

EDF RENEWABLES HELLAS ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ Α.Ε.

Λ. Βασιλίσσης Σοφίας 120
Αθήνα, Τ.Κ. 115 26
Τηλ. 210 64 62 079
Fax 210 64 31 420

Προς: ΡΑΕ
Υπόψη Προέδρου Δρ. Αθ. Δαγούμα
(μέσω info@rae.gr)

Αριθμ. Πρωτ. 906/08.06.2021

Αθήνα, 08.06.2021

Θέμα: Δημόσια Διαβούλευση της ΡΑΕ με θέμα «Public Consultation – Cost of New Entry»

Αξιότιμε κύριε Πρόεδρε,

Όπως γνωρίζετε, οι κατηγορίες που επηρεάζουν και διαμορφώνουν το συνολικό κόστος κατασκευής ενός έργου ΑΠΕ είναι:

- Το κόστος ανάπτυξης του έργου (μελέτες, αδειοδότηση, κόστος γης).
- Το κόστος κατασκευής του έργου, το οποίο αναλύεται στις αντίστοιχες επιμέρους κατηγορίες κόστους για την προμήθεια του εξοπλισμού, ανάλογα με την κάθε τεχνολογία ΑΠΕ, και την μεταφορά και εγκατάστασή του.
- Το κόστος κατασκευής των έργων σύνδεσης.
- Το χρηματοοικονομικό κόστος στη διάρκεια κατασκευής (τόκοι βραχυπρόθεσμου δανεισμού, απόδοση κεφαλαίων, κλπ.).

Το άθροισμα των παραπάνω μεγεθών αποτελεί το συνολικό κόστος κατασκευής. Το μέγεθος αυτό διαιρούμενο με την εγκαθιστάμενη ισχύ δίνει το ανηγμένο κόστος κατασκευής σε €/MW.

Επιπλέον, οι ετήσιες δαπάνες κατά τη διάρκεια λειτουργίας ενός έργου ΑΠΕ περιλαμβάνουν τις εξής συνιστώσες:

- Το κόστος επισκευών και συντήρησης του έργου.
- Το κόστος για την ασφάλιση του έργου κατά πολλαπλών κινδύνων καθώς και το κόστος για την ασφάλιση των ετήσιων εσόδων.
- Οι δαπάνες μισθοδοσίας.
- Το κόστος διοίκησης και λογιστικής παρακολούθησης του έργου.
- Διάφορα άλλα έξοδα λειτουργίας, παροχές σε τρίτους, ενοίκια, υλικά άμεσης ανάλωσης και λοιπά γενικά ή απρόβλεπτα έξοδα.

Για λόγους απλοστευσης της ανάλυσης, το συνολικό κόστος λειτουργίας λαμβάνεται, συνήθως, ως ποσοστό επί του συνολικού κόστους εγκατάστασης της κάθε τεχνολογίας ΑΠΕ.

Στο πλαίσιο αυτό, επιθυμώντας και εμείς από την πλευρά μας να συμβάλλουμε εποικοδομητικά στην υπόψη Διαβούλευση και λαμβάνοντας υπόψη στοιχεία κόστους έργων της εταιρείας μας, τα οποία είτε είναι εν λειτουργία, είτε βρίσκονται στο στάδιο της ανάπτυξης, καταθέτουμε τις απόψεις μας αναφορικά με τις τεχνολογίες Wind-Onshore και PV – Commercial, του υπό διαβούλευση Πίνακα.

Wind-Onshore

Οι τάσεις μεταβολής τους κόστους προμήθειας του βασικού εξοπλισμού των ανεμογεννητριών καθορίζονται από τις σχετικές διεθνείς τάσεις. Έτσι, η πτωτική πορεία που καταγράφηκε κατά τα μέσα της δεύτερης δεκαετίας του 2000 έχει σταθεροποιηθεί, και μάλιστα το τελευταίο διάστημα εμφανίζει σημάδια αύξησης. Ωστόσο, τα υπόλοιπα στοιχεία κόστους για την ανάπτυξη ενός αιολικού πάρκου που σχετίζονται κυρίως με τα χαρακτηριστικά της χωροθέτησής του και της διασύνδεσής του με το δίκτυο έχουν αυξηθεί σημαντικά. Ειδικότερα, το κόστος των συνοδών έργων (ηλεκτρική διασύνδεση και οδοποιία) βαίνει συνεχώς αυξανόμενο, εξαιτίας της αυξανόμενης τεχνικής δυσκολίας που αντιμετωπίζουν τα νέα έργα (μεγαλύτερες αποστάσεις από τα δίκτυα, εγκαταστάσεις σε περίπλοκο ανάγλυφο, κλπ.).

Σήμερα ένα τυπικό κόστος επένδυσης για ένα χερσαίο αιολικό πάρκο, διαμορφώνεται ως εξής:

- Τυπικό κόστος κατασκευής αιολικού πάρκου (μη συμπεριλαμβανομένου του κόστους ηλεκτρικής διασύνδεσης), όπου περιλαμβάνεται πέρα του εξοπλισμού το κόστος ανάπτυξης, το κόστος μελετών αδειοδότησης κλπ, και το χρηματοοικονομικό κόστος για την περίοδο κατασκευής του. Το κόστος αυτό κυμαίνεται μεταξύ 0,9 – 1 εκατ. €/MW.
- Τυπικό κόστος διασύνδεσης, το οποίο λαμβάνοντας υπόψη και το ιδιαίτερο γεωγραφικό ανάγλυφο στις περιοχές που παρουσιάζεται σημαντικό αιολικό δυναμικό, αποτελεί σημαντική συνιστώσα του συνολικού κόστους και κυμαίνεται μεταξύ 0,1 – 0,15 εκατ. €/MW.

Αντίστοιχα, τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης των αιολικών πάρκων ανηγμένα σε μονάδα κόστους του έργου ανά έτος, αντιστοιχούν στο 3% του συνολικού κόστους κατασκευής του αιολικού πάρκου.

PV – Commercial

Τα τελευταία χρόνια το κόστος προμήθειας των φωτοβολταϊκών (Φ/Β) πάνελ στην Ελλάδα έχει μειωθεί σημαντικά, ακολουθώντας τις διεθνείς τάσεις, συμπαρασύροντας σε μεγάλο ποσοστό και το συνολικό κόστος κατασκευής ενός έργου. Δεδομένου όμως του μεγάλου ενδιαφέροντος για ανάπτυξη Φ/Β σταθμών έχει αυξηθεί το κόστος σύνδεσής τους λόγω αύξησης των αποστάσεων από τα δίκτυα.

Σήμερα το κόστος επένδυσης για ένα τυπικό Φ/Β πάρκο, διαμορφώνεται ως εξής:

- Τυπικό κόστος κατασκευής Φ/Β πάρκου (μη συμπεριλαμβανομένου του κόστους ηλεκτρικής διασύνδεσης), όπου περιλαμβάνεται πέρα του εξοπλισμού το κόστος ανάπτυξης, το κόστος μελετών αδειοδότησης κλπ, και το χρηματοοικονομικό κόστος για την περίοδο κατασκευής του. Το κόστος αυτό κυμαίνεται στα 0,45 εκατ. €/MW.
- Τυπικό κόστος διασύνδεσης, το οποίο αποτελεί σημαντική συνιστώσα του συνολικού κόστους και κυμαίνεται μεταξύ 0,1 – 0,2 εκατ. €/MW.

Αντίστοιχα, τα ετήσια έξοδα λειτουργίας και συντήρησης των Φ/Β πάρκων υπολογίζονται σε 2,5% του συνολικού κόστους κατασκευής του Φ/Β πάρκου.

Λαμβάνοντας υπόψη τα παραπάνω, τα μεγέθη του υπό διαβούλευση Πίνακα τροποποιούνται ως κάτωθι:

S/N	Technology	CAPEX (κ€/MW)	OPEX (%CAPEX)	Economic Lifetime (Y)	Construction Time (Months)	WACC (%)
A6	PV Commercial.	550 -650	2,5	20	6 – 18*	5
A7	Wind OnShore	1000 - 1150	3	20	6 – 18*	6

*εξαρτάται από το μέγεθος της εγκατάστασης και τα έργα διασύνδεσης (ανάγκη κατασκευής Υ/Σ)

Τέλος, σε ότι αφορά το μέγεθος De-Rating Factor θα θέλαμε να επισημάνουμε ότι, όπως αναφέρεται και στην υπ' αριθμ. 7 βιβλιογραφική αναφορά (Eliá, "CRM Design Note: Derating factors," 2019)¹ που περιλαμβάνεται στο υπό διαβούλευση αρχείο, θα πρέπει να προκύψει μετά από σχετική ανάλυση που θα πραγματοποιήσει ο αρμόδιος Διαχειριστής, επί της οποίας (ανάλυσης) και των παραδοχών αυτής, θα τοποθετηθούν στη συνέχεια οι Συμμετέχοντες.

Παραμένουμε στη διάθεσή σας για οποιαδήποτε διευκρίνιση ή πρόσθετη πληροφορία.

Με τιμή

Αντώνης Ξενιός

EDF RENEWABLES HELLAS ΜΟΝΟΠΡΟΣΩΠΗ
ΑΝΩΝΥΜΗ ΕΤΑΙΡΕΙΑ ΕΚΜΕΤΑΛΛΕΥΣΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ
ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΛΕΙΤΟΥΡΓΙΑ ΜΟΝΑΔΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ
ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΜΕΣΩ ΧΡΗΣΗΣ ΑΠΕ
ΒΑΣ. ΣΟΦΙΑΣ 110, ΑΘΗΝΑ Τ.Κ. 115 26
ΤΗΛ.: 210 6467079 – FAX.: 211 7800595
Α.Φ.Μ.: 999848076 – Δ.Ο.Υ.: Φ.Α.Ε. ΑΘΗΝΩΝ
ΑΡ.Γ.Ε.ΜΗ.: 006373601000

Εκτελεστικός Διευθυντής

¹ «For weather dependent technologies, the derating factors are calculated after analysis of the results of the model-based approach (Figure 7). Their contribution cannot be easily inferred from the input provided to the model. In this case, the contribution comes from the output of an associated 'Monte-Carlo' simulation including all technologies as input data. In the context of the CRM, the derating factors for these technologies are calculated on their contribution (from the simulation output) on near-scarcity hours»