.24 Ενότητα 24: Πολυκριτηριακή ανάλυση και ανάλυση κόστους-οφέλους (Multi-criteria analysis and cost benefit analysis)

6.25 Ενότητα 25: Κόστος Απορριπτόμενης Ενέργειας (Value of Lost Load).....	
6.26 Ενότητα 26: Αξιολόγηση σε επίπεδο έργου βάσει δεδομένων των φορέων υλοποίησης (Project level assessment based on promoters' input)	
I. Προσέγγιση κόστους παραγωγής (Generation cost approach)	
II. Προσέγγιση συνολικού πλεονάσματος (Total surplus approach).....	
Ενότητα 7: Σημαντικά Έργα του ΔΠΑ και χαρακτηρισμός σε «Έργο Μείζονος Σημασίας».....	

1. Εισαγωγή

Η εν λόγω κατευθυντήρια οδηγία για την Ανάλυση Κόστους - Οφέλους των Έργων Ανάπτυξης του Δικτύου εκπονήθηκε από το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς (ΕΔΔΣΜ) Ηλεκτρικής Ενέργειας σύμφωνα με τις απαιτήσεις του κανονισμού της ΕΕ 347/2013 (εφεξής «ο Κανονισμός»).

Αυτή η κατευθυντήρια οδηγία είναι η τρίτη έκδοση του εν λόγω κειμένου που εκπονείται από το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας (εφεξής «η 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ») και ήταν το αποτέλεσμα μιας εκτεταμένης διαδικασίας διαβούλευσης. Η διαδικασία διαβούλευσης περιλάμβανε το κοινό, τις οργανώσεις ενδιαφερομένων φορέων, τις εθνικές αρχές και τις εθνικές τους ρυθμιστικές αρχές, τον Οργανισμό Συνεργασίας των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (ACER) και την Ευρωπαϊκή Επιτροπή (EC).

Οι δείκτες που έχουν αναπτυχθεί επιτρέπουν μια εναρμονισμένη ανάλυση κόστους-οφέλους των έργων σε επίπεδο συστήματος. Διευκολύνουν μια ομοιόμορφη προσέγγιση στην οποία

όλα τα έργα (συμπεριλαμβανομένων των έργων αποθήκευσης και μεταφοράς) και οι φορείς υλοποίησης (είτε ΔΣΜ είτε τρίτο μέρος) αντιμετωπίζονται και αξιολογούνται με τον ίδιο τρόπο.

Η πρωταρχική χρήση της κατευθυντήριας οδηγίας είναι να περιγράψει τα έργα που περιλαμβάνονται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Δικτύων (Διακοινοτικό ΔΠΑ) του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των έργων κοινού ενδιαφέροντος (PCI) που προσδιορίζονται από τη λίστα έργων του Διακοινοτικού ΔΠΑ. Συνιστάται επίσης να χρησιμοποιείται για τη διαδικασία διασυνοριακού επιμερισμού του κόστους (CBCA), όπως απαιτείται από τον Κανονισμό (άρθρο 12 στοιχείο α).

Οι τεχνικές ανάλυσης και οι μεθοδολογίες που αναπτύσσονται σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία έχουν γενική σημασία για τη βιομηχανία ηλεκτρικής ενέργειας και μπορεί επομένως να είναι χρήσιμες και σε οποιονδήποτε επιδιώκει να αξιολογήσει τις επενδύσεις μεταφοράς, διότι παρέχει μια ολοκληρωμένη και αυστηρή δομή μέσω της οποίας θα διενεργηθεί μια ανάλυση κόστους-οφέλους. Για την ικανοποίηση των ειδικών απαιτήσεων του Κανονισμού αναπτύχθηκαν δείκτες όσον αφορά την ενοποίηση της αγοράς, την ασφάλεια του εφοδιασμού και τη βιωσιμότητα, συμπεριλαμβανομένης της ενσωμάτωσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και της αποθήκευσης ενέργειας, μεταξύ άλλων. Συγκεκριμένα, οι δείκτες έχουν σχεδιαστεί σε συμμόρφωση με το άρθρο 4.2, το άρθρο 11, το παράρτημα IV και το παράρτημα V του Κανονισμού.

Η ταχεία ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ) και η απελευθέρωση της Ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είχε ως αποτέλεσμα όλο και περισσότερες αλληλεξαρτώμενες ροές ενέργειας σε όλη την Ευρώπη, με μεγάλες και συσχετισμένες διακυμάνσεις. Επομένως, ο σχεδιασμός του συστήματος μεταφοράς πρέπει να διευρυνθεί από μια εθνική εστίαση προς την εξέταση περιφερειακών και Ευρωπαϊκών λύσεων. Η στενή συνεργασία μεταξύ των εταιρειών μελών του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας που είναι υπεύθυνες για τη μελλοντική ανάπτυξη του Ευρωπαϊκού Συστήματος Μεταφοράς είναι απαραίτητη για την επίτευξη συνεκτικού και συντονισμένου σχεδιασμού σε τέτοιο επίπεδο.

- Στο πλαίσιο του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης του Δικτύου Μεταφοράς, ένας στόχος του σχεδιασμού του Συστήματος Μεταφοράς είναι η ανάπτυξη ενός κατάλληλου Πανευρωπαϊκού Συστήματος Μεταφοράς που επιτρέπει την ασφαλή λειτουργία του δικτύου, ένα υψηλό επίπεδο ασφάλειας εφοδιασμού και την ανταλλαγή ισχύος μεταξύ χωρών. Πρέπει να διευκολύνει την πρόσβαση στο δίκτυο σε όλους τους συμμετέχοντες στην αγορά· και να συμβάλει σε έναν βιώσιμο ενεργειακό εφοδιασμό, ανταγωνισμό, εναρμόνιση και ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς· και την ενεργειακή αποδοτικότητα του Πανευρωπαϊκού συστήματος.

Η διαδικασία σχεδιασμού του Συστήματος Μεταφοράς λαμβάνει υπόψη την εθνική νομοθεσία και τα ρυθμιστικά πλαίσια, τους γενικούς κανονισμούς της απελευθερωμένης Ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τη νομοθεσία της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ), καθώς και τις πολιτικές και τους στόχους της ΕΕ. Επιδιώκει να διασφαλίσει τη διατήρηση της ασφάλειας των ανθρώπων και των υποδομών και τη συμμόρφωση με τις περιβαλλοντικές πολιτικές με διαφανή και οικονομικά αποτελεσματικό τρόπο.

1.1 Πεδίο εφαρμογής του κειμένου

Η ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς εστιάζει στη μακροπρόθεσμη προετοιμασία και τον προγραμματισμό ενισχύσεων και επεκτάσεων στο υπάρχον δίκτυο μεταφοράς. Ο προσδιορισμός μιας επενδυτικής ανάγκης ΜΚΟ ακολουθείται από τους φορείς υλοποίησης του έργου που ορίζουν ένα έργο που αντιμετωπίζει αυτήν την ανάγκη. Ο στόχος της 3^{ης} κατευθυντήριας οδηγίας ΜΚΟ είναι να εκδώσει μια γενική κατευθυντήρια οδηγία για τον τρόπο αξιολόγησης έργων από άποψη κόστους και οφέλους.

Αυτή, επομένως, καθορίζει τα κριτήρια του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας για την εκτίμηση του κόστους και των οφελών των έργων. Περιγράφει τις κοινές αρχές και μεθοδολογίες που πρέπει να χρησιμοποιηθούν στις απαραίτητες μελέτες δικτύου, αναλύσεις αγοράς και αλληλοσυνδεόμενες μεθοδολογίες μοντελοποίησης. Λόγω αυτής της γενικής προσέγγισης, που επιτρέπει την εφαρμογή σε διαφορετικές μελέτες, δεν μπορούν να περιγραφούν λεπτομερώς όλες οι συγκεκριμένες λεπτομέρειες και απαιτήσεις της μελέτης εντός του πεδίου εφαρμογής αυτού του κειμένου. Εκτός από την 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ, απαιτείται η δημοσίευση μιας συγκεκριμένης συμπληρωματικής οδηγίας εφαρμογής, η οποία πρέπει περιέχει όλα τα σχετικά δεδομένα εισόδου, πηγές δεδομένων και παραδοχές που χρησιμοποιήθηκαν κατά την εφαρμογή της ΜΚΟ. Μια επισκόπηση των απαιτούμενων συμπληρωμάτων, που ορίζονται στην οδηγία εφαρμογής για το Διακοινοτικό ΔΠΑ, παρέχεται στο τέλος της Ενότητας 6.3.

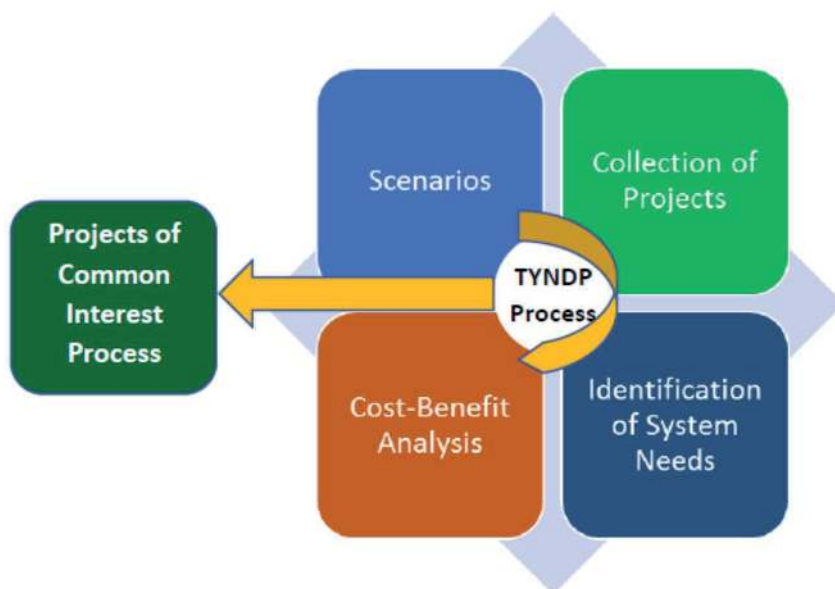
Για την περιγραφή των δεικτών που σχετίζονται με κάθε έργο χρησιμοποιείται μια πολυκριτηριακή προσέγγιση. Για να εξασφαλιστεί μια πλήρης αξιολόγηση όλων των οφελών μεταφοράς, ορισμένοι από τους δείκτες νομιματοποιούνται, ενώ άλλοι ποσοτικοποιούνται στις τυπικές φυσικές μονάδες τους (δηλαδή τόνους ή GWh). Το σύνολο κοινών δεικτών που περιέχονται σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία αποτελεί μια πλήρη και σταθερή βάση για την αξιολόγηση έργων σε ολόκληρη την Ευρώπη, τόσο στο πλαίσιο του Διακοινοτικού ΔΠΑ όσο και για την ανάπτυξη χαρτοφυλακίου έργων στη διαδικασία επιλογής PCI.⁸

Η 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ εφαρμόζεται επίσης στην αξιολόγηση των έργων αποθήκευσης. Κατ' αρχήν, τα έργα αποθήκευσης πρέπει να αξιολογούνται με παρόμοιο τρόπο με τα έργα μεταφοράς, παρόλο που τα οφέλη τους μπορούν να θεωρηθούν πιο στενά συνδεδεμένα με επικουρικές υπηρεσίες.

Η προετοιμασία της ανάλυσης κόστους-οφέλους των έργων πραγματοποιείται στο πλαίσιο της διαδικασίας του Διακοινοτικού ΔΠΑ. Ως μέρος της διαδικασίας του Διακοινοτικού ΔΠΑ, το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας αναπτύσσει σενάρια που περιγράφουν πώς θα λειτουργεί το μελλοντικό ενεργειακό τοπίο μέσα στο σύστημα μεταφοράς. Αυτό είναι σε συμμόρφωση με τον κανονισμό, ο οποίος απαιτεί την αξιολόγηση των έργων σε διαφορετικά σενάρια σχεδιασμού, καθένα από τα οποία αντιπροσωπεύει μια πιθανή μελλοντική ανάπτυξη του ενεργειακού συστήματος. Ενώ το κόστος του έργου είναι ανεξάρτητο από το σενάριο, τα οφέλη συσχετίζονται στενά με τις υποθέσεις που αφορούν το σενάριο. Ως εκ τούτου, σενάρια που καθορίζουν πιθανές μελλοντικές εξελίξεις του συστήματος ενέργειας χρησιμοποιούνται για να αποκτηθεί μια εικόνα για τα μελλοντικά οφέλη των έργων μεταφοράς.

⁸ Πρέπει να σημειωθεί ότι το Διακοινοτικό ΔΠΑ (TYNDP) δεν επιλέγει Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI). Ο Κανονισμός (ΕΕ) 347/2013 αναφέρει ότι «Κάθε ομάδα καθορίζει τη μέθοδο αξιολόγησής της με βάση τη συνολική συμβολή του έργου στα κριτήρια [...] μετά την αξιολόγηση αυτή τα έργα ιεραρχούνται για εσωτερική χρήση στο πλαίσιο της ομάδας. Ο περιφερειακός κατάλογος και ο ενωσιακός κατάλογος δεν περιλαμβάνουν ιεράρχηση και η ιεράρχηση δεν χρησιμοποιείται για άλλο σκοπό.»

Η εκτίμηση των αναγκών του συστήματος καθορίζει τον αντίκτυπο αυτών των σεναρίων στο Σύστημα Μεταφοράς, εντοπίζοντας τα σημεία συμφόρησης του δικτύου και τις πρόσθετες επενδυτικές ανάγκες. Αυτό απαιτεί αναλύσεις ροής φορτίου του δικτύου, αναλύσεις ευστάθειας και αναλύσεις αγοράς. Οι αξιολογήσεις έργων, χρησιμοποιώντας την 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ, προσδιορίζουν τον τρόπο με τον οποίο τα έργα μεταφοράς και αποθήκευσης θα συμβάλουν στο μελλοντικό σύστημα ισχύος. Μια επισκόπηση της διαδικασίας απεικονίζεται στο Σχήμα 1.



Σχήμα 1. Επισκόπηση της διαδικασίας αξιολόγησης εντός του Διακοινοτικού ΔΠΑ και για τον προσδιορισμό των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI).

Αυτή είναι μια συνεχώς εξελισσόμενη διαδικασία. Ως εκ τούτου, αυτό το κείμενο θα αναθεωρείται περιοδικά, σύμφωνα με τη συνετή πρακτική σχεδιασμού και τις περαιτέρω εκδόσεις του Διακοινοτικού ΔΠΑ, ή κατόπιν αιτήματος (όπως προβλέπεται στο άρθρο 11 του Κανονισμού).

1.2 Επισκόπηση του κειμένου

Η 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ είναι η πρώτη έκδοση της κατευθυντήριας οδηγίας που θα κατασκευαστεί χρησιμοποιώντας μια αρθρωτή προσέγγιση. Ο σκοπός αυτής της προσέγγισης είναι να επιτρέψει πιο αποτελεσματικές επικαιροποιήσεις της κατευθυντήριας οδηγίας επιτρέποντας στους ενδιαφερόμενους να εστιάζουν καλύτερα σε συγκεκριμένο περιεχόμενο χωρίς να επηρεάζεται απαραίτητα ολόκληρο το κείμενο.

Για να καταστεί εφικτή η αρθρωτή προσέγγιση, η 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ διαρθρώνεται μέσω πέντε κύριων κεφαλαίων που υποστηρίζονται από μια σειρά από ξεχωριστές και λεπτομερείς ενότητες. Οι ενότητες χρησιμοποιούνται για να παρέχουν μια πλήρη περιγραφή του δείκτη. Πραγματεύονται τη μεθοδολογία που θα χρησιμοποιηθεί και

περιγράφουν τις αρχές και τις απαιτήσεις για την ορθή αξιολόγηση του σχετικού δείκτη. Η εφαρμογή για το Διακοινοτικό ΔΠΑ υποστηρίζεται περαιτέρω με συμπληρωματικές οδηγίες εφαρμογής που πρέπει να παρέχονται ξεχωριστά.

Το Κεφάλαιο 1 παρέχει μια εισαγωγή στην κατευθυντήρια οδηγία και παρέχει ένα πλαίσιο στους δείκτες που έχουν αναπτυχθεί για χρήση στην ανάλυση κόστους-οφέλους.

Το Κεφάλαιο 2 περιγράφει θέματα γενικής προσέγγισης. Περιλαμβάνει, μεταξύ άλλων, μια ανάλυση σχετικά με σενάρια και ορίζοντες μελέτης, διασυνοριακά και εσωτερικά έργα, περιγραφές δικτύου αναφοράς και ευαισθησίες.

Στο Κεφάλαιο 3 δίνεται μια λεπτομερής περιγραφή της συνολικής αξιολόγησης, συμπεριλαμβανομένων των υποθέσεων μοντελοποίησης και της δομής των δεικτών. Στην Ενότητα 3.3 παρέχεται μια γενική επισκόπηση των δεικτών. Αυτό το σύνολο κοινών δεικτών αποτελεί μια ολοκληρωμένη και σταθερή βάση για την αξιολόγηση έργων σε όλη την Ευρώπη, τόσο εντός του πεδίου εφαρμογής του Διακοινοτικού ΔΠΑ όσο και για την ανάπτυξη χαρτοφυλακίου έργων στη διαδικασία επιλογής PCI⁹.

Το Κεφάλαιο 4 αναφέρεται στην αξιολόγηση των έργων αποθήκευσης. Οι κύριες παραδοχές και μεθοδολογίες που χρησιμοποιούνται για έργα μεταφοράς μπορούν επίσης να εφαρμοστούν στην αξιολόγηση της αποθήκευσης. Ωστόσο, μια ειδική οδηγία περιλαμβάνεται στο εν λόγω κεφάλαιο προκειμένου για την κάλυψη των μοναδικών ιδιοτήτων της αποθήκευσης.

Στο Κεφάλαιο 5 περιλαμβάνονται τα συμπεράσματα, καθώς και μια σύνοψη των στόχων της 3^{ης} κατευθυντήριας οδηγίας ΜΚΟ.

Στο Κεφάλαιο 6 περιγράφονται λεπτομερώς οι δείκτες οφέλους, η περιγραφή του κόστους και οι υπολειπόμενες επιπτώσεις, ξεκινώντας με μια επισκόπηση των χρησιμοποιούμενων ορισμών και συντομογραφιών. Επιπλέον, οι λεπτομέρειες των βασικών εννοιών εξηγούνται επίσης σε αυτήν την ενότητα.

2. Γενική προσέγγιση

Η γενική προσέγγιση που χρησιμοποιείται για την αξιολόγηση των έργων λαμβάνει υπόψη τα ακόλουθα:

- Το εύρος των μελλοντικών ενεργειακών σεναρίων και τους ορίζοντες μελέτης.
- Εσωτερικές και διασυνοριακές θεωρήσεις.
- Το πλαίσιο μοντελοποίησης και οι αποδεκτές τεχνικές που θα χρησιμοποιηθούν για την ανάλυση.
- Ο προσδιορισμός ενός δικτύου αναφοράς που χρησιμοποιείται για να αξιολογηθεί η επίδραση της ενίσχυσής του.

⁹ Πρέπει να σημειωθεί ότι το Διακοινοτικό ΔΠΑ Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του Δικτύου Μεταφοράς (TYNDP) δεν επιλέγει Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI). Ο Κανονισμός (ΕΕ) 347/2013 αναφέρει ότι «Κάθε ομάδα καθορίζει τη μέθοδο αξιολόγησής της με βάση τη συνολική ανταπόκριση συμβολή του έργου στα κριτήρια [...] μετά την αξιολόγηση αυτή τα έργα ιεραρχούνται για εσωτερική χρήση στο πλαίσιο της ομάδας. Ο περιφερειακός κατάλογος και ο ενωσιακός κατάλογος δεν περιλαμβάνουν ιεράρχηση και η ιεράρχηση δεν χρησιμοποιείται για άλλο σκοπό.»

- Η χρήση ανάλυσης πολλαπλών περιπτώσεων για την απλοποίηση της ανάλυσης.
- Η προσέγγιση των μελετών ευαισθησίας.

Τα εν λόγω θέματα αναλύονται λεπτομερώς παρακάτω.

2.1 Σενάρια

Τα σενάρια κατασκευάζονται στο επίπεδο του Ευρωπαϊκού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας και μπορούν να προσαρμόζονται με περισσότερη λεπτομέρεια σε περιφερειακό επίπεδο. Όταν κατασκευάζονται για να αντανakλούν την Ευρωπαϊκή και εθνική νομοθεσία, πρέπει να αντικατοπτρίζουν την αντίστοιχη νομοθεσία που ισχύει κατά τη στιγμή της ανάλυσης και την επίδρασή τους στην ανάπτυξη αυτών των στοιχείων.

Τα σενάρια είναι μια περιγραφή εύλογων μελλοντικών στιγμιотύπων που μπορούν να χαρακτηριστούν από: **ένα χαρτοφυλάκιο παραγωγής**· **μία πρόβλεψη ζήτησης**· και πρότυπα **ανταλλαγής ισχύος** μεταξύ της υπό μελέτη περιοχής και άλλων συστημάτων ισχύος. Τα σενάρια αντιπροσωπεύουν ένα μέσο αντιμετώπισης μελλοντικών αβεβαιοτήτων και τις αλληλεπιδράσεις μεταξύ αυτών των αβεβαιοτήτων. Ο στόχος της χρήσης της ανάλυσης σεναρίων είναι να κατασκευαστούν επαρκώς αντίθετες μελλοντικές εξελίξεις που διαφέρουν αρκετά μεταξύ τους για να εξασφαλιστεί ένα εύλογο εύρος πιθανών μελλοντικών στιγμιотύπων που οδηγούν σε διαφορετικές προκλήσεις για το δίκτυο. Αυτές οι διαφορετικές μελλοντικές εξελίξεις μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως σύνολα παραμέτρων εισόδου για μεταγενέστερες προσομοιώσεις.

Τα σενάρια είναι η βάση για περαιτέρω υπολογισμό των αναγκών ανάπτυξης του δικτύου. Όλα τα έργα που περιλαμβάνονται στο Διακοινοτικό ΔΠΑ πρέπει να αξιολογούνται βάσει των ίδιων σεναρίων (υπό την προϋπόθεση ότι το έργο αξιολογείται για το δεδομένο έτος αναφοράς).

Όλες οι αναλύσεις των έργων του Διακοινοτικού ΔΠΑ βασίζονται στα σενάρια που ανέπτυξε το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτά τα σενάρια παρέχουν το πλαίσιο εντός του οποίου μελλοντικά στιγμιотыπα είναι πιθανό να συμβούν, χωρίς να συνοδεύονται από την πιθανότητα εμφάνισης αυτών. Ορισμένα σενάρια του Διακοινοτικού ΔΠΑ έχουν ισχυρότερη εθνική εστίαση από άλλα. Μερικά έχουν την προσέγγιση «από πάνω προς τα κάτω» ενώ άλλα «από κάτω προς τα πάνω». Δεν υπάρχει σωστή ή λάθος, πιθανή ή απίθανη επιλογή. Όλα τα σενάρια πρέπει να αντιμετωπίζονται ισότιμα και, λόγω των αβεβαιοτήτων του μελλοντικού ενεργειακού τομέα, κανένα σενάριο δεν μπορεί να οριστεί ως «κύριο σενάριο».

Αυτά τα σενάρια στοχεύουν στο να παράσχουν στα ενδιαφερόμενα μέρη στην Ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας μια επισκόπηση της παραγωγής, της ζήτησης και της επάρκειάς τους σε διαφορετικά σενάρια για το μελλοντικό σύστημα ισχύος του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας, με έμφαση στην εξισορρόπηση ισχύος, τα περιθώρια, τους δείκτες ενέργειας και το μείγμα παραγωγής.

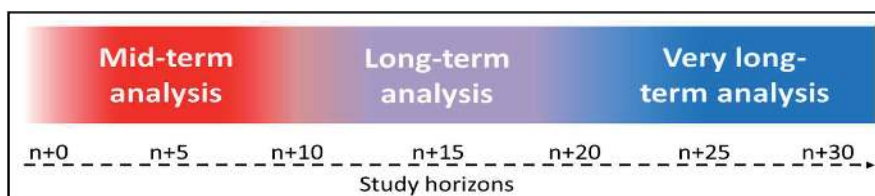
Τα σενάρια εκπονούνται μετά από επίσημη διαβούλευση με τα κράτη μέλη και τους οργανισμούς που εκπροσωπούν όλα τα σχετικά ενδιαφερόμενα μέρη.

2.2 Χρονικοί ορίζοντες μελέτης

Τα σενάρια μπορούν να διακριθούν ανάλογα με τον χρονικό ορίζοντα, όπως φαίνεται στο Σχήμα 2, και μπορούν να περιγραφούν ως εξής:

- Μεσοπρόθεσμος χρονικός ορίζοντας (συνήθως 5 έως 10 έτη): οι μεσοπρόθεσμες αναλύσεις πρέπει να βασίζονται σε μια πρόβλεψη για αυτόν τον χρονικό ορίζοντα.
- Μακροπρόθεσμος χρονικός ορίζοντας (συνήθως 10 έως 20 χρόνια): οι μακροπρόθεσμες αναλύσεις θα αξιολογούνται συστηματικά και θα πρέπει να βασίζονται σε κοινά σενάρια ENTSO-E.
- Οι χρονικοί ορίζοντες που δεν καλύπτονται από ξεχωριστά σύνολα δεδομένων θα περιγράφονται μέσω τεχνικών παρεμβολής ή παρεκβολής.

Όπως φαίνεται στο Σχήμα 2, τα σενάρια που αναπτύχθηκαν για τη μακροπρόθεσμη προοπτική μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως γέφυρα μεταξύ του μεσοπρόθεσμου ορίζοντα και του πολύ μακροπρόθεσμου ορίζοντα (δηλαδή, $n + 20$ έως $n + 40$). Ο στόχος των προοπτικών πέραν του $n + 20$ πρέπει να είναι η ρεαλιστική μελλοντική πορεία που εμπίπτει στο εύρος που περιγράφεται από τα σενάρια με εύλογη πιθανότητα υλοποίησης.



Σχήμα 2. Χρονικοί ορίζοντες: συνεχές χρονοδιάγραμμα με μελλοντικά έτη μελέτης και αντίστοιχοι χρονικοί ορίζοντες μελέτης: μεσοπρόθεσμο (κόκκινο), μακροπρόθεσμο (μωβ) και πολύ μακροπρόθεσμο (μπλε)¹⁰

Τα σενάρια για τη διεξαγωγή της αξιολόγησης των έργων θα επιλέγονται για σταθερά έτη και θα στρογγυλοποιούνται ανά πενταετία (π.χ. 2025 αντί για 2023 για $n + 5$ στο Διακοινοτικό ΔΠΑ 2018). Για τον μεσοπρόθεσμο ορίζοντα, τα σενάρια πρέπει να είναι αντιπροσωπευτικά τουλάχιστον για δύο έτη μελέτης. Για παράδειγμα, για το Διακοινοτικό ΔΠΑ 2020, τα έτη μελέτης του μεσοπρόθεσμου ορίζοντα είναι 2025 ($n + 5$) και 2030 ($n + 10$).

2.3 Διασυνοριακά έναντι εσωτερικών έργων

Η αξιολόγηση των έργων χρησιμοποιώντας μόνο την επίδραση στις ικανότητες μεταφοράς σε ορισμένα διεθνή σύνορα μπορεί να οδηγήσει σε υποεκτίμηση των οφελών των συγκεκριμένων έργων. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι τα περισσότερα έργα παρουσιάζουν επίσης σημαντικά θετικά οφέλη που δεν μπορούν να καλυφθούν μόνο με την αύξηση της δυναμικότητας σε ένα συγκεκριμένο σύνορο. Αυτή η διαπίστωση είναι ισχυρότερη για εσωτερικά έργα, αλλά δεν περιορίζεται μόνο σε αυτά.

¹⁰ Δεν υπάρχει αυστηρός ορισμός της αρχής και του τέλους των χρονικών οριζόντων και μπορεί να εμφανιστεί επικάλυψη, η οποία υποδεικνύεται από τις βαθμιαίες χρωματικές κλίσεις που χρησιμοποιούνται στο σχήμα.

Τα εσωτερικά έργα δεν έχουν απαραίτητα σημαντική επίδραση στις διασυνοριακές δυναμικότητες, γεγονός που καθιστά δύσκολη την αξιολόγησή τους χρησιμοποιώντας προσομοιώσεις αγοράς που λαμβάνουν υπόψη μόνο έναν κόμβο ανά χώρα, εάν δεν χρησιμοποιούν μοντέλο ροής φορτίου.

Τόσο τα εσωτερικά όσο και τα διασυνοριακά έργα μπορούν να χαρακτηριστούν ως Πανευρωπαϊκά. Ωστόσο, όλα αναπτύσσουν Ικανότητα Μεταφοράς Δικτύου – Grid Transfer Capability (GTC) πέραν ενός ορισμένου συνόρου, το οποίο μπορεί να είναι ή όχι διεθνές σύνορο (και μερικές φορές αρκετά σύνορα).

Ανάλογα με το είδος του έργου, θα πρέπει να χρησιμοποιηθεί μια κατάλληλη μέθοδος. Σε αυτό το σημείο αναγνωρίζεται ότι δεν υπάρχει διαθέσιμη ενιαία μέθοδος που να μπορεί να αντιμετωπίσει επαρκώς τις συγκεκριμένες πτυχές όλων αυτών των έργων. Επομένως, δίνονται τρεις εναλλακτικές μέθοδοι για τον υπολογισμό των οφελών:

- Προσομοιώσεις αγοράς
- Προσομοιώσεις δικτύου
- Συνδυασμός προσομοιώσεων αγοράς και δικτύου, δηλαδή προσομοιώσεις ανακατανομής (redispatch).

Τόσο οι προσομοιώσεις αγοράς, όσο και του δικτύου παρέχουν διαφορετικού είδους πληροφορίες. Γενικά είναι συμπληρωματικές και χρησιμοποιούνται συχνά με επαναληπτικό τρόπο. Αυτές οι μέθοδοι περιγράφονται λεπτομερώς στο επόμενο κεφάλαιο.

1.4 2.4 Πλαίσιο μοντελοποίησης

Καθώς οι δείκτες που περιγράφονται στην Ενότητα 6 βασίζονται γενικά σε διαφορετικές αρχές, πρέπει επίσης να υπολογιστούν με τη χρήση διαφορετικών μοντέλων. Σε αυτήν την ενότητα παρέχεται μια επισκόπηση αυτών των μοντέλων, δηλαδή **προσομοιώσεις αγοράς, προσομοιώσεις δικτύου και προσομοιώσεις ανακατανομής (redispatch)**.

Πρέπει να σημειωθεί ότι οι περισσότεροι από τους δείκτες μπορούν να υπολογιστούν χρησιμοποιώντας περισσότερα από ένα από τα περιγραφόμενα μοντέλα. Αυτές οι πληροφορίες δίνονται σε έναν πίνακα επισκόπησης στο τέλος του αντίστοιχου δείκτη.

Προσομοιώσεις αγοράς

Οι προσομοιώσεις αγοράς χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό του βέλτιστου κόστους κατανομής μονάδων παραγωγής. Αυτό γίνεται υπό τον περιορισμό ότι ικανοποιείται η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη την απόκριση ζήτησης – demand-side response (DSR), σε κάθε περιοχή υποβολής προσφορών και σε κάθε χρονικό βήμα μοντελοποίησης.¹¹ Εκτός από την κατανομή παραγωγής και ζήτησης (αν διαμορφώνεται ενδογενώς), οι προσομοιώσεις αγοράς υπολογίζουν επίσης τις εμπορικές ανταλλαγές μεταξύ περιοχών

¹¹ Συνήθως, οι προσομοιώσεις αγοράς εφαρμόζουν χρονικό βήμα μιας ώρας, το οποίο είναι σύμφωνο με το χρονικό βήμα που χρησιμοποιείται στις περισσότερες χονδρεμπορικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, αυτή η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ είναι ανεξάρτητη από το επιλεγμένο χρονικό βήμα.

υποβολής προσφορών και το αντίστοιχο οριακό κόστος για κάθε χρονικό βήμα. Οι προσομοιώσεις λαμβάνουν υπόψη διάφορους περιορισμούς, όπως:

- Η ευελιξία και η διαθεσιμότητα των θερμικών μονάδων παραγωγής
- Υδρολογικές συνθήκες που επηρεάζουν υδροηλεκτρικές μονάδες
- Προφίλ αιολικής και ηλιακής παραγωγής
- Προφίλ φορτίου
- Η εμφάνιση διακοπών

Οι προσομοιώσεις αγοράς χρησιμοποιούνται για τον προσδιορισμό των οφελών από την παροχή πρόσθετης δυναμικότητας, επιτρέποντας την αποτελεσματικότερη χρήση των μονάδων παραγωγής που βρίσκονται στις διάφορες τοποθεσίες στις περιοχές υποβολής προσφορών. Διευκολύνουν τον υπολογισμό της εξοικονόμησης του κόστους παραγωγής λόγω των επενδύσεων σε έργα δικτύου ή/και αποθήκευσης. Επομένως, τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων αγοράς επιτρέπουν τον υπολογισμό ορισμένων από τους δείκτες που καθορίζονται στην παρούσα κατευθυντήρια οδηγία.

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων αγοράς χρησιμοποιούνται για τον καθορισμό της παραγωγής, της κατανάλωσης και της ροής ισχύος στο δίκτυο μεταφοράς ως δεδομένα εισόδου στις προσομοιώσεις δικτύου.

Συγκεκριμένα, το δίκτυο μεταφοράς αναπαρίσταται με διάφορες επιλογές μοντέλων αγοράς:

- **Προσομοιώσεις αγοράς βασισμένες στην Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς – Net Transfer Capacity (NTC)**

Οι περιοχές υποβολής προσφορών αναπαριστώνται ως ένα δίκτυο διασυνδεδεμένων κόμβων, που συνδέονται μεταξύ τους μέσω της ικανότητας μεταφοράς που είναι διαθέσιμη για εμπορικές ανταλλαγές, χρησιμοποιώντας ένα απλοποιημένο (NTC) μοντέλο του φυσικού δικτύου. Αυτές οι τιμές NTC αναπαριστούν μια προσέγγιση των δυναμικών εμπορικών ανταλλαγών, χρησιμοποιώντας τις φυσικές (άμεσες ή έμμεσες¹²) διασυνδέσεις που υφίστανται μεταξύ κάθε ζεύγους περιοχών υποβολής προσφορών. Έτσι, οι μελέτες αγοράς αναλύουν το βέλτιστο βάσει του κόστους πρότυπο παραγωγής για κάθε χρονικό βήμα υπό την προϋπόθεση του τέλει ανταγωνισμού.

- **Προσομοιώσεις βάσει ροής**

Οι προσομοιώσεις αγοράς βάσει ροής συνδυάζουν μελέτες αγοράς και δικτύου. Θεωρούν τη σχέση μεταξύ της ροής ισχύος που λαμβάνεται από προσομοιώσεις δικτύου και τις αντίστοιχες δυναμικές εμπορικές ανταλλαγές. Οι προσομοιώσεις αγοράς βάσει ροής λαμβάνουν υπόψη τις σχέσεις μεταξύ κάθε δυναμικής εμπορικής ανταλλαγής και την αντίστοιχη αξιοποίηση της φυσικής δυναμικότητας του δικτύου (διασυννοριακό καθώς και εσωτερικό δίκτυο). Επομένως, οι προσομοιώσεις αγοράς βάσει ροής χρησιμοποιούν μια αναπαράσταση της φυσικής δυναμικότητας του

¹² Γενικά, η ροή της αγοράς είναι διαφορετική από την αντίστοιχη φυσική ροή θεωρώντας τις εμπορικές ανταλλαγές πχ. οι ροές βρόχων δε χρειάζεται να λαμβάνονται υπόψη. Η σημαντική πληροφορία είναι η εμπορική δυναμικότητα μεταξύ δύο αγορών.

δικτύου για να καθορίσουν τους περιορισμούς των εμπορικών ανταλλαγών, παρά ένα σύνολο ανεξάρτητων τιμών NTC.

- **Προσομοιώσεις δικτύου**

Οι προσομοιώσεις δικτύου χρησιμοποιούν μοντέλα που αναπαριστούν το δίκτυο μεταφοράς με υψηλό επίπεδο λεπτομέρειας. Χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό της ισχύος που ρέει στο δίκτυο μεταφοράς για μια δεδομένη κατάσταση παραγωγής, φορτίου, εμπορικών ανταλλαγών. Οι προσομοιώσεις δικτύου επιτρέπουν τον εντοπισμό σημείων συμφόρησης στο δίκτυο που αντιστοιχούν στις ροές ισχύος που προκύπτουν από τις εμπορικές ανταλλαγές.

Τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων δικτύου επιτρέπουν τον υπολογισμό ορισμένων από τους δείκτες που περιέχονται σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία.

- **Προσομοιώσεις ανακατανομής**

Οι προσομοιώσεις ανακατανομής υπολογίζουν το κόστος της άρσης των περιορισμών στο δίκτυο μεταφοράς, που προσδιορίζονται από προσομοιώσεις δικτύου, οι οποίες λαμβάνονται από προσομοιώσεις αγοράς, προσαρμόζοντας την αρχική κατανομή της παραγωγής. Αυτό γίνεται με την παρατήρηση των συγκεκριμένων περιορισμών του ίδιου σταθμού παραγωγής ενέργειας που εφαρμόζονται για τις προσομοιώσεις της αγοράς, όπως οι ελάχιστοι χρόνοι αύξησης και μείωσης, ρυθμοί ράμπας, υποχρεώσεις επιβεβλημένης λειτουργίας, μεταβλητά κόστη κ.λπ. Επομένως, οι προσομοιώσεις ανακατανομής μπορούν, να θεωρηθούν ως συνδυασμός προσομοιώσεων δικτύου και αγοράς.

Οι προσομοιώσεις ανακατανομής βοηθούν στον υπολογισμό των δεικτών που περιέχονται σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία. Αφορούν ιδιαίτερα την αξιολόγηση των έργων που χρησιμοποιούν την αρχική κατανομή της παραγωγής από προσομοιώσεις αγοράς, οι οποίες που βασίζονται στο NTC ως σημείο εκκίνησης.

Περισσότερες λεπτομέρειες σχετικά με τον τρόπο εκτέλεσης των υπολογισμών ανακατανομής παρέχονται στην ενότητα 6.21: Προσομοιώσεις ανακατανομής για αξιολόγηση έργου.

2.5 Δίκτυο αναφοράς

Το δίκτυο αναφοράς είναι η έκδοση του δικτύου που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της προστιθέμενης συνεισφοράς του έργου που αξιολογείται. Ως εκ τούτου, χρησιμοποιείται ως σημείο εκκίνησης για τον υπολογισμό των δεικτών κόστους και οφέλους.

Το δίκτυο αναφοράς αποτελείται από το υπάρχον δίκτυο και τα έργα που έχουν μεγάλη πιθανότητα υλοποίησης εντός των ημερομηνιών που εξετάζονται στα σενάρια.

Για να προσδιοριστεί η προστιθέμενη συνεισφορά κάθε έργου, πραγματοποιούνται προσομοιώσεις αγοράς και δικτύου στις οποίες το έργο είτε περιλαμβάνεται στο δίκτυο αναφοράς είτε αφαιρείται από αυτό. Στη συνέχεια, τα αποτελέσματα συγκρίνονται με τις προσομοιώσεις αγοράς και δικτύου που αφορούν μόνο το δίκτυο αναφοράς. Το επιπλέον

όφελος προκύπτει από τη διαφορά μεταξύ των δύο αποτελεσμάτων, τα οποία αντικατοπτρίζονται στους δείκτες που περιέχονται σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία.

Η επιλογή των έργων που συνιστούν το δίκτυο αναφοράς επηρεάζει άμεσα τον υπολογισμό των δεικτών. Κατά συνέπεια, απαιτείται σαφής αιτιολόγηση για τα έργα που λαμβάνονται υπόψη στο δίκτυο αναφοράς. Αυτό θα πρέπει επίσης να περιλαμβάνει μια επεξήγηση της αρχικής κατάστασης του δικτύου (δηλαδή, του υπάρχοντος δικτύου όπως ορίζεται στο έτος της μελέτης).

Ένα έργο πρέπει να συμπεριλαμβάνεται στο δίκτυο αναφοράς μόνο όταν η δυναμικότητά του είναι διαθέσιμη το έτος για το οποίο πραγματοποιείται προσομοίωση. Ως εκ τούτου, μόνο τα έργα των οποίων η έγκαιρη έναρξη λειτουργίας είναι λογικά βέβαιη, πρέπει να συμπεριληφθούν στο δίκτυο αναφοράς. Αυτό μπορεί να αξιολογηθεί λαμβάνοντας υπόψη την φάση ανάπτυξης του έργου και συμπεριλαμβανομένων των πιο ώριμων έργων που είναι είτε:

α) Στη φάση κατασκευής· ή

β) Σε «φάση αδειοδότησης» ή «προγραμματισμένο, αλλά όχι ακόμη σε φάση αδειοδότησης», και η έγκαιρη υλοποίησή τους είναι πολύ πιθανή (π.χ., όταν το έργο διέπεται από συγκεκριμένες νομικές υποχρεώσεις ανά χώρα ή η φάση αδειοδότησης και κατασκευής μπορεί να θεωρηθεί ότι είναι σύντομη, όπως για μετασχηματιστές). Αυτή η απαίτηση μπορεί να ενισχυθεί εφαρμόζοντας περαιτέρω κριτήρια, όπως:

- Το έργο εξετάζεται στο Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης της χώρας όπου αναμένεται να εγκαθίσταται.
- Το έργο πληροί τις νομικές απαιτήσεις όπως ορίζονται στο συγκεκριμένο εθνικό πλαίσιο όπου το έργο αναμένεται να εγκαθίσταται.
- Το έργο έχει καθορισμένη θέση σε σχέση με την Τελική Επενδυτική Απόφαση που σχετίζεται με την υλοποίησή του.
- Υπάρχει τεκμηριωμένη αναφορά στη μελέτη περιβαλλοντικών επιπτώσεων.
- Υπάρχει τεκμηριωμένη αναφορά στην αίτηση αδειών.
- Μια σαφώς καθορισμένη ανάγκη συστήματος, στην οποία συνεισφέρει ένα έργο, θα μπορούσε να βοηθήσει στον προσδιορισμό του δικτύου αναφοράς.
- Έτος έναρξης λειτουργίας: επιλέγεται ανάλογα με το έτος της μελέτης και τον χρονικό ορίζοντα του σεναρίου που χρησιμοποιήθηκε για την εκτέλεση της μελέτης.

Ανεξάρτητα από τα κριτήρια που έχουν επιλεγεί, η απόδειξη σχετικά με την ωριμότητα πρέπει να περιλαμβάνεται στη μελέτη ακολουθώντας τις κατευθυντήριες γραμμές που δίνονται στις αντίστοιχες οδηγίες εφαρμογής.

Σε περιπτώσεις όπου ένα διασυνοριακό έργο περιλαμβάνει χώρες με διαφορετικές αδειοδοτικές διαδικασίες, θα ήταν σκόπιμο να κριθεί βάσει εμπειριστατωμένης γνώμης εμπειρογνομόνων.

Ο αντίκτυπος του σεναρίου που χρησιμοποιείται πρέπει επίσης να αντικατοπτρίζεται στο δίκτυο αναφοράς, καθώς διαφορετικά σενάρια χρησιμοποιούν διαφορετικές παραδοχές, οι οποίες θα επηρεάσουν διαφορετικά τις αναμενόμενες δυναμικότητες. Το δίκτυο αναφοράς, επομένως, αντικατοπτρίζει τις παραδοχές που έγιναν από τα σενάρια.

Κάθε φορά που το έτος του πρώτου έτους-μελέτης του μεσοπρόθεσμου χρονικού ορίζοντα της ΜΚΟ αντιστοιχεί ακριβώς στο ενδιαμέσο έτος της μελέτης πρόβλεψης μεσοπρόθεσμης επάρκειας, απαιτείται τα σενάρια που χρησιμοποιούνται και τα αντίστοιχα δίκτυα αναφοράς να είναι συνεκτικά (λαμβάνοντας υπόψη τις πιθανές τροποποιήσεις δεδομένων λόγω των διαφορετικών χρονοδιαγραμμάτων των μελετών). Για να βρεθεί η τιμή της Καθαρής Ικανότητας Μεταφοράς (NTC) για το δίκτυο αναφοράς, πρέπει να ληφθούν υπόψη οι αυξήσεις NTC για κάθε μεμονωμένο, μη ανταγωνιστικό έργο. Σε ορισμένες περιπτώσεις, η υπολογισμένη αύξηση NTC (από το προηγούμενο Διακοινοτικό ΔΠΑ, εάν το έργο είχε ήδη συμπεριληφθεί) δεν πρέπει απλώς να προστεθεί στις τρέχουσες τιμές NTC, αλλά απαιτείται εμπεριστατωμένη κρίση εμπειρογνομόνων για το σωστό υπολογισμό των αυξήσεων.

Ανάλυση Πολλαπλών περιπτώσεων

Οι προσομοιώσεις σχεδιασμού του συστήματος πραγματοποιούνται χρησιμοποιώντας τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων αγοράς ως είσοδο. Οι προσομοιώσεις δικτύου παράγουν υπολογισμούς ροής φορτίου για κάθε χρονικό βήμα για το οποίο οι προσομοιώσεις αγοράς παράγουν τα αποτελέσματά τους, συνήθως ωριαία.

Προκειμένου να απλοποιηθεί ο όγκος των υπολογισμών, οι προσομοιώσεις δικτύου μπορούν να ομαδοποιούν τα αποτελέσματα από αρκετά χρονικά βήματα σε μία περίπτωση σχεδιασμού. Αυτό μπορεί να γίνει μόνο εάν οι ώρες που ομαδοποιούνται είναι αρκετά όμοιες όσον αφορά την ανακατανομή παραγωγής, την ανακατανομή φορτίου και τις εμπορικές ανταλλαγές εντός της υπό εξέταση περιοχής. Αυτά τα αποτελέσματα για κάθε περίπτωση σχεδιασμού στη συνέχεια θεωρούνται αντιπροσωπευτικά για όλα τα χρονικά βήματα που συνδέονται με αυτήν.

Είναι σημαντικό η επιλογή των περιπτώσεων σχεδιασμού και τα χρονικά βήματα που αντιπροσωπεύουν να είναι επαρκείς, δηλαδή, οι περιπτώσεις σχεδιασμού που επιλέγονται από τις διαθέσιμες περιπτώσεις για κάθε χρονικό βήμα να αντιπροσωπεύουν επαρκώς την επίδραση σε ετήσια βάση. Η διαδικασία απόκτησης ενός αντιπροσωπευτικού συνόλου περιπτώσεων σχεδιασμού εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από το συνδυασμό ανακατανομής, φορτίου, προφίλ ανταλλαγών και ιδιαίτερα από τα προφίλ διαθεσιμότητας για διάφορες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

2.6 Ευαισθησίες

Η ανάλυση ευαισθησίας μπορεί να πραγματοποιηθεί για να παρατηρηθεί πώς η μεταβολή των παραμέτρων, είτε μία παράμετρος είτε ένα σύνολο αλληλένδετων παραμέτρων, επηρεάζει τα αποτελέσματα του μοντέλου. Αυτό παρέχει μια βαθύτερη κατανόηση σχετικά με τη συμπεριφορά του συστήματος σε σχέση με την επιλεγμένη παράμετρο ή τις αλληλένδετες παραμέτρους.

Κατ' αρχήν, κάθε μεμονωμένη παράμετρος του μοντέλου μπορεί να χρησιμοποιηθεί για μια ανάλυση ευαισθησίας, αλλά ενδέχεται να μην είναι εξίσου χρήσιμη με άλλες για τη λήψη των επιθυμητών πληροφοριών. Επιπλέον, διαφορετικές παράμετροι μπορεί να έχουν διαφορετική επίδραση στα αποτελέσματα ανάλογα με το σενάριο, επομένως, συνιστάται η διεξαγωγή λεπτομερών μελετών βασισμένων σε συγκεκριμένα σενάρια για τον προσδιορισμό των παραμέτρων που επηρεάζουν περισσότερο.

Με βάση την εμπειρία από προηγούμενα Διακοινοτικά ΔΠΑ οι παρακάτω παράμετροι μπορούν προαιρετικά να χρησιμοποιηθούν στην ανάλυση ευαισθησίας. Η λίστα που ακολουθεί δεν είναι εξαντλητική και παρέχει κάποια παραδείγματα χρήσιμων ευαισθησιών εντός των ορίων της πλοκής των σεναρίων:

- **Τιμές καυσίμων και εκπομπών CO₂**

Ένα σύνολο που αφορά τις τιμές των καυσίμων ορίζεται ως μέρος της διαδικασίας ανάπτυξης σεναρίων. Ένας βαθμός αβεβαιότητας σχετικά με αυτές τις τιμές είναι αναπόφευκτος. Οι τιμές των καυσίμων και οι τιμές εκπομπών CO₂ καθορίζουν τα ειδικά κόστη λειτουργίας των συμβατικών σταθμών και κατά συνέπεια τη σειρά ένταξής τους (merit order). Επομένως, μεταβαλλόμενες τιμές καυσίμων και εκπομπών CO₂ επηρεάζουν τη σειρά ένταξης, η οποία με τη σειρά της επηρεάζει τους σχετικούς δείκτες που πρέπει να αναφέρονται ως μέρος αυτής της κατευθυντήριας οδηγίας.

- **Μακροπρόθεσμο κοινωνικό κόστος των εκπομπών CO₂**

Το κόστος εκπομπών CO₂ που περιλαμβάνεται στα κόστη παραγωγής μπορεί να υποτιμήσει (ή να υπερεκτιμήσει) την πλήρη μακροπρόθεσμη κοινωνική αξία της αποφυγής των εκπομπών CO₂. Ως εκ τούτου, θα μπορούσε να διεξαχθεί μια μελέτη ευαισθησίας στην οποία το κόστος των εκπομπών CO₂ αποτιμάται με μια μακροπρόθεσμη κοινωνική τιμή. Για να εκτελεστεί αυτή η μελέτη ευαισθησίας χωρίς να εισάγεται ενδεχόμενος κίνδυνος διπλού υπολογισμού με τον δείκτη κόστους παραγωγής, συνιστάται η ακόλουθη διαδικασία:

- α) Υπολογισμός της διαφοροποίησης στον όγκο των εκπομπών CO₂.
- β) Εξέταση της τιμής εκπομπών CO₂ που ενσωματώνεται στον δείκτη κόστους παραγωγής.
- γ) Υιοθέτηση μιας μακροπρόθεσμης κοινωνικής τιμής του CO₂.

Πολλαπλασιάζοντας την τιμή που προκύπτει από το (α), με τη διαφορά των τιμών που περιγράφονται από τα (β) και (γ), μπορεί να υπολογιστεί η έκφραση σε νομισματικούς όρους (νομισματοποίηση) της ευαισθησίας της αυξημένης τιμής εκπομπών CO₂.

Για αυτήν την ευαισθησία δεν υπάρχει προσαρμογή στη σειρά ένταξης ή στην ανακατανομή για τον δείκτη κόστους παραγωγής για την υψηλότερη τιμή άνθρακα. Εάν πρόκειται να εκτελεστεί μια τέτοια άσκηση, αυτή θα αναπαριστά μια πλήρη επανεξέταση του δείκτη έναντι της διαφορετικής υπόθεσης δεδομένων για υψηλότερη προβλεπόμενη τιμή άνθρακα, η οποία περιλαμβάνεται στο ιστορικό παραγωγής και στην σειρά ένταξης.

- **Κλιματικό έτος**

Χρησιμοποιώντας ιστορικά κλιματολογικά δεδομένα διαφόρων ετών μπορεί να επηρεαστούν τα οφέλη του έργου. Για παράδειγμα ο δείκτης ενσωμάτωσης ΑΠΕ εξαρτάται από τις κλιματολογικές συνθήκες. Για το λόγο αυτό κάνοντας αναλύσεις για διάφορα κλιματικά έτη είναι δυνατή η βαθύτερη κατανόηση της επίδρασης των κλιματολογικών συνθηκών στα αποτελέσματα των μελετών αγοράς. Αυτό μπορεί να χρησιμοποιηθεί για να γίνει κατανοητό πώς επηρεάζονται οι δείκτες από τις κλιματολογικές συνθήκες.

- **Φορτίο**

Αναφορικά με την εξέλιξη του φορτίου, μπορούν να εξεταστούν δύο αντίθετα κίνητρα-εκδοχές. Από τη μια πλευρά η ενεργειακή απόδοση (energy efficiency) μπορεί να οδηγήσει σε μείωση του φορτίου ενώ από την άλλη πλευρά η διεύρυνση της χρήσης ηλεκτρισμού σε άλλες δραστηριότητες (π.χ. ηλεκτροκίνηση, αντλίες θερμότητας, κ.ά.) μπορεί να οδηγήσει σε αύξηση του φορτίου.

- **Απόσυρση/ένταξη τεχνολογίας**

Λόγω εξωτερικών παραγόντων η απόσυρση ή η ένταξη κάποιων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής (π.χ. πυρηνικά, λιγνιτικά) μπορεί να οδηγήσει σε ριζική αναδιάρθρωση του όλου ηλεκτρικού συστήματος ενός Κράτους Μέλους. Αυτές οι περιπτώσεις δεν μπορούν να προβλεφθούν και δεν περιλαμβάνονται στο πλαίσιο εκπόνησης των σεναρίων και επομένως μπορούν να αντιμετωπιστούν μέσα από μελέτες ευαισθησίας.

- **Επιβεβλημένη / υποχρεωτική λειτουργία**

Εάν θερμικές μονάδες παραγωγής παρέχουν ηλεκτρική ισχύ και θερμότητα, τότε οι οριακές συνθήκες «επιβεβλημένης λειτουργίας» για παραγωγή θερμότητας χρησιμοποιούνται σε προσομοιώσεις αγοράς, δηλαδή, αυτές οι θερμικές μονάδες δεν μπορούν να παύσουν τη λειτουργία τους και πρέπει να λειτουργήσουν σε συγκεκριμένα χρονικά πλαίσια και σε ένα ελάχιστο επίπεδο, προκειμένου να διασφαλιστεί η παραγωγή θερμότητας. Υποθέτοντας διαφορετικές συνθήκες που πρέπει να λειτουργούν για συμβατικούς σταθμούς παραγωγής ενέργειας, τα αποτελέσματα της αγοράς θα διαφέρουν.

- **Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ**

Το μέγεθος της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ καθορίζεται για κάθε σενάριο. Μελέτες ευαισθησίας στις οποίες ποικίλλει η εγκατεστημένη ισχύς ΑΠΕ θα μπορούσαν να διεξαχθούν για να εκτιμηθεί ο αντίκτυπος που θα έχει η καθυστερημένη ή η έγκαιρη διάθεση της δυναμικότητας ΑΠΕ στους δείκτες που περιλαμβάνονται στην παρούσα κατευθυντήρια οδηγία.

Πρέπει να σημειωθεί ότι μπορεί να συμβούν αλληλεξαρτήσεις μεταξύ των παραπάνω αναφερόμενων ευαισθησιών, π.χ. η διακύμανση του κόστους των εκπομπών CO₂ θα έχει γενικά αντίκτυπο στις εγκατεστημένες μονάδες παραγωγής. Ωστόσο, μία στιβαρή διερεύνηση αυτών των αλληλεξαρτήσεων μπορεί να γίνει πολύ περίπλοκη. Αυτό υπερβαίνει την απλή μεταχείριση των ευαισθησιών ως πρόσθετο χαρακτηριστικό κατά την αξιολόγηση ΜΚΟ και μπορεί αντ' αυτού να αντιμετωπιστεί σε συγκεκριμένες μελέτες.

2. 3 Αξιολόγηση έργων: Συνδυαστική ανάλυση κόστους – οφέλους και πολυκριτηριακή ανάλυση

Αυτό το κεφάλαιο περιγράφει την προσέγγιση που πρέπει να ακολουθηθεί κατά την αξιολόγηση των έργων. Καθορίζει μια μεθοδολογία για την ομαδοποίηση επενδύσεων σε έργα¹³, καθορίζει καθένα από τους δείκτες κόστους και οφέλους και την αξιολόγηση του έργου που απαιτείται για κάθε δείκτη.

Ο στόχος μιας αξιολόγησης έργου είναι να χαρακτηρίσει τον αντίκτυπο που θα έχει ένα έργο, τόσο ως προς την προστιθέμενη αξία για την κοινωνία όσο και ως προς το κόστος.

Η εκτίμηση του κόστους και των οφελών πραγματοποιείται χρησιμοποιώντας μια πολυκριτηριακή προσέγγιση στην οποία περιλαμβάνονται τόσο οι ποιοτικές αξιολογήσεις όσο και οι ποσοτικοποιημένες αξιολογήσεις σε νομισματικούς όρους. Με αυτόν τον τρόπο, παρουσιάζονται τα κόστη και τα οφέλη επισημαίνοντας τα χαρακτηριστικά ενός έργου και παρέχοντας επαρκείς πληροφορίες στους υπεύθυνους λήψης αποφάσεων. Με μια τέτοια προσέγγιση αναγνωρίζεται ότι δεν είναι πρακτικά εφικτή σε αυτό το πλαίσιο, καθώς πολλά οφέλη δεν μπορούν να ποσοτικοποιηθούν οικονομικά με αντικειμενικό τρόπο. Παραδείγματα τέτοιων οφελών περιλαμβάνουν την ασφάλεια του συστήματος και τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

Η πολυκριτηριακή ανάλυση (multi-criteria) είναι ικανή να υποστηρίξει μια σύγκριση ανάμεσα στα κόστη και τα οφέλη που μπορούν να αποτιμηθούν σε νομισματικούς όρους μέσω μιας συμβατικής ανάλυσης κόστους-οφέλους, αναγνωρίζοντας ταυτόχρονα ότι υπάρχουν και άλλα σημαντικά οφέλη που δεν ποσοτικοποιούνται.

3.1 Πολυκριτηριακή αξιολόγηση

Η συνολική αξιολόγηση των έργων εμφανίζεται ως συνδυαστικός πίνακας κόστους-οφέλους και πολλαπλών κριτηρίων στο Διακοινοτικό ΔΠΑ. Μια γενική επισκόπηση διενεργείται στο Κεφάλαιο 3.3. Οι περισσότεροι δείκτες που σχετίζονται με τους δείκτες κόστους και οφελών υπολογίζονται σε νομισματικούς όρους και εμφανίζονται σε Ευρώ. Άλλοι δείκτες εμφανίζονται χρησιμοποιώντας μια υπολογισμένη τιμή στις πιο σχετικές και κατάλληλες μονάδες μέτρησης.

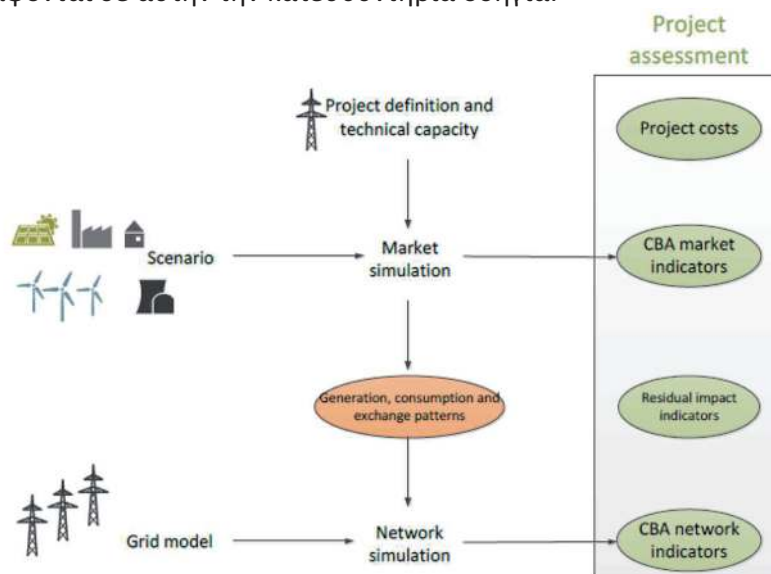
Χρησιμοποιώντας αυτή τη συνδυαστική αξιολόγηση κόστους-οφέλους και πολλαπλών κριτηρίων, κάθε έργο χαρακτηρίζεται από τον αντίκτυπό του τόσο όσον αφορά την προστιθέμενη αξία που έχει για την κοινωνία όσο και ως προς το κόστος με τυποποιημένο τρόπο. Επομένως, ο συνολικός αντίκτυπος, θετικός ή αρνητικός, για κάθε έργο μπορεί χρησιμοποιηθεί ως μέτρο σύγκρισης.

Λαμβάνοντας υπόψη όλους τους δείκτες που περιγράφονται από την πολυκριτηριακή προσέγγιση, είτε ποσοτικοποιούνται με νομισματικούς όρους είτε όχι, μπορεί να περιγραφεί το πλήρες όφελος ενός έργου. Αυτή η προσέγγιση αναγνωρίζει ότι η σημασία κάθε δείκτη μπορεί να είναι συγκεκριμένη για το κάθε έργο, δηλαδή, ο κύριος στόχος ενός έργου μπορεί

¹³ Γενικά, ένα έργο μπορεί να αποτελείται από μία μόνο επένδυση. Προφανώς σε αυτήν την περίπτωση δεν πρέπει να εφαρμόζεται κανόνας ομαδοποίησης.

να είναι η σημαντική ενσωμάτωση μεγάλων ποσοτήτων ΑΠΕ στο δίκτυο, ενώ ένα άλλο έργο μπορεί να εστιάζει κυρίως στην αύξηση της ασφάλειας εφοδιασμού μέσω της σύνδεσης ευέλικτων μονάδων παραγωγής. Και στις δύο περιπτώσεις, τα νομισματοποιημένα οφέλη (καθορίζονται από δείκτες που εκφράζονται σε νομισματικούς όρους) μπορεί να είναι οι βασικοί παράγοντες που ενθαρρύνουν τη λήψη επενδυτικής απόφασης, αλλά ενδέχεται να μην είναι οι μόνοι.

Στο σχήμα 3, παρουσιάζεται μια απλοποιημένη επισκόπηση ολόκληρης της διαδικασίας αξιολόγησης ενός έργου, έχοντας ως αποτέλεσμα το σύνολο των δεικτών αγοράς και δικτύου ΜΚΟ που περιγράφονται σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία.



Σχήμα 3. Σχηματική διαδικασία αξιολόγησης έργου. Ενώ ‘οι δείκτες αγοράς της ΜΚΟ’ και ‘οι δείκτες δικτύου της ΜΚΟ’ είναι το άμεσο αποτέλεσμα των μελετών αγοράς και δικτύου¹⁴, αντίστοιχα τα ‘κόστη του έργου’ (βλ. 6.14 και 6.15) και ‘οι υπολειπόμενες επιπτώσεις’ (βλ. 6.18 και 6.19) λαμβάνονται χωρίς τη χρήση προσομοιώσεων.

2.2

3.2 Γενικές παραδοχές

Το παρόν υποκεφάλαιο παρέχει μια γενική κατεύθυνση για την αξιολόγηση των έργων. Παρέχει κατευθυντήριες οδηγίες για την ομαδοποίηση των επενδύσεων, τον υπολογισμό της ικανότητας μεταφοράς, την εκτίμηση του γεωγραφικού πεδίου ενδιαφέροντος και τον υπολογισμό μιας καθαρής-παρούσας αξίας βάσει των δεικτών (εκφρασμένων με νομισματικούς όρους).

3.2.1 Ομαδοποίηση επενδύσεων

Σε ορισμένες περιπτώσεις, μια ομάδα επενδύσεων μπορεί να είναι απαραίτητη για την ανάπτυξη ικανοτήτων μεταφοράς (δηλαδή, μια επένδυση δεν μπορεί να εκτελέσει την

¹⁴ Οι πληροφορίες δίνονται για κάθε δείκτη στην ενότητα που είναι αφιερωμένη σε αυτόν, εάν δηλαδή ένας δείκτης υπολογίζεται χρησιμοποιώντας μελέτες αγοράς, μελέτες δικτύου ή συνδυασμό και των δύο.

επιδιωκόμενη λειτουργία της χωρίς την πραγματοποίηση άλλης επένδυσης). Αυτή η διαδικασία αναφέρεται ως ομαδοποίηση επενδύσεων. Σε αυτήν την περίπτωση, η αξιολόγηση του έργου γίνεται για το συνδυαστικό σύνολο ομαδοποιημένων επενδύσεων.

Όταν οι επενδύσεις ομαδοποιούνται, πρέπει να αποδεικνύεται με σαφή τρόπο η αναγκαιότητα για κάτι τέτοιο. Οι επενδύσεις θα πρέπει να ομαδοποιούνται μόνο όταν μια επένδυση συμβάλλει στην υλοποίηση του πλήρους δυναμικού μιας άλλης (κύριας) επένδυσης. Οι επενδύσεις που συμβάλλουν μόνο οριακά σε κάτι τέτοιο δεν θα ομαδοποιούνται.

Το πλήρες δυναμικό της κύριας επένδυσης εκφράζει τη μέγιστη ικανότητα μεταφοράς σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας. Κατά την ομαδοποίηση επενδύσεων, πρέπει να οριστεί με σαφή τρόπο μία κύρια επένδυση (π.χ. διασύνδεση), η οποία υποστηρίζεται από μία ή περισσότερες υποστηρικτικές επενδύσεις. Ένα έργο που αποτελείται από περισσότερες από μία επενδύσεις ορίζεται ως κύρια επένδυση με μία ή περισσότερες υποστηρικτικές επενδύσεις προσαρτημένες σε αυτό.

Να σημειωθεί πως ανταγωνιστικές επενδύσεις δεν δύναται να ομαδοποιούνται.

Επιπλέον περιορισμοί είναι οι ακόλουθοι:

- Οι επενδύσεις μπορούν να ομαδοποιηθούν μόνο εάν απέχουν το πολύ κατά ένα στάδιο ωριμότητας μεταξύ τους. Αυτό το περιοριστικό κριτήριο εισάγεται προκειμένου να αποφευχθεί η υπερβολική ομαδοποίηση επενδύσεων που δεν συμβάλλουν στην πραγματοποίηση της ίδιας λειτουργίας, επειδή πρόκειται να τεθούν σε λειτουργία σε μεγάλο χρονικό διάστημα στο μέλλον.
- Εάν μια επένδυση έχει καθυστερήσει σημαντικά¹⁵ σε σύγκριση με το προηγούμενο Διακοινοτικό ΔΠΑ, δεν μπορεί πλέον να ομαδοποιηθεί εντός αυτού του έργου. Προκειμένου να αποφευχθεί μια κατάσταση κατά την οποία οι επενδύσεις ομαδοποιούνται ενώ η θέση τους σε λειτουργία απέχει πολύ μεγάλο χρονικό διάστημα (κάτι που θα δημιουργούσε επίσης τον κίνδυνο να μην πραγματοποιηθούν ποτέ μία ή περισσότερες επενδύσεις στο έργο), εισάγεται ένα περιοριστικό κριτήριο που απαγορεύει την ομαδοποίηση επενδύσεων των οποίων η κατάσταση αποκλίνει περισσότερο από ένα στάδιο.

Το σχήμα 4 απεικονίζει τις κατηγορίες επενδύσεων καθώς και ποιες επενδύσεις μπορεί να ομαδοποιηθούν. Οι κατηγορίες που σημειώνονται με πράσινο χρώμα σε κάθε σειρά μπορούν να ομαδοποιούνται. Για παράδειγμα, μια κύρια επένδυση με καθεστώς «αδειοδότησης» μπορεί είτε να ομαδοποιηθεί μαζί με επενδύσεις που είναι «προγραμματισμένες, αλλά δεν είναι σε φάση αδειοδότησης» είτε «υπό κατασκευή» (τρίτη σειρά).

¹⁵ Όπου ο όρος «σημαντική καθυστέρηση» πρέπει να θεωρηθεί κατά περίπτωση, σε σχέση με όλες τις επενδύσεις σε αυτό το έργο, η επένδυση με τη συντομότερη ημερομηνία έναρξης λειτουργίας ενδέχεται να καθυστερήσει περαιτέρω, σε σύγκριση με εκείνη της τελευταίας ημερομηνίας έναρξης λειτουργίας.

Under consideration	Planned, but not yet in permitting	Permitting	Under construction

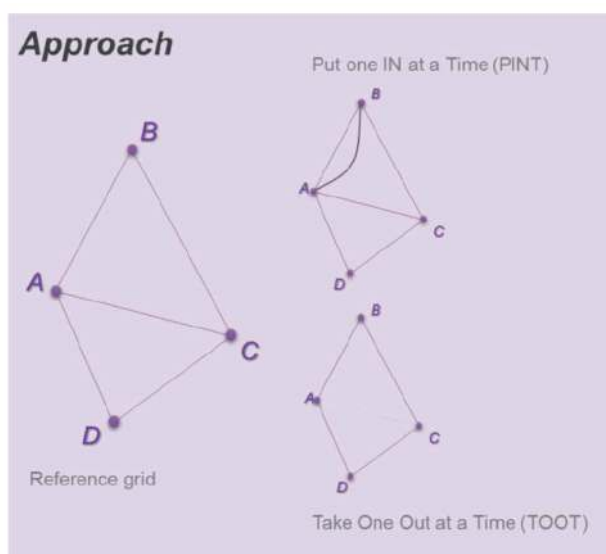
Σχήμα 4. Απεικόνιση της ομαδοποίησης επενδύσεων

3.2.2 Μεθοδολογικές προσεγγίσεις αξιολόγησης TOOT AND PINT

Υπάρχουν δύο μέθοδοι οι οποίες χρησιμοποιούνται για να αξιολογηθεί η απόδοση ενός έργου. Απεικονίζονται στο σχήμα 5 και περιγράφονται ως ακολούθως:

- **Διαδοχική αφαίρεση των νέων έργων (Take Out One at the Time, TOOT):**
Το δίκτυο αναφοράς αναπαριστά ένα μελλοντικό δίκτυο-στόχο στο οποίο θεωρείται ότι υπάρχει όλη η πρόσθετη δυναμικότητα δικτύου (σε σύγκριση με την αρχική κατάσταση). Έπειτα τα υπό αξιολόγηση έργα αφαιρούνται από το μελλοντικό δίκτυο, ένα κάθε φορά, για να αξιολογηθούν οι αλλαγές σε καθέναν από τους δείκτες.
- **Διαδοχική προσθήκη των νέων έργων (Put In one at the time, PINT):**
Το δίκτυο αναφοράς αναπαριστά την αρχική κατάσταση του δικτύου χωρίς τα υπό αξιολόγηση έργα. Στη συνέχεια τα υπό αξιολόγηση έργα προστίθενται στο δίκτυο αναφοράς, ένα κάθε φορά, για την αξιολόγηση των αλλαγών σε καθέναν από τους δείκτες.

Τα έργα που είναι «υπό εξέταση» θεωρούνται μη ώριμα και, ως εκ τούτου, πρέπει να εξαιρούνται από το δίκτυο αναφοράς. Αυτά τα έργα αξιολογούνται χρησιμοποιώντας την προσέγγιση PINT, ανεξάρτητα από την κατάστασή τους σε σχέση με τυχόν πρόσθετα κριτήρια.



Σχήμα 5. Απεικόνιση των μεθοδολογικών προσεγγίσεων PINT και TOOT

Οι μεθοδολογικές προσεγγίσεις TOOT και PINT πρέπει να εφαρμόζονται με συνέπεια τόσο για τις προσομοιώσεις αγοράς όσο και δικτύου.

Η μέθοδος TOOT παρέχει μια εκτίμηση των οφελών για κάθε έργο, σαν να ήταν το τελευταίο που τέθηκε σε λειτουργία. Δηλαδή, αξιολογείται ως μέρος ολόκληρου του προσχεδιαζόμενου δικτύου. Το πλεονέκτημα αυτής της ανάλυσης είναι ότι αξιολογείται συνολικά το κάθε όφελος που προκύπτει από κάθε ξεχωριστό έργο, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η σειρά υλοποίησης των έργων. Ως εκ τούτου, αυτή η μέθοδος διευκολύνει την αξιολόγηση σε συγκεντρωτικό επίπεδο του Διακοινοτικού ΔΠΑ, λαμβάνοντας υπόψιν το μελλοντικό σύστημα ισχύος και την εξέλιξη κάθε μελλοντικού δικτύου.

Για τη μέθοδο PINT, το δίκτυο αναφοράς ορίζεται σαφώς από το μοντέλο δικτύου που χρησιμοποιείται. Για προσομοιώσεις αγοράς, το δίκτυο αναφοράς λαμβάνει υπόψη τις ικανότητες ανταλλαγής μεταξύ των καθορισμένων ζωνών αγοράς, συμπεριλαμβανομένης της πρόσθετης ικανότητας που προκύπτει από τα έργα που περιλαμβάνονται στο δίκτυο. Η αξιολόγηση PINT εφαρμόζεται στη συνέχεια 'πάνω από (on top)' όλα τα έργα που αξιολογήθηκαν με τη μέθοδο TOOT παρέχοντας έτσι μία εκτίμηση των οφελών για κάθε ένα έργο σαν να είχε τεθεί σε λειτουργία έπειτα από όλα τα έργα TOOT, αλλά και το πρώτο και μόνο που θα τεθεί σε λειτουργία συγκρινόμενο με όλα τα έργα PINT.

Θα πρέπει να σημειωθεί ότι γενικά η εφαρμογή της μεθοδολογικής προσέγγισης TOOT υποεκτιμά τα οφέλη των έργων διότι τα οφέλη των έργων υπολογίζονται θεωρώντας ότι αυτό το έργο είναι το τελευταίο (οριακό) σε σειρά υλοποίησης. Σε αντίθεση με την εφαρμογή της μεθοδολογικής προσέγγισης PINT η οποία υπερεκτιμά τα οφέλη των έργων (σε σύγκριση με όλα τα έργα PINT) καθώς όλα τα οφέλη των έργων υπολογίζονται θεωρώντας ότι αυτό είναι το πρώτο έργο σε σειρά υλοποίησης (μετά την υλοποίηση των έργων TOOT). Εν γένει, τα οφέλη ενός έργου επηρεάζονται αρνητικά από την παρουσία άλλων έργων (δηλ, στην περίπτωση που υλοποιείται πρώτο ένα έργο, αυτό που θα υλοποιηθεί σε μεταγενέστερη φάση μπορεί να παρουσιάσει μικρότερα οφέλη). Το φαινόμενο αυτό είναι εντονότερο στην περίπτωση δύο (ή

περισσότερων) έργων που υλοποιούνται για την επίτευξη ενός κοινού στόχου στο ίδιο σύνορο, παρόλο που μπορεί επίσης να εμφανίζεται σε περιπτώσεις που έργα υλοποιούνται σε διαφορετικά σύνορα.

Πολλαπλή εφαρμογή των TOOT/PINT

Για ανεξάρτητα έργα η αυστηρή εφαρμογή των μεθοδολογικών προσεγγίσεων TOOT ή PINT ενδέχεται να μην αντικατοπτρίζει πλήρως τα οφέλη των έργων. Επομένως, πρόσθετα προς τα οφέλη των έργων που υπολογίζονται χρησιμοποιώντας την αυστηρή εφαρμογή των μεθόδων TOOT ή PINT, μπορούν να υπολογίζονται και τα οφέλη που προκύπτουν από την υλοποίηση και άλλων έργων στο ίδιο σύνορο (δηλ, πολλαπλή εφαρμογή TOOT ή PINT). Όταν εφαρμόζεται η «πολλαπλή TOOT ή PINT» μέθοδος (ή συνδυασμός των δύο) πρέπει να δίνεται μια λεπτομερής περιγραφή της χρονικής διαδοχής των έργων που εξετάζονται.

Θα πρέπει να σημειωθεί πως, η αναφορά σχετικά με το δεύτερο, τρίτο, κτλ. έργο στη σειρά της «πολλαπλής εφαρμογής TOOT/PINT» θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψιν αντίστοιχα. Ενώ το πρώτο έργο στη σειρά μπορεί να αξιολογείται και να συγκρίνεται με το δίκτυο αναφοράς (δεν προκύπτει διαφορά συγκριτικά με τη μέθοδο TOOT/PINT που περιεγράφηκε παραπάνω), η αναφορά στο δεύτερο έργο πρέπει να είναι τέτοια ώστε το πρώτο έργο θα πρέπει να έχει αφαιρεθεί (για την TOOT) ή να έχει προστεθεί (για την PINT). Το τρίτο έργο θα πρέπει να αξιολογείται αντίστοιχα σε σχέση με την κατάσταση που ορίστηκε στο δεύτερο βήμα κ.ο.κ.

Παράδειγμα για τρία ανεξάρτητα έργα TOOT:

Project number	Commissioning date
1	2021
2	2022
3	2024

- Έργο No.3: αξιολόγηση σε σχέση με το δίκτυο αναφοράς αφαιρώντας το έργο
- Έργο No.2: αξιολόγηση σε σχέση με την κατάσταση όπου το έργο No.3 έχει αφαιρεθεί
- Έργο No.1: αξιολόγηση σε σχέση με την κατάσταση όπου το έργο No.3 και το έργο No.2 έχουν αφαιρεθεί

3.2.3 Υπολογισμός Ικανότητας Μεταφοράς

Υπάρχουν δυο έννοιες της ικανότητας μεταφοράς στις οποίες αναφέρονται οι κατευθυντήριες οδηγίες, η **Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς - Net Transfer Capacity (NTC)** και η **Ικανότητα Μεταφοράς Δικτύου - Grid Transfer Capacity (GTC)**. Το NTC σχετίζεται με τη δυνατότητα εμπορικών ανταλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίες καταλήγουν σε μία μετατόπιση παραγωγής από μία ζώνη υποβολής προσφοράς σε μία άλλη. Το GTC αφορά την φυσική ροή ισχύος η οποία μπορεί να εξυπηρετηθεί από το δίκτυο.

Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς (NTC)

Το NTC αντικατοπτρίζει την ικανότητα του δικτύου να εξυπηρετήσει εμπορικές ανταλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ δύο γειτονικών περιοχών υποβολών προσφοράς. Μία αύξηση στο NTC (ΔNTC) μεταφράζεται ως μία αυξημένη ικανότητα εμπορικών ανταλλαγών ηλεκτρικής ενέργειας, δηλ. στη μετατόπιση παραγωγής από μία περιοχή σε μία άλλη (ή ομοίως για φορτίο). Η φυσική ροή ισχύος που είναι το αποτέλεσμα αυτής της μετατόπισης παραγωγής μπορεί να ρέει ή όχι απευθείας στα σύνορα των δύο γειτονικών περιοχών υποβολών προσφοράς στο σύνολό τους, αλλά και να διέρχεται ή όχι μέσω τρίτων χωρών. Η αύξηση στην ικανότητα να εξυπηρετούνται εμπορικές ανταλλαγές ως αποτέλεσμα της αύξησης της φυσικής ικανότητας μεταφοράς μπορεί, επομένως, να διαφέρει από την ικανότητα του δικτύου να μεταφέρει ισχύ πέρα από τα σύνορα.

Καθώς οι ανταλλαγές μεταξύ ζωνών προσφοράς έχουν ως αποτέλεσμα ροές ισχύος που χρησιμοποιούν την ικανότητα μεταφοράς πέρα από τα διαφορετικά όρια που επηρεάζουν, μία αύξηση στην ικανότητα μεταφοράς δικτύου – GTC πέρα από ένα συγκεκριμένο όριο εξηγεί, *ceteris paribus*¹⁶, την αυξημένη ικανότητα ανταλλαγών μεταξύ αυτών των ζωνών προσφοράς.

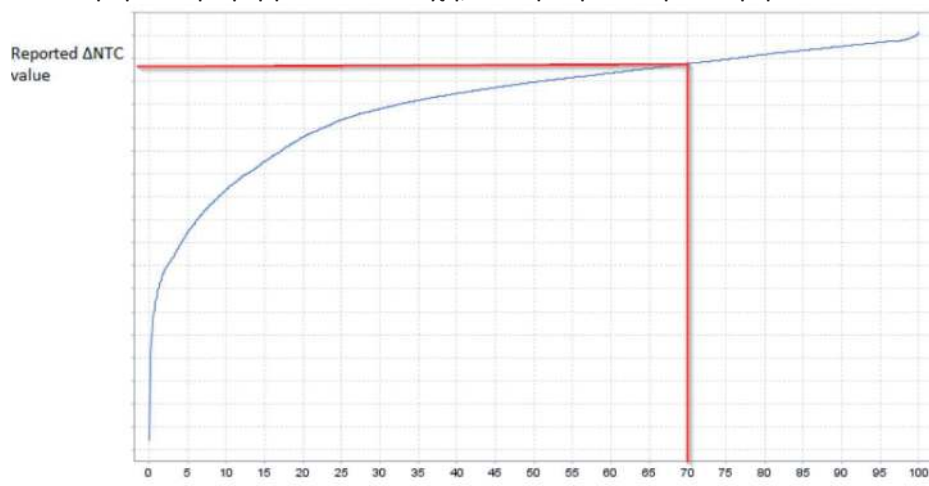
Να σημειωθεί πως ενώ η έννοια των υπολογισμών NTC στο πλαίσιο μακροπρόθεσμων μελετών είναι παρόμοια με τον λειτουργικό υπολογισμό των τιμών της NTC στα σύνορα, όπως ορίζεται για το σκοπό των μακροπρόθεσμων μελετών σχεδιασμού, μπορεί να εμφανιστούν κάποιες διαφορές υπό την έννοια ότι οι προσεγγίσεις ενδέχεται να μην λαμβάνουν υπόψη τις ίδιες λειτουργικές εκτιμήσεις για να διασφαλίσουν μια ασφαλή και αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος. Οι τιμές NTC που αναφέρονται σε μακροπρόθεσμες μελέτες υπολογίζονται με βάση την υπόθεση '*ceteris paribus*' ότι, δηλαδή, δεν αλλάζει τίποτα άλλο στο σύστημα (π.χ παραγωγή και φορτίο σε γειτονικές ζώνες, διακυμάνσεις ΑΠΕ, ροές βρόχων) και επομένως, δεν επηρεάζεται η μετατόπιση παραγωγής που έγινε από το έργο (το οποίο ισοδυναμεί με εμπορικές ανταλλαγές). Στο Διακοινοτικό ΔΠΑ, η υποθετική χρήση της πρόσθετης ικανότητας μεταφοράς του δικτύου που προσφέρεται από ένα έργο, θα αναφέρεται ως προς την ικανότητα για πρόσθετες εμπορικές ανταλλαγές (δηλ. ΔNTC) μεταξύ των ζωνών υποβολής προσφορών που καθορίζουν το εν λόγω όριο. Να σημειωθεί πως το ΔNTC ορίζεται προς μία συγκεκριμένη κατεύθυνση, κάτι που σημαίνει ότι οι τιμές ενδέχεται να διαφέρουν σε κάθε κατεύθυνση της εμπορικής ροής ισχύος πέρα από κάποιο όριο.

Το ΔNTC υπολογίζεται χρησιμοποιώντας μοντέλα δικτύου και εφαρμόζοντας μετατόπιση παραγωγής ισχύος¹⁷ πέρα από το υπό εξέταση όριο. Αυτό το σχέδιο εφαρμόζεται στην κατάσταση που αφορά όλο το έτος (δηλαδή 8.760 ώρες) σχετικά με τον τρόπο που η μετατόπιση παραγωγής ισχύος επηρεάζει τη ροή ισχύος πέρα από το υπό ανάλυση όριο. Ο υπολογισμός μιας τιμής ΔNTC γενικά οδηγεί σε διαφορετική τιμή για κάθε χρονικό βήμα που

¹⁶ Το '*Ceteris paribus*' αναγνωρίζει ότι στις πραγματικές λειτουργίες του συστήματος, ένα μόνο όριο δεν επηρεάζεται αποκλειστικά από τις ανταλλαγές μεταξύ των ζωνών υποβολής προσφορών που αφορά. Η φυσική ροή στο όριο μπορεί επίσης να επηρεαστεί από ανταλλαγές μεταξύ άλλων ζωνών προσφορών που, για παράδειγμα, προκαλούν ροές βρόχου ή διέλευσης. Αυτές οι επιρροές δεν λαμβάνονται υπόψη κατά τον υπολογισμό του αυξημένου NTC που παρέχεται από ένα έργο στο πλαίσιο αυτής της μεθοδολογίας.

¹⁷ Πρέπει να αναφερθεί ότι η μεθοδολογία σχετικά με τον τρόπο με τον οποίο εφαρμόζεται η μετατόπιση παραγωγής ισχύος μπορεί να έχει σημαντικό αντίκτυπο στα αποτελέσματα και πρέπει να εξηγηθεί με σαφήνεια στην αντίστοιχη μελέτη. Για όλες τις αξιολογήσεις πρέπει να εφαρμοστεί μια συνεπής προσέγγιση για την μετατόπιση παραγωγής ισχύος. Οι συγκεκριμένες μεθοδολογίες πρέπει να καθοριστούν στην Οδηγία εφαρμογής και να αναφέρονται στα φύλλα του έργου.

προσομοιώνεται στο υπό εξέταση έτος. Αυτή η κατάσταση που αφορά όλο το έτος θα πρέπει να αντικατοπτρίζεται στην ανάλυση ροής φορτίου είτε μέσω προσομοίωσης κάθε μεμονωμένου χρονικού βήματος είτε μέσω προσομοίωσης ενός συνόλου σημείων στο χρόνο που είναι αντιπροσωπευτικά της κατάστασης ολόκληρου του έτους. Η ετήσια ΔNTC που αναφέρεται αντιστοιχεί στο 70° (εβδομηκοστό) εκατοστημόριο της καμπύλης της ΔNTC (δηλ. η τιμή αυτή επιτυγχάνεται για τουλάχιστον το 30% του έτους). Το συγκεκριμένο απεικονίζεται στο σχήμα 6. Στην περίπτωση που οι τιμές αναφοράς του NTC που χρησιμοποιούνται στις προσομοιώσεις αγοράς εξαρτώνται από το χρόνο (π.χ χρησιμοποιούνται εποχικές τιμές), τότε και οι τιμές της ΔNTC που υπολογίζονται θα μπορούσαν να εξαρτώνται από το χρόνο, π.χ. να λαμβάνεται διαφορετική τιμή για κάθε εποχή, αντί για μία ετήσια τιμή NTC.



Σχήμα 6. Καμπύλη διάρκειας του ΔNTC σε μία κατεύθυνση (μπλε) με 70° εκατοστημόριο (κόκκινο): το αναφερόμενο ΔNTC στο 70° εκατοστημόριο πρέπει να φτάσει τουλάχιστον το 30% του χρόνου - στα δεξιά της κόκκινης γραμμής.

Ο υπολογισμός της ΔNTC βασίζεται σε ένα μοντέλο δικτύου αναφοράς σύμφωνα με το σενάριο που εξετάζεται. Καθώς η ΔNTC είναι το αποτέλεσμα της πιθανής μετατόπισης παραγωγής ισχύος, το σχήμα ενδέχεται να διαφέρει μεταξύ διαφορετικών σεναρίων.

Ένα λεπτομερές παράδειγμα σχετικά με το πως μπορεί να υπολογιστεί η ΔNTC σε ένα χρονικό βήμα δίνεται στην Οδηγία εφαρμογής του αντίστοιχου Διακοινοτικού ΔΠΑ.

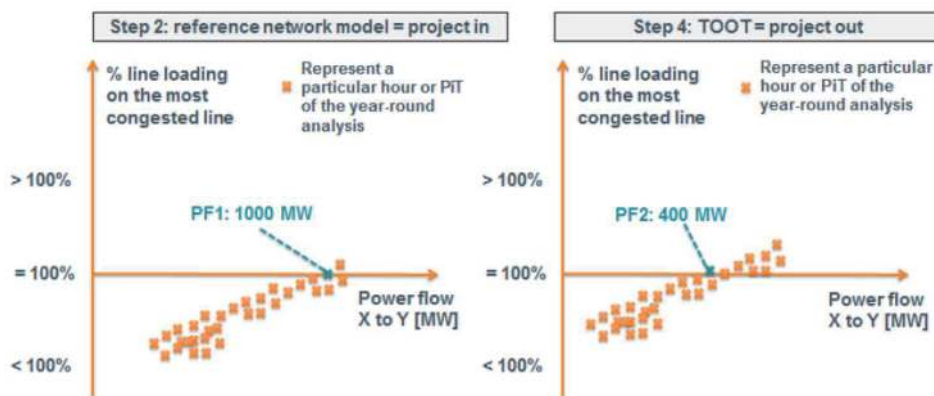
Ικανότητα Μεταφοράς Δικτύου – GTC

Η Ικανότητα Μεταφοράς – Grid Transfer Capacity (GTC), αντικατοπτρίζει την ικανότητα του δικτύου σχετικά με τη φυσική ροή ισχύος που μπορεί να μεταφερθεί πάνω από ένα όριο (boundary) του δικτύου ικανοποιώντας τα κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας. Ένα όριο συνήθως αντιπροσωπεύει μια συμφόρηση στο Σύστημα, υπό την έννοια ότι η ικανότητα μεταφοράς δεν επαρκεί για να εξυπηρετήσει τις ροές ισχύος (που προκύπτουν από την ανακατανομή των μονάδων παραγωγής και φορτίου, αναλόγως του υπό εξέταση σεναρίου) που το διατρέχουν. Ένα όριο μπορεί να είναι καθορισμένο (π.χ. σύνορα μεταξύ χωρών, ζωνών προσφορών ή

οποιαδήποτε άλλη διαδρομή ενδιαφέροντος) ή να διαφοροποιείται ανάλογα με τον ορίζοντα μελέτης ή το εξεταζόμενο σενάριο.

Η κατανομή των φυσικών ροών πάνω από τις γραμμές που διασχίζουν το όριο, και κατ' επέκταση και το GTC, συναρτάται σημαντικά με τα θεωρούμενα επίπεδα παραγωγής, ζήτησης και ανταλλαγών καθώς και με την τοπολογία και την διαθεσιμότητα των στοιχείων του δικτύου μεταφοράς λαμβάνοντας υπόψη τους κανόνες ασφαλείας. Συνεπώς, η συμβολή ενός έργου στην αύξηση της μεταφορικής ικανότητας (ΔGTC) σε ένα σύνορο συναρτάται από το εξεταζόμενο σενάριο.

Υπολογίζεται μέσω μελετών δικτύου χρησιμοποιώντας αποτελέσματα μελετών αγοράς που αφορούν όλο το έτος σαν δεδομένο εισόδου και προσδιορίζοντας τη ροή ισχύος στο όριο που αντιστοιχεί στην κατάσταση όπου (τουλάχιστον) ένα από τους κρίσιμους κλάδους σχετικός με το εν λόγω όριο (το οποίο δεν περιορίζεται στα κυκλώματα που συνιστούν το ίδιο το όριο) φορτίζεται στο 100% της θερμικής του ικανότητας. Στο σχήμα που ακολουθεί απεικονίζεται η φιλοσοφία της μεθοδολογίας, όπου το νέο έργο αυξάνει το GTC του συνόρου XY (στην κατεύθυνση από την περιοχή X στην περιοχή Y) από 400 MW σε 1000 MW. Συνεπώς το νέο έργο συνεισφέρει ΔGTC το οποίο ισούται με 600 MW.



Σχήμα 7. Σχηματική απεικόνιση του υπολογισμού της ΔGTC

Η πρόσθετη GTC μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την εξυπηρέτηση πρόσθετων φυσικών ροών πέρα από ένα όριο που είναι το αποτέλεσμα των αυξημένων εμπορικών ανταλλαγών μεταξύ άμεσα γειτονικών περιοχών προσφοράς· αυξημένες ροές που προκύπτουν από εμπορικές ανταλλαγές μεταξύ άλλων ευρωπαϊκών χωρών· ή/και αυξημένες ροές βρόχων. Κάθε μία από αυτές τις ροές είναι το αποτέλεσμα αλλαγών στο πλάνο κατανομής μονάδων ή/και φορτίου στο Σύστημα και, επομένως, διευκολύνει τους μηχανισμούς της αγοράς.

Αναφορά στην Ικανότητα Μεταφοράς

Η επίδραση στην ικανότητα μεταφοράς πρέπει να αναφέρεται σε επίπεδο επενδύσεων για κάθε έργο. Αυτό σημαίνει, πως η συγκεκριμένη αναφορά πρέπει να γίνεται για κάθε επένδυση ξεχωριστά και για το έργο στο σύνολό του. Στην περίπτωση ενός έργου με διασυννοριακό αντίκτυπο, πρέπει να αναφέρεται το ΔNTC και η συνεισφορά της επένδυσης. Ενώ για ένα

εσωτερικό έργο μπορεί να αναφέρεται είτε το ΔNTC, είτε το ΔGTC¹⁸. Σε κάθε περίπτωση, για κάθε έργο θα πρέπει να δηλώνεται σαφώς εάν το αναφερόμενο μέγεθος αφορά σε διασυνοριακή ικανότητα μεταφοράς, εσωτερική ικανότητα μεταφοράς ή σε κάποιο συνδυασμό και των δύο.

Επιπλέον, θα πρέπει να αναφέρεται η μεθοδολογική προσέγγιση που χρησιμοποιείται στη συγκεκριμένη αξιολόγηση για τη μετατόπιση της παραγωγής σε κάθε Σύστημα, η οποία θα πρέπει να εφαρμόζεται με συνεπή και διαφανή τρόπο για όλα τα έργα που βρίσκονται υπό αξιολόγηση.

3.2.4 Γεωγραφική περιοχή ενδιαφέροντος

Η βασική αρχή της μοντελοποίησης του συστήματος είναι η χρήση λεπτομερών πληροφοριών εντός της περιοχής μελέτης και ένα μειωμένο επίπεδο λεπτομέρειας εκτός της περιοχής μελέτης. Ως ελάχιστη απαίτηση, η περιοχή μελέτης θα πρέπει να καλύπτει όλα τα Κράτη Μέλη και τρίτες χώρες στην επικράτεια των οποίων θα κατασκευαστεί το έργο, όλα τα άμεσα γειτονικά Κράτη Μέλη και όλα τα άλλα κράτη μέλη που επηρεάζονται σημαντικά από το έργο¹⁹. Προκειμένου να ληφθεί υπόψη η αλληλεπίδραση του πανευρωπαϊκά μοντελοποιημένου συστήματος στις μελέτες αγοράς, οι συνθήκες ανταλλαγής με μη μοντελοποιημένες χώρες θα καθοριστούν για κάθε ένα από τα χρονικά βήματα προσομοίωσης με βάση μια καθολική (global) προσομοίωση αγοράς.²⁰ Πρακτικά, το μοντέλο αγοράς θα πρέπει να καλύπτει όλες τις Ευρωπαϊκές χώρες, καθώς και τυχόν τρίτες χώρες που φιλοξενούν το έργο που αξιολογήθηκε. Σχετικά με την ανάλυση του δικτύου, κάθε σύγχρονη ζώνη που είναι σχετική για το έργο, θα πρέπει να μοντελοποιείται (γενικά, εννοείται η σύγχρονη ζώνη στην οποία βρίσκεται το έργο· για έργα HVDC μεταξύ διαφορετικών σύγχρονων περιοχών, όλες οι σύγχρονες περιοχές πρέπει να μοντελοποιούνται, εκτός από τρίτες χώρες).

Η αξιολόγηση του έργου βασίζεται σε αναλύσεις της καθολικής (ευρωπαϊκής) αύξησης της ευημερίας²¹. Αυτό σημαίνει ότι ο στόχος είναι η ανάδειξη των έργων που είναι καλύτερα για το ευρωπαϊκό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας.

3.2.5 Οδηγίες για τον υπολογισμό της αξίας των επενδύσεων

¹⁸ Οι τιμές του ΔNTC πρέπει να αναφέρονται σε περίπτωση εσωτερικού έργου με διασυνοριακή επίδραση

¹⁹ Παράρτημα V, παρ.10 Κανονισμός (ΕΕ) 247/2013

²⁰ Εντός του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας, αυτή η καθολική (global) προσομοίωση θα βασιζόταν σε πανευρωπαϊκή βάση δεδομένων της αγοράς.

²¹ Ορισμένα οφέλη (κοινωνικοοικονομική ευημερία, CO₂ ...) μπορούν επίσης να αναλυθούν σε μικρότερη γεωγραφική κλίμακα, όπως ένα κράτος μέλος ή μια περιοχή ΔΣΜ. Αυτό είναι κυρίως χρήσιμο από την άποψη του επιμερισμού του κόστους και πρέπει να υπολογίζεται κατά περίπτωση, λαμβάνοντας υπόψη τη μεγαλύτερη μεταβλητότητα των αποτελεσμάτων μεταξύ των σεναρίων κατά τον υπολογισμό των οφελών που σχετίζονται με μικρότερες περιοχές. Σε οποιαδήποτε επιμερισμού κόστους, πρέπει να λαμβάνονται δεόντως υπόψη τα χρήματα αποζημίωσης που καταβάλλονται βάσει του ITC (το οποίο είναι το άρθρο 13 του κανονισμού 714 (βλ. Επίσης Ενότητα 23: Αντίκτυπος στην αγορά για επιφυλάξεις στην ισχύ της αγοράς και τον επιμερισμό του κόστους).

Η αξία μιας επένδυσης υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τη μέθοδο των προεξοφλημένων ταμειακών ροών (discounted cash flow). Αυτή η μέθοδος λαμβάνει υπόψη το χρονοδιάγραμμα κόστους και οφέλους και αναγνωρίζει ότι η αξία του χρήματος αλλάζει με την πάροδο του χρόνου, η οποία συχνά αναφέρεται ως η διαχρονική αξία του χρήματος. Η υπόθεση είναι ότι η αξία του χρήματος αλλάζει με σταθερό ετήσιο επιτόκιο, που αναφέρεται ως προεξοφλητικό επιτόκιο. Οι μελλοντικές τιμές τόσο του κόστους όσο και των οφελών μπορούν στη συνέχεια να απεικονιστούν (ή να μειωθούν) σε παρούσες αξίες χρησιμοποιώντας το προεξοφλητικό επιτόκιο.

Η παρούσα αξία (present value - PV) ενός μελλοντικού κόστους ή οφέλους (αναφέρεται ως FV) σε μία δεδομένη χρονική περίοδο n , χρησιμοποιώντας ένα ετήσιο προεξοφλητικό επιτόκιο r , περιγράφεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$PV_n = \frac{FV_n}{(1+r)^n}$$

Οι κύριες μέθοδοι που χρησιμοποιούνται για την αναπαράσταση της αξίας μιας επένδυσης ως μοναδικής τιμής είναι η Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value - NPV) και ο λόγος οφέλους προς κόστος (BCR). Και οι δύο μέθοδοι αξιολογούν τη βιωσιμότητα της επένδυσης και όταν υπάρχουν αρκετές ανταγωνιστικές επενδύσεις χρησιμοποιείται για να διευκολύνει τη σύγκριση ανταγωνιστικών επενδύσεων όπου εφαρμόζονται σταθερές παραδοχές.

Η NPV μιας επένδυσης είναι η διαφορά μεταξύ της παρούσας αξίας των οφελών (δηλ. ταμειακές εισροές) και της παρούσας αξίας του κόστους (δηλ. ταμειακές εκροές) κατά την οικονομική ζωή της επένδυσης. Μία βιώσιμη επένδυση συνήθως υποδεικνύεται από μία θετική NPV, δηλ. η παρούσα αξία που έχουν τα οφέλη είναι υψηλότερη από την αντίστοιχη που παρουσιάζουν τα κόστη.

Η Καθαρή Παρούσα Αξία μιας επένδυσης η οποία αξιολογείται κατά τη διάρκεια μιας χρονικής περιόδου αξιολόγησης T ετών, περιγράφεται από την ακόλουθη εξίσωση:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{Benefit_t - Cost_t}{(1+r)^t}$$

Ο λόγος Οφέλους προς Κόστος (BCR) μιας επένδυσης είναι ο λόγος της παρούσας αξίας που έχουν τα οφέλη προς την παρούσα αξία του κόστους. Μια βιώσιμη επένδυση συνήθως υποδεικνύεται από ένα BCR που είναι μεγαλύτερο από τη μονάδα ($BCR > 1$), δηλαδή, η παρούσα αξία που έχουν τα οφέλη είναι μεγαλύτερη από την παρούσα αξία του κόστους.

Το BCR μιας επένδυσης υπολογίζεται κατά τη διάρκεια μιας περιόδου αξιολόγησης T ετών, χρησιμοποιώντας την εξίσωση:

$$BCR = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{Benefit_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{Cost_t}{(1+r)^t}}$$

Για να γίνεται ο συνεπής υπολογισμός είτε του NPV είτε του BCR για μια επένδυση, πρέπει να εφαρμόζεται ένα σταθερό σύνολο παραδοχών. Δεδομένου ότι και οι δύο μέθοδοι χρησιμοποιούν τους ίδιους υπολογισμούς για τον προσδιορισμό της παρούσας αξίας του οφέλους και του κόστους, οι παραδοχές ισχύουν εξίσου και για τις δύο.

Οι κύριες παραδοχές είναι:

Η περίοδος αξιολόγησης καθορίζει το χρονικό διάστημα κατά το οποίο θα αξιολογηθεί η επένδυση. Αυτό μπορεί να διαφέρει από την ωφέλιμη ζωή των περιουσιακών στοιχείων της επένδυσης και αντιπροσωπεύει την περίοδο κατά την οποία είναι εύλογο, δεδομένης της αβεβαιότητας, να αναμένεται να αποδοθεί αξία στην επένδυση. Για τους σκοπούς αυτής της κατευθυντήριας οδηγίας, η περίοδος αξιολόγησης είναι 25 έτη.²²

Οι αξίες αναπαρίστανται ως πραγματικές και σταθερές. Αυτό σημαίνει ότι δεν λαμβάνεται υπόψη ο πληθωρισμός και, επομένως, δεν είναι απαραίτητες προβλέψεις για τον μελλοντικό πληθωρισμό. Σημαίνει επίσης ότι οι τιμές λαμβάνονται ως σταθερές καθ' όλη τη διάρκεια της αξιολόγησης υποθέτοντας σταθερές τιμές για το έτος μελέτης. Το έτος μελέτης λαμβάνεται ως έτος του Διακοινοτικού ΔΠΑ, δηλαδή το 2020 για το ΤΥΝΔΡ 2020. Ο αντίκτυπος της φορολογίας δεν λαμβάνεται υπόψη στις αξιολογήσεις του έργου, επομένως οι αξίες πρέπει να αντιπροσωπεύονται ως αξίες προ φόρων.

Το προεξοφλητικό επιτόκιο (discount rate) για τον υπολογισμό της NPV μπορεί να διαφέρει μεταξύ των χωρών. Ωστόσο για λόγους αμερόληπτης αξιολόγησης των έργων λαμβάνεται ένα κοινό προεξοφλητικό επιτόκιο. Για τους σκοπούς της παρούσας Κατευθυντήριας Οδηγίας, το προεξοφλητικό επιτόκιο θα πρέπει να λαμβάνει πραγματικές τιμές. Χρησιμοποιείται ετήσιο προεξοφλητικό επιτόκιο 4%.²³

Οι μελλοντικές αξίες πρέπει να προεξοφλούνται σε μια κοινή χρονική στιγμή, που είναι το έτος του ΤΥΝΔΡ, που αναφέρεται επίσης ως το έτος μελέτης παραπάνω.

Τα προβλεπόμενα κόστη και οφέλη για κάθε επένδυση αναπαρίστανται ετησίως.

Το έτος θέσης σε λειτουργία είναι το έτος στο οποίο η επένδυση αναμένεται να τεθεί για πρώτη φορά σε λειτουργία.

Γενικά προτείνεται να μελετώνται τουλάχιστον δύο χρονικοί ορίζοντες: ένας μεσοπρόθεσμος και ένας μακροπρόθεσμος ορίζοντας (κεφ. 2.2)

Το αρχικό κόστος πρέπει να αθροίζεται και να αναπαρίσταται στο έτος έναρξης λειτουργίας της επένδυσης ως μία τιμή.

Περαιτέρω κεφαλαιουχικά κόστη που προκύπτουν για τη διατήρηση της επένδυσης κατά τη διάρκεια της ζωής της πρέπει να αναπαρίστανται σε πραγματικές και σταθερές τιμές έτους μελέτης κατά το έτος που πραγματοποιούνται.

Τα οφέλη λογίζονται από τον πρώτο χρόνο μετά την έναρξη λειτουργίας. Για την αξιολόγηση των έργων σε κοινή βάση τα οφέλη θα πρέπει να εμφανίζονται στα έτη της περιόδου ανάλυσης ως ακολούθως:

- Για τα έτη από το πρώτο έτος πλήρους λειτουργίας μέχρι το πρώτο έτος του μεσοπρόθεσμου ορίζοντα: επεκτείνουμε τα οφέλη του πρώτου έτους αναφοράς του μεσοπρόθεσμου ορίζοντα προς τα πίσω χρονικά μέχρι το πρώτο έτος πλήρους λειτουργίας

²² Σε περίπτωση που απαιτείται από τις συνθήκες που σχετίζονται με το πλαίσιο της οικονομικής αξιολόγησης, η διάρκεια της περιόδου αξιολόγησης θα μπορούσε να αναθεωρηθεί στις Οδηγίες Εφαρμογής.

²³ Σε περίπτωση που απαιτείται από τις συνθήκες που σχετίζονται με το πλαίσιο της οικονομικής αξιολόγησης, η τιμή που λαμβάνει το προεξοφλητικό επιτόκιο θα μπορούσε να αναθεωρηθεί στις Οδηγίες Εφαρμογής.

- Για τα έτη μεταξύ του μεσοπρόθεσμου, μακροπρόθεσμου και πολύ μακροπρόθεσμου ορίζοντα: γραμμική παρεμβολή του οφέλους μεταξύ των χρονικών περιόδων
- Για τα έτη πέρα από τον πολύ μακροπρόθεσμο ορίζοντα: διατηρούνται τα οφέλη του πολύ μακροπρόθεσμου ορίζοντα

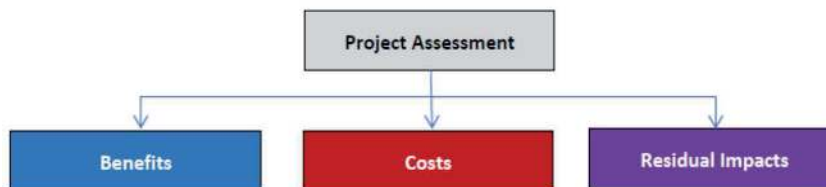
Για την αξιολόγηση ενός έργου που αποτελείται από πολλαπλές επενδύσεις, τα ετήσια οφέλη, οι απώλειες και τα λειτουργικά κόστη για κάθε επένδυση λογίζονται από το ίδιο πλασματικό έτος. Το πλασματικό έτος είναι ο απλός μέσος όρος των πρώτων και πιο πρόσφατων επενδύσεων που αποτελούν το έργο.

Η υπολειμματική αξία του έργου στο τέλος της περιόδου αξιολόγησης θα πρέπει να αντιμετωπίζεται σαν να έχει μηδενική τιμή.

3.3 Πλαίσιο Αξιολόγησης

Το πλαίσιο αξιολόγησης περιγράφει τη δομή που χρησιμοποιείται για τη διαφοροποίηση του εύρους των δεικτών που περιλαμβάνουν την αξιολόγηση του έργου.

Το πλαίσιο αξιολόγησης περιλαμβάνει τρεις κύριες κατηγορίες που αποτελούνται από τα κόστη, τα οφέλη και υπολειπόμενες επιπτώσεις, όπως φαίνεται στο σχήμα 8. Σε καθεμία από τις τρεις κατηγορίες, υπάρχει ένας αριθμός ξεχωριστών και διακριτών δεικτών που αντιπροσωπεύουν μαζί την κατηγορία. Η σύνθεση κάθε κατηγορίας περιγράφεται λεπτομερώς στην ενότητα 6.3.



Σχήμα 8. Επισκόπηση των κύριων κατηγοριών δεικτών ΜΚΟ.

Το πλαίσιο αξιολόγησης είναι σύμφωνο με τις διατάξεις του Άρθρου 11 και τα Παραρτήματα IV και V του Κανονισμού.

Τα οφέλη περιγράφουν τις θετικές συνεισφορές του έργου. Οι τυποποιημένοι δείκτες που περιλαμβάνουν τα οφέλη υποστηρίζονται από λεπτομερείς μεθοδολογίες που περιλαμβάνονται στις αντίστοιχες υποστηρικτικές ενότητες σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία. Να σημειωθεί ότι τα έργα ενδέχεται επίσης να έχουν αρνητικό αντίκτυπο σε ορισμένους δείκτες οφέλους, οπότε αναφέρονται ως αρνητικά οφέλη.

Το κόστος περιγράφουν το αρχικό κόστος του έργου ή της επένδυσης, δηλαδή το Κεφαλαιουχικό Κόστος - CAPEX και το λειτουργικά κόστη που πραγματοποιήθηκαν καθ' όλη τη διάρκεια ζωής της επένδυσης, δηλαδή, το Λειτουργικό Κόστος - OPEX. Το κόστος CAPEX αναφέρεται συνήθως στο αρχικό κόστος του έργου και θα περιλαμβάνει επίσης το κόστος εφαρμογής μέτρων μετριασμού, τα οποία αντιμετωπίζουν περιβαλλοντικούς και κοινωνικούς περιορισμούς.

Οι υπολειπόμενες επιπτώσεις περιγράφουν τις επιπτώσεις των επενδύσεων που δεν αντιμετωπίζονται με κανένα από τα προσδιορισμένα μέτρα μετριασμού που περιλαμβάνονται στην κατηγορία κόστους (συνήθως ως CAPEX). Αυτό διασφαλίζει ότι λαμβάνονται υπόψη όλα τα μετρήσιμα κόστη που σχετίζονται με έργα ή επενδύσεις και ότι δεν πραγματοποιούνται διπλοί υπολογισμοί μεταξύ των δεικτών.

3.4 Αξιολόγηση σε επίπεδο έργου

Σε ορισμένες περιπτώσεις, υπάρχουν κόστη ή οφέλη που είναι σχετικά με μία μεθοδολογία κόστους-οφέλους, αλλά δεν είναι δυνατόν για το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας να τα αξιολογήσει σε πανευρωπαϊκό επίπεδο στο πλαίσιο της διαδικασίας του Διακοινοτικού ΔΠΑ. Αυτά εισάγονται σε αυτήν την 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ ως δείκτες επιπέδου έργου (project level indicators) και ο πλήρης τρόπος χειρισμού τους παρουσιάζεται στις υποστηρικτικές ενότητες. Η κατευθυντήρια οδηγία παρέχει έναν σαφή ορισμό των δεικτών επιπέδου έργου, οριοθετείται σαφώς το πεδίο εφαρμογής τους και μια μεθοδολογία που πρέπει να ακολουθηθεί για να αξιολογηθούν σωστά. Αυτό περιγράφεται στην ενότητα 6.26. Αν και αναγνωρίζεται ο πανευρωπαϊκός χαρακτήρας αυτών των δεικτών, είναι αποδεκτό να αξιολογούνται στη βάση ενός περιφερειακού, ή ακόμη και εθνικού επιπέδου για την αντιμετώπιση της εγγενούς πολυπλοκότητάς τους (π.χ., η χρήση μιας προσέγγισης ανακατανομής)²⁴. Οι αρμόδιοι φορείς υλοποίησης των έργων μπορούν να υποβάλουν τους δείκτες επιπέδου έργου (project level indicators) στη διαδικασία του Διακοινοτικού ΔΠΑ έως ότου οι διαδικασίες για το Διακοινοτικό ΔΠΑ του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας να μπορούν να τους συμπεριλάβουν ως μέρος της πανευρωπαϊκής αξιολόγησής. Πρέπει να σημειωθεί ότι η υποβολή δεικτών επιπέδου έργου δεν εγγυάται τη συμπερίληψή τους, καθώς ενδέχεται να αξιολογηθούν και να καθοριστούν ως μη έγκυροι. Η εγκυρότητα του οφέλους σε επίπεδο έργου θα επαληθευτεί από το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια μιας διαδικασίας αναθεώρησης ως μέρος της ευρύτερης διαδικασίας του Διακοινοτικού ΔΠΑ.

3. 4 Αξιολόγηση Συστημάτων Αποθήκευσης

Η αξιολόγηση των συστημάτων αποθήκευσης μπορεί να γίνει χρησιμοποιώντας τους δείκτες ΜΚΟ που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση των έργων ενίσχυσης. Αυτό περιγράφεται στην ενότητα 6.20. Οι αρχές και οι μεθοδολογίες που περιγράφονται σε αυτό το έγγραφο ισχύουν επίσης για την αξιολόγηση των κεντρικών²⁵ συσκευών αποθήκευσης σε συστήματα μεταφοράς. Είναι, επίσης, εφαρμόσιμες σε συστήματα αποθήκευσης είτε αυτά υλοποιηθούν από τους ΔΣΜ, είτε από ιδιώτες φορείς υλοποίησης, ακόμα και αν διαφοροποιούνται οι ρόλοι. Αναγνωρίζεται έτσι, ότι η εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης στο δίκτυο μεταφοράς από ΔΣΜ υποστηρίζει το στόχο της βελτίωσης και της διατήρησης της ασφάλειας του συστήματος, διασφαλίζοντας οικονομικά αποδοτική λειτουργία χωρίς επιπτώσεις στους εσωτερικούς

²⁴ Προς το παρόν δεν είναι δυνατό για το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας να εκτελέσει προσομοιώσεις ανακατανομής με κεντρικό τρόπο στο TYNDP. Επομένως, όλοι οι υπολογισμοί ανακατανομής πρέπει να θεωρηθούν ως δείκτες «Επιπέδου έργου».

²⁵ Τουλάχιστον 225MW και 250GWh/έτος, όπως ορίζεται στον Κανονισμό (ΕΕ) 347/2013

μηχανισμούς της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και χωρίς να επηρεάζουν τη συμπεριφορά των συμμετεχόντων σε αυτήν.

Τα συστήματα αποθήκευσης μπορούν εύκολα να εισαχθούν στις μελέτες αγοράς καθώς υπάρχουν εγκαταστάσεις αυτού του τύπου έχουν ήδη μοντελοποιηθεί. Συνεπώς αρκεί να ληφθούν υπόψη κάποιοι λειτουργικοί περιορισμοί και οι αποκλίσεις μεταξύ αποθηκευμένης και ανακτώμενης ενέργειας.

Τα επιχειρηματικά μοντέλα για την αποθήκευση συνήθως κατηγοριοποιούνται βάσει της φύσης της κύριας υπηρεσίας στόχου και διακρίνονται σε ένα μη ρυθμιζόμενο μοντέλο (deregulated driven business model) με έσοδα από τη δραστηριοποίηση στις αγορές ηλεκτρισμού και σε ένα ρυθμιζόμενο μοντέλο (regulated driven model) με έσοδα από παροχή ρυθμιζόμενων υπηρεσιών. Η μεθοδολογία που αναπτύσσεται στην παρούσα κατευθυντήρια οδηγία δεν θα ασχοληθεί με αυτές τις διαφοροποιήσεις²⁶. Εάν οι φορείς υλοποίησης των έργων έχουν διαθέσιμες μεθοδολογίες που τους επιτρέπουν να κάνουν διάκριση μεταξύ των δύο περιπτώσεων, θα πρέπει να τις χρησιμοποιούν και να τις τεκμηριώνουν με σαφήνεια. Αναφορικά με το σύστημα μεταφοράς, αυτό θα αποκομίσει τα νομιματοποιημένα οφέλη της αποθήκευσης χρησιμοποιώντας την υπόθεση της τέλει αγοράς (θεωρώντας τέλεια πρόβλεψη) και για τα μη νομιματοποιημένα οφέλη τους πιο σχετικούς φυσικούς δείκτες.

Ο χαρακτηρισμός των επιπτώσεων των έργων αποθήκευσης μπορεί να εκτιμηθεί σε όρους προστιθέμενης αξίας στην κοινωνία λόγω βελτίωσης της ασφάλειας εφοδιασμού, αύξησης της δυναμικότητας για εμπορία ενέργειας και παροχή υπηρεσιών εξισορρόπησης ανάμεσα σε διαφορετικές περιοχές υποβολής προσφορών (bidding areas), ενσωμάτωσης ΑΠΕ, διαφοροποίησης απωλειών, εκπομπών CO₂, επάρκειας, ευελιξίας και ευστάθειας του συστήματος.

4. 5 Τελικές παρατηρήσεις

Αυτή η κατευθυντήρια οδηγία για την ανάλυση κόστους-οφέλους των έργων ανάπτυξης του δικτύου εκπονήθηκε από το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τις απαιτήσεις του Κανονισμού (ΕΕ) 347/2013. Η παρούσα είναι η τρίτη τέτοια έκδοση του κειμένου που εκπονείται από το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας και ήταν το αποτέλεσμα μιας εκτεταμένης διαδικασίας διαβούλευσης.

Το παρόν έγγραφο αποτελεί ένα γενικό οδηγό που συνεισφέρει στην αξιολόγηση των προγραμματισμένων έργων που περιλαμβάνονται στο Διακοινοτικό ΔΠΑ του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας. Περιγράφει τις κοινές αρχές και διαδικασίες για την εκτέλεση της ανάλυσης κόστους και οφέλους για έργα που χρησιμοποιούν μεθοδολογίες προσομοίωσης δικτύου και αγοράς. Σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 347/2013 σχετικά με τις κατευθυντήριες γραμμές για τις διευρωπαϊκές ενεργειακές υποδομές, χρησιμεύει επίσης ως βάση για μια

²⁶ Πρέπει να σημειωθεί ότι σύμφωνα με τα ρυθμιστικά πλαίσια, οι ιδιοκτήτες των συστημάτων αποθήκευσης δεν είναι πιθανό να εκμεταλλεύονται το πλήρες όφελος της αποθήκευσης. Συνεπώς, σε μερικές χώρες, ένας ΔΣΜ ιδιοκτήτης (αποθήκευσης) δε μπορεί να εκμεταλλεύεται κάποιο όφελος από αρμπιτράζ, ενώ ένας ιδιώτης ιδιοκτήτης δε μπορεί να εκμεταλλεύεται κάποιο όφελος από υπηρεσίες συστήματος.

εναρμονισμένη αξιολόγηση των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Χρησιμοποιείται μια πολυκριτηριακή προσέγγιση για την περιγραφή των δεικτών που σχετίζονται με κάθε έργο. Για να εξασφαλιστεί μια πλήρης αξιολόγηση όλων των όλων των οφελών που σχετίζονται με τη μεταφορά, ορισμένοι από τους δείκτες νομισματοποιούνται, ενώ άλλοι ποσοτικοποιούνται στις τυπικές φυσικές μονάδες τους (δηλαδή, τόνοι ή GWh). Το σύνολο κοινών δεικτών που περιέχονται σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία αποτελεί μια πλήρη και σταθερή βάση για την αξιολόγηση έργων σε ολόκληρη την Ευρώπη, τόσο στο πλαίσιο του Διακοινοτικού ΔΠΑ όσο και για την ανάπτυξη χαρτοφυλακίου έργων στη διαδικασία επιλογής των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος.

Η κατευθυντήρια οδηγία ισχύει επίσης για την αξιολόγηση των έργων αποθήκευσης. Κατ' αρχήν, τα έργα αποθήκευσης πρέπει να αξιολογούνται με παρόμοιο τρόπο με τα έργα μεταφοράς, παρόλο που τα οφέλη τους μπορούν να θεωρηθούν πιο στενά συνδεδεμένα με επικουρικές υπηρεσίες.

Αυτή η τρίτη κατευθυντήρια οδηγία για τη ΜΚΟ είναι η πρώτη έκδοση που θα δομείται χρησιμοποιώντας μια αρθρωτή προσέγγιση. Ο σκοπός αυτής της προσέγγισης είναι να επιτρέψει πιο αποτελεσματικές ενημερώσεις των εκδόσεων της κατευθυντήριας οδηγίας, διευκολύνοντας τους ενδιαφερόμενους να επικεντρωθούν καλύτερα σε συγκεκριμένο περιεχόμενο χωρίς να επηρεάζεται το σύνολο του κειμένου. Έτσι αναγνωρίζεται ότι η παρούσα κατευθυντήρια οδηγία είναι ένα συνεχώς εξελισσόμενο κείμενο για το οποίο γίνεται προσπάθεια συνεχώς να βελτιώνεται προκειμένου να καλύπτονται οι ανάγκες των ενδιαφερόμενων μερών.

5. 6 Ενότητες

6.1 Ενότητα 1: Γενικοί ορισμοί

Όριο	Ένα όριο αποτελεί ένα φραγμό στην ανταλλαγή ισχύος στην Ευρώπη. Αντιπροσωπεύει ένα τμήμα (διάδρομος μεταφοράς) εντός του δικτύου όπου η ικανότητα μεταφοράς της ροής ισχύος σε σχέση με την (στοχευμένο επίπεδο) ανταλλαγή ισχύος στην Ευρώπη είναι ανεπαρκής. Σε αυτό το πλαίσιο, ένα όριο αναφέρεται γενικά ως τμήμα του δικτύου. Ένα όριο μπορεί: • Να αποτελεί το σύνορο ανάμεσα σε δύο χώρες ή ζώνες υποβολής προσφορών· • Να συνδέει πολλαπλά όρια μεταξύ πολλαπλών ζωνών υποβολής προσφορών· ή χωρών
------	---

	• Να βρίσκεται σε μία ζώνη υποβολής προσφορών ή χώρα, χωρίζοντας την περιοχή σε δύο ή πολλαπλές υποπεριοχές.
Ανταγωνιστικά έργα/επενδύσεις μεταφοράς	Δύο ή περισσότερα έργα μεταφοράς θεωρούνται ανταγωνιστικά εφόσον εξυπηρετούν τον ίδιο σκοπό. Σε περιπτώσεις όπου προτείνονται ανταγωνιστικά έργα για αύξηση της ικανότητας μεταφοράς, τα έργα συνήθως (αλλά όχι αποκλειστικά): α) Αυξάνουν την Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς (NTC) στο ίδιο όριο· και β) Η κοινωνικοοικονομική βιωσιμότητά τους θα μειωνόταν εφόσον αξιολογούνται υπό την προϋπόθεση ότι υλοποιείται και το άλλο έργο. Επομένως, το συνολικό καθαρό όφελος από την πραγματοποίηση και των δύο έργων είναι χαμηλότερο από το άθροισμα των μεμονωμένων καθαρών οφελών.
Τρέχον Δίκτυο (Αρχικό δίκτυο)	Τρέχον δίκτυο είναι το υπάρχον δίκτυο μεταφοράς και καθορίζεται σε μια συγκεκριμένη ημερομηνία η οποία εξαρτάται από το χρόνο που διεξάγεται η συγκεκριμένη μελέτη. Μπορεί, επίσης, να θεωρηθεί ως το σημείο εκκίνησης ή η αρχική κατάσταση της δημιουργίας του δικτύου αναφοράς συμπεριλαμβάνοντας τα πιο πιθανά έργα όπως περιγράφονται στην παρούσα 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ.
Μετατόπιση παραγωγής ισχύος	Η μετατόπιση παραγωγής ισχύος είναι η απόκλιση από τη βέλτιστη, από πλευράς κόστους, κατανομή σταθμών παραγωγής (καθορίζεται από προσομοιώσεις αγοράς) με σκοπό να επηρεαστεί η χρήση του δικτύου²⁷. Θεωρώντας τη φόρτιση μιας γραμμής σε ένα σύνορο που χωρίζει το Σύστημα Α από το Σύστημα Β (η ενέργεια μεταφέρεται από το Α στο Β), που προέκυψε ως αποτέλεσμα βέλτιστης κατανομής, η παραγωγή αυξάνεται σταδιακά στην περιοχή Α και μειώνεται στην περιοχή Β. Αυτή η διαδικασία πραγματοποιείται μέχρι το σημείο όπου καλύπτονται τα κριτήρια ασφαλούς φόρτισης των γραμμών μεταφοράς στο Σύστημα Α ή Β. Η ποσότητα της μετατόπισης παραγωγής αντιπροσωπεύει την πρόσθετη ανταλλαγή (ισχύος) μεταξύ των δύο συστημάτων που είναι δυνατή στο πλαίσιο της αγοράς και αντικατοπτρίζεται από την διακύμανση στην Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς που θεωρείται ότι υπάρχει στις προσομοιώσεις αγοράς. Η μετατόπιση παραγωγής ισχύος χρησιμοποιείται για την τροποποίηση των εμπορικών ανταλλαγών σε ένα καθορισμένο όριο, προκειμένου να βρεθεί η μέγιστη αλλαγή στην παραγωγή που είναι δυνατή από το δίκτυο.
Ικανότητα Μεταφοράς Δικτύου (GTC)	Η Ικανότητα Μεταφοράς Δικτύου ορίζεται ως η μέγιστη (φυσική) ροή ισχύος η οποία μπορεί να μεταφερθεί από το δίκτυο δια μέσου ενός

²⁷ Αυτό μπορεί επίσης να θεωρηθεί ως ο ορισμός της ανακατανομής. Για να αποφευχθεί η σύγχυση, σε αυτήν την περίπτωση, αναφέρεται στη μετατόπιση παραγωγής ισχύος καθώς στην πραγματικότητα η ανακατανομή χρησιμοποιείται για τη μείωση της χρήσης του δικτύου και για την αποκατάσταση της συμφόρησης. Ωστόσο, όπως περιγράφεται σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία, η ανακατανομή θα χρησιμοποιηθεί επίσης για τον προσδιορισμό της θεωρητικής μέγιστης χρήσης του δικτύου οδηγώντας το σύστημα στα όρια ασφαλείας.

	ορίου χωρίς την εμφάνιση συμφορήσεων, λαμβάνοντας υπόψιν τα τυπικά κριτήρια ασφαλείας του συστήματος
Επένδυση	Μια επένδυση είναι το μικρότερο σύνολο περιουσιακών στοιχείων που μπορούν να χρησιμοποιηθούν μαζί για τη μεταφορά ηλεκτρικής ισχύος και που προσθέτουν υποδομές ικανότητας μεταφοράς με αποτελεσματικό τρόπο. Ένα παράδειγμα μιας επένδυσης είναι ένα νέο κύκλωμα, ο απαραίτητος τερματικός εξοπλισμός και οι σχετιζόμενοι μετασχηματιστές.
Επενδυτική ανάγκη	Η ανάγκη για την ανάπτυξη πρόσθετης δυναμικότητας σε ένα όριο αναφέρεται ως επενδυτική ανάγκη. Καθώς διαφορετικά σενάρια μπορεί να έχουν ως αποτέλεσμα διαφορετικές ροές ισχύος, το ποσό της απαιτούμενης δυναμικότητας για τη μεταφορά αυτών δια μέσω ενός ορίου και, κατά συνέπεια, η ποσότητα των αναγκαιών επενδύσεων είναι πιθανό να διαφέρουν από σενάριο σε σενάριο.
Επενδυτική κατάσταση	Η επενδυτική κατάσταση καθορίζεται ανάλογα με το στάδιο ανάπτυξης, σύμφωνα με μία από τις ακόλουθες έξι επιλογές: • Υπό εξέταση: επενδύσεις στη φάση σχεδιασμού και υπό εξέταση για ένταξη σε εθνικά και περιφερειακά/ευρωπαϊκά Διακοινοτικά ΔΠΑ του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας. • Προγραμματισμένες, αλλά όχι ακόμα σε φάση αδειοδότησης: Επενδύσεις που έχουν ενταχθεί σε εθνικό πρόγραμμα ανάπτυξης και έχει ολοκληρωθεί το αρχικό στάδιο μελετών (π.χ. ολοκληρωμένη μελέτη σκοπιμότητας ή σκοπιμότητας), αλλά δεν έχει εκκινήσει η αίτηση αδειοδότησης. • Αδειοδοτημένες: Επενδύσεις για τις οποίες οι φορείς υλοποίησης έχουν αιτηθεί για την αρχική απαιτούμενη άδεια και η αίτηση είναι έγκυρη. • Υπό κατασκευή: Η επένδυση είναι στο στάδιο κατασκευής. • Σε λειτουργία: Επενδύσεις που έχουν τεθεί σε πρώτη λειτουργία. • Ακυρωμένες.
Κύρια επένδυση	Στην περίπτωση ενός έργου που αποτελείται από έναν αριθμό επενδύσεων, μία επένδυση (π.χ. μία διασυνδεδετική γραμμή) πρέπει να οριστεί ως μια κύρια επένδυση με μια ή περισσότερες υποστηρικτικές επενδύσεις που συνδέονται με αυτή. Αυτό απαιτείται κατά την ομαδοποίηση επενδύσεων. Η κύρια επένδυση σχεδιάζεται για την επίτευξη του συγκεκριμένου στόχου, π.χ. μια διασύνδεση μεταξύ δύο περιοχών υποβολής προσφορών, με τις υποστηρικτικές επενδύσεις (ως μέρος του έργου) που απαιτούνται για την επίτευξη του πλήρους δυναμικού αυτής της κύριας επένδυσης. Το πλήρες δυναμικό της κύριας επένδυσης αντιπροσωπεύει τη μέγιστη ικανότητα μεταφοράς υπό κανονικές συνθήκες λειτουργίας

Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς (NTC)	Η Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς εκφράζει το μέγιστο ύψος των εμπορικών προγραμμάτων ανταλλαγών που μπορούν να πραγματοποιηθούν ανάμεσα σε δύο ζώνες υποβολής προσφορών χωρίς να παραβιάζονται τα κριτήρια ασφαλούς λειτουργίας των εμπλεκόμενων περιοχών. Χρησιμοποιείται σε μελέτες αγοράς ώστε να παριστάνεται η ικανότητα ανταλλαγών ισχύος μεταξύ ζωνών υποβολής προσφορών.
Περιπτώσεις σχεδιασμού	Η αναπαράσταση του τρόπου διαχείρισης του συστήματος ισχύος (δηλαδή του συστήματος παραγωγής και μεταφοράς) σε μια χρονική στιγμή. Χρησιμοποιούνται για να αναπαραστήσουν ένα λεπτομερές μοντέλο του δικτύου για ένα συγκεκριμένο χρονικό σημείο, ή ένα στιγμιότυπο, και χρησιμοποιούνται σε μελέτες δικτύου. Οι περιπτώσεις σχεδιασμού επιλέγονται μεταξύ άλλων με βάση: α) Τα αποτελέσματα των μελετών αγοράς, όπως την κατανομή του συστήματος, τη συχνότητα και το πλήθος των περιορισμών· β) Περιφερειακές θεωρήσεις, όπως είναι το αιολικό δυναμικό, τα ηλιακά δεδομένα, και δεδομένα για κύματα ψύχους ή καύσωνες· και γ) Εφ' όσον είναι διαθέσιμα, τα αποτελέσματα της Πανευρωπαϊκής ανάλυσης του Συντελεστή Διανομής της Μεταφοράς Ισχύος (Power Transfer Distribution Factor - PTDF)
Έργο	Ένα έργο ορίζεται ως μία επένδυση ή ένα σύνολο επενδύσεων. Επομένως, μπορεί να περιλαμβάνει μια κύρια επένδυση με υποστηρικτικές επενδύσεις που πρέπει να πραγματοποιηθούν μαζί προκειμένου να καταστεί δυνατή η επίτευξη του επιδιωκόμενου στόχου της κύριας επένδυσης, δηλαδή το πλήρες δυναμικό που ορίζεται ως η αύξηση της παραγωγικής ικανότητας της κύριας επένδυσης. Σε περιπτώσεις όπου δεν υπάρχουν υποστηρικτικές επενδύσεις, το έργο αποτελείται μόνο από την κύρια επένδυση και ωστόσο θα περιγραφεί ως «έργο» σε αυτήν την οδηγία ΜΚΟ.
Διαδοχική προσθήκη των νέων έργων (Put In one at the time, PINT)	Μια μεθοδολογία που εξετάζει μία προς μία κάθε νέα επένδυση / έργο (γραμμή, υποσταθμός, μετασχηματιστής μετατόπισης φάσης (PST) ή άλλη συσκευή του δικτύου μεταφοράς) στη δεδομένη δομή δικτύου και αξιολογεί τις ροές φορτίου πάνω στις γραμμές με και χωρίς την ενίσχυση του υπό εξέταση έργου/επένδυσης.
Δίκτυο αναφοράς	Το δίκτυο αναφοράς αποτελεί την έκδοση του δικτύου που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της επιπρόσθετης συνεισφοράς του έργου που αξιολογείται. Επομένως, χρησιμοποιείται ως το σημείο εκκίνησης για τον υπολογισμό των δεικτών κόστους και οφέλους.
Αντίστοιχη μελέτη Σενάριο	Η μελέτη στην οποία διενεργείται η ΜΚΟ, δηλ., το Διακοινοτικό ΔΠΑ. Ένα σύνολο παραδοχών για τους σκοπούς της μοντελοποίησης που σχετίζονται με κάποια πιθανή μελλοντική κατάσταση στην οποία συμβαίνουν ορισμένες συνθήκες σχετιζόμενες με τη ζήτηση, την εγκατεστημένη δυναμικότητα παραγωγής, τις υποδομές, τις τιμές των καυσίμων και το καθολικό (global) πλαίσιο.

Κοινωνικό κόστος του CO ₂	Το κοινωνικό κόστος του άνθρακα μπορεί να αναπαρίσταται με δύο έννοιες: • Το κοινωνικό κόστος που αντιπροσωπεύει τη συνολική καθαρή ζημία κάθε ενός επιπλέον μετρικού τόνου εκπομπών CO₂ λόγω της σχετιζόμενης κλιματικής αλλαγής²⁸. • Η σκιώδης τιμή (shadow price) που καθορίζεται από τον υπό εξέταση κλιματικό στόχο. Αυτό θα μπορούσε να ερμηνευθεί ως η προθυμία πληρωμής για την επιβολή του στόχου ως ένα πολιτικό περιορισμό²⁹.
Διαδοχική αφαίρεση των νέων έργων (Take Out One at the Time, TOOT)	Μια μεθοδολογία που συνίσταται στην διαδοχική αφαίρεση έργων από την προβλεπόμενη δομή του δικτύου προκειμένου να συγκριθεί η απόδοση του συστήματος με και χωρίς το υπό αξιολόγηση έργο.
Διακοινοτικό ΔΠΑ (TYNDP)	Η Διακοινοτική έκθεση που εξετάζει τις απαιτήσεις ανάπτυξης (του δικτύου) την επόμενη δεκαετία, η οποία εκπονείται από το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας κάθε διετία σύμφωνα με τις ρυθμιστικές υποχρεώσεις που ορίζονται στο άρθρο 8, παρ.10 του Κανονισμού (ΕΕ) 2019/943.
Χρονικό βήμα	Τα μοντέλα προσομοίωσης εξάγουν τα αποτελέσματά τους σε ένα συγκεκριμένο χρονικό επίπεδο λεπτομέρειας. Αυτό το χρονικό επίπεδο λεπτομέρειας αναφέρεται ως χρονικό βήμα. Τα μικρότερα χρονικά βήματα αυξάνουν γενικά τον χρόνο εκτέλεσης της προσομοίωσης, ενώ τα μεγαλύτερα χρονικά βήματα μειώνουν τον χρόνο εκτέλεσης της προσομοίωσης. Συνήθως, οι προσομοιώσεις γίνονται χρησιμοποιώντας ωριαία βήματα χρόνου, αλλά αυτός ο βαθμός λεπτομέρειας μπορεί να διαφέρει ανάλογα με το επίπεδο λεπτομέρειας που απαιτείται στα αποτελέσματα.

6.

²⁸ Ειδική έκθεση του IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) σχετικά με την επίδραση της υπερθέρμανσης του πλανήτη κατά 1.5°C (2018) – Κεφάλαιο 2

²⁹ Ειδική έκθεση του IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) σχετικά με την επίδραση της υπερθέρμανσης του πλανήτη κατά 1.5°C (2018) – Κεφάλαιο 2

6.1

6.2 Ενότητα 2: Συντομογραφίες

ΔNTC	Αύξηση του NTC NTC
AC(EP)	Alternating Current (Εναλλασσόμενο Ρεύμα)
ACER	Οργανισμός για τη συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών
aFRR (αΕΑΣ)	Automatic Frequency Restoration Reserve (αυτόματη Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας)
BCR	Benefit-to-Cost Ratio (Λόγος Οφέλους προς Κόστος)
CAPEX	Capital Expenditure Cost (Κεφαλαιουχικό Κόστος)
CBA (ΜΚΟ)	Cost-Benefit Analysis (Ανάλυση Κόστους-Οφέλους)
CBCA	Cross Border Cost Allocation (Διασυνοριακός Επιμερισμός Κόστους)
CE (HE)	Continental Europe (Ηπειρωτική Ευρώπη)
CEER	Council of European Energy Regulators (Συμβούλιο Ευρωπαϊκών Ρυθμιστικών Αρχών)
CF	Complexity Factor (Συντελεστής Πολυπλοκότητας)
CIGRE	Council on Large Electric Systems
CONE	Cost of New Entrant (Κόστος εισόδου)
DA	Day-ahead Market (Αγορά Προηγούμενης Ημέρας)
DC	Direct Current (Συνεχές Ρεύμα)
DSR	Demand Side Response (Απόκριση Ζήτησης)
EC	European Commission (Ευρωπαϊκή Επιτροπή)
EBGL	Electricity Balancing Guideline (Κατευθυντήρια Γραμμή για την Εξισορρόπηση Ηλεκτρικής Ενέργειας)

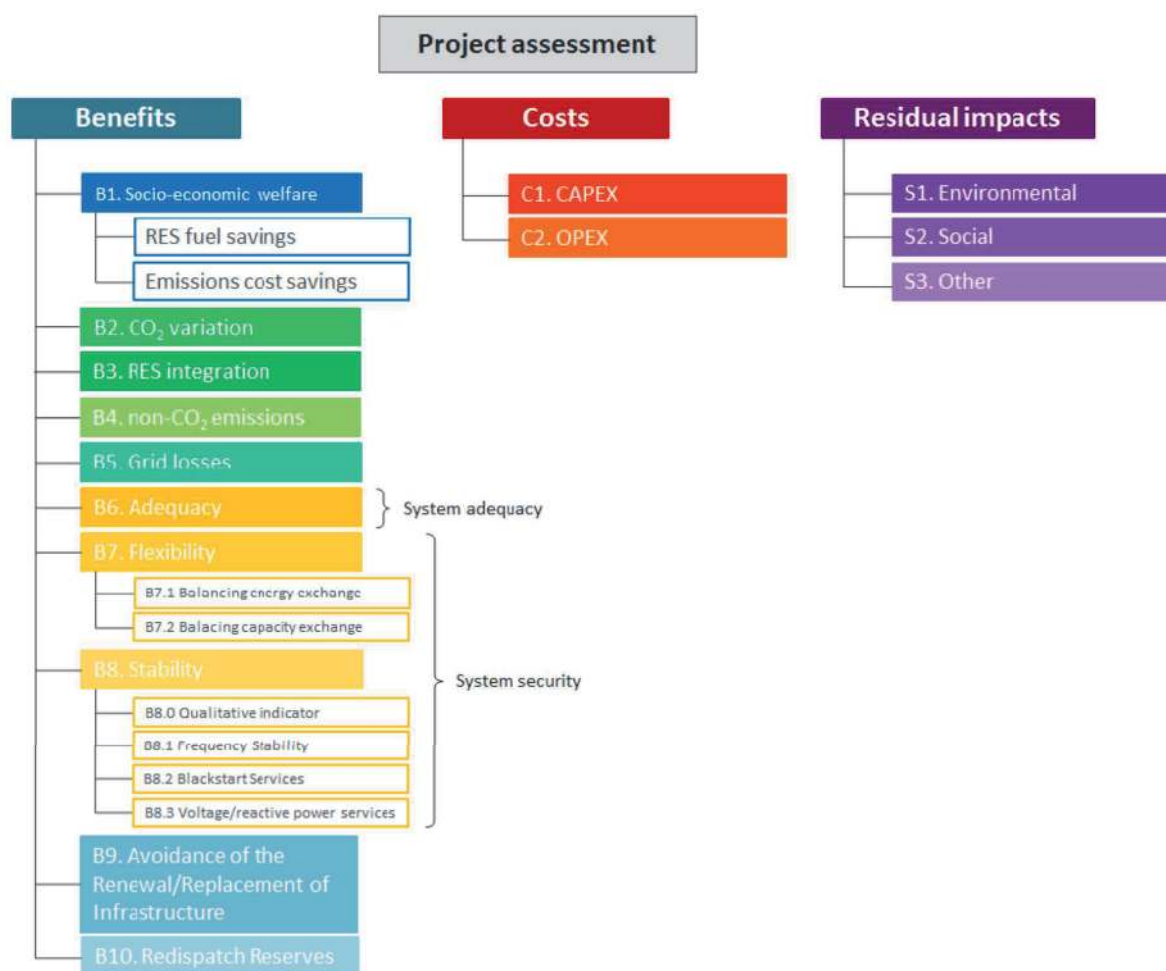
EENS	Expected Energy Not Supplied (Αναμενόμενη Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια)
ENTSO-E (ΕΔΔΣΜ)	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENS	Energy Not Served (Μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια)
EPRI	Electric Power Research Institute
ETS	Emissions Trading Scheme (Σύστημα Εμπορίας Εκπομπών)
EU (ΕΕ)	European Union (Ευρωπαϊκή Ένωση)
FCR (ΕΔΣ)	Frequency Containment Reserve (Εφεδρεία Διατήρησης Συχνότητας)
FE	Frequency Exchange (Ανταλλαγή Συχνότητας)
FO	Frequency Optimisation (Βελτιστοποίηση Συχνότητας)
FN	Frequency Netting (Συμψηφισμός Συχνότητας)
FRR (ΕΑΣ)	Frequency Restoration Reserve (Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας)
FV	Future Value (Cost or Benefit) Μελλοντική Αξία (Κόστος ή Όφελος)
GTC	Grid Transfer Capability (Ικανότητα Μεταφοράς Δικτύου)
HHI	Herfindahl Hirschman Index (Δείκτης Herfindahl Hirschman)
HVDC	High Voltage DC (Συνεχές Ρεύμα Υψηλής Τάσης)
ID	Intraday Market (Ενδοημερήσια Αγορά)
IPS	Integrated Power System (Ενσωματωμένο Ηλεκτρικό Σύστημα)
ITC	Inter Transmission System Operator Compensation for Transits (Μηχανισμός Αντιστάθμισης μεταξύ Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς)
KPI	Key Performance Indicator (Δείκτης Απόδοσης)
LFC (ΕΦΣ)	Load Frequency Control (Έλεγχος Φορτίου Συχνότητας)
LOLE	Loss of Load Expectation (Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου)
mFRR (χΕΑΣ)	Manual Frequency Restoration Reserve (Χειροκίνητη Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας)
MS	Market Simulation (Προσομοίωση Αγοράς)
MSC	Mechanically Switched Capacitors (Μηχανικά Ρυθμιζόμενοι Πυκνωτές)
MSR	Mechanically Switched Reactors (Μηχανικά Ρυθμιζόμενες Επαγωγές)
NPV	Net Present Value (Καθαρή Παρούσα Αξία)
NRA	National Regulatory Authority (Εθνική Ρυθμιστική Αρχή)
NTC	Net Transfer Capacity (Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς)
OHL	Overhead Line (Υπέργεια Γραμμή)
OPEX	Operating Expenditure Cost (Λειτουργικό κόστος)
P2G	Power-to-Gas
PCI (ΕΚΕ)	Projects of Common Interest (Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος)
PINT	Put IN one at the Time (Διαδοχική Προσθήκη Νέων Έργων)

PP	Project Promoter (Φορέας Υλοποίησης)
PST	Phase Shifting Transformer (Μετασχηματιστής Μετατόπισης Φάσης)
PTDF	Power Transfer Distribution Factor (Συντελεστής Κατανομής Μεταφερόμενης Ισχύος)
PV	Present Value (Παρούσα Αξία)
RD	Redispatch (Ανακατανομή)
RES (ΑΠΕ)	Renewable Energy Sources (Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας)
ROCOF	Rate of Change of Frequency (Ρυθμός Μεταβολής Συχνότητας)
RR (ΕΑ)	Replacement Reserves (Εφεδρείες Αντικατάστασης)
RSI	Residual Supply Index (Δείκτης υπολειπόμενου εφοδιασμού)
SA	Synchronous Area (Σύγχρονη Περιοχή)
SA-OA	Synchronous Area Operational Agreements (Λειτουργικές Συμφωνίες Σύγχρονης Περιοχής)
SEA (ΣΜΠΕ)	Strategic Environmental Assessment (Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων)
SEW	Socio-Economic Welfare (Κοινωνικο-Οικονομική Ευημερία)
SMC	Submarine Cable (Υποβρύχιο καλώδιο)
SOC	System Operations Committee (Επιτροπή Λειτουργίας Συστήματος)
SOGL	Κανονισμός (ΕΕ) 2017/1485 της Επιτροπής: Σχετικά με τον καθορισμό κατευθυντήριων γραμμών για τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας
SoS	Security of Supply (Ασφάλεια Εφοδιασμού)
STATCOM	Static Synchronous Compensator (Σύγχρονος στατός αντισταθμιστής)
SVC	Static Var Compensator (Στατός αντισταθμιστής αέργου ισχύος)
TOOT	Take Out One at the Time (Διαδοχική Αφαίρεση Έργων)
TSO (ΔΣΜ)	Transmission System Operator (Διαχειριστής Συστήματος Μεταφοράς)
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan (Διακοινοτικό Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Δικτύου-Διακοινοτικό ΔΠΑ)
UGC	Underground Cable (Υπόγειο καλώδιο)
UPS	Unified Power System of Russia
VOLL	Value of Lost Load (Κόστος Απορριπτόμενης Ενέργειας)
VSC	Voltage Source Converter (Μετατροπέας Πηγής Τάσης)
XB	Crossborder (Διασυνοριακό)

6.2 6.3 Ενότητα 3: Κύριες κατηγορίες αξιολόγησης έργων

Η αξιολόγηση του έργου πραγματοποιείται χρησιμοποιώντας τους δείκτες οφέλους, κόστους και υπολειπόμενων επιπτώσεων που περιγράφονται στην παρούσα κατευθυντήρια οδηγία. Αν και τα οφέλη πρέπει να υπολογίζονται για κάθε σενάριο μελέτης (π.χ. τα σενάρια του Διακοινοτικού ΔΠΑ), το κόστος και οι υπολειπόμενες επιπτώσεις θεωρούνται ανεξάρτητοι δείκτες σεναρίων.

Οι βασικές κατηγορίες αξιολόγησης έργων απεικονίζονται στο σχήμα 9:



Σχήμα 9. Απεικόνιση των κατηγοριών του πλαισίου αξιολόγησης έργων.

Οι δείκτες έχουν επιλεγεί με βάση τα παρακάτω:

- Διευκολύνουν την περιγραφή του κόστους και των οφελών του έργου από την άποψη των στόχων της ΕΕ για το δίκτυο. Αυτοί οι στόχοι είναι: η διασφάλιση της ανάπτυξης ενός ενιαίου Ευρωπαϊκού δικτύου, που επιτρέπει την εφαρμογή της πολιτικής της ΕΕ για το κλίμα και τους στόχους αειφορίας (δηλαδή, ΑΠΕ, ενεργειακή απόδοση, CO₂), η εγγύηση της ασφάλειας εφοδιασμού, η ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς ενέργειας, ιδίως μέσω της συμβολής στην αύξηση της κοινωνικο-οικονομικής ευημερίας και η διασφάλιση της σταθερότητας του συστήματος.
- Προσφέρουν μία μέτρηση του κόστους και της σκοπιμότητας του έργου (ιδίως περιβαλλοντικά και κοινωνικά, όπως υποδεικνύεται από τους δείκτες υπολειπόμενων επιπτώσεων).
- Είναι κατά το δυνατόν απλοί και στιβαροί. Αυτό διευκολύνει την απλοποίηση των μεθοδολογιών, εφ' όσον είναι πρακτικό να γίνεται κάτι τέτοιο.

Η αξιολόγηση του έργου θα πρέπει να αντικατοπτρίζει τη συνεισφορά του στη μέση ικανότητα μεταφοράς. Η συνεισφορά στην ικανότητα μεταφοράς εξαρτάται από το χρόνο και το σενάριο, αλλά μία μοναδική ή εποχική τιμή θα πρέπει να αναφέρεται για λόγους σαφήνειας. Ο χαρακτηρισμός ενός έργου παρέχεται μέσω αξιολόγησης της αύξησης του ΔΝΤC και του αντίκτυπου που έχει στο επίπεδο ηλεκτρικών διασυνδέσεων, σε σχέση με την εγκατεστημένη ισχύ μονάδων παραγωγής στο κράτος μέλος³⁰. Για τις χώρες που δεν έχουν φτάσει τον ελάχιστο λόγο διασύνδεσης, όπως ορίζεται από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, κάθε έργο πρέπει να αναφέρει τη συνεισφορά του για την επίτευξη αυτού του ελάχιστου ορίου.

Η συνεισφορά ως προς την αυξημένη ικανότητα μεταφοράς και τα κόστη δίνονται ανά επένδυση, ενώ οι δείκτες οφέλους και υπολειπόμενων επιπτώσεων παρέχονται σε επίπεδο έργου.

Οι δείκτες **οφέλους** περιγράφονται ως ακολούθως:

B1. Κοινωνικο – οικονομική Ευημερία (SEW από την ενοποίηση της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας)³¹, στο πλαίσιο της ανάπτυξης του δικτύου μεταφοράς είναι το άθροισμα των βραχυπρόθεσμων οικονομικών πλεονασμάτων των καταναλωτών ηλεκτρικής ενέργειας, των παραγωγών και των ιδιοκτητών (του δικτύου) μεταφοράς. Ο δείκτης αντικατοπτρίζει τη συνεισφορά του έργου ή της επένδυσης στην αύξηση της ικανότητας μεταφοράς, καθιστώντας εφικτή μια αύξηση στις εμπορικές ανταλλαγές έτσι ώστε οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας να μπορούν να ανταλλάσσουν ενέργεια με πιο οικονομικά αποδοτικό τρόπο. Χαρακτηρίζεται από

³⁰ ο Κανονισμός (ΕΕ) 2018/1999 του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου και του Συμβουλίου της 11^{ης} Δεκεμβρίου 2018 για τη διακυβέρνηση της Ενεργειακής Ένωσης και της Δράσης για το Κλίμα καθιερώνει, στο άρθρο 23(α), ότι «... του επιπέδου διασυνδεσιμότητας ηλεκτρικής ενέργειας, στο οποίο αποσκοπεί το κράτος μέλος έως το 2030 λαμβάνοντας υπόψη την επιδίωξη του 15 % τουλάχιστον για τη διασύνδεση ηλεκτρικής ενέργειας για το 2030...»

³¹ Η μείωση των συμφορήσεων είναι ένας δείκτης κοινωνικής και οικονομικής ευημερίας που προϋποθέτει δίκαιη κατανομή των οφελών σύμφωνα με το στόχο της Ευρωπαϊκής Ένωσης να αναπτύξει μια ενοποιημένη αγορά (υπόθεση τέλει αγοράς). Ο δείκτης SEW εστιάζει στο βραχυπρόθεσμο οριακά κόστη.

την ικανότητα ενός έργου ή μιας επένδυσης να μειώσει (οικονομική ή φυσική) τη συμφόρηση.

- B2. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος εξαιτίας της διαφοροποίησης εκπομπών CO₂**, είναι η μεταβολή στις εκπομπές CO₂ που παράγονται από το σύστημα ισχύος λόγω του έργου. Αποτελεί συνέπεια των αλλαγών στην κατανομή παραγωγής καθώς και την απελευθέρωση πρόσθετου δυναμικού παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Αυτός ο δείκτης συνδέεται άμεσα με τον στόχο της πολιτικής της ΕΕ για το κλίμα σχετικά με τη μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά τουλάχιστον 40% έως το 2030, σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Καθώς οι εκπομπές CO₂ είναι το κύριο αέριο του θερμοκηπίου που εκπέμπεται από τον τομέα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, εμφανίζονται ως ξεχωριστός δείκτης.
- B3. Η Ενσωμάτωση ΑΠΕ**, καθορίζει την ικανότητα του συστήματος ισχύος σχετικά με τη σύνδεση νέων μονάδων παραγωγής ΑΠΕ, απελευθερώνοντας την υπάρχουσα και μελλοντική παραγωγή από ΑΠΕ και ελαχιστοποιώντας την περικοπή της ηλεκτρικής ισχύος που παράγεται από ΑΠΕ³². Ο δείκτης ενσωμάτωσης ΑΠΕ συνδέεται με τον στόχο της ΕΕ 2030 για αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στο 32% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας.
- B4. Οι μη άμεσες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου**, αναφέρονται στην μεταβολή των εκπομπών αερίων εξαιτίας του έργου, εκτός του CO₂ (δηλ., CO_x, NO_x, SO_x, PM 2,5,10). Αποτελεί συνέπεια των αλλαγών στην κατανομή παραγωγής καθώς και την απελευθέρωση πρόσθετου δυναμικού παραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.
- B5. Οι απώλειες στο δίκτυο** μεταφοράς είναι το κόστος της αντιστάθμισης των θερμικών απωλειών στο σύστημα ισχύος που οφείλεται στο έργο. Είναι δείκτης ενεργειακής απόδοσης³³ και εκφράζεται ως κόστος σε Ευρώ ανά έτος.
- B6. Ασφάλεια εφοδιασμού: Η Επάρκεια** χαρακτηρίζει τον αντίκτυπο του έργου στην ικανότητα του συστήματος ισχύος στο να παρέχει ηλεκτρική ισχύ με επαρκή τρόπο ώστε να καλύπτει τη ζήτηση για μεγάλο χρονικό διάστημα. Λαμβάνεται υπόψη η μεταβλητότητα των κλιματικών επιπτώσεων στη ζήτηση και στην παραγωγή ΑΠΕ.
- B7. Ασφάλεια εφοδιασμού: Η Ευελιξία** χαρακτηρίζει τον αντίκτυπο του έργου στην ικανότητα ανταλλαγής ενέργειας εξισορρόπησης στο πλαίσιο της υψηλής διείσδυσης μη κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής. Η ενέργεια εξισορρόπησης αναφέρεται σε προϊόντα όπως είναι οι Εφεδρείες Αντικατάστασης (EA-RR), η Χειροκίνητη Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας (χΕΑΣ – mFRR) και η αυτόματη Εφεδρεία Αποκατάστασης Συχνότητας (αΕΑΣ - aFRR). Λαμβάνεται επίσης υπόψη η ανταλλαγή

³² Η συγκεκριμένη κατηγορία αντιστοιχεί στην ενότητα 6: Μεθοδολογία για το όφελος ενσωμάτωσης ΑΠΕ (B3).

³³ Η συγκεκριμένη κατηγορία συνεισφέρει στην ενότητα 8: Μεθοδολογία για το όφελος της διαφοροποίησης των απωλειών δικτύου (B5).

/ κοινή χρήση της εφεδρείας εξισορρόπησης (δηλαδή, ΕΑ, ΧΕΑΣ και ΑΕΑΣ) που απαιτεί εγγυημένη ή δεσμευμένη διαζωνική δυναμικότητα.

- B8. Ασφάλεια εφοδιασμού: Η Ευστάθεια** χαρακτηρίζει τον αντίκτυπο του έργου στην ικανότητα ενός συστήματος ηλεκτρικής ισχύος να παρέχει ασφαλή εφοδιασμό σύμφωνα με τα τεχνικά κριτήρια.
- B9. Η αποφυγή του κόστους ανανέωσης / αντικατάστασης των υποδομών** καθορίζει το όφελος που μπορεί να αποφέρει ένα έργο αποφεύγοντας ή αναβάλλοντας την αντικατάσταση ή την αναβάθμιση των υπαρχουσών υποδομών.
- B10. Ανακατανομή Εφεδρειών ή Μείωση των Απαραίτητων Εφεδρειών για την Ανακατανομή Μονάδων Παραγωγής** περιγράφει τον αντίκτυπο του έργου στο απαιτούμενο επίπεδο της συμβεβλημένης ανακατανομής μονάδων εφεδρείας εκτιμώντας τη μέγιστη ισχύ της ανακατανομής με και χωρίς το έργο. Προαπαιτούμενο για αυτόν τον δείκτη είναι η χρήση προσομοιώσεων ανακατανομής.

Οι δείκτες **κόστους** περιγράφονται ως ακολούθως:

- C1. Κεφαλαιουχικό Κόστος (CAPEX).** Ο συγκεκριμένος δείκτης αναφέρεται στις κεφαλαιακές δαπάνες ενός έργου, οι οποίες περιλαμβάνουν τα αναμενόμενα κόστη αδειοδοτήσεων, εκπόνησης μελετών σκοπιμότητας, απαλλοτριώσεων, προκαταρκτικών εργασιών, μελετών σχεδιασμού, αποξήλωσης, απόκτησης εξοπλισμού και εγκατάστασης. Το CAPEX εκτιμάται με αναλογικό τρόπο (βασιζόμενος σε πληροφορίες από παρόμοια προγενέστερα έργα) και με παραμετρικό τρόπο (βασιζόμενος σε δημόσιες πληροφορίες σχετικά με το κόστος παρόμοιων έργων). Το CAPEX εκφράζεται σε Ευρώ.
- C2. Λειτουργικό Κόστος (OPEX).** Ο συγκεκριμένος δείκτης εκφράζει τις ετήσιες λειτουργικές δαπάνες και δαπάνες συντήρησης που σχετίζονται με το έργο ή την επένδυση. Εκφράζεται σε Ευρώ ανά έτος.

Οι δείκτες **υπολειπόμενων επιπτώσεων** αναφέρονται στις επιπτώσεις που παραμένουν μετά την εφαρμογή μέτρων μετριασμού. Ως εκ τούτου, επιπτώσεις που αμβλύνονται με πρόσθετα μέτρα δεν θα πρέπει να περιλαμβάνονται στον παρόντα κατάλογο. Οι δείκτες ορίζονται ως ακολούθως:

- S1. Υπολειπόμενη περιβαλλοντική επίπτωση,** χαρακτηρίζει την (υπολειπόμενη) επίπτωση του έργου στο περιβάλλον, σύμφωνα με εκτιμήσεις που προκύπτουν από προκαταρκτικές μελέτες, και επιχειροεί να δώσει ένα μέτρο της περιβαλλοντικής ευαισθησίας που σχετίζεται με το έργο.
- S2. Υπολειπόμενη κοινωνική επίπτωση,** χαρακτηρίζει την (υπολειπόμενη) επίπτωση του έργου στον (τοπικό) πληθυσμό, σύμφωνα με εκτιμήσεις που προκύπτουν από προκαταρκτικές μελέτες, και επιχειρεί να δώσει ένα μέτρο της κοινωνικής ευαισθησίας που σχετίζεται με το έργο.
- S3. Άλλες επιπτώσεις,** προσφέρουν ένα δείκτη σχετικά με τις υπόλοιπες επιπτώσεις του έργου.

Παρόλο που το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας προτίθεται να νομισματοποιεί όσο το δυνατόν περισσότερους δείκτες, σε ορισμένες περιπτώσεις δεν είναι πάντα διαθέσιμα τα απαιτούμενα δεδομένα (π.χ. λεπτομερείς τιμές εκπομπών ανά τύπο καυσίμου για υπολογισμούς εκτός του CO₂). Το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας επιδιώκει να παρέχει μια ομοιόμορφη και αντικειμενική αξιολόγηση ΜΚΟ και δεν προτίθεται να δημοσιεύει αποτελέσματα σε περίπτωση που η ομοιομορφία ή / και η αντικειμενικότητά τους δεν είναι εγγυημένη. Σε τέτοιες περιπτώσεις είναι πιο χρήσιμο τα αποτελέσματα των δεικτών να δημοσιεύονται στις αρχικές τους μονάδες παρά να αποφασίζεται μονομερώς η αξία τους σε νομισματικούς όρους με αυθαίρετο τρόπο.

Να σημειωθεί πως για τους δείκτες που απαιτείται να νομισματοποιούνται, οι τιμές σε Ευρώ πρέπει να αναφέρονται ως πραγματικές και σταθερές τιμές. Αυτό σημαίνει, πως δεν λαμβάνεται υπόψιν ο πληθωρισμός, και επομένως δεν απαιτείται να γίνονται προβλέψεις για τον πληθωρισμό στο μέλλον. Επιπλέον οι τιμές θεωρούνται σταθερές καθ' όλη τη διάρκεια της αξιολόγησης υποθέτοντας ως τιμές αυτές του έτους μελέτης. Ως έτος μελέτης λαμβάνεται το έτος του Διακοινοτικού ΔΠΑ, π.χ. 2020 για το αντίστοιχο ΤΥΝΔΡ 2020. Η επίδραση της φορολογίας δεν λαμβάνεται υπόψιν στις αξιολογήσεις των έργων, επομένως οι τιμές αναπαρίστανται ως τιμές προ φόρων.

Ο πίνακας που ακολουθεί παρέχει μια επισκόπηση των δεικτών οφέλους, σε νομισματικούς όρους, που περιλαμβάνονται σε αυτή την 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ.

Πίνακας 1. Επισκόπηση της κατάστασης ως προς τη νομιμοποίηση των δεικτών

Δείκτης	Μονάδα	Κατάσταση νομιμοποίησης		Θέση στο κείμενο
B1. Κοινωνικό – οικονομική Ευημερία (SEW)	€/έτος	Νομιμοποιημένος εξ' ορισμού		Ενότητα 4: Μεθοδολογία για το όφελος Κοινωνικό- οικονομικής ευημερίας (B1)
B2. Εκπομπές CO ₂	Τόνοι/ έτος and €/έτος	Αποτελείται από δύο μέρη: (1) Πλήρης νομιμοποίηση στο B1, όπου τα αποτελέσματα των εκπομπών CO ₂ αποτιμώνται χρηματικά και αναφέρονται ως πρόσθετες πληροφορίες εντός του δείκτη B1. (2) Σχετίζεται με την πρόσθετη κοινωνική αξία, η οποία δεν νομιμοποιείται σύμφωνα εντός του B1.	Οι πολιτικοί στόχοι μείωσης των εκπομπών του CO ₂ διατυπώνονται ως ποσοστά τιμών, εκφρασμένα σε τόνους ανά έτος. Το νομισματικό αποτέλεσμα είναι θέμα της εν εξελίξει πολιτικής συζήτησης. Επομένως, η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ απαιτεί οι εκπομπές CO ₂ να αναφέρονται χωριστά (σε τόνους).	Ενότητα 5: Μεθοδολογία για το Πρόσθετο κοινωνικό όφελος εξαιτίας της διαφοροποίησης εκπομπών CO ₂ (B2)
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ	MW ή MW/h/έτος	Πλήρως νομιμοποιημένος σύμφωνα με το B1, όπου οι επιπτώσεις της ενσωμάτωσης ΑΠΕ στο SEW, λόγω της μείωσης της περιεκτικότητας και του χαμηλότερου βραχυπρόθεσμου μεταβατικού κόστους παραγωγής, νομιμοποιούνται και αναφέρονται ως πρόσθετες πληροφορίες.	Οι πολιτικοί στόχοι σχετικά με την ενσωμάτωση των ΑΠΕ διατυπώνονται και εκφράζονται σε MW. Η νομισματική επίδραση (εκτός από τα B1, B2) δεν μπορεί να αποδοθεί με αντικειμενικό τρόπο. Επομένως, η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ απαιτεί η ενσωμάτωση των ΑΠΕ να αναφέρεται ξεχωριστά (MW ή MW/h / έτος).	Ενότητα 6: Μεθοδολογία για το όφελος της ενσωμάτωσης ΑΠΕ (B3)
B4. Εκπομπές αερίων εκτός του CO ₂	Τόνοι/έτος	Δεν νομιμοποιείται		Ενότητα 7: Μεθοδολογία για το όφελος των μη άμεσων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (B4)
B5. Απώλειες δικτύου	MW/h/έτος	Νομιμοποιείται χρησιμοποιώντας ωριαία οριακά κόστη από τις προσομοιώσεις αγοράς ανά τιμή ζώνης		Ενότητα 8: Μεθοδολογία για το όφελος σχετικά με τη διαφοροποίηση των απωλειών δικτύου (B5)
B6. Ασφάλεια Εφοδιασμού: Επάρκεια	MW/h/έτος	Νομιμοποιείται. Εξαρτάται από τη διαθεσιμότητα των τιμών VOLL (Κόστος Απορριπτόμενης Ενέργειας). Το πρόσθετο		Ενότητα 9: Μεθοδολογία για το όφελος της

		περιθώριο επάρκειας μπορεί να αποτιμηθεί συντηρητικά χρησιμοποιώντας το κόστος επένδυσης σε μονάδες αιχμής (εφόσον υπάρχουν διαθέσιμα στοιχεία).			Ασφάλειας Εφοδιασμού: Επάρκεια ικανοποίησης της ζήτησης (B6)
B7. Ασφάλεια Εφοδιασμού: Ευελιξία (Ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης)	Κανονική κλίμακα	Δεν νομιμοποιείται	Δεν νομιμοποιείται λόγω της μη διαθεσιμότητας ποσοτικών μοντέλων. Η πρώτη ανάπτυξη της μεθοδολογίας αφορά την παροχή ποσοτικών αποτελεσμάτων του μοντέλου.	Προς το παρόν δεν νομιμοποιείται λόγω της μη διαθεσιμότητας ποσοτικών μοντέλων. Η πρώτη ανάπτυξη της μεθοδολογίας αφορά την παροχή ποσοτικών αποτελεσμάτων του μοντέλου.	Ενότητα 10: Μεθοδολογία για το όφελος της Ασφάλειας Εφοδιασμού: Ευελιξία συστήματος (B7)
B8. Ασφάλεια Εφοδιασμού: Ευστάθεια	Κανονική κλίμακα	Δεν νομιμοποιείται	Προς το παρόν δεν νομιμοποιείται λόγω της μη διαθεσιμότητας ποσοτικών μοντέλων. Η πρώτη ανάπτυξη της μεθοδολογίας αφορά την παροχή ποσοτικών αποτελεσμάτων του μοντέλου.	Προς το παρόν δεν νομιμοποιείται λόγω της μη διαθεσιμότητας ποσοτικών μοντέλων. Η πρώτη ανάπτυξη της μεθοδολογίας αφορά την παροχή ποσοτικών αποτελεσμάτων του μοντέλου.	Ενότητα 11: Μεθοδολογία για το όφελος της Ασφάλειας Εφοδιασμού: Ευστάθεια συστήματος (B8)
B9. Αποφυγή του κόστους ανανέωσης / αντικατάστασης των υποδομών	€	Παρέχονται πληροφορίες από τον φορέα υλοποίησης του έργου			Ενότητα 12: Μεθοδολογία για το όφελος σχετικά με την αποφυγή του κόστους ανανέωσης / αντικατάστασης των υποδομών (B9)
B10. Ανακατανομή Εφεδρειών	€/έτος	Νομιμοποιείται χρησιμοποιώντας τα πραγματικά κόστη για την κατανομή και την ανακατανομή των εφεδρειών	Ο συγκεκριμένος δείκτης είναι προαιρετικός και μπορεί να επιτευχθεί όταν έχει υπολογιστεί το SEW με προσομοιώσεις ανακατανομής		Ενότητα 13: Μείωση των απαιτούμενων εφεδρειών για την ανακατανομή μονάδων παραγωγής (B10)

Καθώς η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ αποτελεί έναν γενικό οδηγό για την αξιολόγηση έργων, δεν θα ήταν πρακτικό εάν περιλαμβάνονταν στο παρόν κείμενο λεπτομερείς μεθοδολογίες, παράμετροι ή συγκεκριμένες παραδοχές για τον υπολογισμό του κάθε δείκτη. Επομένως, η οδηγία ΜΚΟ πρέπει να συμπληρωθεί από πρόσθετες λεπτομερείς πληροφορίες σχετικά με τον τρόπο εκτέλεσης των προσομοιώσεων. Αυτές οι πρόσθετες πληροφορίες πρέπει να δημοσιευθούν στις αντίστοιχες μελέτες και θα προσδιορίσουν ποια μέθοδος πρέπει να χρησιμοποιείται σε περίπτωση που η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ επιτρέπει περισσότερες από μία δυνατότητες, καθώς και πώς θα ερμηνεύονται οι κανόνες που ορίζονται στην παρούσα οδηγία.

Για τη διαδικασία ΜΚΟ στο πλαίσιο του Διακοινοτικού ΔΠΑ, θα εκπονηθούν οδηγίες εφαρμογής, οι οποίες θα περιέχουν όλες τις απαραίτητες λεπτομέρειες για τον υπολογισμό των δεικτών, λαμβάνοντας υπόψη τις δυνατότητες μοντελοποίησης και τις παραδοχές που μπορούν να εφαρμοστούν στο σχετικό Διακοινοτικό ΔΠΑ. Επιπλέον, μαζί με την Έκθεση Σεναρίων (όπου δίνονται όλες οι λεπτομέρειες που αφορούν τα σενάρια που δεν καθορίζονται στην 3^η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ) και την Όδηγία Εφαρμογής, η κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ παρέχει αναλυτικές οδηγίες σχετικά με τη διεξαγωγή της αξιολόγησης έργων κατά τη διαδικασία του Διακοινοτικού ΔΠΑ.

Ο πίνακας 2, περιλαμβάνει περιληπτικά τις λεπτομέρειες που αφορούν συγκεκριμένους δείκτες και οι οποίες πρόκειται να καθοριστούν στα συμπληρωματικά κείμενα, εστιάζοντας στη διαδικασία του Διακοινοτικού ΔΠΑ. Εφόσον εφαρμόζονται και σε άλλες μελέτες, αυτές οι λεπτομέρειες θα πρέπει να καθορίζονται αναλόγως.

Πίνακας 2. Περίληψη των δεκτών για τους οποίους θα οριστούν συμπληρωματικά κείμενα

Δείκτης ή κανόνας	Καθορίζεται στο:	Πληροφορίες που πρέπει να παρέχονται
Εργαλεία προσομοίωσης που χρησιμοποιούνται για τη διενέργεια της αξιολόγησης	Θα καθορισθεί στην τεκμηρίωση του Διακοινοτικού ΔΠΑ	Κατάλογος εργαλείων που χρησιμοποιούνται στις προσομοιώσεις Αγοράς, Δικτύου και Ανακατανομής
Υπολογισμός Ικανότητας Μεταφοράς	Οδηγίες Εφαρμογής	Θα εφαρμοστεί μέθοδος μετατόπισης ισχύος (μετατόπιση παραγωγής ή/και μετατόπιση φορτίου· πως θα κατανεμηθούν οι μονάδες παραγωγής και τα φορτία στο σύστημα όταν εφαρμόζεται η μετατόπιση ισχύος). Επιλογή απρόβλεπτων συμβάντων και κρίσιμων κλάδων. Λεπτομέρειες σχετικά με τον υπολογισμό της εσωτερικής ικανότητας Μεταφοράς Δικτύου – GTC.
Επίδραση Τρίτων χωρών	Οδηγίες Εφαρμογής	Μέθοδος για την αφαίρεση της επίδρασης των μη-Ευρωπαϊκών χωρών στα πανευρωπαϊκά αποτελέσματα.
Δίκτυο αναφοράς/βασικό	Ειδικό κείμενο σχετικά με το δίκτυο αναφοράς	Ορισμός του δικτύου αναφοράς μαζί με αιτιολόγηση για το επιλεγμένο δίκτυο αναφοράς.
Προσομοιώσεις Αγοράς	Οδηγίες Εφαρμογής	Η τιμή του ελάχιστου κόστους που θα χρησιμοποιηθεί. Ο αριθμός των κλιματικών ετών που θα χρησιμοποιηθούν.
Προσομοιώσεις Δικτύου	Οδηγίες Εφαρμογής	Απεικόνιση των αποτελεσμάτων της αγοράς στο μοντέλο του δικτύου (σε επίπεδο κόμβων) Εφαρμόζεται μέθοδος ροής φορτίου με επεξηγήσεις (AC ή DC)
B1. Κοινωνικό-οικονομική Ευημερία (SEW)	Οδηγίες Εφαρμογής	Μέθοδος δημιουργίας αναφοράς σχετικά με το μέρος του SEW που οφείλεται σε εξοικονόμηση καυσίμων λόγω της ενσωμάτωσης ΑΠΕ (SEW-RES) και του αποφευγόμενου κόστους εκπομπών CO ₂ (SEW- CO ₂). Λεπτομερής περιγραφή της προσέγγισης του κόστους παραγωγής και της προσέγγισης του συνολικού πλεονάσματος. Σε περιπτώσεις προσομοιώσεων ανακατανομής, πρέπει να δίνεται μια λεπτομερής περιγραφή της μεθοδολογίας που χρησιμοποιήθηκε.
B2. Εκπομπές CO ₂	Οδηγίες Εφαρμογής	Χρησιμοποιείται το κοινωνικό κόστος
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ	Οδηγίες Εφαρμογής	Αναφορά αποφευγόμενης περικοπής ΑΠΕ (απορριπτόμενη ενέργεια) από τα αποτελέσματα των προσομοιώσεων αγοράς
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου	Οδηγίες Εφαρμογής	Κατάλογος του είδους και των συντελεστών των εκπομπών ανά κατηγορία παραγωγής.

Β5. Διαφοροποίηση των απωλειών δικτύου	Οδηγίες Εφαρμογής	Αποτίμηση με νομισματικού όρους των απωλειών σε συστήματα HVDC μεταξύ διαφορετικών κόμβων της αγοράς. Εφαρμογή παραδοχών αντιστάθμισης λόγω μερικού διπλού υπολογισμού με το SEW. Αριθμός χρησιμοποιούμενων κλιματικών ετών. Πληροφορίες σχετικά με το κατά πόσον χρησιμοποιήθηκαν χρονικά σημεία καθώς και ποια είναι αυτά.
Β6. Ασφάλεια Εφοδιασμού: Επάρκεια ικανοποίησης της Ζήτησης	Οδηγίες Εφαρμογής	Μέθοδος για την εισαγωγή μονάδων αιχμής στις περιπτώσεις ΤΟΟΤ. Προσδιορισμός της μεθόδου ελέγχου συνοχής (sanity check) που χρησιμοποιείται Λεπτομέρειες της προσέγγισης Monte-Carlo. Τιμή του 'Κόστους Εισόδου' (CONE)
Β8.2. Υπηρεσίες επανεκκίνησης από ολική διακοπή (Black start services)	Παρέχεται από τους φορείς υλοποίησης του έργου ή στις Οδηγίες Εφαρμογής	Προσδιορισμός των απαραίτητων παραδοχών (δηλ. πιθανότητα blackout, διάρκεια blackout, κόστος blackout κτλ.)
Κόστη του έργου	Οδηγίες Εφαρμογής	Ορισμός των δαπανών που περιλαμβάνονται στα φύλλα του έργου.
Κόστος Απορριπτόμενης Ενέργειας (VOLL)	Οδηγίες Εφαρμογής	Οι τιμές που χρησιμοποιούνται θα καθοριστούν στην οδηγία εφαρμογής σύμφωνα με τις πιο πρόσφατες συμφωνημένες τιμές.
Υπολογισμός επενδυτικής αξίας	Οδηγίες Εφαρμογής	Η περίοδος αξιολόγησης και το πραγματικό προεξοφλητικό επιτόκιο θα μπορούσαν να επιβεβαιωθούν ή να επικαιροποιηθούν σχετικά με αυτό που αναφέρεται στην 3 ^η Οδηγία ΜΚΟ.

6.4 Ενότητα 4: Μεθοδολογία για το όφελος της Κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας (Methodology for Socio-Economic Welfare Benefit (B1))

Ορισμός δείκτη:

- Ορισμός: Στην ανάλυση συστημάτων ισχύος, η κοινωνικό-οικονομική ευημερία τυπικά ορίζεται ως το άθροισμα των βραχυπρόθεσμων οικονομικών πλεονασμάτων που αφορούν τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας, τους παραγωγούς και τους ιδιοκτήτες μεταφοράς (μίσθωμα συμφόρησης).
- Σχετικότητα: Ο συγκεκριμένος δείκτης προσφέρει ένα άμεσο μέτρο για το χρηματικό όφελος και επομένως έχει μεγάλη σημασία για την ΜΚΟ.

Υπολογισμός δείκτη:

- Μοντέλο: Προσομοιώσεις Αγοράς, προσομοιώσεις Ανακατανομής· που βασίζονται σε μία σύγκριση κόστους συστήματος με και χωρίς το έργο.
- Ποσοτική μέτρηση: ο συγκεκριμένος δείκτης δίνεται απευθείας σε νομισματικές τιμές.
- Νομισματοποίηση: νομισματοποιείται εξ' ορισμού και δίνεται σε €/έτος

Διασύνδεση με άλλους δείκτες ΜΚΟ:

- B2,B3,B6

Εισαγωγή

Στην ανάλυση συστημάτων ισχύος, η κοινωνικό-οικονομική ευημερία τυπικά ορίζεται ως το άθροισμα των βραχυπρόθεσμων οικονομικών πλεονασμάτων που αφορούν τους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας, τους παραγωγούς και τους ιδιοκτήτες μεταφοράς (μίσθωμα συμφόρησης). Τα έργα δικτύου μεταφοράς, ή οι επενδύσεις έχουν αντίκτυπο στο άθροισμα και την κατανομή αυτών των πλεονασμάτων. Η επένδυση σε ικανότητα μεταφοράς γενικά αυξάνει το συνολικό άθροισμα των μεμονωμένων πλεονασμάτων, καθιστώντας δυνατή την κάλυψη μεγαλύτερου ποσοστού ζήτησης από φθηνότερες μονάδες παραγωγής που δεν ήταν διαθέσιμες στο παρελθόν λόγω συμφόρησης μεταφοράς.

Αυτά τα πλεονάσματα αποτελούν μόνο ένα μέρος του συνολικού οικονομικού οφέλους που προσφέρεται από επενδύσεις μεταφοράς, τα οποία προέρχονται από την ολοκλήρωση της χονδρεμπορικής αγοράς ενέργειας και δεν αποτυπώνουν άλλα οφέλη που σχετίζονται με τη μεταφορά, όπως δίδεται στην παρούσα οδηγία και περιγράφεται από τους άλλους δείκτες.

Οι υπολογισμοί στις αντίστοιχες μελέτες (δηλ., Διακοινοτικό ΔΠΑ) πρέπει να βασίζονται σε ένα σύνολο σεναρίων, που είναι σχεδιασμένα ώστε να αναπαριστούν τις μελλοντικές συνθήκες σε σχέση με την παραγωγή και τη ζήτηση. Τα περιεχόμενα των σεναρίων ορίζονται προσεκτικά, λαμβάνοντας υπόψιν ένα συνεκτικό σύνολο υποθέσεων σχετικά με τις πιθανές εξελίξεις όσον αφορά την παραγωγή και το φορτίο. Αυτό επιτρέπει στα οριακά οφέλη ενός έργου μεταφοράς

να αξιολογούνται ως προς ένα «στατικό» πλαίσιο αναφοράς. Στην πραγματικότητα, το έργο μεταφοράς μεταβάλλει το ίδιο το πλαίσιο αναφοράς – παρόλο που αυτό γίνεται με (συχνά σημαντική) χρονική καθυστέρηση. Λαμβάνοντας υπόψη ότι αυτές οι μακροπρόθεσμες επιδράσεις καθιστούν τις απαιτήσεις της μοντελοποίησης σημαντικά πιο περίπλοκες και μειώνουν την στιβαρότητα των αποτελεσμάτων, η ακρίβεια μιας προσέγγισης που βασίζεται στην ανάδειξη των οριακών διαφορών στο βραχυπρόθεσμο πλεόνασμα έγκειται στην ασάφειά της.

Μεθοδολογία

Στο Διακοινοτικό ΔΠΑ αναφέρονται οι μεταβολές στα οικονομικά πλεονάσματα που οφείλονται στα έργα μεταφοράς, δηλ., 'διαφοροποιήσεις' μεταξύ των καταστάσεων με και χωρίς το υπό μελέτη έργο. Η οριακή αλλαγή στο συνολικό οικονομικό πλεόνασμα σε περίπτωση κατασκευής ενός έργου μεταφοράς αναφέρεται ξεκάθαρα, χωρίς την ανάγκη περαιτέρω εξέτασης δευτερογενών συνεπειών, οι οποίες συνήθως δεν είναι απλώς το αποτέλεσμα της κατασκευής του έργου μεταφοράς, αλλά μάλλον το αποτέλεσμα (σχετιζόμενων και μη) περαιτέρω (πολιτικών) αποφάσεων.

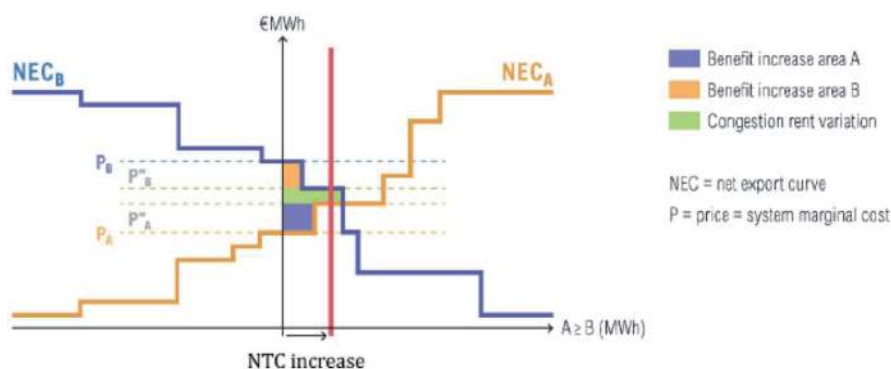
Προκειμένου να υπολογιστεί η μεταβολή στο βραχυπρόθεσμο οικονομικό πλεόνασμα, γίνεται η υπόθεση περί μιας ιδανικής αγοράς. Στην υπόθεση της ιδανικής αγοράς θεωρείται ότι όλοι οι συμμετέχοντες έχουν ισότιμη πρόσβαση στις πληροφορίες, χωρίς εμπόδια εισόδου ή εξόδου και χωρίς πλεονέκτημα στην αγορά.

Γενικά, υπάρχουν δύο προσεγγίσεις που μπορούν να χρησιμοποιηθούν για τον υπολογισμό της διαφοροποίησης της κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας:

- Η προσέγγιση του κόστους παραγωγής, που συγκρίνει το κόστος παραγωγής με και χωρίς το έργο για διαφορετικές περιοχές υποβολής προσφορών,
- Η προσέγγιση του συνολικού πλεονάσματος, που συγκρίνει τα πλεονάσματα παραγωγών και καταναλωτών και για τις δύο περιοχές υποβολής προσφορών, καθώς και το μίσθωμα συμφόρησης μεταξύ τους, με και χωρίς το νέο έργο³⁴.

Κατά τη μέτρηση των οφελών των επενδύσεων μεταφοράς υπό την προϋπόθεση της απόλυτα ανελαστικής ζήτησης, η αλλαγή στην κοινωνικο-οικονομική ευημερία ισούται με τη μείωση του συνολικού μεταβλητού κόστους παραγωγής. Ως εκ τούτου, εάν η ζήτηση θεωρείται απόλυτα ανελαστική ως προς την τιμή, και οι δύο μέθοδοι θα έχουν το ίδιο αποτέλεσμα. Αυτή η μέτρηση αποτιμά την επένδυση μεταφοράς όσον αφορά την εξοικονόμηση του συνολικού κόστους παραγωγής, καθώς ένα έργο που αυξάνει την ικανότητα εμπορικών ανταλλαγών μεταξύ δύο περιοχών υποβολής προσφορών επιτρέπει στους παραγωγούς στην περιοχή χαμηλότερων τιμών να εξάγουν ισχύ προς την περιοχή με τις υψηλότερες τιμές, όπως φαίνεται στο Σχήμα 9.

³⁴ Περισσότερες πληροφορίες σχετικά με τον υπολογισμό του πλεονάσματος δίνονται στην ενότητα 4: Μεθοδολογία για το όφελος κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας (B1)



Σχήμα 10. Απεικόνιση των οφελών εξαιτίας της αύξησης του NTC μεταξύ δύο περιοχών υποβολής προσφορών.

Η νέα ικανότητα μεταφοράς μειώνει το κόστος καυσίμου και άλλα λειτουργικά μεταβλητά κόστη και, ως εκ τούτου, αυξάνει την κοινωνικό-οικονομική ευημερία. Τα συνολικά κόστη παραγωγής ισούνται με το άθροισμα κόστους θερμικής παραγωγής (κόστος καυσίμου και κόστος CO₂ ETS (Σύστημα Εμπορίας Εκπομπών – Emission Trading Scheme), και τα κόστη DSR (Απόκριση Ζήτησης – Demand Side Response). Οι διάφοροι όροι σχετικά με τα κόστη που χρησιμοποιούνται στις προσομοιώσεις αγοράς παρουσιάζονται στον πίνακα 3.

Πίνακας 3. Όροι σχετικοί με το κόστος που χρησιμοποιούνται στις προσομοιώσεις αγοράς

Όροι κόστους στις προσομοιώσεις αγοράς	Περιγραφή
Κόστη Καυσίμου	Κόστη καυσίμου θερμικών μονάδων παραγωγής (δηλ., λιγνίτη, λιθάνθρακα, φυσικό αέριο κτλ.)
Κόστη CO ₂	Κόστη σχετικά με τις εκπομπές CO ₂ που εκλύονται από θερμικές μονάδες παραγωγής. Εξαρτώνται από την ισχύ παραγωγής των μονάδων και την τιμή του CO ₂ .
Κόστη έναρξης/διακοπής λειτουργίας	Αυτοί οι όροι αφορούν το σχεδόν σταθερό κόστος εκκίνησης μιας θερμικής μονάδας σε ένα ελάχιστο επίπεδο ισχύος.
Κόστη λειτουργίας και συντήρησης	Κόστη για τη λειτουργία και τη συντήρηση των μονάδων ισχύος.
Κόστη απόκριση ζήτησης (DSR)	Κόστη Απόκριση Ζήτησης. Η Απόκριση Ζήτησης είναι η ζήτηση φορτίου που θα μπορούσε να μεταβληθεί ενεργά έπειτα από κάποια συγκεκριμένη εντολή ενεργοποίησης.

Εάν η ζήτηση θεωρείται ελαστική, η μοντελοποίηση γίνεται πιο περίπλοκη. Οι περισσότερες Ευρωπαϊκές χώρες θεωρείται ότι έχουν ανελαστική ζήτηση σε σχέση με τις τιμές. Ωστόσο, μία σειρά εξελίξεων φαίνεται να αυξάνουν την ελαστικότητα των τιμών ως προς τη ζήτηση. Τέτοιες εξελίξεις περιλαμβάνουν τα έξυπνα δίκτυα και έξυπνα συστήματα μέτρησης, καθώς και την αυξανόμενη ανάγκη ευελιξίας προκειμένου να συμπεριληφθούν οι εξελισσόμενες τεχνολογίες παραγωγής (δηλ., περισσότερες ανανεώσιμες, λιγότερες θερμικές και πυρηνικές).

Η επιλογή των παραδοχών σχετικά με την ελαστικότητα της ζήτησης και τη μεθοδολογία για τον υπολογισμό του οφέλους της κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας, ανατέθηκε στην Περιφερειακή Ομάδα του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας. Υπάρχουν δύο αναγνωρισμένες προσεγγίσεις για να ληφθεί υπόψη μεγαλύτερη ευελιξία της ζήτησης κατά την αξιολόγηση της κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας, και παρατίθενται παρακάτω. Η επιλογή της προσέγγισης πρέπει να καθορίζεται στην αντίστοιχη μελέτη, δηλ., βασίζεται στις αντίστοιχες Οδηγίες Εφαρμογής.

Στην πρώτη προσέγγιση εκτιμάται η ζήτηση μέσω σεναρίων, κάτι που έχει ως αποτέλεσμα την αναδιαμόρφωση της καμπύλης ζήτησης (σε σύγκριση με τις τρέχουσες καμπύλες) για τη μοντελοποίηση της μελλοντικής εισαγωγής έξυπνων δικτύων, ηλεκτρικών οχημάτων κ.λπ. Σε αυτήν την περίπτωση, η απόκριση ζήτησης δεν είναι ελαστική σε κάθε χρονικό βήμα, αλλά γίνεται μετατόπιση της κατανάλωσης ενέργειας από χρονικά βήματα με δυνητικά υψηλές τιμές σε χρονικά βήματα με δυνητικά χαμηλές τιμές (π.χ., βάσει των ωριαίων συντελεστών διαθεσιμότητας ΑΠΕ). Το κόστος παραγωγής για την εξυπηρέτηση μιας συγκεκριμένης ζήτησης ελαχιστοποιείται μέσω της προσέγγισης κόστους παραγωγής. Η συγκεκριμένη παραδοχή απλοποιεί το μοντέλο, και επομένως η ζήτηση μπορεί να αντιμετωπιστεί ως μία χρονοσειρά φορτίων τα οποία πρέπει να εξυπηρετηθούν, ενώ παράλληλα εξετάζονται διαφορετικά σενάρια σχετικά με τη διαχείριση ζήτησης.

Στη δεύτερη προσέγγιση εισάγονται υποθέσεις σχετικά με το επίπεδο ελαστικότητας της ζήτησης. Για αυτόν τον σκοπό χρησιμοποιούνται δύο πιθανές μέθοδοι:

- Μέθοδος κόστους παραγωγής

Χρησιμοποιώντας αυτή την προσέγγιση, η ελαστικότητα των τιμών λαμβάνεται υπόψιν μοντελοποιώντας την περικοπή της παραγωγής. Συνεπώς, για παράδειγμα, η προθυμία πληρωμής θα καθοριστεί σε πολύ υψηλά επίπεδα για τους οικιακούς καταναλωτές και σε χαμηλότερα επίπεδα για ένα μέρος της βιομηχανικής ζήτησης

- Μέθοδος συνολικού πλεονάσματος

Χρησιμοποιώντας αυτή τη μέθοδο, η μοντελοποίηση της ευελιξίας της ζήτησης θα πρέπει να βασίζεται σε ποσοτικό προσδιορισμό της σχέσης μεταξύ τιμής και ζήτησης για κάθε ώρα, επιτρέποντας τη σωστή αναπαράσταση της απόκρισης της ζήτησης σε κάθε περιοχή.

Αυτές οι μέθοδοι αναλύονται στα Παραρτήματα. Στο Παράρτημα Ι εξετάζεται η μέθοδος κόστους παραγωγής και στο Παράρτημα ΙΙ η μέθοδος συνολικού πλεονάσματος.

Οι διαφοροποιήσεις στην κοινωνικό-οικονομική ευημερία αναφέρονται για κάθε έργο σε €/έτος, για κάποιο δεδομένο σενάριο και έτος μελέτης. Επιπλέον των συνολικών διαφοροποιήσεων της κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας, αυτές που είναι αποτέλεσμα της ενσωμάτωσης ΑΠΕ ή/και των αλλαγών στις εκπομπές CO₂ πρέπει να παρατίθενται ξεχωριστά ως:

- Εξοικονόμηση καυσίμου λόγω ενσωμάτωσης των ΑΠΕ,

- Αποφευγόμενα κόστη εκπομπών CO₂.

Νομισματοποίηση

Ο δείκτης μετριέται σε €/έτος, επομένως εκφράζεται εξ' ορισμού σε νομισματικούς όρους.

Οι επιπτώσεις των εκπομπών CO₂, με βάση παραδοχές σχετικά με το κόστος εκπομπών, νομισματοποιούνται και αναφέρονται ως πρόσθετες πληροφορίες υπό τον δείκτη B1.

Οι επιπτώσεις της ενσωμάτωσης των ΑΠΕ στην κοινωνικό-οικονομική ευημερία λόγω της μείωσης των περικοπών και του χαμηλότερου μεταβλητού κόστους παραγωγής νομισματοποιούνται και αναφέρονται ως πρόσθετες πληροφορίες υπό τον δείκτη B1.

Ανεξάρτητα από τη μεθοδολογία που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό της κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας, το αποτέλεσμα όπως προκύπτει δίνεται ως μια τιμή σε €/έτος (δηλ., δεν αθροίζονται οι τιμές που προκύπτουν από τις διαφορετικές μεθόδους) πλέον των πρόσθετων πληροφοριών σχετικά με την επίδραση των ΑΠΕ και του CO₂.

Για τα διασυνοριακά έργα υπολογίζονται, είτε τα μειωμένα κόστη παραγωγής/πρόσθετη συνολική ευημερία, είτε ο συνδυασμός μαζί με τα κόστη ανακατανομής. Για έργα που δεν έχουν επίδραση στη διασυνοριακή δυναμικότητα, χρησιμοποιείται μόνο η μέθοδος ανακατανομής. Τελικά, δίνεται μόνο μία τιμή για το δείκτη. Πρέπει πάντα να αναφέρεται η μέθοδος που χρησιμοποιήθηκε για τον υπολογισμό του οφέλους της κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας.

Στον πίνακα 4, παρουσιάζεται μια επισκόπηση των διαφορετικών μεθόδων που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό αυτού του οφέλους.

Πίνακας 4. Φύλλο έκθεσης για τον εν λόγω δείκτη στο Διακοινοτικό ΔΠΑ.

Παράμετρος	Πηγή Υπολογισμού	Βασική μονάδα μέτρησης	Νομισματική μονάδα	Επίπεδο συνεκτικότητας
SEW: Μειωμένα κόστη παραγωγής/πρόσθετη συνολική ευημερία	Προσομοιώσεις αγοράς (βελτιστοποίηση χαρτοφυλακίων παραγωγής πέραν των ορίων)	€/έτος	Νομισματικό εξ' ορισμού	Ευρωπαϊκό
SEW: Κόστη ανακατανομής	Μελέτες ανακατανομής (βελτιστοποίηση της ανακατανομής παραγωγής εντός ενός ορίου λαμβάνοντας υπόψιν τους περιορισμούς του δικτύου)	€/έτος	Νομισματικό εξ' ορισμού	Περιφερειακό επίπεδο/ επίπεδο φορέα υλοποίησης έργου

SEW: Μειωμένο κόστος παραγωγής/ πρόσθετη συνολική ευημερία + Κόστη ανακατανομής	Συνδυασμός προσομοιώσεων αγοράς και ανακατανομής	€/έτος	Νομισματικό εξ' ορισμού	Περιφερειακό επίπεδο/ επίπεδο φορέα υλοποίησης έργου
---	--	--------	-------------------------	--

6.4 6.5 Ενότητα 5: Μεθοδολογία για το πρόσθετο κοινωνικό όφελος εξαιτίας της διαφοροποίησης εκπομπών CO₂ (Additional Societal benefit due to CO₂ variation) (B2)

Ορισμός δείκτη:

- Ορισμός: Αυτός ο δείκτης δίνει τη διαφοροποίηση στις εκπομπές CO₂ εξαιτίας ενός νέου έργου ή επένδυσης και χωρίζεται σε δύο μέρη: τις καθαρές εκπομπές CO₂ σε τόνους και επιπλέον το κοινωνικό κόστος σε €/έτος. Και οι δύο μετρήσεις πρέπει να απεικονίζονται.
- Σχετικότητα: Το Ευρωπαϊκό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας συνεισφέρει σημαντικά σε εκπομπές CO₂. Σε αυτό το πλαίσιο, η ανάπτυξη του δικτύου παίζει ρόλο στην μεταβολή του επιπέδου αυτών των εκπομπών. Λόγω του κοινού στόχου για τον περιορισμό της υπερθέρμανσης του πλανήτη και των επιβλαβών επιπτώσεων του στον κόσμο, δίνονται και οι δύο μετρήσεις σχετικά με το CO₂ (απόλυτα και νομισματικά).

Υπολογισμός δείκτη:

- Μοντέλο: Προσομοιώσεις Αγοράς, προσομοιώσεις Ανακατανομής που βασίζονται σε μία σύγκριση των εκπομπών CO₂ με και χωρίς το έργο.
- Ποσοτική μέτρηση: ο συγκεκριμένος δείκτης ως προς το πρώτο μέρος δίνεται σε τόνους.
- Νομισματοποίηση: ως προς το δεύτερο μέρος εκφράζεται σε νομισματικούς όρους πολλαπλασιάζοντας τις εκπομπές CO₂ [t] με έναν καθορισμένο συντελεστή [€/t]

Διασύνδεση με άλλους δείκτες ΜΚΟ:

- B1,B3,B5

Εισαγωγή

Ως υπογράφουσα της Συμφωνίας του Παρισιού, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει δεσμευτεί να μειώσει το αποτύπωμά της σε άνθρακα. Τον Νοέμβριο του 2018, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή παρουσίασε το στρατηγικό μακροπρόθεσμο όραμά της για μια ευημερούσα, σύγχρονη, ανταγωνιστική και κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη έως το 2050. Αυτός ο κοινός στόχος αποσκοπεί στον περιορισμό της υπερθέρμανσης του πλανήτη και των επιβλαβών επιπτώσεων που αυτή έχει. Το ευρωπαϊκό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας συμβάλλει σημαντικά στις εκπομπές CO₂. Σε αυτό το πλαίσιο, η ανάπτυξη του δικτύου μπορεί να παίζει ρόλο στην τροποποίηση του

επιπέδου των εκπομπών άνθρακα. Συγκεκριμένα, νέα έργα διασύνδεσης επιτρέπουν στις φθηνότερες μονάδες παραγωγής να αντικαθιστούν ακριβότερες εγκαταστάσεις με δυνητικά υψηλότερες εκπομπές CO₂, οδηγώντας σε δυνητικά χαμηλότερες εκπομπές CO₂. Ομοίως, τα έργα αποθήκευσης μπορούν να έχουν τον ίδιο αντίκτυπο.

Προκειμένου να αποδοθούν πλήρως τα οφέλη της μείωσης των εκπομπών CO₂ λόγω ενός νέου έργου ή επένδυσης, αυτός ο δείκτης χωρίζεται σε δύο μέρη:

- Το πρώτο μέρος αναφέρεται στη μεταβολή των καθαρών εκπομπών CO₂³⁵ και δίνεται σε τόνους· και
- Το δεύτερο μέρος αναφέρεται στη νομισματοποίησή του. Το νομισματικό μέρος του CO₂ λαμβάνεται μερικώς υπόψιν στο πλαίσιο του SEW και του κόστους των απωλειών παραγωγής. Το οριακό κόστος για κάθε μονάδα παραγωγής ισχύος είναι το άθροισμα του κόστους καυσίμου και της εμπορική τιμής των εκπομπών CO₂. Αυτή η τιμή (CO₂), η οποία πληρώνεται από τους παραγωγούς, είναι η πρόβλεψη βάσει του Συστήματος Εμπορίας Εκπομπών (Emissions Trading Scheme, ETS). Ανάλογα με το επίπεδο αυτής της τιμής αγοράς, το προβλεπόμενο σήμα τιμής μπορεί να είναι πολύ χαμηλό για να δώσει ένα επαρκές σήμα που θα οδηγήσει στο επίπεδο επένδυσης που απαιτείται για την επίτευξη του στόχου της Ευρώπης για το κλίμα.

Έτσι, με σκοπό να αξιολογούνται με κατάλληλο τρόπο επενδύσεις σύμφωνα με τον Ευρωπαϊκό στόχο για τη μείωση των εκπομπών CO₂, σχεδιάζεται ένας ειδικός δείκτης για τη νομισματική απεικόνιση αυτής της πρόσθετης επίπτωσης. Προς αυτό το σκοπό, η διαφοροποίηση των εκπομπών CO₂ αποτιμάται στο κατάλληλο επίπεδο κοινωνικού κόστους. Αυτό το κόστος αντιπροσωπεύει την απαιτούμενη προσπάθεια για την επίτευξη του Ευρωπαϊκού στόχου της κλιματικής ουδετερότητας.

Μεθοδολογία

Οι εκπομπές CO₂ υπολογίζονται με και χωρίς το έργο. Οι διαφοροποιήσεις που λαμβάνονται υπόψιν για αυτόν το δείκτη είναι:

- Διαφοροποιήσεις που προκύπτουν από τη μεταβολή στο πλάνο παραγωγής· και
- Διαφοροποιήσεις που προκύπτουν από τη μεταβολή στο μέγεθος των απωλειών.

Προκειμένου να μην γίνει διπλός υπολογισμός με τη διαφοροποίηση στις εκπομπές του CO₂ που υπολογίζονται με νομισματικούς όρους στη μεθοδολογία σχετικά με το όφελος κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας (B1) και τις απώλειες (B5), οι μεταβολές στις εκπομπές του CO₂ πολλαπλασιάζονται έπειτα με τη διαφορά μεταξύ του κοινωνικού κόστους CO₂ και την τιμή ETS

³⁵ Όλες οι τιμές σχετικά με το CO₂ (σε τόνους και ETS) θεωρούνται καθαρές εκπομπές CO₂ χωρίς να λαμβάνονται υπόψιν ισοδύναμες εκπομπές άλλων τύπων αερίων.

που χρησιμοποιείται στο σενάριο. Αυτό το όφελος (B2) στη συνέχεια προστίθεται στο συνολικό νομισματικό όφελος.

Αυτό φαίνεται στα ακόλουθα:

$$B2 = CO_2\text{variation} * (\text{Societal cost of } CO_2 - \text{ETS } CO_2 \text{ price})$$

Παράδειγμα: για ένα υποθετικό έργο από το Α στο Β

Η επίδραση του έργου περιγράφεται παρακάτω:

- Επίδραση στις εκπομπές CO₂ στο πλάνο παραγωγής (χρησιμοποιώντας προσομοιώσεις αγοράς): -0,8Mton/έτος· και
- Επίδραση στις εκπομπές CO₂ στη μεταβολή στο μέγεθος των απωλειών: +0,2 Mton/έτος.

Αν θεωρηθεί ότι η τιμή ETS στο σενάριο είναι 27€/τόνος και

Κοινωνικό κόστος ληφθεί ως 163€/τόνος³⁶, το όφελος υπολογίζεται ως:

- Όφελος B2 = (0.8 – 0.2)*(163 – 27) = 81.6 Μ€/έτος

Νομισματοποίηση

Το κόστος CO₂ που χρησιμοποιείται πρέπει να βασίζεται σε αξιόπιστες επιστημονικές έρευνες και διεθνείς μελέτες. Λόγω του αναμενόμενου περιθωρίου στις τιμές που προκύπτουν από διαφορετικές πηγές, το κόστος που χρησιμοποιείται θα πρέπει να συμφωνηθεί, ιδανικά, μεταξύ των κύριων ενδιαφερομένων. Το κοινωνικό κόστος του άνθρακα μπορεί να αντιπροσωπεύει δύο έννοιες:

- Το κοινωνικό κόστος που εκφράζει την συνολική καθαρή ζημία για κάθε έναν επιπλέον τόνο εκπομπών CO₂ εξαιτίας της σχετιζόμενης κλιματικής αλλαγής³⁷. και
- Τη σκιά τιμή που καθορίζεται από τον υπό εξέταση κλιματικό στόχο. Αυτό θα μπορούσε να ερμηνευθεί ως η προθυμία πληρωμής για την επιβολή του στόχου ως ένα πολιτικό περιορισμό³⁸.

³⁶ Αποτελεί μόνο ένα παράδειγμα

³⁷ Ειδική έκθεση του IPCC σχετικά με τις επιπτώσεις της υπερθέρμανσης του πλανήτη κατά 1,5° C (2018)- Κεφ. 2

³⁸ Ειδική έκθεση του IPCC σχετικά με τις επιπτώσεις της υπερθέρμανσης του πλανήτη κατά 1,5° C (2018)- Κεφ. 2

Είναι σημαντικό να τονιστεί ότι το συγκεκριμένο 'κοινωνικό κόστος CO₂' διαφέρει από την έννοια της τιμής του CO₂ που επιβάλλεται στην ηλεκτροπαραγωγή που βασίζεται στην καύση άνθρακα, και μπορεί να έχει τη μορφή φόρου άνθρακα ή/και την υποχρέωση για αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ στο ETS. Το κόστος των τελευταίων ενσωματώνεται στα κόστη παραγωγής και έχει άμεσο αντίκτυπο στο όφελος κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας· έτσι, περιλαμβάνεται εξ' ολοκλήρου στους δείκτες B1 και B5 (και αναφέρεται επίσης παράλληλα με τους δείκτες B1 και B5). Ωστόσο, το κόστος του CO₂ που επιβάλλεται στους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας δεν αντικατοπτρίζει απαραίτητως τη συνολική κοινωνική επίδραση ούτε δίνει το απαραίτητο κίνητρο για την επίτευξη του Ευρωπαϊκού κλιματικού στόχου. Ο καθορισμός της τιμής των αποφευχθέντων εκπομπών CO₂ αποτελεί πολιτική επιλογή. Επιπλέον, απαιτείται εμπιστοσύνη σε διαφορετικές, και ενδεχομένως αντιφατικές, εκθέσεις σχετικά με τις πραγματικές μακροπρόθεσμες επιβλαβείς επιπτώσεις του CO₂.

Οι απαιτήσεις που πρέπει να περιλαμβάνονται στην έκθεση του Διακοινοτικού ΔΠΑ περιγράφονται στον πίνακα 5.

Πίνακας 5. Φύλλο έκθεσης του εν λόγω δείκτη στο Διακοινοτικό ΔΠΑ.

Παράμετρος	Πηγή Υπολογισμού	Βασική μονάδα μέτρησης	Νομισματική μονάδα	Επίπεδο συνεκτικότητας
Εκπομπές CO ₂ από την υποκατάσταση της αγοράς	Προσομοιώσεις αγοράς ή ανακατανομής (συνέπειες υποκατάστασης)	Τόνοι/έτος	Εξ ορισμού μη νομισματικό	Ευρωπαϊκό
Εκπομπές CO ₂ από τη διαφοροποίηση των απωλειών	Μελέτες δικτύου (υπολογισμός απωλειών)	Τόνοι/έτος	Εξ ορισμού μη νομισματικό	Ευρωπαϊκό
Κοινωνικά κόστη των εκπομπών CO ₂ από την υποκατάσταση της αγοράς	Προσομοιώσεις αγοράς ή ανακατανομής (συνέπειες υποκατάστασης)	€/έτος	Κοινωνικά κόστη μειωμένα από τα κόστη ETS που χρησιμοποιούνται στο σενάριο (για να αποφεύγεται ο διπλός υπολογισμός με το B1)	Ευρωπαϊκό
Κοινωνικά κόστη των εκπομπών CO ₂ από τη διαφοροποίηση των απωλειών	Μελέτες δικτύου (υπολογισμός απωλειών)	€/έτος	Κοινωνικά κόστη μειωμένα από τα κόστη ETS που χρησιμοποιούνται στο σενάριο (για να αποφεύγεται ο διπλός υπολογισμός με το B5)	Ευρωπαϊκό

6.5 6.6 Ενότητα 6: Μεθοδολογία για το όφελος της ενσωμάτωσης ΑΠΕ (Methodology for RES Integration Benefit) (B3)

Ορισμός δείκτη:

- **Ορισμός:** Μετρά τη μείωση της περικοπής της παραγωγής ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε MWh (αποφευγόμενη περικοπή) ή / και την πρόσθετη ποσότητα παραγωγής ΑΠΕ που αφορά το έργο σε MW.
- **Σχετικότητα:** Καθώς η ενσωμάτωση ΑΠΕ μπορεί να θεωρηθεί ως ο κύριος μοχλός για τη μείωση της παραγωγής CO₂, θα δοθεί ως αυτόνομος δείκτης

Υπολογισμός δείκτη:

- **Μοντέλο:** Προσομοιώσεις Αγοράς, προσομοιώσεις Ανακατανομής· που βασίζονται στις ΑΠΕ που ενσωματώνονται στο Σύστημα συγκριτικά με και χωρίς το έργο· ή άμεση μέτρηση κατά τη σύνδεση απευθείας πηγών ΑΠΕ.
- **Ποσοτική μέτρηση:** ο συγκεκριμένος δείκτης δίνεται σε MWh/έτος για την μειωμένη περικοπή ΑΠΕ ή σε MW για απευθείας συνδεδεμένες πηγές ΑΠΕ.
- **Νομισματοποίηση:** Αυτός ο δείκτης δεν εκφράζεται σε νομισματικούς όρους.

Διασύνδεση με άλλους δείκτες ΜΚΟ:

- B1,B2.

Εισαγωγή

Ο δείκτης οφέλους για την ενσωμάτωση ΑΠΕ παρέχει μια αυτόνομη τιμή για τις πρόσθετες ΑΠΕ που είναι διαθέσιμες για το Σύστημα, ως αποτέλεσμα του έργου ενίσχυσης ή της επένδυσης. Μετρά τη μείωση της περικοπής στην παραγωγή μέσω ανανεώσιμων πηγών (αποφευγόμενη περικοπή) καθώς και της πρόσθετης παραγωγής ΑΠΕ που αφορά το έργο. Το μέγεθος της ενσωμάτωσης ΑΠΕ (σε MW ή MWh) πρέπει σε κάθε περίπτωση να αναφέρεται. Η ενσωμάτωση τόσο των υπαρχουσών όσο και των σχεδιαζόμενων ΑΠΕ διευκολύνεται από:

- Τη σύνδεση παραγωγής ΑΠΕ στο κυρίως σύστημα ισχύος· και
- Αύξηση της δυναμικότητας μεταξύ μιας περιοχής με υπερβολική παραγωγή ΑΠΕ σε άλλες περιοχές προκειμένου να διευκολυνθεί ένα συνολικά υψηλότερο επίπεδο διείσδυσης ΑΠΕ.

Μεθοδολογία

Γίνεται σαφής διάκριση μεταξύ έργων ενσωμάτωσης ΑΠΕ που σχετίζονται με:

- Την απευθείας σύνδεση ΑΠΕ στο Σύστημα · ή

- Έργα που αυξάνουν τη δυναμικότητα του Συστήματος.

Αν και τα δύο είδη έργων μπορούν να οδηγήσουν στην ίδια βαθμολογία δεικτών, υπολογίζονται με βάση διαφορετικές μονάδες μέτρησης.

Η απευθείας σύνδεση εκφράζεται σε MW_{RES-connected} (χωρίς να λαμβάνεται υπόψη η αποφευγόμενη περικοπή).

Ο δείκτης που βασίζεται στη δυναμικότητα εκφράζεται σε αποφευγόμενη περικοπή (σε MWh) λόγω της (μείωσης) της συμφόρησης του Συστήματος.³⁹

Η αποφευγόμενη περικοπή εξάγεται από τις μελέτες για το δείκτη B1. Οι διασυνδεδεμένες ΑΠΕ εφαρμόζονται μόνο στην απευθείας σύνδεση έργων ενσωμάτωσης ΑΠΕ. Και τα δύο είδη δεικτών μπορούν να χρησιμοποιηθούν στην αξιολόγηση του έργου, υπό την προϋπόθεση ότι θα αναφέρεται ποια είναι η χρησιμοποιούμενη μέθοδος. Και στις δύο περιπτώσεις η βάση υπολογισμού είναι το μέγεθος ΑΠΕ που προβλέπεται στο σενάριο ή στην σχεδιαζόμενη περίπτωση.

Νομισματοποίηση

Η αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ στο Σύστημα έχει αντίκτυπο που περιλαμβάνεται πλήρως σε άλλους δείκτες (δηλ., στον B1 όσον αφορά το μεταβλητό κόστος του εφοδιασμού και στον B2 μέσω της μείωσης των εκπομπών CO₂).

Οι απαιτήσεις που πρέπει να περιλαμβάνονται στην έκθεση περιγράφονται στον πίνακα 6.

Πίνακας 6. Φύλλο έκθεσης για τον εν λόγω δείκτη στο Διακοινοτικό ΔΠΑ.

Παράμετρος	Πηγή Υπολογισμού	Βασική μονάδα μέτρησης	Νομισματική μονάδα	Επίπεδο συνεκτικότητας νομισματικής μέτρησης
Συνδεδεμένες ΑΠΕ	Προσδιορισμός ανά έργο	MW	Εξ' ορισμού μη νομισματικό	Ευρωπαϊκό
Αποφευγόμενη περικοπή ΑΠΕ	Μελέτες αγοράς ή ανακατανομής	MWh/έτος	Περιλαμβάνεται στην εξοικονόμηση κόστους παραγωγής (B1) και στη διαφοροποίηση των εκπομπών CO ₂	Ευρωπαϊκό

Διπλός υπολογισμός

³⁹ Ο υπολογισμός της επίδρασης των ΑΠΕ σε απόλυτα μεγέθη (MW) διευκολύνει τη σύγκριση έργων σε ολόκληρη την Ευρώπη όταν εξετάζεται ως μοναδική πτυχή η ενσωμάτωση των ΑΠΕ. Οι σχετικοί αριθμοί μπορούν εύκολα να υπολογιστούν εκ των υστέρων για ανάλυση σε εθνικό επίπεδο.

Ο δείκτης B3 αναφέρεται στην αυξανόμενη διείσδυση της παραγωγής ΑΠΕ στο Σύστημα. Καθώς αυτό επηρεάζει, επίσης, τις παραμέτρους εισόδου των προσομοιώσεων, τις οικονομικές επιπτώσεις, όσον αφορά το μεταβλητό κόστος παραγωγής και τις εκπομπές CO₂, περιλαμβάνονται σε άλλους δείκτες (δηλαδή, B1 και B2, αντίστοιχα)

6.7 Ενότητα 7: Μεθοδολογία για τις μη-άμεσες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (Methodology for Non-Direct Greenhouse Emissions Benefit) (B4)

Ορισμός δείκτη:

- Ορισμός: Αυτός ο δείκτης δίνει τη μεταβολή των μη-άμεσων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου εξαιτίας ενός νέου έργου ή επένδυσης.
- Σχετικότητα: Επιπροσθέτως του δείκτη B2, πρέπει να λαμβάνονται υπόψη και άλλες εκπομπές αερίων εκτός του CO₂, καθώς έχουν επίδραση στην κλιματική αλλαγή, οποία δεν μπορεί να αμεληθεί. Τα επίπεδα ρύπανσης αυξάνονται μέσω άμεσων εκπομπών, όπως σωματιδίων και τοξικών στοιχείων ή μέσω έμμεσων μεθόδων που προωθούν χημικές αντιδράσεις.

Υπολογισμός δείκτη:

- Μοντέλο: Προσομοιώσεις Αγοράς, προσομοιώσεις Ανακατανομής· που βασίζονται στις εκπομπές αερίων εκτός του CO₂ με/χωρίς το έργο.
- Ποσοτική μέτρηση: ο συγκεκριμένος δείκτης δίνεται σε τόνους/έτος
- Νομισματοποίηση: Αυτός ο δείκτης δεν εκφράζεται σε νομισματικούς όρους.

Διασύνδεση με άλλους δείκτες ΜΚΟ:

- καμία

Εισαγωγή

Μετά τη συμφωνία του Παρισιού για το κλίμα, ο στόχος της μείωσης των αερίων του θερμοκηπίου εστιάζεται στη συγκράτηση της αύξησης της θερμοκρασίας παγκοσμίως κάτω από δύο βαθμούς Κελσίου, σε σχέση με τα προ-βιομηχανικά επίπεδα. Ο κύριος στόχος για την επίτευξη αυτού είναι η μείωση των εκπομπών CO₂, η οποία περιγράφεται ως δείκτης οφέλους στην Ενότητα 5.

Επιπλέον, πρέπει να ληφθούν υπόψη και άλλες εκπομπές εκτός CO₂, καθώς έχουν επίσης αντίκτυπο στην κλιματική αλλαγή, συνεπώς δεν μπορούν να αμεληθούν. Τα επίπεδα ρύπανσης αυξάνονται μέσω άμεσων εκπομπών, όπως αιωρούμενων σωματιδίων και τοξικών στοιχείων ή με έμμεσο τρόπο μέσω μεθόδων που προκαλούν χημικές αντιδράσεις (π.χ., παραγωγή όξινης βροχής). Προκειμένου να ληφθούν ιδιαιτέρως υπόψη τα αποτελέσματα μετριασμού των έργων μεταφοράς και αποθήκευσης, θα πρέπει επίσης να καταβληθούν συγκεκριμένες προσπάθειες για αυτές τις εκπομπές αερίων εκτός CO₂. Αυτό θα πρέπει να περιλαμβάνει τουλάχιστον τους

κύριους τύπους εκπομπών CO, NO₂ (συμπεριλαμβανομένου του NO που αντιδρά σχηματίζοντας NO₂ στην ατμόσφαιρα), SO₂ και σωματιδίων (PM₂, PM₅ και PM₁₀).

Μεθοδολογία

Η ποσότητα κάθε τύπου εκπομπών μπορεί να υπολογιστεί ως μία διαδικασία που υλοποιείται σε επόμενο στάδιο και βασίζεται στην ετήσια κατανομή του σταθμού παραγωγής ισχύος που προκύπτει από τις προσομοιώσεις αγοράς (ανακατανομής). Αυτό επιτυγχάνεται πολλαπλασιάζοντας έναν συγκεκριμένο συντελεστή εκπομπών σε [t / MWh] με την ετήσια παραγωγή σε [MWh] ενός μεμονωμένου σταθμού παραγωγής. Αυτό κατ' αρχήν πρέπει να γίνεται για κάθε μονάδα παραγωγής και για κάθε τύπο εκπομπής, καθώς ο μηχανισμός εκπομπών είναι ειδικός για κάθε θερμική μονάδα παραγωγής. Καθώς αυτό είναι ένα πολύ περίπλοκο θέμα, για λόγους απλότητας, το μοντέλο εκπομπών μπορεί να εφαρμοστεί ανά τύπο τεχνολογίας. Πρέπει να σημειωθεί ότι, σε γενικές γραμμές, αυτοί οι τύποι εκπομπών μπορεί να διαφέρουν για διαφορετικές χώρες ανάλογα με το είδος των εγκατεστημένων σταθμών παραγωγής: π.χ., οι πιο σύγχρονοι σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής θα έχουν υψηλότερη απόδοση και, επομένως, χαμηλότερο συντελεστή εκπομπών, αλλά και σταθμοί παραγωγής ενέργειας παλαιότερης τεχνολογίας μπορούν επίσης να εγκαταστήσουν νέες τεχνολογίες με σκοπό τη μείωση των εκπομπών αερίων πέραν του CO₂ (π.χ. καυστήρες χαμηλών επιπέδων NO_x). Αυτό πρέπει να λαμβάνεται υπόψη κατά τον καθορισμό των ειδικών συντελεστών εκπομπών για κάθε τύπο καυσίμου. Εάν αυτό δεν είναι δυνατό λόγω της έλλειψης επαρκών δεδομένων, μπορεί επίσης να γίνει αποδεκτή η μείωση σε έναν συντελεστή ανά τύπο εκπομπής. Ο δείκτης που αφορά τις εκπομπές αερίων πέραν του CO₂ μπορεί να υπολογιστεί ανά τύπο καυσίμου πολλαπλασιάζοντας τον συγκεκριμένο συντελεστή εκπομπών (για όλους τους τύπους εκπομπών) σε [t / MWh] με την αντίστοιχη παραγωγή σε [MWh]. Ο δείκτης θα δίνεται σε τόνους ανά έτος.

Νομισματοποίηση

Η νομισματοποίηση του συγκεκριμένου δείκτη δεν προτείνεται, προς το παρόν, στη συγκεκριμένη μεθοδολογία. Αυτό συμβαίνει επειδή είναι απίθανο οι μελλοντικές βελτιώσεις στη μείωση των εκπομπών, λόγω των φίλτρων ή της αύξησης της απόδοσης, να έχουν συγκρίσιμο αποτέλεσμα με χαμηλότερο κόστος. Εάν ο συγκεκριμένος δείκτης εκφραζόταν με νομισματικούς όρους, ένα έργο μπορεί να γινόταν επωφελές, ή ακόμη και μη επωφελές, εξαιτίας του συγκεκριμένου αντίκτυπου, ο οποίος πιθανότατα δεν είναι ο κύριος στόχος της υλοποίησης του έργου. Επομένως, μπορεί να επηρεαστεί έντονα από μελλοντικές τεχνολογικές εξελίξεις. Ωστόσο καθώς προς το παρόν δεν υπάρχουν τέτοιες, ο συγκεκριμένος δείκτης πρέπει να εμφανίζεται σε ποσοτική βάση προκειμένου να πιο πλήρης η αξιολόγηση ΜΚΟ.

Οι απαιτήσεις που πρέπει να περιλαμβάνονται στην έκθεση περιγράφονται στον πίνακα 7.

Πίνακας 7. Φύλλο έκθεσης για το εν λόγω δείκτη στο Διακοινοτικό ΔΠΑ. Κάθε διαφορετικός τύπος εκπομπών πρέπει να δίνεται ξεχωριστά.

Παράμετρος	Πηγή Υπολογισμού	Βασική μονάδα μέτρησης	Νομισματική μονάδα	Επίπεδο συνεκτικότητας
Εκπομπές αερίων εκτός του CO ₂ από την υποκατάσταση της αγοράς	Μελέτες αγοράς ή ανακατανομής (επίδραση υποκατάστασης)	Τόνοι/έτος	Εξ ορισμού μη νομισματικό	Ευρωπαϊκό

6.7

6.8 Ενότητα 8: Μεθοδολογία για το όφελος της διαφοροποίησης των απωλειών δικτύου (Methodology for Variation in Grid Losses Benefit) (B5)

Ορισμός δείκτη:

- Ορισμός: Αυτός ο δείκτης χρησιμοποιείται για να αποτυπώσει τις διαφοροποιήσεις όσον αφορά τις απώλειες στο σύστημα μεταφοράς που οφείλονται σε ένα έργο ή μία επένδυση.
- Σχετικότητα: Το όφελος της ενεργειακής απόδοσης ενός έργου μετριέται μέσω της μεταβολής των θερμικών απωλειών στο δίκτυο. Για σταθερά επίπεδα ροής ισχύος, η ανάπτυξη του δικτύου γενικά μειώνει τις απώλειες, αυξάνοντας την ενεργειακή απόδοση. Συγκεκριμένα έργα μπορούν επίσης να οδηγήσουν σε βελτιωμένα μοτίβα ροής φορτίου όταν μειώνουν την απόσταση μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης. Αυξάνοντας το επίπεδο τάσης και χρησιμοποιώντας αγωγούς υψηλότερης απόδοσης, είναι επίσης εφικτό να οδηγήσει σε μείωση των απωλειών.

Υπολογισμός δείκτη:

- Μοντέλο: Προσομοιώσεις Δικτύου, που βασίζονται στη σύγκριση των απωλειών με και χωρίς το έργο.
- Ποσοτική μέτρηση: οι απώλειες δίνονται σε MWh/έτος.
- Νομισματοποίηση: το μέγεθος των απωλειών πολλαπλασιάζεται με τα οριακά κόστη.

Διασύνδεση με άλλους δείκτες ΜΚΟ:

- B1,B2

Εισαγωγή

Ο δείκτης οφέλους σχετικά με τη Διαφοροποίηση των Απωλειών του Δικτύου χρησιμοποιείται για να αντικατοπτρίζει τις μεταβολές στις απώλειες του συστήματος μεταφοράς, οι οποίες αποδίδονται σε ένα έργο ή μια επένδυση.

Το όφελος της ενεργειακής απόδοσης ενός έργου μετριέται μέσω της μεταβολής των θερμικών απωλειών στο δίκτυο. Για σταθερά επίπεδα ροής ισχύος, η ανάπτυξη του δικτύου γενικά οδηγεί στη μείωση των απωλειών, αυξάνοντας έτσι την ενεργειακή απόδοση. Επίσης συγκεκριμένα έργα μπορούν να οδηγήσουν σε βελτιωμένα μοτίβα ροής φορτίου όταν μειώνουν την απόσταση μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης. Επίσης μείωση των απωλειών επιτυγχάνεται αυξάνοντας το επίπεδο τάσης και με τη χρήση πιο αποδοτικών αγωγών.

Πρέπει να σημειωθεί ότι, επί του παρόντος, ο κύριος μοχλός ανάπτυξης για νέα έργα μεταφοράς είναι η ανάγκη μεταφοράς σε μεγάλες αποστάσεις, γεγονός που μπορεί να αυξήσει τις απώλειες. Αν και οι νέες διασυνδέσεις γενικά μειώνουν την ηλεκτρική αντίσταση του δικτύου και κατά συνέπεια τις απώλειες, οι πρόσθετες ανταλλαγές που προκύπτουν από την αύξηση των ικανοτήτων μεταφοράς και η αλλαγή στο μέγεθος παραγωγής μπορούν να οδηγήσουν στην αύξηση αυτών. Η ακριβής θέση των μονάδων παραγωγής έχει επίσης σημαντική επίδραση στο μέγεθος των απωλειών, καθώς η παραγωγή σε διαφορετικούς κόμβους οδηγεί σε διαφορετικές ροές.

Μεθοδολογία

Η διαφορά στις απώλειες (σε μονάδες ενέργειας [GWh]⁴⁰) και η νομισματοποίησή της υπολογίζεται για κάθε έργο μέσω του υπολογισμού των απωλειών δικτύου σε δύο διαφορετικές προσομοιώσεις, με τη βοήθεια μελετών δικτύου, δηλ., μία προσομοίωση συμπεριλαμβάνοντας το έργο και μία χωρίς αυτό.

- **Σχετική γεωγραφική περιοχή/μοντέλο δικτύου**

Οι υπολογισθείσες απώλειες πρέπει να είναι αντιπροσωπευτικές για την Ευρώπη στο σύνολό της. Ωστόσο, θα μπορούσαν προς το παρόν να προσεγγιστούν με μία μοντελοποίηση σχετικά με τις περιφερειακές απώλειες. Επομένως η ελάχιστη απαίτηση θα ήταν να χρησιμοποιηθούν **μοντέλα δικτύου σε περιφερειακό επίπεδο**. Αυτά τα περιφερειακά μοντέλα θα πρέπει να περιλαμβάνουν τουλάχιστον τις σχετικές χώρες / περιοχές υποβολής προσφορών για το έργο που αξιολογείται, συνήθως τις χώρες υποδοχής (εγκατάστασης των έργων), τους γείτονές τους και τις χώρες στις οποίες το έργο έχει σημαντικό αντίκτυπο όσον αφορά τη διασυννοριακή ικανότητα ή το πρότυπο παραγωγής (όπως δίνεται από την προσομοίωση αγοράς). Πρακτικά, θα πρέπει να χρησιμοποιηθεί το μοντέλο για ολόκληρη τη σύγχρονη περιοχή στην οποία βρίσκεται το έργο. Στην περίπτωση έργων HVDC που συνδέουν διαφορετικές σύγχρονες περιοχές, οι απώλειες πρέπει να υπολογίζονται και στις δύο σύγχρονες περιοχές (εκτός εάν το έργο HVDC είναι συνδεδεμένο με τρίτη χώρα).

Ως προεπιλογή, οι απώλειες θα πρέπει να υπολογίζονται χρησιμοποιώντας AC ροή φορτίου. Εάν δεν μπορεί να εφαρμοστεί αξιόπιστα η AC ροή φορτίου (λαμβάνοντας υπόψη παραδοχές μοντελοποίησης, διαθέσιμα δεδομένα εισόδου και χρόνους υπολογισμού), τότε μπορεί να χρησιμοποιηθεί η DC ροή φορτίου προκειμένου να προσεγγιστούν οι ροές ενεργού ισχύος.

⁴⁰ Θα πρέπει να χρησιμοποιηθεί μια κατάλληλη αναπαράσταση, ανάλογα με το πιθανό μέγεθος π.χ. GWh

Όταν χρησιμοποιείται η DC ροή-φορτίου, τα αποτελέσματα των υπολογισμών είναι ροές ενεργού ισχύος στις AC γραμμές μεταφοράς και στους μετασχηματιστές. Καθώς το μοντέλο δικτύου περιλαμβάνει τις τιμές των αντιστάσεων για όλους τους κλάδους, οι απώλειες σε κάθε κλάδο εκτιμώνται χρησιμοποιώντας την ακόλουθη εξίσωση:

$$Losses [MW] = R \frac{P^2}{U^2 \cos^2 \varphi}$$

Όπου:

P η ροή ενεργού ισχύος που προκύπτει από τον DC υπολογισμό

R η αντίσταση του κλάδου

U το επίπεδο τάσης

cosφ ο υποθετικός συντελεστής ισχύος που χρησιμοποιείται για να εκτιμηθεί η επίδραση των ροών αέργου ισχύος. Για αυτό το σκοπό μία κοινή τιμή (π.χ. 0,95) λαμβάνεται υπόψιν για όλους τους υπολογισμούς σε μία μελέτη.

Το αποτέλεσμα του υπολογισμού των απωλειών θα πρέπει να αποτυπώνει το μέγεθος των απωλειών **τουλάχιστον στο επίπεδο ενός κόμβου αγοράς** για τις χώρες που περιλαμβάνονται στο μοντέλο ώστε να είναι δυνατή η νομισματοποίησή τους.

- **Σχετική χρονική περίοδος**

Ένας υπολογισμός καθ' όλη τη διάρκεια του έτους, με επαρκώς μικρά χρονικά βήματα (συνήθως ωριαία), πρέπει να στοχεύει στο να είναι ο πλησιέστερος στην πραγματικότητα. Η επιλεγμένη μεθοδολογία πρέπει να είναι αντιπροσωπευτική για την εξεταζόμενη χρονική περίοδο, η οποία πρέπει να επαληθευτεί στη μελέτη (π.χ. στα τρέχοντα σενάρια του Διακοινοτικού ΔΠΑ, αυτόσημαίνει ένα πλήρες ημερολογιακό έτος).⁴¹

- **Αποτελέσματα αγοράς / πρότυπο παραγωγής με και χωρίς το έργο ή σε συνθήκες υψηλής φόρτισης του δικτύου**

Καθώς ένα έργο που περιλαμβάνεται στο Διακοινοτικό ΔΠΑ πιθανότατα επιδρά στις εσωτερικές ή τις διασυνοριακές συμφορήσεις, το πρότυπο παραγωγής δύναται να διαφέρει σημαντικά με και χωρίς το έργο, έχοντας έτσι αντίκτυπο στις απώλειες. Η μεταβολή στην παραγωγή λαμβάνεται υπόψη μέσω:

- Της μεταβολής στην Καθαρή Ικανότητα Μεταφοράς που χρησιμοποιείται για την προσομοίωση αγοράς, ή / και

⁴¹ Ως προσωρινή εξαίρεση, ένας υπολογισμός των απωλειών βάσει συγκεκριμένων χρονικών σημείων μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την προσέγγιση των απωλειών καθ' όλη τη διάρκεια του έτους. Σε αυτήν την περίπτωση, τα επιλεγμένα χρονικά σημεία πρέπει να είναι αρκετά σε αριθμό ώστε να διασφαλίζεται η αντιπροσωπευτικότητα και να σταθμίζονται σωστά.

- Για εσωτερικά έργα / έργα διευκόλυνσης παραγωγής, μπορεί να χρησιμοποιηθεί κάποια μεθοδολογία ανακατανομής.

Σε κάθε περίπτωση, το νέο πρότυπο παραγωγής δεν θα πρέπει να προκαλεί συμφορήσεις σε άλλα σημεία στο δίκτυο.

Νομισματοποίηση των απωλειών

Όταν υπολογίζονται οι απώλειες (δηλ. σε MWh), μπορούν να εκφραστούν σε νομισματικούς όρους. Είναι σημαντικό, ο υπολογισμός των νομισματοποιημένων τιμών να γίνεται με συνεπή τρόπο για όλα τα έργα που έχουν αξιολογηθεί. Σε γενικές γραμμές, αυτό πρέπει να αξιολογείται με την προοπτική του κόστους που βαρύνει την κοινωνία για την κάλυψη των απωλειών.

Η προσέγγιση βασίζεται σε τιμές αγοράς που λαμβάνονται από το οριακό κόστος, όπως αυτό δίνεται από την προσομοίωση αγοράς. Ακριβέστερα, για ένα συγκεκριμένο έργο, οι απώλειες υπολογίζονται για κάθε χρονικό βήμα του έτους, h , και κάθε ζώνη αγοράς, i :

- Το μέγεθος των απωλειών, $p'_{h,i}$ (με το έργο) και $p_{h,i}$ (χωρίς το έργο) σε MWh μετά από ενδεχόμενα μέτρα για τη διασφάλιση της κατάστασης του δικτύου· και
- Τα οριακά κόστη $s'_{h,i}$ (με το έργο) και $s_{h,i}$ (χωρίς το έργο) σε €/MWh για ένα δεδομένο χρονικό βήμα.

Η μεταβολή στο κόστος των απωλειών θα πρέπει να υπολογίζεται ως το άθροισμα των h και i , του όρου $(p'_{h,i} * s'_{h,i}) - (p_{h,i} * s_{h,i})$. Σε αυτή την περίπτωση δεν λαμβάνονται υπόψη ενδεχόμενα κόστη ανακατανομής.

Οι προϋποθέσεις για τον υπολογισμό του παραπάνω, είναι ο υπολογισμός του οριακού κόστους και του μεγέθους των απωλειών για κάθε ζώνη αγοράς, με και χωρίς το έργο που αξιολογήθηκε.

Η εξίσωση για τη νομισματοποίηση των απωλειών (υπολογισμός ετήσιου κόστους) είναι:

$$\text{Yearly cost } C = \sum_{\text{market node } i} \left(\sum_{\text{time step } h} s_{h,i} \cdot p_{h,i} \right)$$

Το ετήσιο κόστος πρέπει να υπολογίζεται για το βασικό σενάριο και για τις περιπτώσεις ΤΟΟΤ ή ΡΙΝΤ (ανάλογα με το είδος του έργου), χρησιμοποιώντας δύο εξόδους (αποτελέσματα) αγοράς. Το τελικό νομισματοποιημένο αποτέλεσμα (π.χ. διαφορά κόστους) είναι η διαφορά μεταξύ των δύο περιπτώσεων.

Οι προσομοιώσεις αγοράς ενδέχεται να περιέχουν εξαιρετικά υψηλό οριακό κόστος σε ορισμένες ώρες για λόγους μοντελοποίησης, όπως στην περίπτωση απώλειας φορτίου (ENS). Ως αποτέλεσμα, η οριακή τιμή κατά τη διάρκεια αυτών των ωρών δεν αντιπροσωπεύει το κοινωνικό κόστος και, εάν χρησιμοποιείται για νομισματοποίηση, μπορεί να διαστρεβλώσει τα αποτελέσματα. Επομένως, για κάθε κόμβο αγοράς, η τιμή αγοράς που χρησιμοποιείται για τη νομισματοποίηση των απωλειών θα πρέπει να περιορίζεται στην ακριβότερη κατηγορία παραγωγής του σεναρίου.

Είναι σημαντικό να σημειωθεί ότι οι απώλειες που υπολογίζονται με το έργο περιλαμβάνουν και τις απώλειες των στοιχείων του ίδιου του έργου.

Οι απαιτήσεις που πρέπει να περιλαμβάνονται στην έκθεση περιγράφονται στον πίνακα 8.

Πίνακας 8. Φύλλο έκθεσης για τον εν λόγω δείκτη στο Διακοινοτικό ΔΠΑ.

Παράμετρος	Πηγή Υπολογισμού ⁴²	Βασική μονάδα μέτρησης	Νομισματική μονάδα	Επίπεδο συνεκτικότητας
Απώλειες	Μελέτες δικτύου	MWh/έτος	€/έτος (βασισμένο στην αγορά)	Ευρωπαϊκό

Διπλός υπολογισμός

Για τις προσομοιώσεις αγοράς, κατασκευάζονται καμπύλες ζήτησης που περιέχουν τις απώλειες δικτύου (δηλ., χρησιμοποιώντας ιστορικές χρονοσειρές), κάτι που σημαίνει ότι μέρος των απωλειών ήδη νομισματοποιούνται στον δείκτη κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας B1 (δηλαδή, στο πλεόνασμα του καταναλωτή, το οποίο λαμβάνει υπόψη την επίδραση της μεταβολής στο οριακό κόστος, που προκλήθηκε από το έργο, στο τμήμα των απωλειών της ζήτησης).

Αυτό το αποτέλεσμα λαμβάνεται υπόψη όταν νομισματοποιούνται οι απώλειες από τις προσομοιώσεις δικτύου.

Υπάρχουν δύο πιθανές υποθέσεις που μπορούν να γίνουν για την αντιμετώπιση αυτού του ζητήματος:

- **Αντιστάθμιση θεωρώντας ένα δεδομένο ποσοστό της ζήτησης ως απώλειες**

Σε αυτήν την περίπτωση, απαιτείται αντιστάθμιση των αποτελεσμάτων με παραδοχές για τις απώλειες που περιλαμβάνονται στη ζήτηση σε κάθε κόμβο αγοράς. Δεδομένου ότι οι τυπικές απώλειες δικτύου ενδέχεται να διαφέρουν σημαντικά μεταξύ των χωρών, συνιστάται να μην χρησιμοποιείται ενιαία Ευρωπαϊκή τιμή. Ο ακόλουθος όρος αποζημίωσης πρέπει να υπολογίζεται τόσο για το σενάριο αναφοράς όσο και για τις περιπτώσεις TOOT / PINT, και στη συνέχεια να αφαιρείται από τις νομισματοποιημένες απώλειες:

$$Compensation = \sum_{market\ node\ i} \left(\sum_{time\ step\ h} K S_{h,i} d_{h,i} \right)$$

Όπου:

K είναι το τμήμα της ζήτησης που θεωρείται ότι είναι απώλειες, και **d_{h,i}** είναι η ζήτηση στον κόμβο αγοράς, **i**, την ώρα, **h**.

Με αυτή την αντιστάθμιση, οι νομισματοποιημένες διαφορές στις απώλειες είναι:

⁴² Πρβλ. Παράρτημα IV, 2c.

$$\Delta\text{elta Losses (monetized)} = \sum_{\text{market node } i} \left(\sum_{\text{time step } h} s'_{h,i} p'_{h,i} - s_{h,i} p_{h,i} - K d_{h,i} (s'_{h,i} - s_{h,i}) \right)$$

Γενικά, ο συντελεστής K μπορεί να δίνεται από τους ΔΣΜ, ή να λαμβάνει μία κεντρική τιμή ανά χώρα με βάση ιστορικές τιμές.

- **Αντιστάθμιση με τις υπολογισθείσες απώλειες:**

Θεωρώντας ότι οι απώλειες που υπολογίστηκαν στην περίπτωση χωρίς το έργο περιλαμβάνονται στη ζήτηση, η εξίσωση για τη νομισματοποίηση της διαφοράς των απωλειών απλοποιείται ως ακολούθως:

Στην περίπτωση έργων PINT:

$$\Delta\text{elta Losses (monetized)} = \sum_{\text{market node } i} \left(\sum_{\text{time step } h} s'_{h,i} (p'_{h,i} - p_{h,i}) \right)$$

Στην περίπτωση έργων TOOT:

$$\Delta\text{elta Losses (monetized)} = \sum_{\text{market node } i} \left(\sum_{\text{time step } h} s_{h,i} (p'_{h,i} - p_{h,i}) \right)$$

Το πλεονέκτημα αυτής της μεθόδου είναι ότι δεν απαιτείται συλλογή δεδομένων από τους ΔΣΜ ή περαιτέρω παραδοχές, αλλά οι υπολογισμένες απώλειες ενδέχεται να διαφέρουν από τις άγνωστες απώλειες που περιλαμβάνονται στη ζήτηση.

Παρακάτω δίνεται ένα παράδειγμα που δείχνει πώς μπορούν να ληφθούν οι απλουστευμένοι τύποι.

Παράδειγμα: Απεικόνιση των δύο υποθέσεων που χρησιμοποιήθηκαν για την αντιμετώπιση του διπλού υπολογισμού χρησιμοποιώντας μία ώρα και μία περιοχή αγοράς.

Παρακάτω παρουσιάζεται ένα απλό παράδειγμα για μόνο μία ώρα και μία περιοχή αγοράς, προκειμένου να αναδειχθεί το πρόβλημα του διπλού υπολογισμού και οι δύο διαφορετικές παραδοχές για την αντιστάθμιση.

Ξεκινώντας από την αρχική εξίσωση (για μία ώρα):

- $\Delta\text{elta monetised losses} = \mathbf{p}' \cdot \mathbf{s}' - \mathbf{p} \cdot \mathbf{s}$

Θεωρούμε ότι:

- A: είναι οι γενικές απώλειες (π.χ. 2% του πραγματικού φορτίου)
- A
- B: είναι η διαφορά μεταξύ του A και των υπολογισμένων απωλειών στην περίπτωση (σενάριο) αναφοράς.
- $B = p - A$ για έργα PINT και $B = p' - A$ για έργα TOOT
- C: είναι η διαφορά μεταξύ των απωλειών με και χωρίς το έργο
- $C = p' - p$

Λύνοντας ως προς p και p' χρησιμοποιώντας τα A, B και C (παρόλο που τα A και B **δεν είναι γνωστά, το C μπορεί να εξαχθεί από προσομοιώσεις δικτύου**)

Στην περίπτωση αναφοράς, οι απώλειες ισούνται πάντα με **$A+B$** (p στην περίπτωση έργων PINT και p' στην περίπτωση έργων TOOT).

Στη συνέχεια, οι περιπτώσεις PINT και TOOT πρέπει να εξεταστούν ξεχωριστά.

Στην περίπτωση έργων PINT:

$$p = A + (p - A) = A + B$$

$$p' = A + (p - A) + (p' - p) = A + B + C$$

Στην περίπτωση έργων TOOT:

$$p' = A + (p' - A) = A + B$$

$$p = A + (p' - A) - (p' - p) = A + B - C$$

Η διαφορά στη νομισματοποίηση των απωλειών προκύπτει:

$$p' \cdot s' - p \cdot s$$

$$(A + B + C) \cdot s' - (A + B) \cdot s \text{ για έργα PINT.}$$

$$(A + B) \cdot s' - (A + B - C) \cdot s \text{ για έργα TOOT.}$$

Και ο απλός μετασχηματισμός της εξίσωσης οδηγεί στο:

$$A \cdot (s' - s) + B \cdot (s' - s) + C \cdot s' \text{ για έργα PINT} \cdot$$

$$A \cdot (s' - s) + B \cdot (s' - s) + C \cdot s \text{ για έργα TOOT.}$$

Μόνο ο πρώτος όρος περιλαμβάνεται ήδη στο όφελος κοινωνικό-οικονομικής ευημερίας (διαφορά στο πλεόνασμα του καταναλωτή), επομένως μόνο αυτό το μέρος υπολογίζεται διπλά και πρέπει να αφαιρεθεί.

Αλλά όσο το A δεν είναι γνωστό, πρέπει να γίνει μία από τις δύο παρακάτω παραδοχές:

- Θεωρώντας μία εκτίμηση του A:

Έχοντας υπολογίσει τη μεταβολή στις απώλειες ως: $p' \cdot s' - p \cdot s$, πρέπει να εφαρμοστεί μία διόρθωση. Υποθέτοντας ότι το A είναι το 2% του φορτίου, τότε η διόρθωση (να αφαιρεθεί από το τελικό αποτέλεσμα) θα γίνει:

$$0.02 \cdot load \cdot (s' - s)$$

- Θεωρώντας ότι οι υπολογισμένες απώλειες ισούνται με τις υποθετικές. Σε αυτή την περίπτωση, το B θα ισούται με 0, και η νομισματοποιημένη διαφοροποίηση στις απώλειες θα δίνεται από:

$$A \cdot (s' - s) + B \cdot (s' - s) + C \cdot s' \text{ ή } A \cdot (s' - s) + B \cdot (s' - s) + C \cdot s$$

Αυτό ελαττώνεται σε $C \cdot s'$ για έργα PINT και σε $C \cdot s$ για έργα TOOT επειδή το B είναι 0 και ο πρώτος όρος περιλαμβάνεται ήδη στην κοινωνικό-οικονομική ευημερία.

6.9 Ενότητα: Μεθοδολογία για την Ασφάλεια Εφοδιασμού : Όφελος της Επάρκειας για την Ικανοποίηση της Ζήτησης (Methodology for Security of Supply: Adequacy to Meet Demand Benefit) (B6)

Ορισμός δείκτη:

- **Ορισμός:** Επάρκεια για την ικανοποίηση της ζήτησης είναι η ικανότητα του Συστήματος ισχύος να παρέχει επαρκή εφοδιασμό για την ικανοποίηση της ζήτησης κάθε χρονική στιγμή.
- **Σχετικότητα:** Μια νέα γραμμή διασύνδεσης μπορεί να βοηθήσει στην επάρκεια μειώνοντας τον κίνδυνο απώλειας φορτίου ενώ ταυτόχρονα αυξάνει τα μέσα (δυναμικότητα παραγωγής) για την αντιμετώπισή του. Η διασύνδεση μπορεί να μετριάσει τους κινδύνους επάρκειας μεταξύ των Ευρωπαϊκών χωρών και, ιδίως, των δύο που συνδέονται από τη διασύνδεση.

Υπολογισμός δείκτη:

- Μοντέλο: Προσομοιώσεις Αγοράς βασισμένες στη μέθοδο Monte Carlo· που βασίζονται στην σύγκριση της Αναμενόμενης μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (Expected Energy not Supplied - EENS) με και χωρίς το έργο.
- Ποσοτική μέτρηση: η αποφευγόμενη EENS δίνεται σε MWh/έτος.
- Νομισματοποίηση: πολλαπλασιάζοντας τη μείωση της EENS με το Κόστος Απορριπτόμενης Ενέργειας (Value of Lost Load – VOLL)

Διασύνδεση με άλλους δείκτες ΜΚΟ:

- Καμία

Εισαγωγή

Επάρκεια για την ικανοποίηση της ζήτησης είναι η ικανότητα ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας να παρέχει επαρκή εφοδιασμό ηλεκτρικής ενέργειας για την ικανοποίηση της ζήτησης ανά πάσα στιγμή, δηλαδή, υπάρχει επαρκής ποσότητα ισχύος και μπορεί να προσφερθεί στους καταναλωτές οποιαδήποτε στιγμή, συμπεριλαμβανομένων ακραίων συνθηκών (π.χ. κύμα ψύχους, χαμηλή αιολική παραγωγή, διακοπή λειτουργίας μονάδας ή δικτύου κ.λπ.).

Για να επιτευχθεί αυτό, η ικανότητα παραγωγής και μεταφοράς είναι συμπληρωματικά στοιχεία: δηλαδή, η ικανότητα παραγωγής απαιτεί ένα δίκτυο μεταφοράς για να παρέχεται ισχύς από την πηγή παραγωγής στο φορτίο. Αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό στο πλαίσιο των χωρο-χρονικών διακυμάνσεων των διακοπτόμενων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπου ενδέχεται να απαιτείται ορισμένες περιοχές να εξαρτώνται από την παραγωγή που είναι διαθέσιμη μόνο σε άλλες περιοχές σε μια συγκεκριμένη στιγμή. Η ικανότητα μεταφοράς επιτρέπει την ικανοποίηση της ζήτησης σε μια περιοχή με δυναμικότητα παραγωγής που βρίσκεται σε άλλη περιοχή.

Μια νέα γραμμή διασύνδεσης μπορεί να συμβάλει στην επάρκεια μειώνοντας τον κίνδυνο απώλειας φορτίου ενώ ταυτόχρονα αυξάνει τα μέσα (δυναμικότητα παραγωγής) για την αντιμετώπισή του. Η διασύνδεση μπορεί να μετριάσει τους κινδύνους επάρκειας μεταξύ των Ευρωπαϊκών χωρών και, ιδίως, των δύο που συνδέονται από αυτή. Όσο λιγότερο πιθανό να συμβούν ταυτόχρονα οριακά συμβάντα δικτύου σε χώρες, τόσο υψηλότερο είναι το όφελος επάρκειας μιας νέας διασύνδεσης. Τα μη ταυτόχρονα οριακά συμβάντα δικτύου σημαίνουν ότι όταν μια χώρα αντιμετωπίζει κινδύνους επάρκειας, η άλλη θα μπορούσε να παρέχει ισχύ. Πρακτικά το όφελος μπορεί να θεωρηθεί από δύο απόψεις:

- Μία μείωση της ανάγκης για δυναμικότητα παραγωγής: Για ισοδύναμο επίπεδο SoS (Ασφάλεια Εφοδιασμού), με όρους LOLE⁴³ και EENS, μια διασυνδεδετική γραμμή μπορεί να μειώσει τις ανάγκες για δυναμικότητα από μονάδες αιχμής.

⁴³ Η προσδοκία απώλειας φορτίου αντιπροσωπεύει τον αναμενόμενο αριθμό ωρών κατά τη διάρκεια ενός έτους όταν θα συμβεί απώλεια (για κάθε χώρα προκύπτει από σύγκριση του φορτίου με τη διαθέσιμη παραγωγή και πιθανή ανταλλαγή με γειτονικές χώρες).

- Μία μείωση στην ποσότητα του EENS: Όταν μόνο μία χώρα αντιμετωπίζει απώλεια φορτίου, μια νέα διασύνδεση μπορεί να βοηθήσει στην αύξηση των εισαγωγών, μειώνοντας έτσι το EENS.

Γενικότερα, το όφελος θα μπορούσε να είναι ένας συνδυασμός των δύο αποτελεσμάτων (με τον συνδυασμό να εξελίσσεται με το χρόνο).

Η επάρκεια ενός έργου ή μιας επένδυσης μπορεί να εκτιμηθεί χρησιμοποιώντας δύο προσεγγίσεις. Η πρώτη προσέγγιση χρησιμοποιεί τη μείωση των επενδυτικών αναγκών των μονάδων αιχμής (για το ίδιο επίπεδο SoS). Η άλλη προσέγγιση χρησιμοποιεί τη μείωση του όγκου EENS (η εγκατεστημένη δυναμικότητα παραμένει σταθερή). Ορισμένες δυσκολίες εφαρμογής ευνοούν τη χρήση μιας μεθοδολογίας που βασίζεται στο EENS. Ωστόσο, προτείνεται ένας έλεγχος συνοχής που βασίζεται στην εξοικονόμηση επενδύσεων προκειμένου να γίνει η αξιολόγηση πιο ισχυρή. Αυτό επιτρέπει να δημιουργηθεί ένα όφελος που μπορεί να υπάρχει σε ορισμένες χώρες που διαθέτουν μηχανισμούς αποζημίωσης δυναμικότητας για σκοπούς επάρκειας.

Η απώλεια φορτίου είναι ένα σπάνιο φαινόμενο, που προκύπτει από το συνδυασμό ακραίων συμβάντων. Η μελέτη της απώλειας φορτίου, επομένως, απαιτεί ένα εκλεπτυσμένο μοντέλο των κινδύνων που θα μπορούσαν να επηρεάσουν το σύστημα ισχύος. Αυτό το εκλεπτυσμένο μοντέλο είναι απαραίτητο για την απεικόνιση των χαρακτηριστικών απώλειας φορτίου, όπως το μέγεθος και ο ταυτοχρονισμός του με άλλες χώρες. **Αρκετές εκατοντάδες χρόνια Μόντε Κάρλο (MCY)** είναι συνεπώς απαραίτητα χρησιμοποιώντας τα διάφορα σύνολα δεδομένων για τα κλιματικά έτη σε συνδυασμό με τα πρότυπα εμφάνισης διακοπών των εγκαταστάσεων (και, αν είναι δυνατόν, του δικτύου).

Επιπλέον, η μελέτη της επάρκειας απαιτεί επαρκή χαρτοφυλάκια παραγωγής. Αυτό σημαίνει ότι το LOLE πρέπει να είναι ρεαλιστικό και λογικό⁴⁴. Το σενάριο που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό του οφέλους επάρκειας SoS πρέπει να συμμορφώνεται με αυτήν την αρχή. Συνιστάται να διασφαλίζεται ότι μια τέτοια εγκατάσταση καλύπτεται χωρίς το υπό μελέτη έργο για να αποφευχθεί ρεαλιστικά υψηλή LOLE κατά την αφαίρεση του έργου. Τα σενάρια του Διακοινοτικού ΔΠΑ είναι επαρκή για το δίκτυο αναφοράς, οπότε για έργα TOOT, μια μικρή προσαρμογή θα μπορούσε να είναι απαραίτητη εάν οι χώρες δεν καλύπτονται επαρκώς κατά την αφαίρεση του έργου. Η προσαρμογή θα εξετάσει το ενδεχόμενο προσθήκης μόνο μερικών μονάδων αιχμής.

Μεθοδολογία

Η μεθοδολογία περιλαμβάνει έναν αριθμό βημάτων που περιγράφονται ως ακολούθως:

- **Βήμα 1**

⁴⁴ Χρησιμοποιώντας, για παράδειγμα, το εθνικό πρότυπο επάρκειας. εάν δεν υπάρχουν τέτοια πρότυπα, χρησιμοποιήστε 3 ώρες / έτος.

Εφόσον χρειάζεται, το σενάριο θα πρέπει να προσαρμόζεται για να διασφαλίζει ρεαλιστικά επίπεδα LOLE χωρίς το έργο. Το LOLE θεωρείται ρεαλιστικό εάν κυμαίνεται σε ένα εύρος μίας ώρας χαμηλότερα ή υψηλότερα από το νόμιμο πρότυπο LOLE.

Αυτό το βήμα απαιτείται μόνο για έργα TOOT, καθώς τα σενάρια θα πρέπει να έχουν ήδη προσαρμοστεί για το δίκτυο αναφοράς. Επομένως, μπορεί να είναι απαραίτητο να προστεθούν οι μονάδες παραγωγής αιχμής σε ορισμένες χώρες για να συμμορφωθούν με το πρότυπο επάρκειας χωρίς το έργο. Εάν πρέπει να γίνει προσαρμογή, η έκτασή της πρέπει να αναφέρεται με σαφή τρόπο.

Αυτό το βήμα είναι απαραίτητο διότι για ορισμένα έργα TOOT, η αφαίρεση της διασύνδεσης θα οδηγούσε σε ένα ρεαλιστικά υψηλό LOLE και, κατά συνέπεια, σε μη ρεαλιστικά μεγάλες τιμές. Αυτή η κατάσταση δεν θα συνέβαινε εάν δεν είχε τεθεί σε λειτουργία η διασύνδεση, επειδή το μέγεθος της παραγωγής θα είχε αυξηθεί για να αποφευχθεί αυτό το επίπεδο LOLE. Να σημειωθεί ότι για την αξιολόγηση, το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας, γενικά κάνει την (απλοποιημένη) υπόθεση ότι η παραγωγή δεν εξαρτάται από τα επίπεδα διασύνδεσης. Αυτή η παραδοχή δεν μπορεί να ισχύει στην περίπτωση της επάρκειας, η οποία επηρεάζεται άμεσα τόσο από τις δυναμικότητες παραγωγής όσο και από τα επίπεδα διασύνδεσης. Επομένως, η ελαφρά προσαρμογή μπορεί να χρειαστεί για έργα TOOT, καθιστώντας την αξιολόγηση ελαφρώς συντηρητική.

- **Βήμα 2: Εξοικονόμηση EENS**

Διενεργούνται δύο προσομοιώσεις Monte Carlo με και χωρίς το έργο και εκτιμάται η ελάττωση του EENS. Το όφελος νομιματοποιείται πολλαπλασιάζοντας τη μείωση του EENS με το VOLL.

- **Βήμα 3: Έλεγχος συνοχής**

Πραγματοποιείται έλεγχος συνοχής για να περιοριστεί η τιμή που υπολογίζεται από την εξοικονόμηση EENS. Αυτό το ανώτατο όριο αντιπροσωπεύει την αξία της δυναμικότητας παραγωγής που θα ήταν απαραίτητη για να επιτευχθεί ισοδύναμο επίπεδο επάρκειας (σε σύγκριση με την προσθήκη του έργου). Να σημειωθεί ότι για μία διασύνδεση X MW, η δυναμικότητα μιας μονάδας αιχμής $2 * X$ MW αποτελεί ένα άμεσο όριο. Οι λεπτομέρειες σχετικά με τον τρόπο εκτέλεσης του ελέγχου συνοχής πρέπει να δοθούν στην αντίστοιχη μελέτη (π.χ. Οδηγίες εφαρμογής για το Διακοινοτικό ΔΠΑ).

Νομιματοποίηση

Ο δείκτης μετρίεται σε €/έτος, συνεπώς εκφράζεται εξ' ορισμού σε νομισματικούς όρους. Οι απαιτήσεις που πρέπει να περιλαμβάνονται στην έκθεση περιγράφονται στον πίνακα 9.

Πίνακας 9. Φύλλο έκθεσης για τον εν λόγω δείκτη στο Διακοινοτικό ΔΠΑ.

Παράμετρος	Πηγή Υπολογισμού ⁴⁵	Βασική μονάδα μέτρησης	Νομισματική μονάδα	Επίπεδο συνεκτικότητας
Επίπεδο επάρκειας	Μελέτες αγοράς	MWh/έτος	€/έτος (βασισμένο στην αγορά)	Ευρωπαϊκό

6.9 6.10 Ενότητα 10: Μεθοδολογία Ασφάλειας Εφοδιασμού: Όφελος Ευελιξίας Συστήματος (B7)
(Methodology for Security of Supply: System Flexibility Benefit (B7))

Ορισμός δείκτη:

- **Ορισμός:** Η ικανότητα ενός ηλεκτρικού συστήματος να αντιμετωπίσει τις ανάγκες εξισορρόπησης ενέργειας στο πλαίσιο υψηλής διείσδυσης μη κατανεμόμενων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.
- **Σχετικότητα:** Οι διασυννοριακές διασυνδέσεις μπορούν να διαδραματίσουν θεμελιώδη ρόλο στην ενσωμάτωση μη κατανεμόμενων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, καθώς υποστηρίζουν ανοδικές και καθοδικές μεταβολές όπου οι αποκλίσεις εξισορροπούνται σε ένα σύστημα ισχύος που καλύπτει μια ευρύτερη περιοχή. Με την εξισορρόπηση αυτών των αποκλίσεων σε μεγαλύτερες γεωγραφικές περιοχές, η μεταβλητότητα των ΑΠΕ μειώνεται αποτελεσματικά και η προβλεψιμότητά της αυξάνεται.

Υπολογισμός δείκτη:

- **Μοντέλο:** B7.1: Προσομοιώσεις αγοράς, βάσει των επιπτώσεων των έργων στην κοινή ενέργεια εξισορρόπησης. B7.2: ποιοτική περιγραφή
- **Ποσοτική μέτρηση:** B7.1: κανονική κλίμακα, B7.2: ποιοτική περιγραφή
- **Νομισματοποίηση:** Η νομισματοποίηση δεν συνιστάται έως ότου το σύνολο δεδομένων και οι παραδοχές δεν ενοποιηθούν.

⁴⁵ Πρβλ. Παράρτημα IV, 2γ.

Διασύνδεση με άλλους δείκτες ΜΚΟ:

- καμία

Εισαγωγή

Αυτή η ενότητα περιγράφει τη μεθοδολογία ποσοτικής αξιολόγησης (μη νομισματοποιημένη)) της ευελιξίας, εν αναμονή της ανάπτυξης της μεθοδολογίας των B7.1 και B7.2

Ο δείκτης ευελιξίας συστήματος (B7) επιδιώκει να αποτυπώσει την ικανότητα ενός ηλεκτρικού συστήματος να αντιμετωπίσει τις ανάγκες εξισορρόπησης ενέργειας του συστήματος στο πλαίσιο υψηλών επιπέδων διείσδυσης μη κατανεμόμενων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής. Αυτές οι αλλαγές αναμένεται να αυξηθούν στο μέλλον, κάτι που απαιτεί πιο ευέλικτη συμβατική παραγωγή για να αντιμετωπίσει τις πιο συχνές και απότομες ανοδικές και καθοδικές.

Οι διασυννοριακές διασυνδέσεις μπορούν να διαδραματίσουν θεμελιώδη ρόλο στην ενσωμάτωση μη κατανεμόμενων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, καθώς υποστηρίζουν ανοδικές και καθοδικές μεταβολές όπου οι αποκλίσεις εξισορροπούνται σε ένα σύστημα ισχύος που καλύπτει μια ευρύτερη περιοχή. Με την εξισορρόπηση αυτών των αποκλίσεων σε μεγαλύτερες γεωγραφικές περιοχές, η μεταβλητότητα των ΑΠΕ μειώνεται αποτελεσματικά και η προβλεψιμότητά της αυξάνεται. Η ικανότητα μεταφοράς επομένως, παρέχει μια μορφή ευελιξίας στο σύστημα αυξάνοντας τις διαθέσιμες ευέλικτες μονάδες που μπορούν να καταμεριστούν μεταξύ διαφορετικών περιοχών ελέγχου.

Οι τεχνολογίες αποθήκευσης, απόκρισης ζήτησης (demand-side response, DSR) και η συμμετοχή των ΑΠΕ μπορούν επίσης να παίξουν σημαντικό ρόλο στην ευελιξία του Συστήματος.

Ενώ οι επιπτώσεις των συστημάτων αποθήκευσης στην ευελιξία παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 4, τα τελευταία (DSR και συμμετοχή των ΑΠΕ) δεν είναι ακόμη δυνατό να αξιολογηθούν με αντικειμενικό τρόπο.

Η πραγματική εκτίμηση της ευελιξίας του συστήματος - εντός του πλαισίου της Κατευθυντήριας Γραμμής για τη Λειτουργία του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (SOGI) - είναι τελικά η αποτίμηση των αναγκών του συστήματος και των μέσων για την εξισορρόπηση των ανταλλαγών ενέργειας, στα οποία θα έχει επιρροή η ανάπτυξη δικτύου (διασυνδέσεις και εσωτερικές ενισχύσεις).

Ο δείκτης B7.1 και η μεθοδολογία του ενδέχεται τελικά να πρέπει να αναπτυχθούν προς αυτή την κατεύθυνση — υπό την προϋπόθεση ικανοποιητικής εφαρμογής, η οποία βρίσκεται υπό ανάπτυξη— προκειμένου να υπολογιστεί και να αποτυπωθεί με ακρίβεια η κοινωνικοοικονομική ευημερία που αναμένεται από την υποχρεωτική ανταλλαγή προϊόντων εξισορρόπησης ενέργειας. Υπό αυτήν την έννοια, το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας έχει ξεκινήσει τη συλλογή των απαραίτητων δεδομένων, την ανάπτυξη υποθέσεων και την ανάλυση προκειμένου να διερευνήσει τη διαμόρφωση τέτοιων μοντέλων αγοράς.

B7.1 Ανταλλαγή Ενέργειας Εξισορρόπησης (Balancing energy exchange) (aFRR, mFRR, RR)

Η ανταλλαγή και η κοινή χρήση προϊόντων επικουρικών υπηρεσιών, ιδίως η εξισορρόπηση ανταλλαγής ενέργειας, είναι ζωτικής σημασίας για την αύξηση της ενσωμάτωσης των ΑΠΕ και την ενίσχυση της αποτελεσματικής χρήσης των διαθέσιμων δυναμικοτήτων παραγωγής.

Ο δείκτης υπηρεσιών εξισορρόπησης αναδεικνύει τα οφέλη μέσω της ανταλλαγής ενέργειας εξισορρόπησης και του συμψηφισμού ανισορροπιών. Η ενέργεια εξισορρόπησης αναφέρεται σε προϊόντα όπως οι «Εφεδρείες Αντικατάστασης» (EA-RR), «χειροκίνητες Εφεδρείες Αποκατάστασης Συχνότητας» (χΕΑΣ- mFRR) και «αυτόματες Εφεδρείες Αποκατάστασης Συχνότητας» (αΕΑΣαFRR).

Οι νέες διασυνδέσεις και οι εσωτερικές ενισχύσεις με διασυνοριακή επίπτωση μπορούν να επιτρέψουν την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης μεταξύ των εθνικών αγορών εξισορρόπησης, όπου η διασυνοριακή δυναμικότητα παραμένει αχρησιμοποίητη μετά το κλείσιμο της αγοράς προς οποιαδήποτε κατεύθυνση (ανοδικές και καθοδικές ενεργοποιήσεις). Η ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης θα επιτρέψει στις φθηνότερες προσφορές από γειτονικές αγορές να αντικαταστήσουν τις ακριβότερες προσφορές στην τοπική αγορά εξισορρόπησης, οδηγώντας σε εξοικονόμηση κόστους και βελτίωση στα καθαρά οφέλη.

Η πλήρης αξιολόγηση των ανταλλαγών ενέργειας εξισορρόπησης μπορεί να πραγματοποιηθεί μόνο όταν υπάρχουν πλατφόρμες ανταλλαγής ενέργειας εξισορρόπησης. Αποτελεί πρόκληση η επιλογή της σωστής ισορροπίας μεταξύ πολυπλοκότητας και σκοπιμότητας ολοκλήρωσης των αξιολογήσεων, των χρονοδιαγραμμάτων και των επιπέδων πόρων. Από την άλλη πλευρά, η ανάπτυξη πλήρων μοντέλων για τις αγορές ενέργειας εξισορρόπησης μπορεί να είναι πολύ χρονοβόρα. Για τους λόγους αυτούς, αυτό το όφελος αποτιμάται με ποιοτική αξιολόγηση, όπως αναφέρεται στον παρακάτω πίνακα.

Διαθέσιμες προσεγγίσεις	Πηγή υπολογισμού	Βασική μονάδα μέτρησης
Ανταλλαγές Ενέργειας Εξισορρόπησης	Ποιοτικές μελέτες ή πρόταση αρχών	0/+/++

Όπου:

- 0: Καμία μεταβολή: η τεχνολογία/έργο δεν έχει (ή έχει οριακή) επίδραση στον δείκτη ανταλλαγών Ενέργειας Εξισορρόπησης
- +: Μικρή έως μέτρια βελτίωση: η τεχνολογία/έργο έχει μικρή επίδραση στον δείκτη ανταλλαγών Ενέργειας Εξισορρόπησης
- ++: Σημαντική βελτίωση: η τεχνολογία/έργο έχει μεγάλη επίδραση στον δείκτη ανταλλαγών Ενέργειας Εξισορρόπησης

Επιπλέον, μια λεπτομερής περιγραφή του τρόπου καθορισμού των ποιοτικών δεικτών παρέχεται στις συγκεκριμένες οδηγίες εφαρμογής.

Μεθοδολογία

Η βασική αρχή αυτής της μεθόδου είναι ότι η αύξηση της διασυννοριακής ικανότητας θα μπορούσε να οδηγήσει σε αύξηση των ανταλλαγών ενέργειας εξισορρόπησης μεταξύ των περιοχών ελέγχου και, κατά συνέπεια, σε μείωση του κόστους εξισορρόπησης ενέργειας. Αντικειμενικός σκοπός είναι να ποσοτικοποιηθεί αυτή η μείωση του κόστους εξισορρόπησης. Το αναμενόμενο αποτέλεσμα θα καταδείξει τελικά αύξηση ή μείωση των συνολικών οφελών του συστήματος.

- **Κοινή Πλατφόρμα (Common Platform)**

Υποτίθεται ότι στο μέλλον θα υπάρχουν πλατφόρμες ανταλλαγής ενεργειακών προϊόντων εξισορρόπησης, όπως 'συμψηφισμός ανισορροπιών στην ΕΕ (EU imbalance netting)', TERRE, MARIE και αγορά PICASSO⁴⁶. Οι πλατφόρμες εξισορρόπησης προϋποθέτουν ότι οι κανόνες επίλυσης θα εναρμονιστούν με την οριακή τιμολόγηση σε διαφορετικές αγορές.

Η πλατφόρμα προϋποθέτει επίσης ότι θα υπάρξουν τυποποιημένα προϊόντα εξισορρόπησης που θα ανταλλάσσονται. Οι κοινές πλατφόρμες εξισορρόπησης αναμένεται να αναπτυχθούν ως μέρος της εφαρμογής των κατευθυντήριων γραμμών εξισορρόπησης. Αυτή η υπόθεση μπορεί να δοκιμαστεί και να προσαρμοστεί για έργα για τα οποία δεν προβλέπεται να υπάρξει κοινή πλατφόρμα.

- **Ανάγκες Εξισορρόπησης (Balancing Needs⁴⁷)**

Έστω ότι πρέπει να αντιμετωπιστεί μια ανισορροπία του συστήματος. Η απαιτούμενη ποσότητα ποικίλλει μεταξύ των κρατών μελών και γίνονται παραδοχές σχετικά με αυτή κατά τη διάρκεια ζωής του υπό αξιολόγηση του έργου. Αυτές οι ανάγκες δεν είναι

⁴⁶ Είναι υποχρεωτικό και απαιτείται από την κατευθυντήρια γραμμή για την εξισορρόπηση ηλεκτρικής ενέργειας (EBGL) να εγκατασταθούν τυπικές πλατφόρμες για την ανταλλαγή της ενέργειας εξισορρόπησης περί το 2022-2023

⁴⁷ Ανάγκες εξισορρόπησης ανοδικών και καθοδικών εφεδρειών

εύκολο να προβλεφθούν, καθώς το μείγμα παραγωγής και κατανάλωσης εξελίσσεται και ένα διασυνοριακό έργο θα μπορούσε από μόνο του να αυξήσει τις απαιτήσεις εξισορρόπησης στις περιοχές υποβολής προσφορών.

Μια επιλογή θα μπορούσε να είναι η χρήση ιστορικών απαιτήσεων εξισορρόπησης, κάνοντας την υπόθεση ότι θα εφαρμοστούν στο μέλλον. Ωστόσο, καθώς το μερίδιο των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα και ο αριθμός των διασυνδέσεων αυξάνεται, η χρήση ιστορικών δεδομένων έχει τον κίνδυνο να υποτιμήσει τις μελλοντικές ανάγκες εξισορρόπησης. Συνιστάται ανεπιφύλακτα να μελετηθούν οι επιπτώσεις αυτής της υπόθεσης.

- **Δυναμικότητα διασυνοριακών ανταλλαγών (Cross-border Exchange Capacity)**

Θα προσδιοριστεί η διαθέσιμη διασυνοριακή δυναμικότητα μετά το κλείσιμο της αγοράς, η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης. Αυτή η δυναμικότητα και προς τις δύο κατευθύνσεις θα υπολογιστεί ως έξοδος από τις προσομοιώσεις αγοράς του Διακοινοτικού ΔΠΑ με και χωρίς το έργο. Τα αποτελέσματα της προσομοίωσης θα καταδείξουν την υπολειπόμενη διασυνοριακή δυναμικότητα για κάθε ώρα στα μοντελοποιημένα έτη που είναι διαθέσιμη για την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης μεταξύ των περιοχών ελέγχου.

- **Δυνατότητα για συμψηφισμό ανισορροπιών (Opportunity for Imbalance Netting)**

Θα καθοριστεί η δυνατότητα για συμψηφισμό ανισορροπιών μεταξύ των περιοχών ελέγχου. Η δυνατότητα για συμψηφισμό ανισορροπιών προς μία κατεύθυνση δεν απαιτεί απαραίτητα διαθέσιμη διασυνοριακή δυναμικότητα και μπορεί να επιτευχθεί ακόμη και αν η διασύνδεση παρουσιάζει πλήρη συμφόρηση για τις ροές της αγοράς. Σε καταστάσεις όπου ο συμψηφισμός ανισορροπιών απαιτεί ροές προς την ίδια κατεύθυνση με τις ροές της αγοράς, υπάρχει ανάγκη για διαθέσιμη διασυνοριακή δυναμικότητα. Το μοντέλο πρέπει να υπολογίσει την εν δυνάμει ποσότητα του συμψηφισμού ανισορροπιών.

- **Προσφορές ισχύος Εξισορρόπησης (Balancing Bids and Offers)⁴⁸**

Το σύνολο των τιμών προσφοράς εξισορρόπησης για τις διάφορες αγορές εξισορρόπησης θα καθοριστεί.

Υπάρχουν τέσσερις προτάσεις για να προσδιοριστεί το παραπάνω με αυξανόμενα επίπεδα πολυπλοκότητας:

- Προσδιορισμός εποχιακού μέσου όρου «τιμών προσφοράς εξισορρόπησης» χρησιμοποιώντας ιστορικά δεδομένα.

⁴⁸ Προσφορές ισχύος εξισορρόπησης για ανοδικές και καθοδικές εφεδρείες

- Προσδιορισμός της ωριαίας εθνικής καμπύλης «τιμών προσφοράς εξισορρόπησης», δηλαδή προσφερόμενες τιμές και ποσότητες, χρησιμοποιώντας ιστορικά δεδομένα
 - Προσδιορισμός του ιστορικού της εξοικονόμησης μέσω «τιμής προσφοράς ισχύος εξισορρόπησης» που ανταλλάσσεται μέσω μιας πλατφόρμας εξισορρόπησης.
 - Προσδιορισμός της ωριαίας εθνικής καμπύλης «τιμής προσφοράς ισχύος εξισορρόπησης», δηλαδή προσφερόμενες τιμές και ποσότητες, χρησιμοποιώντας προγνωστικά δεδομένα που αντικατοπτρίζουν τις αλλαγές στο μείγμα παραγωγής (λαμβάνοντας υπόψη τις διαθέσιμες τεχνολογίες για συμμετοχή στην αγορά εξισορρόπησης).
- **Εξοικονόμηση κόστους εξισορρόπησης (Balancing Cost Savings)**

Για συμψηφισμό ανισορροπιών, η εξοικονόμηση κόστους θα υπολογιστεί ως η διαφορά του κόστους εξισορρόπησης με και χωρίς το έργο.

Νομισματοποίηση

Μέχρι το σύνολο δεδομένων και παραδοχών που απαιτούνται για αυτόν τον δείκτη να ενοποιηθούν και να δοκιμαστούν, δεν συνιστάται η νομισματοποίηση αυτού του οφέλους. Οι απαιτήσεις που πρέπει να περιλαμβάνονται στην έκθεση περιγράφονται στον πίνακα 10.

Πίνακας 10. Φύλλο έκθεσης για τον εν λόγω δείκτη στο Διακοινοτικό ΔΠΑ

Παράμετρος	Πηγή υπολογισμού ⁴⁹	Βασική Μονάδα Μέτρησης	Νομισματικό Μέτρο	Επίπεδο συνεκτικότητας της νομισματικής μέτρησης
Ευελιξία με όρους ανταλλαγής ενέργειας εξισορρόπησης	Προσομοιώσεις αγοράς	κανονική κλίμακα	δεν νομισματοποιείται	Περιφερειακό/ Επίπεδο Φορέα Υλοποίησης

B7.2 Ανταλλαγή/Κοινή χρήση εφεδρειών εξισορρόπησης (αΕΑΣ, χΕΑΣ, ΕΑ)

Ποιοτική περιγραφή

⁴⁹ Πρβλ. Παράρτημα IV, 2γ.

Στην παρούσα ενότητα περιγράφονται οι αρχές πίσω από τις υπηρεσίες ευελιξίας **αΕΑΣ, χΕΑΣ και ΕΑ**, αλλά δεν προτείνεται προς το παρόν μια συγκεκριμένη μεθοδολογία που θα εφαρμοστεί για τον ποσοτικό προσδιορισμό ή τη νομισματοποίησή τους. Η ανάπτυξη μιας τέτοιας μεθοδολογίας θα απαιτήσει περαιτέρω ανάλυση, διερεύνηση υποθέσεων και δοκιμές εντός του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας. Η τελική μεθοδολογία θα περιλαμβάνεται σε μια μελλοντική επικαιροποιημένη έκδοση αυτής της κατευθυντήριας οδηγίας ΜΚΟ.

Αυτού του είδους οι υπηρεσίες είναι εφικτές και επιτρέπονται εντός και μεταξύ, συγχρονισμένων περιοχών (Synchronous Areas-SA), όταν τηρούνται τα επιχειρησιακά όρια. Τα σχετικά όρια λειτουργίας καθορίζονται στο Παράρτημα VII της Κατευθυντήριας Γραμμής για τη Λειτουργία του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (SOGI), τόσο μεταξύ ενοτήτων ΕΦΣ όσο και μεταξύ περιοχών ΕΦΣ της ίδιας ενότητας ΕΦΣ και οι προδιαγραφές προσδιορίζονται στα Άρθρα, 175-179. Και οι δύο υπηρεσίες απαιτούν την ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης ως προϋπόθεση (βλ. Β7.1).

Σε περίπτωση ανταλλαγής εφεδρειών εξισορρόπησης μεταξύ ενοτήτων ΕΦΣ, είτε για ΕΑΣ είτε για ΕΑ, η συνολική συμφωνηθείσα δυναμικότητα εξισορρόπησης παραμένει ίση ως προς τη συνολική ποσότητα, αλλά οι τελικές υποχρεώσεις μπορούν να μετατοπίζονται σε άλλο πάγιο, την οποία μπορεί να την προσφέρει πιο αποδοτικά από άποψη τιμής (χαμηλότερα κόστη καυσίμου).

Σε περίπτωση κοινής χρήσης εφεδρειών εξισορρόπησης μεταξύ ενοτήτων ΕΦΣ, είτε για ΕΑΣ είτε για ΕΑ, η συνολική συμφωνηθείσα εφεδρεία εξισορρόπησης είναι χαμηλότερη σε όρους συνολικής ποσότητας. Αυτό σημαίνει ότι μικρότερες ποσότητες αποκλείονται από τη συμμετοχή σε άλλες αγορές (προημερήσια/ενδοημερήσια χονδρεμπορική, εξισορρόπησης κ.λπ.), συμβάλλοντας ενδεχομένως στην αύξηση του συνολικού οφέλους.

Συγκεκριμένα έργα ανάπτυξης δικτύου⁵⁰ μπορούν να αυξήσουν αυτά τα πιθανά οφέλη παρέχοντας πρόσβαση σε δυνητικά φθηνότερα πάγια στοιχεία που μπορούν να παρέχουν την υπηρεσία ΕΑΣ ή ΕΑ, με την προϋπόθεση ότι τηρούνται οι κανόνες SOGI και είναι εγγυημένη η διαθέσιμη διασυνοριακή δυναμικότητα. Αυτό θεωρητικά μπορεί να οδηγήσει σε μια βελτιστοποιημένη λειτουργία και στη μείωση του συνολικού κόστους καυσίμου του συστήματος. Το καθαρό αποτέλεσμα του οφέλους πρέπει, ωστόσο, να υπολογιστεί και να συγκριθεί με τους υπολογισμούς οφέλους σε άλλες αγορές (π.χ. χονδρεμπορική), καθώς για την ανταλλαγή εφεδρειών εξισορρόπησης, πρέπει να διατηρείται η διασυνοριακή δυναμικότητα, η οποία δεν θα είναι πλέον διαθέσιμη για τη χονδρεμπορική αγορά.

⁵⁰ Τόσο οι διασυνοριακές διασυνδέσεις όσο και τα εσωτερικά έργα ενίσχυσης που αντιμετωπίζουν τη συμφόρηση ή περιορισμούς που διαφορετικά θα είχαν ως αποτέλεσμα τον αποκλεισμό αυτής της ευελιξίας κατά το στάδιο της διαστασιολόγησης ή της προμήθειας, όπως περιγράφεται για την ΕΑΣ στο άρθρο 157 (g) & 159 παρ.7 και για την ΕΑ στο Άρθρο 162 του SOGI.

6.11 Ενότητα 11: Μεθοδολογία για Ασφάλεια Εφοδιασμού: Όφελος Ευστάθειας Συστήματος (Methodology for Security of Supply: System Stability Benefit) (B8)

Ορισμός δείκτη:

- **Ορισμός:** Ο στόχος της συμπερίληψης μιας μέτρησης της ευστάθειας του συστήματος είναι να παρέχει μια ένδειξη της μεταβολής της ως αποτέλεσμα ενός έργου ενίσχυσης, όπως μια νέα διασύνδεση. Ο εν λόγω δείκτης αποτιμάται χρησιμοποιώντας τέσσερις ξεχωριστούς υποδείκτες, οι οποίοι είναι οι εξής: B8.0 Ποιοτικός δείκτης ευστάθειας; B8.1 Ευστάθεια Συχνότητας (Frequency stability); B8.2 Υπηρεσίες επανεκκίνησης από ολική διακοπή (Black start services) και B8.3 Υπηρεσίες τάσης / άεργου ισχύος.
- **Σχετικότητα:** Η ευστάθεια συστήματος είναι η ικανότητα ενός συστήματος ηλεκτρικής ισχύος, για μια δεδομένη αρχική κατάσταση λειτουργίας, να επανακτήσει μια κατάσταση λειτουργικής ισορροπίας αφού υποστεί μια φυσική διαταραχή. Η αξιολόγηση της ευστάθειας του συστήματος τυπικά απαιτεί επιπλέον μοντελοποιήσεις και προσομοιώσεις που πρέπει να υλοποιηθούν. Οι μελέτες είναι από τη φύση τους πολύπλοκες και χρονοβόρες, καθιστώντας απαιτητική τη συμπερίληψή τους στη διαδικασία ανάπτυξης του Διακοινοτικού ΔΠΑ. Είναι ωστόσο πρακτικό να εξεταστεί μια απλοποιημένη και γενική αναπαράσταση της πιθανής επίδρασης της ενίσχυσης στην ευστάθεια του συστήματος με βάση την τεχνολογία που χρησιμοποιείται.

Υπολογισμός δείκτη:

- **Μοντέλο:** B8.0: ποιοτική μέτρηση· B8.1: βάσει των επιπτώσεων των έργων στο ρυθμό μεταβολής της συχνότητας (ROCOF) και στην κατώτατη συχνότητα (NADIR) και ποιοτική περιγραφή· B8.2: ενδεχόμενη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια· B8.3: ποιοτική περιγραφή
- **Ποσοτική μέτρηση:** δείτε στο “model”
- **Νομισματοποίηση:** B8.0: δε νομισματοποιείται· B8.1: δε νομισματοποιείται · B8.2: κόστη μη εξυπηρετούμενης ενέργειας χρησιμοποιώντας το VOLL· B8.3: δε νομισματοποιείται

Διασύνδεση με άλλους δείκτες ΜΚΟ:

- καμία

Ο στόχος της συμπερίληψης μιας μέτρησης της ευστάθειας του συστήματος είναι να παρέχει μια ένδειξη της μεταβολής της ως αποτέλεσμα ενός έργου ενίσχυσης, όπως μια νέα διασύνδεση. Ο εν λόγω δείκτης αποτιμάται χρησιμοποιώντας τέσσερις ξεχωριστούς υποδείκτες, οι οποίοι είναι οι εξής: B8.0 Ποιοτικός δείκτης ευστάθειας (Qualitative stability indicator)

- B8.1 Ευστάθεια συχνότητας (Frequency stability)
- B8.2 Υπηρεσίες επανεκκίνησης από ολική διακοπή (Black start services)
- B8.3 Υπηρεσίες τάσης/ άεργου ισχύος

Καθένας από αυτούς τους δείκτες περιγράφεται λεπτομερώς παρακάτω.

B8.0 Ποιοτικός δείκτης ευστάθειας (Qualitative stability indicator)**Εισαγωγή**

Στην εν λόγω ενότητα περιγράφεται η μεθοδολογία ποιοτικής αξιολόγησης (μη νομισματοποιημένη) της ευστάθειας, εν αναμονή της ανάπτυξης μεθοδολογίας των B8.1 – B8.3.

Η ευστάθεια συστήματος είναι η ικανότητα ενός συστήματος ηλεκτρικής ισχύος, για μια δεδομένη αρχική κατάσταση λειτουργίας, να επανακτήσει μια κατάσταση λειτουργικής ισορροπίας αφού υποστεί μια φυσική διαταραχή. Παραδείγματα φυσικών διαταραχών θα μπορούσαν να είναι τα ηλεκτρικά σφάλματα, οι μεταβολές φορτίου, οι αποκοπές μονάδων παραγωγής και γραμμών, η κατάρρευση τάσης ή/και συνδυασμός των παραπάνω.

Η αξιολόγηση της ευστάθειας του συστήματος τυπικά απαιτεί επιπλέον μοντελοποιήσεις και προσομοιώσεις που πρέπει να υλοποιηθούν, για τις οποίες απαιτούνται βοηθητικά μοντέλα. Οι μελέτες είναι από τη φύση τους πολύπλοκες και χρονοβόρες, καθιστώντας απαιτητική τη συμπερίληψή τους στη διαδικασία ανάπτυξης του Διακοινοτικού ΔΠΑ. Είναι ωστόσο πρακτικό να εξεταστεί μια απλοποιημένη και γενική αναπαράσταση της πιθανής επίδρασης της ενίσχυσης στην ευστάθεια του συστήματος με βάση την τεχνολογία που χρησιμοποιείται.

Μεθοδολογία

Η ευστάθεια του συστήματος αποτιμάται με ποιοτικές αξιολογήσεις των παρακάτω: Μεταβατική ευστάθεια (Transient stability), Ευστάθεια Τάσης (Voltage Stability) και Ευστάθεια Συχνότητας (Frequency stability). Για κάθε μία από τις τεχνολογίες έργων μεταφοράς παρουσιάζεται η γενική επίπτωση στη Μεταβατική Ευστάθεια και στην Ευστάθεια Τάσης και Συχνότητας στον Πίνακα 11:

Πίνακας 11. Ασφάλεια εφοδιασμού: δείκτης ευστάθειας συστήματος, ο οποίος δίνεται ως ποιοτικός δείκτης σε σχέση με τις διάφορες τεχνολογίες

Στοιχείο συστήματος (element)	Μεταβατική ευστάθεια (Transient stability)	Ευστάθεια Τάσης (Voltage Stability)	Ευστάθεια Συχνότητας (Frequency Stability)
Νέα γραμμή AC	++	++	0
Νέα γραμμή HVDC	++	++	+ (μεταξύ συγχρονισμένων περιοχών)
Εν σειρά αντιστάθμιση γραμμής AC	+	+	0
Γραμμή AC με αγωγό υψηλής θερμικής αντοχής/αντικατάσταση αγωγού (πχ. διπλός σε τριπλό)	-	-	0
Δυναμικό όριο γραμμής EP	-	-	0
MSC/MSR (Μηχανικά ρυθμιζόμενοι πυκνωτές/επαγωγές)	0	+	0
SVC	+	+	0
STATCOM	+	++	0
Σύγχρονος συμπυκνωτής	+	++	++

Όπου:

-: Αντίθετο αποτέλεσμα: η τεχνολογία / έργο έχει αρνητική επίπτωση στον αντίστοιχο δείκτη.

0: Καμία μεταβολή: η τεχνολογία / έργο δεν έχει καμία (ή έχει απλώς οριακή) επίπτωση στον αντίστοιχο δείκτη.

+: Μικρή έως μέτρια βελτίωση: η τεχνολογία / έργο έχει μόνο μικρή επίπτωση στον αντίστοιχο δείκτη

++: Σημαντική βελτίωση: η τεχνολογία / έργο έχει μεγάλη επίπτωση στον αντίστοιχο δείκτη.

N/A: Δεν είναι σχετικό: εάν ένα συγκεκριμένο έργο βρίσκεται σε μια περιοχή όπου ο αντίστοιχος δείκτης θεωρείται ότι δεν είναι σχετικός⁵¹, αυτό θα πρέπει επίσης να επισημανθεί με αναφορά ως N/A.

Επιπλέον του δείκτη ποιοτικής ευστάθειας, ο Πίνακας 11 μπορεί, αφενός να λειτουργήσει ως μοχλός για περαιτέρω διερεύνηση σχετικά με τη μεταβατική ευστάθεια, την ευστάθεια τάσης και συχνότητας, και αφετέρου σε περιπτώσεις όπου δεν αναμένονται περαιτέρω πληροφορίες.

Όπου έχουν ολοκληρωθεί λεπτομερείς προσομοιώσεις ευστάθειας και είναι διαθέσιμα τα αποτελέσματα τέτοιων τεχνικών αξιολογήσεων, αυτά δύναται να παρέχονται για να συμπληρώνουν τα αποτελέσματα που λαμβάνονται χρησιμοποιώντας τον παραπάνω ποιοτικό πίνακα (Πίνακας 11). Για τέτοιες περιπτώσεις, η γενική αναπαράσταση που περιέχεται στον Πίνακα 11 μπορεί να τροποποιηθεί καταλλήλως προκειμένου να αναπαρίστανται τα αποτελέσματα των τεχνικών μελετών. Είναι απαραίτητο να παρέχονται οι βοηθητικές εκθέσεις προς επιβεβαίωση τυχόν αξιολογήσεων και τροποποιήσεων στον Πίνακα 11. Επί του παρόντος, τέτοιου είδους ποσοτική αξιολόγηση έχει γίνει για την επίπτωση ενός έργου ενίσχυσης στην ευστάθεια συχνότητας.

B8.1 Ευστάθεια συχνότητας (Frequency stability)

Εισαγωγή

Η ευστάθεια συχνότητας ορίζεται ως η ικανότητα ενός συστήματος ισχύος να διατηρεί σταθερή τη συχνότητά του εντός ενός ονομαστικού εύρους, μετά από ανισορροπίες μεταξύ παραγωγής και ζήτησης σε συνεχή βάση ή μετά από σοβαρό απρόβλεπτο συμβάν του συστήματος, με αποτέλεσμα μια σημαντική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης.

Μεθοδολογία

Η ευστάθεια της συχνότητας αποτιμάται λαμβάνοντας υπόψη στόχους ποιότητας συχνότητας και καταμερισμού δυναμικότητας. Αυτά περιγράφονται ξεχωριστά ως εξής:

- **B8.1.1 Εστίαση σε στόχους ποιότητας συχνότητας (ενεργειακή πτυχή) (Focus on frequency quality targets) (energy aspect)**

Υποθέτοντας ότι η ταλάντωση συχνότητας εντός της συγχρονισμένης περιοχής είναι μικρή και αποσβενόμενη, η συχνότητα μπορεί να θεωρηθεί ως μια ενιαία τιμή σε

⁵¹ Αυτό μπορεί να συμβαίνει όταν πριν από την αξιολόγηση του έργου (π.χ., κατά τη διαδικασία ανάπτυξης των σεναρίων) οι απαιτήσεις σχετικά με την ασφάλεια εφοδιασμού ως προς κάποιο συγκεκριμένο αποτέλεσμα (μεταβατική ευστάθεια, ευστάθεια τάσης και συχνότητας), που ορίζονται σε περιφερειακό επίπεδο, έχουν καθοριστεί ως μη σχετικές για μια συγκεκριμένη περιοχή.

όλους τους κόμβους της συγχρονισμένης περιοχής. Υπό αυτές τις προϋποθέσεις τα συστήματα δύνανται να αναπαρίστανται με έναν ισοδύναμο ζυγό και να χρησιμοποιηθούν για την εκτίμηση της «συμπεριφοράς» της συχνότητας ενός συστήματος ισχύος εξαιτίας των ανισορροπιών παραγωγής / φορτίου. Ένα έργο ενίσχυσης δικτύου μπορεί να αξιολογηθεί, χρησιμοποιώντας το προτεινόμενο μοντέλο για υπολογισμούς ευστάθειας συχνότητας.

Για HVDC διασυνδέσεις μεταξύ συγχρονισμένων περιοχών:

Για να εκτιμηθεί η επίπτωση ενός έργου ενίσχυσης που βελτιώνει την ευστάθεια της συχνότητας, συγκρίνεται η μείωση της συχνότητας του συστήματος με και χωρίς το έργο ενίσχυσης, μέσω ενός συνόλου δεικτών για μια περίοδο ενός έτους:

- *Μέγιστη μεταβολή της κατώτατης (Nadir) συχνότητας (Δf_{MAX})*, ορίζεται ως η ετήσια μέγιστη τιμή της διαφοράς της κατώτατης συχνότητας για κάθε ώρα του έτους με και χωρίς το έργο ενίσχυσης του δικτύου.
- *Μέγιστη μεταβολή RocoF (ΔR_{MAX})*, ορίζεται ως η ετήσια μέγιστη τιμή της διαφοράς του ROCOF για κάθε ώρα του έτους με και χωρίς το έργο ενίσχυσης του δικτύου.

Αυτή η λίστα μπορεί να συμπληρωθεί με τη λίστα των επίσημων ποιοτικών κριτηρίων συχνότητας από το SOGL.

Ο υπολογισμός των δεικτών γίνεται σε ωριαία βάση σε χρονικό διάστημα ενός έτους. Η ανάλυση αναφέρεται, στο επίπεδο σχεδιασμού, σε μελλοντικά σενάρια συστημάτων που προβλέπονται σε όρους ωριαίας παραγωγής ενέργειας ανά τύπο τεχνολογίας και φορτίων ανά Ευρωπαϊκή χώρα. Λαμβάνοντας υπόψη τις τιμές αναφοράς για τις μονάδες παραγωγής, σε όρους ονομαστικής δυναμικότητας και σταθερά επίπεδα αδράνειας και φορτίου, καθορίζεται η αναγκαία λειτουργική δυναμικότητα που απαιτείται για την παραγωγή ισχύος όπως προκύπτει από τις προσομοιώσεις της αγοράς. Στη συνέχεια, είναι δυνατό να υπολογιστεί η κινητική ενέργεια και η πρωτεύουσα εφεδρεία του συστήματος που είναι απαραίτητη για την εκτέλεση των προσομοιώσεων χρησιμοποιώντας το μοντέλο ενός ζυγού, με και χωρίς το έργο αξιολόγησης. Τέλος, μπορούν να υπολογιστούν οι δείκτες ευστάθειας συχνότητας. Αυτό επιτρέπει μια ποσοτική εκτίμηση της ποιότητας της συχνότητας (σε επίπεδο ενέργειας) με βάση τη βελτιστοποίηση του συμψηφισμού συχνότητας σε περίπτωση ανταλλαγής (πρβλ. Ενότητα B8.1.2).

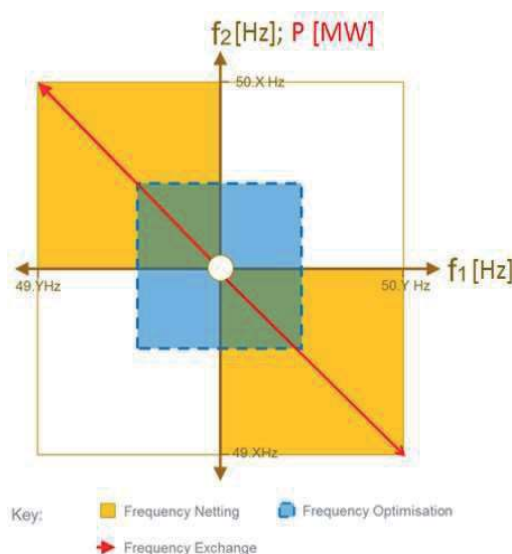
Πρέπει να αναφέρεται ο τρόπος που χρησιμοποιείται η διασύνδεση για σκοπούς εφεδρείας διατήρησης συχνότητας (Frequency Containment Reserve-FCR), καθώς πρέπει να είναι συνεπής με το NTC που χρησιμοποιείται για τους άλλους δείκτες (εάν μέρος της δυναμικότητας δεσμεύεται για σκοπούς FCR, δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί για εμπορικές ανταλλαγές). Δεν μπορεί να εκφραστεί με νομισματικούς όρους.

• **B8.1.2 Ανταλλαγή / Κοινή χρήση εφεδρειών (Capacity exchange/sharing)**

Σε αυτήν την ενότητα περιγράφονται οι αρχές πίσω από αυτούς τους τύπους υπηρεσιών, αλλά δεν προτείνεται ακόμη μια συγκεκριμένη μεθοδολογία που θα εφαρμοστεί για την επίτευξη ποσοτικών / νομισματοποιημένων αποτελεσμάτων, η οποία απαιτεί περαιτέρω ανάλυση και δοκιμή. Η τελική μεθοδολογία θα περιλαμβάνεται σε μια μελλοντική επικαιροποιημένη έκδοση αυτής της κατευθυντήριας οδηγίας ΜΚΟ.

Μεταξύ συγχρονισμένων περιοχών (SAs), δηλαδή «σύζευξη συχνότητας»:

Μεταξύ των συγχρονισμένων περιοχών, οι υπηρεσίες ρύθμισης συχνότητας είναι επίσημα γνωστές ως «υπηρεσίες σύζευξης συχνότητας», όπως περιγράφεται στο SOGL. Από νομοθετική άποψη, επιτρέπεται τόσο η ανταλλαγή εφεδρειών συχνότητας όσο και η κοινή χρήση εφεδρειών συχνότητας (εφεδρείας) βάσει των Άρθ. 171/172 του SOGL. Οι επιτρεπόμενες τεχνικές υπηρεσίες ή προϊόντα, μέσω συνδέσμων HVDC μεταξύ SA περιγράφονται στο εγκεκριμένο έγγραφο της Επιτροπής Λειτουργίας Συστήματος του ΕΔΔΣΜ και αποτελούνται από συμψηφισμό συχνότητας (FN), ανταλλαγή συχνότητας (FE) και βελτιστοποίηση συχνότητας (FO). Αυτά απεικονίζονται στο Σχήμα 10:



Σχήμα 11. Απεικόνιση του συμψηφισμού και ανταλλαγής συχνότητας

Τα συγκεκριμένα όρια και οι προϋποθέσεις που πρέπει να τηρούνται περιγράφονται στις Επιχειρησιακές Συμφωνίες Συγχρονισμένης Περιοχής (SA-OA), οι οποίες εγγενώς περιορίζουν τη μέγιστη τιμή οποιωνδήποτε οφελών μέσω της δημιουργίας τέτοιων υπηρεσιών. Το κείμενο είναι σύμφωνο με τις διατάξεις των άρθρων 171/172 του SOGL. Σε όλα τα καλώδια HVDC, τέτοιες υπηρεσίες μπορούν πράγματι να υλοποιηθούν και να απελευθερώσουν συγκεκριμένα οφέλη που θα μπορούσαν θεωρητικά να

νομιματοποιούνται (ανταλλαγή ή κοινή χρήση εφεδρειών ΕΔΣ) ή να μη νομιματοποιούνται (γενική αύξηση της ποιότητας της συχνότητας).

Ο Συμψηφισμός & η βελτιστοποίηση Συχνότητας συμβάλλουν στη συνολική ποιότητα συχνότητας και των δύο συνδεδεμένων συγχρονισμένων περιοχών (SAs). Αυτά τα οφέλη προς το παρόν δε δύνανται να νομιματοποιούνται στη μεθοδολογία ΜΚΟ, καθώς δεν είναι διαθέσιμη η άμεση συσχέτιση μεταξύ της ποιότητας της συχνότητας και της συνολικής ποσότητας των εφεδρειών ΕΔΣ. Είναι εφικτή μόνο μια ποιοτική αξιολόγηση, ή η ποσοτικοποίηση των ποιοτικών δεικτών συχνότητας. Η **ανταλλαγή συχνότητας** απαιτεί φυσικό απόθεμα ΕΔΣ από την πλευρά της συγχρονισμένης περιοχής (SA) που την παρέχει και επομένως επιτρέπει την ανταλλαγή δυναμικότητας ΕΔΣ, υπό την προϋπόθεση ότι η υπηρεσία είναι 100% διαθέσιμη μέσω του συνδέσμου HVDC. Μια τέτοια ρύθμιση θα μπορούσε θεωρητικά να νομιματοποιηθεί, ωστόσο, προς το παρόν δεν μπορεί να προταθεί μια κατάλληλη μεθοδολογία.

Τα οφέλη των παραπάνω περιγραφόμενων υπηρεσιών μπορούν να απελευθερωθούν από ορισμένα έργα ανάπτυξης δικτύου που επιτρέπουν πρόσθετες διασυνδέσεις HVDC μεταξύ συγχρονισμένων περιοχών (SAs), υπό την προϋπόθεση ότι το εξεταζόμενο έργο έχει την τεχνική ικανότητα να εξυπηρετεί τέτοιες υπηρεσίες (οι οποίες θα πρέπει να περιλαμβάνονται στο CAPEX). Εν αναμονή περαιτέρω ανάλυσης και μιας τελικής μεθοδολογίας στην οδηγία εφαρμογής ή στην επόμενη έκδοση ΜΚΟ, η αξιολόγηση αυτών των οφελών θα μπορούσε να λειτουργήσει ως εξής:

Για το συμψηφισμό και τη βελτιστοποίηση συχνότητας, σε περιπτώσεις όπου η συνεισφορά ποιότητας συχνότητας είναι συστηματική, και οι δύο συνδεδεμένες συγχρονισμένες περιοχές (SAs) θα μπορούσαν να συμφωνήσουν σε μια κοινή συμφωνία για τη μείωση της συνολικής ποσότητας της υποχρέωσης ΕΔΣ. Προβλέπεται ότι η προκύπτουσα ποιότητα συχνότητας παραμένει εντός των νόμιμων ορίων που επιβάλλει ο SOGL. Σε περίπτωση που αυτή η ποσότητα μπορεί να εκτιμηθεί ρεαλιστικά και με ακρίβεια, μπορούν να υπολογιστούν τα οφέλη από άλλες αγορές (κοινωνικο-οικονομική ευημερία στην προημερήσια / ενδοημερήσια / αγορά εξισορρόπησης) λόγω μειωμένης συνολικής υποχρέωσης ΕΔΣ.

Για την ανταλλαγή εφεδρειών συχνότητας, τα οφέλη (κοινωνικο-οικονομική ευημερία στην προημερήσια / ενδοημερήσια / αγορά εξισορρόπησης) υπολογίζονται με τη βέλτιστη κατανομή της συνολικής υποχρέωσης ΕΔΣ. Ως επισήμανση, αυτό προϋποθέτει ότι η κατανομή μπορεί να γίνει με τον βέλτιστο τρόπο· ωστόσο, στην πράξη η εκκαθάριση της δημοπρασίας για την προμήθεια του ΕΔΣ πραγματοποιείται πριν από την εκκαθάριση της προημερήσιας αγοράς. Επομένως, το καθαρό αποτέλεσμα μπορεί επίσης να είναι αρνητικό. Η ανταλλαγή συχνότητας δίνει πρόσβαση σε περισσότερες (εν δυνάμει φθηνότερες) πηγές παροχής ΕΔΣ.

Εντός μιας συγχρονισμένης περιοχής:

Εντός μιας συγχρονισμένης περιοχής, επιτρέπεται μόνο η ανταλλαγή εφεδρειών συχνότητας (όχι κοινή χρήση), όπως περιγράφεται στα Άρθ. 163/164 του SOGL. Οι

περιορισμοί για την ανταλλαγή εφεδρειών (Παράρτημα VI του SOGL) ορίζουν σταθερά όρια στο 30% των αρχικών υποχρεώσεων ΕΔΣ ανά ενότητα ΕΦΣ για την συγχρονισμένη περιοχή Ηπειρωτικής Ευρώπης (Continental Europe-CE), οπότε θεωρητικά δεν υπάρχει άμεση σύνδεση με κανένα έργο ανάπτυξης δικτύου εκεί - επομένως δεν υπάρχουν άμεσα οφέλη.

Ωστόσο, όπως περιγράφεται σε άλλες συγχρονισμένες περιοχές (SAs) (εκτός CE) ή σε περιοχές ΕΦΣ της ίδιας ενότητας ΕΦΣ εντός CE, υπάρχουν περιπτώσεις στις οποίες εσωτερικές συμφορήσεις μπορούν να μειωθούν ή μια πιο ομοιόμορφη κατανομή ΕΔΣ μπορεί να επιτευχθεί στην περίπτωση διαχωρισμού του δικτύου και δημιουργούνται οφέλη, τα οποία διευκολύνονται από τα εν δυνάμει έργα ανάπτυξης του δικτύου, καθώς δίνεται πρόσβαση σε περισσότερα ή φθηνότερα πάγια που μπορούν στη συνέχεια να προσφέρουν την υπηρεσία ΕΔΣ.

Αυτό θα μπορούσε θεωρητικά να οδηγήσει σε μια βέλτιστη λειτουργία του συστήματος (μειώνοντας το συνολικό κόστος συστήματος / καυσίμου). Το τελευταίο περιγράφεται επίσης στο Άρθ. 154 παρ.4 του SOGL όπου θα μπορούσαν πράγματι να ισχύουν γεωγραφικοί περιορισμοί που αποκλείουν τη συμμετοχή ορισμένων μονάδων, οι οποίοι, εάν εξαλειφθούν από ορισμένα έργα ανάπτυξης δικτύου, θα αυξήσουν τη συνολική βέλτιστη απόδοση του συστήματος. Για τον υπολογισμό ή τη νομιμοποίηση τέτοιων ωφελών, θα πρέπει να διατίθενται πολύ συγκεκριμένες τοπικές πληροφορίες και να ενσωματώνονται με άλλους υπολογισμούς κοινωνικο-οικονομικής ευημερίας σε προημερήσιες αγορές / εξισορρόπησης, προκειμένου να προσδιοριστεί το πραγματικό νομιμοποιημένο όφελος.

B8.2 Υπηρεσίες επανεκκίνησης από ολική διακοπή (Blackstart services)

Εισαγωγή

Σε αυτήν την ενότητα περιγράφονται οι αρχές των υπηρεσιών ή εφεδρειών επανεκκίνησης από ολική διακοπή, αλλά δεν προτείνεται ακόμη μια συγκεκριμένη μεθοδολογία για την ποσοτική/νομισματική αποτύπωση των αποτελεσμάτων. Αυτό απαιτεί περαιτέρω ανάλυση και δοκιμή. Ωστόσο, παρακάτω δίνεται μια συγκεκριμένη εφαρμογή για μικρά συστήματα που συνδέονται με μεγαλύτερα συστήματα.

Οι εφεδρείες Blackstart συνάπτονται ή επιβάλλονται από τον ΔΣΜ προκειμένου να διασφαλιστεί ότι ένα ελάχιστο επίπεδο υφιστάμενων ευέλικτων μονάδων της αγοράς είναι διαθέσιμο για την επανεργοποίηση του συστήματος ισχύος μετά από κάποιο συμβάν που έχει ως αποτέλεσμα την απώλεια τροφοδοσίας στο σύνολο ή μέρος μιας ζώνης προσφοράς ή μια ενότητας ΕΦΣ. Τέτοιες υπηρεσίες συνήθως περιγράφονται και απαιτούνται από τον SOGL και την εθνική νομοθεσία.

Ορισμένα έργα ανάπτυξης δικτύου (εγχώριες ή διασυνοριακές ενισχύσεις) ενδέχεται να μειώσουν την ανάγκη της συνολικής απαιτούμενης ποσότητας ή / και να απελευθερώσουν διόδους για τη σύναψη συμφωνιών για πιο αποδοτικές μονάδες από άποψη κόστους (χαμηλότερα κόστη καυσίμου). Αυτό δυνητικά μπορεί να μειώσει το συνολικό κόστος του συστήματος και να συμβάλει στο συνολικό όφελος άλλων αγορών (π.χ. χονδρεμπορική αγορά ή εξισορρόπησης), καθώς θα διατίθενται περισσότερες μονάδες (συνήθως αιχμής).

Μεθοδολογία

Ο υπολογισμός των οφελών blackstart απαιτεί τον προσδιορισμό των παραδοχών σχετικά με τη συνολική ποσότητα των εφεδρειών blackstart (και την απαιτούμενη χωροθέτησή τους) που είναι αναγκαίες για τις σχετικές ζώνες υποβολής προσφορών / ενοτήτων ΕΦΣ και το σχετικό όφελος που τα αντίστοιχα έργα θα πρόσφεραν σε άλλες αγορές (προημερήσια / ενδοημερήσια / αγορά εξισορρόπησης κ.λπ.) απελευθερώνοντας τις δυναμικότητες ισχύος blackstart.

Σε περίπτωση που οι συνολικές ανάγκες αναμένεται να αυξηθούν (ή τα μέσα θα καταστούν ανεπαρκή για να καλύψουν την ανάγκη), μια πιθανή αποτίμηση θα μπορούσε επίσης να είναι η αποφυγή επένδυσης σε τέτοιες υπηρεσίες blackstart. Πρέπει να είναι σαφές ότι αυτός ο τύπος οφέλους δεν αλληλεπικαλύπτεται με τον δείκτη επάρκειας B.6, διότι, εξ ορισμού, οι υπηρεσίες blackstart δεν μπορούν να συμμετάσχουν σε άλλες αγορές (επάρκειας, χονδρεμπορικής, εξισορρόπησης), καθώς πρέπει να εξυπηρετούν μόνο το σκοπό τους, που είναι η επαναφορά του συστήματος μετά από ένα πιθανό απρόβλεπτο συμβάν. Η ακριβής αξία εξαρτάται επίσης από την αποτελεσματική διαθεσιμότητα που θα μπορούσαν να προσφέρουν συγκεκριμένα έργα σε τέτοιες υπηρεσίες.

Ειδική εφαρμογή: Μεθοδολογία συγχρονισμού με την Ηπειρωτική Ευρώπη

Σε γενικές γραμμές, όσο περισσότερες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνδέονται με το σύστημα, τόσο πιο οικονομικό θα είναι αυτό. Όσο μεγαλύτερη είναι η συνολική ποσότητα εγκατεστημένης ισχύος, τόσο μεγαλύτερη είναι η πιθανότητα εγκατάστασης μεγαλύτερων και οικονομικότερων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Για να διασφαλιστεί ότι διατηρείται η ποιότητα και η αξιοπιστία του εφοδιασμού, η μεγαλύτερη μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που είναι σε λειτουργία, κανονικά δεν πρέπει να υπερβαίνει το 3% έως 5% του συνολικού φορτίου του συστήματος. Αυτό συμβαίνει επειδή όταν τέτοιες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αποσυνδέονται, μπορούν να αντικατασταθούν από άλλες υπάρχουσες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας του συστήματος εντός ενός εύλογου χρονικού διαστήματος. Επομένως, σε διασυνδεδεμένα συστήματα ισχύος μπορούν να εγκαθίστανται μεγαλύτερες μονάδες παραγωγής που είναι πιο οικονομικές από τις μικρές. Τα μεγαλύτερα ενεργειακά συστήματα έχουν διαφορετικές κατηγορίες καταναλωτών. Το συνολικό φορτίο ενός τέτοιου συστήματος είναι πιο σταθερό. Καθώς τέτοια συστήματα επεκτείνονται, προκύπτει η πιθανότητα διασύνδεσης των συστημάτων αυτών, αλλά και τα συστήματα διασύνδεσης πρέπει να συμφωνούν με τους όρους της περιοχής ελέγχου. Η προκύπτουσα περιοχή ελέγχου ελέγχεται από ένα κεντροποιημένο κέντρο ελέγχου που είναι υπεύθυνο για τη διασφάλιση των ακόλουθων:

- Εξισορρόπηση ισχύος και ενέργειας
- Προγραμματισμός ανταλλαγών ισχύος μεταξύ συστημάτων με συμφωνημένη ακρίβεια

- Η συχνότητα στο σύστημα ρυθμίζεται εντός του απαιτούμενου εύρους και
- Διατήρηση της αξιόπιστης λειτουργίας της απαιτούμενης εφεδρείας ισχύος και προβλέπεται η συνδρομή σε γειτονικά συστήματα εφόσον χρειάζεται (δηλαδή σε περίπτωση έκτακτης ανάγκης ή για την πραγματοποίηση επιδιορθώσεων)

Υπάρχουν πολλά οφέλη από τη διασύνδεση συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των εξής:

- Μειώνεται η συνολική απαιτούμενη εφεδρεία για το σύστημα
- Βελτιώνεται η χρήση ισχύος και ενέργειας των υδροηλεκτρικών σταθμών (ειδικά κατά τη διάρκεια πλημμυρών) και βελτιώνεται η εξοικονόμηση στο σύστημα.
- Καθίσταται δυνατή η συνδρομή μεταξύ συστημάτων σε επιδιορθώσεις ή σε περίπτωση ατυχήματος (π.χ., το σύστημα βρίσκεται σε ακραία κατάσταση)
- Καθίσταται δυνατή η συνδρομή μεταξύ συστημάτων, λόγω ανομοιομόρφων εποχιακών φορτίων και μεταβολών ισχύος στους σταθμούς παραγωγής
- Μειώνεται η μέγιστη συνολική ζήτηση φορτίου του διασυνδεδεμένου συστήματος, λόγω των επιπτώσεων του γεωγραφικού μήκους και πλάτους

Πρέπει να σημειωθεί ότι αυτός ο δείκτης αποτιμά τους εκτεταμένους κινδύνους ολικών διακοπών (blackout) και τις συνέπειες ενός τέτοιου γεγονότος.

Νομιματοποίηση

Ο υπολογισμός των οφελών πραγματοποιείται μέσω του υπολογισμού του συνολικού κόστους που προκύπτει για ένα περιφερειακό συνολικό συμβάν ολικής διακοπής. Το κόστος υπολογίζεται χρησιμοποιώντας τη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια, η οποία εξαρτάται από το μέσο ωριαίο ρυθμό κατανάλωσης, το κόστος του απορριπτόμενου φορτίου και τη διάρκεια της διακοπής. Ο υπολογισμός περιγράφεται με τον ακόλουθο τύπο:

$$\text{Κόστος Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (EUR)} = \text{VOLL (EUR/MWh)} * \text{Κατανάλωση (MWh/h)} * \text{Διάρκεια (h)}$$

Αυτή η μέθοδος αξιολόγησης μπορεί να εφαρμοστεί μόνο σε κράτη της Βαλτικής ή / και σε άλλες Ευρωπαϊκές χώρες που δεν ανήκουν στις ευρωπαϊκές συγχρονισμένες ζώνες.

Παράδειγμα:

Η επίτευξη των μακροπρόθεσμων σχεδίων της ΕΕ (π.χ., στόχοι και κλιματικές πολιτικές για το 2030 και το 2050) θα δημιουργήσει σημαντικές προκλήσεις σε σχέση με τους στόχους ενσωμάτωσης ΑΠΕ (RES integration), επίπεδα μη συγχρονισμένης παραγωγής, μείωση της αδράνειας, μείωση της ισχύος βραχυκύκλωσης, δυναμική

ευστάθεια τάσης, κ.λπ. Αυτά τα φαινόμενα είναι ιδιαίτερα απαιτητικά για μικρά συστήματα (όπως τα κράτη της Βαλτικής της Λετονίας, της Εσθονίας και της Λιθουανίας) ή των μη ισχυρά συνδεδεμένων συστημάτων. Το κόστος του μετριασμού των παραπάνω θα είναι σημαντικό για τα μικρά ή μη ισχυρά συνδεδεμένα συστήματα. Για την αποφυγή ή την ελαχιστοποίηση της επίπτωσης ή τη μείωση του λειτουργικού κόστους, τέτοια συστήματα θα πρέπει να συγχρονίζονται με την ηπειρωτική Ευρώπη.

Στη συγκεκριμένη περίπτωση του τομέα ηλεκτρικής ενέργειας της Βαλτικής, το σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας δεν σχεδιάστηκε για να λειτουργεί ως «ενεργειακή νησίδα». Εξαρτάται έντονα από την υποδομή γειτονικών χωρών, η οποία ενέχει σημαντικό κίνδυνο για την ασφάλεια του εφοδιασμού στα κράτη της Βαλτικής και αυξάνει τον κίνδυνο ολικών διακοπών. Η ασφάλεια του εφοδιασμού επηρεάζεται επίσης από ευρύτερους πολιτικούς παράγοντες στην περιοχή.

Παρά το γεγονός ότι τα κράτη της Βαλτικής έχουν ενσωματωθεί στην κοινή εσωτερική αγορά ενέργειας της ΕΕ, παραμένουν ταυτόχρονα συνδεδεμένα με το γειτονικό τους σύστημα IPS / UPS. Αυτό εμποδίζει την πλήρη ένταξη στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας της ΕΕ και στο Ευρωπαϊκό δίκτυο μεταφοράς.

B8.3 Υπηρεσίες τάσης/άεργου ισχύος (Voltage/reactive power services)

Ποιοτική περιγραφή

Προκειμένου να ικανοποιηθεί ο κανονισμός SOGL, απαιτούνται υπηρεσίες/εφεδρείες τάσης ή άεργου ισχύος από την πλευρά του ΔΣΜ, οι οποίες περιγράφονται επίσης στην εθνική νομοθεσία. Συνήθως, αυτές οι υπηρεσίες συμφωνούνται ή επιβάλλονται από τους ΔΣΜ, για ένα ορισμένο ελάχιστο επίπεδο, σε συγκεκριμένες τοποθεσίες του δικτύου για υπάρχουσες ευέλικτες μονάδες της αγοράς, προκειμένου να διασφαλιστεί ότι η ποιότητα της τάσης παραμένει εντός των απαραίτητων ορίων ασφαλείας του συστήματος. Εναλλακτικά, αυτές οι υπηρεσίες μπορούν επίσης να διασφαλιστούν μέσω επενδύσεων σε παθητικά στοιχεία (πυκνωτές / επαγωγές) ή ενεργητικά στοιχεία (διατάξεις ηλεκτρονικών ισχύος όπως STATCOM).

Ορισμένα έργα ανάπτυξης δικτύου (εσωτερικές ή διασυνοριακές ενισχύσεις) ενδέχεται να μειώνουν την ανάγκη της συνολικής απαιτούμενης ποσότητας αυτών των υπηρεσιών. Με τον τρόπο δυνητικά αποφεύγεται η ανάγκη για επενδύσεις ή / και δημιουργείται η δυνατότητα για τη σύναψη συμφωνιών με πιο αποδοτικές από άποψη κόστους μονάδες (χαμηλότερο κόστος καυσίμου) με αυτήν την τεχνική ικανότητα, μειώνοντας έτσι δυνητικά το συνολικό κόστος του συστήματος και συμβάλλοντας στο γενικό όφελος σε άλλες αγορές (π.χ. χονδρεμπορική ή αγορές εξισορρόπησης) καθώς θα γίνουν διαθέσιμες περισσότερες μονάδες.

Ο υπολογισμός αυτών των οφελών απαιτεί τον ορισμό των παραδοχών σχετικά με τον συνολική ποσότητα εφεδρειών άεργου ισχύος (και την απαιτούμενη χωροθέτησή τους) που απαιτούνται για τις σχετικές ζώνες υποβολής προσφορών / ενότητα ΕΦΣ και τη σχετική συνεισφορά στα οφέλη που τα αντίστοιχα έργα θα δημιουργούσαν τότε σε άλλες αγορές (προημερήσια / ενδοημερήσια, χονδρεμπορική, εξισορρόπησης κ.λπ.) απελευθερώνοντας επιπλέον ρευστότητα. Σε περίπτωση που οι συνολικές ανάγκες αναμένεται να αυξηθούν (ή τα μέσα θα καταστούν ανεπαρκή για να καλύψουν την ανάγκη), μια πιθανή αποτίμηση θα μπορούσε επίσης να είναι η αποφευχθείσα επένδυση για τέτοιες εφεδρείες άεργου ισχύος.

6.12 Ενότητα 12: Μεθοδολογία αποφυγής του κόστους ανανέωσης / αντικατάστασης υποδομών (Methodology for Avoidance of the Renewal/Replacement Costs of Infrastructure) (B9)

Ορισμός δείκτη:

- **Ορισμός:** Μείωση των απαιτούμενων δαπανών για αντικατάσταση ή αναβάθμιση υφιστάμενης υποδομής λόγω νέων έργων ή επενδύσεων.
- **Σχετικότητα:** Η επένδυση στο νέο έργο αντικαθιστά εν μέρει, ή ως ελάχιστο αναβάλλει, το κόστος επένδυσης που απαιτείται για την αναβάθμιση ή την αντικατάσταση του υπάρχοντος εξοπλισμού δικτύου και, ως εκ τούτου, αναπαριστά εξοικονόμηση κεφαλαιουχικής επένδυσης για το φορέα υλοποίησης του έργου.

Υπολογισμός δείκτη:

- **Μοντέλο:** Πληροφορία που παρέχεται από το φορέα υλοποίησης του έργου
- **Ποσοτική μέτρηση:** μείωση απαραίτητων δαπανών
- **Νομισματοποίηση:** νομισματοποιείται εξ' ορισμού

Διασύνδεση με άλλους δείκτες ΜΚΟ:

- καμία

Εισαγωγή

Όταν ένα νέο έργο απαιτείται για την ικανοποίηση μιας συγκεκριμένης ανάγκης και δημιουργεί αξία που προσδιορίζεται με τη μεθοδολογία ΜΚΟ, ενδέχεται να προκύψουν επιπλέον οφέλη. Σε ορισμένες περιπτώσεις, το νέο έργο εξαλείφει επίσης την ανάγκη αντικατάστασης ή αναβάθμισης υφιστάμενης υποδομής στο τέλος της ωφέλιμης ζωής του, ή που μπορεί να βρίσκεται σε κακή κατάσταση και χρειάζεται αναβάθμιση προκειμένου να διατηρηθεί η σχεδιασμένη δυναμικότητά του. Σε μια τέτοια περίπτωση, το νέο έργο επιτρέπει στο φορέα υλοποίησης του έργου να αποφύγει το απαιτούμενο κόστος επένδυσης στο υπάρχον δίκτυο μεταφοράς, για να διατηρηθεί το υπάρχον επίπεδο αξιοπιστίας και ασφάλειας δικτύου.

Η επένδυση στο νέο έργο αντικαθιστά εν μέρει, ή ως ελάχιστο αναβάλλει, το κόστος επένδυσης που απαιτείται για την αναβάθμιση ή αντικατάσταση του υπάρχοντος εξοπλισμού δικτύου και, ως εκ τούτου, αναπαριστά εξοικονόμηση κεφαλαιουχικής επένδυσης για το φορέα υλοποίησης του έργου.

Μεθοδολογία

Για τη δυνατότητα αποτίμησης της εξοικονόμησης στις προγραμματισμένες δαπάνες συντήρησης και αναβάθμισης, απαιτείται ένα προϋπάρχον σχέδιο διαχείρισης παγίων στοιχείων ως σημείο αναφοράς για την αποτίμηση. Δεδομένου ότι η αποτίμηση πρέπει να βασίζεται σε υπάρχουσες γνωστές υποχρεώσεις για κεφαλαιουχικές επενδύσεις συντήρησης, οι εκτιμήσεις κόστους θα πρέπει να είναι γνωστές και να βασίζονται στις εκτιμήσεις κόστους του φορέα υλοποίησης του έργου.

Πρέπει να προσδιοριστεί η ακριβής φύση του οφέλους που προκύπτει από τη δυναμικότητα του νέου έργου και απαιτούνται εγγυήσεις ότι δεν τίθεται σε κίνδυνο η ασφάλεια του εφοδιασμού ως αποτέλεσμα της εμπιστοσύνης στο νέο έργο για την ικανοποίηση των απαιτήσεων ασφάλειας του συστήματος.

Τα πρότυπα υγείας και ασφάλειας δεν πρέπει να τίθενται σε κίνδυνο ως αποτέλεσμα της απόφασης να μην πραγματοποιούνται περαιτέρω επενδύσεις για τη διατήρηση της δυναμικότητας ή της δυνατότητας του υφιστάμενου εξοπλισμού μεταφοράς.

Αυτό το όφελος μπορεί να ληφθεί υπόψη μόνο εάν η κατάσταση αναφοράς (στην οποία συγκρίνεται το νέο έργο) περιλαμβάνει τη συμβολή της αναβάθμισης. Ως εκ τούτου, η κατάσταση ΤΟΟΤ ή ΡΙΝΤ πρέπει να συγκρίνεται με ένα επίπεδο αξιοπιστίας και ασφάλειας δικτύου που περιλαμβάνει την αναβάθμιση.

Νομισματοποίηση

Το όφελος διαμορφώνεται ως ένα πρόσθετο εφάπαξ όφελος που αφορά συγκεκριμένα το φορέα υλοποίησης του έργου και, ως εκ τούτου, θα πρέπει να εφαρμόζεται μόνο για έργα αναβάθμισης εντός του δικτύου του. Σε περίπτωση διασυνοριακού έργου, πρέπει να επιτευχθεί διμερής συμφωνία μεταξύ των ενδιαφερομένων μερών. Το όφελος νομισματοποιείται και αναπαρίσταται σε εκατομμύρια ευρώ. Για σύγκριση με άλλους δείκτες και προκειμένου να προεξοφλείται με ορθό τρόπο πρέπει να δίνεται προσοχή στην ημερομηνία κατά την οποία θα είχε υλοποιηθεί η αποφευγόμενη επένδυση. Επιπλέον, υπάρχει ο κίνδυνος ο φορέας υλοποίησης του έργου να αναπαριστά το πλήρες όφελος του κόστους αναβάθμισης της υπάρχουσας υποδομής, όταν για ορισμένες περιπτώσεις, το όφελος αφορά μόνο το αναβαλλόμενο κόστος αναβάθμισης. Σε μια τέτοια περίπτωση, ο φορέας υλοποίησης του έργου θα πρέπει να υπολογίσει τη διαφορά κόστους μεταξύ των αναβαλλόμενων επενδύσεων αναβάθμισης.

Οι απαιτήσεις που πρέπει να περιλαμβάνονται στην έκθεση περιγράφονται στον πίνακα 12.

Πίνακας 12. Φύλλο έκθεσης για τον εν λόγω δείκτη στο Διακοινοτικό ΔΠΑ

Παράμετρος	Πηγή υπολογισμού	Βασική Μονάδα Μέτρησης	Νομισματική Μονάδα	Επίπεδο συνεκτικότητας
Όφελος από την αποφυγή ανανέωσης / αντικατάστασης υποδομής	Πληροφορία παρεχόμενη από τον φορέα υλοποίησης του έργου	€	εξ' ορισμού νομισματικό	Περιφερειακό/επίπεδο φορέα υλοποίησης

6.13 Ενότητα 13: Μείωση απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (Reduction of Necessary Reserve for Redispatch Power Plants) (B10)

Ορισμός δείκτη:

- **Ορισμός:** Μείωση απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- **Σχετικότητα:** Η μέγιστη ισχύς ανακατανομής είναι μια άμεση ένδειξη της ανάγκης για σταθμούς εφεδρείας και η διαφορά (με και χωρίς το έργο) δίνει μια άμεση ένδειξη της μεταβολής των απαιτούμενων σταθμών εφεδρείας

Υπολογισμός δείκτη:

- **Μοντέλο:** Προσομοιώσεις ανακατανομής· βασίζεται στη σύγκριση του κόστους ανακατανομής με / χωρίς το έργο.
- **Ποσοτική μέτρηση:** Αυτός ο δείκτης δίνεται άμεσα σε νομισματικές μονάδες.
- **Νομισματοποίηση:** νομισματοποιείται εξ' ορισμού και δίνεται σε €/έτος

Διασύνδεση με άλλους δείκτες ΜΚΟ:

- B1, B2, B3, B4, B5

Εισαγωγή

Αυτός ο δείκτης οφέλους μπορεί να υπολογιστεί μόνο κατά την εφαρμογή προσομοιώσεων ανακατανομής (για μια λεπτομερή περιγραφή σχετικά με τις προσομοιώσεις ανακατανομής βλέπε ενότητα 6.21) για την αξιολόγηση του έργου και πρέπει να προστεθεί στο σύνολο των δεικτών οφέλους, όπως περιγράφεται παραπάνω.

Η ανακατανομή μεταβάλλει την βέλτιστη βάσει κόστους κατανομή μέσω της επιλογής φθηνότερων μονάδων σε σχέση με ακριβότερες. Αυτό οδηγεί σε συνθήκες όπου είναι πιθανό να λειτουργούν περισσότερες μονάδες αιχμής. Σε ορισμένες χώρες, οι σταθμοί παραγωγής ενέργειας που είναι απαραίτητοι για την παροχή της μέγιστης δυναμικότητας ανακατανομής προβλέπονται σε ειδικές συμβάσεις.

Επομένως, η μέγιστη ισχύς ανακατανομής είναι μια άμεση ένδειξη της ανάγκης για σταθμούς εφεδρείας και η διαφορά (με και χωρίς το έργο) δίνει μια άμεση ένδειξη της μεταβολής των απαιτούμενων σταθμών εφεδρείας.

Μεθοδολογία

Η δυναμικότητα των απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή (σε MW) μπορεί να προσδιοριστεί συγκρίνοντας τη μέγιστη ισχύ ανακατανομής, με και χωρίς το έργο, όπως λαμβάνεται από προσομοιώσεις ανακατανομής καθ' όλη τη διάρκεια του έτους.

Η μέγιστη ισχύς ανακατανομής ορίζεται ως η μέγιστη ωριαία ισχύς ανακατανομής που υπολογίζεται αθροίζοντας όλες τις εντολές ανακατανομής εντός της αντίστοιχης ώρας.

Σημείωση: Αυτή η μεθοδολογία μπορεί να εφαρμοστεί μόνο σε έργα που βρίσκονται σε χώρες που διαθέτουν ειδικό μηχανισμό για τη σύναψη συμβάσεων ανακατανομής εφεδρειών ή συνδεδεμένων χωρών όπου τουλάχιστον μία χώρα διαθέτει τέτοιο μηχανισμό.

Νομισματοποίηση

Ο ποσοτικός προσδιορισμός του οφέλους σχετίζεται με τη μείωση του μέγιστου ποσού της απαιτούμενης ανακατανομής σε MW και μπορεί να εκφραστεί σε νομισματικούς όρους μέσω στατιστικής ανάλυσης του κόστους των εφεδρειών από σταθμούς παραγωγής ενέργειας, δηλαδή από τους περιορισμούς πληρωμών μεταβολής δυναμικότητας.

Παράδειγμα: Εσωτερικό έργο στη χώρα Α

Ένα εικονικό παράδειγμα αυτού του δείκτη για ένα εσωτερικό έργο στη χώρα Α, παρατίθεται ως εξής:

Υποτίθεται ότι εντός της χώρας Α, υπάρχει ένας μηχανισμός για τον επιμερισμό των μονάδων ανακατανομής και η αξιολόγηση έχει πραγματοποιηθεί χρησιμοποιώντας προσομοιώσεις ανακατανομής. Το έργο είναι μέρος του δικτύου αναφοράς, οπότε θα εφαρμοστεί η μέθοδος TOOT. Ακολουθούνται τα παρακάτω βήματα:

1. Υπολογισμός της ισχύος ανακατανομής με και χωρίς το έργο για κάθε ώρα του έτους
2. Εύρεση της μέγιστης ισχύος ανακατανομής και στις δύο περιπτώσεις (με και χωρίς το έργο)

$RD_{power}(\mu\epsilon) = 16000 \text{ MW}$, η οποία εμφανίζεται στην ώρα 3465

$RD_{power}(\chi\omega\rho\acute{\iota}\varsigma) = 18000 \text{ MW}$, η οποία εμφανίζεται στην ώρα 5687

3. Υπολογισμός της διαφοράς (delta):

$RD_{power}(\text{delta}) = 18000 \text{ MW} - 16000 \text{ MW} = 2000 \text{ MW}$

4. Νομισματοποίηση του οφέλους με 20k€/MW της μονάδας ανακατανομής:

$$B11 = 2000 \text{ MW} * 20\text{k}\text{€}/\text{MW} = 40 \text{ M}\text{€}$$

Διπλός υπολογισμός

Ο κίνδυνος διπλού υπολογισμού δε λαμβάνεται υπόψη, επειδή αυτός ο δείκτης οφέλους μπορεί να εφαρμοστεί μόνο σε έργα που βρίσκονται σε χώρες όπου υπάρχει ειδικός μηχανισμός για τον επιμερισμό των μονάδων ανακατανομής, και στην πραγματικότητα το κόστος επιμερισμού τους πρέπει να καταβάλλεται ανεξάρτητα εάν η αντίστοιχη δυναμικότητα θα χρησιμοποιείται ή όχι. Επιπλέον, ακόμη και όταν αυτές οι εφεδρείες ανακατανομής απαιτούν αποζημίωση, οι πληρωμές επιμερισμού και τα πραγματικά κόστη ανακατανομής πρέπει να λαμβάνονται υπόψη. Ωστόσο, στο πλαίσιο των προσομοιώσεων, λαμβάνεται υπόψη μόνο το τελευταίο μέρος και η μείωση των πληρωμών επιμερισμού πρέπει να προστεθεί στο συνολικό όφελος του έργου.

Πίνακας 13. Φύλλο έκθεσης για τον εν λόγω δείκτη στο Διακοινοτικό ΔΠΑ

Παράμετρος	Πηγή υπολογισμού	Βασική Μονάδα Μέτρησης	Νομισματική μονάδα	Επίπεδο συνεκτικότητας
Μείωση των απαιτούμενων εφεδρειών για μονάδες ανακατανομής	Μελέτες ανακατανομής (επίδραση υποκατάστασης)	MW	€/έτος (με βάση την αγορά)	Εθνικό

6.14 Ενότητα 14: Μεθοδολογία Κεφαλαιουχικού Κόστους (Methodology for CAPital Expenditure) (CAPEX) (C1)

Κεφαλαιουχικό Κόστος (δηλ, CAPEX) είναι το κόστος ανάπτυξης ή κατασκευής φυσικών παγίων.

Τα μεγέθη CAPEX πρέπει να δηλώνονται ως πραγματικές αξίες (δηλαδή χωρίς να λαμβάνεται υπόψη ο πληθωρισμός) για κάθε επένδυση. Οι τιμές εκφράζονται ως σταθερές τιμές στο έτος μελέτης. Για παράδειγμα, για το Διακοινοτικό ΔΠΑ 2020 οι τιμές αναπαριστούν σταθερές τιμές του έτους 2020.

Το κεφαλαιουχικό κόστος για μια επένδυση πρέπει να συγκεντρώνεται και αναπαριστάται ως μία τιμή κατά το έτος που τίθεται σε λειτουργία.

Όταν ένα έργο αποτελείται από έναν αριθμό επενδύσεων, θα πρέπει να παρέχεται η συνολική πραγματική αξία των αναμενόμενων κεφαλαιουχικών δαπανών για κάθε επένδυση και το έτος κατά το οποίο πρόκειται να τεθεί σε λειτουργία η επένδυση.

Οι τελικές τιμές (δηλαδή η αξία των παγίων στοιχείων στο τέλος της περιόδου αξιολόγησης) θεωρείται ότι είναι μηδενικές.

Τα κόστη πρέπει να αναφέρονται σύμφωνα με το καθεστώς της επένδυσης και τις σχετικές αβεβαιότητες με τον ακόλουθο τρόπο:

- Για ώριμες επενδύσεις με υπό το καθεστώς «σε φάση αδειοδότησης» ή «υπό κατασκευή», το κόστος πρέπει να αναφέρεται με βάση τα τρέχοντα δεδομένα των φορέων υλοποίησης του έργου, μαζί με ένα σαφώς αιτιολογημένο εύρος αβεβαιότητας.⁵²
- Για μη ώριμες επενδύσεις υπό το καθεστώς «προγραμματισμένο, αλλά όχι ακόμη σε φάση αδειοδότησης» ή «υπό εξέταση», ισχύουν τα εξής:

1. Εάν υπάρχουν λεπτομερείς πληροφορίες σχετικά με το κόστος του έργου: πρέπει να χρησιμοποιείται και να εφαρμόζονται οι ίδιες αρχές με τις ώριμες επενδύσεις.
2. Όπου δε διατίθενται διαθέσιμες λεπτομερείς πληροφορίες για το κόστος του έργου, οι φορείς υλοποίησης του έργου θα πρέπει να χρησιμοποιούν τα τυπικά κόστη επένδυσης, τα οποία θα παρέχονται από το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας στο πλαίσιο του Διακοινοτικού ΔΠΑ. Για να ληφθούν υπόψη οι συγκεκριμένες συνθήκες και πολυπλοκότητες του έργου, τα κόστη αυτά πολλαπλασιάζονται με έναν σαφώς καθορισμένο συντελεστή πολυπλοκότητας για το συγκεκριμένο έργο.

Οι συντελεστές πολυπλοκότητας πρέπει να εφαρμόζονται με τον ακόλουθο τρόπο:

- α. Να παρέχουν ένα εύρος για τα τυπικά κόστη ανά ομάδα παγίων στοιχείων, συμπεριλαμβανομένης μιας μέγιστης και ελάχιστης προσδοκώμενης τιμής. Σε

⁵² Για παράδειγμα, πληροφορίες που παρουσιάζονται στα Εθνικά Επενδυτικά Σχέδια

αυτήν την περίπτωση, ο φορέας υλοποίησης του έργου οφείλει να παρέχει αιτιολόγηση (βλ. Πίνακα 14).⁵³

β. Σε περίπτωση που ο φορέας υλοποίησης του έργου επιλέξει συντελεστές πολυπλοκότητας που υπερβαίνουν τα προηγούμενα εύρη, η επιλογή θα πρέπει να αιτιολογηθεί με σαφήνεια. Για παράδειγμα, η εφαρμογή συντελεστών πολυπλοκότητας για να ληφθούν υπόψη διαφορετικά χαρακτηριστικά του έργου, όπως έδαφος, όδευση, ιστορικά αξιοθέατα, άλλες υποδομές, πυκνότητα πληθυσμού, ειδικά υλικά και σχεδιασμοί, προστατευόμενες περιοχές κ.λπ. Ο συντελεστής πολυπλοκότητας πρέπει να διαχωρίζεται και να εφαρμόζεται στις συγκεκριμένες κατηγορίες κόστους προκειμένου να δομηθεί το κόστος του έργου.

γ. Στην περίπτωση έργων σε πρώιμη φάση, όπου ο φορέας υλοποίησης του έργου έχει περιορισμένη γνώση σχετικά με τα κόστη επένδυσης του έργου (συμπεριλαμβανομένης της επίδρασης των πιθανών χαρακτηριστικών επιπτώσεων του έργου), τα κόστη αυτά πρέπει να είναι ίσο με τα τυπικά κόστη επένδυσης χρησιμοποιώντας ένα συντελεστή πολυπλοκότητας ίσο με 1.⁵⁴

Εν τέλει, τα επενδυτικά κόστη θα είναι μία τιμή στην οποία εφαρμόζεται ένα εύρος αβεβαιότητας.

Το εύρος των συντελεστών πολυπλοκότητας που πρέπει να εφαρμοστούν ανά κατηγορία παγίων στοιχείων παρουσιάζεται στον Πίνακα 14.

Πίνακας 14. Πίνακας μεγίστων και ελαχίστων συντελεστών πολυπλοκότητας (Complexity Factors-CF) ανά ομάδα παγίων στοιχείων

Τύπος επένδυσης	Μέγιστο CF	Ελάχιστο CF
Χερσαίες Εναέριες Γραμμές ΕΡ (ΧΕΓ)	1.30	0.50
Χερσαίο Καλώδιο ΕΡ	1.20	0.70
Υποβρύχια Καλώδια	1.10	0.90
Υποσταθμός ΕΡ	1.30	0.60
Μετασχηματιστής	1.30	0.70
Σταθμός Μετατροπής Συνεχούς Ρεύματος Υψηλής Τάσης	1.20	0.90

⁵³ Λήφθηκε, για παράδειγμα, από την έκθεση του ACER, με ελάχιστα και μέγιστα διατεταρτημοριακά.

⁵⁴ Αυτές οι πληροφορίες θα επικαιροποιούνται σε μελλοντικά Διακοινοτικά ΔΠΑ όταν οι φορείς υλοποίησης των έργων θα διαθέτουν περισσότερες λεπτομέρειες.

Η πρόβλεψη των δαπανών CAPEX κατ' αυτόν τον τρόπο επιτρέπει τη σύγκριση του έργου με άλλα έργα, καθώς μπορούν να προεξοφληθούν χρησιμοποιώντας κοινές παραδοχές έως το χρονικό σημείο για το οποίο απαιτείται η αξιολόγηση (το έτος κατά το οποίο πραγματοποιείται η μελέτη). Αυτό το βήμα δεν απαιτείται από το φορέα υλοποίησης του έργου.

Το CAPEX περιλαμβάνει τόσο τα αρχικά κεφαλαιουχικά κόστη κατά την περίοδο κατασκευής, όσο και τα αντίστοιχα που πραγματοποιήθηκαν αργότερα στον κύκλο ζωής του έργου. Δύο δείκτες, οι C1a και C1b αναπαριστούν το CAPEX, δηλαδή τα αρχικά κόστη των παγίων στοιχείων και τα εν εξελίξει κόστη κατά τη λειτουργία τους.

C1a: Αρχικό CAPEX

Το αρχικό CAPEX, είναι τα αρχικά κεφαλαιουχικά κόστη κατά την περίοδο κατασκευής.

Περιλαμβάνονται οι ακόλουθες κατηγορίες κόστους:

- Κόστη για άδειες, μελέτες σκοπιμότητας, σχεδιασμό και απόκτηση γης ·
- Κόστη εξοπλισμού, υλικών και κατασκευής (όπως πύργοι, θεμέλια, αγωγοί, υποσταθμοί, συστήματα προστασίας και ελέγχου) ·
- Κόστη για προσωρινά έργα που είναι απαραίτητα για την πραγματοποίηση ενός έργου (π.χ., μια νέα εναέρια γραμμή που απαιτείται σε μια υπάρχουσα όδευση ή εγκατάσταση ενός προσωρινού κυκλώματος κατά την περίοδο κατασκευής) · και
- Αναμενόμενα περιβαλλοντικά και αντισταθμιστικά κόστη (consenting costs) (περιβαλλοντικά κόστη αποφυγής ή κόστη αποζημίωσης βάσει των υφιστάμενων νομικών διατάξεων, κόστος των διαδικασιών σχεδιασμού).

Παράδειγμα: Έργο Χ, το οποίο αποτελείται από τις επενδύσεις Α, Β και Γ

Για κάθε επένδυση, ο φορέας υλοποίησης θα πρέπει να παρέχει τη συνολική πραγματική αξία (δηλαδή, εξαιρουμένου του ρυθμού πληθωρισμού) των αναμενόμενων κεφαλαιουχικών δαπανών για την επένδυση και του έτους κατά το οποίο πρόκειται να τεθεί σε λειτουργία η επένδυση. Αυτό φαίνεται από το Έργο Χ, το οποίο συνιστά μια ομάδα τριών επενδύσεων: επένδυση Α, επένδυση Β και επένδυση Γ. Η επένδυση Α αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία το 2022, ενώ οι επενδύσεις Β και Γ αναμένεται να τεθούν σε λειτουργία το 2023 και 2024, αντίστοιχα.

Η υπόθεση για το Έργο Χ είναι ότι οι κεφαλαιουχικές δαπάνες για κάθε επένδυση συγκεντρώνονται και αναπαρίστανται ως μία τιμή στο έτος που τίθεται σε λειτουργία.

Ο φορέας υλοποίησης του έργου θα πρέπει, επομένως, να παρέχει τις πληροφορίες με τον τρόπο που φαίνεται στον Πίνακα 15.

Πίνακας 15. Απεικόνιση πληροφοριών σχετικά με τις κεφαλαιουχικές δαπάνες που πρέπει να παρέχονται από τους φορείς υλοποίησης του έργου

Επένδυση	CAPEX [εκ. €]	Έτος έναρξης λειτουργίας
Επένδυση Α	40*	2022
Επένδυση Β	10*	2023
Επένδυση Γ	20*	2024

[Σημείωση*: οι επενδυτικές δαπάνες είναι πραγματικές τιμές για το έτος 2020 (για το Διακοινοτικό ΔΠΑ 2020)]

C1b: Διατηρούμενο (sustaining) CAPEX

Το διατηρούμενο CAPEX είναι οι κεφαλαιουχικές δαπάνες που πραγματοποιήθηκαν κατά την περίοδο αξιολόγησης, οι οποίες είναι απαραίτητες για τη διασφάλιση της λειτουργικότητας των αρχικών παγίων στοιχείων που υλοποιήθηκαν από το αρχικό CAPEX. Αυτό περιλαμβάνει τα ακόλουθα:

- Οι παρεμβάσεις κατά τη διάρκεια ζωής του έργου ή η σημαντική και προγραμματισμένη αναβάθμιση των παγίων στοιχείων που έχουν χαρακτήρα CAPEX συμπεριλαμβάνονται στην αξιολόγηση. Αυτό θα περιλαμβάνει το αναμενόμενο κόστος για διατάξεις που πρέπει να αντικατασταθούν εντός της περιόδου αξιολόγησης (εξέταση του κύκλου ζωής του έργου).
- Τα κόστη αποσυναρμολόγησης στο τέλος του κύκλου ζωής του εξοπλισμού, όπου απαιτείται, πρέπει επίσης να συμπεριλαμβάνονται στα στοιχεία κόστους του CAPEX.

Όλα τα κόστη εκτός της περιόδου αξιολόγησης δεν πρέπει να λαμβάνονται υπόψη. Αυτό επηρεάζει, για παράδειγμα, το κόστος αποσυναρμολόγησης για έργα με διάρκεια ζωής μεγαλύτερη από την περίοδο αξιολόγησης.

6.15 Ενότητα 15: Μεθοδολογία για Λειτουργικά Κόστη (Methodology for Operating Expenditure) (OPEX) (C2)

Λειτουργικά Κόστη ή OPEX είναι το εν εξελίξει κόστος λειτουργίας της επένδυσης ή του έργου κατά την περίοδο αξιολόγησης.

Το OPEX αναπαρίσταται ως ένα ετήσιο μέσο κόστος. Το OPEX εφαρμόζεται ετησίως από το πρώτο έτος μετά τη θέση σε λειτουργία του έργου για τη διάρκεια της περιόδου αξιολόγησης.

Όπως αναφέρεται στην Ενότητα 3, οι τιμές είναι πραγματικές τιμές και πρέπει να αναφέρονται ως σταθερές τιμές του έτους μελέτης. Για παράδειγμα, για το Διακοινοτικό ΔΠΑ οι τιμές πρέπει να αναπαρίστανται ως σταθερές τιμές για το έτος 2020.

Τα ακόλουθα κόστη πρέπει να θεωρηθούν ως OPEX:

- Αναμενόμενα ετήσια κόστη συντήρησης.
- Αναμενόμενα ετήσια κόστη λειτουργίας.

Απαιτείται να αναφέρεται το OPEX ανά επένδυση.

Είναι σημαντικό να επισημανθεί ότι ορισμένα ετήσια κόστη μπορούν κατά λάθος να θεωρηθούν ως στοιχεία του OPEX, αλλά **δεν εμπίπτουν** σε αυτήν την κατηγορία, συγκεκριμένα:

- Απώλειες συστήματος, όπως λαμβάνονται υπόψη σε έναν ειδικό δείκτη.
- Το κόστος προμήθειας ενέργειας για επενδύσεις αποθήκευσης, καθώς αποτελούν εσωτερικές μεταβλητές για τον υπολογισμό του SEW.

6.16 Ενότητα 16: Γενικές διατάξεις για τις Υπολειπόμενες επιπτώσεις (General Statements on Residual Impacts)

Καθώς ο κύριος στόχος του σχεδιασμού του συστήματος μεταφοράς είναι η διασφάλιση της ανάπτυξης ενός κατάλληλου συστήματος μεταφοράς που:

- Επιτρέπει την ασφαλή λειτουργία του συστήματος
- Επιτρέπει ένα υψηλό επίπεδο ασφάλειας εφοδιασμού
- Συμβάλλει στη βιωσιμότητα του ενεργειακού εφοδιασμού
- Διευκολύνει την πρόσβαση στο δίκτυο για όλους τους συμμετέχοντες στην αγορά
- Συμβάλλει στην ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς, διευκολύνει τον ανταγωνισμό και την εναρμόνιση
- Συμβάλλει στη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης του συστήματος
- Επιτρέπει διασυνοριακές μεταφορές

Το Διακοινοτικό ΔΠΑ υπογραμμίζει τον τρόπο με τον οποίο τα έργα μεταφοράς Ευρωπαϊκής Σημασίας συμβάλλουν στους γενικούς στόχους αειφορίας της ΕΕ, όπως η μείωση του CO₂ ή η ενσωμάτωση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (ΑΠΕ). Σε τοπικό επίπεδο, τα έργα αυτά ενδέχεται επίσης να επηρεάσουν άλλους στόχους αειφορίας της ΕΕ, όπως η στρατηγική της ΕΕ για τη βιοποικιλότητα (COM 2011 244) και οι πολιτικές προστασίας του τοπίου (Ευρωπαϊκή Σύμβαση Τοπίου). Επιπλέον, η νέα υποδομή πρέπει να υλοποιείται προσεκτικά, μέσω κατάλληλης συμμετοχής του κοινού σε διάφορα στάδια του έργου, λαμβάνοντας υπόψη τους στόχους της Σύμβασης του Άαρχους (1998) και τα μέτρα που προβλέπονται από τον Κανονισμό για τις κατευθυντήριες γραμμές για τις διευρωπαϊκές ενεργειακές υποδομές (2013/347).

Κατά κανόνα, το πρώτο μέτρο για την αντιμετώπιση των πιθανών αρνητικών κοινωνικών και περιβαλλοντικών επιπτώσεων ενός έργου είναι να αποφευχθεί η πρόκληση των επιπτώσεων (π.χ. μέσω αποφάσεων όδευσης) όποτε είναι δυνατόν. Λαμβάνονται επίσης μέτρα για την ελαχιστοποίηση των επιπτώσεων μέσω μέτρων μετριασμού, και σε ορισμένες περιπτώσεις αντισταθμιστικά μέτρα, όπως μπορεί να είναι νομική απαίτηση η δημιουργία οικοσυστημάτων άγριας ζωής. Όταν ο σχεδιασμός έργου βρίσκεται σε αρκετά προχωρημένο στάδιο, το κόστος τέτοιων μέτρων μπορεί να εκτιμηθεί με ακρίβεια και τα εν λόγω κόστη ενσωματώνονται στο συνολικό κόστος του έργου (αναφέρονται στον δείκτη C1).

Δεδομένου ότι δεν είναι πάντα δυνατό (πλήρως) να μετριαστούν ορισμένες αρνητικές επιπτώσεις, οι δείκτες «κοινωνικές επιπτώσεις» και «περιβαλλοντικές επιπτώσεις» χρησιμοποιούνται για:

- Αναφορά των πιθανών επιπτώσεων που δεν έχουν ακόμη ενσωματωθεί, δηλαδή, όπου ενδέχεται να είναι απαραίτητες πρόσθετες δαπάνες για την αποφυγή, τον μετριασμό και / ή την αντιστάθμιση των επιπτώσεων, αλλά και όπου αυτές δεν μπορούν ακόμη να εκτιμηθούν με αρκετή ακρίβεια ώστε το κόστος να συμπεριληφθεί στον δείκτη C1.

- Αναφορά των υπολειπόμενων κοινωνικών και περιβαλλοντικών επιπτώσεων των έργων, δηλαδή αυτών που ενδέχεται να μην έχουν πλήρως μετριάσει στον τελικό σχεδιασμό του έργου και δε δύνανται να νομιματοποιηθούν με αντικειμενικό τρόπο.

Ιδιαίτερα στα αρχικά στάδια ενός έργου, μπορεί να μην είναι σαφές εάν ορισμένες επιπτώσεις μπορούν, και θα, τελικά να μετριάσουν. Τέτοιες δυνητικές επιπτώσεις περιλαμβάνονται και επισημαίνονται ως *δυνητικές επιπτώσεις*. Σε επακόλουθες εκδόσεις του Διακοινοτικού ΔΠΑ ενδέχεται να εξαφανιστούν εάν μετριάσουν ή αντισταθμιστούν ή θα χάσουν την κατάσταση της δυνητικής επίπτωσης (και θα γίνουν υπολειπόμενες), εφόσον καταστεί σαφές ότι η επίπτωση τελικά δεν θα μετριάσει ή αντισταθμιστεί περαιτέρω.

Όταν δεν υπάρχουν επαρκείς πληροφορίες για την ένδειξη των (δυνητικών) επιπτώσεων ενός έργου, αυτό θα καταστεί σαφές κατά την παρουσίαση των επιπτώσεων του έργου κατά τέτοιο τρόπο ώστε το λεκτικό «καμία πληροφορία» να μην μπορεί να συγχέεται με το λεκτικό «χωρίς επίπτωση».

Στην έκθεσή του σχετικά με τη Στρατηγική Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων για την Ανάπτυξη Συστημάτων Ισχύος (*Strategic Environmental Assessment for Power Developments*), το Διεθνές Συμβούλιο για τα Μεγάλα Ηλεκτρικά Συστήματα (CIGRÉ, 2011) παρέχει μια εκτενή επισκόπηση των παραγόντων που σχετίζονται με την εκτέλεση της Στρατηγικής Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (Strategic Environmental Assessment -EA) για τα συστήματα μεταφοράς. Οι περισσότεροι δείκτες σε αυτήν την έκθεση καλύπτονται ήδη από την κατευθυντήρια οδηγία ανάλυσης κόστους-οφέλους του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας, είτε έμμεσα μέσω του πρόσθετου κόστους που δημιουργεί ο μετριασμός τους για ένα έργο ή ρητά με τη μορφή ξεχωριστού δείκτη (π.χ. εκπομπές CO₂). Ωστόσο, τρεις πτυχές («βιοποικιλότητα», «τοπίο» και «κοινωνική ενσωμάτωση των υποδομών») δεν μπορούσαν να ποσοτικοποιηθούν σαφώς ή αντικειμενικά μέσω ενός δείκτη ή μέσω νομιματοποίησης. Προηγουμένως, αυτά εξετάστηκαν στο Διακοινοτικό ΔΠΑ βάσει εμπειριστατωμένης γνώμης εμπειρογνομόνων σχετικά με τον κίνδυνο καθυστερήσεων στα έργα, εξαιτίας της πιθανότητας διαμαρτυριών και αντιρρήσεων για τις κοινωνικές και περιβαλλοντικές τους επιπτώσεις. Ιδιαίτερα για έργα που βρίσκονται σε πρώιμο στάδιο ανάπτυξης, αυτή η προσέγγιση βελτιώνει τη διαφάνεια της αξιολόγησης καθώς παρέχει ποσοτική βάση για τη βαθμολογία του δείκτη.

Για να παράσχει ένα εύλογο, αλλά απλό και μετρήσιμο μέτρο για αυτές τις επιπτώσεις, η νέα μεθοδολογία βελτιώνεται σε αυτόν τον δείκτη παρέχοντας μια εκτίμηση του αριθμού των χιλιομέτρων που απαιτούνται για μια νέα εναέρια γραμμή (OHL), υπόγειο καλώδιο (UGC) ή υποβρύχιο καλώδιο (SMC) που ενδέχεται να πρέπει να βρίσκεται σε μια ευαίσθητη περιοχή από άποψη φύσης ή βιοποικιλότητας (περιβαλλοντική επίπτωση) ή τοπίου ή κοινωνικής αξίας (κοινωνική επίπτωση) (για τον ορισμό της «ευαίσθητης» βλ. παρακάτω).

Κατά τον αρχικό προσδιορισμό των απαιτήσεων για πρόσθετη δυναμικότητα μεταφοράς μεταξύ δύο περιοχών, μπορεί κανείς να έχει μια γενική ιδέα για τις περιοχές που θα συνδεθούν, ενώ πιο λεπτομερείς πληροφορίες σχετικά με την ακριβή όδευση μιας τέτοιας επέκτασης διαμορφώνονται αργότερα, καθώς οι αποφάσεις όδευσης λαμβάνονται σε μεταγενέστερο στάδιο. Επίσης στα αρχικά στάδια ενός έργου, είναι συχνά δύσκολο να προσδιοριστεί κάτι

συγκεκριμένο για τις κοινωνικές και περιβαλλοντικές συνέπειες ενός έργου, πολλώ δε μάλλον να προσδιοριστεί το κόστος των μέτρων μετριασμού για την αντιμετώπιση τέτοιων επιπτώσεων. Επομένως, η ποσοτικοποίηση αυτών των δεικτών θα παρουσιαστεί με τη μορφή ενός εύρους τιμών, το οποίο τείνει να μειώνεται καθώς η υλοποίηση του έργου εξελίσσεται με την πάροδο του χρόνου και αυξάνεται η πληροφορία που το αφορά. Στα πολύ πρώιμα στάδια της ανάπτυξης, είναι πιθανό οι δείκτες να παραμένουν κενοί (χωρίς τιμές) στο Διακοινοτικό ΔΠΑ και να βαθμολογούνται μόνο σε επόμενη έκδοση του Διακοινοτικού ΔΠΑ, όταν έχουν πραγματοποιηθεί ορισμένες προκαταρκτικές μελέτες και υπάρχουν τουλάχιστον κάποιες διαθέσιμες πληροφορίες για τη βαθμολόγησή τους. Ένα πλεονέκτημα αυτού του είδους της μέτρησης είναι ότι μπορεί να εφαρμοστεί στα πιο πρώιμα στάδια ενός έργου, όταν οι περιβαλλοντικές και κοινωνικές επιπτώσεις των έργων δεν είναι γενικά πολύ σαφείς και δεν μπορούν ακόμη να καθοριστούν μέτρα μετριασμού. Σε επόμενες εκδόσεις του Διακοινοτικού ΔΠΑ, καθώς οι εξελίξεις στον σχεδιασμό οδεύσεων και ο προσδιορισμός των μέτρων μετριασμού καθίστανται σαφέστερες, τα κόστη θα ενσωματωθούν στο «κόστος έργου» (C1) ή θα αναφέρονται ως «υπολειπόμενες» επιπτώσεις.

Μόλις διαμορφωθεί μια καθολική ιδέα για τις εναλλακτικές οδεύσεις που μπορούν να χρησιμοποιηθούν, μπορεί να καθοριστεί ένα εύρος με ελάχιστες και μέγιστες τιμές για αυτόν τον δείκτη. Αυτοί οι δείκτες θα παρουσιαστούν στο Διακοινοτικό ΔΠΑ μαζί με τους άλλους δείκτες, όπως ορίζεται στην κατευθυντήρια οδηγία ΜΚΟ του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας, συνοδεύει περισσότερων πληροφοριών. Οι περιβαλλοντικές και κοινωνικές επιπτώσεις είναι ιδιαίτερα συγκεκριμένες ανά έργο και είναι δύσκολο να εκφραστούν πλήρως, αντικειμενικά και ομοιόμορφα βάσει ενός μόνο δείκτη. Αυτή η εκτίμηση οδήγησε στη χρήση του «αριθμού χιλιομέτρων» ως μονάδα μέτρησης για την παροχή πληροφοριών σχετικά με τις επιπτώσεις των έργων με ομοιόμορφο τρόπο, τηρώντας παράλληλα την πολυπλοκότητα των υποκείμενων συντελεστών που διαμορφώνουν τους δείκτες. Η αποτίμηση των παραπάνω επιπτώσεων μέσω ενός χρωματικού κώδικα αποκλειστικά βάσει της μονάδας μέτρησης «αριθμός χιλιομέτρων» θα σήμαινε ότι έχει ληφθεί μια «τελική ετυμηγορία» σχετικά με την κοινωνική και περιβαλλοντική ευαισθησία του έργου, κάτι που δεν θα ήταν ορθό, διότι το μήκος (km) μιας γραμμής που διασχίζει μια ευαίσθητη περιοχή είναι μόνο μία πτυχή της πραγματικής κοινωνικής και περιβαλλοντικής επίπτωσης ενός έργου. Επομένως, οι βαθμολογίες για τις κοινωνικές και περιβαλλοντικές επιπτώσεις δεν παρουσιάζονται στο Διακοινοτικό ΔΠΑ μέσω ενός χρωματικού κώδικα.

Στην περίπτωση ενός έργου αντικατάστασης, ένας δείκτης υπολειπόμενης επίπτωσης μπορεί να λάβει μηδενικές ή αρνητικές τιμές (δηλ. να έχει θετικές περιβαλλοντικές ή κοινωνικές επιπτώσεις) όταν μειώνονται οι αρνητικές επιπτώσεις στην περιοχή λόγω του έργου, δηλαδή η μονάδα μέτρησης «αριθμός χιλιομέτρων» λαμβάνει μηδενικές ή αρνητικές τιμές.

6.17 Ενότητα 17: Μεθοδολογία για τις υπολειπόμενες περιβαλλοντικές επιπτώσεις (Methodology for Residual Environmental Impact) (S1)

Εισαγωγή

Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις χαρακτηρίζουν τις τοπικές επιπτώσεις του έργου στη φύση και τη βιοποικιλότητα, όπως αξιολογούνται μέσω προκαταρκτικών μελετών.

Αυτός ο δείκτης λαμβάνει υπόψη μόνο τον υπολειπόμενη επίπτωση ενός έργου, δηλαδή το τμήμα της επίπτωσης που δεν υπολογίζεται πλήρως υπόψη στα C1 και C2. Εκφράζεται σε όρους αριθμού χιλιομέτρων όπου μια εναέρια γραμμή ή ένα υπόγειο / υποβρύχιο καλώδιο μπορεί να διασχίζει περιβαλλοντικά «ευαίσθητες» περιοχές, όπως ορίζεται στην Ενότητα 16.

Για έργα αποθήκευσης, αυτοί οι δείκτες δεν έχουν καθοριστεί πλήρως και πρέπει να εξετάζονται ανά έργο.

Μεθοδολογία

Οι υπολειπόμενες περιβαλλοντικές επιπτώσεις περιγράφονται χρησιμοποιώντας τα ακόλουθα:

- Στάδιο: Αναφέρεται στο στάδιο του έργου ή της επένδυσης. Αυτό είναι σημαντικό καθώς δίνει μια ένδειξη της έκτασης και της ακρίβειας της μέτρησης των περιβαλλοντικών επιπτώσεων.
- Πιθανή επίπτωση: Αναφέρεται στην εκτίμηση των δυνητικών επιπτώσεων που θα επιφέρει ένα έργο ή μία επένδυση στη φύση και τη βιοποικιλότητα.⁵⁵ Μετράται με βάση το μήκος (km) της υποδομής εντός μιας περιβαλλοντικά ευαίσθητης περιοχή.
- Τύπος ευαισθησίας: Καθορίζει γιατί αυτή η περιοχή θεωρείται ευαίσθητη.

Η εκτίμηση των επιπτώσεων που μπορεί να κατατάξει μια περιοχή ως περιβαλλοντικά «ευαίσθητη» για την κατασκευή εναέριων γραμμών ή υπογείων καλωδίων, ειδικά όσον αφορά τη βιοποικιλότητα, εξετάζεται από τις ακόλουθες Οδηγίες ή τους Διεθνείς Νόμους:

- Οδηγία για τους οικοτόπους (Habitats Directive 92/43/EEC)
- Οδηγία για τα πτηνά (Birds Directive 2009/147/EC)
- Ιστοσελίδα RAMSAR
- Βασικές περιοχές βιοποικιλότητας IUCN

⁵⁵ Η Επιτροπή έχει διατυπώσει τον πρωταρχικό της στόχο για το 2020: «Παύση της απώλειας της βιοποικιλότητας και υποβάθμιση των υπηρεσιών οικοσυστήματος στην ΕΕ έως το 2020 και αποκατάστασή τους στο βαθμό που είναι εφικτό, ενισχύοντας παράλληλα τη συμβολή της ΕΕ στην αποτροπή της παγκόσμιας απώλειας βιοποικιλότητας».

- Οδηγία-πλαίσιο για τη θαλάσσια στρατηγική (Marin Strategy Framework Directive 2008/56/EC)
- Άλλες περιοχές προστασίας της φύσης βάσει της εθνικής νομοθεσίας.

Παράδειγμα: Αξιολόγηση υποθετικών επενδύσεων Α, Β, Γ και Δ

Η υπολειπόμενη περιβαλλοντική επίπτωση τεσσάρων υποθετικών επενδύσεων (δηλαδή, Α, Β, Γ και Δ) απεικονίζεται στον παρακάτω πίνακα:

Επένδυση	Στάδιο	Επίπτωση (Μήκος εντός περιβαλλοντικά ευαίσθητης περιοχής) [km]	Τύπος ευαισθησίας	Περαιτέρω πληροφορίες (Σύνδεσμος που πρέπει να παρέχεται)
A	Προγραμματισμένο	Ναι (α. 50 με 75 km· β. 30 με 40 km)	α. Οδηγία για τα πηνά β. Οδηγία για τους οικοτόπους	π.χ., Big Hill SPA (www....)
B	Σε φάση αδειοδότησης	Όχι		(www....)
Γ	Προγραμματισμένο	Ναι (20 km)	Οδηγία για τους οικοτόπους	(www....)
Δ	Υπό εξέταση	Δεν εφαρμόζεται	Δεν εφαρμόζεται	(www....)

Για ώριμες επενδύσεις σε καθεστώς «σε φάση **αδειοδότησης**» ή «**υπό κατασκευή**», τα στοιχεία πρέπει να αναφέρονται με βάση τα τρέχοντα δεδομένα του φορέα υλοποίησης του έργου, μαζί με την αναφορά στην εκτίμηση περιβαλλοντικών επιπτώσεων που πραγματοποιείται για τον προσδιορισμό αυτών των στοιχείων.

Για μη ώριμες επενδύσεις (ταξινομούνται ως «**προγραμματισμένες, αλλά όχι σε φάση αδειοδότησης**» και ως «**υπό εξέταση**») μπορούν να διακριθούν δύο περιπτώσεις. Εάν τα στοιχεία που αναφέρονται είναι διαθέσιμα λόγω διενέργειας εκτίμησης περιβαλλοντικών επιπτώσεων από τον φορέα υλοποίησης του έργου ή από την αρμόδια Εθνική Ρυθμιστική Αρχή, θα πρέπει να αναφέρονται όπως στην περίπτωση των ώριμων επενδύσεων. Σε όλες τις άλλες περιπτώσεις, όπου μια μελέτη περιβαλλοντικών επιπτώσεων δεν είναι διαθέσιμη ή δεν είναι κατάλληλη για την παροχή των απαραίτητων στοιχείων, στο πλαίσιο του Διακοινοτικού ΔΠΑ, το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να το προσδιορίσει σε ειδικό χώρο του φύλλου του έργου (δεδομένου ότι η πραγματική όδευση του έργου ενδέχεται να μην έχει καθοριστεί λόγω του χαμηλού επιπέδου ωρίμανσης των επενδύσεων του έργου).

6.18 Ενότητα 18: Μεθοδολογία για τις Υπολειπόμενες Κοινωνικές Επιπτώσεις (Methodology for Residual Social impact) (S2)

Εισαγωγή

Η κοινωνική επίπτωση χαρακτηρίζει την επίπτωση του έργου στον τοπικό πληθυσμό, όπως αξιολογείται μέσω προκαταρκτικών μελετών. Εκφράζεται ως προς τον αριθμό των χιλιομέτρων που μια εναέρια γραμμή ή ένα υπόγειο / υποβρύχιο καλώδιο μπορεί να διασχίζει κοινωνικά ευαίσθητες περιοχές, όπως ορίζεται στην Ενότητα 16. Αυτός ο δείκτης λαμβάνει υπόψη μόνο την υπολειπόμενη επίπτωση ενός έργου, δηλαδή το τμήμα της επίπτωσης που δεν λαμβάνεται πλήρως υπόψη στα C1 και C2. Όσον αφορά τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις, αυτοί οι δείκτες δεν έχουν καθοριστεί για έργα αποθήκευσης και πρέπει να εξετάζονται ανά έργο.

Μεθοδολογία

Οι υπολειπόμενες περιβαλλοντικές επιπτώσεις περιγράφονται χρησιμοποιώντας τα ακόλουθα:

- Στάδιο: Αναφέρεται στο στάδιο ανάπτυξης του έργου ή της επένδυσης. Αυτό είναι σημαντικό καθώς δίνει μια ένδειξη του εύρους στον οποίο μπορεί να μετρηθεί η κοινωνική επίπτωση σε μια συγκεκριμένη στιγμή.
- Πιθανή επίπτωση: Αναφέρεται στην εκτίμηση των δυνητικών επιπτώσεων που θα έχει που θα επιφέρει ένα έργο ή μια επένδυση που υλοποιείται κοντά σε πυκνοκατοικημένες ή προστατευόμενες περιοχές. Μετράται με βάση το μήκος (km) της υποδομής εντός κοινωνικά ευαίσθητων περιοχών.
- Τύπος ευαισθησίας: Καθορίζει γιατί αυτή η περιοχή θεωρείται ευαίσθητη.

Οι ακόλουθοι ορισμοί παρέχουν μια επισκόπηση των επιπτώσεων που μπορεί να κατατάσσουν μια περιοχή ως κοινωνικά «ευαίσθητη», σε σχέση με την κατασκευή εναέριας γραμμής ή υπόγειου καλωδίου:

Κοινωνικές επιπτώσεις

- Ευαισθησία σχετικά με την πυκνότητα του πληθυσμού:
 - Τοποθεσία που είναι κοντά σε πυκνοκατοικημένες περιοχές (όπως ορίζεται από την εθνική νομοθεσία). Ως γενική οδηγία, μια περιοχή χαρακτηρίζεται ως πυκνή όταν η πυκνότητα του πληθυσμού είναι μεγαλύτερη από την εθνική μέση τιμή.
 - Περιοχή που είναι κοντά σε σχολεία, κέντρα ημερήσιας φροντίδας ή παρόμοιες εγκαταστάσεις.
- Ευαισθησία σχετικά με το τοπίο: προστατεύεται σύμφωνα με τις ακόλουθες οδηγίες ή τους διεθνείς νόμους:
 - Παγκόσμια κληρονομιά

- Περιοχή εντός εθνικών πάρκων και περιοχές εξαιρετικής φυσικής ομορφιάς
- Περιοχή με πολιτιστική σημασία
- Άλλες περιοχές που προστατεύονται από την εθνική νομοθεσία.

Παράδειγμα: Αξιολόγηση υποθετικών επενδύσεων Α, Β, Γ και Δ

Η υπολειπόμενη κοινωνική επίπτωση τεσσάρων υποθετικών επενδύσεων (δηλαδή, Α, Β, Γ και Δ) παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα:

Επένδυση	Στάδιο	Επίπτωση (Μήκος εντός περιβαλλοντικά ευαίσθητης περιοχής) [km]	Τύπος ευαισθησίας	Περαιτέρω πληροφορίες (Σύνδεσμος που πρέπει να παρέχεται)
Α	Σε φάση αδειοδότησης	Ναι (20 με 40 km)	Πυκνοκατοικημένη περιοχή	(www....)
Β	Προγραμματισμένο	Ναι (100 km)	Ευρωπαϊκή Σύμβαση Τοπίου	(www...)
Γ	Προγραμματισμένο	Όχι	Υποβρύχιο Καλώδιο	(www....)
Δ	Υπό κατασκευή	Ναι (50 km)	Πυκνοκατοικημένη περιοχή, Εναέρια γραμμή (OHL)	(www....)

Για ώριμες επενδύσεις στην κατάσταση «σε φάση **αδειοδότησης**» ή «**υπό κατασκευή**», τα στοιχεία πρέπει να αναφέρονται με βάση τα τρέχοντα δεδομένα του φορέα υλοποίησης του έργου, μαζί με την αναφορά στην εκτίμηση κοινωνικών επιπτώσεων που πραγματοποιήθηκε για τον προσδιορισμό αυτών των στοιχείων.

Για μη ώριμες επενδύσεις (ταξινομούνται ως «**προγραμματισμένες, αλλά όχι σε φάση αδειοδότησης**» και ως «**υπό εξέταση**») μπορούν να διακριθούν δύο περιπτώσεις. Εάν τα στοιχεία που αναφέρονται είναι διαθέσιμα λόγω διενέργειας εκτίμησης των κοινωνικών επιπτώσεων από το φορέα υλοποίησης του έργου ή από την αρμόδια Εθνική Ρυθμιστική Αρχή, θα πρέπει να αναφέρονται όπως στην περίπτωση των ώριμων επενδύσεων. Σε όλες τις άλλες περιπτώσεις, όπου μια μελέτη των κοινωνικών επιπτώσεων δεν είναι διαθέσιμη ή δεν είναι κατάλληλη για την παροχή των απαραίτητων στοιχείων, στο πλαίσιο του Διακοινοτικού ΔΠΑ, το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας, θα πρέπει να το διευκρινίσει σε έναν ειδικό χώρο του φύλλου του έργου. Συγκεκριμένα θα πρέπει να αναφέρεται ότι με δεδομένο πως η πραγματική όδευση του έργου ενδέχεται να μην έχει καθοριστεί ακόμη, λόγω του χαμηλού επιπέδου ωρίμανσης των επενδύσεών του, δεν υπάρχει ακόμη διαθέσιμη εκτίμηση κοινωνικών επιπτώσεων.

6.19 Ενότητα 19: Μεθοδολογία για Άλλες Υπολειπόμενες Επιπτώσεις (Methodology for Other Residual Impact (S3))

Ο δείκτης Άλλες Υπολειπόμενες Επιπτώσεις (S3) παραθέτει τις επιπτώσεις ενός έργου που δεν καλύπτονται από τους δείκτες S1 και S2. Αυτές οι επιπτώσεις μπορεί να είναι θετικές ή αρνητικές.

Η υποβολή αυτών των άλλων επιπτώσεων είναι ευθύνη του φορέα υλοποίησης του έργου και θα πρέπει να συμπεριλαμβάνεται ως λίστα στα αποτελέσματα αξιολόγησης του Διακοινοτικού ΔΠΑ.

Οι επιπτώσεις που υπολογίζονται από τους δείκτες S1 ή S2 δεν πρέπει να περιλαμβάνονται σε αυτόν τον δείκτη.

6.20 Ενότητα 20: Αξιολόγηση έργων αποθήκευσης (Assessment of Storage Projects)

Εισαγωγή

Η αξιολόγηση που χρησιμοποιείται για έργα αποθήκευσης είναι η ίδια με εκείνη που χρησιμοποιείται για έργα μεταφοράς. Οι αξιολογήσεις έργων αποθήκευσης πρέπει να χρησιμοποιούν τις ίδιες οριακές συνθήκες, παραμέτρους, συνολική αξιολόγηση και τεχνικές ανάλυσης ευαισθησίας που χρησιμοποιούνται για έργα μεταφοράς.

Επιπλέον, απαιτείται η εμφάνιση της αντίστοιχης παραμέτρου μοντελοποίησης και παραδοχών για εγκαταστάσεις αποθήκευσης εντός της αντίστοιχης μελέτης.

Ειδικότερα, εάν το έργο αποθήκευσης ανήκει στο δίκτυο αναφοράς (ανάλογα με το πώς και σύμφωνα με ποια κριτήρια έχει δομηθεί το δίκτυο αναφοράς), στη μεθοδολογία ΤΟΟΤ θεωρείται ότι κατά την αξιολόγηση συμπεριλαμβάνονται όλα τα έργα αποθήκευσης που περιγράφονται στο Διακοινοτικό ΔΠΑ, τα οποία περιλαμβάνονται τελικά στο δίκτυο αναφοράς που δημιουργήθηκε για τη μελέτη. Στη συνέχεια αφαιρώντας το έργο αποθήκευσης εκτιμώνται τα οφέλη του. Διαφορετικά, εάν το έργο δεν ανήκει στο δίκτυο αναφοράς, εφαρμόζεται η προσέγγιση PINT.

Μεθοδολογία

Η μεθοδολογία που εκτελείται θα χρησιμοποιείται για αξιολογήσεις έργων αποθήκευσης που πραγματοποιούνται για το Διακοινοτικό ΔΠΑ και για μεμονωμένες αξιολογήσεις έργων αποθήκευσης που πραγματοποιούνται από ΔΣΜ ή φορείς υλοποίησης έργου.

Όσον αφορά τους επιμέρους δείκτες, ισχύουν τα ακόλουθα:

- **B1. Κοινωνικο-οικονομική ευημερία (Socio-economic welfare - SEW):**

Οι επιπτώσεις στην κοινωνικο-οικονομική ευημερία είναι το κύριο όφελος των συστημάτων αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας. Στην πράξη, η χρήση συστημάτων αποθήκευσης στο δίκτυο δύναται να δημιουργήσει ευκαιρίες στο επίπεδο βελτιστοποίησης (arbitrage) του χαρτοφυλακίου (portfolio) των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής και σε επίλυση περιπτώσεων συμφόρησης που οδηγούν σε εξοικονόμηση κόστους σε χρήστες ολόκληρου του συστήματος μεταφοράς. Οι μελέτες αγοράς θα πρέπει να εκτιμούν αυτήν τη συνεισφορά βασιζόμενες σε χρονική ανάλυση, η οποία είναι συνεπής με το χρονικό βήμα που χρησιμοποιείται στα μοντέλα της αγοράς. Πράγματι, η αποθήκευση μπορεί να εκμεταλλευτεί τις διαφορές των τιμών ηλεκτρισμού στις περιόδους αιχμής και αυτές εκτός αιχμής σε συγκεκριμένα χρονικά βήματα· αποθηκεύοντας ενέργεια κατά το χρόνο που οι τιμές είναι χαμηλές και προσφέροντάς την πίσω στο σύστημα όταν οι τιμές είναι υψηλές, αυξάνοντας έτσι την κοινωνικο-οικονομική ευημερία. Υπό την προϋπόθεση ότι το έργο αποθήκευσης είναι κατάλληλα μοντελοποιημένο, για την αξιολόγηση αυτού του δείκτη εφαρμόζεται η ίδια μεθοδολογία, δηλαδή δεν προβλέπονται εξειδικεύσεις για τον υπολογισμό αυτού του δείκτη σε σύγκριση με τα έργα μεταφοράς.

- **B2. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω της διαφοροποίησης των εκπομπών CO₂ (Additional societal benefit due to CO₂ variation):**

Όπως και στα έργα μεταφοράς, ο δείκτης CO₂ προκύπτει από την ικανότητα του έργου αποθήκευσης να επιδρά στη βελτιστοποίηση του χαρτοφυλακίου ηλεκτροπαραγωγής (generation portfolio). Το κοινωνικό μέρος μπορεί να υπολογιστεί χρησιμοποιώντας την ίδια μεθοδολογία που περιγράφεται στην ειδική ενότητα για τα έργα μεταφοράς. Υπό την προϋπόθεση ότι το έργο αποθήκευσης είναι κατάλληλα μοντελοποιημένο, για την αξιολόγηση αυτού του δείκτη εφαρμόζεται η ίδια μεθοδολογία, δηλαδή δεν προβλέπονται εξειδικεύσεις για τον υπολογισμό αυτού του δείκτη σε σύγκριση με τα έργα μεταφοράς.

- **B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (RES integration):**

Τα συστήματα αποθήκευσης παρέχουν πρόσθετους πόρους στο ηλεκτρικό σύστημα σχετικά με τη διαχείριση της παραγωγής ΑΠΕ και ειδικότερα, αντιμετωπίζουν το ζήτημα των διακοπτόμενων (intermittent) ΑΠΕ. Όπως στα έργα μεταφοράς, αυτή η υπηρεσία μπορεί να αποτιμηθεί από την αποφευγόμενη περικοπή (avoided spillage), με χρήση μελετών αγοράς ή μελετών δικτύου ενώ η οικονομική αξία ενσωματώνεται στην κοινωνικο-οικονομική ευημερία. Υπό την προϋπόθεση ότι το έργο αποθήκευσης είναι κατάλληλα μοντελοποιημένο, για την αξιολόγηση αυτού του δείκτη εφαρμόζεται η ίδια μεθοδολογία, δηλαδή δεν προβλέπονται εξειδικεύσεις για τον υπολογισμό αυτού του δείκτη σε σύγκριση με τα έργα μεταφοράς.

- **B4. Όφελος μη-άμεσων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (Non-direct greenhouse emission Benefit):**

Όσον αφορά τα έργα μεταφοράς, αυτός ο δείκτης μπορεί να προσδιοριστεί χρησιμοποιώντας την ίδια μεθοδολογία που περιγράφεται στον δείκτη B4. Υπό την προϋπόθεση ότι το έργο αποθήκευσης είναι κατάλληλα μοντελοποιημένο, για την αξιολόγηση αυτού του δείκτη εφαρμόζεται η ίδια μεθοδολογία, δηλαδή δεν προβλέπονται εξειδικεύσεις για τον υπολογισμό αυτού του δείκτη σε σύγκριση με τα έργα μεταφοράς.

- **B5. Διαφοροποίηση Απωλειών Συστήματος (Variation in grid losses):**

Ανάλογα με την τοποθεσία, την τεχνολογία και τις παρεχόμενες υπηρεσίες από τα συστήματα αποθήκευσης οι απώλειες του συστήματος αυξάνονται ή μειώνονται. Η επίδραση αυτή υπολογίζεται μέσω μελετών δικτύου. Υπό την προϋπόθεση ότι το έργο αποθήκευσης είναι κατάλληλα μοντελοποιημένο, για την αξιολόγηση αυτού του δείκτη εφαρμόζεται η ίδια μεθοδολογία, δηλαδή δεν προβλέπονται εξειδικεύσεις για τον υπολογισμό αυτού του δείκτη σε σύγκριση με τα έργα μεταφοράς.

• **B6/B7. Ασφάλεια εφοδιασμού (SoS)- επάρκεια (Adequacy) για ικανοποίηση της ζήτησης και ευελιξία συστήματος (Flexibility):**

Οι δείκτες ασφάλειας εφοδιασμού για τα συστήματα αποθήκευσης ακολουθούν τις ίδιες αρχές με αυτές των έργων μεταφοράς, καλύπτοντας το όφελος για την επάρκεια ώστε να ικανοποιείται η ζήτηση (B6) σε συνδυασμό με την αύξηση της ευελιξίας του συστήματος (B7).

Η αποθήκευση ενέργειας μπορεί να βελτιώσει την ασφάλεια του εφοδιασμού ομαλοποιώντας το πρότυπο φορτίου (ψαλίδισμα αιχμής/peak shaving), αυξάνοντας το φορτίο εκτός των περιόδων αιχμής (αποθήκευση ενέργειας κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης ενέργειας) και μειώνοντας την αιχμή φορτίου (μειώνοντάς την κατά τη διάρκεια των περιόδων υψηλότερης ζήτησης). Οι μελέτες αγοράς εκτιμούν τη συνεισφορά σε επίπεδο μιας Ευρωπαϊκής Περιφέρειας (ειδικές περιπτώσεις πολύ μεγάλων συστημάτων αποθήκευσης).

Υπό την προϋπόθεση ότι το έργο αποθήκευσης είναι κατάλληλα μοντελοποιημένο, για την αξιολόγηση αυτού του δείκτη εφαρμόζεται η ίδια μεθοδολογία, δηλαδή δεν προβλέπονται εξειδικεύσεις για τον υπολογισμό αυτού του δείκτη σε σύγκριση με τα έργα μεταφοράς. Σχετικά με τα οφέλη για την ευελιξία του συστήματος από ένα έργο αποθήκευσης, προτείνεται η χρήση ποιοτικής προσέγγισης βάσει του παρακάτω πίνακα. Αυτή η αξιολόγηση/εκτίμηση θα βασιστεί στην εμπειριστατωμένη γνώμη εμπειρογνομόνων, λαμβάνοντας υπόψη τις υπάρχουσες μελέτες και τις τεχνολογικές πληροφορίες.

Η ποιοτική αξιολόγηση των έργων αποθήκευσης ορίζεται στον Πίνακα 16.

Πίνακας 16. Ποιοτική αξιολόγηση των πλεονεκτημάτων συστήματος ευελιξίας του έργου αποθήκευσης

Δείκτης Απόδοσης (Key Performance Indicator- KPI)	Βαθμός	Κίνητρο
Χρόνος απόκρισης — ΕΔΣ ⁵⁶	0 = μεγαλύτερο των 30 s + = μικρότερο των 30 s ++ = μικρότερο του 1 s	30 s : χρονικό διάστημα του ΕΔΣ 1 s : τυπικό χρονική κλίμακα αδράνειας
Χρόνος απόκρισης – συμπεριλαμβανομένου του χρόνου καθυστέρησης των συστημάτων πληροφορικής (IT) και ελέγχου (control)	0 = μεγαλύτερο των 200 s + = μικρότερο των 200 s ++ = μικρότερο των 30 s	200 s: χρονικό διάστημα του ΕΑΣ ⁵⁷ 30 s: χρονικό διάστημα του ΕΔΣ
Διάρκεια σε ονομαστική ισχύ - συνολικός χρόνος κατά τον οποίο η διαθέσιμη ισχύς μπορεί να διατηρηθεί	0 = μικρότερο του 1 min + = μικρότερο των 15 min ++ = 15 min ή περισσότερα	1 min: διπλάσιος του χρόνου απόκρισης του ΕΔΣ 15 min: Τυπικό μέγεθος PTU ⁵⁸
Διαθέσιμη ισχύς - ισχύς που είναι συνεχώς διαθέσιμη εντός του χρόνου ενεργοποίησης	0 = μικρότερο των 20 MW + = 20 - 225 MW ++ = 225 MW ή μεγαλύτερη	20 MW: 1%-2% ενός τυπικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής δεσμεύεται για ΕΔΣ, το οποίο είναι εφικτό από τη σκοπιά του έργου 225 MW : μέγεθος PCI

⁵⁶ ΕΔΣ = Εφεδρεία Διατήρησης Συχνότητας

⁵⁷ ΕΑΣ = Εφεδρεία

Αποκατάστασης

Συχνότητας

⁵⁸ PTU = Program Time Unit

Ικανότητα να διευκολυνθεί ο κοινή χρήση των υπηρεσιών εξισορρόπησης σε ευρύτερες γεωγραφικές περιοχές, συμπεριλαμβανομένων και αυτών μεταξύ συγχρονισμένων περιοχών		Πρόταση να αφαιρεθεί καθότι είναι πάρα πολύ ειδικό και δύσκολο να ποσοτικοποιηθεί
---	--	---

- **B8. Ασφάλεια Εφοδιασμού(SoS)-Ευστάθεια συστήματος (Stability):**

Η αποθήκευση έχει επίσης κόστος και περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Θα χρησιμοποιηθούν οι ίδιοι δείκτες όπως και για τα έργα μεταφοράς.

- **B9. Αποφυγή του κόστους ανανέωσης / αντικατάστασης υποδομών (Avoidance of the Renewal/Replacement Costs of Infrastructure):**

Ο δείκτης θα εφαρμοστεί όπως στα έργα μεταφοράς που περιγράφονται στην Ενότητα 12. Υπό την προϋπόθεση ότι το έργο αποθήκευσης είναι κατάλληλα μοντελοποιημένο, για την αξιολόγηση αυτού του δείκτη εφαρμόζεται η ίδια μεθοδολογία, δηλαδή δεν προβλέπονται εξειδικεύσεις για τον υπολογισμό αυτού του δείκτη σε σύγκριση με τα έργα μεταφοράς.

- **B10. Μείωση απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (εφαρμόζεται μόνο σε περιπτώσεις που έχουν πραγματοποιηθεί προσομοιώσεις ανακατανομής) (Reduction of Necessary Reserves for Redispatch Power Plants (only applicable when redispatch simulations have been performed)):**

Στην περίπτωση που το όφελος της αποθήκευσης υπολογίζεται χρησιμοποιώντας την προσέγγιση ανακατανομής, σύμφωνα με την Ενότητα 21, ο συγκεκριμένος δείκτης θα εφαρμοστεί όπως στα έργα μεταφοράς που περιγράφονται στην Ενότητα 6.13.

- **C1./C2. Συνολικό κόστος έργου (Total project expenditure):**

Το κόστος του έργου αποθήκευσης περιλαμβάνει τα επενδυτικά κόστη, τα λειτουργικά κόστη και τα κόστη συντήρησης κατά τη διάρκεια του κύκλου ζωής του έργου, καθώς και περιβαλλοντικά κόστη (αποζημίωση/ανταποδοτικά, κόστος αποξήλωσης, κ.α.)

- **S1. Υπολειπόμενη Περιβαλλοντική Επίπτωση (Residual Environmental impact):**

Οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις των συστημάτων αποθήκευσης είναι διαφορετικές από αυτές των έργων μεταφοράς και εξαρτώνται σημαντικά από την τεχνολογία. Η αξιολόγηση θα πρέπει να λάβει υπόψη τις εθνικές νομοθετικές διατάξεις σχετικά με τις Μελέτες Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΜΠΕ) και τα μέτρα μετριασμού των επιπτώσεων.

- **S2. Υπολειπόμενη Κοινωνική Επίπτωση (Residual Social impact):**

Οι κοινωνικές επιπτώσεις ενός έργου αποθήκευσης είναι διαφορετικές από τα έργα μεταφοράς και εξαρτώνται σημαντικά από την τεχνολογία. Η αξιολόγηση θα πρέπει να λάβει υπόψη τις εθνικές νομοθετικές διατάξεις, όσον αφορά την εκτίμηση των κοινωνικών επιπτώσεων και τα μέτρα μετριασμού αυτών.

- **S3. Άλλες Υπολειπόμενες Επιπτώσεις (Other residual impacts):**

Ο δείκτης αυτός αφορά σε επιπτώσεις του έργου αποθήκευσης που δεν καλύπτονται από τους δείκτες S1 και S2. Αυτές οι επιπτώσεις μπορεί να είναι θετικές ή αρνητικές. Είναι ευθύνη του φορέα υλοποίησης του έργου αν θα υποβάλει και άλλες επιπτώσεις.

6.21 Ενότητα 21: Προσομοιώσεις ανακατανομής για την αξιολόγηση του έργου (Redispatch simulations for project assessment)

Η αξιολόγηση των έργων εστιάζοντας μόνο στην επίπτωση της μεταφορικής ικανότητας σε ορισμένα διεθνή σύνορα μπορεί να οδηγήσει σε υποεκτίμηση των συγκεκριμένων οφελών του έργου. Αυτό συμβαίνει επειδή τα περισσότερα έργα παρουσιάζουν επίσης σημαντικά θετικά οφέλη που δεν μπορούν να αποτιμηθούν απλώς μέσω της αύξησης των δυναμιכוτήτων ενός συγκεκριμένου συνόρου, δηλαδή τη μείωση των εσωτερικών συμφορήσεων. Η επίπτωση είναι ισχυρότερη, αλλά δεν περιορίζεται σε, εσωτερικά έργα που δεν στοχεύουν απαραίτητα σε αύξηση των δυναμιכוτήτων πέραν των συγκεκριμένων συνόρων και επομένως, αυτό καθιστά δύσκολη, ή ακόμη και αδύνατη, την αξιολόγησή τους χρησιμοποιώντας αποκλειστικά προσομοιώσεις αγοράς.

Σύμφωνα με την οδηγία ΜΚΟ, τόσο τα εσωτερικά όσο και τα διασυνοριακά έργα μπορούν να είναι Πανευρωπαϊκού ενδιαφέροντος. Ωστόσο, όλα αναπτύσσουν μία καθαρή ικανότητα μεταφοράς (GTC) πάνω από ένα συγκεκριμένο όριο (και μερικές φορές αρκετά όρια), τα οποία μπορεί να είναι ή όχι ένα διεθνές σύνορο.

Επιπλέον, δεδομένου ότι τα διασυνοριακά έργα μπορούν επίσης να έχουν επίπτωση σε εσωτερικές συμφορήσεις και στην ανακατανομή, όπως ακριβώς τα εσωτερικά μπορεί να έχουν επίπτωση στις διασυνοριακές μεταφορικές ικανότητες, η εφαρμογή προσομοιώσεων ανακατανομής πρέπει να επιτρέπεται για διασυνδεδετικές γραμμές όποτε απαιτείται.

Η λεπτομερής περιγραφή της αντίστοιχης μεθοδολογίας περιγράφεται παρακάτω.

Γενικά, για να πραγματοποιηθεί η αξιολόγηση του έργου χρησιμοποιώντας προσομοιώσεις ανακατανομής, πρέπει να ακολουθηθούν τα παρακάτω βήματα:

- Βήμα 1 προσομοίωσης: Διενέργεια προσομοιώσεων αγοράς για τον προσδιορισμό της βέλτιστης κατανομής από άποψη κόστους της μονάδας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
- Βήμα 2 προσομοίωσης: Διενέργεια προσομοιώσεων ροής φορτίου για τον προσδιορισμό των φορτίσεων γραμμής στο υπό εξέταση δίκτυο

- Βήμα 3 προσομοίωσης: Διενέργεια προσομοιώσεων ανακατανομής για την εκτίμηση των δυνατοτήτων μετριασμού πιθανής συμφόρησης ⁵⁹ ανακατανέμοντας την αρχική κατανομή των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας .

Αυτά τα βήματα μπορεί να εκτελούνται χρησιμοποιώντας ένα μόνο εργαλείο ή συνδυασμό διαφορετικών εργαλείων, αλλά κανένα βήμα από τα παραπάνω δεν πρέπει να παραληφθεί.

Για τη διενέργεια των προσομοιώσεων ανακατανομής, μπορεί να εφαρμοστεί η ίδια προσέγγιση “delta” που χρησιμοποιείται σε προσομοιώσεις αγοράς, δηλαδή ο υπολογισμός των οφελών γίνεται χρησιμοποιώντας τις μεθοδολογίες TOOT ή PINT και τις πολλαπλές μεθοδολογίες TOOT ή PINT.

Οι προσομοιώσεις ανακατανομής πρέπει να ευθυγραμμίζονται με τις μελέτες αγοράς που διεξήχθησαν χρησιμοποιώντας τα αντίστοιχα σενάρια. Προκειμένου να ικανοποιηθεί αυτή η απαίτηση, τα αποτελέσματα των μελετών αγοράς (π.χ. ωριαία παραγωγή των συγκεκριμένων τύπων μονάδων) και τα δεδομένα εισόδου των μελετών αγοράς (π.χ. δυναμικότητα των διαφόρων μονάδων παραγωγής) πρέπει να χρησιμοποιηθούν ως δεδομένα εισόδου για την εκτίμηση της ανακατανομής. Αυτό πρέπει να περιλαμβάνει το ίδιο κύριο σύνολο δεδομένων εισόδου που χρησιμοποιήθηκε για προσομοιώσεις αγοράς, το οποίο συνοψίζεται παρακάτω:

- Παραδοχές τιμών (τιμές καυσίμου, τιμή CO₂ και τα οριακά κόστη των διαφόρων θερμικών μονάδων που υπολογίζονται από αυτά).
- Καθαρή ικανότητα παραγωγής για τις διάφορες θερμικές μονάδες, μονάδες ΑΠΕ (αιολικές και ηλιακές), άλλες μονάδες ΑΠΕ, άλλες μονάδες εκτός ΑΠΕ και κατηγορίες υδροηλεκτρικών μονάδων (συμπεριλαμβανομένων των ικανοτήτων των αντλησιοταμιευτικών μονάδων).
- Τιμές επιβεβλημένης/υποχρεωτικής λειτουργίας (must-run) θερμικών μονάδων
- Διαθεσιμότητα μονάδων ηλεκτροπαραγωγής
- Δυναμικότητες απόκρισης ζήτησης (DSR)
- Χρονοσειρές ζήτησης
- Σταθερές ανταλλαγές με μη-μοντελοποιημένες χώρες

Τα κύρια σύνολα δεδομένων που πρέπει να χρησιμοποιούνται από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης της αγοράς είναι τα εξής:

- Αξιοποίηση (ωριαίες χρονοσειρές) των διαφόρων μονάδων θερμικής παραγωγής, της απόκρισης ζήτησης και των κατηγοριών υδροηλεκτρικών μονάδων

⁵⁹ Ο έλεγχος κατά πόσον οι συμφορήσεις έχουν μετριαστεί από την ανακατανομή πρέπει να διενεργείται χρησιμοποιώντας προσομοιώσεις ροής φορτίου

- Χρονοσειρές απορριπτόμενης ενέργειας (για αιολικά, φωτοβολταϊκά, άλλες μονάδες ΑΠΕ και συνδυασμός άλλων μονάδων παραγωγής εκτός ΑΠΕ)
- Ωριαία οριακά κόστη σε κόμβους της αγοράς
- Χρονοσειρές μη εξυπηρετούμενης Ενέργειας (ENS)

Υπάρχουν ορισμένες απαιτήσεις για τις προσομοιώσεις δικτύου. Οι προσομοιώσεις θα πρέπει ιδανικά να βασίζονται σε ροές φορτίου AC. Εάν αυτό δεν είναι δυνατό ή για να μειωθεί ο χρόνος προσομοίωσης σε αποδεκτό επίπεδο, μπορούν να εφαρμοστούν ροές φορτίου DC. Οι προσομοιώσεις θα πρέπει να γίνονται σε ετήσια βάση. Εάν αυτό δεν είναι δυνατό, μπορούν να χρησιμοποιηθούν αντιπροσωπευτικά χρονικά σημεία, όπως συμβαίνει για τον υπολογισμό των απωλειών. Η μέθοδος αποτύπωσης των αποτελεσμάτων της προσομοίωσης αγοράς στο μοντέλο δικτύου (δηλαδή, η κατανομή των αποτελεσμάτων αγοράς σε επίπεδο κόμβου, σε αντίστοιχο επίπεδο στο μοντέλο δικτύου) πρέπει να καθοριστεί στις Οδηγίες εφαρμογής και πρέπει να είναι συνεπής με άλλες μελέτες δικτύου (π.χ., το NTC, υπολογισμοί απωλειών).

Ενδεχόμενες θερμικές υπερφορτίσεις που εντοπίζονται από τις προσομοιώσεις δικτύου μπορούν δυνητικά να μετριαστούν με τη χρήση προσομοιώσεων ανακατανομής. Οι προσομοιώσεις ανακατανομής πρέπει να τηρούν τις ακόλουθες απαιτήσεις:

- Πρέπει να διατηρείται η ισορροπία του συστήματος (δηλαδή, η αύξηση της παραγωγής πρέπει να εξισορροπείται από την ίδια ποσότητα μείωσης της παραγωγής).
- Το δίκτυο, ή τουλάχιστον προκαθορισμένοι κρίσιμοι κλάδοι, πρέπει να μην εμφανίζουν συμφόρηση μετά την εφαρμογή της ανακατανομής
- Η ανακατανομή πρέπει να εφαρμόζεται με βέλτιστο τρόπο από άποψη κόστους

Η περίμετρος (περιοχή ενδιαφέροντος) των προσομοιώσεων ανακατανομής πρέπει να ορίζεται, και μπορεί να οριστεί ως εξής:

- Η περίμετρος πρέπει να επιλέγεται για να περιλαμβάνει την περιοχή του δικτύου που επηρεάζεται από το έργο. Η εν λόγω απόφαση εξαρτάται από το εάν το έργο είναι εσωτερικό ή διασυνοριακό. Για εσωτερικά έργα, η περίμετρος των εσωτερικών έργων χωρίς σημαντική διασυνοριακή επίδραση ορίζεται συνήθως ως η χώρα που περιλαμβάνει το έργο. Για διασυνοριακά έργα, ως περίμετρος ορίζονται ως οι δύο χώρες που περιλαμβάνουν το έργο στα κοινά σύνορά τους.
- Σε περιπτώσεις όπου μόνο ένα μέρος της χώρας (ή χώρες) επηρεάζεται από το έργο, είναι δυνατό να μειώνεται η περίμετρος μόνο σε αυτό το τμήμα, υπό την προϋπόθεση ότι μειωμένη περίμετρος περιλαμβάνει όλα τα στοιχεία του δικτύου που σχετίζονται με την ανάλυση ανακατανομής. Η «σχετικότητα» αυτή πρέπει να δηλώνεται και να αναφέρεται σαφώς.

- Σε περιπτώσεις όπου άλλες γειτονικές χώρες υποτίθεται επίσης ότι επηρεάζονται σημαντικά από το έργο, η περίμετρος πρέπει να επεκτείνεται ώστε να συμπεριλαμβάνει και αυτές.

Τα μέτρα βελτιστοποίησης εφαρμόζονται σύμφωνα με μια συγκεκριμένη σειρά. Η σειρά⁶⁰ (ή ακολουθία) που πρέπει να εφαρμοστεί και να τηρηθεί έχει ως εξής:

1. Εφαρμογή επιχειρησιακών μέτρων (π.χ. PST, HVDC)
2. Εφαρμογή προκαθορισμένου συνόλου τοπολογικών ενεργειών αποκατάστασης για κάθε κατάσταση N-1 (ή κατάλληλο κριτήριο ασφάλειας)
3. Βελτιστοποίηση θερμικών σταθμών παραγωγής με βάση τα κόστη κατανομής για κάθε μονάδα παραγωγής
4. Βελτιστοποίηση των μονάδων αποθήκευσης (π.χ. αντλησιοταμίευση, μπαταρίες, P2G κ.λπ.)
5. Βελτιστοποίηση μονάδων ΑΠΕ
6. Βελτιστοποίηση διασυνοριακών σταθμών παραγωγής και διασυνοριακές διασυνδέσεις HVDC (ανάλογα με την περίμετρο)
7. Αντιμετώπιση υπερφόρτισης εξοπλισμού μεταφοράς.

Καθώς υπάρχουν διαφορετικά είδη έργων, με διαφορετικούς στόχους, οι μέθοδοι προσομοίωσης μπορεί επίσης να είναι διαφορετικές, ανάλογα με τον στόχο. Ενώ ο στόχος των διασυνοριακών έργων μπορεί να είναι η αύξηση της δυναμικότητας μεταξύ διαφορετικών χωρών και περιοχών της αγοράς, ένα εσωτερικό έργο μπορεί να μην είναι έχει ως στόχο να επηρεάσει τη διασυνοριακή ικανότητα. Επομένως, θα είχε μόνο μικρή σημασία να αξιολογηθούν αυτά τα είδη έργων συγκρίνοντας τις δύο διαφορετικές προσομοιώσεις αγοράς.

Για να ληφθούν υπόψη διαφορετικά είδη έργων, υπάρχουν δύο επιλογές για την εφαρμογή προσομοιώσεων ανακατανομής:

Η πρώτη επιλογή χρησιμοποιεί προσομοιώσεις ανακατανομής⁶¹ μόνο για τον υπολογισμό των οφελών, ενώ η δεύτερη επιλογή ενσωματώνει μοντέλα αγοράς και ανακατανομής. Η απόφαση σχετικά με τη μεθοδολογία που θα εφαρμοστεί εξαρτάται από την υπόθεση που αξιολογείται. Σε γενικές γραμμές, κατά την εκτίμηση των οφελών της αγοράς που απορρέουν από ένα έργο του οποίου ο κύριος στόχος αφορά σε διασυνοριακό επίπεδο, πρέπει να χρησιμοποιούνται μόνο προσομοιώσεις αγοράς. Για έργα με κύριο στόχο την αντιμετώπιση εσωτερικών συμφορήσεων, θα πρέπει να χρησιμοποιούνται μόνο προσομοιώσεις ανακατανομής. Φυσικά υπάρχουν και έργα που κατασκευάζονται για να

⁶⁰ Δεν έχουν εντοπιστεί ακόμη συγκεκριμένες διαφορές ανά χώρα σε αυτήν την προσέγγιση. Εφόσον εντοπιστούν, πρέπει να ληφθούν υπόψη.

⁶¹ Η προσομοίωση ανακατανομής με αυτή την επιλογή βασίζεται επίσης σε προσομοιώσεις αγοράς. Σε αυτήν την περίπτωση, το έργο δεν έχει επίπτωση στο NTC, επομένως, μόνο τα αποτελέσματα αναφοράς της προσομοίωσης αγοράς χρησιμοποιούνται ως είσοδος. Οι διαφορετικές ποσότητες ανακατανομής που απαιτούνται με και χωρίς το έργο (στο μοντέλο δικτύου) αποτελούν τη βάση της αξιολόγησης.

ικανοποιούν και τις δύο απαιτήσεις. Επομένως, προκειμένου να καλυφθεί το πλήρες φάσμα των οφελών για διαφορετικά είδη έργων, πρέπει να χρησιμοποιηθεί μια παραλλαγή στις μεθοδολογίες ή ένας συνδυασμός αυτών. Η επιλογή της μεθόδου που θα χρησιμοποιηθεί αποφασίζεται από το φορέα υλοποίησης του έργου.

Ωστόσο, η επιλεγείσα μέθοδος πρέπει να αιτιολογείται με σαφήνεια. Σε περιπτώσεις κατά τις οποίες η αξιολόγηση χρησιμοποιεί συνδυασμό μελετών αγοράς και ανακατανομής τα οφέλη πρέπει να εμφανίζονται χωριστά για κάθε μελέτη.

Οι δείκτες που υπολογίζονται χρησιμοποιώντας προσομοιώσεις ανακατανομής καθορίζονται αναλόγως.

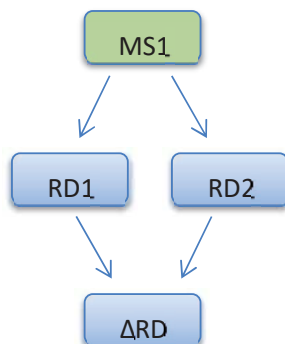
Σημείωση:

Οι ακόλουθες επιλογές σχετίζονται μόνο με τον υπολογισμό του ίδιου του οφέλους. Προκειμένου να εκτελούνται προσομοιώσεις ανακατανομής, προηγουμένως είναι απαραίτητες οι προσομοιώσεις αγοράς και δικτύου.

Επιλογή 1: Υπολογισμός οφέλους χρησιμοποιώντας μόνο ανακατανομή:

Τα οφέλη για έργα που εστιάζουν κυρίως σε εσωτερικές επιδράσεις μπορούν να αξιολογηθούν αποκλειστικά με τη χρήση προσομοιώσεων ανακατανομής.

Χρησιμοποιώντας ένα αποτέλεσμα προσομοίωσης αγοράς, πρέπει να εκτελεστούν (TOOT / PINT) δύο διαφορετικές προσομοιώσεις ανακατανομής (δηλαδή, μία με το έργο και η άλλη χωρίς το έργο). Η διαδικασία πρέπει να τηρεί τις ανωτέρω συνθήκες, όπως απεικονίζεται παρακάτω:



Όπου:

MS1: NTCs αναφοράς της προσομοίωσης αγοράς

RD1: εκτέλεση της ανακατανομής του δικτύου αναφοράς

RD2: εκτέλεση της ανακατανομής με την αξιολόγηση του έργου μέσω (TOOT / PINT)

ΔRD: διαφορά μεταξύ των μονάδων RD1 και RD2 (unit commitment)

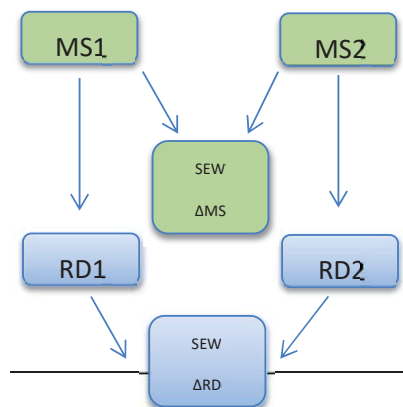
(διαφορετικά κόστη παραγωγής, διαφορετικές εκπομπές CO₂ κ.λπ.)

Επιλογή 2: Υπολογισμός οφελών χρησιμοποιώντας συνδυασμό μεταβολής του διασυννοριακού NTC και ανακατανομής:

Τα οφέλη ορισμένων έργων εξαρτώνται κυρίως από εσωτερικά σημεία συμφόρησης, αλλά μπορούν επίσης να έχουν σημαντική διασυννοριακή επίδραση.

Σε αυτήν την περίπτωση μπορεί να χρησιμοποιηθεί μια προσέγγιση δύο βημάτων συνδυάζοντας την αξιολόγηση που χρησιμοποιεί προσομοιώσεις αγοράς μαζί με

προσομοιώσεις ανακατανομής. Το τελικό αποτέλεσμα να είναι το άθροισμα και των δύο και η διαδικασία απεικονίζεται παρακάτω:



όπου:

MS1: αναφέρεται στην προσομοίωση αγοράς με το δίκτυο αναφοράς
MS2: αναφέρεται στην προσομοίωση αγοράς με την αξιολόγηση του έργου μέσω (TOOT / PINT)
ΔMS: αναφέρεται στη διαφορά μεταξύ των μονάδων MS1 και MS2 (unit commitment).
RD1: εκτέλεση της ανακατανομής του δικτύου αναφοράς
RD2: εκτέλεση της ανακατανομής με την αξιολόγηση του έργου μέσω (TOOT / PINT)
ΔRD: διαφορά μεταξύ των μονάδων RD1 και RD2 (unit commitment)
ΔTOTAL: ισούται με το άθροισμα των ΔRD και ΔMS

Η εφαρμογή της ανακατανομής επιτρέπει τον προσδιορισμό ενός συγκεκριμένου δείκτη οφέλους B10, οποίος περιγράφεται στην Ενότητα 13.

6.22 Ενότητα 22: Παράδειγμα υπολογισμού του ΔNTC (Example of ΔNTC calculation)

Παρακάτω δίνεται ένα παράδειγμα σχετικά με τον τρόπο υπολογισμού του ΔNTC. Το παράδειγμα χρησιμοποιεί την προσέγγιση TOOT για ένα χρονικό βήμα. Η προσέγγιση PINT είναι παρόμοια, αλλάζει μόνο η θέση του έργου ως προς το μοντέλο του δικτύου αναφοράς.

Το παράδειγμα έχει σχεδιαστεί για έναν υπολογισμό ΔNTC σε οποιοδήποτε όριο μεταξύ των ζωνών υποβολής προσφορών⁶². Αυτή η μεθοδολογία θα πρέπει να εκτελείται σε όλα τα χρονικά βήματα του έτους για τον υπολογισμό ενός ετήσιου ΔNTC που θα χρησιμοποιείται για προσομοιώσεις.

Ας θεωρηθεί το παράδειγμα συστήματος όπως παρουσιάζεται παρακάτω. Πρέπει να ακολουθηθούν τα ακόλουθα βήματα:

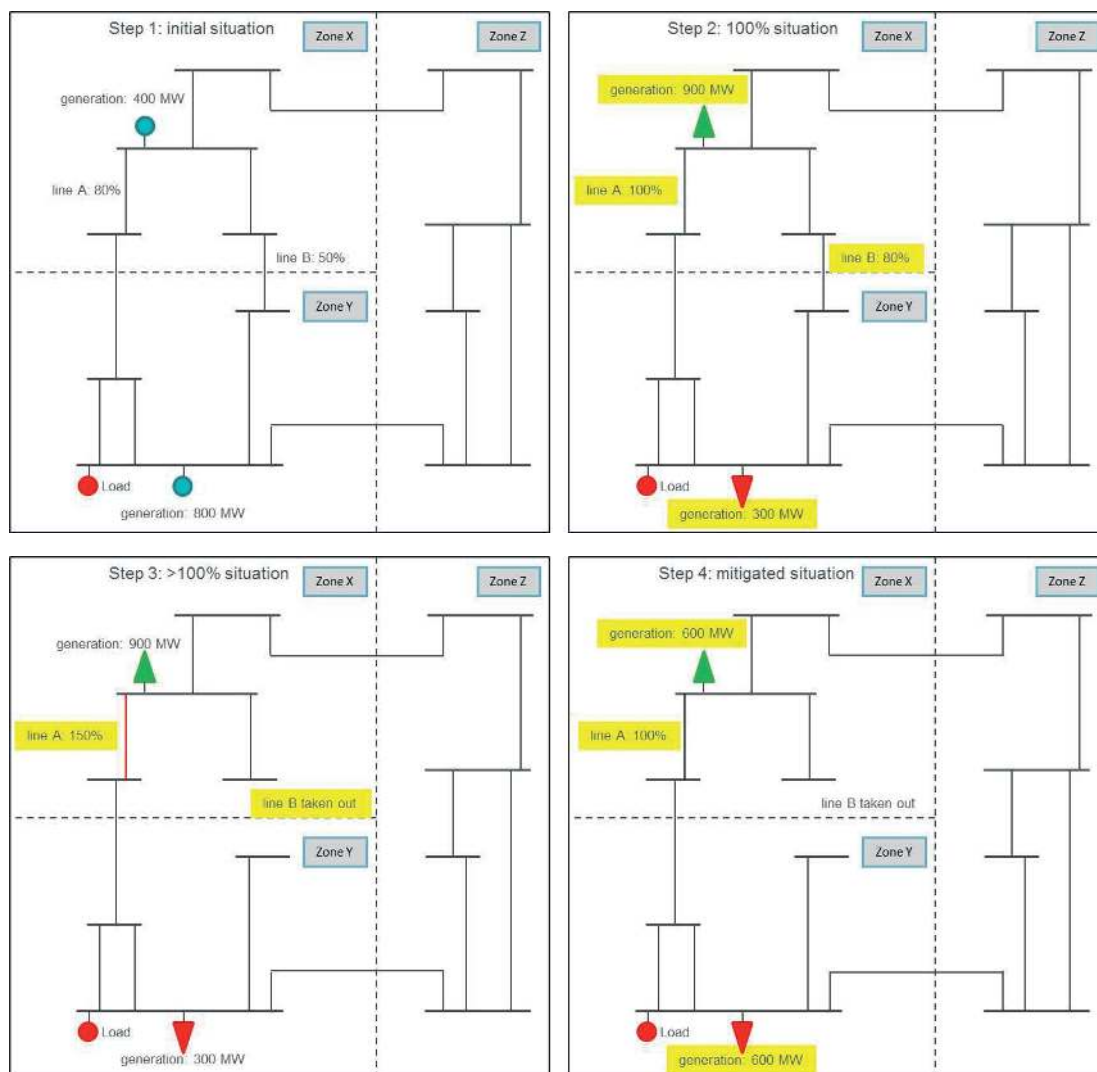
- Βήμα 1: Εκτέλεση ανάλυση ροής φορτίου στο μοντέλο δικτύου αναφοράς σύμφωνα με τα κριτήρια ασφαλείας που λαμβάνουν υπόψη το κριτήριο N-1.
- Βήμα 2: Προσδιορισμός της συνολικής παραγωγής στη ζώνη X και Y (στο απλό παράδειγμα, η ζώνη Z δεν έχει καμία παραγωγή ή ζήτηση), η οποία αντιστοιχεί σε τουλάχιστον μία γραμμή φορτισμένη στο 100% σε κατάσταση N-1 (συνθήκη 100%) σε μία από τις περιοχές γύρω από τα υπό εξέταση σύνορα (π.χ., X και Y στο παράδειγμα), χωρίς άλλη συμφόρηση, υπό την προϋπόθεση ότι δεν υπάρχουν συμφορήσεις στη ζώνη Z. Η συνθήκη 100% μπορεί να δημιουργηθεί εκτελώντας μια μετατόπιση παραγωγής ισχύος⁶³ στις ζώνες X και Y (και αντίστροφα).⁶⁴
- Βήμα 3: Επανάληψη των βημάτων 1 και 2 στο μοντέλο δικτύου αναφοράς από το οποίο έχει αφαιρεθεί το έργο (εφαρμογή TOOT για το έργο έργου στο οποίο θα καθοριστεί το ΔNTC). Αυτό το βήμα θα παρέχει τις τιμές σχετικά με την παραγωγή στις ζώνες X και Y στην περίπτωση που μία από τις γραμμές φορτίζεται ακριβώς στο 100% σε συνθήκες N-1 χωρίς το έργο.
- Βήμα 4: Υπολογισμός του ΔNTC ως η διαφορά μεταξύ των καταστάσεων παραγωγής που αντιστοιχούν στις '100%-συνθήκες': Το ΔNTC ισούται με τη μετατόπιση ισχύος.

⁶² Κατ' αρχήν, η μέθοδος μπορεί επίσης να εφαρμοστεί σε οποιονδήποτε τύπο ορίου.

⁶³ Η επιλογή των μονάδων παραγωγής που θα χρησιμοποιηθούν για τη μετατόπιση ισχύος παραγωγής εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από γενικό πλαίσιο. Δεδομένου ότι πολλές διαφορετικές μέθοδοι για τη μετατόπιση ισχύος παραγωγής μπορούν να εφαρμοστούν χωρίς να προτιμάται κάποια, σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία δεν παρέχεται καμία προτιμώμενη μεθοδολογία για τη μετατόπιση ισχύος παραγωγής. Πρέπει όμως να αναφερθεί ότι η μετατόπιση ισχύος παραγωγής μπορεί να έχει σημαντικό αντίκτυπο στα αποτελέσματα και, ως εκ τούτου, πρέπει να επιλέγεται προσεκτικά και να αιτιολογείται λεπτομερώς. Στην πιθανή περίπτωση όπου το αρχικό υψηλότερο φορτίο σε κατάσταση N-1 μπορεί να είναι υψηλότερο ή χαμηλότερο από το 100%, πρέπει να εφαρμόζεται μια μετατόπιση ισχύος παραγωγής σε σχέση με την αρχική κατανομή πέρα από το όριο, για να φτάσει το 100% της αντίστοιχης τιμής ισχύος. Ανάλογα με τις αρχικές συνθήκες, αυτή η μετατόπιση ισχύος αυξάνει ή μειώνει τη ροή ισχύος αναφοράς.

⁶⁴ Εάν δεν είναι εφικτό, θα μπορούσε επίσης να πραγματοποιείται μετατόπιση ισχύος φορτίου

- Βήμα 5: Εφαρμογή αυτής της διαδικασίας και στις δύο κατευθύνσεις ροής ισχύος πέρα από το υπό ανάλυση όριο.



Σχήμα 12. Ποιοτικό παράδειγμα για την απεικόνιση των διακριτών βημάτων, όπως περιγράφονται στο παραπάνω. Πρέπει να σημειωθεί ότι η πραγματική φυσική ροή θα έχει επίσης ένα στοιχείο πέρα στο όριο μεταξύ των ζωνών X-Z και Z-Y.

Τα αποτελέσματα των υπολογισμών που περιγράφονται στα παραπάνω βήματα απεικονίζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 17. Απλοποιημένο παράδειγμα αύξησης του ΔNTC από την κατεύθυνση Χ προς Υ πέρα από ένα όριο

	Βήμα 1	Βήμα 2	Βήμα 3	Βήμα 4	Βήμα 5
Συμβάν	Ένταξη γραμμής Β	Ένταξη γραμμής Β	Εφαρμογή στη γραμμή Β	Εφαρμογή στη γραμμή Β	$\Delta NTC X > Y$ [MW]
Κατάσταση	αρχική κατάσταση	Κατάσταση 100%	κατάσταση >100%	κατάσταση μετριασμού για επιστροφή σε συνθήκη 100%	300
Παραγωγή στη ζώνη Χ	400	900	900	600	
Παραγωγή στη ζώνη Υ	800	300	300	600	
Ζήτηση που πρέπει να ικανοποιηθεί	1200	1200	1200	1200	
Φόρτιση στη γραμμή Α	80%	100%	150%	100%	
Φόρτιση στη γραμμή Β	50%	80%	-	-	

Από τον παραπάνω πίνακα είναι εμφανές ότι:

- Το Βήμα 1 υποδηλώνει την αρχική κατάσταση όπου όλα τα έργα προστίθενται (συμπεριλαμβανομένης της γραμμής Β). Δεν εμφανίζονται υπερφορτίσεις, οι οποίες απεικονίζονται από τις φορτίσεις των γραμμών σε %.
- Στο Βήμα 2 η μετατόπιση ισχύος παραγωγής έχει πραγματοποιηθεί έως ότου φορτιστεί η γραμμή ακριβώς στο 100% (γραμμή Α σε αυτό το παράδειγμα) υπό συνθήκες N-1. Η απαιτούμενη μετατόπιση της παραγωγής ισχύος ήταν 500 MW.
- Στο Βήμα 3, η γραμμή Β αφαιρείται σύμφωνα με την προσέγγιση TOOT. Η κατανομή επανέρχεται όπως ήταν στο Βήμα 2, με +500 MW στη ζώνη Χ και - 500 MW στη ζώνη Υ. Η φόρτιση της γραμμής Α έγινε 150% (συνθήκη N-1).
- Στο Βήμα 4, η μετατόπιση ισχύος παραγωγής γίνεται προς την αντίθετη κατεύθυνση σε σχέση με αυτήν που έγινε στο Βήμα 2. Ως αποτέλεσμα το φορτίο στη γραμμή Α μειώνεται σε 100% (συνθήκη N-1). Η εναπομένουσα μετατόπιση ισχύος, σε σύγκριση με την αρχική κατάσταση, είναι 200 MW. Ως εκ τούτου, το έργο επιτρέπει μια αύξηση της μετατόπισης ισχύος που αντιστοιχεί στη διαφορά μεταξύ αρχικής και τελικής κατανομής. Δηλαδή, 500 MW - 200 MW = 300 MW.

- Το Βήμα 5 απεικονίζει το αντίστοιχο ΔΝΤC στην κατεύθυνση του $X > Y$ ορίου.

6.23 Ενότητα 23: Επίπτωση της ισχύος στην αγορά (Impact on market power)

Σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 347/2013, η παρούσα οδηγία ΜΚΟ λαμβάνει υπόψη την επίπτωση των υποδομών μεταφοράς στην ισχύ στην αγορά στα Κράτη Μέλη.

Η ισχύς στην αγορά είναι η ικανότητα μεταβολής των τιμών μακριά από ανταγωνιστικά επίπεδα. Η παραπάνω ικανότητα αντικατοπτρίζει την αντίστοιχη δυναμική. Ένας παίκτης της αγοράς μπορεί να έχει ισχύ στην αγορά χωρίς να τη χρησιμοποιεί. Μόνο όταν χρησιμοποιείται πραγματικά, η ισχύς στην αγορά έχει αρνητικές συνέπειες στην κοινωνικο-οικονομική ευημερία, μειώνοντας το συνολικό οικονομικό πλεόνασμα προς όφελος ενός μοναδικού παίκτη της αγοράς. Για να ληφθεί υπόψη η ισχύς στην αγορά σε μία οδηγία ΜΚΟ, απαιτούνται τρία βήματα:

- Να οριστεί ένας δείκτης ισχύος στην αγορά, ο οποίος απαιτεί την επιλογή ενός δείκτη μεταξύ των υφιστάμενων επιλογών, όπως Δείκτης υπολειπόμενου εφοδιασμού (Residual Supply Index-RSI) ή ο Δείκτης Herfindahl Hirschman (HHI). Κάθε ένας από αυτούς έχει τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματά του.
- Να καθοριστεί προσεκτικά ποιο πάγιο (α) στοιχείο θα αξιολογηθεί. Ο υπολογισμός του δείκτη θα γίνει με και χωρίς αυτό το στοιχείο, και η διαφορά αυτών των δύο υπολογισμών θα είναι το αποτέλεσμα της οδηγίας CBA.
- Να καθοριστεί η αγορά στην οποία θα εφαρμοστεί ο δείκτης, δηλαδή η γεωγραφική επέκταση, πως λαμβάνονται υπόψη οι διασυνδέσεις και η σύζευξη της αγοράς, η αντιμετώπιση των ρυθμιζόμενων τμημάτων της αγοράς και τα προϊόντα της αγοράς που πρέπει να ληφθούν υπόψη.

Όλες αυτές οι επιλογές επηρεάζουν τα αποτελέσματα της ανάλυσης της αγοράς ισχύος, δηλαδή ο τρόπος που γίνεται αντιληπτή η ισχύς στην αγορά εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τον τρόπο που ορίζεται.

Πρέπει να επισημανθεί ότι ο υπολογισμός όλων αυτών των δεικτών απαιτεί την εισαγωγή εμπιστευτικών δεδομένων. Επομένως, πρέπει να βρεθεί μια ισορροπία μεταξύ της απαιτούμενης εμπιστευτικότητας αυτών των δεδομένων και της ανάγκης για διαφάνεια στην οδηγία ΜΚΟ, καθώς αυτό αποτελεί προϋπόθεση για την αδειοδότηση και την παροχή οικονομικής ενίσχυσης από την ΕΕ.

Επιπλέον, η νομοματοποίηση αυτού του δείκτη ισχύος στην αγορά απαιτεί να εκτιμηθεί η επίπτωση της μεταβολής του εν λόγω δείκτη στο όφελος της κοινωνικο-οικονομικής ευημερίας. Αυτό απαιτεί να μπορεί κανείς να μοντελοποιήσει τη λειτουργία μιας μελλοντικής αγοράς υπό την υπόθεση του ατελούς ανταγωνισμού, παρά το γεγονός ότι η εγκυρότητα ενός τέτοιου μοντέλου είναι πρακτικώς αδύνατο να αποδειχθεί. Οι αναπόφευκτες παραδοχές του μοντέλου μπορούν να αλλάξουν ριζικά τα αποτελέσματα. Επομένως, τα αποτελέσματα μιας οδηγίας ΜΚΟ, σε όρους

ισχύος στην αγορά, μπορούν να είναι μόνο ποιοτικά και η χρήση τους ως αναφορά για τον επιμερισμό του κόστους θα ήγειρε πολλές αντιρρήσεις.

Μια μελέτη ΜΚΟ πραγματοποιείται συνήθως αξιολογώντας την επίδραση ενός έργου καθ' όλη τη διάρκεια του κύκλου ζωής του. Αυτό απαιτεί ένα πλήρες σύνολο υποθέσεων για το μέλλον, όπως η εξέλιξη του επιπέδου κατανάλωσης. Δυστυχώς, η εξέλιξη της ισχύος στην αγορά δεν μπορεί να μοντελοποιηθεί, καθώς εξαρτάται από μεμονωμένες και ρυθμιστικές αποφάσεις. Η διάρθρωση της αγοράς θα μπορούσε να αλλάξει δραματικά στο μέλλον, για παράδειγμα ως αποτέλεσμα μιας συγχώνευσης. Μια λύση σε αυτό το ζήτημα θα μπορούσε να αποτελέσει η εκτίμηση της επίδρασης που θα έχει η υποδομή στην υπό διερεύνηση κατάσταση. Ωστόσο, πρέπει να σημειωθεί ότι η αξιολόγηση του εν λόγω δείκτη σε διαφορετικό πλαίσιο σε σχέση με τους άλλους δείκτες της οδηγίας ΜΚΟ θα οδηγούσε σε αποτελέσματα που δεν είναι συνεπή μεταξύ τους και δεν πρέπει να συγκρίνονται.

Η υλοποίηση των έργων μπορεί να έχει θετική επίδραση σε ζητήματα ισχύος στην αγορά, αλλά δεν είναι η μόνη λύση.

Η αστάθεια της ισχύος στην αγορά, σε σύγκριση με τους άλλους δείκτες της οδηγίας ΜΚΟ, έχει καθοριστικό ρόλο στη διαδικασία λήψης αποφάσεων. Σχετικά με την ιδιοκτησία μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, σε χρονικό διάστημα 10 ή 20 ετών από σήμερα, προστίθεται μια σημαντική διάσταση αβεβαιότητας για την αξιολόγηση των ευρωπαϊκών οφελών ενός δεδομένου παγίου στοιχείου. Λαμβάνοντας υπόψη, την επίπτωση της δυναμικότητας της υποδομής σχετικά με την ισχύ στην αγορά, μία οδηγία ΜΚΟ μπορεί να επηρεάσει έντονα τον προσδιορισμό της προτεραιοποίησης των έργων. Επιπλέον, μια αλλαγή στη διάρθρωση της αγοράς μπορεί να αλλάξει εντελώς την απόφαση υλοποίησης ενός συγκεκριμένου έργου. Αυτό είναι ακόμη πιο σημαντικό, δεδομένου ότι υπάρχουν πιο γρήγοροι τρόποι επίλυσης των ζητημάτων ισχύος στην αγορά, για παράδειγμα μέσω ρύθμισης. Όταν ολοκληρωθεί ένα έργο, είναι πολύ πιθανό ότι το εν λόγω ζήτημα έχει ήδη αντιμετωπιστεί από τη ρυθμιστική αρχή και το έργο δεν θα αποφέρει κανένα όφελος από αυτή την άποψη. Επομένως, η συνεκτίμηση του εν λόγω δείκτη σε μια οδηγία ΜΚΟ μπορεί να οδηγήσει σε μη βέλτιστες αποφάσεις.

Η επίπτωση των μελλοντικών παγίων στοιχείων αναφορικά με την τρέχουσα ισχύ στην αγορά (η οποία είναι γενικά θετική) αποτελεί σημαντική ένδειξη, αλλά αυτή η βραχυπρόθεσμη πτυχή δεν μπορεί να χρησιμοποιηθεί στην αξιολόγηση μιας επενδυτικής απόφασης, η οποία, εξ ορισμού, είναι μια μακροπρόθεσμη δέσμευση.

6.24 Ενότητα 24: Πολυκριτηριακή ανάλυση και ανάλυση κόστους-οφέλους (Multi-criteria analysis and cost benefit analysis)

Ο ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας ευνοεί μια συνδυαστική πολυκριτηριακή ανάλυση και ανάλυση κόστους-οφέλους που προσαρμόζεται καλά στις προτεινόμενες πολιτικές και επιτρέπει μια αξιολόγηση βάσει των πιο ισχυρών δεικτών, συμπεριλαμβανομένων των νομισματικών αξιών σε περίπτωση που συνυπάρχουν ανθεκτικές και συνεκτικές τιμές σε ευρωπαϊκό επίπεδο. Αυτή η προσέγγιση επιτρέπει μια ομοιογενή αξιολόγηση των έργων για όλα τα κριτήρια. Ο ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας αναγνωρίζει ότι οι πρωταρχικοί στόχοι κάθε μεθόδου αξιολόγησης έργου είναι:

- *Διαφάνεια*: η μέθοδος αξιολόγησης πρέπει να παρέχει διαφάνεια στις βασικές παραδοχές, παραμέτρους και τιμές της
- *Πληρότητα*: όλοι οι σχετικοί δείκτες (που αντικατοπτρίζουν την ενεργειακή πολιτική της ΕΕ, όπως περιγράφονται από τα κριτήρια που καθορίζονται στα παραρτήματα IV και V του σχεδίου Κανονισμού) πρέπει να περιληφθούν στο πλαίσιο αξιολόγησης
- *Αξιοπιστία / αντιθετικότητα (opposability)*: εάν ένα κριτήριο σταθμίζεται, η τιμή μονάδας πρέπει να προέρχεται από εξωτερική και αξιόπιστη πηγή (διεθνής ή Ευρωπαϊκή αναφορά).
- *Συνοχή*: εάν ένα κριτήριο σταθμίζεται, η τιμή μονάδας πρέπει να είναι συνεκτική εντός της υπό εξέταση περιοχής (Ευρώπη ή Περιφερειακή ομάδα).

Όπως αναφέρεται στην Οδηγία της Επιτροπής για την Ανάλυση Κόστους-Οφέλους των επενδυτικών έργων, δηλαδή στο εργαλείο οικονομικής αξιολόγησης για την Πολιτική Συνοχής 2014-2020 (2014): «Σε αντίθεση με την οδηγία ΜΚΟ, η οποία επικεντρώνεται σε ένα μοναδικό κριτήριο (μεγιστοποίηση της κοινωνικο-οικονομικής ευημερίας), η πολυκριτηριακή ανάλυση είναι ένα εργαλείο για την αντιμετώπιση ενός συνόλου διαφορετικών στόχων που δεν μπορούν να αποτυπωθούν συνολικά μέσω των κεκαλυμμένων τιμών και των συντελεστών στάθμισης των οφελών, όπως στην τυπική ανάλυση Κόστους-Οφέλους.»

Μία πλήρης οδηγία ΜΚΟ που εκφράζεται σε νομισματικούς όρους δεν μπορεί να καλύψει όλα τα κριτήρια που καθορίζονται στα παραρτήματα IV και V του κανονισμού (ΕΕ) 347/2013, καθώς ορισμένα από αυτά είναι δύσκολο να νομισματοποιηθούν:

- Αυτό ισχύει για τα συμβάντα Χαμηλής Πιθανότητας Υψηλής Επίπτωσης, όπως «καταστροφές και ανθεκτικότητα του κλίματος» (ο πολλαπλασιασμός των χαμηλών πιθανοτήτων και των πολύ υψηλών συνεπειών έχουν μικρή σημασία).
- Άλλα οφέλη μπορεί να μην έχουν συνεκτική νομισματική αξία σήμερα.

- Ορισμένα οφέλη έχουν συνεκτικές τιμές σε εθνικό επίπεδο, αλλά δεν υπάρχει μία κοινή τιμή στην Ευρώπη. Αυτό συμβαίνει, για παράδειγμα, με το Κόστος Απορριπτόμενης Ενέργειας (VOLL), το οποίο εξαρτάται από τη προφίλ της κατανάλωσης σε κάθε χώρα (τριτογενής τομέας έναντι βιομηχανίας, σημασία της ηλεκτρικής ενέργειας στην οικονομία κ.λπ.).
- Ορισμένα οφέλη (π.χ. CO₂) έχουν ήδη ενσωματωθεί εν μέρει (π.χ., στην κοινωνικο-οικονομική ευημερία). Η αναφορά μιας τιμής σε τόνους παρέχει επιπλέον πληροφορίες.

6.25 Ενότητα 25: Κόστος Απορριπτόμενης Ενέργειας (Value of Lost Load)

Το Κόστος Απορριπτόμενης Ενέργειας (VOLL) είναι ένα μέτρο του κόστους για τους καταναλωτές που σχετίζεται με τη μη εξυπηρετούμενη ενέργεια (δηλαδή, την ενέργεια που θα είχε τροφοδοτηθεί εάν δεν υπήρχε διακοπή λειτουργίας) και εν γένει μετريέται σε €/kWh. Αντικατοπτρίζει τη μέση τιμή μιας διακοπής ανά kWh (μεγάλες διακοπές) ή kW (πτώσεις τάσης, βραχείες διακοπές) και είναι κατάλληλα σταθμισμένη για να αποδώσει μια σύνθετη τιμή για τον συνολικό τομέα ή το υπό εξέταση Κράτος. Προς το παρόν δεν υπάρχει αγορά ασφάλειας εφοδιασμού.

Η τιμή για το VOLL που χρησιμοποιείται στις αξιολογήσεις έργων πρέπει να αναπαριστά το πραγματικό κόστος των διακοπών λειτουργίας για τους χρήστες του συστήματος, παρέχοντας έτσι μια ακριβή βάση για επενδυτικές αποφάσεις. Μια πολύ υψηλή τιμή VOLL θα οδηγούσε σε υπερβολικές επενδύσεις και μια πολύ χαμηλή τιμή θα οδηγούσε σε υποεπενδύσεις. Η υποεπένδυση θα οδηγούσε σε ανεπαρκή ασφάλεια του εφοδιασμού, διότι το κόστος των μέτρων για την πρόληψη μιας διακοπής σταθμίζεται εσφαλμένα σε σχέση με την αντίστοιχη αξία για τη πρόληψη της διακοπής λειτουργίας. Η βέλτιστη τιμή VOLL πρέπει να αντιστοιχεί στην προθυμία του καταναλωτή να πληρώσει για την ασφάλεια του εφοδιασμού. Λαμβάνοντας υπόψη στις αξιολογήσεις έργων την τιμή του VOLL απαιτείται η επίτευξη της σωστής ισορροπίας μεταξύ των ενισχύσεων μεταφοράς (που έχουν κόστος, που αντικατοπτρίζεται στα τιμολόγια) και του κόστους διακοπής. Οι ενισχύσεις στο Σύστημα Μεταφοράς συμβάλλουν γενικά στη βελτίωση της ασφάλειας και της ποιότητας εφοδιασμού ηλεκτρικής ενέργειας, στη μείωση της πιθανότητας και της σοβαρότητας των διακοπών και, συνεπώς, στη μείωση του κόστους για τους καταναλωτές.

Η εμπειρία έχει δείξει ότι οι εκτιμώμενες τιμές για το VOLL ποικίλλουν σημαντικά ανάλογα με τους γεωγραφικούς παράγοντες, τις διαφορές στη φύση του μείγματος του φορτίου, τα είδη των καταναλωτών που επηρεάζονται και το επίπεδο εξάρτησής τους από την ηλεκτρική ενέργεια, τις διαφορές στα πρότυπα αξιοπιστίας, την εποχή του έτους και τη διάρκεια της διακοπής. Η χρήση μιας γενικής και ομοιόμορφης εκτίμησης για το VOLL θα οδηγούσε σε ασυνέπεια και λιγότερη διαφάνεια και θα αύξανε σημαντικά τις αβεβαιότητες ως προς την παρουσίαση των τιμών του VOLL. Ο ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας δεν προτίθεται να μειώσει την ακρίβεια ή το επίπεδο πληροφοριών που παρέχονται από τα αποτελέσματα αξιολόγησής του μέσω της εφαρμογής ενός εκτιμώμενου VOLL.

Η παροχή μίας αξιόπιστης τιμής για το VOLL, το οποίο αντικατοπτρίζει το πραγματικό κοινωνικό κόστος μιας διακοπής λειτουργίας, είναι ζωτικής σημασίας για μια σωστή αξιολόγηση του έργου με νομισματοποιημένη Αναμενόμενη Μη εξυπηρετούμενη Ενέργεια (EENS). Όταν η EENS εκφράζεται σε νομισματικούς όρους, ο στόχος κατά την ερμηνεία των αποτελεσμάτων είναι πιθανό να μετατοπίζεται μακριά από τις υποκείμενες τιμές (δηλαδή, μια τιμή σε MWh που είναι διαφορετική σε κάθε ώρα και σε κάθε ζώνη τιμών), επειδή η νομισματοποιημένη τιμή περιλαμβάνεται στο άθροισμα όλων νομισματοποιημένων οφελών και του κόστους (π.χ., για την εύρεση του λόγου οφέλους προς κόστος). Αυτό δεν αποτελεί πρόβλημα εάν υπάρχει ένα κατάλληλο σύνολο τιμών VOLL, το οποίο λαμβάνει δεόντως υπόψη τα χωρικά, χρονικά και πραγματικά χαρακτηριστικά που σχετίζονται με το κόστος του EENS. Ωστόσο, εάν οι τιμές που χρησιμοποιούνται για το VOLL σε

διαφορετικές καταστάσεις βασίζονται σε διαφορετικές μεθόδους υπολογισμού, κάτι που συμβαίνει υπό την παρούσα γνώση σχετικά με την οικονομική αποτίμηση των διακοπών, υπονομεύεται η αξιοπιστία των κατά τα άλλα ομοιόμορφων και τυποποιημένων αποτελεσμάτων αξιολόγησης του έργου. Ο ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας, επομένως, δεν προτείνει σε καμία περίπτωση για τις αξιολογήσεις έργων τη χρήση των τιμών που αναφέρονται στον πίνακα 17 και θεωρεί ως προαπαιτούμενο την ύπαρξη μιας μεθοδολογίας υπολογισμού που έχει εγκριθεί από τον ACER και την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, για την αναφορά των νομιματοποιημένων τιμών του EENS.

Το CEER έχει καθορίσει Ευρωπαϊκές κατευθυντήριες γραμμές⁶⁵ για μελέτες σε εθνικό επίπεδο σχετικά με την εκτίμηση του κόστους λόγω διακοπών ηλεκτρικής ενέργειας και διαταραχών τάσης, συνιστώντας ότι «οι Εθνικές Ρυθμιστικές Αρχές πρέπει να διενεργούν εθνικές μελέτες εκτίμησης κόστους σχετικά με τις διακοπές ηλεκτρικού ρεύματος και τις διαταραχές τάσης». Η εφαρμογή αυτών των κατευθυντήριων γραμμών σε όλη την Ευρώπη θα βοηθούσε στον καθορισμό σωστών τιμών VOLL, επιτρέποντας συγκρίσιμες και συνεπείς αξιολογήσεις έργων σε όλη την Ευρώπη. Ωστόσο, δεδομένου ότι δεν υπάρχει ακόμη αυτό, μια σχετική διερεύνηση θα αποτελούσε προϋπόθεση για την υιοθέτηση του VOLL προκειμένου να διενεργούνται κατάλληλες αξιολογήσεις στο Διακοινοτικό ΔΠΑ και στα έργα PCI.

Ελλείψει μιας ομοιόμορφης και τυποποιημένης μεθοδολογίας για τον υπολογισμό των τιμών για το VOLL, το EENS μπορεί να νομιματοποιείται από τα ενδιαφερόμενα μέρη που χρησιμοποιούν τα αποτελέσματα της οδηγίας ΜΚΟ (π.χ., η Ευρωπαϊκή Επιτροπή κατά τη διαδικασία PCI). Η τιμή της ενέργειας που εκφράζεται σε MWh, την οποία παρέχει ο ENTSO-E ως δείκτη ασφάλειας εφοδιασμού στην αξιολόγηση ΜΚΟ για κάθε έργο, επιτρέπει σε όλα τα ενδιαφερόμενα μέρη να νομιματοποιήσουν την εν λόγω τιμή μέσω της χρήσης του προτιμώμενου διαθέσιμου VOLL.

Ο Πίνακας 18 παρέχει μια επισκόπηση των τιμών VOLL που αναφέρονται σε διάφορες μελέτες σε ολόκληρη την Ευρώπη, ως αποτέλεσμα μιας προσπάθειας για τη νομιματοποίηση του VOLL. Η επισκόπηση δείχνει πολύ διαφορετικές τιμές, που κυμαίνονται από μόλις 0,20 € / kWh (Σουηδία, νοικοκυριά) έως πάνω από 200 € / kWh (Αυστρία, βιομηχανία).

Ο Πίνακας 18 παρέχει μια επισκόπηση των τιμών για το VOLL στην Ευρώπη, με μια ένδειξη της μεθοδολογίας που χρησιμοποιείται. Οι μεθοδολογίες δεν τεκμηριώνονται πάντα σωστά. Επομένως δεν είναι δυνατή η άμεση σύγκριση των τιμών. Ο ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας δεν υποστηρίζει καμία από τις τιμές που φαίνονται στον Πίνακα 18.

⁶⁵ Κατευθυντήριες Οδηγίες σχετικά με τις καλές πρακτικές για την εκτίμηση του κόστους λόγω διακοπών ηλεκτροδότησης και διαταραχών τάσης, CEER, Δεκέμβριος 2010. Αντίστοιχες Οδηγίες έχουν επίσης καθιερωθεί σε άλλες εκθέσεις, όπως σε αυτές των CIGRE (2001) και EPRI: (1) CIGRE Task Force 38.06.01: 'Μέθοδοι εξέτασης του κόστους διακοπής που αφορά τους καταναλωτές στην ανάλυση συστημάτων ισχύος'. Τεχνικό φυλλάδιο, Αύγουστος 2001; και (2) Κατευθυντήριες Οδηγίες σχετικά με τις καλές πρακτικές για την εκτίμηση του κόστους λόγω διακοπών ηλεκτροδότησης και διαταραχών τάσης, CEER, Δεκέμβριος 2010.

Πίνακας 18. Επισκόπηση των τιμών VOLL (από διαφορετικές μελέτες σε όλη την Ευρώπη)

Χώρα	VOLL (€/kWh)	Έτος	Χρησιμοποιείται στον προγραμματισμό;	Μέθοδος / αναφορά	Αναφορά
Αυστρία (E-control)	Διατεθειμένοι να πληρώσουν (Willingness To Pay-WTP): Βιομηχανία: 13.20 Νοικοκυριά: 5.30 Άμεση αξία (direct worth): Νοικοκυριά: 73.50 Βιομηχανία: 203.93	2009	Όχι	Έρευνα και Ανάπτυξη (E & A) για ρύθμιση κινήτρων, Έρευνες που χρησιμοποιούν τόσο WTP όσο και άμεση αξία	(4)
Γαλλία (RTE)	Τιμές ανά τομέα για μεγάλες Βιομηχανίες, μικρές Βιομηχανίες, τομέας υπηρεσιών, υποδομές, Νοικοκυριά & Αγροτικός τομέας : 26.00	2011	Ναι (μέση τιμή)	CEER: έρευνες για σχεδιασμό συστήματος μεταφοράς με χρήση WTP, άμεση αξία και περιπτώσιολογικών μελετών.	(12)
Ηνωμένο Βασίλειο	19.75	2012	Όχι	Ρύθμιση κινήτρων, αρχική τιμή που προτείνει ο Ofgem	(13)
Ιρλανδία	Νοικοκυριά: 68.00 Βιομηχανία: 8.00 Μέση: 40.00	2005	Όχι	E & A, προσέγγιση συνάρτησης παραγωγής	(6)
Ιταλία (AEEG)	Νοικοκυριά: 10.80 (Επιχειρήσεις) ⁶⁶ : 21.60 20.00-40.00 (σύμφωνα με παραμέτρους) ⁶⁷	2003/ 2017	Όχι	Έρευνες για ρύθμιση κινήτρων, χρησιμοποιώντας τόσο το WTP όσο και την άμεση αξία (SINTEF)	(3) & (5)
Ολλανδία (Tennet)	Νοικοκυριά: 16,40 Βιομηχανία: 6,00 Μέση: 8,60	2003	Όχι	E & A, προσέγγιση συνάρτησης παραγωγής	(7)
Νορβηγία (NVE)	Βιομηχανία: 10.40 Τομέας υπηρεσιών: 15.40 Γεωργία: 2.20 Δημόσιος τομέας: 2.00 Μεγάλες βιομηχανίες: 2.10	2008	Ναι (τιμές τομέων)	Surveys for incentive regulation, using both WTP and Direct Worth (SINTEF) Έρευνες για ρύθμιση κινήτρων, χρησιμοποιώντας τόσο το WTP όσο και την άμεση αξία (SINTEF)	(9), (10)
Πορτογαλία (ERSE)	1.50	2011	Ναι (μέση τιμή)	Κώδικας τιμολόγησης Πορτογαλίας	(14)
Ισπανία	6.35	2008	Όχι	E & A, προσέγγιση συνάρτησης παραγωγής	(8)
Σουηδία	Νοικοκυριά: 0.20 Γεωργία: 0.90 Δημόσιος τομέας: 26.60 Τομέας υπηρεσιών: 19.80 Βιομηχανία: 7.10	2006	Όχι	E & A, WTP, κοινή ανάλυση	(11)

Βιβλιογραφικές αναφορές:

⁶⁶ Η τιμή για τη μεταφορά θα μπορούσε να αυξηθεί στα 40€/kWh (5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply, 2011)

⁶⁷ Εθνικός Κώδικας Δικτύου, Παράρτημα 74 και συνημμένο του Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης (σελίδα 76)

- 1) CIGRE Task Force 38.06.01: 'Methods to consider customer interruption costs in power system analysis'. Technical Brochure, August 2001.
- 2) CEER, 'Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances', December 2010.
- 3) A. Bertazzi and L. Lo Schiavo, 'The use of customer outage cost surveys in policy decisionmaking: the italian experience in regulating quality of electricity supply'.
- 4) Markus Bliem, 'Economic Valuation of Electrical Service Reliability in Austria – A Choice Experiment Approach', IHSK, 2009.
- 5) CEER, '5th CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply', 2011.
- 6) Sustainable Energy Ireland, 'Security of Supply in Ireland', 2007.
- 7) Nooij, Koopmans and Bijvoet, 'The value of security of supply', SEO, 2005.
- 8) Pedro Linares and Luis Rey, 'The costs of electricity interruptions in Spain. Are we sending the right signals?', Alcoa Foundation, 2012.
- 9) FASIT, KILE-satser, 2011.
- 10) G. Kjölle, 'Customer Costs Related to Interruptions and Voltage Problems: Methodology and Results' (SINTEF), IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, 2008.
- 11) F. Carlsson, and P. Martinsson, 'Kostnader av elavbrott: En studie av svenska elkunder', Elforsk rapport nr 06:15, (2006).
- 12) RTE, 'Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ?', 2011.
- 13) Reckon, 'Desktop review and analysis of information on Value of Lost Load for RIIO-ED1 and associated work', May 2012
- 14) ERSE, 'PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O PERÍODO 2012 A 2014', Dezembro 2011.

Τελική σημείωση.

Τα εργαλεία ανάπτυξης συστημάτων εξελίσσονται συνεχώς και είναι πρόθεση το παρόν κείμενο να αναθεωρείται περιοδικά σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 347/2013, άρθρο 11 παρ.6 και σύμφωνα με τις συνετές πρακτικές σχεδιασμού και τις περαιτέρω εκδόσεις του Διακοινοτικού ΔΠΑ του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας.

6.26 Ενότητα 26: Αξιολόγηση σε επίπεδο έργου βάσει δεδομένων των φορέων υλοποίησης (Project level assessment based on promoters' input)

Αυτή η 3^η κατευθυντήρια οδηγία για ΜΚΟ εισάγει δείκτες επιπέδου έργου. Οι δείκτες επιπέδου έργου έχουν σχεδιαστεί για να αντιμετωπίζουν τις περιπτώσεις στις οποίες δεν είναι δυνατόν για το ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας να αξιολογήσει ορισμένα οφέλη σε πανευρωπαϊκό επίπεδο στο πλαίσιο της διαδικασίας του Διακοινοτικού ΔΠΑ.

Τα οφέλη σε επίπεδο έργου που προσδιορίζονται είναι τα εξής:

- B7.1: Ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης
- B8.1: Ευστάθεια συχνότητας
- B8.2: Υπηρεσίες επανεκκίνησης από ολική διακοπή
- B9: Αποφυγή του κόστους ανανέωσης / αντικατάστασης υποδομών (Avoidance of the renewal/replacement costs of infrastructure)
- B10: Μείωση απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Οι άλλοι δείκτες που παρουσιάζονται σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία, οι οποίοι δεν αναφέρονται παραπάνω ή δεν υπολογίζονται μέσω μιας μεθοδολογία ανακατανομής⁶⁸, δεν αντιμετωπίζονται ως δείκτες επιπέδου έργου.

Οι λεπτομερείς απαιτήσεις αξιολόγησης για τους δείκτες περιγράφονται στα φύλλα έργου του Διακοινοτικού ΔΠΑ και αναφέρονται στις αντίστοιχες υποστηρικτικές ενότητες που είναι αφιερωμένες σε κάθε δείκτη.

Οι λεπτομέρειες εφαρμογής για την αξιολόγηση αυτών των οφελών περιγράφονται επίσης στις οδηγίες εφαρμογής που επίσης παρέχονται.

Προκειμένου οι δείκτες να γίνουν αποδεκτοί στα φύλλα έργων του Διακοινοτικού ΔΠΑ, οι φορείς υλοποίησης των έργων πρέπει να παρέχουν τα ακόλουθα στοιχεία αιτιολόγησης:

- 1) Πληροφορίες σχετικά με τη μελέτη που πραγματοποιήθηκε για την αξιολόγηση του οφέλους σε επίπεδο έργου**
 - α. Τίτλος της μελέτης
 - β. Έτος μελέτης
 - γ. Επωνυμία εταιρείας που εκπόνησε τη μελέτη
 - δ. Ο σύνδεσμος ή ένα αντίγραφο της μελέτης πρέπει να είναι διαθέσιμα σύμφωνα με τους όρους της διαδικασίας του Διακοινοτικού ΔΠΑ.
- 2) Η μελέτη θα πρέπει να περιλαμβάνει τις ακόλουθες πληροφορίες**

⁶⁸ Οι υπολογισμοί ανακατανομής επί του παρόντος θεωρούνται επίπεδο έργου

- α. Παραδοχές που έγιναν μαζί με λεπτομερή εξήγηση. Οι απαιτούμενες παραδοχές για κάθε όφελος σε επίπεδο έργου, περιγράφονται αναλυτικά στην υποστηρικτική ενότητα που είναι αφιερωμένη σε αυτό το όφελος.
- β. Πηγές δεδομένων (εάν ζητηθεί, ο φορέας υλοποίησης του έργου θα πρέπει επίσης να μπορεί να παρέχει το σύνολο δεδομένων που χρησιμοποιήθηκε)
- γ. Λεπτομέρειες σχετικά με τα εργαλεία που χρησιμοποιούνται για τον υπολογισμό του οφέλους
- δ. Σαφής αιτιολόγηση για το πώς η μεθοδολογία που περιγράφεται σε αυτήν την κατευθυντήρια οδηγία έχει υλοποιηθεί και εφαρμόστεί για την εκτέλεση της μελέτης
- ε. Σαφής αιτιολόγηση ότι τα στοιχεία που παρέχονται στη μελέτη αφορούν μόνο χώρες εντός της περιοχής ευθύνης του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας.

Παραρτήματα

Ι. Προσέγγιση κόστους παραγωγής (Generation cost approach)

Το οικονομικό όφελος υπολογίζεται από τη μείωση του συνολικού κόστους παραγωγής που σχετίζεται με τη μεταβολή του NTC που δημιουργείται από το έργο. Υπάρχουν τρεις πτυχές σε αυτό το όφελος:

- α. Με τη μείωση των σημείων συμφόρησης που περιορίζουν την πρόσβαση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε ολόκληρη την ευρωπαϊκή αγορά, ένα έργο μπορεί να μειώσει το κόστος των περιορισμών παραγωγής, τόσο εντός όσο και μεταξύ των περιοχών υποβολής προσφορών.
- β. Ένα έργο μπορεί να συμβάλει στη μείωση του κόστους παρέχοντας άμεση σύνδεση συστήματος σε νέα, σχετικά χαμηλού κόστους, παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Στην περίπτωση σύνδεσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, αυτό εκφράζεται επίσης από το όφελος B3, Ενσωμάτωση ΑΠΕ.
- γ. Ένα έργο μπορεί επίσης να διευκολύνει τον αυξημένο ανταγωνισμό μεταξύ των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, μειώνοντας την τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές. Οι μέθοδοι δεν λαμβάνουν υπόψη την ισχύ στην αγοράς (βλ. Ενότητα 23), και ως εκ τούτου η κοινωνικό-οικονομική ευημερία εκφράζεται με τη μείωση του κόστους παραγωγής.

Γίνεται βελτιστοποίηση για τον προσδιορισμό του βέλτιστου κόστους κατανομής των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με και χωρίς το έργο. Το όφελος για κάθε περίπτωση υπολογίζεται από την ακόλουθη σχέση:

$\begin{aligned} \text{Όφελος (για κάθε χρονικό βήμα)} &= \text{Κόστη παραγωγής χωρίς το έργο (άθροισμα} \\ &\quad \text{για όλα τα χρονικά βήματα)} - \\ &\quad \text{Κόστη παραγωγής με το έργο (άθροισμα για όλα τα χρονικά βήματα)} \end{aligned}$
--

Η κοινωνικό-οικονομική ευημερία, όσον αφορά την εξοικονόμηση στο συνολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, μπορεί να υπολογιστεί για εσωτερικούς περιορισμούς μέσω ανακατανομής (βλ. Κεφάλαιο 2.3) Σε κάθε περίπτωση, πρέπει να επισημαίνεται με σαφήνεια η μέθοδος που χρησιμοποιείται για τον υπολογισμό SEW.

Το συνολικό όφελος για το χρονικό ορίζοντα της μελέτης υπολογίζεται αθροίζοντας το όφελος για όλες τις ώρες του έτους, το οποίο γίνεται μέσω μελετών αγοράς.

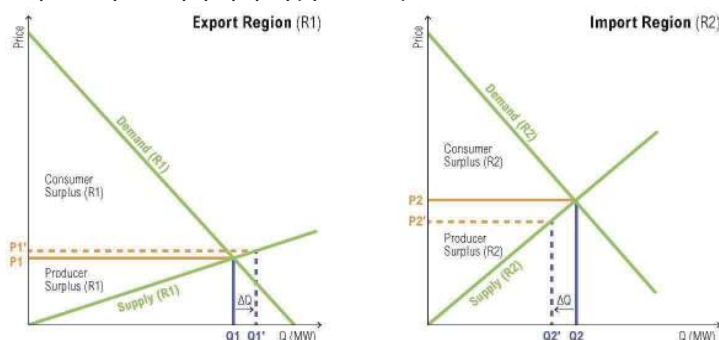
II. Προσέγγιση συνολικού πλεονάσματος (Total surplus approach)

Η προσέγγιση συνολικού πλεονάσματος λαμβάνει υπόψη την αξία εξυπηρέτησης μιας συγκεκριμένης μονάδας φορτίου. Διενεργείται οικονομική βελτιστοποίηση για τον προσδιορισμό του συνολικού αθροίσματος του πλεονάσματος του παραγωγού (διαφορά μεταξύ τιμής ηλεκτρικής ενέργειας και κόστους παραγωγής), του πλεονάσματος καταναλωτή (διαφορά μεταξύ της προθυμίας για πληρωμή της τιμής ηλεκτρικής ενέργειας και της ηλεκτρικής ενέργειας για μια ποσότητα ζήτησης) και της μεταβολής του μισθώματος συμφόρησης (διαφορά στις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ζωνών διαφορετικών τιμών), με και χωρίς το έργο.

$$\text{Συνολικό πλεόνασμα} = \text{Πλεόνασμα Παραγωγού} + \text{Πλεόνασμα Καταναλωτή} + \text{Μίσθωμα Συμφόρησης}$$

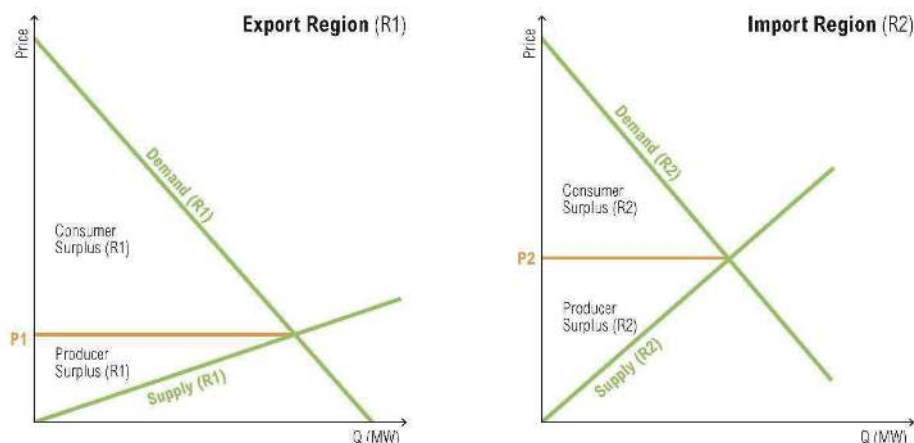
Το οικονομικό όφελος υπολογίζεται προσθέτοντας το πλεόνασμα του παραγωγού (ένα μέτρο ευημερίας του παραγωγού), το πλεόνασμα του καταναλωτή (ένα μέτρο ευημερίας του καταναλωτή), και τα μισθώματα συμφόρησης για όλες τις περιοχές τιμών, όπως φαίνεται στο σχήμα 13. Η προσέγγιση συνολικού πλεονάσματος αποτελείται από τα ακόλουθα τρία στοιχεία:

- α. Με τη μείωση των σημείων συμφόρησης του δικτύου, το συνολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα βελτιστοποιηθεί οικονομικά. Αυτό αντικατοπτρίζεται στο άθροισμα των πλεονασμάτων παραγωγών που ορίζονται ως η διαφορά μεταξύ των τιμών που οι παραγωγοί είναι πρόθυμοι να παρέχουν ηλεκτρική ενέργεια και το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- β. Με τη μείωση των σημείων συμφόρησης που περιορίζουν την πρόσβαση των εισαγωγών από περιοχές χαμηλών τιμών, το συνολικό κόστος κατανάλωσης θα μειωθεί. Αυτό αντικατοπτρίζεται στο άθροισμα των πλεονασμάτων των καταναλωτών που ορίζονται ως η διαφορά μεταξύ των τιμών που οι καταναλωτές είναι διατεθειμένοι να πληρώσουν για την ηλεκτρική ενέργεια σε σχέση με την τιμή της αγοράς.
- γ. Η μείωση των σημείων συμφόρησης του δικτύου θα οδηγήσει σε αλλαγή στο συνολικό μίσθωμα συμφόρησης για τους ΔΣΜ.

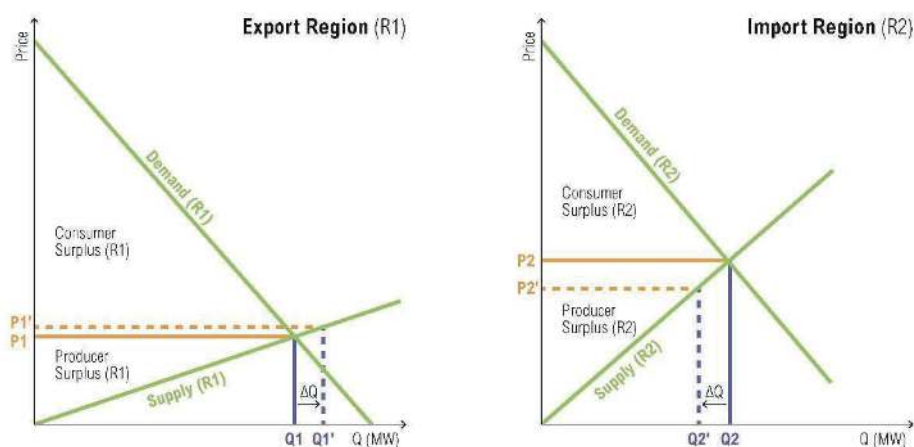


Σχήμα 13. Παράδειγμα νέου έργου που αυξάνει την ικανότητα μεταφοράς (ΔQ) μεταξύ μιας εξαγωγικής και μιας εισαγωγικής περιοχής.

Ένα έργο με μεταβολή του NTC μεταξύ δύο περιοχών υποβολής προσφορών με διαφορά τιμής θα επιτρέπει στις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην περιοχή προσφοράς χαμηλής τιμής να τροφοδοτούν φορτίο στην περιοχή προσφοράς υψηλής τιμής. Σε μια τέλεια αγορά, η τιμή αγοράς καθορίζεται στο σημείο τομής των καμπυλών ζήτησης και προσφοράς.



Σχήμα 14. Παράδειγμα εξαγωγικής περιοχής (αριστερά) και εισαγωγικής περιοχής (δεξιά) χωρίς (ή με συμφόρηση) δυναμικότητα διασύνδεσης (ελαστική ζήτηση)



Σχήμα 15. Παράδειγμα εξαγωγικής περιοχής και εισαγωγικής περιοχής, με ένα νέο έργο που αυξάνει το GTC μεταξύ των δύο περιοχών (ελαστική ζήτηση)

Ένα νέο έργο θα μεταβάλει την τιμή και των δύο περιοχών υποβολής προσφορών. Αυτό θα οδηγήσει σε μεταβολή στο πλεόνασμα καταναλωτών και παραγωγών τόσο στις εξαγωγικές όσο και στις εισαγωγικές περιοχές. Επιπλέον, τα έσοδα του ΔΣΜ θα αντικατοπτρίζουν τη μεταβολή του συνολικού μισθώματος συμφόρησης σε όλες τις διασυνδέσεις μεταξύ των εξαγωγικών και εισαγωγικών περιοχών. Το όφελος του έργου μπορεί να μετρηθεί μέσω της μεταβολής στην κοινωνικο-οικονομική ευημερία. Η μεταβολή αυτή υπολογίζεται από:

Μεταβολή στην ευημερία = Μεταβολή στο πλεόνασμα καταναλωτή + Μεταβολή στο πλεόνασμα παραγωγού + Μεταβολή στα συνολικά μίσθωμα συμφόρησης

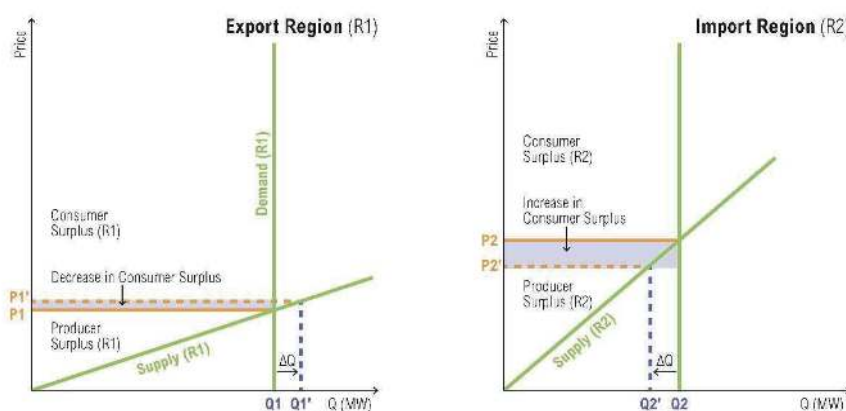
Το συνολικό όφελος για το χρονικό ορίζοντα της μελέτης υπολογίζεται αθροίζοντας το όφελος για όλα τα χρονικά βήματα του έτους.

Το συνολικό πλεόνασμα μεγιστοποιείται όταν η τιμή αγοράς βρίσκεται στο σημείο τομής των καμπυλών ζήτησης και προσφοράς.

Ανελαστικότητα της ζήτησης

Στην περίπτωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, η βραχυπρόθεσμη ζήτηση μπορεί να θεωρηθεί ανελαστική, καθώς οι πελάτες δεν ανταποκρίνονται άμεσα στις τιμές της αγοράς σε πραγματικό χρόνο (δεν είναι διαθέσιμη η τιμή που σχετίζεται με την προθυμία για πληρωμή). Η μεταβολή στο πλεόνασμα των καταναλωτών⁶⁹ μπορεί να υπολογιστεί ως εξής:

Για ανελαστική ζήτηση: μεταβολή στο πλεόνασμα των καταναλωτών = μεταβολή των τιμών πολλαπλασιαζόμενη με τη ζήτηση



Σχήμα 16. Μεταβολή στο πλεόνασμα των καταναλωτών

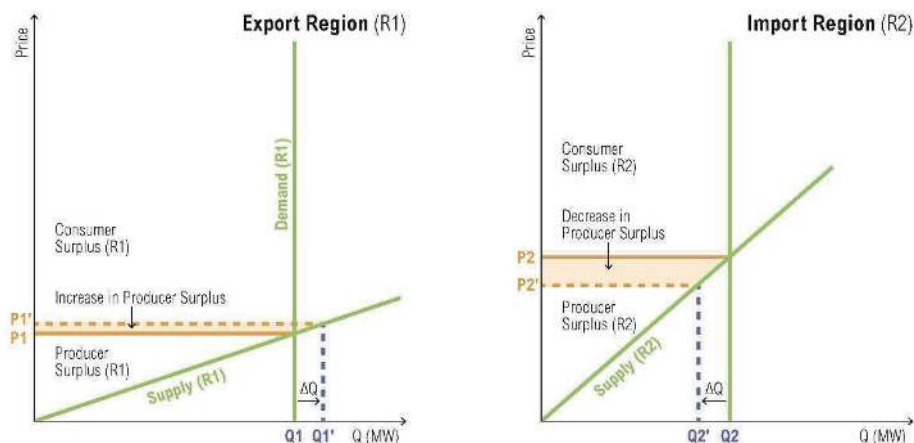
Η μεταβολή στο πλεόνασμα παραγωγού μπορεί να

υπολογιστεί ως εξής:

Μεταβολή στο πλεόνασμα παραγωγού = Μεταβολή στα έσοδα παραγωγής⁷⁰ – Μεταβολή στα οριακά κόστη παραγωγής

⁶⁹ Όταν η ζήτηση θεωρείται ανελαστική, το πλεόνασμα του καταναλωτή δεν μπορεί να υπολογιστεί με απόλυτο τρόπο (είναι άπειρο). Ωστόσο, η διακύμανση στο πλεόνασμα των καταναλωτών, ως αποτέλεσμα του νέου έργου, μπορεί να υπολογιστεί. Ισούται με το άθροισμα για κάθε ώρα του έτους: (οριακό κόστος περιοχής x ειδική κατανάλωση της περιοχής) με το έργο – (οριακό κόστος περιοχής x συνολική παραγωγή της περιοχής) χωρίς το έργο.

⁷⁰ Τα έσοδα παραγωγής ισούνται: (οριακό κόστος της περιοχής x συνολική παραγωγή της περιοχής).



Σχήμα 17. Μεταβολή στο πλεόνασμα παραγωγού

Το μίσθωμα συμφόρησης με το έργο μπορεί να υπολογιστεί από τη διαφορά τιμής μεταξύ των εισαγωγικών και εξαγωγικών περιοχών, πολλαπλασιαζόμενη με την πρόσθετη ισχύ που ανταλλάσσεται μέσω της νέας διασύνδεσης⁷¹.

Η μεταβολή στο συνολικό μίσθωμα συμφόρησης μπορεί να υπολογιστεί ως εξής:

Μεταβολή στο συνολικό μίσθωμα συμφόρησης = μεταβολή μισθώματος συμφόρησης σε όλες τις διασυνδέσεις μεταξύ εισαγωγικών και εξαγωγικών περιοχών

Το όφελος για κάθε περίπτωση υπολογίζεται από:

Όφελος (για κάθε χρονικό βήμα) = Συνολικό πλεόνασμα με το έργο (άθροισμα για όλα τα χρονικά βήματα) - Συνολικό πλεόνασμα χωρίς το έργο (άθροισμα για όλα τα χρονικά βήματα)

Το συνολικό όφελος για το χρονικό ορίζοντα της μελέτης υπολογίζεται αθροίζοντας το όφελος για όλες τις ώρες του έτους, το οποίο γίνεται μέσω μελετών αγοράς.

⁷¹ Πρακτικά, υπολογίζεται ως η απόλυτη τιμή των (οριακό κόστος της εξαγωγικής περιοχής - οριακό κόστος της εισαγωγικής περιοχής) x των ροών στη διασύνδεση.

7. Ενότητα 7: Σημαντικά Έργα του ΔΠΑ και χαρακτηρισμός σε «Έργο Μείζονος Σημασίας»

Οι Μελέτες Κόστους Οφέλους (ΜΚΟ) θα εκπονούνται, με βάση τη μεθοδολογία που περιγράφεται στην παρούσα Οδηγία, για ένα πλήθος έργων του ΔΠΑ τα οποία χαρακτηρίζονται ως «Σημαντικά Έργα». Τα έργα του ΔΠΑ θα κατηγοριοποιούνται σε «Σημαντικά Έργα» και «Λοιπά Έργα». Ο χαρακτηρισμός ενός έργου ως «Σημαντικό Έργο» προκύπτει εάν αυτό πληροί ένα τουλάχιστον από τα παρακάτω κριτήρια που αφορούν στο εν λόγω έργο:

- Το έργο αφορά Διασύνδεση/σεις της χώρας με γειτονικές χώρες
- Το έργο αφορά Διασύνδεση/σεις συστημάτων μη διασυνδεδεμένων νησιών (ΜΔΝ) με το ΕΣΜΗΕ
- Ο προϋπολογισμός του έργου υπερβαίνει τα € 50 εκατ.

Τα κριτήρια και λοιπές προϋποθέσεις για το χαρακτηρισμό ενός «Σημαντικού Έργου» ως «**Έργο Μείζονος Σημασίας**» είναι σωρευτικά τα ακόλουθα:

- Ο λόγος Οφέλους/Κόστους (BCR) που θα προκύψει από την ΜΚΟ να είναι μεγαλύτερος του τρία (3)
- Ο προϋπολογισμός του Έργου, όπως αναγράφεται στο ΔΠΑ, να υπερβαίνει τα € 500 εκατ.

6. Τη δημοσίευση της παρούσας απόφασης στο Φύλλο της Εφημερίδας της Κυβερνήσεως και την ανάρτησή της στην επίσημη ιστοσελίδα της ΡΑΕ και της ΑΔΜΗΕ Α.Ε.

Αθήνα, 22 Ιουλίου 2021

Ο Πρόεδρος

ΑΘΑΝΑΣΙΟΣ ΔΑΓΟΥΜΑΣ