

02.2025

διαΝΕΟσις

ΟΡΓΑΝΙΣΜΟΣ ΕΡΕΥΝΑΣ & ΑΝΑΛΥΣΗΣ

Προκλήσεις και προοπτικές της διεξόδου των ΑΠΕ στην ελληνική ηλεκτροπαραγωγή

Φαίη Μακαντάση

Διευθύντρια Ερευνών, διαΝΕΟσις

Ηλίας Βαλεντής

Senior Research Analyst, διαΝΕΟσις

Φεβρουάριος 2025

Περιεχόμενα

Ευρετήριο Γραφημάτων και Εικόνων.....	3
Εισαγωγή.....	4
Περικοπές ΑΠΕ.....	7
Τεχνικές απώλειες και περιορισμοί χωρητικότητας του δικτύου	12
Τι σημαίνουν όλα αυτά στην πράξη;	17

Ευρετήριο Γραφημάτων και Εικόνων

Γράφημα 1.	Κάλυψη της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας ανά πηγή5
Γράφημα 2.	Μέση ημερήσια κατανομή της καθαρής παραγωγής ΑΠΕ, πλην μεγάλων υδροηλεκτρικών, σε αντιπαράθεση με τη μέση ημερήσια κατανομή της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (διασυνδεδεμένο σύστημα, σύνολο του 2024)8
Γράφημα 3.	Μέση ημερήσια κατανομή του μείγματος προσφοράς και της ζήτησης στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (σύνολο του 2024)9
Εικόνα 1.	Το ηλεκτρικό δίκτυο της Ελλάδας14

Εισαγωγή

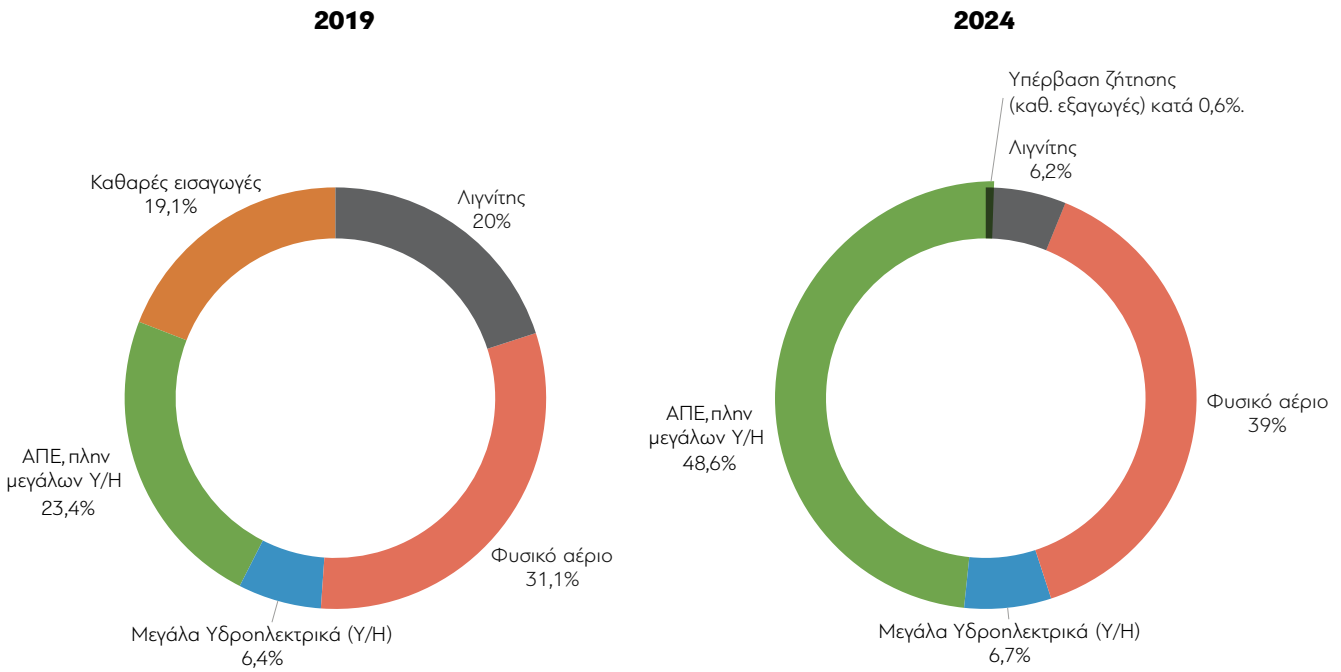
Η ανάπτυξη που έχουν οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) στην Ελλάδα αποτελεί μία από τις καλύτερες εξελίξεις –και μάλλον την πιο θεαματική– που μπορεί να επιδείξει γενικά η ελληνική οικονομία τα τελευταία χρόνια. Πρόκειται, σίγουρα, για ένα από τα πιο σημαντικά παραδείγματα επενδύσεων σε νέο πάγιο και παραγωγικό κεφάλαιο που πραγματοποιούνται στην ελληνική επικράτεια, με τις εκτιμήσεις για το ύψος τους τα τελευταία 5 έτη να φτάνουν περίπου στα €9,5 δισεκ. σε έργα δημιουργίας μονάδων ΑΠΕ, συνοδευτικά έργα και έργα υποδομών και δικτύων.¹ Και οι επενδύσεις αυτές έχουν ήδη αποδώσει απτά αποτελέσματα στο μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής.

Συγκεκριμένα, σύμφωνα με τα διαθέσιμα στοιχεία του ΑΔΜΗΕ για το διασυνδεδεμένο σύστημα, το 2024 παρήχθησαν συνολικά 25,2 TWh ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, εξαιρουμένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών («ΑΠΕ εξ Υ/Η», εφεξής),² ένα επίπεδο παραγωγής υπερδιπλάσιο αυτού που είχαμε το 2019 (12,2 TWh), που υποδηλώνει έναν μέσο ετήσιο ρυθμό μεγέθυνσης της τάξεως του 15,6%. Η ραγδαία αυτή επαύξηση των παραγωγικών δυνατοτήτων των ΑΠΕ, σε συνδυασμό με την υιοθέτηση της πολιτικής της πλήρους απολιγνιτοποίησης έως το 2028 –παρά την αναπροσαρμογή της εξαιτίας της ενεργειακής κρίσης και του πολέμου στην Ουκρανία–, είχαν σαν αποτέλεσμα μια ριζική αλλαγή στο μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής.

¹ Βλ. σχετικά τις δηλώσεις του κ. Ιωάννη Γιαρέντη, Διευθύνοντα Συμβούλου του Διαχειριστή ΑΠΕ & Εγγυήσεων Προέλευσης (ΔΑΠΕΕΠ), στο 6^ο Renewable & Storage Forum, την 31^η Οκτωβρίου 2024, η οποία είναι διαθέσιμη στο <https://renewablestorageforum.gr/videos-31-10-1> (Ενότητα 2, Πάνελ 1, Συζήτηση).

² Τα υδροηλεκτρικά φράγματα εμπίπτουν απολύτως στον ορισμό της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές. Όμως, διατηρούν μεγάλη ευχέρεια κατά βούληση προσαρμογής της ισχύος τους, υπό τον περιορισμό μόνο της διατήρησης μιας ελάχιστης και μέγιστης στάθμης νερού, εν αντιθέσει με ό,τι συμβαίνει με τις υπόλοιπες τεχνολογίες ΑΠΕ, όπως εξηγείται στη συνέχεια του κειμένου. Αυτό δημιουργεί σημαντική διαφοροποίηση στη συμπεριφορά και στη διαχείριση των υδροηλεκτρικών, που προσομοιάζουν περισσότερο με των θερμικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρισμού (καύσης λιγνίτη, φυσικού αερίου ή ντίζελ) παρά με των υπόλοιπων ΑΠΕ. Έτσι, καθίσταται πιο χρήσιμη η ξεχωριστή καταγραφή τους, στον βαθμό που είναι αυτή δυνατή βάσει των διαθέσιμων στοιχείων.

Γράφημα 1. Κάλυψη της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα της Ελλάδας ανά πηγή



Σημείωση: Το ύψος αναφοράς των ποσοστών, ήτοι η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, είναι 52,2 TWh το 2019 και 51,8 TWh το 2024.

Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Όπως φαίνεται και στο **Γράφημα 1**, η πλειονότητα (55,3%) της ζητούμενης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα το 2024 καλύφθηκε από ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων και των υδροηλεκτρικών), κάτι το οποίο επιτεύχθηκε για πρώτη φορά το 2023 (51,4%), με το μερίδιο κάλυψης να βαίνει διαρκώς και ταχέως αυξανόμενο. Αντίθετα, πέραν από –και παρά– τη δραστική μείωση στη χρησιμοποίηση του λιγνίτη, φαίνεται ότι πετύχαμε το 2024 και τον ουσιαστικό εκμηδενισμό των καθαρών εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας, με τη χώρα μας να μετατρέπεται οριακά σε καθαρό εξαγωγέα, κάτι που δεν έχει ξανασυμβεί μετά το 2000.³ Η συνολική καθαρή παραγωγή ξεπέρασε τη ζήτηση κατά 307 MWh, οι οποίες αντιστοιχούν σε ένα ποσοστό 0,6% της ζήτησης. Η παραπάνω εικόνα δεν διαφοροποιείται σημαντικά, αν συνυπολογίσουμε και τα μη-διασυνδεδεμένα νησιά, τα οποία ηλεκτροδοτούνται κατά κύριο λόγο από μονάδες καύσης πετρελαίου και φυσικού αερίου,⁴ με τη σχετική συμμετοχή των ΑΠΕ να είναι πολύ μικρότερη. Συγκεκριμένα, σύμφωνα με τα στοιχεία του The Green Tank για το

³ Για την ακρίβεια, βάσει των στοιχείων της Eurostat, στο διάστημα 1990-2023 η Ελλάδα είχε μη-αρνητικό ισοζύγιο ηλεκτρικής ενέργειας μόνο το 2000, με καθαρές εξαγωγές περί τις 11 GWh. Πολύ κοντά στον ισοσκελισμό του ισοζυγίου ήταν η χώρα μας και το 1999, με καθαρές εισαγωγές 164 GWh. Σε όλα τα υπόλοιπα έτη του διαστήματος αυτού, η Ελλάδα χρειάστηκε σημαντικές ποσότητες καθαρών εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας.

⁴ Με μια αναλογία περίπου 3/4 - 1/5.

σύνολο του 2024,⁵ οι ΑΠΕ καταγράφουν μια ελαφρά μικρότερη σχετική συμμετοχή στην κάλυψη της ζήτησης στο συνολικό ηλεκτρικό σύστημα, αλλά διατηρούν την απόλυτη πλειονότητα, με μερίδιο 50,8%.

Ο ραγδαίος ρυθμός επαύξησης της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ αλλά και η επίτευξη μεριδίων ρεκόρ στη συμμετοχή τους στην ηλεκτροπαραγωγή έχουν, αναμφίβολα, ιδιαίτερα θετικές συνέπειες στην απεξάρτηση της ελληνικής οικονομίας τόσο από την καύση άνθρακα –τουλάχιστον όσον αφορά στις ενεργειακές ανάγκες που καλύπτονται μέσω του ηλεκτρισμού–, και τις ακόλουθες εκπομπές Αερίων του Θερμοκηπίου (ΑτΘ), όσο και από τις εισαγωγές ενεργειακών αγαθών από το εξωτερικό. Συνεπάγονται, όμως, και μια σειρά νέων τεχνικών προκλήσεων, που θα πρέπει να αντιμετωπιστούν αποτελεσματικά και εγκαίρως προκειμένου να μην αποτελέσουν ανασταλτικούς παράγοντες στην περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ ή και εστίες σημαντικών προβλημάτων.

⁵ The Green Tank (2024). Τάσεις στην ηλεκτροπαραγωγή – Δεκέμβριος 2024.

Περικοπές ΑΠΕ

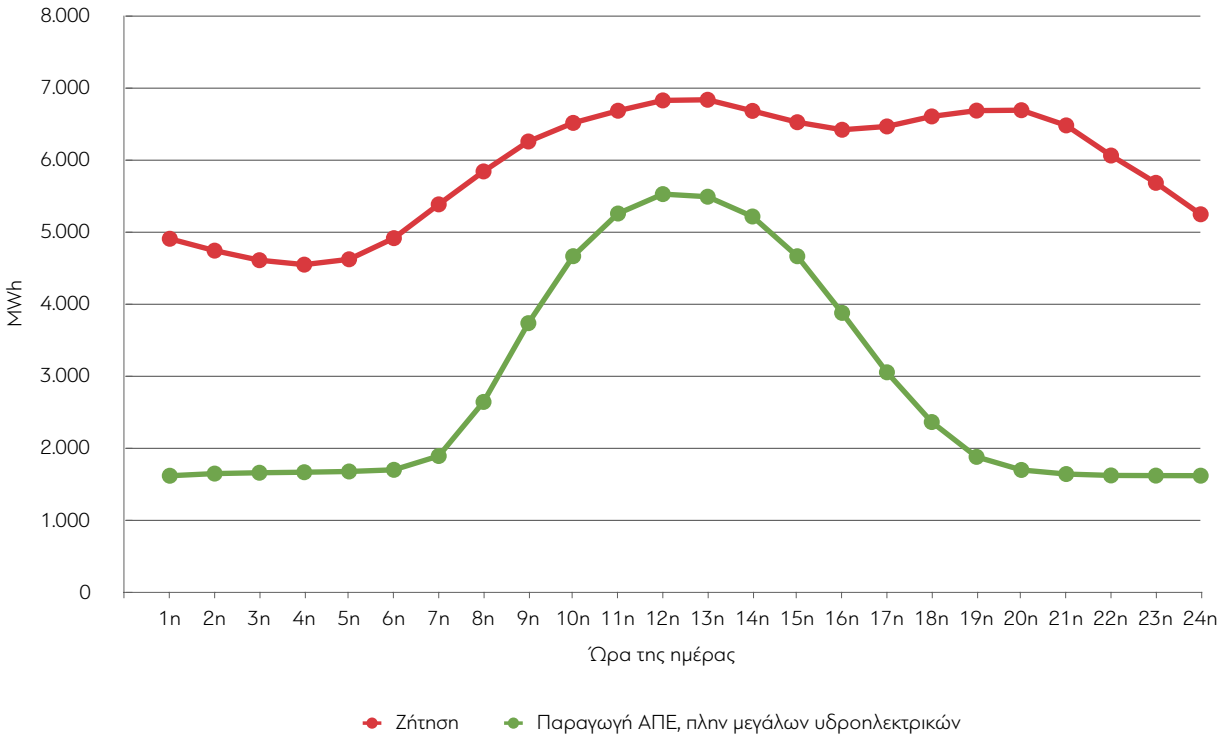
Η πρώτη πρόκληση αφορά στα φαινόμενα υπερπροσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, που έχουν αρχίσει ήδη να παρουσιάζονται στο ελληνικό σύστημα και οδηγούν αναγκαστικά στις λεγόμενες «περικοπές» ή «περικοπές ΑΠΕ».

Για να αναλυθούν τα αίτια αυτών των φαινομένων, θα πρέπει να εξηγηθεί μια πολύ βασική ιδιότητα της πλειονότητας των σύγχρονων ΑΠΕ. Εξαιρουμένων των υδροηλεκτρικών, οι κυριότερες τεχνολογίες ΑΠΕ, δηλαδή τα φωτοβολταϊκά πάνελ και οι ανεμογεννήτριες, έχουν μια παραγωγική εκροή που εμφανίζει πολύ έντονα στοιχεία εξωγενούς περιοδικότητας και στοχαστικότητας^{6,7}. Από τη μία πλευρά, η παραγωγική ικανότητα των φωτοβολταϊκών (Φ/Β) έχει πολύ μεγάλη –αν και αναμενόμενη– ανισοκατανομή εντός του 24ώρου, ανάλογα με τη θέση του ηλίου, και διατηρεί επίσης στοχαστικότητα λόγω των καιρικών συνθηκών (ηλιοφάνεια, ιδίως κατά τις μεσημβρινές ώρες). Από την άλλη πλευρά, η παραγωγική ικανότητα των ανεμογεννητριών δεν έχει μεν την ημερήσια ανισοκατανομή των Φ/Β, όμως ενσωματώνει μια λιγότερο προβλέψιμη μεταβλητότητα εξαιτίας των καιρικών συνθηκών (ένταση ανέμων). Ως αποτέλεσμα, η παραγωγική ισχύς της ηλεκτρικής ενέργειας από τις ΑΠΕ εξ. Υ/Η δεν μπορεί να ελεγχθεί κατά βούληση, όπως συμβαίνει με τις συμβατικές πηγές ηλεκτροπαραγωγής. Αντίθετα, καθορίζεται, πρωτίστως, εξωγενώς και παρουσιάζει μεγάλη αναμενόμενη ή αναπάντεχη μεταβλητότητα. Ενδεικτικά της αναμενόμενης ημερήσιας μεταβλητότητας, απεικονίζεται στο **Γράφημα 2** το μέσο ημερήσιο προφίλ της παραγωγής από ΑΠΕ εξ. Υ/Η, στο σύνολο του 2024.

⁶ «Στοχαστικό» καλείται ένα μέγεθος όταν εξαρτάται (και) από τυχαίες μεταβλητές.

⁷ Οι κυριότερες τεχνολογίες ΑΠΕ, ως προς τη χρησιμοποίηση, ήτοι τη συνολική εγκατεστημένη ισχύ, στην Ελλάδα και διεθνώς. Η ιδιότητα αυτή δεν αφορά μόνο στις δύο αυτές κυριότερες τεχνολογίες ΑΠΕ, αλλά ισχύει γενικά στην πλειονότητα των υπόλοιπων τεχνολογιών ΑΠΕ, στον βαθμό που δεν συνοδεύονται από αποθήκευση ή άλλες διαδικασίες εξομάλυνσης της εκροής τους (βλ. ηλιοθερμικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας). Μακροπρόθεσμα, ισχύει το ίδιο ακόμα και για τα Υ/Η, καθώς οι πιο μακροπρόθεσμες καιρικές συνθήκες (κλίμα) μπορεί να μεταβάλλουν τη διαθέσιμη ποσότητα νερού σε περιοριστικό βαθμό.

Γράφημα 2. Μέση ημερήσια κατανομή της καθαρής παραγωγής ΑΠΕ, πλην μεγάλων υδροηλεκτρικών, σε αντιπαράθεση με τη μέση ημερήσια κατανομή της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (διασυνδεδεμένο σύστημα, σύνολο του 2024)

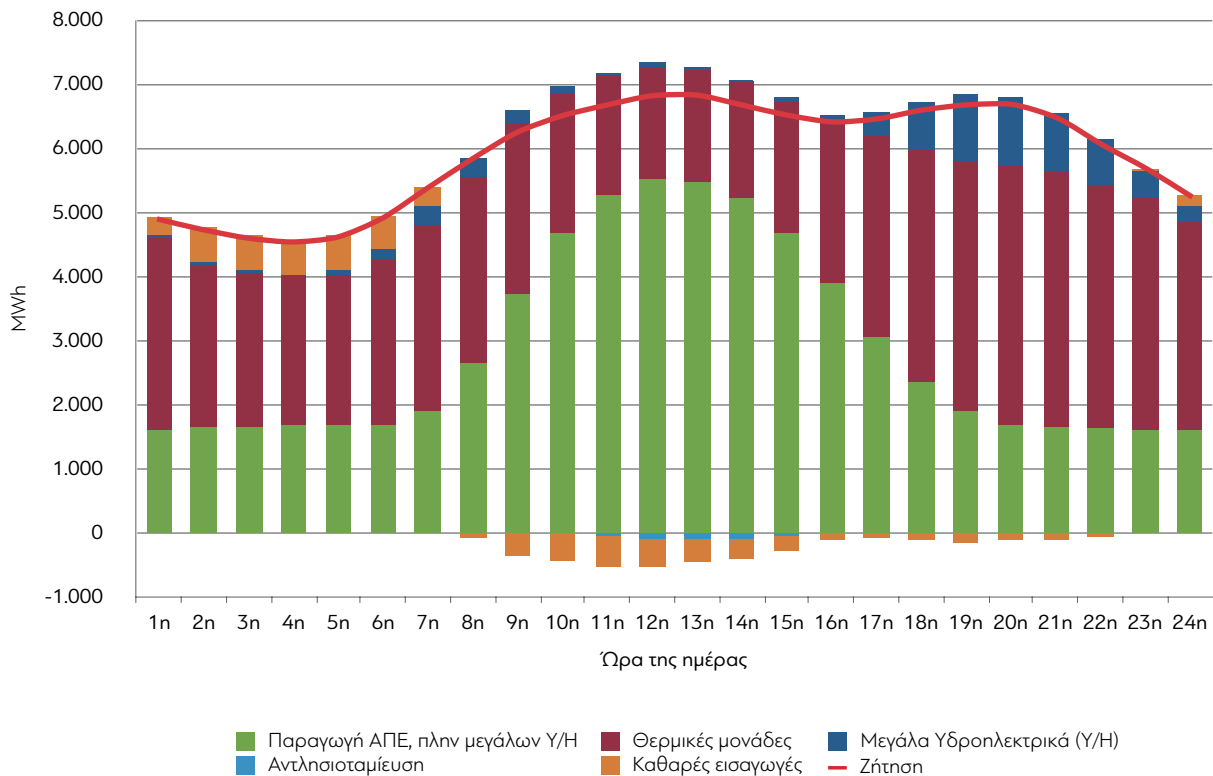


Πηγή: ΠΑΑΕΥ, δεδομένα σχεδιασμού της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και της Ενδοημερήσιας Αγοράς (Market Schedule).

Αυτές οι ιδιότητες των ΑΠΕ εξ. Υ/Η συνεπάγονται έναν ιδιαίτερα σημαντικό φόρτο προγραμματισμού και εξισορρόπησης για τον διαχειριστή του ηλεκτρικού συστήματος, ο οποίος καλείται να μεταβάλλει την παραγωγή όλων των υπόλοιπων μονάδων κατάλληλα και ανάλογα με τις δυνατότητες, ώστε η καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο να ισοσκελίζει επακριβώς την επίσης στοχαστική ζήτηση, καθώς αμφότερες οι περιπτώσεις ανεπαρκούς παροχής ενέργειας ή υπερβολικής παροχής ενέργειας θα οδηγήσουν σε “black out”. Η διεργασία αυτή δεν εξαντλείται μόνο στην εύρεση επαρκών συμβατικών πηγών ενέργειας που θα καλύψουν το κενό μεταξύ των αναμενόμενων ημερήσιων προφίλ της ζήτησης και της καθαρής παραγωγής από ΑΠΕ εξ. Υ/Η, για κάθε ώρα της επόμενης ημέρας (το κενό μεταξύ των δύο καμπυλών στο **Γράφημα 2**). Απαιτείται επιπλέον μια εκ των προτέρων εκτίμηση των ενδεχόμενων έκτακτων αποκλίσεων, ώστε να διατηρούνται οι κατάλληλες εφεδρείες, όπως επίσης και η συνεχής παρακολούθηση του συστήματος για τη διαρκή εξισορρόπηση του, με όλα τα κατάλληλα μέσα. Το αποτέλεσμα αυτού του έργου για το σύνολο του 2024, κατά μέσο όρο, φαίνεται στο **Γράφημα 3**. Οι θερμοηλεκτρικές

μονάδες (Θ/Η)⁸ κλήθηκαν να καλύψουν το μεγαλύτερο κομμάτι του κενού μεταξύ ζήτησης και παραγωγής ΑΠΕ εξ. Υ/Η, με τα Υ/Η να παίζουν έναν συμπληρωματικό ρόλο και την τελική αντιστάθμιση να επιτυγχάνεται κυρίως μέσω διεθνών μεταφορών ηλεκτρικής ενέργειας.

Γράφημα 3. Μέση ημερήσια κατανομή του μείγματος προσφοράς και της ζήτησης στο ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (σύνολο του 2024)



Σημείωση: Οι αρνητικές καθαρές εισαγωγές ορίζουν θετικές καθαρές εξαγωγές.
Πηγή: ΡΑΑΕΥ, δεδομένα σχεδιασμού της Αγοράς Επόμενης Ημέρας και της Ενδοημερήσιας Αγοράς (Market Schedule).

Στα γραφήματα αυτά, όμως, εμφανίζονται τα μέσα ετήσια μεγέθη και όχι αυτό που συνέβη συγκεκριμένα σε κάθε ημέρα του χρόνου. Είναι εύκολο να καταλάβει κανείς πως η «καμπάνα» που παρουσιάζει η παραγωγή ΑΠΕ εξ. Υ/Η τις ώρες της ηλιοφάνειας, η οποία οφείλεται στην ημερήσια παραγωγή των Φ/Β, είναι αρκετά μεγαλύτερη κατά τους καλοκαιρινούς μήνες.⁹ Οι καιρικές συνθήκες επίσης μπορούν να μεταβάλλουν σημαντικά και την τρέχουσα παραγωγική ικανότητα των ΑΠΕ εξ. Υ/Η και την τρέχουσα ζήτηση για ηλεκτρική ενέργεια. Έτσι, στους μήνες της καλοκαιρίας (λόγω

⁸ Μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού από θερμική ενέργεια, κυρίως μέσω της καύσης ορυκτών καυσίμων: φυσικό αέριο, λιγνίτη και πετρέλαιο.

⁹ Εξαιτίας της υψηλότερης θέσης του ηλίου στον ουρανό, προκύπτουν, αφενός, περισσότερες ώρες ηλιοφάνειας και, αφετέρου, υψηλότερη πυκνότητα στην προσπίπτουσα ηλιακή ενέργεια (ισχύς ανά μονάδα επιφάνειας).

της αυξημένης απόδοσης των Φ/Β) δεν είναι πλέον σπάνιο φαινόμενο οι ΑΠΕ εξ. Υ/Η να επαρκούν για κάποιες ώρες της ημέρας να υπερκαλύψουν από μόνες τους το σύνολο της ζήτησης. Ενώ, ακόμα και όταν αυτό δεν συμβαίνει, αν στο ιδιαίτερα μεγάλο ποσοστό των αναγκών που καλύπτουν οι ΑΠΕ εξ. Υ/Η προσθέσουμε κάποιες αναπάντεχες διακυμάνσεις, είναι εύκολο η συνολική προσφορά ενέργειας (μαζί με τις συμβατικές μονάδες) να ξεπερνάει τη ζήτηση. Στον βαθμό που αυτή η υπερπροσφορά δεν μπορεί να απορροφηθεί από γειτονικά συστήματα, με τα οποία η χώρα μας έχει διασύνδεση,¹⁰ ή από αντλιοσταμείωση, και δεν μπορεί να αντιμετωπιστεί με εκμηδενισμό ή αρνητικό πεδίο των τιμών, και προκειμένου να αποφευχθεί η υπερφόρτωση του συστήματος, ο διαχειριστής αναγκάζεται να αποκόψει κάποιες μονάδες παραγωγής (κατά κανόνα ΑΠΕ) από το σύστημα.

Σύμφωνα με την καταγραφή του The Green Tank,⁵ βάσει των στοιχείων ενοποιημένου προγραμματισμού του ΑΔΜΗΕ, στο σύνολο του 2024 περικόπηκαν 860 GWh πράσινης ενέργειας, μια ποσότητα που αντιστοιχεί στο 3,3% της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ κατά το ίδιο διάστημα. Το 2023, οι περικοπές ΑΠΕ έφταναν στις 228 GWh ή το 1,06% της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Συνεπώς, παρατηρήθηκε μια ετήσια αύξηση περικοπών ΑΠΕ κατά 277,2%. Στη θεωρητική υπόθεση τι θα γινόταν αν θα μπορούσαμε να αξιοποιήσουμε αυτήν την ποσότητα χαμένης πράσινης ενέργειας, τότε το μερίδιο των ΑΠΕ στην κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα θα επαυξάνονταν κατά 1,7 ποσοστιαίες μονάδες (από 55,3% σε 57%) και η χώρα μας θα είχε καθαρές εξαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας άνω των 1,1 TWh.

Σύμφωνα με ένα σοφό ρητό, «η φθηνότερη ενέργεια είναι αυτή που δεν καταναλώνουμε». Αν το παραφράσουμε λίγο, χωρίς να αλλοιώσουμε καθόλου το νόημά του, η ακριβότερη ενέργεια είναι αυτή που καταναλώνουμε ενώ θα μπορούσαμε να το αποφύγουμε και, ακόμα περισσότερο, αυτή που παράγουμε και τελικά δεν χρησιμοποιούμε. Οι περικοπές ΑΠΕ αποτελούν, λοιπόν, ένα είδος σπατάλης. Η δυσκολία αντιμετώπισής τους, όμως, θα αυξάνεται εκθετικά όσο το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ εξ. Υ/Η στην ηλεκτροπαραγωγή θα προσεγγίζει τη μονάδα, όπως και φιλοδοξούμε, κάτι που θέτει υπό αμφισβήτηση αν θα είναι οικονομικά σκόπιμο να επιδιωχθεί ένας στόχος εκμηδενισμού τους στο προσεχές μέλλον. Ωστόσο, είναι προφανής η σκοπιμότητα να βρεθούν τρόποι και λύσεις ώστε τουλάχιστον να περιοριστεί αυτή η ενεργειακή σπατάλη στον μέγιστο οικονομικά συμφέροντα βαθμό.

¹⁰ Είτε επειδή η χωρητικότητα των διασυνδέσεων δεν επαρκεί είτε επειδή δεν υπάρχει επαρκής υπερβάλλουσα ζήτηση στα γειτονικά μας συστήματα. Το φαινόμενο αυτό δεν είναι ιδιαίτερα σπάνιο, καθώς οι καιρικές συνθήκες στην Ελλάδα είναι σχετικά όμοιες με αυτές των γειτονικών μας κρατών. Ως αποτέλεσμα, όταν εμείς έχουμε πλεόνασμα ενέργειας, πολύ συχνά συμβαίνει το ίδιο και στα γειτονικά μας συστήματα (θετικός βαθμός συσχέτισης).

Η πρώτη απάντηση σε αυτό το πρόβλημα δεν μπορεί να είναι άλλη από την ανάπτυξη των δυνατοτήτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας στο ελληνικό σύστημα. Παρόλα αυτά, το κόστος της αποθήκευσης και ο χρόνος που απαιτείται για αυτό επιβάλλουν, αφενός, την εύρεση και ενδιάμεσων λύσεων και, αφετέρου, τη βελτιστοποίηση του σχεδιασμού και της διαχείρισης του συστήματος, ώστε να μεγιστοποιούνται τα συγκριτικά πλεονεκτήματα και να αντισταθμίζονται οι εγγενείς αδυναμίες καθεμίας από τις τεχνολογίες ΑΠΕ που ενσωματώνονται.

Τεχνικές απώλειες και περιορισμοί χωρητικότητας του δικτύου

Μία άλλη πρόκληση που, αν και δεν είναι ευρέως γνωστό, σχετίζεται με τη ραγδαία διείσδυση των ΑΠΕ στο ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα, αφορά, στον βαθμό που θα μπορούσαν να αποφευχθούν, στις λεγόμενες «τεχνικές απώλειες του δικτύου», οι οποίες επίσης συνιστούν ένα είδος σπατάλης παραγόμενης ενέργειας.

Καθώς διέρχεται η ηλεκτρική ενέργεια στο δίκτυο μεταφοράς και διανομής ηλεκτρισμού, ένα μέρος της χάνεται αναπόφευκτα σε θερμότητα στους αγωγούς και σε ηλεκτρομαγνητικό πεδίο στους μετασχηματιστές του δικτύου. Οι απώλειες αυτές, που σχετίζονται με τα εγγενή χαρακτηριστικά των ηλεκτρικών δικτύων, ονομάζονται «τεχνικές», προκειμένου να διαχωρίζονται από τις «μη τεχνικές απώλειες» που αφορούν είτε σε κατανάλωση ενέργειας για την ίδια τη λειτουργία του εξοπλισμού του δικτύου, εφόσον δεν μετριέται, είτε σε ρευματοκλοπή είτε σε άλλα σφάλματα μέτρησης. Πώς, όμως, μπορούν οι αναπόφευκτες τεχνικές απώλειες του δικτύου να σχετίζονται θετικά με την αύξηση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και το μερίδιό τους; Η απάντηση βρίσκεται στις τελείως διαφορετικές ανάγκες που καλούνταν να αντιμετωπίσει ο σχεδιαστής του υφιστάμενου ηλεκτρικού δικτύου και στα τελείως διαφορετικά δεδομένα που συνεπάγονταν οι συμβατικές πηγές για την ηλεκτρική ενέργεια.

Πριν από την εμπέδωση της ανθρωπογενούς κλιματικής αλλαγής και της ακόλουθης σκοπιμότητας για την απεξάρτηση από τα ανθρακικά καύσιμα, και πολύ πριν από την αποκόμιση σημαντικών μεριδίων ηλεκτροπαραγωγής από τις ΑΠΕ εξ. Υ/Η, ο σχεδιασμός του δικτύου στόχευε στη βελτιστοποίηση της μεταφοράς και του διαμοιρασμού ενέργειας που παραγόταν εν πολλοίς κεντρικά, σε έναν περιορισμένο αριθμό Θ/Η ή Υ/Η μονάδων, ως αποτέλεσμα της ύπαρξης –κυρίως– σημαντικότερων οικονομικών κλίμακας¹¹ και –σε μικρότερο βαθμό– γεωγραφικών περιορισμών (χωροθέτηση Υ/Η και

¹¹ «Οικονομίες κλίμακας» σε μια παραγωγική διαδικασία (δηλαδή, τεχνολογία παραγωγής) έχουμε όταν το μέσο κόστος παραγωγής έχει την τάση να μειώνεται όσο αυξάνεται το μέγεθος της μονάδας παραγωγής (κλίμακα). Όταν υπάρχουν οικονομίες κλίμακας, οι μεγάλες μονάδες είναι οικονομικά αποδοτικότερες έναντι των πιο μικρών μονάδων· και, εφόσον αυτό συμβαίνει σε αρκετά έντονο βαθμό, οδηγεί σταδιακά σε συγκέντρωση της παραγωγής σε λίγες μεγάλες μονάδες ή/και ολόενα και λιγότερες μεγαλύτερες επιχειρήσεις (φυσικό μονοπώλιο).

αποστασιοποίηση της ρύπανσης από μεγάλα αστικά κέντρα). Οι νεότερες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, όμως, δεν χαρακτηρίζονται από ιδιαίτερες οικονομίες κλίμακας, ενώ και οι γεωγραφικοί περιορισμοί είναι κατά πολύ ασθενέστεροι.¹² Στη μεν παραγωγή μέσω ανεμογεννητριών διατηρείται ένας ήπιος βαθμός οικονομιών κλίμακας, δεδομένου ότι οι ψηλότερες ανεμογεννήτριες ή/και εκείνες που έχουν μακρύτερες πτέρυγες είναι οικονομικά αποδοτικότερες,¹³ ενώ υπάρχει και μια σκοπιμότητα γεωγραφικής συγκέντρωσης στις περιοχές με το υψηλότερο δυνατό αιολικό δυναμικό. Στη δε ηλεκτροπαραγωγή από Φ/Β πάνελ παρατηρείται ακόμα μικρότερος βαθμός οικονομιών κλίμακας,^{13,14} ενώ δεν υπάρχει κανένας ουσιαστικός γεωγραφικός περιορισμός.

Η έλευση, λοιπόν, των νεότερων τεχνολογιών ΑΠΕ έχει απελευθερώσει σε πολύ μεγάλο βαθμό όχι μόνο την αγορά της ηλεκτροπαραγωγής, διαταράσσοντας ένα κλασικό φυσικό μονοπώλιο, αλλά και τη χωροταξία της. Μάλιστα, η γεωγραφική διασπορά των μονάδων ΑΠΕ δεν είναι μόνο πιο εφικτή πλέον, αλλά είναι και ευκατία, καθώς με αυτόν τον τρόπο επιτυγχάνεται η μεγαλύτερη δυνατή διαφοροποίηση των τρεχουσών τοπικών καιρικών συνθηκών και, συνεπώς, η ελαχιστοποίηση της συνολικής μεταβλητότητας τους.¹⁵ Ως αποτέλεσμα των παραπάνω αλλά και των βασικών ιδιοτήτων των ΑΠΕ εξ. Υ/Η, που έχουν περιγραφεί νωρίτερα, το ηλεκτρικό δίκτυο καλείται σήμερα να μεταφέρει και να διαμοιράσει ενέργεια που παράγεται με πολύ μεγάλη γεωγραφική διασπορά και με μεγάλη μεταβλητότητα, κάτι που έχει μεταβάλει δραστικά το πρόβλημα βελτιστοποίησής του.

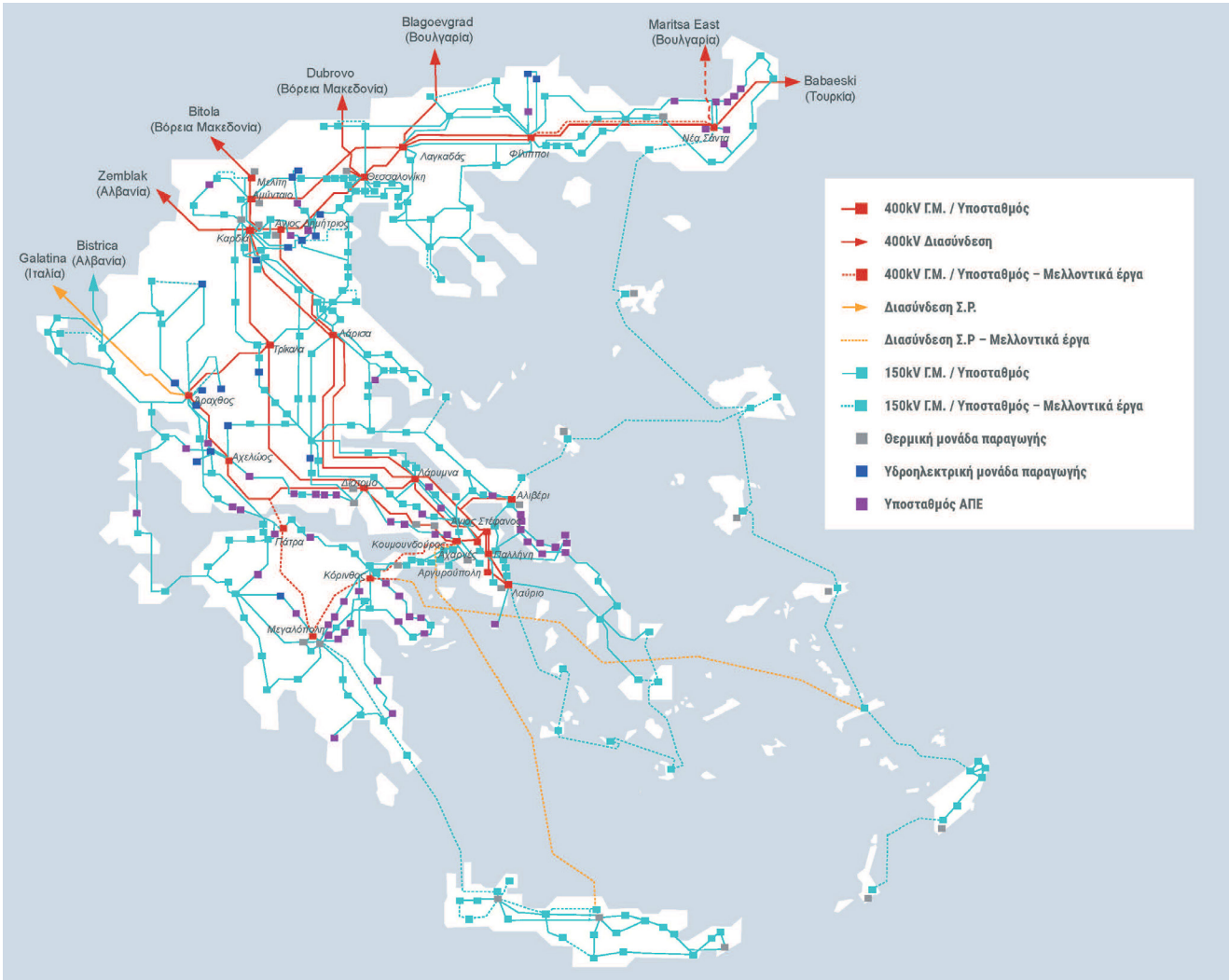
¹² Επισημαίνεται ότι οι παρούσες και οι εν συνεχεία αναφορές για οικονομίες κλίμακας αφορούν στην ηλεκτροπαραγωγή των ΑΠΕ και όχι στη διαδικασία κατασκευής τους. Είναι προφανές από την εξέλιξη του κόστους κατασκευής των ανεμογεννητριών και των Φ/Β πάνελ ότι έχουν ήδη επιδράσει σημαντικές οικονομίες κλίμακας στην κατασκευή τους και αναμένεται αυτό να συνεχιστεί περαιτέρω. Η σημαντική μείωση του κόστους κατασκευής ανεμογεννητριών και Φ/Β πάνελ οδηγεί σε συρρίκνωση του αρχικού κόστους εγκατάστασης αντίστοιχων μονάδων ΑΠΕ που, με τη σειρά της, συνεπάγεται απομείωση των οικονομιών κλίμακας στην ηλεκτροπαραγωγή τους.

¹³ Βλ. σχετικά: Farrell, J. (2016). *Report: Is Bigger Best in Renewable Energy?*. Institute for Local Self-Reliance. Διαθέσιμο στο <https://ilsr.org/articles/report-is-bigger-best> (ανακτήθηκε 27/1/2025).

¹⁴ Βλ. σχετικά: Hughes, G. (2023). *The Economics of Utility-Scale Solar Generation*. Renewable Energy Foundation. Διαθέσιμο στο <https://www.ref.org.uk/ref-blog/374-the-economics-of-utility-scale-solar-generation-summary> (ανακτήθηκε 27/1/2025).

¹⁵ Ενδεικτικά, η διασπορά του συνόλου των ηλιακών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής σε πολλές γεωγραφικές περιοχές μειώνει την πιθανότητα (και τη συχνότητα) να αντιμετωπίζουν όλες μαζί νεφώδεις καιρικές συνθήκες.

Εικόνα 1. Το ηλεκτρικό δίκτυο της Ελλάδας



Πηγή: ΑΔΜΗΕ

Η βελτιστοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου με τα σημερινά δεδομένα απαιτεί σημαντικό αριθμό αναβαθμίσεων και προσθηκών σε αγωγούς, σταθμούς και υποσταθμούς. Και η γρήγορη υλοποίηση αυτών των έργων υποδομής αποτελεί από μόνη της μια αρκετά μεγάλη πρόκληση για την ελληνική γραφειοκρατία (απαλλοτριώσεις, περιβαλλοντικές αδειοδοτήσεις, κατασκευαστικοί διαγωνισμοί, επίλυση προσφυγών κτλ.), με την πρότερη εμπειρία να μην επιτρέπει μεγάλα περιθώρια αισιοδοξίας. Σε ένα δίκτυο που δεν έχει σχεδιαστεί για την παρούσα διάρθρωση της ηλεκτροπαραγωγής και δεν έχει προλάβει ακόμα να προσαρμοστεί σε ικανοποιητικό βαθμό, είναι αναμενόμενο οι οδύσεις της ηλεκτρικής ενέργειας να μην είναι οι βέλτιστες. Έτσι, η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από μια νέα μονάδα ΑΠΕ, η οποία, παραδείγματος χάριν, βρίσκεται σε ένα λιγότερο βολικό σημείο για το δίκτυο και παράγει με μεγάλη ανισοκατανομή μέσα στην ημέρα, μπορεί κάποιες ώρες της ημέρας

είτε να εξαντλεί τις δυνατότητες απορρόφησης από το τοπικό δίκτυο είτε να χρειάζεται να διέλθει από παρακαμπτήριες οδεύσεις μεγαλύτερου μήκους και από περισσότερους σταθμούς και υποσταθμούς. Αυτό συνεπάγεται την επαύξηση των τεχνικών απωλειών, καθαρά για δύο λόγους: την ταχεία ανάπτυξη των ΑΠΕ εξ. Υ/Η και τη μη ισοδύναμη με αυτήν αναπροσαρμογή του ηλεκτρικού δικτύου. Αν θέλουμε να έχουμε μια ποσοτική εκτίμηση του προβλήματος, είναι ιδιαίτερα ενδεικτικές οι αναθεωρημένες εκτιμήσεις του ΔΕΔΔΗΕ, όπως κατατέθηκαν στη Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων (ΡΑΑΕΥ) τον περασμένο Νοέμβριο.¹⁶ Σύμφωνα με αυτές, οι συνολικές απώλειες του δικτύου (τεχνικές και μη-τεχνικές) άγγιξαν το 2023 το 11,4% του συνόλου της ενέργειας που διακινείται στο δίκτυο, ενώ όλες οι προβλέψεις για τα επόμενα έτη αναθεωρήθηκαν προς τα πάνω,¹⁷ με την επεξηγήσή τους να βασίζεται κατά κύριο λόγο στην αυξημένη δυσκολία αντιμετώπισης των τεχνικών απωλειών λόγω μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ.¹⁸

Σε κάθε περίπτωση, θα πρέπει να γίνει σαφές ότι η βελτιστοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου αποτελεί έναν διαρκή και δυναμικό στόχο. Καθώς εισέρχονται στο σύστημα ολοένα και περισσότερες μονάδες παραγωγής από ΑΠΕ, προκύπτει μια διαρκής αναθεώρηση των δεδομένων και των ζητούμενων αυτού του προβλήματος. Και, στον βαθμό που δεν επιτυγχάνεται μια διαρκής επαναβελτιστοποίηση του ηλεκτρικού δικτύου σε ρυθμό ισοδύναμο με τον ρυθμό που μεταβάλλονται οι συνθήκες, θα συνεχίσουν να προκύπτουν προβλήματα που ξεπερνούν την απλή επαύξηση των τεχνικών απωλειών.

Ήδη παρατηρούνται έντονα φαινόμενα κορεσμού του δικτύου σε πολλές περιοχές της Ελλάδας, τα οποία εκμηδενίζουν τον «ηλεκτρικό χώρο» και καθυστερούν σημαντικά την παροχή όρων σύνδεσης σε νέα έργα ΑΠΕ. Ενδεικτικά, στον χρόνο συγγραφής του παρόντος, καταγράφονται προβλήματα κορεσμού σχεδόν στο 1/4 των μετασχηματιστών υψηλής προς μέσης τάσης του ΔΕΔΔΗΕ, χωρίς να λαμβάνονται υπ' όψιν περαιτέρω περιορισμοί από τη λειτουργία του συστήματος μεταφοράς. Συγκεκριμένα, από το σύνολο των 453 μετασχηματιστών, 29 έχουν εξαντλήσει το θερμικό τους περιθώριο, 82 έχουν εξαντλήσει το περιθώριο στάθμης βραχυκύκλωσης και επιπλέον 5 μετασχηματιστές έχουν εξαντλήσει ταυτόχρονα και τα δύο αυτά περιθώρια.¹⁹ Επιπρόσθετα, σύμφωνα με τα στοιχεία που παρουσίασε πρόσφατα ο Δρ. Σταύρος Παπαθανασίου, καθηγητής

¹⁶ ΔΕΔΔΗΕ. (2024, Νοέμβριος). *Πρόταση στόχων και παραμέτρων για το Κίνητρο Απωλειών κατά τη 2^η Ρυθμιστική Περίοδο*. Διαθέσιμο στην ιστοσελίδα της σχετικής δημόσιας διαβούλευσης της ΡΑΑΕΥ: <https://www.raaey.gr/energeia/diavoulefsis/102673> (ανακτήθηκε 28/1/2025).

¹⁷ 2025: 11,1% έναντι αρχικής πρόβλεψης 8,8%· 2026: 10,8% έναντι 8,1%· 2027: 10,5% από 7,4%· και 2028: 10,3% από 6,7%.

¹⁸ Βλ. σχετικό δημοσίευμα στην *Καθημερινή*: Λιάγγου, Χ. (2024, Οκτώβριος 18). *Αυξάνονται λόγω ΑΠΕ οι απώλειες ρεύματος στο δίκτυο. Η Καθημερινή*. Διαθέσιμο στο <https://www.kathimerini.gr/economy/563278369/ayxanontai-logo-ape-oi-apoleies-reymatos-sto-diktyo> (ανακτήθηκε 28/1/2025).

¹⁹ Βλ. τον σχετικό πίνακα του ΔΕΔΔΗΕ και τον συνοδό του χάρτη στη διεύθυνση <https://apps.deddie.gr/WebAPE/index.html> (ανακτήθηκε 28/1/2025).

του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου (ΕΜΠ),²⁰ σήμερα λειτουργούν ΑΠΕ συνολικής ισχύος περίπου 15 GW και έχουν λάβει «δεσμευτική προσφορά όρων σύνδεσης» ΑΠΕ ισχύος 17,7 GW, την ίδια ώρα που η δυνατότητα υποδοχής του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, βάσει του ισχύοντος δεκαετούς προγραμματισμού, είναι μεταξύ 28 και 30 GW.

Επομένως, βρισκόμαστε ήδη σε μια κατάσταση κορεσμού του ελληνικού δικτύου. Η εύρεση επαρκούς ηλεκτρικού χώρου για όλες τις επερχόμενες μονάδες ΑΠΕ αποτελεί ένα ακόμα μεγάλο ζητούμενο προκειμένου να μην ανακοπεί η κερτημένη ταχύτητα που έχει επιτευχθεί στην ανάπτυξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα.²¹ Η ανάγκη άμεσων αναβαθμίσεων και προσθηκών στο ηλεκτρικό μας δίκτυο γίνεται ακόμα πιο επιτακτική αν συνυπολογίσουμε ότι η επίτευξη των κλιματικών μας στόχων απαιτεί και τον εξηλεκτρισμό σημαντικού μέρους των αναγκών ενέργειας που καλύπτονται σήμερα από άλλα ενεργειακά αγαθά (π.χ. οι ενεργειακές ανάγκες μετακίνησης/μεταφοράς).

²⁰ Κατά την εισήγησή του στο 28^ο Ετήσιο Εθνικό Συνέδριο «Ενέργεια + Ανάπτυξη», την 7^η Νοεμβρίου 2024. Το βίντεο της σχετικής 9^{ης} Συνεδρίας είναι διαθέσιμο στην ιστοσελίδα της διοργάνωσης: <https://www.energy-development.eu/conference-video> (ανακτήθηκε 28/1/2025).

²¹ Σύμφωνα με σχετικό δημοσίευμα της *Καθημερινής*, κατά τον χρόνο συγγραφής του παρόντος, το Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας πρόκειται να καταθέσει ειδική ρύθμιση για την επιτάχυνση της διαδικασίας αδειοδότησης νέων γραμμών μεταφοράς και εν γένει δικτύων ηλεκτρικής ενέργειας, μετά από σχετική εισήγηση του ΑΔΜΗΕ. Βλ. Λιάγγου Χ. (2025, Ιανουάριος 25). Με διαδικασίες fast track οι επενδύσεις στο ηλεκτρικό δίκτυο. *Η Καθημερινή*. Διαθέσιμο στο <https://www.kathimerini.gr/economy/563435050/me-diadikasies-fast-track-oi-ependyseis-sto-ilektriko-diktyo> (ανακτήθηκε 29/1/2025).

Τι σημαίνουν όλα αυτά στην πράξη;

Από όλα τα παραπάνω γίνεται κατανοητή η μεγάλη πίεση που συνεπάγεται ήδη για τις ηλεκτρικές υποδομές της χώρας μας η ταχεία διείσδυση των ΑΠΕ στο μείγμα της ηλεκτροπαραγωγής και η ακόμα μεγαλύτερη πρόκληση για το προσεχές μέλλον. **Ο εκσυγχρονισμός, η αναβάθμιση και η επέκταση (προς τα μη-διασυνδεδεμένα νησιά) του εσωτερικού ηλεκτρικού δικτύου της χώρας μας αποτελούν σίγουρα την πλέον αναγκαία συνθήκη για την πράσινη μετάβασή της.** Και ο μακρύς χρονικός ορίζοντας που απαιτείται για την υλοποίηση των σχετικών έργων προσδίδουν στον σχεδιασμό, στον προγραμματισμό και στη διευθέτησή τους τον χαρακτήρα του κατεπείγοντος. Πέραν των έργων του εσωτερικού δικτύου, υπάρχει μια σειρά επιπρόσθετων στόχων που θα πρέπει να επιδιωχθούν παράλληλα.

Πρώτος, κυριότερος και προφανής είναι η ανάπτυξη των δυνατοτήτων αποθήκευσης της ηλεκτρικής ενέργειας, συμπεριλαμβανομένης και της παραγωγής υδρογόνου. Σήμερα, η αποθήκευση περιορίζεται σε δύο μονάδες Υ/Η της ΔΕΗ, που έχουν και τη δυνατότητα άντλησης-ταμίευσης (φράγμα της Σφηκιάς στον ποταμό Αλιάκμονα και φράγμα του Θησαυρού στον ποταμό Νέστο), με συνολική ισχύ περί τα 700 MW. Την ίδια στιγμή, σε κατασκευή βρίσκονται μία μεγάλη μονάδα αντλησιοταμίευσης, ισχύος 680 MW, στην Αμφιλοχία και πολλά ακόμα μικρότερα έργα αποθήκευσης σε μπαταρίες, ενώ δρομολογούνται πολλαπλάσια αυτών, είτε αντλησιοταμίευσης είτε μπαταριών. Ανεξάρτητα από την τεχνολογία που χρησιμοποιεί (με την καθεμία να έχει τα δικά της πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα), η αποθήκευση δίνει βάθος στο ηλεκτρικό σύστημα, επιτρέποντας τη χρονική μεταφορά αναγκών ή πλεονασμάτων· ενώ επιπλέον κάποιες τεχνολογίες αποθήκευσης μπορούν να αναπληρώσουν την απώλεια της επιθυμητής αδράνειας στο σύστημα, από την αποσύνδεση των Θ/Η σταθμών.²²

²² Μία επιπρόσθετη πρόκληση για το ηλεκτρικό σύστημα που συνεπάγεται η πλήρης μετάβαση σε ΑΠΕ, είναι η αναπλήρωση του επιθυμητού βαθμού αδράνειας που προσφέρουν έως σήμερα οι Θ/Η μονάδες. Οι μονάδες αυτές λειτουργούν συνήθως με μεγάλες σύγχρονες γεννήτριες, οι οποίες έχουν περιστρεφόμενα μέρη σημαντικής μάζας που περιστρέφονται σε ρυθμό διασυνδεδεμένο με τη συχνότητα του εναλλασσόμενου ρεύματος στο δίκτυο. Έτσι, οι απότομες μεταβολές στο φορτίο του δικτύου εξομαλύνονται, διά της μηχανικής αδράνειας, πριν μεταφραστούν σε αυξομείωση της συχνότητας του δικτύου, κάτι που θα είχε καταστροφικά αποτελέσματα. Οι τεχνολογίες αποθήκευσης που χρησιμοποιούν μηχανική κίνηση, όπως είναι η αντλησιοταμίευση ή η χρήση σφονδύλων (πιο γνωστοί ως «βολάν»), εφόσον λειτουργούν συγχρονισμένα με το δίκτυο, διατηρούν αυτήν την ιδιότητα.

Ο **δεύτερος** παράλληλος στόχος αφορά στην αναβάθμιση των διεθνών διασυνδέσεων του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος, με τις γειτονικές χώρες. Όπως εξηγήθηκε παραπάνω, η γεωγραφική διασπορά των μονάδων ΑΠΕ μπορεί να προσδώσει μείωση στη μεταβλητότητα της συνολικής παραγωγής τους. Με ακριβώς τον ίδιο μηχανισμό, οι διεθνείς διασυνδέσεις επιτρέπουν σε κάθε εθνικό σύστημα τον «δανεισμό» ή την «ενοικίαση» μονάδων ΑΠΕ που βρίσκονται σε άλλες διασυνδεδεμένες χώρες, προσαυξάνοντας τεχνητά τη γεωγραφική διασπορά προκειμένου να ελαχιστοποιηθεί η συνολική μεταβλητότητα. Με άλλα λόγια, σε μια θεωρητική ιδεατή υπόθεση πως όλες οι διεθνείς διασυνδέσεις στην Ευρώπη είχαν ανεξάντλητη χωρητικότητα, κάθε ευρωπαϊκό κράτος θα αποτελούσε απλά ένα κομμάτι του συνολικού ενιαίου ευρωπαϊκού ηλεκτρικού συστήματος, του οποίου η παραγωγή από ΑΠΕ δεν θα είχε ιδιαίτερη εξάρτηση από τις καιρικές συνθήκες, καθαρά λόγω της μέγιστης γεωγραφικής διασποράς των μονάδων παραγωγής.

Οι διεθνείς διασυνδέσεις στην ευρωπαϊκή ήπειρο, και ακόμα περισσότερο οι διεθνείς διασυνδέσεις στη «γειτονιά» της Ελλάδας, κάθε άλλο παρά ανεξάντλητες είναι. Υπάρχει σημαντική σκοπιμότητα: α) για επιπλέον ηλεκτρικές διασυνδέσεις (Κύπρος, Αίγυπτος, Ισραήλ κ.ά.), β) για επαύξηση της χωρητικότητας των υφιστάμενων διασυνδέσεων και γ) για ενίσχυση των διασυνδέσεων των κρατών της Νοτιοανατολικής Ευρώπης μεταξύ τους, ώστε να επαυξηθούν οι δυνατότητες μεταφοράς ενέργειας από/προς την Κεντρική Ευρώπη. Στο σημείο αυτό αξίζει να σημειωθεί πως η μεγάλη συμμετοχή των Φ/Β πάνελ στην ηλεκτροπαραγωγή όλης της Νότιας Ευρώπης συνεπάγεται μεγαλύτερο σχετικό όφελος στις διασυνδέσεις στον άξονα Ανατολής-Δύσης, παρά στον άξονα Βορρά-Νότου, λόγω του γεγονότος ότι οι διασυνδέσεις στον άξονα Ανατολής-Δύσης μπορούν να εκμεταλλευτούν και τον ετεροχρονισμό της ηλιοφάνειας, επιμηκύνοντας τον ωφέλιμο χρόνο συνολικής απόδοσης των Φ/Β πάνελ.

Όλα τα παραπάνω αφορούν σε υποδομές των οποίων η ανάπτυξη ασφαλώς χρειάζεται να προχωρήσει –και ήδη προχωρά– άμεσα, αλλά απαιτεί σημαντικό χρόνο. Εν τω μεταξύ, το εσωτερικό και εξωτερικό ηλεκτρικό δίκτυο, και οι δυνατότητες αποθήκευσης είναι δεδομένες. Ο **τρίτος**, λοιπόν, παράλληλος στόχος είναι η βέλτιστη αξιοποίηση των τρεχουσών υποδομών, με τρόπο που ταυτόχρονα να μεγιστοποιεί τη συνολική ηλεκτροπαραγωγή από όλες τις μορφές ΑΠΕ και να ελαχιστοποιεί τα φαινόμενα υπερπροσφοράς ενέργειας (γενικής ή τοπικής) και αχρείαστων απωλειών. Για να γίνει αυτό, απαιτείται ο σχεδιασμός ανάπτυξης και ένταξης των νέων μονάδων ΑΠΕ: α) να λαμβάνει υπ’ όψιν τις τρέχουσες δυνατότητες του δικτύου και έναν ρεαλιστικό προγραμματισμό για την εξέλιξή τους στο μέλλον· β) να αξιοποιεί στον μέγιστο βαθμό τα πλεονεκτήματα της κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ και γ) να αντισταθμίζει τα αντίστοιχα μειονεκτήματα. Δυστυχώς, μέχρι σήμερα, ένας τέτοιος σχεδιασμός δεν αποτελούσε προτεραιότητα. Προκειμένου να επιτευχθεί ο μέγιστος ρυθμός αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ

στην ηλεκτροπαραγωγή, ακολουθήθηκε μια πιο «ελεύθερη» στρατηγική, που έχει οδηγήσει σε μια μάλλον ανορθολογική κατανομή, τεχνολογικά και χωροταξικά.²³

Ποια είναι μερικά βασικά χαρακτηριστικά μιας ορθολογικής κατανομής ΑΠΕ; Περιορίζοντας την παρούσα ανάλυση στις δύο βασικές τεχνολογίες ΑΠΕ εξ. Υ/Η που χρησιμοποιούνται σήμερα, τα Φ/Β πάνελ και τις ανεμογεννήτριες, οι βασικές ιδιότητες καθεμίας από αυτές αποκαλύπτουν τα επιμέρους συγκριτικά τους πλεονεκτήματα και καθορίζουν τις ιδανικές τους χρήσεις.

Από τη μία πλευρά, η ηλεκτροπαραγωγή από Φ/Β πάνελ έχει μεγάλη ανισοκατανομή μέσα στην ημέρα και δεν παρουσιάζει σημαντικές οικονομίες κλίμακας. Θα μπορούσε, επομένως, να ελαχιστοποιείται η επιβάρυνση του δικτύου, κατά τις ώρες μεγάλης παραγωγικότητας, των Φ/Β πάνελ, εφόσον αυτά εγκαθίστανται πλησίον καταναλώσεων με ανάλογο μέγεθος και ημερήσια συμπεριφορά. Αμφότερες οι απαιτήσεις της εγγύτητας και του μεγέθους μπορούν να επιτευχθούν με εγκαταστάσεις μικρής κλίμακας εντός ή παρακείμενα οικιστικών και βιομηχανικών περιοχών, ενώ και η ημερήσια κατανομή των οικιστικών και βιομηχανικών καταναλώσεων έχει σημαντικό βαθμό επικάλυψης με αυτήν των Φ/Β. Επιπρόσθετα, η έλλειψη ουσιαστικών περιορισμών ως προς τη χωροθεσία των Φ/Β πάνελ επιτρέπει την επίτευξη αυξημένου βαθμού διασποράς. Τέλος, η συγκεκριμένη τεχνολογία αποτελεί τη μόνη ουσιαστικά επιλογή για ηλεκτροπαραγωγή μικρής ή πολύ μικρής κλίμακας, που είναι απαραίτητες αν θέλουμε να επιδιώξουμε και τους στόχους της αυτοπαραγωγής και του εκδημοκρατισμού στην παραγωγή ενέργειας.

Συνεπώς, η μικρής κλίμακας πολυδιασπαρμένη παραγωγή ενέργειας, για την κάλυψη κατά κύριο λόγο των τοπικών αναγκών, συνιστά την ιδανική χρήση των Φ/Β πάνελ. Αντίθετα, η ανάπτυξη μεγάλων ή και πολύ μεγάλων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από Φ/Β πάνελ, που ασφαλώς δεν μπορεί να χωροθετηθεί εντός των οικιακών ή βιομηχανικών περιοχών, όχι μόνο στοχεύει στην εκμετάλλευση περιορισμένων οικονομιών κλίμακας, αλλά και υπόκειται σε μεγαλύτερη μεταβλητότητα (λόγω αυξημένης συγκέντρωσης), απαιτεί σημαντική χωρητικότητα του δικτύου μόνο για συγκεκριμένες ώρες (η οποία μένει ανεκμετάλλευτη τις υπόλοιπες),²⁴ και ταυτόχρονα εξαντλεί τη

²³ Πολύ χαρακτηριστική είναι η αναφορά του κ. Μάνου Μανουσάκη, Προέδρου και Διευθύνοντα Συμβούλου του ΑΔΜΗΕ, κατά την εισήγησή του στο 3^ο Οικονομικό Συνέδριο της Ναυτεμπορικής, στις 23 Οκτωβρίου 2024: «[...] αντί να έχουμε ένα σύστημα και να πούμε εκεί πρέπει να γίνουν οι ΑΠΕ, εκεί βολεύει για το σύστημα, εκεί είναι το βέλτιστο για τις επενδύσεις του συστήματος, αυτή τη στιγμή γίνονται οι ΑΠΕ και το σύστημα τρέχει να αναπτυχθεί προκειμένου να ικανοποιήσει τις ΑΠΕ που γίνονται σε διάφορα σημεία στη γεωγραφία της χώρας». Το σύνολο των τοποθετήσεων στο σχετικό πάνελ είναι διαθέσιμο στο <https://www.naftemporiki.gr/business/1805487/3o-oikonomiko-synedrio-tis-n-i-energeia-os-mochlos-anaptyxis-prokliseis-kai-prooptikes-tis-prasinis-metavasis> (ανακτήθηκε 30/1/2025).

²⁴ Εφόσον δεν συνδυάζονται με άμεση αποθήκευση (υβριδικές μονάδες).

χωρητικότητα του τοπικού ή συνολικού συστήματος, εκμηδενίζοντας τον ηλεκτρικό χώρο για τις πιο ορθολογικές χρήσεις αυτής της τεχνολογίας.

Από την άλλη πλευρά, οι ανεμογεννήτριες έχουν πολύ μικρότερη ημερήσια μεταβλητότητα στην παραγωγή τους, η οποία παρουσιάζει έναν βαθμό οικονομικών κλίμακας, και περιορίζονται ως προς τη χωροθέτησή τους σε περιοχές με επαρκές αιολικό δυναμικό. Ο χωροταξικός αυτός περιορισμός δεν είναι ιδιαίτερα ισχυρός, όμως η αποδοτικότητα των ανεμογεννητριών, είτε σε οικονομικούς όρους είτε σε όρους ηλεκτρικής ισχύος, αυξάνεται συναρτήσει του επιπέδου του αιολικού δυναμικού. Ως αποτέλεσμα, υπάρχει σκοπιμότητα συγκέντρωσης στις περιοχές με το υψηλότερο δυνατό αιολικό δυναμικό.²⁵

Συνεπώς, και κατά αντιπαράθεση με τα Φ/Β πάνελ, οι ανεμογεννήτριες είναι η τεχνολογία που εμφανίζει συγκριτικό πλεονέκτημα στην επιδίωξη οικονομικών κλίμακας και άρα, αυτή η τεχνολογία θα πρέπει να αναλάβει τον συγκεκριμένο ρόλο. Επιπλέον, σκόπιμη φαίνεται να είναι μια μεγαλύτερη συμμετοχή των αιολικών πάρκων, επίγεια ή υπεράκτια, στο μείγμα της ελληνικής ηλεκτροπαραγωγής, προκειμένου να μετριάσει η ήδη αρκετά μεγάλη ενδοημερήσια μεταβλητότητα που παρουσιάζει η συνολική παραγωγή από ΑΠΕ εξ. Υ/Η, να μπορέσουν να καλυφθούν οι αυξημένες καταναλώσεις κατά τις ύστερες απογευματινές και πρώτες βραδινές ώρες (βλ. **Γράφημα 2**) και να επιτραπεί η διαθεσιμότητα ηλεκτρικού χώρου στα μικρές κλίμακας Φ/Β.²⁶

Όλοι οι προαναφερόμενοι στόχοι, είτε ο πρωταρχικός της αναβάθμισης του εσωτερικού δικτύου είτε οι λοιποί επιμέρους παράλληλοι στόχοι, αφορούν στην πλευρά της προσφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία είναι αρκετά «δυσκίνητη», λόγω της μεγάλης έντασης φυσικού κεφαλαίου που χαρακτηρίζει την ηλεκτροπαραγωγή. Η πλευρά της ζήτησης, όμως, είναι σαφώς πιο «ρευστή» και προσφέρεται για πιο άμεσες επιδράσεις που μπορούν να αποτελέσουν «γρήγορες νίκες».

Ένας από τους τρόπους για να μειωθούν τα φαινόμενα υπερπροσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας –και οι επακόλουθες περικοπές–, να μειωθεί η ανάγκη αποθήκευσης και να καλυφθεί μεγαλύτερο μέρος των συνολικών ημερήσιων αναγκών για ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ, είναι να επιτευχθεί μεγαλύτερο βαθμό ταυτοχρονισμός μεταξύ παραγωγής ΑΠΕ και κατανάλωσης.

²⁵ Στο σημείο αυτό είναι απαραίτητη μια σημείωση. Υπάρχει κριτική από περιβαλλοντικούς οργανισμούς όσον αφορά στα πολύ μεγάλα κλίμακας αιολικά πάρκα, ιδιαίτερα όταν αυτά χωροθετούνται εντός προστατευμένων περιοχών ή επί/πλησίον των οδεύσεων των αποδημητικών πτηνών (κάτι αρκετά σύννητες, λόγω της γεωγραφικής τους σύμπτωσης με τα σημεία υψηλού αιολικού δυναμικού, π.χ. κερσόνησοι). Βλ. ενδεικτικά τις σχετικές δημοσιεύσεις της Ελληνικής Ορνιθολογικής Εταιρίας.

²⁶ Παραπέμπουμε σχετικά στη μελέτη της Ελληνικής Εταιρείας Αιολικής Ενέργειας (ΕΛΕΤΑΕΝ) με το ΕΜΠ: Παπαθανασίου, Σ., Ψαρρός, Γ., & Δράτσας, Π. (2022, Οκτώβριος). *Εναλλακτικά σενάρια ανάπτυξης του μείγματος ΑΠΕ - Αξιολόγηση λειτουργίας και εσόδων αγοράς σταθμών ΑΠΕ για 80% διείσδυση*. ΕΛΕΤΑΕΝ. Σύνοψη και παρουσίαση της μελέτης αυτής είναι διαθέσιμες στο <https://eletaen.gr/meleti-emp-eletaen-senaria-meigmatos-ape> (ανακτήθηκε 30/1/2025).

Δηλαδή, τα ημερήσια προφίλ της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας και της προσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ να «ταιριάζουν» περισσότερο μεταξύ τους (μεγαλύτερος βαθμός συμμεταβολής των 2 καμπυλών στο **Γράφημα 2**). Και μεταξύ των δύο, η ζήτηση είναι αυτή που μπορεί να επηρεαστεί πιο εύκολα σε άμεσο χρονικό ορίζοντα· μέσω του μηχανισμού της τιμής. Με κατάλληλη τιμολόγηση, μπορούν να κινητροδοτηθούν αποτελεσματικά οι καταναλωτές ενέργειας ώστε να μεταθέσουν χρονικά εντός της ημέρας κάποιες από τις καταναλώσεις τους.

Το μόνο που χρειάζεται για αυτό είναι η τεχνική δυνατότητα μέτρησης της καταναλισκόμενης ενέργειας συναρτήσει του χρόνου. Με αυτόν τον στόχο, έχει προβλεφθεί στο ισχύον θεσμικό πλαίσιο (από 1/1/2024) η δυνατότητα δυναμικής τιμολόγησης, με τα λεγόμενα «πορτοκαλί» τιμολόγια²⁷ και, επίσης, αντικαθίστανται σταδιακά από τον ΔΕΔΔΗΕ οι υπάρχοντες μετρητές ηλεκτρικής ενέργειας με «έξυπνους μετρητές», οι οποίοι μπορούν να καταγράφουν και να μεταδίδουν (τηλεμέτρηση) τις καταναλώσεις σε πραγματικό χρόνο. Παρόλα αυτά, ο αρκετά περιορισμένος αριθμός ηλεκτρικών παροχών με εγκατεστημένο έξυπνο μετρητή δεν ήταν, μάλλον, επαρκής για την έκδοση έστω και ενός πορτοκαλί τιμολογίου, οικιακού ή επαγγελματικού, από οποιονδήποτε πάροχο ηλεκτρικής ενέργειας.²⁸

Οι «έξυπνοι μετρητές», όμως, δεν ήταν η μόνη τεχνική επιλογή για την εφαρμογή διαφοροποιούμενης τιμολόγησης ανάλογα με την ώρα της ημέρας. Μια πιο στοιχειώδης τέτοια δυνατότητα παρέχεται με τους ήδη εγκατεστημένους διζωνικούς μετρητές που εξυπηρετούν τις παροχές με νυκτερινό ρεύμα.²⁹ Πρόκειται για μετρητές με δύο ανεξάρτητες καταγραφές, οι οποίες εναλλάσσονται μεταξύ τους κατά τις ώρες εναλλαγής των δύο ζωνών τιμολόγησης: της ημερήσιας και της πιο φθηνής νυκτερινής. Τα νυκτερινά τιμολόγια σχεδιάστηκαν μια τελείως διαφορετική εποχή για το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα, με στόχο να μετατεθεί ένα τμήμα των καταναλώσεων προς τις ώρες χαμηλής ζήτησης –και άρα χαμηλότερου κόστους–, για να μην απαιτείται διακοπόμενη λειτουργία στις Θ/Η μονάδες που κυριαρχούσαν στην παραγωγή.³⁰

Η παρούσα πραγματικότητα, όμως, απέχει παρασάγγας: Οι νυκτερινές ώρες έχουν κατά κανόνα το υψηλότερο κόστος ηλεκτρισμού, λόγω μηδενικής παραγωγής των Φ/Β, ενώ αντίθετα οι μεσημβρινές ώρες παρουσιάζουν

²⁷ Βάσει του άρθρου 17 του Ν. 5066/2023 και της Υπουργικής Απόφασης του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας ΥΠΕΝ/ΔΗΕ/120637/2107/2023.

²⁸ Βλ. τον σχετικό κατάλογο της ΡΑΑΕΥ στη διεύθυνση <https://invoices.rae.gr/καταχωρημένα-τιμολόγια-προμήθειας-n> (ανακτήθηκε 31/1/2025).

²⁹ Δεν κατέστη δυνατόν να βρούμε μια επίσημη καταγραφή ή εκτίμηση του συνολικού αριθμών των παροχών με διζωνικό μετρητή. Σε διάφορα δημοσιεύματα του Τύπου, ο αριθμός αυτός καταγράφεται μεταξύ 1,5 και 1,7 εκατομμύρια.

³⁰ Η φθηνότερη, η «νυκτερινή», ζώνη ήταν ενεργή μεταξύ 23:00 και 7:00 κατά τη θερινή περίοδο (1 Μαΐου έως 31 Οκτωβρίου) και κατά τη χειμερινή περίοδο (1 Νοεμβρίου έως 30 Απριλίου): τις ώρες 2:00-8:00 και 15:00-17:00 για τους καταναλωτές στο διασυνδεδεμένο σύστημα ή τις ώρες 2:00-8:00 και 15:30-17:30 για τους καταναλωτές των μη-διασυνδεδεμένων νησιών.

υπερέκλυψη της ζήτησης. Μάλιστα, παρά τη θεωρητική διατήρηση των δύο ζωνών χρέωσης, από την έναρξη του καθεστώτος έκτακτης τιμολόγησης της ηλεκτρικής ενέργειας, την 17/6/2022, μόνο ένας πάροχος προσέφερε τιμολόγιο με διαφορετική χρέωση μεταξύ των δύο ζωνών.

Ο ορισμός, λοιπόν, νέου ωρολόγιου προγράμματος για τις δύο ζώνες μέτρησης ήταν προφανώς σκόπιμος προκειμένου, αφενός, να απεικονίζονται οι παρούσες συνθήκες στο δίκτυο και, αφετέρου, να επιδιωχθεί η παραπάνω κινητροδότηση έστω και επί τη βάση μόνο δύο ζωνών. Παρά το γεγονός ότι ο ορισμός νέων ωρών εναλλαγής μεταξύ των δύο ζωνών δεν έχει κάποια ιδιαίτερη τεχνική δυσκολία,³¹ η σχετική νομοθετική πρωτοβουλία εξαγγέλθηκε με πολύ μεγάλη καθυστέρηση τον Οκτώβριο του 2024 και έγινε Νόμος του κράτους την 29^η Ιανουαρίου 2025 (Άρθρο 94 του Ν. 5172/2025).³²

³¹ Άλλωστε, ήδη άλλαζαν οι ώρες εναλλαγής δύο φορές κάθε έτος. Η συντριπτική πλειονότητα των διζωνικών μετρητών εναλλάσσουν μεταξύ των καταγραφών μέσω ενός ηλεκτρονόμου (relay), ο οποίος λειτουργεί με απομακρυσμένη εντολή.

³² Βάσει του νέου προγράμματος, που τέθηκε σε ισχύ από την 1η Φεβρουαρίου 2025, η φθηνότερη χρέωση θα λαμβάνει χώρα κατά τα διαστήματα: 2:00-4:00 και 11:00-15:00 κατά τη θερινή περίοδο (1 Απριλίου έως 31 Οκτωβρίου) και 2:00-5:00 και 12:00-15:00 κατά τη χειμερινή (1 Νοεμβρίου έως 31 Μαρτίου).



diaNEOsis



dianeosis_org



diaNEOsis



diaNEOsis



diaNEOsis

διαNEOsis

ΟΡΓΑΝΙΣΜΟΣ ΕΡΕΥΝΑΣ & ΑΝΑΛΥΣΗΣ