
ΜΕΛΕΤΗ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΥΤΟΝΟΜΙΑ ΤΗΣ ΚΥΠΡΟΥ ΜΕ ΑΠΕ & ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ

Συντάκτης: Μιχάλης Δρακούδης

Ημερομηνία: 14 Ιανουαρίου 2026

Έκδοση: 1.0

Μελέτη για την Ενεργειακή Αυτονομία της Κύπρου με ΑΠΕ & Αποθήκευση

- ✓ Η παρούσα μελέτη παρέχει ποσοτική και διαφανή τεκμηρίωση, η οποία επιβεβαιώνει ότι **είναι εφικτή η σχεδόν πλήρης κάλυψη της ζήτησης ηλεκτρισμού της Κύπρου από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), με βάση πραγματικά δεδομένα.** Συγκεκριμένα, σε ετήσια βάση η άμεση κάλυψη της ζήτησης ανέρχεται σε 93,5% από φωτοβολταϊκά και μπαταρίες, ενώ το υπόλοιπο 6,5% καλύπτεται από συμβατική παραγωγή.

Για να επιτευχθεί η πλήρης ενεργειακή κάλυψη της Κύπρου δυνητικά απαιτούνται:

- 3.000 MW επιπλέον φωτοβολταϊκών (ΦΒ) σε στέγες
- 9.100 MWh επιπλέον αποθήκευσης ενέργειας (πέραν των ήδη δρομολογημένων)
- ✓ Το συνολικό κόστος αυτής της επένδυσης ανέρχεται στα €2,3 δις. Σύμφωνα με αντικειμενικούς υπολογισμούς και με βάση τις τρέχουσες τιμές αγοράς, **το επενδυτικό κόστος θα αποσβεστεί σε 3,4 έτη.**
- ✓ Το συμπέρασμα αυτό προκύπτει από την **ωριαία ανάλυση πραγματικών δεδομένων ζήτησης και προβλεπόμενης παραγωγής φωτοβολταϊκών, δηλαδή από χιλιάδες υπολογισμούς ισοζυγίου ζήτησης-παραγωγής-αποθήκευσης για το έτος 2024.**
- ✓ Σε ετήσια βάση, η άμεση κάλυψη της ζήτησης από ΑΠΕ ανέρχεται σε 93,5%, ενώ το υπόλοιπο 6,5% καλύπτεται από συμβατική παραγωγή. Η ανάλυση καταδεικνύει ότι **το ετήσιο πλεόνασμα ενέργειας από ΑΠΕ υπερβαίνει το αντίστοιχο έλλειμμα, γεγονός που επιτρέπει την πλήρη ενεργειακή κάλυψη του υπολοίπου μέσω εποχιακής αποθήκευσης (πράσινο υδρογόνο), όταν και εφόσον αναπτυχθούν οι σχετικές υποδομές.** Οι

θερμικές μονάδες μπορεί να παραμένουν ως εφεδρεία ασφαλείας για σπάνια/ακραία φαινόμενα και για λόγους ευστάθειας του δικτύου.

- ✓ Το μέσο πραγματικό κόστος ενέργειας σε επίπεδο συστήματος διαμορφώνεται στα 11 c/kWh τα πρώτα χρόνια λειτουργίας. Σημειώνεται ότι **μετά από επτά χρόνια το λειτουργικό κόστος του συστήματος τείνει στο μηδέν.**
- ✓ Η επιλογή φωτοβολταϊκών σε οροφές, σε συνδυασμό με αποθήκευση κοντά στους υποσταθμούς μεταφοράς, μειώνει το κόστος αναβάθμισης του δικτύου, ενισχύει την ενεργειακή δημοκρατία και αποφεύγει τις αρνητικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις των μεγάλων πάρκων. **Η απαιτούμενη έκταση 13–14 km² είναι διαθέσιμη από τις οροφές κτιρίων.**
- ✓ **Η ασφάλεια δικτύου μπορεί να εξασφαλιστεί μέσω συστημάτων αδράνειας** (flywheels), μέσω μετατροπής υφιστάμενων θερμικών μονάδων σε μονάδες παροχής αδράνειας, καθώς και με ενσωμάτωση grid-forming μετατροπέων στις μονάδες αποθήκευσης. **Οι θερμικές μονάδες διατηρούνται ως εφεδρεία ασφαλείας** για σπάνια φαινόμενα, όπως παρατεταμένες χειμερινές περίοδοι μειωμένης ηλιοφάνειας.
- ✓ Το κόστος μετάβασης σε πλήρη ενεργειακή κάλυψη από ΑΠΕ σε ετήσια βάση είναι τουλάχιστον €500 εκατ. χαμηλότερο από το εκτιμώμενο κόστος του καλωδίου GSI (περίπου €2.7 δισ.), ενώ ταυτόχρονα αποφεύγονται γεωπολιτικοί, οικονομικοί και διαχειριστικοί κίνδυνοι.
- ✓ Το μοντέλο που εφαρμόζεται σήμερα στην αγορά ηλεκτρισμού, το λεγόμενο «Target Model», δεν επιτρέπει την ανάπτυξη κρατικών συστημάτων αποθήκευσης, παρότι αυτά είναι κρίσιμα για την ανάπτυξη φωτοβολταϊκών εντός του δικτύου διανομής χωρίς εκτεταμένες αναβαθμίσεις. Για τον λόγο αυτό **απαιτείται εξαίρεση και υιοθέτηση του μοντέλου «Single Buyer», στο οποίο ένας κεντρικός φορέας (συνήθως το κράτος) αγοράζει και διαθέτει την ηλεκτρική ενέργεια, επιτρέποντας πλήρη συντονισμό**

παραγωγής, αποθήκευσης και τιμών σε μικρές ή απομονωμένες αγορές. Η εξαίρεση αυτή αποτελεί τεχνική αναγκαιότητα.

- ✓ Η μετάβαση δημιουργεί **σημαντικά κοινωνικοοικονομικά οφέλη σε ορίζοντα δεκαετίας**, όπως μείωση του κόστους ζωής, σταθεροποίηση της αγοράς εργασίας και δημιουργία μακροχρόνιας, σταθερής απασχόλησης, με χιλιάδες άμεσες και έμμεσες θέσεις εργασίας στους τομείς των φωτοβολταϊκών, της αποθήκευσης και των ενεργειακών ανακαινίσεων.
- ✓ Περαιτέρω, σημειώνεται ότι οι ευέλικτες τιμολογήσεις και η τεχνολογία Vehicle-to-Grid (V2G) μπορούν να μειώσουν περαιτέρω τις ανάγκες αποθήκευσης, καθώς τα ηλεκτρικά οχήματα απορροφούν φθηνή ηλιακή ενέργεια κατά τις μεσημβρινές ώρες και επιστρέφουν ενέργεια στο δίκτυο τις βραδινές ώρες, όταν η αξία της ενέργειας είναι υψηλότερη. Ακόμη και η συμμετοχή μέρους του στόλου οχημάτων με δυνατότητα V2G προσφέρει ουσιαστικά οφέλη στο σύστημα.
- ✓ Συνολικά, **η μελέτη καταδεικνύει ότι η Κύπρος μπορεί δυνητικά, σε ετήσια ενεργειακή βάση, να καλύψει πλήρως τη ζήτηση ηλεκτρισμού της από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας μέσω συνδυασμού φωτοβολταϊκών, αποθήκευσης και αξιοποίησης του πλεονάσματος ενέργειας για εποχιακή αποθήκευση.**

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

1. Εισαγωγή – Σκοπός της Μελέτης	6
2. Ιδιαιτερότητες του Κυπριακού Ηλεκτρικού Συστήματος	7
3. ΦΒ σε Στέγες, Κόστος Αποθήκευσης & Χωροθέτηση	8
4. Αποθήκευση και ευελιξία δικτύου	9
5. Μεθοδολογία τεχνοοικονομικής μελέτης	10
6. Παρουσίαση ποσοτικών αποτελεσμάτων σε MWH.....	11
7. Σύνοψη έτους.....	12
8. Πλεόνασμα – Έλλειμμα	13
9. Ενεργειακό μείγμα	15
10. Οικονομική Ανάλυση – Κόστος – Απόσβεση	16
11. Οικονομικά βιώσιμη επιλογή	17
12. Ανάλυση κόστους αποθήκευσης	17
13. Διαμόρφωση Σχεδίων Αυτοκατανάλωσης (NET METERING – BILLING)	18
14. Φωτοβολταϊκά σε πολυκατοικίες	19
15. Επενδυτές φωτοβολταϊκών πάρκων.....	20
16. Μ.Ο. κόστους ενέργειας για μη κάτοχους φωτοβολταϊκών.....	21
17. Ασφάλεια Δικτύου–Αδράνεια & Εφεδρεία -GFI.....	22
18. Διασύνδεση Ελλάδας–Κύπρου (GSI)	23
19. Υφιστάμενες Υποδομές Φ,Α. – Οικονομική Βιωσιμότητα	24
20. Χωροθέτηση Φ/Β – Οροφές, Πολεοδομία & Όρια Ισχύος	25
21. Ενεργειακή Απόδοση Κτιρίων – Μείωση Κατανάλωσης.....	27
22. Ευέλικτες Τιμολογήσεις & Ηλεκτροκίνηση (V2G)	27
23. Κοινωνικοοικονομικές Επιπτώσεις – Ακρίβεια & Κόστος Ζωής	28
24. Μέθοδος Χρηματοδότησης	29
25. Επίλογος – Μελλοντικές τάσεις	30

1. Εισαγωγή – Σκοπός της Μελέτης

Η παρούσα μελέτη σκοπό έχει να αποτυπώσει με ακρίβεια το πραγματικό κόστος που θα επωμιστεί η Κυπριακή Δημοκρατία εάν επιλέξει τη μετάβαση σε ένα σύστημα ηλεκτρισμού που καλύπτεται κατά 100% από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Η ανάγκη εκπόνησης της μελέτης προέκυψε από τρεις κρίσιμες εξελίξεις:

- την ωρίμανση των τεχνολογιών ΑΠΕ, τόσο στην παραγωγή όσο και στην αποθήκευση,
- τη σημαντική πτώση του κόστους αποθήκευσης (μέσω των μπαταριών λιθίου) και,
- το έργο της ηλεκτρικής διασύνδεσης Ελλάδας–Κύπρου.

Με άλλα λόγια, η μελέτη αυτή απαντά σε ένα καθοριστικό ερώτημα: πόσα χρήματα θα χρειαστεί να επενδύσει η Πολιτεία εάν επιθυμεί να καταστήσει την Κύπρο ένα ενεργειακά αυτόνομο νησί, βασισμένο αποκλειστικά σε Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας;

Τα συμπεράσματα μιας τέτοιας ανάλυσης είναι καθοριστικής σημασίας για τον μελλοντικό ενεργειακό σχεδιασμό, καθώς αποσαφηνίζουν πού βρισκόμαστε σήμερα, ποια κατεύθυνση ακολουθούμε και ποια πρέπει να είναι η στρατηγική πορεία της χώρας. Παράλληλα, φωτίζουν το κατά πόσο η συνέχιση των επενδύσεων στη συμβατική παραγωγή είναι συμφέρουσα ή αν οι τεχνολογικές εξελίξεις στις ΑΠΕ καθιστούν τις παραδοσιακές μονάδες οικονομικά και τεχνολογικά παρωχημένες. Τέλος, απαντούν στο ερώτημα αν οι ευρωπαϊκοί στόχοι πρέπει πλέον να αντιμετωπίζονται όχι ως υποχρεώσεις, αλλά ως ευκαιρίες που μπορούμε εθελοντικά να υιοθετήσουμε για όφελος της χώρας.

2. Ιδιαιτερότητες του Κυπριακού Ηλεκτρικού Συστήματος

Το κυπριακό ηλεκτρικό σύστημα, πέρα από το ότι είναι απομονωμένο, παρουσιάζει και άλλες κρίσιμες ιδιαιτερότητες που δυσκολεύουν την περαιτέρω διεύθυνση ΑΠΕ. Η βασική ανανεώσιμη πηγή που διαθέτουμε είναι η ηλιακή ενέργεια. Δεν έχουμε υδροηλεκτρικές δυνατότητες, ενώ το αιολικό δυναμικό της Κύπρου παραμένει χαμηλό, ιδιαίτερα κατά τις περιόδους παρατεταμένου καύσωνα (όταν η ζήτηση ηλεκτρισμού κορυφώνεται) συχνά επικρατεί άπνοια. Παρά το ισχυρό ηλιακό δυναμικό της χώρας και το γεγονός ότι σήμερα το κόστος παραγωγής ηλιακής ενέργειας μπορεί να πέσει κάτω από 6 c/kWh, η ηλιοφάνεια περιορίζεται σε συγκεκριμένες ώρες της ημέρας, αναγκάζοντας μας να εξαρτόμαστε από την αποθήκευση για την κάλυψη της ζήτησης σε μη ηλιακές ώρες.

Μία ακόμη ιδιαιτερότητα του κυπριακού ηλεκτρικού δικτύου είναι οι έντονες εποχικές αυξομειώσεις στη ζήτηση. Λόγω τουρισμού και αυξημένης χρήσης κλιματιστικών, οι ανάγκες ηλεκτρικής ενέργειας κατά το καλοκαίρι σχεδόν διπλασιάζονται. Για να ανταποκριθεί σε αυτή τη μεταβλητότητα, η ΑΗΚ διατηρεί αυξημένη συμβατική ισχύ, την οποία ενεργοποιεί όταν απαιτείται. Με τις ΑΠΕ, όμως, δεν μπορούμε να επιλέξουμε πότε θα παραχθεί η ενέργεια –οι καιρικές συνθήκες το καθορίζουν. Το ερώτημα, συνεπώς, είναι αν πρέπει να επενδύσουμε σε τόσο μεγάλη εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ ώστε να καλύπτουμε ακόμη και την καλοκαιρινή αιχμή – και τι συνεπάγεται αυτό τις περιόδους χαμηλής ζήτησης; Θα απορρίπτεται η ενέργεια; Θα αποθηκεύεται; Και κυρίως: είναι οικονομικά βιώσιμο ένα τέτοιο μοντέλο; Ποιο είναι το πιο συμφέρον μείγμα ΑΠΕ, αποθήκευσης και συμβατικής παραγωγής;

3. ΦΒ σε Στέγες, Κόστος Αποθήκευσης & Χωροθέτηση

Για λόγους ακρίβειας και αξιοπιστίας, η παρούσα μελέτη βασίζεται αποκλειστικά σε πραγματικά τρέχοντα δεδομένα. Παρόλο που το κόστος τόσο των ΑΠΕ, όσο και της αποθήκευσης, αναμένεται να συνεχίσει τη φθίνουσα πορεία του τα επόμενα χρόνια, όλοι οι υπολογισμοί γίνονται με βάση τις σημερινές τιμές αγοράς. Επιπλέον, οι εκτιμήσεις κόστους αφορούν το καθαρό λογιστικό κέρδος υλικών, και εργασίας, χωρίς να περιλαμβάνουν τα περιθώρια κέρδους ιδιωτικών εταιρειών ή χρηματοοικονομικές επιβαρύνσεις. Στόχος, είναι να αποτυπωθεί το πραγματικό κόστος που επηρεάζει το εμπορικό ισοζύγιο της χώρας και όχι το τελικό εμπορικό κόστος ενός έργου.

Επίσης, παρόλο που τα μεγάλα φωτοβολταϊκά πάρκα μπορούν να παράγουν ηλεκτρισμό σε χαμηλότερο κόστος λόγω οικονομιών κλίμακας, στη συγκεκριμένη μελέτη οι υπολογισμοί βασίζονται αποκλειστικά στο κόστος εγκατάστασης φωτοβολταϊκών σε στέγες. Η τοποθέτησή τους σε υφιστάμενες οροφές δεν επιβαρύνει το φυσικό περιβάλλον, ενισχύει την αυτοκατανάλωση και μειώνει την καταπόνηση του δικτύου λόγω διασποράς της παραγωγής, προσφέροντας μεγαλύτερη ανθεκτικότητα σε απρόβλεπτες καιρικές συνθήκες και διαμορφώνοντας ένα πιο δίκαιο, δημοκρατικό μοντέλο παραγωγής ενέργειας με ευρεία συμμετοχή των πολιτών. Σήμερα, το μέσο κόστος εγκατάστασης φωτοβολταϊκού συστήματος σε στέγη ανέρχεται στα €450/kW.

Σχετικά με την αποθήκευση, η μελέτη εστιάζει αποκλειστικά σε μεγάλα, κεντρικά συστήματα. Η οικιακή αποθήκευση δεν θεωρείται ακόμη ώριμη τεχνολογία: είναι σημαντικά ακριβότερη, παρουσιάζει ζητήματα πυρασφάλειας και δεν διαθέτει την αξιοπιστία που απαιτείται για κεντρική λειτουργία του δικτύου. Αντίθετα, τα μεγάλα συστήματα τύπου 20''

container, αποτελούν κλειστές, τυποποιημένες λύσεις “plug and play”, με χωρητικότητα 5 Mwh ανά μονάδα και διάρκεια ζωής 10.000–12.000 κύκλων, δηλαδή πάνω από 20 χρόνια. Οι μονάδες αυτές διαθέτουν ενσωματωμένα συστήματα πυρασφάλειας και σήμερα κοστολογούνται στα €105.000/MWh, συμπεριλαμβανομένης της εγκατάστασης και των μεταφορικών. Είναι κρίσιμο να τοποθετούνται κοντά στους υποσταθμούς του δικτύου διανομής, ώστε να περιοριστεί η καταπόνηση του δικτύου και να αποφευχθεί το κόστος αναβαθμίσεων που θα απαιτούνταν για να αντέξει την υψηλή ισχύ η οποία θα φτάνει μέχρι τα 3.000 MW κατά το μεσημέρι.

4. Αποθήκευση και ευελιξία δικτύου

Η ευελιξία δικτύου προσφέρει την δυνατότητα στον διαχειριστή δικτύου να ανταποκρίνεται αμεσότερα στις μεταβολές παραγωγής / ζήτησης ενέργειας. Με βάση τα σημερινά δεδομένα, ο διαχειριστής δικτύου αναγκάζεται να διατηρεί ελάχιστη συμβατική παραγωγή γύρω στα 250-300 MW (υποχρεωτικά ενταγμένες μονάδες). Αυτό το όριο καθορίζεται από τις ανάγκες για ασφαλή λειτουργία του δικτύου και από το κατώτατο όριο που μπορούν να λειτουργήσουν οι μονάδες στο βασιλικό. Συγκεκριμένα εάν ο διαχειριστής προχωρήσει σε περαιτέρω μείωση της συμβατικής παραγωγής κατά τις μεσημβρινές ώρες για να δώσει περισσότερο χώρο για διείσδυση ΑΠΕ στο δίκτυο θα πρέπει να προχωρήσει σε σβήσιμο κεντρικών μονάδων. Αυτές οι μονάδες για καθαρά τεχνικούς λόγους δεν έχουν την δυνατότητα σύντομης σβέσης και επανεκκίνησης. Η επανεκκίνηση τους μετά από σβέση πέραν τις καταπόνησης τους που προκαλείται απαιτεί τουλάχιστον 4-5 ώρες με αποτέλεσμα όταν τις χρειαστούμε το απόγευμα να μην τις έχουμε. Σήμερα οι περικοπές ενέργειας από ΦΒ δεν προέρχονται από υπερπαραγωγή (η παραγωγή δεν υπερβαίνει την ζήτηση) αλλά από

έλλειψη ευελιξίας. Τα μεγάλα συστήματα αποθήκευσης εν αντιθέσει με τα μικρά συστήματα παρέχουν ευελιξία στο δίκτυο. Αυτό οφείλεται στο γεγονός ότι ο διαχειριστής γνωρίζει ανά πάσα στιγμή το επίπεδο φόρτισης και έχει πλήρη εικόνα των συστημάτων αυτών. Αυτό του δίνει την δυνατότητα να προβαίνει στις ανάλογες προβλέψεις και εάν οι συνθήκες το επιτρέπουν να προχωρεί σε περαιτέρω μείωση των συμβατικών μονάδων. Το τελικό όφελος που θα έχουν αυτά τα κεντρικά συστήματα στην περαιτέρω διείσδυση πράσινης ενέργειας εν αντιθέσει με τα μικρά συστήματα αποθήκευσης θα είναι πολλαπλάσιο.

5. Μεθοδολογία τεχνοοικονομικής μελέτης

Η μελέτη αυτή έχει γίνει στην βάση πραγματικών δεδομένων, όσον αφορά ζήτηση, παραγωγή και αποθήκευση ηλεκτρισμού ανά ώρα για 365 ημέρες το χρόνο κατά το 2024. Συγκεκριμένα, χρησιμοποιώντας ειδικό πρόγραμμα πρόβλεψης δεδομένων ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα, με βάση τις πραγματικές καιρικές συνθήκες ανά περιοχή, αναλύεται η αναμενόμενη παραγωγή από φωτοβολταϊκά συστήματα σε διάφορες περιοχές της Κύπρου ανά ώρα για 365 μέρες. Ακολούθως, συγκρίνονται αυτά τα δεδομένα με την αντίστοιχη ζήτηση ενέργειας του 2024.

Στην ανάλυση προστίθεται η αποθήκευση, υπολογίζοντας με λεπτομέρεια ανά ώρα τυχόν πλεονάσματα και έλλειψη ενέργειας που προκύπταν. Για το σκοπό της ανάλυσης των δεδομένων, δημιουργήθηκε ειδικό πρόγραμμα όπου καταχωρήθηκαν. Τρέξαμε το πρόγραμμα στην βάση πολλών σεναρίων προτού καταλήξουμε ότι η βέλτιστη εγκατάσταση φωτοβολταϊκών ανέρχεται στα 4.000MW και η βέλτιστη αποθήκευση ανέρχεται στα 9.500 Mwh.

6. Παρουσίαση ποσοτικών αποτελεσμάτων σε MWh

Στον πιο κάτω πίνακα συνοψίζονται τα αποτελέσματα ανά μήνα για το 2024 σε mwh εάν προσθέταμε στο Κυπριακό δίκτυο 4.000MW (STC) σε φωτοβολταϊκά και 9.500mwh σε αποθήκευση.

ΠΕΡΙΟΔΟΣ	ΖΗΤΗΣΗ	ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ Φ/Β	ΕΛΛΕΙΜΑ	ΠΛΕΟΝΑΣΜΑ	ΑΥΤΟΚΑΤΑ-ΝΑΛΩΣΗ	ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΜΕΣΩ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ
Ιαν.	404.868	366.428	41.722	7082	152.946	210.200
Φεβρ.	397.317	408.195	2.8477	36379	162.462	206.378
Μάρτιος	359.872	553.779	0	191341	163.868	196..004
Απρίλιος	345.283	601.114	0	256325	182.247	163036
Μάϊος	382.668	677.977	0	295434	210.546	172.122
Ιούνιος	575.113	703.556	16.873	146703	310.957	247.283
Ιούλιος	666.506	667.171	57.095	59476	346.568	262.843
Αύγ.	618.117	639.613	47.504	67564	309.726	260.887
Σεπτ.	487.553	576.592	11.372	98919	243.059	233.123
Οκτ.	418.758	462.721	5.569	53175	193.669	219.520
Νοέμ.	372.713	354.989	37.324	20705	151.186	184.203
Δεκ.	442.360	324.086	120.649	2376	159.732	161.979
ΣΥΝΟΛΟ	5.471.128	6.336.221	366.585	1.235.479	2.586.966	2.517.578

ΖΗΤΗΣΗ: Η συνολική ζήτηση ηλεκτρισμού για το 2024 ανερχόταν στις 5.673.642 Mwh. Για σκοπούς ορθότερης ανάλυσης αφαιρέσαμε την παραγωγή από αιολικά, η οποία ανερχόταν στις 202.515 Mwh.

ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΠΟ Φ/Β: Η δυνατότητα παραγωγής ενέργειας από φωτοβολταϊκά.

ΕΛΛΕΙΜΑ: Ζήτηση ενέργειας η οποία δεν μπορεί να καλυφθεί από την εγκατεστημένη ισχύ φωτοβολταϊκών ή μέσω αποθήκευσης.

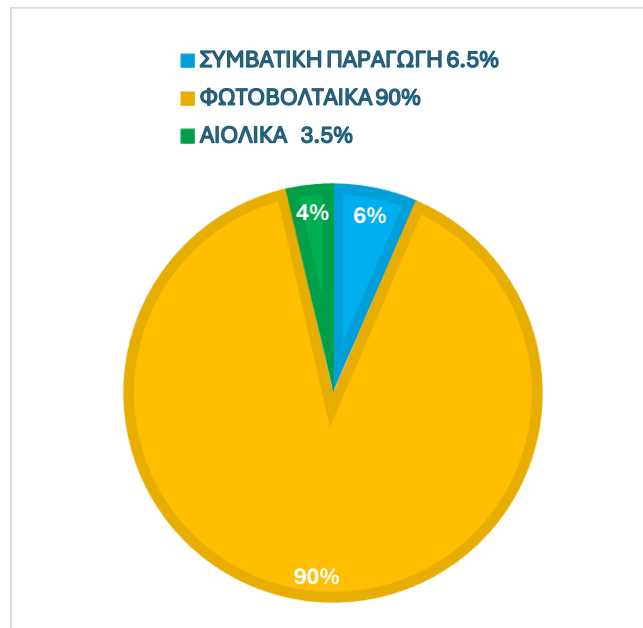
ΠΛΕΟΝΑΣΜΑ: Πλεονάζουσα ενέργεια η οποία δεν μπορεί ούτε να αυτοκαταναλωθεί ούτε να αποθηκευτεί λόγω πληρότητας της αποθήκευσης.

ΑΥΤΟΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ: Ενέργεια παραγόμενη από Φ/Β, η οποία θα καταναλωθεί απευθείας χωρίς πρώτα να αποθηκευτεί.

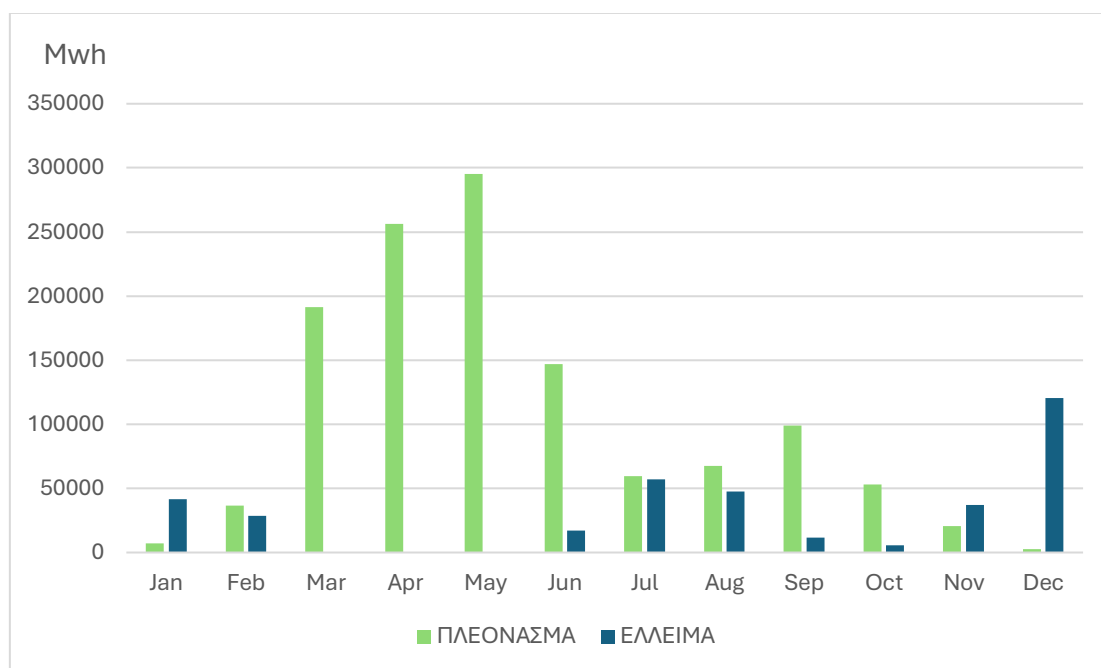
ΚΑΤΑΝΑΛΩΣΗ ΜΕΣΩ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ: Ενέργεια η οποία θα καταναλώνεται μέσω της αποθήκευσης. (Για καθαρά τεχνικούς λόγους θέσαμε όριο αποφόρτισης στο 90%)

7. Σύνοψη έτους

Συνοπτικά παρατηρούμε ότι για το έτος 2024 το 93.5% (5.307.057 Mwh) της συνολικής ζήτησης ενέργειας (5.673.642 Mwh) θα προέλθει από ΑΠΕ και το υπόλοιπο 6.5% (366.585 Mwh) θα παράγεται από την συμβατική παραγωγή.



8. Πλεόνασμα – Έλλειμα



Λόγο της δυσανάλογης εποχιακής ζήτησης, αλλά και της ευμετάβλητης παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ, είναι φυσιολογικό ανάλογα με την εποχή να παρουσιάζονται περίοδοι με ψηλά επίπεδα πλεονάσματος και αντιθέτως περίοδοι με ψηλά επίπεδα ελλείματος. Κατά την άνοιξη παρουσιάζονται τα μεγαλύτερα επίπεδα πλεονάσματος, ενώ τους χειμερινούς μήνες παρουσιάζονται ψηλότερα επίπεδα ελλείματος, λόγω παρατεταμένων περιόδων συννεφιάς. Το συνολικό πλεόνασμα για το έτος 2024 ανήλθε 1.235.479Mwh, ενώ αντιστοίχως το έλλειμα ανήλθε στις 366.585 Mwh. Παρόλο που το συνολικό πλεόνασμα ενέργειας υπερβαίνει κατά πολύ το έλλειμα, με βάση τις υπάρχουσες τιμές αποθήκευσης δεν είναι οικονομικά βιώσιμη επιλογή να προβούμε σε αποθήκευση πέραν των 9.500 Mwh για να μειώσουμε το έλλειμα. Το συνολικό πλεόνασμα ανέρχεται στο 19.5% της συνολικής δυνατότητας παραγωγής.

Η ποσότητα αυτή δεν θεωρείται απώλεια· αντιθέτως μπορεί να αξιοποιηθεί παραγωγικά. Μία άμεση εφαρμογή είναι η αύξηση της λειτουργίας των

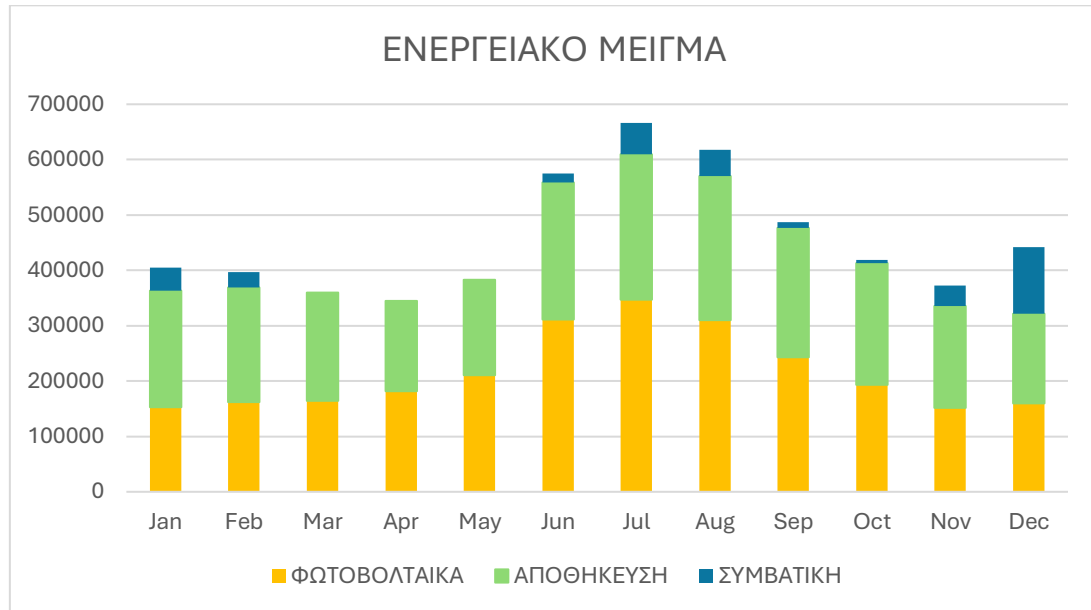
αφαιρώσεων κατά τις περιόδους χαμηλής ζήτησης. Σε μεσοπρόθεσμο ορίζοντα, το πλεόνασμα μπορεί να διοχετευθεί στην παραγωγή υδρογόνου μέσω ηλεκτρόλυσης, το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε βιομηχανικές θερμικές διεργασίες (π.χ. ασφατικά) και σε βαριές μεταφορές, όπου η ηλεκτροκίνηση με μπαταρίες δεν αποτελεί ακόμη βιώσιμη λύση, αλλά και σε παραγωγή ηλεκτρισμού.

Το πράσινο υδρογόνο (υδρογόνο που παράγεται μέσω ηλεκτρόλυσης χρησιμοποιώντας ηλεκτρισμό από ΑΠΕ) θα χρησιμοποιηθεί σε περιπτώσεις όπου απαιτείται αποθήκευση ενέργειας για μεγάλα χρονικά διαστήματα (εποχιακή αποθήκευση). Στην περίπτωση της Κύπρου, πλεονάζουσα ενέργεια που θα αποθηκεύεται κυρίως τους ανοιξιάτικους μήνες και ακολούθως θα χρησιμοποιείται για το έλλειμα κυρίως στους χειμερινούς μήνες. Η Κύπρος θα χρειαστεί να επένδυση μόνο σε υποδομές ηλεκτρόλυσης και αποθήκευσης του υδρογόνου.

Σχετικά με την επαναφορά του υδρογόνου σε ηλεκτρική ενέργεια μπορούν να χρησιμοποιηθούν οι υφιστάμενες μονάδες συμβατικής παραγωγής. Με βάση τη σημερινή τεχνολογία κάθε 100Mwh ηλεκτρική ενέργεια που μετατρέπεται σε υδρογόνο και ακολούθως μετατρέπεται πάλι σε ηλεκτρική ενέργεια, δίνει πίσω 30-40 Mwh. Η έρευνα και η χρηματοδότηση η οποία δίνεται πλέον στην περαιτέρω ανάπτυξη αυτών των τεχνολογιών είναι πολύ μεγάλη.

Υπολογίζεται ραγδαία αύξηση της αποδοτικότητας και πτώση των τιμών των ηλεκτρολυτών την επόμενη 5ετία. Η ύπαρξη σχεδόν τριπλάσιου πλεονάσματος σε σύγκριση με το έλλειμα είναι ένδειξη ότι ακόμα και με την παρούσα αποδοτικότητα η Κύπρος μπορεί να καλύψει πλήρως το έλλειμα των 366.585Mwh.

9. Ενεργειακό μείγμα



Στο πιο πάνω σχεδιάγραμμα παρουσιάζεται ανά μήνα η πηγή από την οποία ικανοποιείται η ζήτηση ηλεκτρισμού. Μήνες με αυξημένη απορρόφηση από φωτοβολταϊκά τείνουν να έχουν χαμηλότερο μεσοσταθμικό κόστος ενέργειας σε σύγκριση με μήνες όπως ο Δεκέμβριος, όπου εξαρτώνται σε μεγαλύτερο βαθμό από την ακριβή συμβατική παραγωγή.

10. Οικονομική Ανάλυση – Κόστος – Απόσβεση

Σήμερα το μέσο κόστος εγκατάστασης φωτοβολταϊκών ανά MW ανέρχεται στις €450.000/ MW και το κόστος αποθήκευσης στις €105.000/ Mwh. Για αυτά τα μεγέθη, το συνολικό κόστος είναι €2,8 δις.

ΑΠΟΣΒΕΣΗ ΕΠΕΝΔΥΣΗΣ 4.000MW & 9.500 MWH	
Συνολικό κόστος επένδυσης (ΑΠΕ + Αποθήκευση)	€2.797.500.000
Ζήτηση ενέργειας η οποία θα εξυπηρετηθεί από ΑΠΕ	5.104.543 Mwh
Απόσβεση επένδυσης με βάση το σημερινό κόστος καυσίμου	
Συνολικό κόστος συμβατικής παραγωγής σήμερα (€160/MWh) * *	€816.726.880 (5.104.543*160)
Απόσβεση επένδυσης	3.43 χρόνια (2,80δισ / 817 εκατ.)
Απόσβεση επένδυσης με βάση το κόστος φυσικού αερίου	
Συνολικό κόστος συμβατικής παραγωγής σήμερα (€130/MWh) * *	€663.590.590 (5.104.543*130)
Απόσβεση επένδυσης	4.22 χρόνια (2,80δισ / 664 εκατ.)

**** Στην τιμή των €160/MWh και €130/MWh έχουμε αφαιρέσει το 80% του συνολικού κόστους των ρύπων, καθώς αυτό επιστρέφεται στο κράτος, ασχέτως αν δεν καταλήγει απευθείας στους καταναλωτές, αλλά στο Πάγιο Ταμείο της Δημοκρατίας.**

Το συνολικό κόστος των €2,8 δις αφορά την εγκατάσταση 4.000MW φωτοβολταϊκών και 9.500Mwh αποθήκευσης. Σήμερα η υπάρχουσα

συνολική εγκατάσταση φωτοβολταϊκών έχει φτάσει τα 1.000MW και αναμένεται να προστεθούν το καλοκαίρι του 2026, άλλα 400Mwh αποθήκευσης χρηματοδοτούμενα από ευρωπαϊκά κονδύλια. Αυτό σημαίνει ότι για την επίτευξη του στόχου μας υπολείπονται ακόμη 3.000MW σε ΦΒ και 9.100Mwh αποθήκευση.

ΚΟΣΤΟΣ ΕΠΙΠΡΟΣΘΕΤΩΝ ΦΒ ΚΑΙ ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗΣ	
3000 MW ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΙΚΑ	€1350.000.000
9100 MWH ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ	€955.500.000
ΣΥΝΟΛΟ	€2.305.500.000

11. Οικονομικά βιώσιμη επιλογή

Όπως φαίνεται και από τα πιο πάνω δεδομένα, η σχεδόν πλήρης κάλυψη (93.5%) από ΑΠΕ είναι αδιαμφισβήτητα η πλέον οικονομικά βιώσιμη επιλογή. Ιδιαίτερα εάν συνυπολογίσει κανείς πως τέτοιος στόχος χρειάζεται από πέντε μέχρι και δέκα χρόνια για να ολοκληρωθεί, δεδομένου ότι θα πρέπει να εγκατασταθεί η τριπλάσια ισχύ σε ΦΒ, από όση έχουμε σήμερα εγκαταστήσει. Στο ενδιάμεσο στάδιο εκτιμάται βάσιμα ότι τόσο η αποδοτικότητα, όσο και το κόστος των φωτοβολταϊκών και ιδιαίτερα της αποθήκευσης, θα μειωθούν ακόμη περισσότερο σε σχέση με τα σημερινά δεδομένα.

12. Ανάλυση κόστους αποθήκευσης

Το αρχικό συνολικό κόστος αποθήκευσης που καλείται να πληρώσει η κυπριακή Πολιτεία ανέρχεται στα €955,5 εκατ. Ποιο είναι, όμως, το κόστος που θα έπρεπε να χρέωνε η Πολιτεία ανά kwh για να αποσβεστεί η αρχική επένδυση; Από την ανάλυση προκύπτει ότι η ενέργεια που είχε περάσει

μέσω της αποθήκευσης για το έτος 2024 ανήλθε στις 2.517.578 Mwh. Εάν το κράτος χρέωνε €50/Mwh (€0.05/kwh), αυτό σημαίνει ότι θα έκανε απόσβεση σε 7,5 χρόνια και η απόδοση της επένδυσης (IRR) θα ανερχόταν σε 10%.

13. Διαμόρφωση Σχεδίων Αυτοκατανάλωσης (NET METERING – BILLING)

Τα νέα σχέδια εγκατάστασης ΦΒ σε οροφές πρέπει να δίνουν την δυνατότητα στους καταναλωτές να έχουν

- Αυτοκατανάλωση
- Να φυλάνε το πλεόνασμα τους στο δίκτυο το οποίο να συμψηφίζεται με τυχόν καταναλώσεις στο τέλος κάθε λογαριασμού
- Τυχόν εναπομείναντα πλεονάσματα που σήμερα μεταφέρονται στον επόμενο λογαριασμό αντί να μεταφέρονται και στα τρία χρόνια να διαγράφονται, να πωλούνται.

Παράδειγμα κατοικίας με σύστημα 8,19kw.

Ανάλυση Κόστους Λιανικής Τιμής 8,19kw	
Κόστος Λιανικής Τιμής: 5.300 + ΦΠΑ	
Κόστος Σύνδεσης : 365 + ΦΠΑ	Συνολικό Κόστος 5.665 + ΦΠΑ

Παραγωγή Συστήματος σε Kwh ανά έτος	
Παραγωγή συστήματος 8,19kw	13.100 kwh
Περιοχές 19%	(2.490) kwh
Συνολική καθαρή Παραγωγή	10.610 kwh

Χρηματική ωφέλεια (25% αυτοκατανάλωση / 50 % Συμψηφισμός από πλεόνασμα / 25% Πλεόνασμα προς πώληση)	
25% Αυτοκατανάλωση	€770 (2.652 kwh * €0,29)
50 % Συμψηφισμός από πλεόνασμα	€1.061 (5.305 kwh * €0,20)
25% Πώληση πλεονάσματος	€265 (2.652 kwh * €0,10)
Συνολική Ωφέλεια ανά έτος	€2096
Απόσβεση Αρχικής Επένδυσης	3,2 Χρόνια (€6.742 / €2.096)

Σημειώσεις: Το σενάριο 25%- 50% - 25% είναι προσεγγιστικό και δείχνει την εικόνα κατανάλωσης ενός νοικοκυριού, το οποίο κατά την διάρκεια της ημέρας απουσιάζει από την οικία του.

Αυτοκατανάλωση: Το κόστος ανά kwh σήμερα ανέρχεται στα €0.29. Είναι τα χρήματα που θα εξοικονομεί το νοικοκυριό για κάθε kwh που καταναλώνει από το φωτοβολταϊκό χωρίς την εμπλοκή του δικτύου.

Συμψηφισμός από Πλεόνασμα: Είναι η ενέργεια που έχει παραχθεί από το Φ/Β αλλά διοχετεύθηκε πρώτα στο δίκτυο πριν καταναλωθεί από την οικία. Σε αυτή την ενέργεια θα υπάρχει επιβάρυνση 4 σεντ για χρήση δικτύου και 5 σεντ ως κόστος αποθήκευσης. Το συνολικό όφελος διαμορφώνεται στα €0,20 (0,29-0,10)

Πώληση πλεονάσματος: Ο καταναλωτής εκμεταλλεύεται τη δυνατότητα που του δίνει το κράτος για πώληση ενέργειας και τοποθετεί ένα μεγαλύτερο σύστημα από τις ανάγκες του. Του δίνει το δικαίωμα να πωλεί την ενέργεια του τα πρώτα 4 χρόνια στα 10σεντ/kwh μέχρι το σύστημα αποσβεστεί. Ακολουθώντας το κράτος μειώνει το κόστος αγοράς στα 6-8 σεντ. Ο καταναλωτής συνεχίζει να επωφελείται ενώ το κράτος διοχετεύει φθηνό ηλεκτρισμό στο ενεργειακό του μείγμα δίνοντας του την δυνατότητα να παρέχει φθηνότερο ηλεκτρισμό σε καταναλωτές που δεν έχουν την δυνατότητα τοποθέτησης Φ/Β.

14. Φωτοβολταϊκά σε πολυκατοικίες

Τα τελευταία χρόνια ολοένα και αυξάνονται οι ένοικοι πολυκατοικιών οι οποίοι προβαίνουν σε εγκατάσταση φωτοβολταϊκών. Ειδικότερα σε καινούργιες πολυκατοικίες. Το ζήτημα που προκύπτει με τα συστήματα αυτά είναι ότι είναι πολύ μικρά (συνήθως κάτω των 2kw) λόγω περιορισμένου χώρου. Η αναλογία κόστους ανά KW ενός συστήματος 2kw είναι δυσανάλογα μεγαλύτερη σε σύγκριση με μεγαλύτερα συστήματα των 10kw. Μια λύση σε αυτό το πρόβλημα είναι το κράτος να επιτρέπει στις πολυκατοικίες να τοποθετούν ένα μεγαλύτερο σύστημα συνδεδεμένο με τον μετρητή των κοινοχρήστων. Η ΑΗΚ ακολουθώντας να συμψηφίζει κάθε τέλος διμηνίας την

παραγόμενη ενέργεια αυτού του συστήματος στα διαμερίσματα αναλόγως με τα τετραγωνικά του κάθε διαμερίσματος.

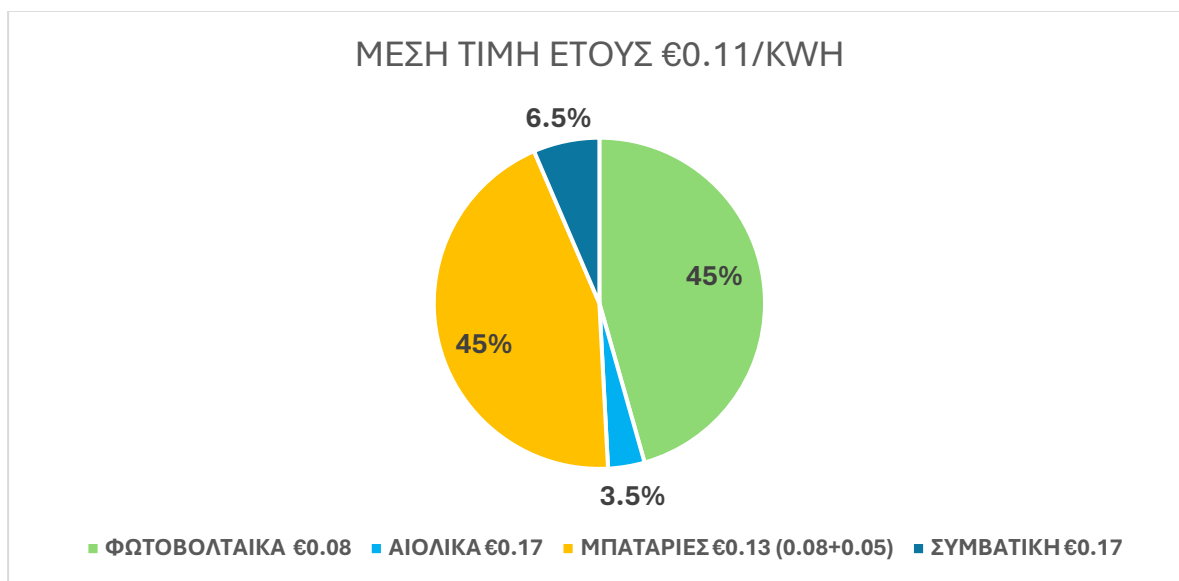
Ένα μέτρο το οποίο θα βοηθήσει στην περαιτέρω προώθηση των Φ/Β είναι η μείωση του ΦΠΑ στην εγκατάστασή τους. Εν αντιθέσει με την χορηγία που δινόταν μέχρι σήμερα μετά από 8 μήνες, ο μειωμένος ΦΠΑ βοηθά άμεσα τα νοικοκυριά τα οποία αδυνατούν να πληρώσουν το αρχικό κόστος. Απόδειξη τούτου, είναι και η μεγάλη ζήτηση που προέκυψε για το σχέδιο «Φωτοβολταϊκά για όλους», παρόλο που δινόταν μειωμένη χορηγία.

15. Επενδυτές φωτοβολταϊκών πάρκων

Σχετικά με τους παραγωγούς ενέργειας-επενδυτές (είτε με εγκαταστάσεις οροφών τις οποίες ενοικιάζουν, είτε με φωτοβολταϊκά πάρκα στο έδαφος) τιμή η οποία θα συνεχίζει να δίνει κίνητρα στον επενδυτή είναι στα €0,10/kwh. Αυτή η τιμή μπορεί να παρέχεται και πάλι τα πρώτα 3 χρόνια, ώστε να εξασφαλίζει ο επενδυτής την απόσβεση της επένδυσης του και ακολούθως η τιμή να μειώνεται στα 6-8 σεντ.

16. Μέσος όρος κόστους ενέργειας για μη κάτοχους φωτοβολταϊκών

Όταν το κράτος πετύχει την διεσπαρμένη διείσδυση φωτοβολταϊκών και αποθήκευσης στους αριθμούς που έχουμε αναφέρει, το κόστος ηλεκτρισμού για τους μη κάτοχους φωτοβολταϊκών θα ανέλθει ως ακολούθως:



Η μέση τιμή θα διαμορφωθεί στα €0,11/kwh (29% χαμηλότερα σε σύγκριση με την παραγωγή ηλεκτρισμού από μαζούτ και 16% χαμηλότερα από το ΦΑ). Το κυριότερο είναι ότι αυτά τα χρήματα δεν θα πάνε στο εξωτερικό. Θα παραμείνουν εντός της κυπριακής οικονομίας, καθώς πλέον οι παραγωγοί ενέργειας είναι οι ίδιοι οι πολίτες οι οποίοι εκμεταλλεύτηκαν τις οροφές τους για να έχουν, πέραν από εξοικονόμηση ενέργειας, επιπλέον εισόδημα.

Σημειώσεις:

- Μετά από επτά χρόνια η αποθήκευση θα αποσβεστεί και το κόστος των 5 σεντ μπορεί να μηδενιστεί.

- Τα αιολικά είναι υπό το καθεστώς «Feed in Tariff» με τη λήξη του συμβολαίου τους θα ενταχθούν στην αγορά ηλεκτρισμού. Για σκοπούς απλοποίησης υπολογίζονται στην τιμή της συμβατικής παραγωγής.
- Το κόστος της συμβατικής παραγωγής υπολογίστηκε με βάση το μαζούτ. Στο μέλλον θα χρησιμοποιείται ΦΑ και ακολούθως πράσινο υδρογόνο. Ακόμα, όμως, και με τις σημερινές τιμές, η τεχνολογία του πράσινου υδρογόνου δεν αναμένεται να ξεπεράσει την τιμή της συμβατικής παραγωγής.

17. Ασφάλεια Δικτύου – Αδράνεια & Εφεδρεία - Grid Forming Inverters

Η διεσπαρμένη παραγωγή θα δημιουργήσει νέα δεδομένα σε επίπεδο εθνικής ενεργειακής ασφάλειας. Τα φωτοβολταϊκά και οι σύγχρονες μπαταρίες απαιτούν ελάχιστη συντήρηση, καθώς δεν διαθέτουν κινούμενα μέρη που υπόκεινται σε φθορές. Το μόνο σημαντικό μειονέκτημα των συστημάτων αποθήκευσης σήμερα αφορά την περιορισμένη παροχή τεχνικής αδράνειας στο δίκτυο.

Το ζήτημα αυτό μπορεί να αντιμετωπιστεί με δύο τρόπους: είτε με την εγκατάσταση συστημάτων flywheel που παρέχουν τεχνητή αδράνεια και ταχεία απόκριση, είτε (με χαμηλότερο κόστος) με τη μετατροπή υφιστάμενων συμβατικών μονάδων σε μονάδες αποκλειστικής παροχής αδράνειας χωρίς παραγωγή ενέργειας. Οι υπόλοιπες θερμικές μονάδες μπορούν να διατηρηθούν ως εφεδρεία για σπάνιας έντασης φαινόμενα, όπως παρατεταμένες περιόδους συννεφιάς τον χειμώνα, όταν η ηλιακή παραγωγή δεν επαρκεί πλήρως για τη κάλυψη της ζήτησης.

Το σημαντικότερο ρόλο στην ευστάθεια και ασφάλεια του δικτύου στο εγγύς μέλλον θα έχουν τα Grid Forming Inverters, τα οποία αξιοποιούνται στο εξωτερικό. Οι συγκεκριμένοι μετατροπείς (τοποθετούνται σε κεντρικά συστήματα αποθήκευσης) είναι προγραμματισμένοι ώστε να προσφέρουν τεχνητή-ψηφιακή αδράνεια με τον ίδιο τρόπο που προσφέρει μια κλασική

συμβατική μονάδα σήμερα. Μπορούν να εντοπίσουν οποιοδήποτε πρόβλημα στο δίκτυο και σε κλάσματα δευτερολέπτων να προβαίνουν στις απαραίτητες διορθώσεις.

- Σημειώνεται ότι, τον περασμένο Οκτώβριο ο *Australian Energy Market Operator (AEMO)* ανακοίνωσε ότι θα απομονώσει μέρος του ηλεκτρικού δικτύου της Αυστραλίας (μεγέθους 100MW), το οποίο θα το λειτουργήσει εξ ολοκλήρου με 100% ΑΠΕ και με αποθήκευση, χωρίς την εμπλοκή οποιασδήποτε γεννήτριας συμβατικής παραγωγής.

18. Διασύνδεση Ελλάδας–Κύπρου (GSI) – Πολιτική & Οικονομική Αποτίμηση

Βάσει τεχνο-οικονομικών δεδομένων η προσπάθεια διασύνδεσης Ελλάδας–Κύπρου πρέπει να επαναξιολογηθεί άμεσα, καθώς πλέον υπάρχουν πολύ φθηνότερες εναλλακτικές λύσεις, χωρίς τεχνικούς ή γεωπολιτικούς κινδύνους. Το καλώδιο GSI εκτιμάται ότι μπορεί να φτάσει σε κόστος έως και 3 δισεκατομμύρια ευρώ ή και περισσότερα, ενώ η επιλογή της ενεργειακής αυτονομίας μέσω ΑΠΕ και αποθήκευσης απαιτεί σημαντικά μικρότερη επένδυση, με πολύ πιο άμεσα και σταθερά οφέλη για το κράτος. Είναι πιο ασφαλές όπως η Κυπριακή Δημοκρατία διαμορφώσει ένα πλήρες δεκαετές σχέδιο για τη μετάβαση της χώρας σε 100% πράσινο ενεργειακό μοντέλο, το οποίο ακολούθως να παρουσιάσει στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή με ρεαλιστικά χρονοδιαγράμματα, διεκδικώντας χρηματοδότηση για την υλοποίηση αυτού του στόχου.

Ένα άλλο θέμα που πρέπει να τύχει χειρισμού, αφορά την εγκατάσταση μεγάλου αριθμού κεντρικών συστημάτων αποθήκευσης κοντά στους υποσταθμούς του δικτύου μεταφοράς, ώστε να μειωθεί η ανάγκη ακριβών αναβαθμίσεων. Τα συστήματα αυτά θα ήταν ορθό να ανήκουν και να λειτουργούν από κρατικούς φορείς/οργανισμούς. Ωστόσο, το υφιστάμενο

Target Model (Χρηματιστήριο Ενέργειας) δεν επιτρέπει κρατική συμμετοχή στις υποδομές της αγοράς ηλεκτρισμού, καθιστώντας αναγκαία την αίτηση εξαίρεσης και αλλαγής του Μοντέλου. Το πλέον σημαντικό είναι ότι το Target Model, όπως εφαρμόζεται σήμερα, δεν είναι συμβατό με τις τεχνικές ανάγκες της κυπριακής αγοράς και δεν εξυπηρετεί τα συμφέροντα των Κύπριων καταναλωτών.

19. Υφιστάμενες Υποδομές Φυσικού Αερίου – Οικονομική Βιωσιμότητα

Μεγάλα ερωτήματα προκύπτουν και κατά πόσον οι υφιστάμενες επενδύσεις σε υποδομές φυσικού αερίου μπορούν να αποσβεστούν. Η τεχνολογία των ΑΠΕ, σε συνδυασμό με τη συνεχή πτώση του κόστους τόσο της παραγωγής όσο και της αποθήκευσης, έχει ήδη υπερκεράσει μεγάλο μέρος του οικονομικού πλεονεκτήματος που είχαν οι θερμικές μονάδες. Επιπλέον, το φυσικό αέριο, ως ρυπογόνο καύσιμο, αναμένεται να επιβαρύνεται ολοένα και περισσότερο με αυξανόμενα κόστη ρύπων.

Σε ένα ενεργειακό μείγμα με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ, οι μονάδες συμβατικής παραγωγής πρέπει να είναι μικρές και ιδιαίτερα ευέλικτες. Η Πολιτεία, εάν το θελήσει, μπορεί μέσα στην επόμενη δεκαετία να αλλάξει ριζικά τον ενεργειακό χάρτη της Κύπρου με άμεσα και μακροχρόνια οφέλη για τους πολίτες.

Η έκτη μονάδα της ΑΗΚ ισχύος 160MW, στο Βασιλικό, προσφέρει αρκετά μεγαλύτερη ευελιξία σε σύγκριση με ιδιωτικές μονάδες. Ωστόσο, δεν υπάρχει η δυνατότητα προσωρινής σβέσης και γρήγορης επανεκκίνησης. Γι' αυτό, στο μεσοδιάστημα της ενεργειακής μετάβασης αλλά και σε περιόδους παρατεταμένης συννεφιάς, αυτή η μονάδα θα έχει ρόλο στο νέο ενεργειακό περιβάλλον. Κατάλληλες μονάδες που θα μπορούσαν να λειτουργούν σε ένα ενεργειακό μείγμα με μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ είναι αυτές που σχεδιάζει να

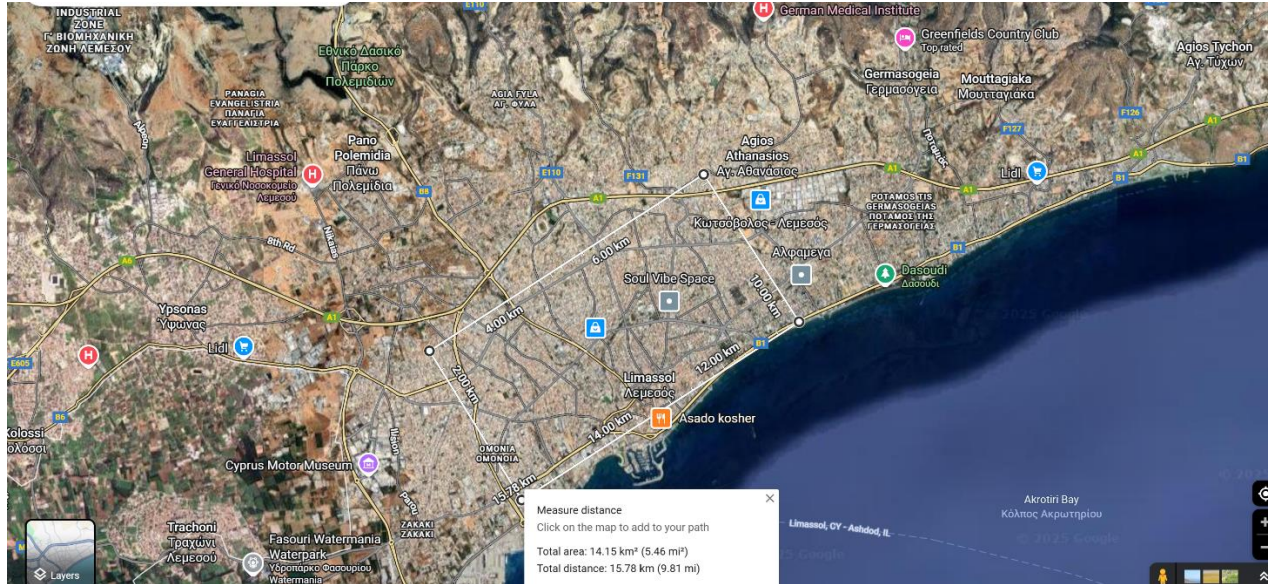
κατασκευάσει η εταιρεία PECO ισχύος 105MW. Πέραν της πολύ μεγάλης ευελιξίας, αυτές οι μονάδες φυσικού αερίου θα έχουν την δυνατότητα να λειτουργούν κατά 25% και με υδρογόνο, το οποίο θα παράγεται μέσω ηλεκτρόλυσης από την πλεονάζουσα πράσινη ενέργεια σε περιόδους που οι μπαταρίες αδυνατούν να αποθηκεύσουν λόγω πληρότητας.

20. Χωροθέτηση Φωτοβολταϊκών – Οροφές, Πολεοδομία & Όρια Ισχύος

Η συνολική επιπλέον επιφάνεια που απαιτείται για την εγκατάσταση των πρόσθετων φωτοβολταϊκών ΑΠΕ για πλήρη κάλυψη της χώρας, ανέρχεται σε περίπου 13–14 km². Η διαθέσιμη επιφάνεια σε οροφές στην Κύπρο υπερβαίνει κατά πολύ το μέγεθος αυτό, γεγονός που καθιστά τη στρατηγική εγκατάστασης Φ/Β σε στέγες, όχι μόνο τεχνικά εφικτή αλλά και, περιβαλλοντικά βέλτιστη. Είναι ωστόσο κρίσιμο να αξιοποιείται όσο το δυνατόν μεγαλύτερο μέρος κάθε οροφής. Για τον σκοπό αυτό, ο καταναλωτής που εγκαθιστά σύστημα αυτοκατανάλωσης πρέπει να έχει τη δυνατότητα να πωλεί τον πλεονάζοντα ηλεκτρισμό του στο δίκτυο- κίνητρο που οδηγεί σε μέγιστη αξιοποίηση του διαθέσιμου χώρου και σε ενίσχυση της ενεργειακής αποδοτικότητας.

Παράλληλα, πολλές οροφές διαθέτουν εμπόδια που περιορίζουν τη δυνατότητα εγκατάστασης. Η σημερινή πολεοδομική ρύθμιση επιτρέπει υπερύψωση φωτοβολταϊκών μέχρι 120 εκατ., όριο που σε πολλές περιπτώσεις καθιστά αδύνατη την πλήρη αξιοποίηση μιας στέγης. Η αύξηση του επιτρεπόμενου ορίου μέχρι τα 160 εκατ., υπό τις αντίστοιχες πιστοποιήσεις ασφαλείας, θα επέτρεπε την εγκατάσταση πολύ περισσότερων ΦΒ σε υφιστάμενες οροφές. Επιπλέον, το σημερινό όριο των 4kW για μονοφασικές κατοικίες πρέπει να επανεξεταστεί, καθώς δεν ανταποκρίνεται πλέον στις πραγματικές ενεργειακές ανάγκες των

νοικοκυριών ούτε στις δυνατότητες των σύγχρονων συστημάτων αυτοπαραγωγής.



Επειδή μια εικόνα συχνά αποδίδει καλύτερα την κλίμακα, έχει χαρτογραφηθεί η έκταση των 14 km² πάνω στην πόλη της Λεμεσού. Το αποτέλεσμα δείχνει καθαρά ότι η έκταση αυτή είναι μικρό μέρος της συνολικής επιφάνειας της πόλης — πόσω δε μάλλον αν ληφθούν υπόψη και οι υπόλοιπες αστικές περιοχές της Κύπρου. Τα φωτοβολταϊκά πλαίσια αποτελούν ελαφριές και ευέλικτες κατασκευές που μπορούν να τοποθετηθούν σε μεγάλο εύρος κτιρίων και επιφανειών: κάθετα σε τοίχους ακινήτων, σε πλαίσια-στέγαστρα πεζοδρομίων, στις διαχωριστικές λωρίδες των αυτοκινητόδρομων, ακόμα και πάνω από φράγματα (μειώνοντας την εξάτμιση του νερού). Η αρχιτεκτονική και οι μελέτες νέων κτιρίων οφείλουν πλέον να ενσωματώνουν εξαρχής την πλήρη αξιοποίηση των οροφών για εγκατάσταση φωτοβολταϊκών, ως βασικό δομικό στοιχείο της ενεργειακής αυτονομίας.

21. Ενεργειακή Απόδοση Κτιρίων – Μείωση Κατανάλωσης

Η ενεργειακή αναβάθμιση των κτιρίων, σε συνδυασμό με την αντικατάσταση παλαιών ενεργοβόρων συσκευών, μπορεί να επιφέρει συνολική εξοικονόμηση μέχρι και 50%. Η μείωση αυτή στη ζήτηση συμβάλλει άμεσα στη μείωση της αναγκαίας εγκατεστημένης ισχύος φωτοβολταϊκών και αποθήκευσης, καθιστώντας την ενεργειακή μετάβαση ακόμη πιο οικονομικά αποδοτική. Η εξοικονόμηση ενέργειας αποτελεί ουσιαστικό πυλώνα της στρατηγικής, καθώς κάθε κιλοβατώρα που δεν καταναλώνεται μειώνει τον όγκο των επενδύσεων που απαιτούνται για να καλυφθεί η ζήτηση με ΑΠΕ.

22. Ευέλικτες Τιμολογήσεις & Ηλεκτροκίνηση (V2G)

Οι ευέλικτες τιμολογήσεις μπορούν να αποφέρουν σημαντικά οφέλη όταν συνδυάζονται με την ηλεκτροκίνηση και την τεχνολογία Vehicle-to-Grid (V2G). Τα ηλεκτρικά οχήματα μπορούν να φορτίζουν κατά τις μεσημβρινές ώρες, όταν η παραγωγή από φωτοβολταϊκά βρίσκεται στο μέγιστο και το κόστος της ενέργειας διαμορφώνεται περίπου στα 6-8 c/kWh. Κατά τις βραδινές ώρες, όταν η ζήτηση αυξάνεται και η τιμή της ενέργειας αυξάνεται το όχημα μπορεί να επιστρέψει μέρος της αποθηκευμένης ενέργειας στο δίκτυο. Με αυτόν τον τρόπο, η μπαταρία του αυτοκινήτου λειτουργεί ως δυναμικός μικρός αποθηκευτικός πόρος, μειώνοντας τις ανάγκες για κεντρική αποθήκευση, ενισχύοντας τη σταθερότητα του δικτύου και προσφέροντας πρόσθετο οικονομικό όφελος στον καταναλωτή. Ακόμη και αν μόνο 15–20% του στόλου γίνει V2G-enabled, το σύστημα αποκτά σημαντική ευελιξία και μειωμένες ανάγκες αποθήκευσης.

23. Κοινωνικοοικονομικές Επιπτώσεις – Ακρίβεια & Κόστος Ζωής

Οι πολίτες αντιμετωπίζουν σήμερα σοβαρή πίεση από το υψηλό κόστος ζωής. Δύο είναι οι βασικοί παράγοντες που το τροφοδοτούν: το κόστος ηλεκτρισμού και το κόστος στέγασης.

Η μετάβαση σε ένα πράσινο ενεργειακό μοντέλο, με έμφαση στην αξιοποίηση των οροφών και στις ενεργειακές αναβαθμίσεις κτιρίων, μπορεί να λειτουργήσει ως «γέφυρα» για μία πιο υγιή και ισορροπημένη αγορά εργασίας. Τα επόμενα δέκα χρόνια, η εγκατάσταση φωτοβολταϊκών, η τοποθέτηση συστημάτων αποθήκευσης και οι ενεργειακές ανακαινίσεις μπορούν να απορροφήσουν μεγάλο μέρος του εργατικού δυναμικού που σήμερα κατευθύνεται σχεδόν αποκλειστικά στην οικοδομή. Με αυτόν τον τρόπο, το κράτος μπορεί -με στοχευμένες αλλαγές στις υφιστάμενες νομοθεσίες- να μεταφέρει το κέντρο βάρους της ιδιωτικής οικονομίας προς την ενεργειακή αυτονομία.

Σε αντίθεση με τις κατασκευές, που συχνά ενισχύουν το πρόβλημα της ακρίβειας, η ενεργειακή αυτονομία μειώνει άμεσα το κόστος ζωής, αυξάνει το διαθέσιμο εισόδημα και δημιουργεί μακροχρόνια οικονομικά οφέλη για τα νοικοκυριά. Με την ολοκλήρωση αυτού του δεκαετούς κύκλου μετάβασης, οι επόμενες γενιές θα απολαμβάνουν ενέργεια με ελάχιστο και σταθερό κόστος -κάτι που διαχρονικά ενισχύει τη βιωσιμότητα της κυπριακής οικονομίας.

24. Μέθοδος Χρηματοδότησης

Ένα σοβαρό πλεονέκτημα τις προώθησης των ΑΠΕ έναντι άλλων επενδύσεων (υποδομές ΦΑ ή GSI) είναι ότι η επένδυση των 2,3δισ δεν απαιτείται να δοθεί άμεσα και εξ' ολοκλήρου από την κυπριακή οικονομία για να υπάρξουν τα επιθυμητά αποτελέσματα. Κάθε φωτοβολταϊκό σύστημα που ενσωματώνετε στο ηλεκτρικό δίκτυο με τους σωστούς όρους έχει άμεσα θετικά αποτελέσματα για το κόστος ηλεκτρισμού. Το κράτος να θέσει ως στόχο την αντικατάσταση του 10% της συμβατικής παραγωγής με ΑΠΕ κάθε χρόνο με πλάνο 10ετίας. Αυτό σημαίνει ότι σε ορίζοντα 10ετίας ο στόχος θα επιτευχθεί. Το κράτος θα πρέπει να αναλάβει σε μεγάλο βαθμό το κόστος αποθήκευσης που ανέρχεται στα €100 εκατ. ανά έτος.

Όσο δε για την εγκατάσταση των φωτοβολταϊκών στις στέγες, το κράτος μπορεί να δώσει σωστά κίνητρα μέσω ενός σωστού σχεδίου εγκατάστασης οικιακών και εμπορικών Φ/Β. Ένα τέτοιο σχέδιο, πέραν από τα κίνητρα, θα πρέπει να προσφέρει και σταθερότητα στις τιμές ηλεκτρισμού. Με αυτό τον τρόπο, νοικοκυριά και επιχειρήσεις που θέλουν να εκμεταλλευτούν την οροφή τους για παραγωγή και πώληση ενέργειας να έχουν την δυνατότητα άντλησης χρηματοδότησης με χαμηλό επιτόκιο. Εν αντιθέσει με το μοντέλο στόχος που προωθεί ιδιώτες μεσάζοντες στην αγορά ενέργειας που μόνο αβεβαιότητα θα προσφέρουν στους μικρούς παραγωγούς.

Αξίζει επίσης να σημειωθεί πως οι δαπάνες των €230 εκατ. ανά έτος θα επιβαρύνει την κοινωνία τα πρώτα τέσσερα χρόνια μόνο. Εφόσον η αρχική επένδυση επιστρέφεται το πολύ σε τέσσερα χρόνια, αυτό σημαίνει ότι με την πάροδο της υπό μελέτη περιόδου, τα πρώτα €230 εκατ. που διατέθηκαν την πρώτη χρονιά θα επιστραφούν.

25. Επίλογος – Μελλοντικές τάσεις

Ο ρυθμός ωρίμανσης των ενεργειακών τεχνολογιών και η γενικευμένη τάση προς τη διάσπαρτη παραγωγή, την ιδιοκατανάλωση και τη συμμετοχή των ηλεκτρικών αυτοκινήτων ως διαδραστικών στοιχείων του δικτύου δημιουργούν ένα πλαίσιο στο οποίο η ενεργειακή αυτονομία της Κύπρου μπορεί να επιτευχθεί χωρίς να απαιτείται ηλεκτρική διασύνδεση. Οι ενεργειακές κοινότητες, η δυνατότητα αξιοποίησης της πλεονάζουσας ενέργειας για παραγωγή υδρογόνου και οι νέες έξυπνες τεχνολογίες κατανάλωσης (όπως το V2G) μπορούν, υπό σωστό προγραμματισμό, να προσφέρουν τα εργαλεία για ένα πλήρως αυτόνομο, αποκεντρωμένο και ανθεκτικό ενεργειακό σύστημα.

Το κεντρικό ζητούμενο δεν είναι πλέον η τεχνολογική εφικτότητα και αυτή έχει ήδη αποδειχθεί. Το ζητούμενο είναι η σωστή διακυβέρνηση: θεσμικός σχεδιασμός, καθαρό ρυθμιστικό πλαίσιο, διαφάνεια και συντονισμένη υλοποίηση. Με αυτά τα στοιχεία, η Κύπρος μπορεί να αξιοποιήσει πλήρως το ηλιακό της δυναμικό και να μεταβεί σε ένα σύστημα που δεν χρειάζεται εξωτερική στήριξη για να λειτουργήσει αξιόπιστα.

Με άλλα λόγια, **η μετάβαση της Κύπρου σε καθεστώς ενεργειακής αυτονομίας μέσω ΑΠΕ και αποθήκευσης δεν αποτελεί τεχνική ή οικονομική πρόκληση. Αποτελεί ζήτημα πολιτικής βούλησης και θεσμικής οργάνωσης.**

- Ο καλύτερος τρόπος να προβλέψουμε το μέλλον είναι να φροντίσουμε να το διαμορφώσουμε εμείς.

ΜΙΧΑΛΗΣ ΔΡΑΚΟΥΔΗΣ

ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΔΗΜΟΚΡΑΤΙΑ

14 Ιανουαρίου 2026