



ΚΕΙΜΕΝΟ
ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ

2013

Πτολεμαΐδα 5 και Μελίτη 2

Έκθεση οικονομικής βιωσιμότητας των νέων
λιγνιτικών μονάδων

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΕΙΣΑΓΩΓΗ	3
Αντικείμενο της έκθεσης	3
Δομή της έκθεσης	3
Στοιχεία και δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν	4
ΤΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΤΗΣ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗΣ ΑΛΛΑΓΗΣ	5
Το κλίμα αλλάζει	5
Αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής	6
Η ενεργειακή στρατηγική της ΕΕ	9
Το εξωτερικό κόστος του άνθρακα	11
Το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπής	13
Η ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ	16
Παρούσα κατάσταση	16
Μελλοντική εξέλιξη	18
ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΙΓΝΙΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ	22
Υποθέσεις εργασίας	22
Αποτελέσματα	26
ΟΙ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΗΣ ΛΙΓΝΙΤΙΚΗΣ ΜΟΝΟΚΑΛΛΙΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗ Δ. ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	33
Επιπτώσεις στην ποιότητα του αέρα	33
Επιπτώσεις στη δημόσια υγεία	34
Επιπτώσεις στους υδάτινους πόρους	35
Μετεγκαταστάσεις οικισμών	36
Η ΜΕΤΑΒΑΣΗ ΣΕ ΕΝΑ ΜΕΤΑ-ΛΙΓΝΙΤΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ	38
Η μελέτη του ΤΕΕ/ΔΜ	38
Πράσινες θέσεις εργασίας στον ενεργειακό τομέα	40
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α - Μεθοδολογία οικονομικής ανάλυσης	42
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β - Η χρηματοδότηση της μονάδας	48
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ - Δέσμευση-μεταφορά-αποθήκευση CO ₂ – Η μελέτη της ΔΕΗ και οι απαιτήσεις της Οδηγίας 2009/31	49
ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ - Οι Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης της Δυτικής Μακεδονίας για την κατασκευή της μονάδας	52
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ	54

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Αντικείμενο της έκθεσης

Στις 29 Μαρτίου 2013, η Γενική Συνέλευση των μετόχων της ΔΕΗ ενέκρινε την υπογραφή της σύμβασης κατασκευής της νέας λιγνιτικής μονάδας Πτολεμαΐδα-5, ισχύος 660MW η οποία αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία το 2020. Πρόκειται για την πρώτη λιγνιτική μονάδα στην Ελλάδα από το 2002 οπότε και τέθηκε σε λειτουργία η μονάδα της Μελίτης στη Φλώρινα, ισχύος 450MW. Σύμφωνα με το σχεδιασμό και το επενδυτικό πρόγραμμα της ΔΕΗ, αναμένεται να γίνει διαγωνισμός για την επιλογή κατασκευαστή και για άλλη μία λιγνιτική μονάδα στη Μελίτη, ισχύος 440MW με εκτιμώμενη χρονολογία λειτουργίας το 2021.

Στην παρούσα μελέτη γίνεται μια προσπάθεια εξέτασης της οικονομικής βιωσιμότητας των ανωτέρω λιγνιτικών μονάδων. Η ανάλυση έγινε για χρονικό ορίζοντα οικονομικής αξιολόγησης 30 χρόνων και με βάση τα σενάρια εξέλιξης του Συστήματος Ηλεκτρισμού που έχει παρουσιάσει το ΥΠΕΚΑ στον Οδικό Ενεργειακό Χάρτη Πορείας για το 2050.

Δομή της έκθεσης

Στο πρώτο μέρος της έκθεσης, γίνεται μια εισαγωγική αναφορά στις πιο πρόσφατες εξελίξεις γύρω από τα δεδομένα της κλιματικής αλλαγής, στις διεθνείς αποφάσεις και στρατηγικές για μετάβαση σε ένα σύστημα ηλεκτρισμού μηδενικών εκπομπών μέχρι το 2050 και στις διεθνείς τάσεις και εμπειρίες στην κατεύθυνση αυτή.

Ακολουθεί μια σύντομη περιγραφή του ελληνικού συστήματος ηλεκτρισμού καθώς και των σεναρίων του ΥΠΕΚΑ για τη μελλοντική εξέλιξη του και των σχετικών παραδοχών που υιοθετήθηκαν. Στη συνέχεια, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της οικονομικής ανάλυσης των λιγνιτικών μονάδων, ενώ η μεθοδολογία που χρησιμοποιήθηκε αναλύεται στο Παράρτημα Α.

Οι δυο τελευταίες ενότητες της μελέτης έχουν να κάνουν με την τοπική διάσταση και τις επιπτώσεις της λιγνιτικής «μονοκαλλιέργειας» στη Δυτική Μακεδονία. Πιο συγκεκριμένα, καταγράφονται οι επιπτώσεις στην ποιότητα του αέρα, στη δημόσια υγεία και στους υδάτινους πόρους και γίνεται μια σύντομη περιγραφή της κατάστασης με τις μετεγκαταστάσεις οικισμών για λόγους επέκτασης των λιγνιτωρυχείων στην περιοχή. Ακόμα, γίνεται μια κριτική αποτίμηση της μελέτης του ΤΕΕ Δυτικής Μακεδονίας για το κόστος μετάβασης της περιοχής σε ένα μετα-λιγνιτικό μέλλον και επίσης μια σύντομη επισκόπηση της διεθνούς εμπειρίας για την τόνωση της απασχόλησης από επενδύσεις σε εξοικονόμηση και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Στα **Παράρτημα** της μελέτης γίνεται επίσης

- μία αναφορά στην τεχνολογία δέσμευσης-μεταφοράς-αποθήκευσης CO₂, στη σχετική ευρωπαϊκή νομοθεσία και στη μελέτη της ΔΕΗ για τη μελλοντική εγκατάσταση εξοπλισμού στη μονάδα,
- μια συζήτηση για την αναζήτηση από πλευράς της ΔΕΗ ευνοϊκών χρηματοδοτικών εργαλείων από διεθνείς φορείς και
- μια ανασκόπηση της στάσης των Οργανισμών Τοπικής Αυτοδιοίκησης της περιοχής απέναντι στη νέα μονάδα και την επέκταση των λιγνιτωρυχείων.

Στοιχεία και δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν

Αξίζει, καταρχάς, να σημειωθεί πως το WWF Ελλάς με επιστολή του από τις 25.09.2012 είχε ζητήσει από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας στοιχεία που περιλαμβάνονται στο φάκελο που είχε καταθέσει η ΔΕΗ και αφορούν στην περιβαλλοντική και χρηματοοικονομική βιωσιμότητα της μονάδας Πτολεμαΐδα-5. Το WWF Ελλάς έλαβε απάντηση από τη ΡΑΕ με σημαντική καθυστέρηση (μετά το πέρασ 4 μηνών) και αφού προηγήθηκε η δημοσιοποίηση του θέματος στα Μέσα Ενημέρωσης, παρά την υποχρέωσή της Αρχής να απαντήσει εντός είκοσι ημερών. Καθώς η απάντηση της ΡΑΕ δεν ήταν πλήρης, το WWF Ελλάς κατέθεσε για δεύτερη φορά αίτηση για πρόσβαση στις περιβαλλοντικές πληροφορίες. Η ΡΑΕ ανταποκρίθηκε με συνέπεια αυτή τη φορά, αρνούμενη, ωστόσο, να παράσχει το σύνολο των εγγράφων.

Η τεχνικο-οικονομική μελέτη που έχει γίνει για τις ανάγκες της παρούσας έκθεσης, βασίστηκε στα πιο επίσημα διαθέσιμα στοιχεία και πιο συγκεκριμένα:

- Τα σενάρια εξέλιξης της ζήτησης του ηλεκτρικής ενέργειας, της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ και της τιμής του δικαιώματος εκπομπής CO₂ όπως δίνονται στον Οδικό Ενεργειακό Χάρτη Πορείας για το 2050 του ΥΠΕΚΑ.
- Τα στοιχεία κόστους εξόρυξης και θερμογόνου δυναμικότητας του λιγνίτη από πρόσφατα δημοσιευμένα στοιχεία και εκτιμήσεις
- Η αναμενόμενη εξέλιξη της τιμής του Φυσικού Αερίου από μελέτες πρόβλεψης της ΕΕ.

Για λοιπά τεχνικο-οικονομικά στοιχεία χρησιμοποιήθηκε η εγχώρια και διεθνής βιβλιογραφία όπως φαίνεται στις σχετικές αναφορές.

ΤΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΤΗΣ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗΣ ΑΛΛΑΓΗΣ

Το 2012 διευρύνθηκε η βεβαιότητα της επιστημονικής κοινότητας πως το παγκόσμιο κλίμα ήδη αλλάζει και πως η περαιτέρω καθυστέρηση στη δραστική μείωση των εκπομπών αερίων που αλλάζουν το κλίμα, κυρίως στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής, θα έχουν πρωτοφανείς επιπτώσεις ήδη μέσα στις επόμενες δεκαετίες για όλη την ανθρωπότητα.

Το κλίμα αλλάζει

Ο Παγκόσμιος Οργανισμός Μετεωρολογίας ανακοίνωσε¹ πως το 2011 η μέση συγκέντρωση CO₂ στην ατμόσφαιρα έφτασε τα 390,9 ppm (μέρη στο εκατομμύριο), αυξημένη κατά 40% σε σχέση με τη συγκέντρωση CO₂ πριν 250 χρόνια (280ppm), την εποχή δηλαδή της έναρξης της βιομηχανικής επανάστασης. Με τους τρέχοντες ρυθμούς αύξησης των 2ppm το χρόνο, αναμένεται ίσως ήδη από το 2015 να φτάσουμε σε μέση ετήσια παγκόσμια συγκέντρωση CO₂ 400ppm, που για τους επιστήμονες θεωρείται ως επίπεδο ασφάλειας για την αποφυγή αποσταθεροποίησης του κλίματος. Ιδιαίτερα ανησυχητική ένδειξη ήταν η καταγραφή, στις 13 Μαΐου 2013, από το Παρατηρητήριο της NOAA στο Mauna Loa για πρώτη φορά στην ιστορία, μέσης ημερήσιας συγκέντρωσης 400,17ppm. Σύμφωνα με τους επιστήμονες, η τελευταία φορά που η ατμόσφαιρα της γης είχε τέτοια συγκέντρωση CO₂ ήταν κατά την Πλειόκαινη περίοδο, δηλαδή πριν 3-5 εκατομμύρια χρόνια.

Η θέρμανση του πλανήτη είναι αδιαμφισβήτητο γεγονός. Το 2012 ήταν το 9^ο θερμότερο έτος στην ιστορία ενώ 9 από τα 10 θερμότερα έτη της ιστορίας ανήκουν στον 21ο αιώνα.² Σπάζοντας κάθε ρεκόρ, η ελάχιστη έκταση των πάγων στην Αρκτική για το 2012 ήταν 760 χιλιάδες τετραγωνικά χιλιόμετρα μικρότερη από το προηγούμενο αρνητικό ρεκόρ του 2007.³

Σε σχετική έρευνα του το Berkeley Earth Project συγκέντρωσε ιστορικά δεδομένα με 14,4 εκατομμύρια μετρήσεις θερμοκρασίας από 44.455 διαφορετικά σημεία του πλανήτη, με τις παλιότερες μετρήσεις να ξεκινούν από το έτος 1753. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της έρευνας, η μέση θερμοκρασία της γης αυξήθηκε κατά 1,5°C τα τελευταία 250 χρόνια και μάλιστα κατά 0,9°C τα τελευταία 50 χρόνια.⁴ Η έρευνα τονίζει μάλιστα πως *“οι άνθρωποι είναι σχεδόν εξ ολοκλήρου η αιτία”* για τη θέρμανση έχοντας διαπιστώσει πως η επίπτωση της ηλιακής δραστηριότητας είναι μηδενική και πως οι ηφαιστειακές εκρήξεις είχαν ασθενή επίδραση στον 20^ο αιώνα.

Ο Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος στην ετήσια έκθεσή του⁵ διαπίστωσε πως η κλιματική αλλαγή ήδη επηρεάζει όλες τις περιφέρειες της Ευρώπης και πως επιπτώσεις με ακόμα μεγαλύτερο κόστος θα πρέπει να αναμένονται για το μέλλον. Πιο συγκεκριμένα: η μέση θερμοκρασία στην Ευρώπη την περασμένη δεκαετία ήταν κατά 1,3°C υψηλότερη σε σχέση με τα προβιομηχανικά επίπεδα, οι καύσωνες εμφανίζονται με μεγαλύτερη συχνότητα και διάρκεια, οι πλημμύρες ποταμών έχουν αυξηθεί στη Β. Ευρώπη, ενώ έχει μειωθεί η ελάχιστη ροή των ποταμών στη Νότια Ευρώπη.

Η επισκόπηση της Παγκόσμιας Τράπεζας για τα τελευταία δεδομένα γύρω από την επιστήμη του κλίματος⁶ καταλήγει πως αν δεν ληφθούν νέα μέτρα, η αύξηση της μέσης θερμοκρασίας του

¹ WMO, “Greenhouse Gas Concentrations Reach New Record”, 20.11.2012

http://www.wmo.int/pages/mediacentre/press_releases/pr_965_en.html

² NASA, “NASA Finds 2012 Sustained Long-Term Climate Warming Trend”, 15.01.2013

<http://www.nasa.gov/topics/earth/features/2012-temps.html>

³ NASA, “Arctic Sea Ice Hits Smallest Extent In Satellite Era”, 19.09.2012

<http://www.nasa.gov/topics/earth/features/2012-seaicemin.html>

⁴ Berkeley Earth Project, Summary of results <http://berkeleyearth.org/results-summary/>

⁵ EEA, “Climate change evident across Europe, confirming urgent need for adaptation”, 06.02.2013

<http://www.eea.europa.eu/pressroom/newsreleases/climate-change-evident-across-europe>

⁶ World Bank, “New Report Examines Risks of 4 Degree Hotter World by End of Century”, 18.11.2012

<http://www.worldbank.org/en/news/press-release/2012/11/18/new-report-examines-risks-of-degree-hotter-world-by-end-of-century>

πλανήτη θα φθάσει τους 4°C μέχρι τα τέλη του αιώνα. Κάτι τέτοιο αναμένεται να προκαλέσει διαβρώσεις και καταστροφές στις παράκτιες ζώνες, μεγαλύτερα ποσοστά υποσιτισμού λόγω καταστροφών στις καλλιέργειες, εντονότερες πλημμύρες σε ήδη υγρές περιοχές και ξηρασίες σε ξηρές περιοχές, πρωτόγνωρα κύματα καύσωνα, αυξημένη ένταση τροπικών κυκλώνων και μη αντιστρέψιμη απώλεια βιοποικιλότητας κυρίως σε συστήματα κοραλλιογενών υφάλων.

Όλα αυτά βέβαια δεν αφορούν μόνο το μακρινό μέλλον. Σειρά μελετών διαπιστώνουν πως η αυξημένη ένταση και συχνότητα εμφάνισης ακραίων καιρικών φαινομένων που παρατηρήθηκαν σε διάφορες περιοχές του πλανήτη συσχετίζονται με την κλιματική αποσταθεροποίηση, η οποία έχει ήδη ξεκινήσει.

Μια στατιστική ανάλυση θερμοκρασιών των τελευταίων 60 ετών από το Goddard Institute for Space Studies (GISS) της NASA⁷ κατέληξε στο συμπέρασμα πως η πιθανότητα ακραίων καυσώνων είναι πλέον πολύ μεγαλύτερη σε σύγκριση με τα μέσα του 20^{ου} αιώνα, ως αποτέλεσμα της κλιματικής αλλαγής. Παράλληλα, μελέτη του Potsdam Institute⁸ διαπίστωσε πως σε διάφορες περιοχές του κόσμου υπάρχουν πέντε φορές περισσότεροι μήνες με ρεκόρ υψηλών θερμοκρασιών σε σύγκριση με όσους αναμένονταν αν δεν υπήρχε η εξελισσόμενη αλλαγή του κλίματος. Σε συμφωνία με τα παραπάνω, η Κλιματική Επιτροπή της κυβέρνησης της Αυστραλίας συμπέρανε πως τα πρωτοφανή κύματα καύσωνα του καλοκαιριού 2012/13 επηρεάστηκαν και επιδεινώθηκαν από την κλιματική αλλαγή και πως είναι πολύ πιθανό παρόμοια φαινόμενα να είναι συχνότερα και εντονότερα τις επόμενες δεκαετίες.⁹

Σε ό,τι αφορά, τέλος, στις καταιγίδες, μελέτη της Εθνικής Ωκεανικής και Ατμοσφαιρικής Διοίκησης των ΗΠΑ εκτίμησε πως η αύξηση της υγρασίας ως αποτέλεσμα της παγκόσμιας θέρμανσης θα κάνει εντονότερα έως και κατά 20-30% τα πιο ακραία φαινόμενα κατακρημνίσεων στο Βόρειο ημισφαίριο.¹⁰ Παράλληλα, μελέτη που δημοσιεύτηκε στο περιοδικό της Ακαδημίας Επιστημών των ΗΠΑ εκτιμά πως η αύξηση της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας κατά 1°C θα οδηγήσει σε αύξηση από 2 έως 7 φορές της εμφάνισης τυφώνων στον Ατλαντικό του επιπέδου του τυφώνα Κατρίνα.¹¹

Αντιμετώπιση της κλιματικής αλλαγής

Η επιστημονική κοινότητα έχει κάνει ξεκάθαρο πως μοναδική διέξοδος για να αποφευχθούν οι χειρότερες επιπτώσεις από την αλλαγή του κλίματος είναι η δραστική και άμεση μείωση των παγκόσμιων εκπομπών αερίων που αλλάζουν το κλίμα, με κυριότερο το CO₂ που εκπέμπεται πρωτίστως από τη χρήση ορυκτών καυσίμων.

Αντλαμβανόμενοι –τουλάχιστον σε επίπεδο διακηρύξεων- τη σοβαρότητα της πρόκλησης, στη συνδιάσκεψη του ΟΗΕ για το κλίμα που πραγματοποιήθηκε στις 8 Δεκεμβρίου 2012 στην Ντόχα, οι εκπρόσωποι των κυβερνήσεων του κόσμου επιβεβαίωσαν πως θα "εργαστούν επειγόντως για τη βαθιά μείωση των παγκόσμιων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου η οποία απαιτείται για τη συγκράτηση της αύξησης της παγκόσμιας μέσης θερμοκρασίας κάτω από τους 2°C σε σχέση με τα προ-βιομηχανικά επίπεδα και για την επίτευξη της μεγιστοποίησης των εκπομπών αυτών το συντομότερο δυνατόν".¹²

⁷ NASA, "Research Links Extreme Summer Heat Events to Global Warming", 08.06.2012

<http://www.nasa.gov/topics/earth/features/warming-links.html>

⁸ Potsdam Institute for Climate Impact Research, "Global warming has increased monthly heat records by a factor of five", 14.01.2013 <http://www.pik-potsdam.de/news/press-releases/monatliche-hitzerekorde-haben-sich-durch-die-erderwaermung-verfuenffacht>

⁹ The Climate Commission (Australia), "The Angry Summer" <http://climatecommission.gov.au/report/the-angry-summer/>

¹⁰ Kenneth E. Kunkel et al. "Probable maximum precipitation and climate change", 12.04.2013,

http://www.noaanews.noaa.gov/stories2013/20130403_ncdcextremeprecipitationstudy.html

¹¹ Aslak Grinsted et al. "Projected Atlantic hurricane surge threat from rising temperatures", 23.05.2013,

<http://www.pnas.org/content/early/2013/03/14/1209980110>

¹² UNFCCC, "Report of the COP-18 session, held in Doha from 26 November to 8 December 2012", 28.02.2013

<http://unfccc.int/resource/docs/2012/cop18/eng/08a01.pdf>

Σχετικά με το εύρος μείωσης των παγκόσμιων εκπομπών που απαιτείται για την επίτευξη ενός τέτοιου στόχου, η πιο επίσημη εκτίμηση προέρχεται από την τελευταία Έκθεση του Διακυβερνητικού Πάνελ για την Κλιματική Αλλαγή (IPCC) του 2007.¹³ Σύμφωνα με αυτήν, για τη συγκράτηση της αύξησης της παγκόσμιας μέσης θερμοκρασίας στους 2,0-2,4°C, που αντιστοιχεί σε συγκέντρωση CO₂ 350-400ppm, οι παγκόσμιες εκπομπές CO₂ θα πρέπει να φτάσουν στη μέγιστη τιμή τους πριν το 2015 και να έχουν μειωθεί κατά 50-85% το 2050.

Τα συμπεράσματα αυτά έχουν επιβεβαιωθεί πρακτικά από όλες τις επιστημονικές μελέτες που ακολούθησαν. Στην πιο βαρυσήμαντη από αυτές, που δημοσιεύτηκε στο περιοδικό Nature το 2009,¹⁴ οι επιστήμονες κατέληξαν στο συμπέρασμα πως για πιθανότητα 75% επίτευξης του στόχου 2°C η ανθρωπότητα έχει το περιθώριο να κάψει λιγότερα από τα μισά ήδη γνωστά αποθέματα ορυκτών καυσίμων. Υπολόγισαν, επίσης, πως η μείωση των παγκόσμιων εκπομπών κατά 50% το 2050 δίνει πιθανότητα 55-88% για την επίτευξη του στόχου με την πιθανότητα να πέφτει στο 46% αν το 2020 οι παγκόσμιες εκπομπές βρίσκονται σε επίπεδα 25% μεγαλύτερα εκείνων του 2000.

Το Πρόγραμμα Περιβάλλοντος του ΟΗΕ ανακοίνωσε πρόσφατα¹⁵ πως υπάρχει ένα χάσμα 8 δισεκατομμυρίων τόνων CO₂ ανάμεσα στις μέγιστες παγκόσμιες εκπομπές του 2020, προκειμένου να αποφευχθεί σημαντική αποσταθεροποίηση του κλίματος και σε εκείνες που εκτιμάται ότι θα καταγραφούν ακόμα κι αν υλοποιηθούν όλες οι σημερινές δεσμεύσεις των κρατών για μειώσεις στις εκπομπές τους. Αυτό σημαίνει πως οι παγκόσμιες εκπομπές που έχουν αυξηθεί κατά 25% την τελευταία δεκαετία, θα πρέπει να μειωθούν κατά τουλάχιστον 12% μέχρι το 2020.

Στα ίδια συμπεράσματα καταλήγουν και άλλες πρόσφατες σημαντικές επιστημονικές μελέτες. Σύμφωνα με έρευνα που δημοσιεύτηκε στο κορυφαίο επιστημονικό περιοδικό Nature¹⁶, για να είναι πιθανός ο περιορισμός της αύξησης της μέσης θερμοκρασίας του πλανήτη στους 2°C, οι παγκόσμιες εκπομπές θα πρέπει να μειωθούν κατά 10-21% το 2020, σε σχέση με το 2012. Σύμφωνα με άλλη μελέτη που δημοσιεύτηκε στο Nature¹⁷, η διατήρηση της πιθανότητας μη-υπέρβασης της θέρμανσης του πλανήτη κατά 2°C στο 50%, απαιτεί μεγιστοποίηση των παγκόσμιων εκπομπών το 2016 και μείωση τους κατά 5% ετησίως μέχρι το 2050, εξέλιξη που θα μειώσει κατά 20-65% τις επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής μέχρι το 2100, σε σύγκριση με το σενάριο αναφοράς που οδηγεί σε αύξηση της θερμοκρασίας κατά 4°C.

Γίνεται σαφές, επίσης, πως κάθε καθυστέρηση στη λήψη φιλόδοξων και παγκόσμιων μέτρων θα εκτινάξει το κόστος αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής.¹⁸ Ενδεικτικά, μια παγκόσμια τιμή 20 δολαρίων στην εκπομπή ενός τόνου CO₂ σήμερα θα σήμαινε 60% πιθανότητα περιορισμού της θέρμανσης του πλανήτη κατά 2°C. Για να επιτευχθεί η ίδια πιθανότητα το 2020, απαιτείται αντίστοιχα μια τιμή 100 δολαρίων για κάθε τόνο CO₂.

Ιδιαίτερη αναφορά αξίζει στην ετήσια έκθεση της Διεθνούς Υπηρεσίας Ενέργειας (IEA) «**World Energy Outlook**».¹⁹ Ένα από τα κεντρικά μηνύματα της έκθεσης είναι πως για την επίτευξη του στόχου συγκράτησης της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας στους 2°C, υπάρχει περιθώριο μέχρι το 2050 για καύση μέχρι του 1/3 των ήδη γνωστών αποθεμάτων ορυκτών καυσίμων. Πιο συγκεκριμένα, η ανθρωπότητα έχει πλέον στη διάθεσή της έναν «προϋπολογισμό άνθρακα», δηλαδή ένα περιθώριο εκπομπών, της τάξης των 1.000 δισεκατομμυρίων τόνων CO₂, προκειμένου να μην επιδεινωθεί η αποσταθεροποίηση του κλίματος. Με δεδομένο ότι η καύση όλων των ήδη βεβαιωμένων αποθεμάτων πετρελαίου, κάρβουνου και φυσικού αερίου θα οδηγήσει σε εκπομπή

¹³ IPCC, Fourth Assessment Report: Climate Change 2007: Working Group III: Mitigation of Climate Change: D. Mitigation in the long term (after 2030) http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/en/spmsspm-d.html

¹⁴ Meinshausen et al., “Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2 °C” <http://www.nature.com/nature/journal/v458/n7242/full/nature08017.html>

¹⁵ UNEP, “Greenhouse Gas Emissions Gap Widening as Nations Head to Crucial Climate Talks in Doha”, 21.11.2012 <http://www.unep.org/newscentre/Default.aspx?DocumentID=2698&ArticleID=9335&l=en>

¹⁶ Joeri Rogelij et al., “2020 emissions levels required to limit warming below 2C”, 05.07.2012, <http://www.nature.com/nclimate/journal/vaop/ncurrent/full/nclimate1758.html>

¹⁷ <http://www.nature.com/nclimate/journal/vaop/ncurrent/full/nclimate1793.html>

¹⁸ J. Rogelij et al., “Probabilistic cost estimates for climate change mitigation”, Nature 493, 79–83 (03 January 2013) <http://www.nature.com/nature/journal/v493/n7430/full/nature11787.html>

¹⁹ IEA, World Energy Outlook 2012, 12.11.2012 <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2012/>

2.860 δισεκατομμυρίων τόνων CO₂, προκύπτει ότι σχεδόν τα 2/3 των αποθεμάτων αυτών θα πρέπει να μην εξορυχθούν ή η καύση τους να γίνει με την –ακόμα μη δοκιμασμένη ή ανταγωνιστική– τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂. Το άλλο βασικό και ανησυχητικό συμπέρασμα της έκθεσης είναι πως τα 4/5 των επιτρεπόμενων εκπομπών μέχρι το 2035 έχουν ήδη δεσμευτεί από τη λειτουργία των υφιστάμενων υποδομών (σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, εργοστάσια, κτίρια κλπ).

Εξετάζοντας τα παγκόσμια ενεργειακά σενάρια προς το 2050 και τη σημασία τους για το κλίμα, η έκθεση της IEA τονίζει πως ακόμα και στο σενάριο «νέων πολιτικών» η πιθανότητα συγκράτησης της αύξησης της μέσης παγκόσμιας θερμοκρασίας στους 2°C είναι μόλις 6% με πιθανότερη τιμή αύξησης τους 3,6°C. Το μοναδικό σενάριο της έκθεσης που είναι συμβατό με το στόχο των 2°C είναι το σενάριο συγκράτησης της συγκέντρωσης CO₂ στην ατμόσφαιρα στα 450ppm το οποίο απαιτεί πολύ πιο φιλόδοξες πολιτικές μείωσης της χρήσης ορυκτών καυσίμων. Χαρακτηριστικό είναι πως στο σενάριο αυτό η κατανάλωση λιγνίτη στις χώρες του ΟΟΣΑ πέφτει από 198 εκατομμύρια τόνους το 2010 σε 41 εκ. τόνους το 2035, δηλαδή μείωση 80%.

Οι επιπτώσεις και το κόστος της κλιματικής αλλαγής στην Ελλάδα

Η κλιματική αλλαγή δεν είναι κάτι που αφορά μόνο την Αρκτική ή τις ευάλωτες χώρες της Αφρικής και της Ασίας. Αφορά και τη χώρα μας.

Τον Σεπτέμβριο του 2009, το WWF Ελλάς και το Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών δημοσίευσαν την επιστημονική έκθεση «**Το αύριο της Ελλάδας: επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής στην Ελλάδα κατά το άμεσο μέλλον**».²⁰ Σύμφωνα με τα αποτελέσματα της έρευνας, πόλεις όπως η Θεσσαλονίκη, η Πάτρα, η Λαμία και η Λάρισα θα έχουν μέχρι και 20 περισσότερες ημέρες καύσωνα κάθε χρόνο με αντίστοιχη αύξηση του κινδύνου για πυρκαγιές στα περιστατικά δάση. Παράλληλα, η συνολική ετήσια βροχόπτωση θα μειωθεί, αλλά αναμένεται να αυξηθούν κατά 10-20% οι ακραίες βροχοπτώσεις και τα πλημμυρικά επεισόδια. Ένα τέτοιο μέλλον θα έχει απρόβλεπτες επιπτώσεις σε δύο από τους πιο κρίσιμους τομείς οικονομικών δραστηριοτήτων για τη χώρα μας: τη γεωργία και τον τουρισμό.

Τον Ιούνιο του 2011 δημοσιεύτηκε η Έκθεση της Τράπεζας της Ελλάδος «**Οι περιβαλλοντικές, οικονομικές και κοινωνικές επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής στην Ελλάδα**», ύστερα από εργασίες δύο ετών.²¹ Η Έκθεση εκτιμά μεταξύ άλλων πως ακτογραμμές συνολικού μήκους 1.000 χλμ. αποτελούν περιοχές υψηλής ευπάθειας στην κλιματική αλλαγή (μέχρι το τέλος του αιώνα οι βροχοπτώσεις θα μειωθούν μεταξύ 5% και 19%) και πως η μέγιστη θερμοκρασία θα υπερβαίνει τους 35°C για 35-40 περισσότερες ημέρες σε σχέση με σήμερα.

Πέρα από τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις, η Έκθεση εκτιμά ένα τεράστιο οικονομικό κόστος της κλιματικής αλλαγής για τη χώρα μας. Στο δυσμενέστερο σενάριο, το συνολικό σωρευτικό κόστος για την ελληνική οικονομία, για το χρονικό διάστημα έως το 2100 ανέρχεται στα 701 δις ευρώ (σε σταθερές τιμές του 2008), ποσό υπερδιπλάσιο του εθνικού χρέους της Ελλάδας το 2009. Η Έκθεση όμως σημειώνει χαρακτηριστικά πως η υιοθέτηση πολιτικών που προστατεύουν το κλίμα είναι τελικά η οικονομικότερη επιλογή που διαθέτουμε: στο Σενάριο Μετριασμού που εξέτασε, σύμφωνα με το οποίο η Ελλάδα μειώνει συνεχώς και δραστικά τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου, στο πλαίσιο αντίστοιχης παγκόσμιας προσπάθειας, το συνολικό σωρευτικό κόστος ανέρχεται σε €436 δις δηλαδή κατά €265 δις μικρότερο από εκείνο του Σεναρίου Μη Δράσης.

Πιο πρόσφατα, το Δεκέμβριο του 2012, το Εθνικό Αστεροσκοπείο Αθηνών δημοσίευσε νέες προβλέψεις οι οποίες παρουσιάζονται στη νέα ενότητα του **Οικοσκοπίου**, της διαδικτυακής χαρτογραφικής εφαρμογής του WWF Ελλάς για το ελληνικό περιβάλλον.²² Σύμφωνα με αυτές, στη χώρα μας θα έχουμε αύξηση κατά 50% των θερμών ημερών για την περίοδο 2021-2050 και 100% μεταξύ 2071-2100 και 30 επιπλέον ημέρες αυξημένου κινδύνου πυρκαγιών ανά έτος.

²⁰ WWF, «Το αύριο της Ελλάδας: επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής στην Ελλάδα κατά το άμεσο μέλλον», Σεπτέμβριος 2009, http://www.wwf.gr/images/pdfs/wwf-to_avrio_tis_elladas.pdf

²¹ Τράπεζα της Ελλάδος, «Οι περιβαλλοντικές, οικονομικές και κοινωνικές επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής στην Ελλάδα», Ιούνιος 2011, <http://www.bankofgreece.gr/Pages/el/klima/results.aspx>

²² WWF, «Σε κόκκινο συναγερμό η Ελλάδα εντός του 21ου αιώνα λόγω κλιματικής αλλαγής», 11.12.2012, <http://goo.gl/rtRgD>

Η ενεργειακή στρατηγική της ΕΕ

Από τον Οκτώβριο του 2009 οι αρχηγοί των κρατών της ΕΕ έχουν θέσει το στόχο για μείωση των ευρωπαϊκών εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 80-95% μέχρι το 2050 σε σχέση με το 1990, στο πλαίσιο επίτευξης του στόχου μείωσης των παγκόσμιων εκπομπών κατά 50% το 2050.

Το Δεκέμβριο του 2011 η Ευρωπαϊκή Επιτροπή δημοσίευσε τον **Ενεργειακό Οδικό Χάρτη 2050**²³ στον οποίο παρουσιάζονται οι προκλήσεις και οι στρατηγικές για την επίτευξη του παραπάνω στόχου. Το κείμενο τονίζει πως η τροχιά μείωσης των ευρωπαϊκών εκπομπών κατά 80-95% το 2050 σημαίνει πως η μείωσή τους το 2030 θα πρέπει να είναι 40%. Ειδικότερα για το ευρωπαϊκό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής ο Χάρτης σημειώνει πως αυτό θα πρέπει να έχει απαλλαχθεί σε σημαντικό επίπεδο από τις εκπομπές CO₂ ήδη από το 2030 (μείωση 57-65% το 2030 και 96-99% το 2050), γεγονός που προϋποθέτει πως «από το 2030 περίπου θα πρέπει να εφαρμοστεί η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου άνθρακα για το σύνολο των ορυκτών καυσίμων στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής».

Σε όλα τα σενάρια που εξετάζει ο Οδικός Χάρτης ο τομέας ηλεκτρισμού το 2050 θα είναι πρακτικά μηδενικών εκπομπών CO₂, ενώ το μερίδιο ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρισμού θα είναι 64-97% ανάλογα με το μερίδιο της πυρηνικής ενέργειας και της δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον έχει ότι το 2009 οι Διευθυντές Ευρωπαϊκών επιχειρήσεων ηλεκτρισμού που αντιπροσωπεύουν πάνω από το 70% της ηλεκτροπαραγωγής στην ΕΕ, μεταξύ των οποίων και της ΔΕΗ, υπέγραψαν διακήρυξη²⁴ στην οποία δεσμεύθηκαν στο στόχο οι επιχειρήσεις τους να παρέχουν ηλεκτρισμό μηδενικών εκπομπών το 2050. Στο πλαίσιο αυτό, η EURELECTRIC, η Ευρωπαϊκή Ένωση της Βιομηχανίας Ηλεκτρισμού, εκτόνησε το 2010 την έκθεση «**Power Choices Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050**»²⁵ στην οποία περιγράφεται μια οικονομικά ανταγωνιστική και ασφαλής τροχιά επίτευξης του παραπάνω στόχου.

Αν και οι ευρωπαϊκές πολιτικές δεν μπορούν να χαρακτηριστούν ως φιλόδοξες, η Ευρώπη έχει τουλάχιστον καταφέρει να βρίσκεται στην παγκόσμια πρωτοπορία στην προσπάθεια από-ανθρακοποίησης του ενεργειακού της συστήματος. Ειδικότερα σε ό,τι αφορά στην ηλεκτρική ενέργεια, στην ΕΕ τη δεκαετία 2002-2011 το μερίδιο των ΑΠΕ αυξήθηκε κατά 61% (από 12,7% σε 20,4%)²⁶. Η αύξηση ήταν πολύ πιο σημαντική σε χώρες που υιοθέτησαν φιλόδοξες πολιτικές προώθησης των ΑΠΕ όπως στη Γερμανία που είδε το μερίδιο των ΑΠΕ στην κατανάλωση ηλεκτρισμού να αυξάνεται κατά 173% (από 7,4% σε 20,3%) ή στη Δανία με αντίστοιχη αύξηση 111% (από 18,4% σε 38,8%).

Την πιο φιλόδοξη ενεργειακή στρατηγική στην ΕΕ έχει η Δανία η οποία από το 2012 έχει θέσει στόχο να καλύπτει το 2050 όλες τις ενεργειακές της ανάγκες από ΑΠΕ.²⁷ Ειδικότερα, η Κοπεγχάγη έχει δεσμευτεί σε μηδενικές εκπομπές από το σύνολο των ενεργειακών της καταναλώσεων για το 2025²⁸. Τον Ιανουάριο η Διεθνής Υπηρεσία Ενέργειας δημοσίευσε Έκθεση²⁹ στην οποία περιγράφει πως οι Σκανδιναβικές χώρες (Φιλανδία, Νορβηγία, Σουηδία, Δανία και Ισλανδία) θα μπορούν να

²³ European Commission, Energy Roadmap 2050, 15.11.2011

http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/index_en.htm

²⁴ EURELECTRIC, “A Declaration by European Electricity Sector Chief Executives”

<http://www.eurelectric.org/CEO/CEODeclaration.asp>

²⁵ EURELECTRIC “Power Choices - Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050”, 2009

<http://www.eurelectric.org/PowerChoices2050>

²⁶ EUROSTAT, Electricity generated from renewable sources - % of gross electricity consumption

<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/table.do?tab=table&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc330>

²⁷ Danish Ministry of Climate Energy and Buildings, “DK Energy Agreement”, March 22 2012

<http://www.kemin.dk/Documents/Presse/2012/Energiaftale/FAKTA%20UK%201.pdf>

²⁸ “Copenhagen to become first carbon neutral capital by 2025”, 24.05.2012,

<http://usa.um.dk/en/news/newsdisplaypage/?newsid=b08d4cce-9c7a-44d7-801d-310977fcd2ad>

²⁹ IEA, “First IEA regional technology study plots carbon-neutral Nordic energy system”, 22.01.2013,

<http://www.iea.org/etp/nordic/>

έχουν ενεργειακό σύστημα μηδενικών εκπομπών το 2050. Η κυβέρνηση της Φινλανδίας σχεδιάζει να είναι η πρώτη ευρωπαϊκή χώρα που θα απεξαρτηθεί από το κάρβουνο ήδη από το 2025.³⁰

Η Βρετανία, παράλληλα, προχωρά αποφασιστικά στην αποανθρακοποίηση του ηλεκτρικού συστήματός της. Σύμφωνα με την πρόταση νόμου για την ενέργεια που κατατέθηκε στο Κοινοβούλιο³¹, οι εκπομπές των νέων θερμικών σταθμών παραγωγής ενέργειας δεν θα μπορούν να υπερβαίνουν το όριο των 450 gCO₂/kWh, ενώ οι τροπολογίες που έχουν κατατεθεί αφορούν μόνο σε αυστηροποίηση του ορίου αυτού. Στην πράξη αυτό σημαίνει πως κάθε νέος ανθρακικός σταθμός ηλεκτροπαραγωγής στη Βρετανία θα πρέπει υποχρεωτικά να λειτουργεί από την αρχή με τεχνολογία δέσμησης και αποθήκευσης CO₂.

Αλλά και χώρες εκτός Ευρώπης ήδη ετοιμάζονται για την απεξάρτησή τους από το κάρβουνο. Τα τελευταία χρόνια στις ΗΠΑ έχουν τεθεί εκτός λειτουργίας 143 ανθρακικοί σταθμοί ισχύος 54GW και η οργάνωση Sierra Club αγωνίζεται για να αποσυρθούν άλλα 50GW μέχρι το 2015.³² Η Περιφέρεια του Οντάριο στον Καναδά αποφάσισε πρόσφατα πως μέσα στο 2014 θα έχει κλείσει και τα 3GW ανθρακικών σταθμών που λειτουργούν σήμερα.³³ Το Λος Άντζελες, η 2^η μεγαλύτερη μητροπολιτική περιοχή των ΗΠΑ αποφάσισε το Μάρτιο του 2013 πως, μέχρι το 2025, θα πάψει να χρησιμοποιεί ηλεκτρική ενέργεια από ανθρακικούς σταθμούς που σήμερα καλύπτουν το 39% της κατανάλωσής της.³⁴

Η αποκεντρωμένη ανάπτυξη των ΑΠΕ κλονίζει τις παραδοσιακές επιχειρήσεις ηλεκτρισμού

Όλο και περισσότεροι αναλυτές εκτιμούν πως μια ενεργειακή επανάσταση βρίσκεται υπό εξέλιξη, η οποία απειλεί να μετατρέψει τις παραδοσιακές επιχειρήσεις ηλεκτρισμού σε «δεινόσαυρους του ενεργειακού μας συστήματος» όπως χαρακτηριστικά ανέφερε σε σχετικό αφιέρωμα το Reuters.

Τον Ιανουάριο, το Edison Electric Institute, η ένωση των μεγάλων επιχειρήσεων ηλεκτρισμού στις ΗΠΑ, τόνισε πως η ανάπτυξη των διεσπαρμένων μορφών παραγωγής ενέργειας όπως τα φωτοβολταϊκά (ΦΒ) απειλούν να καταστρέψουν τις παραδοσιακές επιχειρήσεις ηλεκτρισμού καθώς στο άμεσο μέλλον καταναλωτές μπορεί να επιλέγουν να παράγουν οι ίδιοι την ενέργεια που καταναλώνουν και να αποδεσμεύονται από το δίκτυο³⁵.

Στο ίδιο πνεύμα, ο τραπεζικός κολοσσός UBS στην πρόσφατη έκθεσή του "**Η μη επιδοτούμενη ηλιακή επανάσταση**" σημείωσε πως η σημαντική μείωση του κόστους των ΦΒ συστημάτων σε συνδυασμό με τις αυξήσεις στα τιμολόγια ρεύματος μπορεί να καταστήσουν φυσιολογική επιλογή για τα νοικοκυριά στην Ευρώπη την εγκατάσταση ΦΒ σε συνδυασμό με μπαταρία για αποθήκευση ενέργειας ίσως ήδη από το 2014³⁶, γεγονός που θα οδηγήσει σε ριζικό μετασχηματισμό των ενεργειακών συστημάτων όπως τα αντιλαμβανόμαστε σήμερα. Οι αναλυτές της UBS εκτιμούν πως μέχρι το 2020 έως το και το 9% της ζήτησης ηλεκτρισμού στη Γερμανία, την Ιταλία και την Ισπανία θα μπορεί να καλύπτεται από την εγκατάσταση 43GW μη επιδοτούμενων ηλιακών συστημάτων για αυτοπαραγωγή.

Οι επιπτώσεις μιας τέτοιας εξέλιξης στους παραδοσιακούς παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας θα είναι σημαντικές. Η UBS εκτιμά πως σε ένα τέτοιο σενάριο το 2020 ο βαθμός αξιοποίησης (capacity factor) των λιγνιτικών σταθμών στη Γερμανία θα πέσει από 72% σε 59% και των ανθρακικών από

³⁰ <http://www.bloomberg.com/news/2012-09-28/finland-may-phase-out-coal-use-in-power-by-2025-minister-says.html>

³¹ Energy Bill, 29.11.2012, <http://www.publications.parliament.uk/pa/bills/cbill/2012-2013/0100/130100.pdf>

³² Sierra Club, Beyond Coal campaign - Victories <http://content.sierraclub.org/coal/victories>

³³ Reuters, "Ontario to add renewable energy, shut coal-fired power plants", 01.03.2013 <http://www.reuters.com/article/2013/03/01/utilities-ontario-ieso-idUSL1N0BT5TX20130301>

³⁴ Bloomberg, "Los Angeles Halts Using Electricity From Coal Plants", 20.03.2013 <http://www.bloomberg.com/news/2013-03-19/los-angeles-halts-using-electricity-from-coal-plants.html>

³⁵ Edison Electric Institute, "Disruptive Challenges: Financial Implications and Strategic Responses to a Changing Retail Electric Business", 01.2013, <http://www.eei.org/ourissues/finance/Documents/disruptivechallenges.pdf>

³⁶ Renew Economy, "UBS: Boom in unsubsidised solar PV flags energy revolution", 23.01.2013, <http://reneweconomy.com.au/2013/ubs-boom-in-unsubsidised-solar-pv-flags-energy-revolution-60218>

47% σε 31%. Ως αποτέλεσμα, η έκθεση σημειώνει πως για να αυξήσουν τα περιθώρια κέρδους τους οι επιχειρήσεις ηλεκτρισμού θα πρέπει να προχωρήσουν σε κλείσιμο του 40% των υφιστάμενων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από κάρβουνο και φυσικό αέριο.³⁷

Σε πρόσφατη μελέτη του το Γερμανικό Ινστιτούτο Οικονομικών Ερευνών (DIW) εκτίμησε πως ένας λιγνιτικός σταθμός ισχύος 1,1GW που θα τεθεί σε λειτουργία το 2015 θα εμφανίζει στα 40 χρόνια ζωής του συνολική ζημιά 426 εκατομμυρίων ευρώ.³⁸

Χαρακτηριστικό είναι, τέλος, και το πάγωμα των επενδύσεων σε ανθρακικούς σταθμούς στη Γερμανία τα τελευταία χρόνια, παρά τις αμελητέες τιμές CO₂ και τις υψηλές τιμές φυσικού αερίου, όπως προκύπτει από τον Πίνακα 1:³⁹

Πίνακας 1: εξέλιξη επενδύσεων σε σταθμούς άνθρακα στη Γερμανία

	Πλήθος σταθμών	Συνολική ισχύς (MW)
Ανακοινώσεις για κατασκευή ανθρακικών σταθμών το 2007	39	3.000
Σε λειτουργία	2	2.900
Υπό κατασκευή	8	8.600
Σε φάση αδειοδότησης	3	2.700
Αναστολή ενδιαφέροντος	6	5.400
Ακυρωθέντες	20	19.400

Το εξωτερικό κόστος του άνθρακα

Είναι διαδεδομένη η εντύπωση πως η καύση ορυκτών καυσίμων -πολύ περισσότερο του λιγνίτη, του φτηνότερου καυσίμου για τα ελληνικά δεδομένα- αποτελεί την οικονομικότερη επιλογή για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Μια τέτοια οπτική όμως λαμβάνει υπόψη της μόνο την αγοραία τιμή του καυσίμου, το πόσο δηλαδή αυτό κοστίζει στον παραγωγό ηλεκτρικής ενέργειας.

Αποτέλεσμα, όμως, της καύσης δεν είναι μόνο η παραγωγή χρήσιμης ενέργειας αλλά και μια σειρά από αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον και τη δημόσια υγεία τις οποίες θα κληθούν να πληρώσουν κάποιιοι, είτε στην ευρύτερη περιοχή είτε κάπου αλλού. Το ίδιο βέβαια ισχύει και για τις επιπτώσεις από την εξόρυξη και μεταφορά του καυσίμου. Αυτό το οικονομικό κόστος όμως δεν είναι “ορατό”, δεν συμπεριλαμβάνεται στο κόστος παραγωγής και επομένως επιβαρύνει το κοινωνικό σύνολο και όχι αυτόν που ευθύνεται για την πρόκληση των επιπτώσεων, δημιουργώντας έτσι ένα οικονομικό όφελος και ένα ανταγωνιστικό πλεονέκτημα για τον ίδιο.

Πλήθος μελετών έχουν προσπαθήσει να ποσοτικοποιήσουν τις “εξωτερικότητες” αυτές και όλες καταλήγουν στο συμπέρασμα πως αν το κόστος παραγωγής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα ενσωμάτωνε και το κόστος των επιπτώσεων που η εξόρυξη και η καύση τους προκαλεί, το οποίο οικονομικό πλεονέκτημά τους εξανεμίζεται.

³⁷ Renew Economy, "The beginning of the end for centralised generation?", 14.03.2013, <http://reneweconomy.com.au/2013/the-beginning-of-the-end-for-centralised-generation-84641>

³⁸ Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin, "Bedeutung der Braunkohle sinkt: Neue Kraftwerke und Tagebaue sind überflüssig", 28.11.2012 http://www.diw.de/de/diw_01.c.412066.de/themen_nachrichten/bedeutung_der_braunkohle_sinkt_neue_kraftwerke_und_tagebaue_sind_ueberfluessig.html_tagebaue_sind_ueberfluessig.html

³⁹ Deutsche Umwelthilfe, "Projects of coal-fired power plants in Germany since 2007", 11.2012 http://www.duh.de/uploads/media/New_coal_plants_Germany_2012_DUH.pdf

Ο Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος δημοσίευσε τον Νοέμβριο του 2011 την έκθεση «Αποκαλύπτοντας το κόστος της ατμοσφαιρικής ρύπανσης από βιομηχανικές εγκαταστάσεις στην Ευρώπη».⁴⁰ Σε αυτήν παρουσιάζει αναλυτικά στοιχεία για τις 622 πιο ρυπογόνες εγκαταστάσεις στην ΕΕ, στις οποίες συμπεριλαμβάνονται και οι 7 λιγνιτικοί σταθμοί της ΔΕΗ.⁴¹ Σύμφωνα με τα στοιχεία αυτά, που παρουσιάζονται και στον Πίνακα 2, το εξωτερικό κόστος από τις εκπομπές των λιγνιτικών σταθμών το 2009 κυμαίνεται από 2,33 έως 3,91 δις ευρώ, ανάλογα με το εύρος των εκτιμήσεων κόστους για την αξία μιας στατιστικής ζωής (VSL) και την αξία ενός έτους ζωής (VOLY).

Πίνακας 2: εξωτερικό κόστος λιγνιτικών σταθμών στην Ελλάδα

Λιγνιτικός Σταθμός	Δηλωθείσες εκπομπές (τόνοι)				Συνολικό κόστος επιπτώσεων (εκατομμύρια €)	
	CO ₂	NO _x	SO _x	PM ₁₀	Low 'VOLY'	High 'VSL'
Μεγαλόπολη Α	4.460.000	3.090	184.000	5.590	692	1.609
Άγιος Δημήτριος	12.900.000	24.800	58.000	471	629	944
Καρδιά	9.650.000	17.400	9.280	3.520	393	503
Πτολεμαΐδα	5.030.000	6.260	6.670	5.050	225	320
Αμύνταιο	4.400.000	4.270	20.200	1.230	216	330
Μεγαλόπολη Β	2.910.000	2.220	1.260	59,2	105	115
Μελίτη	1.880.000	1.420	2.240	N.R.	71	84
ΣΥΝΟΛΟ					2.332	3.906

Αξιίζει να σημειωθεί πως:

- Στο παραπάνω κόστος ρύπανσης δεν συνεκτιμάται το κόστος που προκύπτει από την εξόρυξη και τη μεταφορά του λιγνίτη
- Για το κόστος του CO₂ λαμβάνεται τιμή 33,6 ευρώ ανά τόνο που αποτελεί την τιμή για το 2020 σύμφωνα με τη μεθοδολογία που ανέπτυξε η Βρετανική κυβέρνηση για την αποτίμηση του άνθρακα. Για το 2030 η μεθοδολογία προτείνει τιμή 85,7 ευρώ ανά τόνο
- Το κόστος από τις εκπομπές των υπόλοιπων ρύπων (εκτός CO₂) ανέρχεται σε 35,5-59,4% του συνολικού
- Από το 2009, χρονιά για την οποία η έκθεση χρησιμοποιεί στοιχεία, έχουν τεθεί εκτός λειτουργίας οι 3 παλιότερες και πιο ρυπογόνες λιγνιτικές μονάδες (οι 2 από τις 3 μονάδες της Μεγαλόπολη-Α και η 1^η από τις 4 μονάδες της Πτολεμαΐδας)
- Για λόγους σύγκρισης, το 2009 τα συνολικά έσοδα της ΔΕΗ από πωλήσεις ενέργειας ήταν 5,5 δις⁴²
- Λαμβάνοντας υπόψη πως το 2009 οι λιγνιτικές μονάδες της ΔΕΗ παράγαγαν 30,5 εκατομμύρια MWh,⁴³ το εύρος του συνολικού εκτιμώμενου εξωτερικού κόστους 2,33-3,91 δις αντιστοιχεί σε εύρος επιβάρυνσης του κόστους παραγωγής κατά 76,3-127,9 €/MWh

Πιο πρόσφατα, στις 7 Μαρτίου 2013, η Health and Environment Alliance (HEAL), μια συμμαχία 70

⁴⁰ EEA, “Revealing the costs of air pollution from industrial facilities in Europe”, 24.11.2012

<http://www.eea.europa.eu/pressroom/newsreleases/industrial-air-pollution-cost-europe>

⁴¹ Η έκθεση χρησιμοποίησε από το Ευρωπαϊκό Μητρώο Ρύπων (E-PRTR) τα δεδομένα εκπομπών σχεδόν 10.000 βιομηχανικών εγκαταστάσεων στην Ευρώπη για το 2009 και τα ανέλυσε χρησιμοποιώντας εργαλεία και μεθοδολογίες, όπως αυτά που αναπτύχθηκαν στο πλαίσιο του Προγράμματος Clean Air for Europe (CAFE) της ΕΕ για να υπολογίσει ένα εύρος εκτιμώμενου κόστους από τις εκπομπές ρύπων. Πιο συγκεκριμένα εξέτασε τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, τοπικών ρύπων (όπως οξείδια του αζώτου, διοξείδιο του θείου, μικροσωματίδια, αμωνία), βαρέα μέταλλα (αρσενικό, κάδμιο, χρώμιο, μόλυβδο, υδράργυρο) και οργανικούς μικρορύπους (βενζόλιο, πολυκυκλικούς υδρογονάνθρακες, διοξίνες και φουράνες).

⁴² ΔΕΗ, Ετήσιο Δελτίο 2009 <http://www.dei.gr/Documents/DEH%20Deltio%202009%20GR%20gray.pdf>

⁴³ ΑΔΜΗΕ, Μηνιαίο Δελτίο Ισοζυγίου Ηλεκτρικής Ενέργειας Στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα, Δεκέμβριος 2009 http://www.admie.gr/fileadmin/user_upload/Files/energy/energy200912_GR.pdf

ευρωπαϊκών μη κερδοσκοπικών οργανώσεων υγείας, δημοσίευσε την έκθεσή της «**Ο απλήρωτος λογαριασμός υγείας – πώς μας αρρωσταίνουν οι ανθρακικοί σταθμοί**».⁴⁴ Σε αυτήν παρουσιάζει μια επισκόπηση των επιστημονικών δεδομένων για τις επιπτώσεις της ατμοσφαιρικής ρύπανσης στην υγεία, καθώς και μια οικονομική εκτίμηση του κόστους υγείας που συνδέεται με την ατμοσφαιρική ρύπανση από ανθρακικούς σταθμούς στην Ευρώπη.

Από τα συμπεράσματα της έκθεσης προκύπτει ότι το κόστος αυτό από τις εκπομπές των λιγνιτικών σταθμών στην Ελλάδα το 2009 κυμαίνεται από 1,47 έως 4,09 δις ανάλογα με τα δύο σενάρια εκτίμησης θνησιμότητας που εξετάζει η έκθεση και βασίζονται αντίστοιχα στην αξία ενός έτους ζωής (VOLY) και αξίας μιας στατιστικής ζωής (VSL). Ανάγοντας το παραπάνω κόστος στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας των ελληνικών λιγνιτικών σταθμών το 2009 προκύπτει εύρος κρυφού κόστους παραγωγής που αντιστοιχεί σε 48,1-133,9 €/MWh.

Παράλληλα, ιδιαίτερο ενδιαφέρον έχει μια μελέτη επιστημόνων της Ιατρικής Σχολής του Harvard που δημοσιεύτηκε το 2011 στο περιοδικό της Ακαδημίας Επιστημών της Νέας Υόρκης.⁴⁵ Η μελέτη καταγράφει αναλυτικά και κοστολογεί τις επιπτώσεις στη δημόσια υγεία, την οικονομία και το περιβάλλον των ΗΠΑ από κάθε στάδιο του κύκλου ζωής του κάρβουνου (εξόρυξη, μεταφορά, επεξεργασία και καύση). Συμπεραίνει πως αν το συνολικό εξωτερικό κόστος ενσωματωνόταν στο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από κάρβουνο, αυτό θα ισοδυναμούσε με αύξησή του κατά 93,6 έως 268,9 \$/MWh. Οι ερευνητές τονίζουν μάλιστα πως τα νούμερα αυτά αποτελούν μια υποεκτίμηση του συνολικού εξωτερικού κόστους καθώς δεν έχουν συνυπολογιστεί οι επιπτώσεις στα οικοσυστήματα από τοξικές ενώσεις και βαρέα μέταλλα ούτε ο ευτροφισμός των υδάτινων πόρων, ενώ μεγάλη αβεβαιότητα παραμένει γύρω από τις πραγματικές επιπτώσεις ενός αποσταθεροποιημένου παγκόσμιου κλίματος.

Το Διεθνές Νομισματικό Ταμείο (ΔΝΤ), τέλος, σε πρόσφατη έκθεσή του υπολογίζει πως το 2011 οι κυβερνήσεις του κόσμου έδωσαν απευθείας επιδοτήσεις ύψους 480 δις δολαρίων στην κατανάλωση ορυκτών καυσίμων ενώ η μη φορολόγησή τους για την ενσωμάτωση του εξωτερικού τους κόστους αντιστοιχεί σε έμμεσες επιδοτήσεις ύψους 1,4 τρις δολαρίων, υποθέτοντας πως θα μπορούσε να επιβληθεί φόρος 25\$/tCO₂. Το ΔΝΤ τονίζει πως μόνο η διόρθωση των παραπάνω άμεσων και έμμεσων επιδοτήσεων θα οδηγούσε σε μείωση των παγκόσμιων εκπομπών CO₂ κατά 13%.⁴⁶

Το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπής

Το βασικό εργαλείο της κλιματικής πολιτικής της ΕΕ είναι το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπής (ΕΣΕΔΕ) το οποίο είναι και το μεγαλύτερο αντίστοιχο σύστημα εμπορίας παγκοσμίως. Η πρώτη περίοδος του Συστήματος ήταν το 2005-2007, ενώ πρόσφατα έληξε η δεύτερη (2008-2012) και ξεκίνησε η τρίτη που ολοκληρώνεται το 2020. Στο ΕΣΕΔΕ συμμετέχουν περίπου 11.000 μεγάλες βιομηχανικές εγκαταστάσεις καύσης οι οποίες αντιπροσωπεύουν περίπου το 40% των συνολικών ευρωπαϊκών εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου.

Η ισχύουσα κοινοτική⁴⁷ και εθνική νομοθεσία⁴⁸ ορίζει πως από την 1.1.2013 όλες οι εγκαταστάσεις θερμικής ηλεκτροπαραγωγής άνω των 20MW στην Ελλάδα είναι υποχρεωμένες να αγοράζουν και να παραδίδουν δικαιώματα εκπομπών για το σύνολο των επαληθευμένων εκπομπών CO₂ τους. Αντίθετα, ορισμένοι βιομηχανικοί κλάδοι, ιδιαίτερα οι ενεργοβόροι, θα επωφεληθούν από μια χρονικά μειούμενη δωρεάν κατανομή δικαιωμάτων, η οποία αποτελεί μια μορφή προστασίας απέναντι στον διεθνή ανταγωνισμό.

Σύμφωνα με όλους τους αναλυτές, αλλά και την ίδια την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, το ΕΣΕΔΕ παρουσιάζει μεγάλη υπερπροσφορά δικαιωμάτων. Αυτό οφείλεται κυρίως στη μειωμένη οικονομική

⁴⁴ Health and Environment Alliance, “Coal’s unpaid health bill”, 07.03.2013 www.env-health.org/unpaidhealthbill

⁴⁵ P. Epstein et al, “Full cost accounting for the life cycle of coal” http://solar.gwu.edu/index_files/Resources_files/epstein_full%20cost%20of%20coal.pdf

⁴⁶ Energy Subsidy Reform: Lessons and Implications, IMF 2013 <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2013/012813.pdf>

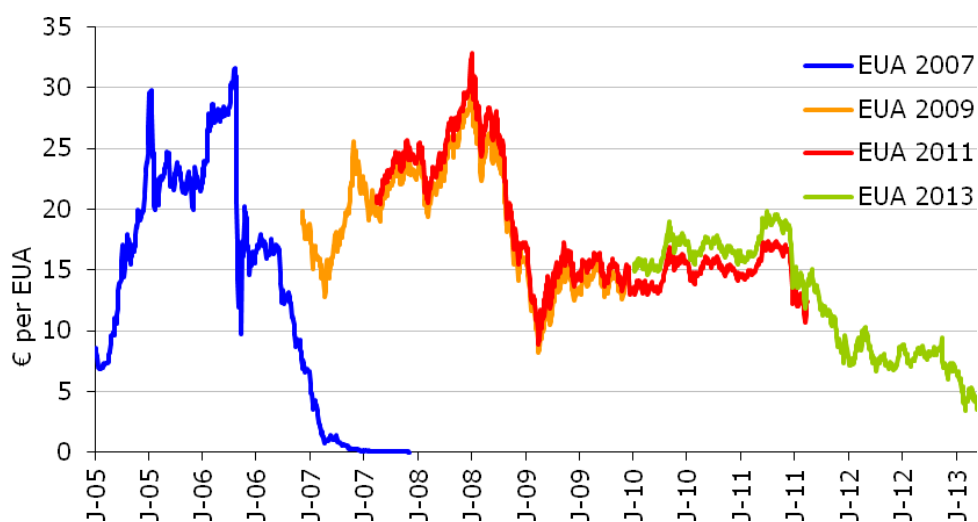
⁴⁷ Οδηγία 2009/29/ΕΕ, τροποποίηση της Οδηγίας 2003/87/ΕΕ

⁴⁸ Τροποποίηση της ΚΥΑ 54409/2632/2004, ΦΕΚ 2030/29.12.2010

δραστηριότητα ως αποτέλεσμα της ευρωπαϊκής οικονομικής κρίσης, στην εκτεταμένη χρήση εξωτερικών πιστωτικών μορίων από μηχανισμούς ευελιξίας του Κιότο (τα οποία κάλυψαν το 13% των συνολικών εκπομπών το 2011) αλλά και στη σημαντική ανάπτυξη των ΑΠΕ. Στην πρόσφατη έκθεσή της για την **“Κατάσταση της ευρωπαϊκής αγοράς δικαιωμάτων εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα το 2012”**⁴⁹ η Ευρωπαϊκή Επιτροπή διαπιστώνει πως *“στις αρχές 2012, είχε συσσωρευτεί πλεόνασμα 955 εκατομμυρίων δικαιωμάτων. Ακόμη και αν εξαιρεθεί το τμήμα του πλεονάσματος που προέρχεται από τη χρήση διεθνών πιστωτικών μορίων για συμμόρφωση, το πλεόνασμα θα ανερχόταν παρόλα αυτά σε 406 εκατομμύρια μονάδες δικαιωμάτων”*. Για σύγκριση, ο ετήσιος μέσος όρος δικαιωμάτων στο Σύστημα για την περίοδο 2008-12 ήταν 1,86 δις.

Η υπερπροσφορά αυτή οδήγησε σε ραγδαία μείωση των τιμών των δικαιωμάτων το 2012, όπως φαίνεται και στο Σχήμα 1, με αποτέλεσμα να υπονομεύεται η ίδια η λειτουργικότητα και ο σκοπός του ΕΣΕΔΕ. Για την αντιμετώπιση του προβλήματος, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή πρότεινε την τροποποίηση της Οδηγίας 2009/29/ΕΕ, ώστε να επιτραπεί η οπισθοβαρής χρονική μετατόπιση των προγραμματιζόμενων δημοπρασιών από τα πρώτα έτη της τρίτης φάσης στα τελευταία (backloading) ενώ δεν απορρίπτει την υιοθέτηση ορισμένων δομικών αλλαγών όπως της αύξησης του στόχου μείωσης των εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου για το 2020, της μόνιμης απομάκρυνσης ορισμένης ποσότητας δικαιωμάτων εκπομπών που προορίζονταν προς δημοπράτηση, της εισαγωγής επιπλέον τομέων στο ΕΣΕΔΕ κ.α.

Σχήμα 1: εξέλιξη τιμών δικαιωμάτων εκπομπών EUAs (Ιανουάριος 2005 – Απρίλιος 2013)



Για τις θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, το κόστος του δικαιώματος εκπομπής συνυπολογίζεται στο μεταβλητό κόστος παραγωγής τους. Σύμφωνα με την απόφαση 643/2011 της ΡΑΕ, η ενσωμάτωση του κόστους εκπομπών CO₂ στις προσφορές έγχυσης των μονάδων για κάθε μήνα γίνεται προσθέτοντας τον μέσο όρο των χρηματιστηριακών τιμών μελλοντικής εκπλήρωσης Δεκεμβρίου 2013 του προηγούμενου μήνα.

Ανεξάρτητα με το τι θα συμβεί στην τρέχουσα περίοδο του Συστήματος μέχρι το 2020, η μείωση των εκπομπών CO₂ της ΕΕ με ορίζοντα το 2050 είναι οργανικά συνδεδεμένη, και ουσιαστικά ταυτίζεται, με μια αντίστοιχη τροχιά αύξησης του κόστους εκπομπής κάθε τόνου CO₂.

Στον Πίνακα 3 φαίνονται οι προβλέψεις εξέλιξης της τιμής του δικαιώματος εκπομπής σύμφωνα με σενάρια της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (από τον Οδικό Ενεργειακό Χάρτη 2050), της EURELECTRIC (από την Έκθεση Power Choices) και της ομάδας εργασίας της Τράπεζας της Ελλάδος (από την Έκθεση για τα οικονομικά της κλιματικής αλλαγής):

⁴⁹ European Commission, The state of the European carbon market in 2012, 14.11.2012 http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/docs/com_2012_652_en.pdf

Πίνακας 3: προβλέψεις εξέλιξης τιμών δικαιωμάτων CO₂

€/t CO₂	2020	2030	2050
Ευρ. Επιτροπή – Σενάριο διαφοροποιημένων τεχνολογιών	25	52	265
Ευρ. Επιτροπή – Σενάριο υψηλής ενεργειακής αποδοτικότητας	15	25	234
Ευρ. Επιτροπή – Σενάριο υψηλών ΑΠΕ	25	35	285
Ευρ. Επιτροπή – Σενάριο καθυστερημένης εφαρμογής CCS	25	55	270
Ευρ. Επιτροπή – Σενάριο χαμηλών πυρηνικών	20	63	310
EURELECTRIC - Power Choices	25	52	103
Τράπεζα της Ελλάδος – Σενάριο μετριασμού	25	60	190

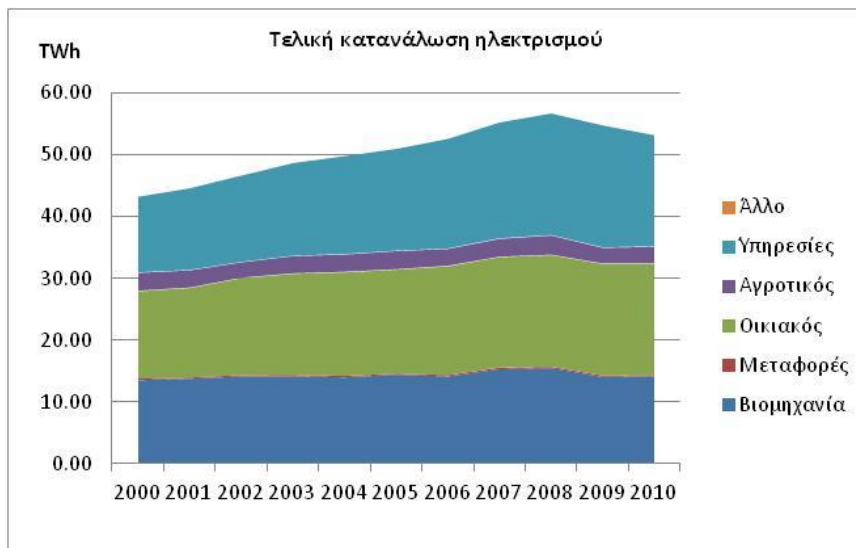
Η ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΟΥ ΗΛΕΚΤΡΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται συνοπτικά η κατάσταση στο τομέα ηλεκτρισμού καθώς και δημοσιευμένα σενάρια εξέλιξης του ηλεκτρικού συστήματος, με σκοπό κυρίως να αναλυθούν οι τάσεις και να προκύψουν στοιχεία απαραίτητα για την οικονομική ανάλυση των λιγνιτικών μονάδων που ακολουθεί.

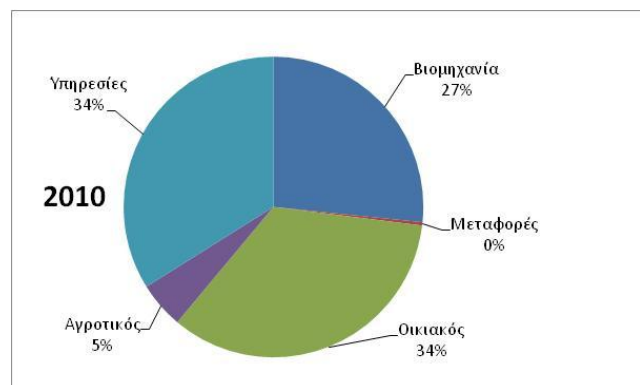
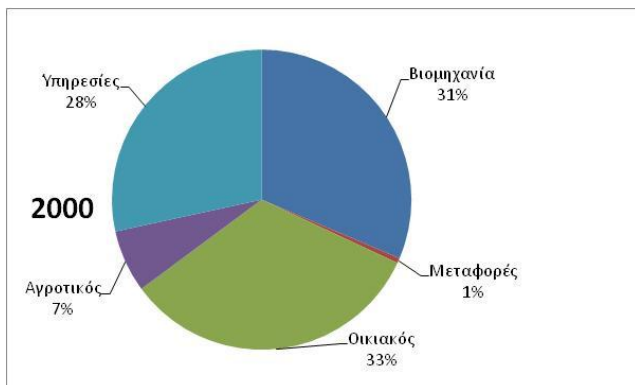
Παρούσα Κατάσταση

Σύμφωνα με στατιστικά δεδομένα της EUROSTAT η εξέλιξη της τελικής κατανάλωσης ηλεκτρισμού την τελευταία δεκαετία παρουσιάζει την εικόνα που φαίνεται στο Διάγραμμα 1. Η κατανάλωση ηλεκτρισμού παρουσίαζε συνεχόμενη άνοδο μέχρι και το 2008 οπότε και αρχίζει να μειώνεται εξαιτίας της οικονομικής ύφεσης. Τη μεγαλύτερη μείωση κατά τη διετία 2008-2010 παρουσιάζουν οι μεταφορές και ο αγροτικός τομέας (12,3% και 7,4%), ενώ στη βιομηχανία και τις υπηρεσίες η κατανάλωση μειώνεται κατά 4,4% την ίδια περίοδο. Στο Διάγραμμα 2 φαίνεται η μεταβολή στην κατανομή της κατανάλωσης ηλεκτρισμού ανά κλάδο μεταξύ 2000 και 2010, όπου παρατηρείται μείωση του ποσοστού της βιομηχανίας.

Διάγραμμα 1: τελική κατανάλωση ηλεκτρισμού ανά κλάδο (Επεξεργασία δεδομένων EUROSTAT)

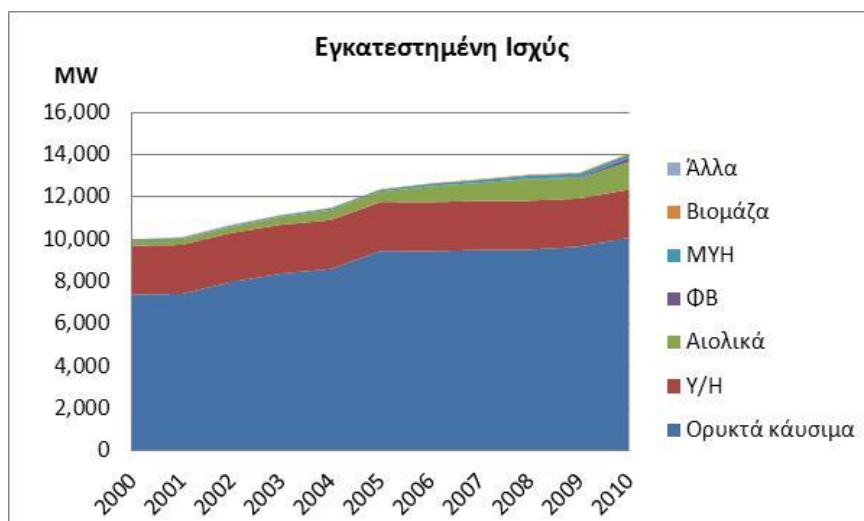


Διάγραμμα 2: κατανομή της κατανάλωσης ηλεκτρισμού ανά κλάδο το 2000 και 2010 (Επεξεργασία δεδομένων EUROSTAT)

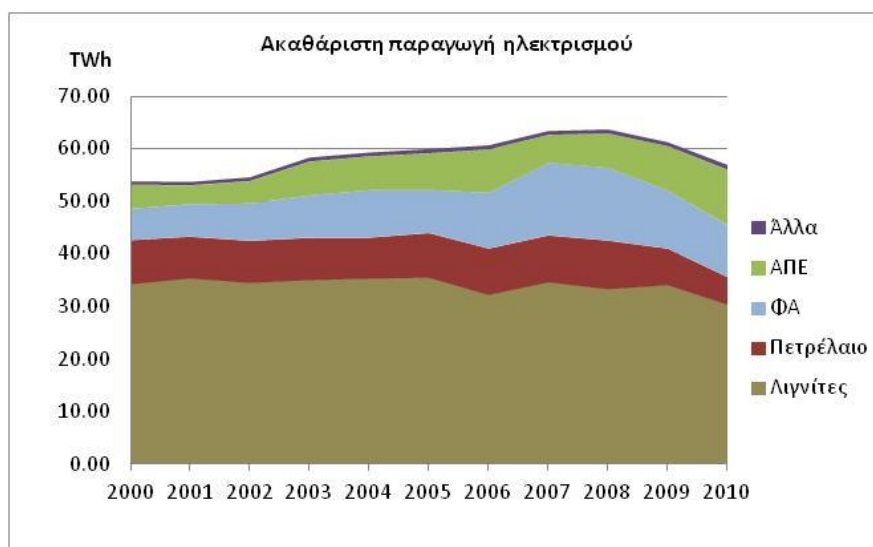


Η εγκατεστημένη ισχύς και η παραγωγή του ηλεκτρισμού ανά καύσιμο παρουσιάζονται στα Διάγραμματα 3 και 4, αντίστοιχα, ενώ στο Διάγραμμα 5 παρουσιάζεται η κατανομή της παραγωγής ανά καύσιμο για τα έτη 2000 και 2010. Το ποσοστό των ΑΠΕ (συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών) και του φυσικού αερίου έχουν αυξηθεί σημαντικά εις βάρος του λιγνίτη και της παραγωγής από πετρέλαιο. Η αύξηση του ποσοστού των ΑΠΕ οφείλεται, κυρίως, στην αύξηση της εγκατεστημένης παραγωγής από αιολικά πάρκα την τελευταία δεκαετία, όπως φαίνεται και στο Διάγραμμα 6. Σημειώνεται ότι, σύμφωνα με στοιχεία του ΛΑΓΗΕ, από το 2010 μέχρι το τέλος του 2012 έχουν εγκατασταθεί συνολικά 1704MW ΑΠΕ, εκ των οποίων 427 MW αιολικά και 1260 MW ΦΒ.

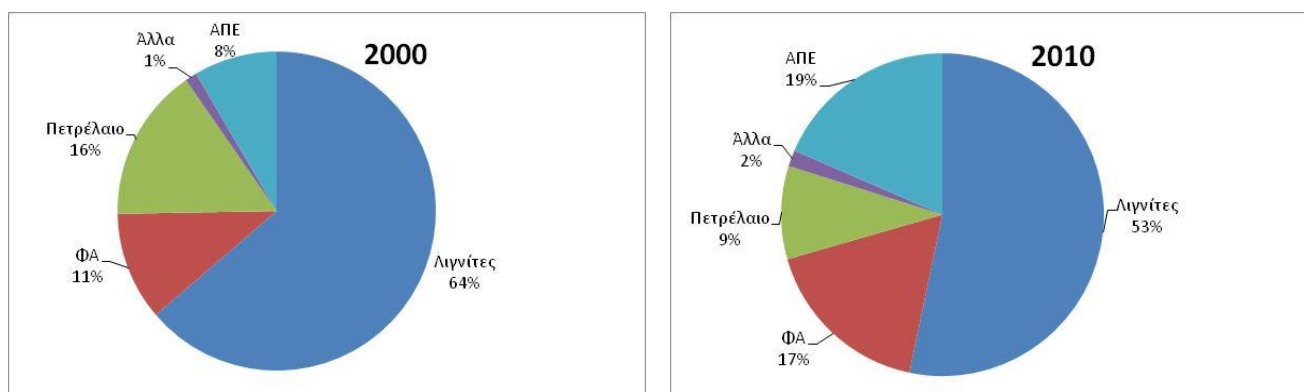
Διάγραμμα 3: εγκατεστημένη ισχύς (Επεξεργασία δεδομένων EUROSTAT)



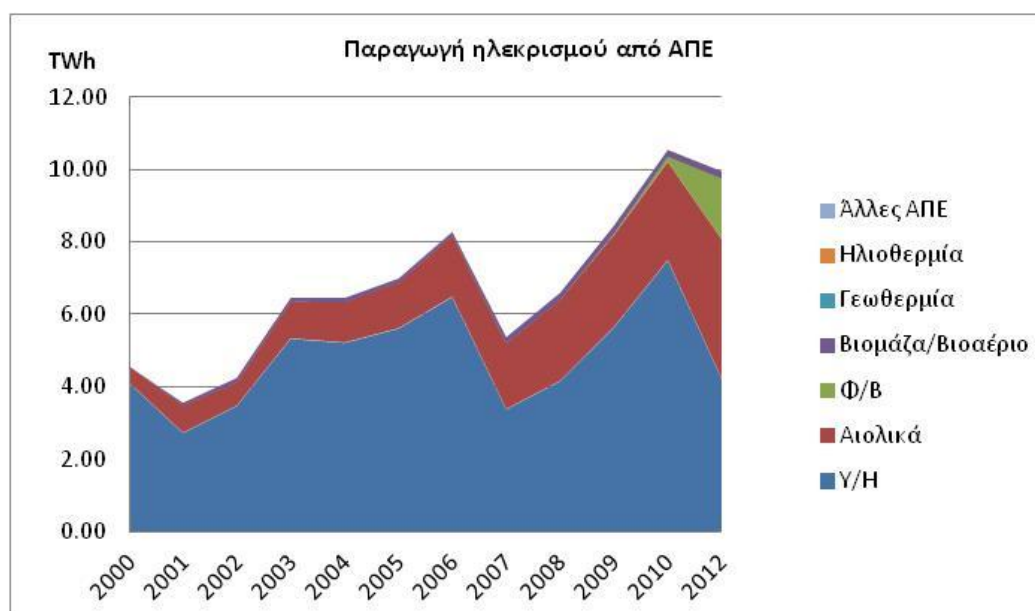
Διάγραμμα 4: ηλεκτροπαραγωγή ανά καύσιμο (Επεξεργασία δεδομένων EUROSTAT)



Διάγραμμα 5: κατανομή της ηλεκτροπαραγωγής ανά καύσιμο για τα έτη 2000 και 2010 (Επεξεργασία δεδομένων EUROSTAT)



Διάγραμμα 6: παραγωγή ηλεκτρισμού από ΑΠΕ (Επεξεργασία δεδομένων EUROSTAT και ΛΑΓΗΕ⁵⁰)



Μελλοντική εξέλιξη

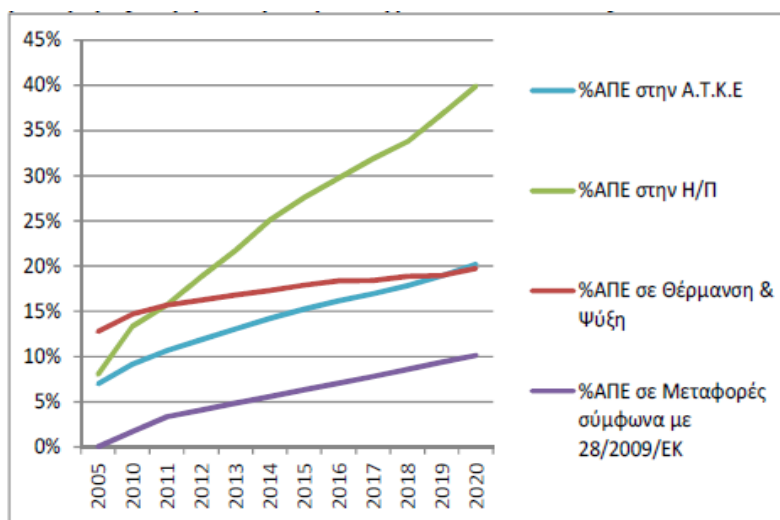
Σχετικά με τη μελλοντική εξέλιξη του ηλεκτρικού συστήματος επιλέχθηκε να αναλυθεί η πιο πρόσφατη μελέτη μακροχρόνιας εξέλιξης του συστήματος που δημοσιεύθηκε από το ΥΠΕΚΑ το Μάρτιο του 2012 με τίτλο «**Οδικός Χάρτης για το 2050**». Η μελέτη εξετάζει την περίοδο 2020-2050 έχοντας σαν αφετηρία τον Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ (ΕΣΔΑΠΕ). Το ΕΣΔΑΠΕ παρουσιάζει την εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος της χώρας με σκοπό την επίτευξη των υποχρεωτικών στόχων όπως αυτοί περιγράφονται στην Ευρωπαϊκή Οδηγία 2009/28/ΕΕ και στο νόμο 3851/2010.

Η διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό σύστημα σύμφωνα με το ΕΣΔΑΠΕ παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 7, όπου φαίνεται η επίτευξη των στόχων για το 2020: 20% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας και για θέρμανση και ψύξη, 40% στην ηλεκτροπαραγωγή και 10% στις μεταφορές. Στο Διάγραμμα 8 παρουσιάζονται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος και της παραγωγής ηλ. ενέργειας ανά καύσιμο.

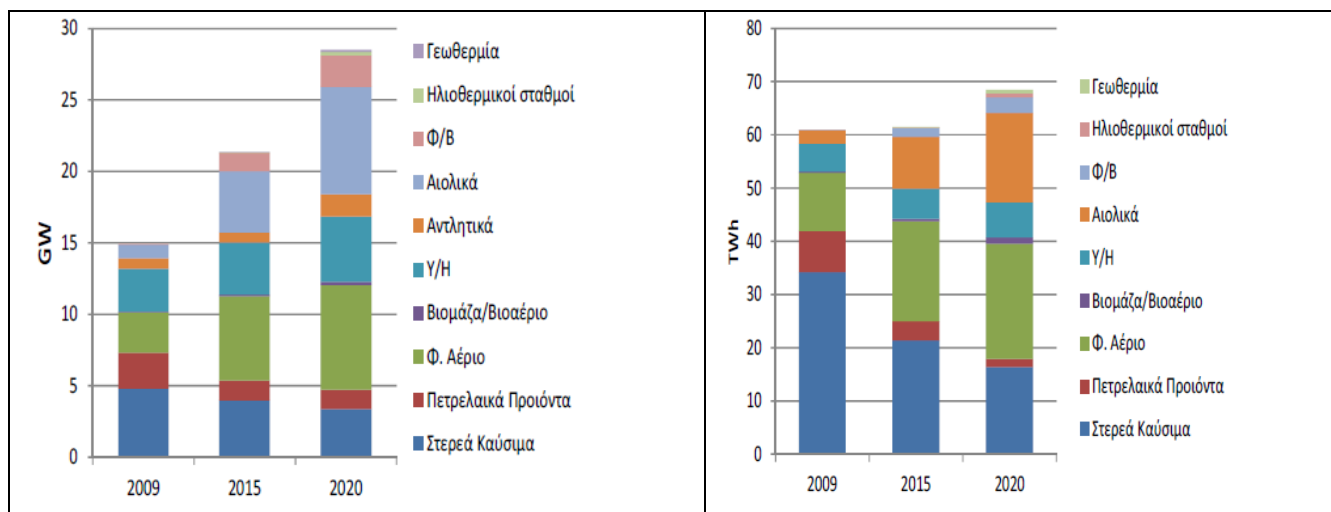
⁵⁰ Μηνιαίο Δελτίο ΑΠΕ Δεκ 2012 και Μηνιαίο Δελτίο Συστήματος Συναλλαγών ΗΕΠ Δεκ 2012

Από τα διαγράμματα φαίνεται ότι βασικός παράγοντας για την επίτευξη των εθνικών στόχων το 2020 είναι η μεγάλη μείωση της παραγωγής ηλ. ενέργειας από λιγνιτικούς και σταθμούς. Η εγκατεστημένη ισχύς από λιγνιτικούς σταθμούς προβλέπεται να μειωθεί φτάνοντας τα 3.250MW, ενώ οι σταθμοί φυσικού αερίου θα ανέλθουν σε 5.130 MW. Η συνολικά εγκατεστημένη ισχύς από ΑΠΕ το 2020 ανέρχεται σε 13.271MW εκ των οποίων η μεγαλύτερη πλειοψηφία αφορά αιολικά πάρκα (7.500MW) και υδροηλεκτρικούς (Υ/Η) σταθμούς (4.530MW, συμπ. αντλητικές μονάδες). Ακολουθούν τα Φ/Β με 2.200MW, η βιομάζα και τα ηλιοθερμικά με 250MW και η γεωθερμία με 120 MW.

Διάγραμμα 7: διείσδυση ΑΠΕ σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ (Πηγή: Οδικός Χάρτης 2050, ΥΠΕΚΑ)



Διάγραμμα 8: εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος και παραγωγής ηλ. ενέργειας σύμφωνα με το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις ΑΠΕ (Πηγή: Οδικός Χάρτης 2050, ΥΠΕΚΑ)



Σημειώνεται ότι στο ΕΣΔΑΠΕ έχει ληφθεί υπόψη η κατασκευή των δυο νέων λιγνιτικών μονάδων Πτολεμαΐδα 5 και Μελίτη 2. Παρατηρούμε, επίσης, ότι η διείσδυση των Φ/Β παρουσιάζεται μάλλον υποεκτιμημένη. Με βάση τα πιο πρόσφατα, κατά το χρόνο διεξαγωγής της μελέτης, δεδομένα του ΛΑΓΗΕ⁵¹ η εγκατεστημένη ισχύς σε λειτουργία των Φ/Β σταθμών στα μέσα Φεβρουαρίου 2013

⁵¹ ΛΑΓΗΕ, Ενημερωτικό Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ, Φεβ. 2013

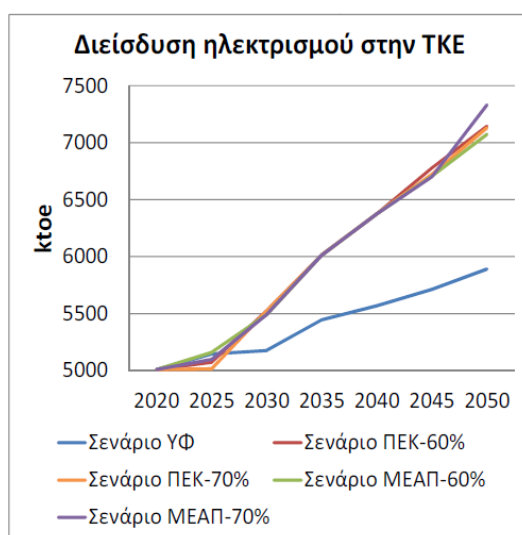
ανερχόταν σε 1.838MW (1.404 MW στο διασυνδεδεμένο σύστημα) με πρόβλεψη να ξεπεράσει το στόχο του 2020, ήδη από το τέλος του 2014 φτάνοντας τα 2.265 MW.

Σε σχέση με την εξέλιξη του συστήματος μετά το 2020, ο Οδικός Χάρτης λαμβάνει υπόψη του την οικονομική ύφεση, θεωρώντας ότι η οικονομία θα επανέλθει σύντομα σε αναπτυξιακή πορεία με ρυθμό 2,7%, ήδη από το 2015. Η μελέτη εξετάζει τρία βασικά σενάρια, το σενάριο υφιστάμενων πολιτικών (ΥΦ) το οποίο υποθέτει συντηρητική υλοποίηση των πολιτικών για την ενέργεια και το περιβάλλον, το σενάριο μέτρων μεγιστοποίησης ΑΠΕ (ΜΕΑΠ) και το σενάριο περιβαλλοντικών μέτρων ελαχίστου κόστους (ΠΕΚ), ενώ υπάρχουν και δυο βασικές παραλλαγές των δυο εναλλακτικών σεναρίων, θεωρώντας συνολική μείωση των εκπομπών CO₂ κατά 60% και 70% το 2050 σε σχέση με τα επίπεδα του 2005.

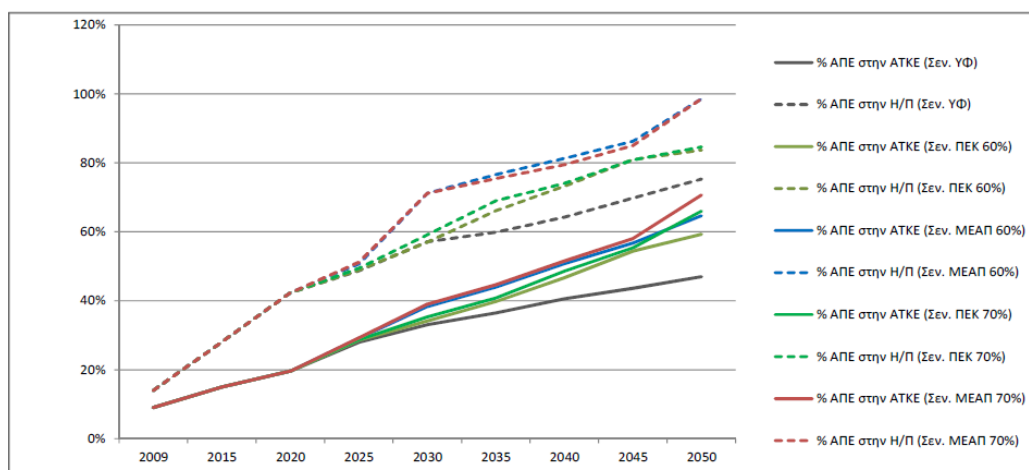
Η συνολική εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας για τα πέντε σενάρια φαίνεται στο Διάγραμμα 9. Στο σενάριο αναφοράς η ζήτηση είναι περίπου 70TWh, ενώ στα άλλα σενάρια προσεγγίζει τις 80-85 TWh. Η εξέλιξη αυτή οφείλεται στον έντονο εξηλεκτρισμό του ενεργειακού συστήματος και κυρίως στην αύξηση της ηλεκτροκίνησης.

Η διείσδυση των ΑΠΕ για τα τρία σενάρια και τις παραλλαγές τους παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 10. Στην ακαθάριστη τελική ζήτηση το ποσοστό των ΑΠΕ κυμαίνεται από ~45% μέχρι ~70% ενώ στην ηλεκτροπαραγωγή το ποσοστό κυμαίνεται από ~75% στο σενάριο ΥΦ μέχρι ~95% στο σενάριο ΜΕΑΠ.

Διάγραμμα 9: τελική ζήτηση ηλεκτρισμού
(Πηγή: Δεδομένα Οδικού Χάρτη, ΥΠΕΚΑ)

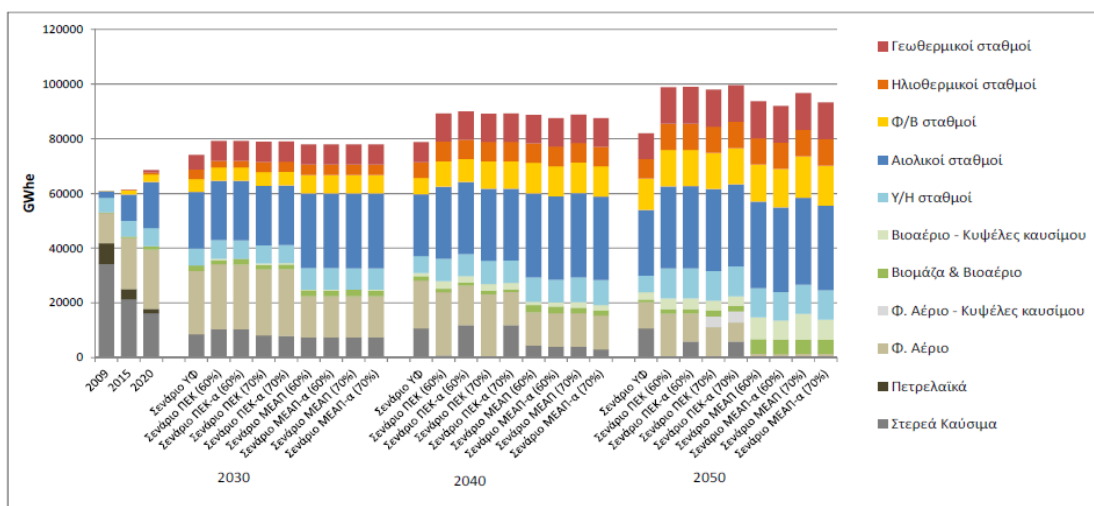


Διάγραμμα 10: διείσδυση των ΑΠΕ για τα βασικά σενάρια και τις παραλλαγές τους.
(Πηγή: Οδικός Χάρτης 2050, ΥΠΕΚΑ)

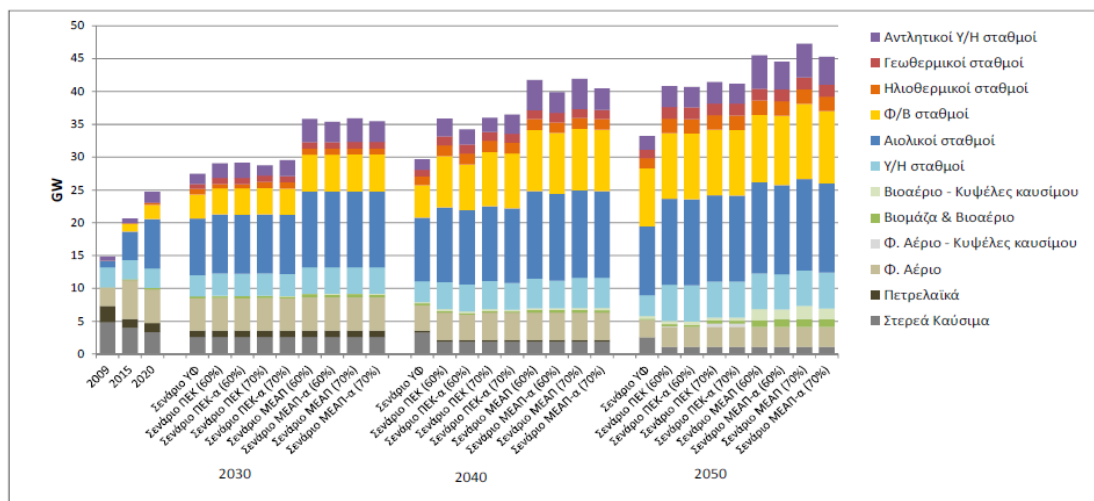


Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ανά «κάυσιο» φαίνεται στα Διαγράμματα 11 και 12 αντίστοιχα. Η παραγωγή ενέργειας από λιγνίτη στο σενάριο ΥΦ δεν υπερβαίνει το 13%, ενώ ουσιαστικά μηδενίζεται στα σενάρια ΜΕΑΠ και ΜΕΠ. Ακόμη και στο σενάριο ΜΕΠ-α το οποίο θεωρεί αυξημένες εισαγωγές ενέργειας, η παραγωγή λιγνίτη παραμένει στα επίπεδα του 6%, με χρήση όμως τεχνολογίας δέσμησης και αποθήκευσης άνθρακα (CCS). Αντίστοιχη μείωση εμφανίζει και η ηλεκτροπαραγωγή από φυσικό αέριο με το ποσοστό να κυμαίνεται μεταξύ 10-16% στα σενάρια ΜΕΠ ενώ δεν υπερβαίνει το 1% στα σενάρια ΜΕΑΠ. Σημειώνεται ότι μέχρι το 2030 θεωρείται ότι έχει ολοκληρωθεί πλήρως η διασύνδεση του νησιωτικού χώρου και, ως εκ τούτου, η παραγωγή ηλεκτρισμού από πετρελαικές μονάδες μηδενίζεται.

Διάγραμμα 11: παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά «κάυσιο» για κάθε σενάριο (Πηγή: Οδικός Χάρτης, ΥΠΕΚΑ)



Διάγραμμα 12: εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύος ανά «κάυσιο» για κάθε σενάριο (Πηγή: Οδικός Χάρτης, ΥΠΕΚΑ)



ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΗ ΑΝΑΛΥΣΗ ΛΙΓΝΙΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζονται τα αποτελέσματα της ανάλυσης βιωσιμότητας των λιγνιτικών μονάδων Πτολεμαΐδα 5 και Μελίτη 2 σύμφωνα με τη μεθοδολογία που παρουσιάζεται στο Παράρτημα Α. Βασική επιδίωξη της ανάλυσης είναι η διερεύνηση της λειτουργίας των υπο εξέταση μονάδων λαμβάνοντας υπόψη τις πιθανές εξελίξεις στη μορφή και λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος.

Η ανάλυση ξεκινά με την παραδοχή ότι και οι δυο μονάδες θα είναι της ίδιας τεχνολογίας (υπερκρίσιμες μονάδες ρευστοποιημένης κλίνης) με ίδια τεχνικά χαρακτηριστικά και θα τεθούν σε λειτουργία το 2020. Επίσης, η οικονομική ανάλυση εκτείνεται μέχρι το 2050 θεωρώντας ότι η οικονομική ζωή των μονάδων είναι τα 30 έτη. Στην προσπάθεια να συμπεριληφθούν δυναμικά χαρακτηριστικά όπως μεταβολές της ζήτησης, σταδιακή αύξηση της διείσδυσης ΑΠΕ κ.α, μελετήθηκε η λειτουργία των μονάδων ανά δεκαετία, δηλαδή για τα έτη 2020, 2030, 2040 και 2050. Εξετάστηκαν τέσσερα σενάρια λειτουργίας με βάση παραδοχές εξέλιξης του συστήματος. Οι βασικές παραδοχές των σεναρίων που εξετάστηκαν παρουσιάζονται συνοπτικά στον Πίνακα 4, ενώ στη συνέχεια παρουσιάζονται οι βασικές υποθέσεις εργασίας και τα αποτελέσματα της ανάλυσης.

Πίνακας 4: βασικές παραδοχές σεναρίων⁵²

Σενάριο	Παραδοχές
Σενάριο 1	Ζήτηση ηλ. ενέργειας και ισχύς ΑΠΕ σαν το σενάριο ΥΦ του Οδικού Χάρτη 2050 του ΥΠΕΚΑ. Τιμές δικαιωμάτων ρύπων CO ₂ εναλλακτικής εξέλιξης (βλ. πίνακα 2). Θεωρείται ότι οι μονάδες δεν μετατρέπονται σε CCS.
Σενάριο 2	Ζήτηση ηλ. ενέργειας και ισχύς ΑΠΕ σαν το σενάριο ΜΕΑΠ-60% του Οδικού Χάρτη 2050 του ΥΠΕΚΑ. Τιμές δικαιωμάτων ρύπων CO ₂ με βάση το Energy Roadmap (βλ. πίν. 2). Θεωρείται ότι οι μονάδες δεν μετατρέπονται σε CCS.
Σενάριο 3	Ζήτηση ηλ. ενέργειας και ισχύς ΑΠΕ σαν το σενάριο ΜΕΑΠ-60% του Οδικού Χάρτη 2050 του ΥΠΕΚΑ. Τιμές δικαιωμάτων ρύπων CO ₂ με βάση το Energy Roadmap (βλ. πίν. 2). Οι μονάδες μετατρέπονται σε CCS το 2030.
Σενάριο 4	Ζήτηση ηλ. ενέργειας και ισχύς ΑΠΕ σαν το σενάριο ΠΕΚ-60% του Οδικού Χάρτη 2050 του ΥΠΕΚΑ. Τιμές δικαιωμάτων ρύπων CO ₂ με βάση το Energy Roadmap (βλ. πίνακα. 2). Οι μονάδες μετατρέπονται σε CCS το 2030.

Υποθέσεις εργασίας

- **Εξέλιξη ζήτησης**

Για τις ανάγκες της μελέτης θεωρήθηκε ότι η εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι αυτή που προκύπτει από τα τρία βασικά σενάρια του Οδικού Χάρτη για το 2050 του ΥΠΕΚΑ (όπως σημειώνεται στο Διάγραμμα 9). Συγκεκριμένα, για το σενάριο 1 λήφθησαν οι τιμές του σεναρίου ΥΦ, για τα σενάρια 2 και 3 οι τιμές του σεναρίου ΜΕΑΠ-60% ενώ για τα σενάρια 4 η ζήτηση του σεναρίου ΠΕΚ 60%. Τα επίπεδα της ζήτησης φαίνονται στο Διάγραμμα 13.

Σημειώνεται ότι για όλα τα σενάρια θεωρήθηκε ότι από το 2030 και μετά θα υπάρχει πλήρης διασύνδεση των νησιών, όπως αναφέρεται και στον Οδικό Χάρτη για το 2050. Ωστόσο, για το 2020 μόνο οι Κυκλάδες θεωρείται ότι διασυνδέονται, όπως αναφέρεται και στο Δεκαετές Πρόγραμμα

⁵² Αξίζει να τονιστεί πως το σενάριο Υφιστάμενων Πολιτικών (ΥΦ) του ΥΠΕΚΑ (που εξετάζεται στο σενάριο 1) οδηγεί σε μειώσεις εκπομπών 40% το 2050. Οι μειώσεις εκπομπών που αναφέρονται (60% στα άλλα 3 σενάρια) αφορούν τις εκπομπές του ενεργειακού συστήματος, δεν συμπεριλαμβάνονται δηλαδή οι εκπομπές από την αγροκτηνοτροφία ή τις αλλαγές χρήσεων γης ή τα απορρίμματα.

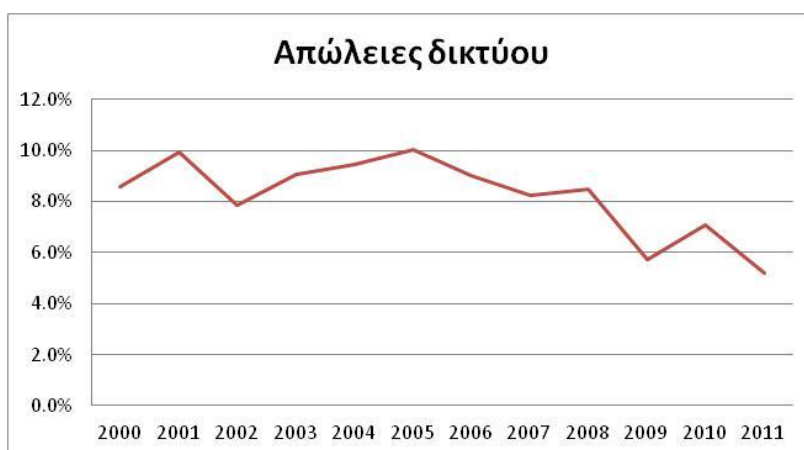
Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2014-2023 του ΑΔΜΗΕ.⁵³ Χρησιμοποιώντας στοιχεία της ΡΑΕ για την κατανάλωση των Μη Διασυνδεδεμένων Νήσων για την περίοδο 2008⁵⁴ και θεωρώντας κοινό ρυθμό μεταβολής της κατανάλωσης για το διάστημα 2010-2020 με το ηπειρωτικό σύστημα, εκτιμήθηκε η ενέργεια των νησιών, πλην των Κυκλάδων η οποία και αφαιρέθηκε από την συνολική ζήτηση. Το ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών θεωρήθηκε ότι είναι μηδενικό, ενώ δεν έγινε προσπάθεια περαιτέρω ανάλυσης του.

Οι απώλειες δικτύου μεταφοράς για τη δεκαετία 2000-2010 παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 14. Για τις μελλοντικές απώλειες θεωρήθηκε ότι το 2020 θα ανέρθουν στο 6% ενώ το ποσοστό θα μειωθεί γραμμικά μέχρι το 4% το 2050.

Διάγραμμα 13: ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας για τα διαφορετικά σενάρια



Διάγραμμα 14: απώλειες δικτύου (Επεξεργασία δεδομένων EUROSTAT)



- **Κόστος καυσίμων**

Το κόστος εξόρυξης λιγνίτη είναι σημαντική παράμετρος κόστους, ωστόσο δεν ήταν εύκολο να βρεθούν σαφή δεδομένα. Η μελέτη της ΔΕΗ σχετικά με την αξιοποίηση των λιγνιτικών κοιτασμάτων

⁵³ ΑΔΜΗΕ, Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2014-2023, Δεκ 2012

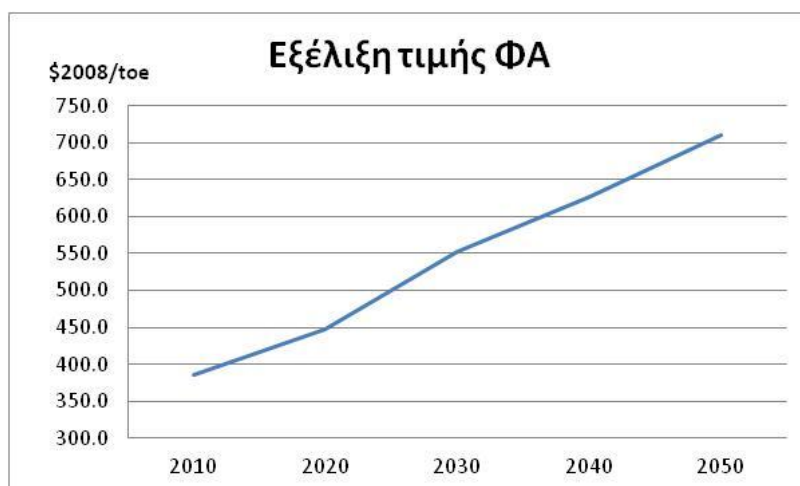
⁵⁴ ΡΑΕ, Ζήτηση και Παραγωγή Ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά Ετήσια Έκθεση 2008

της Πτολεμαΐδας⁵⁵ αναφέρει λειτουργικό κόστος εξόρυξης 12€/t ενώ παρουσίαση της Δ/σης Ορυχείων⁵⁶ δίνει κόστος εξόρυξης 16€/t για την Πτολεμαΐδα και 19€/t για την Φλώρινα. Οι τελευταίες τιμές χρησιμοποιήθηκαν και στην παρούσα μελέτη, ενώ το κόστος θεωρήθηκε σταθερό καθ' όλη τη διάρκεια της οικονομικής αξιολόγησης. Θεωρώντας θερμογόνο δύναμη 1.300kcal/kg για το κοίτασμα της Πτολεμαΐδας και 1.800kcal/kg για το κοίτασμα της Φλώρινας (αναφορές για το κοίτασμα της ΔΕΗ στην Φλώρινα κυμαίνονται μεταξύ 1.785kcal/kg και 1.888kcal/kg)⁵⁷ το κόστος καυσίμου για τις δυο μονάδες προκύπτει ίσο με 12,3€/Gcal και 10,6€/Gcal αντίστοιχα.

Για το φυσικό αέριο χρησιμοποιήθηκε η εξέλιξη κόστους που δίδεται στο σενάριο αναφοράς του Ενεργειακού Οδικού Χάρτη για το 2050 της ΕΕ⁵⁸ και η οποία φαίνεται στο Διάγραμμα 15.

Στην παρούσα μελέτη δεν εξετάστηκε η χρήση λιθάνθρακα, πετρελαίου ή άλλων εναλλακτικών καυσίμων, ενώ το κόστος για τον λιγνίτη και το φυσικό αέριο παρέμειναν ίδια για όλα τα σενάρια που εξετάστηκαν. Επίσης, δε λήφθησαν υπόψη φόροι ή άλλες χρεώσεις, όπως το ειδικό τέλος λιγνίτη, καθώς αφενός δε μπορεί να υπάρχει εκτίμηση για το ύψος τους την περίοδο της ανάλυσης και αφετέρου στόχος ήταν η ανάλυση να γίνει στη βάση εκτιμήσεων για το πραγματικό κόστος καυσίμου.

Διάγραμμα 15: εξέλιξη τιμής φυσικού αερίου (Πηγή:Energy Roadmap 2050, EC)



• Διεϊσδυση ΑΠΕ

Για τον προσδιορισμό της εξέλιξης των ΑΠΕ σε σχέση τόσο με την εγκατεστημένη ισχύ όσο και με το είδος της χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας χρησιμοποιήθηκαν τα αποτελέσματα των σεναρίων ΥΦ, ΜΕΑΠ-60% και ΠΕΚ 60% του Οδικού Χάρτη για το 2050 του ΥΠΕΚΑ (βλ. Διάγραμμα 12). Η κατηγορία «Λοιπές ΑΠΕ» παραλήφθηκε. Σε όλα τα σενάρια θεωρήθηκε ότι δίδεται προτεραιότητα στην απορρόφηση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ (εκτός των μεγάλων Υ/Η και των αντλητικών μονάδων). Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από ΑΠΕ και η ωριαία κατανομή της υπολογίστηκε με βάση τη μεθοδολογία του Παραρτήματος Α.

⁵⁵ ΔΕΗ Δν/ση Μελετών και Ανάπτυξης Ορυχείων, Επικαιροποιημένη Τεχνική Μελέτη Εκμετάλλευσης των Λιγνιτορυχείων Πτολεμαΐδας της ΔΕΗ ΑΕ, Ιούλιος 2010

⁵⁶ Λέανδρος Μ. ΔΕΗ Α.Ε. Δ/ση Σχεδιασμού και απόδοσης Ορυχείων, “Λιγνιτωρυχεία της ΔΕΗ-Παράγοντας ενεργειακής ασφάλειας για τη Χώρα και μοχλός οικονομικής ανάπτυξης στη Δυτική Μακεδονία – Προοπτικές”, 2010

⁵⁷ Χ. Κολοβός, Λιγνίτης-Ενέργεια-Περιβάλλον Η θέση του λιγνίτη στο ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας, Οκτ. 2010

⁵⁸ SEC(2011) 1565 final, Energy Roadmap to 2050 – Impact Assessment and scenario analysis, Dec. 2011

- **Συντελεστές εκπομπών και τιμή δικαιωμάτων εκπομπών CO₂**

Ο συντελεστής εκπομπών για τη μονάδα της Πτολεμαΐδας λήφθηκε από την μελέτη της ΔΕΗ για την εφαρμογή τεχνολογίας δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα⁵⁹ ίσος με 961 tCO₂/MWh_e. Ο αντίστοιχος συντελεστής για τη Φλώρινα υπολογίστηκε χρησιμοποιώντας συγκριτικά στοιχεία από τη μελέτη της RWE για τη ΡΑΕ σχετικά με την βιωσιμότητα υπερκρίσιμων σταθμών λιγνίτη⁶⁰ και προέκυψε αρκετά μικρότερος και ίσος με 858 tCO₂/MWh_e εξαιτίας της καλύτερης ποιότητας του καυσίμου. Σημειώνεται ότι και για τις δυο μονάδες θεωρήθηκε ότι χρησιμοποιείται ίδια τεχνολογία υπερκρίσιμης μονάδας ρευστοποιημένης κλίνης με κοινά χαρακτηριστικά.

Η εξέλιξη της τιμής των δικαιωμάτων ρύπων CO₂ θεωρήθηκε ότι ακολουθεί τις τιμές του σεναρίου αναφοράς του Ευρωπαϊκού Ενεργειακού Οδικού Χάρτη για το 2050⁶¹ οι οποίες χρησιμοποιήθηκαν και στην μελέτη του Οδικού Χάρτη του ΥΠΕΚΑ. Τονίζεται, ωστόσο, πως στον Οδικό Χάρτη 2050 η Ευρωπαϊκή Επιτροπή ξεκαθαρίζει πως το σενάριο αναφοράς ουσιαστικά ταυτίζεται με εγκατάλειψη των υφιστάμενων διεθνών δεσμεύσεων της ΕΕ για το κλίμα: «[Στο σενάριο αναφοράς, μετά το 2020] οι μειώσεις εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου υπολείπονται εκείνων που χρειάζονται για περιορισμό της κλιματικής αλλαγής στο πλαίσιο του στόχου 2°C. Το σενάριο αναφοράς οδηγεί σε μειώσεις εκπομπών 40% το 2050 τη στιγμή που τουλάχιστον διπλάσιες μειώσεις θα χρειαστούν πχ 80-95% από τις ανεπτυγμένες χώρες». Τα σενάρια «αποανθρακοποίησης» του συστήματος ηλεκτρισμού, συμβατά με τις δεσμεύσεις της ΕΕ για το κλίμα, που παρουσιάζει ο Οδικός Χάρτης 2050 της ΕΕ, αντιστοιχούν σε τιμές CO₂ υψηλότερες σε σχέση με το σενάριο αναφοράς, κατά 35-138 ευρώ το 2040, και 184-260 ευρώ το 2050. Ταυτόχρονα, η Έκθεση «Power Choices» της EURELECTRIC προβλέπει τιμές CO₂ το 2050 υψηλότερες κατά 53 ευρώ σε σχέση με το σενάριο αναφοράς της ΕΕ. Αν και, για λόγους συνέπειας δεδομένων, στην παρούσα μελέτη έχουν χρησιμοποιηθεί μόνο τα δεδομένα του ΥΠΕΚΑ, είναι βέβαιο πως με τιμές αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών όπως αυτές που αναφέρονται στον Πίνακα 3, τα οικονομικά αποτελέσματα των σχεδιαζόμενων λιγνιτικών δεδομένων θα ήταν σημαντικά πιο αρνητικά.

Ειδικά για το σενάριο 1, και λαμβάνοντας υπόψη τις πρόσφατες τιμές δικαιωμάτων, χρησιμοποιήθηκαν ακόμα χαμηλότερες τιμές θεωρώντας ότι η τιμές θα αυξηθούν από τα 20€/tCO₂ σταδιακά στα 35€/tCO₂. Ο Πίνακας 4 παρουσιάζει την εξέλιξη των τιμών των δικαιωμάτων που χρησιμοποιήθηκαν.

Πίνακας 4: εξέλιξη τιμών δικαιωμάτων CO₂

€/10/t CO ₂	2020	2030	2040	2050	Σενάρια
Energy Roadmap	20	40	52	50	2,3,4
Εναλλακτική εξέλιξη	20	25	30	35	1

- **Δέσμευση και αποθήκευση CO₂**

Η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂ εξετάστηκε μόνο στα σενάρια 3 και 4. Η εξέλιξη του κόστους της τεχνολογίας λήφθηκε από τα δεδομένα της ΙΕΑ.⁶² Σημειώνεται ότι το κόστος εγκατάστασης που δίδεται από την ΙΕΑ αφορά καινούργιες μονάδες. Στην παρούσα έκθεση, το κόστος του συστήματος εκτιμήθηκε από τη διαφορά αντίστοιχων μονάδων χωρίς τεχνολογία CCS, ενώ επειδή πρόκειται για μετατροπή υφιστάμενης μονάδας το κόστος αυτό αυξάνεται κατά 30%, όπως αναφέρεται και στην οικονομοτεχνική έκθεση της ΔΕΗ. Τα δεδομένα παρουσιάζονται στον Πίνακα 5.

Στο κόστος λειτουργίας της μονάδας περιλαμβάνονται και οι δαπάνες μεταφοράς και αποθήκευσης του CO₂. Για τον προσδιορισμό τους χρησιμοποιήθηκαν στοιχεία από τη μελέτη της ΔΕΗ για

⁵⁹ ΔΕΗ Δ/ση Μελετών-Κατασκευών ΘΗ Έργων, Οικονομοτεχνική Έκθεση Δέσμευσης– Μεταφοράς και Αποθήκευσης CO₂ για τη νέα λιγνιτική μονάδα Πολεμαΐδα V μκτής ισχύος 660 MWe, Νοε 2011

⁶⁰ RWE, Technical and Economic Analysis of Supercritical PF Plant Suitable for Greek Lignite, 2006

⁶¹ SEC(2011) 1565 final, Energy Roadmap to 2050 – Impact Assessment and scenario analysis, Dec. 2011

⁶² OECD/IEA, Energy Technology Perspectives 2010, 2010

εφαρμογή τεχνολογίας CCS στη μονάδα της Πτολεμαΐδας, όπου το κόστος αποθήκευσης με επίγειο αγωγό στην περιοχή της Δυτικής Θεσσαλονίκης υπολογίστηκε ίσο με 1,06€/tCO₂. Η τιμή αυτή χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα μελέτη και για τις δυο μονάδες, αν και είναι βέβαιο ότι το κόστος θα διαφέρει καθώς εξαρτάται άμεσα από τη απόσταση της μονάδας από τον χώρο αποθήκευσης. Σημειώνεται ότι στη μελέτη της ΔΕΗ το κόστος μεταφοράς σε αποθηκευτικό χώρο εκτός Ελλάδας με πλοία εκτιμάται σε 21,92€/tCO₂ κάτι που σαφώς θα επηρέαζε αρνητικά τη βιωσιμότητα των μονάδων. Τέλος, το ποσοστό δέσμευσης CO₂ θεωρήθηκε ότι ανέρχεται σε 90%.

Πίνακας 5: τεχνοοικονομικά δεδομένα για την μετατροπή των μονάδων σε CCS (Επεξεργασία δεδομένων IEA)

Τεχνολογία CCS ⁶³	SPC- 2020	2030	2040	2050
Κόστος κεφαλαίου €/kW	751	686	620	554
Κόστος λειτουργίας €/kW	65	60	56	51
Απόδοση %	34%	34%	35%	36%

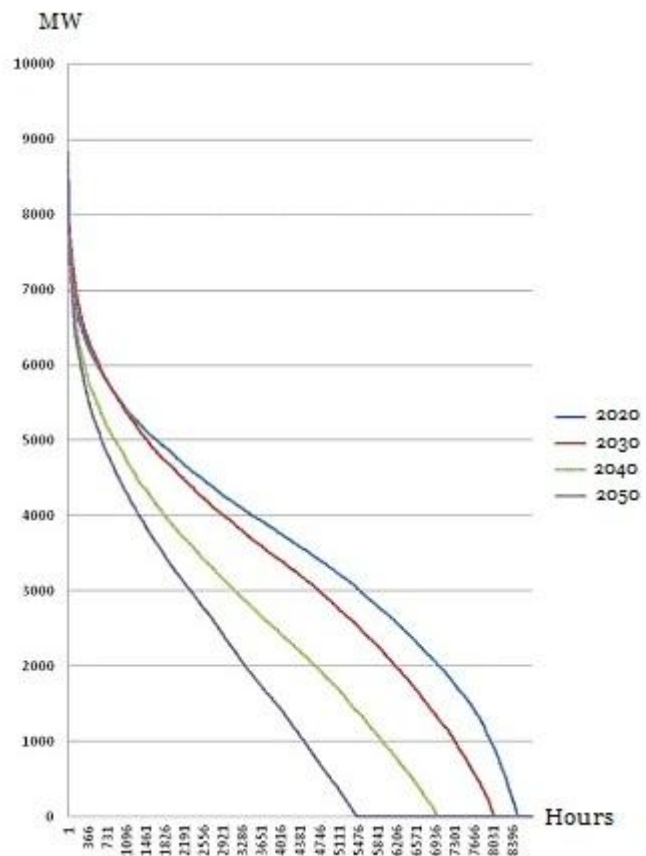
Αποτελέσματα

Με βάση την μεθοδολογία που περιγράφεται στο Παράρτημα Α προσδιορίστηκαν οι καμπύλες διάρκειας φορτίου⁶⁴ καθώς και οι καμπύλες διάρκειας παραμένουστος φορτίου που καλούνται να καλύψουν οι θερμικές μονάδες για τα έτη 2020, 2030, 2040 και 2050. Οι καμπύλες αυτές φαίνονται για κάθε σενάριο και κάθε έτος στα Διαγράμματα 16, 17 και 18. Σημειώνεται ότι τα σενάρια 2 και 3 έχουν την ίδια παραμένουσα ζήτηση φορτίου καθώς διαφέρουν μόνο στην μετατροπή των λιγνιτικών μονάδων σε CCS. Από τα διαγράμματα φαίνεται η σημαντική επίπτωση που έχει η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ, ιδιαίτερα για τα έτη 2040 και 2050, όπου εμφανίζονται αρκετές ώρες με μηδενικό παραμένον φορτίο, καθώς η παραγόμενη ισχύς των ΑΠΕ υπερβαίνει τη ζήτηση.

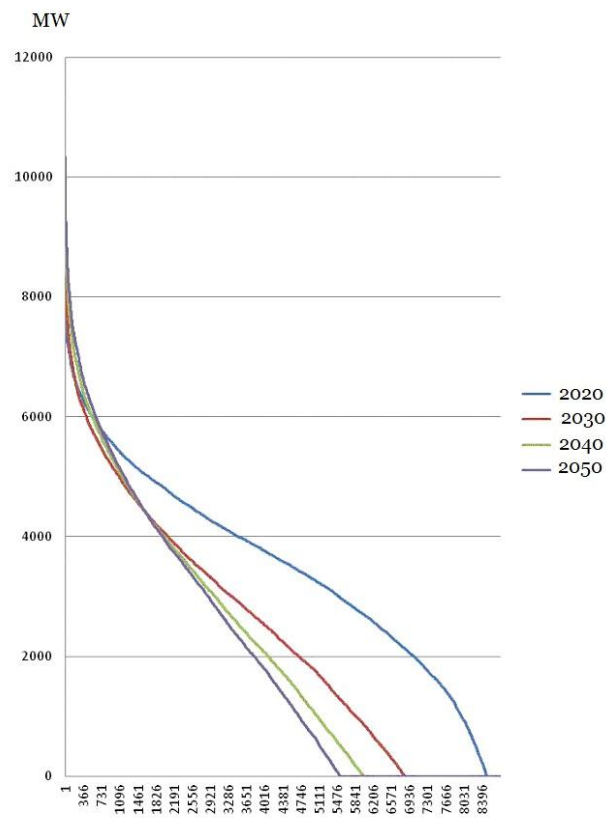
⁶³ Υπερ-κρίσιμος σταθμός κονιορτοποιημένου λιγνίτη με CCS

⁶⁴ Η καμπύλη διάρκειας είναι ουσιαστικά η κατανομή της ισχύος σε ώρες. Δείχνει, δηλαδή, τη διάρκεια για την οποία υπήρχε ζήτηση για συγκεκριμένο επίπεδο ισχύος

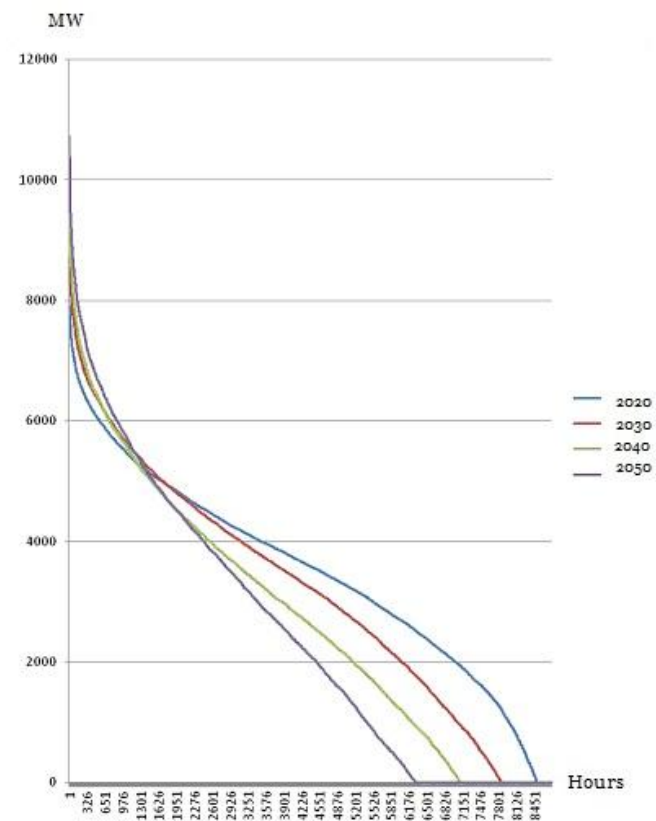
Διάγραμμα 16: καμπύλες παραμένουτος φορτίου για το σενάριο 1



Διάγραμμα 17: καμπύλες παραμένουτος φορτίου για τα σενάρια 2 και 3



Διάγραμμα 18: καμπύλες παραμένουτος φορτίου για το σενάριο 4



Στον Πίνακα 6 παρουσιάζονται οι τιμές της παραμένουσας ζήτησης του Ημερήσιου Ενεργειακού Προγραμματισμού (HEΠ) προς κάλυψη από θερμικές, Υ/Η και αντλητικές μονάδες, καθώς και η παραμένουσα ζήτηση προς κάλυψη από τις θερμικές μονάδες, αφού εκτιμήθηκε η συνεισφορά των Υ/Η και των αντλητικών. Είναι ξεκάθαρο ότι η σταδιακή μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ μειώνει κατά πολύ το μέγεθος της αγοράς για τις θερμικές μονάδες, το οποίο φτάνει κάτω από τις 10TWh ήδη από το 2040 για τα σενάρια 2-3.

Πίνακας 6: συνολική και παραμένουσα ζήτηση ανά σενάριο

TWh	2020		2030		2040		2050	
Σενάριο	Παραμ. Ζήτηση	Ζήτηση θερμικών	Παραμ. Ζήτηση	Ζήτηση θερμικών	Παραμ. Ζήτηση	Ζήτηση θερμικών	Παραμ. Ζήτηση	Ζήτηση θερμικών
1	30,5	25,9	27,4	22,1	20,3	13,7	15,1	5,6
2-3	30,5	25,9	20,9	12,7	19,0	8,1	18,2	4,3
4	30,5	25,9	27,5	21,9	23,9	17,3	21,8	9,2

Στη συνέχεια προσδιορίστηκε η σειρά φόρτισης των θερμικών μονάδων, με βάση το οριακό κόστος λειτουργίας τους, με σκοπό να προκύψει τόσο η παραγόμενη από κάθε σταθμό ενέργεια όσο και η ωριαία ΟΤΣ, θεωρώντας ότι οι προσφορές των μονάδων γίνονται στη βάση του λειτουργικού κόστους, το οποίο κατά κύριο λόγο προσδιορίζεται από το κόστος καυσίμου και το κόστος εκπομπών CO₂. Κατόπιν, αναλύθηκαν οι χρηματοροές για τις δυο εξεταζόμενες μονάδες (Πτολεμαΐδα 5 και Μελίτη 2), λαμβάνοντας τις υπολογισμένες τιμές ζήτησης για τα έτη 2020-2030-2040-2050 και εφαρμόζοντας γραμμική παρεμβολή για τα ενδιάμεσα έτη.

Σημειώνεται ότι η ανάλυση αφορά σταθερές τιμές, δηλαδή δεν λήφθηκε υπόψη ο πληθωρισμός. Πρόσθετα, το κόστος επένδυσης των μονάδων θεωρήθηκε ίδιο και για τις δυο μονάδες και ίσο με το ανακοινωθέν τίμημα κατασκευής, 2.106€/kW. Επίσης, θεωρήθηκε ότι η χρηματοδότηση θα πραγματοποιηθεί κατά 25% με ίδια κεφάλαια της ΔΕΗ και κατά το υπόλοιπο με 20ετή δανεισμό με επιτόκιο 7%.⁶⁵ Ίδιοι όροι χρηματοδότησης χρησιμοποιήθηκαν και για τη μετατροπή των μονάδων σε CCS στα σενάρια 3 και 4.

Τα βασικά αποτελέσματα της ανάλυσης παρουσιάζονται για κάθε σενάριο στο Πίνακα 8. Στον Πίνακα 7 παρουσιάζεται η απόδοση των καθαρών προ-φόρων επενδύσεων των μονάδων για κάθε σενάριο, υπό τη μορφή του εσωτερικού βαθμού απόδοσης.⁶⁶

Σε όλα τα σενάρια οι δυο λιγνιτικές μονάδες αποτελούν την πιο οικονομική επιλογή παραγωγής ενέργειας –με κριτήριο το οριακό κόστος παραγωγής– από ορυκτά καύσιμα στον HEΠ υπερσχύνοντας των μονάδων φυσικού αερίου. Για τον λόγο αυτό η παραγωγή των μονάδων στα σενάρια 2 και 3 είναι ίδια καθώς η μετατροπή τους σε CCS δε μεταβάλλει ούτως η άλλως την κατάταξη τους στον HEΠ. Σημειώνεται ότι δεν λήφθηκε υπόψη η μετατροπή των μονάδων φυσικού αερίου σε μονάδες CCS καθώς από τους υπολογισμούς προέκυψε ότι, για τα συγκεκριμένα επίπεδα τιμών δικαιωμάτων CO₂ και τιμών φυσικού αερίου, η μετατροπή δεν θα είχε κάποιο οικονομικό νόημα αφού και πάλι οι λιγνιτικές μονάδες θα ήταν πιο ανταγωνιστικές.

Πίνακας 7: εσωτερικός βαθμός απόδοσης (IRR) επένδυσης των μονάδων ανά σενάριο

Σενάρια	Πτολεμαΐδα 5	Μελίτη 2
Σενάριο 1	4,9%	10,0%
Σενάριο 2	-5,4%	2,4%
Σενάριο 3	1,1%	6,0%
Σενάριο 4	6,75%	10,7%

⁶⁵ Οι όροι χρηματοδότησης αποτελούν παραδοχές για το σκοπό εκπόνησης της παρούσας μελέτης. Περισσότερες λεπτομέρειες για τα έως σήμερα δημοσιευμένα στοιχεία αναφέρονται στο Παράρτημα Β.

⁶⁶ Ο εσωτερικός βαθμός απόδοσης -Internal Rate of Return (IRR)- πρόκειται για ποσοστιαία μονάδα μέτρησης απόδοσης μιας επένδυσης. Ο όρος «εσωτερικός» αναφέρεται στο ότι ο δείκτης αυτός δε λαμβάνει υπόψη του εξωγενείς παράγοντες όπως πληθωρισμό, μεταβολές στα επιτόκια κλπ.

Πίνακας 8: βασικά αποτελέσματα ανάλυσης σεναρίων

	Σενάριο 1				Σενάριο 2				Σενάριο 3				Σενάριο 4			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Μεσοσταθμική ΟΤΣ €/kWh ⁶⁷	59.96	80.90	111.66	117.69	63.04	88.76	102.86	112.74	63.04	87.63	100.66	107.51	63.04	87.74	108.65	137.45
Ισοδύναμες ώρες λειτουργίας																
Πτολεμαΐδα 5	8146	7538	6250	4143	8146	6143	5301	2861	8146	6143	5301	2861	8146	7301	6499	5643
Μελίτη 2	8405	7936	6799	5257	8405	6656	5822	5116	8405	6656	5822	5116	8405	7936	6799	5257
Καθαρή παραγόμενη ενέργεια (GWh)																
Πτολεμαΐδα 5	5108	4726	3919	2598	5108	3852	3324	1794	5108	3852	3324	1794	5108	4578	4075	3538
Μελίτη 2	3513	3317	2842	2198	3513	2782	2433	2138	3513	2782	2433	2138	3513	3317	2842	2198
Εκπομπές CO₂ (χιλ.τον/έτος)																
Πτολεμαΐδα 5	5167	4781	3964	2628	5167	3896	3362	1814	5167	390	336	181	5167	463	412	358
Μελίτη 2	3173	2996	2567	1985	3173	2513	2198	1931	3173	251	220	193	3173	300	257	198
Μέσο κόστος παραγωγής (€/MWh)*																
Πτολεμαΐδα 5	52,77	57,70	63,91	72,39	54,38	74,14	87,37	92,10	54,38	46,78	49,54	59,00	54,31	45,23	47,46	48,66
Μελίτη 2	45,35	49,68	55,08	61,41	46,78	64,25	75,99	75,18	46,78	39,43	41,80	43,05	46,70	37,97	40,32	42,73

* Αφορά το λειτουργικό κόστος χωρίς να περιλαμβάνει το κόστος κεφαλαίου.

⁶⁷ Η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Είναι η τιμή που εισπράττουν όλοι όσοι εγγέουν ενέργεια στο Σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από το Σύστημα.

Από τα αποτελέσματα παρατηρείται η σημασία της μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ και η επακόλουθη μείωση της παραμένουσας ζήτησης για τη λειτουργία των δύο μονάδων. Ο βαθμός χρησιμοποίησης τους μειώνεται ραγδαία, φθάνοντας σε επίπεδα έως και μεταξύ 20% και 30% το 2050. Το γεγονός αυτό περιορίζει τις οικονομικές επιδόσεις των μονάδων, καθώς τα συνολικά έσοδα της 30ετίας δεν καλύπτουν επαρκώς τις προσδοκίες για σημαντικά κέρδη, ιδιαίτερα για τα σενάρια 2 και 3, που έχουν και τη μεγαλύτερη διείσδυση ΑΠΕ.

Επίσης, γίνεται αντιληπτή η μεγάλη επίδραση της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂. Στο σενάριο 2, όπου οι μονάδες δεν μετατρέπονται σε CCS αλλά οι τιμές των δικαιωμάτων είναι υψηλές, η απόδοση των επενδύσεων μειώνεται σημαντικά, ενώ για την Πτολεμαΐδα 5 καθίσταται αρνητική. Η εικόνα βελτιώνεται στο σενάριο 3 όπου οι μονάδες μετατρέπονται σε CCS το 2030, με αποτέλεσμα τη σημαντική μείωση του κόστους παραγωγής λόγω μειωμένης χρήσης δικαιωμάτων εκπομπών. Το γεγονός αυτό επιφέρει μια πτώση στην ΟΤΣ, ωστόσο οι συνολικές οικονομικές μεταβολές ευνοούν τις λιγνιτικές μονάδες. Ακόμα κι έτσι, η απόδοση της μονάδας της Πτολεμαΐδας παραμένει σε πολύ χαμηλά επίπεδα (εσωτερικός βαθμός απόδοσης 1,1%).

Οι καλύτερες επιδόσεις, και για τις δυο μονάδες, σημειώνονται στο σενάριο 4, λόγω του συνδυασμού αυξημένης παραγωγής από τις λιγνιτικές μονάδες (εξαιτίας της χαμηλότερης διείσδυσης ΑΠΕ και άρα της υψηλότερης παραμένουσας ζήτησης), υψηλότερης μεσοσταθμικής ΟΤΣ (λόγω αυξημένων ωρών λειτουργίας των μονάδων φυσικού αερίου) και ενσωμάτωσης του μηχανισμού CCS.

Είναι εμφανές ότι η Μελίτη 2 εμφανίζει πολύ καλύτερες επιδόσεις σε σχέση με την Πτολεμαΐδα 5, εξαιτίας της καλύτερης ποιότητας του καυσίμου και κατ' επέκταση του καλύτερου βαθμού απόδοσης και των χαμηλότερων συντελεστών εκπομπών CO₂ – ιδιαίτερα για τα σενάρια υψηλών τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ (σενάρια 2, 3 και 4). Ωστόσο, κι εδώ, απαραίτητη συνθήκη είναι η μετατροπή της μονάδας σε CCS, καθώς σε αντίθετη περίπτωση το κόστος δικαιωμάτων επιδεινώνει σημαντικά τα οικονομικά της μονάδας.

Η αύξηση των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών θα δυσχεραίνουν ακόμα περισσότερο τη λειτουργία των μονάδων. Σε ένα τέτοιο ενδεχόμενο, είναι πιθανό να ενσωματώσουν την τεχνολογία CCS και οι μονάδες φυσικού αερίου, με συνέπεια την περαιτέρω μείωση της ΟΤΣ, και πιθανώς την αλλαγή της σειράς φόρτισης των θερμικών μονάδων εις βάρος των λιγνιτικών.

Παράγοντες οι οποίοι δεν ελήφθησαν υπόψη

Στην παρούσα έκθεση δεν έχει προσομοιωθεί η δευτερογενής αγορά εφεδρείας η οποία θα βελτιώσει, εν μέρει, τα οικονομικά μεγέθη των μονάδων. Επίσης, δεν έχει μελετηθεί ο ρόλος που θα μπορούσαν να παίξουν τα διμερή συμβόλαια, υπό το νέο διαμορφούμενο σχεδιασμό της αγοράς, καθώς και οι εξαγωγές στην οικονομική λειτουργία των μονάδων.

Η ανάλυση, εξάλλου, δεν καταφέρνει να συνυπολογίσει τα σημαντικά τεχνικά ζητήματα που προκύπτουν από πολλαπλές σβέσεις – εναύσεις των λιγνιτικών μονάδων οι οποίες αναμένεται να εμφανιστούν σε συνθήκες μεγάλης διείσδυσης ΑΠΕ στο σύστημα (κυρίως μετά το 2030). Το φαινόμενο αυτό είναι βέβαιο ότι θα επηρεάσει αρνητικά τις λιγνιτικές μονάδες προς όφελος των πιο ευέλικτων μονάδων φυσικού αερίου. Το ίδιο συμβαίνει και με τις υποχρεωτικές σβέσεις λόγω συντήρησης των μονάδων, οι οποίες δεν έχουν προσομοιωθεί εξαρχής με αποτέλεσμα ο βαθμός χρησιμοποίησης των μονάδων στα πρώτα έτη να προκύπτει μεγάλος.

Ένας άλλος παράγοντας που δεν έχει ληφθεί υπόψη είναι πιθανές μελλοντικές τεχνολογίες αποθήκευσης και διαχείρισης ηλεκτρικής ενέργειας που θα μπορούσαν να αλλάξουν τα χαρακτηριστικά της ζήτησης με τρόπο που να επηρεάζει όλες τις θερμικές μονάδες, μεταβάλλοντας, για παράδειγμα, τις ωριαίες διακυμάνσεις του φορτίου.

Σημειώνεται, τέλος, ότι στην ανάλυση θεωρήθηκε ότι η παραγόμενη από τις ΑΠΕ ηλεκτρική ενέργεια καταναλώνεται κατά προτεραιότητα, μη λαμβάνοντας υπόψη απορρίψεις ενέργειας λόγω θεμάτων ευστάθειας του δικτύου. Θεωρείται ότι η χρήση τις υπερπροσφοράς ενέργειας από ΑΠΕ από τα αντιληπτικά συστήματα καθώς και άλλες μελλοντικές τεχνολογίες (π.χ. smart grids) εν μέρει αντιμετωπίζουν πιθανά προβλήματα του δικτύου.

Στη συνέχεια, παρουσιάζονται τα αποτελέσματα ανάλυσης ευαισθησίας που αφορά τη μεταβολή παραμέτρων οι οποίες δεν επηρεάζουν τη λειτουργία του ΗΕΠ αλλά μόνο τα οικονομικά μεγέθη των μονάδων. Οι παράμετροι αυτές είναι το κόστος εγκατάστασης των μονάδων, το κόστος μετατροπής σε CCS, το επιτόκιο δανεισμού καθώς και η ΟΤΣ (λαμβάνοντας υπόψη ότι οι μονάδες καθορίζουν ελάχιστα την ΟΤΣ).

Από τα αποτελέσματα των υπολογισμών παρατηρείται ότι η απόδοση των μονάδων επηρεάζεται σημαντικά από μεταβολές στο κόστος εγκατάστασης (Πίνακας 9). Αύξηση κατά 10% είναι πιθανό, υπό συνθήκες, να μεταβάλλει πλήρως τις αποδόσεις των επενδύσεων όπως φαίνεται από τα αποτελέσματα για τη Μελίτη στο σενάριο 3.

Πίνακας 9: επίπτωση της αύξησης του κόστους κατασκευής κατά 10% στην απόδοση της επένδυσης (IRR)

	Πτολεμαΐδα 5	Μελίτη 2
Σενάριο 1	3,7%	8,2%
Σενάριο 2	-6,4%	0,8%
Σενάριο 3	0,0%	4,5%
Σενάριο 4	5,7%	9,2%

Αντίστοιχες μεταβολές στο μελλοντικό κόστος μετατροπής των μονάδων σε CCS έχουν πολύ μικρή επίδραση στα οικονομικά των μονάδων (Πίνακας 10), ενώ αντίθετα, σημαντική είναι η επίδραση του επιτοκίου δανεισμού. Όπως φαίνεται στον Πίνακα 11, ο προσδιορισμός του επιτοκίου μπορεί από μόνος του να αλλάξει την εικόνα των επενδύσεων, καθώς το κόστος κεφαλαίου αποτελεί καθοριστικό παράγοντα, ιδιαίτερα με την προϋπόθεση μετατροπής των μονάδων σε CCS, σε σχέση με το σχετικά φθηνό κόστος καυσίμου. Τέλος, το ύψος της ΟΤΣ, και κατ' επέκταση των εσόδων των μονάδων, αποτελούν, όπως είναι αναμενόμενο, καθοριστικό παράγοντα για οικονομικότητα των μονάδων (Πίνακας 12).

Πίνακας 10: επίπτωση της μεταβολής του κόστους μετατροπής CCS κατά ±10% στην απόδοση της επένδυσης (IRR)

	Πτολεμαΐδα 5		Μελίτη 2	
	-10%	+10%	-10%	+10%
Σενάριο 3	1,4%	0,8%	6,3%	5,7%
Σενάριο 4	6,9%	6,5%	10,9%	10,5%

Πίνακας 11: επίπτωση της μεταβολής του επιτοκίου δανεισμού κατά ±2 ποσοστιαίες μονάδες στην απόδοση της επένδυσης (IRR)

	Πτολεμαΐδα 5		Μελίτη 2	
	5%	9%	5%	9%
Σενάριο 1	6,48%	3,3%	12,2%	7,9%
Σενάριο 2	-3,8%	-6,8%	4,7%	0,3%
Σενάριο 3	3,2%	-0,9%	8,4%	3,7%
Σενάριο 4	8,3%	5,1%	12,9%	8,6%

Πίνακας 12: επίπτωση της μεταβολής της ΟΤΣ κατά ±10% στην απόδοση της επένδυσης (IRR)

	Πτολεμαΐδα 5		Μελίτη 2	
	-10%	+10%	-10%	+10%
Σενάριο 1	0,3%	9,7%	4,7%	16,3%
Σενάριο 2	-13,3%	1,0%	-4,5%	9,9%
Σενάριο 3	-3,3%	5,7%	1,2%	11,8%
Σενάριο 4	3,0%	11,0%	6,2%	16,6%

Το κύριο συμπέρασμα, όπως προκύπτει από τα αποτελέσματα της προσομοίωσης, είναι πως οι οικονομικές επιδόσεις των δύο νέων μονάδων, και κυρίως της Πτολεμαΐδας 5, είναι εξαιρετικά αμφίβολες, παρά τις υποθέσεις εργασίας που ευνοούν την απόδοση των λιγνιτικών μονάδων (όπως οι σχετικά χαμηλές τιμές εκπομπών CO₂, οι ευνοϊκοί όροι χρηματοδότησης και επιτοκίου δανεισμού, η μη-προσομοίωση του επιπλέον κόστους από τις σβέσεις-εναύσεις των μονάδων κ.ά.). Ο συνδυασμός της αναμενόμενης μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ, της αβέβαιης εφαρμογής της τεχνολογίας CCS και οι επιπτώσεις από τις αναμενόμενες τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ απαιτούν μια πιο ενδελεχή δυναμική ανάλυση με σκοπό την πλήρη διερεύνηση της βιωσιμότητας των μονάδων.

ΟΙ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΤΗΣ ΛΙΓΝΙΤΙΚΗΣ ΜΟΝΟΚΑΛΛΙΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΗ ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ

Η Περιφέρεια Δυτικής Μακεδονίας και ειδικότερα ο Νομός Κοζάνης έχουν χαρακτηριστεί τις τελευταίες δεκαετίες από μια οικονομική «μονοκαλλιέργεια»: αυτήν της εξόρυξης και καύσης λιγνίτη για την παραγωγή του μεγαλύτερου τμήματος της ηλεκτρικής ενέργειας που καταναλώνει η ελληνική οικονομία. Οι νομοί Κοζάνης και Φλώρινας φιλοξενούν λιγνιτωρυχεία συνολικής έκτασης 180.000 στρεμμάτων και 6 λιγνιτικούς σταθμούς με 17 μονάδες συνολικής ισχύος 3.945MW.

Η μονοκαλλιέργεια αυτή έχει προκαλέσει σημαντικές επιπτώσεις στο περιβάλλον, τη δημόσια υγεία και τις τοπικές κοινωνίες της περιοχής, οι οποίες σκιαγραφούνται στις επόμενες παραγράφους.

Επιπτώσεις στην ποιότητα του αέρα

Οι εκπομπές ρύπων από τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής αλλά και η εξόρυξη και μεταφορά λιγνίτη από τα ορυχεία στις μονάδες έχουν δημιουργήσει σημαντικά προβλήματα ατμοσφαιρικής ρύπανσης στην ευρύτερη περιοχή.

Το σημαντικότερο πρόβλημα δημιουργείται από τις συγκεντρώσεις αιωρούμενων μικροσωματιδίων PM10. Σύμφωνα με την οδηγία 1999/30, η μέση ημερήσια τιμή συγκεντρώσεων PM10 δεν πρέπει να ξεπερνάει το όριο των 50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ περισσότερες από 35 ημέρες το χρόνο (ποσοστό ημερών 9,6%), ενώ η μέση ετήσια τιμή συγκεντρώσεων αιωρούμενων σωματιδίων δεν πρέπει να είναι μεγαλύτερη από 40 $\mu\text{g}/\text{m}^3$.

Σύμφωνα με το Κέντρο Περιβάλλοντος (ΚΕΠΕ) της Περιφέρειας Δυτικής Μακεδονίας⁶⁸ από τις μετρήσεις των 15 σταθμών του στους Νομούς Κοζάνης και Φλώρινας για το 2010 η μέση ετήσια τιμή των συγκεντρώσεων PM10 κυμάνθηκε μεταξύ 23-54 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Το ποσοστό υπερβάσεων του συνολικού αριθμού των μετρήσεων σε κάθε θέση κυμάνθηκε από 3% στην Κ. Κώμη, 20% στην Κοζάνη, 31% στην Πτολεμαΐδα, 42% στη Φλώρινα και μέγιστο ποσοστό υπερβάσεων στους Ανάργυρους (43%).

Στον Πίνακα 13 φαίνονται αναλυτικά ο αριθμός μετρήσεων, η μέση τιμή, η διακύμανση των μέσων ημερήσιων συγκεντρώσεων, ο αριθμός υπερβάσεων και το ποσοστό υπερβάσεων στο σύνολο των ημερών του διαστήματος ανά σταθμό μέτρησης.

Πίνακας 13: μέσες ετήσιες τιμές PM10 σε $\mu\text{g}/\text{m}^3$ και σύγκριση μέσων ημερήσιων τιμών με την οριακή τιμή

ΠΕΡΙΟΧΗ	Αρ. Μετρήσεων	Μέση ετήσια τιμή ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Διακύμανση ημερήσιων τιμών ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Υπερβάσεις (>50 $\mu\text{g}/\text{m}^3$)	Ποσοστό Υπερβάσεων (%)
A. Νομός Κοζάνης					
Πεντάβρυσος	365	31	2-154	44	22
Κοιλάδα	356	28	1-263	22	6
Οικισμός ΔΕΗ (Προάστιο)	364	51	3-230	146	40
Πετρανά	365	33	5-279	33	9
Κ. Κώμη	356	23	1-129	10	3
Πτολεμαΐδα	349	44	6-240	109	31

⁶⁸ “Αξιολόγηση ατμοσφαιρικής ποιότητας των Νομών Κοζάνης και Φλώρινας για το έτος 2010” <http://energeiakozani.blogspot.gr/2011/01/2010.html>

Ποντοκώμη	364	35	3-237	82	23
Κοζάνη	278	38	7-183	56	20
Ακρινή	258	41	5-117	78	30
Καρυχώρι	253	42	5-173	67	26
Μαυροπηγή	365	34	2-208	64	18
Β. Νομός Φλώρινας					
Φλώρινα	365	49	5-234	153	42
Βεύη	365	25	2-220	17	5
Αμύνταιο	356	27	1-217	20	6
Ανάργυροι	355	54	1-203	152	43

Σημειώνεται πως σε ελέγχους του Σώματος Επιθεωρητών Περιβάλλοντος κατά το παρελθόν έχουν καταγραφεί συχνές και σοβαρές παραβάσεις των περιβαλλοντικών όρων και της περιβαλλοντικής νομοθεσίας με την επιβολή αντίστοιχων προστίμων τόσο για τα λιγνιτωρυχεία Πτολεμαΐδας και Μαυροπηγής⁶⁹ όσο και για τη λειτουργία του ΑΗΣ Πτολεμαΐδας⁷⁰.

Επιπτώσεις στη δημόσια υγεία

Παρόλο που λιγνιτικές μονάδες και λιγνιτωρυχεία λειτουργούν στην περιοχή της Δυτ. Μακεδονίας εδώ και πάνω από 60 χρόνια, μόλις στις αρχές του 2010 ανατέθηκε σε ομάδα μελετητών, υπό την καθοδήγηση της Ιατρικής Σχολής κα Λινού, η εκπόνηση σχετικής επιδημιολογικής μελέτης για τις επιπτώσεις στην υγεία των κατοίκων.⁷¹

Είναι, πάντως, εμπειρικά δεδομένη η υψηλότερη εμφάνιση στο Ν. Κοζάνης ασθενειών που σχετίζονται με την ατμοσφαιρική ρύπανση σε σχέση με το γειτονικό Ν. Γρεβενών, όπως προκύπτει και από τα στοιχεία σχετικής μελέτης⁷² που παρουσιάζονται στον Πίνακα 14:

Πίνακας 14: συχνότητα παθήσεων του αναπνευστικού σε παιδιά της Δυτικής Μακεδονίας

Συχνότητα παθήσεων του αναπνευστικού σε παιδιά της Δυτικής Μακεδονίας (Σιχλετίδης, Τσότσος, Γαβριηλίδης κα, 2005)			
Σύμπτωμα	Πτολεμαΐδα	Κοζάνη	Γρεβενά
Ρινίτιδα	40,3%	35,2%	21,2%
Λοιμώδης βρογχίτιδα	12,1%	8,1%	6,7 %
Οξεία βρογχίτιδα	17%	12,3%	7,1%

Παράλληλα, έρευνα του πανεπιστημιακού νοσοκομείου ΑΧΕΠΑ Θεσσαλονίκης στα χωριά Κρόκος, Αιανή και Τρανόβαλο Κοζάνης διαπίστωσε⁷³ αύξηση των θανάτων από θρομβοεμβολικά επεισόδια την περίοδο 1992-2007 κατά 50%, 43% και 55% αντίστοιχα.

⁶⁹ Περιφερειακή Ενότητα Κοζάνης, «Παραβάσεις της περιβαλλοντικής Νομοθεσίας στα Λιγνιτωρυχεία της ΔΕΗ στο Νομό Κοζάνης», 16.03.2009

http://www.kozani.gr/portal/index.php?option=com_content&task=view&id=644&Itemid=2

⁷⁰ Ελευθεροτυπία, «Πρόστιμο 450.000 ευρώ στη ΔΕΗ από το υπουργείο Περιβάλλοντος», 19.08.2010

<http://www.enet.gr/?i=news.el.article&id=194529>

⁷¹ Α. Λινού, Ε. Ριζά, «Επιδημιολογική μελέτη στο Ν. Κοζάνης», παρουσίαση

http://www.kepekozani.gr/pdf/parous_meletis.pdf

⁷² Sichletidis et al, "The effects of environmental pollution on the respiratory system of children in Western Macedonia, Greece", 2005 <http://www.jiaci.org/issues/vol15issue02/6.pdf>

⁷³ Καθημερινή «Τρανταχτές αποδείξεις ότι η ρύπανση σκοτώνει», 15.09.2007

http://news.kathimerini.gr/4dcgi/w_articles_ell_620920_15/09/2007_241382

Τέλος, μελέτη του Μποδοσάκειου Νοσοκομείου Πτολεμαΐδας διαπίστωσε⁷⁴ πως το ποσοστό των αλλεργικών ρινίτιδων στην Πτολεμαΐδα είναι τριπλάσιο από τον πανελλαδικό μέσο όρο.

Ιδιαίτερο ενδιαφέρον έχει η πρόσφατη ανάλυση⁷⁵ του ελληνικού γραφείου της Greenpeace των δεδομένων και των μεθοδολογιών που περιέχονται στην Έκθεση του Ευρωπαϊκού Οργανισμού Περιβάλλοντος «Αποκαλύπτοντας το Πραγματικό Κόστος της Ατμοσφαιρικής Ρύπανσης από τις Βιομηχανικές Εγκαταστάσεις της Ευρώπης»⁷⁶. Σύμφωνα με αυτήν, η ατμοσφαιρική ρύπανση από τη λειτουργία των λιγνιτικών μονάδων στη Δυτ. Μακεδονία ευθύνεται για 461 θανάτους το 2009 και για την απώλεια 1.113.176 ημερών εργασίας.

Επιπτώσεις στους υδάτινους πόρους

Πολύ σημαντικό, όμως, είναι και το αποτύπωμα στο υδάτινο δυναμικό της περιοχής από τη λειτουργία των λιγνιτικών μονάδων για τις ανάγκες ψύξης τους. Πρόσφατα η ΔΕΗ αποφάσισε να καλύψει εξ ολοκλήρου τις ανάγκες σε νερό των ΑΗΣ Αμυνταίου και Πτολεμαΐδας από τη λίμνη Πολυφύτου που τροφοδοτείται από τον ποταμό Αλιάκμονα. Αυτό σημαίνει αύξηση της ποσότητας που η ΔΕΗ αντλεί από τον Αλιάκμονα από τα 55.000.000 στα 72.000.000 κυβικά μέτρα νερού το χρόνο. Χαρακτηριστικό είναι πως οι τεράστιες αυτές ποσότητες νερού μεταφέρονται σε μια απόσταση 60χλμ και με αρνητική υψομετρική διαφορά 390 μέτρα. Για σύγκριση, οι ανάγκες ύδρευσης των πολιτών της Περιφέρειας καλύπτονται με 43.000.000 κυβικά μέτρα.

Το Δεκέμβριο 2012, ο Επίτροπος Ροτοϋνίκ απαντώντας σε σχετική ερώτηση στο Ευρωκοινοβούλιο, τόνισε πως⁷⁷ *“Οι ελληνικές αρχές οφείλουν να καθορίσουν τα ενδεδειγμένα μέτρα στο σχέδιο διαχείρισης της λεκάνης απορροής του ποταμού Αλιάκμονα, όπως απαιτεί η Οδηγία-Πλαίσιο για τα Νερά (ΟΠΥ, 2000/60/ΕΚ), ώστε να διασφαλισθεί η καλή κατάσταση όλων των υδάτων μέχρι το 2015”* συμπληρώνοντας πως *“Ως τώρα η Ελλάδα δεν έχει υποβάλει στην Ευρωπαϊκή Επιτροπή Σχέδια Διαχείρισης Λεκανών Απορροής Ποταμών (ΣΔΛΑΠ), όπως όφειλε. Ως εκ τούτου, η Επιτροπή τον Απρίλιο του 2012 κίνησε διαδικασία επί παραβάσει κατά της Ελλάδας επειδή η χώρα δεν είχε θεσπίσει ούτε είχε υποβάλει τα σχέδια αυτά”*.

Μέχρι το 1997 η ΔΕΗ χρησιμοποιούσε νερά από την λίμνη Βεγορίτιδα με συνέπεια την ταπείνωση της στάθμης της κατά 30 περίπου μέτρα και απώλεια περίπου του 80% του όγκου της. Ταυτόχρονα, παρατηρείται και σημαντική ποιοτική υποβάθμιση των νερών λόγω της εκφόρτωσης ρυπαντικών στοιχείων (π.χ. βαρέα μέταλλα).⁷⁸

Ταυτόχρονα όμως με τα επιφανειακά νερά, στην λεκάνη Σαριγκιόλ (πλησίον των ορυχείων Πτολεμαΐδας) παρατηρείται δραματική ταπείνωση του υπόγειου υδροφορέα. Η Δημοτική Επιχείρηση Ύδρευσης και Αποχέτευσης του Δήμου Κοζάνης έχει καταθέσει αγωγή κατά της ΔΕΗ, διεκδικώντας 16,5 εκ. ευρώ, λόγω των σημαντικών οικονομικών συνεπειών που υπέστη από την ταπείνωση της στάθμης της περιοχής, και αφού αναγκάστηκε να προβεί σε επενδύσεις προκειμένου να αναζητήσει άλλου πηγές υδροδότησης της πόλης με πολύ μεγαλύτερο κόστος.⁷⁹

⁷⁴ Έθνος, «Νόσος... αλλεργιών στην Κοζάνη», 10.05.2010

<http://www.ethnos.gr/article.asp?catid=23106&subid=2&pubid=11815044>

⁷⁵ Greenpeace, “Οι 7 πηλές της Ελλάδας”, 03.2012

http://www.greenpeace.org/greece/Global/greece/image/2012/climate/dei/img/20120214_Human_and_economic_cost_of_lignite.pdf

⁷⁶ ΕΕΑ 2012, όπως προηγουμένως <http://www.eea.europa.eu/pressroom/newsreleases/industrial-air-pollution-cost-europe>

⁷⁷ Απάντηση του Επιτρόπου Ροτοϋνίκ σε ερώτηση του ευρωβουλευτή Ν. Χρυσόγελου

<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-//EP//TEXT+WQ+E-2012-009430+0+DOC+XML+V0//EL>

⁷⁸ Περιφέρεια Δυτ. Μακεδονίας, Τηλεμετρικό Σύστημα Ποιοτικών & Ποσοτικών Παραμέτρων των Υδάτων Λεκάνης Απορροής Πτολεμαΐδας <http://www.aquasensin.gr/Default.aspx?pid=35&la=1>

⁷⁹ Κοζαν.gr, “16,5 εκ. ευρώ διεκδικεί η ΔΕΥΑ Κοζάνης με αγωγή κατά της ΔΕΗ” <http://dev.kozan.gr/?p=9638>

Μετεγκαταστάσεις οικισμών

Ως αποτέλεσμα των εξορυκτικών δραστηριοτήτων της ΔΕΗ στην περιοχή της Δυτ. Μακεδονίας πολλοί οικισμοί έχουν υποχρεωθεί σε μετεγκατάσταση, με σημαντικές οικονομικές, κοινωνικές, πολιτισμικές, χωροταξικές και τεχνικές συνέπειες.

Το πρώτο χωριό της περιοχής που μετεγκαταστάθηκε, ήταν η Καρδιά από το οποίο πήραν και το όνομά τους οι λιγνιτικές μονάδες της Καρδιάς. Η μετεγκατάσταση ξεκίνησε το 1972 και ολοκληρώθηκε το 1976 με τη μετακίνηση συνολικά 692 ανθρώπων. Το 1979 ξεκίνησε η μετακίνηση των 300 κατοίκων του οικισμού της Εξοχής και των 1.228 κατοίκων του χωριού Χαραυγή. Οι κάτοικοι του Κομάνου ξεκίνησαν να φεύγουν επίσημα από το χωριό τους το 1999 και έως το 2003 είχαν φύγει σχεδόν όλοι. Δεν έγινε όμως ποτέ νέος οικισμός. Στην θέση όπου ορίστηκε να γίνει το νέο χωριό σήμερα δεσπόζει έρημη μόνο μία εκκλησία.

Ο Κλείτος είναι το τελευταίο παράδειγμα των χωριών που έχουν πλέον πάψει να υφίστανται με την παλιά τους μορφή. Η μετεγκατάσταση ξεκίνησε το 2000. Δυστυχώς όμως, ακόμα και σήμερα, οι κάτοικοι δεν έχουν την δυνατότητα να απολαμβάνουν την διαμονή τους σε έναν βιώσιμο οικισμό αφού παρουσιάζοντα πολλά προβλήματα με τις ανολοκλήρωτες υποδομές του νέου χωριού λίγο έξω από την πόλη της Κοζάνης.

Σήμερα βρίσκονται σε εξέλιξη οι διαδικασίες για την μετεγκατάσταση της Ποντοκόμης και της Μαυροπηγής, ενώ έχουν αποφασιστεί και οι μετεγκαταστάσεις της Ακρινής και των Αγ. Αναργύρων.

Η ΔΕΗ με την απόφαση 154/22.07.2008, αποφάσισε την αναγκαστική απαλλοτρίωση των δύο οικισμών και την μετεγκατάσταση τους ώστε να γίνει εκμετάλλευση των υποκείμενων αποθεμάτων λιγνίτη για λόγους εθνικού συμφέροντος.

Η Ποντοκόμη καταλαμβάνει έκταση 887.230,56 τ.μ.. Με απόφαση του το δημοτικό συμβούλιο Δημ. Υψηλάντη στις 23/9/2008, μετά από δημοψήφισμα των κατοίκων, επέλεξε ως περιοχή μετεγκατάστασης την περιοχή ΖΕΠ του δήμου Κοζάνης. Στις 24/01/2012 δημοσιεύθηκε σε ΦΕΚ η απόφαση απαλλοτρίωσης του οικισμού.

Η Μαυροπηγή καταλαμβάνει έκταση 415.000 τ.μ. και μετά από δημοψήφισμά των κατοίκων έχει επιλεγεί ως περιοχή μετεγκατάστασης η περιοχή Κουρί Πτολεμαΐδας. Σήμερα η Μαυροπηγή εκτός όλων των άλλων συνεπειών λόγω γειτνίασης με λιγνιτικό ορυχείο, παρουσιάζει και σημαντικά προβλήματα ευστάθειας του εδάφους. Ένα μεγάλο ρήγμα έχει σχηματιστεί το οποία περνά μέσα από το χωριό και ήδη ένα μεγάλο μέρος των κατοίκων το έχει εγκαταλείψει, είτε λαμβάνοντας έναντι ένα ποσό από την ΔΕΗ, είτε με δικά τους έξοδα. Στις 14/9/2011 δημοσιεύθηκε σε ΦΕΚ η απόφαση απαλλοτρίωσης του οικισμού.

Σήμερα και οι δύο περιπτώσεις βρίσκονται στη φάση του δικαστικού προσδιορισμού της τιμής απαλλοτρίωσης. Στις 14/2/2013 το μονομελές Πρωτοδικείο Κοζάνης⁸⁰ όρισε τις τιμές των απαλλοτριώσεων για την Μαυροπηγή. Εντός 18μήνου θα πρέπει η ΔΕΗ να καταθέσει τα χρήματα στο Ταμείο Παρακαταθηκών και Δανείων και έτσι να περάσει οριστικά ο οικισμός στην ιδιοκτησία τη ΔΕΗ. Για την Ποντοκόμη ακόμα δεν έχει οριστεί δικάσιμος με ευθύνη της ΔΕΗ, αν και μέχρι τον Απρίλιο η ΔΕΗ υπολογίζει πώς θα αρχίσει να αξιοποιεί τα 1350 στρ. κοντά στον οικισμό, παρά τις δεσμεύσεις πώς αν δεν έχει οριστεί δικάσιμος αυτό δεν θα γίνει, όπως αναφέρει και επιστολή προς τη ΔΕΗ που έστειλε ο Δήμος Κοζάνης.

Οι περιπτώσεις της Ακρινής και των Αγ. Αναργύρων διαφέρουν σε σχέση με όλες τις προηγούμενες περιπτώσεις. Κάτω από τα δύο χωριά δεν υπάρχουν κοιτάσματα λιγνίτη. Σύμφωνα με την νομοθεσία τα ορυχεία μπορούν να προσεγγίζουν τους οικισμούς μέχρι και τα 250 μέτρα. Αυτό έχει σαν συνέπεια και οι δύο αυτοί οικισμοί να γειτνιάζουν με χώρους εξόρυξης και απόθεσης λιγνίτη, να υφίστανται έντονη ρύπανση, δραματική υποβάθμιση της ποιότητας της

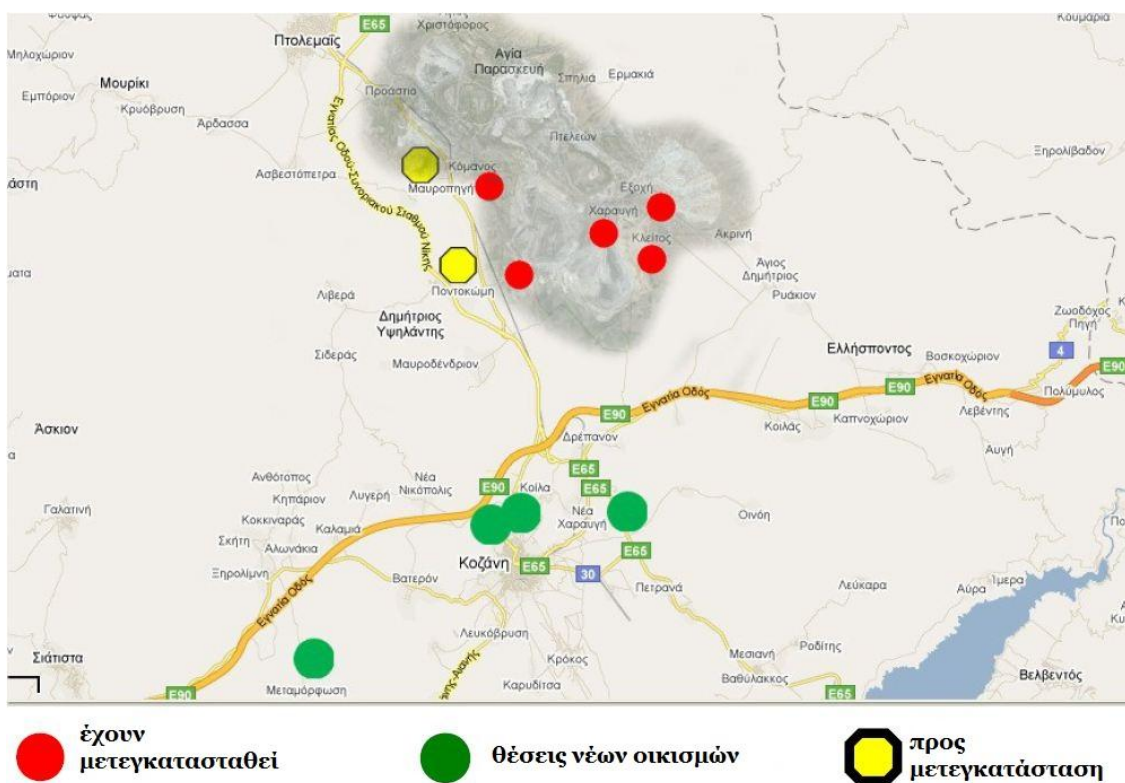
⁸⁰ Σύλλογος Περιβάλλοντος και Ποιότητας Ζωής Δήμου Δημητρίου Υψηλάντη, "Οι απαλλοτριώσεις της Μαυροπηγής στο Πρωτοδικείο Κοζάνης..." 15.02.2013 http://pontokomicom.blogspot.gr/2013/02/blog-post_9735.html

ζωής των κατοίκων, αλλά παρόλα αυτά να μην προκύπτει η υποχρέωση μεταγκατάστασης των οικισμών. Μετά από τις έντονες πιέσεις της τοπικής κοινωνίας, στο Νόμο 3937/2011 άρθρο 28 προβλέπεται η μετεγκατάσταση των οικισμών. Σύμφωνα με την απόφαση, η ΔΕΗ αναλαμβάνει μόνο το 50% του κόστους των απαλλοτριώσεων και το υπόλοιπο θα το αναλάβει το Ελληνικό Δημόσιο.

Μοναδική εξέλιξη έκτοτε υπήρξε η απόφαση των κατοίκων της Ακρινής με δημοψήφισμα στις 1/7/2012 να επιλέξουν το νέο τους τόπο στην περιοχή ΖΕΠ Κοζάνης.

Η επέκταση των δραστηριοτήτων της ΔΕΗ δημιουργεί συνεχώς ασφυκτικές πιέσεις και σε άλλους οικισμούς. Μελέτη για τον οικισμό του Μαυροδενδρίου καταδεικνύει την οριακή βιωσιμότητα που βιώνει τώρα ο οικισμός και προβλέπει την συνεχή, για τα επόμενα χρόνια, υποβάθμιση της ποιότητας ζωής των κατοίκων. Αντίστοιχη πίεση βιώνουν και άλλοι οικισμοί (Προάστιο, Αγ. Δημήτριος, κ.λπ).

Σχήμα 2: μετεγκαταστάσεις οικισμών στη Δυτική Μακεδονία



Η ΜΕΤΑΒΑΣΗ ΣΕ ΕΝΑ ΜΕΤΑ-ΛΙΓΝΙΤΙΚΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝ

Η μελέτη του ΤΕΕ/ΔΜ

Τον Ιούλιο 2012 το Τμήμα Δυτ. Μακεδονίας του ΤΕΕ δημοσίευσε την μελέτη: «**Εκτίμηση του κόστους μετάβασης της Δυτ. Μακεδονίας σε καθεστώς χαμηλής λιγνιτικής παραγωγής**».⁸¹ Η μελέτη επιδιώκει, σύμφωνα με τον πρόλογο που υπογράφει ο τότε πρόεδρος της Διοικούσας του ΤΕΕ/Τ.Δ.Μ: «*τον υπολογισμό των οικονομικών επιπτώσεων και συνεργειών μεταξύ της λιγνιτικής βιομηχανίας και της τοπικής κοινωνίας και δεν υπεισέρχεται στα όντως σοβαρότατα θέματα της περιβαλλοντικής πίεσης και υποβάθμισης*».

Κεντρική θέση στη μελέτη έχει μια οπτική η οποία διαπιστώνει «*μια σαφέστατη αναντιστοιχία μεταξύ του εθνικού ή πλανητικού οφέλους και του τοπικού κόστους*» ενώ λόγος γίνεται για τάση απαξίωσης των λιγνιτών από την Ελληνική Πολιτεία.

Στο Κεφ. 3 της μελέτης καταγράφονται οι θετικές επιπτώσεις της λιγνιτικής δραστηριότητας στην τοπική οικονομία, ο οποίες είναι άμεσες (θέσεις εργασίας, μισθοδοσία κ.λ.π), έμμεσες (επενδύσεις, αγαθά, δορυφορικές δραστηριότητες κ.λ.π.) και τέλος επαγωγικές (πλούτος και θέσεις εργασίας που προκύπτουν από τα εισοδήματα των εργαζομένων στη λιγνιτική βιομηχανία).

Τα συμπεράσματα της μελέτης του ΤΕΕ/ΔΜ

Στο κεφάλαιο 6 της μελέτης του ΤΕΕ/ΔΜ καταγράφονται τα παρακάτω:

- ✓ Για κάθε μία θέση μόνιμου προσωπικού στα ορυχεία και στους σταθμούς παραγωγής, δημιουργούνται και συντηρούνται 3,28 θέσεις στην τοπική αγορά εργασίας. Για κάθε ένα ευρώ που δαπανά η ΔΕΗ ΑΕ σε μισθούς και εργολαβίες, προκύπτουν επαγωγικά, περισσότερα από τρία ευρώ στον κύκλο της τοπικής οικονομίας. Έτσι, επί συνόλου 6.882 μόνιμων και εκτάκτων υπαλλήλων της ΔΕΗ ΑΕ στην περιοχή, συντηρούνται συνολικά 22.573 θέσεις εργασίας σε επίπεδο Δυτικής Μακεδονίας. Τα 387 εκ. ευρώ που αποτελούν το καθαρό ετήσιο διαθέσιμο εισόδημα των εργαζομένων στη ΔΕΗ ΑΕ αλλά και των κάθε είδους εργολαβιών και υπηρεσιών προς τα ορυχεία και τους σταθμούς παραγωγής, δημιουργούν πλούτο 1.198 εκ.ευρώ για το σύνολο της τοπικής οικονομίας. Πρακτικά, περισσότερο από το 25% του περιφερειακού ΑΕΠ προκύπτει μονοσήμαντα από τις παραγωγικές δραστηριότητες της βιομηχανίας λιγνίτη.
- ✓ Η απόσυρση 300 MW λιγνιτικής ισχύος από την περιοχή, θα στερήσει από την τοπική οικονομία 83 εκ ευρώ ετησίως και θα προκαλέσει απώλεια 1559 θέσεων εργασίας και μάλιστα, κυρίως εκτός ΔΕΗ ΑΕ. Αν αποσυρθούν 2400 MW, χωρίς ισοδύναμα μέτρα στήριξης της τοπικής οικονομίας, τα μεγέθη είναι δυνατόν να αποδειχθούν εφιαλτικά και μη αναστρέψιμα για την περιοχή.
- ✓ Η συσσωρευτική αξία του λιγνίτη που εξορύχτηκε από το 1960 μέχρι το 2011, πρόσφερε στη Δυτική Μακεδονία συνολικό πλούτο της τάξης των 35 δισ. ευρώ. Η αξιοποίηση των λιγνιτικών αποθεμάτων που απομένουν θα προσφέρουν συνολικά και μέχρι το 2054 οπότε και σχεδιάζεται η απόσυρση και της τελευταίας λιγνιτικής μονάδας της περιοχής 20 δισ. ευρώ.
- ✓ Σε επίπεδο εθνικής οικονομίας, το σύνολο των λιγνιτών που εξορύχτηκαν από το 1960 μέχρι το 2009 στην περιοχή μας, μετατράπηκε σε ηλεκτρική ενέργεια ίση με 562.000 GWh, απέτρεψε την εισαγωγή 154.000.000 τόνων ισοδύναμου πετρελαίου και πρόσφερε στην εθνική οικονομία εξοικονόμηση συναλλάγματος 49,7 δις δολαρίων.

⁸¹ ΤΕΕ/ Τμ.Δυτ.Μακ. «Εκτίμηση του κόστους μετάβασης της Δυτ. Μακεδονίας σε καθεστώς χαμηλής λιγνιτικής παραγωγής», 07.2012 .

http://tdm.tee.gr/images/stories/Docs/nea_anakoinoseis/deltia_typou/ektimisi_tou_kostous_metabibasis_ths_dm.pdf

Κεντρικό και θεμελιώδες μειονέκτημα της μελέτης είναι –όπως άλλωστε παραδέχεται και η ίδια– πως δεν επιδιώκει να μελετήσει τις αρνητικές οικονομικές συνέπειες από τις λιγνιτικές δραστηριότητες στην περιοχή, μια στρέβλωση που αναγκαστικά δημιουργεί μια εξιδανικευμένη εικόνα για τη λιγνιτική μονοκαλλιέργεια. Μια τέτοια μελέτη θα ήταν όμως πολύτιμη μόνο αν έκανε *συγκριτική* ανάλυση εναλλακτικών αναπτυξιακών επιλογών για την περιοχή, στην οποία βέβαια κανένα άμεσο ή έμμεσο οικονομικό κόστος δεν θα έμενε κρυφό.

Πιο συγκεκριμένα, ακόμα κι αν δε ληφθούν υπόψη οι πλανητικές επιπτώσεις της λιγνιτικής παραγωγής, όπως κάνει το ΤΕΕ/ΔΜ, και επικεντρωνόμαστε μόνο στις τοπικές, η μελέτη θα έπρεπε να συνεκτιμήσει:

- το κόστος του ίδιου του καυσίμου (για το οποίο η ΔΕΗ ουσιαστικά δεν πληρώνει δικαιώματα)
- το κόστος στη δημόσια υγεία από τη λειτουργία των ορυχείων και των μονάδων
- το κόστος των εδαφών που έχουν καταστραφεί μετατρεπόμενα σε ορυχεία
- το κόστος από την καταστροφή του υδάτινου δυναμικού της περιοχής

Η προαναφερθείσα μελέτη επιστημόνων της Ιατρικής Σχολής του Harvard,⁸² η οποία επικέντρωσε στις ανθρακοπαραγωγικές περιοχές των Απαλαχίων, κατέληξε στο συμπέρασμα πως το κόστος των *τοπικών* επιπτώσεων της εξόρυξης-μεταφοράς-καύσης του κάρβουνου κινείται σε ένα εύρος 83-162\$/MWh με βέλτιστη εκτίμηση τα 147\$/MWh. Ανάγοντας αυτά τα συμπεράσματα στα δεδομένα της Δυτικής Μακεδονίας (ηλεκτροπαραγωγή 562 εκατομμυρίων MWh), το συσσωρευτικό οικονομικό κόστος στην περιοχή για τις περασμένες δεκαετίες φθάνει στο ύψος των 82,6 δις δολαρίων.

Το κεντρικό αυτό μειονέκτημα της μελέτης, ότι δηλαδή δεν εξετάζει συγκριτικά εναλλακτικές επιλογές, έχει εφαρμογή και στην εκτίμησή της πως η λιγνιτική μονοκαλλιέργεια είχε θετική επίπτωση και στην απασχόληση στην περιοχή. Πολύτιμο θα ήταν αν η μελέτη υπολόγιζε και τις θέσεις που δεν δημιουργήθηκαν ή που χάθηκαν σε άλλες οικονομικές δραστηριότητες στην περιοχή σε τομείς όπως η γεωργία, η κτηνοτροφία, ο τουρισμός, η βιοτεχνία κλπ. ως αποτέλεσμα της δραστηριότητας της ΔΕΗ, καθώς και το κόστος αποζημιώσεων και αναπροσανατολισμού της τοπικής οικονομίας από το πέρασμα στη μετα-λιγνιτική εποχή, που αργά ή γρήγορα θα συνέβαινε για την περιοχή.

Μιλώντας για την απασχόληση, εντυπωσιάζει η απουσία στη μελέτη κάθε συζήτησης ή σχολιασμού για ένα από τα πιο βασικά χαρακτηριστικά της Περιφέρειας Δυτικής Μακεδονίας, δηλαδή, τη μόνιμη ανάδειξη της μεταξύ των 13 Περιφερειών της χώρας, ως εκείνη με το υψηλότερο ποσοστό ανεργίας - το 2011, μάλιστα, είχε την 9^η υψηλότερη ανεργία μεταξύ των 271 Περιφερειών της ΕΕ.⁸³ Έχοντας αυτό υπόψη, ιδιαίτερο ενδιαφέρον παρουσιάζει το γεγονός πως ο νομός Κοζάνης είναι σταθερά ο δεύτερος νομός μετά την Αττική με το υψηλότερο δηλωθέν εισόδημα.⁸⁴

Η προκατάληψη της μελέτης υπέρ του λιγνίτη γίνεται επίσης φανερή στη μεταφορά διεθνούς εμπειρίας. Αναφέρονται μόνο περιπτώσεις με αρνητικές συνέπειες από την μείωση λιγνιτικής/ανθρακικής δραστηριότητας σε τοπικό επίπεδο, τη στιγμή που υπάρχει πλούσια εμπειρία και βιβλιογραφία από Περιφέρειες σε χώρες όπως το Βέλγιο, η Γερμανία ή η Ισπανία που βγήκαν σαφώς κερδισμένες κοινωνικά και οικονομικά από τη σχεδιασμένη μετάβασή τους σε ένα μέλλον χωρίς κάρβουνο.

Τέλος, η μελέτη φαίνεται να αδιαφορεί για εθνικές και ευρωπαϊκές νομικές δεσμεύσεις της χώρας όπως για παράδειγμα η επίτευξη μεριδίου ΑΠΕ 40% στην ηλεκτροπαραγωγή το 2020. Τον Οκτώβριο του 2012 το ΤΕΕ/ΔΜ δημοσίευσε άλλη μία μελέτη με τίτλο «**Προσδιορισμός και**

⁸² P. Epstein et al, “Full cost accounting for the life cycle of coal”, Ecological Economics Reviews, 2011 http://solar.gwu.edu/index_files/Resources_files/epstein_full%20cost%20of%20coal.pdf

⁸³ EUROSTAT, “Unemployment in the EU27 regions”, 04.07.2012 http://epp.eurostat.ec.europa.eu/cache/ITY_PUBLIC/1-04072012-BP/EN/1-04072012-BP-EN.PDF

⁸⁴ Express, “Στα δηλωθέντα εισοδήματα του 2010 απεικονίζονται οι πρώτες συνέπειες της πολιτικής των μνημονίων”, 13.01.2013 http://www.express.gr/news/finance/676458oz_20130113676458.php3

Οριοθέτηση της Μεταλιγνιτικής Εποχής, για το Ενεργειακό Κέντρο της Δυτικής Μακεδονίας».⁸⁵ Σε αυτήν επανέρχεται με σειρά προτάσεων, όχι για τον σχεδιασμό της μετάβασης σε μια μεταλιγνιτική εποχή για την Περιφέρεια (όπως θα περίμενε κανείς από τον ίδιο τον τίτλο της μελέτης), αλλά για την παράταση των λιγνιτικών δραστηριοτήτων. Χαρακτηριστικές προτάσεις της μελέτης είναι η εισαγωγή φυσικού αερίου για ανάφλεξη αλλά και σύγκαιση στις λιγνιτικές μονάδες, η εξοηλεκτρική χρήση του λιγνίτη για παραγωγή υγρών καυσίμων, είτε απευθείας είτε έμμεσα μέσω του CO₂ που θα δεσμεύεται από τις λιγνιτικές μονάδες, και βέβαια η εισαγωγή λιγνίτη από Σκόπια, Αλβανία, Σερβία *"και σίγουρα από Ελασσόνα και Δράμα"*.

Πράσινες θέσεις εργασίας στον ενεργειακό τομέα

Ένα επιχείρημα των υποστηρικτών του λιγνίτη είναι πως η όλη διαδικασία εξόρυξης και καύσης του συντηρεί πολλές θέσεις εργασίας, τουλάχιστον σε σύγκριση με εναλλακτικές ενεργειακές επιλογές. Ωστόσο, η διεθνής εμπειρία μας δείχνει μια αρκετά διαφορετική εικόνα.

Καταρχάς, τεράστιο περιθώριο δημιουργίας θέσεων εργασίας υπάρχει στον τομέα της εξοικονόμησης ενέργειας. Σύμφωνα με το «**Σχέδιο για την Ενεργειακή Απόδοση**» της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (2011)⁸⁶ η εφαρμογή των προτεινόμενων σε αυτό μέτρων θα οδηγήσει στη δημιουργία μέχρι 2 εκατομμυρίων θέσεων εργασίας. Πρόκειται για θέσεις εργασίας κυρίως στην αναβάθμιση της ενεργειακής συμπεριφοράς των κτιρίων, αλλά και στην ανάπτυξη αποδοτικότερων προϊόντων και τη βελτίωση της αποδοτικότητας στις βιομηχανίες, δηλαδή τομείς που έχουν πληγεί ιδιαίτερα από την οικονομική κρίση. Χαρακτηριστικό είναι το παράδειγμα της Γερμανίας όπου το πρόγραμμα ενεργειακής αναβάθμισης κτιρίων που ξεκίνησε το 2006, κινητοποίησε επενδύσεις 100 δις ευρώ και δημιούργησε ή διατήρησε 300 χιλιάδες θέσεις εργασίας στον κατασκευαστικό τομέα.⁸⁷

Παράλληλα, και ο τομέας των ΑΠΕ στην Ευρώπη παρουσιάζει σημαντική ανάπτυξη και σε ό,τι αφορά στην απασχόληση. Σύμφωνα με το έγγραφο «**Εκμεταλλεόμενοι το δυναμικό απασχόλησης της πράσινης ανάπτυξης**» της Ευρωπαϊκής Επιτροπής (2012)⁸⁸, από 1,4 εκατομμύρια ανθρώπους που εργάζονται σήμερα στον κλάδο των ΑΠΕ (0,7% του εργατικού δυναμικού), η επίτευξη του στόχου 20% το 2020 θα σημαίνει 2,8 εκατομμύρια θέσεις εργασίας με αύξηση στα 3,4 εκατομμύρια το 2030. Πάλι η Γερμανία προσφέρει ένα πολύτιμο θετικό παράδειγμα: η απασχόληση στον κλάδο των ΑΠΕ εκτινάχθηκε από 170 χιλιάδες εργαζόμενους το 2005 σε 380 χιλιάδες το 2011 ενώ η Γερμανική Ομοσπονδία ΑΠΕ εκτιμά ότι το 2020 το νούμερο μπορεί να φτάσει τις 500 χιλιάδες.⁸⁹ Χαρακτηριστικό είναι πως όλο αυτό το διάστημα ο αριθμός των εργαζομένων στον τομέα των ορυκτών καυσίμων, συμπεριλαμβανομένων και των ανθρακωρυχείων, σημείωσε ελαφρά μείωση από 175 χιλιάδες σε 155 χιλιάδες.

Τέλος, θετικές επιπτώσεις στην απασχόληση μπορούν να έχουν τα πρόσθετα δημόσια έσοδα από τη δημοπράτηση δικαιωμάτων εκπομπής για τις εγκαταστάσεις που εντάσσονται στο ΕΣΣΕΔΕ και μέσω φορολόγησής τους για τους υπόλοιπους τομείς. Στο προαναφερθέν έγγραφο της Επιτροπής, εκτιμάται πως μια ανακύκλωση των εσόδων αυτών, προκειμένου να μειωθεί η φορολογία στην εργασία, μπορεί να οδηγήσει στη δημιουργία μέχρι 1,5 εκατομμυρίου θέσεων εργασίας το 2020.

⁸⁵ ΤΕΕ/Τ.Δ.Μ «Προσδιορισμός και Οριοθέτηση της Μεταλιγνιτικής Εποχής, για το Ενεργειακό Κέντρο της Δυτικής Μακεδονίας»
http://tdm.tee.gr/images/stories/Docs/nea_anakoinoseis/theseis_paremvaseis/tee_tdm_prosdiorismos_oriothetisi_metalignitikiis_epoxis_gia_energeiako_kentro_dyt_makedonias_final_20_11_2012.pdf

⁸⁶ Ευρωπαϊκή Επιτροπή, «Σχέδιο για την ενεργειακή απόδοση, 2011», 08.03.2011 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0109:FIN:EL:PDF>

⁸⁷ ILO, "Working towards sustainable development: Opportunities for decent work and social inclusion in a green economy", 12.06.2012 http://www.ilo.org/global/publications/books/WCMS_181836/lang--en/index.htm

⁸⁸ European Commission, "Towards a job-rich recovery", 18.04.2012 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=SWD:2012:0092:FIN:EN:PDF>

⁸⁹ The German Energiewende, "Stimulating technology innovation and the green economy"
<http://energytransition.de/2012/10/1-iii-stimulating-technology-innovation-and-the-green-economy/>

Αντίστοιχη είναι και η εικόνα στις ΗΠΑ, μιας χώρα που έχει υστερήσει στην προώθηση της καθαρής ενέργειας σε σχέση με την ΕΕ. Στην πρόσφατη ανακοίνωσή του, το Γραφείο Στατιστικών εργασίας της κυβέρνησης των ΗΠΑ αναφέρει πως η δημιουργία θέσεων εργασίας στους τομείς πράσινης ενέργειας αυξήθηκε το 2011 με τετραπλάσιο ρυθμό σε σχέση με το μέσο όρο όλης της οικονομίας (4,9% σε σχέση με 1,2%), φτάνοντας συνολικά τα 3,4 εκατομμύρια εργαζόμενους.⁹⁰

Για το 2012, η οργάνωση Environmental Entrepreneurs μελέτησε τα 300 μεγαλύτερα έργα καθαρής ενέργειας και καθαρών/μαζικών μεταφορών που ανακοινώθηκαν εκείνη τη χρονιά στις ΗΠΑ και υπολόγισε πως δημιούργησαν 110 χιλιάδες θέσεις εργασίας.⁹¹ Μελετώντας τέτοια στοιχεία απασχόλησης ο καθ. Robert Pollin, του Πανεπιστημίου Massachusetts-Amherst υπολόγισε πως επενδύοντας 1 εκατομμύριο δολάρια στην αιολική ή ηλιακή ενέργεια δημιουργούνται διπλάσιες θέσεις εργασίας σε σχέση με την ίδια επένδυση στον άνθρακα ή το φυσικό αέριο.⁹² Η επίπτωση στην απασχόληση είναι, μάλιστα, σχεδόν τριπλάσια αν η επένδυση γίνει στην ενεργειακή αναβάθμιση κτιρίων και σχεδόν τετραπλάσια αν γίνει στις μαζικές μεταφορές.

Με τα παραπάνω συμφωνεί και σχετική μελέτη επιστημόνων του Berkeley, σύμφωνα με την οποία, εκτός από μεγαλύτερα οφέλη στην απασχόληση ανά ποσό επένδυσης, οι ΑΠΕ υπερτερούν των ορυκτών καυσίμων στη δημιουργία θέσεων εργασίας και ανά παραγόμενη ενέργεια.⁹³

⁹⁰ Bureau of Labor Statistics, “Green Goods and Services Summary”, 19.03.2013

<http://www.bls.gov/news.release/ggqcew.nr0.htm>

⁹¹ <http://www.e2.org/ext/doc/E2CleanEnergy2012YearEndandQ4.pdf>

⁹² CleanTechnica, “Over 3 Times More Green Jobs Per \$1 Invested Than Fossil Fuel Or Nuclear Jobs”, 20.03.2013
<http://cleantechnica.com/2013/03/20/over-3-times-more-green-jobs-per-million-than-fossil-fuel-or-nuclear-jobs/>

⁹³ M. Wei et al, “Putting renewable and energy efficiency to work: How many jobs can the clean energy industry generate in the US?”, Energy Policy 38, 2010
http://rael.berkeley.edu/sites/default/files/WeiPatadiaKammen_CleanEnergyJobs_EPolicy2010.pdf

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

Μεθοδολογία οικονομικής ανάλυσης

Οι βασικές παράμετροι που επηρεάζουν την οικονομική βιώσιμότητα θερμικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι οποίες συμμετέχουν στην ημερήσια αγορά είναι:

- Το κόστος επένδυσης και το κόστος κεφαλαίου
- Το κόστος καυσίμου
- Το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών CO₂
- Η οριακή τιμή του συστήματος (ΟΤΣ)
- Η αποδιδόμενη στο σύστημα ενέργεια

Οι υπόλοιπες παράμετροι που υπεισέρχονται στην οικονομική ανάλυση όπως μεταβλητό κόστος, κόστος συντήρησης κλπ. αποτελούν ως επί το πλείστον στοιχεία της τεχνολογίας της μονάδας, τα οποία μπορεί να θεωρηθεί ότι δεν μεταβάλλονται σημαντικά από εξωγενείς παράγοντες και οι τιμές τους θεωρούνται γνωστές και μη μεταβαλλόμενες.

Από τις παραπάνω παραμέτρους, οι δυο τελευταίες αποτελούν αντικείμενο περαιτέρω διερεύνησης, εξαιτίας του γεγονότος ότι εξαρτώνται από την γενικότερη εξέλιξη της αγοράς ηλεκτρισμού, καθώς και από τις τιμές άλλων παραμέτρων, όπως το κόστος δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ και το κόστος καυσίμων. Για παράδειγμα, η ΟΤΣ εξαρτάται από τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας, τη διείσδυση των ΑΠΕ και το είδος των θερμικών μονάδων που είναι διαθέσιμες κάθε στιγμή. Από την κατανομή του κόστους των μονάδων προκύπτει επιπλέον και ενέργεια που αποδίδεται στο σύστημα από κάθε μονάδα.

Εξαιτίας των παραπάνω κρίθηκε αναγκαίο να γίνει μια προσπάθεια εκτίμησης των παραμέτρων αυτών με έναν πιο συνολικό τρόπο ο οποίος θα λαμβάνει υπόψη την αλληλοσυσχέτιση των μεταβλητών στο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, μέσω μιας απλοποιημένης μεθοδολογίας προσομοίωσης της λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος. Απώτερος σκοπός είναι ο προσδιορισμός της αποδιδόμενης ενέργειας από τις λιγνιτικές μονάδες και της ΟΤΣ, ώστε να υπολογισθεί στη συνέχεια η χρονοσειρά των εσόδων των μονάδων. Η μεθοδολογία που ακολουθήθηκε αποτελείται από τα παρακάτω βήματα:

1. Προσδιορίζεται η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και η καμπύλη φορτίου
2. Προσδιορίζεται η ισχύς των ΑΠΕ
3. Η ενέργεια από ΑΠΕ αφαιρείται από τη ζήτηση με σκοπό να προκύψει η καμπύλη ζήτησης των θερμικών μονάδων
4. Προσδιορίζονται οι θερμικές μονάδες που συμμετέχουν στην ημερήσια αγορά
5. Με χρήση της βηματικής καμπύλης κόστους των θερμικών μονάδων προσδιορίζεται η κατανομή των μονάδων, η λειτουργία τους και η διαμορφούμενη ΟΤΣ με βάση την εκάστοτε ζήτηση ισχύος

Τα παραπάνω βήματα ακολουθήθηκαν για τέσσερα μελλοντικά έτη 2020, 2030, 2040 και 2050 τα οποία αποτελούν και τη χρονική διάρκεια (2020-2050) της οικονομικής αξιολόγησης της λειτουργίας των λιγνιτικών μονάδων. Για τον προσδιορισμό των παραμέτρων για κάθε ενδιάμεσο έτος εφαρμόστηκε γραμμική παρεμβολή.

Η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας προέκυψε από τα στοιχεία του Οδικού Χάρτη 2050 του ΥΠΕΚΑ. Επιλέχθηκαν δυο σενάρια ζήτησης, το σενάριο ΥΦ και το σενάριο ΜΕΑΠ-60%. Υπενθυμίζεται ότι σκοπός της παρούσας μελέτης δεν είναι η διαμόρφωση σεναρίων εξέλιξης του συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας αλλά η διερεύνηση των οικονομικών χαρακτηριστικών της λειτουργίας των λιγνιτικών μονάδων υπό διαφορετικές συνθήκες. Με το ίδιο σκεπτικό, η ισχύς των διάφορων μορφών ΑΠΕ θεωρήθηκε ίση με τα στοιχεία της ίδιας μελέτης.

Για τον προσδιορισμό της καμπύλης ισχύος του συστήματος λήφθηκαν στοιχεία για τα έτη 2010-2011 από τη βάση δεδομένων του ENTSO-E τα οποία βασίζονται σε στοιχεία του ΑΔΜΗΕ ενώ θεωρήθηκε ότι η μορφή της καμπύλης διάρκειας φορτίου παραμένει ίδια για όλα τα χρόνια.

Διάγραμμα Α. 1: κανονικοποιημένη καμπύλη διάρκειας φορτίου



Το επόμενο βήμα είναι να προσδιοριστεί η μορφή των καμπυλών παραμένουσας ισχύος, του φορτίου δηλαδή που θα κληθούν να καλύψουν οι θερμικές μονάδες αφού αφαιρεθεί η παραγωγή από ΑΠΕ, θεωρώντας ότι ισχύει η προτεραιότητα απορρόφησης της ενέργειας που παράγεται από αυτές. Για το σκοπό αυτό ακολουθήθηκε η εξής διαδικασία. Αρχικά προσδιορίστηκε η ωριαία παραγωγή των αιολικών, χρησιμοποιώντας δημοσευμένα δεδομένα από τον ιστότοπό της ΡΑΕ⁹⁴ για τα έτη 2009-2010 και θεωρώντας ότι μορφή της ωριαίας παραγωγής παραμένει πρακτικά αμετάβλητη (Διάγραμμα Α.2)⁹⁵. Το ίδιο έγινε και για την παραγωγή από Φ/Β χρησιμοποιώντας ωριαία παραγωγή ανά μήνα με βάση τις παραδοχές σε έκθεση του ΔΕΣΜΗΕ⁹⁶ (Διάγραμμα Α.3). Από την ίδια μελέτη προσδιορίστηκε και το προφίλ παραγωγής των μικρών Υ/Η χρησιμοποιώντας μηνιαίους συντελεστές φόρτισης (Πίνακας Α.1). Για τις ηλιοθερμικές μονάδες χρησιμοποιήθηκαν προσεγγιστικές καμπύλες ωριαίας παραγωγής για χειμώνα – καλοκαίρι, χρησιμοποιώντας στοιχεία από τη βιβλιογραφία⁹⁷ και θεωρώντας ότι οι μονάδες θα περιλαμβάνουν συστήματα αποθήκευσης θερμότητας (Διάγραμμα Α.4).⁹⁸ Για τις μονάδες γεωθερμίας και βιομάζας θεωρήθηκε ότι η παραγωγή τους είναι σταθερή με συντελεστές ισχύος 80% και 85% αντίστοιχα.

Διάγραμμα Α. 2: κανονικοποιημένη καμπύλη ισχύος αιολικών σταθμών (Ελεξεργασία από δεδομένα ΡΑΕ)



⁹⁴ Ανακοίνωση ΡΑΕ, 16.07.2010 http://www.rae.gr/old/cases/wind_production_2009/index.html,

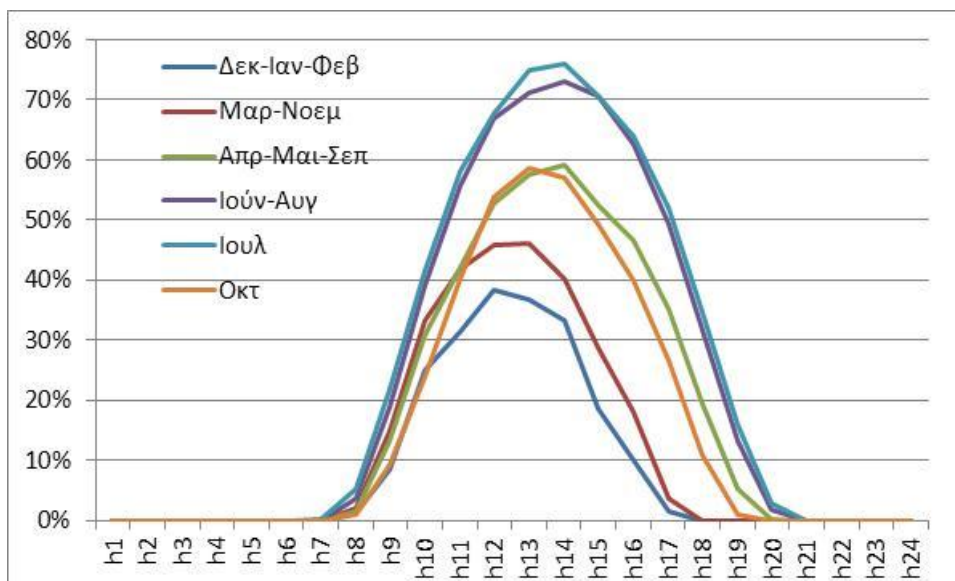
⁹⁵ Η παραδοχή αυτή αποκλίνει από την πραγματικότητα, καθώς η είσοδος νέων αιολικών πάρκων θα μεταβάλει τη συνολική καμπύλη παραγωγής αυτών, και χρησιμοποιήθηκε ελλείψει άλλων δεδομένων.

⁹⁶ ΔΕΣΜΗΕ, Ικανότητα Απορρόφησης Αιολικής Παραγωγής στην Πελοπόννησο, Νοε 2009

⁹⁷ WB, Assessment of Technology Options for Development of Concentrating Solar Power in South Africa, 2010

⁹⁸ Οι ηλιοθερμικές μονάδες ενδείκνυται κυρίως για τη νότια Πελοπόννησο, την Κρήτη και τα Δωδεκάνησα. Θεωρήθηκε ότι τα έργα που θα πραγματοποιηθούν αφορούν μεγάλες μονάδες παραβολικών κατόπτρων ή ηλιακών πύργων.

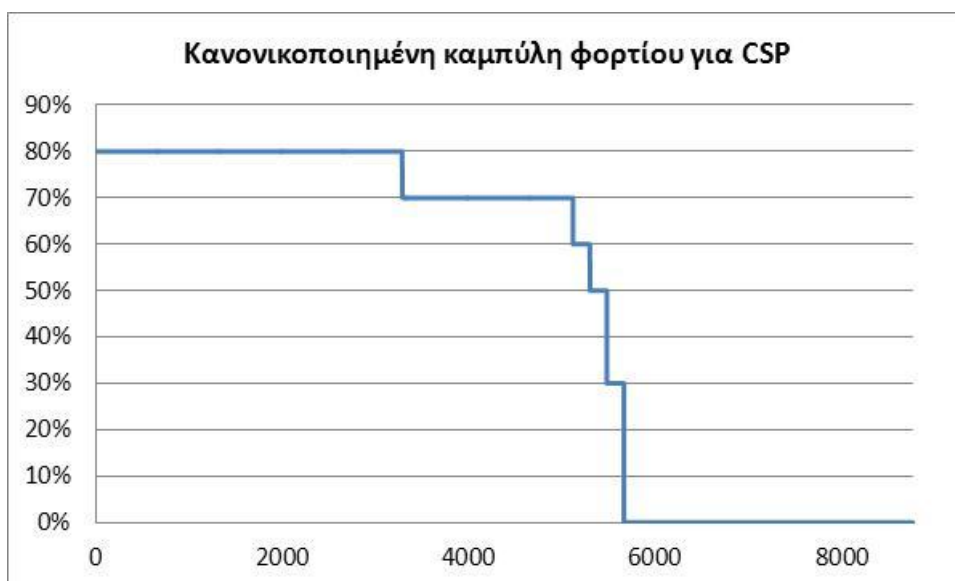
**Διάγραμμα Α. 3: καμπύλες ισχύος για ΦΒ συστήματα
(Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ, 2009)**



**Πίνακας Α. 1: συντελεστές ισχύος για μικρά Υ/Η
(Πηγή: ΔΕΣΜΗΕ, 2009)**

Μήνας	Συντελεστής Ισχύος	Μήνας	Συντελεστής Ισχύος
Ιανουάριος	60%	Ιούλιος	30%
Φεβρουάριος	66%	Αύγουστος	24%
Μάρτιος	67%	Σεπτέμβριος	24%
Απρίλιος	61%	Οκτώβριος	37%
Μάιος	52%	Νοέμβριος	45%
Ιούνιος	39%	Δεκέμβριος	50%

**Διάγραμμα Α. 4: κανονικοποιημένη καμπύλη φορτίου για ηλιοθερμικούς σταθμούς
(Πηγή: Επεξεργασία δεδομένων WB, 2010)**

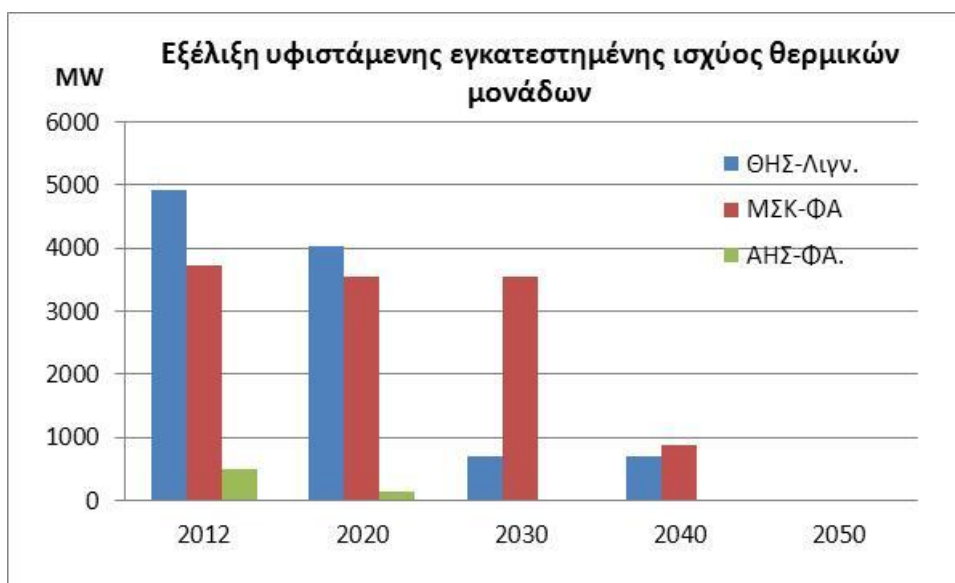


Για τους μεγάλους Υ/Η σταθμούς και τα αντλητικά συστήματα ακολουθήθηκε διαφορετική προσέγγιση. Καταρχήν, χρησιμοποιήθηκε η παραδοχή ότι τα αντλητικά συστήματα θα απορροφήσουν την απορριπτόμενη από ΑΠΕ ενέργεια με σκοπό να την αποδώσουν στο σύστημα περιορίζοντας τις ακριβές αιχμές. Έτσι, αφού υπολογίστηκε η απορριπτόμενη ισχύς, προσδιορίστηκαν κατάλληλες αιχμές του συστήματος στις οποίες αποδόθηκε λαμβάνοντας συντελεστή ισχύος 50% (θεωρήθηκε, δηλαδή, ότι ανά ώρα μπορεί να αποδοθεί το 50% της ισχύος των αντλητικών ταυτόχρονα). Στη συνέχεια, παρόμοια διαδικασία χρησιμοποιήθηκε για τα μεγάλα Υ/Η, αποδίδοντας την ενέργεια σε ώρες αιχμής θεωρώντας, όμως, διαφορετικούς εποχιακούς συντελεστές φορτίου.

Το αποτέλεσμα της διαδικασίας που περιγράφηκε παραπάνω είναι ο υπολογισμός της καμπύλης παραμένουστος φορτίου που καλούνται να καλύψουν οι θερμικές μονάδες του συστήματος.

Επόμενο βήμα στη διαδικασία είναι ο προσδιορισμός των θερμικών μονάδων. Έγινε, καταρχήν, καταγραφή των υπάρχουσων μονάδων του συστήματος και της σχεδιαζόμενης απόσυρσης τους από στοιχεία του ΑΔΜΗΕ.⁹⁹ Όπου δεν υπήρχαν στοιχεία, έγιναν εκτιμήσεις με βάση την χρονολογία ένταξης και το χρόνο ζωής των μονάδων (30 έτη για μονάδες φυσικού αερίου). Τα αποτελέσματα παρουσιάζονται στο Διάγραμμα Α.5. Στη συνέχεια, με τη βοήθεια των καμπυλών ανηγμένου κόστους παραγωγής (screening curves), προσδιορίστηκε η ισχύς κάθε τεχνολογίας ώστε να ελαχιστοποιηθεί το κόστος παραγωγής της υπολοιπούμενης ενέργειας. Λαμβάνοντας υπόψη και τις υφιστάμενες και παραμένουσες μονάδες εκτιμάται η ισχύς κάθε τεχνολογίας στο μελλοντικό σύστημα.

Διάγραμμα Α. 5: εξέλιξη υφιστάμενης εγκατεστημένης ισχύος θερμικών μονάδων (Πηγή: ΑΔΜΗΕ, 2012 και εκτιμήσεις)



Οι υποψήφιες τεχνολογίες που αναλύθηκαν με τη μέθοδο αυτή παρουσιάζονται στον Πίνακα Α. 2, ενώ τα τεχνικοοικονομικά χαρακτηριστικά τους λήφθηκαν από πρόσφατες δημοσιεύσεις της ΙΕΑ¹⁰⁰ και φαίνονται στον Πίνακα Α. 3.

⁹⁹ ΑΔΜΗΕ, Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2014-2023, Δεκ 2012

¹⁰⁰ OECD/IEA, Energy Technology Perspectives 2010, 2010

Πίνακας Α. 2: τεχνολογίες θερμικών μονάδων που χρησιμοποιήθηκαν

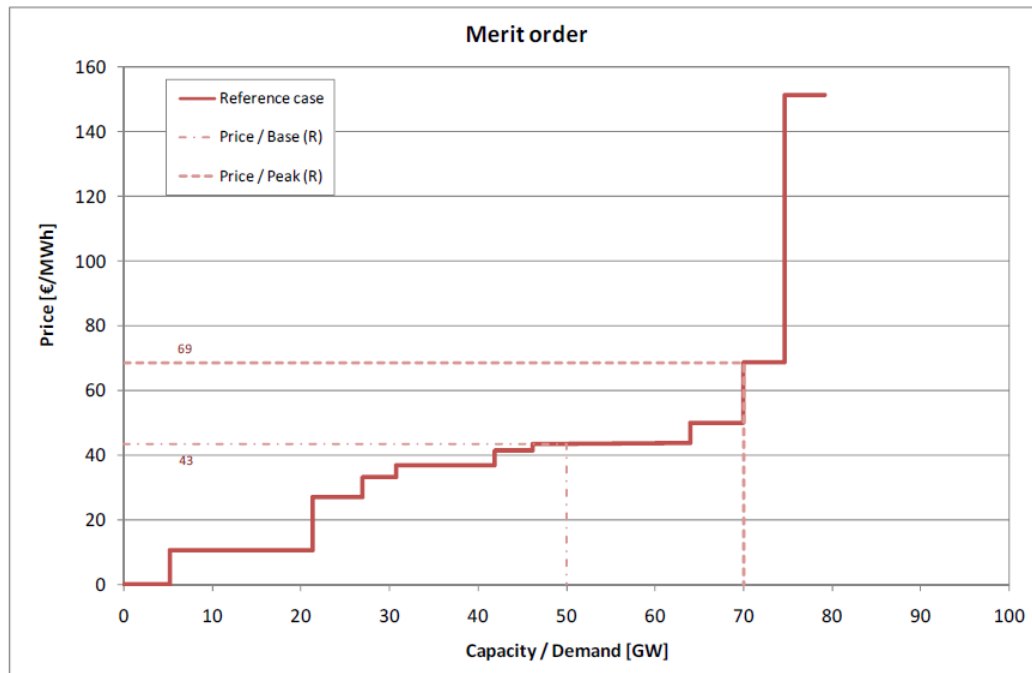
Περιγραφή τεχνολογίας	Κωδικός
Υπερ-κρίσιμος σταθμός κονιορτοποιημένου λιγνίτη	SC-PC
Εξελιγμένος υπερ-κρίσιμος σταθμός κονιορτοποιημένου λιγνίτη	USC-PC
Λιγνιτικός σταθμός αεριοποίησης	IGCC
Σταθμός ΦΑ συνδυασμένου κύκλου	NGCC
Σταθμός ΦΑ αεριοτροβίλου	GT
Υπερ-κρίσιμος σταθμός κονιορτοποιημένου λιγνίτη με CCS	SPC-CCS
Εξελιγμένος υπερ-κρίσιμος σταθμός κονιορτοποιημένου λιγνίτη με CCS	USC-PCC-CCS
Λιγνιτικός σταθμός αεριοποίησης με CCS	IGCC-CCS
Σταθμός ΦΑ συνδυασμένου κύκλου με CCS	NGCC-CCS

Πίνακας Α. 3: εξέλιξη τεχνικοοικονομικών στοιχείων θερμικών μονάδων (Πήγη: IEA 2010)

Τεχνολογία	2020			2030		
	Κόστος κεφαλαίου €/kW	Κόστος λειτουργίας €/kW	Απόδοση %	Κόστος κεφαλαίου €/kW	Κόστος λειτουργίας €/kW	Απόδοση %
SC-PC	1420	29	42%	1339	26	42%
USC-PC	1482	30	48%	1393	28	49%
IGCC	1616	49	45%	1518	46	48%
NGCC	616	19	59%	589	18	60%
GT	464	11	33%	464	11	33%
SPC-CCS	2171	65	34%	2026	60	34%
USC-PCC-CCS	2268	68	38%	2107	64	40%
IGCC-CCS	2152	65	37%	2018	61	41%
NGCC-CCS	974	29	51%	911	28	53%
Τεχνολογία	2040			2050		
	Κόστος κεφαλαίου €/kW	Κόστος λειτουργίας €/kW	Απόδοση %	Κόστος κεφαλαίου €/kW	Κόστος λειτουργίας €/kW	Απόδοση %
SC-PC	1259	25	42%	1179	23	42%
USC-PC	1304	26	51%	1214	24	52%
IGCC	1420	43	51%	1321	40	54%
NGCC	563	17	62%	536	16	63%
GT	464	11	33%	464	11	33%
SPC-CCS	1879	56	35%	1733	51	36%
USC-PCC-CCS	1946	59	42%	1786	54	44%
IGCC-CCS	1884	57	44%	1750	53	48%
NGCC-CCS	849	26	54%	786	24	56%

Με βάση τις παραμένουσες υφιστάμενες μονάδες και την θεωρητική ισχύ νέων θερμικών μονάδων προκύπτει η βηματική καμπύλη κατανομής κόστους παραγωγής (merit order) από την οποία υπολογίζεται για κάθε ώρα η ΟΤΣ και το επίπεδο φόρτισης (παραγωγή) κάθε μονάδας.

Διάγραμμα Α. 6: παράδειγμα βηματικής καμπύλης κατανομής κόστους παραγωγής θερμικών μονάδων για το γερμανικό σύστημα (Πηγή: Groscurth¹⁰¹)



Η παραπάνω μεθοδολογία προέκυψε από την ανάγκη μελέτης της λειτουργίας των υπό εξέταση λιγνιτικών μονάδων για όλη τη διάρκεια της οικονομικής ζωής τους (30 έτη), λαμβάνοντας υπόψη τη συσχέτιση των κύριων παραμέτρων κόστους και λειτουργίας των μονάδων με τη γενικότερη διαμόρφωση και λειτουργία του ηλεκτρικού συστήματος. Σε γενικές γραμμές, αποτελεί μια προσπάθεια προσομοίωσης της λειτουργίας του συστήματος με σκοπό την εξαγωγή πιθανών σεναρίων λειτουργίας και, κατ' επέκταση, τη διερεύνηση των οικονομικών χαρακτηριστικών της λειτουργίας των μονάδων. Παρά τις προφανείς ελλείψεις, κυρίως σε σχέση με την ωριαία λειτουργία των θερμικών μονάδων, τα τεχνικά ελάχιστα και τους υποχρεωτικούς χρόνους σβέσης-έναυσης, η μεθοδολογία παρέχει ικανοποιητικό βαθμό λεπτομέρειας και αποκαλύπτει τις σημαντικές επιδράσεις στοιχείων όπως η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ, το κόστος δικαιωμάτων ρύπων και οι ανταγωνιστικές θερμικές μονάδες.

¹⁰¹ Groscurth H., The economic viability of hard coal power plants demonstrated on the example of the planes hard coal fired plant in Mainz, 20

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Β

Η χρηματοδότηση της μονάδας

Η ιδιαίτερη οικονομική θέση στην οποία βρίσκεται η ΔΕΗ σημαίνει πως δεν είναι σε θέση να καλύψει το κόστος επένδυσης για τη μονάδα Πτολεμαΐδα-5 με ίδια κεφάλαια.

Σε ανακοίνωσή της στις 13^{ης} Μαρτίου 2013 η επιχείρηση αναφέρει σχετικά:¹⁰²

«Ως προς τα ξένα κεφάλαια, για τη μερική χρηματοδότηση του έργου, στόχος είναι η αξιοποίηση χρηματοδοτικών εργαλείων όπως κοινοπρακτικό δάνειο, το οποίο θα καλύπτεται από διεθνή Οργανισμό Ασφάλισης Εξαγωγικών Πιστώσεων ή και διμερή δάνεια με εμπορικές Τράπεζες ή και διεθνείς οργανισμούς.

Επιπλέον, η ΔΕΗ μπορεί να χρηματοδοτηθεί μέσω της έκδοσης ομολογιακών δανείων στην εγχώρια και διεθνή αγορά και είναι στο γενικότερο σχεδιασμό της εταιρείας να αξιοποιήσει αυτή τη δυνατότητα, μόλις το επιτρέψουν οι συνθήκες.

Σχετικά με τα ίδια κεφάλαια, και λόγω της σπουδαιότητας του έργου (Απόφαση Δ.Σ. 247/12), η εταιρεία εκτιμά πως έχει τη δυνατότητα να το χρηματοδοτήσει σε σημαντικό βαθμό από ίδιους πόρους, διαχειριζόμενη κατάλληλα το υπόλοιπο επενδυτικό της πρόγραμμα και τις διαθέσιμες χρηματοροές, μη αποκλειόμενης και της προσφυγής στις κεφαλαιαγορές κατά τη διάρκεια εκτέλεσης του έργου.»

Σύμφωνα με δημοσιεύματα¹⁰³, η ΔΕΗ διαθέτει ίδια κεφάλαια για το 38% του κόστους επένδυσης, επιδιώκει την εγγύηση της Γερμανικής κυβέρνησης για δάνεια 44% από την Γερμανική κρατική επενδυτική τράπεζα KfW και το χρηματοδοτικό μηχανισμό Hermes, ενώ για το υπόλοιπο 18% ζητά δάνειο από την Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων (ΕΤΕ). Γερμανικές και Ελληνικές ΜΚΟ (Urgewald, Climate Alliance, WWF, Greenpeace) έχουν καταγγείλει¹⁰⁴ το ενδεχόμενο χρήσης ευνοϊκών χρηματοδοτικών εργαλείων της Γερμανίας για μια τέτοια ρυπογόνο επένδυση, ενώ στο στόχαστρο ευρωπαϊκών ΜΚΟ βρίσκεται για τον ίδιο λόγο και η Ευρωπαϊκή Τράπεζα Επενδύσεων.¹⁰⁵ Σε πρόσφατη επιστολή τους¹⁰⁶ προς την ΕΤΕ και την Ευρωπαϊκή Τράπεζα για την Ανασυγκρότηση και την Ανάπτυξη, 98 ΜΚΟ τις καλούν να μην προχωρήσουν σε άλλη χορήγηση δανείου για επενδύσεις ορυκτών καυσίμων και να εξετάζουν πιο προσεκτικά εναλλακτικές επιλογές πριν υιοθετήσουν τους ισχυρισμούς των επενδυτών.

Η προοπτική της συνεισφοράς των KfW και Hermes στη χρηματοδότηση της μονάδας αποτέλεσε και θέμα ερώτησης Πράσινων βουλευτών στο Γερμανικό Κοινοβούλιο.¹⁰⁷

¹⁰² ΔΕΗ, [Επεξηγήσεις για το θέμα της Έκτακτης Γενικής Συνέλευσης της 29.3.2013](#)

¹⁰³ EnergyPress, “Από την έκθεση της τρόικας "κρέμεται" και η Πτολεμαΐδα 5”, 30.08.2012 <http://www.energypress.gr/news/Apo-thn-ekthesh-ths-troikas-kremetai-kai-h-Ptolemaida-5>

¹⁰⁴ WWF-Greenpeace, “Δανεικά στη ΔΕΗ με «άρωμα» λιγνίτη”, 04.09.2012 http://www.wwf.gr/index.php?option=com_content&view=article&id=937:-lr-&catid=70:2008-09-16-12-10-46&Itemid=90

¹⁰⁵ Bankwatch, “Energy lending for people and planet” <http://bankwatch.org/campaign/energy-lending>

¹⁰⁶ Επιστολή ΜΚΟ προς ΕΤΕ και ΕΤΑΑ, “Sostanj must never happen again”, 20.03.2013 <http://bankwatch.org/sites/default/files/letter-EBRD-EIB-Never-again-Sostanj-20Mar2013.pdf>

¹⁰⁷ Πρακτικά Ομοσπονδιακής Βουλής της Γερμανίας, 10.08.2012 <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/104/1710463.pdf>

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Γ

Δέσμευση-μεταφορά-αποθήκευση CO₂ – Η μελέτη της ΔΕΗ και οι απαιτήσεις της Οδηγίας 2009/31

Η τεχνολογία Δέσμευσης και Αποθήκευσης Άνθρακα (CCS) αποτελεί, κυρίως για τους υποστηρικτές των ορυκτών καυσίμων, μια ελπιδοφόρα τεχνολογία για την μετάβαση σε ένα ενεργειακό σύστημα μηδενικών εκπομπών αερίου του θερμοκηπίου. Σύμφωνα, μάλιστα, με σχετική έκθεση της IPCC,¹⁰⁸ η τεχνολογία CCS θα μπορούσε να συμβάλει κατά 10-55% στη συνολική παγκόσμια προσπάθεια για μετριασμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Η Ευρωπαϊκή Επιτροπή στον Οδικό Χάρτη Ενέργειας 2050 σημειώνει πως σε όλα τα σενάρια που εξετάζει «από το 2030 περίπου θα πρέπει να εφαρμοστεί η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου άνθρακα για το σύνολο των ορυκτών καυσίμων στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής».

Μια τέτοια προοπτική, όμως, παραμένει για την ώρα κενή περιεχόμενου λόγω σημαντικών οικονομικοτεχνικών δυσκολιών, μεγάλης ενεργειακής κατανάλωσης, και νομικής αβεβαιότητας ως προς τις ευθύνες αποθήκευσης, ασφάλισης και αντιμετώπισης τυχόν διαρροής. Επιπρόσθετα, σπάνια οι μελέτες που αφορούν την εφαρμογή της τεχνολογίας CCS διεξάγουν ανάλυση κινδύνου, η οποία κρίνεται απαραίτητη δεδομένης της έλλειψης εμπειρίας από εφαρμογές μεγάλης κλίμακας.

Χαρακτηριστικό είναι πως στον πρώτο γύρο χρηματοδοτήσεων του Προγράμματος NER300 της Ευρωπαϊκής επιτροπής και της Ευρωπαϊκής Τράπεζας Επενδύσεων ύψους 1,2 δις ευρώ, εκ των οποίων 275 εκατομμύρια είχαν δεσμευτεί για έργα CCS, κανένα τέτοιο έργο δεν έλαβε χρηματοδότηση καθώς κανένα κράτος μέλος της ΕΕ δεν επέλεξε να τα στηρίξει.¹⁰⁹ Σήμερα, μόνο ένας θερμικός σταθμός ηλεκτροπαραγωγής μεγάλης κλίμακας εξοπλισμένος με CCS βρίσκεται σε κανονική λειτουργία, στο Mongstad της Νορβηγίας, ο οποίος, μάλιστα έλαβε επιδότηση από κρατικούς πόρους άνω του \$1δισ.^{110 111}

Με δεδομένη τη μέχρι τώρα αποτυχία ανάπτυξης συστημάτων CCS, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή θα προχωρήσει σε νέες ρυθμίσεις που σύμφωνα με πληροφορίες¹¹² θα περιλαμβάνουν είτε προδιαγραφές επιδόσεων εκπομπών, είτε πιστοποιητικά CCS, είτε μείγμα των δύο αυτών επιλογών.

Το υφιστάμενο ευρωπαϊκό νομοθετικό πλαίσιο για το CCS αποτελεί η Οδηγία 2009/31¹¹³ που ενσωματώθηκε στην εθνική νομοθεσία με την ΚΥΑ ΦΕΚ 2516/Β'/7.11.2011. Σύμφωνα με το άρθρο 33 της Οδηγίας, οι ιδιοκτήτες κάθε νέας θερμικής μονάδας ηλεκτροπαραγωγής οφείλουν να έχουν αξιολογήσει κατά πόσον:

- διατίθενται κατάλληλοι τόποι αποθήκευσης,
- οι εγκαταστάσεις μεταφοράς είναι τεχνικώς και οικονομικώς εφικτές, και
- είναι τεχνικώς και οικονομικώς εφικτή η μετασκευή για τη δέσμευση CO₂.

¹⁰⁸ IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005 http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_wholereport.pdf

¹⁰⁹ Ευρωπαϊκή Επιτροπή, «Η Επιτροπή διαθέτει 1,2 δισεκατ. ευρώ για την εκκίνηση 23 καινοτόμων έργων στον τομέα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας», 18.12.2012 http://europa.eu/rapid/press-release_IP-12-1385_el.htm

¹¹⁰ Global CCS Institute, The global status of CCS, 2012, <http://cdn.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/47936/global-status-ccs-2012.pdf>

¹¹¹ MIT, Power Plant CO₂ Capture and Storage Projects http://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_capture.html

¹¹² Euractiv, “Brussels steers towards resolute new CCS targets by 2014”, 15.01.2013 <http://www.euractiv.com/climate-environment/brussels-steers-resolute-new-ccs-news-517045>

¹¹³ Οδηγία 2009/31 <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0114:0135:EL:PDF>

Προς συμμόρφωση με την παραπάνω νομοθεσία, η ΔΕΗ εκπόνησε οικονομοτεχνική μελέτη για την λειτουργία συστήματος δέσμευσης, μεταφοράς και αποθήκευσης CO₂ στην υπό σχεδίαση μονάδα Πτολεμαΐδα 5.

Η μελέτη εκτιμά το συνολικό κόστος δέσμευσης του CO₂ στα 38,41€/tCO₂ και υπολογίζεται όπως φαίνεται στον Πίνακα Γ. 1.

Πίνακας Γ. 1: κόστος δέσμευσης CO₂ (ΔΕΗ, 2011)

Πηγή κόστους	Κόστος (€/t CO ₂)
Διαδικασία μετά-καύσης	17,46
Κόστος αναπλήρωσης αμίνων	1,79
Κόστος επένδυσης	12,97
Κόστος συντήρησης και λειτουργίας	6,19

Σχετικά με τη μεταφορά CO₂, η μελέτη της ΔΕΗ εξετάζει δύο περιπτώσεις ανάλογα με τον τόπο αποθήκευσης. Συγκεκριμένα, εξετάζεται η μεταφορά με αγωγό στην περιοχή της δυτικής Θεσσαλονίκης, με απαιτούμενο μήκος 106 χλμ. Το κόστος μεταφοράς ανέρχεται σε 1,06€/tCO₂. Επιπλέον, σε περίπτωση που βάσει της εθνικής νομοθεσίας, ο Υπουργός ΠΕΚΑ δεν εγκρίνει την αποθήκευση CO₂ εντός της ελληνικής επικράτειας, η ΔΕΗ εξετάζει την περίπτωση θαλάσσιας μεταφοράς. Βάσει αυτού του σεναρίου, το CO₂ μπορεί ακολούθως να αξιοποιηθεί για την μέθοδο βέλτιστης ανάκτησης πετρελαίου κατά την εξόρυξη υδρογονανθράκων, εκτιμώντας ένα κόστος περίπου ίσο με 21,92€/tCO₂. Τονίζεται, ωστόσο, πως ο συγκεκριμένος τρόπος μεταφοράς δεν έχει εφαρμοστεί πουθενά στον κόσμο στην απαιτούμενη κλίμακα και απαιτεί πολύ σημαντικές εγκαταστάσεις όπως αγωγούς μεταφοράς, μονάδες ψύξης-υγροποίησης CO₂, κατασκευή προσωρινού αποθηκευτικού χώρου, πλοία μεταφοράς, κατασκευή ή επέκταση λιμανιού για τους σκοπούς μεταφοράς CO₂, σύστημα εκφόρτωσης.

Σχήμα Γ. 1: μεταφορά CO₂ από την Μονάδα Πτολεμαΐδα 5, στη δυτική Θεσσαλονίκη (ΔΕΗ, 2011)



Σχετικά με το σύστημα αποθήκευσης CO₂, από την ανάλυση του γεωλογικού δυναμικού που πραγματοποιήθηκε από το ΙΓΜΕ, προκύπτει ότι η εξεταζόμενη γεωλογική λεκάνη αφορά αλμυρό υδροφόρα. Στη μελέτη της η ΔΕΗ εκτιμά πως η συνολική προς αποθήκευση ποσότητα CO₂ ανέρχεται στο 19,5 % περίπου της υπεδαφικής χωρητικότητας της λεκάνης, τιμή που βρίσκεται στο κάτω όριο (20-30%) της ονομαστικής ικανότητας αποθήκευσης που θα πρέπει να θεωρείται

ικανό για αποθήκευση CO₂ – λόγω της πρώιμης εφαρμογής της τεχνολογίας αποθήκευσης τέτοιων σημαντικών ποσοτήτων, όπως σημειώνουν οι ίδιοι οι μελετητές. Τέλος, σύμφωνα πάλι με την μελέτη της ΔΕΗ το ειδικό κόστος αποθήκευσης εκτιμάται ίσο με 2,11 €/t CO₂.

Συμπερασματικά, το συνολικό κόστος εγκατάστασης και λειτουργίας του συστήματος CCS σύμφωνα με τις εκτιμήσεις της ΔΕΗ ανέρχεται σε 41,58€/tCO₂ για την περίπτωση αποθήκευσης στην ελληνική επικράτεια.

Αξίζει, επίσης, να σημειωθεί πως σύμφωνα με την μελέτη, όταν κατασκευαστεί και τεθεί σε λειτουργία το σύστημα CCS, ο καθαρός βαθμός απόδοσης της μονάδας θα μειωθεί από 41,5% σε 30,1%.

Σε ό,τι αφορά στην αδειοδοτική διαδικασία για τις εγκαταστάσεις CCS, δεν είναι δυνατό να διασταυρωθεί από το υπάρχον προκαταρκτικό σχέδιο κατά πόσον η ΔΕΗ διαθέτει έγκριση από το ΥΠΕΚΑ για την ικανοποίηση των προϋποθέσεων του αρ.33 της Οδηγίας 2009/31 για τη σχεδιαζόμενη μονάδα Πτολαμαΐδα-5.

Πέρα όμως από τη στενή ερμηνεία των προϋποθέσεων που καταγράφονται στην Οδηγία, με σημαντικότερη την απαίτηση έγκρισης από το αρμόδιο Υπουργείο της τοποθεσίας αποθήκευσης, η ΔΕΗ δεν έχει προχωρήσει διαδικασίες ενημέρωσης και συμμετοχής του κοινού, όπως απαιτείται για επενδύσεις τέτοιας κλίμακας, δεν έχει εξασφαλίσει δικαιώματα διέλευσης του αγωγού μεταφοράς στην προτεινόμενη διαδρομή, ούτε έχει εξασφαλίσει τη συμβατότητα της κατασκευής του αγωγού με τις ενδεχόμενες προστατευόμενες περιοχές στη διαδρομή του.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Δ

Οι Οργανισμοί Τοπικής Αυτοδιοίκησης της Δυτικής Μακεδονίας για την κατασκευή της μονάδας

Παρακάτω ακολουθεί μια καταγραφή των αποφάσεων των Οργανισμών Τοπικής αυτοδιοίκησης της ευρύτερης περιοχής σχετικά με τις Μελέτες Περιβαλλοντικών Επιπτώσεων των ορυχείων και των προτεινόμενων μονάδων:

- ✓ Με αποφάσεις τους τον Ιανουάριο του 2009, το δημοτικό συμβούλιο Δημ. Υψηλάντη¹¹⁴ και το Νομ. Συμβούλιο Κοζάνης¹¹⁵ εξέφρασαν την αντίδραση τους στην νέα ΚΥΑ που τροποποιεί την ΚΥΑ 114804/3671/23.10.03 «Έγκριση περιβαλλοντικών όρων για την εκμετάλλευση του λιγνιτωρυχείου «ΠΤΟΛΕΜΑΪΔΑΣ» έκτασης 110.889,837 τ.μ. της Δ.Ε.Η. Α.Ε. που βρίσκεται σε περιοχή της Κοζάνης» με την οποία η ΔΕΗ προχωρεί στην επέκταση των ορυχείων χωρίς να προβλέπει τις μετεγκαταστάσεις των οικισμών Ποντοκόμης και Μαυροπηγής.
- ✓ Το Φεβρουάριο του 2010 στέλνεται προς το Νομαρχιακό Συμβούλιο Κοζάνης η Μ.Π.Ε των ορυχείων Πτολεμαΐδας και επί αυτής εκφράζουν γνώμη τα Δημοτικά Συμβούλια της περιοχής και γνωμοδοτεί το Νομαρχιακό Συμβούλιο:
 - ο Στις 24/3/2010 το Δημοτικό Συμβούλιο Δημ. Υψηλάντη με απόφαση του εκφράζει γνώμη επι της μελέτης¹¹⁶
 - ο Στις 24/3/2010 το Δημοτικό Συμβούλιο Πτολεμαΐδας εκφράζει αρνητική γνώμη επι της Μ.Π.Ε¹¹⁷
 - ο Στις 26/3/2010 το Νομαρχιακό Συμβούλιο Κοζάνης γνωμοδοτεί ομόφωνα αρνητικά¹¹⁸
- ✓ Τον Ιούνιο του 2010 στέλνεται στο Ν.Σ. Κοζάνης η επικαιροποιημένη ΜΠΕ ορυχείων Πτολεμαΐδας¹¹⁹ επί της οποίας εκφράζουν γνώμη και γνωμοδοτούν τα Δημοτικά Συμβούλια και το Νομαρχιακό Συμβούλιο Κοζάνης:
 - ο Στις 14/7/2010 με την αριθ. 336/2010 απόφαση του το Δημοτικό Συμβούλιο Εορδαίας εκφράζει αρνητική γνώμη¹²⁰
 - ο Στις 9/7/2010 με την αριθ. 73/2010 το δημοτικό Συμβούλιο Αγίας Παρασκευής με απόφαση του εκφράζει γνώμη σχετικά με την Μελέτη
 - ο Με την αριθ. 91/2010 απόφαση του το Δημοτικό Συμβούλιο Ελλησπόντου εκφράζει αρνητική γνώμη σχετικά με τη μελέτη
 - ο Στις 15/7/2010 το Νομαρχιακό Συμβούλιο Κοζάνης σε συνεδρίαση του γνωμοδοτεί ομόφωνα αρνητικά επί της Μ.Π.Ε¹²¹
- ✓ Παρόλα αυτά, στις 9/11/2011, με απόφαση του Υπουργού Περιβάλλοντος, εγκρίθηκαν οι Περιβαλλοντικοί Όροι για το έργο της εκμετάλλευσης κοιτασμάτων λιγνίτη, σε χώρο

¹¹⁴ [Έκτακτο Δημοτικό Συμβούλιο στο Δήμο Δημητρίου Υψηλάντη \(25.01.09\)](#)

¹¹⁵ [Απόφαση ΝΣ Κοζάνης για λιγνιτωρυχείο Πτολεμαΐδας](#)

¹¹⁶ [Απόφαση Δημοτικού Συμβουλίου Δημ. Υψηλάντη](#)

¹¹⁷ [Απόφαση Δημοτικού Συμβουλίου Πτολεμαΐδας](#)

¹¹⁸ [Απόφαση Γνωμοδότησης ΝΣ Κοζάνης για ΜΠΕ επέκτασης λιγνιτωρυχείων ΔΕΗ](#)

¹¹⁹ [Μ.Π.Ε Ορυχείων Πτολεμαΐδας Ν. Κοζάνης](#)

¹²⁰ [Απόφαση Δημοτικού Συμβουλίου Πτολεμαΐδας](#)

¹²¹ [Απόφαση Γνωμοδότηση του Ν.Σ. Κοζάνης για ΜΠΕ ορυχείων Πτολεμαΐδας](#)

συνολικής έκτασης 147.925.860 τ.μ¹²² μέσα στην οποία προβλέπεται η μετεγκατάσταση των οικισμών Ποντοκώμη και Μαυροπηγή.

- ✓ Στις 20/1/2012 το Περιφερειακό Συμβούλιο Δυτ. Μακεδονίας γνωμοδότησε θετικά για τη Μ.Π.Ε. της μονάδας Πτολεμαΐδα-5.
- ✓ Στις 23/3/2012 το ΥΠΕΚΑ ενέκρινε τους περιβαλλοντικούς όρους των Ορυχείων Αχλάδας στην Φλώρινα, παρά τις δύο αρνητικές αποφάσεις του Περιφερειακού Συμβουλίου Δυτ. Μακεδονίας στις 31/10/2011 και 9/2/2012. Στις 9/5/2012 η Οικονομική Επιτροπή της Περιφέρειας Δυτ. Μακεδονίας αποφασίζει να προσβάλει την Α.Ε.Π.Ο. στο Συμβούλιο της Επικρατείας¹²³
- ✓ Στις 20/4/2012 το Περιφερειακό Συμβούλιο εκδίδει ψήφισμα με το οποίο εκφράζει την αντίθεση του στα σχέδια πώλησης λιγνιτικών μονάδων και παράλληλα, μετά από πρόταση του Περιφερειάρχη, ζητά την εξαίρεση της περιφέρειας Δυτικής Μακεδονίας για εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα τα προσεχή 15 έτη ώστε να υπάρξει ισοδύναμο αποτέλεσμα για την κοινωνία
- ✓ Στις 1/3/2013 το Δημοτικό Συμβούλιο Κοζάνης έλαβε απόφαση για έκδοση ψηφίσματος με το οποίο: «Θεωρεί το έργο της κατασκευής της μονάδας Πτολεμαΐδα V έργο εθνικής σημασίας που διασφαλίζει την ενεργειακή ανεξαρτησία και αυτάρκεια της χώρας και συμβάλει τα μέγιστα στην Περιφερειακή Ανάπτυξη. Δηλώνει ότι δεν είναι αποδεκτή για κανέναν λόγο η καθυστέρηση αυτής της τόσο σημαντικής αναπτυξιακής επένδυσης για την περιοχή μας...»¹²⁴.

¹²² [Απόφαση Έγκρισης Π.Ο. ορυχείων Πτολεμαΐδας Ν. Κοζάνης](#)

¹²³ 9-5-12 17^η Συνεδρίαση Ο.Ε. Περ. Δυτ. Μακεδονίας

¹²⁴ [Απόφαση του Δημοτικού Συμβουλίου Κοζάνης για την κατασκευή της μονάδας Πτολεμαΐδα V](#)

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. EURELECTRIC, 2009, Power Choices - Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050
2. European Commission Staff Working Paper, 2011, Energy Roadmap 2050 Impact Assessment
3. European Commission, 2011, Energy Roadmap 2050
4. European Commission, 2012, The state of the European carbon market in 2012
5. European Environment Agency, 2012, Revealing the costs of air pollution from industrial facilities in Europe
6. Health and Environment Alliance, 2013, Coal's Unpaid Health Bill
7. International Energy Agency, 2010, Energy Technology Perspectives 2010
8. International Energy Agency, 2012, World Energy Outlook 2012
9. IPCC, 2007, Fourth Assessment Report: Working Group III: Mitigation of Climate Change: D. Mitigation in the long term (after 2030)
10. RWE, 2006, Technical and Economic Analysis of Supercritical PF Plant Suitable for Greek Lignite
11. World Bank, 2012, Turn Down The Heat: Why a 4°C Warmer World Must be Avoided
12. ΑΔΜΗΕ, 2012, Δεκαετής Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2014-2023
13. ΔΕΗ Δ/ση Μελετών-Κατασκευών ΘΗ Έργων, 2011, Οικονομοτεχνική Έκθεση Δέσμευσης- Μεταφοράς και Αποθήκευσης CO₂ για τη νέα λιγνιτική μονάδα Πολεμαΐδα V μικτής ισχύος 660 MWe
14. ΔΕΗ Δν/ση Μελετών και Ανάπτυξης Ορυχείων, 2010, Επικαιροποιημένη Τεχνική Μελέτη Εκμετάλλευσης των Λιγνιτορυχείων Πτολεμαΐδας της ΔΕΗ ΑΕ
15. ΛΑΓΗΕ, 2013, Ενημερωτικό Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ
16. Λέανδρος Μ. ΔΕΗ Α.Ε. Δ/ση Σχεδιασμού και απόδοσης Ορυχείων, 2010, Λιγνιτωρυχεία της ΔΕΗ-Παράγοντας ενεργειακής ασφάλειας για τη Χώρα και μοχλός οικονομικής ανάπτυξης στη Δυτική Μακεδονία – Προοπτικές
17. ΡΑΕ, 2008, Ζήτηση και Παραγωγή Ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά, Ετήσια Έκθεση 2008
18. ΤΕΕ/ Τμ.Δυτ.Μακεδονίας, 2012, Εκτίμηση του κόστους μετάβασης της Δυτ. Μακεδονίας σε καθεστώς χαμηλής λιγνιτικής παραγωγής
19. ΤΕΕ/ Τμ.Δυτ.Μακεδονίας, 2012, Προσδιορισμός και Οριοθέτηση της Μεταλιγνιτικής Εποχής, για το Ενεργειακό Κέντρο της Δυτικής Μακεδονίας
20. Τράπεζα της Ελλάδος, Επιτροπή Μελέτης επιπτώσεων της Κλιματικής Αλλαγής, 2011, Οι περιβαλλοντικές, οικονομικές και κοινωνικές επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής στην Ελλάδα
21. ΥΠΕΚΑ, 2012, Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός, Οδικός Χάρτης για το 2050



Η αποστολή του WWF Ελλάς

είναι να διατηρήσει την πλούσια βιοποικιλότητα της Ελλάδας ως αναπόσπαστο στοιχείο της Μεσογείου και να παρεμποδίσει – και μακροπρόθεσμα να αντιστρέψει – την υποβάθμιση του περιβάλλοντος, με στόχο την αρμονική συνύπαρξη ανθρώπου και φύσης.

www.wwf.gr

Περισσότερες πληροφορίες

Μιχάλης Προδρόμου

Υπεύθυνος ενεργειακής
πολιτικής

WWF Ελλάς

Email: m.prodromou@wwf.gr

Τηλ: 210 3314893