



ΔΕΚΑΕΤΕΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ 2024-2033

ΚΥΡΙΟ ΤΕΥΧΟΣ

ΙΟΥΝΙΟΣ 2023

ΕΚΔΟΣΗ 0.2 - ΥΠΟΒΛΗΘΕΝ ΣΤΗ ΡΑΑΕΥ

ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗΣ & ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ
ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ



ΑΝΕΞΑΡΤΗΤΟΣ
ΔΙΑΧΕΙΡΙΣΤΗΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ
ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Περιεχόμενα

1 Εισαγωγή	10
1.1 Γενικά	10
1.2 Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο	13
1.3 Δημοσιοποίηση και Διαβούλευση	14
2 Οδηγοί Παράμετροι για την Ανάπτυξη του Συστήματος	16
2.1 Ενσωμάτωση αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ	19
2.2 Ενίσχυση Ασφάλειας και Αξιοπιστίας του Συστήματος Μεταφοράς	19
2.3 Υλοποίηση Νησιωτικών Διασυνδέσεων	19
2.3.1 Στρατηγική Διασύνδεσης Αυτόνομων Νησιωτικών Συστημάτων με το ΕΣΜΗΕ	20
2.4 Ανάπτυξη Διεθνών Διασυνδέσεων	23
2.5 Ενσωμάτωση Υπεράκτιων Πάρκων	24
2.6 Ενσωμάτωση Συστημάτων Αποθήκευσης	26
2.7 Αναβάθμιση Ευστάθειας και Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς	28
2.8 Μακροπρόθεσμη Στρατηγική Ανάπτυξης του Συστήματος	29
3 Σχεδιασμός Ανάπτυξης Συστήματος	32
3.1 Σενάρια Ανάπτυξης	32
3.1.1 Μονάδες παραγωγής	33
3.1.2 Ζήτηση ενέργειας	34
3.1.3 Αιχμή φορτίου	36
3.2 Σύστημα Μεταφοράς	39
3.2.1 Υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ και Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ)	39
3.2.2 Γραμμές Μεταφοράς (Γ.Μ.)	39
3.2.3 Συσκευές Αντιστάθμισης Αέργου Ισχύος	40
4 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Μονάδες Συμπαράγωγής Υψηλής Απόδοσης	44
4.1 Γενικά	44
4.2 Παρούσα Κατάσταση	45
4.3 Μονάδες ΑΠΕ σε Λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα	48
5 Διεθνείς Διασυνδέσεις	52
5.1 Υφιστάμενες διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος	52
5.1.1 Ελλάδα - Βόρεια Μακεδονία	53
5.1.2 Ελλάδα - Αλβανία	53
5.1.3 Ελλάδα - Βουλγαρία	53
5.1.4 Ελλάδα - Ιταλία	53
5.1.5 Ελλάδα - Τουρκία	53
5.2 Ιστορικά Στοιχεία Αξιοποίησης Διασυνδέσεων	54
5.3 Νέες Διασυνδετικές Γ.Μ. στην περιοχή με επίδραση στην ικανότητα ανταλλαγών ισχύος του Ελληνικού Συστήματος	55
5.4 Νέες Διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος με Γειτονικά Συστήματα	56
5.4.1 Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Βουλγαρίας	56
5.4.2 Δεύτερη Διασύνδεση Ελλάδας - Τουρκίας	57
5.4.3 Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Ιταλίας	57

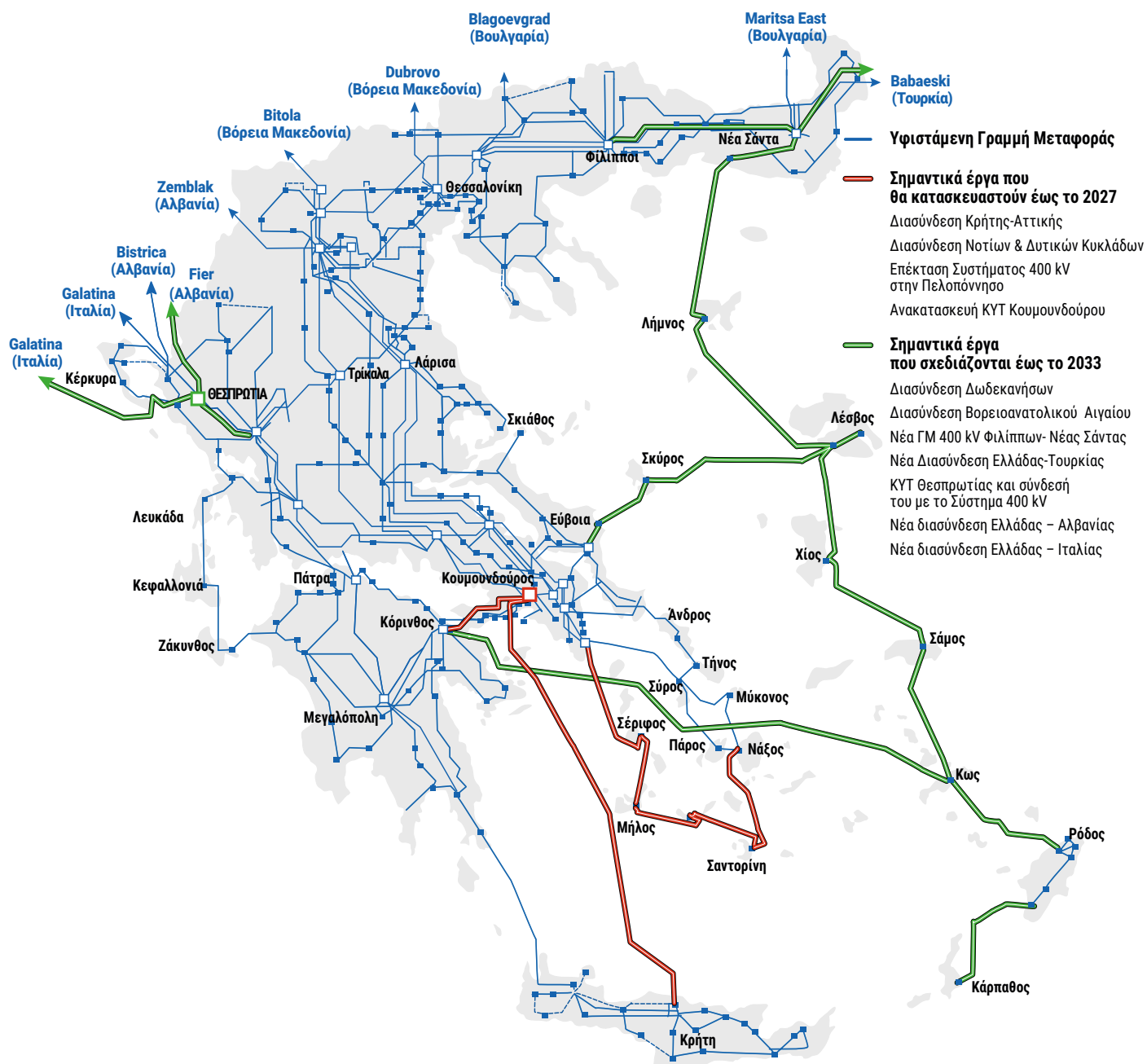
5.4.4	Διασύνδεση Ελλάδας - Κύπρου - Ισραήλ	58
5.4.5	Διασύνδεση Ελλάδας - Αιγύπτου	59
5.4.6	Αναβάθμιση διασύνδεσης Ελλάδας - Βόρειας Μακεδονίας	59
5.4.7	Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Αλβανίας	60
5.5	Επίπεδο διασυνδεσιμότητας	60
5.6	Έργα Ανάπτυξης στη Ν.Α. Ευρώπη - Περιφερειακή Διάσταση	63
5.7	Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest)	64
6 	Έργα Συστήματος	66
6.1	Γενικά	66
6.2	Κατηγοριοποίηση Έργων	67
6.2.1	Νέα Έργα	67
6.2.2	Προγραμματισμένα	68
6.2.3	Σε Αδειοδότηση	69
6.2.4	Σε Εξέλιξη	69
6.2.5	Υπό Κατασκευή	69
6.2.6	Ολοκληρωμένα	70
6.2.7	Καθυστέρηση	70
6.2.8	Επαναπρογραμματισμός	70
6.2.9	Ακύρωση	71
6.3	Απολογισμός ΔΠΑ 2023-2032	71
6.3.1	Ολοκλήρωση του έργου 14.4 ΚΥΤ Μεγαλόπολης και αρχική σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV	72
6.3.2	Ολοκλήρωση του έργου 14.19 Εκσυγχρονισμός των ΚΕΕ και υλοποίηση νέου ΠΚΕΕ Κρήτης	72
6.3.3	Ολοκλήρωση του έργου 14.28 Νέος Υποσταθμός Σκιάθου και σύνδεσή του με το Σύστημα	72
6.3.4	Ολοκλήρωση του έργου 17.3 ΚΥΤ Πτολεμαΐδας και σύνδεση του με το Σύστημα 400 και 150 kV	72
6.3.5	Ολοκλήρωση του έργου 17.8 Δεύτερη διασυνδετική γραμμή 400 kV με τη Βουλγαρία	72
6.3.6	Ολοκλήρωση υποέργων	72
6.3.7	Έργα επέκτασης για την σύνδεση Χρηστών	73
6.4	Εκτίμηση δαπανών ΔΠΑ 2024-2033	75
6.5	Ανασκόπηση προόδου υλοποίησης έργων	80
7 	Μελέτες Κόστους - Οφέλους	88
7.1	Μεθοδολογία ΜΚΟ	89
7.2	Κοινωνικοοικονομική ανάλυση	92
7.3	Αποτελέσματα Μελετών Κόστους-Οφέλους	92
7.3.1	Διασύνδεση Κυκλάδων (φάση Δ')	93
7.3.2	Διασύνδεση Δωδεκανήσων	94
7.3.3	Διασύνδεση νησιών Β.Α. Αιγαίου	96
7.3.4	Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Τουρκίας	97
7.3.5	Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Αλβανίας	99
7.3.6	Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας	100

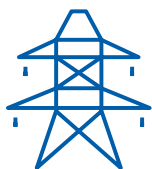
Συντομογραφίες

2B	: Γραμμή μεταφοράς διπλού κυκλώματος βαρέος τύπου
2B' B'	: Γραμμή μεταφοράς διπλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό
AC	: Εναλλασσόμενο Ρεύμα
DC	: Συνεχές ρεύμα
ENTSO-E	: European Network of Transmission System Operators for Electricity
EUE	: Expected Unserved Energy (Αναμενόμενη μη Εξυπηρετούμενη Ενέργεια)
GIS	: Υποσταθμός ή ΚΥΤ κλειστού τύπου (Gas Insulated Substation)
HVDC	: Συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης (αναφέρεται σε συνδέσεις συνεχούς ρεύματος)
LOLE	: Loss of Load Expectation (Αναμενόμενη Πιθανότητα Απώλειας Φορτίου)
UCTE	: (τέως) Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité
A/Π	: Αιολικό πάρκο
A/E	: Αυτεπαγωγή
ΑΕΠΟ	: Απόφαση Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων
ΑΜ/Σ	: Αυτομετασχηματιστής
ΑΠΕ	: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΑΣΠ	: Αυτόνομος Σταθμός Παραγωγής
B	: Γραμμή μεταφοράς απλού κυκλώματος βαρέος τύπου
B' B'	: Γραμμή μεταφοράς απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό
B' B' B'	: Γραμμή μεταφοράς απλού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό
ΒΙ.ΠΕ.	: Βιομηχανική Περιοχή
Γ.Μ.	: Γραμμή Μεταφοράς
ΔΕΗ	: Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού Α.Ε.
ΔΕΣΜΗΕ	: Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Α.Ε.
Δίκτυο	: Δίκτυο Διανομής
ΔΙΠΑ	: Διεύθυνση Περιβαλλοντικής Αδειοδότησης Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας
ΔΠΑ	: Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς
E	: Γραμμή μεταφοράς απλού κυκλώματος ελαφρού τύπου
ΕΔΔΗΕ	: Ελληνικό Δίκτυο Διανομής Ηλεκτρικής Ενέργειας
Ε.Ρ. ή ΕΡ	: Εναλλασσόμενο Ρεύμα
ΕΜΠ	: Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
ΕΣΜΗΕ	: Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΘΗΣ	: Θερμοηλεκτρικός Σταθμός
Κ/Δ	: Κέντρο Διανομής
ΚΔΣ	: Κώδικας Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΚΔΣ και ΣΗΕ	: Κώδικας Διαχείρισης του Συστήματος και Συναλλαγών Ηλεκτρικής Ενέργειας
ΚΕΕ	: Κέντρο Ελέγχου Ενέργειας
κριτήριο N-1	: Απώλεια ενός στοιχείου του Συστήματος, όπως Γ.Μ., μονάδα παραγωγής, ΑΜ/Σ
ΚΥΤ	: Κέντρο Υπερυψηλής Τάσης
κωδ.	: Κωδικός έργου
ΛΑΓΗΕ	: Λειτουργός Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
Μ.Τ. ή ΜΤ	: Μέση τάση
Μ/Σ	: Μετασχηματιστής

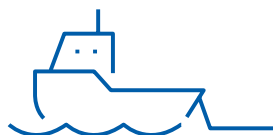
ΜΑΣΜ	: Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς
ΜΔΝ	: Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά
ΜΠΕ	: Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων
ΜΤ	: Μέση τάση
ΜΥΗΣ	: Μικρός Υδροηλεκτρικός Σταθμός
ΟΠΣ	: Οριστική Προσφορά Σύνδεσης
ΠΠΕ	: Προμελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων
ΠΠΕΑ	: Προκαταρκτική Περιβαλλοντική Εκτίμηση και Αξιολόγηση
ΠΣ	: Προσφορά Σύνδεσης
ΡΑΕ	: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΡΑΑΕΥ	: Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων Ενέργειας και Υδάτων
Σ.Κ.	: Συνδυασμένος κύκλος
ΣΑΔ	: Σχέδιο Ανάπτυξης Δικτύου
ΣΔΑΜ	: Σχέδιο Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης
Σ.Ρ. ή ΣΡ	: Συνεχές ρεύμα
ΣΒΙΟ	: Σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από Βιοκαύσιμα
ΣΕΕΣ	: Συμβούλιο Εθνικής Ενεργειακής Στρατηγικής
ΣΗΘΥΑ	: Σταθμός Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης
ΣΠ	: Σταθμός παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
ΣτΕ	: Συμβούλιο της Επικρατείας
συνθήκες Ν	: Κανονική λειτουργία με διαθέσιμα όλα τα στοιχεία του Συστήματος
συνθήκες Ν-1	: Απώλεια ενός στοιχείου του Συστήματος, όπως Γ.Μ., μονάδα παραγωγής, ΑΜ/Σ
συνθήκες Ν-2	: Απώλεια δύο στοιχείων του Συστήματος
Σύστημα	: Σύστημα Μεταφοράς
ΤΣΠ	: Τοπικός Σταθμός Παραγωγής
Υ.Α.	: Υπουργική Απόφαση
Υ.Τ. ή ΥΤ	: Υψηλή τάση
Υ.Υ.Τ. ή ΥΥΤ	: Υπερυψηλή τάση
Υ/Β	: Υποβρύχιο καλώδιο
Υ/Γ	: Υπόγειο καλώδιο
Υ/Σ	: Υποσταθμός
ΥΗΣ	: Υδροηλεκτρικός Σταθμός
ΥΚΩ	: Υπηρεσίες Κοινής Ωφέλειας
ΥΠΑΝ	: (τέως) Υπουργείο Ανάπτυξης
ΥΠΕΚΑ	: Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής
ΥΠΕΝ	: Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας
ΥΤΣΡ	: Συνεχές ρεύμα υψηλής τάσης (αναφέρεται σε συνδέσεις συνεχούς ρεύματος)
Φ.Α.	: Φυσικό αέριο
Φ/Β	: Φωτοβολταϊκός Σταθμός
ΦΕΚ	: Φύλλο Εφημερίδας Κυβερνήσεως
Χ.Τ. ή ΧΤ	: Χαμηλή τάση
ΧΧΣ	: Χρέωση Χρήσης Συστήματος

Χάρτης Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας





11.860 χλμ.
εναέριες γραμμές



1.110 χλμ.
υποβρύχιες γραμμές



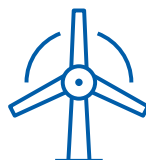
440 χλμ.
υπόγειες γραμμές



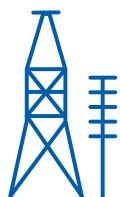
2,5 GW
μεταφορική ικανότητα
διασυνδέσεων



50,5 TWh
μεταφερόμενη
ηλεκτρική ενέργεια



10,7 GW
ΑΠΕ σε λειτουργία
(Σύστημα και Δίκτυο)



22 κέντρα
υπερυψηλής τάσης



378
υποσταθμοί



1 | Εισαγωγή

1 | Εισαγωγή

Το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΔΠΑ) 2024 -2033 περιλαμβάνει τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος για την αντίστοιχη περίοδο, καθώς και τη βασική φιλοσοφία η οποία ακολουθείται για τον σχεδιασμό, τη διαμόρφωση και τον προγραμματισμό τους.

Ειδικότερα, αυτό περιλαμβάνει την περιγραφή και τον χρονικό προγραμματισμό των έργων της ανάπτυξης του Συστήματος τα οποία αφορούν:

- τις αναγκαίες σε βάθος ενισχύσεις του Συστήματος, όπως νέες Γραμμές Μεταφοράς (Γ.Μ.), αναβαθμίσεις Γ.Μ., νέα Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ) και Υποσταθμοί (Υ/Σ), καθώς και επεκτάσεις υφιστάμενων ΚΥΤ ή Υ/Σ οι οποίες απαιτούνται για την ασφαλή διακίνηση της ισχύος η οποία προβλέπεται για αυτή τη χρονική περίοδο,
- τον εκσυγχρονισμό και την αναβάθμιση υφιστάμενων υποδομών Υ/Σ και ΚΥΤ, όπως και των αντίστοιχων υποδομών ελέγχου τους,
- τα αναγκαία έργα βελτίωσης της λειτουργίας και της οικονομικότητας του Συστήματος, όπως ενισχύσεις των υφιστάμενων ΚΥΤ και κατασκευή νέων Γ.Μ. για τη βέλτιστη εξυπηρέτηση των αναγκών των Χρηστών του Συστήματος,
- την ένταξη στο Σύστημα ή/και την αναβάθμιση νέων διασυνδεδετικών Γ.Μ. με γειτονικές χώρες,
- τα έργα σύνδεσης στο Σύστημα (Γ.Μ. και Υποσταθμοί) τα οποία απαιτούνται για την ένταξη των νέων Σταθμών Παραγωγής και των νέων Καταναλωτών Υ.Τ. (Πελάτες Υ.Τ. και Διαχειριστής Δικτύου), για τα οποία έχουν ήδη εκπονηθεί σχετικές μελέτες σύνδεσης και τέλος,
- την ανάπτυξη των απαραίτητων υποδομών, όπως συστήματα συλλογής μετρήσεων (SCADA), τηλεπικοινωνιακού δικτύου κορμού (backbone), τηλεπικοινωνιακές ζεύξεις μεταξύ των Υ/Σ - ΚΥΤ και των Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας (ΚΕΕ), ανάπτυξη και εγκατάσταση εργαλείων λογισμικού (S/W), σύμφωνα με τις απαιτήσεις της ασφαλέστερης και της αποτελεσματικότερης λειτουργίας του Συστήματος και της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

1.1 Γενικά

Ο Διαχειριστής του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ), σύμφωνα με τις προβλέψεις του Νόμου 4001/2011 είναι επιφορτισμένος με τη λειτουργία, την εκμετάλλευση, τη συντήρηση και την ανάπτυξη του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ), ώστε να διασφαλίζεται αφενός μεν ο εφοδιασμός της χώρας με ηλεκτρική ενέργεια με τρόπο επαρκή, ασφαλή, αποδοτικό και αξιόπιστο, αφετέρου δε η μακροχρόνια ικανότητα του Συστήματος να ανταποκρίνεται στις ανάγκες για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ενέργειας, υπό οικονομικά βιώσιμες συνθήκες, προς όφελος της κοινωνίας και του περιβάλλοντος. Ο ΑΔΜΗΕ με γνώμονα τα παραπάνω και με υψηλό αίσθημα ευθύνης, σχεδιάζει και υλοποιεί τα έργα του, σύμφωνα με τα όσα ορίζονται στην εθνική και την Ευρωπαϊκή περιβαλλοντική νομοθεσία προάγοντας ταυτόχρονα τις αρχές της βιώσιμης ανάπτυξης.

Για την εκπόνηση του ΔΠΑ ο ΑΔΜΗΕ λαμβάνει υπόψη το περιεχόμενο, τους στόχους και τα δεδομένα του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ)¹ για το 2030 καθώς και τη Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050 σε απόλυτη συμμόρφωση με τους στόχους της ΕΕ. Η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (Green-house Gas Emissions) λόγω αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, η σταδιακή απολιγνιτοποίηση και χρήση Φ.Α., ως μεταβατικό καύσιμο, στην ηλεκτροπαραγωγή λαμβάνονται υπόψη ως κατευθύνσεις και στο παρόν ΔΠΑ σε συνέχεια των ΔΠΑ των τελευταίων ετών. Ειδικότερα, η ένταξη έργων ενίσχυσης και έργων επέκτασης στο ΔΠΑ με στόχο την αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή αποτελεί προτεραιότητα.

1 "Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα", ΥΠΕΝ, Δεκέμβριος 2019, ΦΕΚ Β' 4893/31.12.2019



Τα έργα διασύνδεσης των ΜΔΝ με το ΕΣΜΗΕ αποτελούν στρατηγικό στόχο του ΑΔΜΗΕ και καταλαμβάνουν το σημαντικότερο τμήμα του παρόντος ΔΠΑ, συμβάλλοντας τα μέγιστα στην επίτευξη των εθνικών ενεργειακών και περιβαλλοντικών στόχων μέσω της μείωσης των αερίων θερμοκηπίου, λόγω απόσυρσης πετρελαϊκών μονάδων ΑΣΠ και αξιοποίησης του αξιόλογου δυναμικού ΑΠΕ στα νησιά, με αύξηση διείσδυσης ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή καθώς και με μείωση του κόστους των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ).

Σε συνέχεια των προηγούμενων ΔΠΑ, το παρόν ΔΠΑ συμβάλλει σημαντικά στην επίτευξη των στόχων που έχουν τεθεί διεθνώς για τη βιώσιμη ανάπτυξη (Sustainable Development Goals, SDG), όπως παρουσιάζεται αναλυτικά στην Έκθεση Βιώσιμης Ανάπτυξης 2020^[2] του ΑΔΜΗΕ με έμφαση στους στόχους 7 (Affordable and Clean Energy), 9 (Industry Innovation and Infrastructure) και 13 (Climate Action). Επιπλέον η εκπόνηση επιμέρους Μελετών Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΜΠΕ) για τα έργα του ΔΠΑ και της συνολικής Στρατηγικής Μελέτης Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων (ΣΜΠΕ) συμβάλλουν στην επίτευξη των στόχων 14 (Life Below Water) και 15 (Life on Land).

Ο ΑΔΜΗΕ σχεδιάζει και αναπτύσσει έργα του ΕΣΜΗΕ εντάσεως κεφαλαίου και εντάσεως εργασίας, στην πλειοψηφία τους υψηλού επενδυτικού κόστους (εναέριας ΓΜ, υπόγεια και υποβρύχια καλώδια, Υ/Σ, ΚΥΤ, κ.α.), συντελώντας στην ενίσχυση της οικονομικής ανάπτυξης, και στην τόνωση της απασχόλησης με αποτέλεσμα σημαντική συμβολή στο στόχο βιώσιμης ανάπτυξης 8 (Decent Work and Economic Growth). Η δημόσια διαβούλευση για την οριστική διαμόρφωση του ΔΠΑ, με ενσωμάτωση παρατηρήσεων από τους ενδιαφερόμενους (stakeholders) συμβάλλει στο στόχο 17 (Partnership for the Goal).

Όπως και τα προηγούμενα δύο ΔΠΑ και το παρόν ΔΠΑ υποβάλλεται σε μια ιδιαίτερη συγκυρία που χαρακτηρίζεται από την κατάσταση κρίσης και τις πρωτόγνωρες και πέραν πάσης πρόβλεψης συνθήκες που επικρατούν λόγω της εξάπλωσης του κορωνοϊού που εξελίσσεται από το Δεκέμβριο του 2019. Με την εμφάνιση στις αρχές του 2020 του κορωνοϊού (Covid -19) στην Ελλάδα και την εξάπλωση αυτού την επόμενη περίοδο σε επίπεδα πανδημίας, ο ΑΔΜΗΕ παρακολουθώντας στενά την εξέλιξη της πανδημίας σε συνεχή επικοινωνία

2 <https://www.admie.gr/sites/default/files/inline-files/ekthesi-biosimis-anaptuksis-2020.pdf>



με το Υπουργείο Ενέργειας και Περιβάλλοντος και τον ΕΟΔΥ για ενημέρωση επί των εξελίξεων και λήψη κατευθυντήριων οδηγιών, προχώρησε έγκαιρα σε λήψη δέσμης έκτακτων μέτρων για την προστασία της υγείας των εργαζομένων του, αλλά και γενικότερα του κοινωνικού συνόλου. Ορισμένα από τα προστατευτικά μέτρα και ενέργειες στις οποίες προέβη περιλαμβάνουν τα εξής:

- Υποχρεωτική εφαρμογή τηλεργασίας για όσους εργαζομένους είναι εφικτή η εξ αποστάσεως εκτέλεση των καθηκόντων τους.
- Ειδικές ρυθμίσεις για εργαζομένους που ανήκουν σε ευπαθείς ομάδες.
- Αποκλειστική διενέργεια επαγγελματικών συναντήσεων με ψηφιακά μέσα.
- Ματαίωση όλων των επαγγελματικών ταξιδιών με εξαίρεση όσων λαμβάνουν ειδική άδεια από τον Διευθύνοντα Σύμβουλο.
- Ενισχυμένα μέτρα προστασίας στα Κέντρα Ελέγχου Ενέργειας, τα οποία είναι επιφορτισμένα με την παρακολούθηση, τη λειτουργία και τον Έλεγχο του Εθνικού Διασυνδεδεμένου Συστήματος Παραγωγής και Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.

Κατά τη διάρκεια της τελευταίας χρονιάς εν μέσω πανδημίας ολοκληρώθηκαν πολλά έργα σε συμφωνία με τα χρονοδιαγράμματα όπως παρουσιάζεται σε επόμενες ενότητες. Από την άλλη πλευρά θα πρέπει να αναγνωριστεί ότι τα μέτρα περιορισμού κατά της πανδημίας που επιβλήθηκαν σε παραγωγικές δραστηριότητες, στις μεταφορές και στις μετακινήσεις προσωπικού σε παγκόσμιο επίπεδο επηρεάζουν *de facto* την εκτέλεση των έργων, χωρίς ωστόσο σύμφωνα με τις τρέχουσες εκτιμήσεις να υπάρχουν ενδείξεις για σημαντικές καθυστερήσεις στην υλοποίηση του επενδυτικού προγράμματός που υλοποιεί ο ΑΔΜΗΕ. Σε κάθε περίπτωση επισημαίνεται ότι ο Διαχειριστής θα εξακολουθήσει να λαμβάνει όλα τα ενδεικνυόμενα μέτρα σύμφωνα με τις οδηγίες των αρμόδιων κρατικών φορέων και να προβαίνει διαρκώς σε όλες τις απαραίτητες ενέργειες, λαμβάνοντας υπόψιν τις συνθήκες, για να εξασφαλίσει την ελάχιστη δυνατή καθυστέρηση για την κατά το δυνατόν τήρηση των χρονοδιαγραμμάτων υλοποίησης των έργων.

1.2 Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο

Σε αυτό το πλαίσιο και σύμφωνα με τα προβλεπόμενα στο Νόμο 4001/2011^[3] και στον Κώδικα Διαχείρισης Συστήματος (ΚΔΣ)^[4], ο ΑΔΜΗΕ εκπονεί και δημοσιεύει το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΔΠΑ) του Συστήματος Μεταφοράς της Χώρας, το οποίο εκδίδεται κάθε έτος, έχοντας κυλιόμενο χαρακτήρα. Σύμφωνα με τα οριζόμενα στην Παράγραφο 2, Άρθρο 108 του Νόμου 4001/2011^[5] το ΔΠΑ:

- προσδιορίζει τις κυριότερες υποδομές μεταφοράς που πρέπει να κατασκευαστούν ή να αναβαθμιστούν κατά τα επόμενα δέκα (10) έτη, συμπεριλαμβανομένων και των απαραίτητων υποδομών για τη διείσδυση των ΑΠΕ,
- περιέχει όλες τις επενδύσεις που ήδη έχουν περιληφθεί σε προηγούμενα προγράμματα ανάπτυξης και προσδιορίζει τις νέες επενδύσεις, των οποίων η έναρξη υλοποίησης προβλέπεται μέσα στην επόμενη τριετία,
- παρέχει τεχνικοοικονομική ανάλυση σκοπιμότητας για τα σημαντικά έργα μεταφοράς του εδαφίου β' ανωτέρω, ιδίως αυτά που αφορούν διεθνείς διασυνδέσεις και διασυνδέσεις νήσων με το Σύστημα Μεταφοράς, συμπεριλαμβανομένων χρονοδιαγράμματος υλοποίησης, εκτιμώμενων χρηματικών ροών αναγκών χρηματοδότησης των επενδυτικών σχεδίων των υπόψη έργων

Θεμελιώδες κριτήριο για τη διαμόρφωση του ΔΠΑ αποτελεί η διατήρηση των τεχνικών απαιτήσεων της ασφάλειας του Συστήματος οι οποίες περιλαμβάνονται στον ΚΔΣ.

Μία επιπλέον βασική παράμετρος για τη διαμόρφωση του ΔΠΑ αποτελεί και η υποχρέωση του ΑΔΜΗΕ να αναπτύξει τις απαραίτητες υποδομές οι οποίες θα επιτρέψουν την αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα της Χώρας, όπως αυτή καθορίστηκε σε μια προηγούμενη περίοδο από τους αντίστοιχους Εθνικούς Στόχους^[6] και σήμερα καθορίζεται στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα για το 2030 και στη Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050.

Σύμφωνα με τον Νόμο 4001/2011 και τον ΚΔΣ, τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος χωρίζονται σε δύο μεγάλες κατηγορίες:

➤ Έργα ενίσχυσης του Συστήματος

Περιλαμβάνουν τις τρεις πρώτες από τις προαναφερθείσες ομάδες έργων (αναγκαίες σε βάθος ενισχύσεις, έργα βελτίωσης της λειτουργίας του Συστήματος, διασυνδετικές Γ.Μ. με γειτονικές χώρες). Σύμφωνα με το Εδάφιο 8.11 του ΚΔΣ^[7], τα έργα ενίσχυσης του Συστήματος υλοποιούνται από τον ΑΔΜΗΕ, ο οποίος έχει την ευθύνη για την άρτια ολοκλήρωση αυτών των έργων σύμφωνα με τον βασικό σχεδιασμό ο οποίος περιλαμβάνεται στο ΔΠΑ. Ο ΑΔΜΗΕ υλοποιεί αυτά τα έργα με τις δαπάνες του. Το κόστος αυτών των έργων ανακτάται από τον ΑΔΜΗΕ μέσω των Χρεώσεων για τη Χρήση του Συστήματος (ΧΧΣ). Η κυριότητα αυτών των παγίων, καθώς και η ευθύνη για τη συντήρησή τους ανήκουν στον ΑΔΜΗΕ.

➤ Έργα επέκτασης του Συστήματος για τη σύνδεση Χρηστών

Περιλαμβάνουν τα έργα τα οποία απαιτούνται για τη σύνδεση Χρηστών (Παραγωγών και Καταναλωτών) και Δικτύου με το Σύστημα. Σύμφωνα με το Εδάφιο 8.12 του ΚΔΣ, τα έργα επέκτασης του Συστήματος για τη Σύνδεση Παραγωγών και Καταναλωτών μπορεί να υλοποιούνται είτε από τον εκάστοτε Παραγωγό ή Καταναλωτή είτε από τον ΑΔΜΗΕ. Σε κάθε περίπτωση, συνάπτεται Σύμβαση Υλοποίησης μεταξύ του ΑΔΜΗΕ και του αντίστοιχου Παραγωγού ή Καταναλωτή, στην οποία ρητώς προβλέπονται τα τμήματα του έργου την εκτέλεση των οποίων αναλαμβάνει ο κάθε συμβαλλόμενος, τα αντίστοιχα χρονοδιαγράμματα υλοποίησης, καθώς και οι διαδικασίες ελέγχου και παραλαβών και αντίστοιχης καταβολής τιμημάτων. Με

3 Παράγραφος 2(ιγ), Άρθρο 94 και Άρθρο 108 του Νόμου 4001/2011

4 Ενότητα 8.0, εδάφιο 8.3 του ΚΔΣ

5 Νόμος 4001/2011 "Μελέτη Για τη λειτουργία Ενεργειακών Αγορών Ηλεκτρισμού και Φυσικού Αερίου, για Έρευνα, Παραγωγή και δίκτυα μεταφοράς Υδρογονανθράκων και άλλες ρυθμίσεις", ΦΕΚ Α' 179/22.08.2011

6 Απόφαση Υπουργού Φ1/οικ. 19598/01.10.2010 "Απόφαση για την επιδιωκόμενη αναλογία εγκατεστημένης ισχύος και την κατανομή της στο χρόνο μεταξύ των διαφόρων τεχνολογιών Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας", ΦΕΚ Β' 1630/11.10.2010

7 Απόφαση ΡΑΕ 1412/2020, "Επανεκδόση του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας", ΦΕΚ 4658/Β/22-10-2020

την εκπλήρωση όλων των υποχρεώσεων που απορρέουν από τη Σύμβαση Υλοποίησης, ο ΑΔΜΗΕ προβαίνει σε κάθε νόμιμη ενέργεια ώστε να περιέλθει στην κυριότητά του το τμήμα του έργου το οποίο αποτελεί μέρος του Συστήματος, και στη συνέχεια αναλαμβάνει τη συντήρηση αυτού του τμήματος. Τα έργα επέκτασης του ΕΣΜΗΕ για τη για τη σύνδεση του Δικτύου υλοποιούνται από τον ΑΔΜΗΕ. Τα έργα ανάπτυξης Υποσταθμών οι οποίοι εντάσσονται εξ' ολοκλήρου στο Δίκτυο Διανομής και ανήκουν εξ' ολοκλήρου στην αρμοδιότητα του ΔΕΔΔΗΕ (όπως Υποσταθμοί εντός των Δήμων της τέως Διοικήσεως Πρωτεύουσας) δεν περιλαμβάνουν έργα επέκτασης του ΕΣΜΗΕ και υλοποιούνται εξ' ολοκλήρου με ευθύνη του αρμόδιου Διαχειριστή του Δικτύου Διανομής. Επίσης σύμφωνα με Απόφαση της ΡΑΕ (νυν ΡΑΑΕΥ)^[8], το κόστος των έργων επέκτασης για τη σύνδεση του Δικτύου χρηματοδοτείται από τον ΑΔΜΗΕ και ανακτάται μέσω των χρεώσεων για τη χρήση του Συστήματος.

Η διάκριση σε έργα ενίσχυσης και επέκτασης αφορά τη φάση του προγραμματισμού και της υλοποίησης των έργων, σχετίζεται δε και με τον τρόπο της χρηματοδότησης αυτών. Στο αμέσως επόμενο στάδιο, το οποίο είναι η θέση αυτών σε λειτουργία, το Σύστημα αποτελεί ένα ενιαίο σύνολο το οποίο καλείται να εξυπηρετεί όλους του Χρήστες του Συστήματος και ως εκ τούτου αποτελεί κρίσιμη υποδομή η οποία εκ της φύσης της έχει τη μοναδικότητα στη λειτουργία της και ως τέτοια θα πρέπει να θεωρείται κατά τα επόμενα στάδια του προγραμματισμού της ανάπτυξής της.

Τα αναλυτικά χρονοδιαγράμματα της υλοποίησης των έργων ενίσχυσης του Συστήματος τα οποία παρατίθενται στη συνέχεια, αντανakλούν τον χρονικό προγραμματισμό της κατασκευής των αντίστοιχων έργων, θεωρώντας το απαραίτητο χρονικό διάστημα για την έκδοση των απαιτούμενων αδειών και την ολοκλήρωση των απαλλοτριώσεων.

1.3 Δημοσιοποίηση και Διαβούλευση

Το ΔΠΑ 2024 - 2033 είναι αυτοτελές και περιλαμβάνει πίνακες με λεπτομερή χρονοδιαγράμματα υλοποίησης των έργων, καθώς και πίνακες με τις εκτιμώμενες αντίστοιχες ετήσιες χρηματικές ροές για τα έργα αυτά. Σύμφωνα με τις διατάξεις της κείμενης νομοθεσίας και του ρυθμιστικού πλαισίου, το παρόν ΔΠΑ 2024 - 2033 τίθεται σε Δημόσια Διαβούλευση για έναν μήνα από την ημερομηνία της δημοσίευσής του στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ, ώστε οι ενδιαφερόμενοι να υποβάλουν τις απόψεις και τις παρατηρήσεις τους. Στη συνέχεια, ο ΑΔΜΗΕ, αφού επεξεργαστεί τα αποτελέσματα της Δημόσιας Διαβούλευσης, υποβάλλει το σχέδιο ΔΠΑ αυτής της χρονικής περιόδου στη ΡΑΑΕΥ προς έγκριση. Έπειτα από την ολοκλήρωση της εγκριτικής διαδικασίας, το ΔΠΑ εξειδικεύεται με πρόσθετα παραρτήματα τα οποία περιλαμβάνουν λεπτομερέστερα τεχνικά στοιχεία (όπως μονογραμμικά διαγράμματα), τα οποία δημοσιεύονται στην ιστοσελίδα του ΑΔΜΗΕ (<http://www.admie.gr>).

8 Απόφαση ΡΑΕ 1021/2017, "Τροποποίηση διατάξεων του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΦΕΚ Β' 103/31.01.2012)", ΦΕΚ Β' 4690/29.12.2017



2 | Οδηγοί Παράμετροι για την Ανάπτυξη του Συστήματος

2 | Οδηγοί Παράμετροι για την Ανάπτυξη του Συστήματος

Το Ευρωπαϊκό διοικητικό και ρυθμιστικό πλαίσιο, που διέπει τη λειτουργία της αγοράς ηλεκτρισμού, στηρίζεται στα παρακάτω τρία ρυθμιστικά/κανονιστικά πλαίσια που καθένα περιλαμβάνει σειρά Οδηγίων (Directives) και Κανονισμών (Regulations).

► το πακέτο για «Καθαρή Ενέργεια για όλους τους Ευρωπαίους» (Clean Energy for all Europeans package)

το οποίο συνιστά το πλαίσιο της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής που αφορά στην ενεργειακή μετάβαση από συμβατικά καύσιμα σε καθαρότερες μορφές ενέργειας και στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου ώστε να επιτευχθούν οι δεσμεύσεις της Συμφωνίας του Παρισιού. Το πακέτο περιλαμβάνει ένα σύνολο 8 νομοθετικών δράσεων για την ενεργειακή αποδοτικότητα κτιρίων, τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, την ενεργειακή απόδοση, τη διακυβέρνηση και σχεδιασμό της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Σχετικά με το σχεδιασμό της λειτουργίας της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας το Πακέτο στοχεύει στην εγκαθίδρυση ενός μοντέρνου σχεδιασμού στην Ευρωπαϊκή ηλεκτρική αγορά, υιοθετώντας νέες εμπορικές οντότητες, περισσότερο ευέλικτες στηριζόμενες περισσότερο στους μηχανισμούς της αγοράς και καλύτερα τοποθετημένες στην ενσωμάτωση μεγαλύτερου ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ. Συντονίζοντας αυτές τις αλλαγές σε ευρωπαϊκό επίπεδο η νομοθεσία επίσης καταδεικνύει τον ηγετικό ρόλο της ΕΕ στην αντιμετώπιση του προβλήματος της υπερθέρμανσης του πλανήτη και συνεισφέρει σημαντικά στη μακροχρόνια στρατηγική της ΕΕ για επίτευξη μηδενικών εκπομπών (net-zero emissions) το 2050. Το Πακέτο εισάγει ένα στιβαρό σύστημα διακυβέρνησης εντός της ΕΕ και του στόχου της να μεταρρυθμίσει θεμελιακά το ευρωπαϊκό ενεργειακό σύστημα. Στο πλαίσιο αυτής της στρατηγικής κάθε χώρα μέλος της ΕΕ απαιτείται να εκπονήσει και να υιοθετήσει ένα 10-ετές Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (National Energy and Climate Plans, NECP) για την περίοδο 2021-2030. Τα ΕΣΕΚ περιγράφουν πώς οι ευρωπαϊκές χώρες θα επιτύχουν τους στόχους στις παραπάνω κατευθύνσεις της ενεργειακής ένωσης συμπεριλαμβάνοντας επίσης την πιο μακροχρόνια στρατηγική για το 2050.

Ο νέος σχεδιασμός περιλαμβάνει δύο νέες Οδηγίες για τον ηλεκτρισμό, την Οδηγία για την ετοιμότητα αντιμετώπισης κινδύνων (Risk Preparedness Directive) και την Οδηγία που προσδίδει πιο δυνατό ρόλο στον Οργανισμό για τη Συνεργασία των Ρυθμιστικών Αρχών Ενέργειας (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER^[9]). Τα κύρια νομοθετικά κείμενα που αφορούν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο Κανονισμός 2019/943/ΕΚ που αντικαθιστά τον Κανονισμό EC/714/2009 η Οδηγία 2019/944/ΕΚ που αντικαθιστά την Οδηγία 2009/72/ΕΚ του Τρίτου Ενεργειακού Πακέτου (Third Energy Package^[10]). Ο Κανονισμός θέτει τις αρχές για την ενιαία ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με εστίαση στη χονδρεμπορική αγορά (wholesale market) καθώς και στη λειτουργία των δικτύων και περιέχει διατάξεις για τους Νέους Κώδικες Ηλεκτρισμού (new electricity codes) και κατευθυντήριες γραμμές. Η Οδηγία θέτει κανόνες για την παραγωγή, μεταφορά, διανομή, προμήθεια και αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας με ιδιαίτερη έμφαση στην ενδυνάμωση του καταναλωτή^[11].

► Η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία (European Green Deal) είναι το επίκεντρο των δράσεων της ΕΕ για το κλίμα.

Αποτελεί ένα φιλόδοξο πακέτο μέτρων με στόχο τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (GHG emissions). Περιλαμβάνει τον Ευρωπαϊκό Κλιματικό Νόμο (European Climate Law), με τον οποίο ο στόχος της κλιματικής ουδετερότητας εντάσσεται στην ευρωπαϊκή νομοθεσία, το European Climate Pact που στοχεύει στην ενδυνάμωση της εμπλοκής/συμμετοχής των πολιτών στην ενεργειακή μετάβαση, το 2030 Climate Target Plan που στοχεύει σε επιπλέον μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου τουλάχιστον κατά 55% το 2030 σε σχέση με τα επίπεδα εκπομπών του 1990, καθώς και η Ευρωπαϊκή Στρατηγική για την Κλιματική Προσαρμογή (EU Strategy on Climate adaptation) που στοχεύει να καταστήσει την Ευρώπη μια κλιματικά ανθεκτική ήπειρο, πλήρως προσαρμοσμένη στις μη αποφευγόμενες επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής^[12].

9 https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en#electricity-market-design

10 https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/market-legislation/electricity-market-design_en?redir=1#the-electricity-directive-and-electricity-regulation

11 https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en

12 https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en

- Το πακέτο **«Fit for 55» (Fit for 55 package)**, δημοσιευμένο τον Ιούλιο του 2021, περιλαμβάνει νομοθετικά εργαλεία για να γίνει πραγματικότητα η Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία και να επιτευχθούν οι σχετικοί στόχοι του Ευρωπαϊκού Κλιματικού Νόμου. Οι προτάσεις συνδυάζουν: εφαρμογή του Συστήματος Εμπορίας Εκπομπών σε νέους τομείς και αυστηροποίηση του υπάρχοντος Συστήματος Εμπορίας Εκπομπών (ETS, Emissions Trading System), αυξημένη χρήση ΑΠΕ, μεγαλύτερη ενεργειακή απόδοση, επιτάχυνση της εισαγωγής τρόπων στις μεταφορές με χαμηλές εκπομπές και των αναγκαίων υποδομών και καυσίμων για την υλοποίησή τους, ευθυγράμμιση των πολιτικών φορολόγησης με τους σκοπούς του European Green Deal objectives, μέτρα ώστε να αποφευχθεί η διαρροή άνθρακα και εργαλεία ώστε να διατηρηθούν και να μεγαλώσουν οι φυσικές καταβόθρες άνθρακα^[13].



Τα τελευταία χρόνια η πανδημία Covid 19 είχε δυσμενείς επιπτώσεις στις οικονομίες όλων των χωρών επηρεάζοντας και τον ενεργειακό τομέα. Στο πλαίσιο αυτό η ΕΕ προκειμένου να επαναφέρει την οικονομία των κρατών-μελών στους προηγούμενους ρυθμούς ανάπτυξης και να αντιμετωπίσει τις επιπτώσεις της υγειονομικής κρίσης θέσπισε το Ταμείο Ανάκαμψης (Recovery and Resilience Facility, RRF). Ο βασικός στόχος του RRF είναι να κάνει τις ευρωπαϊκές οικονομίες και κοινωνίες περισσότερο βιώσιμες, ανθεκτικές και να τις προετοιμάσει καλύτερα για τις προκλήσεις και ευκαιρίες της πράσινης και της ψηφιακής μετάβασης. Για το σκοπό αυτό διαθέτει €723,8 δις σε δάνεια (€385,8 δις) και επιχορηγήσεις (€338 δις). Το RRF βοηθάει την ΕΕ να επιτύχει το στόχο της κλιματικής ουδετερότητας το 2050. Από τα 22 εγκεκριμένα εθνικά σχέδια για απορρόφηση κονδυλίων από το RRF το 40% αφορά σε μέτρα για την κλιματική αλλαγή και 26% σε μέτρα για την ψηφιακή μετάβαση.

Μετά την υιοθέτηση του RRF η γεωπολιτική κατάσταση άλλαξε σημαντικά. Η ρωσική εισβολή στην Ουκρανία επηρέασε δραματικά την ευρωπαϊκή οικονομία και κοινωνία. Αυτές οι πρωτοφανείς γεωπολιτικές προκλήσεις κατέστησαν σημαντική και επείγουσα την ανάγκη μείωσης της εξάρτησης της ΕΕ από τα συμβατικά καύσιμα και ειδικότερα από τα εισαγόμενα από τη Ρωσία, μέσω της πλήρους υλοποίησης του Πακέτου “Fit for 55”, την αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και την περαιτέρω ενίσχυση της εξοικονόμησης ενέργειας. Για να ανταποκριθεί στις παραπάνω προκλήσεις μετά από απαίτηση του Ευρωπαϊκού Κοινοβουλίου στις 18 Μαΐου 2022 η ΕΕ δημοσίευσε το REPowerEU Plan που θεσπίζει κοινές ευρωπαϊκές δράσεις συμπληρώνοντας τα μέτρα για την ενεργειακή ασφάλεια τροφοδοσίας και την αποθήκευση. Ειδικότερα το REPowerEU plan προτείνει μια δέσμη δράσεων για εξοικονόμηση ενέργειας, για

13 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_3541



διαφοροποίηση των ενεργειακών πηγών τροφοδοσίας και την επιτάχυνση των ευρωπαϊκών στόχων της πράσινης συμφωνίας και μετάβασης. Σύμφωνα με τις διαθέσιμες πληροφορίες μεταξύ των στόχων που προβλέπονται για ολόκληρη την ΕΕ για το 2030 είναι η μείωση των εκπομπών του θερμοκηπίου κατά 55% σε σχέση με το επίπεδο εκπομπών του 1990 με προοπτική κλιματικής ουδετερότητας το 2050. Για τις ΑΠΕ προβλέπεται να αντιστοιχούν σε ποσοστό 45% της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας, στόχος που συνοδεύεται από επιμέρους στόχους ανά τομέα κατανάλωσης (ηλεκτρική ενέργεια, θέρμανση-ψύξη, μεταφορές).

Το Ταμείο Ανάκαμψης (RRF) μπορεί να συμβάλει καθοριστικά στην κινητοποίηση και υλοποίηση των διαθέσιμων πόρων σε ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο ώστε να επιτευχθούν οι στόχοι του REPowerEU plan. Στην κατεύθυνση αυτή προτείνεται αναθεώρηση του Κανονισμού RRF ώστε να δοθεί η απαραίτητη έμφαση στους στόχους του REPowerEU plan.

Εκτός από το RRF που είναι στην καρδιά του REPowerEU plan παρέχοντας επιπλέον χρηματοδότηση, άλλες πηγές χρηματοδότησης είναι το Ταμείο Συνοχής (Cohesion Policy Funds), Connecting Europe Facility (CEF), Innovation Fund, National and EU funding in support of REPowerEU objectives, European Investment Bank (EIB), ιδιωτική χρηματοδότηση.

Στο πλαίσιο αυτό, οι οδηγοί παράμετροι που υιοθετεί ο ΑΔΜΗΕ για την ανάπτυξη του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) συμβαδίζουν και είναι σε απόλυτη συμφωνία με τις κατευθυντήριες γραμμές και το ρυθμιστικό και κανονιστικό πλαίσιο της ευρωπαϊκής ενεργειακής και περιβαλλοντικής πολιτικής που συνοπτικά παρουσιάστηκε παραπάνω. Η ενσωμάτωση των σύγχρονων τεχνολογιών στον τομέα της μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και η στενή παρακολούθηση των τεχνολογικών εξελίξεων σε ευρωπαϊκό και διεθνές επίπεδο αποτελεί στρατηγική επιλογή και πρακτική για τον ΑΔΜΗΕ. Ο ενεργός ρόλος του Διαχειριστή του Συστήματος με σκοπό τη βέλτιστη ανάπτυξη και ενσωμάτωση των τεχνολογιών αυτών στο ηλεκτρικό σύστημα αναμένεται να οδηγήσει σε μεγιστοποίηση του οφέλους της εγχώριας αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο Διαχειριστής ενημερώνεται επίσης συνεχώς και σε βάθος για τις διαθέσιμες εθνικές και ευρωπαϊκές χρηματοδοτικές πηγές που θα τον βοηθήσουν στην έγκαιρη και έγκυρη υλοποίηση του επενδυτικού προγράμματος, αναγκαίου για τη συμβολή του στην επίτευξη των στόχων για την μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη έως το 2050.

Ο ΑΔΜΗΕ κάνει χρήση και αξιοποιεί με τον καλύτερο τρόπο τους διαθέσιμους χρηματοδοτικούς πόρους, εργαλεία και μηχανισμούς εντάσσοντας μεγάλα έργα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, όπως νησιωτικές διασυνδέσεις, σε αυτά.

2.1 Ενσωμάτωση αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ

Στην τρέχουσα περίοδο, παράλληλα με την εξυπηρέτηση της ζήτησης, που αποτελεί βασική οδηγό παράμετρο για την ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς, αποκτά αντίστοιχη σπουδαιότητα η ανάγκη της εξυπηρέτησης της μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ, στο πλαίσιο της εκπλήρωσης της ακολουθούμενης Εθνικής και της αντίστοιχης Ευρωπαϊκής πολιτικής. Οι πολιτικές αυτές έχουν ως τελικό στόχο την απανθρακοποίηση της δραστηριότητας της ηλεκτροπαραγωγής, καθώς και τη συμβολή του τομέα του ηλεκτρισμού στην αντιμετώπιση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής. Σε αυτό το πλαίσιο, η ανάπτυξη του ΕΣΜΗΕ είναι προσανατολισμένη προς την ενσωμάτωση της επικείμενης αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ, η οποία αποτυπώνεται σε συγκεκριμένους ευρωπαϊκούς και εθνικούς στόχους για το 2030 (ΕΣΕΚ). Συγκεκριμένα προβλέπεται η αναδιάρθρωση του ενεργειακού μίγματος της χώρας έως το 2030 και η αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ σε τουλάχιστον 40% της συνολικής ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης της ενέργειας. Για την επίτευξη αυτού του στόχου το ΕΣΕΚ προδιαγράφει έναν ριζικό μετασχηματισμό του τομέα του ηλεκτρισμού, καθώς οι ΑΠΕ θα υποκαταστήσουν τα ορυκτά καύσιμα με συμμετοχή άνω του 70% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση της ηλεκτρικής ενέργειας. Σύμφωνα με το ΕΣΕΚ ο στόχος για το 2030 είναι ο μηδενισμός του μεριδίου του εγχώριου λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή. Επιπρόσθετα, προβλέπεται η αλματώδης διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ προβλέπεται από τα 14 GW (συμπεριλαμβανομένων 3,1 GW των Μεγάλων ΥΗΣ) που είναι σήμερα να υπερβεί τα 25 GW. Παράλληλα ο Εθνικός Κλιματικός Νόμος (ν. 4936, ΦΕΚ 105 Α/27.05.2022) για τη μετάβαση στην κλιματική ουδετερότητα και την προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή προβλέπει για το 2030 εθνικό στόχο για τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στο 55% και για το 2040 στο 80% συγκριτικά με τις εκπομπές του έτους 1990 ενώ για το έτος 2050 θέτει ως στόχο την κλιματική ουδετερότητα, δηλαδή μηδενικό ισοζύγιο εκπομπών. Στον Κλιματικό Νόμο προβλέπεται ως καταληκτική ημερομηνία για την απολιγνιτοποίηση του ενεργειακού μίγματος της χώρας η 31η Δεκεμβρίου 2028.

Για την επίτευξη των στόχων διείσδυσης ΑΠΕ που τίθενται σχεδιάζεται η κατάλληλη ενίσχυση των υποδομών του Συστήματος Μεταφοράς για την αύξηση των διαθέσιμων περιθωρίων για τη σύνδεση νέων Σταθμών ΑΠΕ στο Σύστημα Μεταφοράς. Στο πλαίσιο αυτό στο παρόν ΔΠΑ προγραμματίζονται μια σειρά έργων ενίσχυσης σε βάθος του Συστήματος Μεταφοράς που θα συμβάλλει στην απορρόφηση και διακίνηση της παραγόμενης ενέργειας των Σταθμών ΑΠΕ.

2.2 Ενίσχυση Ασφάλειας και Αξιοπιστίας του Συστήματος Μεταφοράς

Η ενίσχυση της ασφάλειας και της αξιοπιστίας του Συστήματος Μεταφοράς, με δεδομένη την παλαιότητα στοιχείων του Συστήματος, στο φόντο και της κλιματικής κρίσης που αυξάνει την συχνότητα ακραίων καιρικών φαινομένων αλλά και της αυξημένης απειλής κυβερνοεπιθέσεων, αναδεικνύεται ως ένας από τους βασικούς πυλώνες της στρατηγικής του ΑΔΜΗΕ για την επόμενη περίοδο. Στο πλαίσιο αυτό ο ΑΔΜΗΕ επεξεργάστηκε σε συνέχεια του προγράμματος ανανέωσης εξοπλισμού που υλοποιείται από το 2018 ένα νέο κυλιόμενο πρόγραμμα ανανέωσης παγίων με σκοπό την αναβάθμιση του Συστήματος Μεταφοράς. Το πρόγραμμα αυτό περιλαμβάνει την αντικατάσταση παλαιού εξοπλισμού κρίσιμου για την εύρυθμη λειτουργία του Συστήματος με εξοπλισμό σύγχρονης τεχνολογίας.

2.3 Υλοποίηση Νησιωτικών Διασυνδέσεων

Σημαντική προτεραιότητα και σε αυτό το ΔΠΑ αποτελεί η διασύνδεση των νησιών του Αιγαίου με το Ηπειρωτικό Σύστημα. Με αυτές τις συνδέσεις αντιμετωπίζεται η ηλεκτρική απομόνωσή τους, αυξάνεται η αξιοπιστία της τροφοδότησης, μειώνεται το κόστος της παραγόμενης ενέργειας και κατά συνέπεια το κόστος των ΥΚΩ, προστατεύεται το περιβάλλον και αξιοποιείται το υψηλό δυναμικό των ΑΠΕ των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων (ΜΔΝ). Παράλληλα με την κατάργηση της «ηλεκτρικής απομόνωσης» του Νησιωτικού χώρου του Αιγαίου, αυξάνεται το μέγεθος της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας. Στο πλαίσιο αυτό, υλοποιήθηκαν ήδη η Α' Φάση, η Β' και η Γ' Φάση του έργου της διασύνδεσης των Κυκλάδων και είναι σε εξέλιξη η Δ' Φάση αυτού. Σε εξέλιξη βρίσκονται επίσης τα έργα της διασύνδεσης της Κρήτης, τα οποία είναι ιδιαίτερης σημασίας, λόγω των υψηλών φορτίων (ενέργεια και ισχύς) της Νήσου και λόγω του πλουσίου δυναμικού ΑΠΕ το οποίο διαθέτει. Ειδικότερα ο ΑΔΜΗΕ υλοποίησε το έργο της Α' Φάσης της διασύνδεσης Κρήτης (Κρήτη-Πελοπόννησος), το οποίο και ολοκληρώθηκε στις αρχές του 2021. Παράλληλα, μέσω της θυγατρικής εταιρείας του «ΑΡΙΑΔΝΗ INTERCONNECTION Α.Ε.Ε.Σ.» υλοποιείται το έργο της

Β' Φάσης της διασύνδεσης Κρήτης (Κρήτη-Αττική) με εκτιμώμενο χρόνο ολοκλήρωσης το έτος 2024. Τέλος, ο ΑΔΜΗΕ ενσωμάτωσε στον προγραμματισμό του μέσω των προηγούμενων και του παρόντος ΔΠΑ, τον σχεδιασμό του έργου της διασύνδεσης των Δωδεκανήσων και τον σχεδιασμό του έργου της διασύνδεσης των νησιών του Βορείου Αιγαίου.

2.3.1 Στρατηγική Διασύνδεσης Αυτόνομων Νησιωτικών Συστημάτων με το ΕΣΜΗΕ

Η εξυπηρέτηση του ηλεκτρικού φορτίου των Νήσων της χώρας έχει από μακρού απασχολήσει την ηλεκτρική βιομηχανία της χώρας. Ιστορικά, στη μεγάλη πλειοψηφία των Νήσων αναπτύχθηκαν (κατά την περίοδο του εξηλεκτρισμού) μικροί αυτόνομοι Σταθμοί παραγωγής με εμβολοφόρες μηχανές και καύσιμο πετρέλαιο. Η προοπτική της διασύνδεσης των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των Νήσων με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, στις περιπτώσεις κατά τις οποίες αυτό είναι εφικτό και τεχνικοοικονομικά ενδεικνυόμενο, ξεκίνησε από τις αρχές της δεκαετίας του 1960, ώστε να μειωθεί κατά το δυνατό (ή να διακοπεί) η λειτουργία των πετρελαιοκίνητων Σταθμών ηλεκτροπαραγωγής οι οποίοι τροφοδοτούν τα Νησιά. Έως και σήμερα, έχουν συνδεθεί με το Σύστημα υπό Υψηλή Τάση (ΥΤ) όλες οι Ιόνιοι Νήσοι. Σε ότι αφορά στα Νησιά του Αιγαίου, υπό ΥΤ έχουν συνδεθεί η Άνδρος, η Σύρος, η Πάρος, η Μύκονος και η Νάξος, ενώ υπό Μέση Τάση (ΜΤ) διασυνδέονται μέσω Πάρου η Αντίπαρος, η Ίος, η Σίκινο και η Φολέγανδρος, μέσω Νάξου η Σχοινούσα, η Ηρακλεία και το Κουφονήσι, και μέσω Μυκόνου η Δήλος. Επίσης υπό ΜΤ διασυνδέονται αρκετά Νησιά πλησίον των ακτών (Σποράδες, Θάσος, Σαμοθράκη, Κύθηρα κ.ά.). Τέλος, αρκετά Νησιά του Αιγαίου (κυρίως όσα βρίσκονται γεωγραφικά κοντά) έχουν διασυνδεθεί μεταξύ τους υπό Μ.Τ.

Στην κατεύθυνση διασύνδεσης (με σημαντικά τεχνικά και οικονομικά οφέλη, ιδιαίτερα για συστήματα με σημαντικού μεγέθους φορτίο), ο ΑΔΜΗΕ (και προγενέστερα ο ΔΕΣΜΗΕ) έχουν εκπονήσει σχετικές μελέτες και διερευνήσεις, βάσει των οποίων βρίσκονται πλέον σε εξέλιξη η διασύνδεση των Κυκλάδων και η διασύνδεση της Κρήτης.

Παρά ταύτα, έχουν παραμείνει αρκετά αυτόνομα νησιωτικά συστήματα στο Αιγαίο. Σήμερα, τα μικρής και μεσαίας κλίμακας αυτόνομα ηλεκτρικά νησιωτικά συστήματα του Αιγαίου, αντιπροσωπεύουν το 10% περίπου της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας της χώρας. Τα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΜΔΝ) ανήκουν σε 28 Ηλεκτρικά Συστήματα¹⁴ (Σχήμα 2.1), καθένα από τα οποία τροφοδοτείται από έναν ή περισσότερους θερμικούς Σταθμούς παραγωγής και αποτελείται από ένα ή περισσότερα Νησιά, συνδεδεμένα μεταξύ τους με υποβρύχια καλώδια. Αυτά τα Συστήματα εξυπηρετούνται από πετρελαιοκίνητες μονάδες (κυρίως στα μικρά και μεσαία Συστήματα), ενώ έχουν εγκατασταθεί και αεριοστροβιλικές μονάδες (με καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο - diesel) στο Σύστημα της Ρόδου.

Τα Συστήματα αυτά παρουσιάζουν ορισμένα κοινά χαρακτηριστικά:

- Η παραγόμενη ενέργεια προέρχεται από καύση πετρελαίου, με συνέπεια πολύ μεγάλο λειτουργικό κόστος και κατ' επέκταση πολύ μεγάλο κόστος ΥΚΩ για τους τελικούς καταναλωτές.
- Εμφανίζουν χαμηλό συντελεστή φορτίου (μεγάλες θερινές αιχμές και πολύ χαμηλά φορτία κατά τη διάρκεια του υπόλοιπου έτους).
- Διαθέτουν εξαιρετικό δυναμικό ΑΠΕ.
- Προκαλούν περιβαλλοντική όχληση από τους Σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι είναι στην πλειονότητά τους εγκατεστημένοι εντός οικισμών.

14 <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedenwn-nisiwn/agora-mdn/ilektrika-systimata-mdn/>

Combustion Plant Directive, MCPD») για τις Μεγάλες και Μεσαίες Εγκαταστάσεις Καύσης, οι οποίες θα επηρεάσουν σημαντικά τον τρόπο ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ τα επόμενα έτη.

Από το 2021, για τις εμβολοφορες Μηχανές Εσωτερικής Καύσης οι οποίες εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής της IED θα πρέπει πλέον να τηρούνται και τα επίπεδα εκπομπών του Εγχειριδίου Βέλτιστων Διαθέσιμων Τεχνικών (ΒΔΤ) για τις Μεγάλες Εγκαταστάσεις Καύσης.

Παράλληλα, η πρόσφατα εκδοθείσα Οδηγία 2015/2193/ΕΕ (MCPD, αφορά σε Μονάδες Παραγωγής ισχύος $1 < \text{MWth} < 50$) καθιστά πρακτικά αδύνατη τη λειτουργία για περισσότερες από 500 ώρες ετησίως των Μονάδων οι οποίες εμπίπτουν στο πεδίο εφαρμογής της (δηλ. όλων σχεδόν των Μονάδων οι οποίες λειτουργούν σε ΑΣΠ και ΤΣΠ των μικρότερων Νήσων) από το έτος 2025 για τις νέες και από το έτος 2030 για τις υφιστάμενες Μονάδες τους. Οι υποχρεώσεις οι οποίες προκύπτουν από τις ως άνω Οδηγίες θέτουν ένα κρίσιμο θέμα στρατηγικής απόφασης για τον βέλτιστο τρόπο ηλεκτροδότησης των ΜΔΝ, επιλέγοντας είτε τη διασύνδεσή τους με το ηπειρωτικό σύστημα (ή/και μεταξύ τους) ή την αυτόνομη ανάπτυξή τους με αντικατάσταση των μονάδων τους και αλλαγή του τύπου καυσίμου, εάν αυτό κριθεί τεχνο - οικονομικά εφικτό.

Στο προαναφερθέν πλαίσιο, τον Ιανουάριο του 2016 με πρωτοβουλία της ΡΑΕ (νυν ΡΑΑΕΥ) συστάθηκε Επιτροπή Εξέτασης Οικονομικότητας του τρόπου ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΦΕΚ 959/2015), σύμφωνα με το Άρθρο 4 της Απόφασης 2014/536/ΕΚ της Ευρωπαϊκής Επιτροπής και σε εφαρμογή της Παραγράφου 2, του Άρθρου 9 του Νόμου 4001/2011, αποτελούμενη από στελέχη της ΡΑΕ, του ΑΔΜΗΕ, του ΔΕΔΔΗΕ και του ΔΕΣΦΑ. Η Επιτροπή είχε ως αντικείμενο τη διερεύνηση των τεχνικοοικονομικών επιλογών ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων (ΜΔΝ) και την έκδοση πορίσματος αναφορικά με τον έλεγχο του οικονομικότερου τρόπου ηλεκτροδότησης ενός ή περισσοτέρων ΜΔΝ, είτε μέσω της διασύνδεσής τους με το ΕΣΜΗΕ ή το Διασυνδεδεμένο με αυτό ΕΔΔΗΕ σύμφωνα με την οικονομικότερη τεχνικά εφικτή λύση της διασύνδεσης, είτε με την εξακολούθηση της ηλεκτροδότησής του(ς) ως ΜΔΝ. Η τεχνικοοικονομική διερεύνηση πραγματοποιήθηκε έπειτα από την προκαταρκτική εξέταση των τεχνικών λύσεων της διασύνδεσης ή της αυτόνομης ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος ΜΔΝ η οποία στηρίζεται στις επικρατούσες τεχνολογικές επιλογές και τη διεθνή εμπειρία από την κατασκευή παρόμοιων έργων.

Η προαναφερθείσα Επιτροπή προχώρησε στην οικονομοτεχνική διερεύνηση των εναλλακτικών σεναρίων της ηλεκτροδότησης των Ηλεκτρικών Συστημάτων (ΗΣ) των ΜΔΝ με βασικό αντικείμενο την εξέταση της σκοπιμότητας της ηλεκτρικής διασύνδεσής τους με το ΕΣΜΗΕ, συγκριτικά με τη συνέχιση της αυτοδύναμης ανάπτυξής τους σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα, θεωρώντας όλα τα τεχνικά και τα οικονομικά κριτήρια τα οποία απαιτούνται κατά την ανάλυση των εξεταζόμενων σεναρίων της ηλεκτροδότησης και εξέδωσε τα Πορίσματα στα οποία προκρίνεται ως οικονομικότερη η λύση της ηλεκτρικής διασύνδεσης έναντι της αυτόνομης τροφοδότησής τους με πετρέλαιο ή με Φ.Α. Ειδικότερα:

- Πόρισμα επί της οικονομικότητας της ηλεκτροδότησης των Νήσων των ΜΔΝ στην περιοχή των Κυκλάδων, για τα οποία δε βρίσκεται σε ισχύ κάποιος υφιστάμενος προγραμματισμός ηλεκτρικής διασύνδεσής τους με το ΕΣΜΗΕ^[15]. Το πόρισμα αξιολογήθηκε από τον ΑΔΜΗΕ, ο οποίος γνωστοποίησε τις απόψεις του επί του θέματος^[16] ανεξάρτητα από το ΔΕΔΔΗΕ^[17].
- Πόρισμα επί της οικονομικότητας της ηλεκτροδότησης των Νήσων του Νοτίου Αιγαίου (Δωδεκάνησα) Μέρος Ι^[18]. Το πόρισμα αξιολογήθηκε από τον ΑΔΜΗΕ, ο οποίος γνωστοποίησε τις απόψεις του επί του θέματος^[19] ανεξάρτητα από το ΔΕΔΔΗΕ^[20].

15 "Πόρισμα επί της οικονομικότητας ηλεκτροδότησης των νησιών των Κυκλάδων που δεν περιλαμβάνονται στο ΔΠΑ ΕΣΜΗΕ περιόδου 2017 - 2026", Επιτροπή εξέτασης οικονομικότητας του τρόπου ηλεκτροδότησης ΜΔΝ, ΡΑΕ - ΔΕΔΔΗΕ - ΑΔΜΗΕ - ΔΕΣΦΑ, 03.11.2016

16 "Εισήγηση ΑΔΜΗΕ επί του Πορίσματος επιτροπής ΡΑΕ για την οικονομικότητα διασύνδεσης των ΜΔΝ των Κυκλάδων που δεν περιλαμβάνονται στο ΔΠΑ ΕΣΜΗΕ περιόδου 2017 - 2026", επιστολή ΑΔΜΗΕ προς ΡΑΕ με αρ. πρωτ. ΑΔΜΗΕ Α.Ε./ΔΣΑΣ/264/08.02.2018

17 Επιστολή ΔΕΔΔΗΕ με αρ. πρωτ. ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε./ΓρΔ/1121/30.01.2017

18 "Πόρισμα επί της οικονομικότητας ηλεκτροδότησης των νησιών του Νοτίου Αιγαίου (Δωδεκάνησα) Μέρος Ι", Επιστολή Προέδρου Επιτροπής Εξέτασης Οικονομικότητας του τρόπου ηλεκτροδότησης ΜΔΝ, 29.11.2017

19 Εισήγηση ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (ΑΔΜΗΕ Α.Ε./ΓΡ.Δ./20305/24.05.2018)

20 Εισήγηση ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε./ΓΡ.Δ./2205/15.02.2018)

- Πόρισμα επί της οικονομικότητας της ηλεκτροδότησης των Νήσων του Βορείου Αιγαίου Μέρος II^[21], για το οποίο ο ΑΔΜΗΕ εισηγήθηκε αντιστοίχως στη Ρυθμιστική Αρχή^[22].

Το σύνολο των συμπερασμάτων των τριών πορισμάτων περιλαμβάνεται σε σχετική απόφαση της ΡΑΕ^[23]. Σύμφωνα με τα συμπεράσματα της Επιτροπής ο ΑΔΜΗΕ εισηγήθηκε και ενσωμάτωσε στον προγραμματισμό του ΔΠΑ 2019 - 2028 τον σχεδιασμό του έργου της διασύνδεσης των Νότιων και των Δυτικών Κυκλάδων (Δ' Φάση διασύνδεσης των Κυκλάδων) και στο ΔΠΑ 2020 - 2029 τον σχεδιασμό των έργων διασύνδεσης των Δωδεκανήσων και των Νήσων του Βορείου Αιγαίου, σύμφωνα με το Πόρισμα της Επιτροπής και της επιπρόσθετης τεχνικής και οικονομικής αξιολόγησης του ΑΔΜΗΕ.

Τα προαναφερθέντα έργα αποτελούν τους επόμενους στόχους νησιωτικών διασυνδέσεων στους οποίους επικεντρώνεται ο ΑΔΜΗΕ έπειτα από τη δρομολόγηση των έργων της διασύνδεσης των Κυκλάδων και της Κρήτης.



2.4 Ανάπτυξη Διεθνών Διασυνδέσεων

Η ανάπτυξη των ηλεκτρικών διασυνδέσεων μεταξύ των χωρών αποτελεί σημαντική προτεραιότητα, διότι:

- συμβάλλει δραστικά στην ασφάλεια της τροφοδοσίας.
- αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για την ενοποίηση των εθνικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας μέσω της εφαρμογής του Μοντέλου Στόχου (Target Model).
- επιτρέπει γενικότερα τον διαμοιρασμό διάφορων πόρων (παραγωγικό δυναμικό, ευελιξία, εφεδρείες κλπ.) μεταξύ των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας, γεγονός που μπορεί να οδηγήσει σε μείωση του συνολικού κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας.

21 "Πόρισμα επί της οικονομικότητας ηλεκτροδότησης των νησιών του Β. Αιγαίου Μέρος II", Επιστολή Προέδρου Επιτροπής Εξέτασης Οικονομικότητας του τρόπου ηλεκτροδότησης ΜΔΝ, 27.12.2018

22 Εισήγηση ΑΔΜΗΕ επί του σχεδιασμού διασύνδεσης των ΜΔΝ του Β. Αιγαίου (ΑΔΜΗΕ Α.Ε./ΓΡ.Δ./21011/12.12.2019)

23 Απόφαση ΡΑΕ 785/2019 "Καθορισμός του οικονομικά αποδοτικότερου τρόπου ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών (ΜΔΝ) των Νοτίων και Δυτικών Κυκλάδων, και των ΜΔΝ του Νοτίου και Βορείου Αιγαίου, σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 108Α του ν. 4001/2011", ΦΕΚ Β' 4428/03.12.2019

- θα επιτρέψει την επιθυμητή μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ στην Ευρώπη, καθώς αυτή θα απαιτήσει την ικανότητα διακίνησης σημαντικών ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις ενώ η αντικατάσταση συμβατικών Σταθμών από μονάδες ΑΠΕ θα οδηγήσει σε ανάγκες αυξημένης μεταφορικής ικανότητας μεταξύ των Συστημάτων για λόγους ρύθμισης.

Σύμφωνα με την Οδηγία (ΕΕ) 2018/1999 σχετικά με τη διακυβέρνηση της Ενεργειακής Ένωσης και της Δράσης για το Κλίμα και την τροποποίηση παλαιότερων Κανονισμών και Οδηγιών, ο στόχος για τον βαθμό διασυνδεσιμότητας ηλεκτρικής ενέργειας κάθε Κράτους Μέλους έχει τεθεί σε επίπεδο τουλάχιστον 15% για το έτος 2030, λαμβάνοντας υπόψη τον στόχο του 10% που είχε τεθεί στην προηγούμενη περίοδο για το έτος 2020.

Από το 1991 υπάρχει στενή συνεργασία για την ορθολογική διαχείριση και την επιπλέον ανάπτυξη των διασυνδέσεων μεταξύ των Διαχειριστών της περιοχής, η οποία συστηματοποιήθηκε περισσότερο το 2006, οπότε υιοθετήθηκε από την UCTE ο «συντονισμένος σχεδιασμός» (coordinated planning). Το 2009, με τη δημιουργία του ENTSO-E, ακολουθώντας τις επιταγές του 3ου πακέτου πολιτικής για την ενέργεια (3rd Energy Package) θεσμοθετήθηκε η έκδοση του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης των Ευρωπαϊκών Δικτύων (TYNDP - Ten Year Network Development Plan), καθώς και έξι Περιφερειακών Προγραμμάτων Ανάπτυξης (RgIPs - Regional Investment Plans). Τα κείμενα αυτά βασίζονται σε περιφερειακό σχεδιασμό των ηλεκτρικών δικτύων και δίνουν τις απαραίτητες πληροφορίες για την προβλεπόμενη ανάπτυξη των ΣΗΕ σε πανευρωπαϊκό και περιφερειακό επίπεδο αντίστοιχα.

Ο ΑΔΜΗΕ βρίσκεται σε στενή συνεργασία με όλες τις γειτονικές χώρες, σχεδιάζοντας την ανάπτυξη νέων διασυνδέσεων, κάποιες από τις οποίες έχουν ήδη ενταχθεί σε προγενέστερα ΔΠΑ ή εντάσσονται στο παρόν ΔΠΑ. Χαρακτηριστικά αναφέρονται η δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Τουρκίας, η δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας, και η δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Αλβανίας. Επιπλέον, σε συνεργασία με τον Διαχειριστή της Β. Μακεδονίας (MEPSO), διερευνάται η αναβάθμιση της διασύνδεσης μεταξύ των δύο χωρών, ενώ ωριμάζει η συνεργασία με τον Διαχειριστή της Αιγύπτου (EETC) και τον φορέα υλοποίησης Elica Group για την ηλεκτρική διασύνδεση Ελλάδας - Αιγύπτου. Ταυτόχρονα, βρίσκονται σε εξέλιξη οι διαδικασίες για το έργο διασύνδεσης Ελλάδας (Κρήτη) – Κύπρου, με φορέα υλοποίησης τον EuroAsia Interconnector.

2.5 Ενσωμάτωση Υπεράκτιων Πάρκων

Η επίτευξη των στόχων που τέθηκαν με το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα για το έτος 2030 και τον Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό για το έτος 2050 επιτάσσει την επιτάχυνση των διαδικασιών για την ένταξη νέων μονάδων ΑΠΕ σε μεγάλη κλίμακα. Στην κατεύθυνση αυτή αναμένεται να συμβάλλουν ιδιαίτερα, σχέδια για την εγκατάσταση μονάδων ΑΠΕ που απαιτούν ωστόσο την υλοποίηση σημαντικών έργων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Μια ιδιαίτερη κατηγορία έργων με αυτά τα χαρακτηριστικά αποτελούν έργα που περιλαμβάνουν ανάπτυξη μονάδων ΑΠΕ σε νησιά ή υπεράκτιες περιοχές με υποθαλάσσια διασύνδεση τους με το ηπειρωτικό σύστημα.

Στην κατεύθυνση αυτή ο ΑΔΜΗΕ, ήδη στο πλαίσιο προηγούμενων αλλά και του παρόντος Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης συμπεριέλαβε ένα ολοκληρωμένο σχέδιο ανάπτυξης νησιωτικών διασυνδέσεων που περιλαμβάνει τα μεγαλύτερα εκ των νησιών του Αιγαίου (Κρήτη, Κυκλάδες, Δωδεκάνησα, Βορειοανατολικό Αιγαίο). Όπως είναι γνωστό εκτός από τα Ιόνια νησιά, νησιά στο σύμπλεγμα των Κυκλάδων που έχουν διασυνδεθεί και της Α' φάσης της διασύνδεσης της Κρήτης που έχει ολοκληρωθεί, βρίσκονται σε πλήρη εξέλιξη τα έργα της Β' φάσης της ηλεκτρικής διασύνδεσης της νήσου Κρήτης ενώ πλέον έχουν σχεδιαστεί οι νησιωτικές διασυνδέσεις που καλύπτουν γεωγραφικά το σύνολο του Αιγαίου. Η ανάπτυξη των ηλεκτρικών διασυνδέσεων πέρα από την άρση της ηλεκτρικής απομόνωσης των νησιών θα δώσει παράλληλα τη δυνατότητα σημαντικής ανάπτυξης σταθμών ΑΠΕ. Ωστόσο ο σχεδιασμός αυτός με βάση το υφιστάμενο ρυθμιστικό πλαίσιο επικεντρώνεται στις ανάγκες διασύνδεσης των νησιών για την εξυπηρέτηση της ζήτησης με τις δυνατότητες ανάπτυξης ΑΠΕ να προκύπτουν ως συνεπαγόμενο όφελος των σχεδιαζόμενων διασυνδέσεων.

Η επέκταση του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς στο νησιωτικό χώρο δημιουργεί τις προϋποθέσεις και καθιστά περισσότερο εφικτή τη δυνατότητα ανάπτυξης υπεράκτιων αιολικών πάρκων δεδομένου ότι μειώνει σημαντικά τις αποστάσεις για τη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας από την πηγή παραγωγής σε σημεία σύνδεσης του Συστήματος, καθιστώντας οικονομικοτεχνικά βιώσιμες νέες περιοχές για την ανάπτυξη υπεράκτιων έργων ΑΠΕ. Το γεγονός αυτό αποτελεί μια σημαντική εξέλιξη, καθώς για την επίτευξη των στόχων με βάση τη διεθνή πρακτική και πρόσφατες τεχνολογικές εξελίξεις διαφαίνεται ως προοπτική η δυνατότητα υλοποίησης υπεράκτιων Αιολικών

Πάρκων στον Ελληνικό θαλάσσιο χώρο. Στο πλαίσιο αυτό, λαμβάνοντας υπόψη τα συμπεράσματα σχετικών τεκμηριωμένων αναλύσεων^[24]^[25], σύμφωνα με την οποία προκύπτουν σημαντικά οικονομικά οφέλη με το συνδυασμό έργων υπεράκτιων αιολικών πάρκων σε «κοινό» διασυνδεδετικό δίκτυο με το ηπειρωτικό ηλεκτρικό σύστημα έναντι των ανεξάρτητων ακτινικών συνδέσεων, διαφαίνεται η ανάγκη ενός ολοκληρωμένου σχεδιασμού για την ανάπτυξη στρατηγικών υποδομών στον θαλάσσιο χώρο με σκοπό τη βέλτιστη «κοινή» σύνδεση υπεράκτιων αιολικών πάρκων ή αιολικών πάρκων επί νησιών που θα ανήκουν σε διαφορετικούς παραγωγούς.

Εντός του 2022 ψηφίστηκε ο ν. 4964/2022 (ΦΕΚ Α 150/30.07.2022) που εισάγει το πλαίσιο για την υλοποίηση των υπεράκτιων πάρκων στο Ελληνικό θαλάσσιο χώρο. Σύμφωνα με το νόμο 4964 το Ελληνικό Δημόσιο έχει την αποκλειστική αρμοδιότητα για την έρευνα, την αναζήτηση και τον προσδιορισμό των Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΠΟΥΑΠ) και Περιοχών Εγκατάστασης ΥΑΠ, καθώς και την αποκλειστική αρμοδιότητα παραχώρησης των δικαιωμάτων έρευνας και εκμετάλλευσης Έργων ΥΑΠ, εντός ΠΟΥΑΠ.

Η διαχείριση για λογαριασμό του Ελληνικού Δημοσίου των δικαιωμάτων αυτών ανατίθεται στην «Ελληνική Διαχειριστική Εταιρία Υδρογονανθράκων Α.Ε.» (ΕΔΕΥ Α.Ε.) που ορίζεται ως Φορέας ΥΑΠ και για τον σκοπό αυτό μετονομάστηκε σε «Ελληνική Διαχειριστική Εταιρεία Υδρογονανθράκων και Ενεργειακών Πόρων Α.Ε.» (ΕΔΕΥΕΠ Α.Ε.).

Ο σχεδιασμός και η ανάπτυξη της δραστηριότητας Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων (ΥΑΠ) τελούνται σύμφωνα με:

- (α) τον ενεργειακό σχεδιασμό και τους στόχους της χώρας, όπως αποτυπώνονται στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ),
- (β) τον ευρύτερο σχεδιασμό της χώρας για την προστασία του περιβάλλοντος και της βιοποικιλότητας,
- (γ) τον χωροταξικό σχεδιασμό της χώρας, συμπεριλαμβανομένων της Εθνικής Χωρικής Στρατηγικής για τον χερσαίο χώρο, του Ειδικού Χωροταξικού Πλαισίου για τις ΑΠΕ, της Εθνικής Χωρικής Στρατηγικής για τον Θαλάσσιο Χώρο και τα Θαλάσσια Χωροταξικά Πλαίσια καθώς και τις διεθνείς πρακτικές
- (δ) τις απαιτήσεις της εθνικής ασφάλειας,
- (ε) άλλα κριτήρια, όπως η ύπαρξη μνημείων και ναυαγίων, θαλάσσιων και υποθαλάσσιων κρίσιμων υποδομών, θαλάσσιων πεδίων που υπόκεινται σε περιορισμούς, η θαλάσσια κυκλοφορία για την εξασφάλιση των όρων και συνθηκών της ασφαλούς ναυσιπλοΐας, η ανάπτυξη του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (Ε.Σ.Μ.Η.Ε.), καθώς και κριτήρια που αφορούν σε παραγωγικές και αναπτυξιακές δραστηριότητες.

Ο Φορέας ΥΑΠ μεριμνά για την εκπόνηση τεχνικής μελέτης και στη βάση αυτής, σχεδίου Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης ΥΑΠ. Το Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΥΑΠ θέτει τους βασικούς άξονες σε εθνικό επίπεδο για τον σχεδιασμό, την ανάπτυξη, χωροθέτηση, εγκατάσταση και εκμετάλλευση ΥΑΠ, καθώς και μεσοπρόθεσμους και μακροπρόθεσμους στόχους εγκατεστημένης ισχύος για Έργα ΥΑΠ. Παράλληλα, περιέχει τις περιοχές που μπορούν να υποδεχτούν Έργα ΥΑΠ ως εν δυνάμει Περιοχές Οργανωμένης Ανάπτυξης ΥΑΠ (ΠΟΥΑΠ) και προβαίνει σε εκτίμηση της ισχύος Έργων ΥΑΠ που μπορεί να εγκατασταθεί σε αυτές.

Αναφορικά με τα θέματα σύνδεσης με το Σύστημα συστήνεται Επιτροπή Συντονισμού Σύνδεσης και Ανάπτυξης Έργων Υπεράκτιων Αιολικών Πάρκων, αποστολή της οποίας είναι η υποστήριξη του Φορέα ΥΑΠ και η διευκόλυνση της συνεργασίας του με τον Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς, τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας και τους λοιπούς αρμόδιους φορείς για την ανάπτυξη των ΥΑΠ και ειδικότερα για:

- α) τον προσδιορισμό της μέγιστης δυνατότητας απορρόφησης αιολικής ισχύος από κάθε θαλάσσια περιοχή που περιγράφεται στο Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΥΑΠ,
- β) τον προσδιορισμό ενδεικτικού χρονοδιαγράμματος και ενδεικτικού κόστους της διασύνδεσης των περιοχών αυτών με το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ),

24 "2nd Interim Report Study on the offshore grid potential in the Mediterranean region", NAVIGANT, June 2020, Prepared for Directorate-General for ENERGY

25 "Offshore grid delivery models for Greece": Guidehouse & ICCS-NTUA, Nov. 2021

- γ) τον προσδιορισμό διασυνδετικών λύσεων για την ισχύ των ΥΑΠ, κατά τον τεχνικά και οικονομικά βέλτιστο τρόπο,
- δ) την επίτευξη συνεργειών με τα δίκτυα υποθαλάσσιων διασυνδέσεων για τη διασύνδεση των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών,
- ε) την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιωτικά ηλεκτρικά συστήματα και την απορρόφηση της παραγωγής των τοπικά εγκατεστημένων σταθμών,
- στ) τη διερεύνηση της συμβατότητας με τις τεχνικές δυνατότητες των υποδομών του ηπειρωτικού συστήματος και τις δυνατότητες περαιτέρω ανάπτυξής τους,
- ζ) τη διερεύνηση της συμβατότητας και συνέργειας με μεγάλης κλίμακας διασυνδετικά έργα, όπως οι διασυννοριακές διασυνδέσεις,
- η) την εκτίμηση της αναγκαίας δέσμευσης ηλεκτρικού χώρου στο δίκτυο του ΕΣΜΗΕ, ώστε να είναι δυνατή η εφαρμογή του παρόντα και η ανάπτυξη και λειτουργία των Έργων ΥΑΠ, σύμφωνα με τους στόχους του Εθνικού Προγράμματος Ανάπτυξης ΥΑΠ και του ΕΣΕΚ.

Ο ΑΔΜΗΕ είναι αποκλειστικά υπεύθυνος για τον σχεδιασμό, την ανάπτυξη, κατασκευή και λειτουργία των έργων διασύνδεσης από το ΕΣΜΗΕ, μέχρι και το Σημείο Διασύνδεσης Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης ΥΑΠ. Ειδικότερα ο ΑΔΜΗΕ, αφού λάβει υπόψη την εισήγηση της Επιτροπής Συντονισμού Σύνδεσης και Ανάπτυξης Δικτύων Έργων ΥΑΠ, θα εκπονήσει μελέτη στρατηγικού σχεδιασμού ανάπτυξης των απαιτούμενων Έργων Διασύνδεσης Περιοχών Οργανωμένης Ανάπτυξης ΥΑΠ και θα υποβάλει προς έγκριση στη ΡΑΑΕΥ τις αναγκαίες τροποποιήσεις του ισχύοντος Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης, καθώς και εκτίμηση του προϋπολογιζόμενου κόστους ανάπτυξης των δικτύων αυτών, το οποίο θα επιβαρύνει τον ΑΔΜΗΕ και θα ανακτάται από αυτόν μέσω των Χρεώσεων Χρήσης του Συστήματος (ΧΧΣ).

Μετά από αίτημα του Φορέα ΥΑΠ, ο ΑΔΜΗΕ, λαμβάνοντας υπόψη την εισήγηση της Επιτροπής Συντονισμού Σύνδεσης και Ανάπτυξης Δικτύων Έργων ΥΑΠ, θα εκδώσει απόφαση δέσμευσης ηλεκτρικού χώρου για τη σύνδεση με το ΕΣΜΗΕ της εκτιμώμενης ισχύος Έργων ΥΑΠ που αντιστοιχεί στις ΠΟΑΥΑΠ που θα εγκριθούν με προεδρικό διάταγμα.

2.6 Ενσωμάτωση Συστημάτων Αποθήκευσης

Στην πορεία της ενεργειακής μετάβασης στη νέα εποχή αναδεικνύεται με ενάργεια ο κομβικός ρόλος που μπορούν να αποκτήσουν τα συστήματα αποθήκευσης, καθώς η ένταξή τους στο ηλεκτρικό σύστημα προσφέρει πολλαπλά πλεονεκτήματα που βελτιστοποιούν τη λειτουργία του, προς όφελος της οικονομικότητας, του περιβάλλοντος και του τελικού καταναλωτή.

Παραδοσιακά ο κύριος σκοπός χρήσης των συστημάτων αποθήκευσης, που έδωσε ώθηση στην ανάπτυξη κυρίως των μεγάλων αντλησιοταμιευτικών σταθμών, ήταν η εξομάλυνση των μεγάλων διακυμάνσεων των τιμών παραγωγής με απορρόφηση ενέργειας κατά τη διάρκεια των χαμηλών νυχτερινών φορτίων και απόδοση της αποθηκευμένης ενέργειας σε συνθήκες αιχμής κατά τη διάρκεια της ημέρας. Παράλληλα τα συστήματα αποθήκευσης όπως οι αντλησιοταμιευτικοί σταθμοί προσέθεταν ευελιξία στα ηλεκτρικά συστήματα που διέθεταν πλήθος μη ευέλικτων σταθμών παραγωγής. Η εξέλιξη της τεχνολογίας που οδήγησε σε περισσότερο ευέλικτες μονάδες παραγωγής, ατόνησε για μια μεγάλη περίοδο το ενδιαφέρον για νέους σταθμούς αντλησιοταμίευσης.

Την πορεία αυτή αντέστρεψε η ραγδαία ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και η μεγάλη διείσδυσή τους στα ηλεκτρικά συστήματα. Σε συνδυασμό με τις τεχνολογικές εξελίξεις που οδήγησαν στην ανάπτυξη νέων τεχνολογιών συστημάτων αποθήκευσης με δυνατότητα εγκατάστασης στα ηλεκτρικά συστήματα και στη μείωση του κόστους τους, διαμορφώνονται οι συνθήκες για την ανάπτυξη και λειτουργία στο ηλεκτρικό σύστημα νέων συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας.

Την ίδια στιγμή, η αναμόρφωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας προσέδωσε δίπλα στους παραδοσιακούς και νέους ρόλους για τα συστήματα αποθήκευσης, όπως:

- › Υποστήριξη λειτουργίας ηλεκτρικού συστήματος σε συνθήκες υψηλής διείσδυσης ΑΠΕ
- › Ελαχιστοποίηση απορρίψεων παραγωγής ΑΠΕ
- › Αποτελεσματικότερη ανάπτυξη δικτύων με αποφυγή επενδύσεων (investment deferral)
- › Συμβολή στην αποδοτικότερη εκμετάλλευση υφιστάμενων δικτύων
- › Διαχείριση συμφορήσεων στα ηλεκτρικά δίκτυα (grid congestion management)
- › Συμβολή στην επάρκεια – αποφυγή ένταξης νέου παραγωγικού δυναμικού
- › Υποστήριξη συστήματος μέσω παροχής επικουρικών υπηρεσιών (παροχή ενεργού ισχύος για έλεγχο συχνότητας, παροχή εφεδρειών για εξισορρόπηση, παροχή αέργου ισχύος για έλεγχο τάσης, συνεισφορά στην αδράνεια του συστήματος, συνεισφορά σε ρεύμα βραχυκύκλωσης κ.α.)
- › Αύξηση ευελιξίας συστήματος, μείωση αναγκών λειτουργίας ευέλικτων μονάδων παραγωγής
- › Επιτεδοποίηση φορτίου με μείωση τιμών στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας
- › Μείωση διακύμανσης τιμών ηλεκτρικής ενέργειας (energy arbitrage)
- › Σταθεροποίηση των δικτύων και βελτίωση της ποιότητας της παρεχόμενης ηλεκτρικής ενέργειας
- › Υπηρεσίες εκκίνησης - επαναφοράς από ολική διακοπή (black start)
- › Υποστήριξη των ηλεκτρικών δικτύων των μη διασυνδεδεμένων νησιών
- › Χρήση στην ιδιοκατανάλωση
- › Χρήση στην ηλεκτροκίνηση

Η εγκατάσταση αποθηκευτικών σταθμών ως πλήρως ενσωματωμένα στοιχεία του συστήματος μεταφοράς μπορεί να έχει πολλαπλά και ταυτόχρονα οφέλη τόσο όσον αφορά την ανάπτυξη, τον έλεγχο και την ευελιξία του ΕΣΜΗΕ όσο και για τις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό υποστηρίζεται και από τις θέσεις του ENTSO-E^[26] σε σχέση με τη χρήση αποθηκευτικών σταθμών στα συστήματα μεταφοράς αλλά και από τις δραστηριότητες άλλων διαχειριστών σε διεθνές επίπεδο. Επιπρόσθετα, η χρήση αποθηκευτικών σταθμών στο σύστημα μεταφοράς υποστηρίζεται και από την ωρίμανση των σχετικών τεχνολογιών καθώς και της αντίστοιχης αγοράς.

Σε εξάρτηση από τα χαρακτηριστικά των διαφόρων διαθέσιμων τεχνολογιών και το μέγεθος, τα συστήματα αποθήκευσης μπορούν να παρέχουν παράλληλα πολλές εκ των προαναφερθέντων υπηρεσιών. Ειδικότερα οι σημαντικότερες εφαρμογές της αποθήκευσης για τα Συστήματα Μεταφοράς είναι:

- › **Βελτιστοποίηση της διείσδυσης σταθμών ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας**
Η ένταξη σταθμών αποθήκευσης μεγάλης κλίμακας (π.χ. σταθμοί αντλησιοταμίευσης) θα μπορούσε να βελτιώσει την αποτελεσματικότητα της αγοράς και να διευκολύνει την ενσωμάτωση των σταθμών ανανεώσιμης ενέργειας με τη βέλτιστη διαχείριση της μεταβλητότητάς τους όχι μόνο σε καθημερινή αλλά και σε εποχιακή βάση.
- › **Αναβάθμιση μεταφορικής ικανότητας Συστήματος Μεταφοράς**
Η μεγάλη διείσδυση πηγών ΑΠΕ στο ηλεκτρικό σύστημα απαιτεί σημαντικά μεγαλύτερη ευελιξία και ικανότητες μεταφοράς στο Σύστημα. Σήμερα, συχνά, η πρόνοια για διατήρηση της ασφάλειας του Συστήματος σε συνθήκες εκδήλωσης διαταραχών οδηγεί αναγκαστικά στην υποεκμετάλλευση – μη πλήρη αξιοποίηση σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας υφιστάμενων γραμμών μεταφοράς του Συστήματος. Επιπροσθέτως, σε κάποιες περιπτώσεις σχεδιάζονται νέα έργα Γραμμών Μεταφοράς προκειμένου να εξασφαλίζεται η τήρηση των κριτηρίων ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος (φορτίσεις, επίπεδα τάσεων κλπ.) με βάση το κριτήριο N-1. Τα συστήματα αποθήκευσης διαθέτουν χαρακτηριστικά που

26 Position Paper ENTSO-E, "Energy Storage and Storage Services", Οκτώβριος 2016, <https://www.entsoe.eu/2016/10/21/energy-storage-and-storage-services/>

επιτρέπουν την πιο αποδοτική εκμετάλλευση του Συστήματος και μπορούν να δράσουν συμπληρωματικά των γραμμών μεταφοράς είτε ως μόνιμες λύσεις είτε ως προσωρινές, λαμβάνοντας υπόψιν τους σημαντικούς χρόνους που απαιτούνται για την αδειοδότηση και κατασκευή νέων Γραμμών Μεταφοράς. Εν γένει, η εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης με βέλτιστες πρακτικές μπορεί να οδηγήσει σε αποδοτικότερη εκμετάλλευση υφιστάμενων γραμμών μεταφοράς με παράλληλη διατήρηση του κριτηρίου αξιοπιστίας N-1. Πιλοτικά έργα στην κατεύθυνση αυτή βρίσκονται ήδη σε εξέλιξη από Ευρωπαίους Διαχειριστές (ενδεικτικά έργο RINGO της RTE, έργο Grid Booster της TenneT, έργο της Terna στην Ιταλία). Η διαχείριση των συστημάτων αποθήκευσης σε αυτές τις περιπτώσεις θα πρέπει να γίνεται με διαφανή τρόπο και με ουδέτερο πρόσημο αναφορικά με τις αγορές ηλεκτρισμού. Ενδεικτικά και όχι περιοριστικά αναφέρεται ότι μηδενική επίπτωση στην αγορά προκύπτει με εγκατάσταση αποθηκευτικών σταθμών εκατέρωθεν ενός διαδρόμου μεταφοράς, όπου οι δύο σταθμοί λειτουργούν ισοδύναμα από άποψη ικανότητας αλλά σε αντίθετη κατεύθυνση ώστε να περιορίζεται η ροή στο διάδρομο μεταφοράς χωρίς συνολική μεταβολή ροής ενέργειας στο σύστημα.

➤ **Συμβολή στην επάρκεια ισχύος σε διασυνδεδεμένα νησιωτικά συστήματα με περιορισμένη ικανότητα στη διασύνδεση και παροχή εφεδρείας εκτάκτων αναγκών σε πλήρως διασυνδεδεμένα νησιά**

Οι αποθηκευτικοί σταθμοί ηλεκτρικής ενέργειας συμβάλλουν μέσω των μονάδων παραγωγής τους στην επάρκεια ισχύος του Συστήματος. Το γεγονός αυτό αποκτά ιδιαίτερη σημασία σε νησιά με περιορισμένη ικανότητα διασύνδεσης όπως θα είναι η Κρήτη για την περίοδο μεταξύ ολοκλήρωσης της Α' φάσης (διασύνδεση Κρήτης - Πελοποννήσου) και μέχρι την ολοκλήρωση της Β' φάσης (διασύνδεση Αττικής - Κρήτης). Αλλά και στην περίοδο μετά την ολοκλήρωση και της Β' φάσης της διασύνδεσης, απαιτείται επαρκής ισχύς επί του νησιού προκειμένου για την ανθεκτικότητά του σε ακραίες περιπτώσεις συνδυασμού υψηλών φορτίων με μερική βλάβη της διασύνδεσης.

Ακόμα και μετά την πλήρη διασύνδεση του ηλεκτρικού συστήματος ενός νησιού, υπό την έννοια της πλήρους κάλυψης του φορτίου του, απαιτείται για λόγους ασφάλειας εφοδιασμού η παραμονή τοπικά κατανεμόμενων μονάδων παραγωγής για την παροχή εφεδρείας εκτάκτων αναγκών σε συνθήκες μείζονος βλάβης στο δίκτυο διασύνδεσης. Ένα τμήμα της απαραίτητης ισχύος εφεδρείας εκτάκτων αναγκών είναι δυνατό να προκύπτει από μονάδες αποθήκευσης ενέργειας όπως ενδεικτικά και όχι περιοριστικά είναι οι σταθμοί συσσωρευτών. Σε κάθε περίπτωση ο βέλτιστος συνδυασμός τεχνολογιών για την κάλυψη των αναγκών εφεδρείας θα προκύπτει με την εκπόνηση των απαραίτητων τεχνοοικονομικών μελετών.

2.7 Αναβάθμιση Ευστάθειας και Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς

Η πορεία για την μετάβαση του ελληνικού ενεργειακού συστήματος σε ένα νέο, χαμηλότερης έντασης άνθρακα σύστημα, συμβαδίζοντας με το ευρωπαϊκό και διεθνές περιβάλλον, αναδεικνύει μια σειρά προκλήσεων. Η σημαντική ανάπτυξη και ένταξη στο Σύστημα Μεταφοράς και στο Δίκτυο Διανομής αποκεντρωμένων μονάδων παραγωγής από Ανανεώσιμες Πηγές (Αιολικά Πάρκα, Φωτοβολταϊκοί Σταθμοί κ.α.), τα οποία εκτόπισαν από την καθημερινή λειτουργία τις συμβατικές μονάδες παραγωγής, δημιουργούν την ανάγκη ενίσχυσης της αντιστάθμισης του Συστήματος Μεταφοράς για την αντιμετώπιση της εμφάνισης υψηλών τάσεων. Το ζήτημα των υψηλών τάσεων δεν έχει τοπικό χαρακτήρα, ούτε αποτελεί ιδιαίτερο χαρακτηριστικό του Ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος καθώς αντίστοιχα φαινόμενα παρατηρούνται και στα υπόλοιπα Συστήματα της ΝΑ Ευρώπης. Για το λόγο αυτό το ζήτημα αυτό αποτελεί αντικείμενο συζητήσεων στο πλαίσιο μίας συλλογικής προσπάθειας για την αντιμετώπιση του προβλήματος στη ΝΑ Ευρώπη με το συντονισμό και την ανάληψη από κοινού δράσεων και πρωτοβουλιών για την αντιμετώπισή του.

Για την εκτίμηση των αναγκών αντιστάθμισης στο Σύστημα Μεταφοράς στην παρούσα κατάσταση και σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα (10ετία) πραγματοποιήθηκαν διερευνήσεις και μελέτες από τον ΑΔΜΗΕ βάσει των οποίων αναδείχτηκε ότι το πρόβλημα των υψηλών τάσεων – αντιστάθμισης του Συστήματος Μεταφοράς σχετίζεται σε τελική ανάλυση με τη μετεξέλιξη του ηλεκτρικού συστήματος στην κατεύθυνση επίτευξης των στόχων του ΕΣΕΚ για την μετάβαση στη νέα εποχή των ενεργειακών συστημάτων στην κατεύθυνση των πολιτικών της Ε.Ε. (Green Deal). Στο πλαίσιο αυτό απαιτείται η σχεδίαση μέτρων και ο προγραμματισμός έργων που να «προετοιμάζουν» το Σύστημα ώστε να μπορεί να ανταποκριθεί στις νέες ανάγκες – συνθήκες:

- › Πολύ υψηλή διείσδυση στοχαστικής παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ
- › Διεσπαρμένη Παραγωγή με λειτουργία μονάδων μικρού και μεσαίου μεγέθους
- › Περιορισμένη συμμετοχή θερμικών μονάδων μεγάλης ισχύος
- › Περιορισμός στάθμης βραχυκυκλώσεως
- › Μείωση συνολικής αδράνειας Συστήματος

Με βάση τη διερεύνηση αναγνωρίστηκαν οι ανάγκες για:

- › Έλεγχο τάσεων Συστήματος Μεταφοράς με συνδυασμό μέσων αντιστάθμισης και συμμετοχή μονάδων ΑΠΕ
- › Έλεγχο μονάδων ΑΠΕ
- › Ενίσχυση ευστάθειας ηλεκτρικού Συστήματος
- › Αποθήκευση για εξυπηρέτηση διείσδυσης παραγωγής ΑΠΕ με περιορισμό απορρίψεων
- › Ενσωμάτωση ψηφιακών συστημάτων ελέγχου
- › Ενσωμάτωση συστημάτων δυναμικών ορίων φόρτισης (Dynamic Line Rating)
- › Ενσωμάτωση συστημάτων επιτήρησης εξοπλισμού σε πραγματικό χρόνο (Online Monitoring Systems)
- › Εγκατάσταση και αξιοποίηση μονάδων μέτρησης φασιθετών (PMU)
- › Εφαρμογή στατικών – δυναμικών περιορισμών σε μονάδες ΑΠΕ
- › Εγκατάσταση διατάξεων δυναμικού ελέγχου ενεργού – αέργου ισχύος

Για το σκοπό αυτό σχεδιάστηκε ένα συνολικό πρόγραμμα μέτρων και έργων όπως περιγράφονται στη συνέχεια, τα οποία πρόκειται να υλοποιηθούν μέσα στα επόμενα έτη.

2.8 Μακροπρόθεσμη Στρατηγική Ανάπτυξης του Συστήματος

Όπως αναφέρθηκε, βασική οδηγός παράμετρος για την ανάπτυξη του Συστήματος στα επόμενα χρόνια αποτελεί η εξυπηρέτηση της ανάγκης μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ στο πλαίσιο της εκπλήρωσης των ευρωπαϊκών και εθνικών στόχων. Με την ολοκλήρωση των προγραμματισμένων έργων αυτού του ΔΠΑ διαμορφώνεται ένα Σύστημα Μεταφοράς, το οποίο θα είναι σε θέση να καλύψει τις ανάγκες διακίνησης ισχύος και δει της παραγόμενης ενέργειας από ΑΠΕ. Η απορρόφηση, βέβαια, της ισχύος των ΑΠΕ στη χώρα η οποία προβλέπεται στο πλαίσιο της επίτευξης των στόχων για μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη, δεν εξαρτάται μόνον από την ικανότητα διακίνησης της ισχύος από το Σύστημα Μεταφοράς, αλλά επιβάλλει και την αλλαγή της σύνθεσης του μείγματος παραγωγής και κυρίως την ένταξη νέων συστημάτων αποθήκευσης (αντλητικών υδροηλεκτρικών Σταθμών, συσσωρευτών), σε συνάρτηση με την εξέλιξη των διαθέσιμων τεχνολογιών.

Ανάλογες δράσεις διαμορφώνονται στον Ευρωπαϊκό χώρο. Είναι εμφανές και αυτό αποτυπώνεται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ENTSO-E - TYNDP, ότι η προσδοκώμενη ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ευρώπη θα οδηγήσει στην ανάγκη μεταφοράς μεγάλων ποσοτήτων ηλεκτρικής ισχύος σε μεγάλη απόσταση.

Ο στόχος μαζικής διείσδυσης ΑΠΕ με σκοπό την ελαχιστοποίηση των αερίων ρύπων το 2050, θα απαιτήσει σημαντική ενίσχυση των συστημάτων μεταφοράς και ιδιαίτερα των διασυνδέσεών τους. Το θέμα λαμβάνει Πανευρωπαϊκή διάσταση, ενώ παράλληλα έχουν τεθεί στόχοι σχετικά με την ικανότητα διακίνησης ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων κάθε χώρας (10% της εγκατεστημένης ισχύος τους για το 2020 και 15% της εγκατεστημένης ισχύος τους για το 2030).

Ο ENTSO-E έχει δρομολογήσει τις δράσεις για τον συντονισμένο σχεδιασμό ενός Πανευρωπαϊκού Συστήματος Μεταφοράς, το οποίο θα επιτρέπει την επιπλέον αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή (σε υψηλότερα επίπεδα, έως 80%) με χρονικό ορίζοντα το 2050. Ως στόχος έχει τεθεί η δημιουργία Λεωφόρων Ηλεκτρισμού (Electricity Highways) και ο σχεδιασμός - προγραμματισμός τους σε χρονικά στάδια ανά πενταετίες από το 2025 έως το 2050. Η προσπάθεια η οποία έχει αναληφθεί από τον ENTSO-E γίνεται σε στενή συνεργασία και διαβούλευση με όλους τους

ενδιαφερόμενους (stakeholders - Εθνικές Αρχές, Ρυθμιστικές Αρχές, παραγωγούς, καταναλωτές, εμπόρους ηλεκτρικής ενέργειας, κατασκευαστές ηλεκτρικού εξοπλισμού κ.ά.).

Σε αυτό το πλαίσιο και σε συνεργασία με τον ENTSO-E, ο ΑΔΜΗΕ παρακολουθεί στενά τις ενεργειακές εξελίξεις στη Ν.Α. Ευρώπη, ώστε να προκρίνει τις νέες διασυνδέσεις (με τεχνικά και οικονομικά κριτήρια), με απώτερο στόχο να συμβάλει στην ολοκλήρωση της ενιαίας Ευρωπαϊκής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας.

Λόγω της γεωγραφικής θέσης της χώρας μας στο ΝΑ άκρο της Ευρώπης, η ανάπτυξη των διασυνδέσεων στην ευρύτερη περιοχή και η ανάπτυξη διαδρόμων μεταφοράς από τις πηγές παραγωγής προς τα σημαντικά κέντρα κατανάλωσης της ηπείρου αποκτά εξαιρετική σημασία. Μεγάλη αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ στη χώρα μας, σε υψηλότερο επίπεδο από τους στόχους του 2030, είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με τη δυνατότητα πραγματοποίησης μεγάλης κλίμακας εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας.

Εκτός αυτών, για την επόμενη δεκαετία, η στρατηγική ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ συνίσταται επίσης στη διασύνδεση των μη διασυνδεδεμένων Νήσων με το ΕΣΜΗΕ που αναλύθηκε εκτενώς σε προηγούμενη ενότητα.

Τέλος, νέα πεδία ανάπτυξης του Συστήματος θα δημιουργηθούν σύμφωνα με τις νέες τάσεις που υιοθετούνται διεθνώς στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας και αναπτύσσονται στους εξής άξονες:

- Τεχνολογίες μηδενικών ή χαμηλών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για την αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής, όπως οι ΑΠΕ και το φυσικό αέριο, διεισδύουν σε ολοένα μεγαλύτερο ρυθμό και χαμηλότερο κόστος, ενώ η αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας αποτελεί πρώτη προτεραιότητα και χαράσσει τον συντομότερο δρόμο για την αειφόρο ανάπτυξη.
- Η παραγωγή καθαρής και φθηνής ενέργειας, σε συνδυασμό με την αύξηση της διεσπαρμένης παραγωγής, επιδρά καταλυτικά στη λειτουργία της αγοράς. Ως προς το σκέλος αυτό, κρίσιμος είναι ο ρόλος των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς για την αποδοτική διαχείριση της αγοράς εξισορρόπησης και των επικουρικών υπηρεσιών. Η στοχαστικότητα η οποία χαρακτηρίζει την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, επιβάλλει παράλληλα και την ανάπτυξη μηχανισμών εφεδρείας και ευελιξίας, για την υποστήριξη της αξιόπιστης και αδιάλειπτης τροφοδότησης των καταναλωτών.
- Το ζήτημα αυτό είναι σημαντικό και από καθαρά τεχνική διάσταση, καθώς τα δίκτυα θα πρέπει να ανταποκρίνονται σε ολοένα αυξανόμενες απαιτήσεις διακίνησης ηλεκτρικής ενέργειας με υψηλή απόδοση και αξιοπιστία, αλλά και παροχής νέων υπηρεσιών στους καταναλωτές. Σε αυτό το πλαίσιο, έχει ήδη επισημανθεί από τον ENTSO-E η αναγκαιότητα στενής συνεργασίας μεταξύ των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς και Δικτύων Διανομής, με στόχο την ανάπτυξη των απαραίτητων συνεργειών.
- Ο κομβικός ρόλος που μπορούν να αποκτήσουν τα συστήματα αποθήκευσης, καθώς η ένταξή τους στο ηλεκτρικό σύστημα προσφέρει πολλαπλά πλεονεκτήματα που βελτιστοποιούν τη λειτουργία του, προς όφελος της οικονομικότητας, του περιβάλλοντος και του τελικού καταναλωτή.
- Η στρατηγική επέκταση του Συστήματος Μεταφοράς στον θαλάσσιο χώρο για την σύνδεση θαλάσσιων Αιολικών Πάρκων που αναμένεται να αναπτυχθούν στην τρέχουσα δεκαετία στη Μεσόγειο.
- Η ψηφιοποίηση του ενεργειακού συστήματος μέσω της υλοποίησης έργων υποδομών (πληροφοριακά συστήματα, κέντρα ελέγχου μετρητικές διατάξεις) ως προϋπόθεση για τη βέλτιστη εφαρμογή και χρήση όλων των τεχνολογικών εφαρμογών που δύναται να αναπτυχθούν στο πλαίσιο των ενεργειακών αγορών.
- Η αυξανόμενη επέκταση της χρήσης του ηλεκτρισμού στις μεταφορές και τα κτίρια (θέρμανση/ψύξη) αποτελούν μεγάλες προκλήσεις για τη διαχείριση των δικτύων και την εξυπηρέτηση της αυξημένης ζήτησης.
- Κύριο ρόλο στις εξελίξεις θα έχουν οι καινοτόμες τεχνολογίες και το καλά εξειδικευμένο προσωπικό. Με τις νέες συνθήκες οι οποίες διαμορφώνονται στον ενεργειακό τομέα, κρίνεται επιβεβλημένη η ανάπτυξη νέων μεθοδολογικών εργαλείων (Research and Development), με κινητοποίηση όλων των διαθέσιμων εγχώριων πόρων οι οποίοι δραστηριοποιούνται στους τομείς της έρευνας, της βιομηχανίας και των εφαρμοσμένων τεχνικών, με στόχο τη βέλτιστη δυνατή εκμετάλλευση του ενεργειακού δυναμικού το οποίο θα συμβάλει καθοριστικά στην ανάπτυξη της Χώρας. Στην κατεύθυνση αυτή ο ΑΔΜΗΕ συμμετέχει ενεργά σε πλήθος ερευνητικών προγραμμάτων (βλ. Παράρτημα VIII) που περιλαμβάνουν πιλοτικές εφαρμογές νέων τεχνολογιών στο Σύστημα Μεταφοράς.



3 | Σχεδιασμός Ανάπτυξης Συστήματος

3 | Σχεδιασμός Ανάπτυξης Συστήματος

3.1 Σενάρια Ανάπτυξης

Βασικός στόχος του σχεδιασμού ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ είναι η ικανοποίηση κατά τρόπο ασφαλή, αξιόπιστο, οικονομικά αποδοτικό και περιβαλλοντικά αποδεκτό, των αναγκών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, για όλες τις αναμενόμενες συνθήκες λειτουργίας.

Σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2018/2019, οι στόχοι οι οποίοι τίθενται στα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και για το Κλίμα αποκτούν δεσμευτικό χαρακτήρα και συνεπώς οι υποθέσεις οι οποίες περιγράφονται σε αυτά θα πρέπει να αποτελούν τις βασικές παραμέτρους οι οποίες λαμβάνονται υπόψη κατά την ανάπτυξη των συστημάτων μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας.

Για την κατάρτιση του παρόντος ΔΠΑ έχουν υιοθετηθεί πλήρως τα μεγέθη του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και για το Κλίμα μέχρι το 2030, λαμβάνοντας υπόψη και τις τρέχουσες εξελίξεις, ενώ οι υποθέσεις για την περίοδο 2031-2033 στηρίζονται στα σενάρια της Εθνικής Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το 2050.

Στο πλαίσιο αυτό έχουν υιοθετηθεί 2 σενάρια για την κατάρτιση του παρόντος ΔΠΑ.

“Σενάριο ΕΣΕΚ”

Σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2018/2019, οι στόχοι οι οποίοι τίθενται στα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και για το Κλίμα αποκτούν δεσμευτικό χαρακτήρα και συνεπώς οι υποθέσεις οι οποίες περιγράφονται σε αυτά θα πρέπει να αποτελούν τις βασικές παραμέτρους οι οποίες λαμβάνονται υπόψη κατά την ανάπτυξη των συστημάτων μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας. Σε αυτό το σενάριο, μέχρι και το έτος 2030 υιοθετούνται πλήρως τα μεγέθη του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και για το Κλίμα, λαμβάνοντας υπόψη τον χρονοπρογραμματισμό των υπό διασύνδεση Νήσων και την εκτιμώμενη κατανάλωση για τη φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων, βάσει της αναμενόμενης χρήσης αυτών. Σημειώνεται ότι βασικός στόχος του ΕΣΕΚ είναι η μεγάλη αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας (εξοικονόμηση ενέργειας) και συγκεκριμένα η τελική κατανάλωση ενέργειας το έτος 2030 να είναι χαμηλότερη από αυτή που είχε καταγραφεί κατά το έτος 2017 (αποσύνδεση της οικονομικής ανάπτυξης από την ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ενέργειας). Ως αποτέλεσμα, παρά τον εξηλεκτρισμό διαφόρων χρήσεων (π.χ. μεταφορές, θέρμανση/ψύξη) η αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπεται να είναι σχετικά μικρή. Για τα έτη 2031-2033 η προβλεπόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στηρίζεται στις υποθέσεις του σεναρίου ‘ΕΣΕΚ 2030’ της Εθνικής Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το 2050.

“Σενάριο Αυξημένης Ζήτησης”

Το σενάριο αυτό έχει διαμορφωθεί με εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ βάσει των διαθέσιμων ιστορικών στοιχείων της ζήτησης και δημοσιευμένων προβλέψεων οι οποίες έχουν εκπονηθεί από άλλους αρμοδίους φορείς (μεσοπρόθεσμη εξέλιξη του ΑΕΠ, μακροπρόθεσμες προβλέψεις της ζήτησης κ.ά.), θεωρώντας τις διαθέσιμες προβλέψεις των προμηθευτών. Ειδικότερα, ως σημείο αναφοράς λαμβάνεται η εκτιμώμενη συνολική ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ κατά το έτος 2022, θεωρώντας και τη διεσπαρμένη παραγωγή, ενώ για την εξέλιξη του ΑΕΠ έχει θεωρηθεί το σενάριο το οποίο παρουσιάζεται στον Πιν. 3.1. Το σενάριο της εξέλιξης του ΑΕΠ βασίζεται στις δημοσιευμένες προβλέψεις της Ευρωπαϊκής Επιτροπής έως το 2024^[27], ενώ για την περίοδο 2025 έως 2027 έχουν θεωρηθεί τα αντίστοιχα δημοσιευμένα στοιχεία του ΔΝΤ^[28]. Για τα έτη 2028 έως 2033, ελλείψει άλλων στοιχείων, η προβλεπόμενη αύξηση του ΑΕΠ έχει θεωρηθεί ότι παραμένει σταθερή για τους σκοπούς της πρόβλεψης. Για τον

27 "Summer 2022 Economic Forecast", European Commission, July 2022.

https://economy-finance.ec.europa.eu/system/files/2022-07/ip183_en.pdf

28 "World Economic Outlook Database", IMF, October 2022. <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2022/October/weo->

σκοπό της πρόβλεψης έχει θεωρηθεί ότι ο βαθμός της ελαστικότητας της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας ως προς τον ρυθμό της μεταβολής του ΑΕΠ είναι μικρός.

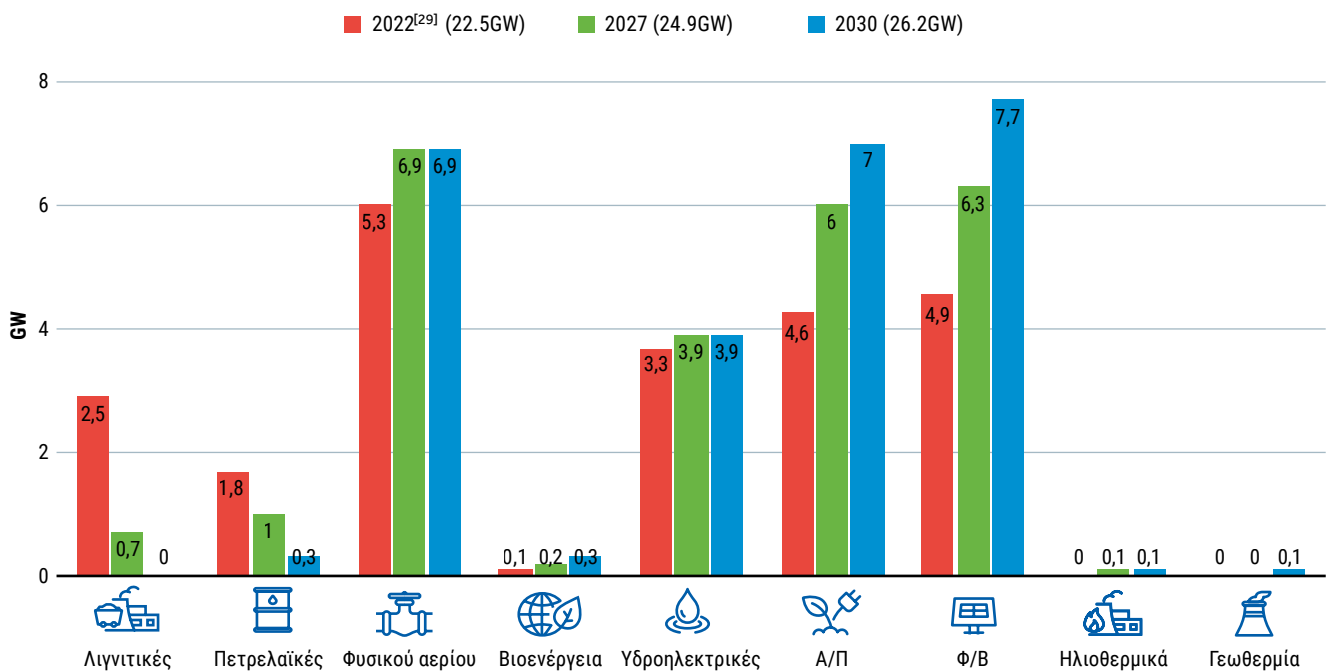
Πιν. 3.1 Σενάριο εξέλιξης ΑΕΠ

2023	2024	2025	2026	2027-2033
2,4(%)	1,9(%)	1,8(%)	1,6(%)	1,3(%)

Στη συνέχεια παρουσιάζονται αναλυτικά τα βασικά δεδομένα σχεδιασμού ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ για την κατάρτιση του παρόντος ΔΠΑ.

3.1.1 Μονάδες παραγωγής

Η εξέλιξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2030 σύμφωνα με τα προβλεπόμενα του εγκεκριμένου ΕΣΕΚ (2019) χαρακτηρίζεται από μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ και την απόσυρση λιγνιτικών μονάδων μέχρι το τέλος του 2028, η οποία έχει προγραμματιστεί στο πλαίσιο της νέας εθνικής πολιτικής για την απολιγνιτοποίηση του ενεργειακού τομέα, καθώς επίσης και την μείωση της εγκατεστημένης ισχύος των πετρελαϊκών μονάδων, οι οποίες αναμένεται να παύσουν τη λειτουργία τους αφενός λόγω των υψηλών εκπομπών αερίων ρύπων και της παλαιότητας των μονάδων αυτών και αφετέρου λόγω των επικείμενων διασυνδέσεων των νησιών με το διασυνδεδεμένο σύστημα. Τα βασικά χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2030 ανά κατηγορία πηγής ενέργειας σύμφωνα με τον ΕΣΕΚ, απεικονίζεται στο Γράφημα 3.2.



Γράφημα 3.2 Βασικά χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2030 (πηγή ΕΣΕΚ)

Για την κατάρτιση του ΔΠΑ θεωρούνται:

- Οι υφιστάμενες συμβατικές μονάδες παραγωγής (με τις τυχόν ειλημμένες αποφάσεις διακοπής της λειτουργίας ορισμένων εξ αυτών) και οι μελλοντικοί αδειοδοτημένοι Θερμοηλεκτρικοί και Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί Παραγωγής με ΠΣ σε ισχύ όπως παρατίθενται αναλυτικά στο Παράρτημα.

29 Τα στοιχεία για το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής για το έτος 2022 αφορούν την τρέχουσα κατάσταση του συστήματος (Δεκέμβριο 2022) σύμφωνα με την εγκατεστημένη ισχύ των εν λειτουργία μονάδων παραγωγής. Τα στοιχεία αυτά διαφοροποιούνται από τα προβλεπόμενα για το έτος 2022 στοιχεία του ΕΣΕΚ. Αναλυτικά δεδομένα για το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής παρατίθενται στην Ενότητα 4 και στο Παράρτημα.

- Οι υφιστάμενες μονάδες παραγωγής από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και οι μελλοντικές αδειοδοτημένες μονάδες με ΟΠΣ σε ισχύ όπως παρατίθενται αναλυτικά στο Παράρτημα.

Διασυνδέσεις

Για τις ανταλλαγές ισχύος με τα γειτονικά συστήματα λαμβάνονται υπόψη οι υφιστάμενες διασυνδέσεις καθώς επίσης οι προγραμματισμένες ή σε εξέλιξη νέες διασυνδέσεις όπως αναλυτικά περιγράφονται στο κεφάλαιο 5. Η συνολική καθαρή ικανότητα μεταφοράς για ανταλλαγή ισχύος στις δύο κατευθύνσεις (εισαγωγές-εξαγωγές) ανά σύνορο δίνονται στον Πιν. 3.3.

Πιν. 3.3 Συνολική Ικανότητα Μεταφοράς (Net Transfer Capacity, NTC) ανά σύνορο

Σύνολο A→B	2023 NTC (MW) A→B	2023 NTC (MW) B→A	2033 NTC (MW) A→B	2033 NTC (MW) B→A
GR-AL	400	400	600	600
GR-BG	1400	1700	1400	1700
GR-CY	0	0	1000	1000
GR-IT	500	500	1500	1500
GR-MK	1100	850	1100	850
GR-TR	218	166	1260 ^[30]	1180 ^[30]

3.1.2 Ζήτηση ενέργειας

Οι κύριοι παράγοντες οι οποίοι επιδρούν στη διαμόρφωση της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα έως τώρα, αλλά και σε μεσο - μακροπρόθεσμη βάση είναι οι εξής:

- Η οικονομική ανάπτυξη της χώρας (βασικός δείκτης μέτρησης το ΑΕΠ).
- Οι αλλαγές στις καταναλωτικές συνήθειες (κλιματισμός, χρήση ηλεκτρισμού στις μεταφορές, χρήση υπολογιστών, χρήση λαμπτήρων LED κ.ά.) λόγω της βελτίωσης του βιοτικού επιπέδου, αλλά και της βελτίωσης των συνθηκών της διαβίωσης συγκεκριμένων πληθυσμιακών ομάδων.
- Η γενικότερη κατάσταση του ενεργειακού τομέα και της αγοράς του ηλεκτρισμού (επίπεδο τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας, ανταγωνισμός με το Φυσικό Αέριο κ.ά.).
- Ειδικές συνθήκες (υλοποίηση των έργων του Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης).
- Εξηλεκτρισμός χρήσεων (κυρίως μεταφορές και θέρμανση), σύμφωνα με το ΕΣΕΚ και τη μακροπρόθεσμη στρατηγική, καθώς έτσι διευκολύνεται η απανθρακοποίηση.
- Διάφορα μέτρα της εξειδίκευσης των πολιτικών, όπως η εξοικονόμηση της ενέργειας, η αντιστάθμιση της αέργου ισχύος, οι περιβαλλοντικοί περιορισμοί κ.ά.

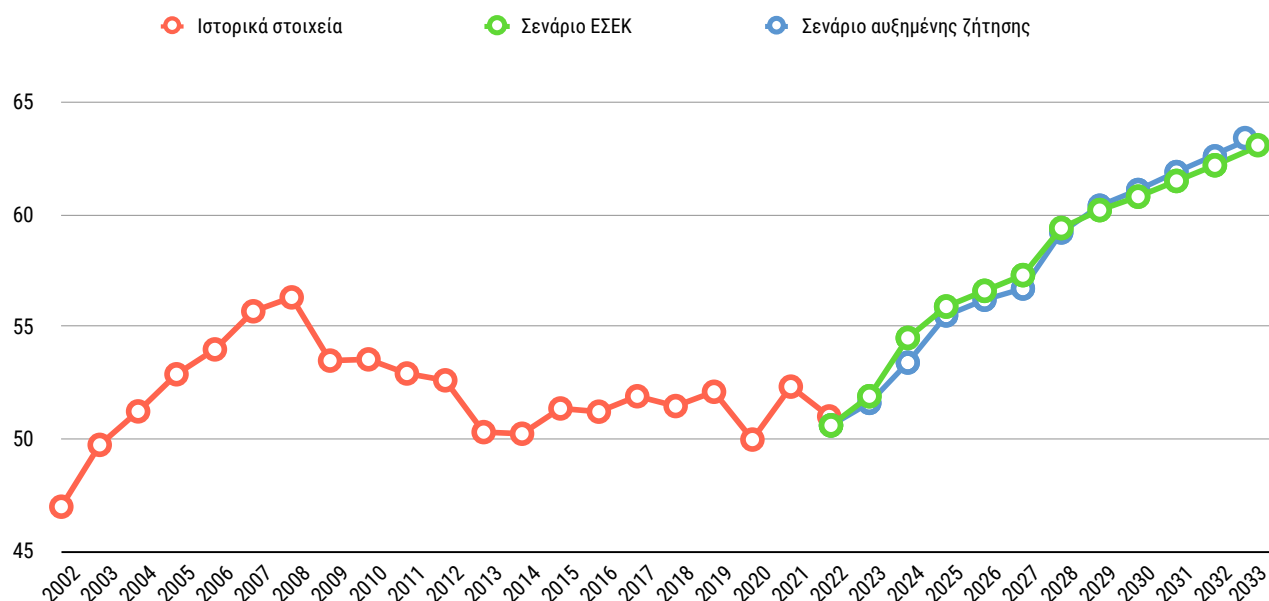
Την περίοδο 2000 - 2008 υπήρξε συνεχής αύξηση της συνολικής καθαρής ζήτησης. Στη συνέχεια, ως επακόλουθο της οικονομικής κρίσης, παρατηρείται συνεχής μείωση, ενώ έπειτα από το 2013 έως και σήμερα παρατηρείται μια σταθεροποίηση της συνολικής καθαρής ζήτησης περί τις 51 TWh. Το 2019 η συνολική καθαρή ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ ανήλθε σε 52,1 TWh, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 1,24% έναντι του 2018.

Το 2020 χαρακτηρίστηκε από σημαντική μείωση της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ, κατά 4,1% έναντι αυτής του 2019, ως συνεπακόλουθο της περιορισμένης οικονομικής δραστηριότητας λόγω της πανδημίας. Αντιθέτως, η σταδιακή επανεκκίνηση της οικονομικής δραστηριότητας το δεύτερο εξάμηνο του 2021, σε συνδυασμό με την αυξημένη τουριστική κίνηση είχε ως αποτέλεσμα ότι η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής

³⁰ Χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τυχόν περιορισμοί που ενδέχεται να προκύψουν από τον ENTSO-E για λόγους δυναμικής ευστάθειας στη σύνδεση του Τουρκικού ηλεκτρικού συστήματος με το Ευρωπαϊκό.

ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ κατά το 2021 να ανέλθει στις 52,3 TWh, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 4,7% έναντι του 2020. Το 2022 η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας 50,5 TWh παρουσιάζοντας μείωση κατά 3.5% σε σχέση με το 2021.

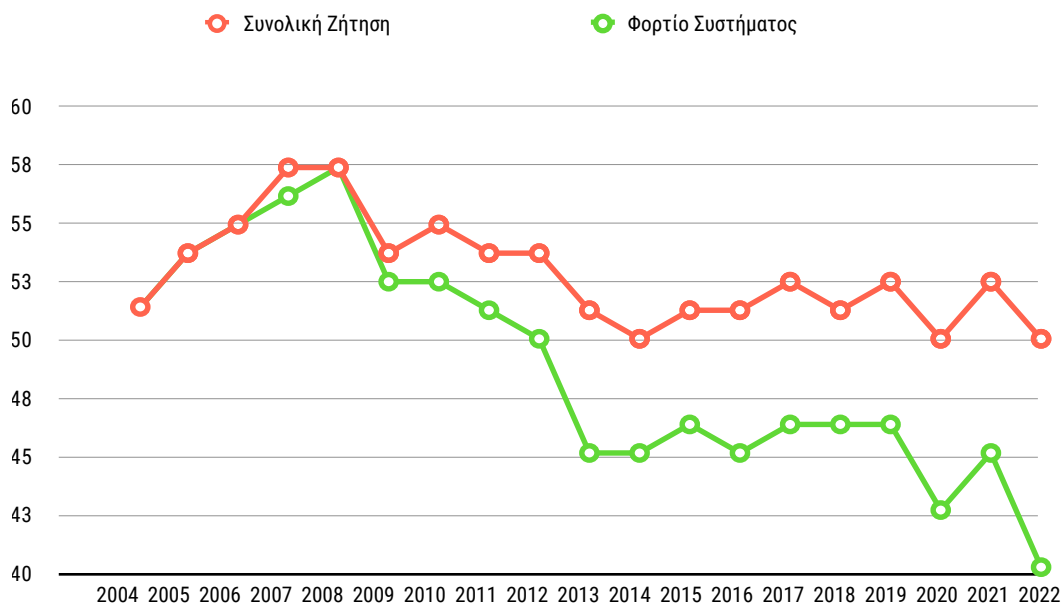
Στο Γράφημα 3.4 απεικονίζεται η εξέλιξη της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά την τελευταία 20ετία και η πρόβλεψη αυτής έως το 2033 βάσει των 2 σεναρίων που έχουν υιοθετηθεί, χωρίς να λαμβάνεται υπόψη το φορτίο άντλησης. Σημειώνεται ότι η συνολική καθαρή ζήτηση περιλαμβάνει και τη ζήτηση που εξυπηρετείται απευθείας σε επίπεδο Διανομής από τη διεσπαρμένη παραγωγή.



Γράφημα 3.4 Εξέλιξη και πρόβλεψη της συνολικής καθαρής ζήτησης έως το 2033

Όπως αναφέρθηκε, στις προβλέψεις συμπεριλαμβάνεται η εκτιμώμενη κατανάλωση για τη φόρτιση των ηλεκτρικών οχημάτων, η οποία σύμφωνα με το σενάριο ΕΣΕΚ εκτιμάται περί τις 120 GWh για το έτος 2025 και περί τις 1300 GWh για το έτος 2033. Επιπλέον, συμπεριλαμβάνεται και η ζήτηση των προς διασύνδεση Νήσων. Ειδικότερα, για την περίοδο μέχρι και το πρώτο εξάμηνο του έτους 2024 συμπεριλαμβάνεται η ζήτηση της Κρήτης η οποία θα εξυπηρετείται μέσω του συνδέσμου ΕΡ, ενώ από το δεύτερο εξάμηνο του έτους 2024, με την ολοκλήρωση του συνδέσμου ΣΡ, περιλαμβάνεται το σύνολο της ζήτησης της Κρήτης. Η ζήτηση των υπόλοιπων προς διασύνδεση νησιών λαμβάνεται υπόψη από το πρώτο έτος της πλήρους λειτουργίας της διασύνδεσής τους. Πιο συγκεκριμένα, από το 2025 περιλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των Δυτικών Κυκλάδων (Δ΄ Φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων), ενώ από το 2028 και από το 2029 περιλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των υπό διασύνδεση Δωδεκανήσων και των Νήσων του Βορείου Αιγαίου αντίστοιχα.

Αξίζει να σημειωθεί ότι τα τελευταία χρόνια, η ανάπτυξη της διεσπαρμένης παραγωγής, ιδίως λόγω των φωτοβολταϊκών τα οποία συνδέονται απευθείας στη Χ.Τ. και στη Μ.Τ., έχει ως αποτέλεσμα να μειώνονται τα τοπικά φορτία των Υ/Σ Διανομής και να μειώνεται η ζήτηση η οποία καταγράφεται στο όριο του Συστήματος Μεταφοράς με το Δίκτυο Διανομής, δηλαδή το φορτίο Συστήματος. Η παρατήρηση αυτή αποτυπώνεται στο Γράφημα 3.5, όπου φαίνεται η διαφοροποίηση της συνολικής ζήτησης και του φορτίου Συστήματος (που δεν περιλαμβάνει την διεσπαρμένη παραγωγή) από το 2004 και μετά.



Γράφημα 3.5 Επίδραση Διεσπαρμένης Παραγωγής στη ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας

Αναλυτικά στοιχεία για την εξέλιξη της συνολικής ζήτησης και του φορτίου Συστήματος για την περίοδο 2011 - 2022 παρατίθενται στο Παράρτημα.

Τα τελευταία δύο χρόνια η διαμόρφωση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάστηκε σε μεγάλο βαθμό από τις συνθήκες που επιβλήθηκαν λόγω της πανδημίας COVID-19. Το πάγωμα της οικονομικής δραστηριότητας και ο περιορισμένος τουρισμός κατά το 2020, όπως φάνηκε από τα απολογιστικά στοιχεία, είχε σημαντική επίπτωση στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Η σταδιακή ανάκαμψη της οικονομικής δραστηριότητας αποτυπώθηκε και σε αντίστοιχη ανάκαμψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από το δεύτερο εξάμηνο του 2021.

Τους τελευταίους μήνες παρατηρείται εκ νέου σημαντική μείωση της συνολικής ζήτησης, η οποία αποδίδεται στη ραγδαία αύξηση του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των τωρινών συνθηκών (κρίση τιμών, πόλεμος στην Ουκρανία). Κατά το επόμενο διάστημα εκτιμάται ότι η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας θα εξαρτηθεί από την ένταση και τη διάρκεια της κρίσης, αλλά και από τον βαθμό απόδοσης των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας (και συνεπώς μείωσης της εξάρτησης από το ΦΑ), όσο και των σχεδίων προετοιμασίας για το ενδεχόμενο μερικής ή πλήρους διακοπής του ρωσικού ΦΑ που σχεδιάζονται από την Πολιτεία, σε συνεργασία με τους αρμόδιους φορείς.

Για την κατάρτιση του παρόντος ΔΠΑ έχει θεωρηθεί ότι οι τωρινές συνθήκες διαμορφώνουν ένα πλαίσιο εκτάκτων συνθηκών, το οποίο όμως έχει βραχυχρόνιο χαρακτήρα. Η σταδιακή ανάκαμψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας που παρατηρείται από το δεύτερο εξάμηνο του 2021, σε μεσο-μακροπρόθεσμο ορίζοντα θα συνεχιστεί.

3.1.3 Αιχμή φορτίου

Εκτός από την ανάπτυξη των νέων Σταθμών παραγωγής (συμπεριλαμβανομένων και των Σταθμών ΑΠΕ), κρίσιμος παράγοντας για τον σχεδιασμό ανάπτυξης του Συστήματος είναι η προβλεπόμενη εξέλιξη των φορτίων κατά τη διάρκεια της περιόδου 2024 - 2033 και ειδικότερα η εξέλιξη των ακραίων τιμών τους (μεγίστων και ελαχίστων).

Ο σχεδιασμός για τις ώρες μεγίστου του Συστήματος καθορίζει τις κυρίως ανάγκες νέων έργων Μεταφοράς, τα οποία είναι οι Γ.Μ. 400 kV και 150 kV, τα Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (KYT) και το μέτρο της χωρητικής αντιστάθμισης, θεωρώντας τις λειτουργικές συνθήκες τις οποίες καθορίζει ο ΚΔΣ^[31].

31 Απόφαση της ΡΑΕ 1412/2020 "Επανεκδοση του Κώδικα Διαχείρισης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σύμφωνα με το άρθρο 96 του ν. 4001/2011, όπως ισχύει, στο πλαίσιο αναδιοργάνωσης της ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και της εφαρμογής του μοντέλου στόχου", ΦΕΚ 4658/Β/22-10-2020.

Κατά τις ώρες ελαχίστου του Συστήματος εξετάζονται κυρίως θέματα διατήρησης του επιπέδου των τάσεων εντός των ορίων τα οποία καθορίζει ο ΚΔΣ για τον προσδιορισμό των αναγκών σε διατάξεις επαγωγικής αντιστάθμισης (κυρίως πηνία). Δεδομένα του ετήσιου ελαχίστου φορτίου του Συστήματος έως σήμερα παρατίθενται στο Παράρτημα.

Σημειώνεται ότι στα σενάρια που υιοθετούνται για τη μελλοντική εξέλιξη αιχμής λαμβάνονται υπόψη

- › Οι εκτιμήσεις για την εξέλιξη της συνολικής ζήτησης της ισχύος και της ενέργειας στο Σύστημα
- › Οι διαθέσιμες εκτιμήσεις του Διαχειριστή του Δικτύου σχετικά με την εξέλιξη των φορτίων Διανομής
- › Οι προβλέψεις των φορτίων των συνδεδεμένων και μελλοντικών Καταναλωτών Υ.Τ. (συμπεριλαμβανομένων των Ορυχείων) οι οποίοι έχουν λάβει ΠΣ

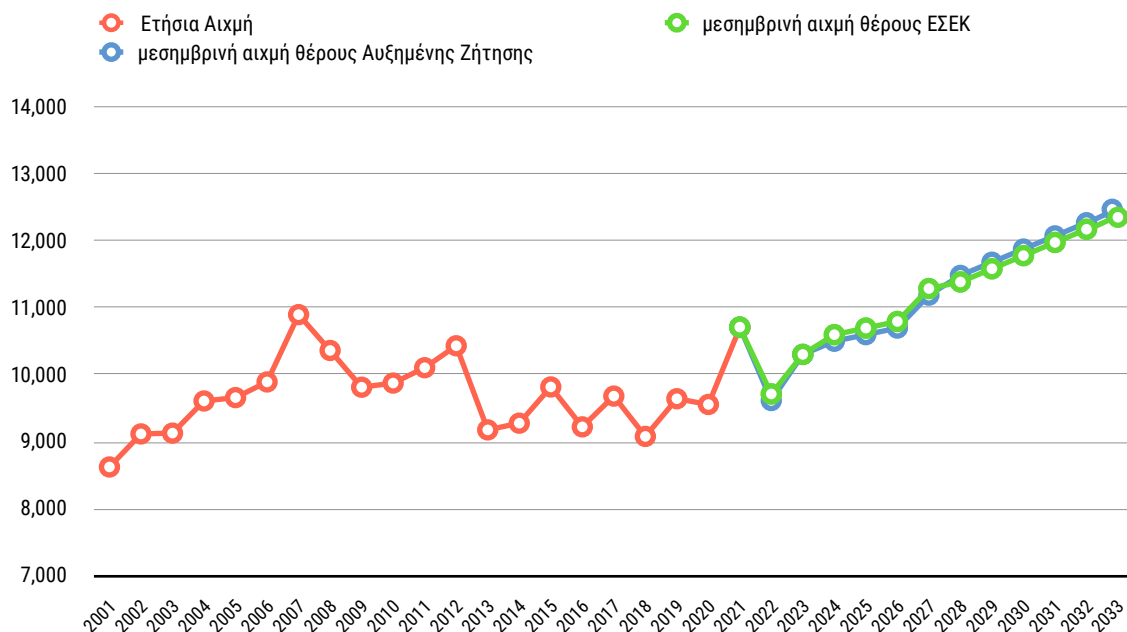
Η πρόβλεψη της αιχμής παρουσιάζει μεγαλύτερη αβεβαιότητα από την πρόβλεψη της ζήτησης της ενέργειας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ζήτηση της ισχύος, ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες, όταν εμφανίζεται η μέγιστη ετήσια αιχμή, εξαρτάται πολύ έντονα από τον καιρό και κυρίως από τη θερμοκρασία, αλλά και δευτερευόντως από τη διάρκεια των περιόδων των υψηλών θερμοκρασιών. Αυτή η εξάρτηση φαίνεται να εντείνεται συνεχώς. Παρόμοια έντονη εξάρτηση από τις χαμηλές θερμοκρασίες εμφανίζουν οι χειμερινές αιχμές. Επιπλέον, η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ αυξάνει την αβεβαιότητα της πρόβλεψης των αιχμών που θα κληθεί να ικανοποιήσει το Σύστημα.

Οι συνθήκες μέγιστης ζήτησης εμφανίζονται εν γένει κατά τη θερινή περίοδο και στη διάρκεια των μεσημβρινών ωρών, ενώ οι συνθήκες ελάχιστης ζήτησης την άνοιξη κατά τις νυχτερινές ώρες. Το απόλυτο ελάχιστο του Συστήματος εμφανίζεται συνήθως κατά την περίοδο του Πάσχα.

Τα τελευταία χρόνια, η επίδραση της στοχαστικής παραγωγής των ΑΠΕ έχει αναχθεί σε σημαντική παράμετρο για τη λειτουργία του Συστήματος, κατά μεν τις ώρες ελαχίστου φορτίου κυρίως λόγω των αιολικών πάρκων, κατά δε τις μεσημβρινές ώρες μεγίστου φορτίου, ιδίως την εαρινή και θερινή περίοδο, και λόγω της αυξανόμενης διείσδυσης φωτοβολταϊκών.

Έπειτα από το θέρος του 2013, αυτό το οποίο έχει πλέον σημασία για το σχεδιασμό του Συστήματος ώστε να ανταποκρίνεται στις ανάγκες της διακίνησης της ενέργειας κατά τις ώρες του μεγίστου φορτίου, είναι η βραδινή αιχμή, η οποία δεν επηρεάζεται από την παραγωγή των Φ/Β. Από τα ιστορικά στοιχεία διαπιστώνεται ότι η βραδινή αιχμή της ζήτησης του φορτίου εμφανιζόταν τους θερινούς μήνες σε ημέρες καύσωνα, ήταν όμως αρκετά χαμηλότερη από τη μεσημβρινή αιχμή. Έπειτα από το 2013 οι βραδινές αιχμές του έτους έχουν αρχίσει να παρατηρούνται κατά τους χειμερινούς μήνες και οι οποίες υπολείπονται ελαφρώς από τη Συνολική Αιχμή η οποία εμφανίζεται κατά τις μεσημβρινές θερινές ώρες. Εξάιρεση αποτέλεσε το 2014 όταν η χειμερινή βραδινή αιχμή του Συστήματος (9092 MW) η οποία παρατηρήθηκε τον Δεκέμβριο ξεπέρασε σημαντικά την Αιχμή (8667 MW) η οποία εμφανίσθηκε τις μεσημβρινές ώρες του Ιουλίου. Ενδεχομένως η στροφή των καταναλωτών στη χρήση της ηλεκτρικής ενέργειας για τη θέρμανση να οδηγήσει σε μόνιμη εμφάνιση των βραδινών αιχμών του έτους κατά τη χειμερινή περίοδο.

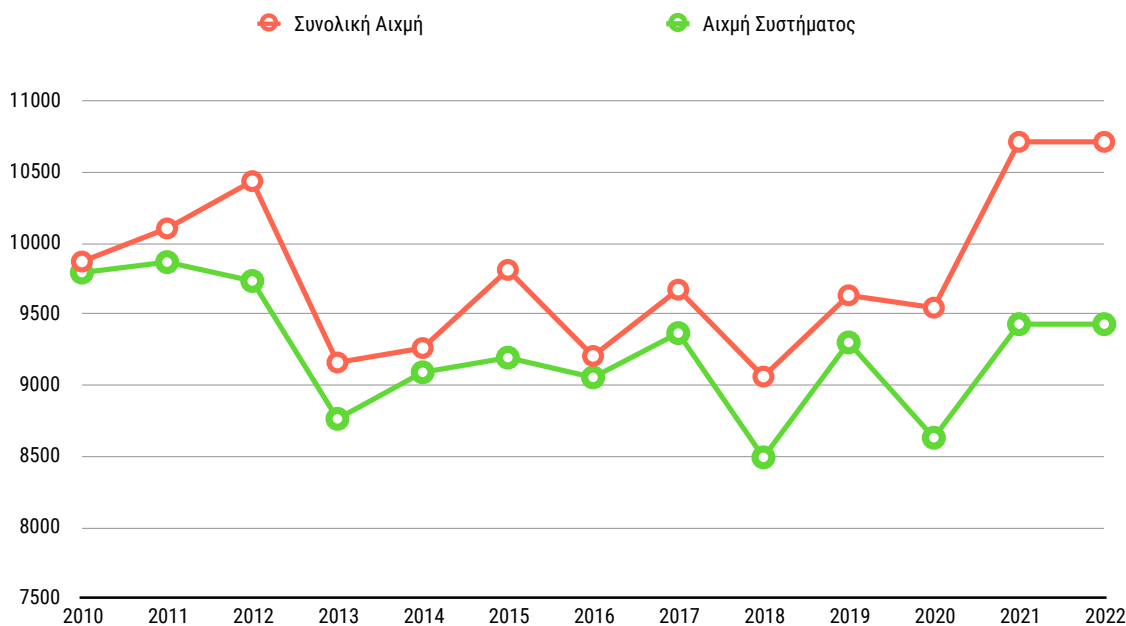
Στο Γράφημα 3.6 παρουσιάζεται η ετήσια συνολική αιχμή κατά την τελευταία 20ετία καθώς και οι προβλέψεις της θερινής μεσημβρινής αιχμής φορτίου βάσει των 2 σεναρίων που υιοθετούνται για την εξέλιξη της έως το 2033. Σημειώνεται ότι σε αυτές τις τιμές συμπεριλαμβάνονται και οι απώλειες της μεταφοράς, καθώς και το φορτίο το οποίο αναμένεται να εξυπηρετηθεί τοπικά από τη διεσπαρμένη παραγωγή ΑΠΕ. Ειδικότερα οι τιμές μεσημβρινής αιχμής το θέρος παρουσιάζονται χωρίς να έχει αφαιρεθεί η ισχύς η οποία παράγεται από τη διεσπαρμένη παραγωγή από τα Φ/Β και αφορούν σε αιχμές που αντιστοιχούν σε τυπικές για την εποχή θερμοκρασίες, καθώς σε συνθήκες παρατεταμένου καύσωνα μπορεί να εμφανιστούν σημαντικά υψηλότερες αιχμές. Αναλυτικά οι προβλέψεις των θερινών μεσημβρινών και των βραδινών χειμερινών αιχμών δίνονται στο Παράρτημα.



Γράφημα 3.6 Εξέλιξη και πρόβλεψη ετήσιας αιχμής φορτίου έως το 2033

Η συνολική μέγιστη αιχμή (θεωρώντας τη διεσπαρμένη παραγωγή από ΑΠΕ στο Δίκτυο) του έτους 2021, ανήλθε σε 10715 MW, σε συνθήκες ακραίου και παρατεταμένου καύσωνα, πλησιάζοντας την ιστορικά μέγιστη καταγεγραμμένη ετήσια αιχμή (10911 MW το 2007, χωρίς να ληφθούν υπόψη οι περικοπές φορτίου) και παρουσιάζοντας αύξηση 12.2% έναντι αυτής του 2020. Η μέγιστη αιχμή του 2021 στο όριο του Συστήματος καταγράφηκε τις ίδιες μέρες και ανήλθε σε 9431 MW, εμφανίζοντας αύξηση κατά 9.3% έναντι της αντίστοιχης του 2020. Κατά το έτος 2022, η συνολική μέγιστη αιχμή εμφανίστηκε τον Ιούλιο και ανήλθε σε 9512 MW, ενώ η μέγιστη αιχμή στο όριο του Συστήματος καταγράφηκε τον Ιανουάριο και ανήλθε σε 8622 MW.

Στο Γράφημα 3.7 αποτυπώνεται η διαφοροποίηση της συνολικής αιχμής και της αιχμής φορτίου του Συστήματος (που δεν περιλαμβάνει την διεσπαρμένη παραγωγή) από το 2010 και έπειτα.



Γράφημα 3.7 Επίδραση διεσπαρμένης παραγωγής στην αιχμή φορτίου

3.2 Σύστημα Μεταφοράς

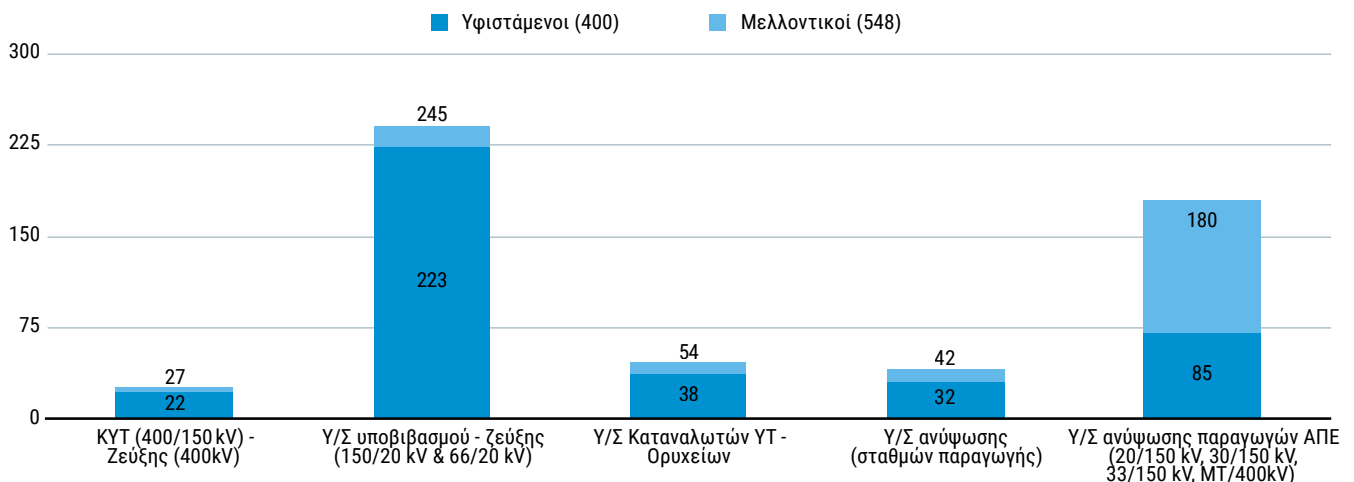
Το Σύστημα Μεταφοράς (εφεξής καλούμενο “Σύστημα”) στο οποίο αναφέρεται το ΔΠΑ, αποτελείται από το Διασυνδεδεμένο Σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό Νήσων στα επίπεδα υψηλής (150 kV και 66 kV) και υπερυψηλής τάσης (400 kV)^[32] και την μελλοντική ανάπτυξη αυτού έως το 2033.

Το δίκτυο υπογείων (Υ/Γ) καλωδίων Υ.Τ. το οποίο εξυπηρετεί ακτινικά τις ανάγκες της περιοχής της πρωτεύουσας εμπίπτει στην αρμοδιότητα του Διαχειριστή του Δικτύου, ο οποίος είναι υπεύθυνος για τον προγραμματισμό της ανάπτυξής του. Παρά ταύτα, επειδή η ανάπτυξη και λειτουργία του Δικτύου Υ.Τ. της περιοχής της πρωτεύουσας έχει σημαντική επίπτωση στην ανάπτυξη του Συστήματος, αναφορά στους Υποσταθμούς ΥΤ/ΜΤ και τα Κέντρα Διανομής (Κ/Δ) της περιοχής πρωτεύουσας, των καλωδιακών τους συνδέσεων με το Σύστημα, καθώς και της μελλοντικής ανάπτυξής τους - όπως αυτή έχει γνωστοποιηθεί από τον Διαχειριστή του Δικτύου - περιλαμβάνεται σε αντίστοιχα σημεία ενδιαφέροντος εντός του παρόντος ΔΠΑ.

Ακολουθεί συνοπτική παρουσίαση των κυριότερων συνιστωσών του υφιστάμενου Συστήματος ανά κατηγορία και η μελλοντική εξέλιξη αυτών εντός χρονικού ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ.

3.2.1 Υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ και Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ)

Στο Γράφημα 3.8 παρουσιάζονται οι ενταγμένοι στο Σύστημα Υ/Σ και ΚΥΤ έως τον Μάρτιο του 2023 καθώς και αυτοί που προβλέπονται να ενταχθούν βάσει των προγραμματισμένων έργων του ΑΔΜΗΕ σε συνεργασία με τον ΔΕΔΔΗΕ. Επιπλέον παρουσιάζονται οι Υ/Σ Καταναλωτών και Παραγωγών που έχουν ΟΠΣ σε ισχύ και εκτιμάται ότι θα ενταχθούν στο Σύστημα εντός του προβλεπόμενου ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ.



Γράφημα 3.8 Υποσταθμοί και Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ)^[33]

Αναλυτική περιγραφή των έργων Χρηστών που λαμβάνονται υπόψη στις ανωτέρω εκτιμήσεις παρουσιάζονται στο Παράρτημα. Σημειώνεται ότι πέρα από τους νέους Υ/Σ και ΚΥΤ, εντός του ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ προβλέπονται και εκτεταμένες επεκτάσεις, αναβαθμίσεις και ανακατασκευές Υ/Σ και ΚΥΤ του Συστήματος στα πλαίσια των έργων ανάπτυξης.

3.2.2 Γραμμές Μεταφοράς (Γ.Μ.)

Στο Σύστημα υπάρχουν Γ.Μ. υψηλής (66 kV και 150 kV) και υπερυψηλής (400 kV) τάσης διαφόρων ειδών και τύπων. Τα προγραμματισμένα έργα του ΑΔΜΗΕ θα αυξήσουν σημαντικά το συνολικό μήκος Γ.Μ. 150 kV και 400 kV έως το 2033, όπως απεικονίζεται στον Πιν. 3.9. Επιπρόσθετα παρουσιάζεται η εκτίμηση των συνολικών μηκών Γ.Μ. 150 kV και 400 kV εάν ληφθούν υπόψη και τα έργα σύνδεσης Καταναλωτών με ΠΣ και Χρηστών με ΟΠΣ σε ισχύ.

³² Σε αυτό το Σύστημα δεν περιλαμβάνονται τα ανεξάρτητα Συστήματα Μεταφοράς, υφιστάμενα ή μελλοντικά στα μη διασυνδεδεμένα Νησιά, ο σχεδιασμός και η ανάπτυξη των οποίων είναι στην αρμοδιότητα του Διαχειριστή Δικτύου και θα παραμείνει σε αυτή έως τη διασύνδεσή τους με το Ηπειρωτικό Σύστημα.

³³ Υφιστάμενοι Υ/Σ έως τον Μάρτιο του 2023. Συμβατικοί Σταθμοί Παραγωγής & ΥΗΣ > 15 MW

Πιν. 3.9 Συνολικά Μήκη Γ.Μ. του Συστήματος

ΕΠΙΠΕΔΟ ΤΑΣΗΣ (kV)	ΕΙΔΟΣ Γ.Μ.	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (km) 2023 ^[34]	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (km) με έργα ΑΔΜΗΕ έως το 2033	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (km) με έργα Καταναλωτών με ΠΣ και Παραγωγών με ΟΠΣ σε ισχύ
66	Εναέριες	39	0	0
	Υποβρύχιες	74	59	59
150	Εναέριες	8844	10314	10454
	Υπόγειες	376	761	848
	Υποβρύχιες	1072	2866	2866
400	Εναέριες	2874	3381	3608
	Υπόγειες	31	96	96
	Υποβρύχιες	0	6	6
	Εναέριες Σ.Ρ.	107	107	107
	Υπόγειες Σ.Ρ.	0	220 ^[35]	220 ^[35]
	Υποβρύχιες Σ.Ρ.	160 ^[36]	2030 ^[35]	2030 ^[35]

Αναλυτική περιγραφή των έργων Χρηστών που λαμβάνονται υπόψη στις ανωτέρω εκτιμήσεις παρουσιάζονται στο Παράρτημα.

3.2.3 Συσκευές Αντιστάθμισης Αέργου Ισχύος

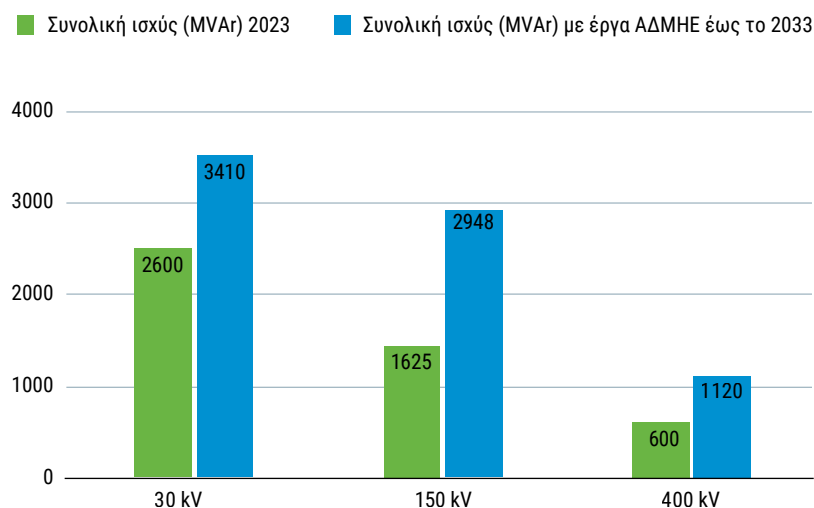
Οι ανάγκες για αντιστάθμιση αέργου ισχύος καλύπτονται με την εγκατάσταση στατών πυκνωτών και πηνίων. Πιο συγκεκριμένα, για την τοπική στήριξη των τάσεων στους Υ/Σ 150 kV/MT, χρησιμοποιούνται πυκνωτές οι οποίοι εγκαθίστανται κυρίως στους ζυγούς Μ.Τ. των Υποσταθμών (συνολικής ισχύος 4680 MVA περίπου έως τώρα). Σε πολλούς από τους Υ/Σ αυτούς έχουν εγκατασταθεί επίσης συστήματα ελέγχου για την αυτόματη ένταξη/απένταξη των πυκνωτών σε βαθμίδες (τυπικά 3×4 MVA) που συνδέονται στην πλευρά Μ.Τ. Επιπρόσθετα, έχουν εγκατασταθεί συστοιχίες πυκνωτών 150 kV, συνολικής ισχύος 556 MVA, σε Υ/Σ και ΚΥΤ του Συστήματος. Έως το 2033 η συνολική ισχύς από συστοιχίες 150 kV αναμένεται να ανέλθει στα 656 MVA.

Επιπλέον, εγκαθίστανται αυτεπαγωγές στην πλευρά 150 kV σε Υποσταθμούς 150 kV/MT (σε εκείνους στους οποίους συνδέονται υποβρύχια καλώδια) και αντιστοίχως στην πλευρά 400 kV σε ΚΥΤ όπου συνδέονται Γ.Μ. που περιλαμβάνουν υπόγεια και υποβρύχια τμήματα, καθώς και στο τριτεύον τύλιγμα (πλευρά 30 kV) των ΑΜ/Σ των ΚΥΤ για την αντιμετώπιση των προβλημάτων της εμφάνισης των υψηλών τάσεων κατά τις ώρες χαμηλού φορτίου. Η συνολική ισχύς αυτών έως τον Μάρτιο του 2023 παρατίθεται στο Γράφημα 3.10.

³⁴ Έως τον Μάρτιο του 2023

³⁵ Συνυπολογίζεται στο μελλοντικό συνολικό μήκος υπογείων και υποβρυχίων Γ.Μ. 400 kV Σ.Ρ. το συνολικό μήκος της νέας διασύνδεσης με την Ιταλία

³⁶ Αφορούν το υποβρύχιο τμήμα του συνδέσμου Σ.Ρ. Ελλάδας - Ιταλίας, το οποίο δεν περιλαμβάνεται στα πάγια του ΑΔΜΗΕ. Συνυπολογίζεται στο συνολικό μήκος υποβρυχίων Γ.Μ. 400 kV Σ.Ρ. έως το 2033



Γράφημα 3.10 Συνολική ισχύς αυτεπαγωγών για αντιστάθμιση άεργου ισχύος

Τέλος στο Σύστημα λειτουργούν 3 στατά συστήματα αντιστάθμισης άεργου ισχύος (SVC\STATCOM) στους Υ/Σ 150 kV/MT Ηρακλείου, Σύρου και Πλατανιστού, ενώ εντός του ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ προβλέπεται να εγκατασταθούν άλλα 5 σε μελλοντικούς και υφιστάμενους Υ/Σ 150 kV/MT. Η συνολική ισχύς αυτών απεικονίζεται στον Πιν. 3.11.

Πιν. 3.11 Συνολική ισχύς στατών συστημάτων αντιστάθμισης άεργου ισχύος

Έτος	Συνολική ισχύς (MVar) +	Συνολική ισχύς (MVar) -
2023	176	210
2033	426	660

Αναλυτικά τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στο παρόν κεφάλαιο περιλαμβάνονται στο Παράρτημα.



4 | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Μονάδες Συμπαγωγής Υψηλής Απόδοσης

4 | Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Μονάδες Συμπαγωγής Υψηλής Απόδοσης

4.1 Γενικά

Όπως έχει προαναφερθεί, η μαζική ανάπτυξη των Σταθμών για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην κατεύθυνση της «απανθρακοποίησης» του τομέα της ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί κεντρική επιλογή της Ευρωπαϊκής και Εθνικής πολιτικής. Αυτή η κατεύθυνση αντικατοπτρίζεται στα προγράμματα της ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς τα οποία έχουν εκδοθεί τα τελευταία έτη. Σε αυτά τα προγράμματα έχουν περιληφθεί και έχουν υλοποιηθεί σημαντικά έργα τα οποία αυξάνουν δραστικά τις δυνατότητες του ΕΣΜΗΕ για την υποδοχή και για την ασφαλή διακίνηση της παραγομένης ισχύος από Σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Το σύνολο των ΟΠΣ οι οποίες έχουν εκδοθεί για τις συνδέσεις των Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στο υφιστάμενο Σύστημα σε συνδυασμό με την εξέλιξη νέων έργων μεταφοράς που σχεδιάζονται και υλοποιούνται από τον ΑΔΜΗΕ, παρέχουν τις προϋποθέσεις για την κάλυψη των στόχων που αναμένεται να τεθούν για το έτος 2030 στο νέο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα.

Η δυνατότητα του Συστήματος να ανταποκριθεί στη μαζική ανάπτυξη των Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ διερευνάται με κριτήρια την ασφαλή διακίνηση της παραγομένης ισχύος από το Σύστημα Μεταφοράς και τη διασφάλιση της ασφαλούς και ευσταθούς λειτουργίας του Συστήματος σε καταστάσεις μεγάλης διείσδυσης των Σταθμών ΑΠΕ.

Η διαχείριση της στοχαστικής παραγωγής των Σταθμών ΑΠΕ κατά τη λειτουργία του Συστήματος επηρεάζει σημαντικά τον τρόπο λειτουργίας των συμβατικών μονάδων, οι οποίες είναι απαραίτητες για τη ρύθμιση του ισοζυγίου της παραγωγής και του φορτίου. Για παράδειγμα στις μεταμεσημβρινές ώρες όπου μειώνεται απότομα η παραγωγή των Φ/Β προκύπτουν απαιτήσεις ταχείας ανάληψης του φορτίου και με αυξημένο ρυθμό από τις συμβατικές μονάδες. Υπάρχει ένα μεγάλο φάσμα προκλήσεων οι οποίες πρέπει να αντιμετωπισθούν, γεγονός το οποίο αποτελεί αντικείμενο διερεύνησης εδώ και πολλά χρόνια σε πανευρωπαϊκό επίπεδο. Η κοινή διαπίστωση για τη χώρα μας, αλλά και διεθνώς, είναι ότι θα απαιτηθεί η αύξηση της δυνατότητας της αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας, όπως η χρήση των αντλητικών υδροηλεκτρικών Σταθμών και συστημάτων συσσωρευτών, ώστε να αμβλύνονται οι επιπτώσεις της τυχαίας παραγωγής από τις ΑΠΕ.

Η λειτουργία του Συστήματος υπό μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ αντιμετωπίζει σημαντικές προκλήσεις. Η πλειοψηφία των σύγχρονων μονάδων ΑΠΕ (Α/Π, Φ/Β) συνδέονται στο Σύστημα ή στο Δίκτυο με διατάξεις ηλεκτρονικών ισχύος, γεγονός το οποίο τους επιτρέπει να ανταπεξέρχονται ικανοποιητικά σε πιθανές διαταραχές του Συστήματος (βραχυκυκλώματα, βυθίσεις τάσης και συχνότητας κ.ά.). Οι νέοι κώδικες Συστήματος (Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators - RfG, Network Code on Requirements for Grid Connection of High Voltage Direct Current Systems and Direct Current Connected Power Park Modules - HVDC, και Network Code on Demand Connection - DCC) οι οποίοι έχουν εκπονηθεί από τον ENTSO-E και έχουν εγκριθεί από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή αποτελώντας πλέον Κοινοτική νομοθεσία^[37], επιβάλλουν εκτός των άλλων τα τεχνικά λειτουργικά χαρακτηριστικά για τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ με σκοπό την ασφαλή λειτουργία του Συστήματος σε μεγάλη διείσδυση εναλλακτικών μορφών ενέργειας. Έως και σήμερα, αυτοί οι κώδικες βρίσκονται στη φάση της εφαρμογής (implementation), κατά την οποία όλοι οι Ευρωπαϊκοί Διαχειριστές σε συνεργασία με τον ENTSO-E, πραγματοποιούν όλες τις απαιτούμενες προπαρασκευαστικές ενέργειες για την ενσωμάτωση των κωδίκων στο εθνικό δίκαιο των κρατών - μελών, εφαρμόζοντας κοινή μεθοδολογία και εναρμονίζοντας τις αναγκαίες παραμέτρους και τις δράσεις για την εφαρμογή τους. Στην Ελλάδα η Ρυθμιστική Αρχή ενέκρινε με την Απόφαση

37 Κανονισμοί ΕΕ 2016/631, 2016/1447, 2016/1388

ΡΑΕ 778/2018 τα ενιαία κριτήρια χορήγησης παρεκκλίσεων, με την Απόφαση ΡΑΕ 1165/2020 τις γενικές απαιτήσεις εφαρμογής για τη σύνδεση ηλεκτροπαραγωγών με το δίκτυο, με την Απόφαση ΡΑΕ 1166/2020 τις απαιτήσεις για τη σύνδεση ζήτησης και με την απόφαση ΡΑΕ 1167/2020 τις απαιτήσεις για τη σύνδεση με το δίκτυο των συστημάτων συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης και των συνδεδεμένων σε συνεχές ρεύμα μονάδων πάρκων ισχύος. Ο ΑΔΜΗΕ έχει ολοκληρώσει τη διαμόρφωση της διαδικασίας που θα ακολουθείται για τον έλεγχο συμμόρφωσης στις απαιτήσεις για τη σύνδεση στο δίκτυο. Στο επόμενο διάστημα το προτεινόμενο πλαίσιο συμμόρφωσης θα υποβληθεί στη Ρυθμιστική Αρχή ώστε αφού πρώτα τεθεί σε δημόσια διαβούλευση στη συνέχεια να λάβει τη μορφή Τεχνικών Αποφάσεων με την έγκριση της.

4.2 Παρούσα Κατάσταση

Στην ενότητα αυτή αποτυπώνεται συνοπτικά η υφιστάμενη κατάσταση σε ότι αφορά στην ένταξη νέων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ.

Τα Α/Π λόγω του μεγέθους της ισχύος τους συνδέονται στο Σύστημα μέσω Υ/Σ 150 ή 400 kV. Σε πολλές περιπτώσεις επιλέγεται η κατασκευή των Υ/Σ σε γήπεδα τα οποία βρίσκονται στη ζώνη όδευσης των Γ.Μ. Υ.Τ., λόγω της αδυναμίας εκτέλεσης έργων Υ.Τ. στην περιοχή του σταθμού, αλλά και για την εξασφάλιση της ταχύτερης υλοποίησης των έργων σύνδεσης, καθώς επίσης για τη μείωση του κόστους. Ο Διαχειριστής του Δικτύου συνδέει κατά κανόνα^[38] τα Α/Π και τις άλλες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μικρής σχετικά ισχύος (κάτω των 8 MW), οι οποίες αποτελούν τη «Διανεμημένη Παραγωγή»^[39] στα δίκτυα Μ.Τ. και τους υποσταθμούς της αρμοδιότητάς του.

Οι Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί (ΜΥΗΣ), συνδέονται κατά κανόνα στο δίκτυο διανομής Μ.Τ. Ωστόσο σε απομακρυσμένες περιοχές (Πίνδος, ορεινή Πελοπόννησος κ.ά.) με έντονο ενδιαφέρον για ανάπτυξη ΜΥΗΣ (συνήθως της τάξεως 1-3 MW) δεν υφίσταται δίκτυο Μ.Τ. και η απαγορευτική απόσταση για τη σύνδεσή τους μέσω νέου δικτύου Μ.Τ., καθιστά ως μοναδική λύση τη σύνδεσή τους μέσω των Υ/Σ ανύψωσης.

Οι Σταθμοί συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) οι οποίοι εμπίπτουν στην κατηγορία των μονάδων του Άρθρου 9 του Νόμου 3468/2006 μαζί με τις αντίστοιχες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, καθώς και οι Σταθμοί βιομάζας - βιοαερίου, είναι κατά κανόνα μικρής ισχύος και συνδέονται στο Δίκτυο Διανομής.

Έως τις αρχές Ιουνίου του 2023, στο ΕΣΜΗΕ λειτουργούσαν Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ^[40] συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 10654 MW, εκ των οποίων τα 4794 MW αφορούν Α/Π και τα 5270 MW αφορούν Φ/Β (συμπεριλαμβανομένων 352 MW από Φ/Β του Ειδικού Προγράμματος ΦΕΚ Β' 1079/2009).

Παράλληλα, από τους δύο Διαχειριστές ΑΔΜΗΕ και ΔΕΔΔΗΕ έχουν χορηγηθεί ΟΠΣ σε Σταθμούς ΑΠΕ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος που υπερβαίνει τα 11,5 GW. Αναλυτικά στοιχεία για την κατάσταση ανά περιφέρεια δίνονται στους Πίνακες 4.1 και 4.2 που ακολουθούν.

Σημειώνεται ότι ο ΑΔΜΗΕ έχει χορηγήσει ΟΠΣ σε Σταθμούς Φωτοβολταϊκούς με δυνατότητα αποθήκευσης. Η ισχύς παραγωγής τους περιλαμβάνεται στον Πιν. 4.1.

38 Όπως εξειδικεύθηκε στον ν. 4152/2013, υποπαράγραφος Ι.1'

39 Παραγωγή σχετικά μικρής ισχύος, συνδεδεμένη στο Δίκτυο Διανομής, σε μικρή απόσταση από τα φορτία και μη υποκείμενη σε κεντρικό έλεγχο σε εθνικό ή σε περιφερειακό επίπεδο.

40 Στις μονάδες ΣΗΘΥΑ δεν συγκαταλέγεται η κατανεμόμενη μονάδα με την ισχύ προτεραιότητας 134,6 MW

Πιν. 4.1 Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών και Φωτοβολταϊκών Σταθμών Παραγωγής

Τεχνολογία	Περιοχή	ΑΔΜΗΕ ^[41] Σε λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΔΕΔΔΗΕ ^[42] Σε λειτουργία (MW)	ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	Συνολικά (MW)
ΑΙΟΛΙΚΑ	ΑΤΤΙΚΗ	199,5	2,6	17,6	0,0	219,7
	ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	121,5	37,6	31,0	6,6	196,7
	ΚΡΗΤΗ	0,0	0,0	188,2	3,6	191,8
	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	15,0	36,6 ^[43]	23,1	18,7 ^[43]	93,4
	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	66,4	0,0	66,4
	ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ-ΘΡΑΚΗ	460,2	54,5	17,7	0,0	532,4
	ΗΠΕΙΡΟΣ	90,0	55,7	6,0	0,0	151,7
	ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	82,7	0,0	37,7	2,0	122,4
	ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	37,2	0,0	37,2
	ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	492,1	326,9	206,2	0,0	1.025,1
	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	1574,4	1448,0	403,6	37,0	3.462,9
	ΘΕΣΣΑΛΙΑ	0,0	102,0	1,6	0,0	103,6
	ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	391,4	375,1	37,3	6,5	810,2
	ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	259,9	473,2	34,2	5,9	773,2
	Σύνολα	3686	2912	1108	80	7787
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	ΑΤΤΙΚΗ	0,0	0,0	268,8	111,9	380,7
	ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	22,0	2142,7	946,0	260,3	3.371,0
	ΚΡΗΤΗ	0,0	0,0	91,9	30,5	122,4
	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,0	0,0	9,1	0,8	9,9
	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	32,8	0,0	32,8
	ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ-ΘΡΑΚΗ	0,0	499,6	531,8	158,0	1.189,4
	ΗΠΕΙΡΟΣ	0,0	133,1	231,9	69,3	434,3
	ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0,0	0,0	41,1	39,3	80,4
	ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	22,4	0,0	22,4
	ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	49,2	133,4	368,4	44,9	595,9
	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	159,9	1658,5	639,4	130,7	2.588,5
	ΘΕΣΣΑΛΙΑ	58,0	1537,8	828,7	170,4	2.594,8
	ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	6,0	335,4	412,9	50,9	805,0
	ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	280,7	4149,4	269,0	73,6	4.772,7
	Σύνολα	576	10590	4694	1141	17000
Συνολικά	Αιολικά & Φ	4262	13502	5802	1221	24787

41 Στοιχεία ΑΔΜΗΕ με ενημέρωση αρχές Ιουνίου 2023.

42 Στοιχεία ΔΕΔΔΗΕ με ενημέρωση έως Νοέμβριο 2022. Τα ΦΒ ΔΕΔΔΗΕ περιλαμβάνουν και ΦΒ Στέγης, ΦΒ net metering & ΦΒ virtual net metering

43 Περιλαμβάνονται έργα με Μη Όριστικές Προσφορές Σύνδεσης που εντάσσονται στον Πίνακα 1 των αποφάσεων ΡΑΕ (904/2011, 155/2012 & 452/1025) σχετικά με το έργο σύνδεσης Πολυποτάμου - Ν. Μάκρης

Πιν. 4.2 Εγκατεστημένη ισχύς Σταθμών Παραγωγής Βιομάζας/Βιοαερίου, ΜΥΗΣ & ΣΗΘΥΑ

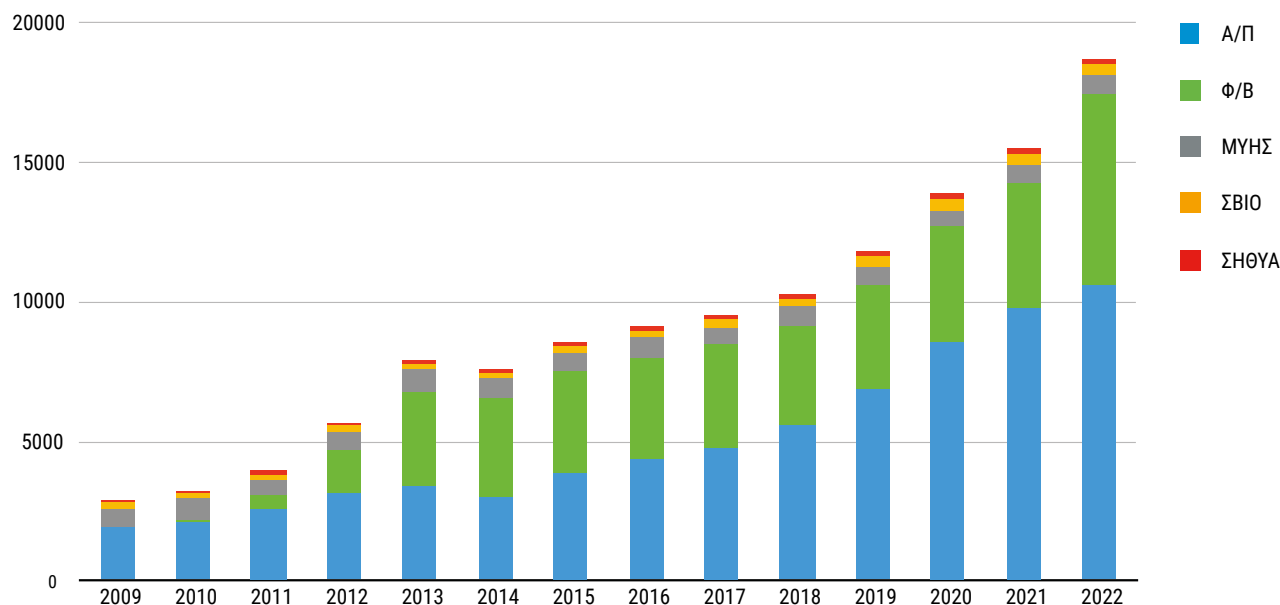
Τεχνολογία	ΒΙΟΜΑΖΑ/ΒΙΟΑΕΡΙΟ		ΜΥΗΣ		ΣΗΘΥΑ		
Περιοχή	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Σε Λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Σε Λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Σε Λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ-ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΣΥΝΟΛΙΚΑ (MW)
ΑΤΤΙΚΗ	37,3	2,5	1,8	0,5	51,5	57,9	151,5
ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	27,3	16,7	44,9	15,8	28,9	10,7	144,4
ΚΡΗΤΗ	1,0	4,0	0,3	0,0	0,0	0,0	5,3
ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ-ΘΡΑΚΗ	7,5	3,2	8,1	4,8	52,6	0,0	76,2
ΗΠΕΙΡΟΣ	6,4	3,5	50,1	23,5	0,0	0,0	83,6
ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	0,5	1,6	5,3	10,8	83,1	0,0	101,2
ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	3,1	2,7	23,6	4,1	1,2	3,6	38,3
ΘΕΣΣΑΛΙΑ	25,0	8,6	30,7	6,9	5,5	15,9	92,5
ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	6,1	0,5	60,6	13,4	0,0	0,0	80,7
ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	3,7	4,4	23,6	8,8	0,0	105,3	145,8
Σύνολα	118	48	249	89	223	193	920

Επιπλέον των παραπάνω, έχουν εκδοθεί ΟΠΣ για δύο ηλιοθερμικούς σταθμούς στην Κρήτη, συνολικής ισχύος 122 MW.

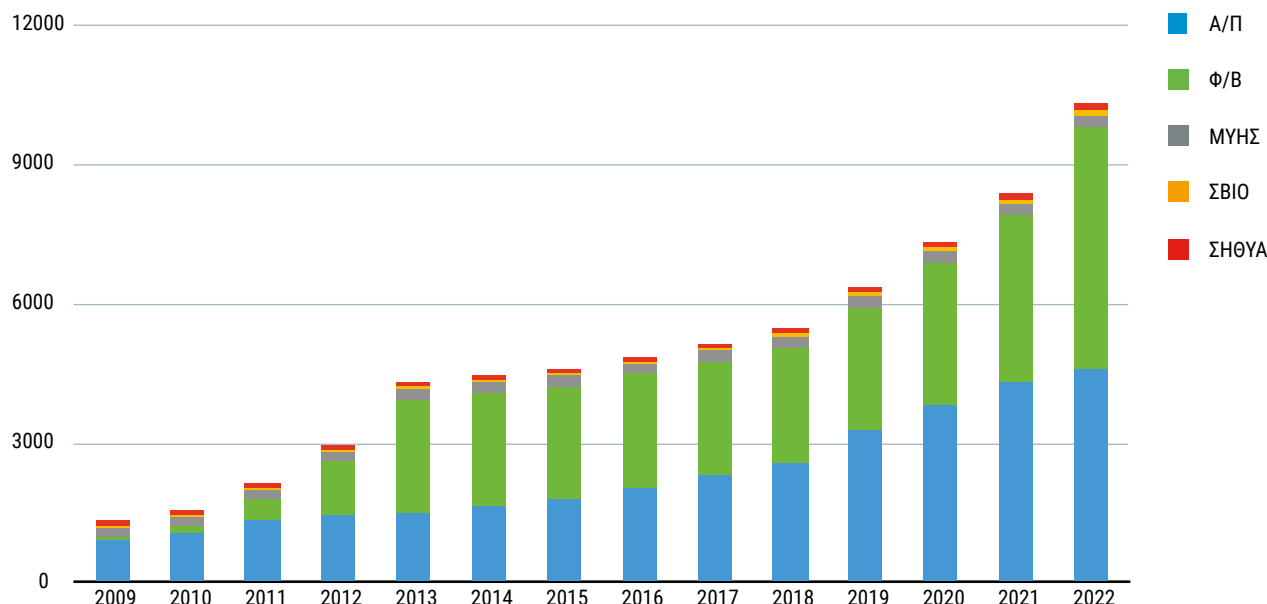
Με βάση τα στοιχεία προκύπτει ότι εάν λογιστούν σωρευτικά οι υφιστάμενες εγκαταστάσεις ΑΠΕ μαζί με όσα έργα έχουν κατοχυρώσει το δικαίωμα να συνδεθούν στο Δίκτυο και στο Σύστημα μέσω Οριστικών Προσφορών Σύνδεσης με το ΔΕΔΔΗΕ και τον ΑΔΜΗΕ αντίστοιχα, και το δυναμικό ΑΠΕ που προκύπτει ως δυνατότητα στα νησιά που διασυνδέονται (Κυκλάδες, Κρήτη, Δωδεκάνησα, Β. Αιγαίο) το αποτέλεσμα περί τα 26 GW ισχύος υπερβαίνει ήδη το καταγεγραμμένο στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα στόχο για το 2030 (15,1 GW) και επιτυγχάνει τον στόχο για ΑΠΕ ισχύος 22-24 GW στην ηλεκτροπαραγωγή όπως αναμένεται να αποτυπωθεί στην επικείμενη αναθεώρηση του ΕΣΕΚ.

4.3 Μονάδες ΑΠΕ σε Λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Στο Γράφημα. 4.3 φαίνεται η εγχώρια παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας από τους Σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ και αντίστοιχα στο Γράφημα 4.4 η εγκατεστημένη ισχύς για τα έτη 2009 έως και 2022. Η συνεισφορά των Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και των Σταθμών συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) στο ενεργειακό ισοζύγιο (εξαιρουμένων των κατανεμόμενων Μονάδων ΥΗΣ και ΣΗΘΥΑ), ανήλθε και παραμένει άνω του 20% από το 2018 και έπειτα, ενώ το 2022 ανήλθε στο 39%.



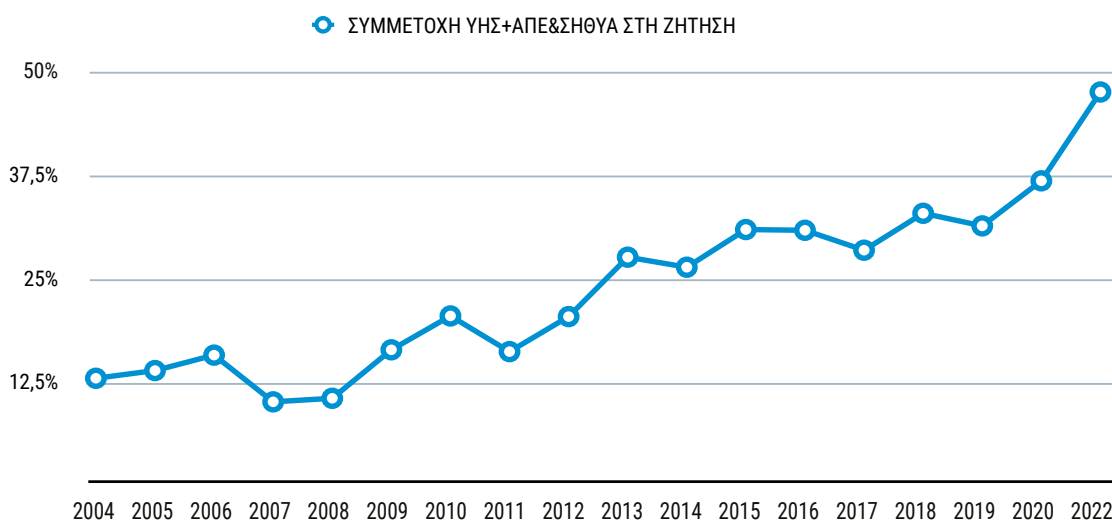
Γράφημα 4.3 Παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας από Σταθμούς Παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (GWh)^[44]



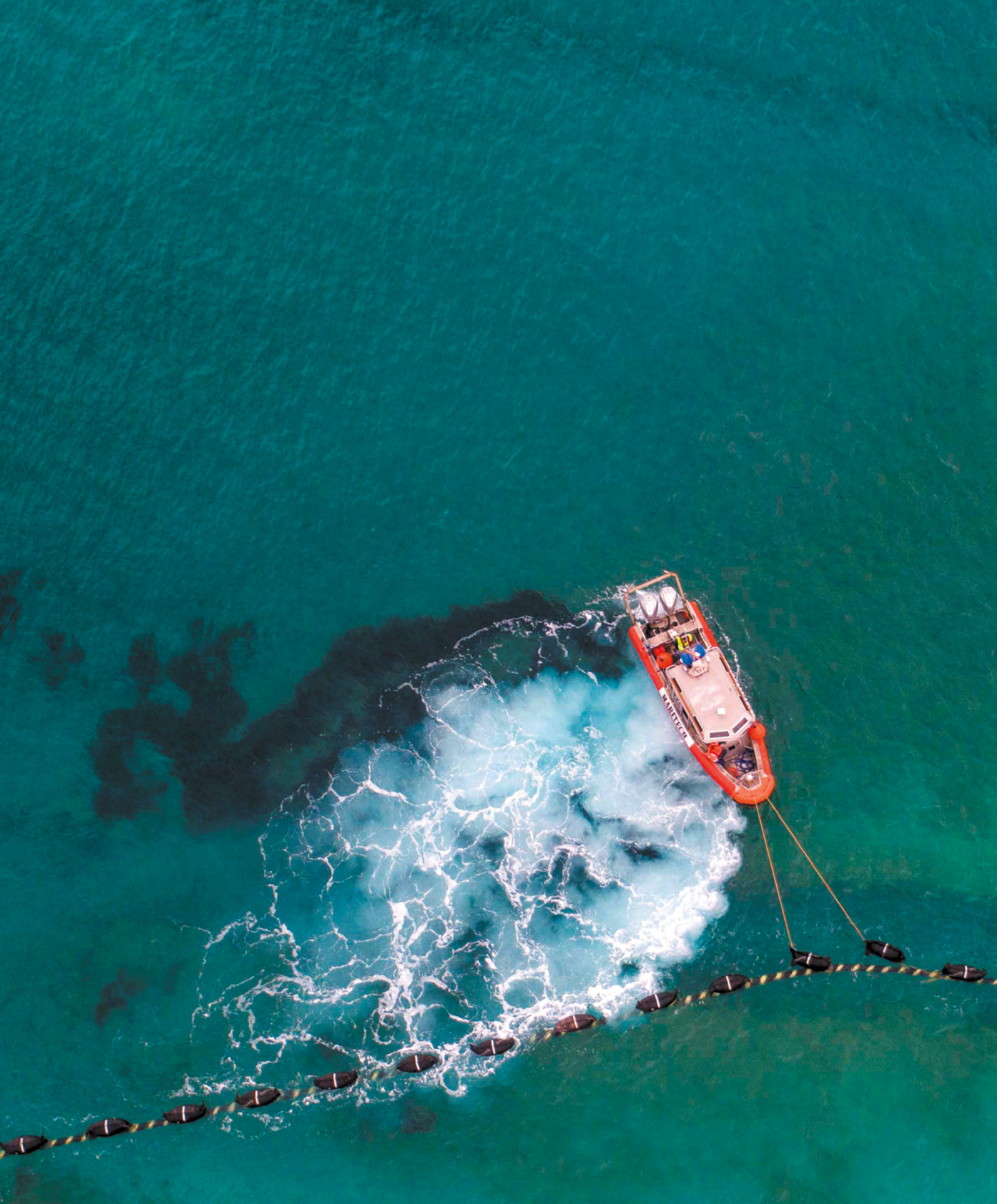
Γράφημα 4.4 Εγκατεστημένη ισχύς Σταθμών Παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (MW)

44 Από το έτος 2012 περιλαμβάνονται και οι Φ/Β Σταθμοί του Ειδικού Προγράμματος ΦΕΚ Β' 1079/2009. Δεν περιλαμβάνεται η κατανεμόμενη μονάδα ΣΗΘΥΑ με την ισχύ προτεραιότητας 134,6 MW.

Η συμμετοχή στην κάλυψη της ζήτησης από τις “καθαρές” πηγές ενέργειας (συμβατικοί υδροηλεκτρικοί Σταθμοί και Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των Σταθμών Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής Απόδοσης κατανεμόμενων και μη) ως ποσοστό της συνολικής ζήτησης δίνεται στο Γράφημα 4.5 το οποίο ακολουθεί. Από το διάγραμμα παρατηρείται ότι η συμμετοχή της “καθαρής” παραγωγής στην κάλυψη της ζήτησης αυξήθηκε από το 10,5% περίπου το έτος 2004 σε άνω του 30% από το 2018 και κορυφώθηκε στο 46% το 2022. Έπειτα από το έτος 2013 αυτή η συμμετοχή είναι σταθερά άνω του 25%, με αυξητική τάση. Σημειώνεται επίσης ότι σημαντικό ρόλο στη διαμόρφωση του ποσοστού συμμετοχής της «καθαρής» παραγωγής στο ισοζύγιο διαδραματίζει και η παραγωγή των ΥΗΣ, η οποία διαφέρει από έτος σε έτος βάσει των κλιματικών συνθηκών.



Γράφημα 4.5 Συμμετοχή παραγωγής χωρίς καύση ορυκτών καυσίμων στη συνολική ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας



5 | Διεθνείς Διασυνδέσεις

Από τον Οκτώβριο του 2004 το Ελληνικό Σύστημα επαναλειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό Σύστημα υπό τον γενικότερο συντονισμό του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), ο οποίος αποτελεί ως προς τα θέματα λειτουργίας και ανάπτυξης του Συστήματος από τον Ιούνιο του 2009 διάδοχο και ευρύτερο σχήμα της UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité). Η παράλληλη λειτουργία του Ελληνικού Συστήματος με το Ευρωπαϊκό επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών Γ.Μ., κυρίως 400 kV, με τα Συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας, της Βόρειας Μακεδονίας και της Τουρκίας. Επιπλέον, το Ελληνικό Σύστημα συνδέεται ασύγχρονα μέσω υποβρυχίου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος τάσης 400 kV με την Ιταλία.

5.1 Υφιστάμενες διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος

Η τοπολογία των υφιστάμενων και υπό ανάπτυξη διασυνδέσεων φαίνεται στο ακόλουθο σχήμα, στο οποίο παριστάνονται με διαφορετικούς χρωματισμούς οι υφιστάμενες, οι υπό κατασκευή, οι προγραμματισμένες και οι υπό μελέτη διασυνδέσεις.



Σχήμα 5.1 Σχηματικό Διάγραμμα των Διασυνδεδεμένων Συστημάτων της ΝΑ Ευρώπης

Στη συνέχεια παρατίθεται μία αναλυτική περιγραφή των διασυνδέσεων του Ελληνικού Συστήματος με τα Συστήματα των γειτονικών χωρών.

5.1.1 Ελλάδα - Βόρεια Μακεδονία

Με το Σύστημα της Βόρειας Μακεδονίας η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

- μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και του Dubrono στη Βόρεια Μακεδονία και
- μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Μελίτης και της Bitola στη Βόρεια Μακεδονία.

5.1.2 Ελλάδα - Αλβανία

Με το Αλβανικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

- μίας γραμμής 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ ΚΥΤ Καρδιάς και Zemblak στην Αλβανία.
- μίας γραμμής 150 kV ελαφρού τύπου ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 138 MVA μεταξύ του Υ/Σ Μούρτου και του ΥΗΣ Bistrica στην Αλβανία.

5.1.3 Ελλάδα - Βουλγαρία

Με το Βουλγαρικό Σύστημα η Ελλάδα συνδέεται μέσω:

- μίας Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 1400 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Θεσσαλονίκης και του Blagoevgrad στη Βουλγαρία.
- μίας Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 2000 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Νέας Σάντας και του Maritsa East στη Βουλγαρία.

5.1.4 Ελλάδα - Ιταλία

Η διασύνδεση αυτή συνδέει το ΚΥΤ Αράχθου με τον Υ/Σ Galatina στην Ιταλία. Είναι σύνδεση συνεχούς ρεύματος και περιλαμβάνει:

- 2 Σταθμούς μετατροπής ΥΤΣΡ (HVDC) 400 kV ικανότητας 500 MW
- τμήματα εναερίων Γ.Μ. DC μήκους 45 km επί Ιταλικού εδάφους και 107 km επί ελληνικού εδάφους
- τμήμα υπογείου καλωδίου DC μήκους 4 km επί Ιταλικού εδάφους
- ένα υποβρύχιο καλώδιο DC 400 kV ικανότητας μεταφοράς 500 MW και μήκους 160 km.

Το ΚΥΤ Αράχθου συνδέεται με το Σύστημα μέσω δύο Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό με τα ΚΥΤ Τρικάλων και Αχελώου μήκους 105 km και 71,5 km αντίστοιχα.

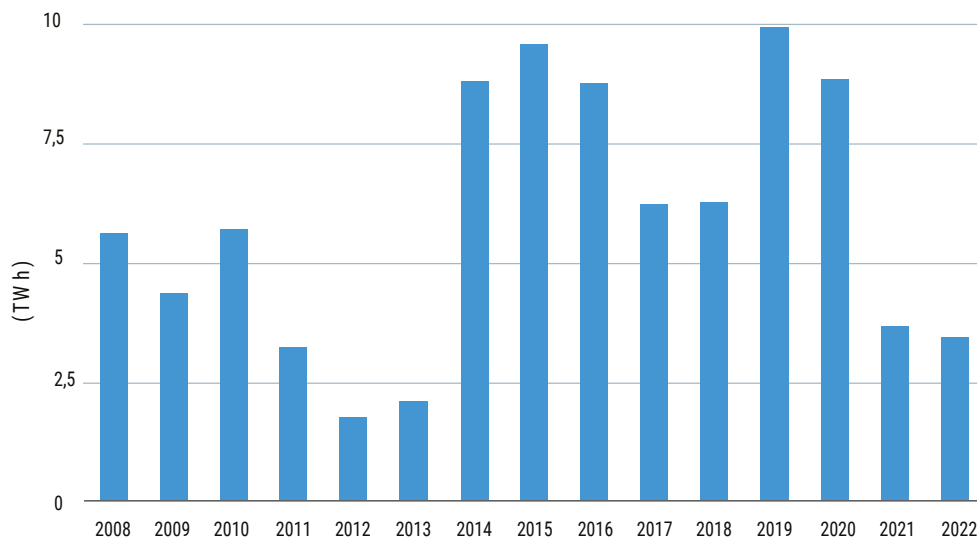
5.1.5 Ελλάδα - Τουρκία

Με το Σύστημα της Τουρκίας η Ελλάδα συνδέεται μέσω μίας Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 2000 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Νέας Σάντας και του Υ/Σ Babaeski στην Τουρκία.

5.2 Ιστορικά Στοιχεία Αξιοποίησης Διασυνδέσεων

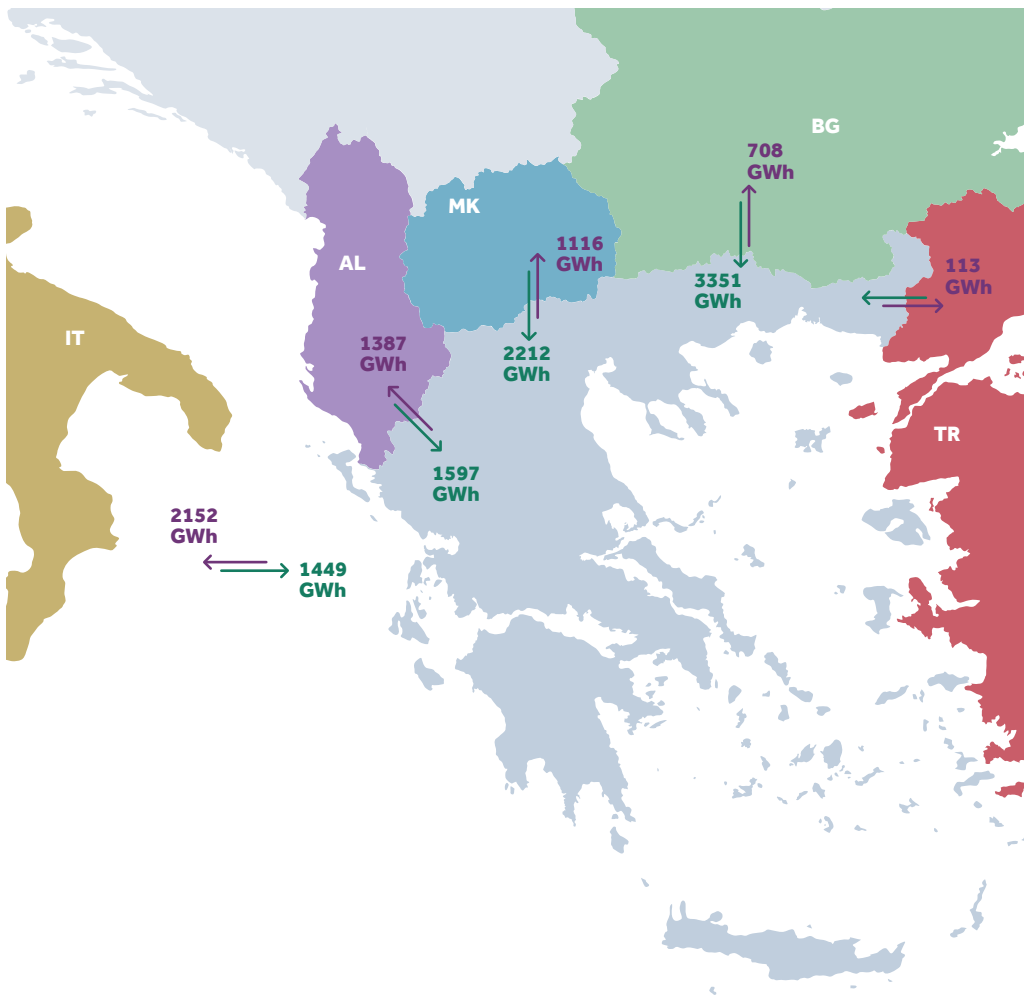
Στο Γράφημα 5.2 απεικονίζεται γραφικά η εξέλιξη του ισοζυγίου των φυσικών ροών ενέργειας στις διασυνδέσεις (φυσικές ροές εισαγωγών μείον φυσικές ροές εξαγωγών) κατά την τελευταία δεκαπενταετία. Στον Πιν. 5.1 δίνονται αναλυτικά τα εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά κατεύθυνση με τις γείτονες χώρες κατά την τελευταία πενταετία. Από τα στοιχεία αυτά φαίνεται ότι η Ελλάδα, μέχρι τώρα, είναι καθαρά εισαγωγική χώρα. Στο Σχήμα 5.3 απεικονίζονται γραφικά τα εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά κατεύθυνση με τις γείτονες χώρες για το 2022, από όπου παρατηρείται ότι η Ελλάδα εμφανίστηκε καθαρά εισαγωγική σε όλες τις διασυνδέσεις, με εξαίρεση αυτήν της Ιταλίας.

Γράφημα 5.2: Εξέλιξη Ετήσιου Ισοζυγίου Φυσικών Ροών Ενέργειας στις Διασυνδέσεις (Φυσικές Ροές Εισαγωγών μείον Φυσικές Ροές Εξαγωγών) για την περίοδο 2008 – 2022



Πιν. 5.3: Εξέλιξη εμπορικών προγραμμάτων στις διασυνδέσεις για την περίοδο 2018 - 2022 (σε GWh)

	2018	2019	2020	2021	2022
ΕΜΠΟΡΙΚΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ					
ΑΛΒΑΝΙΑ	1986	1903	1416	1595	1597
Β. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	2978	2947	2425	1944	2212
ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	3897	4084	3433	3658	3351
ΙΤΑΛΙΑ	1628	4079	2861	627	1449
ΤΟΥΡΚΙΑ	735	690	596	586	419
ΣΥΝΟΛΟ	11224	13703	10731	8409	9027
ΕΜΠΟΡΙΚΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΕΞΑΓΩΓΩΝ					
ΑΛΒΑΝΙΑ	1009	677	295	1077	1387
Β. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	1592	808	449	1105	1116
ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	225	348	303	563	708
ΙΤΑΛΙΑ	2135	1031	554	1974	2152
ΤΟΥΡΚΙΑ	22	57	208	36	113
ΣΥΝΟΛΟ	4983	2921	1809	4754	5474
ΙΣΟΖΥΓΙΟ	6241	10782	8922	3655	3553



Σχήμα 5.4: Εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά διασύνδεση για το 2022

5.3 Νέες Διασυνδετικές Γ.Μ. στην περιοχή με επίδραση στην ικανότητα ανταλλαγών ισχύος του Ελληνικού Συστήματος

Η ικανότητα διακίνησης ενέργειας προς και από την Ελλάδα, διαμορφώνεται από τις διασυνδετικές γραμμές εναλλασσόμενου ρεύματος 400 kV στα βόρεια σύνορα της χώρας καθώς και από τη διασύνδεση συνεχούς ρεύματος Ελλάδας - Ιταλίας. Ταυτόχρονα όμως, καθοριστική για την αύξηση της ικανότητας διακίνησης ενέργειας από/προς τη χώρα μας είναι η διαμόρφωση του Συστήματος της Βαλκανικής βορειότερα από τα σύνορα της Χώρας. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι η ομάδα χωρών η οποία απαρτίζεται από την Ελλάδα τη Βόρεια Μακεδονία και την Αλβανία είναι εισαγωγική με αποτέλεσμα μία από τις κύριες διευθύνσεις ροής ισχύος στην περιοχή των Βαλκανίων να είναι από το Βορρά προς το Νότο. Κατά συνέπεια η αύξηση της ικανότητας μεταφοράς στη διεύθυνση αυτή οποιασδήποτε από τις προαναφερθείσες χώρες, έχει θετική επίδραση στη λειτουργία του Ελληνικού Συστήματος.

Θεωρώντας αυτό το δεδομένο, οι σημαντικότερες διασυνδέσεις μεταξύ των γειτονικών χωρών οι οποίες έχουν ολοκληρωθεί τα τελευταία χρόνια ή βρίσκονται κοντά στην ολοκλήρωσή τους, περιλαμβάνουν τη Γ.Μ. Tirana 2 (Αλβανία) - Kosovo B, το σύνδεσμο συνεχούς ρεύματος Lastva (Μαυροβούνιο) - Villanova (Ιταλία), τη Γ.Μ. Bitola (Βόρεια Μακεδονία) - Elbasan (Αλβανία) και τη Γ.Μ. Resita (Ρουμανία) - Pancevo (Σερβία). Πιο συγκεκριμένα:

- Το 2018 τέθηκε σε λειτουργία η διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Tirana 2 (Αλβανία) - Kosovo B, η οποία συμβάλλει σημαντικά στην αύξηση της ικανότητας της μεταφοράς του ηλεκτρικού Συστήματος της Αλβανίας στα βορειοανατολικά της σύνορα και συνεπώς επιδρά στο Ελληνικό Σύστημα. Επιπρόσθετα το 2018 συνδέθηκε σε αυτή τη διασύνδεση ο Υποσταθμός Koman (Αλβανία).
- Το 2018 ολοκληρώθηκε η κατασκευή του ενός πόλου της διασύνδεσης συνεχούς ρεύματος Μαυροβουνίου - Ιταλίας μεταξύ των Υποσταθμών Lastva (Μαυροβούνιο) και Villanova (Ιταλία), μεταφορικής ικανότητας 600 MW και τέθηκε σε εμπορική λειτουργία στο τέλος του 2019. Αυτή η διασύνδεση συμβάλλει σημαντικά στην αύξηση της ικανότητας της μεταφοράς μεταξύ των ηλεκτρικών Συστημάτων των δύο χωρών και συνεπώς επιδρά στο Ελληνικό Σύστημα.
- Η διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Bitola (Βόρεια Μακεδονία) - Elbasan (Αλβανία) είναι ένα σημαντικό έργο που θα ενισχύσει τον κορμό 400kV στην περιοχή των Δυτικών Βαλκανίων, θα επιτρέψει την βέλτιστη αξιοποίηση του συμπληρωματικού παραγωγικού δυναμικού των δύο χωρών (υδροηλεκτρικοί σταθμοί στην Αλβανία και θερμικοί σταθμοί στην Βόρεια Μακεδονία) και δεδομένου ότι θα αποτελέσει την πρώτη διασυνδετική γραμμή 400 kV μεταξύ των δύο Συστημάτων, θα αυξήσει την ικανότητα μεταφοράς μεταξύ τους με θετική επίδραση για το Ελληνικό Σύστημα. Το έργο βρίσκεται στο στάδιο της υλοποίησης και η έναρξη της εμπορικής λειτουργίας του εκτιμάται εντός του 2023.
- Η διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Resita (Ρουμανία) - Pancevo (Σερβία) ολοκληρώθηκε το 2018. Η ηλεκτρίση της γραμμής αναμένεται εντός του 2023 οπότε και θα ολοκληρωθεί το προσωρινό σχήμα σύνδεσης εντός του Υ/Σ 400 kV Resita στην Ρουμανία. Το έργο αυτό θα ενισχύσει τον διάδρομο μεταξύ του Ανατολικού Βαλκανικού Συστήματος και του Συστήματος στην Νότια Ιταλία με θετική επίδραση στο Ελληνικό Σύστημα.

5.4 Νέες Διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος με Γειτονικά Συστήματα

5.4.1 Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Βουλγαρίας

Το έργο αφορά στην υλοποίηση δεύτερης διασυνδετικής γραμμής μεταξύ των Συστημάτων της Ελλάδας και της Βουλγαρίας που πραγματοποιήθηκε με εναέρια διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV μεταξύ του KYT N. Σάντας και του Υ/Σ Maritsa East 1. Η γραμμή διαθέτει ονομαστική μεταφορική ικανότητα 2000 MVA και έχει συνολικό μήκος 151 km περίπου, από τα οποία 30 km περίπου ανήκουν στην Ελληνική Επικράτεια και 121 km περίπου στη Βουλγαρική Επικράτεια.

Η νέα διασυνδετική γραμμή 400 kV Ελλάδας - Βουλγαρίας αποτελεί σημαντικό έργο πανευρωπαϊκού ενδιαφέροντος και εντάχθηκε στο Ευρωπαϊκό Σύστημα τον Ιούνιο του 2023. Το έργο περιλαμβάνεται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP) του ENTSO-E^[45] από το 2012 και αποτελεί υποέργο του cluster 142:CSE4 το οποίο περιλαμβάνει επιπλέον τρεις (3) Γ.Μ. 400 kV εντός της Βουλγαρικής Επικράτειας, με κοινό σημείο τον Υποσταθμό Maritsa East 1. Επίσης φέρει τον τίτλο «PCI» από το 2013 έχοντας συγκαταλεχθεί έως και τον 4ο κατάλογο των Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI) από την Ε.Ε.^[46] του Διαδρόμου προτεραιότητας NSI East Electricity (Διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας Βορρά-Νότου στην κεντροανατολική και νοτιοανατολική Ευρώπη), ως αναπόσπαστο τμήμα του ευρύτερου αντίστοιχου cluster για τα προαναφερθέντα έργα PCI 3.7.

Η κατασκευή της δεύτερης διασυνδετικής Γ.Μ. μεταξύ της Ελλάδας και της Βουλγαρίας προβλέπεται ότι θα αυξήσει τη μεταφορική ικανότητα στο σύνορο των δύο χωρών σε 1400 MW για την κατεύθυνση από την Ελλάδα προς τη Βουλγαρία και σε 1700 MW για την κατεύθυνση από τη Βουλγαρία προς την Ελλάδα. Στο πλαίσιο αυτό το έργο θα συμβάλλει στην ασφαλή διακίνηση των αυξανόμενων ροών της ισχύος στην κατεύθυνση Βορράς-Νότος της Βαλκανικής χερσονήσου, στη διεύρυνση του περιθωρίου επάρκειας και στην αύξηση της δυνατότητας περαιτέρω εγκατάστασης μονάδων ΑΠΕ στο βόρειο τμήμα της χώρας. Ταυτόχρονα θα ενισχύσει το Ευρωπαϊκό σύστημα μεταφοράς στο ανατολικό σύνορο, περιοχή στην οποία το σύστημα των 400 kV είναι αραιό και η σύνδεση με το μεγάλης έκτασης σύστημα της Τουρκίας

45 "TYNDP - Ten Year Network Development Plan 2020", ENTSO-E, November 2020.

46 Σύμφωνα με το ισχύον θεσμικό πλαίσιο, τα Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος έχουν "διασυνοριακό" χαρακτήρα.

είναι σχετικά ασθενής (1 διασυνδετική γραμμή με την Ελλάδα και 2 με τη Βουλγαρία), συμβάλλοντας στην ολοκλήρωση των αγορών της ηλεκτρικής ενέργειας της Ευρώπης και της Τουρκίας.

Ο ΑΔΜΗΕ και ο Διαχειριστής της Βουλγαρίας (ESO-EAD) έλαβαν χρηματοδότηση για τις μελέτες του έργου ως PCI με κωδικό 3.7.1 μέσω του μηχανισμού CEF (Connecting Europe Facility) οι οποίες και ολοκληρώθηκαν επιτυχώς. Επίσης σημειώνεται ότι για το κόστος κατασκευής του τμήματος που ανήκει εντός της Ελληνικής επικράτειας γίνεται χρήση του εισοδήματος συμφόρησης από την εκχώρηση δικαιωμάτων πρόσβασης στις διεθνείς διασυνδέσεις της χώρας.

Η κατασκευή στην πλευρά της Βουλγαρίας ολοκληρώθηκε τον Νοέμβριο του 2021, ενώ η κατασκευή στην Ελληνική πλευρά ολοκληρώθηκε τον Ιούνιο του 2023, όπου και τέθηκε σε λειτουργία η νέα διασύνδεση.

5.4.2 Δεύτερη Διασύνδεση Ελλάδας - Τουρκίας

Σε ένα προηγούμενο διάστημα συστάθηκε κοινή ομάδα εργασίας μεταξύ των Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ελλάδας, Βουλγαρίας και Τουρκίας (ΑΔΜΗΕ, ESO-EAD & TEIAS) με σκοπό τη διερεύνηση εναλλακτικών σεναρίων για την ανάπτυξη νέων διασυνδέσεων ανάμεσα στο Ευρωπαϊκό και το Τουρκικό Σύστημα για την αύξηση της ικανότητας μεταφοράς στα σύνορα Ελλάδας-Τουρκίας και Βουλγαρίας-Τουρκίας.

Οι κοινές μελέτες που έχουν ολοκληρωθεί έδειξαν τη δυνατότητα πρότασης μελλοντικών διασυνδετικών γραμμών ανάμεσα στο Ευρωπαϊκό και το Τουρκικό Σύστημα, οι οποίες θα είναι δυνατό να συμβάλλουν στην αύξηση της μεταφορικής ικανότητας και επιπλέον στην ενίσχυση των συστημάτων σε αυτό το σύνορο.

Σε τριμερή συνάντηση που πραγματοποιήθηκε στην Σμύρνη μεταξύ ΑΔΜΗΕ, ESO-EAD & TEIAS αποφασίστηκε η υποβολή ενός νέου έργου με τίτλο «EAST BALKAN CORRIDOR» στο Πανευρωπαϊκό Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP) του ENTSO-E. Τα έργα, μία νέα διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Ελλάδας – Τουρκίας και μία νέα διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Βουλγαρίας – Τουρκίας υποβλήθηκαν ως έργα υπό θεώρηση (under consideration) στο TYNDP 2020, ενώ τα αποτελέσματα της αξιολόγησης του TYNDP 2020, επιβεβαίωσαν την ανάγκη αύξησης της μεταφορικής ικανότητας ανάμεσα στις εν λόγω χώρες.

Τον Μάρτιο του 2022, ο ΑΔΜΗΕ και η TEIAS συμφώνησαν για την υλοποίηση της νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV μεταξύ Ελλάδας και Τουρκίας, με ορίζοντα ολοκλήρωσης έως το 2029. Η νέα διασυνδετική εναέρια Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος μεταξύ του ΚΥΤ Νέας Σάντας και του Υ/Σ Babaeski στην Τουρκία, θα διαθέτει ονομαστική ικανότητα μεταφορά 2000 MVA και εκτιμάται ότι θα έχει συνολικό μήκος περί τα 130 km, εκ των οποίων τα 70 km βρίσκονται στην Ελληνική επικράτεια και τα 60 km στην επικράτεια της Τουρκίας, καθώς προβλέπεται να οδεύσει παράλληλα με την υφιστάμενη διασύνδεση μεταξύ των δύο χωρών.

Η νέα διασυνδετική Γ.Μ. προβλέπεται ότι θα αυξήσει την μεταφορική ικανότητα μεταξύ των δύο χωρών κατά 600 MW και στις δύο κατευθύνσεις. Το έργο θα ενισχύσει την σύνδεση του Ευρωπαϊκού συστήματος μεταφοράς με το μεγάλο σε έκταση σύστημα της Τουρκίας η οποία είναι σχετικά ασθενής καθώς τα δύο συστήματα συνδέονται μέσω τριών διασυνδετικών γραμμών (μία διασυνδετική γραμμή Ελλάδα - Τουρκία και δύο διασυνδετικές γραμμές Βουλγαρία - Τουρκία, θα βελτιώσει την ευστάθεια μεταξύ των διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανικής χερσονήσου με αυτό της Τουρκίας, θα επιτρέψει επίσης την διείσδυση περισσότερων ΑΠΕ στο Ελληνικό Σύστημα, θα ενισχύσει την σύγκλιση των αγορών με τις γειτονικές χώρες και θα συνδράμει στην επίτευξη των στόχων για την μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη.

5.4.3 Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα των μελετών για τη διερεύνηση των αναγκών της ενίσχυσης του Ευρωπαϊκού Δικτύου Μεταφοράς, μακροπρόθεσμα η σύγκλιση των τιμών μεταξύ των δύο χωρών προϋποθέτει την ενίσχυση της μεταξύ τους ηλεκτρικής διασύνδεσης^[47].

47 "Περιφερειακό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CSE RglP - Continental South - East Europe Regional Investment Plan) 2020", ENTSO-E, October 2020.

https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/loSN2020/200810_RegIP2020_CSE_beforeconsultation.pdf

Για το σκοπό αυτό, το Νοέμβριο του 2020 εκκίνησαν διαδικασίες συνεργασίας μεταξύ ΑΔΜΗΕ και του Ιταλού Διαχειριστή (TERNA) με τη συγκρότηση ομάδας εργασίας για την εκπόνηση μελετών για την ενίσχυση της διασύνδεσης των δύο ηλεκτρικών συστημάτων. Στη συνέχεια, τον Μάιο του 2021 υπεγράφη Συμφωνία (Agreement on Terms of Reference) μεταξύ των δύο διαχειριστών για την εκπόνηση Μελέτης Σκοπιμότητας για μια νέα διασύνδεση μεταξύ Ελλάδας – Ιταλίας. Στη Συμφωνία προβλέπονται τέσσερις φάσεις για την εκπόνηση της Μελέτης.

Στο πλαίσιο της Μελέτης Σκοπιμότητας διερευνήθηκαν αναλυτικά διαφορετικές εναλλακτικές τεχνικές λύσεις για την ανάπτυξη μιας νέας υποθαλάσσιας διασύνδεσης μεταξύ των συστημάτων Ελλάδας και Ιταλίας για την επίτευξη αύξησης της μεταφορικής ικανότητας μεταξύ των δύο συστημάτων κατά 500 έως 1000 MW, ενώ παράλληλα εξετάστηκε η δυνατότητα αξιοποίησης υφιστάμενων υποδομών της διασύνδεσης ΣΡ Ελλάδας – Ιταλίας που βρίσκεται σε λειτουργία από το 2002.

Εντός του 2022 ολοκληρώθηκε από την κοινή ομάδα εργασίας ΑΔΜΗΕ-TERNA η Μελέτης Σκοπιμότητας για την υλοποίηση δεύτερης διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας και Ιταλίας που περιελάμβανε εκπόνηση μελετών αγοράς και δικτύου και ανάλυση κόστους-οφέλους. Τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν στις μελέτες, που εστιάζουν στα έτη 2030 και 2040, προέρχονται από τα διαθέσιμα στοιχεία από το TYNDP 2020 του ENTSO-E, με κατάλληλη επικαιροποίηση κρίσιμων παραμέτρων, όπως οι εκτιμήσεις των δύο διαχειριστών αναφορικά με την εξέλιξη των συστημάτων ηλεκτροπαραγωγής και ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και τον χρονοπρογραμματισμό ανάπτυξης των συστημάτων μεταφοράς τους. Για το ελληνικό σύστημα, οι υιοθετούμενες παραδοχές των μελετών συμβαδίζουν με αυτές της νέας Μελέτης Επάρκειας Ισχύος. Βάσει των αποτελεσμάτων πραγματοποιήθηκε η αξιολόγηση του έργου σύμφωνα με τη μεθοδολογία CBA 3.0 του ENTSO-E και αποφασίστηκε ως η πλέον ενδεδειγμένη και βέλτιστη τεχνοοικονομικά λύση για την υλοποίηση της δεύτερης διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας και Ιταλίας η υλοποίηση ενός νέου διπολικού συνδέσμου Συνεχούς Ρεύματος ονομαστικής ισχύος 1000 MW με τεχνολογία μετατροπών τάσης και επιστροφή μέσω θαλάσσης (bipolar VSC HVDC with sea-return) ή εναλλακτικά μέσω μεταλλικού αγωγού επιστροφής. Το έργο ενσωματώνεται στο παρόν ΔΠΑ του ΕΣΜΗΕ ενώ παράλληλα η TERNA θα εντάξει το έργο στο Πλάνο Ανάπτυξης του Ιταλικού Συστήματος Μεταφοράς.

5.4.4 Διασύνδεση Ελλάδας - Κύπρου - Ισραήλ

Το έργο αφορά στην υλοποίηση διασύνδεσης των συστημάτων μεταφοράς Ελλάδας – Κύπρου και Ισραήλ με συνδέσμους συνεχούς ρεύματος και περιλαμβάνει τα τμήματα 3.10.1 της διασύνδεσης Ισραήλ – Κύπρου και 3.10.2 της διασύνδεσης Κύπρου – Ελλάδας (Κρήτη). Σύμφωνα με τον φορέα υλοποίησης Euroasia Interconnector το έργο της ηλεκτρικής διασύνδεσης Ελλάδας (Κρήτη)-Κύπρου- Ισραήλ, συνολικού μήκους 1208 km με ισχύ 1000 MW, είναι εκτιμώμενου προϋπολογισμού 2,4 δις ευρώ με ορίζοντα ολοκλήρωσης το 2027.

Στο πλαίσιο αυτό βρίσκεται σε εξέλιξη συνεργασία μεταξύ ΑΔΜΗΕ-Αριάδνη Interconnection και Euroasia Interconnector για την εξειδίκευση τεχνικών λεπτομερειών για τη διασφάλιση της διαλειτουργικότητας του έργου της διασύνδεσης Αττικής – Κρήτης που βρίσκεται στο στάδιο υλοποίησης με το έργο της διασύνδεσης Ελλάδας (Κρήτη)-Κύπρου- Ισραήλ που θα υλοποιήσει ο Euroasia Interconnector. Τον Ιούλιο του 2022 πραγματοποιήθηκε τεχνική σύνοδος στην Κύπρο που διοργάνωσε ο φορέας υλοποίησης του έργου παρουσία των Διαχειριστών Ελλάδας (ΑΔΜΗΕ), Κύπρου (ΔΜΣΚ), Ισραήλ (NOGA) και τεχνικών συμβούλων στην οποία συζητήθηκαν θέματα σχεδιασμού του έργου και οι τεχνικές προδιαγραφές για την εκπόνηση των μελετών σχεδιασμού του πολυεπιμετασχηματιστικού συνδέσμου.

Το τμήμα του έργου 3.10.2 Διασύνδεση Κύπρου – Ελλάδας (Κρήτη), συνολικού μήκους 898 km, έχει λάβει χρηματοδότηση 100 εκ. € από το Ταμείο Ανάκαμψης και Ανθεκτικότητας της Ευρωπαϊκής Ένωσης μέσω του εθνικού σχεδίου ανάκαμψης και ανθεκτικότητας της Κύπρου και 657 εκ. € από τον CEF. Η ολοκλήρωση των μελετών εκτιμάται εντός του 2023 και η έναρξη των κατασκευαστικών εργασιών εκτιμάται εντός του 2024.

5.4.5 Διασύνδεση Ελλάδας - Αιγύπτου

Για τη Διασύνδεση Ελλάδας-Αιγύπτου έχει προταθεί το έργο GREGY από τον Project Promoter ELICA S.A. για ένταξη στη λίστα έργων PCI και τόσο ο ΑΔΜΗΕ, όσο και η ΠΑΑΕΥ έχουν δηλώσει τη στήριξή τους.

Τον Οκτώβριο του 2021 υπογράφηκε μνημόνιο συνεργασίας Ελλάδας – Αιγύπτου με βάση το οποίο συστήνεται ομάδα εργασίας υψηλού επιπέδου, με συμμετοχή εκπροσώπων των δύο Υπουργείων, των Διαχειριστών των Συστημάτων Μεταφοράς και των Ρυθμιστικών Αρχών, που θα εξετάσει τις τεχνικές και οικονομικές παραμέτρους του έργου της ηλεκτρικής διασύνδεσης Ελλάδας – Αιγύπτου σε συνεργασία με τον Project Promoter, θα διευκολύνει την αδειοδότηση και θα υποστηρίξει τον χαρακτηρισμό του ως έργου ευρωπαϊκού ενδιαφέροντος.

Τον Μάιο του 2021 πραγματοποιήθηκε η εναρκτήρια σύσκεψη μεταξύ των Διαχειριστών των δύο χωρών και συστάθηκε ομάδα εργασίας για την προετοιμασία του έργου. Στο πλαίσιο αυτό, ο ΑΔΜΗΕ και ο EETC (Egyptian Electricity Transmission Company) υπέγραψαν επίσης Μνημόνιο Κατανόησης καθώς και Σύμφωνο Συνεργασίας.

Τον Απρίλιο του 2022 πραγματοποιήθηκε συνάντηση εργασίας στα γραφεία του ΑΔΜΗΕ μεταξύ των αρμόδιων διοικητικών κλιμακίων των δύο Διαχειριστών, ενόψει των ενημερωτικών επαφών που ακολούθησαν αμέσως μετά με τους ΥΠΕΝ και ΥΠΑΝΕΠ.

5.4.6 Αναβάθμιση διασύνδεσης Ελλάδας - Βόρειας Μακεδονίας

Στο πλαίσιο των Πανευρωπαϊκών Δεκαετών Προγραμμάτων Ανάπτυξης (TYNDP) 2018 και 2020 του ENTSO-E, οι μελέτες για τη διερεύνηση των αναγκών της ενίσχυσης του Ευρωπαϊκού Δικτύου Μεταφοράς, με χρονικό ορίζοντα το 2040, εντόπισαν την αναγκαιότητα της ενίσχυσης της ικανότητας της μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ του Συστήματος της Ελλάδας και του Συστήματος της Βόρειας Μακεδονίας για τα σενάρια τα οποία εξετάστηκαν. Το έργο το οποίο προτάθηκε από τον ΑΔΜΗΕ και τον Διαχειριστή της Βόρειας Μακεδονίας



(MEPSO) για την αντιμετώπιση αυτής της αναγκαιότητας, ήταν η αναβάθμιση της διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV Μελίτη - Bitola. Αυτό το έργο εντάχθηκε αρχικά στο TYNDP 2018 ως έργο υπό θεώρηση (under consideration), με ορίζοντα υλοποίησης μετά το 2030.

Το έργο υποβλήθηκε εκ νέου και στο Πανευρωπαϊκό Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP) 2020 ως έργο υπό θεώρηση (under consideration) ενώ η σκοπιμότητα υλοποίησης της εν λόγω διασύνδεσης θα εξεταστεί στο επόμενο διάστημα.

5.4.7 Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Αλβανίας

Τον Απρίλιο του 2020 ξεκίνησε συνεργασία του ΑΔΜΗΕ με τον Διαχειριστή του Συστήματος της Αλβανίας (OST) αναφορικά με την δυνατότητα υλοποίησης μίας νέας διασυνδετικής γραμμής Ελλάδας - Αλβανίας. Οι συζητήσεις επικεντρώνονται στην διερεύνηση των τεχνικών, οικονομικών και λοιπών παραμέτρων για την σχεδίαση μίας νέας διασυνδετικής γραμμής στο επίπεδο της υπερυψηλής τάσης των 400 kV μεταξύ του νοτίου συστήματος μεταφοράς της γειτονικής χώρας και κατάλληλου Κέντρου Υπερυψηλής Τάσης στο Ελληνικό σύστημα. Για το σκοπό αυτό τον Φεβρουάριο του 2022 συγκροτήθηκε κοινή ομάδα εργασίας που αξιολόγησε όλες τις εναλλακτικές δυνατότητες.

Στο πλαίσιο αυτό εκπονήθηκαν προμελέτες αγοράς, δικτύου και προκαταρκτική αξιολόγηση κόστους-οφέλους, βάσει των οποίων αποφασίστηκε η υλοποίησης νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV μεταξύ Ελλάδας και Αλβανίας, με ορίζοντα ολοκλήρωσης έως το 2030. Η νέα διασυνδετική εναέρια Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος μεταξύ ενός νέου ΚΥΤ στη Δυτική Ελλάδα (ΚΥΤ Θεσπρωτίας) με σύνδεση στο ΚΥΤ Αράχθου και του Υ/Σ Fier στην Αλβανία, θα διαθέτει ονομαστική ικανότητα μεταφορά 2000 MVA και εκτιμάται ότι θα έχει συνολικό μήκος περί τα 170 km, εκ των οποίων τα 45 km βρίσκονται στην Ελληνική επικράτεια και τα 125 km στην επικράτεια της Αλβανίας.

Η νέα διασυνδετική Γ.Μ. προβλέπεται ότι θα αυξήσει την μεταφορική ικανότητα μεταξύ των δύο χωρών κατά τουλάχιστον 200 MW και στις δύο κατευθύνσεις. Το έργο θα διευκολύνει τη διείσδυση περισσότερων ΑΠΕ στα δύο Συστήματα, θα ενισχύσει την σύγκλιση των αγορών και θα συνδράμει στην επίτευξη των στόχων για την μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη.

5.5 Επίπεδο διασυνδεσιμότητας

Στον Πιν. 5.1 που ακολουθεί δίνεται, βάσει των πλέον πρόσφατων δεδομένων και υπολογισμών, για το Ελληνικό Ηλεκτρικό Σύστημα για τα έτη 2023, 2025 και 2030, ο υπολογισμός του επιπέδου διασυνδεσιμότητας και των δεικτών του επείγοντος χαρακτήρα της δράσης σύμφωνα με την Οδηγία (ΕΕ) 2018/1999 σχετικά με τη διακυβέρνηση της Ενεργειακής Ένωσης και της Δράσης για το Κλίμα και την τροποποίηση παλαιότερων Κανονισμών και Οδηγιών. Για τους υπολογισμούς ελήφθησαν υπόψη μόνο τα προγραμματισμένα ή σε εξέλιξη νέα έργα διασύνδεσης του Ελληνικού Συστήματος και των γειτονικών χωρών και τα αποτελέσματα του σεναρίου επίτευξης των στόχων του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα αναφορικά με την προβλεπόμενη εγκατεστημένη ισχύ ηλεκτροπαραγωγής, τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και την εγκατεστημένη ισχύ μονάδων ΑΠΕ. Θα πρέπει επίσης να επισημανθεί ότι οι δείκτες του επείγοντος χαρακτήρα της δράσης που διαμορφώθηκαν βάσει της πρότασης επιτροπής ειδικών που συγκροτήθηκε με απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής το Μάρτιο του 2016, υπολογίζονται λαμβάνοντας υπόψη μόνο τις διασυνδέσεις με χώρες της Ε.Ε. (σύμφωνα με τα σημερινά δεδομένα), γεγονός που αναγνωρίζεται στο σχετικό παραδοτέο της επιτροπής^[48] με αναφορά ότι θα πρέπει να διερευνηθεί περαιτέρω η συνάφεια και ο ρόλος διασυνδέσεων με τρίτες χώρες εκτός Ε.Ε. Για το λόγο αυτό ο υπολογισμός επαναλήφθηκε λαμβάνοντας υπόψη το σύνολο των διεθνών διασυνδετικών κυκλωμάτων της χώρας, σύμφωνα και με την προσέγγιση σχετική μελέτης του Energy Community^[49].

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του Πιν. 5.5 προκύπτει ότι το Ελληνικό διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα, με την ολοκλήρωση της 2ης διασυνδετικής γραμμής Ελλάδας - Βουλγαρίας που τέθηκε σε λειτουργία τον Ιούνιο του 2023 και την προβλεπόμενη ολοκλήρωση μελλοντικών διασυνδετικών έργων των γειτονικών χωρών έως το τέλος του

48 https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf

49 Energy Community Secretariat, "Electricity Interconnection Targets in the Energy Community Contracting Parties", Φεβ. 2021



2023, θα πληροί το στόχο του 15% και πριν από το 2025 δηλ. νωρίτερα από το έτος – στόχο 2030 με την πλήρη αξιοποίηση των διασυνδέσεων αυτών. Για το έτος 2030 το ποσοστό διασυνδεσιμότητας διαμορφώνεται σε 16,8%.

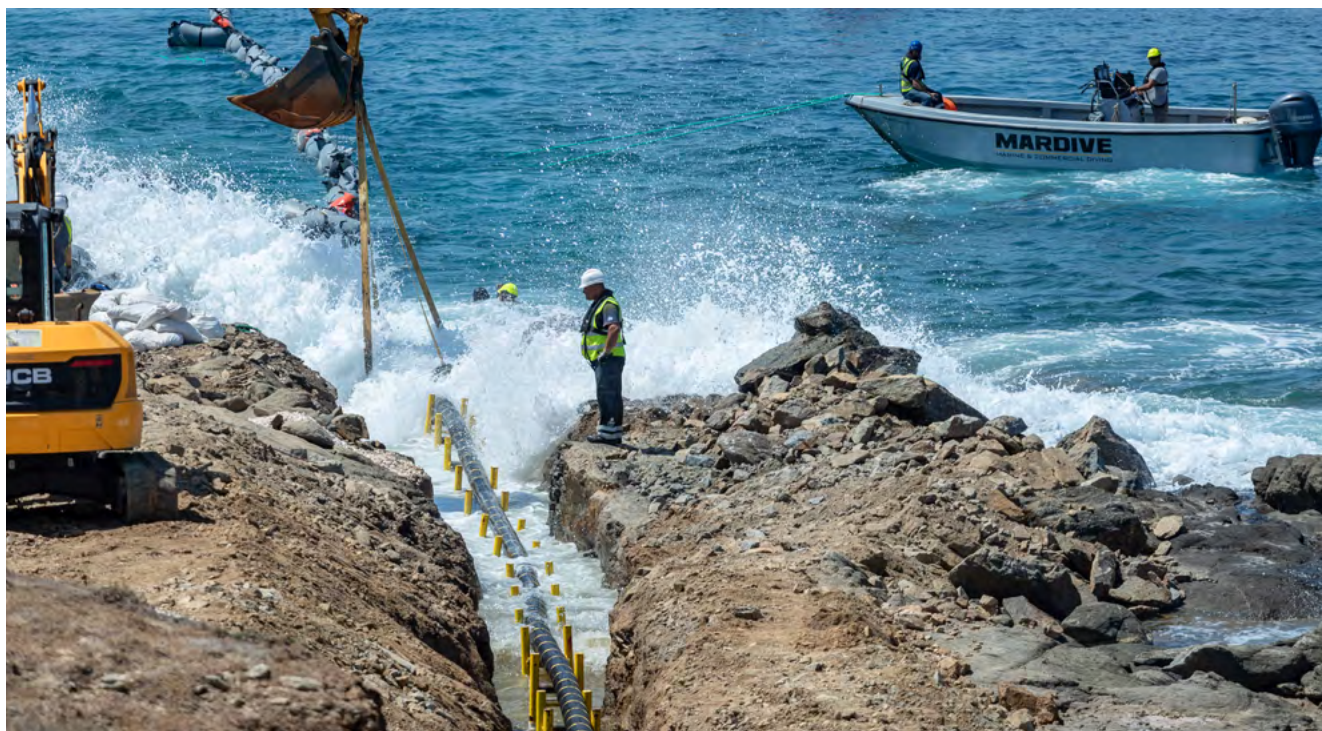
Για την ικανοποίηση του προβλεπόμενου ποσοστού διασυνδεσιμότητας σε κάθε περίπτωση και δεδομένου ότι η ανάπτυξη των ηλεκτρικών διασυνδέσεων με τα ηλεκτρικά συστήματα των γειτονικών χωρών αποτελεί στρατηγική προτεραιότητα για το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, ο ΑΔΜΗΕ συνεχίζει απρόσκοπτα στην κατεύθυνση ενίσχυσης της συνεργασίας και των κοινών δράσεων με τους γειτονικούς διαχειριστές για τον προγραμματισμό και υλοποίηση μελλοντικών διασυνδέσεων η σκοπιμότητα των οποίων επιβεβαιώνεται.

Στο πλαίσιο αυτό ο ορίζοντας υλοποίησης των σχεδιαζόμενων έργων διασύνδεσης με τους όμορους διαχειριστές που περιλαμβάνονται στο παρόν ΔΠΑ, τοποθετείται εντός της τρέχουσας δεκαετίας και στην πλειονότητά τους με προοπτική ολοκλήρωσης νωρίτερα του 2030. Η υλοποίηση κάθε μίας από τις νέες διασυνδέσεις εκτιμάται ότι θα συνεισφέρει σε σημαντική αύξηση στην καθαρή ικανότητα μεταφοράς του Ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος και συνεπακόλουθα σε αύξηση του προβλεπόμενου ποσοστού διασυνδεσιμότητας για το έτος 2030.

Πιν. 5.5 Επίπεδο και δείκτες διασυνδεσιμότητας Ελληνικού Ηλεκτρικού Συστήματος

ΕΤΟΣ	2023				2025				2030			
Διασύνδεση	NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)		NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)		NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)	
	Από GR	Προς GR	EU	Energy Community	Από GR	Προς GR	EU	Energy Community	Από GR	Προς GR	EU	Energy Community
GR-AL	400	400		1095	400	400		1095	600	600		2085
GR-BG	1400	1700	2430	2430	1400	1700	2430	2430	1400	1700	2430	2430
GR-MK	1100	850		1548	1100	850		1548	1100	850		1548
GR-TR	218	166		1200	660	580		1200	1260 ^[50]	1180 ^[55]		2640
GR-ITS	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
GR-CY									1000	1000	1000	1000
Συνολικό εισαγωγικό NTC / Συνολική ονομαστική ικανότητα μεταφοράς	3616		2930	6773	4030		2930	6773	5830		3930	10203
Σύνολο εγχώριας εγκατεστημένης ισχύος [GW]			21,1				25,1				34,7	
Φορτίο Αιχμής [GW]			9,6				10,6				11,6	
Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ [GW]			13,5				16,6				27,5	
Επίπεδο διασυνδεσιμότητας			17,1%				16,1%				16,8%	
	EU		Energy Community		EU		Energy Community		EU		Energy Community	
Ονομαστική ικανότητα μεταφοράς / Φορτίο Αιχμής	30,5%		70,6%		27,8%		64,2%		33,9%		87,9%	
Ονομαστική ικανότητα μεταφοράς / Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ	21,7%		50,2%		17,7%		40,8%		14,3%		37,1%	

50 Χωρίς να λαμβάνονται υπόψη τυχόν περιορισμοί που ενδέχεται να προκύψουν από τον ENTSO-E για λόγους δυναμικής ευστάθειας στη σύνδεση του Τουρκικού ηλεκτρικού Συστήματος με το Ευρωπαϊκό.



5.6 Έργα Ανάπτυξης στη Ν.Α. Ευρώπη - Περιφερειακή Διάσταση

Η περιοχή της Ν.Α. Ευρώπης (Continental South - East), όπως έχει καθορισθεί από τον ENTSO-E, περιλαμβάνει 13 χώρες:

- Αλβανία
- Βόρεια Μακεδονία
- Βοσνία-Ερζεγοβίνη
- Βουλγαρία
- Ελλάδα
- Ιταλία
- Κροατία
- Κύπρος
- Μαυροβούνιο
- Ουγγαρία
- Ρουμανία
- Σερβία
- Σλοβενία

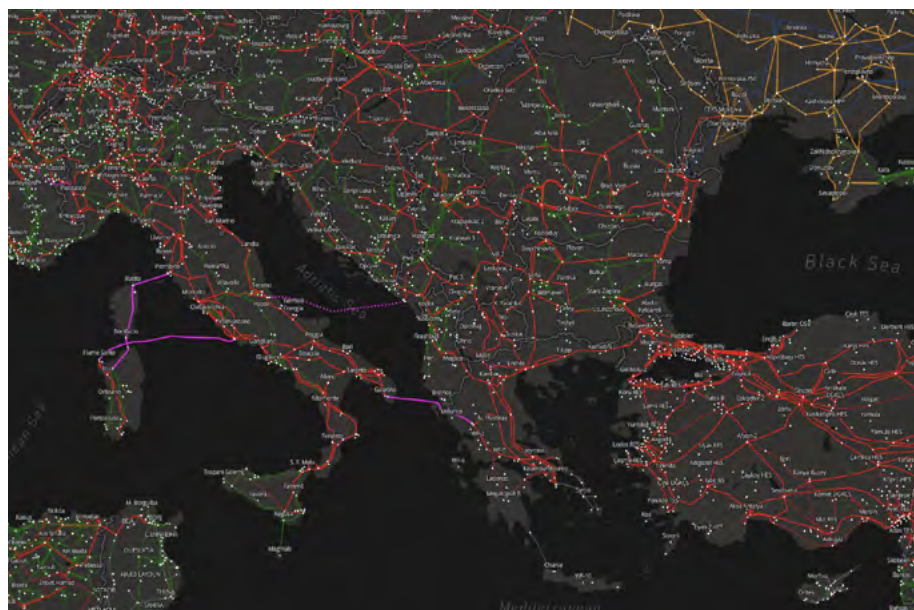
Επιπρόσθετα, η Τουρκία συμμετέχει ως παρατηρητής (observer) στην ομάδα της Ν.Α. Ευρώπης του ENTSO-E.

Λεπτομερής παρουσίαση των νέων έργων μεταφοράς σε αυτή την περιοχή, τα οποία εκτιμάται ότι θα συνεισφέρουν σε περιφερειακό και σε Ευρωπαϊκό επίπεδο, γίνεται στο αντίστοιχο Περιφερειακό Πρόγραμμα Ανάπτυξης (Regional Investment Plan) του ENTSO-E^[51], καθώς και στο Πανευρωπαϊκό Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP)^[52].

Στον χάρτη που ακολουθεί απεικονίζονται οι υφιστάμενες Γ.Μ. Υψηλής και Υπερυψηλής Τάσης στη Νοτιοανατολική Ευρώπη που συνεισφέρουν σημαντικά στις ανταλλαγές ισχύος στους κύριους διαδρόμους της περιοχής.

51 "Περιφερειακό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CSE RgIP - Continental South - East Europe Regional Investment Plan) 2022", ENTSO-E, May 2023. <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/RegIP-2022-CSE.pdf>

52 "Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης των Ευρωπαϊκών Δικτύων (TYNDP - Ten Year Network Development Plan) 2022", ENTSO-E, May 2023. <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2022/public/high-level-report.pdf>



Σχήμα 5.6 Χάρτης υφιστάμενων Γ.Μ. Υπερυψηλής Τάσης στη Νοτιοανατολική Ευρώπη
(Πηγή: ENTSO-E Regional Investment Plan CSE 2022)

5.7 Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest)

Ο κανονισμός (ΕΕ) αριθ. 347/2013 καθορίζει τις κατευθυντήριες γραμμές για την έγκαιρη ανάπτυξη και διαλειτουργικότητα των διαδρόμων και ζωνών προτεραιότητας των διευρωπαϊκών ενεργειακών υποδομών, δηλαδή υποδομών που συνδέουν την Ένωση και μία ή περισσότερες τρίτες χώρες και αφορούν ηλεκτρική ενέργεια, φυσικό αέριο, πετρέλαιο και το διοξείδιο του άνθρακα.

Με τον Κανονισμό (ΕΕ) αριθ. 1391/2013 της Επιτροπής, της 14ης Οκτωβρίου 2013, για την τροποποίηση του κανονισμού (ΕΕ) αριθ. 347/2013, όσον αφορά τον ενωσιακό κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος, προσδιορίστηκαν τα έργα κοινού ευρωπαϊκού ενδιαφέροντος.

Τα Έργα Κοινού (Ευρωπαϊκού) Ενδιαφέροντος - Projects of Common Interest (PCI), αφορούν μια συντονισμένη προσπάθεια σε Ευρωπαϊκό επίπεδο για την σταδιακή ισχυροποίηση των ευρωπαϊκών δικτύων και ιδιαίτερα των διασυνδέσεων, στην κατεύθυνση υλοποίησης των στόχων της ενεργειακής πολιτικής για το 2030 και 2050.

Για να χαρακτηριστεί ένα έργο PCI θα πρέπει να έχει σημαντικά οφέλη για τουλάχιστον δύο Κράτη - Μέλη, να συμβάλει στην ανάπτυξη της αγοράς και λειτουργίας του ανταγωνισμού, να προάγει την ασφαλή τροφοδότηση και τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου. Η λίστα των PCIs επικαιροποιείται κάθε 2 χρόνια. Τον Νοέμβριο του 2021 δημοσιεύθηκε η 5η λίστα των PCIs.

Στον ισχύοντα κατάλογο, στον διάδρομο προτεραιότητας NSI East Electricity (Διασυνδέσεις ηλεκτρικής ενέργειας Βορρά-Νότου στην κεντροανατολική και νοτιοανατολική Ευρώπη) περιλαμβάνονται τα ακόλουθα PCIs Ελληνικού ενδιαφέροντος:

- **3.10. Διασύνδεση Ισραήλ-Κύπρου-Ελλάδας μεταξύ Hadera (Ισραήλ) και Κρήτης, γνωστή ως EuroAsia Interconnector που περιλαμβάνει τα εξής:**
 - **3.10.1. Σύνδεση μεταξύ Hadera (Ισραήλ) και Κοφίνου (Κύπρος)**
 - **3.10.2. Σύνδεση μεταξύ Κοφίνου (Κύπρος) και Κορακιά, Κρήτη (Ελλάδα)**
 - **3.24. Υδροηλεκτρικό αντλησιοταμίευσης (hydro-pumped storage) στην Αμφιλοχία**

Σημειώνεται ότι το PCI 3.7.1 Διασύνδεση μεταξύ Maritsa East 1 (Βουλγαρία) και Νέα Σάντα (Ελλάδα) εξακολουθεί να φέρει τον διακριτό τίτλο των PCI, καθώς αποτελεί έργο της 4ης λίστας PCI προς ολοκλήρωση υλοποίησης.



6 | Έργα Συστηματος

6 | Έργα Συστήματος

6.1 Γενικά

Στην ενότητα αυτή δίνεται μια εποπτική εικόνα των έργων Συστήματος που περιλαμβάνονται στο παρόν ΔΠΑ περιόδου 2024-2033, τυχόν αλλαγών έναντι του προηγούμενου ΔΠΑ 2023-2032, καθώς επίσης και των νέων έργων που εισάγονται για πρώτη φορά στο παρόν ΔΠΑ.

Τα έργα παρουσιάζονται ταξινομημένα σε ομάδες υποέργων ("clusters"^[53]) τα οποία εξυπηρετούν κοινούς στόχους. Η ταξινόμηση αυτή είναι χρήσιμη για διάφορους λόγους, από τους οποίους ενδεικτικά αναφέρονται οι εξής:

- Παρέχεται καλύτερη εποπτεία για τα σχεδιαζόμενα έργα και τους στόχους τους οποίους αυτά επιτυγχάνουν.
- Επιτυγχάνεται καλύτερος προγραμματισμός για τη δρομολόγηση των σχετικών αδειοδοτικών διαδικασιών.
- Δίνεται καθαρή εικόνα για τις δυσκολίες και το κόστος υλοποίησης έργων για την επίτευξη εκάστου συγκεκριμένου στόχου.

Αναλυτική περιγραφή και πληροφορίες για όλα τα έργα ανάπτυξης του Συστήματος δίνονται στο Τεύχος Έργων που συμπληρώνει το Κύριο Τεύχος του ΔΠΑ 2024-2033.

Ο συνολικός προϋπολογισμός για το κάθε έργο σύμφωνα με τις τρέχουσες εκτιμήσεις δίνεται διακριτά στα φύλλα έργων του Τεύχους Έργων, ενώ η εκτίμηση των συνολικών δαπανών εντός του χρονικού ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ και των ετήσιων χρηματοροών για την πρώτη τετραετία παρουσιάζεται συγκεντρωτικά στην Ενότητα 6.4.

Τα αναλυτικά χρονοδιαγράμματα υλοποίησης των έργων του Συστήματος τα οποία περιλαμβάνονται στα φύλλα έργων στο Τεύχος Έργων αυτού του ΔΠΑ, αντανακλούν τον χρονικό προγραμματισμό κατασκευής των αντίστοιχων έργων, θεωρώντας το "εύλογο" χρονικό διάστημα για την έκδοση των απαιτούμενων αδειών, την ολοκλήρωση των απαλλοτριώσεων και τον απαιτούμενο χρόνο για τη μελέτη και κατασκευή-υλοποίησή τους.

Επισημαίνεται, ότι εκτός των προσπαθειών οι οποίες καταβάλλονται από τον ΑΔΜΗΕ, η έγκαιρη υλοποίηση των έργων τα οποία περιλαμβάνονται σε αυτό το ΔΠΑ και το τελικό κόστος αυτών συναρτώνται και από τις αντιδράσεις του κοινού. Πανευρωπαϊκά, τα έργα μεταφοράς, ακόμη και έπειτα από την επιτυχή ολοκλήρωση των μακρόχρονων διαδικασιών περιβαλλοντικής αδειοδότησης, συναντούν μεγάλες αντιδράσεις σε τοπικό επίπεδο που πολλές φορές λαμβάνουν τη μορφή δικαστικών αγώνων, που ενδέχεται να οδηγήσουν στον ανασχεδιασμό και να επιφέρουν σημαντικές καθυστερήσεις στα χρονοδιαγράμματα υλοποίησης και συνακόλουθη αύξηση του κόστους κατασκευής. Προς την κατεύθυνση του περιορισμού των καθυστερήσεων γίνονται προσπάθειες σε πανευρωπαϊκό επίπεδο με την έκδοση του Energy Infrastructure Package (EIP), με το οποίο θεσπίζονται ρυθμίσεις για τη διευκόλυνση της ανάπτυξης των έργων Μεταφοράς σε ότι αφορά την αδειοδότηση, τη χρηματοδότηση κ.ά.

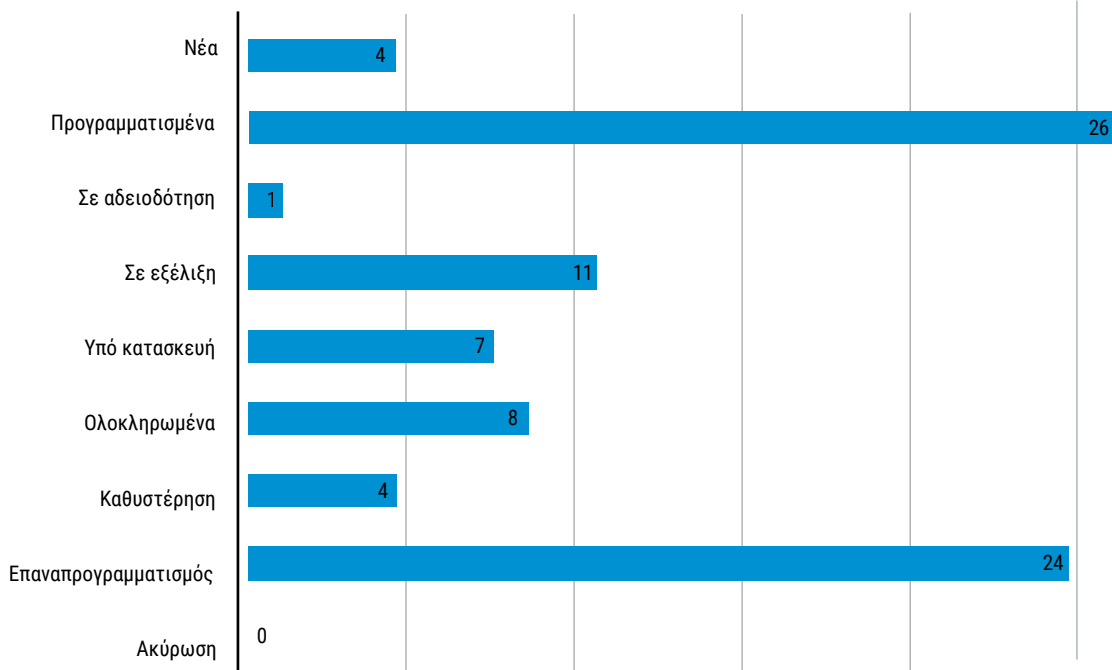
Σε εθνικό επίπεδο για την επιτάχυνση των διαδικασιών για τα μεγάλα έργα του ΑΔΜΗΕ επιδιώκεται ο χαρακτηρισμός τους ως έργα «γενικότερης σημασίας για την οικονομία της Χώρας».

53 Σύμφωνα με την ορολογία η οποία έχει υιοθετηθεί από τον ENTSO-E

6.2 Κατηγοριοποίηση Έργων

Στο παρόν ΔΠΑ ενσωματώνονται συνολικά 4 νέα έργα με αποτέλεσμα το ΔΠΑ περιόδου 2024-2033 να περιλαμβάνει συνολικά 85 έργα ανάπτυξης Συστήματος

Οι κατηγορίες και το πλήθος των έργων ανά κατηγορία δίνονται στο Γράφημα 6.1 που ακολουθεί:



Γράφημα 6.1 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς στο ΔΠΑ 2024-2033

6.2.1 Νέα Έργα

Πρόκειται για νέα έργα γραμμών μεταφοράς και Υποσταθμών καθώς επίσης και έργα εγκατάστασης νέου εξοπλισμού σε υφιστάμενους Υποσταθμούς και υποδομές του ΑΔΜΗΕ. Στο ΔΠΑ 2024-2033 περιλαμβάνονται 4 νέα έργα ανάπτυξης Συστήματος που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.2 Νέα Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς στο ΔΠΑ 2024-2033

Cluster	Τίτλος Έργου
24.1	Ενίσχυση της τροφοδότησης των Ιονίων Νήσων
24.2	ΚΥΤ Θεσπρωτίας και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 kV
24.3	Νέα διασύνδεση Ελλάδας - Αλβανίας
24.4	Νέα διασύνδεση Ελλάδας - Ιταλίας

6.2.2 Προγραμματισμένα

Πρόκειται για έργα που έχουν προγραμματιστεί και βρίσκονται στο στάδιο προμελετών - μελετών ενώ δεν έχουν ξεκινήσει ακόμα οι διαδικασίες αδειοδότησης ή υλοποίησης τους στην πλειοψηφία των υποέργων τους. Στο ΔΠΑ 2024-2033 περιλαμβάνονται 26 προγραμματισμένα έργα ανάπτυξης Συστήματος που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.3 Προγραμματισμένα Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς στο ΔΠΑ 2024-2033

Cluster	Τίτλος Έργου
14.41	Υπογειοποιήσεις & αποξηλώσεις Γ.Μ. στην περιοχή Πάτρας-Ρίου-Μεσσήτιδας
14.43	Αναβάθμιση κυκλωμάτων 150kV στον βρόχο Ιονίων νήσων
14.54	Προσθήκη πυλών 150 kV σε υφιστάμενους Υ/Σ για εξυπηρέτηση φορτίων Διανομής
14.57	Νέα σύνδεση Μεγαλόπολη-Μολάοι
14.62	Αναδιατάξεις Γ.Μ. λόγω μετεγκατάστασης οικισμών (επέκταση των ορυχείων Πτολεμαΐδας)
20.3	Διασύνδεση των Δωδεκανήσων με το Ηπειρωτικό Σύστημα
20.4	Διασύνδεση νήσων ΒΑ Αιγαίου με το Ηπειρωτικό Σύστημα
21.7	Ενίσχυση της αξιοπιστίας τροφοδότησης της νήσου Άνδρου
22.3	Ανακατασκευή του Υ/Σ Πτολεμαΐδα Ι (ΑΗΣ)
22.8	Υποσταθμός Προσοτσάνης
22.9	Υποσταθμός ΒΙ.ΠΕ. Θεσσαλονίκης Ι Ι (Σίνδος ΙΙ)
22.10	Υποσταθμός Σιδαρίου
22.11	Υποσταθμός Κεφαλονιάς Ι Ι
22.12	Υποσταθμός Αίγινας
23.1	Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Βόρεια Ελλάδα
23.2	Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στην Κεντρική και Δυτική Μακεδονία
23.3	Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Δυτική Ελλάδα & Πελοπόννησο
23.4	Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Στερεά Ελλάδα και Κυκλάδες
23.5	Νέοι ΑΜΣ για την ενίσχυση του Συστήματος Μεταφοράς
23.6	Αναβάθμιση Υ/Σ Ορυχείου Ν. Πεδίου και αναδιατάξεις κυκλωμάτων
23.7	Σύνδεση νέου Υ/Σ Χανιά ΙΙ
23.8	Κλείσιμο βρόχου Καστέλι-Χανιά και νέος Υ/Σ Κάντανου
23.9	Αντικατάσταση παλαιών καλωδίων ελαίου περιοχής Θεσσαλονίκης
23.10	Εκσυγχρονισμός και αναβάθμιση υποδομών υποστήριξης και συστημάτων εποπτείας και αγοράς
23.11	Εκσυγχρονισμός των συστημάτων ελέγχου & εποπτείας σε ΚΥΤ με σύγχρονα ψηφιακά συστήματα
23.12	Νέα διασύνδεση Ελλάδας - Τουρκίας

6.2.3 Σε Αδειοδότηση

Πρόκειται για έργα για τα οποία είναι σε εξέλιξη οι διαδικασίες για την αδειοδότησή τους. Στο ΔΠΑ 2024-2033 περιλαμβάνεται 1 έργο ανάπτυξης Συστήματος σε αδειοδότηση που δίνεται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.4 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Αδειοδότηση στο ΔΠΑ 2024-2033

Cluster	Τίτλος Έργου
14.35	Ενισχύσεις Συστήματος 150 kV στην περιοχή Χαλκιδικής

6.2.4 Σε Εξέλιξη

Πρόκειται για έργα τα οποία είναι είτε στο στάδιο διακήρυξης για την επιλογή αναδόχου, είτε αποτελούνται από πολλά υποέργα τα οποία βρίσκονται σε διαφορετική φάση ωρίμανσης. Στο ΔΠΑ 2024-2033 περιλαμβάνονται 11 έργα ανάπτυξης Συστήματος σε εξέλιξη που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.5 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Εξέλιξη στο ΔΠΑ 2024-2033

Cluster	Τίτλος Έργου
14.24	Έργα ενίσχυσης Συστήματος για την τροφοδοσία της Κέρκυρας
14.27	ΚΥΤ Ρουφ και σύνδεση του με το Σύστημα 400 και 150kV
14.29	ΚΥΤ Κορίνθου και δεύτερη σύνδεση του ΚΥΤ Μεγαλόπολης με το Σύστημα 400 kV
14.30	Σύνδεση του ΚΥΤ Κορίνθου με το Σύστημα 150 kV
14.33	Κλείσιμο βρόχου 150 kV Μεσοχώρα – Συκιά - ΚΥΤ Αράχθου
17.10	Εγκατάσταση δικτύου οπτικών ινών για τον τηλεέλεγχο και τηλεποπτεία του Συστήματος
18.3	Αναβάθμιση σύνδεσης Υ/Σ Σαλαμίνας με το Σύστημα 150 kV
19.4	Έργα ενίσχυσης Συστήματος Κρήτης
20.1	Έργα ενίσχυσης 150kV σε υφιστάμενους Υ/Σ και ΚΥΤ (Μέρος IV)
20.2	Έργα ενίσχυσης 400kV σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος II)
21.8	Ενίσχυση του Συστήματος 400 kV στην Εύβοια

6.2.5 Υπό Κατασκευή

Πρόκειται για έργα τα οποία βρίσκονται στη φάση κατασκευής - υλοποίησης. Στο ΔΠΑ 2024-2033 περιλαμβάνονται 7 έργα ανάπτυξης Συστήματος υπό κατασκευή που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.6 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς υπό Κατασκευή στο ΔΠΑ 2024-2033

Cluster	Τίτλος Έργου
14.1	ΚΥΤ Λαγκαδά και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV
14.6	Έργα ανάπτυξης Συστήματος 150 kV στην Εύβοια
14.18	Έργα ενίσχυσης σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος I)
14.21	Αντικαταστάσεις αγωγών 150 kV στην περιοχή Τροιζηνίας
14.26	Διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα (Φάση II)
17.5	Έργα ενίσχυσης σε υφιστάμενους Υ/Σ (Μέρος III)
19.2	Ανακατασκευή ΚΥΤ Κουμουνδούρου

6.2.6 Ολοκληρωμένα

Πρόκειται για έργα τα οποία ολοκληρώθηκαν στο χρονικό διάστημα που μεσολάβησε από το προηγούμενο ΔΠΑ περιόδου 2023-2032 μέχρι σήμερα. Στο ΔΠΑ περιλαμβάνονται 8 ολοκληρωμένα έργα ανάπτυξης Συστήματος που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.7 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς ολοκληρωμένα στο ΔΠΑ 2024-2033

Cluster	Τίτλος Έργου
14.4	ΚΥΤ Μεγαλόπολης και αρχική σύνδεσή του με το Σύστημα 400 & 150 kV
14.10	Αναβάθμιση σύνδεσης 150 kV Αλιβέρι – Κάλαμος
14.19	Εκσυγχρονισμός των ΚΕΕ και υλοποίηση νέου ΠΚΕΕ Κρήτης
14.22	Διασύνδεση των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα ^[54]
14.28	Νέος Υποσταθμός Σκιάθου και σύνδεσή του με το Σύστημα
17.2	Συνοδά έργα διασύνδεσης των Κυκλάδων με το Ηπειρωτικό Σύστημα
17.3	ΚΥΤ Πτολεμαΐδας και σύνδεση του με το Σύστημα 400 και 150 kV
17.8	Δεύτερη διασυνδετική γραμμή 400 kV με τη Βουλγαρία

6.2.7 Καθυστέρηση

Πρόκειται για έργα των οποίων η υλοποίηση καθυστερεί για λόγους που εκφεύγουν της σφαίρας επιρροής του Διαχειριστή (π.χ. δικαστική εμπλοκή, αρχαιολογία κλπ.). Στο ΔΠΑ 2024-2033 περιλαμβάνονται 4 έργα ανάπτυξης Συστήματος με καθυστέρηση που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.8 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Καθυστέρηση στο ΔΠΑ 2024-2033

Cluster	Τίτλος Έργου
14.9	Αναβαθμίσεις κυκλωμάτων 150 kV στην περιοχή Ακτίου
14.20	Αναδιατάξεις Γ.Μ. λόγω επέκτασης των Ορυχείων Πτολεμαΐδας
14.59	ΚΥΤ Αργυρούπολης και σύνδεση του με το Σύστημα 150 και 400 kV
21.9	Παραλλαγές Γ.Μ. 400 και 150kV λόγω εμπλοκής με τον αυτοκινητόδρομο Ε65

6.2.8 Επαναπρογραμματισμός

Πρόκειται για έργα των οποίων η υλοποίηση επαναπρογραμματίζεται για διάφορους λόγους όπως, νέα προτεραιοποίηση για την υλοποίηση τους στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς, σημαντικές τροποποιήσεις που επήλθαν λόγω αδυναμίας υλοποίησης του αρχικού σχεδιασμού κ.α. Στο ΔΠΑ 2024-2033 περιλαμβάνονται 24 έργα ανάπτυξης Συστήματος σε επαναπρογραμματισμό που δίνονται στη συνέχεια.

Πίνακας 6.9 Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Επαναπρογραμματισμό στο ΔΠΑ 2024-2033

Cluster	Τίτλος Έργου
14.11	Ολοκλήρωση έργων 150 kV στην ευρύτερη περιοχή Πατρών
14.13	Αναβαθμίσεις – Αναδιατάξεις 150 kV & νέοι Υ/Σ περιοχής Κατερίνης
14.31	Έργα ανακατασκευής σε υφιστάμενους Υποσταθμούς
14.34	Ενίσχυση της σύνδεσης ΚΥΤ Μελίτης με το Σύστημα 150 kV
14.40	ΚΥΤ Πάτρας και σύνδεσή του με το Σύστημα
14.45	Ενισχύσεις Συστήματος 150 kV στην περιοχή Ιωαννίνων
14.46	Συνοδά έργα ΚΥΤ Λαγκαδά
14.48	Αναδιάταξη κυκλωμάτων 150 kV στην περιοχή Λάρυμνας
17.6	Υπογειοποιήσεις και παραλλαγές Γ.Μ. στο νότιο Σύστημα

54 Το cluster 14.22 αφορά τις Φάσεις Α', Β' και Γ' της διασύνδεσης των Κυκλάδων

Cluster	Τίτλος Έργου
18.1	Νέος υποσταθμός Κερατέας
18.2	Παραλλαγές Γ.Μ. 150kV στην περιοχή Σερβίων Κοζάνης
18.4	Αναβάθμιση της σύνδεσης Γ.Μ. 150kV Ακτίου - Πρέβεζας
19.1	Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων (Νοτίων και Δυτικών)
19.3	Νέος Υποσταθμός Τήνου
20.5	Έργα αναβάθμισης υφιστάμενων υποσταθμών
21.1	Ενίσχυση του Συστήματος 400kV στην περιοχή της Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης
21.2	Ενίσχυση της σύνδεσης των Υ/Σ Νευροκοπίου και Σιδηροκάστρου με το Σύστημα 150 kV
21.3	Ενίσχυση της σύνδεσης των Υ/Σ Αξιούπολης και ΟΣΕ Πολυκάστρου με το Σύστημα 150 kV
21.4	Ενίσχυση της σύνδεσης του Υ/Σ Κασσάνδρας με το Σύστημα
21.5	Ενίσχυση της σύνδεσης του Υ/Σ Αγιάς με το Σύστημα 150 kV
22.1	Έργα αντιστάθμισης, αποθήκευσης και αναβάθμισης ευστάθειας και ελέγχου Συστήματος μεταφοράς
22.5	Υποδομές αποθήκευσης υποβρυχίων καλωδίων
22.6	Έργα τεχνολογίας πληροφοριών και επικοινωνιών
22.7	Προσθήκη εξοπλισμού 150 kv σε Υ/Σ και ΚΥΤ για την εξυπηρέτηση του δικτύου διανομής

6.2.9 Ακύρωση

Πρόκειται για έργα των οποίων η υλοποίηση ακυρώνεται καθώς έπαψαν να υφίστανται οι λόγοι για την υλοποίησή τους. Στο ΔΠΑ 2024-2033 δεν περιλαμβάνονται έργα ανάπτυξης Συστήματος που να έχουν ακυρωθεί από το προηγούμενο ΔΠΑ.

6.3 Απολογισμός ΔΠΑ 2023-2032

Κατά την περίοδο η οποία μεσολάβησε από την κατάρτιση του ΔΠΑ 2023-2032 που υποβλήθηκε για έγκριση στη ΡΑΕ (νυν ΡΑΑΕΥ) τον Απρίλιο του 2022 έως και σήμερα, ορισμένα σημαντικά έργα τα οποία περιλαμβάνονταν στο προαναφερθέν ΔΠΑ ολοκληρώθηκαν (ηλεκτρίστηκαν) ή παρουσίασαν σημαντική πρόοδο κατασκευής και βρίσκονται στο τελικό στάδιο υλοποίησης.

Στην πλειοψηφία των περιπτώσεων οι όποιες αλλαγές σε χρονοδιάγραμμα έργων εμφανίζονται, συνδέονται είτε με καθυστερήσεις στην αδειοδοτική διαδικασία (λήψη Απόφασης Έγκρισης Περιβαλλοντικών Όρων) είτε με αντιδράσεις σε τοπικό επίπεδο και δικαστικές εμπλοκές. Σε όλες αυτές τις περιπτώσεις ο ΑΔΜΗΕ εξαντλεί κάθε δυνατότητα που του παρέχει το θεσμικό πλαίσιο για απεμπλοκή ενημερώνοντας αρμοδίως το ΥΠΕΝ και την ΡΑΑΕΥ προκειμένου να εξασφαλισθεί η απρόσκοπτη υλοποίηση του Δεκαετούς. Επίσης υπάρχουν περιπτώσεις με μικρή ολίσθηση χρονοδιαγράμματος που προέκυψε λόγω επαναπροτεραιοποίησης βάσει των αναγκών του Συστήματος.

Έως τις αρχές Ιουνίου του 2023 υπήρξε σημαντική πρόοδος στην υλοποίηση πολλών αξιοσημείωτων έργων, όπως:

- Η διασύνδεση της Κρήτης (Φάση II). Η υλοποίηση του έργου βρίσκεται σε πλήρης εξέλιξη. Σε ό,τι αφορά το υποθαλάσσιο τμήμα του έργου, έχει ολοκληρωθεί η πόντιση των υποβρυχίων καλωδίων καθώς και το σύνολο των καλωδίων οπτικών ινών. Στην πλευρά της Αττικής οι εργασίες εγκατάστασης των υπόγειων καλωδιακών τμημάτων βρίσκονται σε πλήρη εξέλιξη, ενώ έχουν ξεκινήσει οι θεμελιώσεις των βασικών κτηρίων των Σταθμών Μετατροπής που θα κατασκευαστούν στα δύο άκρα της διασύνδεσης, δηλαδή τη Δαμάστα Ηρακλείου και τον Ασπρόπυργο Αττικής. Σύμφωνα με το ισχύον χρονοδιάγραμμα αναμένεται η ηλεκτρίση του έργου το β' εξάμηνο του 2024.
- Η αρχική και η δεύτερη διασύνδεση του ΚΥΤ Μεγαλόπολης με το Σύστημα 400 kV. Ολοκληρώθηκαν τα έργα της νέας Γ.Μ. 400 kV Μεγαλόπολη - Πάτρα - Σύστημα, της νέας Γ.Μ. 400 kV ΚΥΤ Μεγαλόπολης - ΚΥΤ Κορίνθου καθώς και το νέο ΚΥΤ Κορίνθου.

- Η ανακατασκευή του ΚΥΤ Κουμουνδούρου. Η κατασκευή του έργου παρουσιάζει σημαντική πρόοδο και αναμένεται η σταδιακή του ένταξη στο Σύστημα εντός του 2023 με ορίζοντα ολοκλήρωσης εντός του 2025.
- Η Δ' Φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων. Σε εξέλιξη βρίσκονται τα έργα διασύνδεσης Θήρας - Νάξου και εντός του α' εξαμήνου του 2023 υπογράφηκαν οι συμβάσεις με τις ανάδοχες εταιρείες για τις καλωδιακές διασυνδέσεις των νήσων Φολέγανδου, Μήλου και Σερίφου.

Βάσει των προαναφερθέντων, στη συνέχεια παρουσιάζεται συνοπτικά η ολοκλήρωση υλοποίησης έργων και υποέργων στο μεσοδιάστημα αυτό.

6.3.1 Ολοκλήρωση του έργου 14.4 ΚΥΤ Μεγαλόπολης και αρχική σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV

Τον Μάιο του 2023 ολοκληρώθηκε και τέθηκε σε λειτουργία η νέα Γ.Μ. 400 kV Μεγαλόπολη - Πάτρα - Σύστημα (Δυτικός Διάδρομος). Με την ολοκλήρωση των υποέργων που απαρτίζουν τον Δυτικό Διάδρομο, ολοκληρώθηκε το έργο της αρχικής σύνδεσης του ΚΥΤ Μεγαλόπολης με το Σύστημα.

6.3.2 Ολοκλήρωση του έργου 14.19 Εκσυγχρονισμός των ΚΕΕ και υλοποίηση νέου ΠΚΕΕ Κρήτης

Εντός του 2022 ολοκληρώθηκε η αντικατάσταση του Κλιματιστικού Εξοπλισμού των Κέντρων Ελέγχου Ενέργειας. Με την ολοκλήρωση και θέση σε λειτουργία του υποέργου ολοκληρώθηκε η ομάδα υποέργων.

6.3.3 Ολοκλήρωση του έργου 14.28 Νέος Υποσταθμός Σκιάθου και σύνδεσή του με το Σύστημα

Στις αρχές Ιουλίου του 2022 ολοκληρώθηκε και τέθηκε σε λειτουργία ο νέος Υ/Σ Σκιάθου και η σύνδεσή του με το Σύστημα μέσω του Υ/Σ Μαντουδίου. Το έργο βρίσκεται σε πλήρη εκμετάλλευση και εκκρεμούν συνοδά υποέργα αναβάθμισης πυλών Γ.Μ. προς τους Υ/Σ Αιδηψού και Ψαχνών στον Υ/Σ Μαντουδίου.

6.3.4 Ολοκλήρωση του έργου 17.3 ΚΥΤ Πτολεμαΐδας και σύνδεση του με το Σύστημα 400 και 150 kV

Εντός του 2022 ολοκληρώθηκαν οι εργασίες σύνδεσης του ΚΥΤ Πτολεμαΐδας. Η μονάδα παραγωγής βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία.

6.3.5 Ολοκλήρωση του έργου 17.8 Δεύτερη διασυνδετική γραμμή 400 kV με τη Βουλγαρία

Τον Ιούνιο του 2023 ολοκληρώθηκε και τέθηκε σε λειτουργία η νέα διασυνδετική γραμμή 400 kV μεταξύ Ελλάδας (Νέα Σάντα) και Βουλγαρίας (Maritsa East).

6.3.6 Ολοκλήρωση υποέργων

Από τον Μάρτιο του 2022 έως και σήμερα έχουν υλοποιηθεί σε διάφορα έργα τα ακόλουθα επιμέρους υποέργα ή τμήματα αυτών τα οποία συμβάλλουν στην σταδιακή ολοκλήρωσή τους.

- **14.1** ΚΥΤ Λαγκαδά και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV: Εντός του α' εξαμήνου του 2023 ολοκληρώθηκαν οι εκτροπές των Γ.Μ. 150 kV ΚΥΤ Θεσ/νίκης - Ν. Ελβετία, ΚΥΤ Φιλίππων - ΚΥΤ Θεσ/νίκης και ΚΥΤ Θεσ/νίκης - Χαλκιδική προς το ΚΥΤ Λαγκαδά.

- **14.18** Έργα ενίσχυσης σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος Ι): Εντός του α' εξαμήνου του 2023 ολοκληρώθηκε το έργο εγκατάστασης ενός νέου ΑΜΣ με αυτεπαγωγή αντιστάθμισης 30 kV / 50 MVAr στο ΚΥΤ Παλλήνης.
- **14.24** Έργα ενίσχυσης Συστήματος για την τροφοδοσία της Κέρκυρας: Εντός του β' εξαμήνου του 2022 ολοκληρώθηκαν τα έργα στον Υ/Σ Κέρκυρα ΙΙ.
- **14.29** ΚΥΤ Κορίνθου και δεύτερη διασύνδεση του ΚΥΤ Μεγαλόπολης με το Σύστημα 400 kV: Όπως προαναφέρθηκε, ολοκληρώθηκαν και τέθηκαν σε λειτουργία εντός του β' εξαμήνου του 2022 η νέα Γ.Μ. 400 kV ΚΥΤ Κορίνθου - ΚΥΤ Μεγαλόπολης και το νέο ΚΥΤ Κορίνθου.
- **14.54** Προσθήκη πυλών 150 kV σε υφιστάμενους Υ/Σ για την εξυπηρέτηση φορτίων Διανομής: Ολοκληρώθηκε εντός του α' εξαμήνου του 2022 το τμήμα εντός των ορίων του Συστήματος της νέας πύλης Μ/Σ 150 kV στον Υ/Σ Ιωάννινα Ι για την σύνδεση νέου Μ/Σ 40/50MVA από τον ΔΕΔΔΗΕ και εντός του α' εξαμήνου του 2023 ολοκληρώθηκαν οι εργασίες εντός των ορίων του Δικτύου και ηλεκτρίστηκε ο νέος Μ/Σ.
- **17.5** Έργα ενίσχυσης σε υφιστάμενους Υ/Σ (Μέρος ΙΙΙ): Εντός του β' εξαμήνου του 2022 ολοκληρώθηκε το έργο εγκατάστασης 2ου διασυνδεδειμένου διακόπτη 150 kV στο ΚΥΤ Παλλήνης και εντός του α' εξαμήνου του 2023 ολοκληρώθηκε το έργο αναβάθμισης των πυλών Γ.Μ. 150 kV και η εγκατάσταση αποζεύκτη τομής ζυγών 150 kV στον Υ/Σ Καρδίτσας.
- **18.4** Αναβάθμιση σύνδεσης 150 kV Ακτίου - Πρέβεζας: Στο πλαίσιο αναβάθμισης της σύνδεσης Ακτίου - Πρέβεζας, ολοκληρώθηκε εντός του α' εξαμήνου του 2023 η αντικατάσταση της παλιάς καλωδιακής Γ.Μ. Ακτίου - Πρέβεζας με νέα, ικανότητας 200 MVA.
- **20.1** Έργα ενίσχυσης 150kV σε υφιστάμενους Υ/Σ και ΚΥΤ (Μέρος ΙV): Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2022.
- **20.2** Έργα ενίσχυσης 400kV σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος ΙΙ): Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2022.
- **22.1** Έργα αντιστάθμισης, αποθήκευσης και αναβάθμισης ευστάθειας και ελέγχου Συστήματος μεταφοράς: Εντός του α' εξαμήνου του 2022 ολοκληρώθηκε το έργο εγκατάστασης 1 νέας αυτεπαγωγής αντιστάθμισης 30 kV / 50 MVAr στο ΚΥΤ Καρδιάς.

6.3.7 Έργα επέκτασης για την σύνδεση Χρηστών

Από τον Μάρτιο του 2022 έως σήμερα έχουν ολοκληρωθεί τα έργα επέκτασης για τη σύνδεση με το Σύστημα 150 kV 10 νέων Υ/Σ για σύνδεση μονάδων ΑΠΕ (Αγ. Χριστόφορος, Ευαγγελισμός, Υ/Σ Διστόμου – Επέκταση, Καλάμια, Κουρτέση, Λούτσα, Μελίτη, Μπεκρεβενίκος, Ομαλιές, Χαραυγή), 1 νέου ΚΥΤ για σύνδεση λιγνιτικής μονάδας (Πτολεμαΐδα), 2 νέων Υ/Σ Καταναλωτών (Intertrade, Ολυμπιάδα).

6.4 Εκτίμηση δαπανών ΔΠΑ 2024-2033

ΚΩΔΙΚΟΣ ΕΡΓΟΥ	Ονομασία	ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2024-2027 (εκατομ. €)			
		2024		2025	
		Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών
14.1	ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	0,53	0,00	0,00	0,00
14.4	ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΑΡΧΙΚΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	0,00	0,00	0,00	0,00
14.6	ΕΡΓΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.9	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΚΤΙΟΥ	3,66	0,00	0,00	0,00
14.10	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΑΛΙΒΕΡΙ - ΚΑΛΑΜΟΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.11	ΟΛΟΚΛΗΡΩΣΗ ΕΡΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΡΥΤΕΡΗ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΩΝ	9,83	0,00	0,00	0,00
14.13	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ-ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ 150 kV & ΝΕΟΙ Υ/Σ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΚΑΤΕΡΙΝΗΣ	3,86	0,00	8,11	0,00
14.18	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ Ι)	5,00	0,00	0,00	0,00
14.19	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΚΕΕ ΚΑΙ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗ ΝΕΟΥ ΠΚΕΕ ΚΡΗΤΗΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.20	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ	0,00	0,00	0,00	2,80
14.21	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΑΓΩΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΡΟΙΖΗΝΙΑΣ	2,33	0,00	1,13	0,00
14.22	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.24	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ ΤΗΣ ΚΕΡΚΥΡΑΣ	19,75	0,00	20,38	0,00
14.26	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ (ΦΑΣΗ ΙΙ)	354,40	0,00	0,00	0,00
14.27	ΚΥΤ ΡΟΥΦ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	45,17	0,00	69,76	0,00
14.28	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΣΚΙΑΘΟΥ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.29	ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΚΑΙ ΔΕΥΤΕΡΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	24,00	0,00	26,00	0,00
14.30	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	3,04	0,00	0,00	0,00
14.31	ΕΡΓΑ ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥΣ	0,00	0,00	0,70	0,00
14.33	ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ 150 kV ΜΕΣΟΧΩΡΑ - ΣΥΚΙΑ - ΚΥΤ ΑΡΑΧΘΟΥ	0,50	0,00	3,45	0,00
14.34	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΛΙΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,02	0,00	0,06	0,00
14.35	ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΧΑΛΚΙΔΙΚΗΣ	0,11	0,00	4,66	0,00
14.40	ΚΥΤ ΠΑΤΡΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,05	0,00	0,18	0,00
14.41	ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΑΠΟΞΗΛΩΣΕΙΣ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΑΣ - ΡΙΟΥ - ΜΕΣΣΑΤΙΔΑΣ	0,00	0,00	1,29	0,00
14.43	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΟ ΒΡΟΧΟ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	36,41	0,00	31,40	0,00
14.45	ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΙΩΑΝΝΙΝΩΝ	0,00	0,00	0,00	0,00

2026		2027		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2024-2027 (εκατομ. €)		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2024-2033 (εκατομ. €)	
Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών
0,00	0,00	0,00	0,00	0,53	0,00	0,53	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	3,66	0,00	3,66	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	1,03	0,00	10,86	0,00	11,89	0,00
3,10	0,00	0,00	0,00	15,07	0,00	15,07	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	5,00	0,00	5,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	1,67	0,00	0,00	0,00	4,47	0,00	4,47
0,00	0,00	0,00	0,00	3,46	0,00	3,46	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	40,13	0,00	40,13	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	354,40	0,00	354,40	0,00
55,34	0,00	0,00	0,00	170,27	0,00	170,27	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	50,00	0,00	50,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	3,04	0,00	3,04	0,00
0,73	0,00	0,53	0,00	1,96	0,00	1,96	0,00
4,00	0,00	0,00	0,00	7,95	0,00	7,95	0,00
2,74	0,00	4,50	0,00	7,32	0,00	16,22	0,00
7,75	0,00	0,00	0,00	12,52	0,00	12,52	0,00
4,25	0,00	9,45	0,00	13,93	0,00	28,98	0,00
1,48	0,00	4,48	0,00	7,25	0,00	14,25	0,00
11,01	0,00	0,00	0,00	78,82	0,00	78,82	0,00
1,36	0,00	5,95	0,00	7,32	0,00	20,60	0,00

ΚΩΔΙΚΟΣ ΕΡΓΟΥ	Ονομασία	ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2024-2027 (εκατομ. €)			
		2024		2025	
		Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών
14.46	ΣΥΝΟΔΑ ΕΡΓΑ ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ	0,20	0,00	0,00	0,00
14.48	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΛΑΡΥΜΝΑΣ	0,01	0,00	0,19	0,00
14.54	ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΠΥΛΩΝ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΓΙΑ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΦΟΡΤΙΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0,19	0,00	0,00	0,00
14.57	ΝΕΑ ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ - ΜΟΛΑΟΙ	0,00	0,00	0,00	0,00
14.59	ΚΥΤ ΑΡΓΥΡΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	0,00	0,00	0,00	0,00
14.62	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΜΕΤΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΙΚΙΣΜΩΝ (ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ)	0,00	0,00	0,00	0,00
17.2	ΣΥΝΟΔΑ ΕΡΓΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,00	0,00	0,00	0,00
17.3	ΚΥΤ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	0,00	0,00	0,00	0,00
17.5	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ (Μέρος ΙΙΙ)	1,25	0,00	3,29	0,00
17.6	ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. ΣΤΟ ΝΟΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	5,29	0,00	8,29	0,00
17.8	ΔΕΥΤΕΡΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΤΙΚΗ ΓΡΑΜΜΗ 400 kV ΜΕ ΤΗ ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	0,00	0,00	0,00	0,00
17.10	ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΔΙΚΤΥΟΥ ΟΠΤΙΚΩΝ ΙΝΩΝ ΓΙΑ ΤΟΝ ΤΗΛΕΕΛΕΓΧΟ ΚΑΙ ΤΗΛΕΠΟΠΤΕΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	14,53	0,00	6,94	0,00
18.1	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΡΑΤΕΑΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
18.2	ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΣΕΡΒΙΩΝ ΚΟΖΑΝΗΣ	0,48	0,00	1,30	0,00
18.3	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΣΑΛΑΜΙΝΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,00	0,00	0,52	0,00
18.4	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΑΚΤΙΟΥ - ΠΡΕΒΕΖΑΣ	0,40	0,00	0,00	0,00
19.1	Δ' ΦΑΣΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	142,25	0,00	167,19	0,00
19.2	ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΚΥΤ ΚΟΥΜΟΥΝΔΟΥΡΟΥ	14,08	0,00	5,55	0,00
19.3	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΤΗΝΟΥ	5,10	0,00	0,59	0,00
19.4	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ	12,90	0,00	12,79	0,00
20.1	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ (Μέρος ΙV)	0,00	0,00	0,00	0,00
20.2	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 400 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ ΙΙ)	2,37	0,00	0,00	0,00
20.3	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	3,36	0,00	473,75	0,00
20.4	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΝΗΣΩΝ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	3,00	0,00	70,85	0,00
20.5	ΕΡΓΑ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΥΠΟΣΤΑΘΜΩΝ	1,17	0,00	1,99	0,00
21.1	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ ΚΑΙ ΘΡΑΚΗΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
21.2	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΝΕΥΡΟΚΟΠΙΟΥ ΚΑΙ ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,00	0,00	0,00	0,00
21.3	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΟΣΕ ΠΟΛΥΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,00	0,00	0,00	0,00
21.4	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΚΑΣΣΑΝΔΡΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,32	0,00	11,00	0,00
21.5	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΓΙΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,00	0,00	0,00	0,00
21.7	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΗΣ ΝΗΣΟΥ ΑΝΔΡΟΥ	13,14	0,00	0,00	0,00

2026		2027		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2024-2027 (εκατομ. €)		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2024-2033 (εκατομ. €)	
Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών
0,09	0,00	0,00	0,00	0,29	0,00	11,43	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,19	0,00	0,19	0,00
0,15	0,00	0,00	0,00	0,34	0,00	0,84	0,00
0,37	0,00	10,00	0,00	10,37	0,00	23,05	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	6,00	0,00	6,00	0,00	11,80
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2,03	0,00	0,47	0,00	7,03	0,00	7,03	0,00
5,00	0,00	0,10	0,00	18,68	0,00	22,66	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	21,48	0,00	21,48	0,00
1,00	0,00	5,00	0,00	6,00	0,00	10,30	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	1,78	0,00	1,78	0,00
2,40	0,00	0,00	0,00	2,91	0,00	2,91	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,40	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	309,64	0,00	309,64	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	19,63	0,00	19,63	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	5,69	0,00	5,69	0,00
14,89	0,00	2,95	0,00	43,52	0,00	43,52	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	2,37	0,00	2,37	0,00
687,69	0,00	713,73	0,00	1878,53	0,00	2024,68	0,00
224,55	0,00	387,70	0,00	686,10	0,00	1207,50	0,00
5,70	0,00	2,80	0,00	11,65	0,00	11,65	0,00
2,57	0,00	22,80	0,00	25,37	0,00	48,17	0,00
0,00	0,00	0,50	0,00	0,50	0,00	6,64	0,00
0,00	0,00	0,45	0,00	0,45	0,00	4,84	0,00
7,49	0,00	0,00	0,00	18,81	0,00	18,81	0,00
0,00	0,00	0,25	0,00	0,25	0,00	3,65	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	13,14	0,00	13,14	0,00

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΡΓΟΥ		ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2024-2027 (εκατομ. €)			
ΚΩΔΙΚΟΣ ΕΡΓΟΥ	Ονομασία	2024		2025	
		Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών
21.8	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	2,00	0,00	0,00	0,00
21.9	ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 400 & 150 kV ΛΟΓΩ ΕΜΠΛΟΚΗΣ ΜΕ ΤΟΝ ΑΥΤΟΚΙΝΗΤΟΔΡΟΜΟ Ε65	0,00	0,00	0,00	0,00
22.1	ΕΡΓΑ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ, ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΕΥΣΤΑΘΕΙΑΣ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	7,75	0,00	26,00	0,00
22.3	ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΤΟΥ Υ/Σ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ Ι (ΑΗΣ)	3,00	0,00	4,40	0,00
22.5	ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΥΠΟΒΡΥΧΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ	7,50	0,00	2,00	0,00
22.6	ΕΡΓΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΩΝ ΚΑΙ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ	11,15	0,00	4,50	0,00
22.7	ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ 150 kV ΣΕ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0,60	0,00	1,56	0,00
22.8	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΠΡΟΣΟΤΣΑΝΗΣ	0,20	0,00	1,40	0,00
22.9	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΒΙΠΕ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ ΙΙ (ΣΙΝΔΟΣ ΙΙ)	0,00	0,00	0,20	0,00
22.10	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΣΙΔΑΡΙΟΥ	0,00	0,00	0,00	0,00
22.11	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΦΑΛΟΝΙΑΣ ΙΙ	0,00	0,00	0,00	0,00
22.12	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΑΙΓΙΝΑΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
23.1	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΒΟΡΕΙΑ ΕΛΛΑΔΑ	4,38	0,00	4,69	0,00
23.2	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΚΑΙ ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	2,96	0,00	14,84	0,00
23.3	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	2,89	0,00	8,10	0,00
23.4	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗ ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΚΥΚΛΑΔΕΣ	8,29	0,00	5,80	0,00
23.5	ΝΕΟΙΑΜΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	10,00	0,00	5,00	0,00
23.6	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ Υ/Σ ΟΡΥΧΕΙΟΥ Ν. ΠΕΔΙΟΥ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΚΑΙ ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ	0,00	0,00	0,80	0,00
23.7	ΣΥΝΔΕΣΗ ΝΕΟΥ Υ/Σ ΧΑΝΙΑ ΙΙ	2,00	0,00	3,34	0,00
23.8	ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ ΚΑΣΤΕΛΙ-ΧΑΝΙΑ ΚΑΙ ΝΕΟΣ Υ/Σ ΚΑΝΤΑΝΟΥ	0,00	0,00	0,00	0,00
23.9	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΚΑΛΩΔΙΑΚΩΝ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΗΣ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
23.10	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΥΠΟΔΟΜΩΝ ΥΠΟΣΤΗΡΙΞΗΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΚΑΙ ΑΓΟΡΑΣ	6,15	0,00	4,30	0,00
23.11	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΛΕΓΧΟΥ & ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΣΕ ΚΥΤ ΜΕ ΣΥΓΧΡΟΝΑ ΨΗΦΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ	3,96	0,00	0,00	0,00
23.12	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΤΟΥΡΚΙΑΣ	0,60	0,00	0,05	0,00
24.1	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΩΝ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	0,00	0,00	0,00	0,00
24.2	ΚΥΤ ΘΕΣΠΡΩΤΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	0,00	0,00	0,00	0,00
24.3	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΑΛΒΑΝΙΑΣ	0,00	0,00	0,00	0,00
24.4	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΙΤΑΛΙΑΣ	2,00	0,00	1,50	0,00
ΣΥΓΚΕΝΤΡΩΤΙΚΗ ΕΚΤΙΜΗΣΗ ΣΥΝΟΛΙΚΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΚΑΙ ΕΤΗΣΙΩΝ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΩΝ ΓΙΑ ΤΑ ΕΡΓΑ ΤΟΥ ΠΑΡΟΝΤΟΣ ΔΠΑ:		804,32	0,00	1019,98	2,80

ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ

1. Ο πίνακας περιλαμβάνει όλα τα έργα ενίσχυσης του Συστήματος και επέκτασης για τη σύνδεση του Δικτύου.
Επίσης, περιλαμβάνει και έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών, εφόσον στην κατασκευή τους εμπλέκεται ο ΑΔΜΗΕ.

2026		2027		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2024-2027 (εκατομ. €)		ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2024-2033 (εκατομ. €)	
Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών
0,00	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	2,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	33,75	0,00	33,75	0,00
4,30	0,00	0,00	0,00	11,70	0,00	11,70	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	9,50	0,00	9,50	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	15,65	0,00	15,65	0,00
0,20	0,00	0,20	0,00	2,56	0,00	2,56	0,00
1,00	0,00	0,00	0,00	2,60	0,00	2,60	0,00
1,40	0,00	1,00	0,00	2,60	0,00	2,60	0,00
0,50	0,00	2,60	0,00	3,10	0,00	5,74	0,00
0,40	0,00	2,00	0,00	2,40	0,00	4,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34,30	0,00
4,29	0,00	0,00	0,00	13,36	0,00	13,36	0,00
4,87	0,00	0,00	0,00	22,67	0,00	22,67	0,00
2,44	0,00	0,00	0,00	13,43	0,00	13,43	0,00
7,68	0,00	0,00	0,00	21,77	0,00	21,77	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	15,00	0,00	15,00	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,80	0,00	0,80	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	5,34	0,00	5,34	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14,53	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,99	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	10,45	0,00	10,45	0,00
2,12	0,00	3,18	0,00	9,26	0,00	20,76	0,00
0,05	0,00	3,70	0,00	4,40	0,00	23,60	0,00
5,10	0,00	28,00	0,00	33,10	0,00	58,10	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	73,20	0,00
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,30	0,00
60,45	0,00	82,65	0,00	146,10	0,00	606,00	0,00
1140,47	1,67	1296,02	6,00	4260,80	10,47	5708,58	16,27

Αναθεώρηση: Ιούνιος 2023

6.5 Ανασκόπηση προόδου υλοποίησης έργων

Στην ενότητα αυτή παρουσιάζεται η πρόοδος υλοποίησης των έργων που συντελέστηκε μεταξύ του προγενέστερου και του παρόντος ΔΠΑ. Δίνονται οι λόγοι εμφάνισης τυχόν καθυστερήσεων κατά την υλοποίηση και οι σχετικές ενέργειες του Διαχειριστή στην κατεύθυνση τήρησης των χρονοδιαγραμμάτων. Καταγράφεται επίσης το ποσοστό εκτέλεσης χρηματοροών του έργου ως προς το συνολικό προϋπολογιζόμενο επενδυτικό κόστος που δεν ταυτίζεται απαραίτητα με την πρόοδο εκτέλεσης των επιμέρους εργασιών αλλά αποτελεί μια σχετική ένδειξη της πορείας προόδου για την υλοποίηση του έργου. Οι σχετικές ως άνω πληροφορίες περιλαμβάνονται στον ακόλουθο Πίνακα.

Πιν. 6.10 Πρόοδος υλοποίησης έργων^[55]

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2024-2033	Πρόοδος έως και 03/23	Ανασκόπηση
ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	14.1	2023	2024	95,8%	Υπήρξε χρονική ολίσθηση στην υλοποίηση οφειλόμενη κυρίως σε περιορισμούς μετακίνησης λόγω της πανδημικής κρίσης.
ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΑΡΧΙΚΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	14.4	2023	2023	100%	Ολοκληρωμένο. Εντός του 2019 ολοκληρώθηκε η εγκατάσταση 1 νέας αυτεπαγωγής αντιστάθμισης στο ΚΥΤ Αχελώου και εντός του 2020 ολοκληρώθηκε η εγκατάσταση 3 νέων αυτεπαγωγών αντιστάθμισης 400 kV / 70 MVA (μία στο ΚΥΤ Διστόμου και δύο στο ΚΥΤ Μεγαλόπολης) και η εγκατάσταση 1 νέας αυτεπαγωγής αντιστάθμισης 400 kV / 100 MVA στο ΚΥΤ Μεγαλόπολης. Επίσης εντός του 2020 ολοκληρώθηκαν τα Τερματικά Αντιρρίου και Καστριτσίου, η εγκατάσταση των καλωδίων 400 kV Ρίου – Αντιρρίου και η εναέρια Γ.Μ. 400 kV ΚΥΤ Μεγαλόπολης – Σύστημα εκτός από δύο πυλώνες για την εγκατάσταση των οποίων υπάρχουν σφοδρές αντιδράσεις των μοναχών της Ιεράς Μονής Αγ. Θεοδώρων Καλαβρύτων. Οι αντιδράσεις αυτές εμπόδισαν την ολοκλήρωση του έργου εντός του 2020 με αποτέλεσμα τη de facto τροποποίηση του χρονοδιαγράμματος και τη συνεπαγόμενη μετάθεση του πέρατος του έργου. Με την απόφαση του πρωτοδικείου Καλαβρύτων επήλθε παύση των εργασιών για την διέλευση των δύο πυλώνων της Γ.Μ. 400 kV μετά τα ασφαλιστικά μέτρα που είχε καταθέσει η μοναστική κοινότητα. Σε συνέχεια της εξέλιξης αυτής ο ΑΔΜΗΕ διερεύνησε την υλοποίηση παραλλαγής της αρχικής αδειοδοτημένης όδευσης. Σε αντίθεση με τις εμφανιζόμενες ως εναλλακτικές λύσεις που προτάθηκαν από την πλευρά της Ιεράς Μονής και οι οποίες αποδείχθηκαν μη εφικτές, οι υπηρεσίες του ΑΔΜΗΕ προχώρησαν στην αναζήτηση μίας εναλλακτικής όδευσης που να είναι τεχνικά εφικτή, βασισμένη ακριβώς στα προβλεπόμενα βήματα εκπόνησης μίας κανονικής μελέτης. Η διαδικασία αυτή οδήγησε στον καθορισμό μίας παραλλαγής της όδευσης της γραμμής, για την υλοποίηση της οποίας θα απαιτηθεί η αποξήλωση κάποιων από τους πυλώνες που έχουν εγκατασταθεί και η κατασκευή περισσότερων πυλώνων από εκείνους που προβλεπόταν να εγκατασταθούν με τη σημερινή όδευση. Ο επανασχεδιασμός της Γ.Μ. έλαβε την σύμφωνη γνώμη των όλων των εγκριτικών και αδειοδοτικών οργάνων καθώς και την έγκριση της τροποποίησης της ΑΕΠΟ. Το έργο ολοκληρώθηκε το α' εξάμηνο του 2023.
ΕΡΓΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	14.6	2022	2023	100%	Εκκρεμεί η τηλεπικοινωνιακή σύνδεση του Υ/Σ Εύβοια 6 και η ηλεκτρισμός της Γ.Μ. 150 kV Εύβοια 6 – Σύστημα.
ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΚΤΙΟΥ	14.9	2023	2024	73,9%	Καθυστερήση λόγω αδυναμίας προσαρμογής του αναδόχου στα νέα δεδομένα.
ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΑΛΙΒΕΡΙ – ΚΑΛΑΜΟΣ	14.10	2018	2018	99,8%	Η κατασκευή του έργου ολοκληρώθηκε το 2018. Εκκρεμεί η υλοποίηση της πολύπλοκης διαδικασίας του παραλληλισμού.

55 Τα προβλεπόμενα έργα που δεν περιλαμβάνονται στην τριετία παρουσιάζονται με διακριτικό έγχρωμο φόντο.

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2024-2033	Πρόοδος έως και 03/23	Ανασκόπηση
ΟΛΟΚΛΗΡΩΣΗ ΕΡΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΡΥΤΕΡΗ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΩΝ	14.11	2024	2028	35,1%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ-ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ 150 kV & ΝΕΟΙ Υ/Σ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΚΑΤΕΡΙΝΗΣ	14.13	2024	2026	23,2%	α. Ανασχεδιασμός και επέκταση του αρχικού έργου αναβάθμισης της Γ.Μ. 150 kV Κατερίνη Ι - Αιγίνιο ΤΑΠ - ΟΣΕ 11 ΤΑΠ ως τον Υ/Σ Αλεξάνδρεια, για το οποίο απαιτείται ΑΕΠΟ. Η ΜΠΕ υποβλήθηκε τον 10/20. β. Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ Ι)	14.18	2024	2024	80,2%	
ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΚΕΕ ΚΑΙ ΥΛΟΠΟΙΗΣΗ ΝΕΟΥ ΠΚΕΕ ΚΡΗΤΗΣ	14.19	2022	2022	100%	Ολοκληρωμένο
ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ	14.20	2024	2026	30,8%	Τα έργα έχουν ζητηθεί από τη ΔΕΗ Α.Ε. (ΓΔ Ορυχείων). α. το έργο της παραλλαγής της Γ.Μ. 400 kV ΚΥΤ Καρδιάς - Zemblak (Αλβανία), δεν θα εκτελεστεί όπως είχε αρχικά σχεδιαστεί και εξετάζεται από τη ΔΕΗ η ανάγκη κατασκευής μιας μικρής παραλλαγής της εν λόγω Γ.Μ. β. τα υπόλοιπα έργα παραλλαγής των Γ.Μ. 150 kV ΚΥΤ Καρδιάς - ΚΥΤ Αμυνταίου, ΚΥΤ Καρδιάς - Πτολεμαΐδα Ι, Λαμία - Πτολεμαΐδα Ι αφορούν έργα αποκατάστασης υφιστάμενων Γ.Μ. του Συστήματος και θα εκτελεστούν με το κόστος υλοποίησής τους να επιβαρύνει εξ ολοκλήρου τη Δ.Ε.Η. Α.Ε. γ. Η υποβολή του αιτήματος κήρυξης απαλλοτρίωσης καθυστερεί εξαιτίας έντονων κτηματολογικών αποκλίσεων.
ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΑΓΩΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΡΟΙΖΗΝΙΑΣ	14.21	2023	2025	80,3%	α. Υπήρξε καθυστέρηση στην έκδοση ΑΕΠΟ που αφορά τμήμα της αναβάθμισης όπου απαιτείται ανέγερση νέων πύργων (υφιστάμενη όδευση τμήματος με ιστούς). β. Καθυστέρηση λόγω δυσκολίας απομονώσεων των Γ.Μ. για την εκτέλεση του έργου.
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	14.22	2023	2023	99,7%	Το έργο βρίσκεται σε πλήρη εκμετάλλευση. Εκκρεμούν συμπληρωματικά έργα αντιστάθμισης ισχύος.
ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ ΤΗΣ ΚΕΡΚΥΡΑΣ	14.24	2025	2025	9,8%	
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ (ΦΑΣΗ ΙΙ)	14.26	2024	2024	51,5%	
ΚΥΤ ΡΟΥΦ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	14.27	2026	2026	0,4%	Η ΑΕΠΟ για το ΚΥΤ Ρουφ έχει εκδοθεί και παράλληλα βρίσκονται σε εξέλιξη οι τεχνικές μελέτες των υπογειών γραμμών σε συνεργασία με τους εμπλεκόμενους Δήμους και λοιπούς φορείς.
ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΣΚΙΑΘΟΥ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	14.28	2022	2023	100%	Το έργο βρίσκεται σε πλήρη εκμετάλλευση. Εκκρεμούν συνοδά έργα αναβάθμισης πυλών στον Υ/Σ Μαντουδίου.
ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΚΑΙ ΔΕΥΤΕΡΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	14.29	2025	2025	48,0%	

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2024-2033	Πρόοδος έως και 03/23	Ανασκόπηση
ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	14.30	2023	2024	32,1%	Το χρονοδιάγραμμα του έργου συνδέεται και επομένως συμβαδίζει με την κατασκευή του ΚΥΤ Κορίνθου. Για το σκοπό αυτό τα έργα εκτροπής υφιστάμενων Γ.Μ. προς το ΚΥΤ Κορίνθου ολοκληρώνονται εντός του 2023 ενώ το 2024 ολοκληρώνεται η αναβάθμιση τμήματος της Γ.Μ. 150 kV Κορίνθος - Άργος Ι.
ΕΡΓΑ ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥΣ	14.31	2028	2029	15,7%	Τα έργα της ομάδας σχετίζονται με τις ανάγκες εξυπηρέτησης του Δικτύου και συνεπώς το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ. Επαναπρογραμματισμός από τον ΔΕΔΔΗΕ.
ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ 150 kV ΜΕΣΟΧΩΡΑ - ΣΥΚΙΑ - ΚΥΤ ΑΡΑΧΘΟΥ	14.33	2025	2026	15,8%	α. Υπήρξαν καθυστερήσεις στην αδειοδοτική διαδικασία λόγω εμπλοκής με την αρχαιολογία. β. Υπήρξε μεγάλη καθυστέρηση στην έκδοση της ΑΕΠΟ.
ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΛΙΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	14.34	2027	2029	4,0%	α. Μεγάλη καθυστέρηση έκδοσης απόφασης για τη συντέλεση των απαλλοτριώσεων για τη νέα Γ.Μ. Β/150 kV ΚΥΤ Μελίτης - Φλώρινα. β. Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΧΑΛΚΙΔΙΚΗΣ	14.35	2026	2026	5,2%	α. Η εξέλιξη των φορτίων της περιοχής επιτρέπει την χρονική ολίσθηση της ομάδας έργων. β. Μεγάλη καθυστέρηση στην έκδοση ΑΕΠΟ.
ΚΥΤ ΠΑΤΡΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	14.40	2028	2029	0,5%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΑΠΟΞΗΛΩΣΕΙΣ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΑΣ - ΡΙΟΥ - ΜΕΣΣΑΤΙΔΑΣ	14.41	2028	2029	0,2%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΟ ΒΡΟΧΟ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	14.43	2026	2026	11,2%	
ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΙΩΑΝΝΙΝΩΝ	14.45	2027	2029	3,9%	α. Μεγάλη καθυστέρηση στην έκδοση ΑΕΠΟ για τη αναβάθμιση της Γ.Μ. 150 kV Ηγουμένισσα - Ιωάννινα Ι. β. Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΣΥΝΟΔΑ ΕΡΓΑ ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ	14.46	2025	2030	13,0%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΛΑΡΥΜΝΑΣ	14.48	2023	2025	4,5%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΠΥΛΩΝ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΓΙΑ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΦΟΡΤΙΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	14.54	2028	2028	35,9%	Τα έργα που περιλαμβάνονται σε αυτήν την ενότητα έργων σχετίζονται με τις ανάγκες εξυπηρέτησης του Δικτύου και συνεπώς το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
ΝΕΑ ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ - ΜΟΛΑΟΙ	14.57	2028	2028	0,6%	
ΚΥΤ ΑΡΓΥΡΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	14.59	0	2028	1,7%	Λόγω των αλληλέπληλων δικαστικών εμπλοκών, από το 2004 έχει ολοκληρωθεί και λειτουργεί μόνον η πλευρά 150 kV. Τον Ιούλιο του 2013 ο ΑΔΜΗΕ υπέβαλε ΜΠΕ βάσει του νέου θεσμικού πλαισίου. Στη ΜΠΕ προβλέπεται η υλοποίηση της πλευράς 400 kV του ΚΥΤ με τεχνολογία GIS. Έχει προταθεί στους τοπικούς φορείς να υλοποιηθεί και η πλευρά 150 kV με τεχνολογία GIS. Η πρόταση δεν έγινε αποδεκτή. Εξετάζεται η δυνατότητα υπογειοποίησής του. Θα υποβληθεί εκ νέου ΜΠΕ για έγκριση αδειοδότησης λειτουργίας.

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2024-2033	Πρόοδος έως και 03/23	Ανασκόπηση
ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΜΕΤΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΙΚΙΣΜΩΝ (ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ)	14.62	2027	2028	4,1%	
ΣΥΝΟΔΑ ΕΡΓΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	17.2	2021	2021	100%	Τα έργα που περιλαμβάνονται σε αυτήν την ενότητα έχουν ολοκληρωθεί. Εκκρεμεί η σύνδεση της ΟΡGW που εγκαταστάθηκε στη Γ.Μ. 150 kV Αλιβέρι – Λιβάδι.
ΚΥΤ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	17.3	2022	2022	100%	Το σύνολο του έργου κατασκευάστηκε από τον Παραγωγό (ΔΕΗ Α.Ε.). Η μονάδα Πτολεμαΐδα V βρίσκεται σε δοκιμαστική λειτουργία.
ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ (Μέρος ΙΙΙ)	17.5	2027	2027	28,5%	
ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. ΣΤΟ ΝΟΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	17.6	2025	2029	5,6%	α. Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς. β. Στο παρόν ΔΠΑ συμπεριλήφθηκε νέο υποέργο υπογειοποίησης τμήματος της Γ.Μ. 150 kV Παλλήνη - Νέα Μάκρη.
ΔΕΥΤΕΡΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΤΙΚΗ ΓΡΑΜΜΗ 400 kV ΜΕ ΤΗ ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	17.8	2023	2023	63%	Ολοκληρωμένο. Το έργο βρίσκεται σε πλήρη εκμετάλλευση.
ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΔΙΚΤΥΟΥ ΟΠΤΙΚΩΝ ΙΝΩΝ ΓΙΑ ΤΟΝ ΤΗΛΕΕΛΓΧΟ ΚΑΙ ΤΗΛΕΠΟΠΤΕΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	17.10	2024	2025	12,3%	
ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΡΑΤΕΑΣ	18.1	2025	2028	0,0%	Έργο συνδιακήρυξης σύμφωνα με αρ. 275, Ν.4412/2016. Η διαχείριση διακήρυξης πραγματοποιείται από τον ΔΕΔΔΗΕ. Το χρονοδιάγραμμα για την κατασκευή του συνολικού έργου καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ. Επαναπρογραμματισμός από τον ΔΕΔΔΗΕ.
ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΣΕΡΒΙΩΝ ΚΟΖΑΝΗΣ	18.2	2023	2025	1,6%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΣΑΛΑΜΙΝΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	18.3	2026	2026	75,4%	
ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΑΚΤΙΟΥ - ΠΡΕΒΕΖΑΣ	18.4	2025	2024	95,3%	Λόγω επαναπροτεραιοποίησης βάσει των αναγκών του Συστήματος.
Δ' ΦΑΣΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	19.1	2024	2025	29,6%	Καθυστέρηση στην ολοκλήρωση της διαγωνιστικής διαδικασίας.
ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΚΥΤ ΚΟΥΜΟΥΝΔΟΥΡΟΥ	19.2	2024	2025	22,7%	
ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΤΗΝΟΥ	19.3	2024	2025	1,3%	Το χρονοδιάγραμμα για την κατασκευή του συνολικού έργου καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ	19.4	2026	2027	11,7%	α. Γ.Μ. 150 kV Αθρινόλακκος – Σύστημα: Τροποποίηση ΑΕΠΟ λόγω διέλευσης πλησίον λατομείου. Καθυστέρηση στη συντέλεση των απαλλοτριώσεων. β. Γ.Μ. 150 kV Χανιά – Δαμάστα: Ο αρχικός σχεδιασμός του έργου παρουσιάζει εμπλοκές με τοπικούς φορείς και την Αρχαιολογία. Εξετάζεται αλλαγή της όδευσης και υπογειοποίηση τμήματος πλησίον του Υ/Σ Χανιά Ι μήκους 2 km.

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2024-2033	Πρόοδος έως και 03/23	Ανασκόπηση
ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ (Μέρος IV)	20.1	2025	2023	35,1%	Ο ορίζοντας υλοποίησης κάποιων υποέργων θα συνδυαστεί με τα νέα έργα αντικατάστασης εξοπλισμού που περιλαμβάνονται στο παρόν ΔΠΑ.
ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 400 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ II)	20.2	2025	2024	47,3%	Ο ορίζοντας υλοποίησης κάποιων υποέργων θα συνδυαστεί με τα νέα έργα αντικατάστασης εξοπλισμού που περιλαμβάνονται στο παρόν ΔΠΑ.
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	20.3	2028	2028	0,1%	
ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΝΗΣΩΝ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	20.4	2029	2029	0,1%	
ΕΡΓΑ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΥΠΟΣΤΑΘΜΩΝ	20.5	2025	2027	0,5%	Λόγω επαναπροτεραιοποίησης βάσει των αναγκών του Συστήματος.
ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ ΚΑΙ ΘΡΑΚΗΣ	21.1	2027	2028	2,5%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΝΕΥΡΟΚΟΠΙΟΥ ΚΑΙ ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	21.2	2028	2029	0,1%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΟΣΕ ΠΟΛΥΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	21.3	2028	2029	0,2%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΚΑΣΣΑΝΔΡΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	21.4	2025	2026	1,3%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΓΙΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	21.5	2028	2029	0,0%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΗΣ ΝΗΣΟΥ ΑΝΔΡΟΥ	21.7	2024	2024	0,2%	
ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	21.8	2023	2023	20,6%	
ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 400 & 150 kV ΛΟΓΩ ΕΜΠΛΟΚΗΣ ΜΕ ΤΟΝ ΑΥΤΟΚΙΝΗΤΟΔΡΟΜΟ Ε65	21.9	2022	2023	97,1%	Καθυστερήσεις εξαιτίας μη εξασφάλισης απαλλοτριώσεων από Υπουργείο Μεταφορών.
ΕΡΓΑ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ, ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΕΥΣΤΑΘΕΙΑΣ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	22.1	2024	2025	3,1%	α. Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς. β. Σε αναμονή απόφασης ΡΑΑΕΥ τα πιλοτικά έργα αποθήκευσης.
ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΤΟΥ Υ/Σ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ Ι (ΑΗΣ)	22.3	2026	2026	0,0%	
ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΥΠΟΒΡΥΧΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ	22.5	2023	2024	2,5%	Εκ νέου αναζήτηση κατάλληλου χώρου λόγω εμπλοκής με την αρχαιολογία.
ΕΡΓΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΩΝ ΚΑΙ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ	22.6	2027	2025	24,3%	Επαναπρογραμματισμός.

Έργο	Κωδικός έργου	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2023-2032	Εκτιμώμενη η/νία ΔΠΑ 2024-2033	Πρόοδος έως και 03/23	Ανασκόπηση
ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ 150 kV ΣΕ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	22.7	2027	2028	0,0%	Τα έργα που περιλαμβάνονται σε αυτήν την ενότητα έργων σχετίζονται με τις ανάγκες εξυπηρέτησης του Δικτύου και συνεπώς το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ. Επαναπρογραμματισμός από τον ΔΕΔΔΗΕ.
ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΠΡΟΣΟΤΣΑΝΗΣ	22.8	2026	2026	0,0%	
ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΒΙΠΕ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ II (ΣΙΝΔΟΣ II)	22.9	2027	2027	0,0%	
ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΣΙΔΑΡΙΟΥ	22.10	2028	2028	0,0%	
ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΦΑΛΟΝΙΑΣ II	22.11	2028	2028	0,0%	
ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΑΙΓΙΝΑΣ	22.12	2030	2030	0,0%	
ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΒΟΡΕΙΑ ΕΛΛΑΔΑ	23.1	2026	2026	0,5%	
ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΚΑΙ ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	23.2	2026	2026	0,6%	
ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	23.3	2026	2026	1,1%	
ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗ ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΚΥΚΛΑΔΕΣ	23.4	2026	2026	0,3%	
ΝΕΟΙ ΑΜΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	23.5	2025	2025	0,0%	
ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ Υ/Σ ΟΡΥΧΕΙΟΥ Ν. ΠΕΔΙΟΥ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΚΑΙ ΑΝΑΔΙΑΤΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ	23.6	2025	2025	0,4%	
ΣΥΝΔΕΣΗ ΝΕΟΥ Υ/Σ ΧΑΝΙΑ II	23.7	2025	2025	0,0%	
ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ ΚΑΣΤΕΛΙ-ΧΑΝΙΑ ΚΑΙ ΝΕΟΣ Υ/Σ ΚΑΝΤΑΝΟΥ	23.8	2032	2032	0,0%	
ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΚΑΛΩΔΙΑΚΩΝ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΗΣ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	23.9	2030	2030	0,0%	
ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΥΠΟΔΟΜΩΝ ΥΠΟΣΤΗΡΙΞΗΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΚΑΙ ΑΓΟΡΑΣ	23.10	2025	2025	0,0%	
ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΛΕΓΧΟΥ & ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΣΕ ΚΥΤ ΜΕ ΣΥΓΧΡΟΝΑ ΨΗΦΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ	23.11	2032	2032	0,0%	
ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΤΟΥΡΚΙΑΣ	23.12	2029	2029	0,0%	



7 | Μελέτες Κόστους - Οφέλους

Σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης^[56] Συστήματος το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ παρέχει τεχνοοικονομική ανάλυση σκοπιμότητας μέσω της υποβολής Μελέτης Κόστους-Οφέλους για τα σημαντικά έργα μεταφοράς, ιδίως αυτά που αφορούν διεθνείς διασυνδέσεις και διασυνδέσεις νήσων με το ΕΣΜΗΕ.

Η 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 στο Εγχειρίδιο με τίτλο «Οδηγίες σύνταξης Μελέτης Κόστους-Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ)», το οποίο εκδόθηκε με την απόφαση 590/2021 της ΡΑΕ (νυν ΡΑΑΕΥ) η οποία εφαρμόζει την 3η κατευθυντήρια Οδηγία ΜΚΟ του ENTSO-E για την εκτίμηση της σχέσης κόστους-οφέλους των έργων που περιλαμβάνονται στο διευρωπαϊκό δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης δικτύων.

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 εγκεκριμένο Εγχειρίδιο, νοούνται αυτά που πληρούν τουλάχιστον ένα από τα παρακάτω κριτήρια:

- Έργα που αφορούν σε Διασύνδεση/σεις της χώρας με γειτονικές χώρες
- Έργα που αφορούν σε Διασύνδεση/σεις συστημάτων Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών με το ΕΣΜΗΕ
- Έργα των οποίων ο προϋπολογισμός υπερβαίνει τα € 50 εκατ.

Η εν λόγω κατευθυντήρια οδηγία για την Ανάλυση Κόστους - Οφέλους των Έργων Ανάπτυξης του Δικτύου εκπονήθηκε από το Ευρωπαϊκό Δίκτυο Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας σύμφωνα με τις απαιτήσεις του κανονισμού της ΕΕ 347/2013 και ήταν το αποτέλεσμα μιας εκτεταμένης διαδικασίας διαβούλευσης που 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 (ΕC).

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.

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.

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. Επιπλέον η έκδοση της 3ης Οδηγίας CBA του ENTSO-E, περιλαμβάνει νέους δείκτες οφέλους με κυριότερο τον δείκτη βιωσιμότητας σχετικά με τις εκπομπές αερίων ρύπων (SO_x, NO_x 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 που σχετίζονται με την αποτίμηση του οφέλους ευελιξίας και ευστάθειας, την αποφυγή του κόστους ανανέωσης / αντικατάστασης υποδομών και τη μείωση των απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

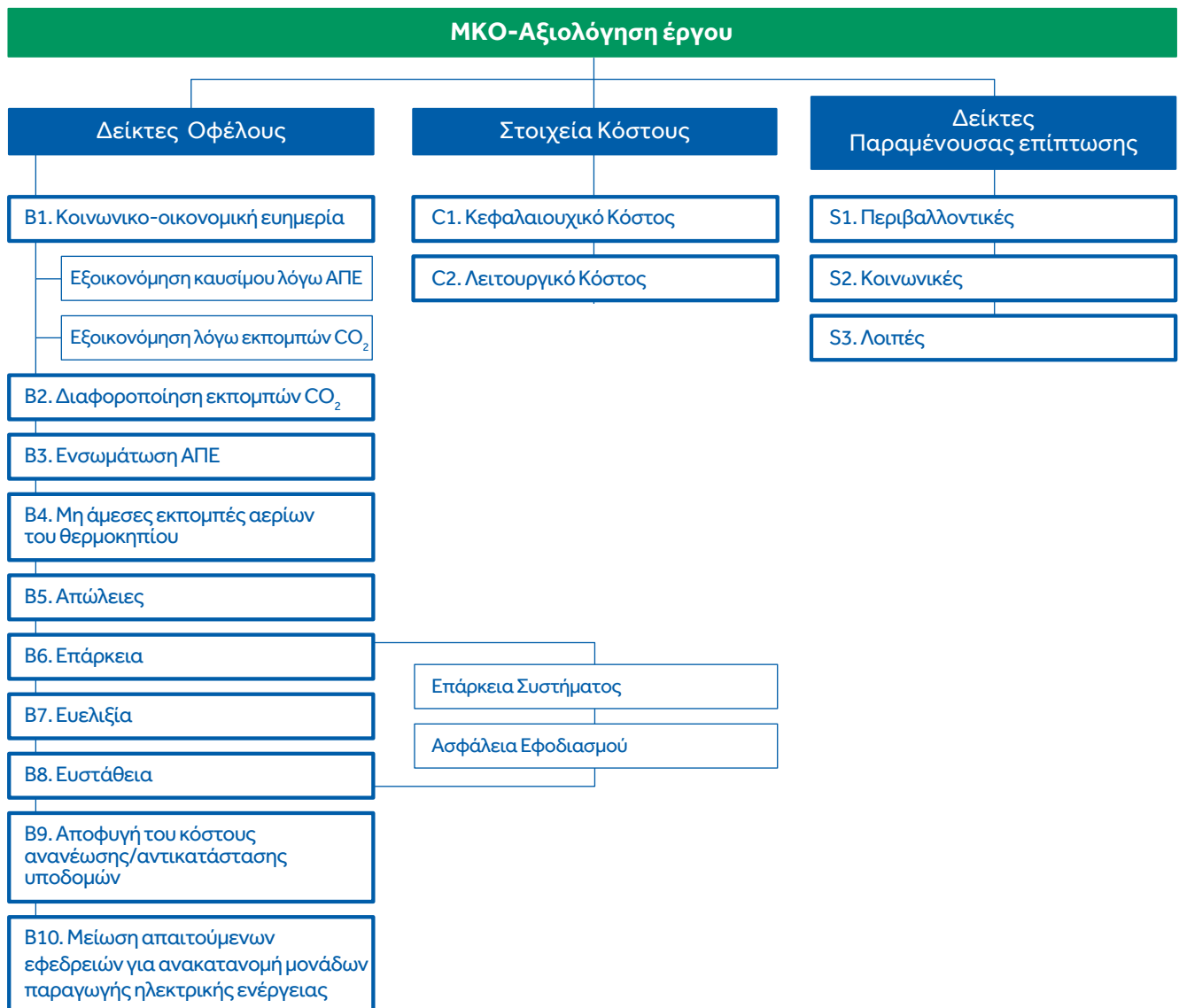
Στο πλαίσιο του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης του Δικτύου Μεταφοράς, στόχος του σχεδιασμού είναι η κατάλληλη

56 Κώδικας Διαχείρισης Συστήματος, υποενότητα 8.3 «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ (ΔΠΑ) », Οκτώβριος 2020, Νέα Έκδοση 1.0

ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς που να επιτρέπει την ασφαλή λειτουργία του δικτύου, ένα υψηλό επίπεδο ασφάλειας εφοδιασμού και την ανταλλαγή ισχύος μεταξύ χωρών, διευκολύνοντας παράλληλα την πρόσβαση στο δίκτυο σε όλους τους συμμετέχοντες στην αγορά και συμβάλλοντας σε έναν βιώσιμο ενεργειακό εφοδιασμό και ανταγωνισμό καθώς επίσης στην 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.

7.1 Μεθοδολογία ΜΚΟ

Η μεθοδολογία της 3ης κατευθυντήριας οδηγίας του ENTSO-E που υιοθετήθηκε στο εγχειρίδιο σύνταξης ΜΚΟ υιοθετεί μία πολυκριτηριακή προσέγγιση η οποία βασίζεται σε ένα σύνολο κριτηρίων – δεικτών που αποσκοπούν να αποτυπώσουν ποσοτικά τη συμβολή ενός νέου έργου διασύνδεσης στην επίτευξη των στόχων. Ειδικότερα οι Δείκτες Οφέλους (Benefit Indicators) που χρησιμοποιούνται για την αξιολόγηση ενός έργου παρουσιάζονται στο Σχήμα 7.1 και στον Πίνακα 7.2 που ακολουθούν.



Σχήμα 7.1 Κριτήρια/δείκτες μεθοδολογίας ΜΚΟ

Πίνακας 7.2 Κριτήρια/δείκτες μεθοδολογίας ΜΚΟ

Κριτήριο/Δείκτης		Παράμετροι	Μεθοδολογία/Ερμηνεία	Μέθοδος Υπολογισμού
B1	Κοινωνικο-οικονομική ευημερία	Μεταβλητό Κόστος ηλεκτροπαραγωγής (Variable Generation Cost)	Κόστος Παραγωγής με και χωρίς το έργο	Μελέτες αγοράς (βελτιστοποίηση σχήματος παραγωγής)
		Συνολικό πλεόνασμα (Total Surplus, producer surplus+consumer surplus + congestion rent)	Συνολικό Πλεόνασμα για παραγωγό και καταναλωτή στις δύο περιοχές και κόστος συμφόρησης μεταξύ αυτών	
B2	Εκπομπές CO ₂	Διαφορικές Εκπομπές CO ₂ Πρόσθετη κοινωνική αξία λόγω μείωσης εκπομπών CO ₂	Αποτελείται από δύο μέρη: (1) Πλήρης νομιματοποίηση 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 (societal cost CO ₂ -ETS CO ₂ price), η οποία δεν νομιματοποιείται εντός του B1.	Μελέτες αγοράς
B3	Ενσωμάτωση ΑΠΕ	Σύνδεση νέων ΑΠΕ	Συμβολή του έργου στην απευθείας σύνδεση νέων ΑΠΕ στο Σύστημα	Μελέτες αγοράς ή δικτύου
		Αποφυγή περικοπών/ απόρριψης ενέργειας από ΑΠΕ	Απορριπτόμενη ενέργεια από ΑΠΕ (λόγω αδυναμίας απορρόφησης από περιορισμούς δικτύου χωρίς το έργο)	
B4	Εκπομπές αερίων εκτός του CO ₂	Ο δείκτης δίνει την αλλαγή των εκτός CO ₂ εκπομπών λόγω του νέου έργου	Οι δείκτες εκτός CO ₂ εκπομπών μπορούν να υπολογιστούν ανά τύπο καυσίμου πολλαπλασιάζοντας τον ειδικό συντελεστή εκπομπών (για όλους τους τύπους εκπομπών) σε (t/MWh) με την αντίστοιχη παραγωγή σε (MWh). Ο δείκτης δίνεται σε (t/yr).	Μελέτες αγοράς
B5	Απώλειες	Διαφορικές Απώλειες Ισχύος (Ενεργειακή Απόδοση)	Διαφοροποίηση Απωλειών Ισχύος Συστήματος με και χωρίς το έργο	Μελέτες δικτύου
B6	Ασφάλεια Εφοδιασμού: Επάρκεια	Αναμενόμενη Μη εξυπηρετούμενη Ενέργεια (EENS)	Ασφάλεια τροφοδότησης φορτίου	Μελέτες δικτύου
		Αναμενόμενη Μη εξυπηρετούμενη Ενέργεια (EENS) ή Αναμενόμενη Απώλεια Φορτίου (LOLE)	Επάρκεια Συστήματος παραγωγής	Μελέτες αγοράς
B7	Ασφάλεια Εφοδιασμού: Ευελιξία (Ανταλλαγή ενέργειας εξισορρόπησης)	Ως ευελιξία ορίζεται η επίπτωση του έργου στην ικανότητα του Συστήματος να ανταποκριθεί σε ταχείες και σοβαρές αλλαγές στην καθαρή ζήτηση (φορτίο μείον παραγωγή ΑΠΕ) στο πλαίσιο υψηλής διεύθυνσης μη κατανεμόμενων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής.	Εξυπηρέτηση εναλλακτικών σεναρίων ανάπτυξης του Συστήματος (διαφοροποίηση από αρχικό σχεδιασμό)	Μελέτες δικτύου (ανάλυση ευαισθησίας)

Κριτήριο/Δείκτης	Παράμετροι	Μεθοδολογία/Ερμηνεία	Μέθοδος Υπολογισμού	
B8	Ασφάλεια Εφοδιασμού: Ευστάθεια	Βαθμός ικανοποίησης των απαιτήσεων ασφάλειας	Συμβολή του έργου στην ικανότητα του Συστήματος να ανταπεξέρχεται σε πιθανές ακραίες λειτουργικές καταστάσεις, χωρίς να οδηγείται σε παραβιάσεις λειτουργικών περιορισμών	Μελέτες δικτύου
B9	Αποφυγή του κόστους ανανέωσης / αντικατάστασης των υποδομών	Μείωση του απαιτούμενου κόστους για αντικατάσταση ή αναβάθμιση της υπάρχουσας υποδομής εξαιτίας καινούριων έργων ή επενδύσεων	Επενδύοντας σε καινούριο έργο αντικαθιστά μερικά τα απαιτούμενα επενδυτικά κόστη για την αντικατάσταση ή ανακαίνιση του υπάρχοντος εξοπλισμού δικτύου και επιπλέον συνιστά μια εξοικονόμηση επενδυτικών κεφαλαίων για το φορέα του έργου.	Πληροφορία που λαμβάνεται/αντλείται από τον φορέα του έργου
B10	Ανακατανομή Εφεδρειών	Μείωση της απαραίτητης εφεδρείας των ανακατανεμόμενων μονάδων παραγωγής Η/Ε	Ο συγκεκριμένος δείκτης είναι προαιρετικός και μπορεί να επιτευχθεί όταν έχει υπολογιστεί το SEW με προσομοιώσεις ανακατανομής	Μελέτες Αγοράς (Προσομοιώσεις ανακατανομής)
S1	Περιβαλλοντική επίπτωση	Περιβαλλοντική επίπτωση σχετιζόμενη με το έργο	Αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον	Προκαταρκτικές μελέτες
S2	Κοινωνική επίπτωση	Κοινωνική επίπτωση σχετιζόμενη με το έργο	Αρνητικές επιπτώσεις στον τοπικό πληθυσμό	Προκαταρκτικές μελέτες
S3	Άλλες επιπτώσεις	Άλλες υπολειπόμενες επιπτώσεις από το έργο	Θετικές ή αρνητικές	

Για την εκτίμηση των Δεικτών Οφέλους πραγματοποιούνται μελέτες αγοράς και Δικτύου. Οι αξιολογήσεις της αγοράς σχετίζονται με τη βέλτιστη οικονομική λειτουργία του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής σε ετήσια βάση, ελαχιστοποιώντας το βραχυχρόνιο οριακό κόστος παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη αριθμό περιορισμών όπως είναι τα τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων, την ικανότητα εισαγωγών/εξαγωγών, δεδομένα για την απόδοση των θερμικών μονάδων, τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους και τη διαθεσιμότητα, καθώς και σχετικές προβλέψεις του κόστους καυσίμων και των τιμών εκπομπών ρυπογόνων αερίων χρησιμοποιούνται για τον καθορισμό του κόστους παραγωγής. Επιπρόσθετα λαμβάνονται υπόψη η ετήσια καμπύλη φορτίου, η ωριαία παραγωγή ΑΠΕ καθώς και η παραγωγή των υδροηλεκτρικών βασιζόμενοι σε υδρολογικά δεδομένα. Αυτές οι εκτιμήσεις παρέχουν σε ωριαία βάση την ηλεκτροπαραγωγή των μονάδων, το μεταβλητό κόστος ηλεκτροπαραγωγής, μια εκτίμηση του οριακού κόστους, τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, το ποσό ενέργειας που δεν απορροφάται και το οποίο αποκόπτεται (curtailed/spilled) καθώς και τους δείκτες επάρκειας. Με τις μελέτες αγοράς υπολογίζονται τελικά οι ακόλουθοι δείκτες της μεθοδολογίας ΜΚΟ:

- **B1** Κοινωνικοοικονομική Ευημερία (SEW, Socio Economic Welfare)
- **B2** Πρόσθετο κοινωνικό όφελος εξαιτίας της διαφοροποίησης εκπομπών CO₂ (Variation in CO₂ emissions)
- **B3** Ενσωμάτωση ΑΠΕ (RES integration)
- **B4** Οι μη άμεσες εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (Non-Direct Greenhouse Emissions)
- **B6** Ασφάλεια εφοδιασμού: Επάρκεια (Security of supply: adequacy to meet demand)
- **B7** Ασφάλεια εφοδιασμού: Ευελιξία (Security of supply: Flexibility (Balancing energy exchange))

Με τις μελέτες δικτύου πραγματοποιείται ανάλυση ηλεκτρικών συστημάτων στη μόνιμη και σε μεταβατικές καταστάσεις και χρησιμοποιούνται για τους ακόλουθους δείκτες οφέλους:

- **B5** Απώλειες στο δίκτυο (Variation in grid losses)
- **B8** Ασφάλεια εφοδιασμού: Ευστάθεια (Security of supply: System Stability)

7.2 Κοινωνικοοικονομική ανάλυση

Η κοινωνικοοικονομική ανάλυση για τα σημαντικά έργα βασίζεται στον υπολογισμό των δεικτών οφέλους που παρουσιάστηκαν στις προηγούμενες ενότητες σύμφωνα με τη μεθοδολογία του Εγχειριδίου σύνταξης Μελέτης Κόστους-Οφέλους για έργα που εντάσσονται στο ΕΣΜΗΕ. Κάποιοι από δείκτες οφέλους νομιματοποιούνται και οι άλλοι εκφράζονται σε φυσικούς όρους. Οι νομιματοποιημένοι δείκτες συνθέτουν τα νομιματοποιημένα οφέλη της κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης. Το επενδυτικό, λειτουργικό και κόστος συντήρησης συνθέτουν τα κόστη της επένδυσης. Για τη συνολική αξιολόγηση του έργου διεξάγεται κοινωνικοοικονομική ανάλυση, λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω κόστη και οφέλη από την οποία προκύπτουν οι δείκτες απόδοσης: Καθαρή Παρούσα Αξία (Net Present Value, ENPV) και Εσωτερικός Βαθμός Απόδοσης (Internal Rate of Return (EIRR)).

Στην εκπόνηση της κοινωνικοοικονομικής ανάλυσης διαμορφώνονται ανά περίπτωση ένα πλήθος σεναρίων εξέλιξης αναφορικά με τη ζήτηση ηλεκτρισμού, τη διείσδυση ΑΠΕ, και τις τιμές καυσίμων και εκπομπών CO₂, λαμβάνοντας υπόψη το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα και τη Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050.

7.3 Αποτελέσματα Μελετών Κόστους-Οφέλους

Τα αποτελέσματα των Μελετών Κόστους-Οφέλους αναδεικνύουν και ποσοτικοποιούν τα αναμενόμενα οφέλη από την υλοποίηση του έργου, όπως αυτά περιγράφονται στους στόχους του έργου και ιδίως αναφορικά με:

- Την εξασφάλιση της ομαλής, αξιόπιστης και με οικονομικότερο τρόπο, τροφοδότησης με ηλεκτρική ενέργεια των Δωδεκανήσων και νησιών ΒΑ Αιγαίου σε σύγκριση με την υφιστάμενη κατάσταση.
- Την εξασφάλιση της ασφάλειας τροφοδοσίας με ηλεκτρική ενέργεια από το ΕΣΜΗΕ και παύση της ηλεκτρικής απομόνωσης των νησιών.
- Τη μείωση των περιβαλλοντικών επιπτώσεων και της επιβάρυνσης που προκαλείται στο περιβάλλον του συμπλέγματος των Δωδεκανήσων και νησιών ΒΑ Αιγαίου από τους υφιστάμενους πετρελαϊκούς σταθμούς παραγωγής, οι οποίοι λειτουργούν πλησίον κατοικημένων και τουριστικών περιοχών, με τον σταδιακό περιορισμό έως την οριστική παύση της λειτουργίας τους.
- Την αύξηση της δυνατότητας εκμετάλλευσης του πλούσιου δυναμικού ΑΠΕ της περιοχής.

Επιπρόσθετα, ειδικά για την περίπτωση έργων νησιωτικών διασυνδέσεων, ένας σημαντικός στόχος της διασύνδεσης των αυτόνομων νησιών είναι η μείωση του κόστους των Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) οι οποίες αποτελούν τμήμα του ρυθμιζόμενου σκέλους των τιμολογίων λιανικής ηλεκτρικής ενέργειας και επιβαρύνουν το σύνολο των καταναλωτών της Ελλάδας με σκοπό την εξισορρόπηση του πολύ υψηλού κόστους παραγωγής ενέργειας στα ΜΔΝ. Στο πλαίσιο των ΜΚΟ πραγματοποιείται εκτίμηση της αναμενόμενης μείωσης ΥΚΩ^[57] λόγω της υλοποίησης έργων νησιωτικών διασυνδέσεων.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα βασικά αποτελέσματα των μελετών που έχουν εκπονηθεί για τα έργα Διασύνδεσης Νοτίων και Δυτικών Κυκλάδων (Δ' Φάση), Διασύνδεσης Δωδεκανήσων και Διασύνδεσης νησιών Β.Α. Αιγαίου. Σε κάθε έργο παρουσιάζονται οι τιμές των δεικτών/κριτηρίων, η εκτιμώμενη Συνολική Μείωση Κόστους ΥΚΩ και οι κοινωνικοοικονομικοί δείκτες απόδοσης.

57 Η εκτίμηση της αναμενόμενης μείωσης ΥΚΩ βασίζεται στην Απόφαση ΠΑΕ 14/2014

7.3.1 Διασύνδεση Κυκλάδων (φάση Δ')

- **Σενάριο 1:** Αναφορικά με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, έως το έτος 2030 υιοθετούνται οι υποθέσεις του ΕΣΕΚ, ενώ για την περίοδο 2031-2050 βάση αποτελούν οι υποθέσεις του σεναρίου «ΕΣΕΚ 2030» του υπό διαβούλευση σχεδίου της Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το 2050. Όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, στα υπό εξέταση νησιά των Κυκλάδων θεωρείται μηδενική αύξηση (επίπεδο σημερινής κατάστασης), ενώ στο Διασυνδεδεμένο υιοθετούνται οι υποθέσεις του ΕΣΕΚ.
- **Σενάριο 2:** Θεωρείται ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ίδια με του σεναρίου 1. Ως προς την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ στις Κυκλάδες υιοθετούνται οι υποθέσεις του ΕΣΕΚ για το 2050, καλύπτοντας όμως το συνολικό περιθώριο με ταχύτερο ρυθμό (έως το 2034). Επίσης λαμβάνεται υπόψη η ανάπτυξη γεωθερμικού σταθμού ηλεκτροπαραγωγής 40 MW στη Μήλο.
- **Σενάριο 3:** Θεωρείται αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ. Ως προς την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1.
- **Σενάριο 4:** Υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1 για τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ. Θεωρούνται αυξημένες τιμές CO₂ σχέση με το σενάριο 1.

Πίν. 7.3 Δείκτες Αξιολόγησης έργου διασύνδεσης Κυκλάδων

Κριτήριο-Δείκτης	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3	ΣΕΝΑΡΙΟ 4
B1. Κοινωνικοοικονομική ευημερία (€)	1.291.143.496	1.642.276.591	2.151.767.590	1.354.689.065
B2. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης CO ₂ (€)	1.205.633.430	2.032.670.231	1.968.296.109	1.191.318.497
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh)	786,18	6.834,62	789,8	745,43
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (tn)				
NOx	-796	-5.121	-1.305	-937
CO	397	-1.211	806	408
SOx	-2539	-6.761	-4.728	-2387
PM _{2,5}	-174	-202	-272	-174
PM ₁₀	-345	-377	-550	-344
B5. Διαφοροποίηση Απωλειών (€)	-5.744.000	13.059.000	-3.925.000	3.250.000
B6. Επάρκεια (€)			N/A	
B7. Ευελιξία			N/A	
B8. Ευστάθεια				
Ευστάθεια γωνίας			0	
Ευστάθεια τάσης			0	
Ευστάθεια συχνότητας			++	
B9. Αποφυγή Κόστους Ανανέωσης/ Αντικατάστασης υποδομών (€)	0	0	0	0
B10. Μείωση απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	0	0	0	0
S1. Περιβαλλοντική Επίπτωση (km)		24,8		
S2. Κοινωνική Επίπτωση (km)		0		
S3. Λοιπές Επιπτώσεις (km)		0		

Πίν. 7.4 Εκτιμώμενη Συνολική Μείωση Κόστους ΥΚΩ έργου διασύνδεσης Κυκλάδων (σε € δις)

ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΜΕΙΩΣΗ ΥΚΩ (2025-2049)	
Σενάριο 1	1,788
Σενάριο 2	1,498
Σενάριο 3	3,092
Σενάριο 4	1,764

Πίν. 7.5 Κοινωνικοοικονομικοί δείκτες απόδοσης έργου διασύνδεσης Κυκλάδων

	ENPV	EIRR	EB/C
Σενάριο 1	899.284.818	15,34%	2,82
Σενάριο 2	1.560.373.086	21,01%	4,16
Σενάριο 3	1.804.720.366	24,32%	4,66
Σενάριο 4	934.295.762	15,79%	2,89

7.3.2 Διασύνδεση Δωδεκανήσων

- **Σενάριο 1:** Αναφορικά με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας βάση αποτελούν οι υποθέσεις του σεναρίου «ΕΣΕΚ 2030» του υπό διαβούλευση σχεδίου της Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το 2050. Όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, υιοθετούνται οι υποθέσεις του ΕΣΕΚ.
- **Σενάριο 2:** Υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1 για τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Αναφορικά με την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, στις προβλέψεις του ΕΣΕΚ προστίθενται 400 MW offshore Α/Π στο ΗΣ Κω - Καλύμνου.
- **Σενάριο 3:** Θεωρείται αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ. Ως προς την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1.

Πίν. 7.6 Δείκτες Αξιολόγησης έργου διασύνδεσης Δωδεκανήσων

Κριτήριο-Δείκτης	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
B1. Κοινωνικοοικονομική ευημερία (€)	2.212.709.808	3.845.202.471	2.600.162.527
B2. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης CO ₂ (€)	3.987.337.337	7.581.983.740	4.887.861.397
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh)	12.252	38.064	12.767
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (tn)			
NO _x	-8074	-24.679	-9217
CO	-2888	-10.814	-4039
SO _x	-1192	-78	-29
PM _{2,5}	-129	-248	-92
PM ₁₀	-166	-247	-92
B5. Διαφοροποίηση Απωλειών (€)	-118.026.862	-72.683.113	-352.506.561
B6. Επάρκεια (€)		N/A	
B7. Ευελιξία		N/A	
B8. Ευστάθεια			
Ευστάθεια γωνίας		0	
Ευστάθεια τάσης		0	
Ευστάθεια συχνότητας		++	
B9. Αποφυγή Κόστους Ανανέωσης/ Αντικατάστασης υποδομών (€)	0	0	0
B10. Μείωση απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	0	0	0
S1. Περιβαλλοντική Επίπτωση (km)		N/A	
S2. Κοινωνική Επίπτωση (km)		N/A	
S3. Λοιπές Επιπτώσεις (km)		N/A	

Πίν. 7.7 Εκτιμώμενη Συνολική Μείωση Κόστους ΥΚΩ έργου διασύνδεσης Δωδεκανήσων (σε € δις)

	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΜΕΙΩΣΗ ΥΚΩ (2029-2053)
Σενάριο 1	2,809
Σενάριο 2	2,763
Σενάριο 3	3,641

Πίν. 7.8 Κοινωνικοοικονομικοί δείκτες απόδοσης έργου διασύνδεσης Δωδεκανήσων

	ENPV	EIRR	
Σενάριο 1	1.810.123.934	11,25%	2,17
Σενάριο 2	4.591.025.827	17,52%	3,97
Σενάριο 3	2.357.258.512	12,91%	2,53

Η μελέτη θα επικαιροποιηθεί σε επόμενο ΔΠΑ, κατόπιν της οριστικοποίησης των εκτιμήσεων κόστους.

7.3.3 Διασύνδεση νησιών Β.Α. Αιγαίου

- **Σενάριο 1:** Αναφορικά με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας βάση αποτελούν οι υποθέσεις του σεναρίου «ΕΣΕΚ 2030» του υπό διαβούλευση σχεδίου της Μακροχρόνιας Στρατηγικής για το 2050. Όσον αφορά την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, υιοθετούνται οι υποθέσεις του ΕΣΕΚ.
- **Σενάριο 2:** Υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1 για τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Αναφορικά με την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ, στις προβλέψεις του ΕΣΕΚ προστίθενται 400 MW offshore Α/Π, τα οποία κατανέμονται στα ΗΣ Λήμνου, Σκύρου και Σάμου.
- **Σενάριο 3:** Θεωρείται αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ. Ως προς την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1.

Πίν. 7.9 Δείκτες Αξιολόγησης έργου διασύνδεσης Β.Α. Αιγαίου

Κριτήριο-Δείκτης	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
B1. Κοινωνικοοικονομική ευημερία (€)	1.259.669.382	2.980.892.672	1.380.326.848
B2. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης CO ₂ (€)	2.418.084.427	6.187.250.416	2.872.038.151
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh)	6.898	30.806	7.294
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (tn)			
NO _x	-4671	-18.784	-5367
CO	-1982	-8.231	-2352
SO _x	-14	-59	-17
PM _{2,5}	-45	-189	-54
PM ₁₀	-45	-161	-54
B5. Διαφοροποίηση Απωλειών (€)	-107.066.149	-31.709.024	-108.274.785
B6. Επάρκεια (€)		N/A	
B7. Ευελιξία		N/A	
B8. Ευστάθεια			
Ευστάθεια γωνίας		0	
Ευστάθεια τάσης		0	
Ευστάθεια συχνότητας		++	
B9. Αποφυγή Κόστους Ανανέωσης/ Αντικατάστασης υποδομών (€)	0	0	0
B10. Μείωση απαιτούμενων εφεδρειών για ανακατανομή μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας	0	0	0
S1. Περιβαλλοντική Επίπτωση (km)		N/A	
S2. Κοινωνική Επίπτωση (km)		N/A	
S3. Λοιπές Επιπτώσεις (km)		N/A	

Πίν. 7.10 Εκτιμώμενη Συνολική Μείωση Κόστους ΥΚΩ έργου διασύνδεσης Β.Α. Αιγαίου (σε € δις)

	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΜΕΙΩΣΗ ΥΚΩ (2030 – 2054) (εφεδρεία στη Χίο)	ΣΥΝΟΛΙΚΗ ΜΕΙΩΣΗ ΥΚΩ (2030 – 2054) (εφεδρεία στη Σάμο)
Σενάριο 1	1,657	1,641
Σενάριο 2	1,636	1,620
Σενάριο 3	1,923	1,907

Πίν. 7.11 Κοινωνικοοικονομικοί δείκτες απόδοσης έργου διασύνδεσης Β.Α. Αιγαίου

	ENPV	EIRR	EB/C
Σενάριο 1	1.030.128.165	10,88%	2,10
Σενάριο 2	4.056.018.627	22,72%	5,34
Σενάριο 3	1.305.412.442	11,92%	2,40

Η μελέτη θα επικαιροποιηθεί σε επόμενο ΔΠΑ, κατόπιν της οριστικοποίησης των εκτιμήσεων κόστους.

7.3.4 Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Τουρκίας

Το έργο της νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV Ελλάδας – Τουρκίας αξιολογήθηκε στο πλαίσιο του διευρωπαϊκού δεκαετούς προγράμματος ανάπτυξης δικτύων TYNDP 2022 του ENTSO-E με βάση την 3η κατευθυντήρια οδηγία Μελετών Κόστους Οφέλους του ENTSO-E. Κάθε έργο που περιλαμβάνεται στο TYNDP αξιολογείται με τη μεθοδολογία αυτή που καθορίζει τα κριτήρια για την αξιολόγηση του κόστους και των οφελών των έργων μεταφοράς και αποθήκευσης, τα οποία απορρέουν από ευρωπαϊκές πολιτικές για την ολοκλήρωση της αγοράς, την ασφάλεια του εφοδιασμού και τη βιωσιμότητα.

Στο πλαίσιο του TYNDP 2022 ο ENTSO-E αξιολόγησε τα οφέλη που αποφέρει το έργο το έτος 2030 για δύο σενάρια:

- 1. National Trends (NT)
- 2. Distributed Energy (DE)

και το έτος 2040 για το σενάριο Distributed Energy.

Το σενάριο National Trends είναι το σενάριο κεντρικής πολιτικής του TYNDP 2022, το οποίο έχει σχεδιαστεί για να αντικατοπτρίζει τα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) των κρατών μελών της ΕΕ, σύμφωνα με την απαίτηση επίτευξης των σημερινών στόχων ενεργειακής στρατηγικής για το 2030. Το σενάριο Distributed Energy έχει σχεδιαστεί για να αντικατοπτρίζει την επίτευξη του στόχου της διατήρησης της παγκόσμιας αύξησης της θερμοκρασίας ώστε να μην υπερβεί το στόχο του 1,5°C της Συμφωνίας του Παρισιού. Στην ουσία αντικατοπτρίζει την πορεία για την επίτευξη κλιματικής ουδετερότητας σε επίπεδο ΕΕ έως το 2050, καθώς και τη μείωση των εκπομπών τουλάχιστον κατά 55% έως το 2030.

Για κάθε σενάριο υπολογίστηκαν από τον ENTSO-E οι Δείκτες Οφέλους σύμφωνα με την ανωτέρω μεθοδολογία και τα αποτελέσματα έχουν καταχωρηθεί στον Πίνακα 7.12. Σημειώνεται ότι τα οφέλη που υπολογίζονται πρέπει να εκληφθούν ως οφέλη για όλη την εξεταζόμενη περιοχή, η οποία περιλαμβάνει το Ευρωπαϊκό Σύστημα (περίμετρος ENTSO-E) και την Τουρκία.

Πίν. 7.12 Δείκτες Αξιολόγησης του νέου έργου διασύνδεσης Ελλάδας – Τουρκίας από τον ENTSO-E στο πλαίσιο του TYNDP 2022^[58]

Κριτήριο-Δείκτης		Σενάριο NT2030	Σενάριο DE2030	Σενάριο DE2040
B1. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	92	112	287
	μέσος όρος	89	111	285
	ελάχιστο	87	111	283
B1. Αύξηση κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	56	53	181
	μέσος όρος	46	45	163
	ελάχιστο	40	36	151
B1_CO ₂ . Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) λόγω μείωσης εκπομπών CO ₂ , σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	111	92	122
	μέσος όρος	100	89	112
	ελάχιστο	92	85	101
B1_CO ₂ . Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) λόγω μείωσης εκπομπών CO ₂ , στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	-113	-83	-7
	μέσος όρος	-116	-89	-12
	ελάχιστο	-119	-95	-15
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ (Μ€/έτος), σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	1	29	102
	μέσος όρος	0	22	95
	ελάχιστο	0	16	87
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ (Μ€/έτος), στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	1	29	101
	μέσος όρος	1	21	93
	ελάχιστο	0	16	83
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO ₂ (kton/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	-1309	-1090	-825
	μέσος όρος	-1429	-1141	-910
	ελάχιστο	-1586	-1179	-991
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO ₂ (kton/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	1702	1213	123
	μέσος όρος	1652	1137	95
	ελάχιστο	1613	1059	58
B2b. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO ₂ (Μ€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	60€/ton CO ₂	0	0	30
	100€/ton CO ₂	43	25	133
	189€/ton CO ₂	170	127	341
B2b. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO ₂ (Μ€/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	60€/ton CO ₂	0	0	0
	100€/ton CO ₂	0	0	0
	189€/ton CO ₂	0	0	0

58 <https://tyndp2022-project-platform.azurewebsites.net/projectsheets/transmission/1067>

B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	20	447	2251
	μέσος όρος	7	360	2036
	ελάχιστο	-4	279	1849
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	19	445	2218
	μέσος όρος	9	358	1998
	ελάχιστο	-2	279	1768
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (ton/έτος)				
NO _x	μέσος όρος	-3908	-	-
NH ₃	μέσος όρος	29	-	-
SO ₂	μέσος όρος	-6979	-	-
PM ₅	μέσος όρος	-106	-	-
PM ₁₀	μέσος όρος	-71	-	-
NVMOC	μέσος όρος	-1	-	-
B6. Μείωση Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (MWh/έτος)	μέγιστο	181	-	-
	μέσος όρος	181	-	-
	ελάχιστο	181	-	-
B6. Κοινωνικό όφελος λόγω μείωσης Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (Μ€/έτος)	μέσος όρος	2	-	-

7.3.5 Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Αλβανίας

Το έργο της νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV Ελλάδας – Αλβανίας αξιολογήθηκε με βάση την 3η κατευθυντήρια οδηγία Μελετών Κόστους Οφέλους του ENTSO-E, στο πλαίσιο συνεργασίας και δημιουργίας κοινής ομάδας εργασίας μεταξύ των Διαχειριστών Ελλάδας και Αλβανίας.

Για την αξιολόγηση των οφελών που αποφέρει το έργο εξετάστηκαν δύο σενάρια για το έτος 2030:

- **Σενάριο 1:** Σύμφωνα με το National Trend σενάριο της Ευρωπαϊκής Μελέτης Επάρκειας (ERAA) για το έτος 2021, στη βάση των στόχων των ΕΣΕΚ των κρατών μελών της ΕΕ.
- **Σενάριο 2:** Αποτελεί πιο φιλόδοξο σενάριο αναφορικά με την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ για την Ελλάδα και την Αλβανία και διαμορφώθηκε στη βάση των δεδομένων που συλλέχθηκαν από τους Διαχειριστές για την εκπόνηση της ERAA για το έτος 2022 καθώς και πρόσθετων εκτιμήσεων των Διαχειριστών.

Για κάθε σενάριο υπολογίστηκαν οι Δείκτες Οφέλους σύμφωνα με την ανωτέρω μεθοδολογία και τα αποτελέσματα έχουν καταχωρηθεί στον Πίνακα 7.13. Σημειώνεται ότι τα οφέλη που υπολογίζονται πρέπει να εκληφθούν ως οφέλη για το σύνολο της εξεταζόμενης περιοχής, η οποία περιλαμβάνει την περιοχή των Βαλκανίων, την Τουρκία και κάποιες ζώνες της Ιταλίας.

Πίν. 7.13 Δείκτες Αξιολόγησης του νέου έργου διασύνδεσης Ελλάδας – Αλβανίας

Κριτήριο-Δείκτης		Σενάριο 1	Σενάριο 2
B1. Αύξηση κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος)		3.7	7
B1_CO ₂ . Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) λόγω μείωσης εκπομπών CO ₂		3.4	6.2
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ (Μ€/έτος)		1.7	5.8
B2b. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO ₂ (Μ€/έτος)	100€/ton CO ₂	1.5	2.7
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (ton/έτος)			
NO _x		-101	-182
CO		3	-32
SO ₂		-843	-1518
PM ₅		-1	-3
PM ₁₀		-4	-7

7.3.6 Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας

Το έργο της νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV Ελλάδας – Ιταλίας αξιολογήθηκε με βάση την 3η κατευθυντήρια οδηγία Μελετών Κόστους Οφέλους του ENTSO-E, στο πλαίσιο συνεργασίας και δημιουργίας κοινής ομάδας εργασίας μεταξύ των Διαχειριστών Ελλάδας και Ιταλίας.

Τα οφέλη του έργου αξιολογήθηκαν για τα έτη 2030 και 2040, με βάση το σενάριο National Trends (NT) όπως είχε σχεδιαστεί για το TYNDP 2020 του ENTSO-E, λαμβάνοντας υπόψη τυχόν επικαιροποιήσεις σύμφωνα με τα εθνικά ΔΠΑ των δύο χωρών καθώς και τα εγκεκριμένα ΕΣΕΚ τους. Περαιτέρω, για το ανωτέρω σενάριο εξετάζονται δύο περιπτώσεις, αναφορικά με τη δυναμικότητα της διασύνδεσης Μαυροβουνίου – Ιταλίας (Monita):

➤ Περίπτωση 1: Monita 600 MW

➤ Περίπτωση 2: Monita 1200 MW

Για κάθε σενάριο υπολογίστηκαν από οι Δείκτες Οφέλους σύμφωνα με τη μεθοδολογία του ENTSO-E και τα αποτελέσματα έχουν καταχωρηθεί στον Πίνακα 7.14. Σημειώνεται ότι τα οφέλη που υπολογίζονται πρέπει να εκληφθούν ως οφέλη για το Ευρωπαϊκό Σύστημα στο σύνολό του.

Πίν. 7.14 Δείκτες Αξιολόγησης του νέου έργου διασύνδεσης Ελλάδας – Ιταλίας

Κριτήριο-Δείκτης	Σενάριο NT2030		Σενάριο NT2040		
	Monita 600 MW	Monita 1200 MW	Monita 600 MW	Monita 1200 MW	
B1. Αύξηση κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος)	10.8	13.5	83	74	
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO ₂ (kton/έτος)	-346	-367	-382	-366	
B2b. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO ₂ (Μ€/έτος)	105€/ton CO ₂ 2030 283€/ton CO ₂ 2040	12	13	74	71
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh/έτος)	273	212	1043	1323	
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (ton/έτος)					
NO _x	-780	-850	-390	-360	
NH ₃	0	10	-40	-40	
SO ₂	-910	-1100	-50	-30	
PM _{2.5}	-70	-70	-20	-30	
PM ₁₀	-40	-40	-10	-20	
NVMOC	0	0	-10	-10	



ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗΣ & ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ