



ΣΥΝΔΕΣΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ με ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ

Γ' Σεπτεμβρίου 144, 112 51 Αθήνα, Τηλ: 210-6854035, e-mail: grammateiaspef@gmail.com, www.spef.gr

Αθήνα, 23/9/20

Προς:

Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας

Μεσογείων 119, 101 92 Αθήνα

Υπ' όψη : Υπουργού κ. Κωστή Χατζηδάκη

: Γεν. Γραμμ. κας Αλεξάνδρας Σδούκου

: Γεν. Δ/ντή Ενέργειας κ. Δημήτρη Τσαλέμη

Θέμα: Απόψεις μας για την μετάβαση των νέων κάθε φορά έργων ΑΠΕ στην πλήρως απελευθερωμένη αγορά μέσα από μια περίοδο λελογισμένης ανανέωσης του μοντέλου των διαγωνιστικών διαδικασιών της ΡΑΕ.

Αξιότιμε κ. Υπουργέ, κ. Γεν. Γραμματέα, κ. Γεν. Διευθυντή

Επιτρέψτε μας καταρχήν να σας ευχαριστήσουμε για την πρόσκληση και την παραγωγική εκτιμούμε σύσκεψη της περασμένης Παρασκευής. Το κλίμα συναίνεσης και αξιοπιστίας που εκπέμπετε, ήτοι «*πως η Πολιτεία δεν επιθυμεί να αιφνιδιάσει τους επενδυτές αλλά πως σεβόμενη τους κανόνες, τις δεσμεύσεις έναντι της ΕΕ και τις προβλέψεις του Συντάγματος θα οδηγήσει την αγορά σε καθεστώς ελεύθερου ανταγωνισμού*», οφείλει πράγματι να αποτελέσει την πεμπτούσια του οδικού χάρτη προς την επίτευξη των στόχων του ΕΣΕΚ για νέα 8,5 GW αιολικών και φωτοβολταϊκών έργων έως το 2030.

1. Γενικό πλαίσιο

Νομίζουμε γνωρίζετε πως ο ΣΠΕΦ έχει από νωρίς εκφράσει τις ανησυχίες του για την πλημμυρίδα επενδυτικού ενδιαφέροντος που άρχισε να παρουσιάζεται ιδίως από τα τέλη του 2019 στις ΑΠΕ και τα φωτοβολταϊκά με την «έκρηξη» αιτημάτων για άδειες παραγωγής προς την ΡΑΕ (15 GW στον κύκλο Δεκεμβρίου 2019). Θέση μας μάλιστα ήταν πως η έντονη αποψίλωση της εν λόγω αδειοδότησης, δύναται να θέσει σε κίνδυνο επόμενα ιδιαίτερως ευαίσθητα στάδια που αναμένεται να φορτιστούν, όπως λ.χ. αυτό των προσφορών σύνδεσης. Σύμφωνα με τα στοιχεία που παρουσίασε η Γεν. Γραμματέας, το συνολικό επενδυτικό ενδιαφέρον σε αιολικά και φωτοβολταϊκά φθάνει σήμερα τα 76 GW στα διάφορα στάδια αδειοδότησης, για ένα διαθέσιμο περιθώριο μόλις 8,5 GW νέων έργων αιολικών και φωτοβολταϊκών μέχρι το 2030 σύμφωνα με το ΕΣΕΚ. Υπενθυμίζεται πως το καταγεγραμμένο ενδιαφέρον των 76 GW θα ήταν πολύ μεγαλύτερο, αν για τεχνικούς λόγους δεν είχαν αναβληθεί δύο κύκλοι υποδοχής αιτήσεων στην ΡΑΕ, ήτοι αυτών του Μαρτίου και Ιουνίου 2020 και μετατεθεί για τον Δεκέμβριο αυτός του Σεπτεμβρίου. Και βεβαίως δεν είναι το ΕΣΕΚ που θέτει περιοριστικούς στόχους, αλλά η ίδια η πραγματικότητα του ηλεκτρικού χώρου.

Για να διαλυθεί κάθε παρανόηση στο ευρύ κοινό που τυχόν θα διαβάσει τις θέσεις μας, ας επαναλάβουμε πως ηλεκτρικό χώρο δεν παράγουν ούτε τα δίκτυα, ούτε οι υποσταθμοί των ΑΔΜΗΕ και ΔΕΔΔΗΕ. Ηλεκτρικό χώρο παράγει μόνο η κατανάλωση, η οποία και βρίσκεται σε τάση ύφεσης μεσομακροπρόθεσμα λόγω των προγραμμάτων εξοικονόμησης αλλά και επιπλέον, βραχυπρόθεσμα, λόγω του COVID-19. Τάσεις που θα μπορούσαν να μεταβάλλουν το τοπίο αυτό, συνιστούν ίσως μόνο η ηλεκτροκίνηση και οι μαζικές εξαγωγές, για τις οποίες εξαγωγές ωστόσο δεν θα στοιχηματίζαμε, ένεκα

του ιδιαίτερα ευμετάβλητου χαρακτήρα των αγορών ηλεκτρισμού αφενός, ιδίως αν τελούν και υπό σύζευξη (coupling). Αφετέρου οι υπόλοιπες χώρες αντιμετωπίζουν και αυτές ανάλογες με εμάς προκλήσεις. Ο ρόλος των δικτύων από την άλλη πλευρά είναι για να διευκολύνουν την μεταφορά ενέργειας από τους χώρους παραγωγής στις εστίες κατανάλωσης και δεν παράγουν ηλεκτρικό χώρο σε επίπεδο συνόλου. Σε ότι αφορά δε την αποθήκευση, αυτή αμβλύνει τους περιορισμούς του ετεροχρονισμού μεταξύ ανανεώσιμης παραγωγής με κατανάλωση. **Σε ένα υποθετικό σενάριο τέλει και πλήρους αποθηκευτικής δυναμικότητας στη χώρα μας ικανής να εξαλείψει το πρόβλημα του ετεροχρονισμού, όπως λ.χ. το [θέσαμε](#) τον περασμένο Νοέμβριο, 30 GW αιολικών και φωτοβολταϊκών θα μπορούσαν άνετα να καλύψουν όλη την σημερινή κατανάλωση ηλεκτρισμού στη χώρα, μέρα-νύχτα, όλο το χρόνο.** Αυτό δηλαδή συνιστά τρόπον τινά το απόλυτο άνω όριο εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ με τα σημερινά δεδομένα. Χωρίς αποθήκευση, οι στόχοι του ΕΣΕΚ για το 2030, που τείνουν να ικανοποιηθούν αρκετά νωρίτερα, δείχνουν ήδη υψηλοί. Περαιτέρω φαίνεται μάλλον αδύνατο, σύμφωνα με την ίδια [ανάλυση](#) μας, να διασφαλιστεί η πλήρης απορρόφηση ή/και αποζημίωση της παραγωγής στα έργα που υπόκεινται ήδη στο μοντέλο Feed-in Premium (έργα με ΣΕΔΠ βάσει των προβλέψεων του ν. 4414/2016 αλλά και του ν. 4643/2019).

2. Διαγωνισμοί 2016 - 2020

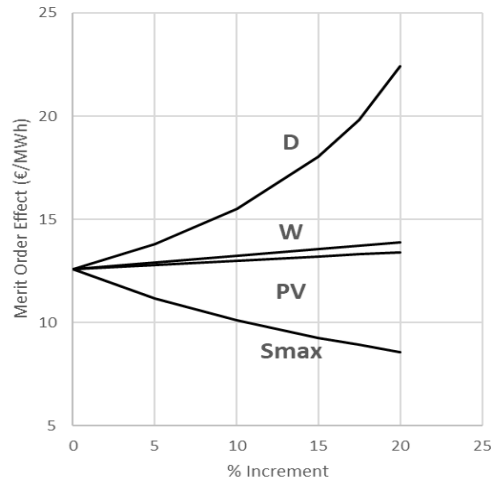
Το μοντέλο των ανταγωνιστικών διαδικασιών ΡΑΕ που εφαρμόστηκαν από το 2016 μέχρι σήμερα στη χώρα μας για την απόδοση μειούμενων μέσω του ανταγωνισμού σταδιακά Τιμών Αναφοράς (ΤΑ) στα νέα κάθε φορά έργα, καθόρισε τις τιμές σε 2,7 GW αιολικών και φωτοβολταϊκών έργων. Στα αιολικά μάλιστα η ποσότητα που είχε προβλεφθεί εξαντλήθηκε, ενώ στα φωτοβολταϊκά υφίσταται αδιάθετο υπόλοιπο 340 MW.

Με δεδομένο ότι οι ιδιώτες επενδυτές όλο και περισσότερο φράσσονται από τον περιορισμό των μόνο δύο έργων εν τέλει ανά φυσικό πρόσωπο (ν. 4602/2019) εκτός διαγωνισμών, μοναδική διέξοδος τους αποτελεί η συμμετοχή τους σε **ανταγωνιστικές διαδικασίες ΡΑΕ, οι οποίες και προτείνουμε απαρεικλιώς καταρχήν να συνεχιστούν μέχρι τον Δεκέμβριο που λήγει το υφιστάμενο μοντέλο, ώστε να εξαντληθούν και τα 340 MW αδιάθετης Φ/Β ισχύος.**

Αν μάλιστα τον Δεκέμβριο δεν πραγματοποιηθεί τελικά η προσδοκώμενη διαγωνιστική διαδικασία, πολλές Οριστικές Προσφορές Σύνδεσης (6μηνης διάρκειας) που έχουν νομίμως εκδοθεί από τον ΔΕΔΔΗΕ θα λήξουν, αφού δεν είναι λογικό πέραν της εγγυητικής που καταβάλλουν οι επενδυτές, **να ζητείται εν τοις πράγμασι από την Πολιτεία να εξοφλήσουν τους Όρους Σύνδεσης για κατασκευές έργων δικτύου χωρίς να υπάρχει καν ορατότητα για τον τρόπο λήψης Τιμής Αναφοράς.** Σύμφωνα με το υφιστάμενο νομικό πλαίσιο οι Οριστικές Προσφορές Σύνδεσης παρατείνονται πέραν του 6μήνου μέχρι τον επόμενο διαγωνισμό ΡΑΕ, μόνο αν ο επενδυτής έχει ήδη συμμετάσχει σε προηγούμενο διαγωνισμό και δεν έχει επιλεγεί (παρ. 8B, άρθρο 7, ν. 4414/2016). Η χρονική λοιπόν περιοδικότητα των διαγωνισμών κάθε Ιούλιο και Δεκέμβριο όλα τα προηγούμενα χρόνια **κάλυπτε και αυτή την παράμετρο.**

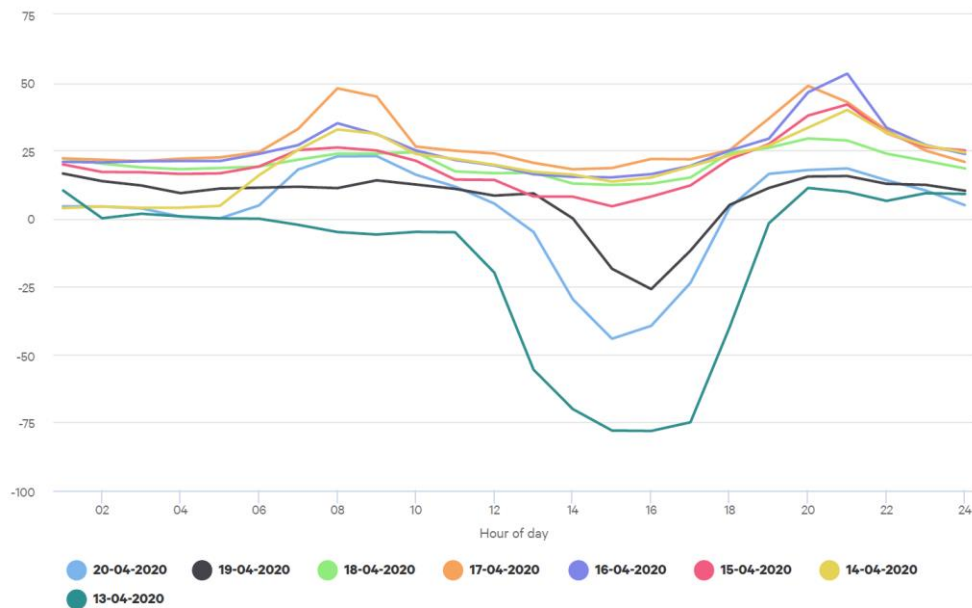
3. ΑΠΕ υπό την ελεύθερη αγορά του Target Model

Όπως είναι γνωστό η συμμετοχή έργων ΑΠΕ με μη τιμολογούμενες προσφορές στην αγορά (μοντέλα Feed-in Tariff και Feed-in Premium) μειώνουν την ΟΤΣ, δηλαδή το χονδρεμπορικό κόστος του ρεύματος. Αν και μέρος του δημοσίου διαλόγου αφιερώνεται εσχάτως στο υψηλότερο κατά μέσο όρο επίπεδο της ΟΤΣ στην χώρα μας συγκριτικά με τις υπόλοιπες της ΕΕ, εντούτοις ουδείς μπορεί να παραγνωρίσει το γεγονός πως αν δεν υπήρχαν οι ΑΠΕ των FIT και FIP, η ΟΤΣ στην Ελλάδα και όχι μόνο θα ήταν σημαντικά υψηλότερη. Η εμπειρία λειτουργίας της ΠΧΕΦΕΛ την περίοδο 2016-2018 απέδειξε ντετερμινιστικά μια μεσοσταθμική πτώση της ΟΤΣ κατά ~7,5 ευρώ/MWh λόγω αυτών των ΑΠΕ και του φαινομένου του Merit Order Effect (MOE), η οποία μάλιστα θα έφθανε μεσοσταθμικά τα 13 ευρώ/MWh αν δεν είχε τεθεί από την ΡΑΕ το πλαφόν των 15 ευρώ/MWh στη ωριαία τιμή της. Περαιτέρω, από ανάλυση ευαισθησίας σε [paper των Loumakis et al](#), παραθέτουμε στο Σχήμα 1 τα αποτελέσματα της επίδρασης κρίσιμων παραμέτρων στην περαιτέρω μεταβολή του MOE (δηλαδή της μοναδιαίας ΠΧΕΦΕΛ, ήτοι της μείωσης της ΟΤΣ λόγω ΑΠΕ), από το κεντρικό επίπεδο μείωσης των 13 ευρώ/MWh που προαναφέρθηκε για την ελληνική πραγματικότητα της περιόδου εκείνης.



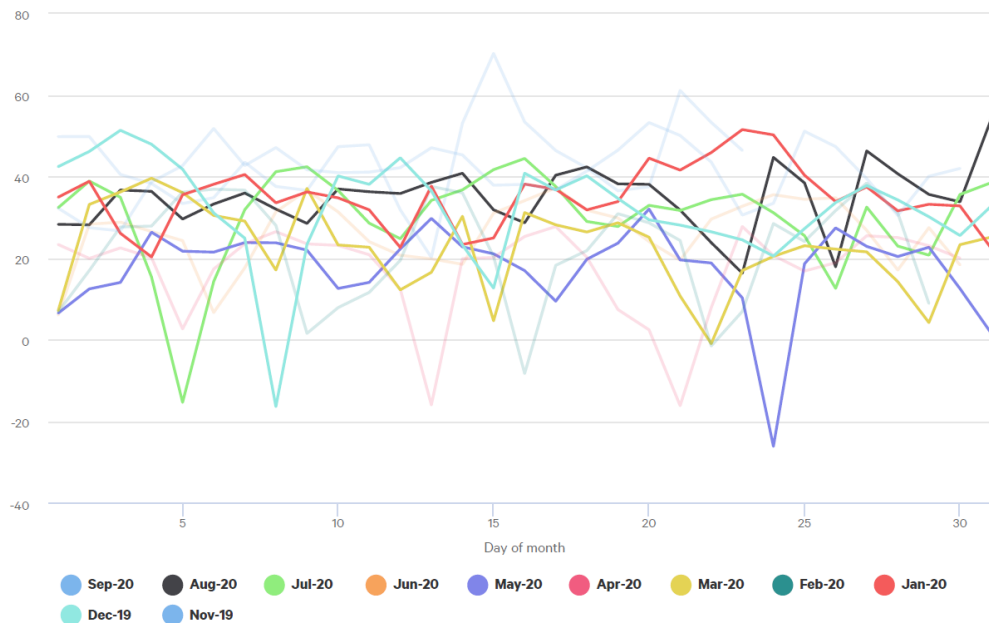
Σχήμα 1. Ανάλυση ευαισθησίας (ένας παράγων κάθε φορά): Επίδραση κρίσιμων παραγόντων της αγοράς στο MOE. D = ζήτηση, W = ΑΠΕ πλην φωτοβολταϊκών, PV = Φωτοβολταϊκά, and S_{max} = Συμβατική μέγιστη παροχή ηλεκτρικής ενέργειας.

Με την περαιτέρω αύξηση της διείσδυσης των ανανεώσιμων αλλά και την έναρξη του target model, εκτιμάται πως η μείωση της ΟΤΣ θα είναι ακόμη εντονότερη, αρκετές φορές προς μηδενικά έως και αρνητικά επίπεδα, όπως συχνά παρατηρείται στην ΕΕ (λ.χ. προημερήσια αγορά Γερμανίας-Λουξεμβούργου) όταν λάμπει ο ήλιος με δυνατό άνεμο (Σχήμα 2).



Σχήμα 2. Παράδειγμα αρνητικών χονδρεμπορικών τιμών (ΟΤΣ) σε ευρώ/MWh της Προημερήσιας αγοράς στην Γερμανία-Λουξεμβούργου του Nord Pool

Στο Σχήμα 3 που ακολουθεί αποτυπώνεται η μέση ημερήσια ΟΤΣ στην προημερήσια αγορά της Γερμανίας-Λουξεμβούργου για όλους τους μήνες από Νοέμβριο 2019 έως Σεπτέμβριο 2020. Προκύπτει λοιπόν πως η μέση ημερήσια ΟΤΣ είναι όχι μόνο αρκετές φορές αρνητική αλλά ακόμη περισσότερες εξαιρετικά χαμηλή κάτω των 20 ευρώ/MWh. Συνδυάζοντας κανείς τα ανωτέρω διαγράμματα μπορεί εύκολα να φανταστεί για πόσες ώρες η ΟΤΣ είναι αρνητική ή εξαιρετικά χαμηλή τις ημέρες αυτές.



Σχήμα 3. Μέσες ημερήσιες ΟΤΣ σε ευρώ/MWh της Προημερήσιας αγοράς στην Γερμανία-Λουξεμβούργο του Nord Pool για την περίοδο Νοε-19 έως Σεπτ-20

Στο ανωτέρω φαινόμενο πτώσης των ΟΤΣ λόγω μεγάλου μεριδίου ΑΠΕ εδράζεται προφανώς και ο λόγος που ακόμη και ο Γερμανικός ΕΛΑΠΕ έχει καταστεί πλέον ελλειμματικός. Εκτιμούμε μάλιστα πως ασχέτως του COVID-19, **η αρχιτεκτονική των ΕΛΑΠΕ για μεγάλες διεισδύσεις ΑΠΕ που ήδη λειτουργούν στην ΕΕ, έχει φθάσει στο τέλος της** και πως είναι πράγματι μονόδρομος το ΕΤΜΕΑΡ να απαλειφθεί από τους λογαριασμούς των καταναλωτών και να ενσωματωθεί στο κόστος του ανταγωνιστικού σκέλους των Προμηθευτών. Ο ν. 4414/2016, άρθρο 23, παρ. 3,α,γγ ήδη παρέχει τέτοια δυνατότητα. **Αν αυτό δεν συμβεί, τα κέρδη της Προμήθειας θα συνεχίζουν να αυξάνονται όταν το χονδρεμπορικό κόστος του ρεύματος πέφτει και την ίδια στιγμή η Πολιτεία παραδόξως θα ζητάει μέσω ενός στρεβλού ΕΤΜΕΑΡ και πρόσθετα χρήματα από τους καταναλωτές.**

Μπροστά στην νέα πραγματικότητα **θωρακισμένοι μπορούν να αισθάνονται μόνο οι πλήρως καθετοποιημένοι παίκτες στην αγορά (4-5 εταιρείες σήμερα στην Ελλάδα),** δηλαδή αυτοί που πέρα από παραγωγή συμβατική ή/και ΑΠΕ συνδυάζουν και Προμήθεια τουλάχιστον ισοζυγισμένη ή και μεγαλύτερη από την παραγωγή τους. Για αυτούς οι τιμές αλλά και οι απολαβές από την χονδρεμπορική αγορά καθίστανται αδιάφορες, αφού καταρχήν μέσω ενδοομιλικών διμερών συμβολαίων (τα λεγόμενα ΡΡAs) μπορούν να διοχετεύσουν την παραγωγή τους απευθείας στην κατανάλωση, δηλαδή να την πουλήσουν πρακτικά σε τιμές λιανικής λ.χ. των ~100+ ευρώ/MWh. Περαιτέρω, ο περιορισμός του 20% στα διμερή συμβόλαια για μεγάλα μερίδια αγοράς καθετοποιημένων συμμετεχόντων δεν μεταβάλλει την αδιάφορη οικονομική ισορροπία τους ως προς τις τιμές στην Προημερήσια αγορά, ακόμα μάλιστα και αν αυτές καταστούν αρνητικές. **Οι αρνητικές τιμές ΟΤΣ στην Προημερήσια αγορά επηρεάζουν μόνο τους συμμετέχοντες που δεν είναι καθετοποιημένοι,** αφού κανείς, ειδικά παραγωγός ΑΠΕ που δεν έχει λειτουργικά κόστη συγχρονισμού και αποσυγχρονισμού, δεν πρόκειται να επιλέξει να πουλάει το ρεύμα του και να πληρώνει αντί να πληρώνεται. Έτσι μοιραία θα επιλέξει να μην συμμετέχει στην αγορά για όσο χρόνο υπάρχουν αρνητικές τιμές λόγω συνθηκών υπερπαραγωγής δηλαδή ασυμφωνίας του ισοζυγίου προσφοράς και ζήτησης στην Προημερήσια αγορά.

Οι αρνητικές τιμές δηλαδή είναι ο αγοραίος φυσικός τρόπος ώστε να μην επιβάλλονται αναγκαστικές αποζεύξεις από τον Διαχειριστή, αλλά μόνοι τους οι παραγωγοί να μην επιθυμούν πλέον να συμμετέχουν στην Προημερήσια αγορά για όσο αυτές διαρκούν. Από την άλλη ωστόσο πλευρά, ένας καθετοποιημένος συμμετέχων ακόμα και αν υπό καθεστώς αρνητικών τιμών ΟΤΣ στην Προημερήσια αγορά αναγκάζεται να πληρώνει αντί να πληρώνεται για την εγχεόμενη παραγωγή του, έχει την ευκαιρία να αντισταθμίσει πλήρως την ζημία αυτή μέσω της Προμήθειας, αφού αγοράζοντας από την αγορά ίση ή και μεγαλύτερη ποσότητα την ίδια ώρα, θα πληρωθεί στην ίδια ΟΤΣ αντί να πληρώσει για την

απορρόφηση του. **Πρόκειται δηλαδή απλά για αντιστροφή της χρηματοροής με μηδενικό ή και θετικό αποτέλεσμα (κέρδος) για τον καθετοποιημένο συμμετέχοντα**, ιδίως αν η δραστηριότητα της Προμήθειας του υπερκερνά την παραγωγή του. Σε κάθε περίπτωση ο καθετοποιημένος συμμετέχων επιπλέον καρπώνεται και το περιθώριο κέρδους (δηλαδή ως προς τις τιμές λιανικής) από την δραστηριότητα της Προμήθειας που ούτως ή άλλως διατηρεί. Ας δούμε μερικά χαρακτηριστικά παραδείγματα ώστε γίνει απτή η κατάσταση:

Παράδειγμα

Έστω καθετοποιημένος συμμετέχων που χρειάζεται για να ικανοποιήσει την λιανική του 1,100 MWh. Έστω επίσης πως η τιμή λιανικής του είναι 110 ευρώ/MWh.

Έστω επίσης πως τις 1,000 MWh τις παράγει ο ίδιος σε μονάδα ΑΠΕ του και τις υπόλοιπες 100 MWh τις αγοράζει από το Pool. Με τον τρόπο αυτό ισοσκελίζει την προσφορά ενέργειας που χρειάζεται ώστε να ικανοποιήσει την λιανική του των 1,100 MWh.

Έστω επίσης πως η ΟΤΣ στο pool είναι στα 30 ευρώ/MWh.

Έστω πως η παραγωγή του από ΑΠΕ απολαμβάνει ΤΑ στα 50 ευρώ/MWh.

Για την προσφορά ενέργειας λοιπόν το κόστος αγορών του ως Προμηθευτή είναι $100 \times 30 + 1,000 \times 50 = 53,000$ ευρώ.

Για τις 1,100 MWh που πωλεί ως Προμηθευτής με τιμή λιανικής 110 ευρώ/MWh, θα έχει τζίρο $1,100 \times 110 = 121,000$ ευρώ.

Οπότε ως Προμηθευτής θα έχει μικτό κέρδος 121,000 ευρώ μείον το κόστος αγορών ενέργειας των 53,000 ευρώ, ήτοι 68,000 ευρώ.

Επειδή ωστόσο είναι καθετοποιημένος θα έχει μικτό κέρδος και από την ανανεώσιμη παραγωγή του, ήτοι τις 1,000 MWh που πούλησε προς ΤΑ στα 50 ευρώ/MWh, άρα 50,000 ευρώ.

Οπότε συνολικά ως καθετοποιημένος συμμετέχων απολαμβάνει στο παράδειγμα μας μικτό κέρδος EBITDA στις 68,000 ευρώ από την δραστηριότητα της Προμήθειας και άλλα 50,000 ευρώ από την δραστηριότητα ως Παραγωγός. Οπότε το σύνολο του μικτό κέρδος στο παράδειγμα διαμορφώνεται στα 118,000 ευρώ.

Συνοπτικά αυτό φαίνεται στον κάτωθι πίνακα:

Προσφορά Ενέργειας MWh	Τιμή ευρώ/MWh	Προσφορά Ενέργειας σε ευρώ	Πωλήσεις Ενέργειας στην Λιανική σε MWh	Τιμή Λιανικής σε ευρώ/MWh	Τζίρος Προμήθειας σε ευρώ	Μικτό κέρδος (EBITDA) ευρώ	
Από το Pool	100	30	53,000	1,100	110	121,000	68,000 (από Προμήθεια)
Από δική του παραγωγή	1,000	50					50,000 (από Παραγωγή)
Υπόλοιπο	0					0	
						118,000	

- a) Αν τώρα υποθέσουμε πως για την παραγωγή του των 1,000 MWh δεν είχε ΤΑ στα 50 ευρώ/MWh αλλά την πωλούσε στο pool προς 30 ευρώ/MWh που είναι η ΟΤΣ. Σε ένα τέτοιο σενάριο παρατηρούμε πως το τελικό του μικτό κέρδος παραμένει το ίδιο στα 118,000 ευρώ, αφού ότι χάνει ως παραγωγός το κερδίζει ως προμηθευτής.

Προσφορά Ενέργειας MWh	Τιμή ευρώ/MWh	Προσφορά Ενέργειας σε ευρώ	Πωλήσεις Ενέργειας στην Λιανική σε MWh	Τιμή Λιανικής σε ευρώ/MWh	Τζίρος Προμήθειας σε ευρώ	Μικτό κέρδος (EBITDA) ευρώ	
Από το Pool	100	30	33,000	1,100	110	121,000	88,000 (από Προμήθεια)
Από δική του παραγωγή	1,000	30					30,000 (από Παραγωγή)
Υπόλοιπο	0					0	
						118,000	

- b) Ας υποθέσουμε τώρα πως η ΟΤΣ γίνεται αρνητική στα -30 ευρώ/MWh ενόσω για την δική του παραγωγή απολαμβάνει ΤΑ στα 50 ευρώ/MWh. Το μικτό του κέρδος σε ένα τέτοιο σενάριο θα αυξηθεί στα 124,000 ευρώ, σύμφωνα με τον κάτωθι πίνακα.

Προσφορά Ενέργειας MWh	Τιμή ευρώ/MWh	Προσφορά Ενέργειας σε ευρώ	Πωλήσεις Ενέργειας στην Λιανική σε MWh	Τιμή Λιανικής σε ευρώ/MWh	Τζίρος Προμήθειας σε ευρώ	Μικτό κέρδος (EBITDA) ευρώ	
Από το Pool	100	-30	47,000	1,100	110	121,000	74,000 (από Προμήθεια)
Από δική του παραγωγή	1,000	50				50,000	(από Παραγωγή)
Υπόλοιπο	0					0	
						124,000	

c) Αν τώρα στη περίπτωση της αρνητικής ΟΤΣ στα -30 ευρώ/MWh υποθέσουμε πως για την παραγωγή του δεν απολαμβάνει TA στα 50 ευρώ/MWh αλλά πως την πουλάει στο Pool και αυτήν στην αρνητική ΟΤΣ, τότε το μικτό κέρδος του παραμένει στα 124,000 ευρώ, όπως φαίνεται στον κάτωθι πίνακα:

Προσφορά Ενέργειας MWh	Τιμή ευρώ/MWh	Προσφορά Ενέργειας σε ευρώ	Πωλήσεις Ενέργειας στην Λιανική σε MWh	Τιμή Λιανικής σε ευρώ/MWh	Τζίρος Προμήθειας σε ευρώ	Μικτό κέρδος (EBITDA) ευρώ	
Από το Pool	100	-30	-33,000	1,100	110	121,000	154,000 (από Προμήθεια)
Από δική του παραγωγή	1,000	-30				-30,000	(από Παραγωγή)
Υπόλοιπο	0					0	
						124,000	

Δηλαδή από το ανωτέρω απλουστευμένο παράδειγμα φαίνεται πως ένας Προμηθευτής που η λιανική του είναι μεγαλύτερη ή ίση από την παραγωγή του, έχει συνολικά μόνο να κερδίσει από την πώση της ΟΤΣ και ακόμη περισσότερο όταν αυτή καθίσταται αρνητική. Το μαθηματικά εντυπωσιακό μάλιστα είναι πως αν με κάποιο τρόπο για την παραγωγή του λάμβανε TA λ.χ. -70 ευρώ/MWh αρνητικότερη της ΟΤΣ, τα κέρδη του παραμένουν αμετάβλητα, όπως φαίνεται παρακάτω.

Προσφορά Ενέργειας MWh	Τιμή ευρώ/MWh	Προσφορά Ενέργειας σε ευρώ	Πωλήσεις Ενέργειας στην Λιανική σε MWh	Τιμή Λιανικής σε ευρώ/MWh	Τζίρος Προμήθειας σε ευρώ	Μικτό κέρδος (EBITDA) ευρώ	
Από το Pool	100	-30	-73,000	1,100	110	121,000	194,000 (από Προμήθεια)
Από δική του παραγωγή	1,000	-70				-70,000	(από Παραγωγή)
Υπόλοιπο	0					0	
						124,000	

Συνεπώς στα νέα έργα ΑΠΕ υπό καθεστώς ελεύθερης αγοράς, μικροί, μεσαίοι αλλά και μεγάλοι παίκτες χωρίς καθετοποίηση, καθίσταται εξαιρετικά δύσκολο ή και αδύνατο να δραστηριοποιηθούν, τουλάχιστον στο καταγραφόμενο σήμερα επενδυτικό ενδιαφέρον.

Από τη ανωτέρω ανάλυση καθίσταται επίσης προφανές πως είναι παντελώς αδύνατο σε διαγωνισμούς ΡΑΕ κάποιος με δραστηριότητα αμιγώς παραγωγού να ανταγωνιστεί καθετοποιημένο συμμετέχοντα, για τον οποίο η TA είναι αδιάφορη, αφού τον επηρεάζει μόνο η τιμή λιανικής του ρεύματος που πουλάει. Ίσως εδώ μάλιστα να εδράζεται και η ερμηνεία του γιατί σε διαγωνισμούς ΑΠΕ ανά τον κόσμο, οι προσφερόμενες τιμές πέφτουν πολλές φορές σε εξωπραγματικά χαμηλά επίπεδα. Ένα από τα κλειδιά λοιπόν οπωσδήποτε αφορά στην καθετοποίηση, δηλαδή στη ενσωμάτωση δραστηριότητας Προμήθειας για την αγορά που δραστηριοποιούνται ως παραγωγοί.

Υπό το φως των ανωτέρω δεν αντιλαμβανόμαστε λ.χ. πόσο πραγματικό μακροοικονομικό νόημα είχε η συμμετοχή του Φ/Β πάρκου των 200 MW της ΔΕΗ σε διαγωνισμό ΡΑΕ τον Απρίλιο 2020, όπου και κατοχύρωσε TA στα 49,11 ευρώ/MWh, ενόσω μπορούσε βάσει του ν. 4643/2019 να αποταθεί απευθείας στην ελεύθερη αγορά.

4. Διαγωνισμοί 2021+

Για την περίοδο από το 2021 και μετά οφείλει να υπάρξει προηγουμένως κατάθεση πρότασης από το ΥΠΕΝ για έγκριση από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, με την σχετική κατεύθυνση να τείνει στην συνέχιση του μοντέλου των διαγωνιστικών διαδικασιών για αιολικά και φωτοβολταϊκά για **δύο ίσως και τρία το πολύ χρόνια**, αλλά για περιορισμένη σε κάθε περίπτωση ποσότητα GW νέων έργων, πολύ μικρότερη αυτών που θα ωριμάζουν αδειοδοτικά. Νομίζουμε ο ορισμός της συνολικής ποσότητας για την νέα φάση του μοντέλου συνιστά αποδοτικότερη παράμετρο ελέγχου του από την χρονική διάρκεια. Για παράδειγμα μια ποσόστωση της τάξης του **~ 1,5 GW συνολικά για αιολικά και φωτοβολταϊκά μαζί**, θα συνιστούσε μια ισορροπημένη μεταβατική φάση προς την ελεύθερη αγορά.

Σε αυτή μάλιστα την ποσόστωση δεν θα πρέπει να επιτρέπεται να συμμετάσχουν πολύ μεγάλα έργα (>20 MW) και ιδίως καθετοποιημένων συμμετεχόντων, δηλαδή αυτών που συνδυάζουν παραγωγή και προμήθεια, αφού γι' αυτούς η τιμή πώλησης της παραγωγής τους πρακτικά ισούται με το τιμολόγιο της λιανικής τους των ~100+ ευρώ/MWh και δεν τους αφορά ο ενδιάμεσος «σταθμός» της χονδρεμπορικής αγοράς, οπότε και μπορούν άνετα να αποταθούν στην ελεύθερη αγορά, αφού και οι προτεραιότητες έγχυσης με τον ν. 4643/2019 έχουν ούτως ή άλλως αρθεί για ηλεκτρική μετά τις 4/7/19 σε μονάδες άνω των 400 kW.

Στον σχεδιασμό της μεταβατικής φάσης των διαγωνισμών θα πρέπει να ληφθεί επίσης υπόψη και η περίπτωση των **κορεσμένων περιοχών της Πελοποννήσου και της Εύβοιας**. Ιδίως η Πελοπόννησος βρίσκεται σε ολικό επενδυτικό αποκλεισμό από το 2012 όταν και κηρύχθηκε από την ΠΑΕ επίσημα κορεσμένη. Μετά τις παλινωδίες στα τέλη του 2019 με αρχές του 2020 για το αν θα ανοίξουν τα αιτήματα για νέα έργα, σε συνέχεια της νέας διασυνδυκτικής γραμμής ΥΤ που ηλέκτρισε ο ΑΔΜΗΕ και παρά την απόφαση ΠΑΕ 663/2019 για το πρόσθετο διαθέσιμο περιθώριο ισχύος στην εν λόγω περιοχή, η δυνατότητα των επενδυτών σε νέα έργα αίφνης αποκλείσθηκε και πάλι, με ορίζοντα τις αρχές του 2021. **Θα πρέπει λοιπόν απαρένγκλιτα η επικείμενη μεταβατική περίοδος των διαγωνιστικών διαδικασιών να δύναται να καταλάβει και τις όποιες νέες επενδύσεις ωριμάσουν αδειοδοτικά στην εν λόγω περιοχή.**

Από την άλλη πλευρά αν το Υπουργείο αφήσει «χαλαρή» την ποσότητα στους νέους διαγωνισμούς επιτρέποντας και μεγάλα έργα να καρπώνονται το μοντέλο π.χ. άνω των 20 MW ή/και συνάμα καθετοποιημένων παικτών, το Feed-in Premium είναι έτσι δομημένο που σε συνθήκες συνεχόμενων μηδενικών ή αρνητικών (φантаζόμαστε) στο μέλλον τιμών ΟΤΣ για πάνω από δύο ώρες, μηδενίζονται πλήρως οι απολαβές των έργων που συμμετέχουν σε αυτό, δηλαδή και η λειτουργική τους ενίσχυση και μάλιστα για όλα τα έργα με συμβάσεις ΣΕΔΠ που ηλεκτρίστηκαν από το 2016 και μετά υπό τον ν. 4414. Αυτή είναι μια κατάσταση που πρέπει απαρעγκλίτως να αποφευχθεί.

5. Έργα με ειδικό καθεστώς τιμής

Ο ηλεκτρικός χώρος (βάσει της κατανάλωσης και όχι του δικτύου) που απομένει στην χώρα είναι συνεπώς εξαιρετικά πολύτιμος τόσο για την εύρυθμη λειτουργία της αγοράς όσο και για την ομαλή μετάβαση στην ελεύθερη αγορά μέσα από ένα λελογισμένο νέο κύκλο διαγωνισμών. **Οι Ενεργειακές Κοινότητες παραδόξως συνεχίζουν να απολαμβάνουν «Nx18 MW» δυνατότητα ανάπτυξης έργων σε διοικητικά καθοριζόμενη υψηλότερη τιμή αναφοράς**, τα οποία μάλιστα 18 MW ανά Εν.Κοιν. αποτελούνται από συστάδες μικρότερων έργων με ΣΕΣΤ, δηλαδή χωρίς υποχρεώσεις συμμετοχής στην αγορά κατ' οιονδήποτε τρόπο.

Το Υπουργείο, επίσης, απαιτείται πλέον σοβαρά να προβληματιστεί και για τον τρόπο συμμετοχής στην αγορά, έργων ΑΠΕ (συνήθως ιδιαίτερα μεγάλων) βάσει ειδικής τιμής που θα εξασφαλίσουν με έγκριση της ΕΕ για την απορρόφηση της παραγόμενης ενέργειας τους. Αν λόγω του ειδικού καθεστώτος τιμής τα έργα αυτά εισέρχονται με προτεραιότητα στο σύστημα ωςάν FIT, η χονδρεμπορική αγορά και τιμή θα στρεβλώνεται καθοδικά έτι περαιτέρω, δημιουργώντας προβλήματα σε παραγωγούς με ΣΕΔΠ και όχι μόνο, που δεν είναι καθετοποιημένοι.

Παραμένουμε στη διάθεση σας για οποιαδήποτε περαιτέρω διευκρίνιση ή πληροφορία.

Για τον ΣΠΕΦ με εκτίμηση,

Δρ. Στέλιος Λουμάκης – Πρόεδρος
Γιώργος Σαμαράς – Γεν. Γραμματέας