

---

Τεχνο-οικονομική αξιολόγηση  
εναλλακτικών λύσεων για την Πτολεμαΐδα 5

---

---

Σύνοψη στα ελληνικά

---

---

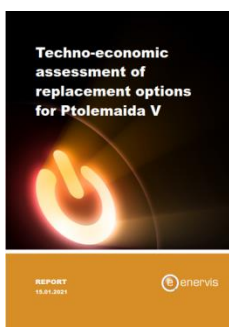
# Τεχνο-οικονομική αξιολόγηση εναλλακτικών λύσεων για την Πτολεμαΐδα 5

---

---

## Σύνοψη στα ελληνικά

---



Το παρόν αποτελεί σύνοψη στα ελληνικά της έκθεσης «**Techno-economic assessment of replacement options for Ptolemaida V**» της εταιρείας ενεργειακών συμβούλων enervis, που ολοκληρώθηκε το 2021, μετά από ανάθεση της οργάνωσης περιβαλλοντικών δικηγόρων ClientEarth και εκπονήθηκε σε συνεργασία με το Green Tank.

Το πλήρες κείμενο της έκθεσης στα αγγλικά είναι διαθέσιμο από την ιστοσελίδα του Green Tank: <https://bit.ly/3e8tDuY>.

Κείμενο:

Νίκος Μάντζαρης, Αναλυτής πολιτικής, The Green Tank

Για αναφορά:

The Green Tank (2021) «Τεχνο-οικονομική αξιολόγηση εναλλακτικών λύσεων για την Πτολεμαΐδα 5. Σύνοψη στα ελληνικά».



Λεωφ. Βασ. Σοφίας 50, Αθήνα 11528  
Τ. 210 7233384

<https://thegreentank.gr>

Email: [info@thegreentank.gr](mailto:info@thegreentank.gr)

## Εισαγωγή

Η νέα μονάδα της ΔΕΗ «Πτολεμαΐδα 5» προορίζεται να τεθεί σε λειτουργία στο τέλος του 2022 και να λειτουργήσει ως λιγνιτική μέχρι το 2028. Το μέλλον της μετά το 2028 εξακολουθεί να παραμένει ασαφές 1,5 χρόνο μετά την απόφαση της απολιγνιτοποίησης. Την ίδια στιγμή, η αλματώδης αύξηση των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα (CO<sub>2</sub>) επιτείνει την ανάγκη λήψης αποφάσεων σχετικά με την τεχνολογία που θα επιλεγεί για τη μεταλιγνιτική ζωή της μεγαλύτερης ενεργειακής επένδυσης της χώρας.

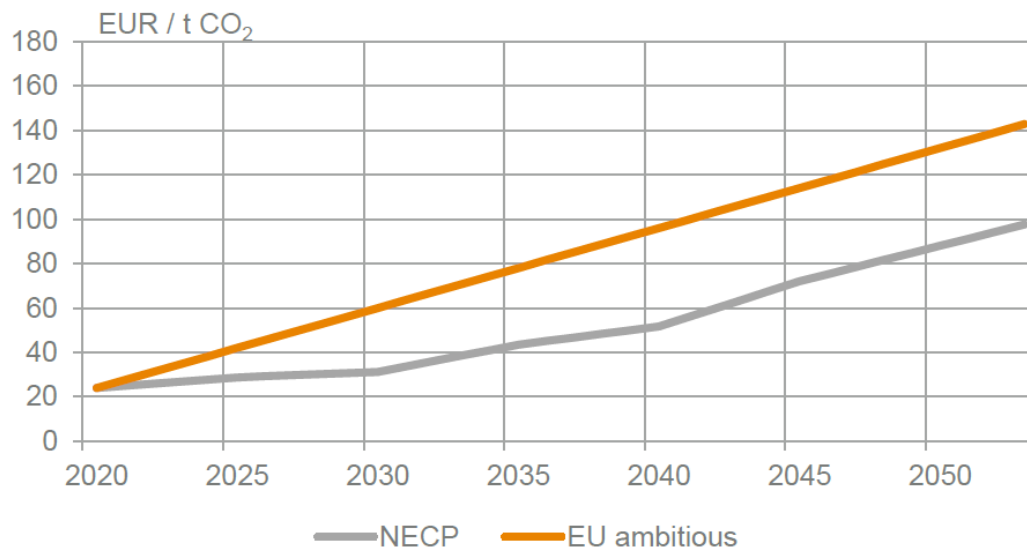
Με στόχο τη δημιουργική συμβολή στον δημόσιο διάλογο για ένα ακανθώδες ζήτημα που έχει ήδη στοιχίσει τουλάχιστον €1,4 δις κι έχει επηρεάσει την ενεργειακή πολιτική της χώρας για περισσότερο από μια δεκαετία, το Green Tank και η οργάνωση περιβαλλοντικών δικηγόρων ClientEarth συνεργάστηκαν με την γερμανική εταιρία συμβούλων enervis για να αξιολογήσουν συγκριτικά τις τέσσερις τεχνολογίες που έχουν συζητηθεί περισσότερο σε σχέση με το μέλλον της Πτολεμαΐδας 5.

Ειδικότερα εξετάστηκαν:

- α) η χρήση της τεχνολογίας δέσμευσης και αποθήκευσης CO<sub>2</sub> (CCS) σε συνδυασμό με τη συνέχιση της λιγνιτικής λειτουργίας της μονάδας,
- β) η μετατροπή της Πτολεμαΐδας 5 σε μονάδα καύσης βιομάζας,
- γ) η αντικατάστασή της από μονάδα συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο το ορυκτό αέριο (CCGT) και
- δ) η μετατροπή της σε μονάδα αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ με τη μορφή θερμότητας, αξιοποιώντας την τεχνολογία των τηγμένων αλάτων (molten salts).

Για κάθε τεχνολογική λύση αναλύθηκε η επίδραση πλήθους παραμέτρων στο σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (LCOE), ενώ οι τέσσερις τεχνολογίες αξιολογήθηκαν συγκριτικά και ως προς τη δυνατότητά τους να διατηρήσουν ή να δημιουργήσουν θέσεις εργασίας.

Όσον αφορά την εξέλιξη των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών CO<sub>2</sub> που επηρεάζουν σημαντικά το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για όλες τις τεχνολογίες οι οποίες βασίζονται σε ορυκτά καύσιμα εξετάστηκαν δύο σενάρια. Ειδικότερα, εξετάστηκε το ήδη ξεπερασμένο σενάριο που περιέχεται στο Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα (ΕΣΕΚ) και ένα ακόμα σενάριο από τη μελέτη επιπτώσεων για την επίτευξη του νέου πανευρωπαϊκού κλιματικού στόχου (διάγραμμα 1). Σημειώνεται ωστόσο ότι και αυτό το σενάριο είναι πολύ πιο συντηρητικό από τις τρέχουσες εκτιμήσεις των αναλυτών για την εξέλιξη των τιμών CO<sub>2</sub> στη δεκαετία που διανύουμε. Είναι χαρακτηριστικό ότι στο σενάριο της μελέτης επιπτώσεων της Ευρωπαϊκής Επιτροπής η τιμή του δικαιώματος εκπομπών CO<sub>2</sub>, φτάνει στα 60 €/t το 2030, ενώ ο μέσος όρος των πλέον πρόσφατων προβλέψεων 8 εξειδικευμένων αναλυτών της αγοράς άνθρακα για το ίδιο έτος είναι 86,4 €/t (Carbon Pulse, 7.4.2021)



**Διάγραμμα 1:** Τα δύο σενάρια εξέλιξης των τιμών CO<sub>2</sub> που εξετάστηκαν σε αυτή την ανάλυση.

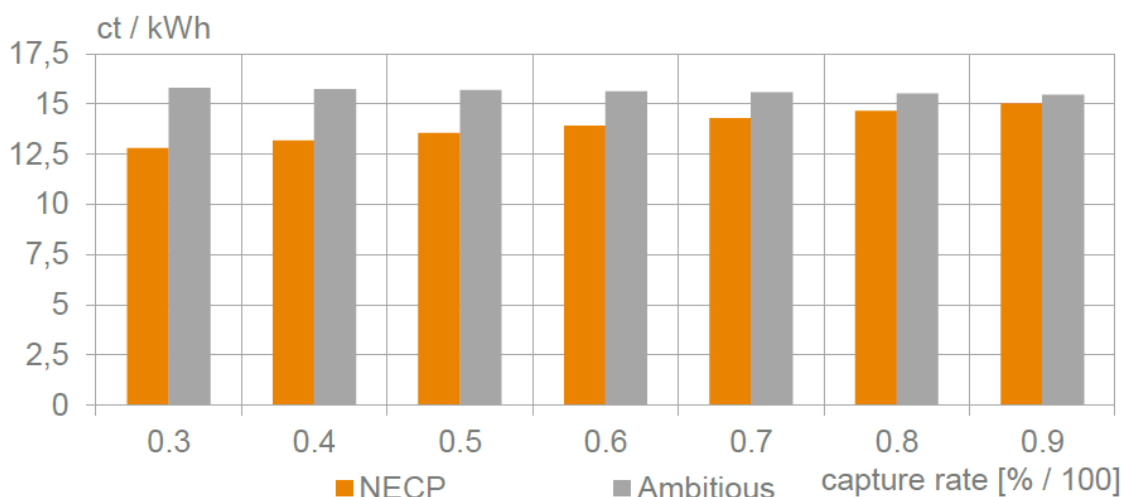
## Παραδοχές και αποτελέσματα

Στη συνέχεια παρουσιάζονται συνοπτικά οι παραδοχές και τα αποτελέσματα της ανάλυσης για κάθε μία από τις τέσσερις τεχνολογίες.

### Δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα (CCS)

Τα στοιχεία κόστους εγκατάστασης, μεταφοράς και αποθήκευσης CO<sub>2</sub> λήφθηκαν από τη σχετική οικονομοτεχνική μελέτη που είχε εκπονήσει η ΔΕΗ το 2011 προσαρμοσμένα σε σημερινές τιμές. Ειδικά για το κόστος εγκατάστασης εξετάστηκε και η τιμή που αντιστοιχεί στη μονάδα CCS της Petra Nova στο Τέξας των ΗΠΑ, η μεγαλύτερη του είδους στο κόσμο. Εκτός από το κόστος CO<sub>2</sub>, η βασική παράμετρος ως προς την οποία εξετάστηκε η ευαισθησία της λύσης ήταν ο συντελεστής δέσμευσης CO<sub>2</sub> με εύρος τιμών μεταξύ 30% και 90%.

Στο Διάγραμμα 2 φαίνονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης για όλες τις τιμές των παραμέτρων.



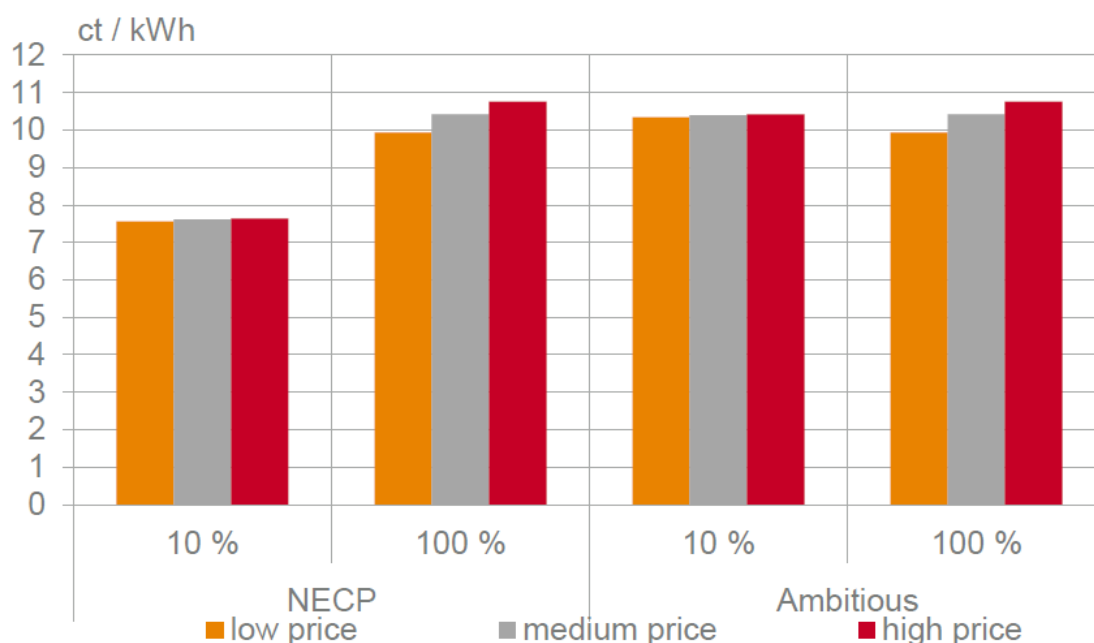
**Διάγραμμα 2:** Σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τη λύση της δέσμευσης & αποθήκευσης CO<sub>2</sub> (CCS) για συντελεστές δέσμευσης CO<sub>2</sub> μεταξύ 30% και 90% και για τα δύο σενάρια εξέλιξης τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO<sub>2</sub>.

Το σταθμισμένο κόστος ενέργειας για τη μετατροπή της Πτολεμαΐδας 5 σε μονάδα δέσμευσης και αποθήκευσης CO<sub>2</sub> κυμαίνεται μεταξύ 128€/MWh (τιμές CO<sub>2</sub> από το ΕΣΕΚ) και 158 €/MWh (πιο ρεαλιστικό σενάριο τιμών CO<sub>2</sub>), ενώ δεν παρουσιάζει μεγάλη ευαισθησία ως προς τον συντελεστή δέσμευσης CO<sub>2</sub>. Το αποτέλεσμα αυτό εξηγείται ως εξής: Από τη μία μεριά η αύξηση του συντελεστή δέσμευσης μειώνει την ποσότητα CO<sub>2</sub> που καταλήγει στην ατμόσφαιρα και άρα περιορίζει το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών. Από την άλλη μεριά όμως, η δέσμευση μεγαλύτερης ποσότητας CO<sub>2</sub> αυξάνει το κόστος εγκατάστασης και μειώνει τον βαθμό απόδοσης της μονάδας με αποτέλεσμα να απαιτούνται μεγαλύτερες ποσότητες καυσίμου για την παραγωγή της ίδιας ποσότητας ηλεκτρικής ενέργειας. Μάλιστα, σύμφωνα με τη μελέτη της ΔΕΗ, εκτιμάται ότι η προσθήκη συστήματος CCS θα μειώσει τον καθαρό βαθμό απόδοσης της μονάδας στο 30,1%, δηλαδή 11,4 ποσοστιαίες μονάδες λιγότερο από το 41,5% που είναι ο βαθμός απόδοσης της νέας μονάδας χωρίς CCS. Οι δύο αυτές αντίρροπες επιδράσεις της αύξησης του συντελεστή δέσμευσης CO<sub>2</sub> στο σταθμισμένο κόστος ενέργειας, σχεδόν αντισταθμίζουν η μία την άλλη με αποτέλεσμα την παρατηρούμενη περιορισμένη ευαισθησία της λύσης.

## Μετατροπή σε μονάδα καύσης βιομάζας

Εξετάστηκαν δύο βασικά σενάρια χρήσης βιομάζας ως εναλλακτικού καυσίμου για την Πτολεμαΐδα 5. Στο πρώτο σενάριο θεωρήθηκε ότι η βιομάζα υποκαθιστά ένα μικρό ποσοστό 10% του λιγνίτη που θα καίει η μονάδα, ενώ στο δεύτερο ότι θα υπάρχει πλήρης αντικατάσταση του λιγνίτη από βιομάζα. Για το κόστος μετατροπής της μονάδας στην περίπτωση της σύγκαισης χρησιμοποιήθηκαν οι εκτιμήσεις της Γερμανικής Υπηρεσίας Ενέργειας, ενώ για την περίπτωση της χρήσης 100% βιομάζας ως καυσίμου χρησιμοποιήθηκαν τα αντίστοιχα μεγέθη από την πρόσφατη μετατροπή τριών μονάδων του λιθανθρακικού σταθμού Drax στη Βρετανία που ολοκληρώθηκε το 2016. Οι υπόλοιπες δαπάνες λειτουργίας και συντήρησης θεωρήθηκαν ίδιες με αυτές της λιγνιτικής Πτολεμαΐδας 5. Εξετάστηκαν επίσης τρία διαφορετικά σενάρια για την εξέλιξη του κόστους προμήθειας βιομάζας (χαμηλό, μεσαίο, υψηλό) με βάση τις εκτιμήσεις του Κοινού Κέντρου Ερευνών (Joint Research Center –JRC-) της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την Ελλάδα.

Στο διάγραμμα 3 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των υπολογισμών για όλα τα σενάρια και τις τιμές παραμέτρων που εξετάστηκαν.



**Διάγραμμα 3:** Σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τη λύση της μετατροπής σε μονάδα καύσης βιομάζας για το σενάριο 10% σύγκαισης βιομάζας με λιγνίτη, για τρία διαφορετικά σενάρια εξέλιξης τιμών προμήθειας βιομάζας και για τα δύο σενάρια εξέλιξης τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO<sub>2</sub>.

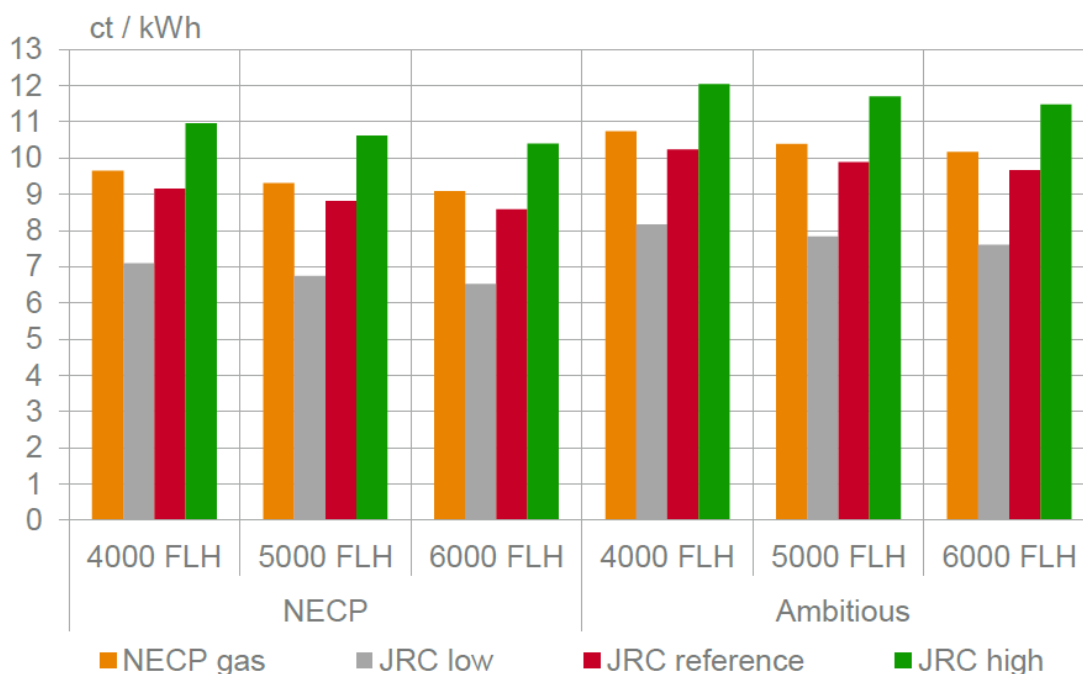
Παρατηρείται ότι για χαμηλές τιμές CO<sub>2</sub> (σενάριο ΕΣΕΚ) δεν συμφέρει η πλήρης αντικατάσταση καυσίμου καθώς το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας είναι 76 €/MWh για σύγκαιση βιομάζας σε ποσοστό 10%, ενώ ξεπερνά τα 100 €/MWh στην περίπτωση της καύσης 100% βιομάζας. Στην περίπτωση δε, του πιο ρεαλιστικού σεναρίου εξέλιξης των τιμών CO<sub>2</sub> οι διαφορές μεταξύ 10% και 100% μεριδίου βιομάζας στο μίγμα καυσίμου είναι πολύ μικρή καθώς η εξοικονόμηση από τις μηδενικές εκπομπές CO<sub>2</sub> εξισορροπείται από το αυξημένο κόστος προμήθειας βιομάζας. Στην περίπτωση της πλήρους αντικατάστασης καυσίμου το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας κυμαίνεται μεταξύ 99,3 €/MWh και 107,6€/MWh.

Εκτός από το κόστος, η λύση της αλλαγής καυσίμου σε βιομάζα 100% χαρακτηρίζεται και από τη μεγάλη πρόκληση της εξασφάλισης της προμήθειας επαρκούς ποσότητας καυσίμου που εκτιμάται σε 1,9 εκ. τόνους πέλετς τον χρόνο. Τέτοιες μεγάλες ποσότητες θα χρειαστεί κατά πάσα πιθανότητα να εισάγονται ανεβάζοντας το κόστος καυσίμου ακόμα περισσότερο σε σχέση με τα σενάρια εξέλιξης τιμών που λήφθηκαν υπόψη σε αυτή την ανάλυση.

### Αντικατάσταση από μονάδα ορυκτού αερίου (CCGT)

Η μετατροπή λιγνιτικών μονάδων σε μονάδες ορυκτού αερίου, ειδικά για μεγέθη σαν αυτά της Πτολεμαΐδας 5, αποτελεί ένα τεχνικά δύσκολο εγχείρημα λόγω των πολύ διαφορετικών γεωμετριών των λεβήτων για τα δύο καύσιμα. Για τον λόγο αυτό θεωρήθηκε ότι δεν θα λάβει χώρα μετατροπή αλλά αντικατάσταση της υφιστάμενης λιγνιτικής μονάδας από μονάδα συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο το ορυκτό αέριο (CCGT). Ως κόστος εγκατάστασης λήφθηκε το χαμηλότερο δυνατό, δηλαδή αυτό της υπό κατασκευή μονάδας ορυκτού αερίου στον Άγιο Νικόλαο Βοιωτίας (390 €/kW) με βαθμό απόδοσης 63% και μειωμένη ένταση άνθρακα 0,32 tCO<sub>2</sub>/MWh. Για την εξέλιξη των τιμών του ορυκτού αερίου σαν συνάρτηση του χρόνου εξετάστηκαν 4 διακριτά σενάρια, αυτό που περιλαμβάνεται στο ΕΣΕΚ καθώς και τρία σενάρια του Κοινού Κέντρου Ερευνών της Ευρωπαϊκής Επιτροπής τα οποία προβλέπουν τόσο χαμηλότερες όσο και υψηλότερες τιμές από αυτές του ΕΣΕΚ. Τέλος, εξετάστηκαν δύο (2) τιμές για τον αριθμό των ωρών λειτουργίας της μονάδας ορυκτού αερίου, 4000 και 6000 ωρών επιχειρώντας να προσομοιωθούν διαφορετικά προφίλ χρήσης. Σημειώνεται ότι οι πιο ευρέως χρησιμοποιούμενες μονάδες ορυκτού αερίου που συνεισφέρουν σήμερα στο σύστημα της χώρας λειτουργούν γύρω στις 5000 ώρες.

Στο διάγραμμα 4 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα των υπολογισμών του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ενέργειας για όλα τα σενάρια και τις τιμές παραμέτρων που εξετάστηκαν.



**Διάγραμμα 4:** Σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τη λύση της αντικατάστασης από μονάδα συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο το ορυκτό αέριο (CCGT) για τέσσερα διαφορετικά σενάρια εξέλιξης των τιμών ορυκτού αερίου, για τρία σενάρια ετήσιων ωρών λειτουργίας (4.000-6.000 ώρες) και για τα δύο σενάρια εξέλιξης τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO<sub>2</sub>.

Παρατηρούμε ότι η αντικατάσταση της λιγνιτικής μονάδας από μονάδα συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο το ορυκτό αέριο (CCGT) αποτελεί μια οικονομική επιλογή (με χαμηλό LCOE 65 €/MWh) αλλά αυτό συμβαίνει μόνο σε σενάρια τα οποία συνδυάζουν χαμηλότερες τιμές προμήθειας του καυσίμου από αυτές που προβλέπονται στο ΕΣΕΚ, χαμηλές τιμές CO<sub>2</sub> και αυξημένες ώρες λειτουργίας της μονάδας της τάξης των 6000 ωρών τον χρόνο. Για τις πιο υψηλές τιμές καυσίμου, το πιο ρεαλιστικό από τα δύο σενάρια εξέλιξης τιμών CO<sub>2</sub> και για λειτουργία 4000 ωρών τον χρόνο, το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας υπερβαίνει τα 120 €/MWh. Στην περίπτωση που το κόστος του ορυκτού αερίου εξελίσσεται σύμφωνα με το σενάριο του ΕΣΕΚ, το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας κυμαίνεται μεταξύ 102 €/MWh και 107€/MWh.

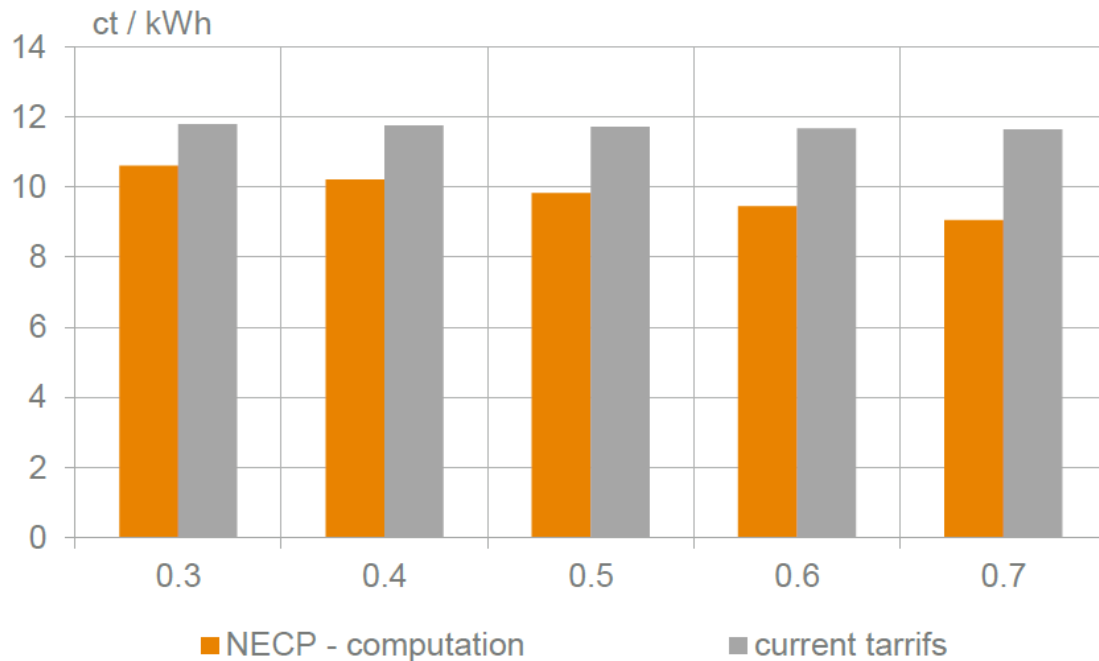
### **Μετατροπή σε μονάδα αποθήκευσης ενέργειας**

Η μετατροπή της Πτολεμαΐδας 5 σε μονάδα θερμικής αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από ΑΠΕ καθιστά τη λειτουργία της μονάδας εντελώς ανεξάρτητη από τις διακυμάνσεις των τιμών δικαιωμάτων CO<sub>2</sub> ή συγκεκριμένων καυσίμων όπως το ορυκτό αέριο ή η βιομάζα. Παράλληλα συμβάλλει στην κάλυψη των αυξημένων αναγκών αποθήκευσης ενέργειας που έχει η χώρα λόγω του νέου πανευρωπαϊκού κλιματικού στόχου για μείωση κατά τουλάχιστον 55% των καθαρών εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου το 2030 σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Επιπλέον, πρόκειται για μια τεχνολογική λύση που είναι απολύτως συμβατή με τον Κανονισμό της ΕΕ για τις βιώσιμες επενδύσεις και την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία, γεγονός που εξασφαλίζει απρόσκοπτη χρηματοδότηση.

Το μοναδιαίο κόστος μετατροπής της Πτολεμαΐδας 5 σε μονάδα αποθήκευσης με χρήση της τεχνολογίας των τηγμένων αλάτων (molten salts) λήφθηκε ίσο με 112 €/KWh για 10 ώρες αποθήκευσης, σύμφωνα με τις εκτιμήσεις του Γερμανικού Αεροδιαστημικού Κέντρου (DLR) το οποίο εργάζεται σε παρόμοιες μετατροπές λιγνιτικών μονάδων της RWE στην περιφέρεια της Ρηνανίας-Βεστφαλίας στη Γερμανία. Ο συνολικός βαθμός απόδοσης θεωρήθηκε ίσος με 39,4% ενώ τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά που θα συνδυαστούν με τη μονάδα αποθήκευσης θεωρήθηκε ότι παράγουν ενέργεια για 2000 και 1500 ώρες τον χρόνο, αντίστοιχα. Η εξέλιξη του σταθμισμένου κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά που θα παράγουν την ηλεκτρική ενέργεια η οποία θα αποθηκεύεται με τη μορφή θερμότητας στην Πτολεμαΐδα 5, λήφθηκε από το ΕΣΕΚ, ενώ οι υπολογισμοί επαναλήφθηκαν και με σημερινές τιμές. Το ετήσιο κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας θεωρήθηκε ίδιο με αυτό της λιγνιτικής μονάδας, και το αντίστοιχο κόστος για τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά θεωρήθηκε ίσο με το 2% του κόστους εγκατάστασης.

Το διάγραμμα 5 δείχνει τα αποτελέσματα της ανάλυσης για διαφορετικά μίγματα αιολικών-φωτοβολταϊκών στην παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που τροφοδοτεί τη μονάδα.



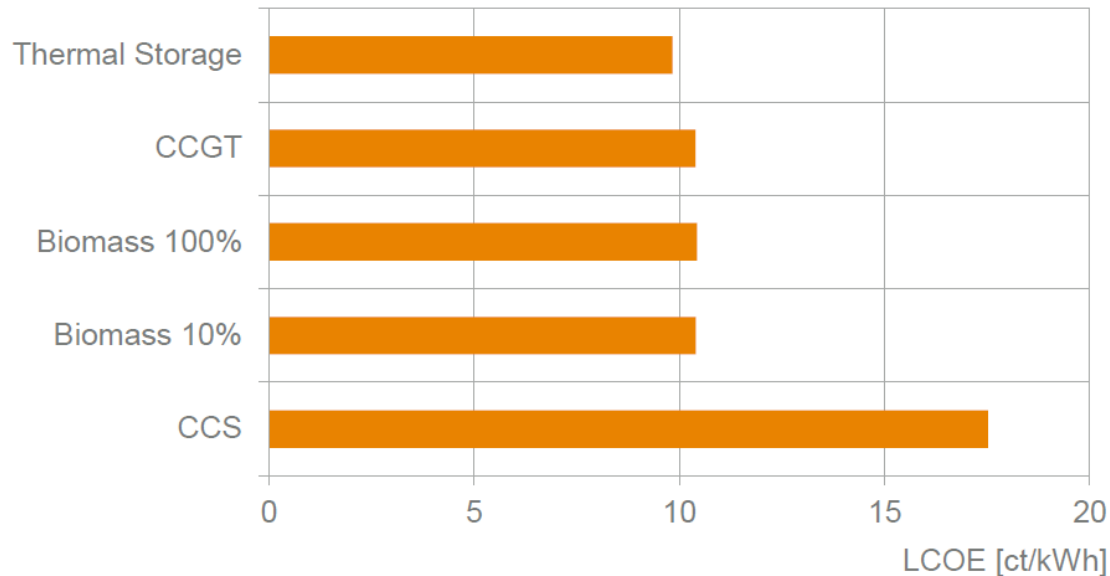


**Διάγραμμα 5:** Σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τη λύση της μετατροπής σε μονάδα αποθήκευσης θερμικής ενέργειας από ΑΠΕ για διαφορετικά μίγματα αιολικών-φωτοβολταϊκών (30% - 70% ΦΒ) για το σενάριο εξέλιξης του σταθμισμένου κόστους ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, που περιέχεται στο ΕΣΕΚ αλλά και με βάση τις σημερινές τιμές.

Τα αποτελέσματα της ανάλυσης δείχνουν ότι η λύση αυτή είναι ιδιαίτερα ανταγωνιστική καθώς χαρακτηρίζεται από σταθμισμένο κόστος παραγωγής ενέργειας που κυμαίνεται μεταξύ 91 €/MWh και 106 €/MWh, με τις πιο συμφέρουσες τιμές να αντιστοιχούν σε μεγαλύτερη συμμετοχή των φωτοβολταϊκών της τάξης του 70% στο μίγμα της ηλεκτρικής ενέργειας ΑΠΕ που διοχετεύεται στη μονάδα αποθήκευσης.

### Σύγκριση τεχνολογιών

Το διάγραμμα 6 συγκρίνει τις τέσσερις τεχνολογίες ως προς το σταθμισμένο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για το πιο ρεαλιστικό από τα δύο σενάρια εξέλιξης των τιμών CO<sub>2</sub>, για τιμές ορυκτού αερίου σύμφωνα με τις προβλέψεις του ΕΣΕΚ όσον αφορά τη λύση της αντικατάστασης από μονάδα CCGT, και για μίγμα 50%-50% αιολικών φωτοβολταϊκών στη παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που τροφοδοτεί την Πτολεμαΐδα 5 στην περίπτωση της μετατροπής της λιγνιτικής μονάδας σε μονάδα θερμικής αποθήκευσης.



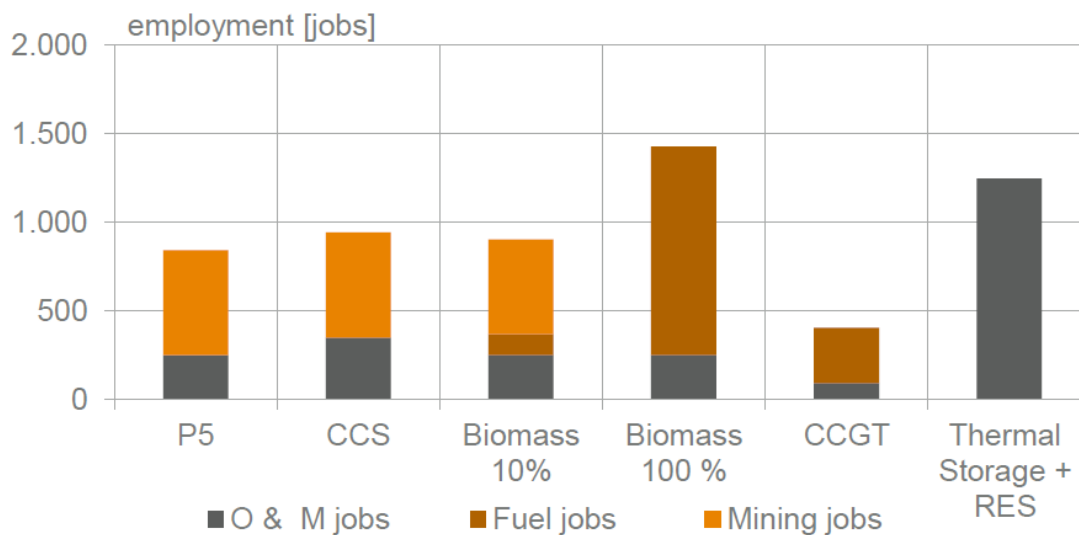
**Διάγραμμα 6:** Σύγκριση των 4 τεχνολογιών για το σενάριο εξέλιξης των τιμών που περιέχεται στη μελέτη επιπτώσεων της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για τον νέο ευρωπαϊκό κλιματικό στόχο.

Η λύση της θερμικής αποθήκευσης έχει το χαμηλότερο κόστος με μικρές διαφορές τόσο από αυτή της αντικατάστασης από μονάδα ορυκτού αερίου όσο και από αυτή της μετατροπής σε μονάδα καύσης βιομάζας, ενώ η λύση της δέσμευσης και αποθήκευσης CO<sub>2</sub> (CCS) είναι με διαφορά η λιγότερο συμφέρουσα.

### Θέσεις εργασίας

Αξιοποιώντας δεδομένα απασχόλησης από τον Οδικό Χάρτη της Παγκόσμιας Τράπεζας για την μετάβαση της Περιφέρειας της Δυτικής Μακεδονίας (2019), την έκθεση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για την απασχόληση στον ενεργειακό τομέα (2020), και το Παγκόσμιο Ινστιτούτο για τις τεχνολογίες δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα Global CCS Institute (2020), εκτιμήθηκε ο αριθμός των θέσεων εργασίας που αντιστοιχεί σε καθεμία από τις τέσσερις τεχνολογίες τόσο στη φάση της κατασκευής όσο και στη φάση της λειτουργίας (μόνιμες θέσεις).

Ο μικρότερος αριθμός μόνιμων εργαζομένων (405) αντιστοιχεί στην επιλογή της αντικατάστασης της Πτολεμαΐδας 5 από μονάδα ορυκτού αερίου, ενώ η πλήρης αντικατάσταση του λιγνίτη από βιομάζα προβλέπεται να οδηγήσει σε 1428 θέσεις εργασίας. Ωστόσο πολλές από αυτές δεν θα είναι εγχώριες καθώς πιθανότατα θα απαιτηθούν εισαγωγές για την προμήθεια τόσο μεγάλων ποσοτήτων βιομάζας (1,9 εκ. τόνοι πέλετς ετησίως). Σημαντικός αριθμός θέσεων εργασίας διατηρείται στα ορυχεία και τη μονάδα (943) στην περίπτωση που η λιγνιτική λειτουργία συνεχιστεί σε συνδυασμό με δέσμευση και αποθήκευση του εκλυόμενου CO<sub>2</sub> (CCS). Οι θέσεις μάλιστα στη μονάδα σε αυτή την περίπτωση είναι αυξημένες καθώς θα απαιτηθούν επιπλέον εργαζόμενοι για το σύστημα δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα. Από την άλλη μεριά, η μετατροπή της Πτολεμαΐδας 5 σε μονάδα αποθήκευσης ενέργειας από ΑΠΕ μπορεί να οδηγήσει σε 1247 μόνιμες θέσεις εργασίας αν ληφθούν υπόψη οι θέσεις όχι μόνο στη μονάδα αλλά και αυτές που απαιτούνται για τη λειτουργία και τη συντήρηση των αιολικών και των φωτοβολταϊκών.



**Διάγραμμα 7:** Σύγκριση των 4 τεχνολογιών ως προς τη δυνατότητά τους για διατήρηση και δημιουργία μόνιμων θέσεων εργασίας στη λειτουργία και συντήρηση των σχετιζόμενων υποδομών, στη προμήθεια εναλλακτικού καυσίμου (βιομάζα ή ορυκτό αέριο) και στα λιγνιτικά ορυχεία.

## Συμπεράσματα

Από την ανάλυση της κάθε τεχνολογίας χωριστά όσο και τη συγκριτική τους εξέταση προκύπτουν σημαντικά συμπεράσματα για το μέλλον της υπό-κατασκευής λιγνιτικής μονάδας Πτολεμαΐδας 5.

Τα αποτελέσματα της οικονομικής αξιολόγησης φανερώνουν την ακαταλληλότητα της λύσης CCS για τη συνέχιση της λιγνιτικής λειτουργίας.

Η λύση της σύγκαισης λιγνίτη με βιομάζα έχει χαμηλό κόστος εγκατάστασης αλλά καθίσταται ασύμφορη για τις υψηλές τιμές CO<sub>2</sub> που αναμένονται από τους αναλυτές της αγοράς άνθρακα, ενώ η πλήρης αντικατάσταση καυσίμου έχει το μειονέκτημα του υψηλού κόστους προμήθειας καυσίμου.

Η λύση της αντικατάστασης από μονάδα ορυκτού αερίου, ενώ έχει επίσης συγκριτικά με άλλες χαμηλό κόστος εγκατάστασης, είναι ευαίσθητη στις διακυμάνσεις των τιμών προμήθειας ορυκτού αερίου και των τιμών CO<sub>2</sub> με αποτέλεσμα η ανταγωνιστικότητα αυτής της λύσης να μειώνεται σημαντικά, ακόμα και για το μετριοπαθές σενάριο εξέλιξης των τιμών CO<sub>2</sub> της Ευρωπαϊκής Επιτροπής αλλά και των τιμών ορυκτού αερίου που προβλέπει το τρέχον ΕΣΕΚ. Επιπλέον, η προοπτική μετατροπής της Πτολεμαΐδας 5 σε μονάδα ορυκτού αερίου δεν είναι συμβατή ούτε με τον νέο ευρωπαϊκό κλιματικό στόχο του 55%, ούτε με το ήδη ξεπερασμένο ΕΣΕΚ για την περίοδο 2020-2030, ούτε με την πλέον πρόσφατη μελέτη επάρκειας ισχύος του ΑΔΜΗΕ για την περίοδο 2020-2030, ούτε με το δεκαετές πλάνο του ΕΣΜΗΕ για την περίοδο 2022-2031. Σημειώνεται δε, ότι κανένας από τους παραπάνω επίσημους σχεδιασμούς δεν είναι συμβατός ούτε με τους υπόλοιπους ως προς την ισχύ νέων μονάδων ορυκτού αερίου, αλλά ούτε και με την αύξηση της κλιματικής φιλοδοξίας σε ευρωπαϊκό επίπεδο.

Τα αποτελέσματα της οικονομικής αξιολόγησης αναδεικνύουν τις θετικές προοπτικές που έχει η λύση της μετατροπής της Πτολεμαΐδας 5 σε μονάδα αποθήκευσης ενέργειας η οποία προέρχεται από ΑΠΕ με τη μορφή θερμότητας (θερμική αποθήκευση). Η λύση αυτή συνδυάζει ώριμες τεχνολογίες όπως η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας με τη μορφή θερμότητας σε τηγμένα άλατα και η κλασσική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ατμοστροβίλου, αλλά ο συνδυασμός των τεχνολογιών δεν έχει ακόμα εφαρμοστεί στην πράξη. Ωστόσο υπάρχουν διάφορα έργα μετατροπής υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων σε μονάδες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας σε εξέλιξη, με πιο σημαντικό αυτό των λιγνιτικών μονάδων της RWE στην περιφέρεια της Ρηνανίας-Βεστφαλίας στη Γερμανία που θα επιταχύνουν την επίλυση των σχετικών τεχνικών προκλήσεων. Σε αντίθεση με τις άλλες τεχνολογίες που εξετάστηκαν, η λύση αυτή είναι πλήρως συμβατή με τον Κανονισμό της Ευρωπαϊκής Ένωσης για τις βιώσιμες επενδύσεις και την Ευρωπαϊκή Πράσινη Συμφωνία, και επομένως επιλέξιμη για χρηματοδότηση. Επιπλέον, οι μετατροπές αυτού του είδους θα συνεισφέρουν στην κάλυψη των αυξημένων αναγκών αποθήκευσης που έχει η χώρα λόγω της προβλεπόμενης αύξησης της διείσδυσης των ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής, ενώ ταυτόχρονα είναι σε θέση να διατηρήσουν θέσεις εργασίας στον ενεργειακό τομέα των λιγνιτικών περιοχών.

Είναι επομένως σημαντικό η λύση της μετατροπής της Πτολεμαΐδας 5 σε μονάδα θερμικής αποθήκευσης να εξεταστεί ενδελεχώς, ενώ, ευρύτερα, η μετατροπή λιγνιτικών μονάδων σε υποδομές αποθήκευσης να ληφθεί υπόψη κατά την κατάρτιση του νέου θεσμικού πλαισίου για την αποθήκευση ενέργειας, όπως και να τύχει της δέουσας στήριξης στο πλαίσιο του υπό διαμόρφωση, νέου Μηχανισμού Διασφάλισης Επάρκειας Ισχύος.