

Προς

ΡΑΕ

Πειραιώς 132

118 54 Αθήνα

Υπόψη: κ. Προέδρου, Επικ. Καθ. Α. Δαγούμα

ΑΡ. ΠΡΩΤ.: 618

Αθήνα, 09.06.2021

Θέμα: Διαβούλευση επί του CONE (Cost of New Entry) στο πλαίσιο της κοινοποίησης μηχανισμών ισχύος και της δημιουργίας αγοράς διαθέσιμης ισχύος.

Αξιότιμε κ. Πρόεδρε,

Ο Ελληνικός Σύνδεσμος Ανεξάρτητων Εταιριών Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΑΗ) επιθυμεί να καταθέσει τις εξής παρατηρήσεις, στο πλαίσιο της παρούσας διαβούλευσης:

1) Κατηγορία Α1 (Gas CCGTs)

Η παραδοχή για capital cost στα 400k€/MW είναι ιδιαίτερα χαμηλή και σίγουρα δεν ανταποκρίνεται σε greenfield project. Αυτό προκύπτει τόσο από τις τρέχουσες συνθήκες της αγοράς εξοπλισμού όσο και από τη σχετική βιβλιογραφία. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι στην αντίστοιχη άσκηση του Βελγίου που παραθέτει η Αρχή (βιβλιογραφική πηγή [3]), τα όρια του CAPEX για τα greenfield CCGTs λήφθηκαν μεταξύ 800-1100k€/MW¹. Οι εκτιμήσεις του Κοινού Ερευνητικού Κέντρου (JRC) της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για έργα greenfield είναι επίσης υψηλότερες των προτεινόμενων στα επίπεδα των 600k€/MW². Για αυτόν τον λόγο και προτείνουμε να υιοθετηθεί η ΡΑΕ ως παραδοχή κατ' ελάχιστον τα 600k€/MW

Όσον αφορά το προτεινόμενο annual fixed cost (7k€/MW/a), αποτελεί επίσης υποεκτίμηση των πραγματικά δεδομένων. Πιστεύουμε ότι το η τιμή που θα πρέπει να λάβει αυτό το μέγεθος είναι αυτή που περιλαμβάνεται στην απόφαση έγκρισης του μέτρου του TFRM από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή το 2018 (βλ. SA.50152/ (2018/N, σελ.24). Συγκεκριμένα, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει εγκρίνει κατόπιν αναλυτικής αξιολόγησης ως σταθερό ετήσιο κόστος -σε κανονικές συνθήκες λειτουργίας- για μονάδες συνδυασμένου κύκλου στην Ελλάδα τα 21 k€/MW. Άρα αυτή η τιμή πρέπει να ληφθεί υπόψη και για τον υπολογισμό του CONE. Στο

¹ Cost of Capacity for Calibration of the Belgian Capacity Remuneration Mechanism (CRM). April 2020.

Διαθέσιμο στο: online at: https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/crm-implementation/documents/20201214_fichtner-report-cost-of-capacity-crm_en.pdf

² Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050 Διαθέσιμο στο:

<https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/79a2ddb5-5ba1-4380-93af-2ce274a840f0/language-en>

σημείο αυτό πρέπει να σημειώσουμε ότι εάν ο μηχανισμός που κοινοποιηθεί από τις ελληνικές αρχές προβλέπει οποιαδήποτε μορφή ευέλικτης λειτουργίας τότε για τον υπολογισμό του CONE θα πρέπει ληφθεί υπόψη και το επιπλέον έξοδο των 16,3 κ€/MW/a (βλ. επίσης SA.50152/(2018/N, σελ.24) στο οποίο υποβάλλονται οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου για να παρέχουν ευέλικτη, κυκλική λειτουργία

Επιπλέον εκτιμούμε ότι το Variable Operating Cost δεν μπορεί να πάρει μια αυθαίρετη τιμή δίχως να λαμβάνει υπόψη το κόστος φυσικού αερίου (φ.α.) και δικαιωμάτων εκπομπής CO₂. Είναι προφανές ότι το προτεινόμενο νούμερο αποτελεί υποεκτίμηση λόγω της επεξεργασίας ιστορικών στοιχείων τα οποία αδυνατούν να συμπεριλάβουν τις πρόσφατες αλλαγές οι οποίες πλέον αντικατοπτρίζουν τα επίπεδα τιμών στα οποία κατ' ελάχιστον στοχεύει η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, ως παράγοντα που θα επισπεύσει τη μετάβαση στην πράσινη οικονομία χαμηλών εκπομπών.

Είμαστε σύμφωνοι με τον ορισμό του WACC, εφόσον για τον υπολογισμό του έχουν ληφθεί υπόψη οι ιστορικές τιμές παραμέτρων αλλά και αυτές οι οποίες αναμένεται ότι θα επικρατούν τα αμέσως επόμενα χρόνια. Επιπλέον συμφωνούμε με τις παραδοχές για το constructing period καθώς και για το derating factor.

Λαμβάνοντας υπόψη την επιτάχυνση των δράσεων για την προστασία του κλίματος στην Ευρωπαϊκή Ένωση -όπως αυτή προκύπτει από τη θέσπιση του νέου στόχου για μείωση εκπομπών κατά 55% το 2030- και την ήδη ειλημμένη δέσμευση της Eurelectric για απανθρακοποίηση της ηλεκτροπαραγωγής πολύ πριν το 2050, συμπεραίνουμε ότι ο χρόνος ζωής νέων μονάδων με καύσιμο φυσικό αέριο στην Ελλάδα δεν μπορεί να υπερβαίνει τα 20 χρόνια (αυτό βέβαια δεν αποκλείει τη συνέχιση της λειτουργίας τους με άλλο πράσινο καύσιμο). Συνεπώς πιστεύουμε ότι η PAE πρέπει να λάβει ως παραδοχή τα 20 έτη για χρόνο οικονομικής ζωής μιας νέας μονάδας συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο και όχι τα 30 χρόνια που ίσως προέρχονται από την λογιστική αντιμετώπιση του κόστους επένδυσης.

2) Κατηγορία A2 (Gas OCGTs)

Η παραδοχή της PAE για τα capital costs θα πρέπει να αυξηθεί τουλάχιστον στα 550 κ€/MW. Αυτό είναι ένα κάτω όριο για έργα ανοικτού κύκλου, όπως προκύπτει από μεγάλο πλήθος αναφορών διεθνώς^{3,4,5,6}, ενώ είναι εντός του εύρους αναφορών από την Ευρωπαϊκή Ένωση, όπως οι μελέτες της FTI (για λογαριασμό της εσθονικής Elering⁷) της Fichtner (για λογαριασμό της βελγικής Elia) και του JRC^{Error! Bookmark not defined.}. Σημειώνεται δε ότι το επίπεδο των 550 κ€/MW δεν αφορά μονάδες ανοικτού κύκλου με χαρακτηριστικά ευελιξίας και απόδοσης

³ Assumptions to the Annual Energy Outlook 2021, EIA, <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/electricity.pdf> (page 6)

⁴ Annual Technology Baseline 2020, NREL <https://atb.nrel.gov/electricity/2020/index.php?t=ei>, Annual Technology Baseline 2018, NREL, <https://atb.nrel.gov/electricity/2018/images/natural-gas/chart-gas-overnight-capital-cost-2018.png>

⁵ Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis 2020 – Version 14.0, <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>

⁶ 2019 Costs and Technical Parameter Review, Australian Energy Market Operator (AEMO), <https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem>

⁷ FTI (2020). Study to Establish an Estonian Reliability Standard. https://elering.ee/sites/default/files/2020-07/Study%20to%20Establish%20an%20Estonian%20Reliability_0.pdf

τελευταίας τεχνολογίας, για τις οποίες το κόστος επένδυσης είναι ακόμη μεγαλύτερο, αλλά σε παλαιότερου τύπου μονάδες.

Όσον αφορά το variable operating cost των σταθμών OCGT, θα πρέπει και αυτό (όπως και στην περίπτωση των μονάδων συνδυασμένου κύκλου) να αντικατοπτρίζει τις τιμές φ.α. και δικαιωμάτων εκπομπής CO₂.

Ακριβώς για τους ίδιους λόγους που ισχύουν για τις μονάδες συνδυασμένου κύκλου, πιστεύουμε ότι η ΡΑΕ πρέπει να λάβει ως παραδοχή τα 20 έτη για χρόνο οικονομικής ζωής μιας νέας μονάδας ανοικτού κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο.

3) Κατηγορία A3 (CHP Biomass)

Το capital cost 2500k€/MW είναι σχετικά χαμηλό σε σχέση με τις προβλέψεις του JRC-EU-TIMES⁸.

4) Κατηγορίες A4 & A5 (PV - Rooftop residential & Commercial)

Οι τιμές για το capital cost στις κατηγορίες PV - Rooftop residential αντικατοπτρίζουν τις τρέχουσες τιμές της αγοράς, πιθανότερα το κατώτερο επίπεδό τους (lower end). Ωστόσο, επιθυμούμε να επισημάνουμε το δυναμικό χαρακτήρα της συγκεκριμένης αγοράς και τη συνεχή μείωση του κόστους της τεχνολογίας PV. Έτσι, οι παραδοχές θα πρέπει να λαμβάνουν υπόψιν τις μελλοντικές αλλαγές του capital cost της τεχνολογίας PV (αφού το CONE αναφέρεται σε new entry σε μεσοπρόθεσμο χρονικό ορίζοντα) και να αναπροσαρμόζονται αντίστοιχα. Το χαμηλότερο WACC (5%) θεωρούμε ότι ορθά αντικατοπτρίζει την ευκολότερη/ελκυστικότερη χρηματοδότηση έργων PV.

5) Κατηγορίες A6 & A7 (Wind onshore & offshore)

Σχετικά με το wind onshore το capital cost 1000k€/MW αντικατοπτρίζει τις πραγματικές τιμές της αγοράς στο κατώτερο επίπεδο. Η τιμή 3.100k€/MW της τεχνολογίας wind offshore προφανώς αναφέρεται σε σταθερές εγκαταστάσεις και χαμηλά βάθη. Για συστήματα ανεμογεννητριών που πλέουν σε μεγάλα βάθη (όπως θα είναι η περίπτωση του Αιγαίου) το capex εκτιμάται ότι είναι 2,5-3 φορές μεγαλύτερο.

6) Κατηγορίες B1 & B2 (Residential & large scale battery)

Τα κόστη τεχνολογιών battery storage εξαρτώνται ευθέως από την εκάστοτε τεχνολογία και θα πρέπει να υπάρξει μια πιο αναλυτική αποτύπωσή τους. Επίσης για τα derating factor που αφορούν σε μπαταρίες με ωριαία διάρκεια αποθήκευσης συμφωνούμε.

7) Κατηγορία B3 – Pumped hydro storage

Η παραδοχή για capital cost στο ύψος των €800/kW είναι σχετικά χαμηλή, γεγονός που ωστόσο μπορεί να δικαιολογηθεί εάν ο κάτω ταμιευτήρας είναι ήδη διαθέσιμος (με συνέπεια τη

⁸ European Commission, JRC (2018). Deployment scenarios for low carbon energy technologies. Διαθέσιμο στο: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/1c25c504-1878-11e9-8d04-01aa75ed71a1/language-en>

σημαντική εξοικονόμηση δαπανών για έργα πολιτικού μηχανικού). Σύμφωνα με την IRENA⁹ το εύρος κεφαλαιουχικού κόστους για έργα αντλησιοταμίευσης είναι \$617/kW (low-), \$1.412 (medium-), \$2.465 (high-end). Το αντίστοιχο εύρος τιμών που δίνει ο EASE είναι €400-1.500/kW¹⁰.

8) Κατηγορία C – Demand response

Στην περίπτωση των συστημάτων απόκρισης ζήτησης, το μεταβλητό κόστος ισούται με την κατώτατη τιμή ενέργειας στην οποία είναι διατεθειμένος ο διαχειριστής ενός τέτοιου συστήματος να μειώσει την κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας. Όπως δείχνει και η βιβλιογραφία (βλ. μελέτη Fichtner), το εύρος των τιμών ενέργειας για την ενεργοποίηση ενός συστήματος απόκρισης ζήτησης είναι μεγάλο φθάνοντας σε χιλιάδες €/MWh. Το σίγουρο πάντως είναι ότι η διάμεση τιμή δεν μπορεί να είναι πέριξ των 10 €/MWh, όπως προτείνεται στο κείμενο της διαβούλευσης. Πιο λογικό φαίνεται να ληφθεί ως παραδοχή μια τιμή μερικών εκατοντάδων €/MWh. Για τον προσδιορισμό της διάμεσης τιμής στην απόκριση ζήτησης θα μπορούσε να ληφθεί υπόψη το παράδειγμα της Ιρλανδίας. Συγκεκριμένα, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή, με την απόφαση SA. 44464/2017(N), έχει εγκρίνει ότι η τιμή ενεργοποίησης της απόκρισης ζήτησης στην Ιρλανδία είναι στα 500 €/MWh.

9) VoLL (Value of Lost Load)

Ο ορθός προσδιορισμός του VoLL συνιστά θεμελιώδη προϋπόθεση προκειμένου -μαζί με τον ορθό προσδιορισμό του CONE- να καθορισθεί το επιθυμητό επίπεδο αξιοπιστίας (reliability standard) στην παροχή ηλεκτρικής ενέργειας προς τους καταναλωτές στην Ελλάδα. Ο προσδιορισμός του VoLL είναι μια σύνθετη, απαιτητική και χρονοβόρα άσκηση. Το JRC έχει διεξαγάγει αυτήν ακριβώς την άσκηση το 2018 για την Ελλάδα¹¹. Τα πορίσματα αυτής της μελέτης δείχνουν ότι για τους οικιακούς καταναλωτές τα μεγέθη willingness-to-pay (WTP) και willingness-to-accept (WTA) έχουν διάμεση τιμή τα 7.100 €/MWh και 16.500 €/MWh αντίστοιχα. Εδώ πρέπει να σημειωθεί ότι αυτά τα μεγέθη αντιστοιχούν σε μόλις 90λεπτη διακοπή ρεύματος (για αυτό το χρονικό διάστημα ερωτήθηκαν τα νοικοκυριά στο πλαίσιο της έρευνας). Από τα ευρήματα όμως της ίδιας της μελέτης προκύπτει ότι κατά την πενταετία 2013-2018 για το 56,0% των νοικοκυριών η μακρύτερη διακοπή που είχαν βιώσει ήταν μεταξύ 1 και 4 ωρών για το 13,3% μεταξύ 4 και 8 ωρών, για το 8,2% πάνω από 8 ώρες και μόλις για το 18,1% έως 1 ώρα. Είναι προφανές ότι εφόσον επαναληφθεί η άσκηση, με τα νοικοκυριά να ερωτώνται για διακοπή σημαντικά μεγαλύτερη των 90 λεπτών, οι τιμές θα είναι σημαντικά υψηλότερες. Σε αυτό συνηγορεί και το γεγονός ότι πλέον έχουμε περάσει σε περίοδο οικονομικής ανάπτυξης σε αντίθεση με τα προηγούμενα χρόνια.

Η επίδραση της προηγούμενης οικονομικής κρίσης είναι ξεκάθαρη στους μη οικιακούς καταναλωτές. Για αυτούς τα ευρήματα της μελέτης του JRC το 2018 δίνουν διάμεσες τιμές για

⁹ IRENA (2020). Innovative operation of pumped hydropower storage. Διαθέσιμο: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Innovative_PHS_operation_2020.pdf

¹⁰ The European Association for Storage of Energy. Pumped Hydro Storage (2016). Διαθέσιμο: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_PHS.pdf

¹¹ Joint Research Centre (2018). Societal appreciation of energy security. Volume 4: Value of Lost Load – Greece. <http://dx.doi.org/10.2760/823702>

τα μεγέθη WTP και WTA στα 680 €/MWh και 2.800 €/MWh αντίστοιχα. Οι απαντήσεις αυτές των επιχειρήσεων έρχονται όμως σε πλήρη αντίθεση με τους υπολογισμούς του ίδιου του JRC που δίνει το μέγεθος της ζημιάς από 24ωρο μπλακάουτ στα 20.000 Ευρώ/MWh (τάξη μεγέθους που απαντάται και στις άλλες χώρες του ΟΟΣΑ).

Είναι λοιπόν σαφές ότι το VoLL στην Ελλάδα δεν θα μπορεί να τεθεί σε τιμή μικρότερη των 16.500 €/MWh.

Με εκτίμηση

Γιώργος Στάμπος
Γενικός Διευθυντής