



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΧΗΜΙΚΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΣΥΝΘΕΣΗΣ ΚΑΙ ΑΝΑΠΤΥΞΗΣ ΒΙΟΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΔΙΑΔΙΚΑΣΙΩΝ

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

«Παραγωγή ενέργειας από λιγνίτη με μηδενική έκλυση αερίων θερμοκηπίου και σύγκριση με άλλες ανανεώσιμες πηγές ενέργειας για την Ελλάδα»



ΑΙΚΑΤΕΡΙΝΗ ΑΝΑΣΤΑΣΟΠΟΥΛΟΥ

ΕΠΙΒΛΕΠΩΝ ΚΑΘΗΓΗΤΗΣ

ΧΑΤΖΗΑΒΡΑΜΙΔΗΣ ΔΗΜΗΤΡΙΟΣ

ΑΘΗΝΑ, ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ 2011

ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΑ

ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ.....	4
ΠΕΡΙΛΗΨΗ.....	5
ABSTRACT.....	6
ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ.....	7
ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	8
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΚΑΙ ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΑΛΛΑΓΗ.....	10
1.1 ΑΠΟΤΥΠΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ.....	10
1.2 ΠΑΓΚΟΣΜΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ.....	10
1.3 ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	14
1.3.1 ΑΝΕΠΑΡΚΗΣ ΕΓΧΩΡΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	16
1.3.2 Η ΕΞΩΤΕΡΙΚΗ ΕΞΑΡΤΗΣΗ	17
1.4 ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΑΛΛΑΓΗ-ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ ΤΟΥ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ.....	18
1.5 ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΤΟΥ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΕΠΠΤΩΣΕΙΣ ΣΤΟ ΤΟΠΙΚΟ ΚΛΙΜΑ.....	24
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ.....	32
2.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΙΣ ΑΠΕ.....	32
2.2 ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	33
2.3 ΕΜΠΟΔΙΑ ΣΤΗΝ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	37
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΛΙΓΝΙΤΗ.....	38
3.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	38
3.2 ΛΙΓΝΙΤΙΚΟΙ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ.....	40
3.3 ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΠΤΩΣΕΙΣ ΑΠΟ ΤΗΝ ΚΑΥΣΗ ΛΙΓΝΙΤΗ.....	43
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΔΕΣΜΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ CO ₂	45
4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΙΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΔΕΣΜΕΥΣΗ CO ₂	45

4.2 ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΔΕΣΜΕΥΣΗΣ ΜΕΤΑ ΤΗΝ ΚΑΥΣΗ.....	48
4.2.1 ΧΗΜΙΚΗ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ.....	49
4.2.2 ΔΙΑΛΥΤΕΣ.....	50
4.2.3 ΜΕΜΒΡΑΝΕΣ.....	50
4.2.4 ΚΡΥΟΓΕΝΙΚΟΣ ΔΙΑΧΩΡΙΣΜΟΣ.....	51
4.2.5 ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΙΟΝΤΙΚΩΝ ΥΓΡΩΝ.....	51
4.3 ΔΕΣΜΕΥΣΗ ΠΡΟ ΤΗΣ ΚΑΥΣΗΣ.....	51
4.4 ΚΑΥΣΗ ΣΕ ΣΥΝΘΗΚΕΣ ΚΑΘΑΡΟΥ ΟΞΥΓΟΝΟ.....	53
4.5 ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΚΑΙ ΦΥΣΙΚΕΣ ΙΔΙΟΤΗΤΕΣ ΤΟΥ CO ₂	54
4.6 ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ CO ₂	56
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΑΠΕ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ CCS	60
5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ.....	60
5.2 ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO ₂ ΜΕΤΑΞΥ ΑΠΕ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ	60
5.3 ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΤΙΜΩΝ ΓΙΑ ΤΑ ΟΡΥΚΤΑ ΚΑΥΣΙΜΑ ΚΑΙ ΤΑ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΑ ΕΚΠΟΜΠΗΣ CO ₂	63
5.4 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΑΡΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΜΟΝΑΔΕΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ CCS.....	69
5.5 ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΠΕ.....	75
5.6 ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ CCS ΚΑΙ ΑΠΕ.....	76
5.7 ΜΟΝΑΔΕΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΧΩΡΙΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ CCS ΣΕ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΜΕ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	79
5.8 ΜΟΝΑΔΕΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ CCS ΣΕ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΜΕ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ.....	79
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΗΣ ΚΟΙΝΟΤΙΚΗΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ 20-20-20 ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	81
6.1 ΕΦΑΡΜΟΦΗ ΚΟΙΝΟΤΙΚΗΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ 20-20-20.....	81
6.2 ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ.....	85

6.3 ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΗΣ ΚΟΙΝΟΤΙΚΗΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ 20-20-20 ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ.....	87
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	89

ΣΥΝΤΟΜΟΓΡΑΦΙΕΣ

ΑΕΠ: Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν
ΑΗΣ: Ατμοηλεκτρικός Σταθμός
ΑΠΕ: Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας
ΔΕΗ: Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού
ΔΕΣΜΗΕ: Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
Η.Π.Α: Ηνωμένες Πολιτείες Αμερικής
ΚΑΠΕ: Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας
ΟΟΣΑ: Οργανισμός Οικονομικής Συνεργασίας και Ανάπτυξης
ΡΑΕ: Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας
ΣΕΚ: Συνολική Εγχώρια Κατανάλωση
ΥΠΑΝ: Υπουργείο Ανάπτυξης
ΥΠΕΚΑ: Υπουργείο Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής
Φ/Β: Φωτοβολταϊκό Πάρκο
CCS: Carbon Capture and Storage
GDP: Gross Domestic Product
IEA: International Energy Agency
IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle
NGCC: Natural Gas Combined Cycle
RECCS: Renewable Energies (RE) in Comparison to Carbon Capture and Storage (CCS)

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στόχος της παρούσας εργασίας είναι η επισκόπηση των ήδη ανεπτυγμένων αλλά και αναπτυσσόμενων τεχνολογιών δέσμευσης και αποθήκευσης του CO₂, οι οποίες είναι κατάλληλες για εφαρμογή σε υφιστάμενες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από λιγνίτη αλλά και σε νέες. Στο πλαίσιο της επισκόπησης αυτής πραγματοποιείται μια σε βάθος χρόνου σύγκριση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των προαναφερθέντων τεχνολογιών δέσμευσης CO₂ σε οικονομικό και περιβαλλοντικό επίπεδο.

Στο πρώτο κεφάλαιο παρουσιάζεται το ενεργειακό πρόβλημα της Ελλάδας που προκύπτει από την χρήση συμβατικών πηγών ενέργειας και οι επιπτώσεις του στην ενίσχυση του φαινομένου του θερμοκηπίου. Στο δεύτερο κεφάλαιο γίνεται μια περιγραφή των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας και προβάλλεται η αξιοποίησή τους στον ελλαδικό χώρο.

Το τρίτο κεφάλαιο αποτελεί μια σύντομη παρουσίαση του ρόλου του λιγνίτη ως βασικού καυσίμου στο τομέα της ηλεκτροπαραγωγής τονίζοντας παράλληλα και τις περιβαλλοντικές συνέπειες της χρήσης του. Στο τέταρτο κεφάλαιο αναλύονται οι μέθοδοι και τεχνολογίες δέσμευσης του CO₂ σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύση ορυκτού καυσίμου. Επιπλέον, στο ίδιο κεφάλαιο αναφέρονται οι τρόποι μεταφοράς και οι πιθανοί χώροι αποθήκευσης του CO₂ μετά την δέσμευσή του.

Στο πέμπτο κεφάλαιο πραγματοποιείται μια οικονομική και περιβαλλοντική σύγκριση μεταξύ των τεχνολογιών δέσμευσης του CO₂ και των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας με ταυτόχρονη ανάλυση των αποτελεσμάτων της. Στο κεφάλαιο 6 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του ενεργειακού σχεδιασμού για την εφαρμογή της ευρωπαϊκής κοινοτικής πολιτικής «20-20-20» στην Ελλάδα. Τέλος, στο ίδιο κεφάλαιο δίνονται τα συμπεράσματα της παρούσας εργασίας και προτείνονται μέτρα για την αμεσότερη και ομαλότερη εφαρμογή της προαναφερθείσας ενεργειακής και περιβαλλοντικής πολιτικής.

ABSTRACT

The purpose of this master thesis is the review of the developed and developing carbon dioxide capture and storage technologies, which are suitable for application to existing and new lignite power plants. Within the framework of this review, a long-term economic and environmental comparison is made between renewable energy sources and CO₂ capture technologies.

The first chapter presents the energy problem in Greece resulting from the use of conventional energy sources and its impact on the greenhouse effect. The second chapter provides a description of renewable energy forms and their utilization in Greece.

The third chapter provides a brief overview of the role of lignite as basic fuel in the electricity sector and highlights the environmental consequences of its use. The fourth chapter analyzes the methods and technologies to capture CO₂ from fossil fuels fired power plants. In addition, several ways to transport captured CO₂ and potential storage sites are also presented in the same chapter.

The fifth chapter makes an economic and environmental comparison between CO₂ capture methods and renewable energy sources and analyzes its results. In Chapter 6 the results of the energy planning project are displayed according to the implementation of the "20-20-20" Community policy in Greece. Finally, in the same chapter the conclusions of this master thesis and measures for the direct implementation of the energy and environmental policy are also provided.

ΕΥΧΑΡΙΣΤΙΕΣ:

Με την ολοκλήρωση της παρούσας πτυχιακής εργασίας θα ήθελα να εκφράσω τις ιδιαίτερες ευχαριστίες μου στον επιβλέποντα καθηγητή Χατζηαβραμίδη Δημήτριο για την ανάθεση και την επίβλεψη της εργασίας, την σημαντική βοήθειά του στην εκπόνησή της και για τις ουσιαστικές παρατηρήσεις και την υποστήριξη που μου παρείχε σε όλη την διάρκεια της.

Το ελληνικό ενεργειακό σύστημα και πιο συγκεκριμένα το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής έχει έρθει αντιμέτωπο με μεγάλες προκλήσεις τα τελευταία έτη, καθώς καλείται να προσαρμοστεί όχι μόνο στην αυξανόμενη ενεργειακή ζήτηση αλλά και στους ολόένα και πιο απαιτητικούς περιβαλλοντικούς στόχους που θέτει η Ευρωπαϊκή Ένωση. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τόσο σε παγκόσμιο, όσο και σε εγχώριο επίπεδο, ήταν και συνεχίζει να είναι μέχρι σήμερα άρρηκτα συνδεδεμένη με τη χρήση ορυκτών καυσίμων λόγω της μεγάλης τους διαθεσιμότητας. Η υπέρμετρη, όμως, χρήση τους σε συνδυασμό με την ενίσχυση του ενεργειακού προβλήματος, έχουν επιφέρει σημαντικές περιβαλλοντικές επιπτώσεις.

Ειδικά για την Ελλάδα, ο λιγνίτης αποτελεί σήμερα το βασικό πρωτογενή ενεργειακό πόρο για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, συνεισφέροντας το 58.3% της εγχώριας παραγωγής για το 2008. Τα συνολικά βεβαιωμένα γεωλογικά αποθέματα λιγνίτη στη χώρα ανέρχονται σε περίπου 5 δις. τόνους και παρουσιάζουν αξιοσημείωτη γεωγραφική εξάπλωση στον ελληνικό χώρο [35].

Παρόλο τη μεγάλη διαθεσιμότητα των ελληνικών λιγνιτικών κοιτασμάτων, η χρήση του λιγνίτη συνεισφέρει σε μεγάλο βαθμό σε ρύπους, όπως οξείδια του αζώτου, οξείδια του θείου, διοξείδιο του άνθρακα και στερεά σωματίδια. Τα αέρια αυτά είναι υπεύθυνα για την ενίσχυση του φαινομένου του θερμοκηπίου, το οποίο με τη σειρά του προκαλεί σοβαρές κλιματικές και περιβαλλοντικές αλλαγές. Συνεπώς, αν ο λιγνίτης συνεχίσει τον πολύτιμο ρόλο του στη σύνθεση των ενεργειακών πηγών, θα πρέπει να βρεθούν λύσεις για τον περιορισμό των επιπτώσεων του σε επίπεδα συμβατά με αιεφόρους στόχους για το κλίμα.

Τεχνολογικές λύσεις για την αιεφόρο χρήση των ορυκτών καυσίμων και κατ' επέκταση και του λιγνίτη, έχουν αναπτυχθεί και χρησιμοποιηθεί σήμερα ευρέως στον ενεργειακό τομέα, γεγονός που αμβλύνει ουσιαστικά το φαινόμενο του θερμοκηπίου μειώνοντας σημαντικά τις εκπομπές CO₂, NO_x, SO₂, σωματιδίων και σκόνης από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα. Τα εν λόγω επιτεύγματα, γνωστά και ως τεχνολογίες «καθαρού άνθρακα», αποτελούν σημαντικά ενδιάμεσα στάδια για περαιτέρω πρόοδο προς τεχνολογίες που ενσωματώνουν τις έννοιες της δέσμευσης και αποθήκευσης CO₂, γνωστές ως τεχνολογίες CCS, στην ηλεκτροπαραγωγή με άνθρακα. Η εφαρμογή αυτών των τεχνολογιών αιεφόρων ορυκτών καυσίμων αναμένεται να έχει σημαντικά οφέλη. Πρωτίστως, μπορούν να περιορίσουν αποτελεσματικά μέχρι και 90% τις εκπομπές άνθρακα από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με ορυκτά καύσιμα. Αυτό εκφράζεται σε συνολική μείωση εκπομπών CO₂ της τάξης του 25-30% μέχρι το 2030 σε σύγκριση με το 2000 [1].

Η Ελλάδα θα πρέπει να εφαρμόσει μέχρι το 2020 το Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, που εκπονήθηκε στο πλαίσιο της εφαρμογής της Ευρωπαϊκής Ενεργειακής Πολιτικής σε σχέση με τη διείδυση τους, την εξοικονόμηση ενέργειας και τον περιορισμό των εκπομπών αερίων των θερμοκηπίων. Με βάση το σχέδιο αυτό προβλέπεται:

- Συμμετοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας κατά 20% στη συνολική τελική κατανάλωση ενέργειας

- Συμμετοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας κατά 40% στην ηλεκτροπαραγωγή
- Συμμετοχή κατά 10% των βιοκαυσίμων στις μεταφορές
- Μείωση των εκπομπών αερίων φαινομένου του θερμοκηπίου κατά 4% από όλες τις δραστηριότητες, πλην αυτών που εξαιρούνται από την Οδηγία για την εμπορία δικαιωμάτων εκπομπών.

Στα πλαίσια της επίτευξης των στόχων αυτών, η Ελλάδα οφείλει να πραγματοποιήσει έναν δραστικό μετασχηματισμό του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα και να διαμορφώσει μια ενεργειακή πολιτική βασιζόμενη στην αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ. Τόσο οι ΑΠΕ όσο και οι τεχνολογίες CCS αποτελούν παγκοσμίως μια νέα ενδιαφέρουσα πρόκληση προς την κατεύθυνση αυτή. Ωστόσο, καθίσταται απαραίτητη μια πιο προσεκτική αξιολόγηση της αποδοτικότητας των μελλοντικών τους επενδύσεων, καθώς τα βιώσιμα οικονομικά οφέλη, που θα προκύψουν, είναι προς το παρόν αβέβαια.

Στην παρούσα εργασία θα διεξαχθεί μια τεχνική, οικονομική και περιβαλλοντική σύγκριση των τεχνολογιών CCS και των ΑΠΕ, με σκοπό την επιλογή τόσο της καταλληλότερης τεχνολογίας δέσμευσης του CO₂ όσο και της ανταγωνιστικότερης αειφόρας λύσης για την βιωσιμότητα του ελληνικού ενεργειακού συστήματος.

1.1: ΑΠΟΤΥΠΩΣΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΠΡΟΒΛΗΜΑΤΟΣ

Η προσπάθεια του ανθρώπου για τη συνεχή άνοδο του βιοτικού του επιπέδου και η βιομηχανική ανάπτυξη οδήγησαν στην ταχεία αύξηση της ενεργειακής ζήτησης. Δεδομένου ότι η ενέργεια που χρησιμοποιείται σήμερα προέρχεται από ορυκτές καύσιμες ύλες, όπως γαιάνθρακες, πετρέλαιο, φυσικό αέριο και σχάσιμα πυρηνικά υλικά, η αύξηση της ενεργειακής ζήτησης φέρνει την παγκόσμια κοινότητα αντιμέτωπη με δύο σημαντικά προβλήματα: α) τη διαθεσιμότητα και την επάρκεια των αποθεμάτων ορυκτών καυσίμων και β) τις επιπτώσεις στο περιβάλλον.

Η κύρια επιβλαβής επίδραση στο περιβάλλον της χρήσης των ορυκτών καυσίμων είναι η αύξηση του διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρά που έχει ως αποτέλεσμα την υπερθέρμανση του πλανήτη. Με την καύση των ορυκτών καυσίμων, εκτός από το διοξείδιο του άνθρακα, απελευθερώνονται και άλλες επιβλαβείς ουσίες στην ατμόσφαιρα όπως νιτρικά, θειικά ή ανθρακικά οξέα τα οποία είναι υπεύθυνα για τον σχηματισμό όξινης βροχής.

Κατά τη διάρκεια του 20ού αιώνα, η χρήση ορυκτών καυσίμων στον κόσμο πολλαπλασιάστηκε επί 12 και η εξόρυξη υλικών πόρων επί 34 [2]. Στην διαμόρφωση της κατάστασης αυτής συνέβαλε η έλλειψη ενημέρωσης των πολιτών σχετικά με την ορθολογική χρήση της ενέργειας και η επικράτηση της άποψης ότι τα αποθέματα ενέργειας είναι απεριόριστα. Μόλις πριν από λίγα χρόνια έγινε αντιληπτό το μέγεθος της κατασπατάλησης των διαθέσιμων ενεργειακών πόρων του πλανήτη από το γεγονός ότι η ανθρωπότητα έχει δαπανήσει τα τελευταία εκατό χρόνια, αποθέματα πρώτων υλών και πηγών ενέργειας, τα οποία αποταμιεύτηκαν σε μια μεγάλη χρονική περίοδο.

Πολλές χώρες του κόσμου έχουν ήδη συνειδητοποιήσει την επείγουσα ανάγκη για καθαρή παραγωγή ενέργειας, χωρίς δηλαδή πρόκληση ρύπανσης, και βασίζουν την παραγωγή τους σε ηλεκτρισμό ολοένα και περισσότερο στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Όμως, αυτές αποτελούν ακόμη μεμονωμένα λαμπρά παραδείγματα. Οι ανθρωπογενείς δραστηριότητες στο σύνολό τους παραμένουν έντονα επιβαρυντικές για το περιβάλλον.

1.2: ΠΑΓΚΟΣΜΙΟ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ

Σύμφωνα με μελέτη του Οργανισμού των Ηνωμένων Εθνών, το έτος 2005 ο παγκόσμιος πληθυσμός έφτανε τα 6,4 δις ενώ οι προβλέψεις θέλουν να προσεγγίζει τα 8.2 δις το έτος 2030, σημειώνοντας μέση ετήσια αύξηση περίπου 1%. Το μεγαλύτερο μερίδιο της αύξησης αντιστοιχεί στις αναπτυσσόμενες χώρες, από τα 4,9 δις του 2005 στα 6,6 δις του 2030. Ο αριθμός των κατοίκων των δύο χωρών που θα διαδραματίσουν σημαίνοντα ρόλο στην αγορά ενέργειας και κατ' επέκταση στην παγκόσμια οικονομία, της Κίνας και της Ινδίας, αναμένεται να φτάσει τα 1,46 δις και 1,09 δις, αντίστοιχα [3].

Ο κύριος παράγοντας που αυξάνει την ενεργειακή ζήτηση είναι η αύξηση του Εθνικού Ακαθάριστου Προϊόντος . Κατά την διάρκεια των τριών τελευταίων δεκαετιών, η ενεργειακή ζήτηση έτεινε σε ευθεία γραμμική αύξηση με το GDP. Από το 1990 και έπειτα, η εξάρτηση αυτή μεταβλήθηκε: μία αύξηση του GDP κατά 1% σήμαινε αύξηση κατά 0,5% στην ζήτηση πρωτογενούς ενέργειας. Τα τελευταία χρόνια, η ζήτηση αυξάνεται με μικρότερο βαθμό σε σχέση με αυτή του GDP, κυρίως λόγω θερμότερου κλίματος στο βόρειο ημισφαίριο, αλλά και της ενεργειακής βελτίωσης των συσκευών με τεχνολογικά μέτρα [3].

Παρόλη την αύξηση της τιμής του πετρελαίου από το 2002 και μετά, οι οικονομίες των περισσότερων χωρών συνέχισαν να αναπτύσσονται. Το παγκόσμιο GDP αναμένεται να αυξηθεί κατά 3,6% ετησίως στην περίοδο 2004-2030. Οι αναπτυσσόμενες Ασιατικές χώρες αναμένεται να έχουν μεγαλύτερο ρυθμό ανάπτυξης σε σχέση με τις υπόλοιπες σε παγκόσμια κλίμακα, ενώ ακολουθούν η Μέση Ανατολή και η Αφρική. Η χώρα με την μεγαλύτερη ανάπτυξη αναμένεται να είναι η Κίνα με ετήσιο ποσοστό της τάξεως του 5,5% ετησίως. Το εισόδημα ανά κεφαλή αναμένεται να αυξηθεί κατά 2,6% ανά έτος. Στις αναπτυσσόμενες χώρες και κυρίως στην Κίνα, η αντίστοιχη αύξηση είναι 5,6% [3].

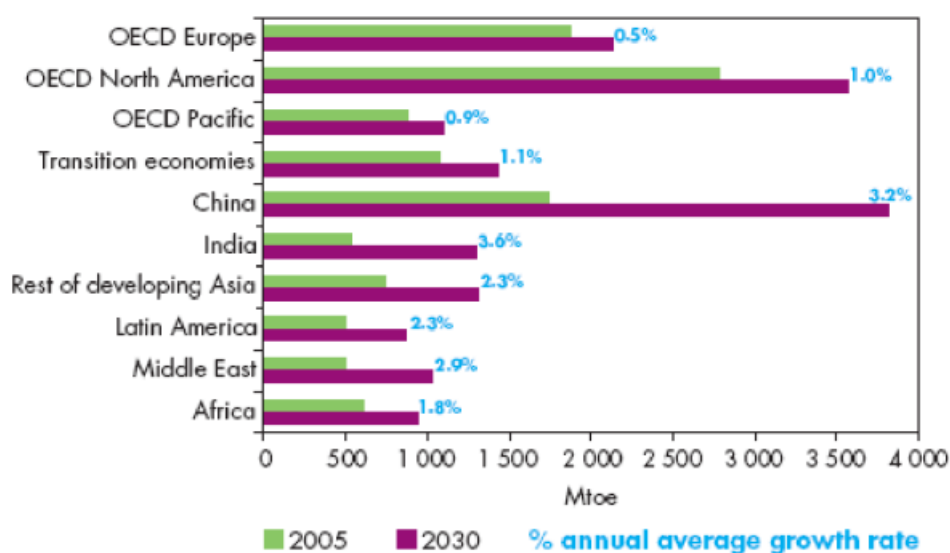
Σύμφωνα με εκτιμήσεις της IEA , κατά την περίοδο 2005-2030 η παγκόσμια ζήτηση πρωτογενούς ενέργειας εμφανίζει ετήσιο ρυθμό αύξησης 1,8%. Η ζήτηση κατά το έτος 2005 έφτανε τα 11,4 δις τόνους ισοδύναμου πετρελαίου και υπάρχει η πρόβλεψη που θέλει να προσεγγίζει τα 17,7 δις το έτος 2030. Ο Πίνακας 1.1 παρουσιάζει την παγκόσμια ζήτηση για πρωτογενή ενέργεια ανά καύσιμο.

	1980	2000	2005	2015	2030	2005-2030*
Coal	1 786	2 292	2 892	3 988	4 994	2.2%
Oil	3 106	3 647	4 000	4 720	5 585	1.3%
Gas	1 237	2 089	2 354	3 044	3 948	2.1%
Nuclear	186	675	721	804	854	0.7%
Hydro	147	226	251	327	416	2.0%
Biomass and waste	753	1 041	1 149	1 334	1 615	1.4%
Other renewables	12	53	61	145	308	6.7%
Total	7 228	10 023	11 429	14 361	17 721	1.8%

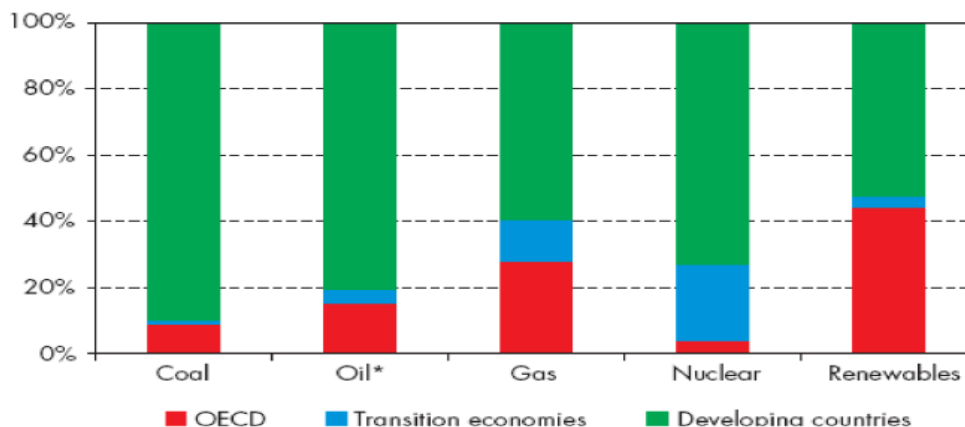
ΠΙΝΑΚΑΣ 1.1: Ζήτηση ενέργειας ανά καύσιμο σε Mtoe [3]

Παρατηρείται από τον Πίνακα 1.1 ότι τα ορυκτά καύσιμα, πετρέλαιο, φυσικό αέριο και άνθρακας, συνεχίζουν να είναι η κύρια πηγή πρωτογενούς ενέργειας. Το πετρέλαιο συνεχίζει να έχει το μεγαλύτερο μερίδιο παρά την μικρή ποσοστιαία αύξηση του, από 81% το 2005 στο 82% το 2030. Τα μερίδια του άνθρακα και του φυσικού αερίου μεταβάλλονται από 25% σε 28% και 21% σε 22%, αντίστοιχα. Αυτή η αύξηση στην χρήση των φυσικών καυσίμων θα έχει ως συνέπεια την αύξηση των εκπομπών του CO₂ κατά 57% για την περίοδο 2005-2030, αν φυσικά δεν ληφθούν υπόψη μέτρα για το περιορισμό αυτών. Μικρότερους ρυθμούς αύξησης της κατανάλωσης εμφανίζουν κάποιες από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η βιομάζα.

Όπως αναφέρθηκε παραπάνω, οι Κίνα και η Ινδία, αναμένεται να έχουν σημαντικό ρόλο στην παγκόσμια αγορά ενέργειας. Αποτελούν δε τις χώρες με την μεγαλύτερη ενεργειακή ζήτηση. Πιο συγκεκριμένα, για την περίοδο 2005-2030, κατέχουν το 45% της συνολικής αύξησης στην χρήση της ενέργειας. Οι μεταβατικές οικονομίες, έχουν μερίδιο 6%, ενώ οι χώρες του Ο.Ο.Σ.Α. περίπου 20%. Μετά το 2010, η Κίνα θα είναι η χώρα με την μεγαλύτερη κατανάλωση ενέργειας, σύμφωνα με το Σχήμα 1.1 που παρουσιάζει την αύξηση της ζήτησης πρωτογενούς ενέργειας, αφήνοντας τις Η.Π.Α. στην αμέσως επόμενη θέση. Οι αναπτυσσόμενες χώρες θα κατέχουν το 47% της παγκόσμιας ζήτησης το 2015 και περισσότερο από το 50% το 2030, σε σύγκριση με το σημερινό 41%. Το μερίδιο των χωρών Ο.Ο.Σ.Α. πέφτει από το σημερινό 48% στο 43% το 2015 και στο 38% το 2030. Τα ποσοστά κάθε κατηγορίας χωρών (χώρες Ο.Ο.Σ.Α., αναπτυσσόμενες και μεταβατικές οικονομίες) στην αύξηση της ζήτησης ανά καύσιμο φαίνονται στο Σχήμα 1.2.



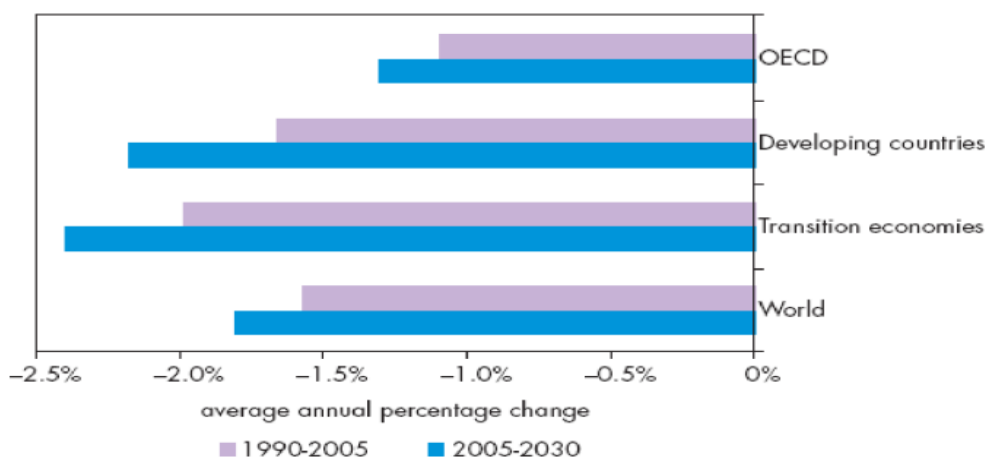
ΣΧΗΜΑ 1.1: Ποσοστό αύξησης της ζήτησης πρωτογενούς ενέργειας [3]



ΣΧΗΜΑ 1.2: Συμμετοχή των χωρών στην ζήτηση ανά καύσιμο. (Χώρες ΟΟΣΑ με κόκκινο, μεταβατικές οικονομίες με μπλε, αναπτυσσόμενες χώρες με πράσινο) (IEA 2006) [3]

Οι αναπτυσσόμενες χώρες κατέχουν το μεγαλύτερο μερίδιο σε κάθε κατηγορία καυσίμου εκτός από τις ανανεώσιμες που δεν περιλαμβάνουν υδροηλεκτρική ενέργεια. Το μερίδιο των αναπτυσσόμενων χωρών είναι ιδιαίτερα σημαντικό στην πυρηνική ενέργεια αλλά και στην εκμετάλλευση του άνθρακα λόγω της ιδιαίτερης προτίμησης σε αυτό από την Κίνα και την Ινδία. Το έτος 2030 το μερίδιο των δύο προαναφερθέντων χωρών φτάνει το 60% σε σχέση με το 45% του έτους 2005. Σε ό,τι αφορά την κατανάλωση του πετρελαίου, αναμένεται μια αύξηση στην ζήτηση κατά 32 εκ. βαρελιών εκ των οποίων τα 25 εκ. βαρέλια αντιστοιχούν στις Κίνα και Ινδία.

Σχετικά με τον δείκτη ενεργειακής έντασης της παγκόσμιας ζήτησης πρωτογενούς ενέργειας αναμένεται μία μέση πτώση κατά 1.8% στην περίοδο 2005-2030 σε σχέση με το 1,6% της περιόδου 1990-2005 (Σχήμα 1.3). Αιτία αυτού του γεγονότος είναι η ταχύτερη οικονομική αλλαγή από την βαριά οικονομία προς μια άλλη που περιλαμβάνει δραστηριότητες μικρότερου δείκτη ενεργειακής έντασης. Καθώς η θερμική απόδοση των μονάδων είναι ο βασικός παράγοντας στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ο δείκτης είναι χαμηλότερος στις αναπτυσσόμενες χώρες.



ΣΧΗΜΑ 1.3: Δείκτης ενεργειακής έντασης της πρωτογενούς ενέργειας [3]

Η προηγούμενη ανάλυση δείχνει ότι η πρόβλεψη για τις παγκόσμιες ενεργειακές ανάγκες είναι ότι αυτές αυξάνονται ταχύτατα, κυρίως λόγω της αύξησης του GDP των αναπτυσσόμενων οικονομιών (Κίνα, Ινδία) και του σχετικά χαμηλού βαθμού ενεργειακής τους απόδοσης. Έως το 2030, οι απαιτήσεις αυτές θα συνεχίσουν να ικανοποιούνται κατά κύριο λόγο από κατανάλωση ορυκτών καυσίμων. Η εξέλιξη αυτή θα έχει αρνητικές συνέπειες με επιτάχυνση της κλιματικής αλλαγής, περαιτέρω επιδείνωση της ατμοσφαιρικής ρύπανσης, και τάχιστη μείωση των ενεργειακών αποθεμάτων.

1.3:ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟ ΠΡΟΒΛΗΜΑ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

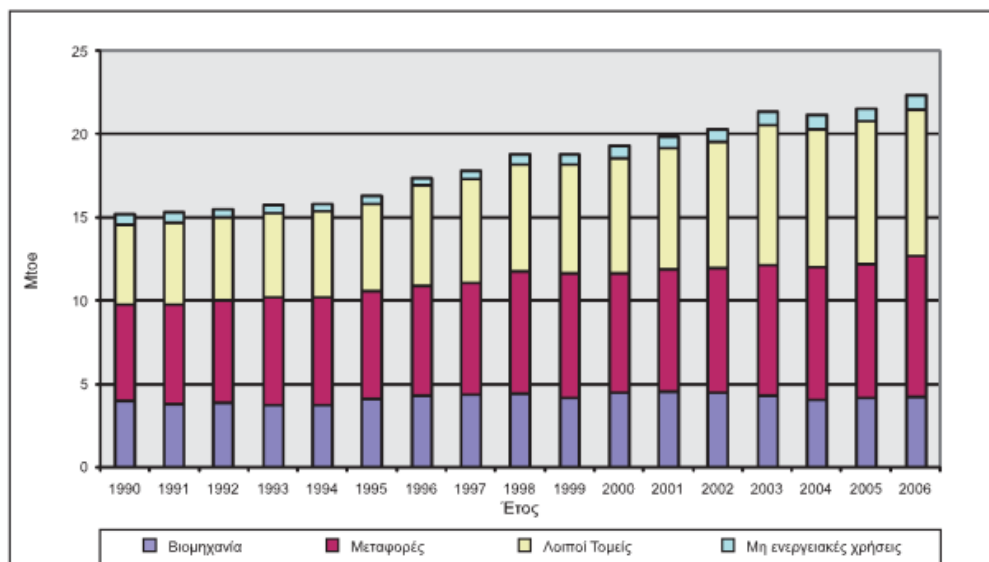
Η τελική κατανάλωση ενέργειας στην Ελλάδα αυξήθηκε κατά 50% στη διάρκεια της περιόδου 1990-2006 αντικατοπτρίζοντας την καλή οικονομική κατάσταση της χώρας κατά την περίοδο αυτή. Από το 1995, η ελληνική οικονομία σημειώνει μια αξιόλογη βελτίωση των διαφόρων δεικτών οικονομικής ανάπτυξης. Έτσι από το 1995 έως το 2006, η μέση ανάπτυξη του ΑΕΠ ήταν περίπου 3,9% το χρόνο (βλ. Πίνακα 1.2)[4].

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	1995-2006
ΑΕΠ	2,4%	3,6%	3,4%	3,4%	4,5%	4,2%	3,4%	5,6%	4,9%	2,9%	4,5%	3,9%

ΠΙΝΑΚΑΣ 1.2:Μέση Ανάπτυξη ΑΕΠ [4]

Το 2006 η Συνολική Εγχώρια Κατανάλωση Ενέργειας στην Ελλάδα έφτασε τα 31,5 Mtoe (Σχήμα 1.7). Πρόκειται για αύξηση κατά 40% περίπου από τα επίπεδα του 1990 όταν η ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ήταν 22,3 Mtoe ενώ κατά τα έτη 1995-2006, ο μέσος ετήσιος ρυθμός αύξησης ήταν 2,7%.Αν και η τελική κατανάλωση ενέργειας έμεινε σταθερή την περίοδο 1990-1994 ανερχόμενη στα 15 εκατομμύρια τόνους ισοδυνάμου πετρελαίου, από το 1995 και μετά άρχισε να αυξάνεται. Το 1996, έκανε ένα άλμα της τάξης του 6,5% με αντίστοιχη αύξηση της οικονομικής ανάπτυξης της τάξεως του 2,4%. Το 2006, η τελική κατανάλωση ενέργειας ήταν 21,4 Mtoe (Σχήμα 1.4). Με βάση όλα τα παραπάνω δεδομένα είναι φανερό ότι δεν έχει ακόμα πραγματοποιηθεί αποσύνδεση της οικονομικής ανάπτυξης από την αύξηση της ενεργειακής ζήτησης.

Αντίστοιχα, αναλύοντας την τελική κατανάλωση ενέργειας ανά καύσιμο, διαπιστώνεται ότι τα προϊόντα πετρελαίου παίρνουν την μερίδα του λέοντος καλύπτοντας τα 2/3 (68,5%) της ζήτησης ενώ ο ηλεκτρισμός ανέρχεται σε άνω του 1/5 (21%) της τελικής κατανάλωσης. Τα στερεά καύσιμα (1,87%), οι ΑΠΕ (Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας) (5%) και το φυσικό αέριο (3,2%) καλύπτουν μόνο μικρά ποσοστά κατανάλωσης ενέργειας (Σχήμα 1.5).[4]

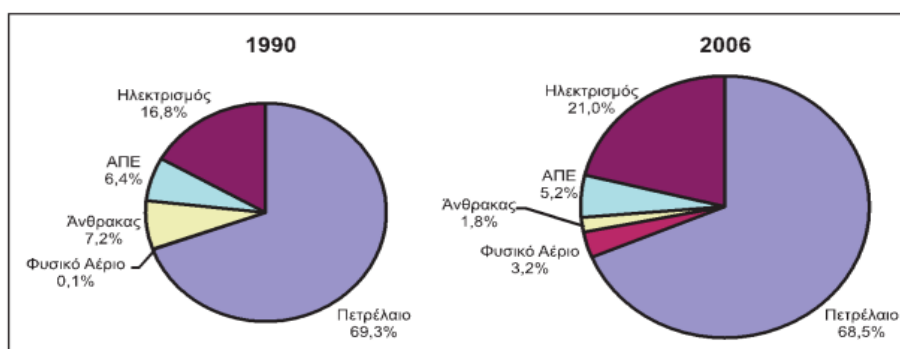


ΣΧΗΜΑ 1.4: Τελική κατανάλωση ενέργειας ανά τομέα [4]

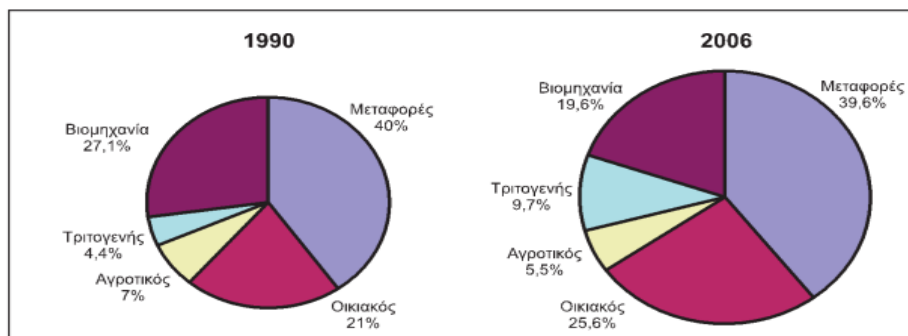
Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται με γρήγορους ρυθμούς από το 1990 και μετά. Ο τριτογενής τομέας ήταν το 2006 ο μεγαλύτερος καταναλωτής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα με 17,7 TWh, ετήσια κατανάλωση. Πρόκειται για ποσοστιαία αύξηση της τάξης του 216% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990.

Η βιομηχανία η οποία ήταν ο μεγαλύτερος καταναλωτής ηλεκτρικής ενέργειας το 1990 με κατανάλωση 12,1 TWh, το 2006 έπεσε στην 3η θέση με κατανάλωση 14,1 TWh και ποσοστό αύξησης 14% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Ο οικιακός τομέας σημείωσε κατανάλωση της τάξης των 17,6 TWh το 2006, σε σύγκριση με 9,1 TWh το 1990, παρουσιάζοντας 93% συνολική αύξηση και έχει πλέον μεγαλύτερη κατανάλωση από το βιομηχανικό τομέα (Σχήμα 1.6).

Το σύνολο του τριτογενούς, οικιακού, δημόσιου και αγροτικού τομέα κατανάλωσε το 2006 το 46% της ενέργειας ενώ το αντίστοιχο ποσοστό του 1990 ήταν 40%. Η βιομηχανία παρουσιάζει μια σταθερή κατανάλωση τα τελευταία χρόνια, η οποία το 2006 ήταν 4,2 Mtoe σημειώνοντας αύξηση κατά 0,2 Mtoe ή 5% σε σχέση με το 1990. Η κατά κεφαλήν κατανάλωση ενέργειας στην Ελλάδα είναι μεσαίου επιπέδου, συγκριτικά πάντα με τις παγκόσμιες τιμές.



ΣΧΗΜΑ 1.5: Τελική κατανάλωση Ενέργειας ανά Καύσιμο [4]

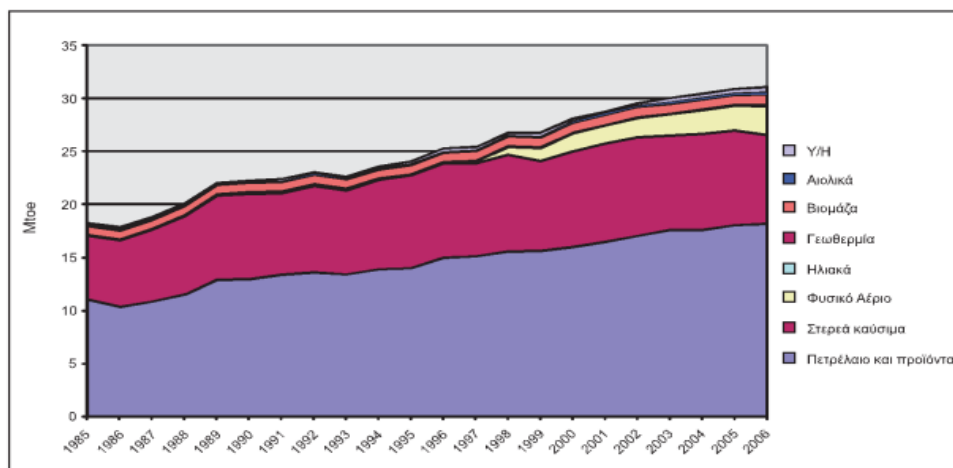


ΣΧΗΜΑ 1.6:Μερίδια Τελικής Κατανάλωσης Ενέργειας ανά Τομέα [4]

Η εξέλιξη των μεριδίων αγοράς των τομέων κατανάλωσης στην Ελλάδα είναι χαρακτηριστική για μια οικονομία σε μετά-βιομηχανική εξέλιξη που προσανατολίζεται προς μια οικονομία υπηρεσιών όπου η βιομηχανία μειώνεται αισθητά και ο οικιακός με τον τριτογενή τομέα αναπτύσσουν σταδιακά τα δικά τους αντίστοιχα μερίδια. Ο τριτογενής τομέας μέσα σε 15 χρόνια υπερδιπλασιάστηκε ανερχόμενος από το 4,4% στο 9,7%. Η συνεισφορά των τομέων αυτών στο ΑΕΠ επιβεβαιώνει αυτή την αύξηση, ενώ αντίστοιχα ο τουρισμός αποτελεί την κυριότερη επικερδή δραστηριότητα της χώρας.

1.3.1: ΑΝΕΠΑΡΚΗΣ ΕΓΧΩΡΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Τα στερεά καύσιμα, κυρίως ο λιγνίτης, ήταν 8 Mtoe το 1990 (36% της ΣΕΚ) και έφθασαν τα 8,4 Mtoe (26,6% της ΣΕΚ) το 2006 [4]. Το μερίδιο των πετρελαιοειδών παρέμεινε σταθερό από 12,9 M (57,8%) το 1990, σε 18,2 Mtoe (57,8%) το 2006. Τα αέρια καύσιμα αυξήθηκαν από 0,14 Mtoe (0,6%) το 1990 σε 2,74 Mtoe το 2006 (8,7%). Το μερίδιο των ΑΠΕ παραμένει σταθερό γύρω στο 5-5,5% μεταξύ 1990 (1,1 Mtoe) και 2006 (1,8 Mtoe) και παρουσιάζει διακυμάνσεις ανάλογα με την διαθεσιμότητα υδραυλικής ενέργειας και τη χρήση των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών. Η Ελλάδα, όπως απεικονίζει το Σχήμα 1.7, είχε το 2006 συνολική εγχώρια κατανάλωση 31,5 Mtoe με παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας 10 Mtoe και καθαρές εισαγωγές 24,85 Mtoe.

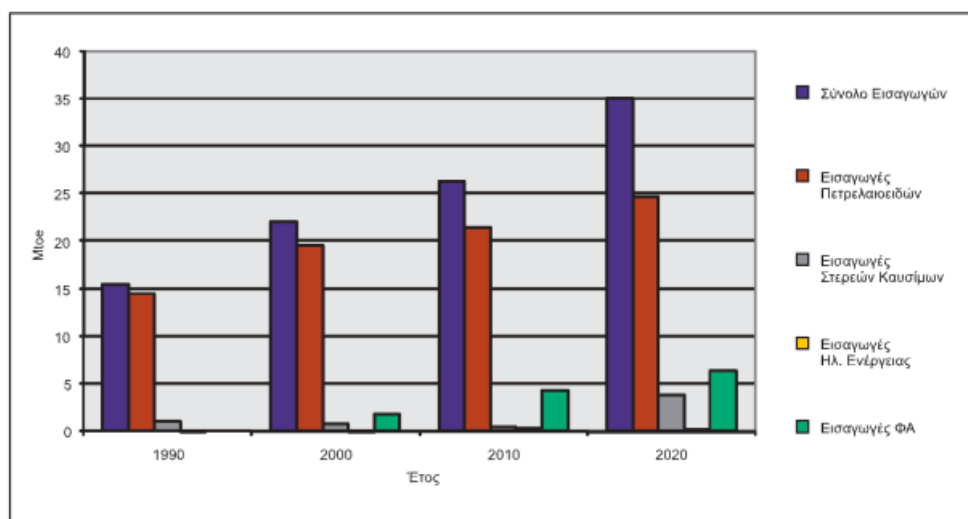


ΣΧΗΜΑ 1.7: Συνολική Εγχώρια Κατανάλωση [4]

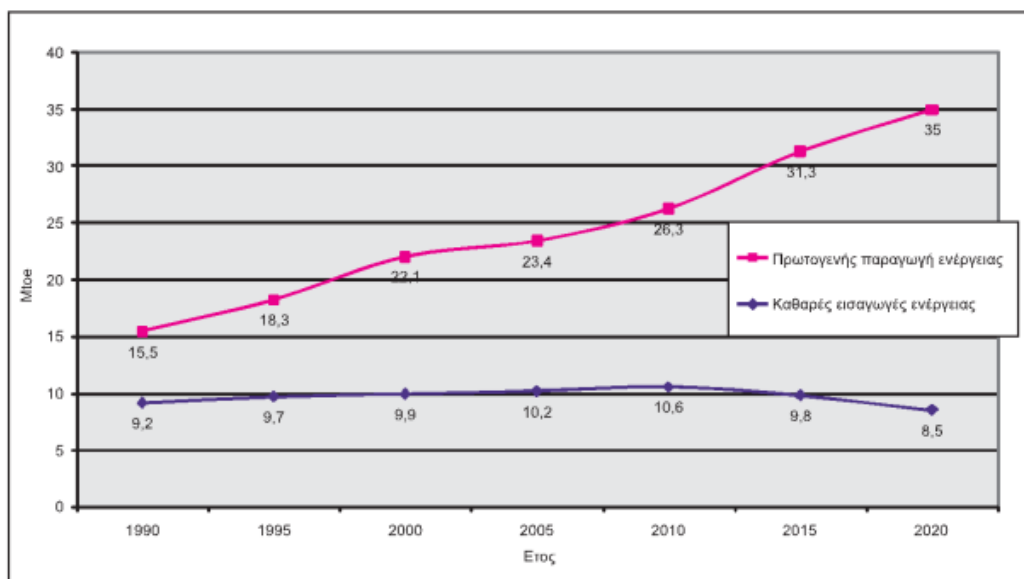
1.3.2: Η ΕΞΩΤΕΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΕΞΑΡΤΗΣΗ

Η ενεργειακή εξάρτηση της Ελλάδας παρουσιάζεται στα Σχήματα 1.8 και 1.9, όπου συμπεριλαμβάνονται και οι προβλέψεις για το 2020 σύμφωνα με τις υπάρχουσες τάσεις. Συνέπεια της μεγάλης ενεργειακής εξάρτησης αποτελεί το γεγονός ότι μεταξύ του 2004 και 2008 διπλασιάστηκε η αξία των εισαγωγών αργού πετρελαίου. Σημειώνεται ότι δεδομένου του ότι η τιμή του φυσικού αερίου είναι συνδεδεμένη με την τιμή του πετρελαίου επηρεάζεται ανάλογα και η αξία των εισαγωγών φυσικού αερίου.

Η Ευρωπαϊκή αλληλεγγύη και η συνεχής ανάπτυξη του ΑΕΠ μειώνουν τους κινδύνους που συνδέονται με την ισχυρή ενεργειακή εξάρτηση της Ελλάδας. Η πρόσφατη Ρώσο-ουκρανική κρίση απέδειξε πάντως, την δυνατότητα του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος να διαχειρισθεί μια διακοπή εφοδιασμού προερχόμενη από τον κύριο προμηθευτή φυσικού αερίου, χωρίς επιπτώσεις για τους καταναλωτές [4].



ΣΧΗΜΑ 1.8: Εξέλιξη του καταμερισμού των ενεργειακών εισαγωγών ανά καύσιμο [4]



ΣΧΗΜΑ 1.9: Εξέλιξη εγχώριας παραγωγής ενέργειας και ενεργειακών εισαγωγών[4]

1.4:ΚΛΙΜΑΤΙΚΗ ΑΛΛΑΓΗ-ΦΑΙΝΟΜΕΝΟ ΤΟΥ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ

Το παγκόσμιο κλίμα καθορίζεται και επηρεάζεται από μια σειρά φυσικών δυνάμεων, όπως, μεταξύ άλλων, τη γωνία του άξονα της γης ως προς την ηλιακή ακτινοβολία, την ηφαιστειακή και ευρύτερη γεωτεκτονική δραστηριότητα, τα θαλάσσια ρεύματα και τα ποιοτικά χαρακτηριστικά των ωκεανών (π.χ. οξύτητα). Ένας επιπλέον σημαντικός φυσικός κλιματικός μηχανισμός είναι το φαινόμενο του θερμοκηπίου, ο κατεξοχήν παράγοντας που επιτρέπει την ανάπτυξη και την επιβίωση της ζωής στον πλανήτη μας.

Κατά το φαινόμενο αυτό, ορισμένα αέρια της ατμόσφαιρας, γνωστά και ως θερμοκηπικά αέρια, επιτρέπουν τη διέλευση της ηλιακής ακτινοβολίας προς τη γη, ενώ αντίθετα απορροφούν και επανεκπέμπουν προς το έδαφος ένα μέρος της υπέρυθρης ακτινοβολίας που εκπέμπεται από την επιφάνεια της γης. Αυτή η παγίδευση της υπέρυθρης ακτινοβολίας από τα συγκεκριμένα αέρια, ονομάζεται φαινόμενο του θερμοκηπίου. Πρόκειται για ένα γεωφυσικό φαινόμενο που είναι ουσιώδες και απαραίτητο για την ύπαρξη, διατήρηση και εξέλιξη της ζωής στον πλανήτη. Χωρίς αυτόν το μηχανισμό η μέση θερμοκρασία της γης θα ήταν περίπου κατά 35 ° C χαμηλότερη, δηλαδή περίπου -20 ° C αντί για +15 ° C που είναι σήμερα και η ύπαρξη ζωής θα ήταν αδύνατη, τουλάχιστον στη μορφή που τη γνωρίζουμε σήμερα. Στο Σχήμα 1.10, που ακολουθεί, επιχειρείται μία γραφική αναπαράσταση του φαινομένου του θερμοκηπίου.



ΣΧΗΜΑ 1.10: Σχηματική παράσταση της διαδικασίας που οδηγεί στο φαινόμενο του θερμοκηπίου.[5]

ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΚΑ ΑΕΡΙΑ

Οι υδρατμοί έχουν τη μεγαλύτερη συνεισφορά στο φυσικό φαινόμενο του θερμοκηπίου. Παρ' όλα αυτά η παρουσία τους στην ατμόσφαιρα επηρεάζεται σε μικρότερο βαθμό από τις ανθρώπινες δραστηριότητες. Για το λόγο αυτό, η μελέτη περιορίζεται στα αέρια εκείνα των οποίων οι συγκεντρώσεις στην ατμόσφαιρα αυξάνονται σημαντικά λόγω της ανθρώπινης παρέμβασης.

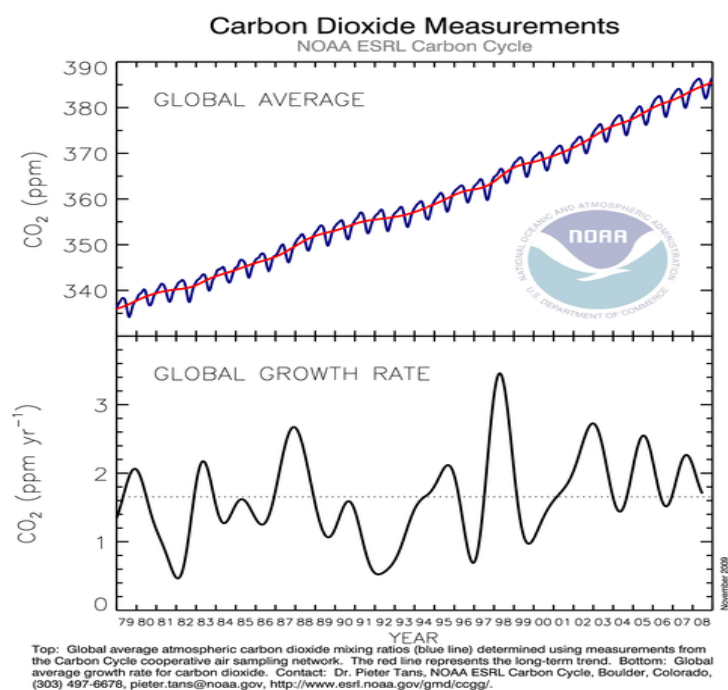
Τα κυριότερα αέρια της ατμόσφαιρας που ευθύνονται για την ενίσχυση του φαινομένου του θερμοκηπίου, καθώς και ο βαθμός συνεισφοράς τους φαίνονται στον Πίνακα 1.3, ενώ πληροφορίες για το κάθε αέριο ξεχωριστά δίνονται στις παραγράφους που ακολουθούν.

Αέριο	Συνεισφορά (%)
Διοξείδιο του Άνθρακα	50-60
Χλωροφθοράνθρακες	15-25
Μεθάνιο	12-20
Υποξείδιο του Αζώτου	5
Όζον και Άλλα αέρια	11

ΠΙΝΑΚΑΣ 1.3: Θερμοκηπικά αέρια και ο βαθμός συνεισφοράς τους [5]

- Διοξείδιο του άνθρακα (CO₂)

Η συνεισφορά του διοξειδίου του άνθρακα στο φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι καταλυτική. Εκλύεται άμεσα στην ατμόσφαιρα από τη χρήση ορυκτών καυσίμων και έμμεσα από την εκχέρωση δασικών εκτάσεων. Τα επίπεδα του διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα εκτιμάται ότι αυξάνονται κατά 3 - 4% κάθε δεκαετία και κατά 0,4 - 0,5% περίπου κάθε χρόνο [5]. Σύμφωνα με εκτιμήσεις, αν συνεχιστεί ο ίδιος ρυθμός αύξησης των καύσεων πάνω στον πλανήτη, η συγκέντρωση του CO₂ το έτος 2030 θα έχει διπλασιαστεί. Στο Σχήμα 1.11 παρουσιάζεται η μέση συγκέντρωση και ο μέσος ρυθμός αύξησης του CO₂.



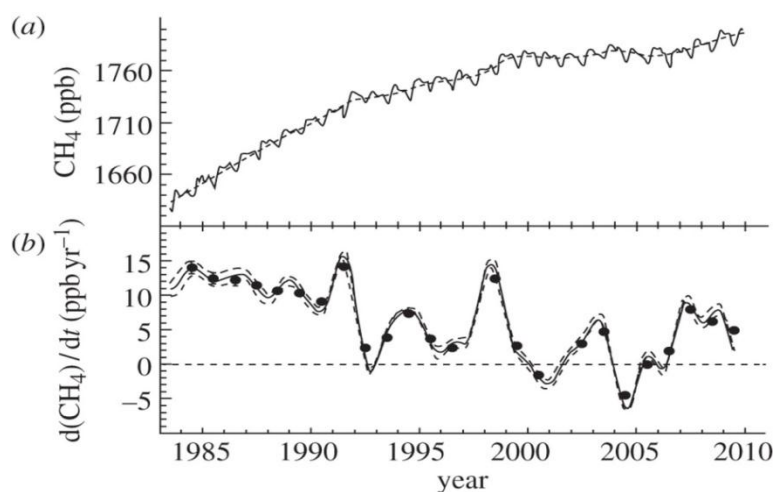
ΣΧΗΜΑ 1.11 : Μέση συγκέντρωση και μέσος ρυθμός αύξησης του CO₂ στην ατμόσφαιρα (1979-2008) [35]

Οι συγκεντρώσεις του CO₂ στην ατμόσφαιρα είναι γνωστές με ακρίβεια από το 1958 αλλά, με βάση μετρήσεις στον πάγο και των ισοτόπων του άνθρακα στους δακτυλίους των δέντρων, έχουν υπολογιστεί και για τις τελευταίες χιλιετίες. Κατά τη διάρκεια της τελευταίας περιόδου των παγετώνων, οι συγκεντρώσεις του διοξειδίου του άνθρακα προσδιορίστηκαν στα 200 ppm αλλά, στο τέλος της περιόδου αυτής, πριν περίπου 15.000 χρόνια, βρέθηκε ότι εκτοξεύτηκαν στα 280 ppm. Ήταν η περίοδος που η γη άρχισε να ζεσταίνεται και σε λιγότερο από 10.000 χρόνια εξελίχθηκε από ένα πλανήτη στον οποίο πολύ μεγάλα ποσοστά της επιφάνειάς του ήταν καλυμμένα με πάγο, στον σημερινό, που ουσιαστικά είναι ελεύθερος από πάγους.[5]

Το κατά πόσο μπορεί να προβλεφθεί η μελλοντική εξέλιξη των συγκεντρώσεων του CO₂, εξαρτάται από την ικανότητα εκτίμησης της ποσότητας των ορυκτών καυσίμων που θα καταναλωθούν κατά τα επόμενα έτη και του ποσοστού του εκπεμπόμενου CO₂ που θα παραμείνει στην ατμόσφαιρα. Αν η παγκόσμια κατανάλωση καυσίμων συνεχιστεί με τον ίδιο ρυθμό, εκτιμάται ότι θα παρατηρείται αύξηση του CO₂ κατά περίπου 4% ανά δεκαετία. Συγχρόνως όμως, αναμένεται μια ελάττωση της χρήσης των ορυκτών καυσίμων σαν συνέπεια της αυξανόμενης χρήσης των ήπιων μορφών ενέργειας. [5]

• Μεθάνιο (CH₄)

Παράγεται κυρίως κατά τη βακτηριακή αποσύνθεση της οργανικής ύλης (αναερόβια σήψη) στις καλλιέργειες ρυζιού, στους χώρους απόθεσης απορριμμάτων και από το πεπτικό σύστημα των μηρυκαστικών ζώων. Αυξάνεται κάθε χρόνο κατά 1 - 2%, ως αποτέλεσμα της ολοένα αυξανόμενης κατανάλωσης τροφίμων από τους κατοίκους των ανεπτυγμένων περιοχών του πλανήτη. Το μεθάνιο έχει χρόνο ζωής 10 χρόνια και το ποσοστό συνεισφοράς του στο φαινόμενο του θερμοκηπίου εκτιμάται ότι είναι 12 - 20%. Στο Σχήμα 1.12 που ακολουθεί, παρατηρούνται η ατμοσφαιρική συγκέντρωση και ο ρυθμός αύξησης του μεθανίου για το χρονικό διάστημα 1985- 2010.



ΣΧΗΜΑ 1.12:α) Μέση συγκέντρωση μεθανίου στην ατμόσφαιρα (1985-2010)

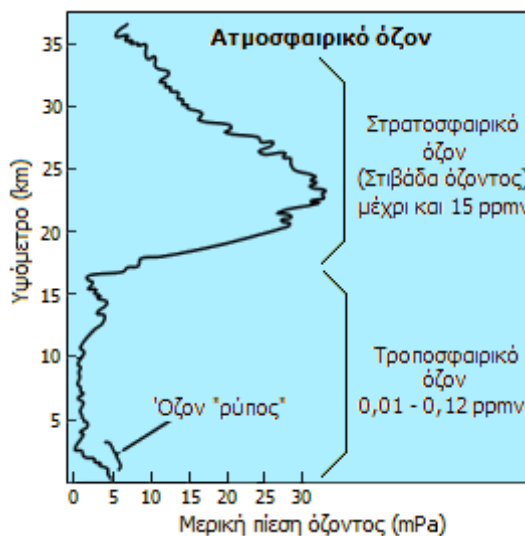
b) Μέσος στιγμιαίος ρυθμός αύξησης μεθανίου (1985-2010) [38]

- **Υποξείδιο του αζώτου (N_2O)**

Παράγεται από βακτηριακή δράση στο νερό και το χώμα, από τη διάσπαση αζωτούχων λιπασμάτων και από την καύση των ορυκτών καυσίμων ως υποπροϊόν. Κάθε χρόνο τα επίπεδά του αυξάνονται κατά 0,25 - 0,4%, ενώ μπορεί να παραμείνει στην ατμόσφαιρα μέχρι και 170 χρόνια. Είναι μη τοξικό αέριο αλλά η συνεισφορά του στο φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι περίπου 4 - 6%. [5]

- **Τροποσφαιρικό όζον (O_3)**

Το 75% σχεδόν του τροποσφαιρικού όζοντος παράγεται με τη φωτοχημική δράση του ηλιακού φωτός σε αέριους ρύπους όπως τα οξείδια του αζώτου και οι υδρογονάνθρακες. Εκτιμάται ότι το 90% του ατμοσφαιρικού όζοντος βρίσκεται στην στρατόσφαιρα και το 10% στην τροπόσφαιρα. Μια τυπική κατανομή της συγκέντρωσης του όζοντος (ως μερική πίεση) ως συνάρτηση του ύψους δείχνεται στο Σχήμα 1.13

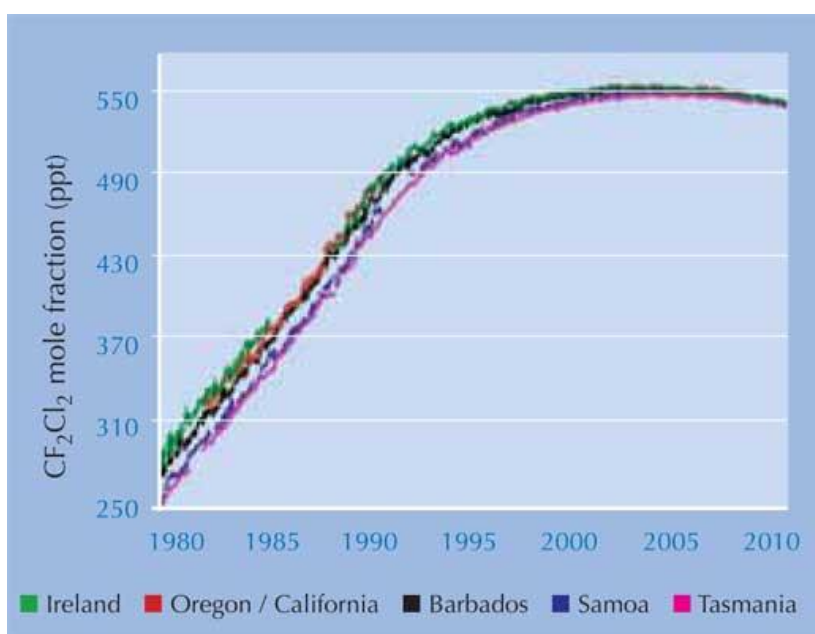


ΣΧΗΜΑ 1.13: Συγκέντρωση όζοντος συναρτήσει του ύψους [42]

Η ετήσια αύξησή του φτάνει το 2%, ενώ ο χρόνος παραμονής του στην ατμόσφαιρα δεν ξεπερνάει τις 3 εβδομάδες. Το ποσοστό συνεισφοράς του στο φαινόμενο του θερμοκηπίου είναι 10 - 12% [5]

- Χλωροφθοράνθρακες (CFC's)

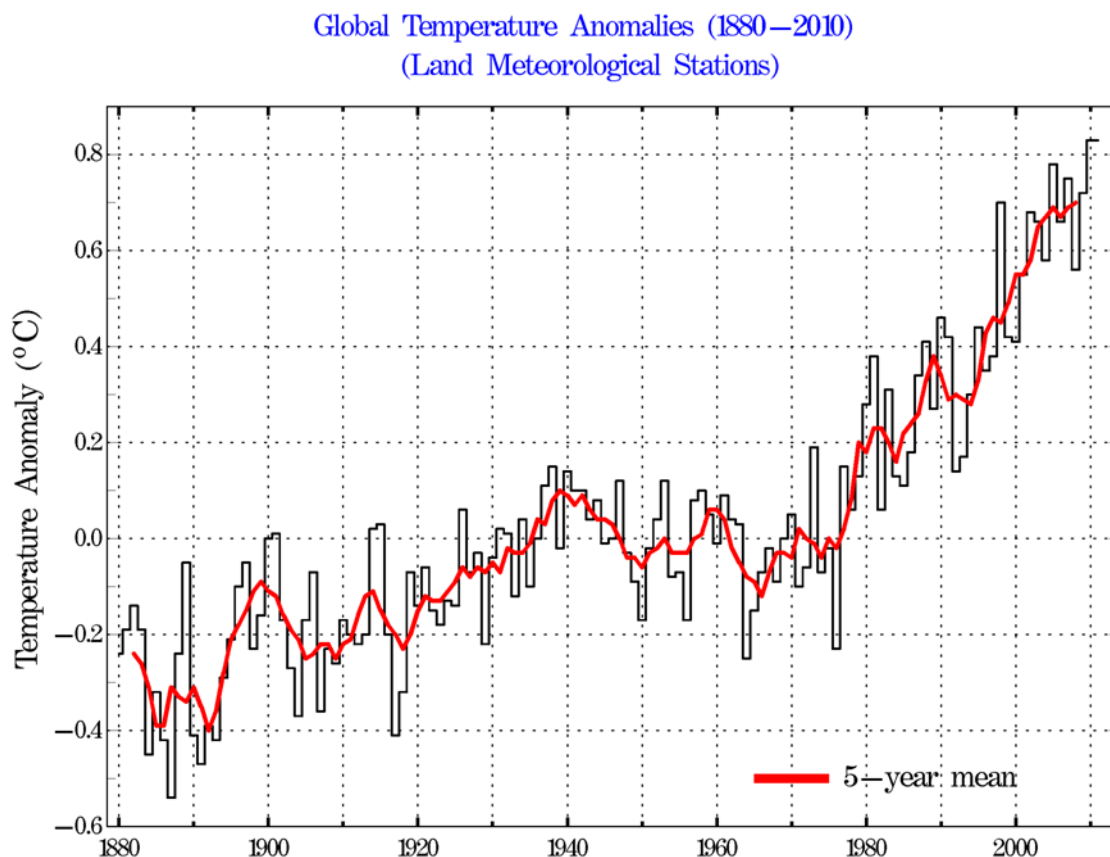
Πρόκειται για χημικές ενώσεις που χρησιμοποιούνταν, μέχρι πρόσφατα, ευρέως στα ψυγεία και τα συστήματα κλιματισμού ως ψυκτικά υγρά και στα διάφορα σπρέι ως προωθητικά αέρια. Η συγκέντρωσή τους στην ατμόσφαιρα παρουσίαζε ετήσια αύξηση της τάξης του 6% ωστόσο, μετά την εφαρμογή των διεθνών συνθηκών, η παραγωγή τους έχει μειωθεί στο ελάχιστο. Ο χρόνος παραμονής τους στην ατμόσφαιρα ανέρχεται πιθανόν σε εκατοντάδες χρόνια και για το λόγο αυτό οι συνέπειές τους θα είναι αισθητές και τον αιώνα που διανύεται. Είναι ευρύτερα γνωστά λόγω του ρόλου τους στην αραίωση της στρωβάδας του όζοντος. Συνεισφέρουν όμως και στο φαινόμενο του θερμοκηπίου κατά 15 - 25%. Το Σχήμα 1.14 παρουσιάζει την μεταβολή της συγκέντρωσης των χλωροφθορανθράκων στην ατμόσφαιρα για το χρονικό διάστημα 1980-2010.



ΣΧΗΜΑ 1.14:Μεταβολή συγκέντρωση CFC's για τα έτη 1980-2010[35]

Όπως έγινε κατανοητό, το φαινόμενο του θερμοκηπίου, στις φυσικές του διαστάσεις, δεν είναι επιβλαβές, αντίθετα είναι ζωτικής σημασίας για τη διατήρηση των περιβαλλοντικών συνθηκών του πλανήτη. Το ανησυχητικό είναι η ενίσχυση του φαινομένου σαν αποτέλεσμα της ατμοσφαιρικής ρύπανσης. Οι ανθρωπογενείς εκπομπές θερμοκηπικών αερίων αυξάνουν την υπέρυθη ακτινοβολία που παγιδεύεται από την ατμόσφαιρα, επιδρώντας έτσι στο κλίμα της γης. Το φυσικό επακόλουθο της αύξησης των εκπομπών θερμοκηπικών αερίων από τον άνθρωπο είναι λοιπόν η ενίσχυση του φαινομένου του θερμοκηπίου και συνεπώς η αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη. Η μέση παγκόσμια θερμοκρασία είναι ήδη σχεδόν κατά 0,8° C υψηλότερη από την αντίστοιχη της προ-βιομηχανικής περιόδου (Σχήμα 1.15) ενώ ενδέχεται να αυξηθεί έως και 4° C έως τα μέσα της δεκαετίας του 2050 εάν συνεχιστούν οι σημερινές εκπομπές αερίων CO₂ [6]. Υπάρχει ευρεία επιστημονική συναίνεση ότι η υπερθέρμανση του

πλανήτη πρέπει να διατηρηθεί κάτω από 2° C ώστε να αποφευχθούν επικίνδυνες και μη αναστρέψιμες επιπτώσεις της κλιματικής αλλαγής.



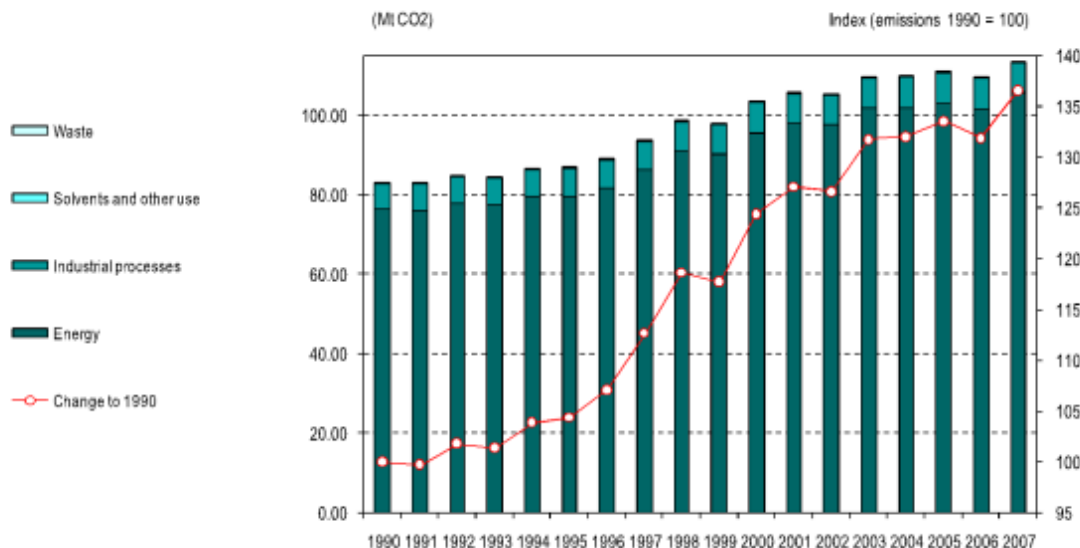
ΣΧΗΜΑ 1.15: Διακυμάνσεις της θερμοκρασίας του πλανήτη στη διάρκεια των ετών 1880-2010 [35]

1.5: ΕΚΠΟΜΠΕΣ ΑΕΡΙΩΝ ΤΟΥ ΘΕΡΜΟΚΗΠΙΟΥ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ ΚΑΙ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΣΤΟ ΤΟΠΙΚΟ ΚΛΙΜΑ

Η Ελλάδα στα πλαίσια της συμφωνίας του πρωτοκόλλου του Κιότο πρέπει σε τακτά χρονικά διαστήματα να υποβάλει εκθέσεις στη Διακυβερνητική Διάσκεψη για την Αλλαγή του Κλίματος σχετικά με την πορεία των εθνικών εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου. Υπεύθυνο για τη σύνταξη αυτής της έκθεσης είναι το ΥΠΕΚΑ. Τα σημαντικότερα αποτελέσματα της έκθεσης του 2007 παρουσιάζονται στη συνέχεια.[7]

- **ΔΙΟΞΕΙΔΙΟ ΤΟΥ ΑΝΘΡΑΚΑ (CO₂)**

Οι συνολικές εκπομπές CO₂ αυξήθηκαν από 83,15 εκατομμύρια τόνους το 1990 σε 113,57 εκατομμύρια τόνους το 2007, παρουσιάζοντας αύξηση 36,58% (Σχήμα 1.16).[7]

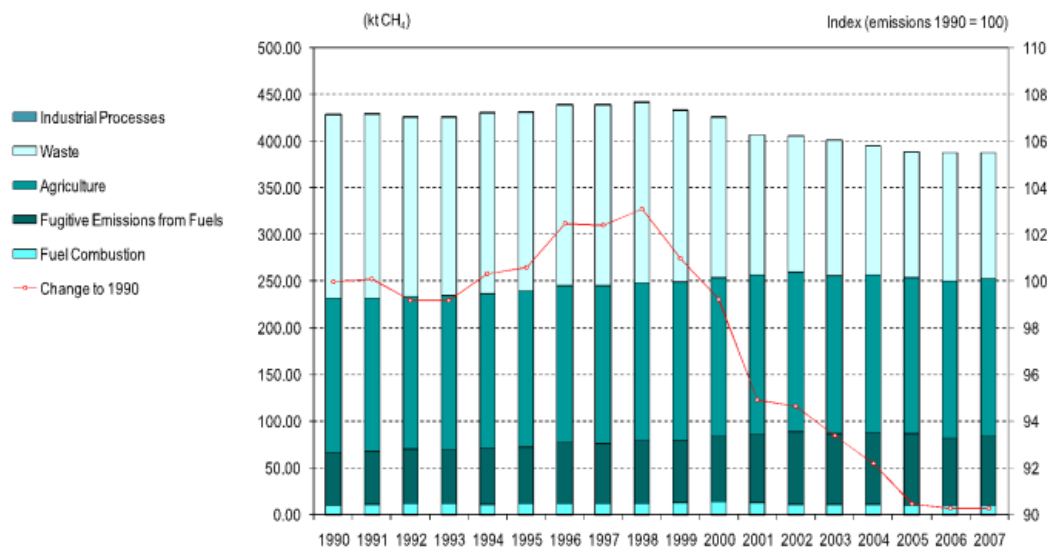


ΣΧΗΜΑ 1.16: Εκπομπές CO₂ ανά κατηγορία πηγής το χρονικό διάστημα 1990-2007[7]

Οι εκπομπές CO₂ από την ενεργειακή κατανάλωση αυξάνονται σχεδόν συνεχώς, από 76,2 εκατομμύρια τόνους το 1990 σε 105,5 εκατομμύρια τόνους το 2007, παρουσιάζοντας συνολική αύξηση 38%. Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από τις βιομηχανικές διαδικασίες το 2007 αυξήθηκαν κατά 17% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Αντίθετα, οι εκπομπές από τη χρήση διαλυτών και άλλων προϊόντων μειώθηκαν κατά 5,5% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Τέλος, οι εκπομπές από τον τομέα των αποβλήτων το 2007 αυξήθηκαν σχεδόν 20 φορές σε σύγκριση με το 1990.[7]

- **ΜΕΘΑΝΙΟ (CH₄)**

Η τάση των εκπομπών μεθανίου τα έτη 1990 - 2007 κατά κατηγορία πηγής παρουσιάζεται στο Σχήμα 1.17. Από το σχήμα φαίνεται ότι ο τομέας της γεωργίας αποτελεί τη μεγαλύτερη ανθρωπογενή πηγή εκπομπών μεθανίου στην Ελλάδα από το 2001, αντιπροσωπεύοντας το 43,67% των συνολικών εκπομπών μεθανίου το 2007. Οι εκπομπές μεθανίου από τη γεωργία αυξήθηκαν το 2007 κατά 2,28% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Οι εκπομπές μεθανίου από απόβλητα το 2007 αντιπροσώπευαν το 34,54% των συνολικών εκπομπών και μειώθηκαν κατά 31,96% από το 1990. Οι εκπομπές μεθανίου από τον τομέα της ενέργειας αντιπροσωπεύουν το υπόλοιπο 21,79% του συνόλου των εκπομπών.[7]



ΣΧΗΜΑ 1.17: Εκπομπές CH₄ ανά κατηγορία πηγής το χρονικό διάστημα 1990-2007[7]

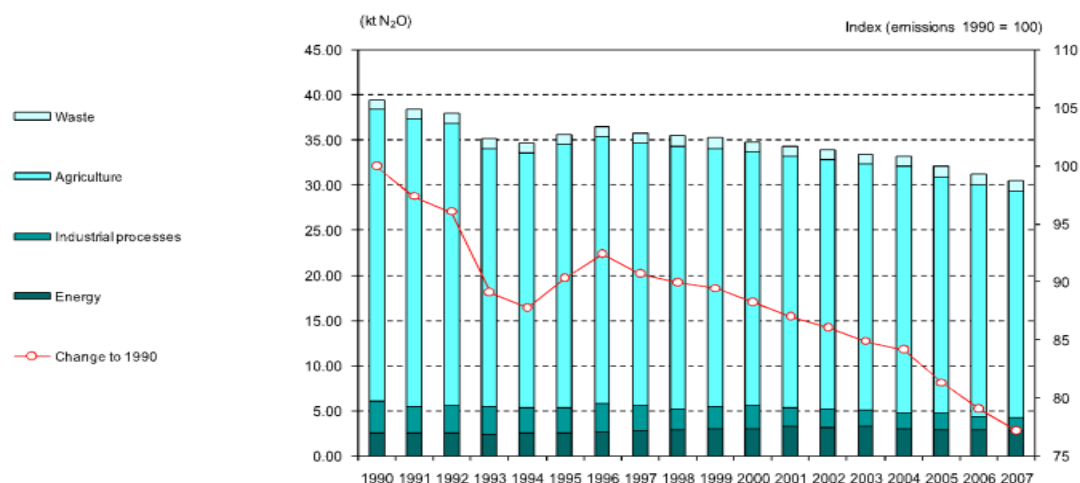
- **Υποξείδιο του αζώτου (N₂O)**

Η τάση των εκπομπών πρωτοξειδίου του αζώτου τα έτη 1990 - 2007 κατά κατηγορία πηγής παρουσιάζεται στην Σχήμα 1.18. Από το σχήμα διαπιστώνεται ότι ο κλάδος της γεωργίας αποτελεί τη μεγαλύτερη ανθρωπογενή πηγή εκπομπών πρωτοξειδίου του αζώτου στην Ελλάδα (82,2% περίπου του συνόλου των εκπομπών πρωτοξειδίου του αζώτου το έτος 2007). Οι εκπομπές από τον τομέα αυτό μειώθηκαν κατά 22,7% από το 1990, κυρίως λόγω των νέων γεωργικών πρακτικών που εφαρμόζονται και της χρήσης συνθετικών αζωτούχων λιπασμάτων.

Το πρωτοξείδιο του αζώτου παράγεται επίσης από την αντίδραση μεταξύ αζώτου και οξυγόνου κατά την καύση ορυκτών καυσίμων. Οι εκπομπές υποξειδίου του αζώτου από την καύση ορυκτών καυσίμων (που αντιπροσωπεύουν το 9,13% του συνόλου των εκπομπών πρωτοξειδίου του αζώτου το 2007) αυξήθηκαν κατά 14,53% από το 1990. Ωστόσο, οι εκπομπές από τον τομέα της ενέργειας έχουν την τάση να μειώνονται τα τελευταία χρόνια (2004-2007), κυρίως λόγω της διείσδυσης του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Η παραγωγή του νιτρικού οξέος από βιομηχανικές διεργασίες αποτελεί την κύρια πηγή εκπομπών N₂O και αντιπροσωπεύει το 4,66% του συνόλου των εκπομπών N₂O το έτος 2007. Οι εκπομπές υποξειδίου του αζώτου μειώθηκαν κατά 60,37% από το 1990, λόγω της μείωσης της παραγωγής νιτρικού οξέος στην Ελλάδα. Οι εκπομπές του N₂O από τον τομέα των

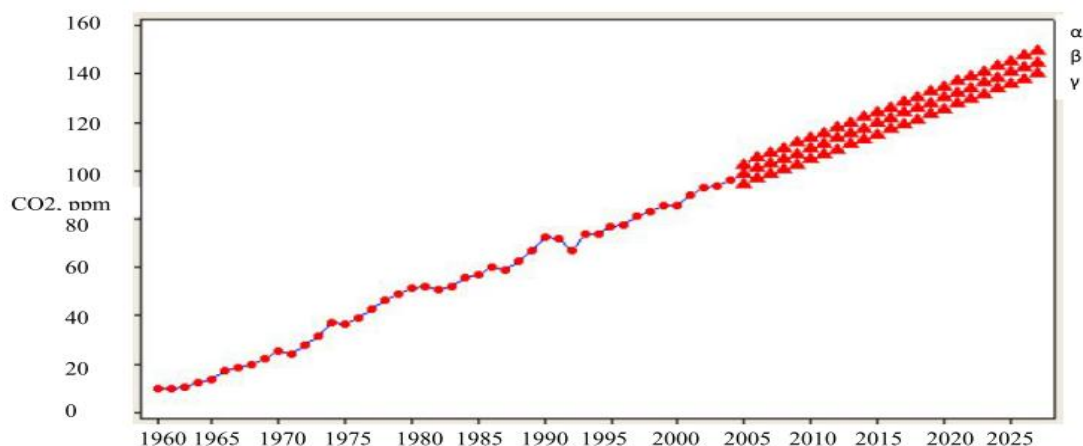
αποβλήτων (4% του συνόλου των εκπομπών) αυξήθηκαν το 2007 κατά 5,97% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990.[7]



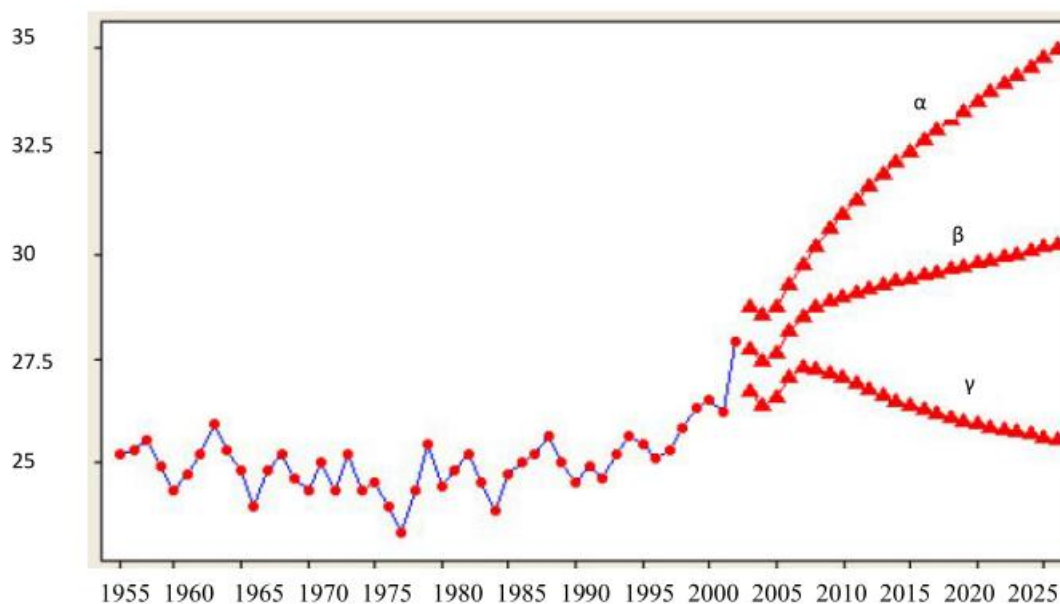
ΣΧΗΜΑ1.18:Εκπομπές N₂O ανά κατηγορία πηγής το χρονικό διάστημα 1990-2007[7]

Δεδομένου ότι ο κυριότερος ανθρωπογενής παράγοντας που επηρεάζει το φαινόμενο του θερμοκηπίου, είναι η έκλυση διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) από την καύση ορυκτών καυσίμων, η επερχόμενη αύξηση της εγχώριας ενεργειακής ζήτησης τα επόμενα χρόνια θα επιφέρει σημαντικές κλιματολογικές ανακατατάξεις τόσο σε εθνικό όσο και σε παγκόσμιο επίπεδο. Μελλοντικές προβλέψεις μέχρι και το έτος 2025 για το CO₂ που εκλύεται στην ατμόσφαιρα από την παραγωγή ηλεκτρικής και θερμικής ενέργειας παρουσιάζονται στην Σχήμα 1.19.

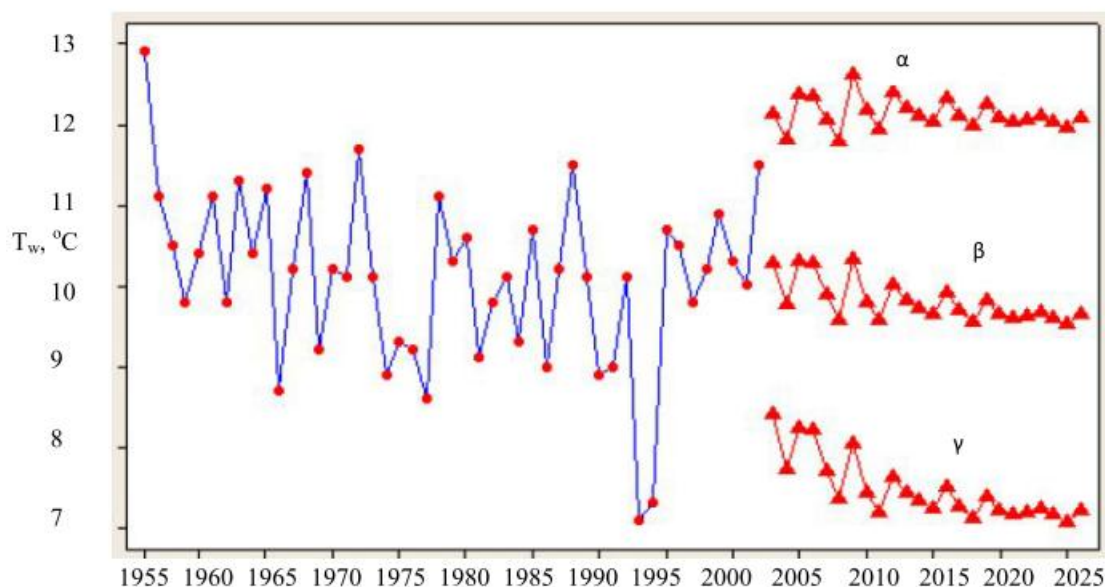
Η αυξητική τάση των εκπομπών CO₂ ,όπως φαίνεται στο σχήμα, συνεπάγεται ενίσχυση του φαινομένου του θερμοκηπίου και μεταβολή της ετήσιας τοπικής θερμοκρασίας του αέρα. Τα Σχήματα 1.20 -1.21 παρουσιάζουν τις υφιστάμενες και μελλοντικές τιμές της μέσης θερμοκρασίας καλοκαιριού T_s και χειμώνα T_w για το χρονικό διάστημα 1955-2025.[8]



ΣΧΗΜΑ 1.19: CO₂ στην ατμόσφαιρα από παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Δεδομένα για περίοδο 1960 – 2001. Προβλέψεις για περίοδο 2002 – 2025, (α) Μέγιστη, (β) Μέση, (γ) Ελάχιστη με όρια εμπιστοσύνης 95%. [8]



ΣΧΗΜΑ 1.20: Μέση ετήσια θερμοκρασία καλοκαιριού, T_s . Δεδομένα για 1955 – 2001. Προβλέψεις για περίοδο 2002 – 2025, (α) Μέγιστη, (β) Μέση, (γ) Ελάχιστη, με όρια εμπιστοσύνης 95% [8]



ΣΧΗΜΑ 1.21: Μέση ετήσια θερμοκρασία χειμώνα, T_w Δεδομένα για 1955 – 2001. Προβλέψεις για περίοδο 2002 – 2025, (α) Μέγιστη, (β) Μέση, (γ) Ελάχιστη, με όρια εμπιστοσύνης 95%. [8]

Τα σχήματα 1.20 και 1.21 δείχνουν ότι οι τάσεις για τα επόμενα χρόνια μέχρι το 2025 είναι η μέση θερμοκρασία το καλοκαίρι να είναι υψηλότερη και το χειμώνα χαμηλότερη από την αντίστοιχη θερμοκρασία προηγούμενων ετών [8]. Η μεταβολή αυτή της τοπικής θερμοκρασίας του αέρα μπορεί να έχει σοβαρές όχι μόνο περιβαλλοντικές αλλά και κοινωνικές επιπτώσεις σχεδόν σε όλες της περιοχές της Ελλάδας. Στο πλαίσιο έρευνας του WWF Ελλάς και του Εθνικού Αστεροσκοπείου, εξετάστηκε μια σειρά περιοχών στην Ελλάδα ως προς τον πιθανό αντίκτυπο που μπορεί να έχει μια τόσο αξιοσημείωτη αύξηση της θερμοκρασίας σε αυτές για τον χρονικό ορίζοντα 2020 και 2050 [9]:

- Οι μεγάλες πόλεις θα βιώσουν μία χειροτέρευση της ποιότητας ζωής τους καλοκαιρινούς μήνες, ενώ η προσπάθεια αντιμετώπισης των υψηλών θερμοκρασιών, βραχυπρόθεσμα θα αυξήσει τα έξοδα των νοικοκυριών και μακροπρόθεσμα θα επηρεάσει τις οικιστικές τάσεις και τη ζήτηση για μεταφορικές υποδομές (Σχήμα 1.22)
- Οι αγροτικές περιοχές επίσης θα επηρεαστούν, αλλά με πολύ διαφοροποιημένο τρόπο: ενώ κάποιες περιοχές θα αυξήσουν την παραγωγή συγκεκριμένων σοδειών, κάποιες άλλες θα βιώσουν σημαντικά προβλήματα, ειδικά σε ευαίσθητες καλλιέργειες Σε κάθε περίπτωση, το φαινόμενο θα σημάνει μία διαδικασία αναδιάρθρωσης των καλλιεργειών, και συνεπώς και νέες ανάγκες για υποδομές και πολιτικές παρεμβάσεις. (Σχήμα 1.23)
- Οι τουριστικές περιοχές πιθανότατα θα ζήσουν μία μείωση της ζήτησης κατά τις περιόδους εξαιρετικά υψηλών θερμοκρασιών. Ενδεχομένως η μείωση αυτή να ισοσταθμιστεί από την επέκταση της τουριστικής περιόδου, ενώ είναι επίσης πιθανόν να σηματοδοτήσει και μία μετακίνηση της τουριστικής ζήτησης προς τις βορειότερες περιοχές της χώρας. (Σχήμα 1.24)
- Οι δασικές περιοχές της χώρας θα επηρεαστούν κυρίως από την αύξηση της συχνότητας και της έντασης των πυρκαγιών, όπως αυτή αναπαριστάται από την αύξηση των επικίνδυνων -για πυρκαγιά- ημερών. (Σχήμα 1.25)

Σενάρια κλιματικής αλλαγής για επιλεγμένες αστικές ζώνες (Σύνολο ημερών)

	Αριθμός καυτών ημερών>35 °C	Αριθμός τροπικών νυχτών>20 °C	Ποσοστό βροχόπτωσης σε διάστημα 3 ημερών (%)	Μεγάλες απαιτήσεις ψύξης (ημέρες)	Μεγάλες απαιτήσεις θέρμανσης (ημέρες)
Αθήνα (δήμος)	10-15	30	10	10	15
Θεσσαλονίκη (δήμος)	15-20	30	10	15	15
Πάτρα	15-20	30	-	10	15
Ηράκλειο	<10	30	-	10	15
Λάρισα	15-20	30	15	15-20	15
Βόλος	10-15	30	15	10	15
Ιωάννινα	10-15	15	-	5	15
Καβάλα	10-15	30	-	10	15
Λαμία	15-20	30	20	10-15	15
Καλαμάτα	15-20	30	-	10	15

(Πηγή: WWF Ελλάς - Εθνικό Αστεροσκοπείο, 2009)

■ Αύξηση * ■ Μείωση *

ΣΧΗΜΑ 1.22:Σενάρια κλιματικής αλλαγής για επιλεγμένες αστικές ζώνες[9]

Σενάρια κλιματικής αλλαγής για επιλεγμένες τουριστικές περιοχές (Σύνολο ημερών)

	Αριθμός καυτών ημερών>35 ° C	Αριθμός τροπικών νυκτών>20 ° C	Αριθμός θερινών ημερών>25 ° C	Κίνδυνος δασικής πυρκαγιάς (ημέρες)	Ενεργειακή ζήτηση ψύξης (ημέρες)
Ρόδος	5-10	30-40	20-30	10	5-10
Αττική	15	30	20-30	15	10
Ηράκλειο	10-15	30	20-30	10	10
Χαλκιδική	10	30	20-30	10	5
Κυκλάδες	-	30	25	5-10	-
Κέρκυρα	5-10	30	20-25	10	5
Χανιά	10	30-40	30	10	5
Ρέθυμνο	10	30	30	10	5
Πιερία	10	30	20	10	15
Ζάκυνθος	5	30	25	5-10	-

(Πηγή: WWF Ελλάς - Εθνικό Αστεροσκοπείο, 2009)

■ Αύξηση * ■ Μείωση *

ΣΧΗΜΑ 1.23:Σενάρια κλιματικής αλλαγής για επιλεγμένες τουριστικές ζώνες[9]

Σενάρια κλιματικής αλλαγής για επιλεγμένες αγροτικές περιφέρειες (Σύνολο ημερών)

	Διάρκεια ξηρής περιόδου (μέρες)	Κίνδυνος πυρκαγιάς (μέρες)	Μέρες >35° C	Νυχτερινοί παγετοί (μέρες)	Χειμερινές βροχοπτώσεις (%)	Φθινοπωρινές βροχοπτώσεις (%)
Ηράκλειο	10-20	15	15	-	15	15
Αιτωλοακαρνανία	10	10	15	-	5-10	-
Μεσσηνία	10	10	15	-	5-10	-
Λάρισα	10-15	20	20	10-15	5-10	20
Ηλεία	10	10	15	-	5-10	20
Αχαΐα	10	10	15	-	5-10	-
Εύβοια	>25	15	15	-	5-10	20
Σέρρες	15-20	20	20	10-15	15	-
Φθιώτιδα	20	20	15	10-15	5-10	10
Πέλλα	15-20	20	15	15	15	15

(Πηγή: WWF Ελλάς - Εθνικό Αστεροσκοπείο, 2009)

■ Αύξηση ■ Μείωση

ΣΧΗΜΑ 1.24:Σενάρια κλιματικής αλλαγής για επιλεγμένες αγροτικές ζώνες[9]

Σενάρια κλιματικής αλλαγής για επιλεγμένες δασικές περιοχές (Σύνολο ημερών)

	Μεταβολή της μέσης ελάχιστης χειμερινής θερμ.(°C)	Μεταβολή της μέσης μέγιστης θερινής θερμ.(°C)	Χειμερινή Βροχόπτωση (%)	Φθινοπωρινή Βροχόπτωση (%)	Κίνδυνος Εμφάνισης πυρκαγιάς (ημέρες)	Διάρκεια περιόδων (ημέρες)
Αίνος	1	1.5	15	-	5	15
Βίκος - Αώος	1.3	2	-	10	10	7
Πίνδος	1.3	2	-	10	10	7
Όλυμπος	1.3	2	15	15	10	7
Οίτη	1	2	10	15	15	7
Παρνασσός	1.3	1.5	10	15	10	15
Πάρνηθα	1	1.5	10	15	15	15
Σούνιο	1	1	10	15	10	7
Πρέσπες	1.3	2	15	15	10	15
Λευκά Όρη	1	1.5	15	10	10	15

(Πηγή: WWF Ελλάς - Εθνικό Αστεροσκοπείο, 2009)

■ Αύξηση ■ Μείωση

ΣΧΗΜΑ 1.25:Σενάρια κλιματικής αλλαγής για επιλεγμένες δασικές ζώνες[9]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ

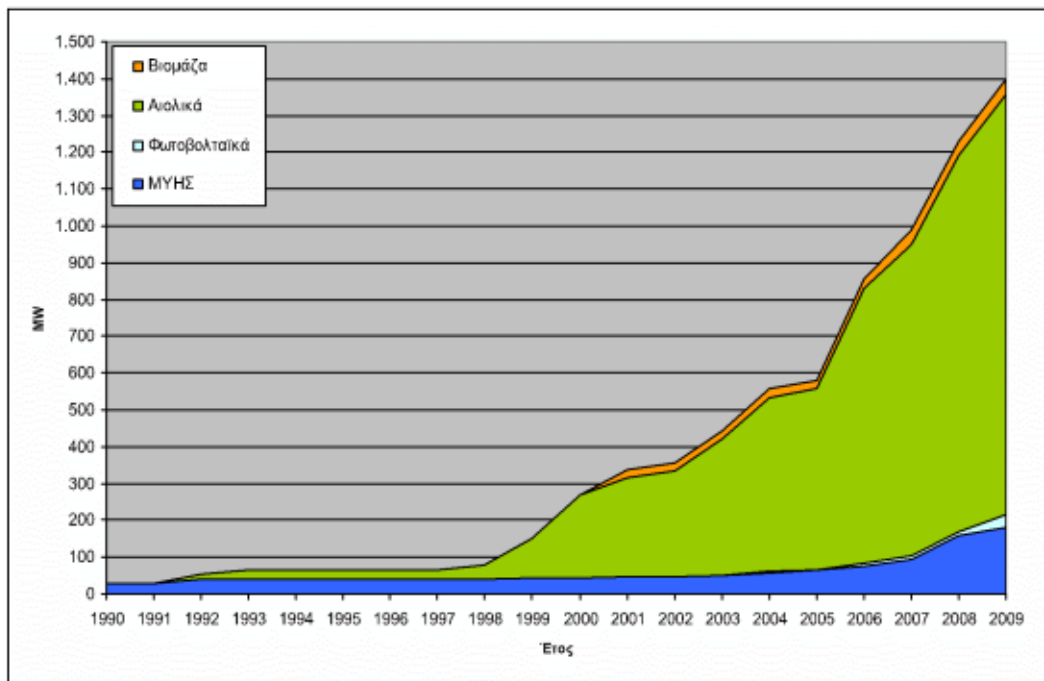
2.1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΙΣ ΑΠΕ

Η ηλεκτροπαραγωγή από τις κλασσικές ΑΠΕ στην Ελλάδα (χωρίς τα μεγάλα υδροηλεκτρικά) είναι της τάξης του 4,3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας για το έτος 2008. Αφορά κυρίως σε αιολικά και μικρά υδροηλεκτρικά, και σε μικρότερο βαθμό στη βιομάζα/βιοαέριο, και στα Φ/Β [10]. Ήδη από τα διαθέσιμα στοιχεία μέχρι το Σεπτέμβριο του 2009, φαίνεται ότι πλέον και τα Φ/Β αρχίζουν να αποτυπώνονται ως τεχνολογία με σημαντικά αυξανόμενη εγκατεστημένη ισχύ, ενώ ο μεγάλος ρυθμός ανάπτυξης (200% μέχρι το 3μηνο του 2009), αναμένεται να διατηρηθεί τα επόμενα χρόνια μέχρι να σταθεροποιηθεί σε χαμηλότερες τιμές ανάπτυξης πιθανά μετά το 2012 [10]. Συμπεριλαμβανόμενης και της υδραυλικής ενέργειας από μεγάλα υδροηλεκτρικά, η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ το έτος 2008 ήταν της τάξης του 10,3% της ακαθάριστης εγχώριας κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Η αντίστοιχη εγκατεστημένη ισχύς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το ίδιο έτος ήταν 4.293 MW.[10]

Ειδικότερα, τα 27 MW εγκατεστημένων αιολικών πάρκων το 1997, έφτασαν τα 1022 MW στο τέλος του 2008. Τα μικρά υδροηλεκτρικά έφτασαν τα 158 MW στο τέλος του 2008 από 43 MW (όλα της ΔΕΗ) το 1997. Τέλος οι εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής από βιοαέριο ΧΥΤΑ στην Θεσσαλονίκη, επεκτάθηκαν κατά 5 MW και συμπαραγωγής από βιοαέριο λυμάτων στα Λιόσια κατά 9,7 MW, ανεβάζοντας έτσι το σύνολο ηλεκτρικής ισχύος μαζί με την Ψυτάλεια, σε 29,6 και 10,4 MW αντίστοιχα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ το 2008, έφθασε τις 6,6 TWh περίπου και προήλθε κατά 63,2% από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (4149 GWh), κατά 34,1% από αιολικά πάρκα (2242 MW), κατά 2,6% (171 A) από βιοαέριο, ενώ υπήρχε και μικρή παραγωγή της τάξης των 5 GW (ποσοστό 0,1%) από Φ/Β. Η ακαθάριστη κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας την ίδια χρονιά ήταν 63,7 TW [10].

Εγκατεστημένη Ισχύς Ηλεκτρικής Ενέργειας (MW)										
Τεχνολογία ΑΠΕ	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Σύνολο	269	338	355	444	556	581	855	989	1.232	1.398
ΜΥΗΣ	42	45	45	50	59	64	77	95	158	180
Φωτοβολταϊκά	0	1	1	1	1	1	5	9	12	37
Αιολικά	226	270	287	371	472	491	749	846	1.022	1.140
Βιομάζα	1	22	22	22	24	24	24	39	40	41

ΠΙΝΑΚΑΣ 2.1: Εξέλιξη εγκατεστημένης ισχύς μονάδων ΑΠΕ την τελευταία δεκαετία [10]



ΣΧΗΜΑ 2.1 :Αθροιστικά Εγκαθιστάμενη ισχύς σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με χρήση ΑΠΕ[10]

2.2: ΑΞΙΟΠΟΙΗΣΗ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

➤ ΗΛΙΑΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Όσο αναφορά την ηλιακή ενέργεια η παραγωγή της μέσω των φωτοβολταϊκών δεν αξιοποιείται αρκετά στην χώρα μας. Ο λόγος είναι ο ίδιος με την περίπτωση των ηλιακών συλλεκτών. Κατά κανόνα τα φωτοβολταϊκά συστήματα που έχουν εγκατασταθεί στην Ελλάδα εξυπηρετούν απομονωμένες χρήσεις σε σημεία όπου δεν υπάρχει δίκτυο της ΔΕΗ, επειδή στις περιπτώσεις αυτές η οικονομική βιωσιμότητα του συστήματος είναι πολύ περισσότερο εμφανής και αναγκαία .

Distribution of PV units in Greece.

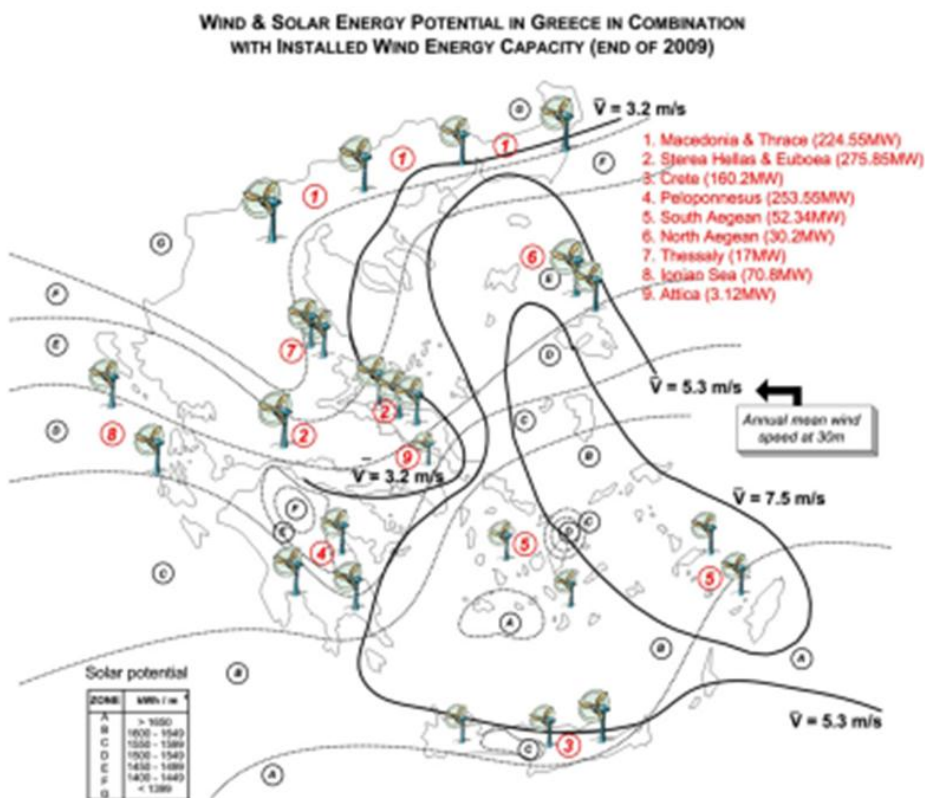
No	Region name	Total installed capacity P_p from PV units by 2010 (MWp)					Sum for region
		≤20 kWp	>20 kWp and ≤150 kWp	>150 kWp and <2 MWp	≥2 MWp	Insular parts of IGTS	
1	East Macedonia and Thrace	4.45	14.50	12.50	12.00	3.00	46.45
2	Central Macedonia	5.45	24.50	15.00	15.00	0.15	60.10
3	West Macedonia	4.00	12.00	12.00	12.00	0.00	40.00
4	Epirus	1.80	5.40	5.40	5.40	0.00	18.00
5	Thessaly	5.34	16.02	16.02	16.02	3.20	56.60
6	Ionian Islands	0.00	0.00	0.00	0.00	15.00	15.00
7	West Greece	6.00	18.00	18.00	18.00	0.00	60.00
8	Central Greece	5.67	17.06	17.06	17.06	6.30	63.15
9	Peloponnese	12.18	36.59	36.59	86.59	0.15	172.10
10	Attica	3.64	10.92	10.92	10.92	7.20	43.60
11	Prefecture of Thessaloniki	1.50	4.50	4.50	4.50	0.00	15.00
IGTS		50.03	159.49	147.99	197.49	35.00	590.00

Σχήμα 2.2 :Κατανομή μονάδων φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα [11]

➤ ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Στην χώρα μας , οι προσπάθειες για την εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας για παραγωγή ηλεκτρισμού ξεκίνησαν στις αρχές της δεκαετίας του 80 από τη ΔΕΗ όποτε και εγκαταστάθηκε (συγκεκριμένα το 1982) το πρώτο αιολικό πάρκο στην Κύθνο και στα μέσα της δεκαετίας του 1990 δόθηκε μεγάλη ώθηση με τη διευκόλυνση επενδύσεων από ιδιώτες (N2244/94) . Από τότε δεκάδες αιολικά έχουν εγκατασταθεί σε περιοχές όπως: η Άνδρος, η Εύβοια, η Λήμνος, η Λέσβος, η Χίος, η Σάμος, και η Κρήτη .

Σήμερα η συνολική εγκατεστημένη ισχύς φθάνει τα 331MW στα οποία έχει προστεθεί και η ισχύς των τεσσάρων νέων αιολικών πάρκων (συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 55 MW) στη Θράκη που τέθηκαν σε λειτουργία το 2003. Αξίζει να σημειωθεί ότι το Επιχειρησιακό Πρόγραμμα Ενέργειας είχε πολύ μεγάλη συμβολή σε αυτήν την αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος, με τη χρηματοδότηση για τη δημιουργία 17 αιολικών πάρκων. Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τη λειτουργία των 17 αιολικών πάρκων ανέρχεται σε 360 GWh ανά έτος ,ενώ συμβολή τους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2008 άγγιξε το ποσοστό του 34,1%.



ΣΧΗΜΑ 2.4: Δυναμικός χάρτης αιολική και ηλιακής ενέργειας της Ελλάδας μαζί με την γεωγραφική κατανομή των αιολικών παρκών στο τέλος του έτους 2009 [12]

➤ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

Στην χώρα μας έχουν αναπτυχθεί σε μεγάλο βαθμό τα υδροηλεκτρικά έργα με τη ΔΕΗ να έχει εγκαταστήσει υδροηλεκτρικές μονάδες συνολικής ισχύος 3.060,4 MW. Στα πλαίσια μιας πρόσφατης νομοθεσίας που παρέχει τη δυνατότητα στον ιδιωτικό τομέα να παράγει ηλεκτρική ενέργεια, πολλές κοινότητες αλλά και ιδιώτες έχουν εκφράσει το ενδιαφέρον τους για την κατασκευή και εκμετάλλευση μικρών υδροηλεκτρικών εργοστασίων. Επιπρόσθετα, συνήθως τέτοιες επενδύσεις επιχορηγούνται και συγχρηματοδοτούνται από το Ελληνικό Κράτος και την Ευρωπαϊκή Ένωση, ενώ ο αναπτυξιακός νόμος 2601 του 1998 επιχορηγεί με 40% του συνολικού κόστους του έργου.

Παρόλα αυτά ένα μεγάλο μέρος του υδροηλεκτρικού δυναμικού της χώρας παραμένει αναξιοποίητο και εντοπίζεται κυρίως στην ηπειρωτική Ελλάδα. Σε αυτήν την περιοχή βρίσκεται σύμφωνα με συντηρητικές εκτιμήσεις το 30% τους συνολικού δυναμικού της χώρας. Αυτό το δυναμικό θα μπορούσε να καλύψει σημαντικό ποσοστό της συνολικής ενεργειακής κατανάλωσης. Όλοι οι ποταμοί της Ηπείρου έχουν τις πηγές τους στην οροσειρά της Πίνδου. Η οροσειρά της Πίνδου έχει σημαντικές βροχοπτώσεις και εδαφολογία τέτοια ώστε να είναι εύκολα εκμεταλλεύσιμο το υδάτινο δυναμικό από μεγάλες υψομετρικές διαφορές, ενώ από την άλλη πλευρά το έδαφος της οροσειράς είναι τέτοιο που ευνοεί τη δημιουργία τεχνητών λιμνών και δεξαμενών ύδατος.

Όνομα ΥΗΣ	Αρ. μονάδων	Εγκατ. Ισχύς	Περιοχή
Αγρια	3	69	Μακεδονία
Ασωμάτων	2	108	Μακεδονία
Γκιώνα	1	8,5	Κεν. Ελλάδα
Γλαύκου	2	3,6	Πελοπόννησος
Θησαυρού	3	420	Μακεδονία
Καστρακίου	4	320	Κεντρ. Ελλάδα
Κρεμαστών	4	437	Κεντρ. Ελλάδα
Λάδωνα	2	70	Πελοπόννησος
Λούρου	3	10,3	Ήπειρος
Μακρυχώρι	3	10,8	Μακεδονία
Ν. Πλαστήρα	3	130	Κεντρ. Ελλάδα
Πηγές Αώου	2	244	Ήπειρος
Πολύφητου	3	375	Μακεδονία
Πουρναρίου	3	300	Ήπειρος
Στράτου	4	156	Κεντρ. Ελλάδα
Σφηκιάς	3	315	Μακεδονία

ΠΙΝΑΚΑΣ 2.2 : Υδροηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής στην Ελλάδα [40]

➤ **ΒΙΟΜΑΖΑ**

Η βιομάζα στην χώρα μας έχει μια πληθώρα εφαρμογών που αφορούν: (α) Την κάλυψη των αναγκών θέρμανσης –ψύξης η και ηλεκτρισμού σε γεωργικές και άλλες βιομηχανίες (β) Την τηλεθέρμανση κατοικημένων περιοχών (γ) την θέρμανση θερμοκηπίων (δ) Την παραγωγή υγρών καυσίμων με διάφορες διαδικασίες (θερμοχημείες, βιοχημικές). Ως πρώτη υλη σε αυτές τις περιπτώσεις χρησιμοποιούνται υποπροϊόντα της βιομηχανίας ξύλου, ελαιοπυρηνόξυλα, κουκούτσια ροδάκινων και άλλων φρούτων, τσόφλια αμυγδάλων, βιομάζα δασικής προέλευσης, άχυρο σιτηρών, υπολείμματα εκκοκκισμού κ.α. Το μεγαλύτερο μέρος της βιομάζας στην χώρα μας δυστυχώς παραμένει αναξιοποίητο. Από πρόσφατη απογραφή έχει εκτιμηθεί ότι το σύνολο της άμεσα διαθέσιμης βιομάζας στην Ελλάδα συνίσταται από 7.500.000 τόνους υπολειμμάτων γεωργικών καλλιεργειών (σιτηρών, αραβοσίτου, βαμβακιού, καπνού, ηλίανθου, κληματίδων, φουρνόξυλου) και από 2.700.000 τόνους δασικών υπολειμμάτων υλοτομίας (κλάδοι, φλοιοί κ.α).

Από τις παραπάνω ποσότητες βιομάζας το ποσοστό τους εκείνο που προκύπτει σε μορφή υπολειμμάτων κατά τη δευτερογενή παραγωγή προϊόντων είναι άμεσα διαθέσιμο, δεν παρουσιάζει προβλήματα μεταφοράς και μπορεί να τροφοδοτήσει απ' ευθείας διάφορα συστήματα παραγωγής ενέργειας. Μπορεί δηλαδή η εκμετάλλευση του να καταστεί οικονομικά συμφέρουσα.

Παράλληλα με την αξιοποίηση των διαφόρων γεωργικών και δασικών υπολειμμάτων, σημαντικές ποσότητες βιομάζας είναι δυνατόν να ληφθούν από τις ενεργειακές καλλιέργειες. Σε κάποιες περιοχές της Ελλάδας όπου υπάρχουν μονοκαλλιέργειες (πχ βαμβακιού) εμφανίζεται το πρόβλημα των γεωργικών πλεονασμάτων . Εξαιτίας της εξειδίκευσης αυτής της περιοχής στην παραγωγή ενός μόνο προϊόντος αυξάνεται το γεωργικό πλεόνασμα με αποτέλεσμα να μειώνεται η τιμή του γεωργικού προϊόντος που βρίσκεται σε αφθονία και να υποβαθμίζεται το περιβάλλον λόγω της εκτεταμένης χρήσης χημικών και φυτοφαρμάκων και της συνεχούς άρδευσης.Τέλος ,η αντικατάσταση ενός μέρους της καλλιεργήσιμης γης με ενεργειακές καλλιέργειες για την παραγωγή βιομάζας μπορεί να λύσει το οικονομικό πρόβλημα λόγω των πλεονασμάτων και να παρέχει δυνατότητες για την αύξηση της χρήσης της βιομάζας στην χώρα μας. Η αγριαγκινάρα είναι ένα φυτό κατάλληλο για ενεργειακή αξιοποίηση το οποίο προσαρμόζεται θαυμάσια στις ελληνικές συνθήκες, αναπτύσσεται μονάχα με το νερό των βροχοπτώσεων συνεπώς δεν απαιτείται άρδευση άλλα ούτε και φυτοφάρμακα οπότε βελτιώνεται η παραγωγική δυναμικότητα του εδάφους της περιοχής.

2.3:ΕΜΠΟΔΙΑ ΣΤΗΝ ΑΝΑΠΤΥΞΗ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

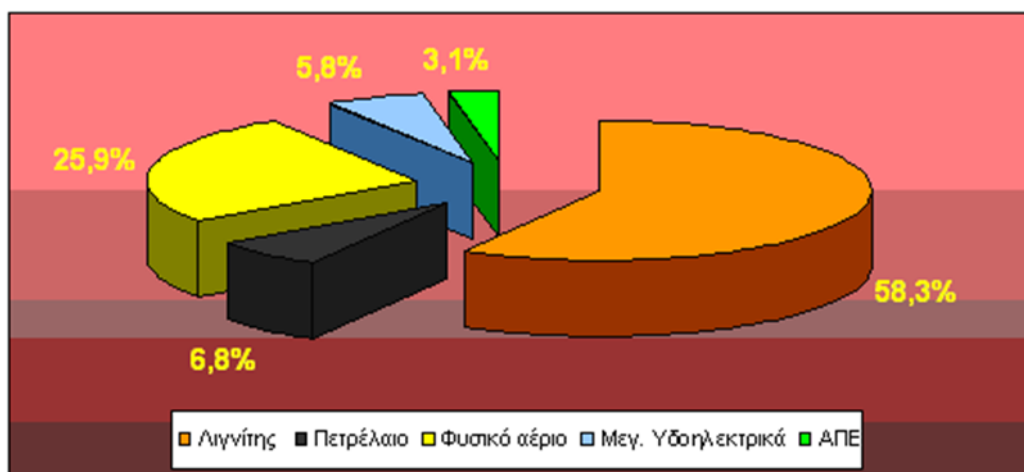
Γεγονός είναι ότι η Ελλάδα έχει καθυστερήσει την ανάπτυξη των ΑΠΕ σε σχέση με άλλες χώρες της ΕΕ. Τα κυριότερα από τα εμπόδια μιας μεγαλύτερης ανάπτυξης των έργων εγκατάστασης ΑΠΕ είναι τα ακόλουθα:

- 1) **Μη τήρηση ή απουσία χρόνων ανταπόκρισης των Υπηρεσιών.** Οι αρμόδιοι φορείς δεν τηρούν τους μέγιστους προβλεπόμενους ή έστω λογικούς χρόνους ανταπόκρισης ή δεν υποχρεώνονται από τη νομοθεσία να τηρούν συγκεκριμένο χρονοδιάγραμμα, με αποτέλεσμα η αδειοδότηση των έργων να καθίσταται χρονοβόρα.
- 2) **Γραφειοκρατικές και δαιδαλώδεις διαδικασίες αδειοδότησης.** Η αδειοδοτική διαδικασία καθίσταται αναιτιολογικά χρονοβόρα (από 3 έως 5 χρόνια), γεγονός που ενισχύεται από την εμπλοκή πληθώρας υπηρεσιών εν σειρά και όχι εν παραλλήλω.
- 3) **Τοπικές αντιδράσεις και μικροπολιτικά συμφέροντα.** Είναι απαραίτητη η εκπαίδευση και ενημέρωση των τοπικών κοινωνιών, με σκοπό την αποδοχή των ΑΠΕ ,δεδομένου ότι οι αντιδράσεις προκαλούν εμπόδια στην πρόοδο της αδειοδοτικής διαδικασίας.
- 4) **Οικονομικά αντικίνητρα.** Παρόλο που παρασχέθηκαν κίνητρα ξένων και εγχώριων επενδυτών για έργα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, η ενέργεια αυτή δεν απέδωσε τα αναμενόμενα. Για το λόγο αυτό, δημιουργήθηκε η ανάγκη να αυξηθεί η τιμή της kWh ,να γίνουν διαγωνισμοί με πολύ ευνοϊκούς όρους, εγγυημένη αποζημίωση της ισχύος και εγγύηση στην αύξηση της οριακής τιμής ,χωρίς, όμως, θετικό αποτέλεσμα.
- 5) **Ανάπτυξη υποδομών μεταφοράς και διανομής.** Η ορθολογική και αποτελεσματική ανάπτυξη των υποδομών μεταφοράς και διανομής ηλεκτρικής ενέργειας προσκρούει στις χρονοβόρες διαδικασίες της ΔΕΗ.

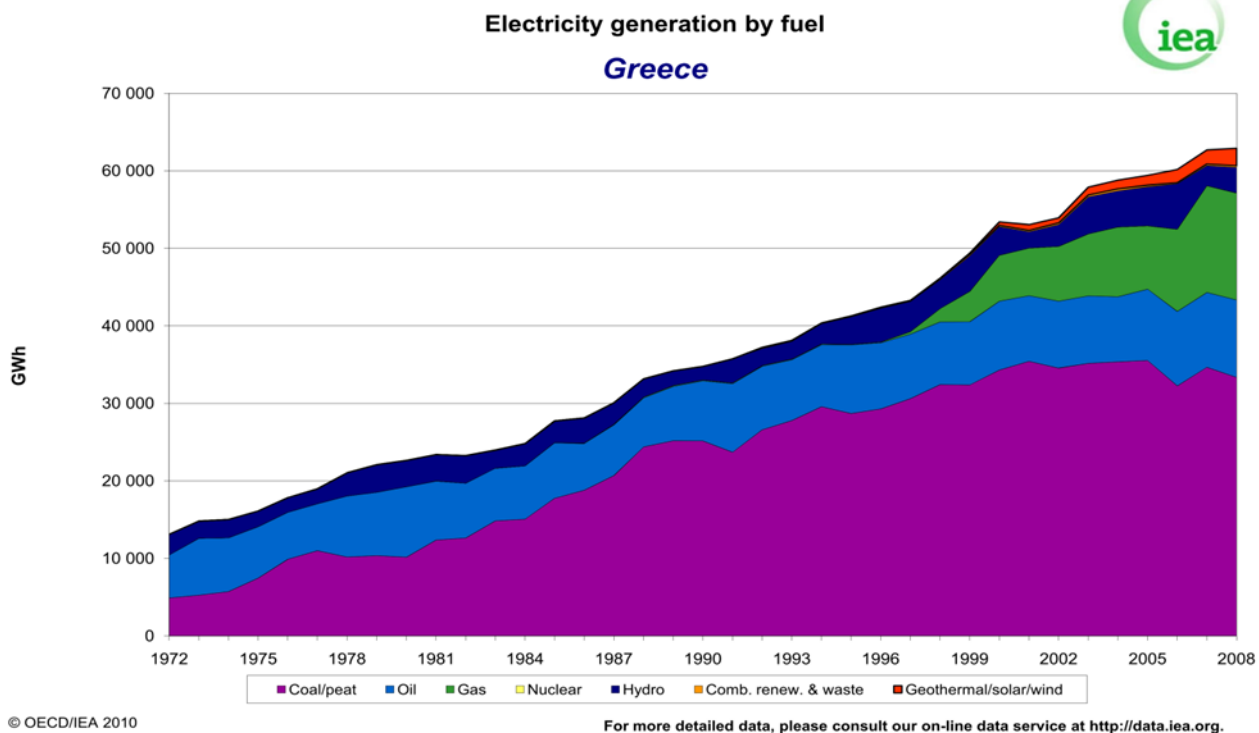
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΛΙΓΝΙΤΗ

3.1: ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στην Ελλάδα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προέρχεται κυρίως από θερμικούς σταθμούς καύσης λιγνίτη (Σχήμα 3.1 και 3.2) , λόγω των σημαντικών ποσοτήτων λιγωτικών κοιτασμάτων που διαθέτει. Η συστηματική εκμετάλλευση του λιγνίτη ξεκίνησε τη δεκαετία του 1950. Πρόκειται για καύσιμο χαμηλής θερμογόνου δύναμης, που κυμαίνεται μεταξύ 900-2000 kcal/kg, με μέση τιμή περί τα 1300 kcal. Υπό τις σημερινές συνθήκες και έχοντας υπόψη ότι το μικρότερο μέγεθος λιγωτικού ΑΗΣ είναι της τάξεως των 320-350 MW, που απαιτεί ετησίως περίπου 3 εκ. τόνους λιγνίτη για 30 χρόνια ζωής, το κατάλληλο για εκμετάλλευση λιγνιτικό κοιτάσμα πρέπει να είναι της τάξεως των 100 εκ. τόνων με σχέση εκμετάλλευσης μέχρι 10:1. Η εκμετάλλευση μικρότερου μεγέθους κοιτασμάτων για ηλεκτροπαραγωγή είναι επίσης εφικτή, όταν η παραγωγή τους υποστηρίζει ήδη σε λειτουργία ΑΗΣ όπως συμβαίνει στο λιγνιτικό κέντρο Δυτικής Μακεδονίας της ΔΕΗ Α.Ε. Διάφορα μικρά κοιτάσματα λιγνίτη διεσπαρμένα σε όλο τον ελλαδικό χώρο εκτιμάται ότι διαθέτουν αποθέματα περίπου 350 εκ. τόνους από τα οποία 150 εκ. τόνους βρίσκονται στην περιοχή μεταξύ Κοζάνης και Σερβίων.[4]



ΣΧΗΜΑ 3.1: Εγχώρια Παραγωγή Η.Ε. ανά μορφή καυσίμου – Διασυνδεδεμένο Σύστημα [25]



ΣΧΗΜΑ 3.2: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά τύπο καυσίμου [38]

Το ιδιοκτησιακό καθεστώς των λιγνιτικών κοιτασμάτων της χώρας διακρίνεται σε τρεις κατηγορίες:

1. Λιγνιτικά κοιτάσματα που έχουν παραχωρηθεί για εκμετάλλευση στην ΔΕΗ Α.Ε. Πρόκειται για κοιτάσματα σε δύο περιοχές. Μια στην Δυτική Μακεδονία (Πτολεμαΐδα - Αμύνταιο - Φλώρινα) και μια στην Πελοπόννησο (Μεγαλόπολη)
2. Λιγνιτικά κοιτάσματα, που έχουν μισθωθεί σε ιδιώτες. Το κυριότερο από αυτά είναι το λιγνιτικό κοιτάσμα Αχλάδας στην Φλώρινα.
3. Λιγνιτικά κοιτάσματα που ανήκουν στο Δημόσιο όπως είναι εκείνο της Ελασσόνας και της Δράμας.

Τα συνολικά βεβαιωμένα γεωλογικά αποθέματα λιγνίτη στη χώρα ανέρχονται σε περίπου 5 δις. τόνους [35]. Τα κοιτάσματα αυτά παρουσιάζουν αξιοσημείωτη γεωγραφική εξάπλωση στον ελληνικό χώρο. Με τα σημερινά τεχνικό-οικονομικά δεδομένα τα κοιτάσματα που είναι κατάλληλα για ενεργειακή εκμετάλλευση, ανέρχονται σε περίπου 4 δις τόνους και ισοδυναμούν με 550 εκ. τόνους πετρελαίου.

Στον Πίνακα 3.1 δίνεται μία εκτίμηση των εκμεταλλεύσιμων λιγνιτικών αποθεμάτων στο τέλος του 2008 βάση τεχνικοοικονομικών κριτηρίων. Το μεγαλύτερο μέρος των αποθεμάτων

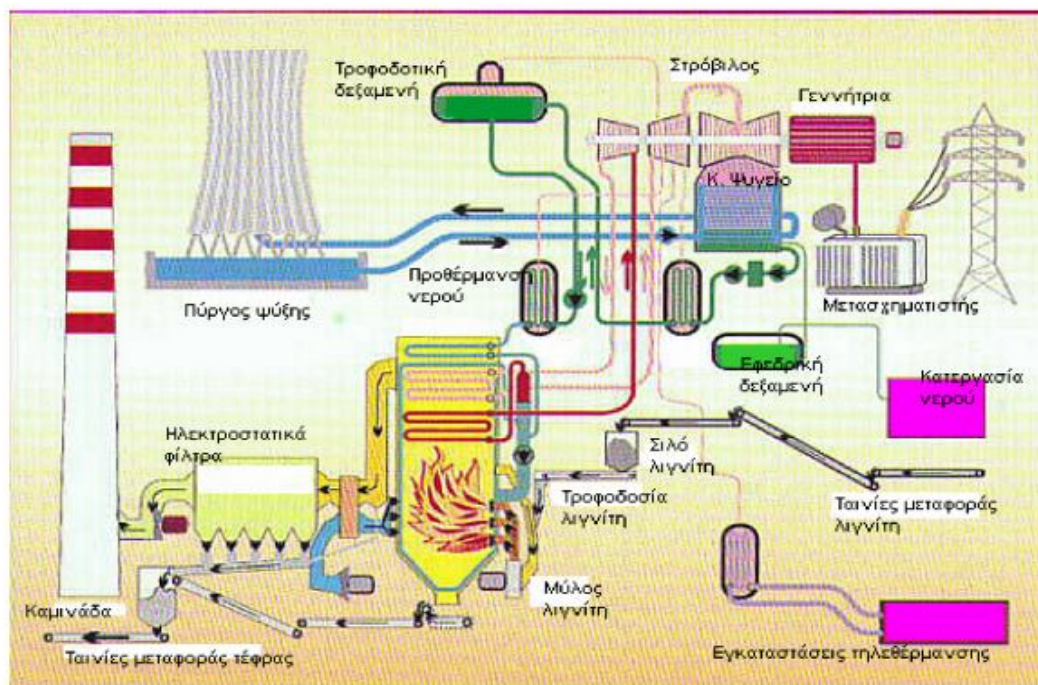
αυτών βρίσκεται στη Βόρειο Ελλάδα. Μικρή ποσότητα γαιανθράκων της τάξεως των 0,8-1,0 εκ. τόνων εισάγεται για χρήση κυρίως από την τσιμέντο- βιομηχανία.

Περιοχή Ορυχείου	Τοποθεσία	Απομένοντα Εκμεταλλεύσιμα Αποθέματα (Mt)
Πτολεμαίδα (ΔΕΗ)	Δυτική Μακεδονία	1220
Αμύνταιο (ΔΕΗ)	Δυτική Μακεδονία	130
Μεγαλόπολις (ΔΕΗ)	Πελοπόννησος	210
Φλώρινα (ΔΕΗ)	Δυτική Μακεδονία	140
Δράμα	Δυτική Μακεδονία	900
Ελασσόνα (ΔΕΗ)	Κεντρική Ελλάδα	155
Κομνηνά (ΔΕΗ)	Δυτική Μακεδονία	95
Ιδιωτικά Ορυχεία	Δυτική Μακεδονία	170
ΣΥΝΟΛΟ		3020

ΠΙΝΑΚΑΣ 3.1 :Εκτίμηση Αποθεμάτων Λιγνίτη (2008) [4]

3.2 : ΛΙΓΝΙΤΙΚΟΙ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ

Οι λιγνιτικοί θερμοηλεκτρικοί σταθμοί καλύπτουν το φορτίο βάσης του ελληνικού συστήματος. Η λειτουργία τους φαίνεται διαγραμματικά στο σχήμα που ακολουθεί.



ΣΧΗΜΑ 3.3 :Σχηματική λειτουργία λιγνιτικής μονάδας [39]

Ο λιγνίτης οδηγείται με ταινιόδρομους στο σιλό των μύλων, απ' όπου με τροφοδότες καταλήγει στους μύλους όπου αλέθεται. Ο λιγνίτης υπό μορφή σκόνης οδηγείται για καύση σε ειδικούς καυστήρες οι οποίοι θερμαίνουν τους ατμολέβητες για ατμοποίηση του νερού. Ο

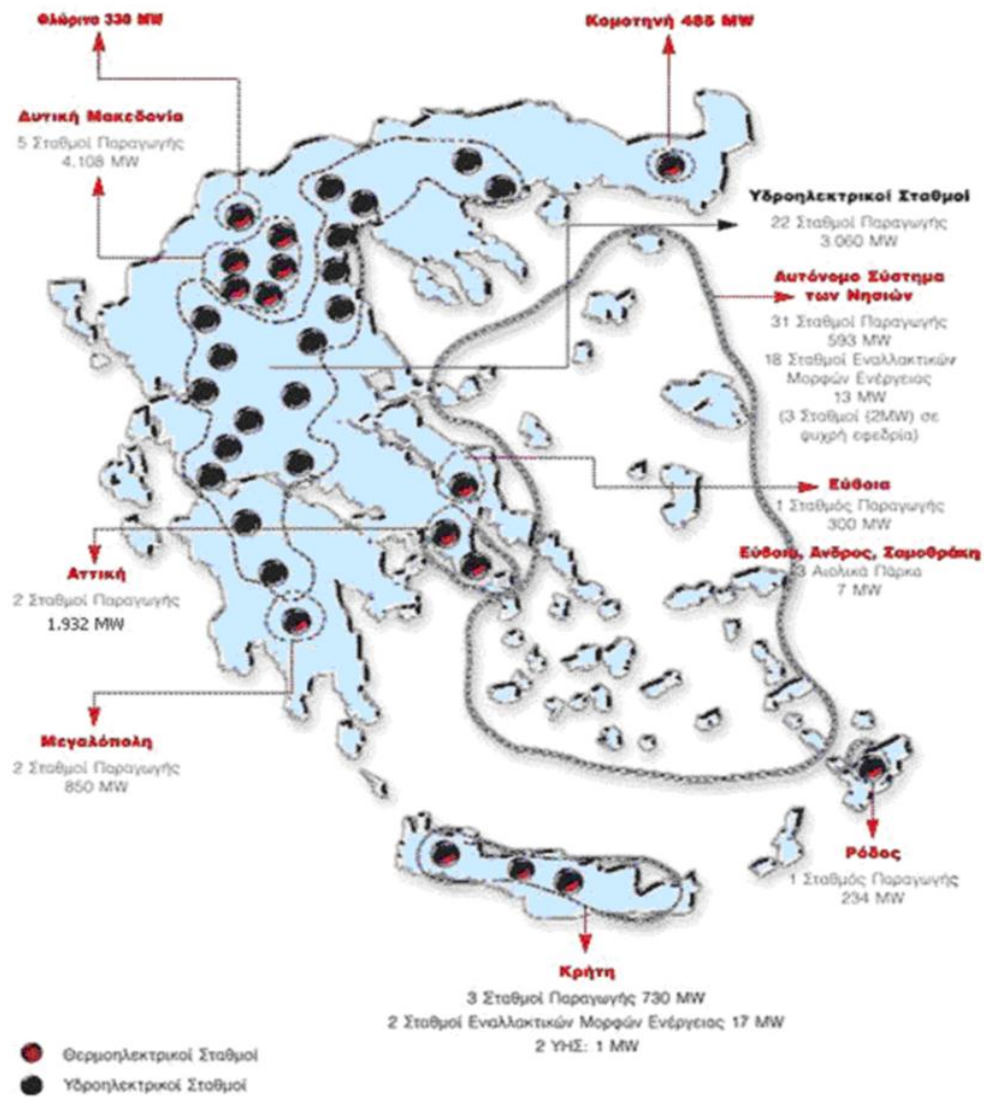
ατμολέβητας που χρησιμοποιείται για την παραγωγή ατμού ύδατος λειτουργεί σε 540 °C και πίεση 170 atm, παράγοντας υπέρθερμο ατμό. Ο ατμός αυτός οδηγείται με ατμαγωγούς στο στρόβιλο τον οποίο και στρέφει με 3.000 στροφές το λεπτό. Ο ατμός μετά την εκτόνωσή του στο στρόβιλο, συμπυκνώνεται στο συμπυκνωτή και μέσω προθερμαντών νερού οδηγείται ξανά στο λέβητα για να συνεχίσει την ίδια διαδικασία. Ο ατμοστρόβιλος στρέφει τη γεννήτρια, η οποία παράγει ηλεκτρικό ρεύμα. Η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, έχει τάση 20kV, ανυψώνεται μέσω του μετασχηματιστή ανύψωσης στα 400 kV, καταλήγει στο Εθνικό Δίκτυο διαμέσου των Κέντρων Υπερυψηλής Τάσης (ΚΥΤ).

Στον Πίνακα 3.2 και το Σχήμα 3.4 παρουσιάζονται οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας με την εγκατεστημένη τους ισχύ και την περιοχή στην οποία βρίσκονται.

Όνομα ΑΗΣ	Αρ. μονάδων	Εγκατ. Ισχύς	Περιοχή
Αγ. Γεωργίου	2	360	Αττική
Αγίου Δημητρίου	5	1586,5	Δ. Μακεδονία
Αλιβερίου	4	380	Εύβοια
Αμυνταίου Φλώρινας	2	600	Δ. Μακεδονία
Καρδιάς	4	1200	Δ. Μακεδονία
Λαυρίου	3	624	Αττική
Λινοπεραμάτων	12	193	Κρήτη
Μεγαλόπολης	4	850	Πελοπόννησος
Πτολεμαΐδας	4	620	Δ. Μακεδονία
Ρόδου	10	206	Ρόδος
Χανίων	4	202,5	Κρήτη

ΠΙΝΑΚΑΣ 3.2: Ατμοηλεκτρικοί σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [40]

ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΚΑΤΑΝΟΜΗ ΣΤΑΘΜΩΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ



ΣΧΗΜΑ 3.4: Σταθμοί παραγωγής Η.Ε. της ΔΕΗ Α.Ε.[28]

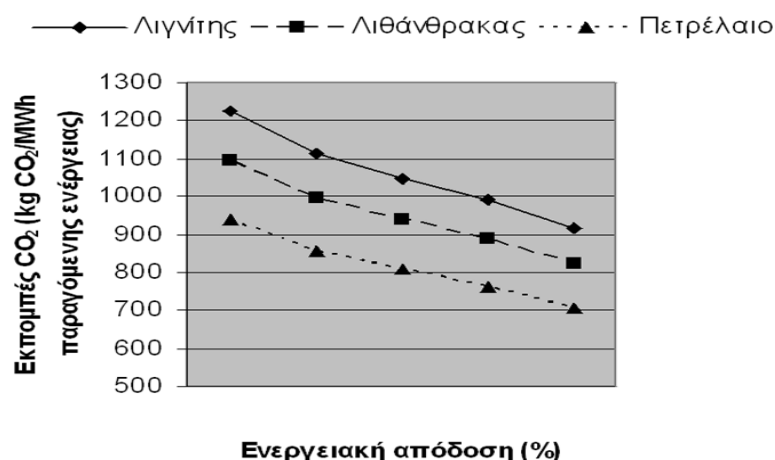
3.3 :ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΙΚΕΣ ΕΠΙΠΤΩΣΕΙΣ ΑΠΟ ΤΗΝ ΚΑΥΣΗ ΛΙΓΝΙΤΗ

Οι παγκόσμιες αλλά και οι εθνικές ετήσιες εκπομπές άνθρακα στην ατμόσφαιρα από την κατανάλωση των συμβατικών ορυκτών καυσίμων μπορούν να υπολογιστούν με τη βοήθεια της ενεργειακής έντασης κάθε συμβατικού καυσίμου και από την παγκόσμια ή εθνική κατανάλωσή τους.

Καύσιμο	Ενεργειακή ένταση καυσίμου (ΑΘΔ) g C/MJ	Ενεργειακή ένταση καυσίμου (ΚΘΔ) g C/MJ (Α)	Εκπομπές CO ₂ kg / MJ καυσίμου πολλαπλασιασμός του (Α) με (44/12 = 3.67)
Φυσικό αέριο	13.5	15.3	56.2
Πετρέλαιο Diesel	19.7	20.0	73.4
Άνθρακας	24.2	25.8	94.7
Ελληνικός λιγνίτης	37.1	39.5	145.0
Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας + Πυρηνική Ενέργεια	0	0	0

ΠΙΝΑΚΑΣ 3.3:Ενεργειακή Ένταση ανά τύπο καυσίμου[13]

Οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής εκπέμπουν διοξείδιο του άνθρακα (CO₂) ως προϊόν της καύσης του άνθρακα που περιέχει το καύσιμο και είναι ανάλογο του καυσίμου που καίγεται για την παραγωγή μιας ωφέλιμης μονάδας ενέργειας (ηλεκτρικής ή/και θερμικής). Στην περίπτωση των λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, η εξαιρετικά χαμηλή θερμογόνος δύναμη του συνεπάγεται πολύ χαμηλούς βαθμούς απόδοσης της τάξης του 33% (Σχήμα 3.5)



ΣΧΗΜΑ 3.5:Εκπομπές CO₂ συναρτήσει της απόδοσης κάθε καυσίμου[19]

Σύμφωνα με τα στοιχεία της Greenpeace, οι λιγότερο αποδοτικοί λιγνιτικοί σταθμοί στην Ελλάδα είναι οι ΑΗΣ Πτολεμαΐδας και Μεγαλόπολης, οι οποίοι έχουν τεράστιες εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα ανά παραγόμενη κιλοβατώρα (CO_2/kWh) (Πίνακας 3.4. και 3.5) Συγκεκριμένα, οι σταθμοί της Μεγαλόπολης εκπέμπουν 1,550–1,593 $\text{kg CO}_2/\text{kWh}$, ενώ οι μονάδες της Πτολεμαΐδας 1,420–1,656 $\text{kg CO}_2/\text{kWh}$. Οι εκπομπές αυτές είναι διπλάσιες των αντίστοιχων πετρελαϊκών μονάδων και τριπλάσιες αυτών των μονάδων φυσικού αερίου [13].

Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα από τις λιγνιτικές μονάδες το 2005 (σε τόνους)	
ΑΗΣ Αγίου Δημητρίου	13.629.229
ΑΗΣ Καρδιάς	9.815.429
ΑΗΣ Αμυνταίου	5.124.545
ΑΗΣ Πτολεμαΐδας	3.487.897
ΑΗΣ Μελίτης (Φλώρινας)	1.955.721
ΑΗΣ ΛΚΔΜ (ΛΙΠΤΟΛ)	358.515
<i>Σύνολο Βόρειας Ελλάδας</i>	<i>34.371.336</i>
ΑΗΣ Μεγαλόπολης (μονάδες I, II, III)	5.518.005
ΑΗΣ Μεγαλόπολης (μονάδα IV)	3.151.497
<i>Σύνολο Νότιας Ελλάδας</i>	<i>8.669.502</i>
Γενικό σύνολο	43.040.838

ΠΙΝΑΚΑΣ 3.4: Συνολικές εκπομπές CO_2 από τις εγχώριες λιγνιτικές μονάδες το έτος 2005[13]

Εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα (γραμμάρια ανά κιλοβατώρα, $\text{g CO}_2/\text{kWh}$) από την καύση ορυκτών καυσίμων για ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα	
Λιγνίτης Βορρά	1.310
Λιγνίτης Νότου	1.490
Λιγνίτης - μέσος όρος χώρας	1.346
<i>Για σύγκριση...</i>	
Πετρέλαιο	750
Φυσικό αέριο	430

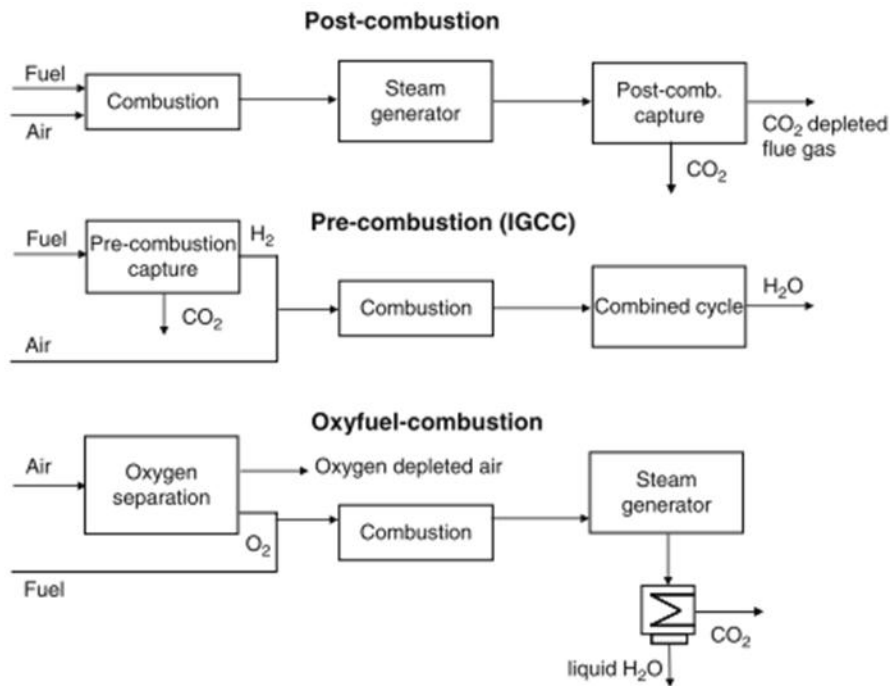
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.4: Εκπομπές CO_2 από τις εγχώριες λιγνιτικές μονάδες[13]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΔΕΣΜΕΥΣΗΣ ΚΑΙ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ CO₂

4.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ ΣΤΙΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ ΔΕΣΜΕΥΣΗΣ CO₂

Ο σκοπός της δέσμευσης του CO₂ είναι να παραχθεί ένα συμπυκνωμένο ρεύμα διοξειδίου του άνθρακα σε υψηλή πίεση που να μπορεί να μεταφερθεί σε ένα τόπο αποθήκευσης. Παρά το γεγονός ότι, σε γενικές γραμμές, ολόκληρη η ροή των καυσαερίων από διεργασίες καύσης ορυκτών καυσίμων θα μπορούσε να μεταφερθεί και να εγχυθεί στο υπέδαφος, το ενεργειακό κόστος και τα συναφή κόστη μετατρέπουν την προσέγγιση αυτή μη πρακτική. Συνεπώς, είναι απαραίτητη η παραγωγή ενός σχεδόν καθαρού ρεύματος CO₂ για τη μεταφορά και την αποθήκευση. Οι κυριότερες εμπορικές ή υπό ανάπτυξη τεχνολογίες δέσμευσης CO₂ σε θερμοηλεκτρικούς σταθμούς μπορούν να ταξινομηθούν σε τρεις κατηγορίες (Σχήμα 4.1):

1. Τεχνολογίες δέσμευσης μετά την καύση: διαχωρίζουν το διοξείδιο του άνθρακα από τα καυσαέρια που παράγονται κατά την καύση του ανθρακούχου καυσίμου με τον αέρα. Τα συστήματα αυτά χρησιμοποιούν συνήθως έναν υγρό διαλύτη για να δεσμεύσει το μικρό κλάσμα του διοξειδίου του άνθρακα (συνήθως 3-15% κατ 'όγκο) που υπάρχει σε ένα ρεύμα καυσαερίων [14]
2. Τεχνολογίες δέσμευσης πριν την καύση: αφαιρούν το διοξείδιο του άνθρακα πριν από την καύση. Μπορούν να χρησιμοποιηθούν σε σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής που η λειτουργία τους στηρίζεται στην τεχνολογία του ολοκληρωμένου συστήματος αεριοποίησης συνδυασμένου κύκλου (IGCC). Το κύριο καύσιμο μετατρέπεται σε έναν αεριοποιητή σε αέριο σύνθεσης (syngas) αποτελούμενο κυρίως από μονοξείδιο του άνθρακα και υδρογόνο. Το μονοξείδιο του άνθρακα αντιδρά σε έναν καταλυτικό αντιδραστήρα, ονομαζόμενο μεταλλάκτη, με ατμό για την παραγωγή επιπλέον υδρογόνου σε συνδυασμό με CO₂. Το μείγμα υδρογόνου και διοξειδίου του άνθρακα μπορεί στη συνέχεια να διαχωριστεί σε ένα ρεύμα CO₂ και σε ένα ρεύμα υδρογόνου. Το υδρογόνο καίγεται για την παραγωγή ενέργειας και / ή θερμότητας. Οι υψηλές συγκεντρώσεις του διοξειδίου του άνθρακα, που παράγεται από τον μεταλλάκτη (συνήθως 15-60% κατ 'όγκο σε ξηρή βάση) [14] και οι υψηλές πιέσεις είναι ευνοϊκές για το διαχωρισμό CO₂.
3. Τεχνολογίες καύσης σε συνθήκες καθαρού οξυγόνου: χρησιμοποιούν οξυγόνο αντί αέρα για την καύση των πρωτογενών καυσίμων με αποτέλεσμα την παραγωγή ενός καυσαερίου που αποτελείται κυρίως από υδρατμούς και CO₂. Οι υδρατμοί στη συνέχεια απομακρύνονται με ψύξη και συμπίεση του αερίου ρεύματος. Τα συστήματα καύσης καθαρού οξυγόνου απαιτούν ανάντη διαχωρισμό οξυγόνου από τον αέρα, με καθαρότητα 95-99% σε οξυγόνο, όπως αυτή διαμορφώνεται στις περισσότερες πλέον σύγχρονες τεχνικές. Περαιτέρω επεξεργασία των καυσαερίων μπορεί να φανεί απαραίτητη ώστε να απομακρυνθούν τυχόν ρύποι πριν από την μεταφορά του διοξειδίου του άνθρακα προς αποθήκευση.



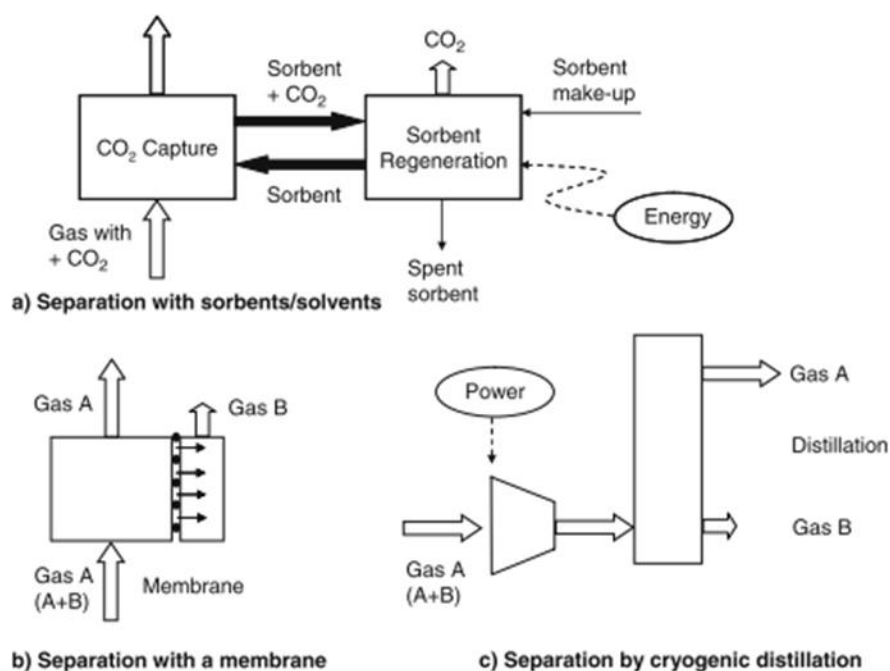
ΣΧΗΜΑ 4.1: Κατηγοριοποίηση των τεχνολογιών δέσμευσης CO₂ [14]

Οι βασικές διεργασίες που χρησιμοποιούνται για τη δέσμευση του CO₂ από τα απαέρια σε μεγάλη κλίμακα είναι οι παρακάτω:

- Απορρόφηση (διαχωρισμός του CO₂ με υγρό διάλυμα σε στήλη απορρόφησης)
- Προσρόφηση (διαχωρισμός του CO₂ με προσρόφηση αυτού σε κάποιο στερεό)
- Μembrάνες (βάση της διαφορετικής διαπερατότητας των αερίων διαμέσου μεμβρανών)
- Κρυογενικές τεχνολογίες (Ψύξη ή συμπύκνωση του CO₂)

Η αρχή λειτουργίας των παραπάνω τεχνολογιών διαχωρισμού δίνονται παρακάτω:

- ΔΙΑΧΩΡΙΣΜΟΣ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΠΡΟΣΡΟΦΗΤΩΝ Η΄ ΔΙΑΛΥΤΩΝ



ΣΧΗΜΑ 4.2: Σχηματικό Διάγραμμα των τεχνολογιών διαχωρισμού[14]

Το Σχήμα 4.2 παρουσιάζει μια γενική σχηματική απεικόνιση του διαχωρισμού με χημική απορρόφηση, φυσική απορρόφηση και προσρόφηση. Η διαδικασία διαχωρισμού, η οποία χρησιμοποιεί υγρά απορροφητικά υλικά ή στερεά προσροφητικά, αποτελείται από δύο στάδια, το στάδιο της απορρόφησης και το στάδιο της αναγέννησης. Στη στήλη απορρόφησης, το αέριο που περιέχει CO₂ έρχεται σε επαφή με το προσροφητικό μέσο που δεσμεύει το CO₂. Το προσροφητικό μέσο, κορεσμένο με διοξείδιο του άνθρακα, στη συνέχεια μεταφέρεται σε ένα δεύτερο αντιδραστήρα, όπου το διοξείδιο του άνθρακα απελευθερώνεται (αναγέννηση), αφού πρώτα έχει θερμανθεί. Το αναγεννημένο προσροφητικό μέσο αποστέλλεται πίσω για να δεσμεύσει περισσότερο διοξείδιο του άνθρακα σε μια κυκλική διαδικασία. Η ροή καθαρού προσροφητικού μέσου είναι πάντοτε απαραίτητη ώστε να αναπληρώνει τυχόν απενεργοποίηση ή απώλεια προσροφητικού μέσου κατά τη διάρκεια της διεργασίας.

• ΔΙΑΧΩΡΙΣΜΟΣ ΜΕ ΧΡΗΣΗ ΜΕΜΒΡΑΝΩΝ

Οι μεμβράνες (Σχήμα 4.2) είναι ειδικά κατασκευασμένα υλικά που επιτρέπουν την εκλεκτική διείσδυση ενός αερίου. Η εκλεκτικότητα της μεμβράνης σε διαφορετικά είδη αερίων σχετίζεται με το υλικό και η ροή του αερίου μέσω της μεμβράνης καθορίζεται από τη διαφορά πίεσης κατά μήκος της. Ως εκ τούτου, για το διαχωρισμό με χρήση μεμβρανών προτιμάται υψηλή πίεση. Υπάρχουν διαφορετικοί τύποι υλικών μεμβράνης (πολυμερή, μεταλλικά, κεραμικά), οι οποίοι μπορούν να βρουν εφαρμογή σε συστήματα δέσμευσης CO₂ για το διαχωρισμό κατά προτίμηση :1) H₂ από ρεύμα καυσαερίου, 2) διοξείδιο του άνθρακα από ρεύμα καυσαερίου ή 3) O₂ από τον αέρα.

• ΑΠΟΣΤΑΞΗ ΥΓΡΟΠΟΙΗΜΕΝΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΡΕΥΜΑΤΟΣ ΚΑΙ ΨΥΚΤΙΚΟΣ

ΔΙΑΧΩΡΙΣΜΟΣ

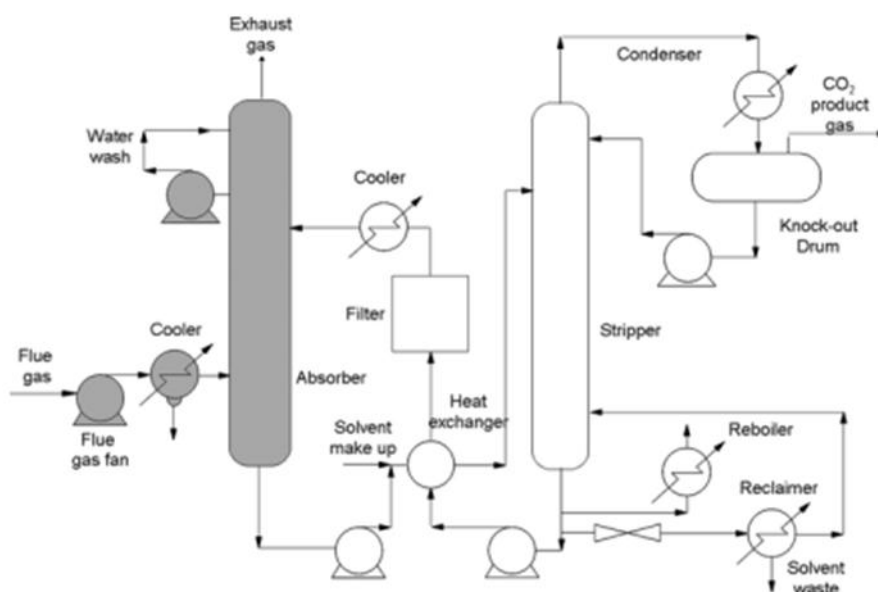
Ένα αέριο μπορεί να υγροποιηθεί μέσω της συμπίεσης και της ψύξης. Στην υγρή μορφή, τα συστατικά του αερίου μπορούν να διαχωριστούν σε μια αποστακτική στήλη. Στην περίπτωση του αέρα, η διαδικασία αυτή είναι διαθέσιμη στο εμπόριο σε μεγάλη κλίμακα. Ο ψυκτικός διαχωρισμός μπορεί επίσης να χρησιμοποιηθεί για το διαχωρισμό του διοξειδίου του άνθρακα από άλλα αέρια και για τον διαχωρισμό ακαθαρσιών από σχετικά υψηλής καθαρότητας ρεύματα CO₂, όπως για παράδειγμα από την καύση με καθαρό οξυγόνο.

4.2 :ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΔΕΣΜΕΥΣΗΣ ΜΕΤΑ ΤΗΝ ΚΑΥΣΗ

Η μετά την καύση δέσμευση του CO₂ εφαρμόζεται κυρίως στις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύση άνθρακα. Σε μια τυπική μονάδα παραγωγής ενέργειας με καύση άνθρακα, το καύσιμο καίγεται με αέρα για την παραγωγή ατμού, ο οποίος ενεργοποιεί ένα στρόβιλο για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Τα καυσαέρια αποτελούνται κυρίως από άζωτο, CO₂, O₂, υγρασία και ίχνη ακαθαρσιών. Ο διαχωρισμός του CO₂ από αυτό το ρεύμα αερίου, είναι δύσκολη, διότι το CO₂ βρίσκεται σε αραιές συγκεντρώσεις και σε χαμηλή πίεση. Επιπλέον, τα ίχνη προσμίξεων (αιωρούμενα σωματίδια, το διοξείδιο του θείου και οξείδια του αζώτου) στα καυσαέρια που παράγονται μπορούν να υποβαθμίσουν τις προσροφητικές ουσίες και να μειώσουν την αποτελεσματικότητα ορισμένων τεχνολογιών δέσμευσης CO₂. Η συμπίεση του δεσμευόμενου CO₂ από την ατμοσφαιρική πίεση στην πίεση του αγωγού μεταφοράς απαιτεί ένα μεγάλο βοηθητικό φορτίο ενέργειας στο συνολικό σύστημα της μονάδας. Παρά αυτές τις δυσκολίες, η μετά την καύση δέσμευση έχει τις μεγαλύτερες βραχυπρόθεσμες δυνατότητες για τη μείωση των εκπομπών CO₂, επειδή μπορεί να τοποθετηθεί σε ήδη υπάρχουσες μονάδες που παράγουν περίπου το 67 % των εκπομπών CO₂ στον τομέα της ενέργειας [15]

4.2.1 ΧΗΜΙΚΗ ΑΠΟΡΡΟΦΗΣΗ

Οι διεργασίες χημικής απορρόφησης που βασίζονται σε οργανικούς διαλύτες, όπως αμίνες, είναι η προτιμώμενη επιλογή για την μετά την καύση δέσμευση του CO₂. Οι διεργασίες απορρόφησης με αμίνες εφαρμόζονται κυρίως στη χημική βιομηχανία και είναι διαθέσιμες στο εμπόριο για τα μετά την καύση συστήματα δέσμευσης του CO₂, αλλά όχι στην κλίμακα που απαιτείται για τα καυσάεργια σταθμού παραγωγής ενέργειας.



ΣΧΗΜΑ 4.3: Ανάκτηση CO₂ από χημική απορρόφηση[14]

Το Σχήμα 4.3 απεικονίζει ένα σύστημα έκπλυσης που χρησιμοποιείται στην χημική προσρόφηση για το διαχωρισμό του διοξειδίου του άνθρακα από τα καυσάεργια που παράγονται. Το σύστημα αποτελείται από δύο κύρια στοιχεία – τον απορροφητή στον οποίο απομακρύνεται το διοξείδιο του άνθρακα και τον εκγυμνωτή στον οποίο το διοξείδιο του άνθρακα απελευθερώνεται σε συμπυκνωμένη μορφή και ο διαλύτης ανακτάται. Πριν από την αφαίρεση του CO₂, τα καυσάεργια συνήθως ψύχονται σε θερμοκρασίες μεταξύ 40 και 60 °C [14] και στη συνέχεια υπόκεινται σε επεξεργασία για τη μείωση των σωματιδίων (τα οποία προκαλούν προβλήματα λειτουργίας) και άλλες ακαθαρσίες (π.χ. SO_x, NO_x, HCl, Hg), τα οποία διαφορετικά θα προκαλούσαν μεγάλες απώλειες διαλύτη. Το διάλυμα της αμίνης απορροφά το διοξείδιο του άνθρακα (μαζί με τα ίχνη του SO_x και NO_x) με χημική αντίδραση

ώστε να σχηματιστεί μια ένωση ασθενών δεσμών. Η αναγέννηση του χημικού διαλυτή πραγματοποιείται σε εκγυμνωτή σε υψηλές θερμοκρασίες μεταξύ 100 και 140 °C [14] και πιέσεις όχι πολύ υψηλότερες από την ατμοσφαιρική πίεση.

4.2.2ΔΙΑΛΥΤΕΣ

Οι διαθέσιμες στο εμπόριο απορροφητικές ουσίες , αρκετά ισχυρές για την ανάκτηση του διοξειδίου του άνθρακα σε ατμοσφαιρική πίεση ,είναι υδατικά διαλύματα αλκοαμίνες όπως:

- Πρωτογενείς αμίνες: μονο-εθανολαμίνη (MEA),
- Δευτερογενείς αμίνες: δι-εθανολαμίνη (DEA),
- Τριτοταγείς αμίνες: μεθυλ-δι-εθανολαμίνη (MDEA) και
- Παρεμποδισμένες αμίνες.

Τα μετά τη καύση συστήματα, που χρησιμοποιούν αναγεννημένα προσροφητικά στερεά ,όπως οξείδια και ανθρακικά άλατα του καλίου και του νατρίου ,λειτουργούν κυρίως σε σχετικά υψηλές θερμοκρασίες. Η εφαρμογή των υψηλών θερμοκρασιών στο στάδιο του διαχωρισμού έχει τη δυνατότητα υψηλότερων αποδόσεων σε σύγκριση με τις μεθόδους υγρής απορρόφησης, γιατί η θερμότητα απορρόφησης εκλύεται σε μια θερμοκρασία η οποία μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας .

4.2.3: MEMBRANES

Η δέσμευση του CO₂ βασιζόμενη στη μέθοδο των μεμβρανών χρησιμοποιεί διαπερατά ή ημιδιαπερατά υλικά που επιτρέπουν την επιλεκτική μεταφορά και διαχωρισμό του CO₂ από τα καυσαέρια. Μемβράνες που χρησιμοποιούνται για τη μετά την καύση δέσμευση είναι οι μεμβράνες αερίου-υγρού διαχωρισμού. Ο σκοπός της μεμβράνης είναι να κρατήσει το υγρό και το αέριο διαχωρισμένα .Το CO₂ διαχέεται από το αέριο ρεύμα μέσω της μεμβράνης και στη συνέχεια απορροφάται από το διαλύτη.

4.2.4 ΚΡΥΟΓΕΝΙΚΟΣ ΔΙΑΧΩΡΙΣΜΟΣ

Το CO₂ μπορεί, επίσης, να διαχωριστεί από άλλα αέρια με επαναλαμβανόμενα βήματα ψύξης και συμπίεσης. Ο κρυογενικός διαχωρισμός εφαρμόζεται σε εμπορική κλίμακα για το διαχωρισμό αερίων με υψηλή συγκέντρωση CO₂ άνω του 90% [14]. Ένα σημαντικό μειονέκτημα του κρυογενικού διαχωρισμού CO₂ είναι η μεγάλη ποσότητα ενέργειας που απαιτείται για την διεργασία της ψύξης. Όμως αυτό αντισταθμίζεται από το ότι παράγει απευθείας υγροποιημένο CO₂, κάτι που είναι απαραίτητο για κάποια είδη μεταφορών του, όπως μεταφορά με φορτηγά, βυτιοφόρα ή πλοία.

4.2.5: ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΙΟΝΤΙΚΩΝ ΥΓΡΩΝ

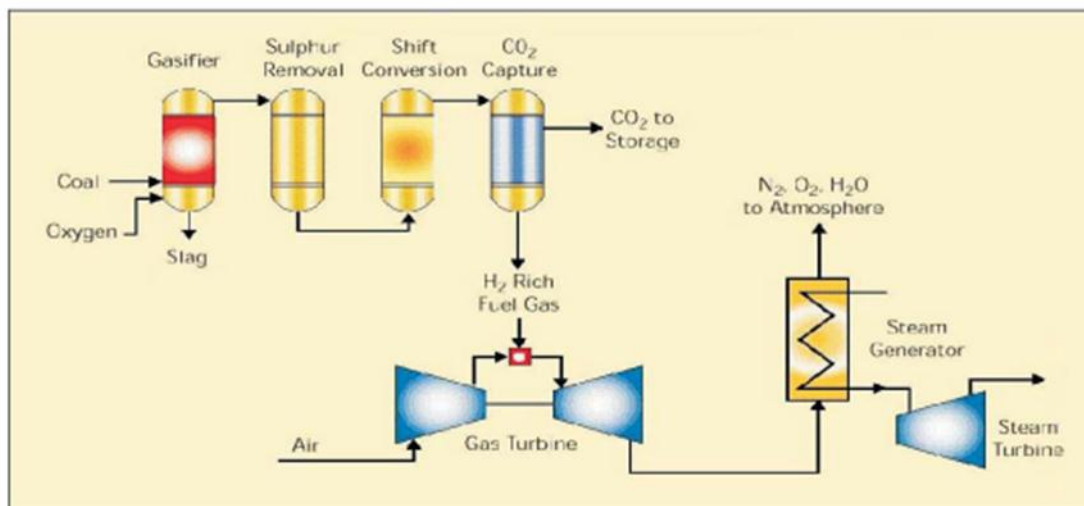
Τα ιοντικά υγρά είναι μια ευρεία κατηγορία αλάτων, που συνήθως περιέχουν ένα οργανικό κατιόν και ένα είτε ανόργανο είτε οργανικό ανιόν. Είναι συνήθως υγρά σε θερμοκρασία δωματίου, αμετάβλητα, σταθερά από θερμικής άποψης, και μη εύφλεκτα. Τα ιοντικά υγρά μπορούν να διαλύσουν το αέριο CO₂, και είναι σταθερά σε θερμοκρασίες έως και αρκετές εκατοντάδες °C. Η καλή τους θερμοκρασιακή σταθερότητα τους προσφέρει τη δυνατότητα ανάκτησης του CO₂ από τα καυσαέρια, χωρίς να χρειάζεται η ψύξη του πρώτα.

4.3 ΔΕΣΜΕΥΣΗ ΠΡΟ ΤΗΣ ΚΑΥΣΗΣ

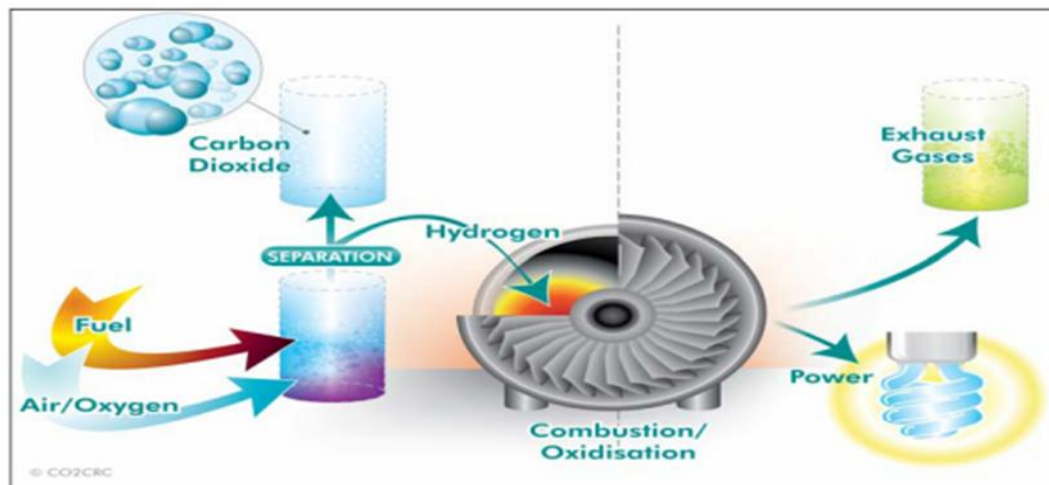
Σύμφωνα με αυτή την τεχνολογία, ο άνθρακας απομακρύνεται από το καύσιμο πριν αυτό οδηγηθεί για καύση. Στην τυπική διαδικασία του συνδυασμένου κύκλου με αεριοποίηση (IGCC), το στερεό καύσιμο κονιοποιείται και διαλύεται σε νερό. Στη συνέχεια το διάλυμα θερμαίνεται με οξυγόνο ή αέρα περίπου στους 1300 K και παράγεται ένα αέριο μίγμα που αποτελείται κυρίως από υδρογονάνθρακες και μονοξειδίο του άνθρακα. Ακολουθεί αντίδραση μετατροπής του μονοξειδίου του άνθρακα σε διοξείδιο του άνθρακα και νερό. Η αντίδραση αυτή είναι εξώθερμη και το αέριο καύσιμο που τελικά παράγεται περιέχει H₂ και CO₂. Λόγω της υψηλής μερικής πίεσης του CO₂ στο αέριο μίγμα, η μέθοδος της φυσικής απορρόφησης αποτελεί μια πιθανή λύση για το διαχωρισμό του CO₂ από το H₂ στο αέριο καύσιμο. Μεμβράνες διαχωρισμού του H₂ μπορούν επίσης να χρησιμοποιηθούν. Στα Σχήματα 4.4 και 4.5 φαίνεται ένα απλοποιημένο διάγραμμα ενός εργοστασίου παραγωγής ενέργειας με καύση άνθρακα με δέσμευση CO₂ προ της καύσης και η αρχή λειτουργίας του αντίστοιχα.

Μια άλλη μέθοδος για την απομάκρυνση του άνθρακα από το καύσιμο, που βασίζεται στην ίδια κύρια μεθοδολογία που προαναφέρθηκε, είναι η ταυτόχρονη πραγματοποίηση των τριών αντιδράσεων, και συγκεκριμένα της αεριοποίησης, της μετατροπής του CO και της απομάκρυνσης του CO₂. Οι αντιδράσεις αυτές πραγματοποιούνται υπό τις ίδιες συνθήκες

στον ίδιο αντιδραστήρα. Κατά τη συνήθη διαδικασία, η αεριοποίηση λαμβάνει χώρα στους 1273 K, ενώ η αντίδραση μετατροπής του CO σε CO₂ στους 673 K. Η δέσμευση CO₂ με CaO είναι ενδεικνύομενη μέθοδος και πραγματοποιείται στους 1100 K. Δύο κλίνες μπορούν να χρησιμοποιηθούν, η μία για την αεριοποίηση του καυσίμου, τη μετατροπή του CO και τη δέσμευση του CO₂ και η άλλη για την αναγέννηση του παραγόμενου CaCO₃ προς CaO. Το πλούσιο σε H₂ παραγόμενο καύσιμο εξέρχεται από τον πρώτο αντιδραστήρα ενώ το CO₂ από τον δεύτερο. Σε αυτή τη διεργασία αναμένεται μείωση της κατανάλωσης ισχύος της τάξης του 20-25%, σε σχέση με τη συνήθη διαδικασία παραγωγής καυσίμου χωρίς άνθρακα [16].



ΣΧΗΜΑ 4.4:Διάγραμμα παραγωγής ενέργειας με προ της καύσης δέσμευση του CO₂ [42]



ΣΧΗΜΑ 4.5:Αρχή λειτουργίας δέσμευσης CO₂ προ της καύσης [42]

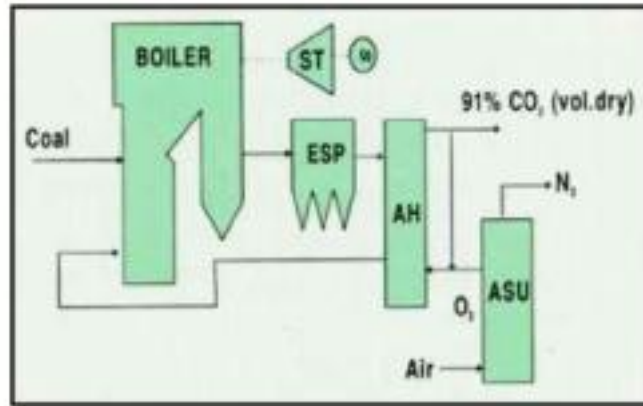
4.4: ΚΑΥΣΗ ΣΕ ΣΥΝΘΗΚΕΣ ΚΑΘΑΡΟΥ ΟΞΥΓΟΝΟ

Η τεχνολογία αυτή βασίζεται στο γεγονός ότι όταν η καύση του λιγνίτη, των υδρογονανθράκων ή του συνθετικού αερίου πραγματοποιείται με καθαρό οξυγόνο, το παραγόμενο καυσαέριο περιέχει κυρίως διοξείδιο του άνθρακα και νερό. Με ψύξη των καυσαερίων, το H_2O που περιέχεται στο καυσαέριο συμπυκνώνεται και παράγεται σχεδόν καθαρό αέριο CO_2 . Στη συνέχεια, αυτό συμπιέζεται και μεταφέρεται στην τοποθεσία αποθήκευσης. Η μέθοδος αυτή μπορεί να εφαρμοσθεί σε ατμοηλεκτρικούς σταθμούς, αεριοστρόβιλους και σταθμούς συνδυασμένου κύκλου με καύσιμο φυσικό αέριο ή ακόμα και σε συστήματα συνδυασμένου κύκλου με αεριοποίηση. Επίσης, μπορεί να εφαρμοσθεί για οποιοδήποτε ορυκτό καύσιμο (λιγνίτη, πετρέλαιο ή φυσικό αέριο).

Για την παραγωγή του οξυγόνου είναι απαραίτητη η μονάδα διαχωρισμού του αέρα. Η κρυογενική μέθοδος είναι η πιο κατάλληλη τεχνολογία για το διαχωρισμό του αζώτου από τον αέρα. Τα στάδια της κρυογενικής μεθόδου διαχωρισμού του αέρα είναι τα ακόλουθα:

- Συμπίεση του αέρα με ενδιάμεσες ψύξεις. Το επίπεδο συμπίεσης είναι περίπου 5,5 bar και προτείνονται τα ακόλουθα στάδια συμπίεσης 1,013-1,53 bar , 1,53-2,35 bar, 2,35-3,6 bar και 3,6-5,5 bar και οι ενδιάμεσες ψύξεις είναι στους 25 °C [16]
- Ψύξη του αέρα περίπου στους 11,5 °C
- Απομάκρυνση της υγρασίας και άλλων σωματιδίων με τη μέθοδο της προσρόφησης.
- Υγροποίηση του αέρα (-180 °C)
- Απομάκρυνση του αζώτου σε στήλη απόσταξης

Η διαδικασία διαχωρισμού του αέρα είναι δυνατό να καταναλώσει έως και το 15% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας του σταθμού . Η καθαρότητα του οξυγόνου παρουσιάζει σημαντική επίδραση όσον αφορά την κατανάλωση ισχύος από τη μονάδα διαχωρισμού του αέρα . Η καθαρότητα που μπορεί να επιτύχει η κρυογενική μονάδα διαχωρισμού του αέρα είναι έως και 99,7%. Για καθαρότητα οξυγόνου μικρότερη του 95%, η κατανάλωση ισχύος μειώνεται, καθώς το επίπεδο της απαιτούμενης συμπίεσης του αέρα μειώνεται. Από την άλλη μεριά, για καθαρότητα οξυγόνου πάνω από 97%, η κατανάλωση ισχύος αυξάνεται απότομα, γιατί σε αυτή την περίπτωση πρέπει να διαχωριστεί και το αργό. Η βέλτιστη επιλογή για την καθαρότητα του οξυγόνου που παράγεται από τη μονάδα διαχωρισμού είναι 95%. Τέλος, η καθαρότητα του οξυγόνου καθώς και η εισαγωγή αέρα στο λέβητα είναι δυνατό να μειώσουν την ικανότητα απομάκρυνσης του διοξειδίου του άνθρακα που παράγεται κατά την καύση [16]. Το Σχήμα 4.6 παρουσιάζει την εφαρμογή της συγκεκριμένης μεθόδου σε ατμοηλεκτρικό σταθμό.



ΣΧΗΜΑ 4.6: Μέθοδος καύσης με οξυγόνο για απομάκρυνση του CO₂ σε θερμοηλεκτρικό σταθμό[16]

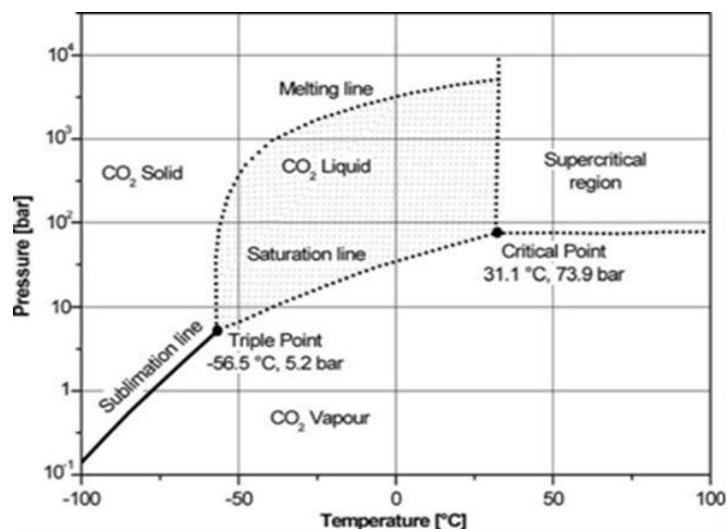
4.5: ΜΕΤΑΦΟΡΑ ΚΑΙ ΦΥΣΙΚΕΣ ΙΔΙΟΤΗΤΕΣ ΤΟΥ CO₂

Μετά την δέσμευση, το διοξείδιο του άνθρακα πρέπει να μεταφερθεί στο πεδίο αποθήκευσης. Το CO₂ γενικά είναι αδρανές και η διαχείριση του εύκολη, ήδη επί της παρούσης μεταφέρεται με αγωγούς υψηλής πίεσης. Για την μεταφορά του CO₂ από τους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στους ταμειυτήρες αποθήκευσης υπάρχουν τέσσερα διαφορετικά συστήματα:

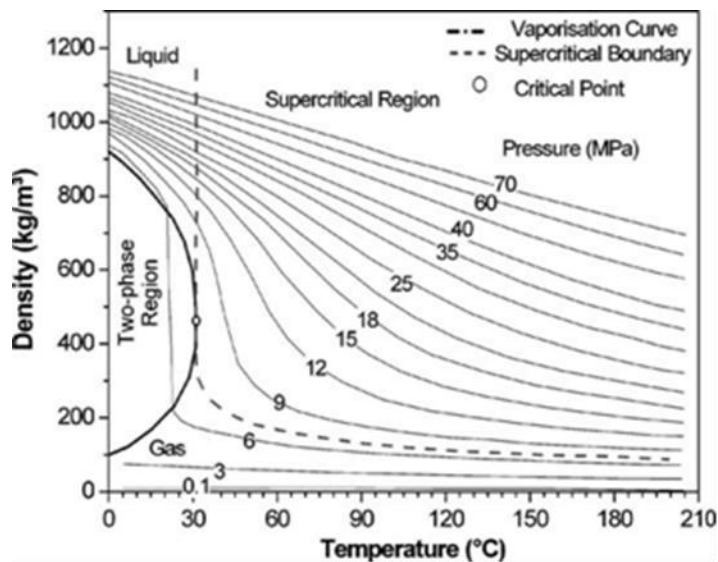
- α) μεταφορά με φορτηγά μεγάλης χωρητικότητας: η πιο κοινή εναλλακτική λύση για μεταφορά προϊόντων με βάρος λιγότερο των πέντε τόνων εξαιτίας της αξιοπιστίας, της προσαρμογής και της ευελιξίας που παρέχει ο τρόπος αυτός,
- β) με τραίνα: ειδικά προσαρμοσμένα βαγόνια μπορούν να μεταφέρουν μεγάλες ποσότητες CO₂ σε μεγάλες αποστάσεις,
- γ) με βυτιοφόρα πλοία: κατάλληλος τρόπος για θαλάσσια μεταφορά σε μεγάλες αποστάσεις. Το μεγάλο πλεονέκτημα εδώ είναι η οικονομική αποδοτικότητα αφού έτσι μπορούν να μεταφερθούν πολύ μεγάλες (38000-78000m³) ποσότητες CO₂,
- δ) με αγωγούς: με τον τρόπο αυτό μεταφέρεται CO₂ από τις αρχές της δεκαετίας του 1980. Από πολλούς εμπειρογνώμονες θεωρείται ως η πιο αποδοτική, οικονομικά, τεχνολογία για συνεχή μεταφορά μεγάλων ποσοτήτων CO₂.

Η φυσική κατάσταση του διοξειδίου του άνθρακα ποικίλει ανάλογα με τη θερμοκρασία και την πίεση, όπως φαίνεται στο Σχήμα. 4.7. Σε κανονικές συνθήκες θερμοκρασίας και πίεσης, το διοξείδιο του άνθρακα είναι αέριο. Σε ατμοσφαιρική πίεση και θερμοκρασία πολύ χαμηλότερη από τη θερμοκρασία περιβάλλοντος, το διοξείδιο του άνθρακα είναι στερεό. Με την αύξηση της θερμοκρασίας, το στερεό θα μεταπηδήσει απευθείας στην αέρια φάση - σε ατμοσφαιρική πίεση, το διοξείδιο του άνθρακα εξαχνώνεται σε θερμοκρασία -78,5 ° C. Σε

ενδιάμεσες θερμοκρασίες μεταξύ της θερμοκρασίας του τριπλού σημείου ($-56,5^{\circ}\text{C}$, $5,2\text{ bar}$) και της θερμοκρασίας του κρίσιμου σημείου ($31,1^{\circ}\text{C}$, $73,9\text{ bar}$), μια αύξηση της πίεσης προκαλεί μια σταδιακή αλλαγή κατάστασης σε ένα διφασικό μίγμα αερίου-υγρού. Σε θερμοκρασία περιβάλλοντος και πιέσεις άνω των 60 bar , το διοξείδιο του άνθρακα είναι υγρό. Σε θερμοκρασίες υψηλότερες από $31,1^{\circ}\text{C}$ και πιέσεις άνω των $73,9\text{ bar}$, το διοξείδιο του άνθρακα βρίσκεται σε υπερκρίσιμη κατάσταση, όπου συμπεριφέρεται ως αέριο. Η πυκνότητα του διοξειδίου του άνθρακα δίνεται στο σχήμα. 4.8 ως συνάρτηση της πίεσης και της θερμοκρασίας.[14]



ΣΧΗΜΑ 4.7: Διάγραμμα φάσης CO₂ [14]



ΣΧΗΜΑ 4.8: Διάγραμμα της πυκνότητας του CO₂ συναρτήσει της πίεσης και της θερμοκρασίας[14]

Ανάλογα με τη μεταφορά και τους μηχανισμούς αποθήκευσης, το CO₂ πρέπει να βρίσκεται σε μια συγκεκριμένη φάση. Για την έγχυση του CO₂ σε εξαντλημένα κοιτάσματα πετρελαίου ή ταμειυτήρες αερίου, το διοξείδιο του άνθρακα πρέπει να παρέχεται συμπιεσμένος σε υγρή κατάσταση. Οι μεταφορές μέσω αγωγών πρέπει να πραγματοποιούνται σε θερμοκρασία περιβάλλοντος με το διοξείδιο του άνθρακα σε αέρια ή σε υγρή φάση.

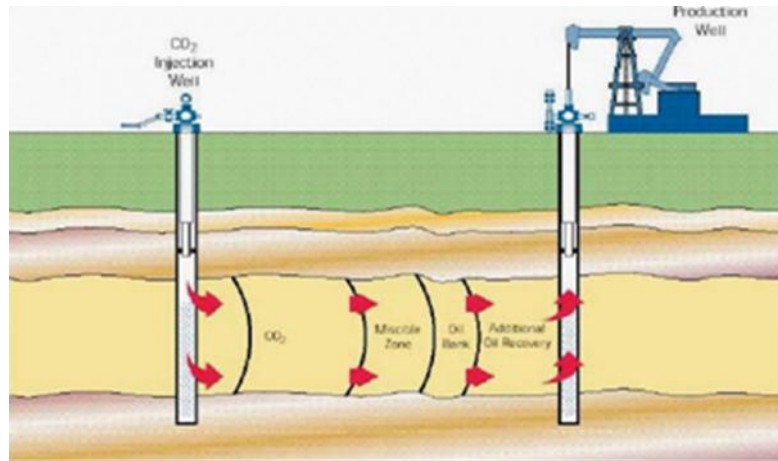
4.6: ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΤΟΥ CO₂

Οι πιο σημαντικοί γεωλογικοί χώροι υπόγειας αποθήκευσης του CO₂ είναι:

- αποθήκευση σε ενεργούς ταμειυτήρες πετρελαίου
- αποθήκευση σε ταμειυτήρες πετρελαίου / φυσικού αερίου που ήδη έχουν εκκενωθεί και σε αλατούχους υδροφόρους ορίζοντες μεγάλου βάθους
- αποθήκευση σε κοιτάσματα μη εξορυγμένου γαιάνθρακα
- αποθήκευση σε ωκεανούς μέσω αγωγού ή μέσω βυτιοφόρου πλοίου
- αποθήκευση μέσω ορυκτοποίησης

• ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΣΕ ΕΝΕΡΓΟΥΣ ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΕΣ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΥ

Η τεχνική της βελτιωμένης ανάκτησης πετρελαίου χρησιμοποιείται σε ταμειυτήρες που έχουν σχεδόν εκκενωθεί ή σε ταμειυτήρες πετρελαίου υψηλού ιξώδους. Αυτή η τεχνική έχει την δυνατότητα όχι μόνο να αυξάνει την ανάκτηση του πετρελαίου αλλά να αποθηκεύει στον ταμειυτήρα και την ποσότητα του CO₂ που χρησιμοποιείται.



ΣΧΗΜΑ 4.9 :Βελτιωμένη ανάκτηση πετρελαίου χρησιμοποιώντας CO₂ [17]

Πρόκειται για εισαγωγή του CO₂ σε υπερκρίσιμη κατάσταση ($P > 7.38 \text{ MPa}$ και $T > 60^\circ\text{C}$) σε ενεργούς ταμιευτήρες, η οποία προκαλεί αύξηση της κινητικότητας του πετρελαίου και έχει ως αποτέλεσμα την πιο εύκολη ανάκτηση του [17]. Ένα ποσοστό του εισαγόμενου CO₂ θα ανακτηθεί πάλι μαζί με το πετρέλαιο, θα διαχωριστεί απ' αυτό με την κατάλληλη διεργασία και θα εισαχθεί και πάλι στον ταμιευτήρα. Υπάρχουν διεργασίες βελτιωμένης ανάκτησης πετρελαίου όπου το CO₂ μπορεί να είναι αναμίξιμο ή όχι. Αυτό εξαρτάται κυρίως από την πίεση με την οποία το CO₂ θα εισαχθεί στον ταμιευτήρα. Στην πρώτη περίπτωση το CO₂ αναμιγνύεται με το ακατέργαστο πετρέλαιο, το αναγκάζει να διογκωθεί και μειώνει το ιξώδες του ενώ παράλληλα αυξάνει ή διατηρεί την πίεση του ταμιευτήρα. Ο συνδυασμός αυτός επιτρέπει το πετρέλαιο να κυκλοφορήσει πιο ελεύθερα προς τον αγωγό απ' όπου και θα γίνει η ανάκτηση του.

Στην δεύτερη περίπτωση το πεπιεσμένο CO₂ που εισάγεται, χρησιμοποιείται για να αυξήσει την πίεση του ταμιευτήρα στα αρχικά του στάδια και να παρασύρει το ακατέργαστο πετρέλαιο προς τον αγωγό ώστε να ανακτηθεί με μεγαλύτερη ευκολία. Με τη μέθοδο αυτή, η οποία ονομάζεται τριτογενής εξόρυξη, μπορεί να αυξηθεί η παραγωγή του πετρελαίου κατά προσέγγιση 10% με 15%.

- **ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΣΕ ΤΑΜΙΕΥΤΗΡΕΣ ΠΕΤΡΕΛΑΙΟΥ/ΦΥΣΙΚΟΥ ΑΕΡΙΟΥ ΚΑΙ ΑΛΑΤΟΥΧΟΥΣ ΥΔΡΟΦΟΡΟΥΣ ΟΡΙΖΟΝΤΕΣ**

Οι ταμιευτήρες πετρελαίου ή φυσικού αερίου που ήδη έχουν εκκενωθεί παρουσιάζονται ως η πιο ελπιδοφόρα επιλογή αποθήκευσης στο προσεχές μέλλον. Αυτό γιατί οι ταμιευτήρες αυτοί έχουν αποδείξει την ικανότητα τους να διατηρούν υγρά ή αέρια σε υψηλές πιέσεις για μεγάλα διαστήματα χρόνου. Εντούτοις, τα περισσότερα από τα φρεάτια θα έπρεπε να ανοιχτούν πάλι με νέες γεωτρήσεις. Επίσης η πραγματική ικανότητα είναι αβέβαιη λαμβάνοντας υπόψη τις αλλαγές στον ταμιευτήρα που μπορεί να έχουν εμφανιστεί λόγω

εισβολής αλατούχου νερού ή λόγω της γεωδομικής αλλαγής. Από την άλλη πλευρά οι αλατούχοι υδροφόροι ορίζοντες έχουν τη μέγιστη δυνατότητα αποθήκευσης του CO₂, αφού οι ταμιευτήρες αυτοί είναι οι πιο διαδεδομένοι και έχουν την μεγαλύτερη χωρητικότητα.

- **ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΣΕ ΚΟΙΤΑΣΜΑΤΑ ΜΗ ΕΞΟΡΥΓΜΕΝΟΥ ΓΑΙΑΝΘΡΑΚΑ**

Το CO₂ εισάγεται σε κοιτάσματα άνθρακα, απορροφάται στις επιφάνειες των στρωμάτων άνθρακα ελευθερώνοντας μεθάνιο το οποίο μπορεί έπειτα να ανακτηθεί σαν ελεύθερο αέριο. Ένα ιδιαίτερο πλεονέκτημα της τεχνικής αυτής είναι ότι τα κοιτάσματα αυτά μπορούν να αποθηκεύσουν πολύ μεγαλύτερες ποσότητες CO₂ από τον ισοδύναμο όγκο ενός συμβατικού ταμιευτήρα λόγω του ότι ο άνθρακας έχει μεγαλύτερες περιοχές επιφάνειας. Υπάρχουν δύο τέτοια προγράμματα στο βορειοδυτικό Μεξικό και στο νοτιοδυτικό Κολοράντο των Η.Π.Α. Η εμπειρία που έχει αποκτηθεί από την μελέτη των προγραμμάτων αυτών χρησιμοποιείται για να ελέγξει και να προτυποποιήσει τους μηχανισμούς αποθήκευσης του CO₂ σε τέτοιους ταμιευτήρες, όπως επίσης και να αξιολογηθεί η δυνατότητα αποθήκευσης σε άλλες λεκάνες τέτοιου είδους.

- **ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΣΕ ΩΚΕΑΝΟΥΣ**

Το CO₂ είναι διαλυμένο στο νερό των ωκεανών, ενώ οι ωκεανοί και απορροφούν αλλά και εκπέμπουν CO₂ μέσω φυσικών διαδικασιών. Το CO₂ μπορεί να εισαχθεί μέσω μίας συσκευής διάχυσης σε βάθη 1.000 έως 2.000 m. Από τα βάθη αυτά, το εισαγόμενο νέφος σταγονιδίων του CO₂ ανέρχεται προς την επιφάνεια και διαλύεται στο νερό προτού φτάσει σε βάθος 500 m όπου τα σταγονίδια παίρνουν πλέον μορφή φυσαλίδων οι οποίες θα φτάσουν στην επιφάνεια. Πειράματα σε εργαστήρια έχουν δείξει ότι μία ταινία ένυδρων ουσιών μπορεί διαμορφωθεί γύρω από τα σταγονίδια του CO₂ καθιστώντας τα βαρύτερα από το νερό της θάλασσας με αποτέλεσμα να τα ωθεί στον πυθμένα. Έτσι το CO₂ μπορεί να εισαχθεί σε βάθη μεγαλύτερα από 3.000 m, οπότε σε αυτή την περίπτωση το υγρό CO₂ θα γίνει βαρύτερο από το νερό της θάλασσας και θα βυθιστεί στον πυθμένα δημιουργώντας μία λίμνη, όπου και θα παραμείνει [17].

Η αποθήκευση στους ωκεανούς είναι ακόμη σε αρχικά στάδια ανάπτυξης σε σύγκριση με τις άλλες τεχνολογίες. Οι ωκεανοί έχουν βέβαια τεράστια χωρητικότητα για την απομόνωση του CO₂, αλλά το επιστημονικό επίπεδο κατανόησης της τεχνολογίας αυτής για να την υποστηρίξουν σαν την πιο σημαντική εναλλακτική λύση, δεν είναι διαθέσιμο τουλάχιστον μέχρι σήμερα [17].

- **ΑΠΟΘΗΚΕΥΣΗ ΜΕΣΩ ΟΡΥΚΤΟΠΟΙΗΣΗΣ**

Μία νέα πολλά υποσχόμενη μέθοδος με την οποία το CO₂ αποθηκεύεται υπό μορφή ανθρακικών ορυκτών. Η αντίδραση του CO₂ με οξείδια ώστε να σχηματιστούν ανθρακικά ορυκτά όπως μαγνησίτης ή ασβεστίτης είναι εξώθερμη. Πετρώματα που μπορούν να χρησιμοποιηθούν στην ορυκτοποίηση του CO₂ είναι υπερβασικά πετρώματα πλούσια σε Mg όπως δουνίτες, περιδοτίτες και σερπεντινίτες. Τέτοιες αντιδράσεις εμφανίζονται στα γεωλογικά χρονικά διαστήματα. Οι μελέτες επικεντρώνονται ώστε να επιταχυνθεί το φυσικό ποσοστό αντίδρασης με αποτέλεσμα να μπορεί να είναι οικονομικά βιώσιμη η αποθήκευση CO₂ ως στερεό ορυκτό ανθρακικό άλας [17]. Τα ανθρακικά άλατα είναι σταθερά θερμοδυναμικά και δεν μπορούν να απελευθερώσουν τις ποσότητες του CO₂. Υπάρχει η επιχειρηματολογία ότι η αποθήκευση του CO₂ στα ορυκτά είναι πιθανή και ασφαλέστερη από άλλες τεχνολογίες σε υπόγειους ταμιευτήρες ή σε ωκεανούς. Τα οξείδια ασβεστίου και μαγνησίου που απαιτούνται για τη διαμόρφωση των σταθερών ορυκτών ανθρακικών αλάτων είναι διαθέσιμα στη φύση σε μεγάλες ποσότητες.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5:ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΑΠΕ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ CCS

5.1 ΕΙΣΑΓΩΓΗ

Στο κεφάλαιο αυτό παρουσιάζεται η μελέτη του Ινστιτούτου Κλίματος ,Περιβάλλοντος και Ενέργειας του Βούπερταλ (Wuppertal Institute for Climate,Environment and Energy) με θέμα «Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας σε Σύγκριση με τις Τεχνολογίες Δέσμευσης και Αποθήκευσης του άνθρακα» (Renewable Energies (RE) in Comparison to Carbon Capture and Storage (CCS)).Η μελέτη RECCS διαπραγματεύεται τις αξιολογήσεις κύκλου ζωής των τριών τεχνολογιών δέσμευσης CO₂ για τα έτη 2020, 2025 και 2050. Αυτές οι αξιολογήσεις συγκρίνονται στη συνέχεια με επιλεγμένες εγκαταστάσεις ανανεώσιμων πηγών ενέργειας υπό το πρίσμα ορισμένων σεναρίων. Τόσο για τις προς μελέτη συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής όσο και για τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογίες CCS χρησιμοποιήθηκαν προβλέψεις των τιμών απόδοσης για τα έτη 2020, 2025 και 2050.[18]

5.2: ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO₂ ΜΕΤΑΞΥ ΑΠΕ ΚΑΙ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΩΝ

Από τη μελέτη RECCS προέκυψαν τα ακόλουθα ποσοστά μείωσης των αερίων του θερμοκηπίου ανά τύπο καυσίμου για τα έτη 2020 και 2025:

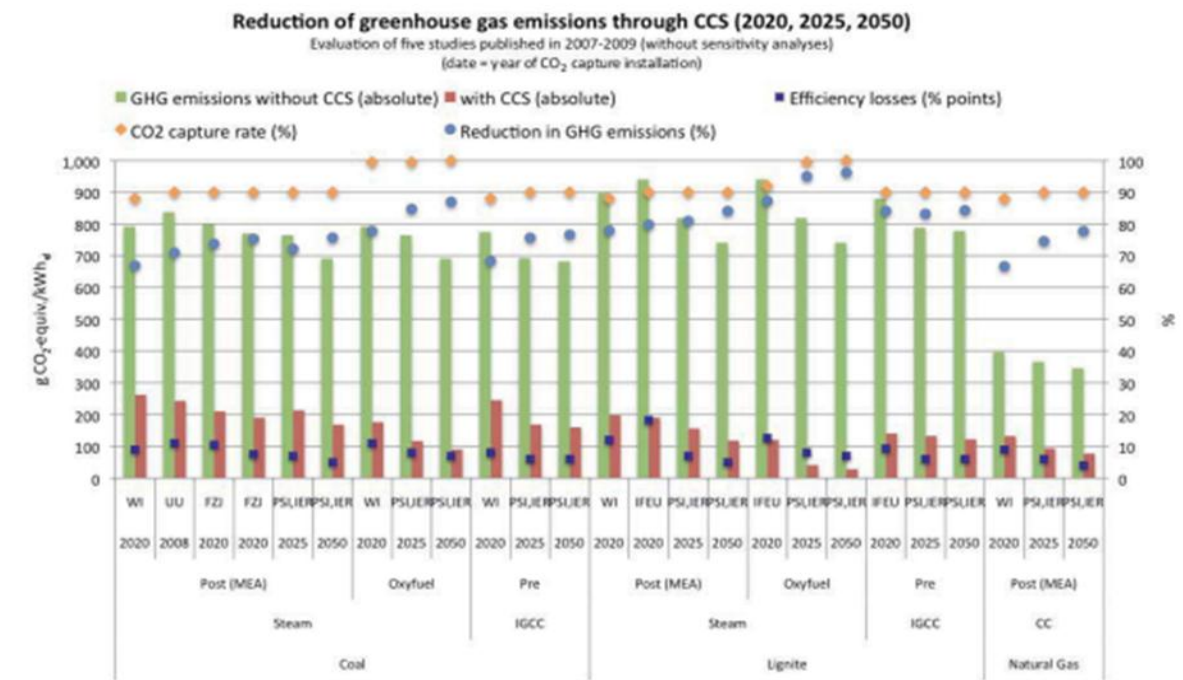
- Λιθάνθρακας: a) μετά-καύση τεχνολογία δέσμευσης (67 έως 72 %),
 - b) τεχνολογία δέσμευσης με καθαρό οξυγόνο (78 έως 85 %),
 - c) τεχνολογία ολοκληρωμένου συνδυασμένου κύκλου αεριοποίησης (IGCC) (67 έως 68 %)
- Λιγνίτης: a) μετά-καύση τεχνολογία δέσμευσης (78 έως 81 %),
 - b) τεχνολογία δέσμευσης με καθαρό οξυγόνο (87 έως 95 %),
 - c) τεχνολογία ολοκληρωμένου συνδυασμένου κύκλου αεριοποίησης (IGCC) (83 έως 84 %)
- Φυσικό αέριο: a) μετά-καύση τεχνολογία δέσμευσης ατμό (67 και 75 %).

Για τη πραγματοποίηση της σύγκρισης με τις τεχνολογίες CCS σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής επιλέγονται η υπεράκτια αιολική ενέργεια, τα φωτοβολταϊκά και οι ηλιακές θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής. Οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου (CO₂, CH₄ και N₂O) φαίνονται στο Πίνακα 5.1.

	Solathermal		Photovoltaics		Wind offshore	
	2025	2050	2025	2050	2025	2050
Current	30.56		68.94		14.60	
Minimum	19.83	16.99	16.65	5.55	5.71	7.67
Maximum	20.90	17.55	36.64	7.39	11.81	6.66
Data is given in g CO ₂ -eq./kWh _{el}						
A mix from different technologies is shown						
Sources of basic values for CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O:						
Solarthermal systems (Viebahn et al. 2008), photovoltaic systems						
(Frankl et al. 2008), offshore wind (DONG energy 2008)						

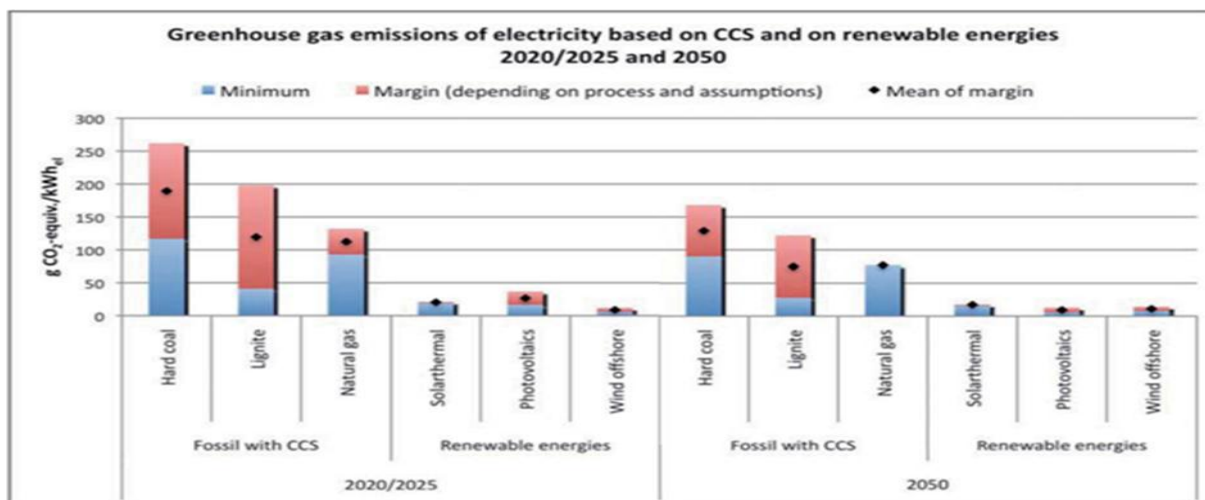
ΠΙΝΑΚΑΣ 5.1: Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από ηλιακές θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, φωτοβολταϊκά και την υπεράκτια αιολική ενέργεια για τα έτη 2020 και 2050[18]

Στο Σχήμα. 5.1 παρουσιάζεται το διάγραμμα των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου από μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με και χωρίς τεχνολογίες CCS για το σενάριο έτους 2020 και 2025 και 2050 και ανά τύπο καυσίμου. Επίσης ,στο ίδιο διάγραμμα παρατίθενται οι επί τοις εκατό ρυθμοί δέσμευσης και μείωσης των εκπομπών του CO₂ ανά τεχνολογία δέσμευσης και τύπο καυσίμου αλλά και η επί τοις εκατό μείωση της απόδοσης των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής με τις αντίστοιχες ενσωματωμένες τεχνολογίες δέσμευσης. Από το διάγραμμα του Σχήματος 5.1 προκύπτει ότι για τις λιγνιτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής η τεχνολογία με το μεγαλύτερο ρυθμό δέσμευσης και μείωσης του CO₂ είναι η τεχνολογία υπό συνθήκες καθαρού οξυγόνου . Από την άλλη πλευρά, η μετά-καύση δέσμευση του CO₂ εμφανίζει τη μικρότερη μείωση της αποδοτικότητας της μονάδας σε σχέση με την άλλη τεχνολογία, γεγονός που μετατρέπει και τις δύο τεχνολογίες δέσμευσης αρκετά ανταγωνιστικές.



ΣΧΗΜΑ 5.1: Διάγραμμα μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου συναρτήσει της τεχνολογίας δέσμευσης του CO₂ και του τύπου καυσίμου [18]

Στο Σχήμα 5.2 παρουσιάζεται το διάγραμμα των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με τεχνολογίες CCS και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας συναρτήσει του τύπου καυσίμου.



ΣΧΗΜΑ 5.2: Εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από καύση ορυκτών καυσίμων σε σύγκριση με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (ηλιακές θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, φωτοβολταϊκά και την υπεράκτια αιολική ενέργεια για τα έτη 2020 και 2025 και 2050). [18]

Σε σύγκριση με τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογίες CCS, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παράγουν μόνο ένα μικρό μέρος εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Το διάγραμμα δείχνει ότι το 2025, η υπεράκτια αιολική ενέργεια εκπέμπει αέρια της τάξης μόνο του 5 έως 8 % των εκπομπών των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογίες CCS, η ηλιακή θερμική ενέργεια 11 έως 18 % και τα φωτοβολταϊκά 14 έως 24 %. Μέχρι το 2050, οι προοπτικές των φωτοβολταϊκών βελτιώνονται απελευθερώνοντας μόλις το 7 στο 12 % των εκπομπών των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογίες CCS, ενώ η υπεράκτια αιολική ενέργεια απελευθερώνει 9 έως 15 % και η ηλιακή θερμική ενέργεια 13 έως 23 %. Επιπλέον, από το Σχήμα 5.2 παρατηρείται μια μειωτική τάση των εκπομπών CO₂ από τις λιγνιτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με ενσωματωμένες τεχνολογίες CCS, γεγονός που μπορεί να οφείλεται στην βελτίωση και αριστοποίηση των τεχνολογιών αυτών με την πάροδο των ετών.

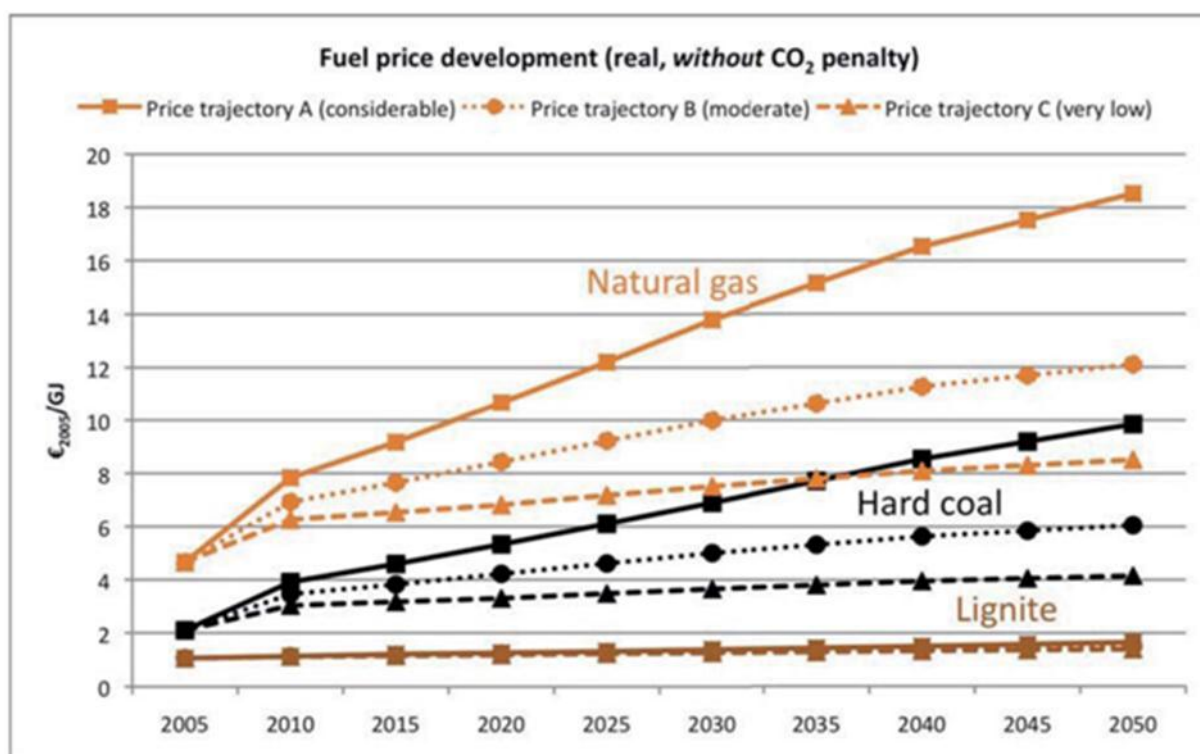
5.3 ΜΕΛΛΟΝΤΙΚΑ ΣΕΝΑΡΙΑ ΤΙΜΩΝ ΓΙΑ ΤΑ ΟΡΥΚΤΑ ΚΑΥΣΙΜΑ ΚΑΙ ΤΑ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΑ ΕΚΠΟΜΠΗΣ CO₂

Η μελέτη RECCS επικεντρώθηκε στην κατάσταση πριν από την αύξηση των τιμών του πετρελαίου, καθώς και τις αυξήσεις των τιμών του φυσικού αερίου και του λιθάνθρακα. Στη μελέτη RECCS υπεισέρχεται το σενάριο χαμηλών τιμών και το σενάριο ελάχιστα υψηλότερων τιμών σε σχέση με τις τιμές των καυσίμων για το έτος 2005. Στη μελέτη RECCS, ο αντίκτυπος των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂, εκφράζεται με τη μορφή μιας «ποινής εκπομπών CO₂». Στο σύνολό τους, τα σενάρια τιμών και οι «ποινές εκπομπών CO₂» υποδεικνύουν το ειδικό κόστος χρήσης των ορυκτών πηγών ενέργειας, ή, με άλλα λόγια, «τις τιμές των καυσίμων με και χωρίς κυρώσεις». Τα σενάρια των τιμών ενέργειας μπορούν κατηγοριοποιηθούν ως εξής (βλ. Σχ. 5.3.):

- Σενάριο τιμών C («πολύ χαμηλό»): Το συγκεκριμένο σενάριο θεωρεί ότι το αργό πετρέλαιο δεν θα αυξηθεί πάνω από ένα μεσοπρόθεσμο επίπεδο τιμών της τάξης των 50 – 60 \$ / βαρέλι με προοπτική τα έτη 2020 και 2030. Στο σενάριο αυτό γίνεται η παραδοχή ότι οι τιμές του φυσικού αερίου παραμένουν σχεδόν σταθερές και μόνο μια μικρή αύξηση παρατηρείται στη τιμή του λιθάνθρακα.
- Σενάριο τιμών B («μέτριο»): Η μέτρια παραλλαγή λαμβάνει υπόψη μια "μέτρια αύξηση" των τιμών των ορυκτών καυσίμων ενώ υποτιμά μια μελλοντική άνοδο των τιμών τους.
- Σενάριο τιμών A («σημαντικό»): Μια ανώτερη παραλλαγή, που με βάση τις πραγματικές τιμές, θεωρεί έναν διπλασιασμό στην τιμή του φυσικού αερίου και περισσότερες από τρεις φορές αύξηση στην τιμή του λιθάνθρακα.

Το Σχήμα 5.3 δείχνει το εύρος για τα τρία σενάρια τιμών χωρίς τις τιμές των «ποινών εκπομπής CO₂» (πραγματικές τιμές με βάση το έτος 2005). Στο παρακάτω διάγραμμα δεν

παρουσιάζεται η τάση των τιμών του πετρελαίου επειδή δεν χρησιμοποιείται άμεσα στην παρούσα μελέτη, αλλά περιλαμβάνεται η πορεία των τιμών για το λιγνίτη.



ΣΧΗΜΑ 5.3 : Τιμές φυσικού αερίου, λιθάνθρακα και λιγνίτη για μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής για τα σενάρια τιμών Α,Β και C (χωρίς τις τιμές εκπομπών CO₂) [18]

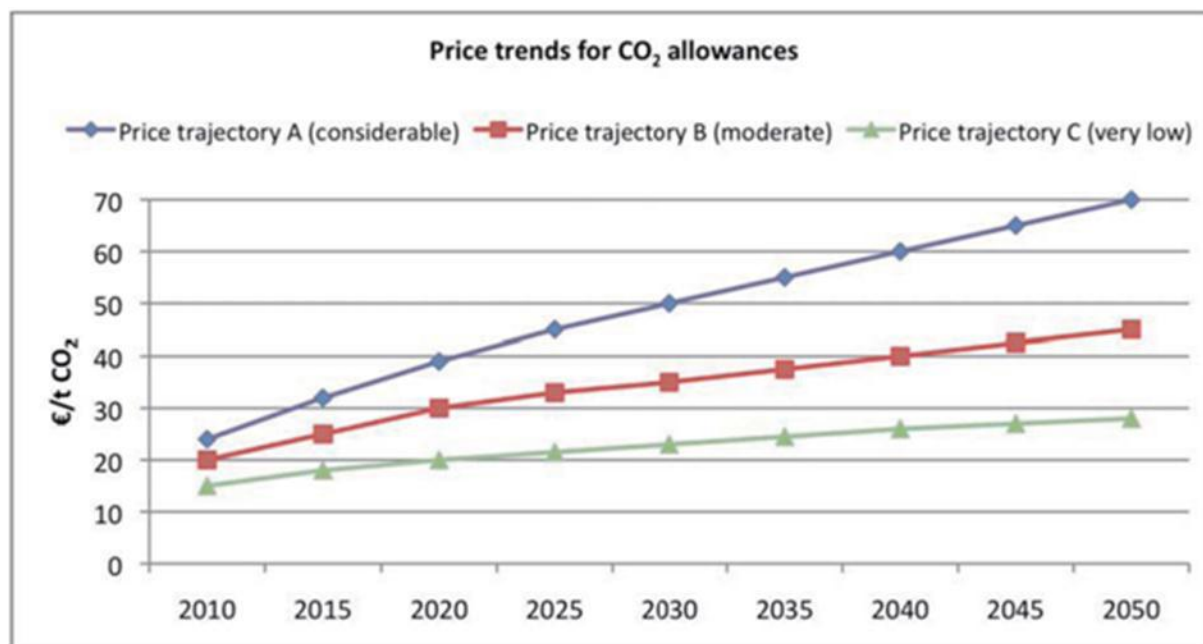
Εκτός από την αύξηση των πραγματικών τιμών των καυσίμων πρέπει να ληφθούν υπ' όψιν και οι τάσεις των τιμών των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂ .Οι τιμές των δικαιωμάτων εκπομπής CO₂ υπόκεινται και αυτές στα παρακάτω σενάρια τιμών:

-Σενάριο τιμών C («πολύ χαμηλό»): Σε αυτό το σενάριο, οι κυρώσεις για τις εκπομπές CO₂ αυξάνονται από 15 € / τόνο το 2010 σε 20 € / τόνο το 2020 και σε όχι περισσότερο από 28 € / τόνο το 2050. Ως εκ τούτου, το σενάριο αυτό αντιπροσωπεύει το κατώτερο όριο των αναμενόμενων μελλοντικών τιμών.

- Σενάριο τιμών B («μέτριο»): Στο μέτριο σενάριο, λαμβάνονται υπ' όψιν τιμές μεσαίου εύρους , 20 € / t (2010), € 30 / t (2020) και € 45 / t (2050).

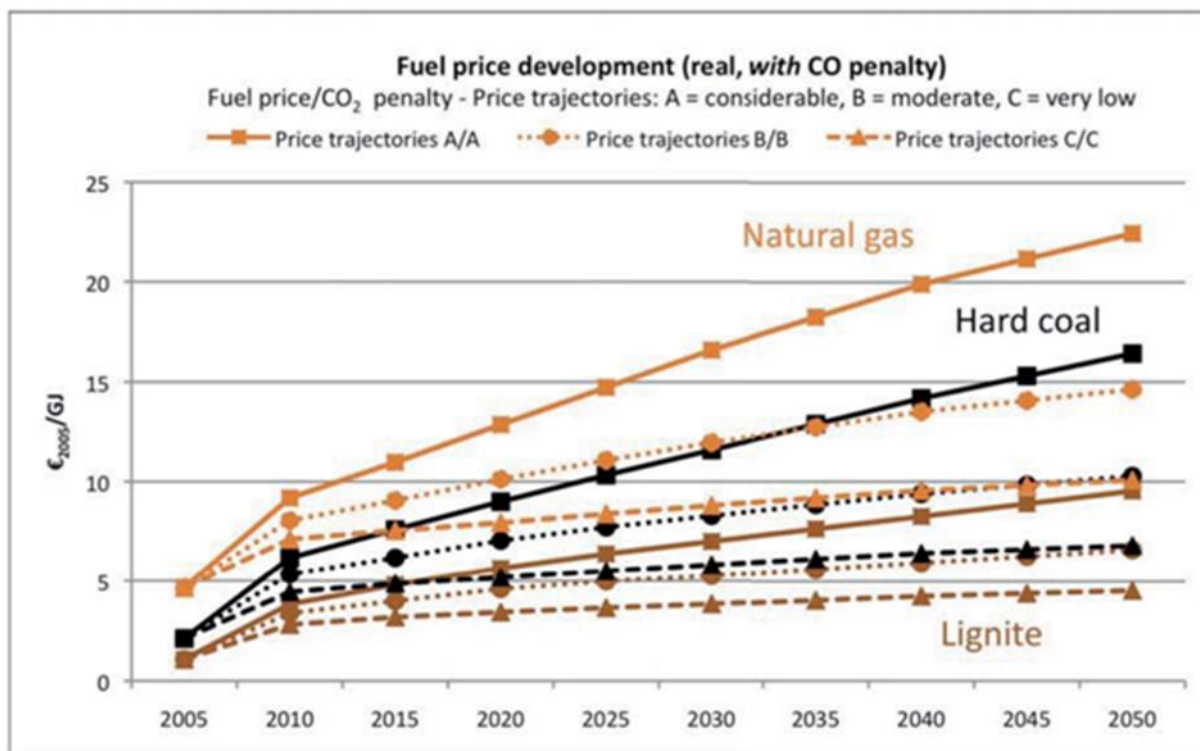
- Σενάριο τιμών Α («σημαντικό»): Στο σενάριο αυτό, οι αναμενόμενες τιμές του CO₂ αυξάνονται σταθερά από € 24 / t το 2010 σε € 39 / t το 2020 και € 70 / t το 2050. Αντιπροσωπεύουν το ανώτατο όριο της μελλοντικής ανάπτυξης

Το Σχήμα 5.4 δείχνει τις διαφορετικές κυρώσεις για εκπομπή CO₂ (πραγματικές τιμές με βάση το έτος 2005)



ΣΧΗΜΑ 5.4: Τάση τιμών των δικαιωμάτων εκπομπών CO₂ για τα σενάρια τιμών Α,Β και C.[18]

Η πρόβλεψη για τις μελλοντικές τιμές των καυσίμων, συμπεριλαμβανομένων των τιμών εκπομπής CO₂ φαίνεται στο Σχήμα. 5.4. Εδώ, τα σενάρια των τιμών των ορυκτών καυσίμων χρησιμοποιούνται ανάλογα με τις τιμές των εκπομπών CO₂ (π.χ. A / A = σημαντική αύξηση τόσο στις τιμές των ορυκτών καυσίμων όσο και στις τιμές εκπομπής CO₂).



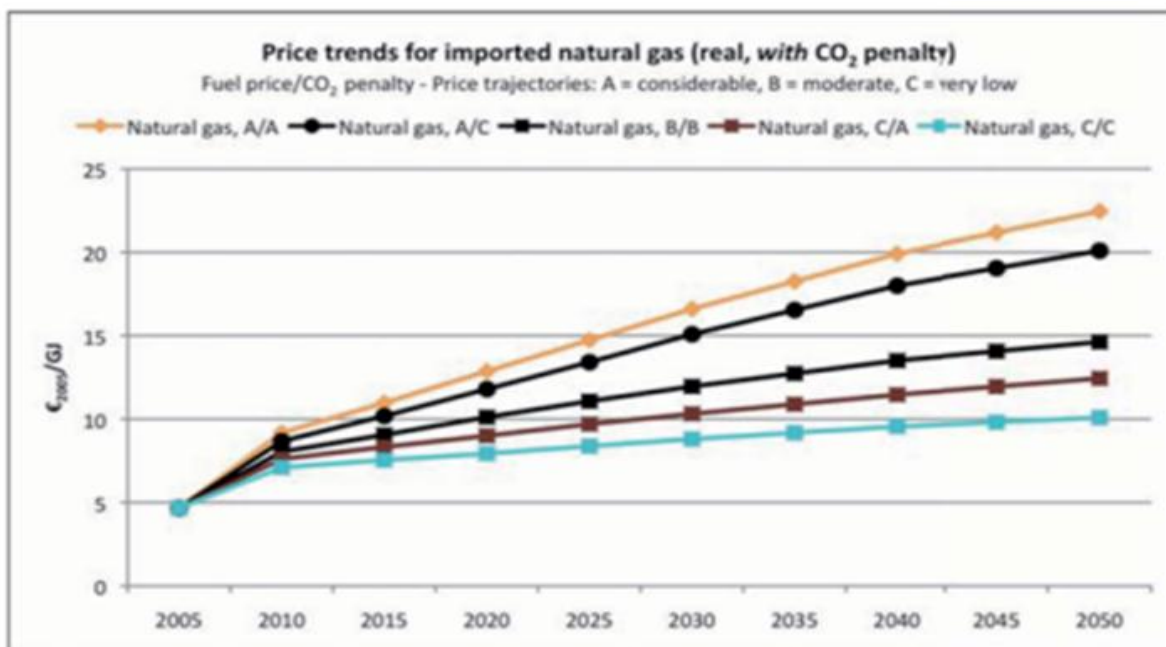
ΣΧΗΜΑ 5.5 :Τάση τιμών για φυσικό αέριο ,λιθάνθρακα και λιγνίτη σε μονάδα ηλεκτροπαραγωγής για τα σενάρια τιμών A/A ,B/B και C/C (με τιμές εκπομπών CO₂) [18]

Σε αντίθεση με το Σχήμα. 5.3, εδώ παρατηρείται μια ιδιαίτερα απότομη αύξηση του κόστους του λιγνίτη και μια μικρή αύξηση των τιμών του φυσικού αερίου. Αυτό οφείλεται στο πολύ υψηλό επίπεδο εκπομπών CO₂ από το λιγνίτη (υψηλό κόστος εκπομπών CO₂) και το σχετικά χαμηλό επίπεδο εκπομπών από το φυσικό αέριο. Παρά τις σχετικά υψηλές εκπομπές CO₂ από τον λιθάνθρακα, η αυξητική τάση των τιμών του προκαλείται κατά κύριο λόγο από την μείωση των διαθέσιμων πόρων. Αυτή η "ευαισθησία των τιμών εκπομπής CO₂" μπορεί να φανεί καθαρά στο ακόλουθο Σχήμα. 5.6, το οποίο βασίζεται σε «μικτά» σενάρια.

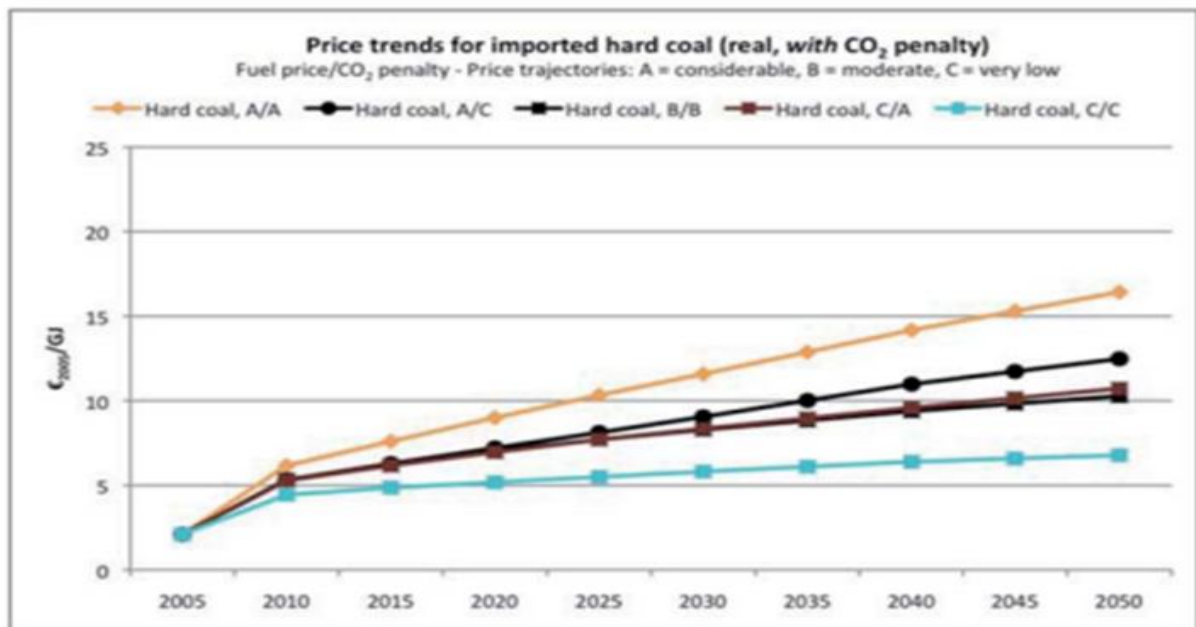
- Στο συνδυασμό σεναρίων τιμών «A / C», αναμένεται μια υψηλή τιμή των ορυκτών καυσίμων (σενάριο τιμών A), και μόνο μια μικρή αύξηση των τιμών εκπομπών CO₂ (σενάριο τιμών C). Αυτό φαίνεται να είναι εύλογο, διότι με τις αυξήσεις των τιμών των καυσίμων, αναμένεται σημαντική πτώση της κατανάλωσης. Αυτό θα μπορούσε να οδηγήσει σε πλεόνασμα δικαιωμάτων εκπομπής CO₂, ακόμη και σε περίπτωση συνεχόμενου ελλείμματος δικαιωμάτων εκπομπής CO₂.

- Αντίθετα, ο συνδυασμός σεναρίων τιμών "C / A", σηματοδοτεί μια μικρή αύξηση των τιμών των ορυκτών καυσίμων (σενάριο τιμών C), αλλά μια μεγάλη αύξηση στις τιμές

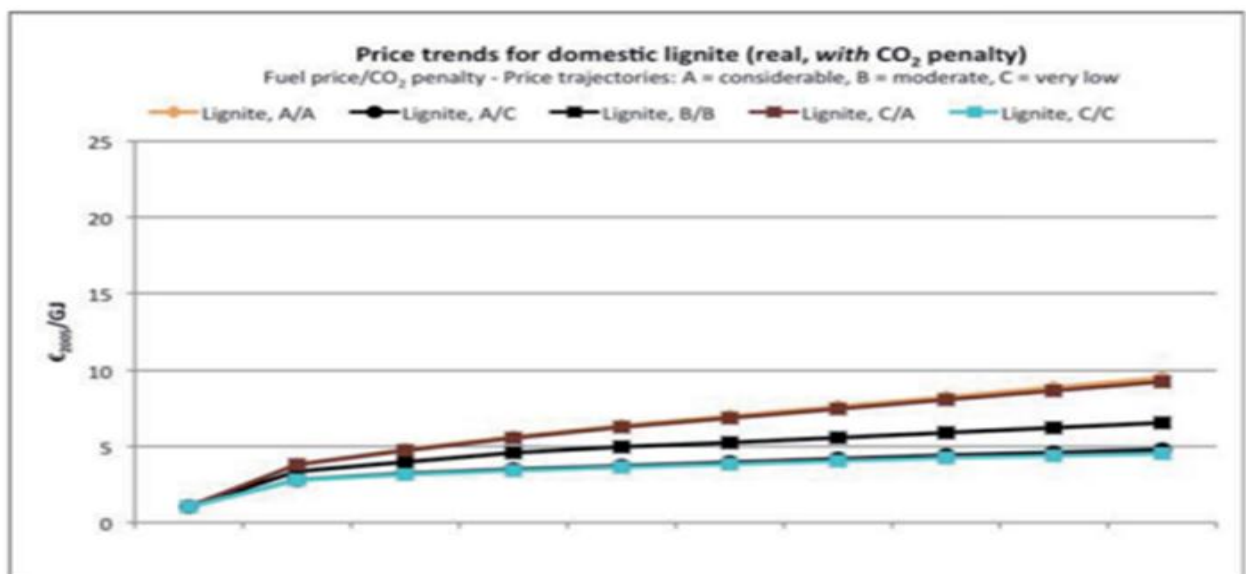
εκπομπών CO₂ (σενάριο τιμών A). Αυτό φαίνεται επίσης να είναι εύλογο γιατί μια μείωση των δραστηριοτήτων διαχείρισης της ενέργειας θα έχει σαν αποτέλεσμα μια σημαντική αύξηση του κόστους εκπομπών CO₂. Το γεγονός αυτό με τη σειρά του σίγουρα δεν μπορεί να αφήσει ανεπηρέαστες τις τιμές των καυσίμων.



ΣΧΗΜΑΤΑ 5.6: Τάσεις τιμών για το φυσικό αέριο σε μονάδα ηλεκτροπαραγωγής για τα σενάρια τιμών A/A, A/C, B/B, C/A και C/C (με τιμές εκπομπών CO₂) [18]



ΣΧΗΜΑ 5.7: Τάσεις τιμών για το λιθάνθρακα σε μονάδα ηλεκτροπαραγωγής για τα σενάρια τιμών A/A ,A/C ,B/B,C/A και C/C (με τιμές εκπομπών CO₂)[18]



ΣΧΗΜΑ 5.8 : Τάσεις τιμών για το λιγνίτη σε μονάδα ηλεκτροπαραγωγής για τα σενάρια τιμών A/A ,A/C ,B/B,C/A και C/C (με τιμές εκπομπών CO₂)[18]

Το Σχήμα 5.6 δείχνει ξεκάθαρα ότι με το φυσικό αέριο, η σπανιότητα των διαθέσιμων του πόρων είναι η αιτία για τον πληθωρισμό, και ότι οι τιμές του CO₂ έχουν μικρό αντίκτυπο. Αντίθετα, ο λιγνίτης (Σχήμα 5.7) είναι ιδιαίτερα ευαίσθητός στις διακυμάνσεις των εκπομπών CO₂, λόγω των σχετικά σταθερών τιμών εξόρυξης του και τις υψηλές εκπομπές CO₂. Η μείωση των διαθέσιμων πόρων είναι επίσης η κύρια επίδραση στην τιμή του λιθάνθρακα, αν και όχι στον ίδιο βαθμό όπως και με το φυσικό αέριο (Σχήμα 5.8).

5.4 ΥΠΟΛΟΓΙΣΜΟΣ ΚΟΣΤΟΥΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΜΟΝΑΔΕΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ CCS

Οι ακόλουθες γραφικές παραστάσεις δείχνουν την εξέλιξη του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας χρησιμοποιώντας το παράδειγμα των δύο «μετριοπαθών» συνδυασμών σεναρίων:

- το σενάριο τιμών A / C: σημαντική αύξηση των τιμών των ορυκτών καυσίμων / μικρή αύξηση των τιμών εκπομπών CO₂
- το σενάριο τιμών C / A: πολύ μικρή αύξηση των τιμών των ορυκτών καυσίμων / σημαντική αύξηση των τιμών εκπομπών CO₂.

Επιπλέον, το κόστος της συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής συγκρίνεται με τις πιθανές τάσεις του κόστους για τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από φυσικό αέριο (NGCC), λιθάνθρακας (ατμό), λιθάνθρακας (IGCC) και λιγνίτη (ατμό) με ενσωματωμένες τεχνολογίες CCS.

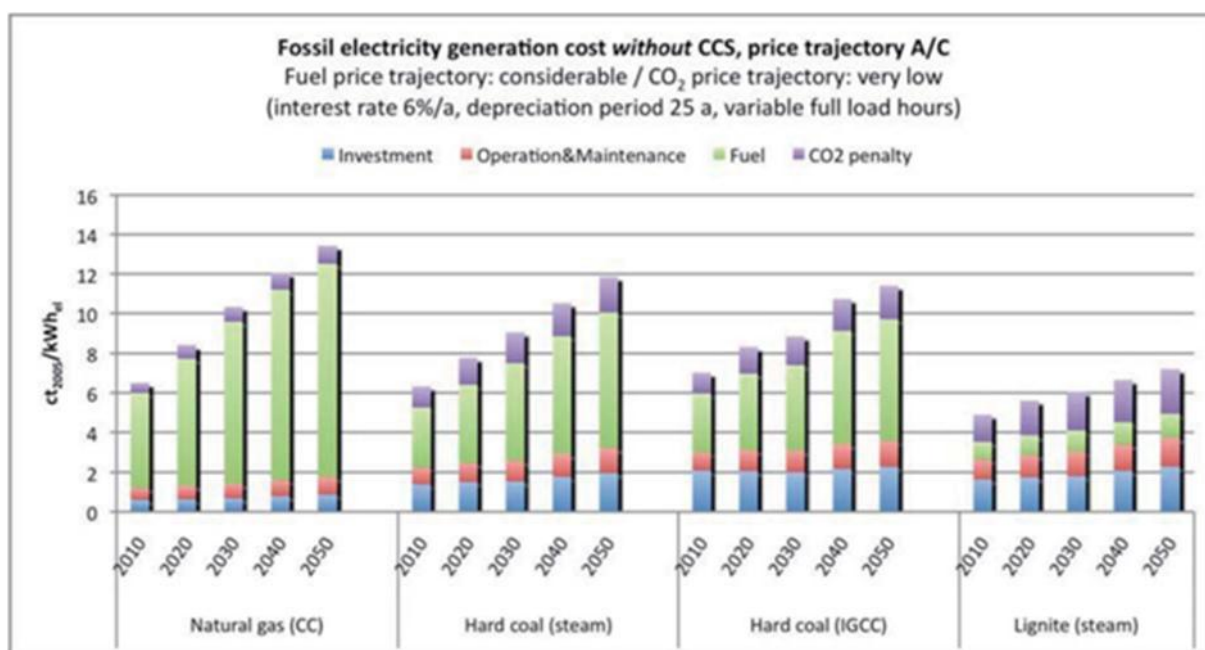
Σενάριο τιμών A / C

Το Σχήμα 5.9 και το Σχήμα. 5.10 συγκρίνει για το σενάριο τιμών A / C το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για μονάδες παραγωγής καύσης ορυκτών καυσίμων με και χωρίς τεχνολογίες CCS.

- Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής χωρίς τεχνολογία CCS

Με εξαίρεση τον λιγνίτη, το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα καθορίζεται σε μεγάλο βαθμό από το κόστος των καυσίμων. Αν και οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο έχουν το υψηλότερο κόστος καυσίμων, έχουν χαμηλές επενδυτικές δαπάνες και κόστος εκπομπής CO₂, λόγω των χαμηλών εκπομπών CO₂ από την καύση του φυσικού αερίου. Σε αντίθεση, οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύση λιθάνθρακα έχουν υψηλότερες επενδυτικές δαπάνες και υψηλό κόστος εκπομπών CO₂, αλλά εξοικονομούν καύσιμο. Αν και λιγνιτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής έχουν το χαμηλότερο κόστος καυσίμων, έχουν υψηλότερές τιμές εκπομπών CO₂ λόγω των αυξημένων εκπομπών CO₂.

Η αύξηση του κόστους των καυσίμων και του κόστους εκπομπής CO₂ εξηγούνται από τις παραδοχές των σεναρίων. Αντίθετα, οι επενδυτικές δαπάνες και οι λειτουργικές δαπάνες θεωρούνται ότι μειώνονται αρχικά, λόγω της εγκατεστημένης ισχύος.

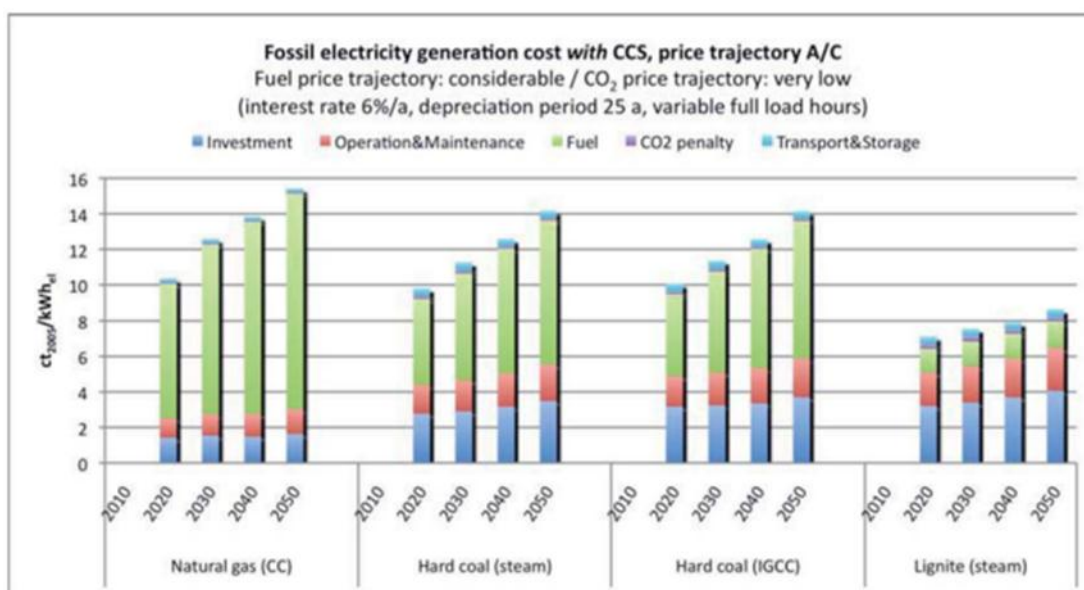


ΣΧΗΜΑ 5.9: Σύνθεση κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες (από νέες μονάδες) καύσης φυσικού αερίου (συνδυασμένος κύκλος), λιθάνθρακα (ατμός), λιθάνθρακα (ολοκληρωμένου συνδυασμένου κύκλου αεριοποίησης) και λιγνίτη (ατμός) χωρίς τεχνολογίες CCS [για το σενάριο τιμών A/C] [18]

- Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογίες CCS

Κατά τον υπολογισμό του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογίες CCS, αλλάζουν πολλοί παράμετροι. Πιο συγκεκριμένα, το επενδυτικό κόστος και το κόστος των καυσίμων αυξάνονται, ενώ το κόστος εκπομπής CO₂, (ανά κιλοβατώρα) μειώνεται. Το κόστος εκπομπών CO₂ δεν μπορεί να μειωθεί στον ίδιο βαθμό με το ποσοστό δέσμευσης CO₂, λόγω της επιπλέον κατανάλωσης πρωτογενούς ενέργειας. Αυτό σημαίνει ότι αν το καθαρό ποσοστό δέσμευσης είναι της τάξης του 88 με 92 % , οι εκπομπές CO₂ μπορούν να μειωθούν μόνο κατά 70 με 80 %.

Στις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής καύσης φυσικού αερίου με χαμηλές επενδυτικές δαπάνες και υψηλό κόστος καυσίμων, το κόστος της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας - σε ένα σενάριο υψηλών τιμών –αυξάνεται κατά ένα δυσανάλογο υψηλό ποσοστό (Σχήμα 5.10) . Στις λιγνιτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής ,ακόμη και σε ένα σενάριο υψηλών τιμών ,υπάρχει μικρή μόνο επίπτωση της εφαρμογής των τεχνολογιών δέσμευσης στο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας .



ΣΧΗΜΑ 5.10 :Σύνθεση κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες (από νέες μονάδες) καύσης φυσικού αερίου (συνδυασμένος κύκλος), λιθάνθρακα (ατμός), λιθάνθρακα (IGCC) και λιγνίτη (ατμός) με τεχνολογίες CCS [για το σενάριο τιμών A/C] [3]

Αν συγκριθούν τώρα οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με ή χωρίς τεχνολογία CCS, προκύπτουν οι ακόλουθες αυξήσεις του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κατά την περίοδο 2020 – 2050 λόγω της εισαγωγής των τεχνολογιών CCS :

- Το φυσικό αέριο (NGCC): μεταξύ 1,95 και 2,24 ct / kWhel

- Λιθάνθρακας (ατμό): μεταξύ 2,02 και 2,22 ct / kWh_{el}
- Λιθάνθρακας (IGCC): μεταξύ 1,73 και 2,73 ct / kWh_{el}
- Λιγνίτης (ατμό): μεταξύ 1,24 και 1,50 ct / kWh_{el}

Ο Πίνακας 5.2 δείχνει τη διαφορά κόστους και το κόστος μείωσης εκπομπής CO₂ για τα έτη 2020 και το 2040.

		Natural gas NGCC		Hard coal steam		Hard coal IGCC		Lignite steam	
		2020	2040	2020	2040	2020	2040	2020	2040
A) Without CO₂ capture									
Electricity generating costs	ct/kWh _{el}	8.40	12.05	7.78	10.52	8.32	10.74	5.62	6.66
CO ₂ emissions, direct	g/kWh _{el}	337	326	690	650	676	626	880	827
B) With CO₂ capture									
Electricity generating costs	ct/kWh _{el}	10.35	13.83	9.80	12.57	10.05	12.56	7.11	7.90
Difference in cost	ct/kWh _{el}	1.95	1.78	2.02	2.04	1.73	1.82	1.49	1.24
CO ₂ emissions, direct	g/kWh _{el}	48	29	101	77	97	59	143	104
CO ₂ emissions, avoided	g/kWh _{el}	289	297	589	573	579	567	737	723
CO ₂ avoidance costs	€/t CO ₂	67	63	34	36	30	33	20	17

ΠΙΝΑΚΑΣ 5.2: Διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και κόστος μείωσης εκπομπών CO₂ για μονάδες (από νέες μονάδες) καύσης φυσικού αερίου (συνδυασμένος κύκλος), λιθάνθρακα (ατμός) και λιγνίτη (ατμός) με και χωρίς τεχνολογίες CCS [για το σενάριο τιμών A/C] [3]

Σενάριο τιμή C / A:

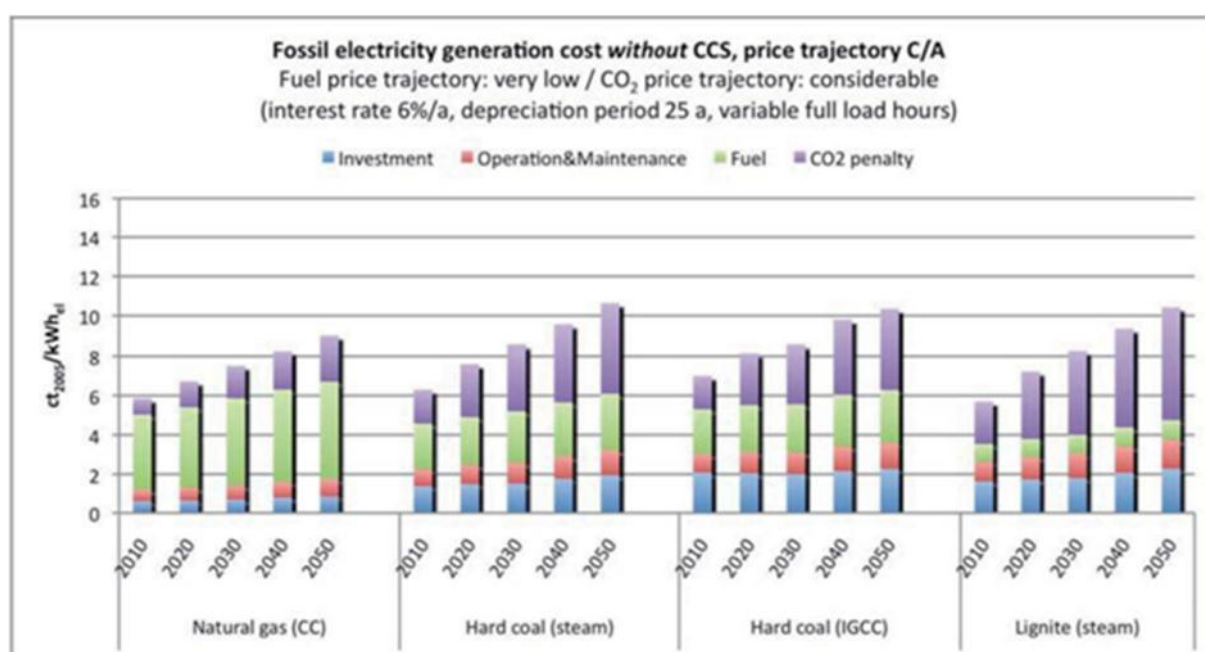
Σε αντίθεση με το παραπάνω σενάριο A/C, ο πίνακας 5.2 και το σχήμα. 5.12 συγκρίνουν τα στοιχεία του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην περίπτωση των πολύ χαμηλών τιμών καυσίμων και υψηλών τιμών εκπομπής CO₂

- Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής χωρίς τεχνολογία CCS

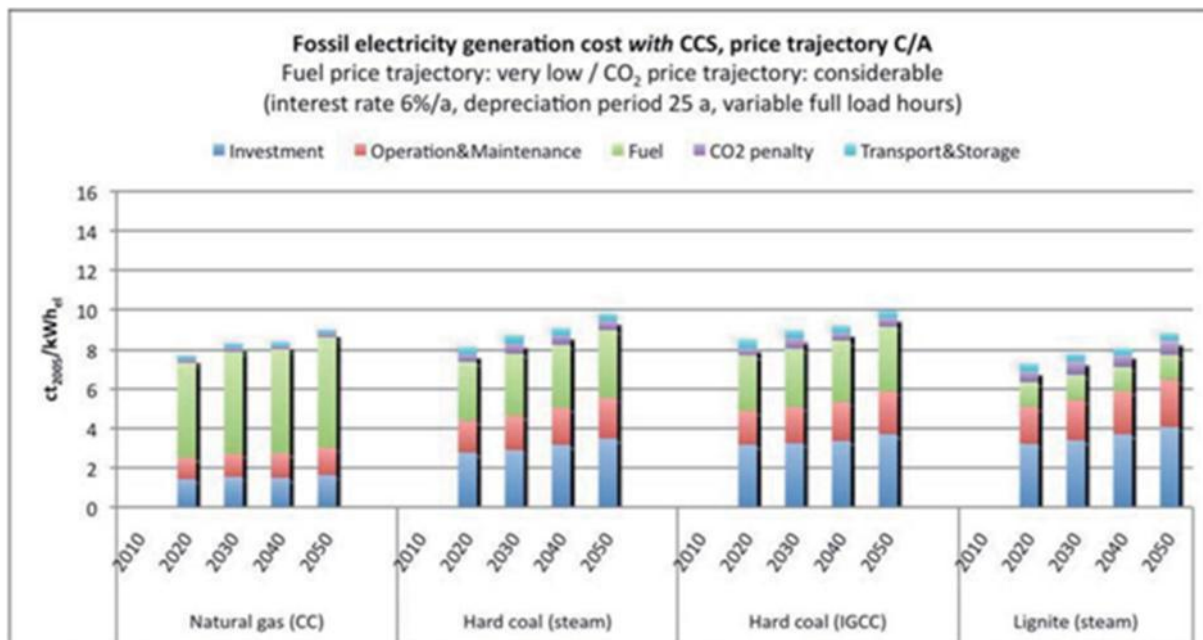
Το κόστος των καυσίμων συνεχίζει να επηρεάζει έντονα τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με φυσικό αέριο, ενώ οι μονάδες που καίνε άνθρακα επηρεάζονται από το υψηλό κόστος εκπομπών CO₂. Στις λιγνιτικές μονάδες το κόστος εκπομπών CO₂ αποτελεί τουλάχιστον το ήμισυ του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Σύμφωνα με τις παραδοχές του σεναρίου, το κόστος των καυσίμων είναι σημαντικά χαμηλότερο από ό, τι στο σενάριο A / C.

- Μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με CCS

Στην περίπτωση των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής του σεναρίου C/ A οι εκπομπές CO₂ μειώνονται σημαντικά, όπως αυτές στο σενάριο A / C. Ωστόσο, λόγω των υψηλών κυρώσεων CO₂ υπάρχει μια σημαντική μείωση του κόστους παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας για τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογίες CCS σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες.



ΣΧΗΜΑ5.11: Σύνθεση κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες (από νέες μονάδες) καύσης φυσικού αερίου (συνδυασμένος κύκλος), λιθάνθρακα (ατμός), λιθάνθρακας (ολοκληρωμένου συνδυασμένου κύκλου αεριοποίησης) και λιγνίτη (ατμός) χωρίς τεχνολογίες CCS [για το σενάριο τιμών A/C] [18]



ΣΧΗΜΑ 5.12 : Σύνθεση κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες (από νέες μονάδες) καύσης φυσικού αερίου (συνδυασμένος κύκλος), λιθάνθρακα (ατμός), λιθάνθρακας (ολοκληρωμένου συνδυασμένου κύκλου αεριοποίησης) και λιγνίτη (ατμός) με τεχνολογίες CCS [για το σενάριο τιμών A/C] [18]

Το σενάριο αυτό οδηγεί σε μια σταδιακή ευθυγράμμιση κόστους για τις μονάδες με και χωρίς τις τεχνολογίες CCS κάνοντας τις μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογίες CCS φθηνότερες από τις αντίστοιχες τις συμβατικές τους. Όπως προκύπτει από την αρνητική διαφορά κόστους στο Σχήμα 5.15, η διαδικασία αυτή ξεκινά λίγο μετά το 2020 για το λιγνίτη, μεταξύ 2030 και 2040 για τον λιθάνθρακα, και λίγο μετά το 2040 για το φυσικό αέριο. Εν ολίγοις, οι τεχνολογίες CCS οδηγούν στις ακόλουθες αυξήσεις του κόστους ή εξοικονομήσεις στην τιμή της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας:

- Το φυσικό αέριο (NGCC): μεταξύ 0,99 και 0,15 ct / kWh_{el}
- Λιθάνθρακας (ατμό): μεταξύ 0,57 και -0,85 ct / kWh_{el}
- Λιθάνθρακας (IGCC): μεταξύ 0,35 και -0,62 ct / kWh_{el}
- Λιγνίτης (ατμό): μεταξύ 0,07 και -1,52 ct / kWh_{el}

Ο Πίνακας 5.3 με τη σειρά του, δείχνει τη διαφορά κόστους και κατ' επέκταση το κόστος μείωσης εκπομπής CO₂ για το 2020 και το 2040.

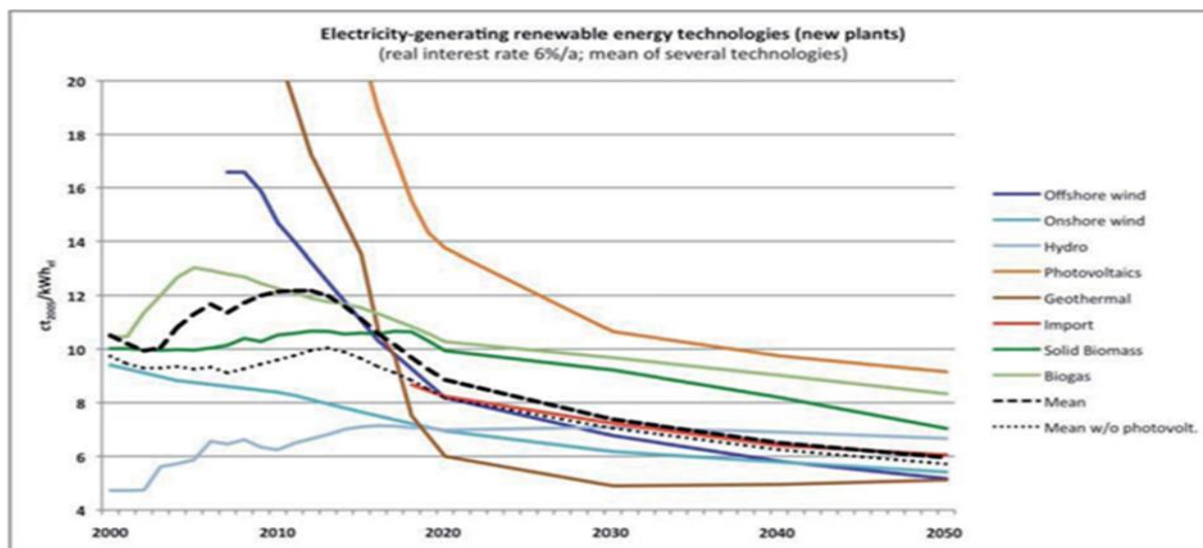
		Natural gas NGCC		Hard coal steam		Hard coal IGCC		Lignite steam	
		2020	2040	2020	2040	2020	2040	2020	2040
A) Without CO₂ capture									
Electricity generating costs	ct/kWh _{el}	6.72	8.25	7.6	9.56	8.15	9.81	7.23	9.34
CO ₂ emissions, direct	g/kWh _{el}	337	326	690	650	676	626	880	827
B) With CO₂ capture									
Electricity generating costs	ct/kWh _{el}	7.71	8.40	8.17	8.71	8.50	9.19	7.3	8.8
Difference in cost	ct/kWh _{el}	0.99	0.15	0.57	-0.51	0.35	-0.62	0.07	-1.52
CO ₂ emissions, direct	g/kWh _{el}	48	29	101	77	97	59	143	104
CO ₂ emissions, avoided	g/kWh _{el}	289	297	589	573	579	567	737	723
CO ₂ avoidance costs	€/t CO ₂	34	5	10	-9	6	-11	1	-17

ΠΙΝΑΚΑΣ 5.3: Διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και κόστος μείωσης εκπομπών CO₂ για μονάδες(από νέες μονάδες) καύσης φυσικού αερίου (συνδυασμένος κύκλος),λιθάνθρακα(ατμός),λιθάνθρακα(ολοκληρωμένου συνδυασμένου κύκλου αεριοποίησης) και λιγνίτη(ατμός) με και χωρίς τεχνολογίες CCS [για το σενάριο τιμών A/C] [18]

5.5 ΚΟΣΤΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΑΠΟ ΑΠΕ

Στο σημείο αυτό συγκρίνεται το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογίες CCS με το κόστος της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας.

Όσον αναφορά για τη μελλοντική ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας μέχρι το 2050, τα ποσοστά συμμετοχής στην συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας εκτιμάται ότι θα είναι μεταξύ 5 και 12 %: τα φωτοβολταϊκά το 10 %, η βιομάζα 5 %, οι ηλιακοί θερμικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής 11,5 % και η αιολική 9 %. Οι εκτιμήσεις αυτές βασίζονται σε μια παγκόσμια δυναμική ανάπτυξη της αγοράς των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με αποτέλεσμα τον αύξηση της εγκατεστημένης ισχύος. Το Σχήμα 5.13 δείχνει την εξέλιξη του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για νεόκτιστες μονάδες βασισμένες στις παραπάνω παραδοχές.



ΣΧΗΜΑ 5.13:Μελλοντική τάση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τεχνολογίες ανανεώσιμης ενέργειας και το μέσο κόστος του μίγματος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας(με/χωρίς φωτοβολταϊκά) [18]

Σε μακροπρόθεσμη βάση, το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που θα επιτευχθεί είναι κατά μέσο όρο 7 ct / kWh_{el}. Οι τεχνολογίες CCS θα κυμαίνονται στις 5,1 έως 9,1 ct / kWh_{el}. Η μεγαλύτερη μείωση του κόστους λαμβάνει χώρα μεταξύ των ετών 2010 και 2020. Μετά το έτος 2030 το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μειώνεται σχετικά με τις προηγούμενες χρονιές και αρχίζει να σταθεροποιείται για όλες σχεδόν τις τεχνολογίες.

5.6 ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΚΟΣΤΟΥΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ CCS ΚΑΙ ΑΠΕ

Στο σημείο αυτό της μελέτης ,μετά τα παραπάνω αποτελέσματα παρατίθεται η σύγκριση των καμπυλών κόστους των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογίες CCS και των επιλεγμένων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Οι παρακάτω ενεργειακές τεχνολογίες επιλέχθηκαν από το Σχήμα 5.13 προς σύγκριση:

- αντιπροσωπευτικό μείγμα νέων εγκαταστάσεων
- αντιπροσωπευτικό μείγμα νέων μονάδων εκτός από τα φωτοβολταϊκά
- υπεράκτιοι σταθμοί αιολικής ενέργειας
- ηλιακές θερμικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής

Σύμφωνα με το Σχήμα. 5.14 , η καμπύλη του κόστους των μελλοντικών ηλιακών θερμικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής το έτος 2035 είναι λίγο-πολύ ίδια με το αντιπροσωπευτικό μείγμα ανανεώσιμων πηγών ενέργειας. Για το λόγο αυτό, η τεχνολογία αυτή δεν

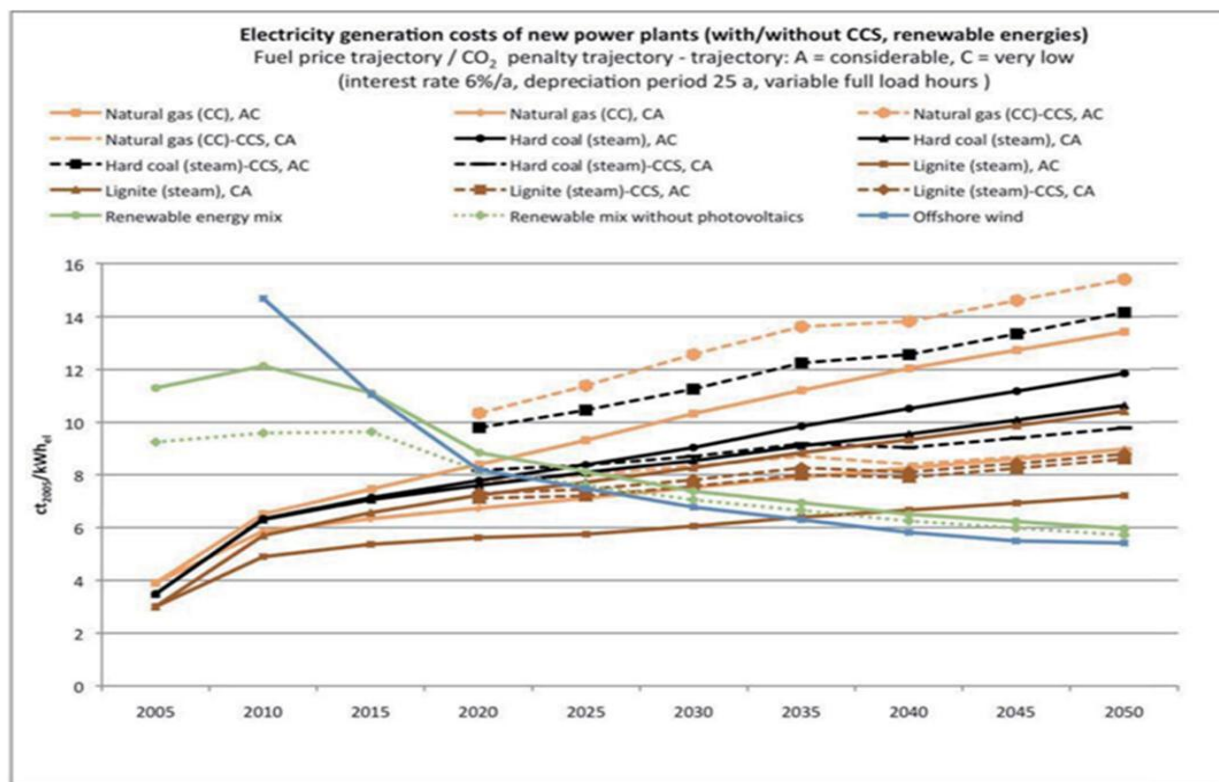
παρουσιάζεται στις παρακάτω συγκρίσεις, διατηρώντας τα σχήματα όσο το δυνατόν απλούστερα.

Το Σχήμα. 5.15 αποτελεί μια γενική επισκόπηση όλων των τάσεων του κόστους. Πιο συγκεκριμένα, παρουσιάζει την ανάπτυξη του μελλοντικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύση ορυκτών καυσίμων με και χωρίς ενσωματωμένες τεχνολογίες CCS για καθένα από τα προαναφερθέντα σενάρια .

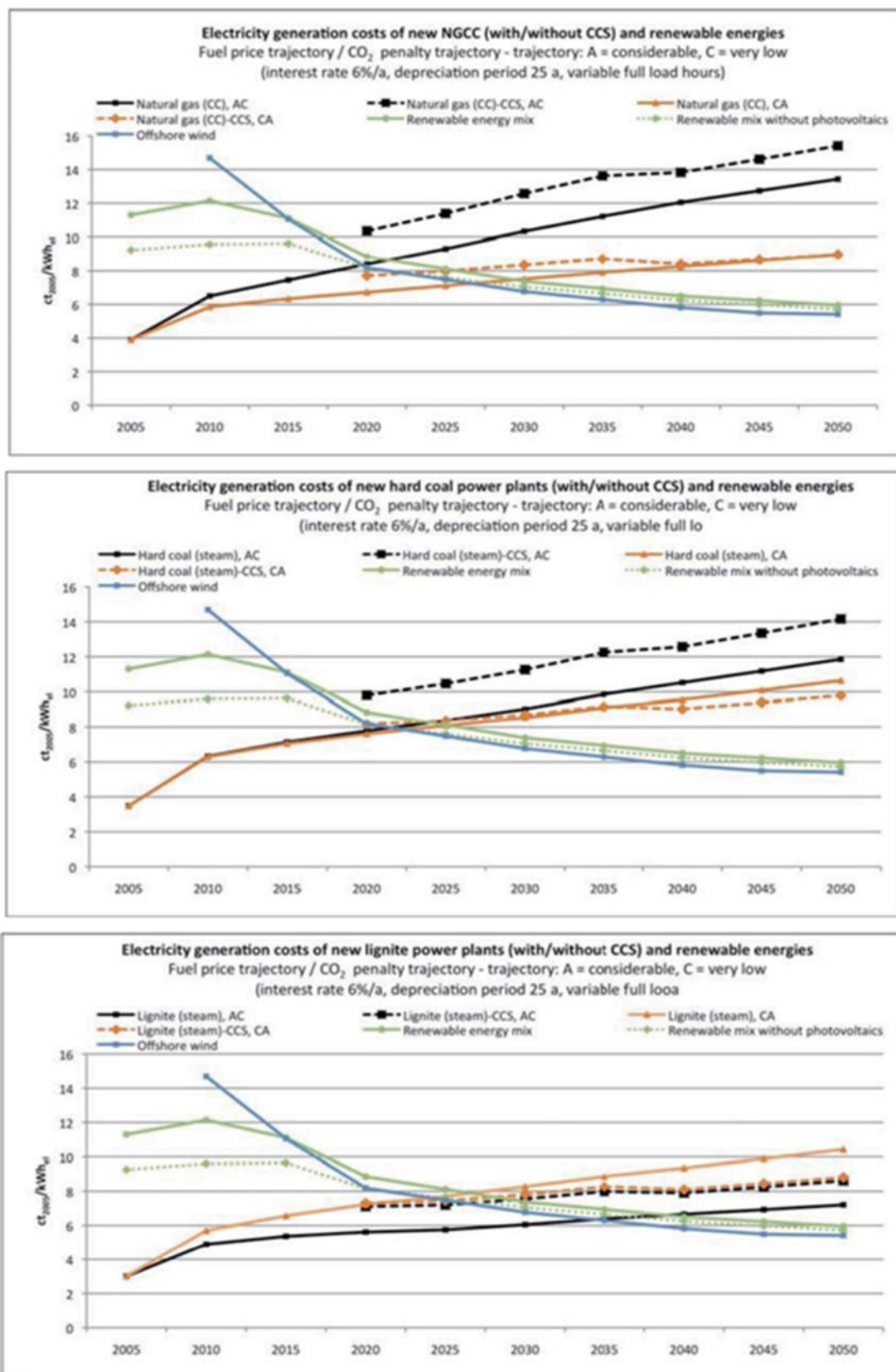
Μια βασική διαφορά μεταξύ των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα και των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας είναι αρχικά ότι η τάση του κόστους των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας εξαρτάται μόνο από τεχνολογικούς παράγοντες. Αντίθετα, το μελλοντικό κόστος ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα θα καθοριστεί κυρίως από την τάση των τιμών των καυσίμων και την τη πολιτική που θα ακολουθηθεί για την προστασία του κλίματος (εκφρασμένη σε τιμές του CO₂).

Τα σενάρια τιμών A / C και C / A, που περιγράφονται παραπάνω, χρησιμοποιούνται ξανά για τις ακόλουθες συγκρίσεις:

- το σενάριο τιμών A / C: σημαντική αύξηση των τιμών των ορυκτών καυσίμων / μικρή αύξηση των τιμών εκπομπών CO₂
- το σενάριο τιμή C / A: πολύ μικρή αύξηση των τιμών των ορυκτών καυσίμων / σημαντική αύξηση των τιμών εκπομπών CO₂.



ΣΧΗΜΑ 5.14: Ανάπτυξη του μελλοντικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύση ορυκτών καυσίμων (με/ χωρίς τεχνολογίες CCS) για τα σενάρια τιμών A/C και C/A [18]



ΣΧΗΜΑ 5.15: Ανάπτυξη του μελλοντικού κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με καύση ορυκτών καυσίμων (με/ χωρίς τεχνολογίες CCS) για τα σενάρια τιμών A/C και C/A-Αναλυτικό πορτρέτο για μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από φυσικό αέριο (συνδυασμένος κύκλος), λιθάνθρακα και λιγνίτη. [18]

5.7 ΜΟΝΑΔΕΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΧΩΡΙΣ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ CCS ΣΕ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΜΕ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Το Σχήμα 5.14 δείχνει αρχικά ότι, με τις επιλεγμένες παραδοχές τιμών, το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τις εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής από ορυκτά καύσιμα χωρίς τις τεχνολογίες CCS θα είναι μεγαλύτερο από το αντίστοιχο των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε βραχυπρόθεσμο έως μεσοπρόθεσμο ορίζοντα. Στην περίπτωση μιας πολύ μικρής αύξησης των τιμών των ορυκτών καυσίμων (σενάριο C / A), η ηλεκτρική ενέργεια από λιθάνθρακα θα είναι ακριβότερη από την ηλεκτρική ενέργεια από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας κατά την περίοδο 2020-2025. Ο λιγνίτης δεν θα είναι πλέον οικονομικά αποδοτικός μέχρι το 2025 (λόγω των υψηλών κυρώσεων CO₂)

Αν θεωρηθεί μια σημαντική αύξηση στις τιμές των καυσίμων (σενάριο A / C), οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο θα είναι πιο ακριβοί από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας από το 2020 περίπου. Η ανάπτυξη του λιθάνθρακα είναι η ίδια με τα παραπάνω για την εν λόγω περίοδο. Οι λιγνιτικοί σταθμοί ηλεκτροπαραγωγής, από την άλλη πλευρά, θα είναι φθηνότερες πηγές παραγωγής από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μέχρι κάποια περίοδο μεταξύ 2035 και 2040 (λόγω των χαμηλών μέχρι σήμερα τιμών του CO₂).

5.8 ΜΟΝΑΔΕΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΜΕ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΕΣ CCS ΣΕ ΣΥΓΚΡΙΣΗ ΜΕ ΑΝΑΝΕΩΣΙΜΕΣ ΠΗΓΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

Εάν οι τιμές των καυσίμων αυξηθούν σημαντικά (σενάριο A / C), το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα με τεχνολογίες CCS θα αυξηθεί κατά 1,50 έως 2 ct / kWhel. Στην περίπτωση των πολύ χαμηλών τιμών ενέργειας (σενάριο C / A), η κατάσταση αναστρέφεται: ενώ το κόστος παραγωγής από μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογίες CCS είναι αρχικά το 2020 0,07 - 1 ct / kWhel υψηλότερο από ό, τι χωρίς τεχνολογίες CCS, η διαφορά του κόστους μειώνεται όλο και περισσότερο και αντιστρέφεται το 2050 σε μια μείωση μεταξύ 0 και 1,6 ct / kWhel. Με άλλα λόγια, οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής με τεχνολογίες CCS θα είναι όλο και περισσότερο σε θέση να παράγουν φθηνότερη ηλεκτρική ενέργεια από τους συμβατικούς σταθμούς αναφοράς, λόγω των υψηλών ποινών εκπομπής CO₂ (κόστος εκπομπών CO₂) για τους σταθμούς χωρίς τεχνολογίες δέσμευσης του CO₂. Από την άλλη πλευρά, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορούν να αξιοποιήσουν περαιτέρω το πλεονέκτημά τους και συνεχώς να μειώνουν το κόστος τους.

Με βάση όλα τα παραπάνω συμπεραίνει κανείς ότι οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με τεχνολογίες CCS θα παράγουν ηλεκτρική ενέργεια ακριβότερα από ό, τι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας από το 2020 και μετά. Η μόνη εξαίρεση είναι λιγνιτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, όπου η ισοτιμία του κόστους επιτυγχάνεται μόνο από το 2025 και μετά. Οι υψηλές ποινές εκπομπής CO₂ , οι οποίες δεν μπορούν να αντισταθμιστούν

πλήρως από τις τεχνολογίες δέσμευσης του CO₂, αποτελούν έναν ανασταλτικό παράγοντα σε αυτήν την περίπτωση.

Όλοι οι υπολογισμοί στο παρόν κεφάλαιο στηρίζονται στην υπόθεση ότι οι τεχνολογίες CCS θα είναι εμπορικά βιώσιμες μέχρι το 2020. Αν αποδειχθεί ότι δεν μπορεί αυτό να πραγματοποιηθεί, το κόστος αυξάνεται όπως τα στοιχεία δείχνουν για το 2020 ,με την προγραμματισμένη εισαγωγή των CCS να πρέπει να αναβληθεί για τα επόμενα έτη (2025 ή 2030). Αυτό θα σήμαινε ότι οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα ήταν σε θέση να παράγουν ενέργεια φθηνότερα και στο χαμηλό και υψηλό σενάριο τιμών κατά την περίοδο εισαγωγής των τεχνολογιών CCS.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ ΚΑΙ ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΗΣ ΚΟΙΝΟΤΙΚΗΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ 20-20-20 ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Στο κεφάλαιο αυτό γίνεται μια συνοπτική παρουσίαση των αποτελεσμάτων της μελέτης του ΥΠΕΚΑ για την εφαρμογή της ευρωπαϊκής κοινοτικής πολιτικής «20-20-20» στην Ελλάδα μέχρι το έτος 2020. Στη συνέχεια γίνεται μια σύνοψη των κυριότερων συμπερασμάτων που προέκυψαν από τα επιμέρους κεφάλαια της παρούσας διπλωματικής εργασίας, δίνοντας ιδιαίτερο βάρος στην ανταγωνιστικότητα μεταξύ της αποδοτικότερης τεχνολογίας δέσμευσης CO₂ και των ΑΠΕ για το ελληνικό ενεργειακό σύστημα. Τέλος, προτείνονται μέτρα για την αμεσότερη και ομαλότερη εφαρμογή της επιβεβλημένης από τη Ευρωπαϊκή Ένωση κοινοτική πολιτική «20-20-20» στην Ελλάδα.

6.1:ΕΦΑΡΜΟΦΗ ΚΟΙΝΟΤΙΚΗΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ 20-20-20

Η Ελλάδα, ως κράτος μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης, θα πρέπει να εφαρμόσει μέχρι το 2020 τη Νέα Ευρωπαϊκή Πολιτική σε σχέση με την εμπορία εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου και τη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και της Εξοικονόμησης Ενέργειας. Η πολιτική αυτή, το γνωστό «20-20-20», προβλέπει [19]:

1. 20% μείωση των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου (Α.Θ. ή Green House Gases -GHG) σε σχέση με τα επίπεδα του 1990,
2. 20% διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στην συνολική κατανάλωση ενέργειας και
3. 20% εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας

Σύμφωνα με την μελέτη σχεδιασμού για την επίτευξη των στόχων του 20-20-20, που εκπονήθηκε από το Υπουργείο Περιβάλλοντος Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής το 2010, οι εθνικοί στόχοι που αφορούν σε θέματα ενέργειας περιλαμβάνουν:

- Συμμετοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας κατά 20% στη συνολική κατανάλωση ενέργειας
- Συμμετοχή των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας κατά 40% στην ηλεκτροπαραγωγή
- Συμμετοχή κατά 10% των βιοκαυσίμων στις μεταφορές

- Μείωση των εκπομπών αερίων φαινομένου του θερμοκηπίου κατά 4% από όλες τις δραστηριότητες, πλην αυτών που εξαιρούνται από την Οδηγία για την εμπορία δικαιωμάτων εκπομπών.

Στα πλαίσια της μελέτης αυτής αναλύθηκαν τρία διαφορετικά σενάρια επιτυχούς υλοποίησης των στόχων της νέας Ευρωπαϊκής Πολιτικής: 1) Το Σενάριο Αναφοράς, 2) Το Σενάριο Εκπλήρωσης των Στόχων και 3) Το Σενάριο Οικονομικής Επιτάχυνσης. Τα σενάρια που αναλύθηκαν με τη χρήση των μοντέλων TIMES-MARKAL (μοντέλο του IEA), WASP και COST (Μοντέλο που έχει αναπτυχθεί από την συνεργασία ΔΕΗ και ΚΑΠΕ) αποτελούν εναλλακτικές λύσεις υλοποίησης των Εθνικών και Ευρωπαϊκών Στόχων Ενεργειακής και Περιβαλλοντικής Πολιτικής μέσω διαφορετικών προσεγγίσεων. Ειδικότερα, μελετήθηκαν εναλλακτικοί τρόποι για να υλοποιηθούν οι στόχοι ενεργειακής πολιτικής όπου οι βασικές παράμετροι είναι το μείγμα των καυσίμων ηλεκτροπαραγωγής και κατά συνέπεια η ασφάλεια εφοδιασμού που σχετίζεται με την ηλεκτροπαραγωγή και το μείγμα τεχνολογιών ΑΠΕ που μπορεί να χρησιμοποιηθεί για την επίτευξη του στόχου της νέας Οδηγίας των ΑΠΕ.[19]

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ ΣΕΝΑΡΙΟΥ ΕΠΙΤΕΥΞΗΣ ΤΩΝ ΣΤΟΧΩΝ

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του Σεναρίου Επίτευξης των Στόχων αναφορικά με την εξέλιξη συνεισφοράς των διαφόρων τεχνολογιών και ενεργειακών προϊόντων. Επιπλέον, αξίζει να σημειωθεί ότι το σενάριο αυτό που έχει επιλεγεί για την υλοποίηση των στόχων της Νέας Ευρωπαϊκής Πολιτικής μέχρι το 2020, έχει σαν βασικές αρχές τον αποκλεισμό του λιθάνθρακα από το ενεργειακό σύστημα και την αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ και της εξοικονόμησης ενέργειας.

Σενάριο Στόχων	2010	2015	2020	2025	2030
Συνολική Διάθεση Ενέργειας στη χώρα (Mtoe)	32.29	31.56	31.89	32.56	33.20
εκ των οποίων ΑΠΕ					
Υ/Η	0.43	0.49	0.57	0.57	0.57
Βιομάζα	1.16	1.58	1.99	2.44	2.58
Αιολικά	0.27	0.83	1.44	1.69	1.93
Ηλιακά	0.24	0.42	0.67	0.93	1.12
Γεωθερμία	0.04	0.17	0.46	0.81	0.92
% ΑΠΕ στην Συνολική Διάθεση στη Χώρα	7%	11%	16%	20%	21%
Ηλεκτροπαραγωγή (TWh)	58.86	61.47	68.46	75.11	80.13
εκ των οποίων ΑΠΕ					
Υ/Η	4.21	4.91	4.87	4.87	4.87
Βιομάζα/Βιοαέριο	0.25	0.50	1.26	1.53	1.34
Αιολικά	3.13	9.67	16.80	19.60	22.40
Ηλιακά - Φ/Β	0.24	1.67	2.89	4.16	5.04
Ηλιακά - Θερμικά	0.00	0.09	0.71	1.09	1.46
Γεωθερμία	0.00	0.12	0.74	2.08	2.38
Σύνολο Ηλεκτρισμού από ΑΠΕ	7.84	16.97	27.27	33.33	37.48
% ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή	13%	28%	40%	44%	47%
Εγκατεστημένη Ισχύς Η/Π από ΑΠΕ (GW)	4.11	8.66	13.27	15.96	18.19
εκ των οποίων					
Βιομάζα/Βιοαέριο	0.06	0.12	0.25	0.37	0.50
Υ/Η (εκτός άντλησης)	2.54	2.92	2.95	2.95	2.95
Αιολικά	1.33	4.30	7.50	8.75	10.00
Ηλιακά - Φ/Β	0.18	1.27	2.20	3.17	3.83
Ηλιακά - Θερμικά	0.00	0.03	0.25	0.38	0.51
Γεωθερμία	0.00	0.02	0.12	0.34	0.40
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας (Mtoe)	21.53	21.33	23.08	24.13	25.10
Τελική Κατανάλωση για Παραγωγή Θερμότητας	8.64	8.66	9.67	10.07	10.34
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας στις Μεταφορές	8.33	8.12	8.40	8.55	8.84
Τελική Κατανάλωση Ενέργειας στις Μεταφορές σύμφωνα με αρ. 3(4)α	6.53	6.25	6.34	6.29	6.42
εκ των οποίων ΑΠΕ					
Βιομάζα/Βιοαέριο	1.01	1.13	1.22	1.36	1.54
Ηλιακή Θερμότητα	0.22	0.27	0.36	0.48	0.56
Γεωθερμία	0.02	0.02	0.05	0.07	0.08
Θερμότητα Περιβάλλοντος	0.02	0.13	0.28	0.38	0.43
Βιοκαύσιμα στις Μεταφορές	0.11	0.39	0.62	0.92	0.93
ΑΠΕ Ηλεκτρισμός στις Οδικές Μεταφορές	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01
ΑΠΕ Ηλεκτρισμός στις Σιδηροδρομικές Μεταφορές	0.00	0.01	0.01	0.01	0.02
% Στην παραγωγή Θερμότητας	15%	18%	20%	23%	25%
% Στις μεταφορές συνολικά	1%	5%	7%	11%	11%
% Στις μεταφορές σύμφωνα με παρ. 3(4)	2%	6%	10%	15%	15%
% Στην Τελική Κατανάλωση σύμφωνα με την Νέα Οδηγία	9%	15%	20%	24%	26%

ΠΙΝΑΚΑΣ 6.1:Συνοπτική παρουσίαση ΑΠΕ για το Σενάριο Εκπλήρωσης των Στόχων [19]

Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρισμού (GWh) από:	2010	2015	2020	2025	2030
Λιγνίτη	29021	21364	16329	13801	13091
Πετρελαϊκά Προϊόντα	8362	3641	1545	687	893
Φ. Αέριο	12861	18721	21618	25552	26932
Βιομάζα/Βιοαέριο	255	505	1258	1527	1337
Υ/Η	4989	5685	6575	6609	6602
Αιολικά	3129	9674	16797	19597	22397
Φ/Β	242	1668	2891	4161	5037
Θερμικά Ηλιακά	0	86	714	1086	1458
Γεωθερμία	0	123	736	2085	2381
Καθαρές Εισαγωγές	2778	0	0	0	0
Σύνολο	61636	61467	68464	75106	80127

ΠΙΝΑΚΑΣ 6.2:Καθαρή Παραγωγή Ηλεκτρισμού και εισαγωγές για το Σενάριο Εκπλήρωσης των Στόχων [19]

Εγκ. Ισχύς Ηλεκτροπαραγωγής (MW)	2010	2015	2020	2025	2030
Λιγνίτη	4826	3992	3362	2295	2295
Πετρελαϊκά Προϊόντα	2146	1381	1378	1378	1325
Φ. Αέριο	3456	5909	7312	8412	9259
Βιομάζα/Βιοαέριο	60	120	250	370	500
Υ/Η	3237	3615	4531	4531	4531
Αιολικά	1327	4303	7500	8750	10000
Φ/Β	184	1270	2200	3167	3833
Θερμικά Ηλιακά	0	30	250	380	510
Γεωθερμία	0	20	120	340	400
Σύνολο	15236	20640	26903	29623	32653

ΠΙΝΑΚΑΣ 6.3:Εγκατεστημένη Ισχύς Ηλεκτροπαραγωγής για το Σενάριο Εκπλήρωσης των Στόχων [9]

Mtons	2010	2015	2020	2025	2030
Ηλεκτροπαραγωγή	51	38	27	23	23
Ενέργεια	105	93	84	79	78
Συνολικά Ενέργεια και Τσιμέντα	113	102	93	88	87

ΠΙΝΑΚΑΣ 6.4:Εκπομπές CO₂ από τον Ενεργειακό Τομέα και τις διεργασίες της βιομηχανίας τσιμέντων στο Σενάριο Εκπλήρωσης των Στόχων [19]

Εκ. Ευρώ (2005)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Σύνολο 2010-2020
Λιγνιτικά	0	0	0	0	0	0	0	1200	900	0	0	2100
Φ. Αερίου	298	626	815	605	51	36	208	16	6	250	400	3311
Πετρελαίου	10	13	14	14	15	16	31	33	35	34	34	249
Μεγάλα Υ/Η	0	0	346	304	0	0	0	0	0	0	0	650
Μικρά Υ/Η	30	11	11	4	18	11	11	11	0	22	11	137
Αντλητικά Υ/Η	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1672	0	1672
Φ/Β	356	573	539	714	664	615	447	428	409	391	372	5508
Θερμικά Ηλιακά	0	0	0	0	0	137	363	135	134	220	131	1120
Αιολικά	180	626	626	626	626	611	630	660	660	660	810	6710
Γεωθερμία	0	0	0	0	44	0	0	0	0	0	220	264
Βιομάζα/Βιοαέριο	25	0	25	25	50	50	70	60	60	60	105	530
Σύνολο	898	1848	2376	2291	1467	1476	1758	2542	2204	3308	2083	22252
ΕΚ ΤΩΝ ΟΠΟΙΩΝ ΑΠΕ	561	1198	1536	1668	1384	1413	1509	1282	1262	3003	1638	16455

ΠΙΝΑΚΑΣ 6.5:Ετήσιες Επενδύσεις Ηλεκτροπαραγωγής στο Σενάριο Επίτευξης των Στόχων[19]

Με δεδομένη την απειλή της κλιματικής αλλαγής η στροφή προς την λεγόμενη Πράσινη Οικονομία φαντάζει τόσο υποχρεωτική όσο και μονόδρομος. Η Πράσινη Οικονομία δεν συνδέεται μόνο με την τεχνολογική μετατροπή της παραγωγής, τον τεχνολογικό μετασχηματισμό της παραγωγικής διαδικασίας «σε πιο φιλική» για το περιβάλλον, αλλά με την σταδιακή διεύθυνση των ΑΠΕ στον ενεργειακό τομέα. Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του Σεναρίου Εκπλήρωσης των Στόχων της μελέτης του ΥΠΕΚΑ , η επίτευξη του 20% στην ενέργεια και του 40% στην ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ είναι εφικτή.Συνεπώς στην επόμενη δεκαετία, προβλέπεται να εγκατασταθούν επιπλέον περίπου 6.000 MW αιολικά , 2.000 MW φωτοβολταϊκά και περίπου 200 MW μονάδες με χρήση βιομάζας, ενώ η συνολική εγκατεστημένη ισχύς ηλεκτροπαραγωγής θα φτάσει στα περισσότερα από 26000 MW, από περίπου 1500 MW το 2010. Το σύνολο των επενδύσεων στον ενεργειακό τομέα εκτιμάται ότι θα αγγίξει τα 22 δισ. ευρώ. Τέλος ,από τον πίνακα 6.5 προκύπτει ότι η διεύθυνση των ΑΠΕ κατά 40% στην ηλεκτροπαραγωγή επιφέρει μείωση των εκπομπών CO₂ της τάξης του 47%,γεγονός που ενισχύει την προσπάθεια για περαιτέρω αξιοποίηση των ΑΠΕ .

6.2:ΣΥΜΠΕΡΑΣΜΑΤΑ

Ο ενεργειακός τομέας της Ελλάδας, και πιο συγκεκριμένα ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής βρίσκεται ενώπιον μιας μεγάλης πρόκλησης ώστε να μετασχηματιστεί προς ένα σύστημα πολύ πιο αποδοτικό ενεργειακά και χωρίς εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Έχει γίνει πλέον κατανοητό ότι τα ζητήματα ενεργειακής πολιτικής λύνονται πιο αποτελεσματικά όταν υπάρχει καλύτερος συντονισμός σε διακρατικό επίπεδο. Έτσι, η ενεργειακή πολιτική της Ελλάδας εντάσσεται πλέον όλο και περισσότερο στο Ευρωπαϊκό πλαίσιο, στο επίπεδο του οποίου λαμβάνονται αποφάσεις καθοριστικής σημασίας για όλους

τους τομείς του εγχώριου ενεργειακού συστήματος, όπως η εφαρμογή του μηχανισμού αγοράς δικαιωμάτων εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα σε πανευρωπαϊκό επίπεδο, οι Οδηγίες για την ενεργειακή αποδοτικότητα οι οποίες περιλαμβάνουν αυστηρές προδιαγραφές για όλους τους τομείς της κατανάλωσης, η Οδηγία για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας που περιλαμβάνει υποχρεωτικό στόχο για το μερίδιο των ΑΠΕ το 2020, οι οδηγίες που επιβάλλουν τα βιοκαύσιμα, κλπ. Θα πρέπει να αναμένεται ενίσχυση της κοινής Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής στο μέλλον με ολοένα και πιο αυστηρούς στόχους σχετικά με τη μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα.

Ο ρόλος του λιγνίτη ως βασικού καυσίμου στην ηλεκτροπαραγωγή δεν μπορεί να συνεχιστεί εάν δεν εφαρμοστεί μια τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης του CO₂. Όμως, η εγκατάσταση των συστημάτων δέσμευσης του CO₂ σε υπάρχουσες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής είναι πολύ δύσκολη λόγω του γεγονότος ότι αυτές οι μονάδες δεν έχουν τις απαραίτητες τεχνικές προδιαγραφές. Η αποτελεσματικότητα του κόστους, εκτός από το κόστος κατασκευής και εκμετάλλευσης, καθορίζεται από το κόστος του CO₂ στην παγκόσμια αγορά εκπομπών και από άλλες οικονομικές κυρώσεις που ενδέχεται να προκύψουν, από την απαιτούμενη ενέργεια ανά μονάδα μάζας των δεσμευμένων ποσοτήτων CO₂ και από το ποσοστό άλλων πηγών ενέργειας, εκτός του λιγνίτη.

Με βάση τα αποτελέσματα της μελέτης RECCS, το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τη χρήση τεχνολογιών δέσμευσης του CO₂ είναι σημαντικά μικρότερο σε σχέση με το αντίστοιχο κόστος από τις συμβατικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής. Αν τα συμπεράσματα που προέκυψαν από τη μελέτη αυτή αναχθούν σε επίπεδο ελληνικού ενεργειακού συστήματος, τότε οι προσφορότερες τεχνολογίες για τις εγκατεστημένες λιγνιτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής θα είναι η μετά-καύση τεχνολογία και η τεχνολογία καύσης με καθαρό οξυγόνο. Αν και η τεχνολογία καύσης με καθαρό οξυγόνο είναι αποδοτικότερη σε επίπεδο δέσμευσης του CO₂, η μετά-καύση τεχνολογία φαντάζει πιο κατάλληλη για τα ελληνικά δεδομένα γιατί εφαρμόζεται πιο άμεσα σε υφιστάμενες λιγνιτικές μονάδες και εμφανίζει τη μικρότερη μείωση στην απόδοση της μονάδας, που πρακτικά σημαίνει περίπου ίδια κατανάλωση καυσίμου με την αντίστοιχη συμβατική.

Όσο αναφορά τη σύγκριση των τεχνολογιών CCS με τις ΑΠΕ, οι ΑΠΕ διατηρούν τα πιο χαμηλά επίπεδα εκπομπής αερίων του θερμοκηπίου από οποιαδήποτε άλλη καθαρή τεχνολογία. Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ είναι σημαντικά χαμηλότερο από το κόστος παραγωγής από τεχνολογίες CCS, γεγονός που τις καθιστά καθιστώντας σύμφωνα με τα σημερινά δεδομένα οικονομικά ασύμφορες. Αυτό δεν αποκλείει, όμως, την βραχυπρόθεσμη εφαρμογή τους στο ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής. Δεδομένου ότι η υιοθέτηση των τεχνολογιών CCS εξαρτάται από την τιμή των εκπομπών άνθρακα και την τιμή της τεχνολογίας, εάν η τιμή ανά τόνο δεσμευμένου CO₂ είναι χαμηλότερη από την τιμή των δικαιωμάτων εκπομπής άνθρακα, τότε οι τεχνολογίες CCS θα αρχίσουν να καθιερώνονται. Μολονότι και οι δύο ανωτέρω τιμές εξακολουθούν να χαρακτηρίζονται από μεγάλη αβεβαιότητα, η δέσμη μέτρων για το κλίμα και την ενέργεια θα διευκολύνει τη σταθεροποίησή τους, σε κάποιο βαθμό.

Λαμβάνοντας υπ' όψιν τα αυτόχθονα κοιτάσματα λιγνίτη που διαθέτει η Ελλάδα, το χρονικό διάστημα διαθεσιμότητάς τους, το υφιστάμενο ενεργειακό πρόβλημα, την εξάρτηση της ηλεκτρικής ενέργειας από τον λιγνίτη και τους περιβαλλοντικούς στόχους της Ευρωπαϊκής Ένωσης για το έτος 2020, η καθιέρωση των τεχνολογιών CCS στο ελληνικό

σύστημα ηλεκτροπαραγωγής είναι ουσιαστικής σημασίας και απαιτεί μια διεξοδικότερη επανεξέταση και αξιολόγηση με απώτερο σκοπό την βιώσιμη εκμετάλλευση του ελληνικού ορυκτού πλούτου.

6.3: ΠΡΟΤΑΣΕΙΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΦΑΡΜΟΓΗ ΤΗΣ ΚΟΙΝΟΤΙΚΗΣ ΠΟΛΙΤΙΚΗΣ 20-20-20 ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

Η πολιτική 20-20-20 οπωσδήποτε εντάσσεται στην μακρόχρονη πορεία προς ανεξαρτησία του ενεργειακού συστήματος από τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Όμως, ενόψει του μικρού χρονικού διαστήματος που απομένει μέχρι το 2020, απαιτείται ενίσχυση της εφαρμογής της πολιτικής αυτής ώστε να επιτευχθούν οι φιλόδοξοι στόχοι. Επισημαίνονται οι παρακάτω τομείς για τους οποίους εκτιμάται ότι η τρέχουσα πολιτική υστερεί και οφείλει να επικεντρωθεί:

- Εξέταση της διείσδυσης των τεχνολογιών CCS στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής στην προσπάθεια μιας αειφόρου χρήσης των ορυκτών καυσίμων.
- Θέσπιση κινήτρων και εφαρμογή διαδικασιών για έργα ΑΠΕ μεγάλης κλίμακας, ιδίως για τα επίγεια και θαλάσσια αιολικά.
- Αντιμετώπιση της αρνητικής δημόσιας αντίληψης για την εγκατάσταση μονάδων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ,διεξάγοντας μια διαφημιστική εκστρατεία που θα δίνει έμφαση στα οφέλη της αυξανόμενης ανάπτυξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, από άποψη ασφάλειας εφοδιασμού, διαφοροποίησης των καυσίμων και αντιμετώπισης των κλιματικών αλλαγών.
- Προσέλκυση επενδύσεων και από ιδιωτικά κεφάλαια για τα νέα δίκτυα και τις διασυνδέσεις, δεδομένου του μεγάλου ύψους των επενδύσεων που απαιτούνται εντός της επόμενης πενταετίας και της δυσκολίας δανεισμού στο πλαίσιο της παρούσης δυσμενούς χρηματοοικονομικής συγκυρίας.
- Ένταξη των υδροηλεκτρικών στα μέτρα για τις ΑΠΕ.
- Αντιμετώπιση γραφειοκρατικών διαδικασιών που οδηγούν σε μακροχρόνιες διαδικασίες αδειοδότησης, μέσω της λειτουργίας ένα κεντρικού σημείου για την αδειοδότηση των προγραμμάτων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και την καθιέρωση πιο απλουστευμένων διαδικασιών για τα μικρά έργα.

- Η εξέταση της ενσωμάτωσης περισσότερων, προσανατολισμένων προς την αγορά, στοιχείων στο εθνικό σχέδιο υποστήριξης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, λαμβάνοντας υπόψη την εμπειρία άλλων χωρών.
- Η ανάπτυξη ανανεώσιμων πηγών ενέργειας εκτός από την αιολική, οι οποίες θα μπορούσαν να είναι κατάλληλες για την Ελλάδα και ιδιαίτερα τη γεωθερμική, τη βιομάζα, τα φωτοβολταϊκά και τα βιοκαύσιμα, δίνοντας προσοχή στην οικονομική αποτελεσματικότητά τους.
- Η διαμόρφωση ενός περιεκτικού πλαισίου στρατηγικής και πολιτικής για την εισαγωγή των βιοκαυσίμων, προκειμένου να εκμεταλλευτεί τα πιθανά οφέλη τους.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

1. ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ, “Αειφόρος παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα :προς σχεδόν μηδενικές εκπομπές άνθρακα μετά το 2020”, Βρυξέλλες, 2011
2. ΕΥΡΩΠΑΪΚΗ ΕΠΙΤΡΟΠΗ, “Χάρτης Πορείας για μία αποδοτική, από πλευράς πόρων, Ευρώπη”, Βρυξέλλες , 2011
3. ΤΕΕ, “Υπάρχουσες τεχνολογίες και τελικές χρήσεις του “καυσίμου του μέλλοντος” – H_2 ”, Θεσσαλονίκη, 2010
4. ΥΠΙΑΝ, “ Το Ελληνικό Ενεργειακό Σύστημα”, 2009
5. Μελάς Δ., Ασωνίτης Γ., Αμοιρίδης Β., “Κλιματική Αλλαγή [Οδηγός εκπαιδευτικών]”, ΥΠΕΠΘ, Αθήνα, 2000
6. Κουτελιδάκης Κ., “Εφαρμογή Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας σε Στρατόπεδο”, ΕΜΠ, Αθήνα, 2010
7. ΥΠΕΚΑ, “5^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010 (ΑΡΘΡΟ 3 ΟΔΗΓΙΑΣ 2001/77/ΕΚ)”, 2009
8. Χατζηαβραμίδης Δ., Πεταλάς Γ., “Κλιματικές αλλαγές, ενεργειακές ανάγκες και σχέδιο ικανοποίησης των ενεργειακών αναγκών για την Ελλάδα”, “Κλιματική αλλαγή, Βιώσιμη Ανάπτυξη και Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργεια, αναζητώντας λύσεις για το ελληνικό περιβάλλον”, 3^ο Πανελλήνιο Συνέδριο του Συμβουλίου Περιβάλλοντος του Α.Π.Θ., Θεσσαλονίκη, 15-17 Οκτωβρίου 2009
9. WWF, “Κλιματική αλλαγή και ελληνικές επιχειρήσεις. Κίνδυνοι και ευκαιρίες”, Αθήνα, 2011
10. ΥΠΕΚΑ, “5^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διείσδυσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το Έτος 2010 ”, 2009
11. Bouhouras A.S., Marinopoulos A.G., Labridis D.P., Dokopoulos P.S., “Installation of PV systems in Greece-Reliability improvement in the transmission and distribution system”, Electric Power Systems Research, 80 (5), pp. 547-555, May 2010
12. Kaldellis K.J , “Critical evaluation of financial supporting schemes for wind-based projects:Case study Greece”, Energy Policy, 39 (5), pp. 2490-2500, May 2011
13. Greenpeace, “Το τέλος του λιγνίτη και το πέρασμα σε μια νέα ενεργειακή εποχή”, Αθήνα, 2006
14. Spliethoff H. , “Power Generation from Solid Fuels”, Springer , 2010
15. Fereidoon S., “Generating Electricity in a Carbon-Constrained World” , Academic Press, 2010

16. Κακαράς Ε., Δουκέλης Α, Γιαννακόπουλος Δ., Κουμανάκος Α., “*Τεχνολογικές Δυνατότητες Μείωσης των Εκπομπών CO₂ Στον Τομέα της Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας από Ορυκτά Καύσιμα*”, Monthly Technical survey, 156, April 2005
17. Κούκουζας, Ν., Στογιάννης, Π., Κλήμαντος Π., Κακαράς, Εμ., “*Αποθήκευση διοξειδίου του άνθρακα σε υπόγειους γεωλογικούς ταμιευτήρες*” , Σύγχρονη Τεχνική Επιθεώρηση, 164, 52-57, Δεκέμβριος 2005
18. Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy , “*RECCS plus*”, 2010
19. ΥΠΕΚΑ, “*Ανάλυση Ενεργειακών Σεναρίων διείσδυσης των τεχνολογιών ΑΠΕ στο Ενεργειακό Σύστημα και Επίτευξης των Εθνικών Στόχων με χρήση των μοντέλων MARKAL, ENPEP, WASP, COST*”, 2010
20. IOBE, Μακροχρόνιες Ενεργειακές Προοπτικές: “*Οι Προκλήσεις για τον Ενεργειακό Τομέα στην Ελλάδα με Ορίζοντα το 2050*”, Ιούνιος 2011
21. WWF , “*Λύσεις για την κλιματική αλλαγή*”, Αθήνα, 2008
22. IEA, “*ENERGY POLICIES OF IEA COUNTRIES*”, 2006
23. Κορωναίος Χ., Κοσμίδου Μ., Γρηγοριάδης Θ., “*Θερμοδυναμική, Οικονομική και Περιβαλλοντική Ανάλυση Ατμοηλεκτρικής Μονάδας Λιγνίτη με Κατακράτηση Άνθρακα*”, Τεχνικά Χρόνια ,6, 39-61, Νοέμβριος – Δεκέμβριος 2010
24. www.minenv.gr (ΥΠΕΧΩΔΕ)
25. www.peak.gr (Υπουργείο Περιβάλλοντος και Κλιματικής Αλλαγής)
26. www.pan.gr (Υπουργείο Ανάπτυξης)
27. www.desmie.gr (Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας)
28. www.rae.gr (Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας)
29. www.cres.gr (ΚΑΠΕ)
30. www.Europa.eu (Επίσημος δικτυακός τόπος της Ευρωπαϊκής Ένωσης)
31. www.gwec.net (Global Wind Energy Association – EWEA)
32. www.wwf.gr (WWF Hellas)
33. www.greenpeace.org/greece (Greenpeace)
34. www.noaa.gov (National Oceanic and Atmospheric Administration)
35. www.dei.gr (Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού)
36. www.ccs-net.gr (Εθνικό Κέντρο Έρευνας και Τεχνολογικής Ανάπτυξης Ινστιτούτο Τεχνολογίας και Εφαρμογών Στερεών Καυσίμων)

37. <http://rsta.royalsocietypublishing.org> (Philosophical Transactions of The Royal Society)
38. www.iea.org (International Energy Agency)
39. <http://aix.meng.auth.gr/lhtee/index.html> (Laboratory of Heat Transfer and Enviromental Engineering)
40. <http://aim.tike.eddo.gr/ii/> (Τμήμα Βιομηχανικής Πληροφορικής του Τ.Ε.Ι. Καβάλας)
41. <http://www.chem.uoa.gr> (Τμήμα Χημείας του Πανεπιστημίου Αθηνών)
42. <http://www.co2crc.com.au>