

**ΒΑΣΙΚΑ ΣΗΜΕΙΑ ΤΗΣ ΟΜΙΛΙΑΣ Γ. ΠΕΡΙΣΤΕΡΗ  
ΣΤΟ ΣΥΝΕΔΡΙΟ «ΕΝΕΡΓΕΙΑ & ΑΝΑΠΤΥΞΗ 2015»**

1. Οι περισσότεροι από τους προλαλήσαντες αναφέρθηκαν ήδη στη δρομολογούμενη, για πολλοστή φορά τα τελευταία 15 χρόνια, απελευθέρωση της εγχώριας αγοράς ενέργειας, ιδιαίτερα δε της πολύπαθης ηλεκτρικής αγοράς, και στη σταδιακή προσαρμογή της στο Ευρωπαϊκό Μοντέλο-Στόχο (Target Model), καθώς και στην υλοποίηση των αναγκαίων προς τούτο μεταρρυθμίσεων. Ένα πολύ σημαντικό συστατικό στοιχείο στην κρίσιμη αυτή πορεία, ένα στοιχείο με τεράστια αναπτυξιακή προστιθέμενη αξία για την οικονομία της χώρας μας, που όμως οι κυβερνώντες το αντιμετωπίζουν, διαχρονικά, με αποσπασματικό τρόπο, με έλλειψη ολοκληρωμένης και έγκυρης πληροφόρησης, με αμηχανία θα έλεγα και σχεδόν σπασμωδικά, είναι βέβαια οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ΑΠΕ). Τώρα, περισσότερο από ποτέ άλλοτε, είναι επιτακτική η ανάγκη για την ολοκληρωμένη διαμόρφωση και αποτελεσματική εφαρμογή, με προσεκτικά, καλά σχεδιασμένα και συγκροτημένα βήματα, ενός νέου πλαισίου υποστήριξης των ΑΠΕ στη χώρα μας, το οποίο θα είναι συμβατό :

**α)** με τις ισχύουσες, από τον Ιούλιο του 2014, Κατευθυντήριες Γραμμές της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τις Κρατικές Ενισχύσεις στον τομέα της Ενέργειας και του Περιβάλλοντος,

**β)** με τις σχετικές (χρονικές και σχεδιαστικές) προβλέψεις που καθορίζονται στην πρόσφατα επικυρωθείσα από την Ελληνική Βουλή νέα συμφωνία Ελλάδας και Θεσμών (N.4336/2015), και

**γ)** με το εγκεκριμένο από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, ήδη από το 2010, Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ και τους επιμέρους στόχους του ανά τεχνολογία ΑΠΕ.

Το νέο αυτό πλαίσιο στήριξης των ΑΠΕ θα πρέπει να διασφαλίζει, πέραν της ως άνω συμβατότητας με τις εθνικές και κοινοτικές δεσμεύσεις, την επενδυτική σταθερότητα και την οικονομική βιωσιμότητα των νέων έργων στον τομέα των ΑΠΕ, έναν τομέα ο οποίος έχει πληγεί, σχεδόν ανεπανόρθωτα, τα τελευταία χρόνια από τη βαθιά οικονομική ύφεση και την τεράστια δυσχέρεια πρόσβασης σε κάθε μορφής χρηματοδότηση

(τράπεζες, ΕΣΠΑ, αναπτυξιακός νόμος), αλλά και από τις δραστικές επί τα χείρω αλλαγές που έχουν επέλθει στο θεσμικό και λειτουργικό πλαίσιο των υφιστάμενων έργων ΑΠΕ (“New Deal” – Ν.4254/2014, υψηλά ελλείμματα του Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ, μεγάλες καθυστερήσεις – πέρα των 4 μηνών – στις πληρωμές των παραγωγών ΑΠΕ, capital controls, κ.ά.).

2. Συνδυαστικό αποτέλεσμα όλων των παραπάνω δυσμενών παραγόντων είναι η τεράστια **αρνητική** απόκλιση που υπάρχει, για όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών, μεταξύ της σημερινής εγκατεστημένης ισχύος τους και των αντίστοιχων ενδιάμεσων (για το 2014), αλλά και τελικών (για το 2020), ποσοτικών στόχων του Εθνικού Σχεδίου Δράσης για τις ΑΠΕ (NREAP). Για παράδειγμα, ενώ ο δεσμευτικός στόχος της χώρας για το 2020 περιλαμβάνει, κατά το NREAP, την εγκατάσταση 7500 MW αιολικών πάρκων, μέχρι σήμερα (Σεπτέμβριος 2015) έχουν εγκατασταθεί μόνο 2100 MW, δηλαδή πολύ λιγότερα και από τον ενδιάμεσο στόχο του NREAP για τα αιολικά το 2014, που είναι 3700 MW (!). Ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης της εγκατεστημένης ισχύος αιολικών πάρκων στη χώρα μας, την περίοδο 2009-2014, ήταν μόλις 145 MW το χρόνο. Εάν ο ρυθμός αυτός παραμείνει στα ίδια περίπου επίπεδα και τα επόμενα χρόνια, τότε το 2020 θα έχουν εγκατασταθεί μόνο 2800-3000 MW αιολικών. Δηλαδή, μία συνολική αιολική ισχύς που αποτυπώνεται στις πιο συντηρητικές προβλέψεις του Διαχειριστή, αλλά παραμένει σχεδόν **3 φορές πιο κάτω** από τον επίσημα υπολογισμένο στόχο του 2020 (7500 MW).
3. Βασική προϋπόθεση για την επιτυχή εφαρμογή του νέου πλαισίου στήριξης για τα νέα έργα ΑΠΕ, σύμφωνα με το άρθρο 3.3.2 των Κατευθυντήριων Γραμμών, είναι να υφίσταται μετρήσιμος και ουσιαστικός ανταγωνισμός στην εγχώρια αγορά ηλεκτρισμού, πράγμα που δεν ισχύει σήμερα και, παράλληλα, να έχει δημιουργηθεί μία ενδοημερήσια (intraday) αγορά με ικανοποιητική ρευστότητα, πράγμα που θα καταστήσει δυνατή, για παράδειγμα, την ανάληψη ευθύνης υποχρεώσεων εξισορρόπησης (balancing) από νέους σταθμούς ΑΠΕ. Συνεπώς, η εφαρμογή του νέου πλαισίου στήριξης θα πρέπει να είναι εκ των πραγμάτων σταδιακή (με κατάλληλη μεταβατική περίοδο), και να συντονιστεί, χρονικά και

σχεδιαστικά, με τις αντίστοιχες προβλέψεις της νέας συμφωνίας Ελλάδας – Θεσμών (N.4336/15), η οποία στο Άρθρο 4.3 αναφέρει :

«... Οι αρχές θα αρχίσουν την εφαρμογή του χάρτη πορείας ακολουθώντας το υπόδειγμα – στόχο της ΕΕ (σ.σ. EU Target Model) για την αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας, που πρέπει να ολοκληρωθεί έως **τον Δεκέμβριο του 2017** (βασικό παραδοτέο)...».

4. Βασικός πυρήνας του νέου πλαισίου στήριξης της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από σταθμούς ΑΠΕ (προκειμένου πάντα για νέα έργα) θα είναι η υποχρεωτική πώληση **του συνόλου** της ενέργειας αυτής στην ημερήσια χονδρεμπορική αγορά (day-ahead market), σε μία αντιπροσωπευτική τιμή που διαμορφώνεται ωριαία στην αγορά αυτή. Η συνολική αμοιβή του παραγωγού ΑΠΕ θα προκύπτει με την πρόσθετη πληρωμή σε αυτόν, πέραν της ως άνω τιμής της αγοράς, και ενός **market premium** (€/MWh), έτσι ώστε η τελική τιμή της παραχθείσας από αυτόν ηλεκτρικής ενέργειας να φθάνει πάντα μια διοικητικά προκαθορισμένη (τουλάχιστον για τα πρώτα χρόνια εφαρμογής) «τιμή αναφοράς» (reference price ή strike price), η οποία θα διαφοροποιείται ανά τεχνολογία ΑΠΕ. Πρόκειται για το γνωστό σύστημα sliding Feed-In Premium (sFIP) που εφαρμόζεται ήδη σε αρκετές χώρες της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Το sFIP είναι ένα σύστημα σχετικά απλό στη θεσμοθέτηση και διαχείρισή του, το οποίο παρέχει ικανοποιητική προβλεψιμότητα και ασφάλεια σχεδιασμού νέων έργων στους επενδυτές, ενώ ταυτόχρονα εντάσσει, με ομαλό τρόπο, την ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ στην ημερήσια χονδρεμπορική αγορά, περιορίζοντας παράλληλα την έκθεσή της σε δραστικές διακυμάνσεις της οριακής τιμής που οφείλονται, εν πολλοίς, σε εξωγενείς παράγοντες, εκτός του ελέγχου των παραγωγών ΑΠΕ.
5. Τα πρώτα χρόνια εφαρμογής του νέου συστήματος, η τιμή αναφοράς θα ορίζεται διοικητικά, με υπουργική απόφαση. Η τιμή αυτή, η οποία θα διαφοροποιείται ανά τεχνολογία ΑΠΕ, θα αντανakλά το μέσο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για μια συγκεκριμένη τεχνολογία ΑΠΕ, λαμβάνοντας υπ' όψη τις ακόλουθες παραμέτρους :

- Εύλογο IRR και περιθώριο επιχειρηματικού κινδύνου (margin), που να μπορεί να λειτουργήσει ως επαρκές κίνητρο για το σχεδιασμό, ανάπτυξη και υλοποίηση νέων έργων ΑΠΕ, δεδομένων των επικρατουσών (δυσμενών) χρηματοοικονομικών συνθηκών στη χώρα, ιδιαίτερα δε για εκείνες τις τεχνολογίες ΑΠΕ που η εγκατεστημένη ισχύς τους υπολείπεται κατά πολύ από τους αντίστοιχους εθνικούς στόχους ΑΠΕ για το 2020 (π.χ. αιολικά, μικρά υδροηλεκτρικά, κ.ά.).
  - Το αυξανόμενο μέσο ανηγμένο κόστος επένδυσης (CAPEX, €/KW) και τον απομειούμενο μέσο συντελεστή χρησιμοποίησης (capacity factor) για τεχνολογίες ΑΠΕ που εξαρτώνται από την τοποθεσία (π.χ. αιολικά), λόγω του σταδιακού κορεσμού των διαθέσιμων θέσεων με ευχερή πρόσβαση και υψηλό capacity factor.
  - Τα πρόσθετα διαχειριστικά κόστη που δημιουργούνται για τους παραγωγούς ΑΠΕ από την απευθείας συμμετοχή τους στην ημερήσια αγορά (κόστος αγοράς υπηρεσιών εξισορρόπησης, διοικητικά έξοδα που συνδέονται με τις συναλλαγές ηλεκτρικής ενέργειας στη χονδρεμπορική αγορά, κ.ά.). Τα κόστη αυτά πρέπει να καλύπτονται με ένα management premium, πέραν του market premium.
6. Τουλάχιστον για μία αρχική μεταβατική περίοδο, η ευθύνη (και το κόστος) εξισορρόπησης θα πρέπει να παραμείνει στον ΑΔΜΗΕ, μέχρις ότου δημιουργηθεί στη χώρα μία ενδοημερήσια (intraday) αγορά με ικανοποιητική ρευστότητα και ουσιαστικό ανταγωνισμό, απαλλαγμένο από τις σημερινές στρεβλώσεις και μονοπωλιακές καταστάσεις, μια αγορά που θα καθιστά δυνατή και οικονομικά εύλογη την ανάληψη υποχρεώσεων εξισορρόπησης (balancing responsibilities) από νέους σταθμούς ΑΠΕ.
- Προφανώς, στην περίπτωση αυτή, το πλήρες κόστος αγοράς υπηρεσιών εξισορρόπησης θα πρέπει να λαμβάνεται υπόψη στο διοικητικό προσδιορισμό της τιμής αναφοράς του sFIP.

7. Αναφορικά με τον τρόπο χρηματοδότησης του νέου συστήματος υποστήριξης των ΑΠΕ, είναι φανερό ότι απαιτείται ένας διακριτός μηχανισμός ενίσχυσης (Ειδικός Λογαριασμός) για τα έργα εκείνα που θα εντάσσονται στο sFIP, από αυτόν που ισχύει για τα έργα που θα παραμείνουν στο FIT. Ο νέος μηχανισμός θα πρέπει να είναι απαλλαγμένος από τις σημερινές στρεβλώσεις και ελλείψεις υπολογισμούς που υποεκτιμούν σημαντικά την αξία της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, την οποία προμηθεύονται από το Σύστημα οι προμηθευτές, και που αυξάνουν τεχνητά τα ελλείμματα του Ειδικού Λογαριασμού, δημιουργώντας την ανάγκη για συνεχείς αυξήσεις του ΕΤΜΕΑΡ. Ελλείμματα στο ΛΑΓΗΕ και υψηλά τέλη και φόροι στους λογαριασμούς του ηλεκτρικού δημιουργούν ένα εκρηκτικό μίγμα αδυναμίας πληρωμών εκ μέρους των καταναλωτών και συνεχώς διογκούμενων ληξιπρόθεσμων οφειλών, πρωτίστως προς τη ΔΕΗ, προκαλώντας χρηματοοικονομική ασφυξία στη δημόσια αυτή επιχείρηση που αποτελεί τον κεντρικό πυλώνα σταθερότητας ολόκληρου του ενεργειακού μας συστήματος. Η οικονομική ατή πίεση της ΔΕΗ μεταφέρεται σε όλους τους υπόλοιπους κρίκους της ενεργειακής αλυσίδας στη χώρα μας (ΛΑΓΗΕ, ΑΔΜΗΕ, παραγωγούς, προμηθευτές, κ.α.), απειλώντας με πλήρη κατάρρευση το σύστημα, ανάλογη (ή και χειρότερη) αυτής που βιώσαμε (και που απετράπη κυριολεκτικά στο παραπάντε) το 2012.

Την κρίσιμη αυτή στιγμή είναι πρώτιστο καθήκον της Πολιτείας ως βασικού μετόχου, όπως άλλωστε έχω τονίσει σε πλείστα όσα fora και περιστάσεις, είτε ως πρόεδρος του ΕΣΗΑΠΕ είτε ως πρόεδρος του Ομίλου ΓΕΚ-ΤΕΡΝΑ, να στηρίξει με κάθε τρόπο και με κάθε αναγκαίο μέτρο την άμεση κεφαλαιακή ενίσχυση, την οικονομική βιωσιμότητα, την εξυγίανση και την αναπτυξιακή προοπτική της ΔΕΗ, επαναφέροντας την χρηματοοικονομική ισορροπία και αξιοπιστία στη δημόσια επιχείρηση ηλεκτρισμού, προς όφελος του συνόλου της εθνικής μας οικονομίας. Μία ισχυρή, αποδοτική και κερδοφόρα ΔΕΗ αποτελεί την αναγκαία εκείνη συνθήκη που εξασφαλίζει σταθερότητα, την οικονομική υγεία και την ομαλή και αποδοτική λειτουργία ολόκληρου του ενεργειακού τομέα στη χώρα μας.

8. Το πόσο υποεκτιμημένη είναι σήμερα η πραγματική αξία της ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ που εγχέεται στο ηλεκτρικό σύστημα της χώρας μας, το αποδεικνύει περίτρανα η πρόσφατη (Ιανουάριος 2015) μελέτη του Συμβουλίου των Ευρωπαϊκών Ενεργειακών Ρυθμιστών (CEER), η οποία αφορά τη συγκριτική ανασκόπηση και αποτίμηση των συστημάτων υποστήριξης των ΑΠΕ (και της ενεργειακής αποδοτικότητας) που εφαρμόζονται στις διάφορες χώρες της Ευρώπης. Βάση της συγκριτικής αυτής ανασκόπησης αποτελούν τα απολογιστικά στοιχεία που συγκεντρώθηκαν από τους εθνικούς Διαχειριστές και Ρυθμιστές για τα έτη 2012 και 2013, ενώ μέτρο σύγκρισης είναι η αριθμητική διαφορά, για κάθε χώρα και τεχνολογία ΑΠΕ, μεταξύ αφ' ενός της μεσοσταθμικής τιμής χονδρικής πώλησης της ηλεκτρικής ενέργειας (average wholesale electricity price) και αφ' ετέρου της τιμής KWh με την οποία αμείβονται οι παραγωγοί ΑΠΕ (FIT ή FIP). Η διαφορά αυτή, σύμφωνα με το CEER, αποτελεί και το πραγματικό ποσοτικό μέτρο της επιδότησης με την οποία ενισχύονται οι τεχνολογίες ΑΠΕ σε κάθε χώρα.
9. Με βάση τα απολογιστικά στοιχεία του ΑΔΜΗΕ για τα έτη 2012 και 2013, η μεσοσταθμική τιμή αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας για τη δραστηριοποίηση των προμηθευτών στη χονδρεμπορική αγορά του Διασυνδεδεμένου Συστήματος ανήλθε στο 2012 σε 83,2 €/MWh και το 2013 σε 70,5 €/MWh, όταν οι αντίστοιχες μεσοσταθμικές τιμές για τον ΗΕΠ ήταν 59,1 €/MWh το 2012 και 43,5 €/MWh το 2013. Να σημειωθεί ότι η ως άνω μεσοσταθμική τιμή προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας από τη χονδρεμπορική αγορά, η οποία χρησιμοποιείται επίσημα εδώ και χρόνια για τον υπολογισμό του ύψους των ΥΚΩ που πληρώνει ο Έλληνας καταναλωτής, προσδιορίζεται λαμβάνοντας υπ' όψη το κόστος που προκύπτει για τους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας από το σύνολο των μηχανισμών της χονδρεμπορικής αγοράς, και συγκεκριμένα την Οριακή Τιμή του Συστήματος, την Οριακή Τιμή των Αποκλίσεων, τους λοιπούς Λογαριασμούς Προσαυξήσεων (όπως ενσωμάτωση ΕΦΚ, Μηχανισμό Ανάκτησης Μεταβλητού Κόστους, Αγορά Επικουρικών Υπηρεσιών, κ.α. ), καθώς και το Μηχανισμό Διασφάλισης Επαρκούς Ισχύος.

10. Σύμφωνα, λοιπόν, με τους σχετικούς υπολογισμούς του CEER, το 2012 και 2013 η Ελλάδα εμφανίζει το τρίτο χαμηλότερο ύψος πραγματικής επιδότησης (σε €/MWh) σε όλη την Ευρώπη και για όλες τις τεχνολογίες ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών, ενώ παράλληλα έχει το υψηλότερο στην Ευρώπη κόστος προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας από τη χονδρεμπορική αγορά.
11. Όλα τα παραπάνω καταδεικνύουν ότι για να αποφευχθούν τα λάθη του παρελθόντος στην υποεκτίμηση της πραγματικής αξίας της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ και την, ως εκ τούτου, «κρυφή» επιδότηση του κόστους του ανταγωνιστικού σκέλους των τιμολογίων των προμηθευτών από τον Ειδικό Λογαριασμό ΑΠΕ, εις βάρος τελικά του ΕΤΜΕΑΡ και των Ελλήνων καταναλωτών, η μόνη ορθολογική λύση, είναι η ενσωμάτωση του ΕΤΜΕΑΡ στο κόστος των προμηθευτών. Ως αναπόσπαστο στοιχείο του κόστους του ηλεκτρικού ρεύματος (και συγκεκριμένα του κόστους παραγωγής του), το οποίο οι προμηθευτές πωλούν στους πελάτες τους (τελικούς καταναλωτές), το ΕΤΜΕΑΡ θα έπρεπε να ενσωματωθεί στο ανταγωνιστικό σκέλος των λογαριασμών ρεύματος, αφού υπό τη φυσική του έννοια είναι κόστος ρεύματος, συνεπώς είναι κόστος της προμήθειας. Ως τέτοιο, είναι αποκλειστική ευθύνη των προμηθευτών να το συλλέγουν από τους πελάτες τους και να το αποδίδουν, εν τω συνόλω του, στο ΛΑΓΗΕ, ως πληρωμή για την ηλεκτρική ενέργεια που ήδη προμηθεύτηκαν από αυτόν, μέρος της οποίας ήταν και η ενέργεια ΑΠΕ. Σε κάθε περίπτωση, το εμπορικό ρίσκο των προμηθευτών στη συμβατική τους σχέση με τους πελάτες τους αφορά προφανώς το σύνολο των KWh που τους πωλούν, είτε αυτές προέρχονται από λιγνίτες είτε από υδροηλεκτρικά είτε από εισαγωγές είτε από ΑΠΕ. Ανάληψη από τους προμηθευτές επιλεκτικά (cherry picking) μόνο ενός μέρους του ρίσκου αυτού, και συγκεκριμένα μόνο του ρίσκου που αφορά τις συμβατικές KWh είναι λογικά, μεθοδολογικά και ενεργειακά απαράδεκτη.