

ΔΕΚΑΕΤΕΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ

2027 – 2036

ΚΥΡΙΟ ΤΕΥΧΟΣ

Έκδοση 0.1 – Δημόσια Διαβούλευση ΑΔΜΗΕ

Ιούνιος 2026



Πίνακας Περιεχομένων

1. Εισαγωγή	1
1.1. Γενικά	1
1.2. Νομοθετικό και Ρυθμιστικό Πλαίσιο	2
1.3. Δημοσιοποίηση και Διαβούλευση	4
2. Οδηγοί Παράμετροι για την ανάπτυξη του Συστήματος	5
2.1. Ενσωμάτωση αυξημένης διείσδυσης ΑΠΕ	7
2.2. Ενίσχυση Ασφάλειας και Αξιοπιστίας του Συστήματος Μεταφοράς	8
2.3. Υλοποίηση Νησιωτικών Διασυνδέσεων	8
2.3.1. Στρατηγική Διασύνδεσης Αυτόνομων Νησιωτικών Συστημάτων με το ΕΣΜΗΕ	8
2.4. Ανάπτυξη Διεθνών Διασυνδέσεων	11
2.5. Ενσωμάτωση Υπεράκτιων Πάρκων	12
2.6. Ενσωμάτωση Συστημάτων Αποθήκευσης	15
2.7. Ενσωμάτωση Data Centers	17
2.8. Αναβάθμιση Ευστάθειας και Ελέγχου Συστήματος Μεταφοράς	18
2.9. Μακροπρόθεσμη Στρατηγική Ανάπτυξης του Συστήματος	19
2.10. Επιμερισμός δυνατοτήτων σύνδεσης σταθμών ΑΠΕ και Data Centers ανά περιοχή του Συστήματος Μεταφοράς	20
3. Σχεδιασμός Ανάπτυξης Συστήματος	23
3.1. Σενάρια Ανάπτυξης	23
3.1.1. Μονάδες Παραγωγής	23
3.1.2. Ζήτηση Ενέργειας	24
3.1.3. Αιχμή Φορτίου	26
3.2. Σύστημα Μεταφοράς	29
3.2.1. Υποσταθμοί ΥΤ/ΜΤ και Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ)	29
3.2.2. Γραμμές Μεταφοράς (Γ.Μ.)	30
3.2.3. Συσκευές Αντιστάθμισης Αέργου Ισχύος	30
4. Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας και Μονάδες Συμπαράγωγής Υψηλής Απόδοσης	32
4.1. Γενικά	32
4.2. Παρούσα Κατάσταση	33
4.3. Μονάδες ΑΠΕ σε Λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα	37
5. Διεθνείς Διασυνδέσεις	39
5.1. Υφιστάμενες διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος	39
5.1.1. Ελλάδα - Βόρεια Μακεδονία	40
5.1.2. Ελλάδα - Αλβανία	40
5.1.3. Ελλάδα - Βουλγαρία	40
5.1.4. Ελλάδα - Ιταλία	40
5.1.5. Ελλάδα - Τουρκία	40
5.2. Ιστορικά Στοιχεία Αξιοποίησης Διασυνδέσεων	41
5.3. Νέες Διασυνδετικές Γ.Μ. στην περιοχή με επίδραση στην ικανότητα ανταλλαγών ισχύος του Ελληνικού Συστήματος	42
5.4. Νέες Διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος με Γειτονικά Συστήματα	43
5.4.1. Διασύνδεση Ελλάδας - Κύπρου - Ισραήλ (Great Sea Interconnector)	43
5.4.2. Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Ιταλίας (GRITA 2)	44
5.4.3. Δεύτερη Διασύνδεση Ελλάδας - Τουρκίας	45
5.4.4. Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας - Αλβανίας	46
5.4.5. Διασύνδεση Ελλάδας - Αιγύπτου	46
5.4.6. Διασύνδεση Ελλάδας - Σαουδικής Αραβίας (Saudi Greek Interconnection)	47
5.4.7. Διασύνδεση Ελλάδας - Γερμανίας (Green Aegean Interconnector)	48
5.4.8. Αναβάθμιση διασύνδεσης Ελλάδας - Βόρειας Μακεδονίας	48
5.5. Επίπεδο διασυνδεσιμότητας	49



5.6.	Έργα ελληνικού ενδιαφέροντος στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP) του ENTSO-E	51
5.7.	Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest) και Έργα Αμοιβαίου Ενδιαφέροντος (Projects of Mutual Interest)	52
5.8.	Έργα Ανάπτυξης στη Ν.Α. Ευρώπη - Περιφερειακή Διάσταση	52
6.	Έργα Συστήματος	55
6.1.	Γενικά	55
6.2.	Κατηγοριοποίηση Έργων	56
6.2.1.	Νέα Έργα	56
6.2.2.	Προγραμματισμένα	57
6.2.3.	Σε Εξέλιξη	58
6.2.4.	Ολοκληρωμένα	60
6.2.5.	Καθυστέρηση	60
6.2.6.	Ακύρωση	60
6.2.7.	Προληπτικές επενδύσεις (Anticipatory investments)	61
6.3.	Απολογισμός ΔΠΑ 2025-2034	61
6.3.1.	Ολοκλήρωση του έργου 14.1 ΚΥΤ Λαγκαδά και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV	63
6.3.2.	Ολοκλήρωση του έργου 14.26 Διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα (Φάση II)	63
6.3.3.	Ολοκλήρωση του έργου 18.2 Παραλλαγές Γ.Μ. 150 kV στην περιοχή Σέρβιων Κοζάνης	63
6.3.4.	Ολοκλήρωση του έργου 19.1 Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων (Νότιων και Δυτικών)	63
6.3.5.	Ολοκλήρωση του έργου 21.9 Παραλλαγές Γ.Μ. 400 και 150 kV λόγω εμπλοκής με τον αυτοκινητόδρομο Ε65	63
6.3.6.	Ολοκλήρωση υποέργων	63
6.3.7.	Έργα επέκτασης για την σύνδεση Χρηστών	64
6.4.	Εκτίμηση δαπανών ΔΠΑ 2027-2036	65
6.5.	Ανασκόπηση προόδου υλοποίησης έργων	70
7.	Μελέτες Κόστους – Οφέλους	78
7.1.	Μεθοδολογία ΜΚΟ	79
7.2.	Κοινωνικοοικονομική ανάλυση	81
7.3.	Αποτελέσματα Μελετών Κόστους-Οφέλους Νησιωτικών Διασυνδέσεων	82
7.3.1.	Διασύνδεση Δωδεκανήσων	82
7.3.2.	Διασύνδεση νησιών Β.Α. Αιγαίου	83
7.4.	Αποτελέσματα Μελετών Κόστους-Οφέλους Διεθνών Διασυνδέσεων	84
7.4.1.	Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Τουρκίας	85
7.4.2.	Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Αλβανίας	87
7.4.3.	Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας	88





1. Εισαγωγή

Το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΔΠΑ) 2027-2036 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:

- **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 υφισταμένων 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 υφισταμένων 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 τις οποίες 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 (Greenhouse 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. 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

¹ Εθνικό Σχέδιο Ενέργειας και Κλίματος - Αναθεωρημένη Έκδοση, ΥΠΕΝ, Δεκέμβριος 2024, ΦΕΚ Β' 6983/19.12.2024





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 ελάφρυνση 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 Βιωσιμότητας 2024² του ΑΔΜΗΕ με έμφαση στους στόχους 7 (Φτηνή και Καθαρή Ενέργεια), 9 (Βιομηχανία, Καινοτομία και Υποδομές) και 13 (Δράση για το Κλίμα). 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 (Ζωή στο Νερό) και 15 (Ζωή στη Στεριά).

Ο ΑΔΜΗΕ σχεδιάζει και αναπτύσσει έργα του ΕΣΜΗΕ εντάσεως κεφαλαίου και εντάσεως εργασίας, στην πλειοψηφία τους υψηλού επενδυτικού κόστους (εναέριες 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 στον στόχο βιώσιμης ανάπτυξης 8 (Αξιοπρεπής Εργασία και Οικονομική Ανάπτυξη). Η δημόσια διαβούλευση για την οριστική διαμόρφωση του ΔΠΑ, με ενσωμάτωση παρατηρήσεων από τους ενδιαφερόμενους (stakeholders) συμβάλλει στο στόχο 17 (Συνεργασία για τους Στόχους).

Κατά τη διάρκεια της τελευταίας χρονιάς προχώρησε αξιοσημείωτα η υλοποίηση αρκετών σημαντικών έργων σε συμφωνία με τα χρονοδιαγράμματα όπως παρουσιάζεται σε επόμενες ενότητες. Από την άλλη πλευρά θα πρέπει να αναγνωριστεί ότι οι περιορισμοί που επιβλήθηκαν σε παραγωγικές δραστηριότητες και στις μεταφορές 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 προβαίνει διαρκώς σε όλες τις απαραίτητες ενέργειες, σε συντονισμό με τους αρμόδιους κρατικούς φορείς λαμβάνοντας υπόψη 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 στον Νόμο 4001/2011³ 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 4001/2011⁵ 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

² https://www.admie.gr/sites/default/files/attached-files/type-file/2025/11/ADMIE_ekthesi_biosimotitas_2024_251125.pdf

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





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 Στόχους⁶ 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 ΚΔΣ⁷, 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 την υποενότητα 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 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 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. Αναφορικά με το κόστος των έργων επέκτασης του ΕΣΜΗΕ για τη σύνδεση των Χρηστών (Παραγωγών και Καταναλωτών) με το Σύστημα και σε εφαρμογή του άρθρου 98 του Ν. 4951/2022, αυτό βαρύνει κατ' αρχήν τον Χρήστη, επιμερίζεται μεταξύ του Διαχειριστή του ΕΣΜΗΕ και του Χρήστη, κατά ποσοστό πενήντα τοις εκατό (50%) στον καθένα, και ανακτάται από τον Χρήστη, σύμφωνα με τη διαδικασία που εξειδικεύεται στην Ενότητα 8 «Προγραμματισμός Ανάπτυξης ΕΣΜΗΕ» του ΚΔΣ.

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, αντνακλούν τον χρονικό προγραμματισμό της κατασκευής των αντίστοιχων έργων, θεωρώντας

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

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





το απαραίτητο χρονικό διάστημα για την έκδοση των απαιτούμενων αδειών και την ολοκλήρωση των απαλλοτριώσεων.

1.3. Δημοσιοποίηση και Διαβούλευση

Το ΔΠΑ 2027-2036 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 2027-2036 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>).



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 Οδηγιών (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 τον 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, ACER⁹). Τα κύρια νομοθετικά κείμενα που αφορούν στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας είναι ο Κανονισμός 2019/943/ΕΚ που αντικαθιστά τον Κανονισμό ΕΚ/714/2009 η Οδηγία 2019/944/ΕΚ που αντικαθιστά την Οδηγία 2009/72/ΕΚ του Τρίτου Ενεργειακού Πακέτου (Third Energy Package¹⁰). 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 καταναλωτή¹¹.

- **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

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



αποφευγόμενες επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής¹².

- **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 άνθρακα¹³.

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 και Ανθεκτικότητας (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 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

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

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





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 άρτια υλοποίηση του επενδυτικού προγράμματος, αναγκαίου για τη συμβολή του στην επίτευξη των στόχων για τη 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 στο εγκεκριμένο αναθεωρημένο ΕΣΕΚ (Δεκέμβριος 2024). Το προσχέδιο αυτό ενσωματώνει τους στόχους στο πλαίσιο της πολιτικής της Ευρωπαϊκής Ένωσης (RE-PowerEU και Fit-for-55 στο πλαίσιο του Green Deal), τις υπό τελική διαμόρφωση Ευρωπαϊκές οδηγίες για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, την ενεργειακή αποδοτικότητα και άλλες, αλλά και τους στόχους του πρόσφατου Εθνικού Κλιματικού Νόμου για τη μετάβαση στην κλιματική ουδετερότητα και την προσαρμογή στην κλιματική αλλαγή (ν. 4936, ΦΕΚ 105 Α/27.05.2022). Σημειώνεται ότι ο Εθνικός Κλιματικός Νόμος έθεσε συγκεκριμένους στόχους, περιλαμβανομένης της μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 55% έως το έτος 2030 και κατά 80% έως το έτος 2040 (σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990), και επίτευξη της κλιματικής ουδετερότητας (δηλαδή μηδενικές συνολικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου) έως το έτος 2050, ενώ όρισε ως καταληκτική ημερομηνία για την απολιγνιτοποίηση του ενεργειακού μίγματος της χώρας την 31η Δεκεμβρίου 2028.

Κύριος πυλώνας για την επίτευξη των στόχων που τίθενται στο εγκεκριμένο αναθεωρημένο ΕΣΕΚ αναδεικνύονται οι ΑΠΕ. Ειδικότερα, προβλέπεται η αναδιάρθρωση του ενεργειακού μίγματος της χώρας έως το 2030 και η αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ σε 43% της συνολικής ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης της ενέργειας. Για την επίτευξη αυτού του στόχου το εγκεκριμένο αναθεωρημένο ΕΣΕΚ προδιαγράφει έναν ριζικό μετασχηματισμό του τομέα του ηλεκτρισμού, με στόχο το μερίδιο συμμετοχής των μονάδων παραγωγής από ΑΠΕ στην ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας να φτάνει το 75,7% το 2030 και να πλησιάσει το 100% από το 2035 και έπειτα. Ως εκ τούτου, προβλέπεται αλματώδης διείσδυση των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Η εγκατεστημένη ισχύς των ΑΠΕ προβλέπεται από τα 18,4 GW (συμπεριλαμβανομένων 3,1 GW των Μεγάλων ΥΗΣ) που είναι σήμερα να υπερβεί τα 28 GW το 2030 και τα 36 GW το 2035.

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, σε συνδυασμό με το νέο πλαίσιο της Υπουργικής Απόφασης ΥΠΕΝ/ΔΑΠΕΕΚ/53607/1559/2023 - ΦΕΚ 3328/Β/19.05.23 και του Άρθρου 10, παρ. 5 του ν. 4951/2022 (ΦΕΚ Α' 129), με τα οποία εξειδικεύτηκαν και ποσοτικοποιήθηκαν λειτουργικοί περιορισμοί στην έγχυση ηλεκτρικής ενέργειας και ισχύος για σταθμούς ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ και Σταθμών Αποθήκευσης στις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, κατόπιν σχετικών εισηγήσεων του ΑΔΜΗΕ¹⁴ και του ΔΕΔΔΗΕ¹⁵.

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.

¹⁴ Εισήγηση ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (ΑΔΜΗΕ Α.Ε./ΔΝΣ/21028/02.11.2022)

¹⁵ Εισήγηση ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε./ΓρΔ/356507/04.11.2022)





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 τη 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 οι τρεις πρώτες Φάσεις του έργου της διασύνδεσης των Κυκλάδων και είναι σε εξέλιξη η Δ΄ Φάση αυτού. Επίσης έχουν ολοκληρωθεί τα έργα της διασύνδεσης της Κρήτης, τα οποία είναι ιδιαίτερης σημασίας, λόγω των υψηλών φορτίων (ενέργεια και ισχύς) της Νήσου και λόγω του πλούσιου 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. Μέσα στο 2025 ολοκληρώθηκε και το έργο της Β' Φάσης της διασύνδεσης Κρήτης (Κρήτη-Αττική) μέσω της θυγατρικής εταιρείας του ΑΡΙΑΔΝΗ INTERCONNECTION Α.Ε.Ε.Σ.. 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 νησιών 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 πετρελαϊκών 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 Σίκινος 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 υλοποιήθηκαν 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



Συστήματα¹⁶ (Σχ. 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 πετρελαϊκές μονάδες (κυρίως στα μικρά και μεσαία Συστήματα), ενώ έχουν εγκατασταθεί και αεριοστροβιλικές μονάδες (με καύσιμο ελαφρύ πετρέλαιο - diesel) στο Σύστημα της Ρόδου.



Σχ. 2.1: Διασυνδέσεις Νήσων του Αιγαίου υπό ΜΤ (πηγή ΔΕΔΔΗΕ)

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.

Η διασύνδεση των Νήσων έχει πολλά οφέλη, οικονομικά και κοινωνικά/περιβαλλοντικά, καθώς:

- Θα επιτρέψει τη σημαντικότερη εξοικονόμηση των δαπανών για το καύσιμο. Στα μη διασυνδεδεμένα Νησιά χρησιμοποιούνται υγρά καύσιμα, ελαφρύ (diesel) ή/και βαρύ πετρέλαιο (mazut), με συνέπεια πολύ υψηλό κόστος παραγωγής συγκρινόμενο με το αντίστοιχο στο Ηπειρωτικό Σύστημα και με τιμές οι οποίες ακολουθούν άμεσα την εξέλιξη των διεθνών τιμών του πετρελαίου. Το γεγονός αυτό έχει άμεση αντανάκλαση στο κόστος Υπηρεσιών Κοινής Ωφέλειας (ΥΚΩ) για όλους τους καταναλωτές της Χώρας.

¹⁶ <https://deddie.gr/el/themata-tou-diaxeiristi-mi-diasundedemenwn-nisiwn/agora-mdn/ilektrika-systimata-mdn/>

- Θα επιτρέψει την αποφυγή επενδύσεων μεγάλου κόστους για την ανάπτυξη και τον εκσυγχρονισμό των τοπικών Σταθμών παραγωγής. Οι υφιστάμενες μονάδες παραγωγής στα Νησιά είναι συνήθως παλιές με χαμηλό συντελεστή απόδοσης ενώ παράλληλα δεν μπορούν να καλύψουν την αυξανόμενη ζήτηση και απαιτούνται σημαντικές επενδύσεις για την ενίσχυση του παραγωγικού δυναμικού. Επιπλέον, τα Νησιά παρουσιάζουν πολύ χαμηλό συντελεστή φορτίου (χαμηλά φορτία τον Χειμώνα και πολύ υψηλά το Καλοκαίρι κυρίως λόγω του τουρισμού) γεγονός το οποίο επιβαρύνει το κόστος παραγωγής από τους τοπικούς Σταθμούς λόγω του πολύ υψηλού κεφαλαιουχικού τους κόστους.
- Θα συμβάλει στον περιορισμό (και μακροπρόθεσμα στην εξάλειψη) των αέριων ρύπων και των συνεπαγόμενων δαπανών οι οποίες σχετίζονται με ρύπους.
- Θα περιορίσει δραστικά την όχληση η οποία προκαλείται από τη συνεχή λειτουργία των τοπικών Σταθμών, πολλοί από τους οποίους βρίσκονται πλέον εντός κατοικημένων περιοχών.
- Θα επιτρέψει την καλύτερη εκμετάλλευση του υψηλού δυναμικού ΑΠΕ των νησιών, κυρίως του πολύ υψηλού αιολικού δυναμικού. Μέχρι σήμερα η εκμετάλλευση του δυναμικού ΑΠΕ των μη διασυνδεδεμένων Νησιών είναι πολύ περιορισμένη λόγω του μικρού μεγέθους των αυτόνομων συστημάτων των Νησιών.
- Τέλος, θα επιτρέψει τη διεύρυνση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας συμπεριλαμβάνοντας τα διασυνδεδεμένα Νησιά.

Ένας κρίσιμος παράγοντας είναι η θέση σε ισχύ της νέας περιβαλλοντικής νομοθεσίας (Οδηγίες 2010/75/ΕΕ ή Industrial Emissions Directive, IED και 2015/2193/ΕΕ ή Medium 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 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 νησιών) 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 τους 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 νησιών των ΜΔΝ στην περιοχή των Κυκλάδων, για τα οποία δε βρίσκεται σε ισχύ κάποιος υφιστάμενος προγραμματισμός ηλεκτρικής διασύνδεσής τους με το ΕΣΜΗΕ¹⁷.

Το πόρισμα αξιολογήθηκε από τον ΑΔΜΗΕ, ο οποίος γνωστοποίησε τις απόψεις του επί του θέματος¹⁸ ανεξάρτητα από το ΔΕΔΔΗΕ¹⁹.

- Πόρισμα επί της οικονομικότητας της ηλεκτροδότησης των Νήσων του Νοτίου Αιγαίου (Δωδεκάνησα) Μέρος Ι²⁰. Το πόρισμα αξιολογήθηκε από τον ΑΔΜΗΕ, ο οποίος γνωστοποίησε τις απόψεις του επί του θέματος²¹ ανεξάρτητα από το ΔΕΔΔΗΕ²².
- Πόρισμα επί της οικονομικότητας της ηλεκτροδότησης των Νήσων του Βορείου Αιγαίου Μέρος ΙΙ²³, για το οποίο ο ΑΔΜΗΕ εισηγήθηκε αντιστοίχως στη Ρυθμιστική Αρχή²⁴.

Το σύνολο των συμπερασμάτων των τριών πορισμάτων περιλαμβάνεται σε σχετική απόφαση της ΡΑΕ²⁵. 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.
- 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.

¹⁷ 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

¹⁸ 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

¹⁹ Επιστολή ΔΕΔΔΗΕ με αρ, πρωτ. ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε./ΓρΔ/1121/30.01.2017

²⁰ 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

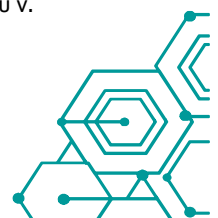
²¹ Εισήγηση ΑΔΜΗΕ Α.Ε. (ΑΔΜΗΕ Α.Ε./ΓΡ.Δ./20305/24.05.2018)

²² Εισήγηση ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. (ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε./ΓΡ.Δ./2205/15.02.2018)

²³ Πόρισμα επί της οικονομικότητας ηλεκτροδότησης των νησιών του Β. Αιγαίου Μέρος ΙΙ, Επιστολή Προέδρου Επιτροπής Εξέτασης Οικονομικότητας του τρόπου ηλεκτροδότησης ΜΔΝ, 27.12.2018

²⁴ Εισήγηση ΑΔΜΗΕ επί του σχεδιασμού διασύνδεσης των ΜΔΝ του Β. Αιγαίου (ΑΔΜΗΕ Α.Ε./ΓΡ.Δ./21011/12.12.2019)

²⁵ 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





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 3^{ου} 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. 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, βρίσκεται σε εξέλιξη το έργο διασύνδεσης Ελλάδας (Κρήτη) – Κύπρου, για το οποίο τον Οκτώβριο του 2023 ο ΑΔΜΗΕ ορίστηκε Φορέας Υλοποίησης και Project Promoter, διασφαλίζοντας την τεχνική και χρηματοδοτική επάρκεια του έργου και θέτοντας τις βάσεις για την έγκαιρη ολοκλήρωσή του.

2.5. Ενσωμάτωση Υπεράκτιων Πάρκων

Η επίτευξη των στόχων που τίθενται με το τρέχον Προσχέδιο Αναθεώρησης του Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα 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 (Κυκλάδες, Δωδεκάνησα, Βορειοανατολικό Αιγαίο).

Εκτός από τα Ιόνια νησιά, νησιά στο σύμπλεγμα των Κυκλάδων και την Κρήτη που έχουν πλέον διασυνδεθεί, 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^{26,27}, σύμφωνα με την οποία προκύπτουν σημαντικά οικονομικά οφέλη με τον 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 στον Ελληνικό θαλάσσιο χώρο. Σύμφωνα με τον 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:

- τον ενεργειακό σχεδιασμό και τους στόχους της χώρας, όπως αποτυπώνονται στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ),
- τον ευρύτερο σχεδιασμό της χώρας για την προστασία του περιβάλλοντος και της βιοποικιλότητας,
- 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
- τις απαιτήσεις της εθνικής ασφάλειας,
- 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:

- τον προσδιορισμό της μέγιστης δυνατότητας απορρόφησης αιολικής ισχύος από κάθε θαλάσσια περιοχή που περιγράφεται στο Εθνικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης ΥΑΠ,
- τον προσδιορισμό ενδεικτικού χρονοδιαγράμματος και ενδεικτικού κόστους της διασύνδεσης των περιοχών αυτών με το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ),
- τον προσδιορισμό διασυνδεδετικών λύσεων για την ισχύ των ΥΑΠ, κατά τον τεχνικά και οικονομικά βέλτιστο τρόπο,
- την επίτευξη συνεργειών με τα δίκτυα υποθαλάσσιων διασυνδέσεων για τη διασύνδεση των Μη

²⁶ 2nd Interim Report Study on the offshore grid potential in the Mediterranean region, NAVIGANT, June 2020, Prepared for Directorate-General for ENERGY

²⁷ Offshore grid delivery models for Greece: Guidehouse & ICCS-NTUA, Nov. 2021



Διασυνδεδεμένων Νησιών,

- την κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στα νησιωτικά ηλεκτρικά συστήματα και την απορρόφηση της παραγωγής των τοπικά εγκατεστημένων σταθμών,
- τη διερεύνηση της συμβατότητας με τις τεχνικές δυνατότητες των υποδομών του ηπειρωτικού συστήματος και τις δυνατότητες περαιτέρω ανάπτυξής τους,
- τη διερεύνηση της συμβατότητας και συνέργειας με μεγάλης κλίμακας διασυνδετικά έργα, όπως οι διασυννοριακές διασυνδέσεις,
- 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 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).

Σε συνέχεια της από 11/01/2024 επιστολής της Επιτροπής Συντονισμού Σύνδεσης και Ανάπτυξης Έργων ΥΑΠ προς τον Υπουργό Περιβάλλοντος και Ενέργειας και κατόπιν συνεδρίασης της εν λόγω Επιτροπής στις 09/01/2025, ορίστηκε η προτεινόμενη κατανομή ανά περιοχή του ΕΣΜΗΕ που περιλαμβάνεται στον Πιν. 2.1. Η συγκεκριμένη κατανομή είναι ένα επί της αρχής σχέδιο το οποίο προς ώρας δεν αποτελεί εισήγηση της Επιτροπής Συντονισμού Σύνδεσης και Ανάπτυξης Έργων ΥΑΠ. Σημειώνεται ότι για τη σύνδεση των ΥΑΠ στους συγκεκριμένους κόμβους θα πρέπει να συντρέχουν ειδικές προϋποθέσεις όπως η ολοκλήρωση υλοποίησης των σχετιζόμενων έργων ΔΠΑ στο ηπειρωτικό Σύστημα και των νησιωτικών διασυνδέσεων του Αιγαίου, ενώ σε συνθήκες αυξημένης παραγωγής από ΑΠΕ ο Διαχειριστής ενδέχεται να επιβάλλει περικοπές.

Πιν. 2.1: Προτεινόμενη γεωγραφική κατανομή ΥΑΠ στο ΕΣΜΗΕ με ορίζοντα το 2030

Κόμβος σύνδεσης/περιοχή ΕΣΜΗΕ	Εγκατεστημένη Ισχύς ΥΑΠ (MW)	Ενδεικτική περιοχή ανάπτυξης ΥΑΠ
Θράκη (ενδεικτικά ΚΥΤ Ν. Σάντας)	600	Θρακικό Πέλαγος/Σαμοθράκη (Πιλοτική εφαρμογή ΥΑΠ)
Κρήτη	200	Κρήτη
Κυκλάδες (Σύρος/Πάρος/Νάξος)	250	Κυκλάδες
Αττική (ΚΥΤ Αγ. Στεφάνου/νέο ΚΥΤ Μεσογείων)	200	Κυκλάδες (πλησίον Αττικής) / Ν. Ευβοϊκός Κόλπος
Δωδεκάνησα (ενδεικτικά Κως/Σορώνη)	350	ΝΑ Αιγαίο Πέλαγος/Δωδεκάνησα
Εύβοια (ενδεικτικά ΚΥΤ Αλιβερίου/νέο ΚΥΤ Εύβοιας)	250	Β. Ευβοϊκός Κόλπος
Πάτρα (ενδεικτικά ΚΥΤ Πάτρας)	200	Πατραϊκός Κόλπος
Σύνολο	2.050	



2.6. Ενσωμάτωση Συστημάτων Αποθήκευσης

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. Λόγω της εξέλιξης της τεχνολογίας που οδήγησε σε περισσότερο ευέλικτες μονάδες παραγωγής, απόκτησε για μια μεγάλη περίοδο το ενδιαφέρον για νέους σταθμούς αντλησιοταμίευσης.

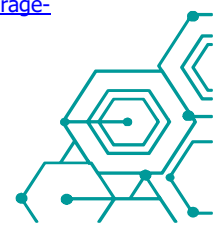
Την πορεία αυτή αντέστρεψε η ραγδαία ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και η μεγάλη διείσδυση τους στα ηλεκτρικά συστήματα. Σε συνδυασμό με τις τεχνολογικές εξελίξεις που οδήγησαν στην ανάπτυξη νέων τεχνολογιών συστημάτων αποθήκευσης με δυνατότητα εγκατάστασης στα ηλεκτρικά συστήματα και στη μείωση 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 αναβολή 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
- Επιπεδοποίηση 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-E²⁸ 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.

²⁸ Position Paper ENTSO-E, Energy Storage and Storage Services, Οκτώβριος 2016, <https://www.entsoe.eu/2016/10/21/energy-storage-and-storage-services/>





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 εξασφαλιστεί η τήρηση των κριτηρίων ασφαλούς λειτουργίας του Συστήματος (φορτίσεις, επίπεδα τάσεων κλπ.) με βάση το κριτήριο N-1. Τα συστήματα αποθήκευσης διαθέτουν χαρακτηριστικά που 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 στα διασυνδεδεμένα νησιά. 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.

Σε συνέχεια της έγκρισης της Ευρωπαϊκής Επιτροπής C(2022) 6461/05.09.2022 RRF - Greece - Financial support in favour of electricity storage facilities, με το άρθρο 143ΣΤ Οικονομική ενίσχυση σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στο Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας του ν. 4001/2011, όπως προστέθηκε με το άρθρο 225 του ν. 4920/2022 (ΦΕΚ Α' 74/15.04.2022), καθορίστηκε το θεσμικό πλαίσιο για την ένταξη σε καθεστώς στήριξης σταθμών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΑΗΕ) που συνδέονται και λειτουργούν στο ΕΣΜΗΕ, καθώς και σε σταθμούς αποθήκευσης που εγκαθίσταται σε χώρες εντός του Ευρωπαϊκού Οικονομικού Χώρου.





Η ΡΑΑΕΥ, κατ' εξουσιοδότηση της παρ. 4 του άρθρου 143ΣΤ του ν. 4001/2011, και σε συνέχεια σχετικών εισηγήσεων του ΑΔΜΗΕ^{29,30}, εξέδωσε τον Ιούνιο του 2023 την υπ' αριθμ. Ε-45/2023 Απόφαση για τη Διενέργεια πρώτης (α') Ανταγωνιστικής Διαδικασίας υποβολής προσφορών για τη χορήγηση επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης σε σταθμούς αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σύμφωνα με τις διατάξεις του άρθρου 143ΣΤ του ν. 4001/2011 (Α' 179) (ΦΕΚ Β' 3939/2023 και ΦΕΚ Β' 4449/12.07.2023). Τον Νοέμβριο του 2023, η ΡΑΑΕΥ³¹ προκήρυξε τη δεύτερη (β') ανταγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών για τη χορήγηση επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης σε ΣΑΗΕ, με τη δημοπρατηθείσα ισχύ να ανέρχεται στα 288,21 MW. Η τρίτη (γ') ανταγωνιστική διαδικασία υποβολής προσφορών για τη χορήγηση επενδυτικής και λειτουργικής ενίσχυσης σε ΣΑΗΕ προκηρύχθηκε από τη ΡΑΑΕΥ με την απόφαση υπ' αριθμ. Ε-40/2024 του Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ, το τέλος Οκτωβρίου 2024 και επαναπροκηρύχθηκε τον Δεκέμβριο του 2024 με την απόφαση υπ' αριθμ. Ε-270.

Στο πλαίσιο των παραπάνω ανταγωνιστικών διαδικασιών, έχουν εκδοθεί από τον ΑΔΜΗΕ ΟΠΣ για τους επιτυχόντες και επιλαχόντες των παραπάνω διαδικασιών.

2.7. Ενσωμάτωση Data Centers

Ο ΑΔΜΗΕ, ακολουθώντας τις διεθνείς εξελίξεις και τη ραγδαία ανάπτυξη των data centers παγκοσμίως, εκπονεί μελέτες για την αξιολόγηση των διαθέσιμων περιθωρίων πρόσβασης νέων data centers στο ΕΣΜΗΕ, σε συνεργασία με το ΥΠΕΝ, τη ΡΑΑΕΥ και τον ΔΕΔΔΗΕ. Σκοπός της εν λόγω συνεργασίας είναι η διαμόρφωση ενός ολοκληρωμένου πλαισίου που θα καθορίζει τις βασικές απαιτήσεις και προϋποθέσεις για την υποβολή και αξιολόγηση αιτήσεων σύνδεσης νέων εγκαταστάσεων μεγάλης κατανάλωσης, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τη διαθέσιμη δυναμικότητα του Συστήματος όσο και τις επιπτώσεις που μπορεί να έχει η συγκέντρωση σημαντικών φορτίων σε συγκεκριμένες γεωγραφικές περιοχές.

Η διεθνής εμπειρία καταδεικνύει ότι η ταχεία ανάπτυξη των data centers, ιδίως λόγω της αυξανόμενης ζήτησης για υπηρεσίες cloud και εφαρμογές τεχνητής νοημοσύνης, οδηγεί τους Διαχειριστές Συστημάτων Μεταφοράς και Διανομής στην υιοθέτηση ειδικότερων μηχανισμών για τη διαχείριση των αιτημάτων σύνδεσης μεγάλων φορτίων. Η προσέγγιση που υιοθετείται διεθνώς μετατοπίζεται σταδιακά από την απλή εξέταση της δυνατότητας σύνδεσης ενός νέου φορτίου προς έναν ευρύτερο, δυναμικό σχεδιασμό, ο οποίος συνδέει την ανάπτυξη νέων υποδομών κατανάλωσης με τον μακροπρόθεσμο σχεδιασμό των δικτύων, τη διαθεσιμότητα παραγωγικής ισχύος, την επάρκεια του συστήματος και τις ανάγκες ευελιξίας.

Σε ευρωπαϊκό επίπεδο, ο ENTSO-E εξετάζει πλέον τα data centers όχι μόνο ως νέους μεγάλους καταναλωτές ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και ως δυναμικά ευέλικτους πόρους του ηλεκτρικού συστήματος. Η αυξανόμενη κλίμακα των εγκαταστάσεων και η δυνατότητα διαφοροποίησης του υπολογιστικού τους φορτίου δημιουργούν προϋποθέσεις για την αξιοποίηση μέρους της κατανάλωσής τους ως πόρους ευελιξίας, υπό την προϋπόθεση ότι αυτό είναι τεχνικά εφικτό και συμβατό με τις απαιτήσεις αξιοπιστίας και διαθεσιμότητας των υπηρεσιών τους. Η προσέγγιση αυτή μπορεί να περιλαμβάνει, ανάλογα με τα χαρακτηριστικά της εγκατάστασης, περιορισμό ή μετατόπιση μη κρίσιμων φορτίων, αξιοποίηση συστημάτων αποθήκευσης και συμμετοχή σε μηχανισμούς διαχείρισης συμφόρησης ή άλλες υπηρεσίες υποστήριξης του Συστήματος.

Στο πλαίσιο αυτό, η ανάπτυξη των data centers στην Ελλάδα θα πρέπει να αντιμετωπιστεί μέσω ενός γενικευμένου και μακροπρόθεσμου στρατηγικού σχεδιασμού, ο οποίος θα λαμβάνει υπόψη όχι μόνο τα διαθέσιμα περιθώρια μεταφοράς και διανομής, αλλά και τη γεωγραφική κατανομή των νέων φορτίων, την εξέλιξη της ζήτησης, τη διαθεσιμότητα παραγωγικής ισχύος, τις απαιτήσεις για νέες επενδύσεις σε δίκτυα και υποδομές, καθώς και τις επιπτώσεις στη λειτουργία και την ευστάθεια του ΕΣΜΗΕ.

Ιδιαίτερη σημασία θα πρέπει να δοθεί στην αξιοποίηση των ευέλικτων προσφορών ζήτησης και, γενικότερα, στη δυνατότητα των data centers να λειτουργούν υπό όρους ευέλικτης σύνδεσης. Μέσω κατάλληλων συμβατικών και τεχνικών ρυθμίσεων, θα μπορούσε να εξεταστεί η δυνατότητα παροχής σύνδεσης υπό συγκεκριμένους περιορισμούς λειτουργίας σε περιόδους υψηλής φόρτισης ή δικτυακών περιορισμών, με αντίστοιχη δυνατότητα

²⁹ υπ' αριθμ. πρωτ. ΡΑΑΕΥ Ι-349356/24.04.2023 έγγραφο αναφορικά με τις Προδιαγραφές Εγκατάστασης, Απόδοσης και Ασφάλειας των Σταθμών Αποθήκευσης με Συσσωρευτές.

³⁰ υπ' αριθμ. πρωτ. ΡΑΑΕΥ Ι-349356/24.04.2023 και Ι-351510/01.06.2023 έγγραφα αναφορικά με τις Τεχνικές Απαιτήσεις των Σταθμών Αποθήκευσης για τη σύνδεσή τους με το ΕΣΜΗΕ.

³¹ υπ' αριθμ. Ε-204/2023 Απόφαση του Κλάδου Ενέργειας της ΡΑΑΕΥ, ΦΕΚ Β' 6608/22.11.2023.





προσωρινού περιορισμού ή μετατόπισης μέρους της κατανάλωσης. Μια τέτοια προσέγγιση θα μπορούσε να επιτρέψει την ταχύτερη αξιοποίηση της υφιστάμενης δυναμικότητας του δικτύου, περιορίζοντας παράλληλα την ανάγκη για άμεσες και εκτεταμένες επενδύσεις σε νέες υποδομές.

Επιπλέον, στο πλαίσιο της αξιολόγησης των αιτήσεων σύνδεσης, θα μπορούσε να εξεταστεί η υιοθέτηση κριτηρίων που θα λαμβάνουν υπόψη τον βαθμό ωριμότητας των επενδύσεων, τη γεωγραφική θέση των εγκαταστάσεων, τη χρονική εξέλιξη της ζήτησης, την απαιτούμενη ισχύ και το προφίλ κατανάλωσης, καθώς και τη δυνατότητα παροχής υπηρεσιών ευελιξίας. Η προσέγγιση αυτή θα μπορούσε να συμβάλει σε μια πιο αποδοτική κατανομή της περιορισμένης δυναμικότητας του Συστήματος και να ενισχύσει τον συντονισμό μεταξύ των επενδύσεων σε data centers και του ευρύτερου σχεδιασμού ανάπτυξης του ηλεκτρικού συστήματος.

Κατά συνέπεια, η πρόκληση για τον ΑΔΜΗΕ και τους λοιπούς εμπλεκόμενους φορείς δεν περιορίζεται στην εξασφάλιση επαρκούς ηλεκτρικής ισχύος για την κάλυψη της αυξανόμενης ζήτησης των data centers. Απαιτείται η διαμόρφωση ενός ολοκληρωμένου πλαισίου, το οποίο θα συνδυάζει τον μακροπρόθεσμο σχεδιασμό των δικτύων και της παραγωγής με ένα σαφές και διαφανές μοντέλο διαχείρισης των αιτημάτων σύνδεσης, ενώ παράλληλα θα αξιοποιεί τη δυναμική ευελιξία των μεγάλων καταναλωτών. Με τον τρόπο αυτό, η ανάπτυξη των data centers μπορεί να πραγματοποιηθεί με όρους που διασφαλίζουν την ασφάλεια και την αξιοπιστία του ΕΣΜΗΕ, τη βέλτιστη αξιοποίηση των διαθέσιμων υποδομών και τη βιώσιμη ανάπτυξη του ψηφιακού και ενεργειακού οικοσυστήματος της χώρας

2.8. 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 τον λόγο αυτό το ζήτημα αυτό αποτελεί αντικείμενο συζητήσεων στο πλαίσιο μίας συλλογικής προσπάθειας για την αντιμετώπιση του προβλήματος στη ΝΑ Ευρώπη με τον 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 διεύθυνση στοχαστικής παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ
- Διεσπαρμένη Παραγωγή με λειτουργία μονάδων μικρού και μεσαίου μεγέθους
- Περιορισμένη συμμετοχή θερμικών μονάδων μεγάλης ισχύος
- Περιορισμός στάθμης βραχυκύκλωσης
- 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 τον σκοπό αυτό σχεδιάστηκε ένα συνολικό πρόγραμμα μέτρων και έργων όπως περιγράφονται στη συνέχεια, τα οποία πρόκειται να υλοποιηθούν μέσα στα επόμενα έτη.

2.9. 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.

Στο παρόν ΔΠΑ έχουν ενσωματωθεί έργα που εμπίπτουν στην έννοια των προληπτικών επενδύσεων (anticipatory investments), όπως αυτές ορίζονται στο ευρωπαϊκό θεσμικό πλαίσιο, οι οποίες δεν αφορούν μεν κάποια άμεση ανάγκη του ΕΣΜΗΕ σε ορίζοντα τριετίας ή ίσως και δεκαετίας, αφορούν ωστόσο μελλοντικές/προβλεπόμενες ανάγκες του ΕΣΜΗΕ προκειμένου για την ευθυγράμμισή του με τους μακροπρόθεσμους εθνικούς και ευρωπαϊκούς ενεργειακούς στόχους.

Η έννοια των anticipatory investments συναντάται στον Κανονισμό 2022/869 σχετικά με τις κατευθυντήριες γραμμές για τις διευρωπαϊκές ενεργειακές υποδομές, και συγκεκριμένα στο άρθρο 17 όπου γίνεται λόγος για την παροχή ρυθμιστικών κινήτρων προκειμένου να προχωρήσουν τέτοιου είδους επενδύσεις (πχ. ανάπτυξη ηλεκτρικού δικτύου για τη σύνδεση με το σύστημα υπεράκτιων αιολικών) που ενέχουν σημαντικά υψηλότερο ρίσκο από τις παραδοσιακές επενδύσεις (πχ. ανάπτυξη ηλεκτρικού δικτύου για τη σύνδεση με το σύστημα χερσαίων αιολικών). Στη συνέχεια, στο EU action plan for grids, που εξέδωσε η Ευρωπαϊκή Επιτροπή το Νοέμβριο του 2023, αναφέρεται χαρακτηριστικά ότι η συμφωνία των ενδιαφερομένων μερών για την ανάγκη προληπτικών επενδύσεων, είναι κρίσιμη για τη μείωση του κόστους του Συστήματος και την οικονομικά αποδοτική ανάπτυξη αυτού. Μάλιστα, η αναγνώριση της σημασίας των προληπτικών επενδύσεων απαιτεί ένα υποστηρικτικό κανονιστικό πλαίσιο που προσφέρει βεβαιότητα για την ανάκτηση του κόστους των εν λόγω επενδύσεων. Επισημαίνεται δε στο ίδιο έγγραφο, αναφορικά με την εύλογη ανησυχία αύξησης των χρεώσεων χρήσης του Συστήματος από την έγκριση των προληπτικών επενδύσεων, ότι τα κοινωνικοοικονομικά οφέλη από την αποφυγή καθυστερήσεων στις αναγκαίες αναβαθμίσεις των δικτύων, συχνά υπερβαίνουν τα αρχικά κόστη των προληπτικών επενδύσεων, ενώ σημαντικές μελλοντικές μειώσεις κόστους μπορούν να επιτευχθούν, λαμβάνοντας υπόψη τις μακροπρόθεσμες ανάγκες του Συστήματος στο σχεδιασμό των σημερινών επενδύσεων. Τέλος, στο νέο άρθρο 18 του Κανονισμού 2019/943 σχετικά με την εσωτερική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, ο οποίος αναθεωρήθηκε με τον Κανονισμό 2024/1747, αναφέρεται χαρακτηριστικά ότι οι ρυθμιστικές αρχές θα πρέπει να αναγνωρίζουν τα κόστη τέτοιων προληπτικών επενδύσεων και να τα ενσωματώνουν στις χρεώσεις χρήσης συστήματος και δικτύου.

Στο πλαίσιο αυτό, στο παρόν ΔΠΑ, ως προληπτικές επενδύσεις θεωρούνται τα αναφερόμενα στο Κεφάλαιο 5 έργα διεθνών διασυνδέσεων που είναι υπό εξέταση από τον ΑΔΜΗΕ, τα οποία σε αυτή τη φάση βρίσκονται σε χαμηλό βαθμό ωρίμανσης και τα εκτιμώμενα κόστη τους αφορούν κυρίως το προκαταρκτικό στάδιο μελετών σκοπιμότητας. Τα έργα αυτά, όπως το Green Aegean Interconnector, το Saudi Greek Interconnector και η αναβάθμιση της διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας και Βόρειας Μακεδονίας, αναμένεται να συμβάλουν σημαντικά στην ενίσχυση των εξαγωγών της χώρας και στην περαιτέρω διείσδυση και αξιοποίηση των ΑΠΕ. Επιπλέον, ως anticipatory investment θεωρείται η νέα ΓΜ 400 kV από το ΚΥΤ Αράχθου ή το μελλοντικό ΚΥΤ Θεσπρωτίας μέχρι κάποιο ΚΥΤ στην περιοχή της Δυτικής Μακεδονίας για την οποία θα εκπονηθούν προκαταρκτικές μελέτες. Τέλος ως προληπτική επένδυση συγκαταλέγεται και το πλάνο του ΑΔΜΗΕ για την περαιτέρω ενίσχυση των νησιωτικών διασυνδέσεων. Είναι σε εξέλιξη η εκπόνηση μελετών για τον σχεδιασμό των νέων νησιωτικών διασυνδέσεων που θα επιτρέψουν την ελαχιστοποίηση (έως και εξάλειψη) των αναγκών διατήρησης μονάδων ψυχρής εφεδρείας στα νησιά. Ειδικά για τα νησιά των Κυκλάδων, στόχος είναι οι νέες αναγκαίες διασυνδέσεις να ενταχθούν στο ΔΠΑ της επόμενης περιόδου. Όλα τα πιο πάνω έργα παρουσιάζονται συνοπτικά και στο Κεφάλαιο 6.

2.10. Επιμερισμός δυνατοτήτων σύνδεσης σταθμών ΑΠΕ και Data Centers ανά περιοχή του Συστήματος Μεταφοράς

Σε αντίθεση με το Δίκτυο Διανομής, του οποίου η ακτινική δομή διασφαλίζει ότι το περιθώριο ισχύος για τη σύνδεση Χρηστών σε κάθε κόμβο του δεν επηρεάζεται από τη σύνδεση άλλων Χρηστών σε γειτονικούς κόμβους, ο μονοσήμαντος προσδιορισμός αντιστοίχων περιθωρίων ισχύος ανά κόμβο ή περιοχή στο Σύστημα Μεταφοράς είναι πρακτικά αδύνατος, λόγω της βροχοειδούς τοπολογίας του. Ως αποτέλεσμα της βροχοειδούς τοπολογίας, η οποία χαρακτηρίζει όλα τα Συστήματα Μεταφοράς διεθνώς, προκύπτουν τα εξής:





- Δημιουργείται ισχυρή συσχέτιση μεταξύ των ποσοτήτων της διακινούμενης ισχύος στα κυκλώματα του Συστήματος Μεταφοράς. Συνακόλουθα, η σύνδεση ενός Χρήστη σε έναν κόμβο επηρεάζει τη δυνατότητα σύνδεσης άλλων Χρηστών σε άλλον κόμβο.
- Τα κυκλώματα του Συστήματος Μεταφοράς εξυπηρετούν ήδη ανάγκες διακίνησης ισχύος που δεν σχετίζονται με την τοπική παραγωγή και κατανάλωση (π.χ. τα κυκλώματα της Κεντρικής Ελλάδας διασφαλίζουν και την τροφοδότηση του φορτίου της Αττικής). Ως εκ τούτου, δεν είναι εφικτός ο προσδιορισμός κάποιου περιθωρίου ισχύος για σύνδεση Χρηστών αποκλειστικά με βάση τις τοπικές συνθήκες, ανεξάρτητα δηλαδή από την κατάσταση του υπόλοιπου Συστήματος Μεταφοράς.
- Ακόμα και σε πιο απομακρυσμένες περιοχές του Συστήματος Μεταφοράς, στις οποίες η τοπική τοπολογία προσιδιάζει σε ακτινική (π.χ. σύνδεση της Εύβοιας με το ηπειρωτικό Σύστημα), η ανάπτυξη συμφόρησης (είτε επί των διασυνδετικών κυκλωμάτων, είτε σε πιο απομακρυσμένα σημεία εκατέρωθεν των διασυνδετικών κυκλωμάτων) δεν διασφαλίζεται ότι είναι αδύνατη.

Από τα παραπάνω προκύπτει ότι δεν υφίστανται ανεξάρτητα περιθώρια ισχύος για τη σύνδεση Χρηστών σε κάθε κόμβο του Συστήματος Μεταφοράς. Ο όποιος προσδιορισμός μπορεί να γίνει, εκ των πραγμάτων θα βασίζεται σε παραδοχές που ενδεχομένως να έχουν σημαντική επίπτωση στα αποτελέσματα των υπολογισμών. Οι παραδοχές αυτές σχετίζονται κυρίως με τη μεθοδολογία επιμερισμού του διαθέσιμου περιθωρίου μεταξύ των κόμβων που μοιράζονται (εν μέρει ή εν συνόλω) έναν ή περισσότερους κοινούς περιορισμούς δικτύου. Για παράδειγμα, ακόμα και στην απλή περίπτωση που θεωρηθεί η παραδοχή επιμερισμού του περιθωρίου μίας περιοχής σε δύο γειτονικούς κόμβους με αναλογία 50%-50%, υπάρχει η πιθανότητα τα αιτήματα σύνδεσης πλησίον του ενός κόμβου να υπερβαίνουν το 50%, ενώ στον άλλον κόμβο να υπολείπονται σημαντικά. Σαν αποτέλεσμα, ενώ η περιοχή ως σύνολο έχει ικανό περιθώριο για την υποδοχή όλων των αιτημάτων, τα αιτήματα αυτά να μην είναι δυνατόν να ικανοποιηθούν, λόγω ανάλωσης του περιθωρίου του 50% στον έναν κόμβο.

Πέραν των προαναφερόμενων, ο βαθμός ανάπτυξης μεγάλων έργων διασυνδέσεων (π.χ. GSI, GREGY) ή Χρηστών (π.χ. μπαταρίες) επίσης επηρεάζει ουσιαστικά τα αποτελέσματα των διερευνήσεων.

Ειδικά για την περίπτωση σταθμών ΑΠΕ, σημαντική επίδραση έχει και το θεωρούμενο επίπεδο περικοπών έγχυσης, που διαφοροποιείται κατά περίπτωση, ανάλογα με την περιοχή, το επίπεδο τάσης, την τεχνολογία του σταθμού και την επιμέρους κατηγορία στην οποία υπάγεται.

Οι παραπάνω επισφάλειες γίνονται πολύ πιο έντονες σε περιπτώσεις σύνδεσης σταθμών σε μία κορεσμένη ή σχεδόν κορεσμένη περιοχή του Συστήματος, κατά τις οποίες αυξάνονται μη γραμμικά οι συμφορήσεις και οι περικοπές. Σε αυτές τις περιπτώσεις, τα αποτελέσματα στα οποία θα κατέληγε μία τέτοια ανάλυση, λόγω της υψηλής ευαισθησίας αυτών ως προς τις θεωρούμενες παραδοχές αναφορικά με τον επιμερισμό του διαθέσιμου περιθωρίου, θα στερούνται κάποιου νοήματος, αποτυγχάνοντας συνεπώς να συμβάλλουν αποτελεσματικά στη διαφάνεια και την ενημέρωση της επενδυτικής κοινότητας.

Αντίστοιχες επισφάλειες ελήφθησαν υπόψη από τον ΑΔΜΗΕ και για τον προσδιορισμό των περιθωρίων για συγκεκριμένους κόμβους και περιοχές του Συστήματος Μεταφοράς στο πλαίσιο του έργου "Μελέτη για τις δυνατότητες και τη διαθεσιμότητα του δικτύου ηλεκτρικής ενέργειας για την εγκατάσταση και τη δημιουργία Data Centers στην ελληνική επικράτεια" του Υπουργείου Ψηφιακής Διακυβέρνησης. Στην παρούσα φάση γίνεται επικαιροποίηση των σχετικών μελετών με βάση τα νέα δεδομένα που προκύπτουν. Από αυτές προκύπτει δυσχέρεια στις περιοχές της Αττικής, ενώ προκύπτουν αξιολογες δυνατότητες σύνδεσης σταθμών κέντρων δεδομένων σε περιοχές με αυξημένη τοπική παραγωγή (π.χ. Θεσσαλία, Δυτ. Μακεδονία, Στερεά Ελλάδα). Με βάση τα παραπάνω προκύπτει ότι η αναγκαία πληροφόρηση των ενδιαφερόμενων ως προς την κατάσταση του Συστήματος Μεταφοράς, προκειμένου τα αιτήματα να κατευθύνονται σε λιγότερο κορεσμένες περιοχές, δύναται να επιτυγχάνεται πιο αποδοτικά μέσω ποιοτικών δεικτών (π.χ. χρωματικοί κώδικες), παρά με προσδιορισμό περιθωρίων σύνδεσης σταθμών που ενδεχομένως μπορεί να παρερμηνευτεί ως δεσμευτικός.

Σημειώνεται ότι με την ενσωμάτωση της Οδηγίας 2024/1711 για τις ευέλικτες προσφορές/συμβάσεις σύνδεσης, θα θεσπιστούν σχετικές νομοθετικές ρυθμίσεις και θα διαμορφωθούν οι κατάλληλες μεθοδολογίες, με την έγκριση της ΡΑΑΕΥ, βάσει των οποίων και θα εκπονηθούν οι απαραίτητες μελέτες από πλευράς ΑΔΜΗΕ προκειμένου να καθοριστούν τα επίπεδα περικοπών λόγω συμφόρησης για τις περιοχές/κόμβους του Συστήματος Μεταφοράς και συνεπώς θα είναι διαθέσιμα στο κοινό στοιχεία αναφορικά με τα επίπεδα συμφόρησης του Συστήματος Μεταφοράς.







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 τα μεγέθη του εγκεκριμένου αναθεωρημένου ΕΣΕΚ (Δεκέμβριος 2024) μέχρι το 2035, λαμβάνοντας υπόψη και τις τρέχουσες εξελίξεις.

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 2035 υιοθετούνται πλήρως τα μεγέθη εγκεκριμένου αναθεωρημένου Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και για το Κλίμα (Δεκέμβριος 2024), λαμβάνοντας υπόψη τον χρονοπρογραμματισμό των υπό διασύνδεση Νήσων. Σημειώνεται ότι μεταξύ των διάφορων μέτρων και πολιτικών που προκρίνονται για την επίτευξη των φιλόδοξων στόχων του εγκεκριμένου αναθεωρημένου ΕΣΕΚ, δίνεται ιδιαίτερη έμφαση στον σταδιακό εξηλεκτρισμό των τελικών τομέων κατανάλωσης (πχ μεταφορές, θέρμανση/ψύξη) και στην παραγωγή συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου. Ως αποτέλεσμα, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπεται να αυξάνεται με σημαντικά μεγαλύτερο ρυθμό από τις ιστορικές τάσεις.

Σενάριο ΑΔΜΗΕ

Το σενάριο αυτό αποτελεί παραλλαγή του Σεναρίου ΕΣΕΚ, στο οποίο εν γένει διατηρούνται όλες οι υποθέσεις αναφορικά με την εξέλιξη της 'τυπικής' ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά θεωρείται πιο αργός ρυθμός εξηλεκτρισμού των τελικών τομέων κατανάλωσης (πχ μεταφορές, θέρμανση/ψύξη), καθώς και μια χρονική υστέρηση στην παραγωγή συνθετικών καυσίμων και υδρογόνου. Παράλληλα, στο σενάριο αυτό λαμβάνεται υπόψη η αναμενόμενη πρόσθετη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας λόγω των data center που εκτιμάται ότι θα αναπτυχθούν τα επόμενα χρόνια.

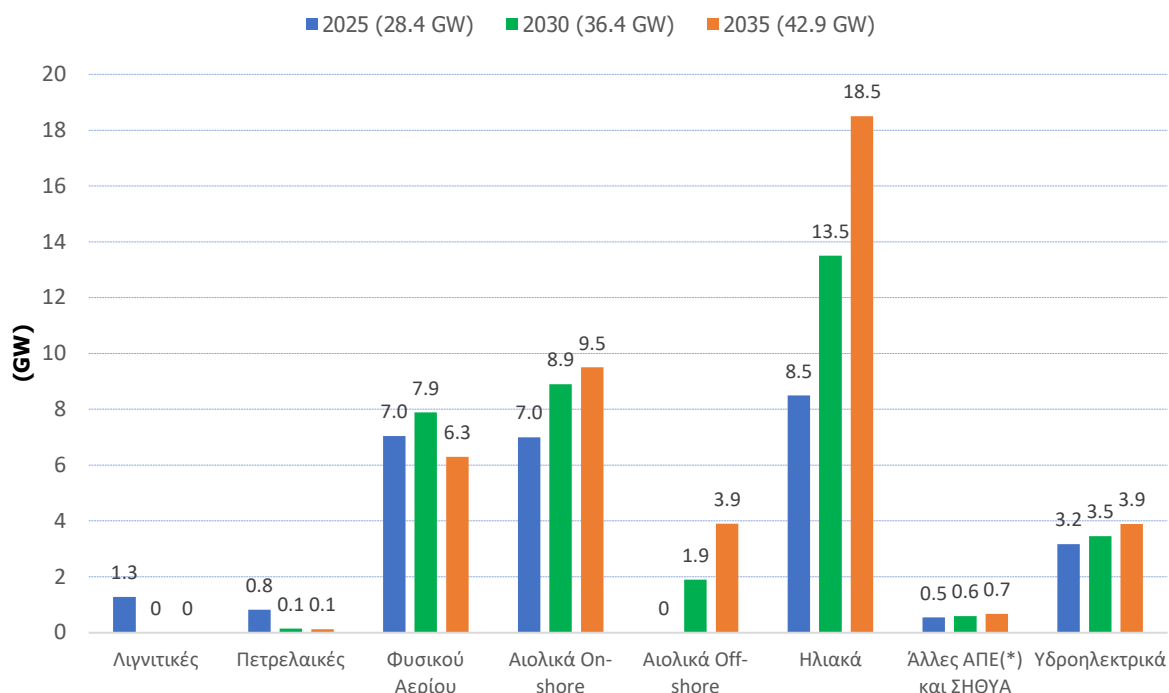
Στη συνέχεια παρουσιάζονται αναλυτικά τα βασικά δεδομένα σχεδιασμού ανάπτυξης του ΕΣΜΗΕ για την κατάρτιση του παρόντος ΔΠΑ.

3.1.1. Μονάδες Παραγωγής

Κύριο χαρακτηριστικό της εξέλιξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2035, σύμφωνα με τα προβλεπόμενα του εγκεκριμένου αναθεωρημένου ΕΣΕΚ (2024), θα είναι η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ, οι οποίες αποτελούν τον βασικό πυλώνα για την επίτευξη των τιθέμενων στόχων. Παράλληλα, ορίζεται ως καταληκτική ημερομηνία για την απολιγνιτοποίηση του ενεργειακού μίγματος της χώρας η 31^η Δεκεμβρίου 2028, ενώ προβλέπεται και η 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 2035 ανά κατηγορία πηγής ενέργειας σύμφωνα με το εγκεκριμένο αναθεωρημένο ΕΣΕΚ, απεικονίζονται στο Σχ. 3.1.



Σχ. 3.1: Βασικά χαρακτηριστικά του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το έτος 2035³² (πηγή αναθεωρημένο 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.
- 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 στην ενότητα 5.5.

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).

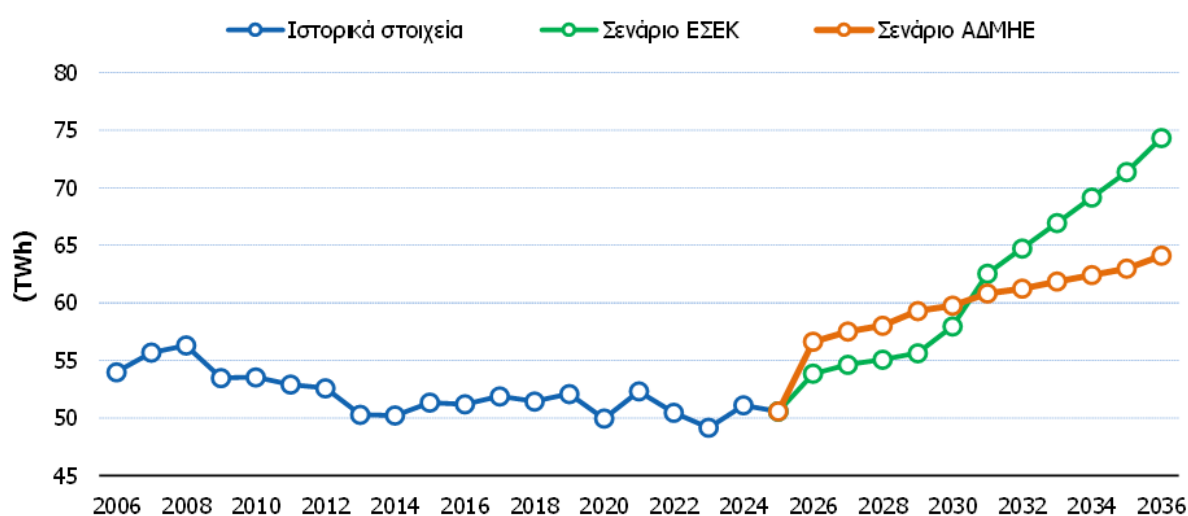
³² Τα στοιχεία του σχήματος αφορούν στο σύνολο της χώρας (ΕΣΜΗΕ και ΜΔΝ). Αναλυτικά δεδομένα για το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής (ΕΣΜΗΕ) παρατίθενται στην Ενότητα 4 και στο Παράρτημα.

- 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 επίτευξη των τιθέμενων στόχων αναφορικά με τη μείωση των ρύπων και τον βαθμό συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση.
- 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 ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ κατά το 2021 να ανέλθει στις 52,3 TWh, παρουσιάζοντας αύξηση κατά 4,7% έναντι του 2020. Το 2024 η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ανήλθε σε 51,1 TWh παρουσιάζοντας αύξηση κατά 4% σε σχέση με το 2023. Το πρώτο εννιάμηνο του 2025, η συνολική καθαρή ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας παρουσίασε μείωση κατά 1% σε σχέση με την αντίστοιχη περίοδο του 2024.

Στο Σχ. 3.2 απεικονίζεται η εξέλιξη της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας κατά την τελευταία 20ετία και η πρόβλεψη αυτής έως το 2036 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.

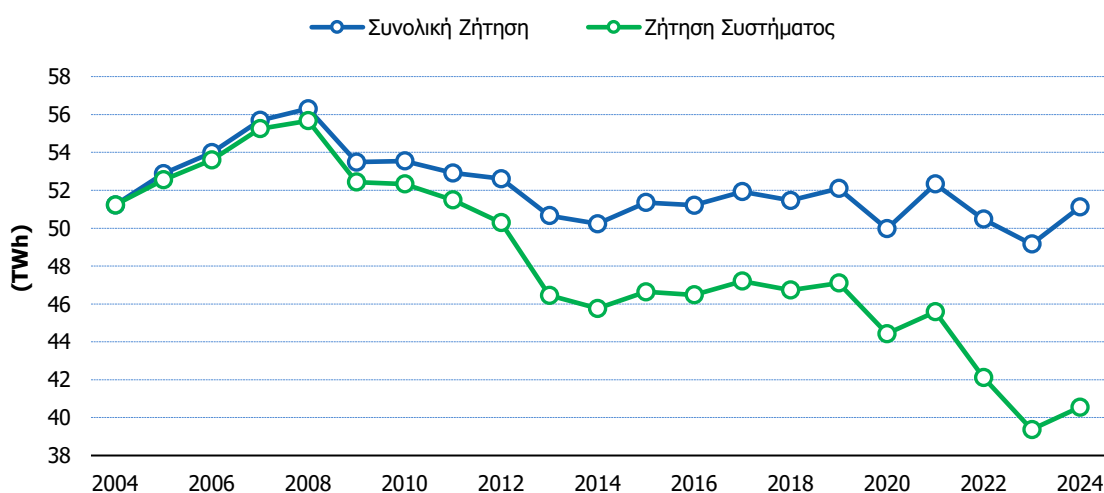


Σχ. 3.2: Εξέλιξη και πρόβλεψη της συνολικής καθαρής ζήτησης έως το 2036



Στις προβλέψεις, συμπεριλαμβάνεται και η ζήτηση των προς διασύνδεση Νήσων. Ειδικότερα, κατά το 2025, για την περίοδο μέχρι την έναρξη της εμπορικής λειτουργίας του συνδέσμου ΣΡ συμπεριλαμβάνεται η ζήτηση της Κρήτης η οποία θα εξυπηρετείται μέσω του συνδέσμου ΕΡ, ενώ μετά 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 2027 περιλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των Νοτίων και Δυτικών Κυκλάδων (Δ΄ Φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων), ενώ από το 2031 περιλαμβάνεται και η εκτιμώμενη ζήτηση των υπό διασύνδεση Δωδεκανήσων και των Νήσων του Βορείου Αιγαίου.

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 Σχ. 3.3, όπου φαίνεται η διαφοροποίηση της συνολικής ζήτησης και του φορτίου Συστήματος (που δεν περιλαμβάνει την διεσπαρμένη παραγωγή) από το 2004 και μετά.



Σχ. 3.3: Επίδραση Διεσπαρμένης Παραγωγής στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας

Αναλυτικά στοιχεία για την εξέλιξη της συνολικής ζήτησης και του φορτίου Συστήματος για την περίοδο 2015-2024 παρατίθενται στο Παράρτημα.

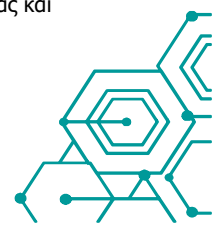
3.1.3. Αιχμή Φορτίου

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 2027-2036 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 (ΚΥΤ) και το μέτρο της χωρητικής αντιστάθμισης, θεωρώντας τις λειτουργικές συνθήκες τις οποίες καθορίζει ο ΚΔΣ³³.

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

³³ Απόφαση της ΠΑΕ 1412/2020 Επανεκδόση 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.





(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. 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.

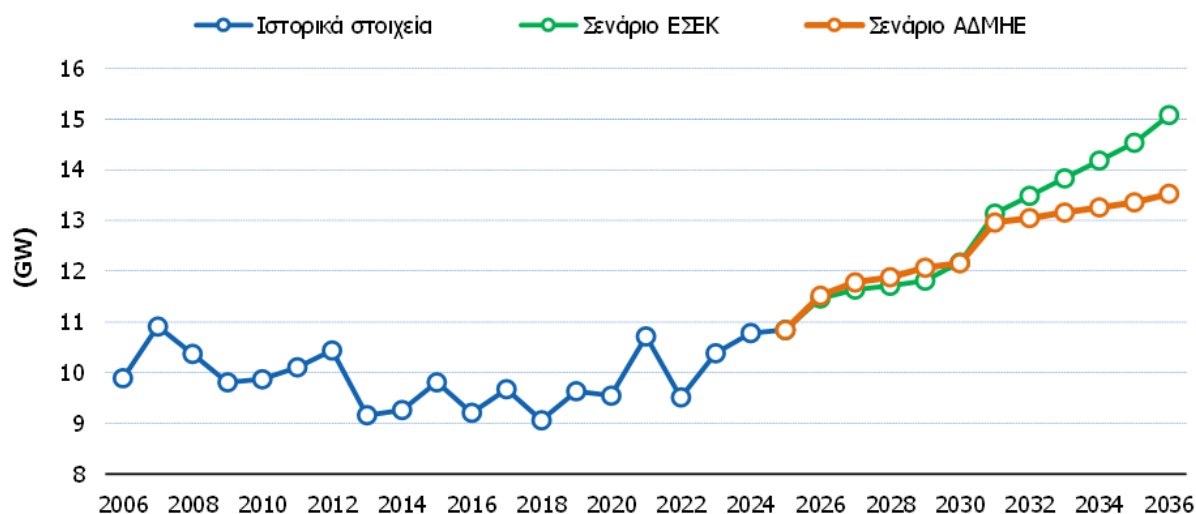
Οι συνθήκες μέγιστης ζήτησης εμφανίζονται εν γένει κατά τη θερινή περίοδο και στη διάρκεια των μεσημβρινών ωρών, ενώ οι συνθήκες ελάχιστης ζήτησης την άνοιξη κατά τις νυχτερινές ώρες. Το απόλυτο ελάχιστο του Συστήματος εμφανίζεται συνήθως κατά την περίοδο του Πάσχα.

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 μέγιστου 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 χειμερινή περίοδο.

Στο Σχ. 3.4 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 2036. 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 όπου μπορεί να εμφανιστούν σημαντικά υψηλότερες αιχμές. Αναλυτικά οι προβλέψεις των θερινών μεσημβρινών και των βραδινών χειμερινών αιχμών δίνονται στο Παράρτημα.

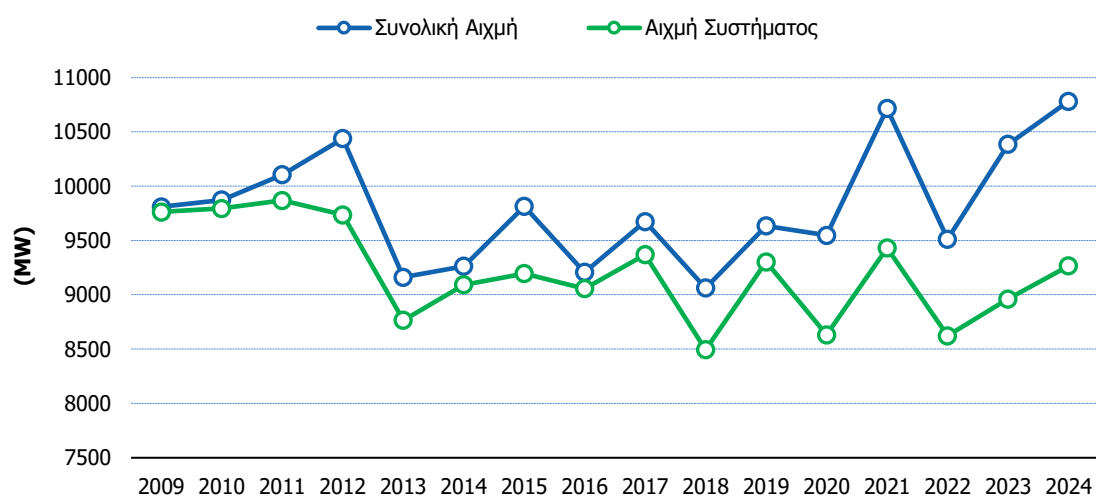




Σχ. 3.4: Εξέλιξη και πρόβλεψη ετήσιας αιχμής φορτίου έως το 2036

Κατά το 2024, η συνολική μέγιστη αιχμή (θεωρώντας τη διεσπαρμένη παραγωγή από ΑΠΕ στο Δίκτυο) εμφανίστηκε τον Ιούλιο και ανήλθε σε 10.781 MW, σε συνθήκες ακραίου και παρατεταμένου καύσωνα, παρουσιάζοντας αύξηση 3,8% έναντι αυτής του 2023. Η μέγιστη αιχμή του 2024 στο όριο του Συστήματος καταγράφηκε τις ίδιες μέρες και ανήλθε σε 9.266 MW. Σε αντίστοιχες συνθήκες ακραίου και παρατεταμένου καύσωνα εμφανίστηκε και το 2025 η συνολική μέγιστη αιχμή, η οποία ανήλθε σε 10.845 MW πλησιάζοντας την ιστορικά μέγιστη καταγεγραμμένη ετήσια αιχμή (10.911 MW το 2007, χωρίς να ληφθούν υπόψη οι περικοπές φορτίου) και παρουσιάζοντας αύξηση 0,6% έναντι αυτής του 2023. Η μέγιστη αιχμή του 2025 στο όριο του Συστήματος καταγράφηκε τις ίδιες μέρες και ανήλθε σε 9.322 MW.

Στο Σχ. 3.5 αποτυπώνεται η διαφοροποίηση της συνολικής αιχμής και της αιχμής φορτίου του Συστήματος (που δεν περιλαμβάνει την διεσπαρμένη παραγωγή) από το 2009 και έπειτα.



Σχ. 3.5: Επίδραση διεσπαρμένης παραγωγής στην αιχμή φορτίου

3.2. Σύστημα Μεταφοράς

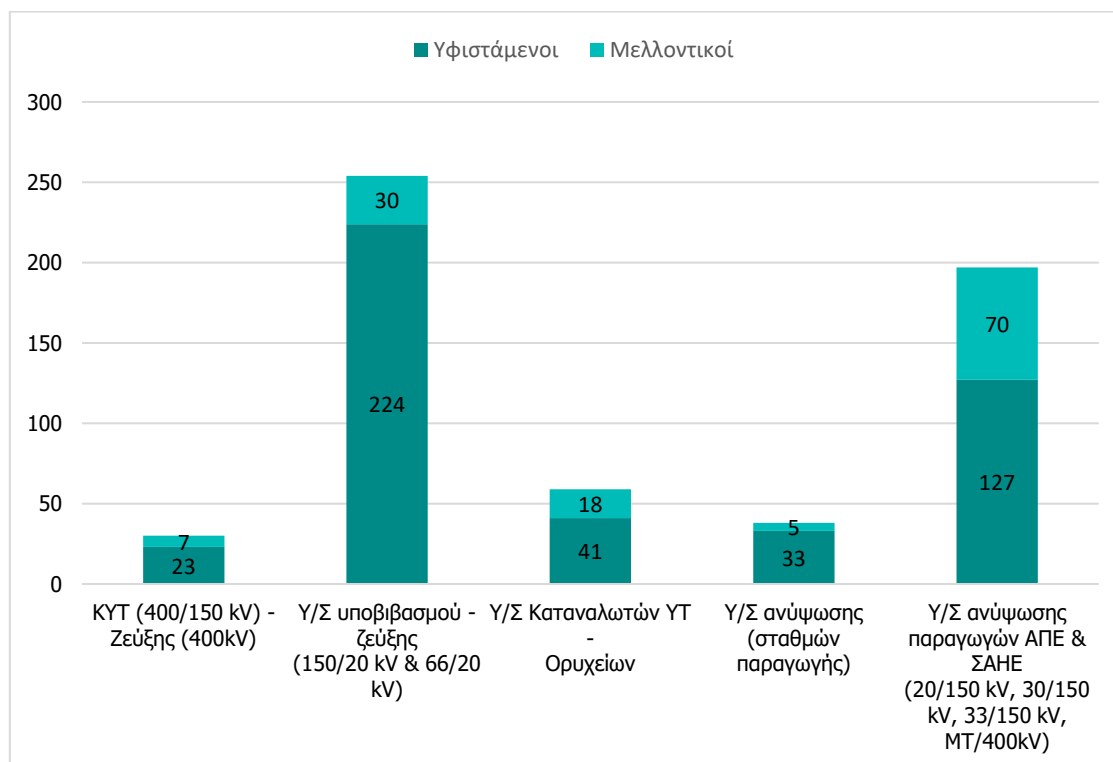
Το Σύστημα Μεταφοράς (εφεξής καλούμενο Σύστημα) στο οποίο αναφέρεται το ΔΠΑ, αποτελείται από το Διασυνδεδεμένο Σύστημα του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό Νήσων στα επίπεδα υψηλής (150 kV και 66 kV) και υπερυψηλής τάσης (400 kV)³⁴ και την μελλοντική ανάπτυξη αυτού έως το 2036.

Το δίκτυο υπογείων καλωδίων Υψηλής Τάσης 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 Υψηλής Τάσης 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 Σχ. 3.6 παρουσιάζονται οι ενταγμένοι στο Σύστημα Υ/Σ και ΚΥΤ έως το τέλος του 2025 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.



Σχ. 3.6: Υποσταθμοί και Κέντρα Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ)³⁵

³⁴ 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.

³⁵ Συμβατικοί Σταθμοί Παραγωγής & ΥΗΣ > 15 MW

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. Οι Γ.Μ. των 66 kV δεν είναι πλέον σε λειτουργία και αναμένεται να αποξηλωθούν στα επόμενα χρόνια. Αντίθετα τα προγραμματισμένα έργα του ΑΔΜΗΕ θα αυξήσουν σημαντικά το συνολικό μήκος Γ.Μ. 150 kV και 400 kV έως το 2036, όπως απεικονίζεται στον Πιν. 3.1. Επιπρόσθετα, στον ίδιο πίνακα, 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.

Πιν. 3.1: Συνολικά Μήκη Γ.Μ. του Συστήματος

ΕΠΙΠΕΔΟ ΤΑΣΗΣ (kV)	ΕΙΔΟΣ Γ.Μ.	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (km) 2025 ³⁶	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (km) με έργα ΑΔΜΗΕ έως το 2036	ΣΥΝΟΛΙΚΟ ΜΗΚΟΣ (km) με έργα Καταναλωτών με ΠΣ και Παραγωγών με ΟΠΣ σε ισχύ
66	Εναέριες	38	0	0
	Υποβρύχιες	75	0	0
150	Εναέριες	8.888	10.009	10.221
	Υπόγειες	421	742	870
	Υποβρύχιες	1.110	2.980	2.980
400	Εναέριες	3.067	3.654	3.831
	Υπόγειες	38	111	111
	Υποβρύχιες	20	20	20
	Εναέριες Σ.Ρ.	107	107	107
	Υπόγειες Σ.Ρ.	85	263 ³⁷	263
	Υποβρύχιες Σ.Ρ.	835	3.915 ³⁸	3.915

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 4.680 MVAr 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 MVAr) που συνδέονται στην πλευρά Μ.Τ. Επιπρόσθετα,

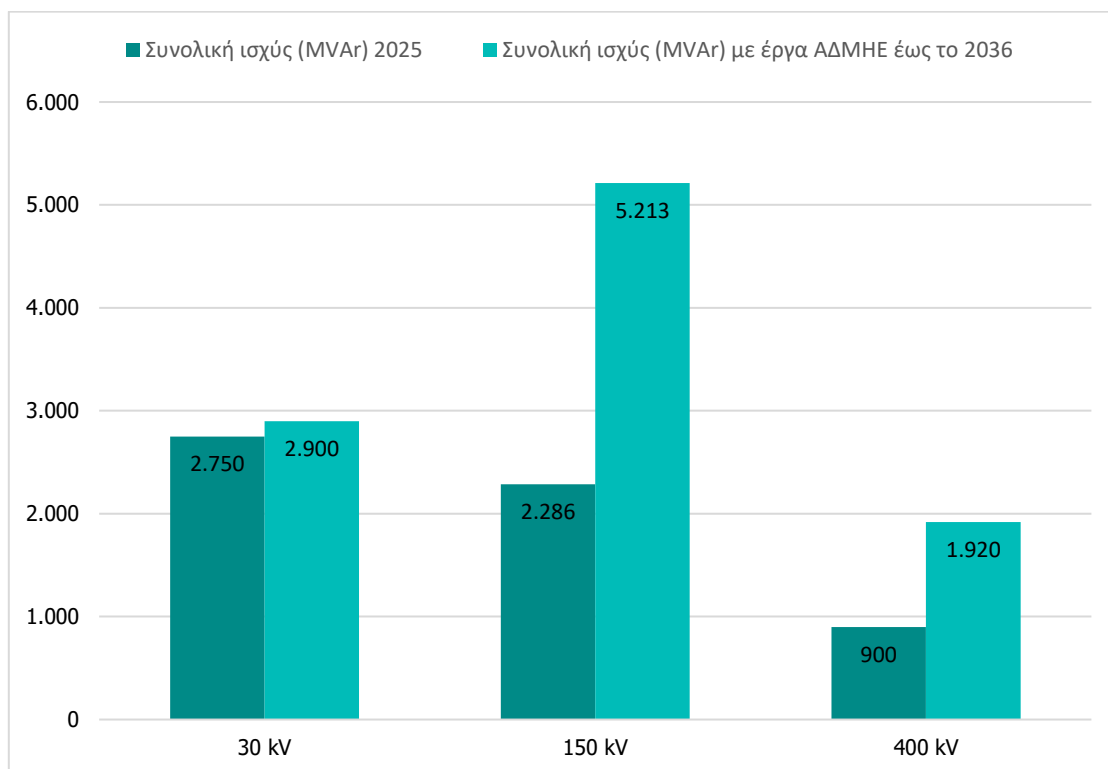
³⁶ Έως το τέλος του 2025.

³⁷ Συνυπολογίζεται στο μελλοντικό συνολικό μήκος υπογείων και υποβρυχίων Γ.Μ. Σ.Ρ. το συνολικό μήκος της νέας διασύνδεσης με την Ιταλία

³⁸ 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. Σ.Ρ. έως το 2036

έχουν εγκατασταθεί συστοιχίες πυκνωτών 150 kV, συνολικής ισχύος 580,6 MVar, σε Υ/Σ και ΚΥΤ του Συστήματος. Έως το 2036 η συνολική ισχύς από συστοιχίες 150 kV αναμένεται να ανέλθει στα 680,6 MVar.

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 το τέλος του 2025 και η συνολική ισχύς αυτών έως το τέλος του παρόντος ΔΠΑ, παρατίθενται στο Σχ. 3.7.



Σχ. 3.7: 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. 3.2.

Πιν. 3.2: Συνολική ισχύς στατών συστημάτων αντιστάθμισης άεργου ισχύος

Έτος	Συνολική ισχύς (MVar) +	Συνολική ισχύς (MVar) -
2025	176	210
2036	426	660

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 τίθενται για το έτος 2030 στο εγκεκριμένο αναθεωρημένο 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 γεννήτριες που εγχέουν ηλεκτρική ισχύ μέσω διατάξεων ηλεκτρονικών ισχύος, γεγονός το οποίο τους επιτρέπει να ανταπεξέρχονται ικανοποιητικά σε πιθανές διαταραχές του Συστήματος (βραχυκυκλώματα, βυθίσεις τάσης και συχνότητας κ.ά.). Εντούτοις, η απόσυρση των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής που παράγουν ηλεκτρική ισχύ με σύγχρονες γεννήτριες δημιουργεί νέες προκλήσεις στη λειτουργία του συστήματος λόγω περιορισμού μιας σειράς χαρακτηριστικών (στρεφόμενη αδράνεια, συνεισφορά σε β/κ) που είναι καίρια για την ασφάλεια του συστήματος. Παρόλα αυτά, αναδύονται νέες τεχνολογίες ελέγχου των γεννητριών με ηλεκτρονικά ισχύος με εξελιγμένες δυνατότητες (συνθετική αδράνεια, δυνατότητα ταχείας απόκρισης σε διαταραχές συχνότητας και – κυρίως – μετατροπείς με δυνατότητα διαμόρφωσης ηλεκτρικού πεδίου), ώστε η απόκριση αυτών των γεννητριών να προσομοιάζει αυτής των σύγχρονων γεννητριών.

Αξιοποιώντας τις δυνατότητες των εντασσόμενων μονάδων, αλλά και επιβάλλοντας τεχνικά λειτουργικά χαρακτηριστικά για τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, μέσω της Κοινοτικής νομοθεσίας, διασφαλίζεται η ασφαλής λειτουργία του Συστήματος σε μεγάλη διείσδυση εναλλακτικών μορφών ενέργειας. Ειδικότερα, οι 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 νομοθεσία³⁹, 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

³⁹ Κανονισμοί ΕΕ 2016/631, 2016/1447, 2016/1388



εναλλακτικών μορφών ενέργειας. Αυτοί οι κώδικες βρίσκονται στη φάση της εφαρμογής (implementation), οι Ευρωπαϊκοί Διαχειριστές σε συνεργασία με τον ENTSO-E, έχουν ενσωματώσει αυτούς τους κώδικες στο εθνικό δίκαιο των κρατών - μελών, εφαρμόζοντας κοινή μεθοδολογία και εναρμονίζοντας τις αναγκαίες παραμέτρους και τις δράσεις για την εφαρμογή τους.

Στο πλαίσιο αυτό, η ΡΑΑΕΥ ενέκρινε με τις αποφάσεις:

- **Απόφαση ΡΑΕ 778/2018** τα ενιαία κριτήρια χορήγησης παρεκκλίσεων
- **Απόφαση ΡΑΕ 1165/2020** τις γενικές απαιτήσεις εφαρμογής για τη σύνδεση ηλεκτροπαραγωγών με το δίκτυο
- **Απόφαση ΡΑΕ 1166/2020** τις απαιτήσεις για τη σύνδεση ζήτησης
- **Απόφαση ΡΑΕ 1167/2020** τις απαιτήσεις για τη σύνδεση με το δίκτυο των συστημάτων συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης και των συνδεόμενων σε συνεχές ρεύμα μονάδων πάρκων ισχύος.

Τον Απρίλιο του 2024, ο ΑΔΜΗΕ υπέβαλε προς έγκριση στη ΡΑΑΕΥ την εισήγησή του αναφορικά με τη διαδικασία ελέγχου συμμόρφωσης των γεννητριών με τις απαιτήσεις για τη σύνδεση στο δίκτυο, όπως αυτές προβλέπονται στην Απόφαση ΡΑΕ 1165/2020. Τον Ιούνιο του 2024, η ΡΑΑΕΥ έθεσε σε δημόσια διαβούλευση τη 'Διαδικασία Επιβεβαίωσης Συμμόρφωσης Μονάδων Ηλεκτροπαραγωγής σύμφωνα με τον Κανονισμό (ΕΕ) 2016/631 [RfG]', η οποία βασίστηκε στην εισήγηση του ΑΔΜΗΕ. Η οριστικοποίηση του μηχανισμού ελέγχου συμμόρφωσης με τη δημοσίευση της σχετικής Απόφασης ΡΑΑΕΥ, εκκρεμεί έως σήμερα.

Επιπλέον, τον Νοέμβριο του 2025 η ΡΑΑΕΥ έθεσε σε δημόσια διαβούλευση την εισήγηση του ΑΔΜΗΕ για την τροποποίηση της Απόφασης ΡΑΕ 1165/2020 σχετικά με τον καθορισμό των κατωφλίων μέγιστης ισχύος που καθορίζουν τις κατηγορίες σημαντικότητας των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, σύμφωνα με τα οριζόμενα στο άρθρο 5 παράγραφος 3 του Κανονισμού (ΕΕ) 2016/631 [RfG] και τις απαιτήσεις γενικής εφαρμογής μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, σύμφωνα με το άρθρο 7 παράγραφοι 1 και 6 του Κανονισμού 2016/631 [RfG].

4.2. Παρούσα Κατάσταση

Στην ενότητα αυτή αποτυπώνεται συνοπτικά η υφιστάμενη κατάσταση σε ό,τι αφορά στην ένταξη νέων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Τα Αιολικά Πάρκα (Α/Π) λόγω του μεγέθους της ισχύος τους συνδέονται στο Σύστημα μέσω υποσταθμών (Υ/Σ) των 150 ή των 400 kV. Σε πολλές περιπτώσεις επιλέγεται η κατασκευή των Υ/Σ σε γήπεδα τα οποία βρίσκονται στη ζώνη όδευσης των Γ.Μ., 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 κανόνα⁴⁰ τα Α/Π και τις άλλες μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μικρής σχετικά ισχύος (κάτω των 8 MW), οι οποίες αποτελούν τη Διανεμημένη Παραγωγή⁴¹ 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 Συμπαγωγής Ηλεκτρισμού και Θερμότητας Υψηλής 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 τον Ιούνιο του 2026, συνολικά στο ΕΣΜΗΕ λειτουργούσαν Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ⁴² συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 19.317 MW, εκ των οποίων τα 5.996 MW αφορούν Α/Π και τα 12.528 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 είναι

⁴⁰ Όπως εξειδικεύθηκε στον ν. 4152/2013, υποπαράγραφος Ι.1

⁴¹ 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.

⁴² Στις μονάδες ΣΗΘΥΑ δεν συγκαταλέγεται η κατανεμόμενη μονάδα με την ισχύ προτεραιότητας 134,6 MW



σε ισχύ ΟΠΣ σε Σταθμούς ΑΠΕ συνολικής εγκατεστημένης ισχύος που ξεπερνάει τα 14 GW. Αναλυτικά στοιχεία για την κατάσταση ανά περιφέρεια δίνονται στους Πιν. 4.1 και Πιν. 4.2 που ακολουθούν. Σημειώνεται ότι ο ΑΔΜΗΕ έχει χορηγήσει ΟΠΣ και σε Φωτοβολταϊκούς Σταθμούς με δυνατότητα αποθήκευσης, των οποίων η ισχύς παραγωγής τους περιλαμβάνεται στον Πιν. 4.1.

Πιν. 4.1: Εγκατεστημένη ισχύς Αιολικών και Φωτοβολταϊκών Σταθμών Παραγωγής

Τεχνολογία	Περιοχή	ΑΔΜΗΕ ⁴³ Σε λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΔΕΔΔΗΕ ⁴⁴ Σε λειτουργία (MW)	ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΣΥΝΟΛΙΚΑ (MW)
ΑΙΟΛΙΚΑ	ΑΤΤΙΚΗ	202,1	0,0	3,2	4,5	209,8
	ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	413,0	205,1	31,0	0,0	649,1
	ΚΡΗΤΗ	0,0	0,0	202,8	7,0	209,8
	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	15,0	36,6	23,1	18,7	93,4
	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	67,3	0,0	67,3
	ΑΝ. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ - ΘΡΑΚΗ	460,2	497,4	80,3	3,0	1.040,9
	ΗΠΕΙΡΟΣ	90,0	181,6	6,0	0,0	277,6
	ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	82,7	0,0	39,7	0,0	122,4
	ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	37,8	0,0	37,8
	ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	638,2	162,8	188,2	0,0	989,1
	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	2.123,3	1.373,9	404,5	19,2	3.923,8
	ΘΕΣΣΑΛΙΑ	27,6	41,4	1,6	0,0	70,6
	ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	394,2	307,1	44,8	0,0	752,8
	ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	379,6	26,0	40,1	0,0	445,7
	Σύνολα	4.826	2.832	1.170	52,4	8.890
ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	ΑΤΤΙΚΗ	0,0	0,0	518,2	52,3	570,5
	ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	530,1	2.051,3	1.515,2	149,7	4.246,3
	ΚΡΗΤΗ	0,0	222,0	210,0	101,4	533,5
	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,0	0,0	30,1	6,0	36,1
	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	45,4	1,7	47,1
	ΑΝ. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ - ΘΡΑΚΗ	259,7	706,0	847,5	41,8	1.855,1
	ΗΠΕΙΡΟΣ	184,3	136,0	375,7	42,9	739,0
	ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0,0	0,0	94,5	2,5	97,0
	ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	26,0	1,6	27,6
	ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	178,1	500,0	571,6	37,1	1.286,8
	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	530,6	1.890,7	1.051,6	54,1	3.527,0
	ΘΕΣΣΑΛΙΑ	1.006,9	1.380,4	1.205,6	45,8	3.638,7
	ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	287,8	250,5	623,8	72,6	1.234,7
	ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	2.033,6	3.249,8	402,0	132,4	5.817,9
	Σύνολα	5.011	10.387	7.517	742	23.657
Σύνολο	Αιολικά & ΦΒ	9.837	13.228	8.688	794	32.547

⁴³ Στοιχεία ΑΔΜΗΕ με ενημέρωση Ιουνίου 2026

⁴⁴ Στοιχεία ΔΕΔΔΗΕ με ενημέρωση έως Μάιο 2026. Τα ΦΒ ΔΕΔΔΗΕ περιλαμβάνουν και ΦΒ Στέγης, ΦΒ net metering & ΦΒ virtual net metering

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

Τεχνολογία	ΒΙΟΜΑΖΑ/ΒΙΟΑΕΡΙΟ		ΜΥΗΣ		ΣΗΘΥΑ		ΣΥΝΟΛΙΚΑ (MW)
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)	
ΑΤΤΙΚΗ	40,8	0,0	1,8	0,5	122,5	55,0	220,6
ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	33,4	8,6	57,4	7,0	50,1	8,1	164,7
ΚΡΗΤΗ	3,0	2,0	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	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
ΑΝ. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ - ΘΡΑΚΗ	11,0	13,4	12,9	1,2	62,2	1,6	102,2
ΗΠΕΙΡΟΣ	11,4	2,0	47,9	6,1	0,0	0,0	67,4
ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9
ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	2,8	1,0	5,3	3,5	83,1	57,0	152,7
ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	3,8	3,7	26,8	4,4	15,7	14,0	68,4
ΘΕΣΣΑΛΙΑ	32,3	5,1	35,1	8,3	16,5	35,2	132,5
ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	5,4	5,1	76,3	12,1	0,0	6,2	105,2
ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	5,7	7,9	27,9	4,5	0,0	76,3	122,2
Σύνολα	150	50	292	48	350	253	1.143

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 τον ΔΕΔΔΗΕ και τον ΑΔΜΗΕ αντίστοιχα, περιλαμβανομένου και του δυναμικού ΑΠΕ στα υπό διασύνδεση νησιά (Κυκλάδες, Κρήτη, Δωδεκάνησα, Β. Αιγαίο) το αποτέλεσμα άνω των 30 GW ισχύος υπερβαίνει ήδη το καταγεγραμμένο στο αναθεωρημένο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα στόχο για το 2030 (24,7 GW).

Στον Πιν.4.3 και στον Πιν.4.4 παρουσιάζονται στοιχεία Ιουνίου 2026 για τους ΣΑΗΕ στους οποίους έχει χορηγήσει ο ΑΔΜΗΕ ΟΠΣ και για τους ΣΑΗΕ οι οποίοι είναι σε λειτουργία, αντίστοιχα.



**Πιν. 4.3: Στοιχεία Σταθμών Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΑΗΕ) με ΟΠΣ**

Περιοχή	Ικανότητα απορρόφησης ισχύος (MW)	Εγκατεστημένη χωρητικότητα (MWh)
ΑΤΤΙΚΗ	121,99	279,53
ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	100	260,57
ΚΡΗΤΗ	50,00	140,16
ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0	0
ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,00	0,00
ΑΝ. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ - ΘΡΑΚΗ	25	60,96
ΗΠΕΙΡΟΣ	0,00	0,00
ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0	0
ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,00	0,00
ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	25	61
ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	370,00	1.937,43
ΘΕΣΣΑΛΙΑ	479,9	1063
ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	8,00	18,39
ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	223,5	617,648
ΣΥΝΟΛΟ	1.403	4.439

4.4: Στοιχεία Σταθμών Αποθήκευσης Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΣΑΗΕ) σε λειτουργία

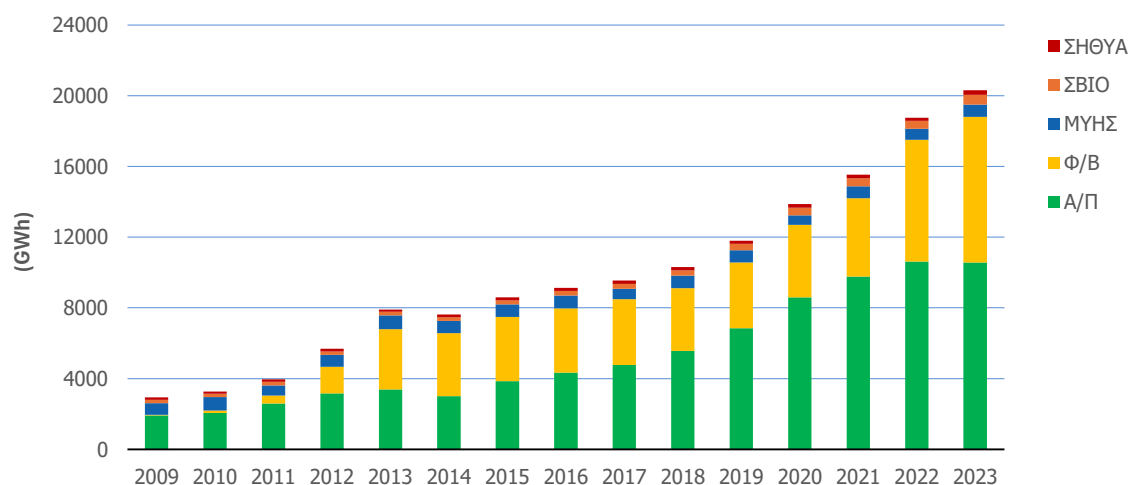
Περιοχή	Ικανότητα απορρόφησης ισχύος (MW)	Εγκατεστημένη χωρητικότητα (MWh)
ΑΤΤΙΚΗ	0,00	0,00
ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	97,00	241,80
ΚΡΗΤΗ	0,00	0,00
ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,00	0,00
ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,00	0,00
ΑΝ. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ - ΘΡΑΚΗ	11,00	22,35
ΗΠΕΙΡΟΣ	0,00	0,00
ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0,00	0,00
ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,00	0,00
ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	0,00	0,00
ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	70,00	168,84
ΘΕΣΣΑΛΙΑ	0,00	0,00
ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	0,00	0,00
ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	32,00	72,50
ΣΥΝΟΛΟ	210	505



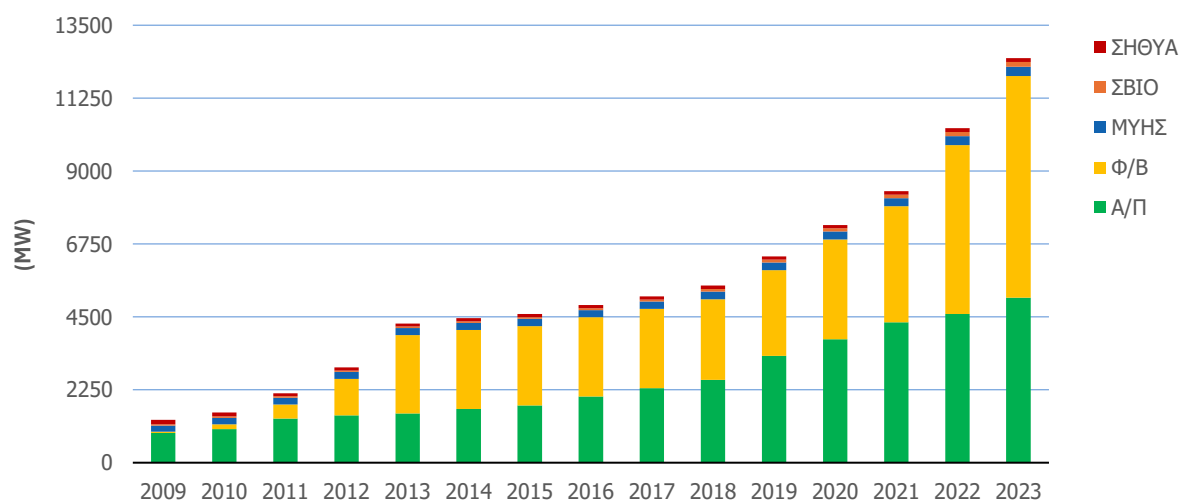
4.3. Μονάδες ΑΠΕ σε Λειτουργία στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα

Στο Σχ. 4.1 φαίνεται η εγχώρια παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας από τους Σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στο ΕΣΜΗΕ και αντίστοιχα στο Σχ. 4.2 η εγκατεστημένη ισχύς για τα έτη 2009 έως και 2023.

Η συνεισφορά των Σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και των Σταθμών ΣΗΘΥΑ στο ενεργειακό ισοζύγιο (εξαιρουμένων των κατανεμόμενων Μονάδων ΥΗΣ και ΣΗΘΥΑ), ανήλθε και παραμένει άνω του 20% από το 2018 και έπειτα, ενώ το 2024 ανήλθε στο 48,3%.



Σχ. 4.1: Παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας από Σταθμούς Παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (GWh)

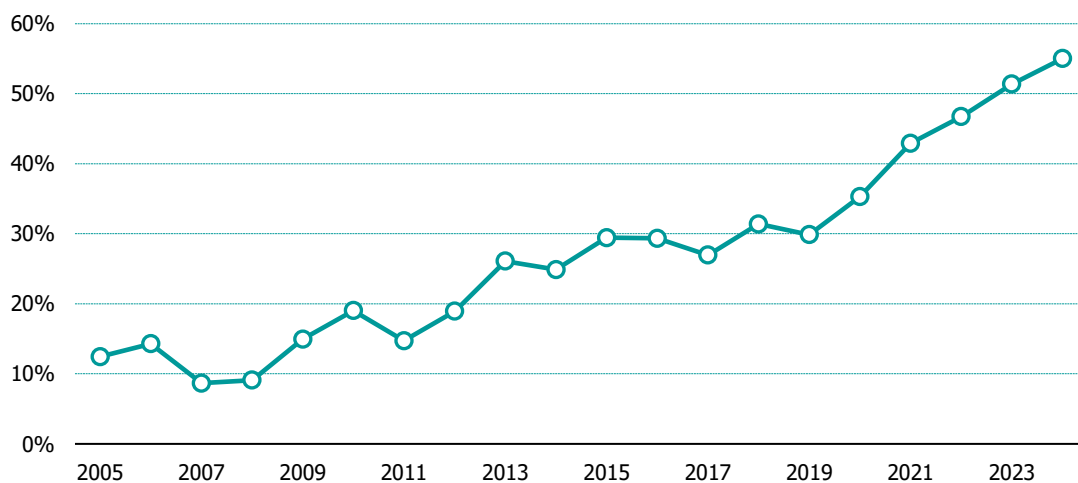


Σχ. 4.2: Εγκατεστημένη ισχύς Σταθμών Παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα (MW)⁴⁵

Η συμμετοχή στην κάλυψη της ζήτησης από τις καθαρές πηγές ενέργειας (συμβατικοί υδροηλεκτρικοί Σταθμοί και Σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων των Σταθμών ΣΗΘΥΑ κατανεμόμενων και μη) ως ποσοστό της συνολικής ζήτησης δίνεται στο Σχ. 4.3 το οποίο ακολουθεί. Από το διάγραμμα παρατηρείται ότι η συμμετοχή της καθαρής παραγωγής στην κάλυψη της ζήτησης αυξήθηκε από το 12% περίπου

⁴⁵ 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.

το έτος 2005 σε άνω του 30% από το 2018 και κορυφώθηκε στο 55% το 2024. 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.



Σχ. 4.3: Συμμετοχή παραγωγής χωρίς καύση ορυκτών καυσίμων στη συνολική ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας

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).

5.1. Υφιστάμενες διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος

**ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ
400 kV**

- Υφιστάμενες
- Υπό κατασκευή
- Προγραμματισμένες
- Υπό μελέτη

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 Λαγκαδά 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 160km.

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

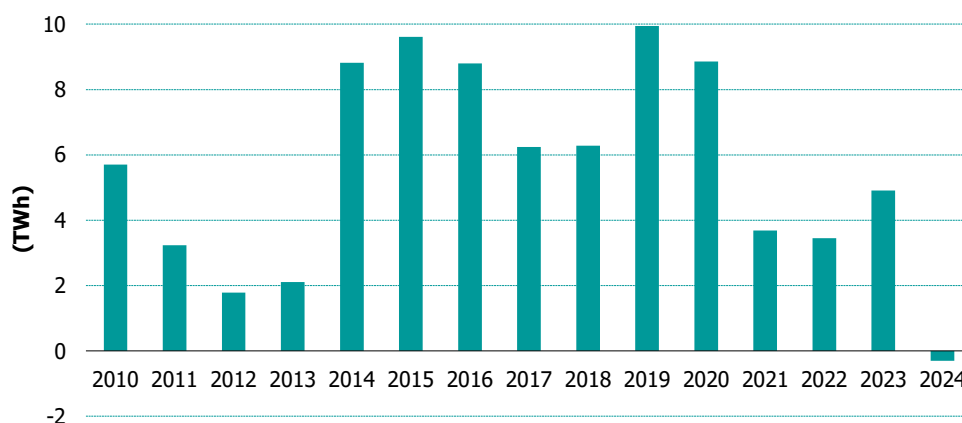
Με το Σύστημα της Τουρκίας η Ελλάδα συνδέεται μέσω μίας Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος με τρίδυμο αγωγό ονομαστικής ικανότητας μεταφοράς 2000 MVA, μεταξύ του ΚΥΤ Νέας Σάντας και του Υ/Σ Babaeski στην Τουρκία.





5.2. Ιστορικά Στοιχεία Αξιοποίησης Διασυνδέσεων

Στο Σχ. 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, ήταν ιστορικά καθαρά εισαγωγική χώρα. Το 2024 ήταν το πρώτο έτος που η Ελλάδα εμφανίστηκε, έστω και οριακά, ως καθαρά εξαγωγική.



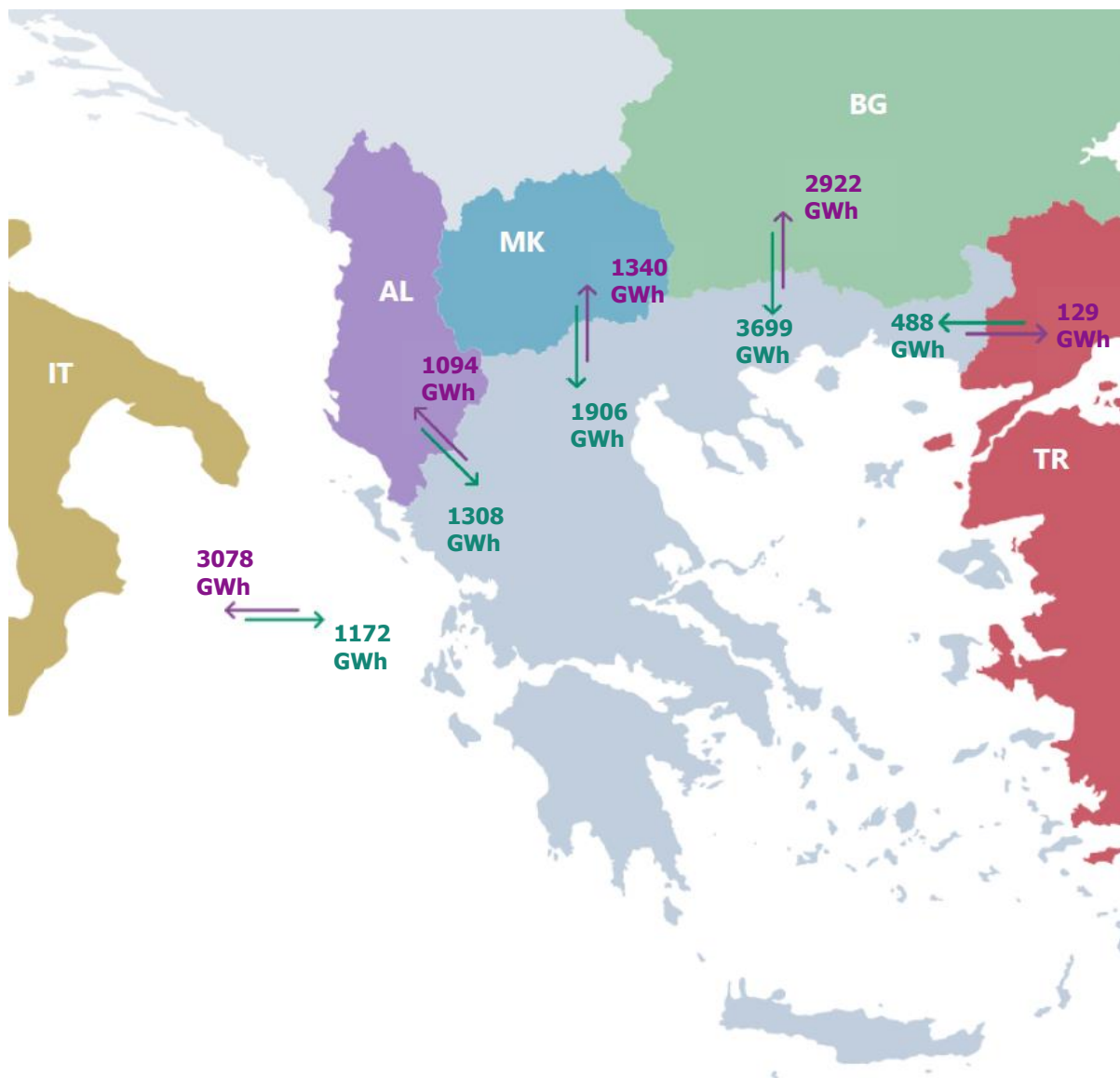
Σχ. 5.2: Εξέλιξη Ετήσιου Ισοζυγίου Φυσικών Ροών Ενέργειας στις Διασυνδέσεις (Φυσικές Ροές Εισαγωγών μείον Φυσικές Ροές Εξαγωγών) για την περίοδο 2010-2024

Πιν. 5.1: Εξέλιξη εμπορικών προγραμμάτων στις διασυνδέσεις για την περίοδο 2020-2024 (σε GWh)

	2020	2021	2022	2023	2024
ΕΜΠΟΡΙΚΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ					
ΑΛΒΑΝΙΑ	1.416	1.595	1.597	2.181	1.308
Β. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	2.425	1.944	2.212	2.634	1.906
ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	3.433	3.658	3.351	4.150	3.669
ΙΤΑΛΙΑ	2.861	627	1.449	1.142	1.172
ΤΟΥΡΚΙΑ	596	586	419	402	488
ΣΥΝΟΛΟ	10.731	8.409	9.027	10.508	8.542
ΕΜΠΟΡΙΚΑ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΑ ΕΞΑΓΩΓΩΝ					
ΑΛΒΑΝΙΑ	295	1.077	1.387	689	1.094
Β. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	449	1.105	1.116	518	1.340
ΒΟΥΛΓΑΡΙΑ	303	563	708	1387	2.922
ΙΤΑΛΙΑ	554	1.974	2.152	2.460	3.078
ΤΟΥΡΚΙΑ	208	36	113	161	129
ΣΥΝΟΛΟ	1.809	4.754	5.474	5.216	8.565
ΙΣΟΖΥΓΙΟ	8.922	3.655	3.553	5.292	-23



Στο Σχ. 5.3 απεικονίζονται γραφικά τα εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά κατεύθυνση με τις γείτονες χώρες για το 2024, από όπου παρατηρείται ότι η Ελλάδα εμφανίστηκε καθαρά εισαγωγική σε όλες τις διασυνδέσεις, με εξαίρεση αυτήν της Ιταλίας.



Σχ. 5.3: Εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά διασύνδεση για το 2024

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:

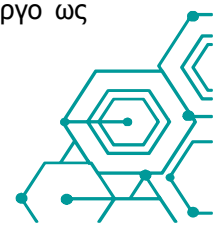
- Το 2018 τέθηκε σε λειτουργία η διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Tirana 2 (Αλβανία) - Kosovo B, η οποία συμβάλει σημαντικά στην αύξηση της ικανότητας της μεταφοράς του ηλεκτρικού Συστήματος της Αλβανίας στα βορειοανατολικά της σύνορα και συνεπώς επιδρά στο Ελληνικό Σύστημα. Επιπρόσθετα το 2018 συνδέθηκε σε 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 συμβάλει σημαντικά στην αύξηση της ικανότητας της μεταφοράς μεταξύ των ηλεκτρικών Συστημάτων των δύο χωρών και συνεπώς επιδρά στο Ελληνικό Σύστημα.
- Το 2023 ολοκληρώθηκε η κατασκευή του έργου πανευρωπαϊκού ενδιαφέροντος (PCI 3.7) CSE4 αποτελούμενο από τη νέα διασυνδετική γραμμή 400 kV Ελλάδας - Βουλγαρίας και έργα εσωτερικής ενίσχυσης 400 kV στο σύστημα της Βουλγαρίας. Το έργο συμβάλλει στην αύξηση της μεταφορικής ικανότητας μεταξύ Ελλάδας και Βουλγαρίας, 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 ενισχύει 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 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.
- 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.
- Η διασυνδετική Γ.Μ. 400 kV Resita (Ρουμανία) - Pancevo (Σερβία) ολοκληρώθηκε το 2018. Η ηλεκτρίση της γραμμής αναμένεται εντός του 2025 οπότε και θα ολοκληρωθεί το προσωρινό σχήμα σύνδεσης εντός του Υ/Σ 400 kV Resita στη Ρουμανία. Το έργο αυτό θα ενισχύσει τον διάδρομο μεταξύ του Ανατολικού Βαλκανικού Συστήματος και του Συστήματος στη Νότια Ιταλία με θετική επίδραση στο Ελληνικό Σύστημα.

5.4. Νέες Διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος με Γειτονικά Συστήματα

5.4.1. Διασύνδεση Ελλάδας - Κύπρου - Ισραήλ (Great Sea Interconnector)

Η υπόψη διασύνδεση, συνολικού μήκους 1208 km και ονομαστικής ισχύος 1000 MW, αποτελεί Έργο Κοινού Ενδιαφέροντος (ΕΚΕ) και αφορά στην υλοποίηση διασύνδεσης των συστημάτων μεταφοράς Ελλάδας – Κύπρου και Ισραήλ με συνδέσμους συνεχούς ρεύματος. Περιλαμβάνει τα τμήματα 2.6.1 της διασύνδεσης Ισραήλ - Κύπρου και 2.6.2 της διασύνδεσης Κύπρου – Ελλάδας (Κρήτη), σύμφωνα με τον 1^ο Ενωσιακό Κατάλογο που τίθεται ως Παράρτημα VII του Κανονισμού (ΕΕ) 2022/869, όπως αυτό αντικαταστάθηκε με τον κατ' εξουσιοδότηση Κανονισμό (ΕΕ) 2024/1041 της Ευρωπαϊκής Επιτροπής.

Στο πλαίσιο αυτό υπήρξε στενή συνεργασία μεταξύ ΑΔΜΗΕ, της θυγατρικής εταιρείας του Ariadne Interconnection και του προηγούμενου φορέα υλοποίησης Euroasia Interconnector για την εξειδίκευση τεχνικών λεπτομερειών για τη διασφάλιση της διαλειτουργικότητας του έργου της διασύνδεσης Αττικής – Κρήτης με το έργο της διασύνδεσης Ελλάδας (Κρήτη)-Κύπρου-Ισραήλ. Από το 2021 ο ΑΔΜΗΕ είχε συνδράμει το έργο ως





τεχνικός σύμβουλος, έχοντας συνεισφέρει, καθοριστικά, στη σχεδιαστική του ωρίμανση και στη συμβασιοποίηση των κρίσιμων συμβολαίων για την πρόοδο του.

Τον Οκτώβριο του 2023 ο ΑΔΜΗΕ ορίστηκε ως Φορέας Υλοποίησης και Project Promoter του έργου της ηλεκτρικής διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας, Κύπρου και Ισραήλ, διασφαλίζοντας την τεχνική και χρηματοδοτική επάρκεια του έργου και θέτοντας τις βάσεις για την έγκαιρη ολοκλήρωσή του.

Έως σήμερα, το τμήμα του έργου Διασύνδεση Ελλάδας (Κρήτη)- Κύπρου, συνολικού μήκους 898 km, έχει ωριμάσει με την εκπόνηση όλων των απαραίτητων μελετών, έχοντας λάβει χρηματοδότηση 657 εκ. € από τον CEF (Connecting Europe Facility). Όλες οι βασικές απαιτούμενες άδειες για την έναρξη των εργασιών κατασκευής έχουν εξασφαλιστεί και μεταβιβαστεί στον ΑΔΜΗΕ. Επιπλέον, έχει συναφθεί σύμβαση για το καλωδιακό τμήμα της διασύνδεσης, το οποίο βρίσκεται στο στάδιο της κατασκευής στις εγκαταστάσεις του αναδόχου. Παράλληλα, έχει ολοκληρωθεί το 60% των θαλάσσιων ερευνών. Περαιτέρω, έχει αναδειχθεί προτιμητέος ανάδοχος για την κατασκευή των Σταθμών Μετατροπής (ΣΜ) και στην παρούσα φάση, εκπονούνται οι μελέτες που απαιτούνται για την ολοκλήρωση του βασικού τεχνικού αντικειμένου των Σταθμών Μετατροπής (για τον νέο ΣΜ στην Κύπρο και την επέκταση του υφιστάμενου στην Κρήτη/Δαμάστα). Θα ακολουθήσει η διαδικασία συμβασιοποίησης και του τμήματος που αφορά τους Σταθμούς Μετατροπής.

Επιπλέον, έχουν υπογραφεί σχετικές συμφωνίες/συμβάσεις με έμπειρους τεχνικούς συμβούλους για τη στενή παρακολούθηση και σχετική αξιολόγηση των εργασιών για την έρευνα βυθού, καθώς και της παραγωγής καλωδίων ΥΤ (HVDC) στα εργοστάσια του Αναδόχου (Νορβηγία & Ιαπωνία).

Ο ορίζοντας ολοκλήρωσης του πρώτου τμήματος της νέας καλωδιακής διασύνδεσης ΥΤ μεταξύ Κρήτης και Κύπρου είναι τα τέλη του 2031.

Αναφορικά με το τμήμα του έργου Διασύνδεση Κύπρου – Ισραήλ, συνολικού μήκους 310 km, έχει ήδη ολοκληρωθεί η μελέτη βιωσιμότητας και, σύμφωνα με τα αποτελέσματά της, το έργο κρίνεται βιώσιμο σε όλα τα εξεταζόμενα σενάρια, ενώ παράλληλα διαπιστώθηκε η σημαντική συνεισφορά του έργου στην ασφάλεια εφοδιασμού, στη διείσδυση ΑΠΕ και στην περαιτέρω ενοποίηση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας της Ανατολικής Μεσογείου με το ευρωπαϊκό σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Τον Αύγουστο του 2026 ο ΑΔΜΗΕ κατέθεσε επίσημα αίτημα επένδυσης προς τις ρυθμιστικές αρχές ενέργειας της Κύπρου και του Ισραήλ για το σκέλος αυτό.

Η ολοκλήρωση του έργου θα σηματοδοτήσει την ηλεκτρική διασύνδεση της Κύπρου, του τελευταίου μη διασυνδεδεμένου κράτους μέλους της ΕΕ με το ευρωπαϊκό σύστημα μεταφοράς, διασφαλίζοντας την ισχυρή ενεργειακή θωράκιση του νησιού. Το δε Ισραήλ θα ενισχύσει την ασφάλεια εφοδιασμού του, αποκτώντας τη δυνατότητα να αυξήσει, περαιτέρω και ταχύτερα, τη συμμετοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στο ενεργειακό του ισοζύγιο.

5.4.2. Δεύτερη διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας (GRITA 2)

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 διασύνδεσης⁴⁶.

Για τον σκοπό αυτό, τον 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 προβλέφθηκαν 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

⁴⁶ 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>



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 Μελέτη Σκοπιμότητας για την υλοποίηση δεύτερης διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας και Ιταλίας που περιλάμβανε εκπόνηση μελετών αγοράς και δικτύου και ανάλυση κόστους-οφέλους. Βάσει των αποτελεσμάτων της κοινής μελέτης, και αποφασίστηκε ως η πλέον ενδεδειγμένη και βέλτιστη τεchnοοικονομικά 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 υποβλήθηκε και εντάχθηκε για πρώτη φορά στο Πανευρωπαϊκό Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP) 2022 του ENTSO-E, ενώ έκτοτε έχει ενταχθεί και στα επόμενα 10ετή πλάνα του ENTSO-E (TYNDP 2024 και 2026) ως προγραμματισμένο έργο (planned but not yet in permitting).

Τον Μάιο του 2025 ΑΔΜΗΕ και TERNΑ υπέγραψαν Μνημόνιο Συνεργασίας (MoU), ορίζοντας τους κύριους όρους και προϋποθέσεις για τον σχεδιασμό και την ανάπτυξη της νέας ηλεκτρικής διασύνδεσης μεταξύ των δύο χωρών. Ο ορίζοντας ολοκλήρωσής του είναι το 2033.

Από τον Δεκέμβριο του 2025, το έργο συμπεριλαμβάνεται στον 2^ο Ενωσιακό Κατάλογο Έργων Κοινού Ενδιαφέροντος (PCI/PMI) με τον κωδικό 2.17.

5.4.3. Δεύτερη Διασύνδεση Ελλάδας - Τουρκίας

Σε προηγούμενη φάση 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 2022, ενώ τα αποτελέσματα της αξιολόγησης του TYNDP 2022, 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. 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.

Τον Δεκέμβριο του 2023 υπογράφηκε μνημόνιο συνεργασίας μεταξύ του ΑΔΜΗΕ και της TEIAS για την υλοποίηση της νέας διασυνδετικής γραμμής. Στο πλαίσιο αυτό συστάθηκε από κοινού επιτροπή με εκπροσώπους των δύο διαχειριστών με στόχο τον συντονισμό και την επίτευξη της υλοποίησης της νέας διασύνδεσης. Η επιτροπή συνεδριάζει σε περιοδική βάση, συμβάλλοντας ουσιαστικά στην πρόοδο υλοποίησης του έργου. Βάσει του νέου χρονοπρογραμματισμού, η νέα διασυνδετική γραμμή εκτιμάται ότι θα ολοκληρωθεί έως το 2031. Το έργο υποβλήθηκε και εντάχθηκε εκ νέου και στα επόμενα Πανευρωπαϊκά Δεκαετή Προγράμματα Ανάπτυξης (TYNDP) 2024 και 2026 του ENTSO-E ως προγραμματισμένο έργο (planned but not yet in permitting).

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 τη 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 τη διείσδυση περισσότερων ΑΠΕ στο Ελληνικό Σύστημα, θα ενισχύσει τη σύγκλιση των αγορών με τις γειτονικές χώρες και θα συνδράμει στην επίτευξη των στόχων για τη μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη.

5.4.4. 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 στη διερεύνηση των τεχνικών, οικονομικών και λοιπών παραμέτρων για τη 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 τον 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 υλοποίηση 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 μεταφοράς 2000 MVA και εκτιμάται ότι θα έχει συνολικό μήκος περί τα 215 km, εκ των οποίων τα 90 km βρίσκονται στην Ελληνική επικράτεια και τα 125 km στην επικράτεια της Αλβανίας.

Τον Νοέμβριο του 2022 υπογράφηκε μνημόνιο συνεργασίας μεταξύ του ΑΔΜΗΕ και του OST για την υλοποίηση της νέας διασυνδετικής γραμμής. Σύμφωνα με τον τρέχοντα προγραμματισμό, η νέα διασυνδετική γραμμή εκτιμάται ότι θα ολοκληρωθεί έως το 2031. Τον Μάρτιο του 2024 συστάθηκε από κοινού ειδική ομάδα εργασίας με εκπροσώπους των δύο διαχειριστών με στόχο την παρακολούθηση της προόδου υλοποίησης της νέας διασύνδεσης από τις δύο πλευρές και τη διερεύνηση της περαιτέρω συμβολής του έργου στους στόχους για τη μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη Ευρώπη.

Το έργο υποβλήθηκε και εντάχθηκε στα Πανευρωπαϊκά Δεκαετή Προγράμματα Ανάπτυξης (TYNDP) 2024 και 2026 του ENTSO-E ως προγραμματισμένο έργο (planned but not yet in permitting).

Η νέα διασυνδετική Γ.Μ. προβλέπεται ότι θα αυξήσει τη 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.

5.4.5. Διασύνδεση Ελλάδας – Αιγύπτου

Το έργο αφορά την απευθείας ηλεκτρική διασύνδεση των Συστημάτων Μεταφοράς της Αιγύπτου και της ηπειρωτικής Ελλάδας και αναπτύσσεται από τον φορέα υλοποίησης ELICA Interconnector S.M. SA (ELICA) του Ομίλου Κοπελούζου. Πρόκειται για έργο HVDC συνολικής χωρητικότητας 3000 MW το οποίο, σύμφωνα με τον Project Promoter θα μεταφέρει αποκλειστικά πράσινη ενέργεια από την Αίγυπτο στην Ελλάδα, και διαμέσου της Ελλάδας στην Ευρώπη.

Τον Οκτώβριο του 2021 υπογράφηκε μνημόνιο συνεργασίας Ελλάδας – Αιγύπτου με βάση το οποίο συστάθηκε ομάδα εργασίας υψηλού επιπέδου, με συμμετοχή εκπροσώπων των δύο Υπουργείων, των Διαχειριστών των Συστημάτων Μεταφοράς και των Ρυθμιστικών Αρχών, για την εξέταση των τεχνικών και οικονομικών παραμέτρων του έργου της ηλεκτρικής διασύνδεσης Ελλάδας – Αιγύπτου σε συνεργασία με τον Project Promoter, τη διευκόλυνση της αδειοδότησης και την υποστήριξη του χαρακτηρισμού του έργου ως έργο αμοιβαίου ευρωπαϊκού ενδιαφέροντος (Project of Mutual Interest - PMI).

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 2024 διακηρύχθηκαν από τον Φορέα Υλοποίησης οι δύο βασικές μελέτες του έργου, οι οποίες αφορούν στην τεχνική ανάλυση του έργου (βέλτιστη όδευση του υποθαλάσσιου καλωδίου και των σημείων προσαυγιάλωσης στις δύο χώρες) και στην ανάλυση κόστους-οφέλους.

Τον Σεπτέμβριο του 2025 υπογράφηκε τριμερές Μνημόνιο Συνεργασίας (MoU), μεταξύ της ELICA, του ΑΔΜΗΕ και του Αιγύπτιου Διαχειριστή EETC, το οποίο έθεσε το πλαίσιο συνεργασίας των τριών πλευρών για την ανταλλαγή τεχνογνωσίας και εμπειρίας στο πλαίσιο σχεδιασμού και ωρίμανσης των οριστικών μελετών του έργου και διαχείρισης τεχνικών παραμέτρων του και της διασύνδεσης του έργου GREGY με τα Συστήματα των δύο χωρών.

Το έργο αυτό, λόγω του μεγέθους του, θα μετασχηματίσει ριζικά το ίδιο το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) και τη λειτουργία του, και ως εκ τούτου, ανεξάρτητα της ως άνω προαναφερόμενης συμφωνίας παροχής συνδρομής στην τεχνική ωρίμανση του έργου, ο ΑΔΜΗΕ έχει προβεί σε αναλυτικές μελέτες, καταρχάς για τον προσδιορισμό των βέλτιστων σημείων σύνδεσης του GREGY με το ΕΣΜΗΕ. Ειδικότερα, μελετήθηκαν διάφορες εναλλακτικές τοπολογίες σύνδεσης του έργου, προκειμένου να διερευνηθούν οι περιορισμοί που εισάγονται από κάθε εναλλακτικό σημείο σύνδεσης και να προσδιοριστούν τα απαραίτητα συνοδά έργα. Από τη διερεύνηση προέκυψε ότι η σύνδεση του έργου δεν μπορεί να γίνει αποκλειστικά σε ένα κόμβο του ΕΣΜΗΕ λόγω της ισχύος των συνδέσμων και των περιορισμών που αυτή εισάγει στον έλεγχο και την αξιοπιστία της λειτουργίας του Συστήματος, και συνεπώς απαιτούνται δύο κόμβοι σύνδεσης.

Στα πλαίσια ωρίμανσης του έργου, μέχρι σήμερα έχει ολοκληρωθεί η μελέτη γραφείου για τη βέλτιστη όδευση, ενώ είναι στην τελική φάση ολοκλήρωσης η μελέτη κόστους-οφέλους καθώς η προκαταρκτική τεχνική ανάλυση. Μέρος του κόστους των μελετών αυτών έχει καλυφθεί από την EBRD μέσω του InvestEU. Στην παρούσα φάση, βρίσκονται σε στάδιο διαγωνιστικής διαδικασίας για την επιλογή των καταλληλότερων αναδόχων, με συγχρηματοδότηση από την Ε.Ε. μέσω του Connecting Europe Facility (CEF), οι επόμενες μελέτες, που αφορούν τις έρευνες βυθού για χαρτογράφηση της υποθαλάσσιας όδευσης (Marine Reconnaissance Survey), τις χερσαίες μελέτες έργων πολιτικού μηχανικού καθώς και την μελέτη περιβαλλοντικών επιπτώσεων (ΜΠΕ).

Το GREGY θα υλοποιηθεί ως σύνδεσμος συνεχούς ρεύματος υψηλής τάσης (HVDC) 525kV με μεταφορική ικανότητα 3000MW, αμφίδρομης δυνατότητας ροής (bi-directional capability), αποτελούμενος από δύο διπολικούς συνδέσμους, 1500MW έκαστος, οι οποίοι θα περιλαμβάνουν υποβρύχια καλώδια συνολικού μήκους έως 1000km καθώς και τις απαραίτητες υποδομές σύνδεσης στα δίκτυα των δύο χωρών (σταθμοί μετατροπής και υπόγεια καλώδια/εναέριες γραμμές μεταφοράς συνεχούς ρεύματος). Θα οδεύει υποβρύχια από ένα σημείο προσαυγιάλωσης στην Αίγυπτο (70km ανατολικά του Sidi Barrani), απευθείας στην ηπειρωτική Ελλάδα, στην Αττική και στη Βοιωτία χωρίς ενδιάμεσα σημεία προσαυγιάλωσης.

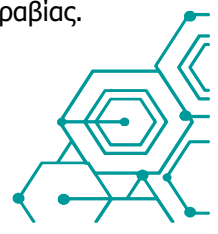
Το έργο θα μεταφέρει 100% καθαρή ηλεκτρική ενέργεια, με σταθερό ωριαίο προφίλ, η οποία θα παράγεται από ένα αποκλειστικό χαρτοφυλάκιο νέων σταθμών ΑΠΕ (αιολικών κυρίως και ηλιακών), συνολικής ισχύος έως 8,5 GW στην Αίγυπτο.

Το GREGY συμπεριλαμβάνεται στον 2ο ενωσιακό κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος και έργων αμοιβαίου ενδιαφέροντος (PCI/PMI) της Ευρωπαϊκής Ένωσης με κωδικό PMI 2.13, καθώς και στο πλαίσιο Global Gateway, στο οποίο εντάσσονται έργα υποδομών κρίσιμης σημασίας για την Ευρώπη. Παράλληλα, το έργο έχει ενταχθεί στο Σχέδιο Δράσης PACT για την Μεσόγειο (Action Plan for the Mediterranean) της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Επιπλέον, το έργο περιλαμβάνεται ως ένα από τα τέσσερα έργα στο «Eastern Mediterranean Gateway Act», το νόμο της Επιτροπής Εξωτερικών Υποθέσεων του Κογκρέσου των ΗΠΑ, για την προώθηση της συνεργασίας και της σταθερότητας στην Ανατολική Μεσόγειο.

Το έργο έχει ενταχθεί στο νέο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP 2026) του ENTSO-E, καθώς και σε όλες τις προηγούμενες εκδόσεις του από το 2020 και μετά. Σύμφωνα με τον Φορέα Υλοποίησης, ο ορίζοντας ολοκλήρωσης του έργου GREGY είναι οι αρχές της δεκαετίας 2030.

5.4.6. Διασύνδεση Ελλάδας – Σαουδικής Αραβίας (Saudi Greek Interconnection)

Η υπογραφή Συμφωνίας Μετόχων (Shareholders Agreement, SHA) μεταξύ ΑΔΜΗΕ και National Grid S.A - Saudi Electricity Company για τη σύσταση της κοινοπραξίας SAUDI GREEK INTERCONNECTION A.E. τον Σεπτέμβριο του 2023 αποτελεί το πρώτο βήμα για την ωρίμανση της ηλεκτρικής διασύνδεσης Ελλάδας - Σαουδικής Αραβίας.





Τον Φεβρουάριο 2024 συστάθηκε η κοινοπραξία SAUDI GREEK INTERCONNECTION A.E. με αντικείμενο την εκπόνηση της μελέτης βιωσιμότητας για την ηλεκτρική διασύνδεση Ελλάδας – Σαουδικής Αραβίας, από τον ΑΔΜΗΕ και τη National Grid που κατέχουν μερίδιο 50% έκαστος. Η σύμπραξη εποπτεύεται από το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας της Ελλάδας και το Υπουργείο Ενέργειας της Σαουδικής Αραβίας και εξειδικεύει τη στρατηγική συνεργασία μεταξύ των δυο χωρών στον τομέα της Ενέργειας. Τον Απρίλιο του 2024 η κοινοπραξία SAUDI GREEK INTERCONNECTION A.E. προχώρησε στην προκήρυξη του διαγωνισμού για την ανάθεση των σχετικών μελετών εμπορικής βιωσιμότητας για την ηλεκτρική διασύνδεση ανάμεσα στην Ελλάδα και το Βασίλειο της Σαουδικής Αραβίας μέσω καλωδίου HVDC, συνολικού προϋπολογισμού 1,5 εκ. €. Τον Οκτώβριο του 2024 ολοκληρώθηκαν οι διαγωνιστικές διαδικασίες και υπογράφηκε η σύμβαση με τον Ανάδοχο.

Τον Ιούλιο του 2025 παραδόθηκε από τον Ανάδοχο η Προκαταρκτική Έκθεση Βιωσιμότητας του Έργου, η οποία παρέχει μια πρώτη σύσταση σχετικά με τη βιωσιμότητα του Έργου της Διασύνδεσης Υψηλής Τάσης Συνεχούς Ρεύματος (HVDC) μεταξύ Σαουδικής Αραβίας και Ελλάδας, με σκοπό την ενημέρωση των Ενδιαφερόμενων Μερών σχετικά με τα ενδιάμεσα αποτελέσματα των μελετών αγοράς (market) και δικτύου (network), αλλά κυρίως της της οικονομικής βιωσιμότητας του έργου (Cost-Benefit Assessment).

Από τα αποτελέσματα της προκαταρκτικής αυτής έκθεσης, φαίνεται ότι η υλοποίηση ενός συνδέσμου HVDC 3,6 GW μεταξύ Ελλάδας και Σ. Αραβίας σε δύο στάδια (δύο HVDC VSC δίπολα των 1,8 GW έκαστο) είναι καταρχήν οικονομικά βιώσιμη και συμφέρουσα. Έχοντας εξετάσει πληθώρα εναλλακτικών σεναρίων και υποθέσεων, οι αναλυτικές μελέτες πλέον εστιάζουν στη διερεύνηση δύο βασικών οδύσεων, με κύρια διαφοροποίηση το σημείο προσαιγιάλωσης του υποβρύχιου καλωδίου στην πλευρά της νοτίου Μεσογείου (Ashdod Ισραήλ ή Tartus Συρία). Ως επικρατέστερα σημεία σύνδεσης του SGI στο ΕΣΜΗΕ προκρίνονται τα KYT Λάρισας ή/και Λαγκαδά, ενώ αντίστοιχα στη Σαουδική Αραβία οι υποσταθμοί Tabarjal ή/και Waad Shamaal.

Οι αναλυτικές μελέτες είναι σε εξέλιξη και αναμένεται να ολοκληρωθούν εντός του 2026.

5.4.7. Διασύνδεση Ελλάδας – Γερμανίας (Green Aegean Interconnector)

Ο ΑΔΜΗΕ προωθεί εντατικά, έναν νέο διάδρομο καθαρής ενέργειας Βορρά – Νότου, την ηλεκτρική διασύνδεση Green Aegean Interconnector, που προβλέπεται να διασυνδέσει τα ηλεκτρικά συστήματα της Ελλάδας και της Γερμανίας. Το έργο αυτό είναι ιδιαίτερα σημαντικό για τη μεταφορά του ενεργειακού πλεονάσματος που προέρχεται από την Ελλάδα και την Ανατολική Μεσόγειο προς τα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης στην κεντρική Ευρώπη. Η αρχική δυναμικότητα της διασύνδεσης σχεδιάζεται να ανέλθει σε 3 GW, ενώ σε δεύτερο χρόνο θα μπορούσε να φτάσει από 6 έως και 9 GW.

Η προτεινόμενη οδευση αφορά σε υποθαλάσσια διέλευση από την Ελλάδα μέσω Αδριατικής μέχρι τη Σλοβενία, και στη συνέχεια μέσω χερσαίας διαδρομής προς Αυστρία και Νότια Γερμανία. Το έργο, με αρχική εκτίμηση προϋπολογισμού 8,1δισ. €, υποβλήθηκε και εντάχθηκε στα Πανευρωπαϊκά Δεκαετή Προγράμματα Ανάπτυξης (TYNDP) 2024 και 2026 του ENTSO-E ως έργο υπό θεώρηση (under consideration). Παράλληλα, βρίσκονται σε εξέλιξη συζητήσεις με τους εμπλεκόμενους Διαχειριστές Συστήματος Μεταφοράς, για την ωρίμανση του έργου.

5.4.8. Αναβάθμιση διασύνδεσης Ελλάδας - Βόρειας Μακεδονίας

Στο πλαίσιο των Πανευρωπαϊκών Δεκαετών Προγραμμάτων Ανάπτυξης (TYNDP) 2018, 2020 και 2022 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 και εντάχθηκε εκ νέου και στα επόμενα Πανευρωπαϊκά Δεκαετή Προγράμματα Ανάπτυξης (TYNDP) 2020, 2022, 2024 και 2026 του ENTSO-E ως έργο υπό θεώρηση (under consideration), ενώ η σκοπιμότητα υλοποίησης της εν λόγω διασύνδεσης θα εξεταστεί στο επόμενο διάστημα.



5.5. Επίπεδο διασυνδεσιμότητας

Στον Πιν. 5.2 που ακολουθεί δίνεται, βάσει των πλέον πρόσφατων δεδομένων και υπολογισμών, για το Ελληνικό Ηλεκτρικό Σύστημα για τα έτη 2025, 2030 και 2035, ο υπολογισμός του επιπέδου διασυνδεσιμότητας (με στόχο το 10% για το 2020 και 15% για το 2030) και των δεικτών του επείγοντος χαρακτήρα της δράσης (με κριτήριο το 30%) 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. Όσον αφορά στο δείκτη διασυνδεσιμότητας, ο υπολογισμός του αναφέρεται στο σύνολο της ικανότητας εισαγωγών από τις διασυνδέσεις της χώρας ως προς το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος παραγωγής, σύμφωνα και με τα αποτελέσματα της Ε.Ε. για την Ελλάδα για το έτος 2020 (9,91%)⁴⁷. Παρόλα αυτά, στον Πιν. 5.2 εμφανίζονται και αποτελέσματα για τον δείκτη λαμβάνοντας υπόψη μόνο τα (σημερινά) κράτη-μέλη της Ε.Ε, δεδομένου ότι έχει εμφανιστεί και υπολογισμός με αυτή την προσέγγιση για το έτος 2023 (5,6%)⁴⁸. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του Πιν. 5.2 προκύπτει ότι το Ελληνικό διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό σύστημα, με την ολοκλήρωση της 2^{ης} διασυνδετικής γραμμής Ελλάδας – Βουλγαρίας που τέθηκε σε λειτουργία τον Ιούνιο του 2023 και την προβλεπόμενη ολοκλήρωση μελλοντικών διασυνδετικών έργων με τις γειτονικές χώρες έως το τέλος του 2023, θα πληροί το στόχο του 15% το έτος 2030.

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 επιτροπής⁴⁹, με αναφορά ότι θα πρέπει να διερευνηθεί περαιτέρω η συνάφεια και ο ρόλος διασυνδέσεων με τρίτες χώρες εκτός Ε.Ε. Για τον λόγο αυτό ο υπολογισμός επαναλήφθηκε λαμβάνοντας υπόψη το σύνολο των διεθνών διασυνδετικών κυκλωμάτων της χώρας, σύμφωνα και με την προσέγγιση σχετικής μελέτης του Energy Community⁵⁰. Άλλωστε, εκτός του ότι κράτη των Δυτ. Βαλκανίων (WB6) ενδέχεται να ενταχθούν στην Ε.Ε. μέσα στα επόμενα χρόνια, τα κράτη-μέλη του Energy Community έχουν πάρει σειρά αποφάσεων για την εφαρμογή των Κανονισμών της Ε.Ε. και τη συμμετοχή τους στην ευρωπαϊκή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Για τον λόγο αυτό, ο ΑΔΜΗΕ υποστηρίζει ότι οι διασυνδέσεις με τα μέλη του Energy Community θα πρέπει να λαμβάνονται υπόψη και στους δείκτες του επείγοντος χαρακτήρα, όπως ισχύει για την Ελβετία και τη Νορβηγία, που δεν είναι κράτη-μέλη της Ε.Ε.

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 του ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ. 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.

⁴⁷ https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-union-indicators-webtool/data-charts_en

⁴⁸ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-10/EL_SoEUR%20Fiche%202023.pdf?utm_source=substack&utm_medium=email

⁴⁹ https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-10/EL_SoEUR%20Fiche%202023.pdf?utm_source=substack&utm_medium=email

⁵⁰ Energy Community Secretariat, Electricity Interconnection Targets in the Energy Community Contracting Parties, Φεβ. 2021



Πιν. 5.2: Επίπεδο και δείκτες διασυνδεσιμότητας Ελληνικού Ηλεκτρικού Συστήματος

ΕΤΟΣ	2025				2030				2035			
Διασύνδεση	NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)		NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)		NTC (MW)		Ονομαστική Ικανότητα Μεταφοράς (MW)	
	Από GR	Προς GR	ΕΥ	Σύνολο	Από GR	Προς GR	ΕΥ	Σύνολο	Από GR	Προς GR	ΕΥ	Σύνολο
GR-AL	450	450		1095	450	450		1095	600	600		2085
GR-BG	1000	1150	2430	2430	1400	1700	2430	2430	1400	1700	2430	2430
GR-MK	650	650		1548	1100	850		1548	1100	850		1548
GR-TR	218	166		1200	660	580		1200	1260 ⁵¹	1180 ⁵⁵		2640
GR-ITS	500	500	500	500	500	500	500	500	1500	1500	1500	1500
GR-CY					1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
GR-EG					3000	3000		3000	3000	3000		3000
GR-DE									3000	3000	3000	3000
GR-SAU									tbc	tbc	tbc	tbc
Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος (GW)			28,9				36,4				42,9	
Φορτίο Αιχμής (GW)			10,8				12,2				14,5	
Σύνολο εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ (GW)			18,6				28,2				36,3	
	ΕΥ		Σύνολο		ΕΥ		Σύνολο		ΕΥ		Σύνολο	
Συνολικό εισαγωγικό NTC	1650		2916		3200		8080		7200		12830	
Συνολική ονομαστική ικανότητα μεταφοράς	2930		6773		3930		10773		7930		17203	
Επίπεδο διασυνδεσιμότητας	5,7%		10,1%		8,8%		22,2%		16,8%		29,9%	
Ονομαστική ικανότητα μεταφοράς / Φορτίο Αιχμής	27,1%		62,7%		32,3%		88,5%		54,6%		118,4%	
Ονομαστική ικανότητα μεταφοράς / Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ	15,8%		36,4%		13,9%		38,2%		21,8%		47,4%	

⁵¹ 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.



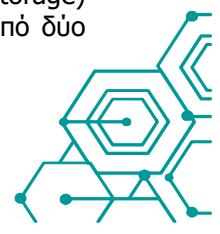
5.6. Έργα ελληνικού ενδιαφέροντος στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP) του ENTSO-E

Στο νέο δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης TYNDP 2026 (Ten Year Network Development Plan) του ENTSO-E περιλαμβάνονται τα παρακάτω έργα μεταφοράς ελληνικού ενδιαφέροντος:

- **ID 219 Great Sea Interconnector:** Το έργο αφορά στην υλοποίηση διασύνδεσης των συστημάτων μεταφοράς Ελλάδας – Κύπρου και Ισραήλ με συνδέσμους συνεχούς ρεύματος. Αναλυτική περιγραφή του έργου δίνεται στην ενότητα 5.4.4, καθώς και στο Τεύχος Έργων (26.2).
- **ID 376 Refurbishment of the 400 kV Meliti (GR) – Bitola (MK) interconnector:** Το έργο αφορά στην αναβάθμιση της υφιστάμενης διασύνδεσης 400 kV μεταξύ Μελίτη – Bitola, με σκοπό την αύξηση της μεταφορικής ικανότητας μεταξύ των δύο χωρών. Περιγραφή του έργου δίνεται στην ενότητα 5.4.6.
- **ID 1041 GREGY Green Energy Interconnector:** Πρόκειται για έργο HVDC συνολικής χωρητικότητας 3000 MW το οποίο, σύμφωνα με τον φορέα υλοποίησης ELICA S.A. θα μεταφέρει αποκλειστικά πράσινη ενέργεια από την Αίγυπτο στην Ελλάδα, και διαμέσου της Ελλάδας στην Ευρώπη. Περιγραφή του έργου δίνεται στην ενότητα 5.4.5, ενώ περισσότερες πληροφορίες μπορούν να βρεθούν στον σύνδεσμο <https://www.copelouzos.gr/en/service/gregy-interconnector/>
- **ID 1067 New AC 400 kV interconnection line Greece/Turkey:** Το έργο αφορά στην υλοποίηση της νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος μεταξύ του ΚΥΤ Νέας Σάντας και του Υ/Σ Babaeski στην Τουρκία. Αναλυτική περιγραφή δίνεται στην ενότητα 5.4.1, καθώς και στο Τεύχος Έργων (23.12).
- **ID 1112 GRITA 2:** Το έργο αφορά στην υλοποίηση δεύτερης διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας και Ιταλίας μέσω ενός νέου διπολικού συνδέσμου Συνεχούς Ρεύματος ονομαστικής ισχύος 1000 MW με τεχνολογία μετατροπών τάσης (bipolar HVDC VSC link). Αναλυτική περιγραφή του έργου δίνεται στην ενότητα 5.4.4, καθώς και στο Τεύχος Έργων (24.4).
- **ID 1182 EHV S/S Thesprotias and its connection to the 400 kV System:** Το έργο αφορά στην ανάπτυξη ενός νέου ΚΥΤ στη Δυτική Ελλάδα (ΚΥΤ Θεσπρωτίας) και την σύνδεσή του με το Σύστημα των 400 kV. Αναλυτική περιγραφή του έργου δίνεται στο Τεύχος Έργων (24.2).
- **ID 1183 New interconnection line 400 kV Greece – Albania:** Το έργο αφορά στην υλοποίηση της νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV απλού κυκλώματος μεταξύ του νέου ΚΥΤ Θεσπρωτίας και του νέου Υ/Σ Fier στην Αλβανία. Αναλυτική περιγραφή του έργου δίνεται στην ενότητα 5.4.2, καθώς και στο Τεύχος Έργων (24.3).
- **ID 1231 Green Aegean Interconnector:** Το έργο αφορά στην υλοποίηση μιας νέας διασύνδεσης μεταξύ Ελλάδας και Γερμανίας μέσω ενός συνδέσμου Συνεχούς Ρεύματος ονομαστικής ισχύος 3000 MW. Αναλυτική περιγραφή του έργου δίνεται στην ενότητα 5.4.7.

Επιπλέον, περιλαμβάνονται τα παρακάτω έργα αποθήκευσης:

- **ID 1006 HPS Amfilochia:** Το έργο αφορά στην ανάπτυξη αντλησιοταμίευσης (hydro-pumped storage) στην περιοχή της Αμφιλοχίας. Το έργο, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 680 MW (παραγωγή) και 730 MW (άντληση), κατασκευάζεται από την ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ-ΑΝΤΛΗΣΙΟΤΑΜΙΕΥΣΗ Ι Μ.Α.Ε. και περιλαμβάνει δυο ανεξάρτητους άνω ταμιευτήρες (Άγιο Γεώργιο και Πύργο συνολικής χωρητικότητας 4,88 GWh), ενώ ως κάτω ταμιευτήρα θα χρησιμοποιεί την υπάρχουσα λίμνη Καστρακίου της ΔΕΗ. Περισσότερες πληροφορίες στο <https://www.terna-energy.com/activities-en/pumped-storage-projects/>
- **ID 1035 Ptolemaida Battery Energy Storage System:** Το έργο αφορά στην ανάπτυξη συστήματος αποθήκευσης (συσσωρευτές) συνολικής ισχύος 225 MW (με χωρητικότητα 1.350 MWh) στην περιοχή της Πτολεμαΐδας. Αναπτύσσεται από την Ptolemaida Storage SMSA (μέλος της EUNICE Energy Group) και αποτελεί υποστηριζόμενη επένδυση του Σχεδίου Δίκαιης Αναπτυξιακής Μετάβασης. Περισσότερες πληροφορίες στο <https://bess-ptolemaida.eu/>
- **ID 1072 HPS Vrochonera:** Το έργο αφορά στην ανάπτυξη αντλησιοταμίευσης (hydro-pumped storage) στην περιοχή της Βέροιας. Το έργο αναπτύσσεται από την ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ αποτελείται από δύο





ανεξάρτητα έργα, το «Βροχόνερα Ι» (συνολική εγκατεστημένη ισχύ 424 MW για παραγωγή και 377 MW για άντληση) και «Βροχόνερα ΙΙ» (συνολική εγκατεστημένη ισχύ 351 MW για παραγωγή και 344 MW για άντληση), ενώ ως κάτω ταμιευτήρα θα χρησιμοποιεί την τεχνητή λίμνη Αγ. Βαρβάρας της ΔΕΗ.

5.7. Έργα Κοινού Ενδιαφέροντος (Projects of Common Interest) και Έργα Αμοιβαίου Ενδιαφέροντος (Projects of Mutual Interest)

Ο κανονισμός (ΕΕ) αριθ. 2022/869 καθορίζει τις κατευθυντήριες γραμμές για την έγκαιρη ανάπτυξη και διαλειτουργικότητα των διαδρόμων και ζωνών προτεραιότητας των διευρωπαϊκών ενεργειακών υποδομών.

Ο κανονισμός προβλέπει στην αναγνώριση έργων στον ενωσιακό κατάλογο έργων κοινού ενδιαφέροντος και έργων αμοιβαίου ενδιαφέροντος. Η λίστα των PCIs επικαιροποιείται κάθε 2 χρόνια. Τον Δεκέμβριο του 2025 δημοσιοποιήθηκε ο 2^{ος} Ενωσιακός Κατάλογος PCI και PMI.

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:

- 2.6. Διασύνδεση Ισραήλ-Κύπρου-Ελλάδας μεταξύ Hadera (Ισραήλ) και Κρήτης, γνωστή ως Great Sea Interconnector που περιλαμβάνει τα εξής:
 - 2.6.1. Σύνδεση μεταξύ Hadera (Ισραήλ) και Κοφίνου (Κύπρος)
 - 2.6.2. Σύνδεση μεταξύ Κοφίνου (Κύπρος) και Κορακιά, Κρήτη (Ελλάδα)
- 2.9. Υδροηλεκτρικό αντλησιοταμίευσης (hydro-pumped storage) στην Αμφιλοχία
- 2.10 Αποθήκευση Ενέργειας (Battery Energy Storage System) στην Πτολεμαΐδα
- 2.17 Διασύνδεση μεταξύ Galatina (Ιταλία) και Θεσπρωτίας (Ελλάδα), γνωστή ως GRITA 2

Επιπρόσθετα περιλαμβάνεται το ακόλουθο έργο αμοιβαίου ενδιαφέροντος (PMI):

- 2.13 Διασύνδεση μεταξύ Wadi El Natroon (Αίγυπτος) και Μεσόγεια / Αγ. Στέφανος (Ελλάδα), γνωστή ως GREGY Interconnector

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

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

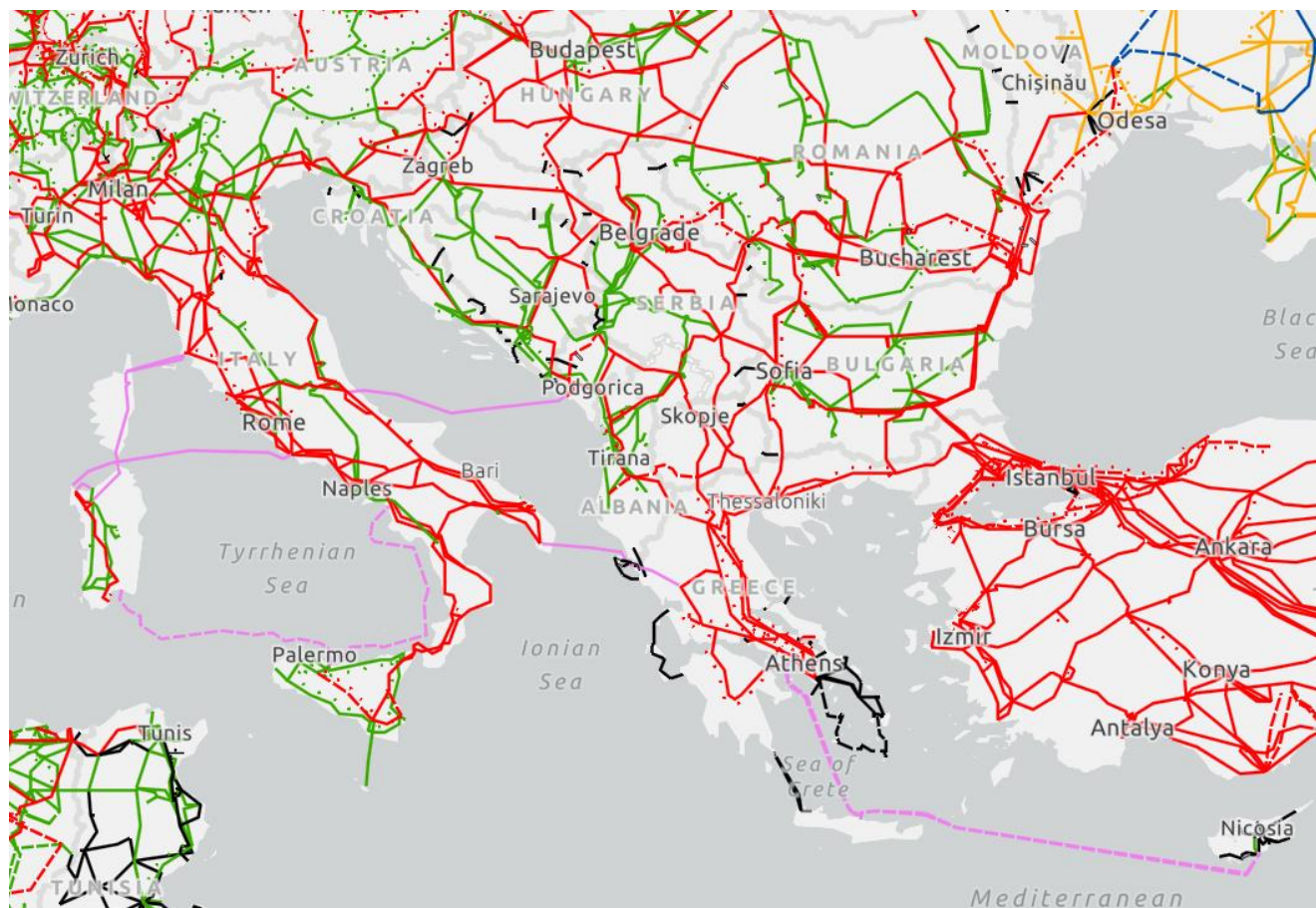
- Αλβανία
- Βόρεια Μακεδονία
- Βοσνία-Ερζεγοβίνη
- Βουλγαρία
- Ελλάδα
- Ιταλία
- Κροατία
- Κύπρος
- Μαυροβούνιο
- Ουγγαρία
- Ρουμανία
- Σερβία
- Σλοβενία

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-E⁵², καθώς και στο Πανευρωπαϊκό Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (TYNDP)⁵³.

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. Επιπρόσθετα περιλαμβάνονται τα έργα που βρίσκονται υπό κατασκευή. Στο Σχ. 5.5 απεικονίζονται τα έργα μεταφοράς και αποθήκευσης στην περιοχή της Ν.Α. Ευρώπης που περιλαμβάνονται στο TYNDP 2024.



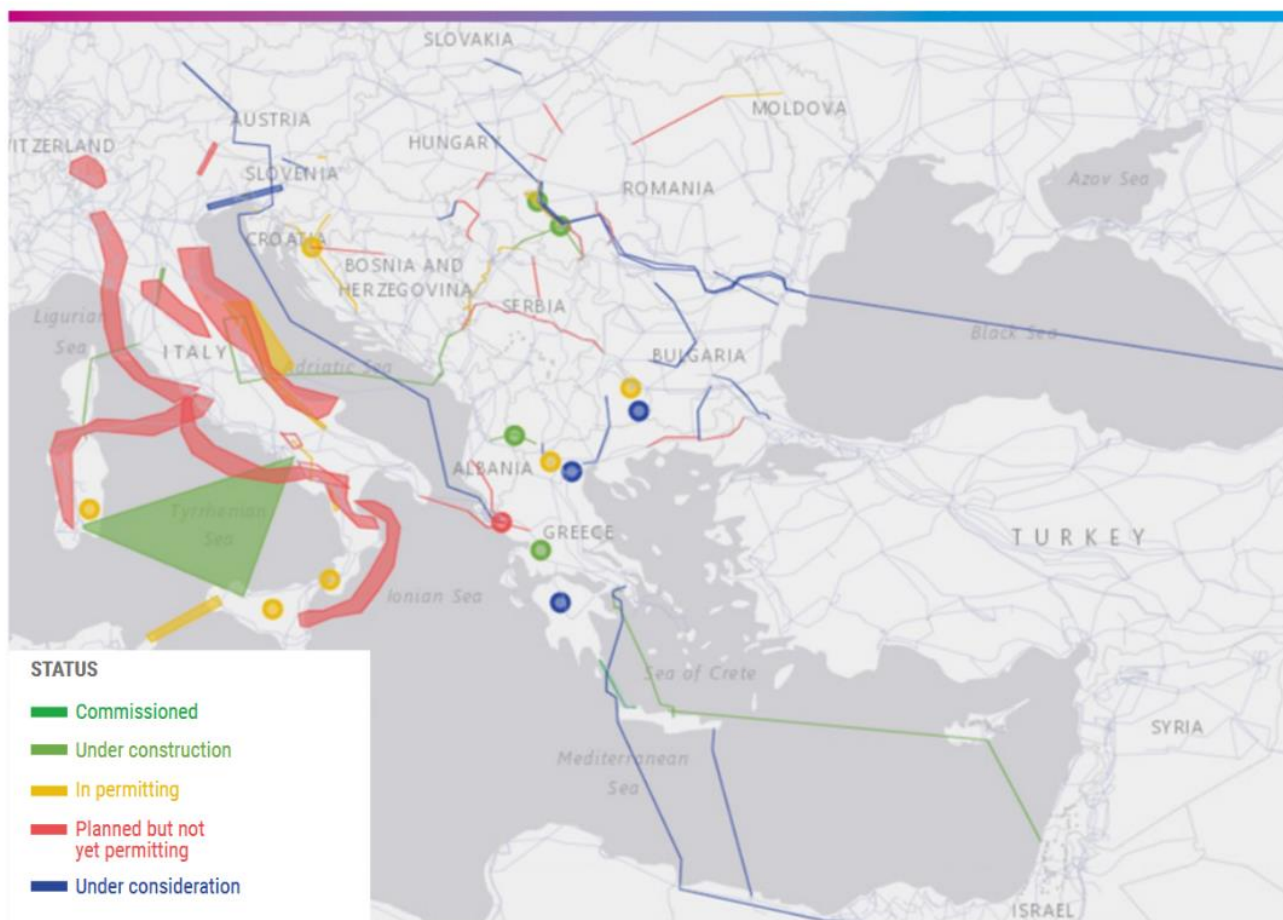
Σχ. 5.4: Χάρτης υφιστάμενων Γ.Μ. Υπερυψηλής Τάσης στη Νοτιοανατολική Ευρώπη

(Πηγή: ENTSO-E Transmission System Map, 2024)

⁵² Περιφερειακό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Νοτιοανατολικής Ευρώπης (CSE RgIP - Continental South - East Regional Investment Plan) 2024, ENTSO-E, June 2025.

https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/forapproval/entso-e_RIPs_2024_CSE_250612.pdf

⁵³ Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης των Ευρωπαϊκών Δικτύων (TYNDP - Ten Year Network Development Plan) 2024, ENTSO-E, April 2025. https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2024/foropinion/Infrastructure_Gaps_Report.pdf



Σχ. 5.5: Χάρτης έργων μεταφοράς και αποθήκευσης (TYNDP 2024) στη Νοτιοανατολική Ευρώπη

(Πηγή: ENTSO-E CSE RgIP 2024)



6. Έργα Συστήματος

6.1. Γενικά

Στην ενότητα αυτή δίνεται μια εποπτική εικόνα των έργων Συστήματος που περιλαμβάνονται στο παρόν ΔΠΑ περιόδου 2027-2036, τυχόν αλλαγών έναντι του προηγούμενου ΔΠΑ 2025-2034, καθώς επίσης και των νέων έργων που εισάγονται για πρώτη φορά στο παρόν ΔΠΑ.

Τα έργα παρουσιάζονται ταξινομημένα σε ομάδες υποέργων (clusters⁵⁴) 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 2027-2036.

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 πιθανές 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.

⁵⁴ Σύμφωνα με την ορολογία η οποία έχει υιοθετηθεί από τον ENTSO-E

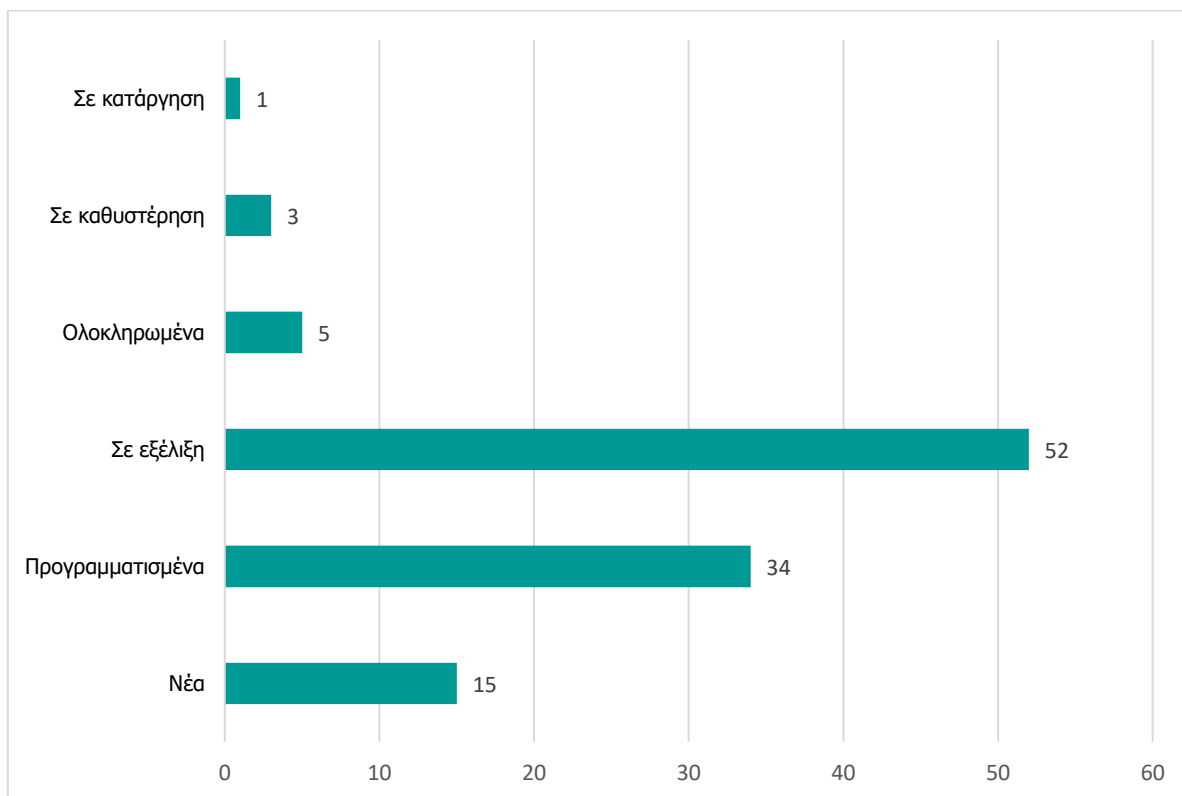




6.2. Κατηγοριοποίηση Έργων

Στο παρόν ΔΠΑ ενσωματώνονται συνολικά 15 νέα έργα με αποτέλεσμα το ΔΠΑ περιόδου 2027-2036 να περιλαμβάνει συνολικά 110 έργα ανάπτυξης Συστήματος.

Οι κατηγορίες και το πλήθος των έργων ανά κατηγορία δίνονται στο Σχήμα που ακολουθεί.



Σχ. 6.1: Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς στο ΔΠΑ 2027-2036

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 2027-2036 περιλαμβάνονται 15 νέα έργα ανάπτυξης Συστήματος που δίνονται στη συνέχεια⁵⁵.

⁵⁵ Να σημειωθεί ότι από το προηγούμενο ΔΠΑ (ΔΠΑ 2025-2034) έχουν προστεθεί επιπλέον τέσσερα νέα έργα (25.15-25.18) μέσω επιστολής (ΔΝΣ/21571/29.10.2025) που εστάλη στη ΡΑΑΕΥ.



**Πιν. 6.1: Νέα Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς στο ΔΠΑ 2027-2036**

Cluster	Τίτλος Έργου
26.1	Σύνδεση του ΚΥΤ Θεσπρωτίας με το Σύστημα 150 kV
26.2	Διασύνδεση Ελλάδας-Κύπρου
26.3	Υποσταθμός Νεάπολης
26.4	ΚΥΤ Αλεξανδρούπολης και η σύνδεσή του με το Σύστημα 150 και 400 kV
26.5	Υ/Σ Καλλονής
26.6	Υ/Σ Κω
26.7	Υ/Σ Δαμάστα II
26.8	Υ/Σ Περαίας
26.9	Αντικατάσταση αγωγών στη Γ.Μ. 400 kV Παλλήνη - Λαύριο
26.10	Έργα ενίσχυσης σε Υ/Σ για την εξυπηρέτηση του Δικτύου Διανομής
26.11	Νέοι ΑΜΣ για την ενίσχυση του Συστήματος Μεταφοράς - (Μέρος II)
27.1	Έργα ενίσχυσης στο ΚΥΤ Νέο Σιράκιο
27.2	Έργα ενίσχυσης στο ΚΥΤ Καράτζη
27.3	Ενίσχυση του Συστήματος 150 kV στη νότια Εύβοια
27.4	Έργα συστημάτων και υποδομών αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας

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 2027-2036 περιλαμβάνονται 34 προγραμματισμένα έργα ανάπτυξης Συστήματος που δίνονται στη συνέχεια.

Πιν. 6.2: Προγραμματισμένα Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς στο ΔΠΑ 2027-2036

Cluster	Τίτλος Έργου
14.31	Έργα ανακατασκευής σε υφιστάμενους Υποσταθμούς
14.40	ΚΥΤ Πάτρας και σύνδεσή του με το Σύστημα
14.57	Νέα σύνδεση Μεγαλόπολη - Μολάοι
18.3	Αναβάθμιση σύνδεσης Υ/Σ Σαλαμίνας με το Σύστημα 150 kV
18.4	Αναβάθμιση σύνδεσης 150 kV Ακτίου - Πρέβεζας
20.5	Έργα αναβάθμισης υφιστάμενων Υποσταθμών
21.2	Ενίσχυση σύνδεσης 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
21.5	Ενίσχυση σύνδεσης Υ/Σ Αγιάς με το Σύστημα 150 kV
21.7	Ενίσχυση της αξιοπιστίας τροφοδότησης της νήσου Άνδρου
22.8	Υποσταθμός Προσοτσάνης
22.9	Υποσταθμός ΒΙ.ΠΕ. Θεσσαλονίκης II (Σίνδος II)
22.10	Υποσταθμός Σιδαρίου
22.11	Υποσταθμός Κεφαλονιάς II
22.12	Υποσταθμός Αίγινας





Cluster	Τίτλος Έργου
23.8	Κλείσιμο βρόχου Καστέλι – Χανιά και νέος Υ/Σ Κάντανου
23.9	Αντικατάσταση καλωδιακών Γ.Μ. στην περιοχή της Θεσσαλονίκης
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
25.1	ΚΥΤ Λαμίας και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 kV
25.2	Σύνδεση του ΚΥΤ Λαμίας με το Σύστημα 150 kV
25.3	Ενίσχυση σύνδεσης του ΚΥΤ Ν. Σάντας με το Σύστημα 150 kV
25.4	Ενίσχυση σύνδεσης Υ/Σ Γέφυρας και Ν. Πέλλας με το Σύστημα 150 kV
25.5	Ενίσχυση σύνδεσης 400 kV μεταξύ των ΚΥΤ στη Θεσσαλία
25.6	ΚΥΤ Θεσσαλίας και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 kV
25.7	Ενίσχυση σύνδεσης Υ/Σ Σκιάθου με το Ηπειρωτικό Σύστημα
25.8	ΚΥΤ Μεσογείων και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 kV
25.9	Ενίσχυση σύνδεσης του ΚΥΤ Μεγαλόπολης με το Σύστημα 150 kV
25.11	Ενίσχυση σύνδεσης 150 kV Μολάοι – Τερματικό Αντιστάθμισης Πελοποννήσου
25.13	Σύνδεση του ΚΥΤ Μεσογείων με το Σύστημα 150 kV
25.14	Υποσταθμός Ζακύνθου II
25.16	Προμήθεια & εγκατάσταση ολοκληρωμένου ψηφιακού συστήματος ασφαλείας
25.18	Ψηφιακό Κέντρο Συντήρησης (Digital Maintenance Center)

6.2.3. 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 2027-2036 περιλαμβάνονται 52 έργα ανάπτυξης Συστήματος σε εξέλιξη που δίνονται στη συνέχεια.

Πιν. 6.3: Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Εξέλιξη στο ΔΠΑ 2027-2036

Cluster	Τίτλος Έργου
14.6	Έργα ανάπτυξης Συστήματος 150 kV στην Εύβοια
14.11	Ολοκλήρωση έργων 150 kV στην ευρύτερη περιοχή Πατρών
14.13	Αναβαθμίσεις – Αναδιατάξεις 150 kV & νέοι Υ/Σ περιοχής Κατερίνης
14.18	Έργα ενίσχυσης σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος Ι)
14.21	Αντικαταστάσεις αγωγών 150 kV στην περιοχή Τροιζηνίας
14.24	Έργα ενίσχυσης Συστήματος για την τροφοδοσία της Κέρκυρας
14.27	ΚΥΤ Ρουφ και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV
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
14.34	Ενίσχυση της σύνδεσης ΚΥΤ Μελίτης με το Σύστημα 150 kV





Cluster	Τίτλος Έργου
14.35	Ενισχύσεις Συστήματος 150 kV στην περιοχή Χαλκιδικής
14.41	Υπογειοποιήσεις & αποξηλώσεις Γ.Μ. στην περιοχή Πάτρας – Ρίου - Μεσσήνης
14.43	Αναβάθμιση κυκλωμάτων 150 kV στον βόρικο Ιονίων νήσων
14.45	Ενισχύσεις Συστήματος 150 kV στην περιοχή Ιωαννίνων
14.46	Συνοδά έργα ΚΥΤ Λαγκαδά
14.54	Προσθήκη πυλών 150 kV σε υφιστάμενους Υ/Σ για εξυπηρέτηση φορτίων Διανομής
14.62	Αναδιατάξεις Γ.Μ. λόγω μετεγκατάστασης οικισμών (επέκταση των ορυχείων Πτολεμαΐδας)
17.5	Έργα ενίσχυσης σε υφιστάμενους Υ/Σ (Μέρος III)
17.6	Υπογειοποιήσεις & παραλλαγές Γ.Μ. στο νότιο Σύστημα
17.10	Εγκατάσταση δικτύου οπτικών ινών για τον τηλεέλεγχο και τηλεοπτεία του Συστήματος
18.1	Νέος υποσταθμός Κερατέας
19.2	Ανακατασκευή ΚΥΤ Κουμουνδούρου
19.3	Νέος Υποσταθμός Τήνου
19.4	Έργα ενίσχυσης Συστήματος Κρήτης
20.1	Έργα ενίσχυσης 150 kV σε υφιστάμενους Υ/Σ και ΚΥΤ (Μέρος IV)
20.2	Έργα ενίσχυσης 400 kV σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος II)
20.3	Διασύνδεση των Δωδεκανήσων με το Ηπειρωτικό Σύστημα
20.4	Διασύνδεση νήσων ΒΑ Αιγαίου με το Ηπειρωτικό Σύστημα
21.1	Ενίσχυση του Συστήματος 400 kV στην περιοχή της Ανατολικής Μακεδονίας και Θράκης
21.4	Ενίσχυση της σύνδεσης των Υ/Σ Κασσάνδρας με το Σύστημα
21.8	Ενίσχυση του Συστήματος 400 kV στην Εύβοια
22.1	Έργα αντιστάθμισης, αποθήκευσης και αναβάθμισης ευστάθειας και ελέγχου Συστήματος μεταφοράς
22.3	Ανακατασκευή του Υ/Σ Πτολεμαΐδα I (ΑΗΣ)
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
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 II
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
24.4	Νέα διασύνδεση Ελλάδας - Ιταλίας
25.10	Αντικατάσταση υφιστάμενων υποβρυχίων καλωδίων
25.12	Ενίσχυση επαγωγικής αντιστάθμισης
25.15	Κτηριακές ανακαινίσεις & αναβαθμίσεις σε Υποσταθμούς, ΚΥΤ & κτήρια Διοίκησης
25.17	Νέες υποδομές για τις στεγαστικές και αποθηκευτικές ανάγκες του ΑΔΜΗΕ



6.2.4. Ολοκληρωμένα

Πρόκειται για έργα τα οποία ολοκληρώθηκαν στο χρονικό διάστημα που μεσολάβησε από το προηγούμενο ΔΠΑ περιόδου 2025-2034 μέχρι σήμερα. Στο ΔΠΑ περιλαμβάνονται 5 ολοκληρωμένα έργα ανάπτυξης Συστήματος που δίνονται στη συνέχεια.

Πιν. 6.4: Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς ολοκληρωμένα στο ΔΠΑ 2027-2036

Cluster	Τίτλος Έργου
14.1	ΚΥΤ Λαγκαδά και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV
14.26	Διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα (Φάση II)
18.2	Παραλλαγές Γ.Μ. 150 kV στην περιοχή Σερβίων Κοζάνης
19.1	Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων (Νοτίων και Δυτικών)
21.9	Παραλλαγές Γ.Μ. 400 και 150 kV λόγω εμπλοκής με τον αυτοκινητόδρομο Ε65

6.2.5. 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 2027-2036 περιλαμβάνονται 3 έργα ανάπτυξης Συστήματος με καθυστέρηση που δίνονται στη συνέχεια.

Πιν. 6.5: Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς σε Καθυστέρηση στο ΔΠΑ 2027-2036

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 σύνδεσή του με το Σύστημα 150 και 400 kV

6.2.6. Ακύρωση

Πρόκειται για έργα των οποίων η υλοποίηση ακυρώνεται καθώς έπαψαν να υφίστανται οι λόγοι για την υλοποίησή τους. Στο ΔΠΑ 2027-2036 περιλαμβάνεται 1 έργο ανάπτυξης Συστήματος το οποίο ακυρώνεται, το οποίο αφορά Αναδιατάξεις κυκλωμάτων 150 kV στην περιοχή της Λάρυμνας. Δεδομένης της συνεχιζόμενης, σχεδόν μηδενικής απομάστευσης ισχύος από τον Υ/Σ Λάρκο, η υλοποίηση του έργου δεν θεωρείται πλέον αναγκαία και αποσύρεται από τον Δεκαετή Προγραμματισμό Ανάπτυξης (ΔΠΑ). Η απόφαση αυτή βασίζεται στη διαπίστωση ότι η περιορισμένη λειτουργική συνεισφορά του σταθμού δεν επηρεάζει ουσιαστικά την αξιοπιστία, τη σταθερότητα ή την ευελιξία του Συστήματος.

Πιν. 6.6: Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς Ακυρωμένα στο ΔΠΑ 2027-2036

Cluster	Τίτλος Έργου
14.48	Αναδιατάξεις κυκλωμάτων 150 kV στην περιοχή της Λάρυμνας



6.2.7. Προληπτικές επενδύσεις (Anticipatory investments)

Πρόκειται για έργα τα οποία έχουν θεωρηθεί ως προληπτικές επενδύσεις (anticipatory investments) και είναι στο στάδιο προκαταρκτικών μελετών.

Πιν. 6.7: Έργα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς στο ΔΠΑ 2027-2036

Τίτλος Έργου

Διασύνδεση Ελλάδας – Σαουδικής Αραβίας (Saudi Greek Interconnection)

Διασύνδεση Ελλάδας – Γερμανίας (Green Aegean Interconnector)

Αναβάθμιση της διασύνδεσης Ελλάδας και Βόρειας Μακεδονίας

Νέα σύνδεση 400 kV μεταξύ Ηπείρου και Δυτικής Μακεδονίας

Ενίσχυση υφιστάμενων νησιωτικών διασυνδέσεων

6.3. Απολογισμός ΔΠΑ 2025-2034

Κατά την περίοδο η οποία μεσολάβησε από την κατάρτιση του ΔΠΑ 2025-2034 που υποβλήθηκε για έγκριση στη ΡΑΑΕΥ τον Νοέμβριο του 2024 μέχρι και την έκδοση του παρόντος ΔΠΑ, ορισμένα σημαντικά έργα τα οποία περιλαμβάνονταν στο προαναφερθέν ΔΠΑ 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.

Από τον Σεπτέμβριο του 2024, υπήρξε σημαντική πρόοδος στην υλοποίηση πολλών αξιοσημείωτων έργων, όπως:

- Ηλεκτρικές διασυνδέσεις Δωδεκανήσων και Βορειοανατολικού Αιγαίου**

Οι θαλάσσιες έρευνες και για τις δύο διασυνδέσεις, Δωδεκανήσων και Βορειοανατολικού Αιγαίου, ολοκληρώθηκαν τον Δεκέμβριο του 2024.

Τον Απρίλιο του 2024 αναρτήθηκε η Πρόσκληση εκδήλωσης ενδιαφέροντος της Α΄ Φάσης της Συμφωνίας Πλαίσιο, που αφορά την υποβολή αιτήσεων συμμετοχής για τις καλωδιακές διασυνδέσεις εναλλασσόμενου ρεύματος των δύο έργων η οποία ολοκληρώθηκε τον Ιούλιο. Η Β΄ φάση, η οποία αφορά την υποβολή των τεχνικών και οικονομικών προσφορών από τους υποψηφίους αναδόχους που εγκρίθηκαν κατά την Α΄ φάση, αναρτήθηκε τον Οκτώβριο του 2024 και η διαγωνιστική διαδικασία είναι σε εξέλιξη και την παρούσα περίοδο αναμένεται η υπογραφή της Συμφωνίας Πλαίσιο. Η διαγωνιστική διαδικασία για την ανάδειξη αναδόχων και σύναψης Συμφωνίας Πλαίσιο για τους υποσταθμούς που περιλαμβάνονται στα συγκεκριμένα έργα είναι σε εξέλιξη.

Ο διαγωνισμός για το τμήμα του έργου της Διασύνδεσης Δωδεκανήσων που αφορά τους Σταθμούς Μετατροπής Κορίνθου και Κω, καθώς και τη καλωδιακή διασύνδεση Συνεχούς Ρεύματος Κόρινθος - Κω

δημοσιεύτηκε στο τέλος του 2024. Οι συγκεκριμένες διαγωνιστικές διαδικασίες κηρύχθηκαν άγονες λόγω μη υποβολής προσφορών. Και οι δύο διαγωνισμοί επαναπροκηρύχθηκαν και βρίσκονται σε εξέλιξη.

Παράλληλα η Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων για τη διασύνδεση των Δωδεκανήσων υποβλήθηκε στο ΥΠΕΝ τον Δεκέμβριο του 2023 και η ΑΕΠΟ εκδόθηκε τον Αύγουστο του 2026. Για τη διασύνδεση του Βορειοανατολικού Αιγαίου, η Μελέτη Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων, για το τμήμα ΚΥΤ Ν. Σάντας – Υ/Σ Δυτικής Λέσβου, αναρτήθηκε προς διαβούλευση στο Ηλεκτρονικό Περιβαλλοντικό Μητρώο (ΗΠΜ) τον Δεκέμβριο του 2024.

Ταυτόχρονα με τη διαδικασία της αδειοδότησης, έχει εκκινήσει και είναι σε εξέλιξη η συλλογή όλων των απαιτούμενων κτηματολογικών στοιχείων των εκτάσεων από τις κατά τόπους υπηρεσίες, οι οποίες πρόκειται να απαλλοτριωθούν για τις ανάγκες κατασκευής των έργων.

- **Αναβάθμιση του ΚΥΤ Κουμουνδούρου**

Οι εργασίες κατασκευής του νέου ΚΥΤ Κουμουνδούρου, τεχνολογίας κλειστού τύπου (GIS), που θα αντικαταστήσει το υφιστάμενο ΚΥΤ υπαίθριου τύπου, βρίσκονται σε εξέλιξη. Η πλευρά των 400kV (Φάση Α) ολοκληρώθηκε τον Φεβρουάριο του 2024 και η δοκιμαστική ηλεκτρίση επιτεύχθηκε τον Αύγουστο του 2024. Η ηλεκτρίση του αναβαθμισμένου ΚΥΤ Κουμουνδούρου ολοκληρώθηκε το πρώτο εξάμηνο του 2026. Η σταδιακή μεταγωγή υφιστάμενων στοιχείων του συστήματος (Γ.Μ. και εξοπλισμός) από το παλιό ΚΥΤ στο νέο συνεχίζεται έως το 2027.

- **ΚΥΤ Ρουφ**

Το νέο ΚΥΤ Ρουφ προβλέπεται να συνδεθεί με το Σύστημα 400 kV με τα ΚΥΤ Κουμουνδούρου και Αχαρνών με υπόγεια καλώδια. Για τη σύνδεση στο Σύστημα 150 kV προβλέπεται ότι όλες οι υπόγειες γραμμές 150 kV οι οποίες συνδέονται έως και σήμερα στον υφιστάμενο Υ/Σ Ρουφ, θα συνδεθούν στην πλευρά 150 kV του ΚΥΤ Ρουφ έπειτα από την ολοκλήρωσή του. Ο τρόπος σύνδεσης του ΚΥΤ Ρουφ θα παρέχει τη δυνατότητα αποξήλωσης των εναερίων Γ.Μ. 150 kV από το ΚΥΤ Κουμουνδούρου προς το Ρουφ (3 διπλά κυκλώματα), καθώς και την εκτροπή της Γ.Μ. 2B/150 Ρουφ - Σχηματάρι προς το ΚΥΤ Κουμουνδούρου, με ταυτόχρονη αποξήλωση του τμήματος της εν λόγω Γ.Μ.. Έχουν ολοκληρωθεί οι διαβουλεύσεις με τους εμπλεκόμενους Δήμους και λοιπούς φορείς ως προς τις τεχνικές μελέτες των υπογείων γραμμών και βρισκόμαστε στην διαδικασία σύνταξης των απαραίτητων τεχνικών και εμπορικών τευχών για την διαγωνιστική διαδικασία η οποία αναμένεται να εκκινήσει εντός του έτους. Παράλληλα βρίσκονται σε εξέλιξη τόσο η εκκένωση των κτηρίων στον περιβάλλοντα χώρο του υφιστάμενου Υ/Σ όσο και οι απαραίτητες κατεδαφίσεις. Ταυτόχρονα είναι σε εξέλιξη και ο διαγωνισμός για το ΚΥΤ Ρουφ τα έργα του οποίου αναμένεται να εκκινήσουν εντός του 2027.

- **Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας**

Ο ΑΔΜΗΕ και η Terna, Διαχειριστής του εθνικού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας της Ιταλίας, υπέγραψαν την άνοιξη του 2025 Μνημόνιο Συνεργασίας (MoU) για τη νέα ΣΡ διασύνδεση Ελλάδας - Ιταλίας.

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



6.3.1. Ολοκλήρωση του έργου 14.1 ΚΥΤ Λαγκαδά και σύνδεσή του με το Σύστημα 400 και 150 kV

Εντός του 2025, ολοκληρώθηκε η εκτροπή της Γ.Μ. 400 kV Blagoevgrad - ΚΥΤ Θεσσαλονίκης προς το ΚΥΤ Λαγκαδά και συνεπώς το σύνολο της υπόψη ομάδας έργων είναι σε πλήρη εκμετάλλευση.

6.3.2. Ολοκλήρωση του έργου 14.26 Διασύνδεση της Κρήτης με το Ηπειρωτικό Σύστημα (Φάση II)

Αναφορικά με την ηλεκτρική διασύνδεση Κρήτης – Αττικής, εντός του 2025 ολοκληρώθηκαν οι δοκιμές αποδοχής συστήματος για το σύνολο της διασύνδεσης (καλωδιακά συστήματα, Σταθμοί Μετατροπής, Υ/Σ GIS, Σταθμοί Ηλεκτροδίων) και η διασύνδεση έχει τεθεί σε συνεχή λειτουργία.

6.3.3. Ολοκλήρωση του έργου 18.2 Παραλλαγές Γ.Μ. 150 kV στην περιοχή Σέρβιων Κοζάνης

Εντός του 2025, ολοκληρώθηκαν οι παραλλαγές της ΓΜ 150 kV Σέρβια – Λάρισα Ι και της ΓΜ 150 kV Λαμία – Πτολεμαΐδα Ι και συνεπώς το σύνολο της υπόψη ομάδας έργων είναι σε πλήρη εκμετάλλευση.

6.3.4. Ολοκλήρωση του έργου 19.1 Δ' Φάση Διασύνδεσης των Κυκλάδων (Νότιων και Δυτικών)

Αναφορικά με τη Δ' Φάση της διασύνδεσης των Κυκλάδων, τον Φεβρουάριο του 2025 ολοκληρώθηκαν οι ποντίσεις των υποβρυχίων καλωδίων υψηλής τάσης των διασυνδέσεων Μήλος - Φολέγανδρος και Φολέγανδρος - Θήρα. Η προστασία και των δύο υποβρυχίων καλωδίων ολοκληρώθηκε εντός του Ιουνίου του 2025. Τον Ιούνιο του 2026 ολοκληρώθηκε η κατασκευή της ηλεκτρικής διασύνδεσης των Νοτίων και Δυτικών Κυκλάδων και το έργο εισήλθε στη φάση των τελικών δοκιμών και ελέγχων.

6.3.5. Ολοκλήρωση του έργου 21.9 Παραλλαγές Γ.Μ. 400 και 150 kV λόγω εμπλοκής με τον αυτοκινητόδρομο Ε65

Εντός του 2025, ολοκληρώθηκαν οι παραλλαγές Γ.Μ. 400 και 150 kV λόγω εμπλοκής με τον αυτοκινητόδρομο Ε65.

6.3.6. Ολοκλήρωση υποέργων

Από τον Σεπτέμβριο του 2024 έχουν υλοποιηθεί σε διάφορα έργα τα ακόλουθα επιμέρους υποέργα ή τμήματα αυτών τα οποία συμβάλλουν στην σταδιακή ολοκλήρωσή τους.

- 14.11** Ολοκλήρωση έργων 150 kV στην ευρύτερη περιοχή Πατρών: Η κατασκευή νέου εναέριου και υπογείου τμήματος Γ.Μ. 150 kV Πύργος – Πάτρα ΙΙ, οι σχετιζόμενες παραλλαγές Γ.Μ. 150 kV Πύργος Ι - Πάτρα ΙΙ και Πάτρα ΙΙ – Λεχαινά και η μετατροπή 4 πυλών Γ.Μ. 150 kV σε καλωδιακές πύλες ολοκληρώθηκαν το 2025.
- 14.34** Ενίσχυση της σύνδεσης ΚΥΤ Μελίτης με το Σύστημα 150 kV: Η κατασκευή και η ηλεκτρίση της νέας Γ.Μ. που συνδέει τον Υ/Σ Φλώρινας με το δεύτερο κύκλωμα της Γ.Μ. 2B/150 ΚΥΤ Μελίτης - Bitola καθώς και η αναβάθμιση τμήματος της Γ.Μ. ΚΥΤ Αμυνταίου - Φλώρινα ολοκληρώθηκαν το τέλος του 2024.
- 19.4** Έργα ενίσχυσης Συστήματος Κρήτης: Εντός του 2025 κατασκευάστηκαν νέες πύλες στον Υ/Σ Ιεράπετρας και στον Υ/Σ Μοιρών για την μελλοντική σύνδεση της υπό αναβάθμιση Γ.Μ. 150 kV Μοίρες – Ιεράπετρα.





- 20.1** Έργα ενίσχυσης 150kV σε υφιστάμενους Υ/Σ και ΚΥΤ (Μέρος IV): Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2025.
- 20.2** Έργα ενίσχυσης 400kV σε υφιστάμενα ΚΥΤ (Μέρος II): Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2025.
- 22.1** Έργα αντιστάθμισης, αποθήκευσης και αναβάθμισης ευστάθειας και ελέγχου Συστήματος μεταφοράς: Στο τέλος του 2024 ολοκληρώθηκε η εγκατάσταση αυτεπαγωγών 400 kV / 100 MVar στα ΚΥΤ Αμυνταίου, Λαγκαδά και Λάρισας, καθώς και η αντικατάσταση συστήματος αλλαγής τάσης υπό φορτίο σε ΑΜΣ στο ΚΥΤ Φιλίππων και στο ΚΥΤ Αράχθου. Εντός του 2025 ολοκληρώθηκε η εγκατάσταση αυτεπαγωγών 150 kV/100 MVar στα ΚΥΤ Αλιβερίου, Θεσσαλονίκης, Ν. Σάντας, Αχελώου, Αχαρνών, Λάρυμνας και στον Υ/Σ Μολάων.
- 23.1** Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Βόρεια Ελλάδα: Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2025.
- 23.2** Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στην Κεντρική και Δυτική Μακεδονία: Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός του 2025.
- 23.3** Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Δυτική Ελλάδα & Πελοπόννησο: Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός και του 2025.
- 23.4** Αντικατάσταση εξοπλισμού σε Υ/Σ & ΚΥΤ στη Στερεά Ελλάδα και Κυκλάδες: Αρκετά υποέργα αντικαταστάσεων είναι σε εξέλιξη και έχουν υλοποιηθεί σταδιακά αντικαταστάσεις ανά στοιχείο εξοπλισμού εντός και του 2025.
- 23.6** Αναβάθμιση Υ/Σ Ορυχείου Ν. Πεδίου και αναδιατάξεις κυκλωμάτων: Εντός του 2025 ολοκληρώθηκαν οι αναδιατάξεις των Γ.Μ. 150 kV Εύοσμος – Πτολεμαΐδα & Γ.Μ. 150 kV Καρδιά - Ορ. Ν. Πεδίου.

6.3.7. Έργα επέκτασης για την σύνδεση Χρηστών

Από τον Σεπτέμβριο του 2024 έως το τέλος του 2025 έχουν ολοκληρωθεί τα έργα επέκτασης για τη σύνδεση με το Σύστημα 26 νέων Υ/Σ για σύνδεση μονάδων ΑΠΕ (Αγγίτης, Αη Γιάννης, Αμπέλια, Άνω Δένδρα, Άσσηρος, Βελβεντός, Βέττα, Δρυμός, Καναλάκι II, Καστοριά II, Κατράμι, Κιλκίς II, Κουβαράς, Κουτάλα, ΚΥΤ Βερμίου, ΚΥΤ Καράτζη, ΚΥΤ Πρόχωμα, ΚΥΤ Χούνη, Μεσορράχη, Νέα Μάκριση, Νίκαια, Ντούκας, Σαρδίνια, Στανός, Στεφανοβίκειο II, Φυτείες) και 2 Υ/Σ Καταναλωτή (Τεχνικά Αέρια και ΔΕΣΦΑ Κομοτηνής).

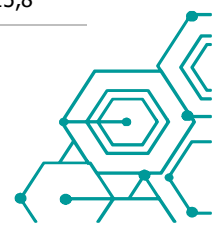




6.4. Εκτίμηση δαπανών ΔΠΑ 2027-2036

Πιν. 6.8: Εκτίμηση δαπανών για έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΡΓΟΥ		ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΕΕΣ (εκατομ. €)				ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ (εκατομ. €)	
Κωδικός Έργου	Ονομασία	2027	2028	2029	2030	ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2027-2030	ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2027-2036
14.6	ΕΡΓΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14.9	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΚΤΙΟΥ	4,8	3,2	0,0	0,0	8,0	8,0
14.11	ΟΛΟΚΛΗΡΩΣΗ ΕΡΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΡΥΤΕΡΗ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΩΝ	3,5	0,1	0,0	0,1	3,7	6,2
14.13	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ-ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ 150 kV & ΝΕΟΙ Υ/Σ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΚΑΤΕΡΙΝΗΣ	15,0	0,7	0,0	0,0	15,7	15,7
14.18	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ Ι)	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
14.20	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14.21	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΑΓΩΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΡΟΙΖΗΝΙΑΣ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14.24	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ ΤΗΣ ΚΕΡΚΥΡΑΣ	38,9	1,4	0,0	0,0	40,2	40,2
14.27	ΚΥΤ ΡΟΥΦ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	86,3	79,3	51,0	27,5	244,1	244,1
14.29	ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΚΑΙ ΔΕΥΤΕΡΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	26,5	0,0	0,0	0,0	26,5	26,5
14.30	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
14.31	ΕΡΓΑ ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥΣ	1,8	0,1	1,6	0,0	3,5	3,5
14.33	ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ 150 kV ΜΕΣΟΧΩΡΑ - ΣΥΚΙΑ - ΚΥΤ ΑΡΑΧΘΟΥ	0,9	7,0	4,5	0,0	12,4	12,4
14.34	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΛΙΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,4	0,0	0,0	1,3	1,7	17,4
14.35	ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΧΑΛΚΙΔΙΚΗΣ	4,2	4,3	3,1	0,0	11,5	11,5
14.40	ΚΥΤ ΠΑΤΡΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	1,1	19,3	20,0	6,8	47,2	59,0
14.41	ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΑΠΟΞΗΛΩΣΕΙΣ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΑΣ - ΡΙΟΥ - ΜΕΣΣΑΤΙΔΑΣ	0,0	0,0	8,0	16,1	24,2	41,5
14.43	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΟ ΒΡΟΧΟ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	5,2	7,4	6,9	0,0	19,6	19,6
14.45	ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΙΩΑΝΝΙΝΩΝ	0,1	11,1	11,9	1,5	24,5	25,1
14.46	ΣΥΝΟΔΑ ΕΡΓΑ ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ	0,1	4,6	5,5	4,2	14,5	14,5
14.48	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΛΑΡΥΜΝΑΣ	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2
14.54	ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΠΥΛΩΝ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΓΙΑ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΦΟΡΤΙΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0,0	0,1	0,6	0,0	0,7	0,7
14.57	ΝΕΑ ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ - ΜΟΛΑΟΙ	0,1	0,0	8,9	10,7	19,6	25,2
14.59	ΚΥΤ ΑΡΓΥΡΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,8
14.62	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΜΕΤΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΙΚΙΣΜΩΝ (ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ)	2,5	0,0	0,0	0,0	2,5	2,5
17.5	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ (Μέρος ΙΙΙ)	0,1	0,8	0,1	2,7	3,7	15,8





ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΡΓΟΥ		ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΕΕΣ (εκατομ. €)				ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ (εκατομ. €)	
Κωδικός Έργου	Ονομασία	2027	2028	2029	2030	ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2027-2030	ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2027-2036
17.6	ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. ΣΤΟ ΝΟΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	12,4	16,5	4,6	0,0	33,6	33,6
17.10	ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΔΙΚΤΥΟΥ ΟΠΤΙΚΩΝ ΙΝΩΝ ΓΙΑ ΤΟΝ ΘΛΕΕΛΕΓΧΟ ΚΑΙ ΘΛΕΠΟΠΤΕΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	8,9	9,5	8,1	1,0	27,6	28,8
18.1	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΡΑΤΕΑΣ	8,8	8,8	0,0	0,0	17,6	17,6
18.2	ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΣΕΡΒΙΩΝ ΚΟΖΑΝΗΣ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18.3	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΣΑΛΑΜΙΝΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,1	2,5	1,7	0,0	4,3	4,3
18.4	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΑΚΤΙΟΥ - ΠΡΕΒΕΖΑΣ	0,7	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7
19.1	Δ' ΦΑΣΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,8	0,0	0,0	0,0	0,8	0,8
19.2	ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΚΥΤ ΚΟΥΜΟΥΝΔΟΥΡΟΥ	2,0	0,0	0,0	0,0	2,0	2,0
19.3	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΤΗΝΟΥ	0,0	3,3	10,5	2,6	16,5	16,5
19.4	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ	14,8	38,2	13,0	9,3	75,3	78,8
20.1	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ (Μέρος IV)	0,8	1,3	1,6	1,2	4,9	6,9
20.2	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 400 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ II)	0,0	4,6	0,0	0,0	4,6	4,6
20.3	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	265,0	648,8	847,2	638,1	2399,1	2568,2
20.4	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΝΗΣΩΝ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	69,6	215,6	532,5	445,8	1263,5	1263,5
20.5	ΕΡΓΑ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΥΠΟΣΤΑΘΜΩΝ	4,2	0,8	0,1	2,8	7,9	19,9
21.1	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ ΚΑΙ ΘΡΑΚΗΣ	28,3	31,9	19,4	0,0	79,6	79,6
21.2	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΝΕΥΡΟΚΟΠΙΟΥ ΚΑΙ ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,1	0,0	0,1	1,6	1,9	8,8
21.3	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΟΣΕ ΠΟΛΥΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,0	0,1	0,1	1,1	1,2	5,4
21.4	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΚΑΣΣΑΝΔΡΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,9	0,2	11,0	13,8	25,9	25,9
21.5	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΓΙΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,0	0,1	0,2	0,0	0,3	5,2
21.7	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΗΣ ΝΗΣΟΥ ΑΝΔΡΟΥ	2,6	18,4	3,8	0,0	24,8	24,8
21.8	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	4,1	0,0	0,0	0,0	4,1	4,1
21.9	ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 400 & 150 kV ΛΟΓΩ ΕΜΠΛΟΚΗΣ ΜΕ ΤΟΝ ΑΥΤΟΚΙΝΗΤΟΔΡΟΜΟ Ε65	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22.1	ΕΡΓΑ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ, ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΕΥΣΤΑΘΕΙΑΣ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	16,9	5,9	0,0	0,0	22,9	22,9
22.3	ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΤΟΥ Υ/Σ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ Ι (ΑΗΣ)	0,0	0,1	1,7	5,0	6,9	13,1
22.5	ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΥΠΟΒΡΥΧΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ	1,0	1,5	0,5	0,0	3,0	3,0
22.6	ΕΡΓΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΩΝ ΚΑΙ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ	38,2	28,1	25,3	3,3	95,0	95,0
22.7	ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ 150 kV ΣΕ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0,3	1,6	1,2	0,0	3,1	3,1





ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΡΓΟΥ		ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΕΕΣ (εκατομ. €)				ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ (εκατομ. €)	
Κωδικός Έργου	Ονομασία	2027	2028	2029	2030	ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2027-2030	ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2027-2036
22.8	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΠΡΟΣΟΤΣΑΝΗΣ	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	3,6
22.9	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΒΙΠΕ Θεσσαλονίκης II (Σίνδος II)	0,0	0,1	0,6	0,1	0,7	3,5
22.10	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΣΙΔΑΡΙΟΥ	0,4	0,0	0,0	0,3	0,8	7,8
22.11	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΦΑΛΟΝΙΑΣ II	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	7,3
22.12	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΑΙΓΙΝΑΣ	0,1	0,0	0,1	4,9	5,2	59,3
23.1	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΒΟΡΕΙΑ ΕΛΛΑΔΑ	12,4	1,3	5,1	0,0	18,8	18,8
23.2	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΚΑΙ ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	10,0	9,8	3,2	0,0	23,0	23,0
23.3	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	8,2	2,6	1,3	0,0	12,1	12,1
23.4	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗ ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΚΥΚΛΑΔΕΣ	15,4	10,4	3,6	0,0	29,4	29,4
23.5	ΝΕΟΙ ΑΜΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	10,0	0,0	0,0	0,0	10,0	10,0
23.6	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ Υ/Σ ΟΡΥΧΕΙΟΥ Ν. ΠΕΔΙΟΥ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΚΑΙ ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ	0,1	0,5	0,0	0,0	0,6	0,6
23.7	ΣΥΝΔΕΣΗ ΝΕΟΥ Υ/Σ ΧΑΝΙΑ II	11,8	1,5	0,0	0,0	13,3	13,3
23.8	ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ ΚΑΣΤΕΛΙ-ΧΑΝΙΑ ΚΑΙ ΝΕΟΣ Υ/Σ ΚΑΝΤΑΝΟΥ	0,6	0,2	0,2	0,4	1,4	19,2
23.9	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΚΑΛΩΔΙΑΚΩΝ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΗΣ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	0,0	0,1	0,0	0,0	0,2	13,0
23.10	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΥΠΟΔΟΜΩΝ ΥΠΟΣΤΗΡΙΞΗΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΚΑΙ ΑΓΟΡΑΣ	3,2	2,4	2,7	1,7	10,0	11,7
23.11	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΛΕΓΧΟΥ & ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΣΕ ΚΥΤ ΜΕ ΣΥΓΧΡΟΝΑ ΨΗΦΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ	4,1	3,9	4,6	4,8	17,3	50,8
23.12	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΤΟΥΡΚΙΑΣ	0,0	1,6	15,4	13,2	30,2	32,8
24.1	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΩΝ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	0,0	0,0	0,0	6,8	6,8	70,5
24.2	ΚΥΤ ΘΕΣΠΡΩΤΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	0,8	0,9	8,7	35,7	46,1	85,8
24.3	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΑΛΒΑΝΙΑΣ	0,1	0,1	0,1	4,1	4,3	41,0
24.4	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΙΤΑΛΙΑΣ	20,0	99,8	275,1	137,5	532,4	945,0
25.1	ΚΥΤ ΛΑΜΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	0,2	0,1	0,0	0,0	0,3	42,1
25.2	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΛΑΜΙΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,0	0,0	0,2	0,2	0,4	17,0
25.3	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ Ν. ΣΑΝΤΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,1	0,0	11,6	32,2	43,9	78,8
25.4	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΓΕΦΥΡΑΣ ΚΑΙ Ν. ΠΕΛΛΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	11,4
25.5	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 400 kV ΜΕΤΑΞΥ ΤΩΝ ΚΥΤ ΣΤΗ ΘΕΣΣΑΛΙΑ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,2
25.6	ΚΥΤ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	0,0	0,2	0,1	0,0	0,4	38,6
25.7	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΣΚΙΑΘΟΥ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	25,4
25.8	ΚΥΤ ΜΕΣΟΓΕΙΩΝ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	0,4	0,0	0,0	0,0	0,4	46,5
25.9	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150kV	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	4,2





ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΡΓΟΥ		ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ (εκατομ. €)				ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ (εκατομ. €)	
Κωδικός Έργου	Ονομασία	2027	2028	2029	2030	ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2027-2030	ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2027-2036
25.10	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΥΠΟΒΡΥΧΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ	3,6	16,0	23,4	8,3	51,3	51,3
25.11	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΜΟΛΑΟΙ - ΤΕΡΜΑΤΙΚΟ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ	0,1	0,1	0,3	1,2	1,7	9,7
25.12	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΕΠΑΓΩΓΙΚΗΣ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ	15,1	5,1	0,0	0,0	20,1	20,1
25.13	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΣΟΓΕΙΩΝ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	45,4
25.14	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΖΑΚΥΝΘΟΥ II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,2
25.15	ΚΤΗΡΙΑΚΕΣ ΑΝΑΚΑΙΝΙΣΕΙΣ & ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ ΣΕ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥΣ, ΚΥΤ & ΚΤΗΡΙΑ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ	15,4	18,1	7,2	1,7	42,5	43,6
25.16	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ & ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΟΛΟΚΛΗΡΩΜΕΝΟΥ ΨΗΦΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ	3,1	3,7	8,4	0,3	15,5	15,5
25.17	ΝΕΕΣ ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΓΙΑ ΤΙΣ ΣΤΕΓΑΣΤΙΚΕΣ ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΤΙΚΕΣ ΑΝΑΓΚΕΣ ΤΟΥ ΑΔΜΗΕ	7,1	13,5	14,4	13,3	48,2	72,2
25.18	ΨΗΦΙΑΚΟ ΚΕΝΤΡΟ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ (DIGITAL MAINTENANCE CENTER)	9,9	9,5	6,5	1,0	26,9	27,9
26.1	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΘΕΣΠΡΩΤΙΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
26.2	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ-ΚΥΠΡΟΥ	321,6	317,8	283,0	309,5	1231,9	1636,4
26.3	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΝΕΑΠΟΛΗΣ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,9
26.4	ΚΥΤ ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ Η ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 ΚΑΙ 400 kV	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	84,3
26.5	Υ/Σ ΚΑΛΛΟΝΗΣ	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	29,5
26.6	Υ/Σ ΚΩ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	63,0
26.7	Υ/Σ ΔΑΜΑΣΤΑΣ II	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	22,1
26.8	Υ/Σ ΠΕΡΑΙΑΣ	0,0	0,0	0,0	3,0	3,0	40,0
26.9	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΑΓΩΓΩΝ ΣΤΗ Γ.Μ. 400 kV ΠΑΛΛΗΝΗ - ΛΑΥΡΙΟ	1,4	0,0	0,0	0,0	1,4	1,4
26.10	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΕ Υ/Σ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	0,4	1,7	1,1	2,3	5,5	5,5
26.11	ΝΕΟΙ ΑΜΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ - (ΜΕΡΟΣ II)	0,0	0,0	0,0	4,0	4,0	24,0
27.1	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΤΟ ΚΥΤ ΝΕΟ ΣΙΡΑΚΙΟ	0,1	10,2	0,0	0,0	10,2	10,2
27.2	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΤΟ ΚΥΤ ΚΑΡΑΤΖΗ	3,5	14,8	0,0	0,0	18,2	18,2
27.3	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΝΟΤΙΑ ΕΥΒΟΙΑ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,6
27.4	ΕΡΓΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ & ΥΠΟΔΟΜΩΝ ΑΓΟΡΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ	31,3	20,4	11,8	2,0	65,5	65,5
ΣΥΝΟΛΟ		1.183	1.744	2.294	1.786	7.006	9.031



Πιν. 6.9: Εκτίμηση δαπανών για έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών, εφόσον στην κατασκευή τους εμπλέκεται ο ΑΔΜΗΕ

ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΕΡΓΟΥ		ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ (εκατομ. €)				ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ (εκατομ. €)	
Κωδικός Έργου	Ονομασία	2027	2028	2029	2030	ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2027-2030	ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2027-2036
14.20	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ	0,1	3,6	2,3	0,0	6,0	6,0
ΣΥΝΟΛΟ		0,1	3,6	2,3	0,0	6,0	6,0

Πιν. 6.10: Συγκεντρωτική εκτίμηση συνολικού κόστους και ετήσιων χρηματοροών για τα έργα του παρόντος ΔΠΑ

Κατηγορία έργων	ΕΤΗΣΙΕΣ ΧΡΗΜΑΤΟΡΟΕΣ (εκατομ. €)				ΣΥΝΟΛΙΚΕΣ ΔΑΠΑΝΕΣ (εκατομ. €)	
	2027	2028	2029	2030	ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2027-2030	ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2027-2036
Έργα ενίσχυσης Συστήματος ή επέκτασης για σύνδεση Δικτύου	1.183	1.744	2.294	1.786	7.006	9.031
Έργα Δικτύου ή έργα επέκτασης για σύνδεση Χρηστών	0,1	3,6	2,3	0,0	6,0	6,0
ΣΥΝΟΛΟ ΔΠΑ 2027 - 2036	1.183	1.748	2.296	1.786	7.012	9.037

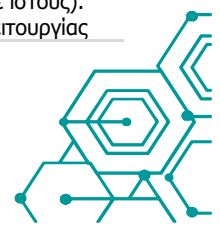


6.5. Ανασκόπηση προόδου υλοποίησης έργων

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. 6.11: Πρόοδος υλοποίησης έργων

Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2027-2036	Πρόοδος έως και Ιούνιο 2026	Ανασκόπηση
14.1	ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	2025	2025	100,0%	Το έργο ολοκληρώθηκε το 2025
14.6	ΕΡΓΑ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	2024	2025	100,0%	Εκκρεμεί η τηλεπικοινωνιακή σύνδεση του Υ/Σ Εύβοια 6 και η ηλεκτρίση της Γ.Μ. 150kV Εύβοια 6-Σύστημα.
14.9	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΚΤΙΟΥ	2025	2028	60,8%	Η αλλαγή στο χρονοδιάγραμμα του έργου οφείλεται σε μη ολοκλήρωση του συμβατικού αντικειμένου και σε έκπτωση Αναδόχου. Απαιτείται έλεγχος υλοποιημένων υποδομών και επαναπροκήρυξη του έργου.
14.11	ΟΛΟΚΛΗΡΩΣΗ ΕΡΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΕΥΡΥΤΕΡΗ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΩΝ	2029	2031	78,1%	α. Τα υποέργα που αφορούσαν παραλλαγές και υπογειοποιήσεις Γ.Μ. ολοκληρώθηκαν. β. Τα υπόλοιπα υποέργα σχετίζονται με τη χωροθέτηση του ΚΥΤ Πάτρας και ο διαφαινόμενος ρυθμός εξέλιξης των φορτίων επιτρέπει τη χρονική μετατόπιση υλοποίησης του ΚΥΤ προς το τέλος του ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ. γ. Στο παρόν έργο προστέθηκε νέο υποέργο για την αναβάθμιση γραμμών μεταφοράς στην ευρύτερη περιοχή Πατρών.
14.13	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ-ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ 150 kV & ΝΕΟΙ Υ/Σ ΠΕΡΙΟΧΗΣ ΚΑΤΕΡΙΝΗΣ	2027	2028	24,6%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς
14.18	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ Ι)	2025	2026	95,5%	Η εγκατάσταση των 2 ΑΜΣ στο ΚΥΤ Ν. Σάντας, έχει ολοκληρωθεί και απομένει η ηλεκτρίσή τους.
14.20	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΕΠΕΚΤΑΣΗΣ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ	2027	2028	25,9%	Τα έργα έχουν ζητηθεί από τη ΔΕΗ Α.Ε. (πρώην ΓΔ Ορυχείων). α. Καθυστερήσεις οφείλονται σε αλλαγή σχεδιασμού υλοποίησης έργων απολιγνιτοποίησης και ενεργειακής μετάβασης της περιοχής από ΔΕΗ και ΜΕΤΑΒΑΣΗ. β. Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκαν δύο νέα υποέργα για τον τερματισμό της Γ.Μ. 150kV ΚΥΤ Αμυνταίου-ΥΗΣ Άγρα στο ΚΥΤ Αμυνταίου και στο ΥΗΣ Άγρα αντίστοιχα.
14.21	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΕΙΣ ΑΓΩΓΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΡΟΙΖΗΝΙΑΣ	2025	2026	54,8%	α. Υπήρξε καθυστέρηση στην έκδοση ΑΕΠΟ που αφορά σε τμήμα της αναβάθμισης όπου απαιτείται ανέγερση νέων πύργων (υφιστάμενη οδευση τμήματος με ιστούς). β. Η διατήρηση της ευσταθούς λειτουργίας





Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2027-2036	Πρόοδος έως και Ιούνιο 2026	Ανασκόπηση
					του τοπικού Συστήματος επιβάλλει την τμηματική αναβάθμιση των κυκλωμάτων μόνο σε περιόδους χαμηλής παραγωγής από τους τοπικούς σταθμούς ΑΠΕ.
14.24	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΤΡΟΦΟΔΟΣΙΑ ΤΗΣ ΚΕΡΚΥΡΑΣ	2026	2028	47,3%	α. Η ανακατασκευή του Υ/Σ Κέρκυρα Ι ολοκληρώθηκε το 2024. β. Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκαν υποέργα που αφορούν την αντικατάσταση της υποβρύχιας Γ.Μ. 150 kV Ηγουμενίτσα - Αγ. Βασίλειος.
14.26	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΗΣ ΚΡΗΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ (ΦΑΣΗ ΙΙ)	2025	2025	96,3%	Το έργο ολοκληρώθηκε το 2025
14.27	ΚΥΤ ΡΟΥΦ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	2028	2029	0,9%	Εχουν ολοκληρωθεί οι διαβουλεύσεις με τους εμπλεκόμενους Δήμους και λοιπούς φορείς ως προς τις τεχνικές μελέτες των υπογείων γραμμών. Προετοιμάζονται τα απαραίτητα τεχνικά και εμπορικά τεύχη για την διαγωνιστική διαδικασία που αφορά τις υπόγειες Γ.Μ. η οποία αναμένεται να εκκινήσει εντός του 2026. Παράλληλα βρίσκονται σε εξέλιξη τόσο η εκκένωση των κτηρίων στον περιβάλλοντα χώρο του υφιστάμενου Υ/Σ όσο και οι απαραίτητες κατεδαφίσεις. Ταυτόχρονα είναι σε εξέλιξη και ο διαγωνισμός για το ΚΥΤ Ρουφ.
14.29	ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΚΑΙ ΔΕΥΤΕΡΗ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	2026	2026	66,3%	Απομένει η υλοποίηση της Γ.Μ. 400 kV ΚΥΤ Κουμουνοδούρου - ΚΥΤ Κορίνθου, η οποία είναι σε εξέλιξη.
14.30	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΚΟΡΙΝΘΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2024	2026	88,3%	Τα έργα εκτροπής υφιστάμενων Γ.Μ προς το ΚΥΤ Κορίνθου ολοκληρώθηκαν το 2024 και επίκειται η ολοκλήρωση της αναβάθμιση τμήματος της Γ.Μ. 150 kV Κόρινθος - Άργος Ι.
14.31	ΕΡΓΑ ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗΣ ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥΣ	2032	2032	9,0%	Τα έργα της ομάδας σχετίζονται με τις ανάγκες εξυπηρέτησης του Δικτύου και συνεπώς το χρονοδιάγραμμα καταρτίζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
14.33	ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ 150 kV ΜΕΣΟΧΩΡΑ - ΣΥΚΙΑ - ΚΥΤ ΑΡΑΧΘΟΥ	2027	2028	12,1%	α. Υπήρξαν καθυστερήσεις στην αδειοδοτική διαδικασία λόγω εμπλοκής με την αρχαιολογία. β. Υπήρξε μεγάλη καθυστέρηση στην έκδοση της ΑΕΠΟ.
14.34	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΛΙΤΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2030	2032	13,2%	Η καθυστέρηση οφείλεται σε μορφολογική πολυπλοκότητα όδευσης και σε ανάγκη συμπληρωματικών τεχνικών διερευνήσεων.
14.35	ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΧΑΛΚΙΔΙΚΗΣ	2028	2029	5,1%	α. Η εξέλιξη των φορτίων της περιοχής επιτρέπει την χρονική ολίσθηση της ομάδας έργων. β. Μεγάλη καθυστέρηση στην έκδοση ΑΕΠΟ.
14.40	ΚΥΤ ΠΑΤΡΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2029	2031	0,3%	Εκκρεμεί η χωροθέτηση του ΚΥΤ Πάτρας, από την οποία εξαρτάται ολόκληρη η ομάδα έργων. Ο ΑΔΜΗΕ είναι σε επικοινωνία με την τοπική κοινωνία για τον μετριασμό των αντιδράσεων. Ο διαφαινόμενος ρυθμός εξέλιξης των φορτίων επιτρέπει τη χρονική μετατόπιση υλοποίησης του ΚΥΤ προς το τέλος του ορίζοντα του παρόντος ΔΠΑ.
14.41	ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΑΠΟΞΗΛΩΣΕΙΣ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΠΑΤΡΑΣ - ΡΙΟΥ - ΜΕΣΣΑΤΙΔΑΣ	2029	2031	0,1%	Εκκρεμεί η χωροθέτηση του ΚΥΤ Πάτρας, από την οποία εξαρτάται ολόκληρη η ομάδα έργων.



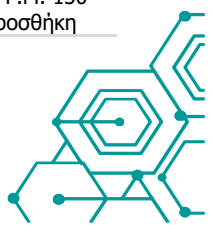


Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2027-2036	Πρόοδος έως και Ιούνιο 2026	Ανασκόπηση
14.43	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΟ ΒΡΟΧΟ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	2026	2028	42,3%	α. Η αντικατάσταση της υφιστάμενης υποβρύχιας καλωδιακής σύνδεσης Κυλλήνης - Ζακύνθου ολοκληρώθηκε το 2023. β. Υπήρξαν καθυστερήσεις στην έκδοση ΑΕΠΟ και γνωμοδοτήσεων περιβαλλοντικών υπηρεσιών. γ. Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκαν τρία υποέργα για την αναβάθμιση της Γ.Μ. 150 kV Αργοστόλι - Ν.Τσίρκας (Ζάκυνθος) επί της Κεφαλονιάς και της Ζακύνθου.
14.45	ΕΝΙΣΧΥΣΕΙΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΙΩΑΝΝΙΝΩΝ	2030	2032	4,8%	Αλλαγή χρονοδιαγράμματος λόγω τεχνικών προβλημάτων καθώς αφορά σε εκτάσεις με πυκνή βλάστηση όπου χρειάστηκε να χρησιμοποιηθούν νέες μεθοδολογίες. Επίσης, προέκυψαν δυσκολίες λόγω διασταυρώσεων με υφιστάμενες Γ.Μ και στενότητα χώρου στα Δολιανά.
14.46	ΣΥΝΟΔΑ ΕΡΓΑ ΚΥΤ ΛΑΓΚΑΔΑ	2030	2030	10,6%	
14.48	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΛΑΡΥΜΝΑΣ				Δεδομένης της συνεχιζόμενης, σχεδόν μηδενικής απομάστευσης ισχύος από τον Υ/Σ Λάρκο, η υλοποίηση του έργου δεν θεωρείται πλέον αναγκαία και αποσύρεται από το ΔΠΑ. Η απόφαση αυτή βασίζεται στη διαπίστωση ότι η περιορισμένη λειτουργική συνεισφορά του σταθμού δεν επηρεάζει ουσιαστικά την αξιοπιστία, τη σταθερότητα ή την ευελιξία του Συστήματος. <u>Ως εκ τούτου το έργο ακυρώνεται.</u>
14.54	ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΠΥΛΩΝ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΓΙΑ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΦΟΡΤΙΩΝ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	2029	2029	31,0%	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.
14.57	ΝΕΑ ΣΥΝΔΕΣΗ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗ - ΜΟΛΑΟΙ	2031	2031	1,8%	
14.59	ΚΥΤ ΑΡΓΥΡΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 ΚΑΙ 150 kV	2030	2030		Λόγω των αλληπάλληλων 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, σε συνάρτηση και με την έκδοση του ΠΔ για τον Υμηττό.
14.62	ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΕΙΣ Γ.Μ. ΛΟΓΩ ΜΕΤΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗΣ ΟΙΚΙΣΜΩΝ (ΕΠΕΚΤΑΣΗ ΤΩΝ ΟΡΥΧΕΙΩΝ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ)	2028	2026	11,4%	Καταβάλλεται προσπάθεια επίσπευσης των διαδικασιών απαλοτριώσεων και πρόσκτησης χώρων, σε συνεργασία με τις αρμόδιες υπηρεσίες των Υπουργείων Εθνικής Οικονομίας & Οικονομικών και Περιβάλλοντος & Ενέργειας.
17.5	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ (Μέρος ΙΙΙ)	2028	2032	17,9%	Η ανακατασκευή του Υ/Σ Μπότσαρη δεν είναι δυνατή στην υφιστάμενη τοποθεσία του και προτείνεται να κατασκευαστεί εκ νέου με τεχνολογία GIS, σε γειτονικό οικόπεδο. Λόγω μη διαθεσιμότητας χώρου στον





Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2027-2036	Πρόοδος έως και Ιούνιο 2026	Ανασκόπηση
17.6	ΥΠΟΓΕΙΟΠΟΙΗΣΕΙΣ & ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. ΣΤΟ ΝΟΤΙΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2029	2029	6,0%	υφιστάμενο Υ/Σ Σπάρτη Ι για την αναγκαία επέκτασή του, ο Υ/Σ θα ανακατασκευαστεί με επέκταση σε όμορο γήπεδο. Και οι δύο παραπάνω λόγοι συντελούν στη χρονική μετατόπιση της ολοκλήρωσης του έργου.
17.10	ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΔΙΚΤΥΟΥ ΟΠΤΙΚΩΝ ΙΝΩΝ ΓΙΑ ΤΟΝ ΤΗΛΕΕΛΕΓΧΟ ΚΑΙ ΤΗΛΕΠΟΠΤΕΙΑ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	2030	2030	30%	Στο παρόν έργο προστέθηκε νέο υποέργο που αφορά την υπογειοποίηση τμήματος της Γ.Μ. 150 kV Αχαρνές - Χαλκηδόνα.
18.1	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΡΑΤΕΑΣ	2028	2028	0,0%	Το έργο είναι σε εξέλιξη.
18.2	ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 150 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΣΕΡΒΙΩΝ ΚΟΖΑΝΗΣ	2025	2025	100,0%	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.
18.3	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΣΑΛΑΜΙΝΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2027	2029	67,4%	Το έργο βρίσκεται σε πλήρη εκμετάλλευση
18.4	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΑΚΤΙΟΥ - ΠΡΕΒΕΖΑΣ	2025	2027	93,3%	Το χρονοδιάγραμμα του έργου άλλαξε λόγω διασταυρώσεων με υφιστάμενες Γ.Μ. στην περιοχή του Περάματος, περιορισμένου χώρου στον Υ/Σ Σαλαμίνας και δυσκολιών στην ολοκλήρωση της μελέτης, καθώς τμήματα της Γ.Μ. βρίσκονται εντός στρατιωτικών περιοχών.
19.1	Δ' ΦΑΣΗ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΩΝ ΚΥΚΛΑΔΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2026	2026	87,0%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
19.2	ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΚΥΤ ΚΟΥΜΟΥΝΔΟΥΡΟΥ	2025	2026	68,2%	Η κατασκευή όλων των υποέργων έχει ολοκληρωθεί και η ηλεκτρισή τους αναμένεται να ολοκληρωθεί μέχρι το τέλος του 2026.
19.3	ΝΕΟΣ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΤΗΝΟΥ	2026	2030	1,9%	Η κατασκευαστική ολοκλήρωση του νέου ΚΥΤ Κουμουνδούρου επιτεύχθηκε το 2025 με καθυστερήσεις λόγω της πανδημίας COVID, της οικονομικής κρίσης και απρόβλεπτων καιρικών φαινομένων (κακοκαιρία «Ελπίς»). Η ηλεκτρισή του ολοκληρώθηκε το πρώτο εξάμηνο του 2026 ενώ η σταδιακή μεταγωγή υφιστάμενων στοιχείων του συστήματος από το παλιό ΚΥΤ στο νέο, συνεχίζεται.
19.4	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΚΡΗΤΗΣ	2028	2035	14,4%	Το χρονοδιάγραμμα άλλαξε καθώς ο Υ/Σ περιλαμβάνεται στη συμφωνία-πλαίσιο με τους νέους Υ/Σ του ΒΑ Αιγαίου.
					α. Γ.Μ. 150 kV Αθρινόλακκος – Σύστημα: Τροποποίηση ΑΕΠΟ λόγω διέλευσης πλησίον λατομείου. Καθυστερήση στη συντέλεση των απαλλοτριώσεων. β. Γ.Μ. 150 kV Χανιά –Δαμάστα: Ο αρχικός σχεδιασμός του έργου συνάντησε εμπλοκές με τοπικούς φορείς και την Αρχαιολογική Υπηρεσία . Τμήμα της Γ.Μ. μήκους 4,5 km πλησίον του Υ/Σ Χανιά Ι θα πραγματοποιηθεί με υπόγειο καλώδιο. γ. Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκαν υποέργα που αφορούν την αναβάθμιση της Γ.Μ. 150 kV Μοίρες - Λινοπεράματα, την προσθήκη





Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2027-2036	Πρόοδος έως και Ιούνιο 2026	Ανασκόπηση
					Γ.Μ. 150 kV για τη σύνδεση του Υ/Σ Σταλίδας με κύκλωμα της Γ.Μ. Ιεράπετρα – Ηράκλειο ΙΙ και την μεταφορά/μετεγκατάσταση του STATCOM στον Αθρινόλακο από το Ηράκλειο Ι.
20.1	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 150 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΥΣ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ (Μέρος IV)	2031	2032	34,1%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
20.2	ΕΡΓΑ ΕΝΙΣΧΥΣΗΣ 400 kV ΣΕ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΑ ΚΥΤ (ΜΕΡΟΣ ΙΙ)	2028	2028	84,0%	Το έργο είναι σε εξέλιξη
20.3	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΤΩΝ ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΩΝ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2030	2030	0,3%	Ο διαγωνισμός για τους Σταθμούς Μετατροπής Κορίνθου και Κω, καθώς και τη καλωδιακή διασύνδεση Συνεχούς Ρεύματος Κόρινθος - Κως δημοσιεύτηκε στο τέλος του 2024. Οι συγκεκριμένες διαγωνιστικές διαδικασίες κηρύχθηκαν άγονες λόγω μη υποβολής προσφορών. Και οι δύο διαγωνισμοί επανακηρύχθηκαν και είναι σε εξέλιξη. Αναμένεται η υπογραφή της Συμφωνίας Πλαίσιο για τις καλωδιακές διασυνδέσεις εναλλασσόμενου ρεύματος. Ο διαγωνισμός για την ανάδειξη αναδόχων και σύναψης Συμφωνίας Πλαίσιο για τους υποσταθμούς είναι σε εξέλιξη.
20.4	ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΝΗΣΩΝ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2030	2030	0,5%	Αναμένεται η υπογραφή της Συμφωνίας Πλαίσιο για τις καλωδιακές διασυνδέσεις εναλλασσόμενου ρεύματος. Ο διαγωνισμός για την ανάδειξη αναδόχων και σύναψης Συμφωνίας Πλαίσιο για τους υποσταθμούς είναι σε εξέλιξη.
20.5	ΕΡΓΑ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΥΠΟΣΤΑΘΜΩΝ	2028	2031	0,6%	Ο διαθέσιμος χώρος στον Υ/Σ Χαλκηδόνας δεν είναι επαρκής και απαιτείται νέος χώρος για ανέγερση νέου GIS. Ο ΑΔΜΗΕ διερευνά κατάλληλη λύση χωροθέτησης σε συνεργασία με τους αρμόδιους τοπικούς φορείς. Ο συγκεκριμένος λόγος συντελεί στη χρονική μετατόπιση της ολοκλήρωσης του έργου.
21.1	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΑΝΑΤΟΛΙΚΗΣ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑΣ ΚΑΙ ΘΡΑΚΗΣ	2028	2029	2,2%	Η αλλαγή στο χρονοδιάγραμμα του έργου οφείλεται σε καθυστέρηση έκδοσης ΑΕΠΟ λόγω γνωμοδοτήσεων ΚΑΣ και ΓΕΕΘΑ.
21.2	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΝΕΥΡΟΚΟΠΙΟΥ ΚΑΙ ΣΙΔΗΡΟΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2032	2032	0,5%	
21.3	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΞΙΟΥΠΟΛΗΣ ΚΑΙ ΟΣΕ ΠΟΛΥΚΑΣΤΡΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2032	2032	0,4%	
21.4	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΚΑΣΣΑΝΔΡΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2027	2029	1,2%	Το χρονοδιάγραμμα του έργου άλλαξε λόγω καθυστερήσεων στην έκδοση γνωμοδοτήσεων από τα αρμόδια Δασαρχεία για την ολοκλήρωση των διαδικασιών απαλλοτρίωσης.
21.5	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΑΓΙΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2033	2033	0,0%	
21.7	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΑΞΙΟΠΙΣΤΙΑΣ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΗΣ ΝΗΣΟΥ ΑΝΔΡΟΥ	2026	2029	0,2%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.





Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2027-2036	Πρόοδος έως και Ιούνιο 2026	Ανασκόπηση
21.8	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 400 kV ΣΤΗΝ ΕΥΒΟΙΑ	2025	2026	70,6%	Το έργο είναι σε εξέλιξη, αλλά αντιμετωπίζονται σφοδρές αντιδράσεις από τοπικές κοινωνίες για την ολοκλήρωση του έργου. Αναμένεται υπογραφή μνημονίου μεταξύ ΑΔΜΗΕ και Δήμο Χαλκιδαιών, Περιφέρειας Στερεάς Ελλάδας και την επιτροπή κατοίκων Μύτικα για τη συνέχιση του έργου.
21.9	ΠΑΡΑΛΛΑΓΕΣ Γ.Μ. 400 & 150 kV ΛΟΓΩ ΕΜΠΛΟΚΗΣ ΜΕ ΤΟΝ ΑΥΤΟΚΙΝΗΤΟΔΡΟΜΟ Ε65	2024	2025	100,0%	Το έργο ολοκληρώθηκε το 2025
22.1	ΕΡΓΑ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ, ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗΣ ΕΥΣΤΑΘΕΙΑΣ ΚΑΙ ΕΛΕΓΧΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	2026	2028	55,0%	Οι αυτεπαγωγές 150 kV στα ΚΥΤ Καρδιάς και Φιλίππων εντάχθηκαν εντός του 2024. Ενώ οι αυτεπαγωγές 150 kV στα ΚΥΤ Αλιβερίου, Θεσσαλονίκης, Ν. Σάντας, Αχελώου, Αχαρνών και Λάρυμνας και στον Υ/Σ Μολάων εντάχθηκαν εντός του 2025.
22.3	ΑΝΑΚΑΤΑΣΚΕΥΗ ΤΟΥ Υ/Σ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑ Ι (ΑΗΣ)	2028	2031	0,7%	Αναθεώρηση σχεδιασμού – κατασκευή νέου Υ/Σ GIS σε καινούργιο χώρο αντί απλής ανακατασκευής. Καθυστερήσεις στη διαδικασία πρόσκτησης του χώρου από τη ΔΕΗ. Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκε νέο υποέργο που αφορά την αναβάθμιση Γ.Μ. 150 kV Πτολεμαΐδα Ι – ΚΥΤ Αμυνταίου.
22.5	ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ ΥΠΟΒΡΥΧΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ	2025	2029	2,3%	Εκ νέου εύρεση κατάλληλου χώρου στο Καλαμάκι Κορινθίας λόγω εμπλοκής με την αρχαιολογία στον προηγούμενο υποψήφιο χώρο. Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκε νέο υποέργο.
22.6	ΕΡΓΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΠΛΗΡΟΦΟΡΙΩΝ ΚΑΙ ΕΠΙΚΟΙΝΩΝΙΩΝ	2025	2031	26,2%	Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκαν νέα υποέργα.
22.7	ΠΡΟΣΘΗΚΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ 150 kV ΣΕ Υ/Σ ΚΑΙ ΚΥΤ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΞΥΠΗΡΕΤΗΣΗ ΤΟΥ ΔΙΚΤΥΟΥ ΔΙΑΝΟΜΗΣ	2029	2030	14,5%	Τα έργα που περιλαμβάνονται σε αυτήν την ενότητα έργων σχετίζονται με τις ανάγκες εξυπηρέτησης του δικτύου και συνεπώς το χρονοδιάγραμμα κατάρτιζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
22.8	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΠΡΟΣΟΤΣΑΝΗΣ	2032	2032	0,0%	Το χρονοδιάγραμμα κατάρτιζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
22.9	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΒΙΠΕ Θεσσαλονίκης ΙΙ (Σίνδος ΙΙ)	2032	2032	0,0%	Το χρονοδιάγραμμα κατάρτιζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
22.10	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΣΙΔΑΡΙΟΥ	2033	2033	0,0%	Το χρονοδιάγραμμα κατάρτιζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
22.11	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΚΕΦΑΛΟΝΙΑΣ ΙΙ	2033	2033	0,0%	Το χρονοδιάγραμμα κατάρτιζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
22.12	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΑΙΓΙΝΑΣ	2033	2033	0,0%	Το χρονοδιάγραμμα κατάρτιζεται σε συνεννόηση με τον ΔΕΔΔΗΕ.
23.1	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΒΟΡΕΙΑ ΕΛΛΑΔΑ	2026	2029	9,9%	Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκε νέο υποέργο.
23.2	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΚΑΙ ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	2028	2029	21,7%	Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκαν νέα υποέργα.
23.3	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗΝ ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	2026	2029	19,4%	Σε εξέλιξη.
23.4	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΕΞΟΠΛΙΣΜΟΥ ΣΕ Υ/Σ & ΚΥΤ ΣΤΗ ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΚΥΚΛΑΔΕΣ	2026	2029	9,5%	Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκαν νέα υποέργα.
23.5	ΝΕΟΙ ΑΜΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ	2026	2027	4,0%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο





Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2027-2036	Πρόοδος έως και Ιούνιο 2026	Ανασκόπηση
					πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
23.6	ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ Υ/Σ ΟΡΥΧΕΙΟΥ Ν. ΠΕΔΙΟΥ ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ ΚΑΙ ΑΝΑΔΙΑΤΑΞΗ ΚΥΚΛΩΜΑΤΩΝ	2025	2027	5,5%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
23.7	ΣΥΝΔΕΣΗ ΝΕΟΥ Υ/Σ ΧΑΝΙΑ ΙΙ	2027	2027	0,2%	Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκε νέο υποέργο.
23.8	ΚΛΕΙΣΙΜΟ ΒΡΟΧΟΥ ΚΑΣΤΕΛΙ-ΧΑΝΙΑ ΚΑΙ ΝΕΟΣ Υ/Σ ΚΑΝΤΑΝΟΥ	2032	2032	0,0%	
23.9	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΚΑΛΩΔΙΑΚΩΝ Γ.Μ. ΣΤΗΝ ΠΕΡΙΟΧΗ ΤΗΣ ΘΕΣΣΑΛΟΝΙΚΗΣ	2033	2033	0,0%	
23.10	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΚΑΙ ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΗ ΥΠΟΔΟΜΩΝ ΥΠΟΣΤΗΡΙΞΗΣ ΚΑΙ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΚΑΙ ΑΓΟΡΑΣ	2026	2029	31,7%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς. Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκε νέο υποέργο.
23.11	ΕΚΣΥΓΧΡΟΝΙΣΜΟΣ ΤΩΝ ΣΥΣΤΗΜΑΤΩΝ ΕΛΕΓΧΟΥ & ΕΠΟΠΤΕΙΑΣ ΣΕ ΚΥΤ ΜΕ ΣΥΓΧΡΟΝΑ ΨΗΦΙΑΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ	2034	2035	1,5%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
23.12	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΤΟΥΡΚΙΑΣ	2031	2031	1,6%	
24.1	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΤΗΣ ΤΡΟΦΟΔΟΤΗΣΗΣ ΤΩΝ ΙΟΝΙΩΝ ΝΗΣΩΝ	2033	2033	0,0%	
24.2	ΚΥΤ ΘΕΣΠΡΩΤΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	2031	2031	0,5%	
24.3	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΑΛΒΑΝΙΑΣ	2031	2031	0,2%	
24.4	ΝΕΑ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΗ ΕΛΛΑΔΑΣ - ΙΤΑΛΙΑΣ	2031	2033	0,1%	Επαναπρογραμματισμός του έργου σε συνεννόηση με τον Διαχειριστή της Ιταλίας, με βάση και το Μνημόνιο Συνεργασίας που υπογράφηκε μεταξύ TERNΑ και ΑΔΜΗΕ τον Μάιο του 2025.
25.1	ΚΥΤ ΛΑΜΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	2034	2034	0,0%	
25.2	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΛΑΜΙΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2034	2034	0,0%	
25.3	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ Ν. ΣΑΝΤΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2028			Είναι σε εξέλιξη συζητήσεις με τη ΡΑΑΕΥ αναφορικά με τον χαρακτηρισμό του εν λόγω υποέργου (Γ.Μ. 150 kV ΚΥΤ Ν. Σάντας – Ορεστιάδα), από την εξέλιξη των οποίων θα καθοριστεί και το χρονοδιάγραμμα υλοποίησης των επιμέρους τμημάτων του.
25.4	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΓΕΦΥΡΑΣ ΚΑΙ Ν. ΠΕΛΛΑΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2034	2034	0,0%	
25.5	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 400 kV ΜΕΤΑΞΥ ΤΩΝ ΚΥΤ ΣΤΗ ΘΕΣΣΑΛΙΑ	2034	2034	0,0%	
25.6	ΚΥΤ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	2035	2035	0,0%	
25.7	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ Υ/Σ ΣΚΙΑΘΟΥ ΜΕ ΤΟ ΗΠΕΙΡΩΤΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ	2033	2033	0,0%	
25.8	ΚΥΤ ΜΕΣΟΓΕΙΩΝ ΚΑΙ ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 400 kV	2034	2034	0,1%	





Κωδικός έργου	Έργο	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2025-2034	Εκτιμώμενο έτος ολοκλήρωσης ΔΠΑ 2027-2036	Πρόοδος έως και Ιούνιο 2026	Ανασκόπηση
25.9	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΓΑΛΟΠΟΛΗΣ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2032	2032	0,0%	Επαναπρογραμματισμός λόγω νέων προτεραιοποιήσεων υλοποίησης έργων στο πλαίσιο επαναξιολόγησης των αναγκών του Συστήματος Μεταφοράς.
25.10	ΑΝΤΙΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΥΠΟΒΡΥΧΙΩΝ ΚΑΛΩΔΙΩΝ	2030	2030	0,4%	
25.11	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΣΥΝΔΕΣΗΣ 150 kV ΜΟΛΑΟΙ - ΤΕΡΜΑΤΙΚΟ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΥ	2031	2033	0,0%	
25.12	ΕΝΙΣΧΥΣΗ ΕΠΑΓΩΓΙΚΗΣ ΑΝΤΙΣΤΑΘΜΙΣΗΣ	2029	2029	27,9%	
25.13	ΣΥΝΔΕΣΗ ΤΟΥ ΚΥΤ ΜΕΣΟΓΕΙΩΝ ΜΕ ΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 150 kV	2034	2034	0,0%	
25.14	ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΣ ΖΑΚΥΝΘΟΥ II	2034	2034	0,0%	Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκαν νέα υποέργα.
25.15	ΚΤΗΡΙΑΚΕΣ ΑΝΑΚΑΙΝΙΣΕΙΣ & ΑΝΑΒΑΘΜΙΣΕΙΣ ΣΕ ΥΠΟΣΤΑΘΜΟΥΣ, ΚΥΤ & ΚΤΗΡΙΑ ΔΙΟΙΚΗΣΗΣ	2029	2030	4,2%	
25.16	ΠΡΟΜΗΘΕΙΑ & ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΟΛΟΚΛΗΡΩΜΕΝΟΥ ΨΗΦΙΑΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΑΣΦΑΛΕΙΑΣ	2029	2030	6,6%	Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκαν νέα υποέργα.
25.17	ΝΕΕΣ ΥΠΟΔΟΜΕΣ ΓΙΑ ΤΙΣ ΣΤΕΓΑΣΤΙΚΕΣ ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΤΙΚΕΣ ΑΝΑΓΚΕΣ ΤΟΥ ΑΔΜΗΕ	2030	2031	8,0%	Στο παρόν ΔΠΑ προστέθηκαν νέα υποέργα.
25.18	ΨΗΦΙΑΚΟ ΚΕΝΤΡΟ ΣΥΝΤΗΡΗΣΗΣ (DIGITAL MAINTENANCE CENTER)	2029	2029	0,0%	





7. Μελέτες Κόστους – Οφέλους

Σύμφωνα με τον Κώδικα Διαχείρισης⁵⁶ 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 3^η 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).

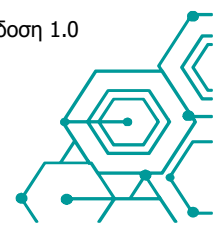
Η πρωταρχική χρήση της κατευθυντήριας οδηγίας είναι να περιγράψει τα έργα που περιλαμβάνονται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Δικτύων (Διακοινοτικό ΔΠΑ) του ΕΔΔΣΜ ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένων των έργων κοινού ενδιαφέροντος (PCI) που προσδιορίζονται από τη λίστα έργων του Διακοινοτικού ΔΠΑ.

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 3^{ης} 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 ανάπτυξη του Συστήματος Μεταφοράς που να επιτρέπει την ασφαλή λειτουργία του δικτύου, ένα

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

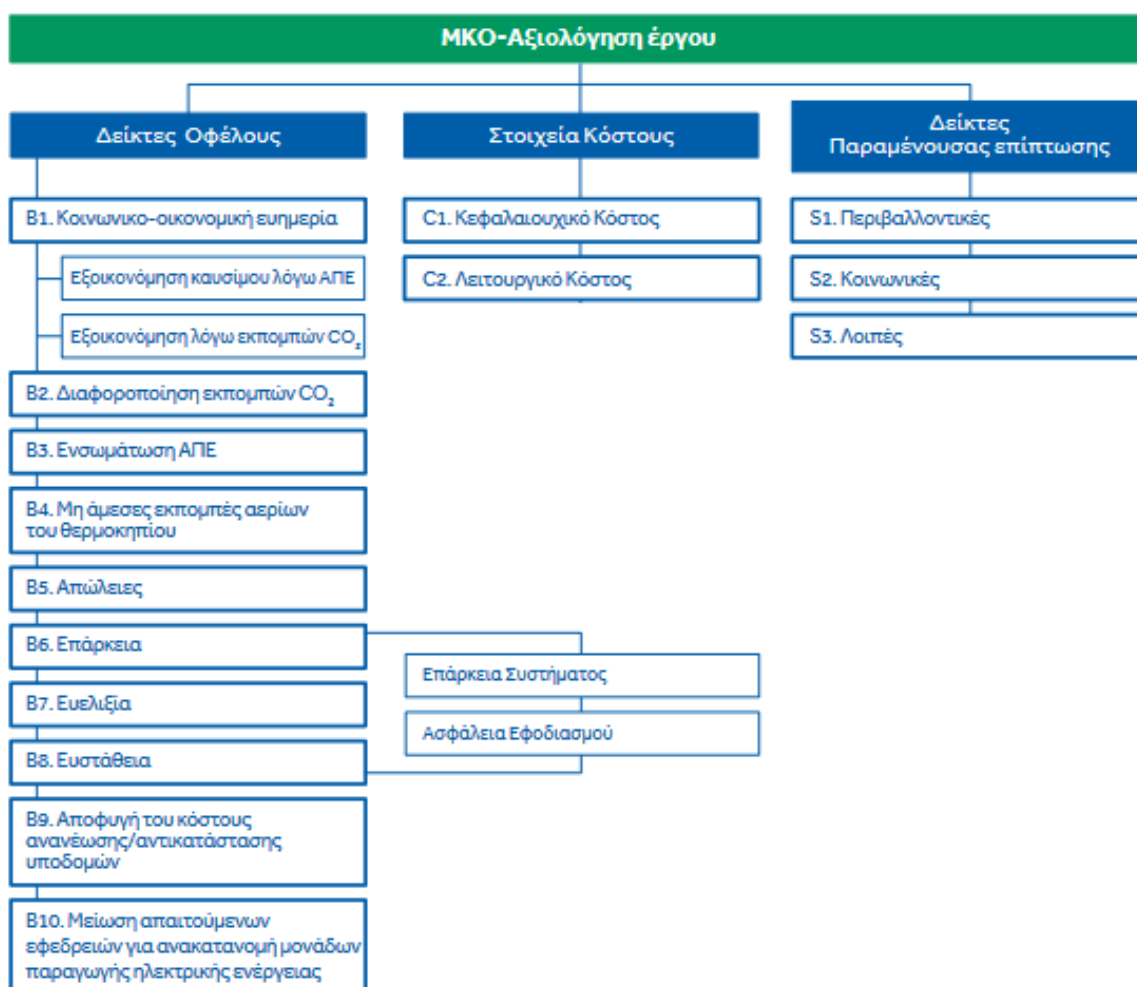




υψηλό επίπεδο ασφάλειας εφοδιασμού και την ανταλλαγή ισχύος μεταξύ χωρών, διευκολύνοντας παράλληλα την πρόσβαση στο δίκτυο σε όλους τους συμμετέχοντες στην αγορά και συμβάλλοντας σε έναν βιώσιμο ενεργειακό εφοδιασμό και ανταγωνισμό καθώς επίσης στην εναρμόνιση και ολοκλήρωση της εσωτερικής αγοράς και 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 3^{ης} κατευθυντήριας οδηγίας του ENTSO-E που υιοθετήθηκε στο εγχειρίδιο σύνταξης ΜΚΟ (απόφαση ΡΑΕ 590/2021) 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 Σχ. 7.1 και στον Πιν. 7.1 που ακολουθούν.



Σχ. 7.1: Κριτήρια/δείκτες μεθοδολογίας ΜΚΟ





Πιν. 7.1: 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 παραγωγή 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 νομισματοποίηση 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 νομισματοποιείται εντός του B1.	Μελέτες αγοράς
B3 Ενσωμάτωση ΑΠΕ	Σύνδεση νέων σταθμών 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 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)
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 τον φορέα του έργου.	Πληροφορία που λαμβάνεται/αντλείται από τον φορέα του έργου



Κριτήριο - Δείκτης	Παράμετροι	Μεθοδολογία/Ερμηνεία	Μέθοδος Υπολογισμού
B10 Ανακατανομή Εφεδρειών	Μείωση της απαραίτητης εφεδρείας των ανακατανομόμενων 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 ισχύον Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα και τη Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050.

7.3. Αποτελέσματα Μελετών Κόστους-Οφέλους Νησιωτικών Διασυνδέσεων

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 ΥΚΩ⁵⁷ λόγω της υλοποίησης έργων νησιωτικών διασυνδέσεων.

Στη συνέχεια παρουσιάζονται τα βασικά αποτελέσματα των μελετών που έχουν εκπονηθεί για τα έργα Διασύνδεσης Δωδεκανήσων και Διασύνδεσης νησιών Β.Α. Αιγαίου. Σε κάθε έργο παρουσιάζονται οι τιμές των δεικτών/κριτηρίων και οι κοινωνικοοικονομικοί δείκτες απόδοσης.

7.3.1. Διασύνδεση Δωδεκανήσων

- **Σενάριο 1 (Αναφοράς):** Το σενάριο αυτό είναι εν γένει συμβατό με τις υποθέσεις του εγκεκριμένου ΕΣΕΚ. Αναφορικά με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, θεωρείται μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης 1,5%. Αναφορικά με τη διείσδυση των ΑΠΕ, έχει θεωρηθεί ότι αυτή θα ανέλθει σταδιακά στο 60% της τοπικής ζήτησης μέχρι το 2050.
- **Σενάριο 2 (Υψηλών ΑΠΕ):** Υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1 για τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας. Στο σενάριο αυτό θεωρείται ότι η διείσδυση ΑΠΕ σε κάθε υπό εξέταση συγκρότημα νησιών θα ανέλθει σταδιακά στο 80% της τοπικής ζήτησης μέχρι το 2050.
- **Σενάριο 3 (Υψηλής Ζήτησης):** Θεωρείται σενάριο αυξημένης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, με μέσο ετήσιο ρυθμό αύξησης 2,5%. Ως προς τη διείσδυση ΑΠΕ υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1.

Πιν. 7.2: Δείκτες Αξιολόγησης έργου διασύνδεσης Δωδεκανήσων για την περίοδο 2033-2057

Κριτήριο - Δείκτης	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
B1. Κοινωνικοοικονομική ευημερία (€)	7.785.093.388	8.043.787.750	9.472.054.210
B2. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης CO ₂ (€)	12.992.936.162	13.126.389.534	16.232.962.947
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO ₂ (kton/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	24.517	24.794	30.133
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh)	10.874	18.603	9.464
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (tn/year) το έτος 2050			

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

Κριτήριο - Δείκτης	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
NO _x	10.706	12.690	9568
CO	124	1183	11
SO _x	17.250	16.540	15.791
PM _{2,5}	163	180	147
PM ₁₀	1.055	1.036	1.312
B5. Διαφοροποίηση Απωλειών (€)	-283.859.790	-253.987.856	-225.823.156
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)		27,4	
S2. Κοινωνικο-οικονομική Επίπτωση (km)		N/A	
S3. Λοιπές Επιπτώσεις (km)		N/A	

Πιν. 7.3: Κοινωνικοοικονομικοί δείκτες απόδοσης έργου διασύνδεσης Δωδεκανήσων

	ENPV (€ δις)	EIRR	EB/C ratio
Σενάριο 1	7,88	17,00%	3,12
Σενάριο 2	8,11	17,27%	3,19
Σενάριο 3	10,53	19,86%	3,84

7.3.2. Διασύνδεση νησιών Β.Α. Αιγαίου

- **Σενάριο 1:** Αναφορικά με τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας βάση αποτελούν οι υποθέσεις του σεναρίου ΕΣΕΚ 2030 του 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 500 MW offshore Α/Π.
- **Σενάριο 3:** Θεωρείται σενάριο ήπιας αύξησης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, σύμφωνα με εκτιμήσεις του ΑΔΜΗΕ. Ως προς την εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ υιοθετούνται οι υποθέσεις του σεναρίου 1.

Πιν. 7.4: Δείκτες Αξιολόγησης έργου διασύνδεσης Β.Α. Αιγαίου για την περίοδο 2033-2057

Κριτήριο - Δείκτης	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
B1. Κοινωνικοοικονομική ευημερία (€)	4.391.395.088	4.545.774.475	5.275.096.205
B2. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης CO ₂ (€)	7.170.305.306	7.280.525.965	8.847.620.318



Κριτήριο - Δείκτης	ΣΕΝΑΡΙΟ 1	ΣΕΝΑΡΙΟ 2	ΣΕΝΑΡΙΟ 3
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO ₂ (kton/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	13.529	13.782	16.433
B3. Ενσωμάτωση ΑΠΕ (GWh)	6.552	10.733	5.674
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (tn)			
NO _x	6.062	7.243	5209
CO	151	761	0.5
SO _x	9.460	9.117	8623
PM _{2,5}	91	102	80
PM ₁₀	581	573	717
B5. Διαφοροποίηση Απωλειών (€)	-369.218.529	-380.349.944	-349.287.334
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)		81,3	
S2. Κοινωνικο-οικονομική Επίπτωση (km)		N/A	
S3. Λοιπές Επιπτώσεις (km)		N/A	

Πιν. 7.5: Κοινωνικοοικονομικοί δείκτες απόδοσης έργου διασύνδεσης Β.Α. Αιγαίου

	ENPV (€ δις)	EIRR	EB/C ratio
Σενάριο 1	4,40	17,72%	3,30
Σενάριο 2	4,55	18,17%	3,38
Σενάριο 3	5,77	20,52%	4,02

7.4. Αποτελέσματα Μελετών Κόστους-Οφέλους Διεθνών Διασυνδέσεων

Τα έργα των νέων διασυνδέσεων που περιλαμβάνονται στο παρόν ΔΠΑ αξιολογήθηκαν στο πλαίσιο του διευρωπαϊκού δεκαετούς προγράμματος ανάπτυξης δικτύων TYNDP 2024 του ENTSO-E με βάση την 4^η κατευθυντήρια οδηγία Μελετών Κόστους Οφέλους του ENTSO-E⁵⁸. 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 2024 ο ENTSO-E εξέτασε δύο σενάρια⁵⁹:

⁵⁸ https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/news/2024/entso-e_4th_CBA_Guideline_240409.pdf

⁵⁹ <https://2024.entsoe-tyndp-scenarios.eu/>

- **National Trends (NT):** είναι το σενάριο κεντρικής πολιτικής του TYNDP 2024, 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 αναφορικά με την αποδοτικότητα και τη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου στον ενεργειακό τομέα.
- **Distributed Energy (DE):** απεικονίζει μια πορεία προς την επίτευξη του στόχου της ΕΕ-27 για ουδετερότητα άνθρακα έως το 2050, θεωρώντας μεγαλύτερη ανάπτυξη της ευρωπαϊκής οικονομίας. Το σενάριο καθοδηγείται από την προθυμία της κοινωνίας να επιτύχει υψηλά επίπεδα ανεξαρτησίας όσον αφορά τον ενεργειακό εφοδιασμό και τα αγαθά στρατηγικής σημασίας (π.χ. βιομηχανικά και γεωργικά προϊόντα). Μεταφράζεται σε μια αποκεντρωμένη ενεργειακή μετάβαση που καθοδηγείται από αλλαγή συμπεριφοράς και τοπικές πρωτοβουλίες από πολίτες, κοινότητες και επιχειρήσεις, όλες με την υποστήριξη των αρχών.

Ειδικότερα, για το έτος 2030 εξετάστηκε μόνο το σενάριο National Trends, ενώ για το έτος 2040 υπολογίστηκαν τα οφέλη των έργων και για τα δύο προαναφερόμενα σενάρια.

Για κάθε σενάριο υπολογίστηκαν από τον ENTSO-E οι Δείκτες Οφέλους σύμφωνα με την ανωτέρω μεθοδολογία και τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στις επόμενες ενότητες. Σημειώνεται ότι η γεωγραφική περίμετρος που καλύπτεται στο TYNDP 2024 περιλαμβάνει και τις 36 ευρωπαϊκές χώρες μέλη του ENTSO-E⁶⁰, καθώς και το Ηνωμένο Βασίλειο, τη Μολδαβία, τη Γεωργία, τη Μάλτα, αλλά και τις χώρες που συμμετέχουν στον Med-TSO και συνορεύουν με τη Μεσόγειο Θάλασσα (Μαρόκο, Αλγερία, Τунησία, Λιβύη, Αίγυπτο, Παλαιστίνη, Ισραήλ και Τουρκία). Στους πίνακες των παρακάτω ενοτήτων δίνονται τα οφέλη που υπολογίστηκαν για το σύνολο της εξεταζόμενης περιοχής στη μελέτη του TYNDP 2024 και για την περίμετρο του ENTSO-E.

7.4.1. Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Τουρκίας

Στον Πιν. 7.6 παρουσιάζονται οι Δείκτες Οφέλους του έργου της νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV Ελλάδας – Τουρκίας (TYNDP ID 1067), όπως υπολογίστηκαν από τον ENTSO-E στο πλαίσιο του TYNDP 2024.

Πιν. 7.6: Δείκτες Αξιολόγησης του νέου έργου διασύνδεσης Ελλάδας – Τουρκίας από τον ENTSO-E στο πλαίσιο του TYNDP 2024⁶¹

Κριτήριο - Δείκτης		Σενάριο NT2030	Σενάριο NT2040	Σενάριο DE2040
B1. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	94	87	156
	μέσος όρος	89	85	138
	ελάχιστο	84	83	123
B1. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	44	53	80
	μέσος όρος	43	36	76
	ελάχιστο	41	19	71
B1_CO ₂ . Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) λόγω μείωσης εκπομπών CO ₂ σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	108	56	75
	μέσος όρος	89	49	69
	ελάχιστο	76	44	65
B1_CO ₂ . Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) λόγω μείωσης εκπομπών CO ₂ στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	-111	-81	-55
	μέσος όρος	-116	-92	-59
	ελάχιστο	-121	-104	-63

⁶⁰ <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/members/>

⁶¹ <https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/transmission/1067>





Κριτήριο - Δείκτης		Σενάριο NT2030	Σενάριο NT2040	Σενάριο DE2040
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ (Μ€/έτος), σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	6	12	35
	μέσος όρος	5	-8	32
	ελάχιστο	4	-24	30
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ (Μ€/έτος), στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	2	7	29
	μέσος όρος	1	6	27
	ελάχιστο	0	5	23
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO ₂ (kton/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	-672	-301	-445
	μέσος όρος	-787	-335	-467
	ελάχιστο	-951	-384	-500
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO ₂ (kton/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	1.063	707	456
	μέσος όρος	1.005	626	421
	ελάχιστο	972	549	376
B2a_€. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO ₂ (Μ€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	10	172	241
	μέσος όρος	96	161	225
	ελάχιστο	159	64	90
B3. Ετήσιες αποφευγόμενες περικοπές (ενσωμάτωση) ΑΠΕ (GWh/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	88	170	507
	μέσος όρος	71	-116	456
	ελάχιστο	55	-353	324
B3. Ετήσιες αποφευγόμενες περικοπές (ενσωμάτωση) ΑΠΕ (GWh/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	6	105	418
	μέσος όρος	14	91	385
	ελάχιστο	28	76	324
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (ton/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη				
NO _x	μέσος όρος	-518	-218	-369
NH ₃	μέσος όρος	-11	-58	-120
SO ₂	μέσος όρος	-517	-9	-1
PM ₅	μέσος όρος	-18	-2	-3
PM ₁₀	μέσος όρος	-35	-2	-3
NVMOC	μέσος όρος	-4	-24	-42
B6. Μείωση Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (MWh/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη				
	μέσος όρος	79	141	263
B6. Μείωση Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (MWh/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E				
	μέσος όρος	68	138	10
B6_€. Κοινωνικό όφελος λόγω μείωσης Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (Μ€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη				
	μέσος όρος	1	1	3
B6_€. Κοινωνικό όφελος λόγω μείωσης Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (Μ€/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E				
	μέσος όρος	1	2	0





7.4.2. Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Αλβανίας

Στον Πιν. 7.7 παρουσιάζονται οι Δείκτες Οφέλους του έργου της νέας διασυνδετικής Γ.Μ. 400 kV Ελλάδας – Αλβανίας (TYNDP ID 1183), όπως υπολογίστηκαν από τον ENTSO-E στο πλαίσιο του TYNDP 2024.

Πιν. 7.7: Δείκτες Αξιολόγησης του νέου έργου διασύνδεσης Ελλάδας – Αλβανίας από τον ENTSO-E στο πλαίσιο του TYNDP 2024⁶²

Κριτήριο - Δείκτης		Σενάριο NT2030	Σενάριο NT2040	Σενάριο DE2040
B1. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	10	12	13
	μέσος όρος	6	8	7
	ελάχιστο	1	5	4
B1. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	4	14	7
	μέσος όρος	3	9	6
	ελάχιστο	0	6	5
B1_CO ₂ . Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) λόγω μείωσης εκπομπών CO ₂ σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	8	4	3
	μέσος όρος	5	2	1
	ελάχιστο	1	-1	-3
B1_CO ₂ . Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) λόγω μείωσης εκπομπών CO ₂ στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	4	1	5
	μέσος όρος	0	0	2
	ελάχιστο	-5	-2	-2
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ (Μ€/έτος), σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	5	5	2
	μέσος όρος	3	1	0
	ελάχιστο	1	-2	-2
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ (Μ€/έτος), στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	3	8	-2
	μέσος όρος	2	5	-3
	ελάχιστο	0	2	-12
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO ₂ (kton/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	6	7	19
	μέσος όρος	-40	-14	-8
	ελάχιστο	-69	-26	-23
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO ₂ (kton/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	47	14	12
	μέσος όρος	-1	0	-13
	ελάχιστο	-31	-8	-35
B2a_€. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO ₂ (Μ€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	9	7	4
	μέσος όρος	6	7	4
	ελάχιστο	1	3	2
B2a_€. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO ₂ (Μ€/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	0	0	7
	μέσος όρος	0	0	6
	ελάχιστο	0	0	3
B3. Ετήσιες αποφευγόμενες περικοπές (ενσωμάτωση) ΑΠΕ (GWh/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	78	75	23
	μέσος όρος	40	20	1

⁶² <https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1183>





Κριτήριο - Δείκτης		Σενάριο NT2030	Σενάριο NT2040	Σενάριο DE2040
B3. Ετήσιες αποφευγόμενες περικοπές (ενσωμάτωση) ΑΠΕ (GWh/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	ελάχιστο	12	-34	-22
	μέγιστο	43	126	36
	μέσος όρος	24	74	-49
	ελάχιστο	-1	23	-171
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (ton/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη				
NO _x	μέσος όρος	-6	-19	1
NH ₃	μέσος όρος	-3	-4	0
SO ₂	μέσος όρος	0	-4	1
PM ₅	μέσος όρος	0	0	0
PM ₁₀	μέσος όρος	0	0	0
NVMOC	μέσος όρος	-1	-2	0
B6. Μείωση Μη Εξυηηρετούμενης Ενέργειας (MWh/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη				
	μέσος όρος	0	5	0
B6. Μείωση Μη Εξυηηρετούμενης Ενέργειας (MWh/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E				
	μέσος όρος	1	1	0
B6_€. Κοινωνικό όφελος λόγω μείωσης Μη Εξυηηρετούμενης Ενέργειας (Μ€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη				
	μέσος όρος	0	0	0
B6_€. Κοινωνικό όφελος λόγω μείωσης Μη Εξυηηρετούμενης Ενέργειας (Μ€/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E				
	μέσος όρος	0	0	0

7.4.3. Νέα διασύνδεση Ελλάδας – Ιταλίας

Στον Πιν. 7.8. παρουσιάζονται οι Δείκτες Οφέλους του έργου του νέου συνδέσμου HVDC Ελλάδας – Ιταλίας (TYNDP ID 1112), όπως υπολογίστηκαν από τον ENTSO-E στο πλαίσιο του TYNDP 2024.

Πιν. 7.8: Δείκτες Αξιολόγησης του νέου έργου διασύνδεσης Ελλάδας – Ιταλίας από τον ENTSO-E στο πλαίσιο του TYNDP 2024⁶³

Κριτήριο - Δείκτης		Σενάριο NT2030	Σενάριο NT2040	Σενάριο DE2040
B1. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	118	213	224
	μέσος όρος	116	212	224
	ελάχιστο	114	211	223
B1. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	108	222	215
	μέσος όρος	108	207	212
	ελάχιστο	108	196	208

⁶³ <https://tyndp2024.entsoe.eu/projects-map/Transmission/1112>





Κριτήριο - Δείκτης		Σενάριο NT2030	Σενάριο NT2040	Σενάριο DE2040
B1_CO ₂ . Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) λόγω μείωσης εκπομπών CO ₂ σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	68	114	83
	μέσος όρος	67	112	76
	ελάχιστο	65	111	69
B1_CO ₂ . Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας (Μ€/έτος) λόγω μείωσης εκπομπών CO ₂ στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	6	78	63
	μέσος όρος	1	78	61
	ελάχιστο	-4	77	58
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ (Μ€/έτος), σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	42	66	84
	μέσος όρος	40	64	84
	ελάχιστο	38	62	83
B1_RES. Αύξηση ετήσιας κοινωνικοοικονομικής ευημερίας λόγω διείσδυσης ΑΠΕ (Μ€/έτος), στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	41	65	80
	μέσος όρος	39	61	80
	ελάχιστο	38	56	79
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO ₂ (kton/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	-570	-752	-472
	μέσος όρος	-587	-765	-518
	ελάχιστο	-630	-773	-564
B2a. Διαφοροποίηση εκπομπών CO ₂ (kton/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	36	-530	-413
	μέσος όρος	-6	-524	-396
	ελάχιστο	-49	-533	-429
B2a_€. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO ₂ (Μ€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	118	394	267
	μέσος όρος	73	368	249
	ελάχιστο	7	147	99
B2a_€. Πρόσθετο κοινωνικό όφελος λόγω διαφοροποίησης εκπομπών CO ₂ (Μ€/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	1	273	213
	μέσος όρος	1	255	199
	ελάχιστο	1	102	79
B3. Ετήσιες αποφευγόμενες περικοπές (ενσωμάτωση) ΑΠΕ (GWh/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέγιστο	661	1.024	1.191
	μέσος όρος	615	986	1.185
	ελάχιστο	577	950	1.179
B3. Ετήσιες αποφευγόμενες περικοπές (ενσωμάτωση) ΑΠΕ (GWh/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέγιστο	633	1.007	1.139
	μέσος όρος	607	940	1.128
	ελάχιστο	577	863	1.118
B4. Μη άμεσες εκπομπές αερίων Θερμοκηπίου (ton/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη				
NO _x	μέσος όρος	-220	-259	-187
NH ₃	μέσος όρος	-67	-83	-65
SO ₂	μέσος όρος	-16	-3	10
PM ₅	μέσος όρος	-2	-2	-1
PM ₁₀	μέσος όρος	-2	-2	-1
NVMOC	μέσος όρος	-23	-29	-23
B6. Μείωση Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (MWh/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη				
	μέσος όρος	46	1.279	1.491





Κριτήριο - Δείκτης		Σενάριο NT2030	Σενάριο NT2040	Σενάριο DE2040
B6. Μείωση Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (MWh/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέσος όρος	32	889	1.226
B6_€. Κοινωνικό όφελος λόγω μείωσης Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (Μ€/έτος) σε όλη την περιοχή που εξετάζει η μελέτη	μέσος όρος	0	16	0
B6_€. Κοινωνικό όφελος λόγω μείωσης Μη Εξυπηρετούμενης Ενέργειας (Μ€/έτος) στην περίμετρο του ENTSO-E	μέσος όρος	0	12	0





ΔΙΕΥΘΥΝΣΗ ΣΤΡΑΤΗΓΙΚΗΣ & ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

