



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Οι Επιπτώσεις του Εμπορίου Δικαιωμάτων Εκπομπών Ρύπων στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Αιμιλία Γ. Παττακού

Επιβλέπων : Παντελής Κάπρος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2012



ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
ΣΧΟΛΗ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ
ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ
ΤΟΜΕΑΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΙΣΧΥΟΣ

Οι Επιπτώσεις του Εμπορίου Δικαιωμάτων Εκπομπών Ρύπων στο Ελληνικό Σύστημα Ηλεκτροπαραγωγής

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Αιμιλία Γ. Παττακού

Επιβλέπων : Παντελής Κάπρος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 19^η Μαρτίου 2012.

.....
Παντελής Κάπρος
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Κωνσταντίνος Βουρνάς
Καθηγητής Ε.Μ.Π.

.....
Γεώργιος Κορρές
Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Μάρτιος 2012

.....
Αιμιλία Γ. Παττακού

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Υπολογιστών Ε.Μ.Π.

Copyright © Αιμιλία Γ. Παττακού, 2012

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα.

Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Σκοπός της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη των επιπτώσεων του ευρωπαϊκού εμπορίου δικαιωμάτων ρύπων στο ελληνικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση του μοντέλου PRIMES. Το εμπόριο ρύπων θεσπίστηκε από την Ευρωπαϊκή Ένωση, προκειμένου να μειωθούν με οικονομικά αποδοτικό τρόπο οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα στα κράτη-μέλη και να επιτευχθούν οι στόχοι της πολιτικής 20-20-20. Η προσομοίωση του συστήματος γίνεται για την περίοδο από το 2020 έως το 2050 με βήμα 5 ετών, όπου το μοντέλο PRIMES, μέσω γραμμικού προγραμματισμού, ελαχιστοποιεί το συνολικό κόστος του συστήματος. Σε αυτό το πλαίσιο, μελετώνται τρία εναλλακτικά σενάρια για την πορεία του ελληνικού ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Στο πρώτο σενάριο έχει υποτεθεί η αυξημένη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο σύστημα. Στο δεύτερο σενάριο, εκτός από τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, υπάρχει η δυνατότητα επένδυσης σε λιγνιτικές θερμικές μονάδες με τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα. Στο τρίτο σενάριο είναι δυνατή η κατασκευή τόσο μονάδων με δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα, όσο και η δημιουργία πυρηνικών ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων. Στη συνέχεια, καταγράφονται οι επιπτώσεις στην πορεία των επενδύσεων σε μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, καθώς και στη δομή του συστήματος δηλαδή στην κατανομή της παραγωγής ηλεκτρισμού και στην εγκατεστημένη ισχύ, στη συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών στο σύστημα, στην κατανάλωση των κυριότερων καυσίμων, στην τιμή του ηλεκτρισμού για τους διάφορους τομείς της κατανάλωσης και στις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Τέλος, σημειώνονται οι αλλαγές που θα πρέπει να γίνουν στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής προκειμένου η χώρα να επιτύχει τους στόχους που έχουν τεθεί και, επίσης, εξετάζεται το κατά πόσο είναι συμφέρουσες, από οικονομική σκοπιά, επενδύσεις στην τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα και στην πυρηνική τεχνολογία.

Λέξεις Κλειδιά: Στόχος 20-20-20, Εμπόριο Δικαιωμάτων Ρύπων, Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Δέσμευση και Αποθήκευση Άνθρακα, Πυρηνική Ενέργεια

Abstract

The scope of this thesis is to study the impact of the European Emissions Trading Scheme in the Greek power system, using the PRIMES model. The Emissions Trading Scheme was established by the European Union in order to reduce the carbon emissions in the Member States cost-effectively and to implement the 20-20-20 targets. The simulation of the power system concerns the period from 2020 to 2050 in 5 years steps, and in this simulation the total system cost is minimized by the PRIMES model, through linear programming. In this context, three alternative scenarios are examined for the development of the Greek electricity generating system. In the first scenario, it is assumed that the penetration of renewable energy in the system will be increased. In the second scenario, apart from the choice of renewable energy sources, there is the possibility of investing in lignite-fired thermal plants with carbon capture and storage technology. In the third scenario it is possible to construct both plants with carbon capture and storage and built nuclear power plants. Moreover, the impact on the future investment in power plants is stated, as well as the future structure of the system (i.e. the distribution of electricity generation in power plants and the installed electrical capacity), the future percentage of renewable sources in the system, the consumption of major fuels, the electricity price of different categories of consumption and carbon dioxide emissions. Finally, the necessary changes in the electricity sector of the country in order to achieve the set goals are mentioned, and also, it is examined whether investment in carbon capture and storage technology, and nuclear technology is profitable from an economic perspective.

Keywords: 20-20-20 Targets, Emission Trading Scheme, Renewable Energy Sources, Carbon Capture and Storage, Nuclear Energy

Ευχαριστίες

Με την ολοκλήρωση αυτής της διπλωματικής εργασίας θα ήθελα να ευχαριστήσω τον επιβλέποντα καθηγητή κ. Παντελή Κάπρο που μου έδωσε την ευκαιρία να ασχοληθώ με το παρόν ερευνητικό αντικείμενο, αλλά και για την καθοδήγησή του. Επίσης, ευχαριστώ όλους όσους ασχολούνται στο Εργαστήριο Υποδειγμάτων Οικονομίας-Ενέργειας-Περιβάλλοντος του Ε.Μ.Π. για την πολύτιμη βοήθειά τους καθόλη την παραμονή μου σε αυτό.

Περιεχόμενα

1	Εισαγωγή.....	17
1.1	<i>Η Ανάγκη για Μείωση της Χρήσης Ορυκτών Καυσίμων.....</i>	<i>17</i>
1.2	<i>Αντικείμενο Διπλωματικής Εργασίας.....</i>	<i>19</i>
1.3	<i>Οργάνωση Κειμένου.....</i>	<i>20</i>
2	Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Πολιτική.....	23
2.1	<i>Σύγχρονη Ενεργειακή Πολιτική.....</i>	<i>23</i>
2.2	<i>Οι Στόχοι του 20-20-20.....</i>	<i>24</i>
3	Εμπόριο Δικαιωμάτων Εκπομπών.....	29
3.1	<i>Εισαγωγή.....</i>	<i>29</i>
3.2	<i>Το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίου Δικαιωμάτων Εκπομπών.....</i>	<i>30</i>
3.3	<i>Επίδραση του ETS στην Ηλεκτροπαραγωγή.....</i>	<i>36</i>
4	Ελληνικό Ηλεκτρικό Σύστημα.....	41
4.1	<i>Περιγραφή του Υφιστάμενου Συστήματος και της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....</i>	<i>41</i>
4.2	<i>Προοπτικές Εξέλιξης του Συστήματος.....</i>	<i>51</i>
5	Δέσμευση & Αποθήκευση Άνθρακα (CCS).....	55
5.1	<i>Η Τεχνολογία CCS.....</i>	<i>55</i>
5.2	<i>Το CCS στην Ελλάδα.....</i>	<i>62</i>
6	Πυρηνική Ενέργεια.....	65
7	Το Μοντέλο PRIMES.....	67
8	Σενάρια για την Ελλάδα.....	71
8.1	<i>Κατασκευή Σεναρίων.....</i>	<i>71</i>
8.2	<i>Σενάριο Αναφοράς.....</i>	<i>73</i>
8.3	<i>Σενάριο CCS.....</i>	<i>83</i>
8.4	<i>Σενάριο CCS & Πυρηνικά.....</i>	<i>95</i>
9	Επίλογος.....	109
10	Βιβλιογραφία.....	113

Κατάλογος Εικόνων

<i>Εικόνα 1: Ακαθάριστη Κατανάλωση Καυσίμων Έτους 2008 για την ΕΕ-27.....</i>	<i>18</i>
<i>Εικόνα 2: Ενεργειακό Διάγραμμα Ροής Έτους 2008 για την ΕΕ-27 (σε Mtoe).....</i>	<i>19</i>
<i>Εικόνα 3: Σχηματικό Διάγραμμα των Διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανικής.....</i>	<i>48</i>
<i>Εικόνα 4: Αλληλεπίδραση Διαδικασιών της Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας.....</i>	<i>49</i>
<i>Εικόνα 5: Υπάρχοντα Σημεία Εκπομπής CO₂ και Υφιστάμενοι Αγωγοί Φυσικού Αερίου.....</i>	<i>51</i>
<i>Εικόνα 6: Σχηματικό Διάγραμμα ενός Συστήματος CCS με τις Πηγές εκπομπής, τη Μεταφορά και τις Επιλογές για την Αποθήκευση του CO₂.....</i>	<i>56</i>
<i>Εικόνα 7: Συστήματα Δέσμευσης Διοξειδίου του Άνθρακα.....</i>	<i>57</i>
<i>Εικόνα 8: Ηλεκτροπαραγωγή από Πυρηνικές Μονάδες και Αριθμός Αντιδραστήρων.....</i>	<i>65</i>
<i>Εικόνα 9: Δομικό Διάγραμμα Υπομοντέλου Παραγωγής.....</i>	<i>69</i>

Κατάλογος Πινάκων

<i>Πίνακας 1: Συντελεστές Εκπομπών Διαφόρων Καυσίμων.....</i>	<i>29</i>
<i>Πίνακας 2: Ποσοστά Δημοπράτησης Αδειών ανά Οικονομικό Τομέα, Φάση III και εξής</i>	<i>35</i>
<i>Πίνακας 3: Τα Τέσσερα Ελληνικά Διυλιστήρια.....</i>	<i>44</i>

Κατάλογος Διαγραμμάτων

Διάγραμμα 1: Ημερήσιες Τιμές του CO ₂ κατά τη Φάση I.....	32
Διάγραμμα 2: Ημερήσιες Τιμές του CO ₂ κατά τη Φάση II.....	33
Διάγραμμα 3: Εκπομπές και Κατανομή Δικαιωμάτων στο Ευρωπαϊκό ETS.....	36
Διάγραμμα 4: Οριακή Τιμολόγηση σε μια Ανταγωνιστική Αγορά.....	38
Διάγραμμα 5: Υποθετική Σειρά Ένταξης Μονάδων Χωρίς Κόστος Αδειών Εκπομπής.....	39
Διάγραμμα 6: Υποθετική Σειρά Ένταξης Μονάδων Με Κόστος Αδειών Εκπομπής.....	40
Διάγραμμα 7: Κατανάλωση Ηλεκτρισμού ανά Τομέα, 2008.....	42
Διάγραμμα 8: Κατανομή Ηλεκτροπαραγωγής από Συμβατικά Καύσιμα 2008.....	45
Διάγραμμα 9: Πρωτογενής Παραγωγή Ενέργειας ανά Είδος ΑΠΕ 2008.....	46
Διάγραμμα 10: Κατανομή Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ 2008.....	46
Διάγραμμα 11: Συνολική Ηλεκτροπαραγωγή 2008.....	47
Διάγραμμα 12: Χρονοσειρές για ETS.....	72
Διάγραμμα 13: Συμμετοχή ΑΠΕ – Σενάριο Αναφοράς.....	74
Διάγραμμα 14: Επενδύσεις σε Μονάδες Παραγωγής – Σενάριο Αναφοράς.....	75
Διάγραμμα 15: Δομή Ηλεκτροπαραγωγής – Σενάριο Αναφοράς.....	76
Διάγραμμα 16: Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ – Σενάριο Αναφοράς.....	79
Διάγραμμα 17: Κατανάλωση Καυσίμων – Σενάριο Αναφοράς.....	80
Διάγραμμα 18: Εκπομπές CO ₂ και Ένταση Εκπομπών – Σενάριο Αναφοράς.....	81
Διάγραμμα 19: Τιμή Ηλεκτρισμού – Σενάριο Αναφοράς.....	82
Διάγραμμα 20: Επενδύσεις σε Μονάδες Παραγωγής – Σενάριο CCS.....	84
Διάγραμμα 21: Επενδύσεις σε CCS – Σενάριο CCS.....	85
Διάγραμμα 22: Δομή Ηλεκτροπαραγωγής – Σενάριο CCS.....	86
Διάγραμμα 23: Συμμετοχή ΑΠΕ – Σενάριο CCS.....	88
Διάγραμμα 24: Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ – Σενάριο CCS.....	90
Διάγραμμα 25: Κατανάλωση Καυσίμων – Σενάριο CCS.....	92
Διάγραμμα 26: Εκπομπές CO ₂ και Ένταση Εκπομπών – Σενάριο CCS.....	93
Διάγραμμα 27: Τιμή Ηλεκτρισμού – Σενάριο CCS.....	94
Διάγραμμα 28: Επενδύσεις σε Μονάδες Παραγωγής – Σενάριο CCS & Πυρηνικά.....	96
Διάγραμμα 29: Επενδύσεις σε CCS – Σενάριο CCS & Πυρηνικά.....	97
Διάγραμμα 30: Δομή Ηλεκτροπαραγωγής – Σενάριο CCS & Πυρηνικά.....	99
Διάγραμμα 31: Συμμετοχή ΑΠΕ – Σενάριο CCS & Πυρηνικά.....	101
Διάγραμμα 32: Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ – Σενάριο CCS & Πυρηνικά.....	103
Διάγραμμα 33: Κατανάλωση Καυσίμων – Σενάριο CCS & Πυρηνικά.....	105
Διάγραμμα 34: Εκπομπές CO ₂ και Ένταση Εκπομπών – Σενάριο CCS & Πυρηνικά.....	105
Διάγραμμα 35: Τιμή Ηλεκτρισμού – Σενάριο CCS & Πυρηνικά.....	107

1

Εισαγωγή

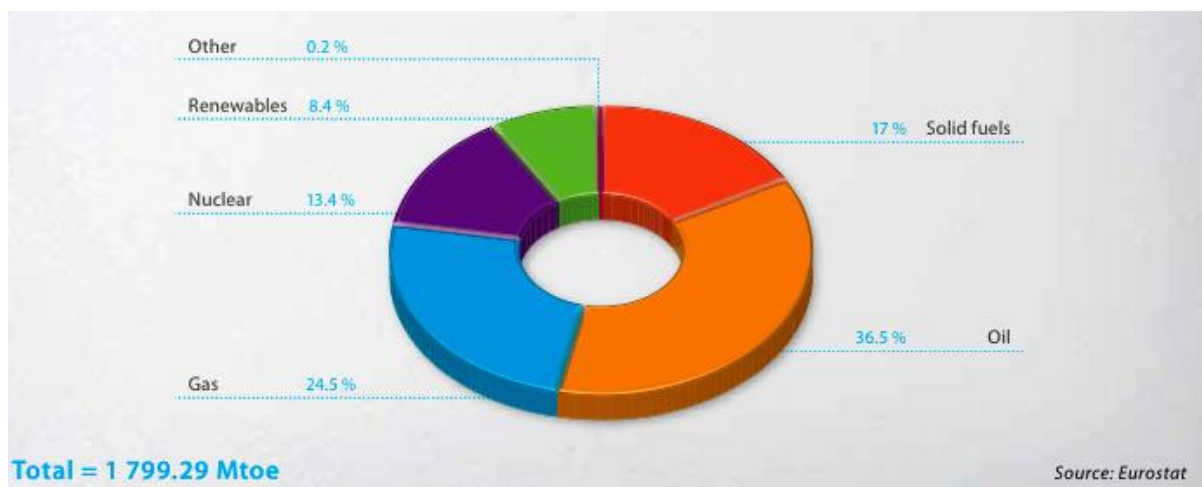
1.1 Η Ανάγκη για Μείωση της Χρήσης Ορυκτών Καυσίμων

Η ενέργεια είναι σημαντική συνιστώσα της διαβίωσης και της οικονομικής δραστηριότητας σε όλες τις χώρες. Είναι ένα αγαθό απαραίτητο για την υποστήριξη της οικονομικής ανάπτυξης και της κοινωνικής ευημερίας και κατά συνέπεια θα πρέπει να είναι φυσικά και οικονομικά προσιτή, ενώ ταυτόχρονα θα πρέπει η χρήση και η παραγωγή της να συμβαδίζει με τις αρχές της βιώσιμης ανάπτυξης. Ωστόσο, τα ορυκτά καύσιμα, τα οποία έως τώρα είναι η κύρια πηγή ενέργειας παγκοσμίως, είναι πεπερασμένα, ενώ ταυτόχρονα είναι ο κύριος υπεύθυνος για την υπερθέρμανση του πλανήτη. Συνεπώς, κρίνεται απαραίτητη η δημιουργία μιας ολοκληρωμένης ενεργειακής και περιβαλλοντικής πολιτικής βασισμένης σε σαφείς στόχους και χρονοδιαγράμματα, ώστε να γίνει η μετάβαση προς μια οικονομία χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και εξοικονόμησης ενέργειας.

Επιπλέον, είναι κοινώς αποδεκτό το γεγονός ότι η ανθρώπινη δραστηριότητα εντείνει το φαινόμενο του θερμοκηπίου και, ακόμα και στην περίπτωση που η κλιματική αλλαγή είναι ένα φαινόμενο ανεξάρτητο από την ανθρώπινη παρέμβαση, είναι αναμφισβήτητο ότι συμβάλει στην επιτάχυνσή της. Η επίδραση του ανθρώπου στο κλίμα οφείλεται κυρίως στην καύση ορυκτών καυσίμων και κατ' επέκταση στη συσσώρευση διοξειδίου του άνθρακα στην ατμόσφαιρα. Η συγκέντρωση του διοξειδίου του άνθρακα, καθώς και άλλων αερίων παράγωγων της ανθρώπινης δραστηριότητας, στην ατμόσφαιρα βρίσκεται πλέον σε τέτοιες υψηλές συγκεντρώσεις, ώστε να διαταράσσεται η ισορροπία της ατμοσφαιρικής σύστασης και να αυξάνεται με εκθετικό ρυθμό η μέση θερμοκρασία της γης. Ήδη η

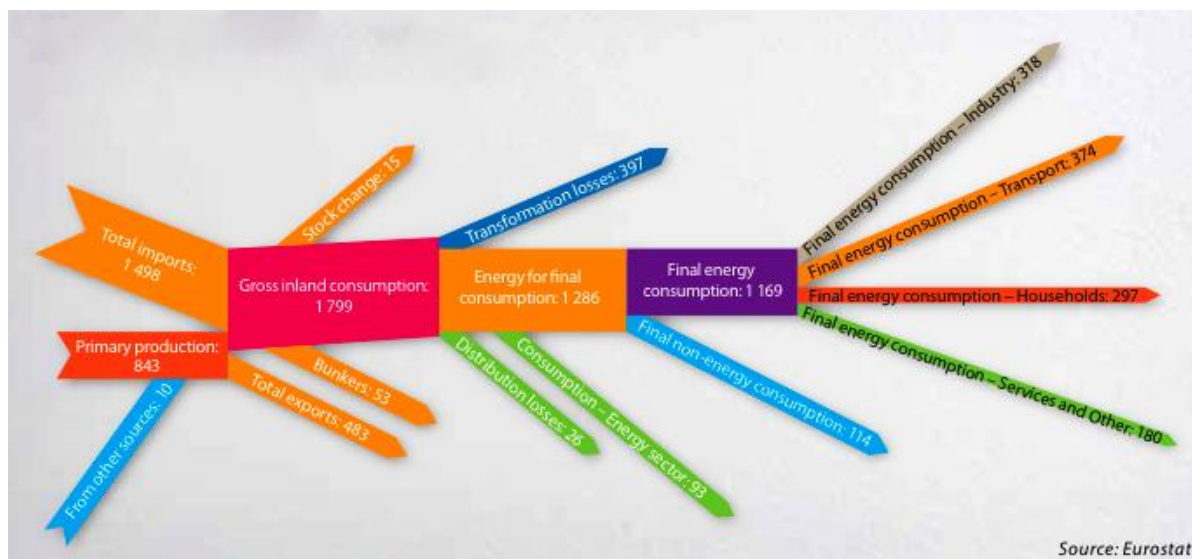
παγκόσμια μέση θερμοκρασία έχει αυξηθεί κατά 0.7°C από το 1900 (Stern 2007) και πλέον, ακόμα και με πλήρη παύση εκπομπών σήμερα, είναι αναπόφευκτη η αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη κατά 2°C περίπου σε σχέση με την προβιομηχανική εποχή μέχρι το 2100. Αν οι ανθρώπινες δραστηριότητες συνεχιστούν αμείωτες, εκτιμάται ότι η θερμοκρασία του πλανήτη θα αυξηθεί κατά 6°C μέχρι το 2100. Έτσι, προκειμένου να αναχαιτιστεί η αύξηση της θερμοκρασίας όσο το δυνατόν συντομότερα έχουν αρχίσει να γίνονται εκ βάθρου αλλαγές σε πολλούς τομείς. Ειδικότερα, η Ευρωπαϊκή Ένωση προωθεί ένα σύνολο πολιτικών, οι οποίες θα αναλυθούν στη συνέχεια, προκειμένου να περιορίσει το μερίδιο ευθύνης της στην κλιματική αλλαγή.

Ένα ακόμα μείζον θέμα που αντιμετωπίζει η Ευρωπαϊκή Ένωση είναι η μεγάλη εξάρτηση από ορυκτά καύσιμα που παρουσιάζει και η ανάγκη για αύξηση της ασφάλειας εφοδιασμού της. Πιο συγκεκριμένα, το 2008, σύμφωνα με την Eurostat, οι ανάγκες της ΕΕ-27 σε ορυκτά καύσιμα έφτασαν το 78% της ακαθάριστης κατανάλωσης καυσίμων (Εικόνα 1).



Εικόνα 1: Ακαθάριστη Κατανάλωση Καυσίμων Έτους 2008 για την ΕΕ-27

Όπως φαίνεται στην Εικόνα 2, περισσότερο από το 50% της ενέργειας της ΕΕ προέρχεται από χώρες έξω από την Ένωση, και το ποσοστό αυτό συνεχώς αυξάνεται. Ένα μεγάλο μέρος αυτής της εισαγόμενης ενέργειας προέρχεται από τη Ρωσία. Ωστόσο, ο εφοδιασμός έχει διακοπεί επανειλημμένα τα τελευταία χρόνια λόγω των διαφορών της Ρωσίας με τις χώρες διέλευσης των ενεργειακών προϊόντων.



Εικόνα 2: Ενεργειακό Διάγραμμα Ροής Έτους 2008 για την ΕΕ-27 (σε Mtoe)

Το γεγονός αυτό τονίζει την ανάγκη της ΕΕ να παρακολουθεί πιο στενά τον εφοδιασμό της με πετρέλαιο και φυσικό αέριο και να είναι προετοιμασμένη σε περίπτωση ενεργειακής κρίσης. Εδώ και δεκαετίες, οι χώρες της ΕΕ διατηρούσαν αποθέματα πετρελαίου για περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης, αλλά τώρα η ΕΕ εργάζεται έτσι ώστε αυτά τα αποθέματα να είναι άμεσα διαθέσιμα και ώστε να διευκρινίσει πότε και πώς μπορούν αυτά να χρησιμοποιηθούν.

1.2 Αντικείμενο Διπλωματικής Εργασίας

Στην παρούσα διπλωματική εργασία, αρχικά παρουσιάζονται τα μέτρα και οι πολιτικές που εφαρμόζει η Ευρωπαϊκή Ένωση προκειμένου να μειώσει τις εκπομπές της σε ρύπους και αναλύεται ο ευρωπαϊκός μηχανισμός εμπορεύσιμων αδειών για την εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα. Στη συνέχεια, αναπτύσσονται οι αποφάσεις που έχει λάβει η Ελλάδα, ως μέλος της Ένωσης, για να συμβαδίζει με τις ευρωπαϊκές οδηγίες, ενώ παράλληλα περιγράφονται αναλυτικά δύο πιθανές επιλογές, επιπλέον της μεγάλης ανάπτυξης των ΑΠΕ, για τη μετάβαση του ελληνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής σε ένα σύστημα μειωμένων εκπομπών ρύπων, οι οποίες είναι η δέσμευση και αποθήκευση του άνθρακα (CCS) και η χρήση πυρηνικής ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή. Τέλος, προκειμένου να προσομοιωθεί το

ελληνικό σύστημα έγινε χρήση του μοντέλου PRIMES, στο οποίο εφαρμόστηκαν τρία πιθανά σενάρια εξέλιξης και πραγματοποιήθηκε ανάλυση ευαισθησίας ως προς την τιμή πώλησης του διοξειδίου του άνθρακα.

1.3 Οργάνωση Κειμένου

Στο κεφάλαιο 2, παρουσιάζεται η ευρωπαϊκή ενεργειακή πολιτική, στα πλαίσια των στόχων του Κιότο και της πρόσφατης συνόδου της Κοπεγχάγης. Επίσης, παρατίθενται οι στόχοι και πολιτικές του λεγόμενου πακέτου 20-20-20.

Στο κεφάλαιο 3, γίνεται μια επισκόπηση του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων και αναλύεται το ευρωπαϊκό σύστημα εμπορίου ρύπων. Στη συνέχεια, γίνεται αναφορά στις επιπτώσεις του μηχανισμού στην ηλεκτροπαραγωγή.

Στο κεφάλαιο 4, περιγράφεται η σημερινή κατάσταση του ελληνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, με μια παρουσίαση της δομής τόσο της παραγωγής όσο και της κατανάλωσης. Κλείνοντας το κεφάλαιο, παρατίθενται οι δυνατότητες εξέλιξης του συστήματος στα πλαίσια των ενεργειακών και περιβαλλοντικών πολιτικών που είναι σε ισχύ.

Στο κεφάλαιο 5, αναλύεται η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα. Γίνεται παρουσίαση της παρούσας πιλοτικής εφαρμογής της τεχνολογίας αλλά και οι δυνατότητες χρήσης της στην Ελλάδα .

Στο κεφάλαιο 6, γίνεται παρουσίαση της πυρηνικής ενέργειας στην Ευρώπη αλλά και το πώς το ενδεχόμενο χρήσης αυτής της μορφής ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή αντιμετωπίζεται στην Ελλάδα.

Στο κεφάλαιο 7, παρουσιάζεται το μοντέλο PRIMES, το οποίο χρησιμοποιήθηκε στην παρούσα εργασία για τη μοντελοποίηση και την προσομοίωση του ελληνικού συστήματος ηλεκτρισμού.

Στο κεφάλαιο 8, εξηγείται η κατασκευή των σεναρίων που δημιουργήθηκαν στα πλαίσια της εργασίας και παρουσιάζονται τα βραχυπρόθεσμα, μεσοπρόθεσμα και μακροπρόθεσμα αποτελέσματα από την ανάλυση ευαισθησίας αναλόγως της μελλοντικής τιμής πώλησης του εκπεμπόμενου τόνου διοξειδίου του άνθρακα.

Στο κεφάλαιο 9, γίνεται μια σύνοψη των προηγούμενων αποτελεσμάτων και συμπερασμάτων.

Τέλος, στο κεφάλαιο 10, παρουσιάζονται οι βιβλιογραφικές πηγές που χρησιμοποιήθηκαν σε αυτή τη διπλωματική εργασία.

2

Ευρωπαϊκή Ενεργειακή Πολιτική

2.1 Σύγχρονη Ενεργειακή Πολιτική

Κατά τη Διακυβερνητική Σύνοδο του ΟΗΕ στην Κοπεγχάγη το Νοέμβριο του 2009, οι ευρωπαίοι ηγέτες έθεσαν ως στόχο μέχρι το 2100 την αποφυγή αύξησης της θερμοκρασίας της γης πέραν των 2 βαθμών Κελσίου σε σχέση με την προβιομηχανική εποχή. Έτσι, όπως θα αναλυθεί και στη συνέχεια, η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει λάβει μέτρα ενεργειακής πολιτικής μέχρι το 2020 ώστε να συμβάλει στην προστασία του περιβάλλοντος, ενώ στο χρονικό ορίζοντα μετά το 2020, στόχος είναι η μείωση κατά 80% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου το 2050 σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990. Από την ανάλυση προκύπτει ως ενδιάμεσος στόχος η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 40% το 2030 αναφορικά με τα επίπεδα του 1990.

Η παραδοσιακή ενεργειακή στρατηγική η οποία έδινε προτεραιότητα στην ελαχιστοποίηση του κόστους των ενεργειακών υπηρεσιών πλέον στοχεύει και στον παράλληλο μετασχηματισμό του ενεργειακού συστήματος σε ένα σύστημα μειωμένων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, κυρίως διοξειδίου του άνθρακα, ούτως ώστε, όπως αναφέρεται και παραπάνω, να μετριασθεί η κλιματική αλλαγή από υπερθέρμανση του πλανήτη.

Έτσι, η σύγχρονη ενεργειακή πολιτική καλείται να αντιμετωπίσει ζητήματα όπως ποια είναι η τιμή των ενεργειακών προϊόντων που θα οδηγήσει στην επίτευξη των νέων στόχων της

ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής, ποιες πρέπει να είναι οι μελλοντικές ενεργειακές επενδύσεις και ποιο θα πρέπει να είναι το πλαίσιο λειτουργίας της ενεργειακής αγοράς.

Τόσο οι διεθνείς γεωπολιτικές εντάσεις όσο και οι πρωτοβουλίες για την προστασία του περιβάλλοντος και το μετριασμό της κλιματικής αλλαγής, οδήγησαν τα τελευταία χρόνια την Ευρωπαϊκή Ένωση στη δρομολόγηση δράσεων ώστε να επιτευχθεί περαιτέρω ανάπτυξη των τεχνολογιών μηδενικών εκπομπών ρύπων, όπως για παράδειγμα των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, και της εξοικονόμησης ενέργειας, μέσω της ενεργειακής αποδοτικότητας και της ευαισθητοποίησης των καταναλωτών. Η πιο σημαντική πρωτοβουλία, που σχετίζεται με την ανάπτυξη μιας κοινής ευρωπαϊκής πολιτικής για την ενέργεια συμφωνήθηκε στο Ευρωπαϊκό Συμβούλιο το Μάρτιο του 2007, και αναφέρεται σε ένα συνολικό Ενεργειακό Σχέδιο Δράσης.

2.2 Οι Στόχοι του 20-20-20

Το κοινό Σχέδιο Δράσης, βασίζεται στην πρόταση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής για μια «Ενεργειακή Πολιτική για την Ευρώπη» και καθορίζει ένα μελλοντικό πρόγραμμα προτείνοντας παράλληλα και τις αντίστοιχες δράσεις για την επίτευξη των στόχων της Ευρωπαϊκής Κοινότητας για αειφορία, ανταγωνιστικότητα και ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού.

Η ουσιαστική υλοποίηση των πολιτικών και των δράσεων που προβλέπονται σε αυτή την απόφαση των δεσμεύσεων των κρατών-μελών, συνοψίζεται στην επίτευξη των στρατηγικών στόχων που αναφέρονται ως 20-20-20, δηλαδή έως το 2020 να έχει γίνει μείωση των εκπομπών του θερμοκηπίου κατά 20% σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990, και κατά 30% εάν και άλλες αναπτυγμένες χώρες δεσμευτούν για ανάλογες μειώσεις, αύξηση του μεριδίου των ανανεώσιμων πηγών, όπως η αιολική, η ηλιακή και η βιομάζα, στην τελική κατανάλωση ενέργειας σε ποσοστό 20% και περιορισμός της ενεργειακής κατανάλωσης κατά 20%, σε σχέση με την προβλεπόμενη, μέσω της βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης.

Έτσι, το Δεκέμβριο του 2008, το ευρωπαϊκό κοινοβούλιο ψήφισε ένα σύνολο δεσμευτικών μέτρων προκειμένου να πραγματοποιηθούν οι στόχοι για το 20-20-20, το Πακέτο για το Κλίμα και την Ενέργεια (Climate and Energy Package). Ο πυρήνας του πακέτου αποτελείται από τέσσερα μέρη συμπληρωματικής νομοθεσίας:

- Αναθεώρηση και ενίσχυση του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (ETS), σύστημα το οποίο θα αναλυθεί στη συνέχεια και το οποίο θεωρείται βασικό εργαλείο για τη μείωση των εκπομπών με οικονομικά αποδοτικό τρόπο. Από το 2013, θα ισχύει ένα ενιαίο ανώτατο όριο δικαιωμάτων εκπομπών για ολόκληρη την Ένωση και το όριο αυτό θα μειώνεται σε ετήσια βάση, μειώνοντας έως το 2020 τον αριθμό των δικαιωμάτων που διατίθενται στις επιχειρήσεις κατά 21% σε σχέση με τα επίπεδα του 2005. Η δωρεάν διανομή των δικαιωμάτων σταδιακά θα αντικαθίσταται από τη δημοπράτησή τους, ενώ παράλληλα το σύστημα θα συμπεριλαμβάνει περισσότερους τομείς της οικονομίας και περισσότερους αέριους ρύπους.
- Επιμερισμός της προσπάθειας για περιορισμό των εκπομπών που προέρχονται από τομείς οι οποίοι δεν υπόκεινται στο ETS, όπως είναι οι μεταφορές, τα απόβλητα, ο οικιακός και ο αγροτικός τομέας. Έτσι, κάθε κράτος-μέλος, ανάλογα με την οικονομική ευημερία του, έχει συμφωνήσει σε δεσμευτικούς εθνικούς στόχους περιορισμού των εκπομπών του μέχρι το 2020. Συνεπώς, οι στόχοι κυμαίνονται από μείωση των εκπομπών κατά 20% για τα πλουσιότερα κράτη-μέλη έως και 20% αύξηση των εκπομπών για τα φτωχότερα. Αυτοί οι εθνικοί στόχοι θα περιορίσουν μέχρι το 2020 τις συνολικές εκπομπές της Ευρωπαϊκής Ένωσης από τους τομείς εκτός ETS κατά 10% σε σχέση με τα επίπεδα του 2005.
- Δεσμευτικοί εθνικοί στόχοι για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας οι οποίοι συνολικά στην ΕΕ θα αυξήσουν το μέσο μερίδιο των ανανεώσιμων στο 20% έως το 2020, γεγονός το οποίο σημαίνει πως το 2020 οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας θα έχουν υπερδιπλάσιο μερίδιο από το μερίδιο που είχαν το 2006, το οποίο ήταν 9.2%. Και σε αυτή την περίπτωση οι εθνικοί στόχοι ποικίλουν από μερίδιο 10% για τη Μάλτα έως 49% για τη Σουηδία. Οι στόχοι αυτοί, όμως θα συμβάλουν στον περιορισμό της εξάρτησης της Ευρώπης από εισαγόμενη ενέργεια και στη μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

- Νομοθετικό πλαίσιο ώστε να προωθηθεί η ανάπτυξη και η ασφαλής χρήση της δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα (CCS). Η τεχνολογία CCS είναι μια πολλά υποσχόμενη τεχνολογία η οποία δεσμεύει το διοξείδιο του άνθρακα που εκπέμπεται από διάφορες βιομηχανικές διαδικασίες και το αποθηκεύει σε υπόγειους γεωλογικούς σχηματισμούς, από όπου δεν μπορεί να συμβάλει στην υπερθέρμανση του πλανήτη. Παρόλο που οι διάφορες συνιστώσες του CCS έχουν ήδη αναπτυχθεί σε εμπορική κλίμακα, δεν έχει αποδειχθεί ακόμη η τεχνική και οικονομική βιωσιμότητα της χρήσης τους ως ένα ολοκληρωμένο σύστημα. Κατά συνέπεια, μέχρι το 2015, η ΕΕ σκοπεύει να δημιουργήσει ένα δίκτυο μονάδων επίδειξης CCS ώστε να δοκιμάσει τη βιωσιμότητά τους, με σκοπό να είναι έτοιμη η τεχνολογία για εμπορική χρήση περίπου μέχρι το 2020. Παράλληλα με το νομοθετικό πακέτο, προτάθηκαν και κατευθυντήριες γραμμές ώστε να υπάρχει κρατική ενίσχυση για την προστασία του περιβάλλοντος και έτσι οι κυβερνήσεις να παρέχουν οικονομική στήριξη για τις πιλοτικές μονάδες CCS.

Όπως είναι σαφές, αυτή η δέσμη μέτρων, η οποία είναι η πιο εκτεταμένη μεταρρύθμιση της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής, αποσκοπεί στο να καταστεί η Ευρώπη παγκόσμιος ηγέτης στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και στις τεχνολογίες χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Τα μέτρα, επιπλέον, θα μειώσουν την εξάρτηση από τις εισαγωγές πετρελαίου και θα θωρακίσουν την οικονομία από τις ασταθείς ενεργειακές τιμές και την αβεβαιότητα του εφοδιασμού. Θα πρέπει να σημειωθεί, επίσης, ότι το Πακέτο για το Κλίμα και την Ενέργεια δεν αντιμετωπίζει άμεσα το ζήτημα της βελτίωσης της ενεργειακής απόδοσης, αλλά δημιουργεί μια πίεση προς αυτή την κατεύθυνση. Επίσης, η ΕΕ επίσης προσβλέπει στη σταδιακή ενίσχυση των ενεργειακών δικτύων και στη δημιουργία ευφυών δικτύων τα οποία θα μπορούν να διαχειριστούν και να απορροφούν στο μέγιστο δυνατό στοχαστικές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως την αιολική.

Η νομοθεσία επίσης στοχεύει στο διαχωρισμό της προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας και φυσικού αερίου από την παραγωγή τους. Ήδη από τον Ιούλιο του 2007, όλα τα νοικοκυριά στην ΕΕ έχουν το δικαίωμα να επιλέγουν το προμηθευτή φυσικού αερίου και ηλεκτρικής ενέργειας, ωστόσο η επιλογή αυτή συχνά περιορίζεται από την επικράτηση μιας μόνο εταιρίας σε μια συγκεκριμένη περιοχή ή χώρα.

Τελικά, η ψήφιση της Οδηγίας Σχετικά με την Προώθηση της Χρήσης από Ανανεώσιμες Πηγές (2009/28/EK), η οποία αποτελεί ίσως την πιο σημαντική θεσμική μεταβολή στο χώρο της ενέργειας, θέτει ως στόχο για την Ελλάδα 18% της τελικής κατανάλωσης ενέργειας να προέρχεται από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, ενώ ο στόχος για τις εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου προσδιορίζεται στην κατά 4% μείωση τους, αναφορικά με τα επίπεδα εκπομπών του 2005, στους τομείς που δεν υπάγονται στον μηχανισμό ETS. Για την εφαρμογή των Ευρωπαϊκών Οδηγιών, αλλά και στο πλαίσιο αυτόνομων πολιτικών επιλογών, η Ελληνική Κυβέρνηση ανακοίνωσε και θεσμοθέτησε το 2010 φιλόδοξο πρόγραμμα για τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και την εξοικονόμηση ενέργειας μέχρι το 2020, όπου με το νόμο 3851/2010 προχώρησε στην αύξηση του εθνικού στόχου συμμετοχής των ΑΠΕ στην τελική κατανάλωση ενέργειας στο 20%, ο οποίος εξειδικεύεται σε 40% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, 20% σε ανάγκες θέρμανσης-ψύξης και 10% στις μεταφορές.

3

Εμπόριο Δικαιωμάτων Εκπομπών

3.1 Εισαγωγή

Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα σε ένα ενεργειακό σύστημα προέρχονται από την καύση ορυκτών καυσίμων σε διάφορες διεργασίες, όπως είναι η ηλεκτροπαραγωγή, η παραγωγή ατμού, η διύλιση του πετρελαίου, οι μεταφορές και αλλού. Αναλόγως την πηγή ενέργειας που χρησιμοποιείται σε κάθε περίπτωση εκπέμπεται και διαφορετική ποσότητα ρύπων λόγω του διαφορετικού συντελεστή εκπομπών του εκάστοτε καυσίμου (Πίνακας 1).

Πηγή Ενέργειας	Εκπομπή CO ₂ (tCO ₂ /toe)
Λιγνίτης	4.15
Λιθάνθρακας	3.94
Πετρέλαιο	3.21
Φυσικό Αέριο	2.34
Βιομάζα	0
ΑΠΕ	0
Πυρηνική	0

Πίνακας 1: Συντελεστές Εκπομπών Διαφόρων Καυσίμων

Λόγω του μηχανισμού εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών, τα ενεργειακά συστήματα θα στραφούν σε υποκατάσταση μεταξύ των ορυκτών καυσίμων, ώστε να χρησιμοποιούνται κυρίως καύσιμα με χαμηλό συντελεστή εκπομπών, αλλά και σε υποκατάσταση των ορυκτών καυσίμων από τεχνολογίες μηδενικών εκπομπών, όπως είναι οι ΑΠΕ, η αύξηση της ενεργειακής απόδοσης, η πυρηνική ενέργεια και το CCS. Επίσης, είναι αναμενόμενο να βελτιωθεί σημαντικά η ενεργειακή αποδοτικότητα και η εξοικονόμηση ενέργειας από τους καταναλωτές.

3.2 Το Ευρωπαϊκό Σύστημα Εμπορίου Δικαιωμάτων Εκπομπών

Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει θεσπίσει, σύμφωνα με την οδηγία 2003/87/EK, ένα σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπής αερίων (ETS), έτσι ώστε να μειωθούν με οικονομικά αποδοτικό τρόπο οι εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου εντός της Κοινότητας και κατ' επέκταση να περιορισθεί το μερίδιο ευθύνης της ΕΕ στην κλιματική αλλαγή. Το σύστημα αυτό θα επιτρέψει στην Κοινότητα και τα κράτη μέλη να τηρήσουν τις δεσμεύσεις τους, οι οποίες πραγματοποιήθηκαν στο πλαίσιο του Πρωτοκόλλου του Κιότο, για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου. Οι εγκαταστάσεις που λειτουργούν στον τομέα της ενέργειας, στην παραγωγή και επεξεργασία σιδήρου και χάλυβα, η βιομηχανία ορυκτών και η βιομηχανία χαρτιού αυτόματα θα υπόκεινται στο σύστημα εμπορίας ρύπων και, από την 1^η Ιανουαρίου 2005, κάθε τέτοια εγκατάσταση πρέπει να έχει στην κατοχή της κατάλληλη άδεια, εκδομένη από τις αρμόδιες αρχές, προκειμένου να μπορεί να εκπέμπει αέρια του θερμοκηπίου.

Επίσης, σύμφωνα με την ίδια οδηγία της ΕΕ, κάθε κράτος μέλος θα πρέπει να συντάξει και να υποβάλλει στην Ένωση ένα Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών (NAP), το οποίο θα προσδιορίζει τη συνολική ποσότητα των δικαιωμάτων, την κατανομή τους στις διάφορες εγκαταστάσεις και τους βασικούς κανόνες λειτουργίας του συστήματος. Η έγκριση των Εθνικών Σχεδίων Κατανομής είναι απόφαση της Ευρωπαϊκής Επιτροπής, η οποία έχει τη συνολική εποπτεία της διαδικασίας. Τα σχέδια αυτά θα πρέπει να πληρούν 12 κριτήρια, τα οποία καθορίζονται από την οδηγία, όπου το πρώτο και κύριο κριτήριο είναι η

προτεινόμενη συνολική ποσότητα να συμφωνεί με το στόχο του Κιότο για το κάθε κράτος μέλος. Από το 2013 και εξής, η ποσότητα των δικαιωμάτων που θα εκχωρείται ετησίως συνολικά στην Κοινότητα θα μειώνεται γραμμικά.

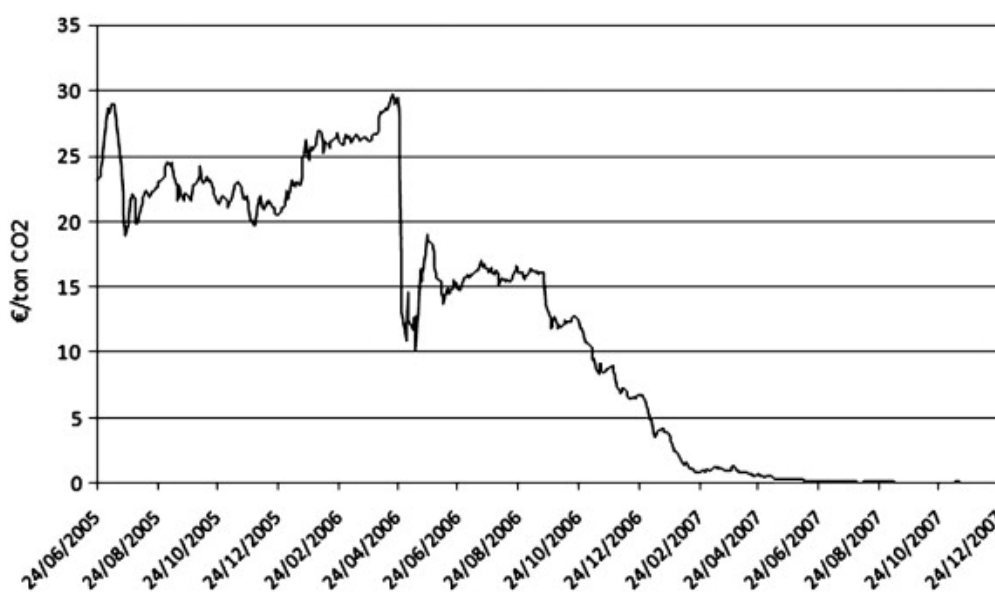
Όπως είναι αναμενόμενο, το Εθνικό Σχέδιο ενός κράτους μέλους μπορεί και θα πρέπει να λαμβάνει επίσης υπόψη τα επίπεδα εκπομπών και στους άλλους τομείς της οικονομίας, οι οποίοι δεν υπάγονται στο ETS, και να τους κατευθύνει εφαρμόζοντας τις εκάστοτε εγχώριες πολιτικές. Ενδεικτικά αναφέρεται ότι ο τομέας των μεταφορών είναι υπεύθυνος για το 21% των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου εντός της ΕΕ, τα νοικοκυριά και οι μικρές επιχειρήσεις για το 17%, ενώ ο αγροτικός τομέας για το 10%.

Σε κάθε σύστημα εμπορίας ρύπων, ο συνολικός αριθμός των αδειών που διατίθενται, είτε αγοράστηκαν σε δημόσια δημοπράτηση, είτε δόθηκαν δωρεάν, καθορίζει την τιμή για το διοξείδιο του άνθρακα. Η πραγματική τιμή, ωστόσο, καθορίζεται από την αγορά. Η διάθεση υπερβολικά πολλών δικαιωμάτων εκπομπής θα έχει ως αποτέλεσμα χαμηλή τιμή διοξειδίου του άνθρακα και θα περιορίσει την προσπάθεια για μείωση των εκπομπών. Από την άλλη μεριά, υπερβολικά λίγες άδειες θα οδηγήσουν σε πολύ υψηλή τιμή του διοξειδίου του άνθρακα.

Το ETS έχει χωριστεί σε τρεις φάσεις. Κατά τη φάση I, η οποία κράτησε από το 2005 έως το 2007, το ETS συμπεριέλαβε περίπου 12000 εγκαταστάσεις, οι οποίες αντιπροσωπεύουν γύρω στο 40% των εκπομπών CO₂ της ΕΕ, και καλύπτουν τις εγκαταστάσεις καύσης με ονομαστική θερμική κατανάλωση άνω των 20MW, τα διυλιστήρια, τις κωκερίες, την παραγωγή και επεξεργασία σιδηρούχων μετάλλων, τη βιομηχανία ορυκτών και τη βιομηχανία χαρτιού και χαρτοπολτού. Οι περισσότερες άδειες σε όλες τις χώρες δόθηκαν δωρεάν σε αυτή τη φάση. Η απόφαση αυτή έχει γίνει δέκτης κριτικής, αφού, αφ' ενός, είχε ως αποτέλεσμα αυξημένα κέρδη χωρίς την ύπαρξη αντίστοιχου κόστους, γεγονός γνωστό και ως windfall profit, αφ' ετέρου, ήταν λιγότερο αποτελεσματική από τη δημοπράτηση των αδειών και, τέλος, παρείχε πολύ μικρά κίνητρα για να αναπτυχθεί καινοτόμος ανταγωνισμός ο οποίος θα προωθούσε τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Ωστόσο, η κατανομή των αδειών και όχι η δημοπράτησή τους μπορεί να είναι πιο σωστή για ορισμένους τομείς, όπως για παράδειγμα του αλουμινίου και του χάλυβα, και σε τομείς

όπου η τιμή του διοξειδίου του άνθρακα έχει πολύ σημαντικό αντίκτυπο στο κόστος της παραγωγής.

Τον Απρίλιο του 2006, η τιμή των δικαιωμάτων έφτασε στο υψηλότερο επίπεδό της, δηλαδή περίπου 30€ ανά τόνο CO₂, ωστόσο το Μάιο του 2006 έπεσε γύρω στα 10€ τον τόνο, όταν έγινε γνωστό ότι ορισμένες χώρες ήταν πιθανό να δώσουν στις βιομηχανίες τους τόσο γενναιόδωρα όρια εκπομπών, ώστε δεν υπήρχε καμία πίεση να μειώσουν τις εκπομπές τους. Η ύπαρξη υπεραρκετών αδειών κατά την πρώτη φάση του συστήματος συνεχίστηκε το 2007 με αποτέλεσμα η τιμή διαπραγμάτευσης να φτάσει στο 1.2€ ανά τόνο CO₂ το Μάρτιο του 2007 και να πέσει στο 0.10€ ανά τόνο το Σεπτέμβριο του 2007. Άμεση συνέπεια όλων αυτών ήταν η αύξηση των βεβαιωμένων εκπομπών στη φάση αυτή.

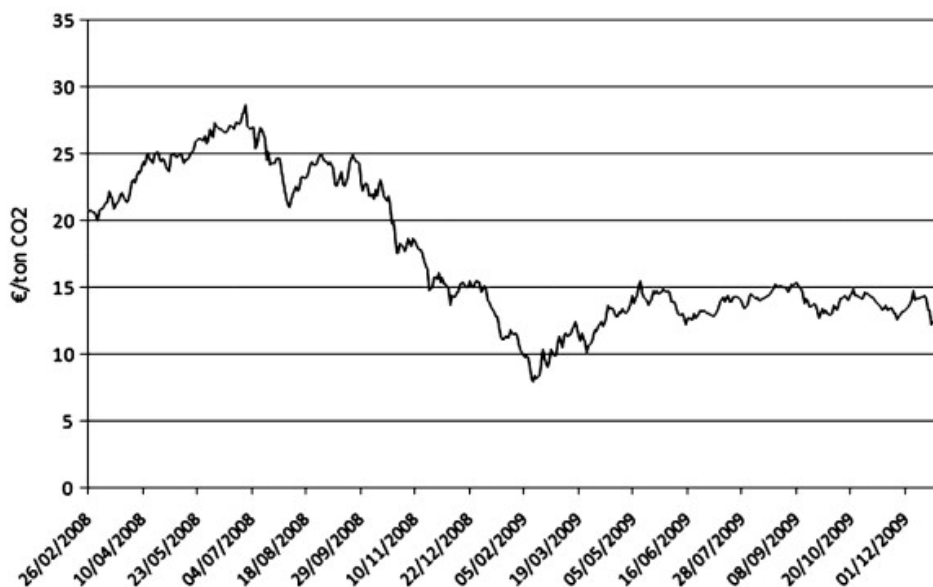


Διάγραμμα 1: Ημερήσιες Τιμές του CO₂ κατά τη Φάση I

Στη φάση II, η οποία εκτείνεται από το 2008 έως το 2012, το πεδίο εφαρμογής του ETS διευρύνεται σημαντικά. Οι αλλαγές που έγιναν στη δεύτερη φάση είναι ότι, αφ' ενός εισήχθησαν οι πιστώσεις των ευέλικτων μηχανισμών του Πρωτοκόλλου του Κιότο, δηλαδή του Μηχανισμού Καθαρής Ανάπτυξης καθώς και των Προγραμμάτων Από Κοινού, αφ' ετέρου το 2007 εντάχθηκαν στο πρόγραμμα η Νορβηγία, η Ισλανδία και το Λιχτενστάιν, χώρες οι οποίες δεν ανήκουν στην ΕΕ και τέλος οι εκπομπές από τον τομέα της αεροπορίας θα εισέρθουν στο μηχανισμό από το 2012.

Η ένταξη της αεροπορίας, από την 1^η Ιανουαρίου 2012, θεωρείται μια σημαντική κίνηση εξαιτίας των μεγάλων και ταχέως αυξανόμενων εκπομπών που παρουσιάζει αυτός ο τομέας. Έτσι, η ένταξη αυτή εκτιμάται ότι θα οδηγήσει σε αύξηση της ζήτησης των δικαιωμάτων κατά 10 με 12 εκατομμύρια τόνους CO₂ ανά έτος. Ωστόσο, η μέση ετήσια τιμή του CO₂ δεν αναμένεται να αυξηθεί δραματικά, καθώς η αυξημένη ζήτηση θα οδηγήσει στην ευρύτερη εφαρμογή των Προγραμμάτων Από Κοινού που προβλέπονται στο Πρωτόκολλο του Κιότο, σε χώρες όπως η Ρωσία και η Ουκρανία.

Η τιμή του CO₂ στη φάση II κατά το πρώτο εξάμηνο του 2008 αυξήθηκε στα 20€ ανά τόνο, ενώ κατά το δεύτερο εξάμηνο η μέση τιμή ήταν 22€ ανά τόνο και 13€ ανά τόνο το πρώτο εξάμηνο του 2009. Σύμφωνα με την Ευρωπαϊκή Επιτροπή για την Κλιματική Αλλαγή, η πτώση της τιμής εξηγήθηκε ως αποτέλεσμα αφ' ενός της μειωμένης παραγωγής, και κατά συνέπεια των μειωμένων εκπομπών, των ενεργοβόρων βιομηχανιών λόγω της ύφεσης και αφ' ετέρου της εκτίμησης ότι μελλοντικά οι τιμές των ορυκτών καυσίμων θα μειωθούν.



Διάγραμμα 2: Ημερήσιες Τιμές του CO₂ κατά τη Φάση II

Όμως, όπως και στη φάση I, έτσι και στη φάση II, θα υπάρχει πλεόνασμα στα δικαιώματα εκπομπής. Ο λόγος που η τιμή του διοξειδίου του άνθρακα διατηρείται σε σχεδόν σταθερά επίπεδα είναι ότι τα δικαιώματα εκπομπής θα μπορούν να διατηρηθούν και να

χρησιμοποιηθούν στην τρίτη και πιο αυστηρή φάση του συστήματος. Αν και το γεγονός αυτό θα έχει τη δυσμενή συνέπεια ότι η ελαστικότερη φάση II θα εμπλακεί με τις τιμές στη φάση III, έχει, όμως, και το σαφές πλεονέκτημα ότι θα μεταφέρει, εν μέρει, στην τιμή της δεύτερης φάσης τις επιπτώσεις από τους αυστηρότερους στόχους της φάσης III.

Για την τρίτη φάση, η οποία θα τεθεί σε ισχύ το 2013 και θα κρατήσει έως το 2020, η Ευρωπαϊκή Επιτροπή έχει προτείνει μια σειρά αλλαγών, οι οποίες προέκυψαν από την πρότερη εμπειρία και την ανάγκη για βελτίωση του συστήματος, θα τεθούν σε ισχύ και θα αυξήσουν την αυστηρότητα των δεσμεύσεων σχετικά με τις εκπομπές και θα επηρεάσουν την τιμή του διοξειδίου του άνθρακα. Οι αλλαγές αυτές περιλαμβάνουν ένα προσδιορισμένο κεντρικά, συνολικό για την ΕΕ όριο εκπομπών, αυξημένα επίπεδα δημοπράτησης των αδειών, τα οποία υπολογίζονται γύρω στο 50% των συνολικών αδειών του 2013 και τη δέσμευση να επενδυθούν τουλάχιστον τα μισά έσοδα από τη δημοπράτηση για το μετριασμό της κλιματικής αλλαγής.

Η σημαντικότερη αλλαγή στην τρίτη φάση του ETS είναι το γεγονός ότι το συνολικό όριο στις εκπομπές δεν θα προκύπτει από την άθροιση των επιμέρους ορίων που θέτουν τα κράτη-μέλη, αλλά θα αποφασίζεται από την ίδια την ΕΕ και στη συνέχεια τα κάθε κράτος θα κατανέμονται τα όρια εκπομπών ανά κράτος. Επίσης, εκτός από το στόχο μείωσης των εκπομπών κατά 20% μέχρι το 2020, έχει τεθεί και ως στόχος η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 50% μέχρι το 2050.

Το όριο εκπομπών για το έτος 2013 έχει προσδιοριστεί περίπου στις 2.04 δισεκατομμύρια άδειες εκπομπών. Το όριο αυτό θα μειώνεται κάθε χρόνο κατά 1.74% της μέσης συνολικής ετήσιας ποσότητας αδειών εκπομπών που εκδίδονται από τα κράτη μέλη κατά την περίοδο 2008-2012. Σε απόλυτους αριθμούς αυτό σημαίνει ότι οι άδειες θα περιορίζονται ετησίως κατά περίπου 37.5 εκατομμύρια. Η ετήσια αυτή μείωση θα συνεχιστεί και μετά το 2020, αν και υπάρχει το ενδεχόμενο να αναθεωρηθεί το αργότερο μέχρι το 2025.

Στη φάση III, δηλαδή από το 2013 και εξής, η δημοπράτηση των αδειών θα είναι ο βασικός τρόπος απόκτησής τους. Το γεγονός αυτό σημαίνει ότι όλες οι άδειες που δεν θα

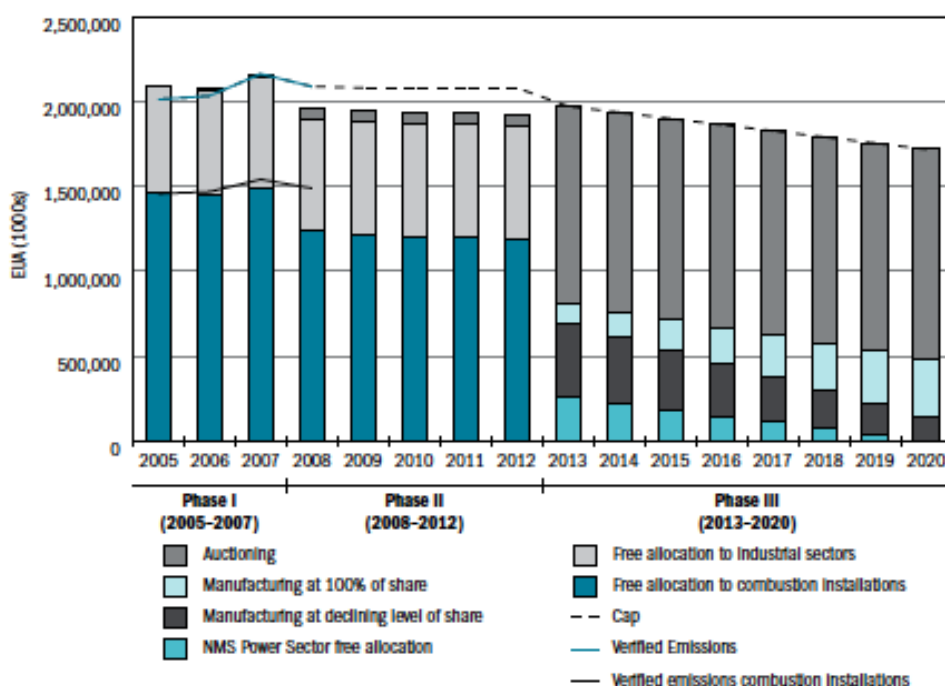
κατανέμονται δωρεάν θα δημοπρατούνται από τα κράτη-μέλη, τα οποία και θα είναι υπεύθυνα για την διαδικασία. Ο αριθμός των αδειών που θα δημοπρατούνται από κάθε μέλος θα προσδιορίζεται λαμβάνοντας υπόψη ότι το 88% αυτών θα κατανέμεται στα κράτη-μέλη ανάλογα με τις βεβαιωμένες εκπομπές τους, το 10% των αδειών θα δίνεται σε κράτη-μέλη με χαμηλό κατά κεφαλή εισόδημα, ώστε να προωθηθούν επενδύσεις σε τεχνολογίες φιλικές προς το περιβάλλον, και το 2% θα κατανέμεται στα κράτη-μέλη τα οποία το 2005 πέτυχαν τουλάχιστον 20% λιγότερες εκπομπές από τις εκπομπές τους κατά το αντίστοιχο έτος βάσης σύμφωνα με το Πρωτόκολλο του Κιότο.

Αν και κάποιοι τομείς της οικονομίας θα μεταβούν σταδιακά στη διαδικασία της δημοπράτησης των αδειών, ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής θα πρέπει, από το 2013 και έπειτα, να αγοράζει μέσω δημοπρασίας το σύνολο των αδειών εκπομπής που χρειάζεται για να φτάσει το όριο εκπομπών του για μια συγκεκριμένη χρονιά. Εξαιρέση σε αυτό αποτελούν τα νέα κράτη-μέλη, τα οποία μπορούν να πάρουν ένα ποσοστό των αδειών δωρεάν στην περίπτωση που το 2007 το ηλεκτρικό δίκτυο αυτού του κράτους δεν ήταν συνδεδεμένο με το ευρωπαϊκό σύστημα ή αν το 2007 το ηλεκτρικό δίκτυο ήταν συνδεδεμένο με το ευρωπαϊκό μέσω μονής γραμμής ισχύος το πολύ 400MW ή αν το 2006 περισσότερο από το 30% της ηλεκτροπαραγωγής του κράτους αυτού προερχόταν από ένα συγκεκριμένο ορυκτό καύσιμο και το κατά κεφαλή ΑΕΠ ήταν λιγότερο από το 50% του μέσου ευρωπαϊκού κατά κεφαλή ΑΕΠ. Ωστόσο, τα κράτη που εξαιρεθούν της πλήρους δημοπράτησης θα πρέπει να δημοπρατούν τουλάχιστον το 30% του ανώτατου ορίου εκπομπών και σταδιακά να αυξάνουν το ποσοστό αυτό, ώστε το 2020 να δημοπρατούν το 100% των αδειών.

Οικονομικός Τομέας	2013	2020	2027
Ηλεκτροπαραγωγή	100%	100%	
Ηλεκτροπαραγωγή σε Νέα Κράτη-Μέλη	30%	100%	
Άλλοι Τομείς	20%	70%	100%

Πίνακας 2: Ποσοστά Δημοπράτησης Αδειών ανά Οικονομικό Τομέα, Φάση III και εξής

Όσο αφορά τα έσοδα από τη δημοπράτηση, υπάρχει η υποχρέωση, η οποία, ωστόσο, δεν είναι νομικά δεσμευτική, θα πρέπει τουλάχιστον το 50% να χρησιμοποιείται για τη μείωση των αερίων του θερμοκηπίου, την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και άλλων τεχνολογιών που συμβάλλουν στη μετάβαση σε μια οικονομία χαμηλών εκπομπών άνθρακα, την αποφυγή της αποψίλωσης και την αύξηση της αναδάσωσης, τη δέσμευση και αποθήκευση του διοξειδίου του άνθρακα, την έρευνα πάνω στην ενεργειακή αποδοτικότητα και τις καθαρές τεχνολογίες, τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης και για την κάλυψη των διοικητικών δαπανών του κοινοτικού αυτού συστήματος.



Διάγραμμα 3: Εκπομπές και Κατανομή Δικαιωμάτων στο Ευρωπαϊκό ETS

3.3 Επίδραση του ETS στην Ηλεκτροπαραγωγή

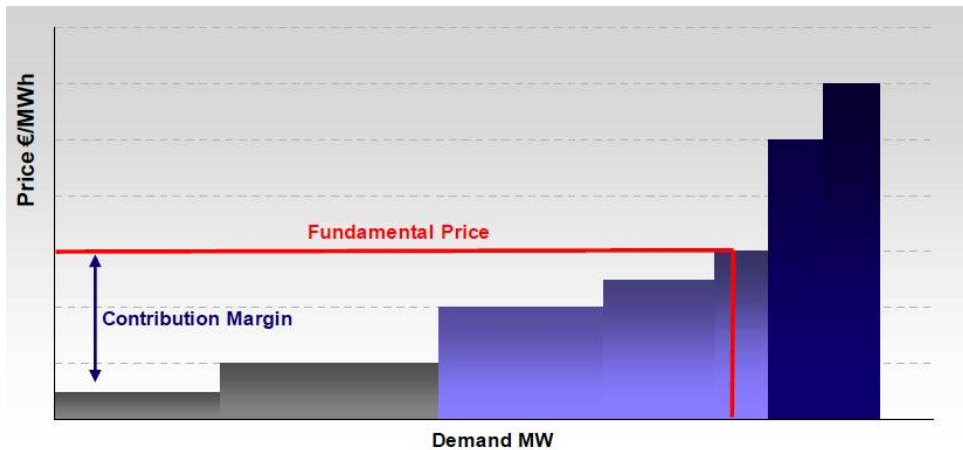
Σε μια ανταγωνιστική χονδρεμπορική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, οι τιμές αντανακλούν το οριακό κόστος των μονάδων παραγωγής συμπεριλαμβανομένου του κόστους των αδειών εκπομπής, ανεξάρτητα από το αν οι άδειες αποκτήθηκαν δωρεάν ή μετά από δημοπράτηση. Οι μονάδες μπορούν είτε να χρησιμοποιήσουν τις άδειές τους για να καλύψουν τις

εκπομπές τους είτε να τις πουλήσουν σε τρίτους. Το γεγονός αυτό δείχνει ότι οι άδειες εκπομπής έχουν ένα κόστος ευκαιρίας το οποίο υπάρχει ανεξάρτητα από το πώς αποκτήθηκαν και λόγω αυτού οι παραγωγοί προσθέτουν το κόστος των αδειών στο οριακό κόστος τους. Ωστόσο, με τη μετάβαση από τη δωρεάν απόκτηση των αδειών στη δημοπράτησή τους, αν και δεν θα αλλάξουν οι τιμές για τους καταναλωτές, θα μειωθούν τα έσοδα των παραγωγών.

Το Διάγραμμα 4 παρακάτω δείχνει πώς προκύπτουν οι τιμές του ηλεκτρισμού σε μια τέλεια ανταγωνιστική αγορά. Ο άξονας x δείχνει το επίπεδο ζήτησης του συστήματος, ο άξονας y δείχνει το οριακό κόστος όλων των μονάδων που μπορούν να παράξουν ενέργεια σε μια συγκεκριμένη χρονική στιγμή. Για κάθε δεδομένη ζήτηση η τιμή του ηλεκτρισμού καθορίζεται από το οριακό κόστος του οριακού παραγωγού.

Στις περισσότερες ευρωπαϊκές αγορές η φθηνότερες μονάδες χρησιμοποιούνται για να καλύψουν το φορτίο βάσης και συνήθως είναι οι πυρηνικές μονάδες, οι υδροηλεκτρικές, οι αιολικές και οι πιο αποδοτικές μονάδες συνδυασμένου κύκλου. Τα αμέσως επόμενα φορτία καλύπτονται από μονάδες άνθρακα ή φυσικού αερίου, ενώ τα φορτία αιχμής απαιτούν τις πιο ακριβές μονάδες πετρελαίου ή τις μονάδες αεριοστροβίλων ανοικτού κύκλου.

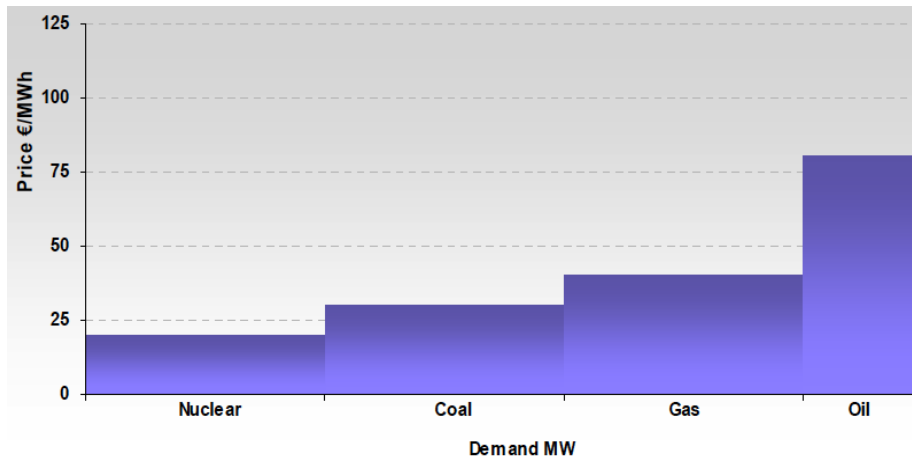
Σε μια αγορά όπου δεν υπάρχουν περιορισμοί για τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, το οριακό κόστος κάθε μονάδας περιλαμβάνει τα μεταβλητά κόστη, συμπεριλαμβανομένου του κόστους καυσίμου. Έτσι, σε κάθε δεδομένη στιγμή, η τιμή του ηλεκτρισμού καλύπτει το οριακό κόστος του ακριβότερου παραγωγού και, κατά συνέπεια, όλοι οι φθηνότεροι παραγωγοί μπορούν να συμμετάσχουν στην αγορά.



Διάγραμμα 4: Οριακή Τιμολόγηση σε μια Ανταγωνιστική Αγορά

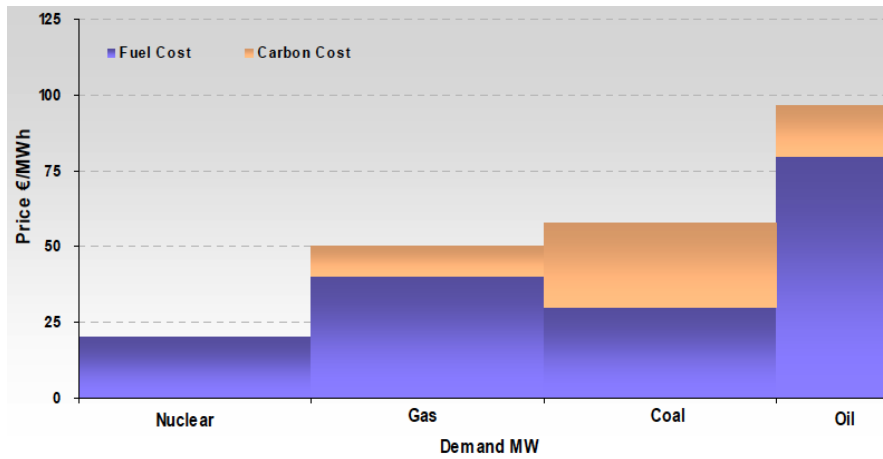
Η ίδια λογική εφαρμόζεται και σε μια αγορά με περιορισμό των εκπομπών, με τη διαφορά ότι το κόστος των αδειών ενσωματώνεται στο κόστος παραγωγής κάθε θερμικού παραγωγού. Η τιμή των αδειών μπορεί να οδηγήσει σε αλλαγές στη σειρά ένταξης των μονάδων, αφού διαφορετικές τεχνολογίες και καύσιμα εκπέμπουν διαφορετικά επίπεδα CO₂. Για παράδειγμα ένας συμβατικός σταθμός άνθρακα εκπέμπει σχεδόν το διπλάσιο CO₂ από μια μονάδα συνδυασμένου κύκλου με φυσικό αέριο.

Έστω ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής το οποίο αποτελείται από πυρηνικές μονάδες, ανθρακικές μονάδες, μονάδες φυσικού αερίου και πετρελαϊκές μονάδες. Στο Διάγραμμα 5 φαίνεται η σειρά ένταξης των μονάδων στην περίπτωση που δεν τιμολογούνται οι εκπομπές CO₂ και έτσι η σειρά ένταξης εξαρτάται ουσιαστικά από τα κόστη των καυσίμων. Υπό αυτές τις συνθήκες, οι πυρηνικές μονάδες είναι οι φθηνότερες, ακολουθούν οι ανθρακικές, οι μονάδες φυσικού αερίου και τέλος οι πετρελαϊκές μονάδες.



Διάγραμμα 5: Υποθετική Σειρά Ένταξης Μονάδων Χωρίς Κόστος Αδειών Εκπομπής

Το Διάγραμμα 6 δείχνει τη σειρά ένταξης του ίδιου συνόλου μονάδων όταν υπάρχει τιμολόγηση των εκπομπών. Οι πυρηνικές μονάδες, οι οποίες δεν εκπέμπουν CO₂, παραμένουν οι φθηνότερες και έτσι μπαίνουν πρώτες για να καλύψουν φορτίο. Όμως, οι ανθρακικές μονάδες και οι μονάδες φυσικού αερίου έχουν αλλάξει θέσεις. Αυτό συνέβη γιατί, παρόλο που από την σκοπιά του κόστους καυσίμου είναι φθηνότερη η παραγωγή ηλεκτρισμού από άνθρακα παρά από φυσικό αέριο, η καύση του άνθρακα εκπέμπει αναλογικά περισσότερο CO₂. Έτσι, η εισαγωγή τιμολόγησης στις εκπομπές προσθέτει περισσότερο κόστος στην ανθρακική παραγωγή από ότι στην παραγωγή από φυσικό αέριο, κάνοντας έτσι τις μονάδες φυσικού αερίου φθηνότερες από τις ανθρακικές. Συνεπώς, οι μονάδες φυσικού αερίου είναι τώρα δεύτερες στη σειρά ένταξης και οι ανθρακικές μονάδες τρίτες. Η παραγωγή από πετρέλαιο παραμένει η ακριβότερη τεχνολογία, η οποία, επιπρόσθετα, λόγω του αυξημένου οριακού κόστους της αυξάνει και την οριακή τιμή του συστήματος.



Διάγραμμα 6: Υποθετική Σειρά Ένταξης Μονάδων Με Κόστος Αδειών Εκπομπής

Η δημοπράτηση των αδειών θα έχει μεγάλο αντίκτυπο στην ηλεκτροπαραγωγή, ιδιαίτερα στις ανθρακικές μονάδες. Από την άλλη μεριά, οι πυρηνικές μονάδες και οι μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας θα είναι σε πλεονεκτικότερη θέση με την εφαρμογή του ETS. Συνολικά, ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής, ακόμα και με τη δημοπράτηση, θα είναι σε καλύτερη θέση από ότι ήταν πριν την εφαρμογή του ETS.

4

Ελληνικό Ηλεκτρικό Σύστημα

Μετά τις πετρελαϊκές κρίσεις τις δεκαετίας του 1970 και τις επιδράσεις που είχαν αυτές οι κρίσεις στην ελληνική οικονομία, υιοθετήθηκαν πολιτικές ώστε να μειωθεί η εξάρτηση του ενεργειακού συστήματος από το πετρέλαιο. Βασικό στοιχείο αυτών των πολιτικών ήταν η αξιοποίηση των εγχώριων πηγών ενέργειας, όπως ο λιγνίτης και το υδροδυναμικό, η διασύνδεση της χώρας με γειτονικές χώρες και η διαφοροποίηση της προσφοράς ενέργειας μέσω της εισαγωγής του φυσικού αερίου στην αγορά. Το κύριο βάρος της παραγωγής στην Ελλάδα εξακολουθεί να φέρεται από τη Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ Α.Ε.), η οποία ιδρύθηκε το 1950 σε μονοπωλιακή βάση με κύριο σκοπό την παραγωγή και τη διανομή της ηλεκτρικής ενέργειας.

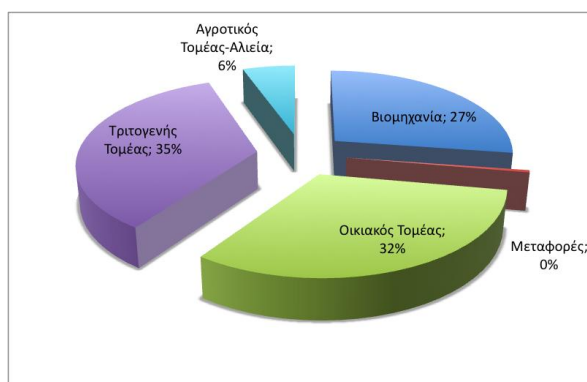
4.1 Περιγραφή του Υφιστάμενου Συστήματος και της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα χωρίζεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας και το νησιωτικό σύστημα της Κρήτης, της Ρόδου και των Αυτόνομων Σταθμών Παραγωγής των νησιών. Χαρακτηριστικό του συστήματος είναι ότι, αν και το δυναμικό της χώρας είναι πλούσιο, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας δεν είναι ιδιαίτερα ανεπτυγμένες, οι ενδογενείς ενεργειακοί πόροι σε συνδυασμό με την ανησυχία για την εξασφάλιση της ασφάλειας εφοδιασμού οδηγούν στη διατήρηση σημαντικού μεριδίου του λιγνίτη στην

ηλεκτροπαραγωγή και η χρήση πετρελαιοειδών στην ηλεκτροπαραγωγή δεν είναι εύκολο να μειωθεί λόγω του νησιωτικού χαρακτήρα της χώρας. Έτσι, το σύστημα βασίζεται στις θερμικές μονάδες, οι οποίες το 2008 έφταναν τα 10043MW σε συνολική εγκατεστημένη ισχύ 14241MW. Επιπρόσθετα, το σύστημα δεν είναι ομοιόμορφα κατανομημένο, με πολύ μεγάλο ποσοστό της εγκατεστημένης ηλεκτρικής ισχύος να βρίσκεται στη Βόρεια Ελλάδα, όπου υπάρχουν μεγάλα κοιτάσματα λιγνίτη, ενώ το $\frac{1}{3}$ της κατανάλωσης να είναι στην περιοχή της Αττικής.

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα αυξήθηκε με γρήγορους ρυθμούς, κυρίως λόγω της αύξησης της ζήτησης από τον οικιακό και τον τριτογενή τομέα. Ειδικότερα, ο τριτογενής τομέας ήταν το 2008 ο μεγαλύτερος καταναλωτής ηλεκτρικής ενέργειας με 19.7TWh ετήσια κατανάλωση. Πρόκειται για ποσοστιαία αύξηση της τάξης του 252% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990, όταν η κατανάλωση του τριτογενή τομέα ήταν 5.6TWh.

Ενώ, το 1990, η βιομηχανία ήταν ο μεγαλύτερος καταναλωτής με κατανάλωση 12.1TWh, το 2008 έπεσε στην 3η θέση με κατανάλωση 15.5TWh και ποσοστό αύξησης 28.1% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990. Ο οικιακός τομέας έχει πλέον μεγαλύτερη αύξηση από το βιομηχανικό τομέα, αφού κατανάλωσε 18.1TWh παρουσιάζοντας αύξηση 98.9% σε σύγκριση με το 1990, όταν κατανάλωσε 9.1TWh.



Διάγραμμα 7: Κατανάλωση Ηλεκτρισμού ανά Τομέα, 2008

Ιδιαίτερο χαρακτηριστικό του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος είναι το γεγονός ότι το φορτίο αιχμής του διασυνδεδεμένου συστήματος παρουσιάζεται στο μέσο της ημέρας των

θερινών ημερών, το μήνα Ιούλιο. Η μεταφορά της αιχμής από τους χειμερινούς στους θερινούς μήνες παρουσιάστηκε για πρώτη φορά το 1992 και οφείλεται στην αυξημένη χρήση των κλιματιστικών.

Περνώντας στις εγχώριες πηγές ενέργειας, ο λιγνίτης είναι η μοναδική εγχώρια πηγή στερεών καυσίμων. Είναι ένα καύσιμο χαμηλής θερμογόνου δύναμης, η οποία κυμαίνεται από 900-2000kcal/kg με μέση τιμή περίπου 1300kcal/kg, το οποίο χρησιμοποιείται σχεδόν αποκλειστικά για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Ενδεικτικό είναι το γεγονός ότι το 2008 οι λιγνιτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής παρήγαγαν 33356GWh (2869ktoe), ηλεκτρισμός που αντιστοιχεί στο 53% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής και στο 58% της ηλεκτροπαραγωγής από συμβατικά καύσιμα. Μόνο μικρές ποσότητες λιγνίτη χρησιμοποιούνται ως καύσιμο σε μεταλλουργίες, για θέρμανση κατοικιών και για βελτιωτικό εδάφους ορισμένων καλλιεργειών. Λιγνιτικά κοιτάσματα υπάρχουν κυρίως στη Δυτική Μακεδονία, στις περιοχές του Αμύνταιου, της Πτολεμαΐδας και της Φλώρινας, και στην Πελοπόννησο, στην περιοχή της Μεγαλόπολης.

Ο λιγνίτης θα συνεχίσει να είναι το εθνικό καύσιμο της Ελλάδας για ηλεκτροπαραγωγή αλλά σταδιακά το ποσοστό συμμετοχής του θα περιορίζεται, αφού η ενσωμάτωση του κόστους από το εμπόριο ρύπων και η διαμόρφωση των διεθνών τιμών του φυσικού αερίου θα επηρεάσουν το μέλλον των λιγνιτικών ατμοηλεκτρικών σταθμών της χώρας.

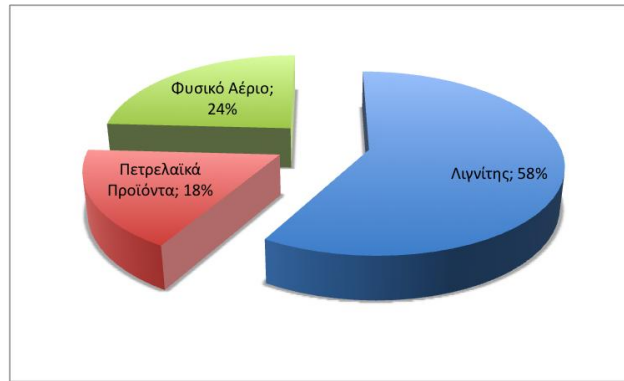
Όσο αφορά τα προϊόντα πετρελαίου, στην Ελλάδα υπάρχουν τέσσερα διυλιστήρια (Πίνακας 3) τα οποία έχουν αρκετή ικανότητα διύλισης για να καλύψουν την εγχώρια ζήτηση, ενώ οι επιπλέον ποσότητες εξάγονται. Το αργό πετρέλαιο, ωστόσο, είναι σχεδόν αποκλειστικά εισαγόμενο, κυρίως από τη Μέση Ανατολή και δευτερευόντως από χώρες τις πρώην Σοβιετικής Ένωσης, ενώ ένα μικρό κοίτασμα πετρελαίου στη Βόρεια Ελλάδα καλύπτει λιγότερο από το 1% της ζήτησης πετρελαιοειδών. Στο ελληνικό ενεργειακό ισοζύγιο το ποσοστό των πετρελαιοειδών είναι πολύ υψηλό λόγω της μεγάλης χρήσης τους στις μεταφορές αλλά και στο γεγονός ότι τα ηλεκτροπαραγωγικά συστήματα στα μη διασυνδεδεμένα νησιά έχουν ως κύριο καύσιμο πετρελαϊκά προϊόντα. Έτσι, το 2008, τα πετρελαϊκά προϊόντα κάλυψαν το 65.5% της τελικής κατανάλωσης, κατανάλωση βασικά

στις μεταφορές, το 16% της συνολικής και το 18% της συμβατικής ηλεκτροπαραγωγής με 9990GWh (859ktoe).

Ιδιοκτήτης	ΕΛΠΕ	ΕΛΠΕ	ΕΛΠΕ	Motor Oil Hellas
Όνομασία	Διυλιστήρια Ασπρόπυργου	Διυλιστήρια Θεσσαλονίκης	Διυλιστήρια Ελευσίνας	Motor Oil Hellas
Τοποθεσία	Ασπρόπυργος	Θεσσαλονίκη	Ελευσίνα	Άγιοι Θεόδωροι
Ικανότητα:				
mt/year	6.7	3.45	5.0	4.5
bbl/d	135	75	100	100
Είδος Διυλιστηρίου-Διεργασίες	Διύλιση αργού, Απόσταξη κενού, Καταλυτική Αναμόρφωση, Ισομερισμός Ελαφράς Νάφθας, Ξωδόλυση, Μονάδα Αποθείωσης Πετρελαίου, Μονάδα αποθείωσης VGO	Διύλιση αργού, Απόσταξη κενού, Καταλυτική Αναμόρφωση, Ισομερισμός Ελαφράς Νάφθας, Μονάδα Αποθείωσης Πετρελαίου	Διύλιση αργού, Μονάδα Αποθείωσης Πετρελαίου	Καταλυτική και θερμική μετατροπή, Ισομερισμός, MTBE Παραγωγή ενώσεων υψηλού αριθμού οκτανίων, Ατμοσφαιρική απόσταξη Μονάδα Αποθείωσης Πετρελαίου
Έτος Κατασκευής	1958	1966	1972	1972

Πίνακας 3: Τα Τέσσερα Ελληνικά Διυλιστήρια

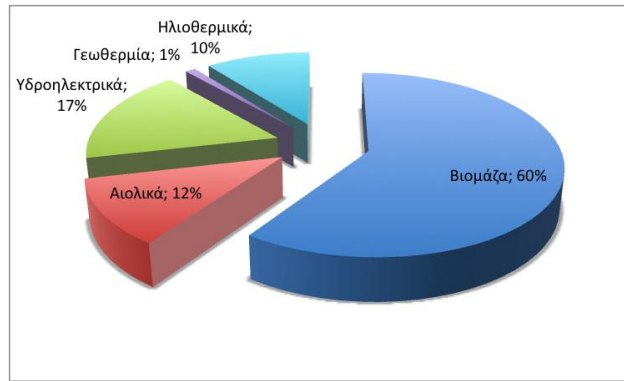
Το φυσικό αέριο, το οποίο εισήχθη στην αγορά για πρώτη φορά το 1996, παρουσιάζει μια σταθερή, δυναμική ανάπτυξη στην Ελλάδα. Ενδεικτικό είναι ότι το 2008 κάλυψε περίπου το 22% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής και το 24% της συμβατικής, αφού 13797GWh προήλθαν από φυσικό αέριο. Το φυσικό αέριο στην Ελλάδα, εισάγεται κυρίως από τη Ρωσία μέσω αγωγών μεταφοράς και σε μικρότερες ποσότητες εισάγεται από την Τουρκία και υγροποιημένο από την Αλγερία. Η ασφάλεια εφοδιασμού εξασφαλίζεται επί του παρόντος με μακροχρόνια συμβόλαια της Δημόσιας Επιχείρησης Αερίου με τη Ρωσία, με την Τουρκία και με την Αλγερία.



Διάγραμμα 8: Κατανομή Ηλεκτροπαραγωγής από Συμβατικά Καύσιμα 2008

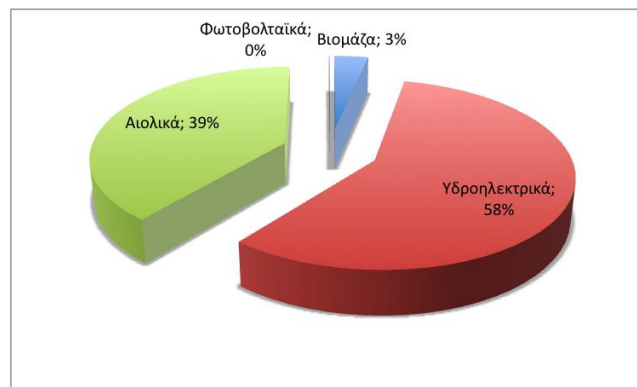
Θα πρέπει, επίσης, να αναφερθεί ότι η μεγάλη συμμετοχή εισαγόμενων καυσίμων, κυρίως πετρελαίου και φυσικού αερίου, τόσο στο ηλεκτροπαραγωγικό, όσο και στο συνολικό ενεργειακό, σύστημα της χώρας αυξάνει την ενεργειακή εξάρτηση. Έτσι, ενώ η ενεργειακή εξάρτηση της Ευρώπης των 27 ήταν 55% το 2008, για την Ελλάδα το ποσοστό αυτό ήταν 73%.

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, με εξαίρεση τα μεγάλα υδροηλεκτρικά, άρχισαν να αποτελούν αξιοσημείωτη πηγή ενέργειας στα τέλη της δεκαετίας του 1990. Η συνεισφορά τους, συμπεριλαμβανομένων των μεγάλων υδροηλεκτρικών, στο εθνικό ενεργειακό ισοζύγιο ήταν της τάξης του 5.4%, το 2008, σε επίπεδο ακαθάριστης κατανάλωσης ενέργειας στη χώρα και της τάξης του 16.8% σε επίπεδο εγχώριας παραγωγής πρωτογενούς ενέργειας. Η παραγωγή πρωτογενούς ενέργειας από ΑΠΕ το 2008 ήταν 1658ktoe, και εξ αυτών, 990ktoe (59.7%) προήλθαν από βιομάζα, η οποία χρησιμοποιήθηκε στα νοικοκυριά, στη βιομηχανία αλλά και στην ηλεκτροπαραγωγή, 285ktoe (17.2%) από την παραγωγή των υδροηλεκτρικών, 193ktoe (11.7%) από την παραγωγή των αιολικών, 173ktoe (10.4%) των θερμικών ηλιακών συστημάτων και 17ktoe (1%) από τη γεωθερμία.



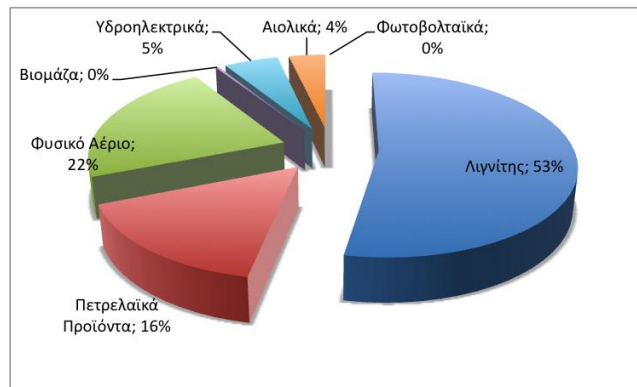
Διάγραμμα 9: Πρωτογενής Παραγωγή Ενέργειας ανά Είδος ΑΠΕ 2008

Η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ ήταν 9% της ακαθάριστης εγχώριας ηλεκτροπαραγωγής του 2008, δηλαδή 5744GWh (494ktoe), και αφορά κυρίως την παραγωγή από αιολικά και υδροηλεκτρικά, ενώ σε μικρότερο βαθμό συμμετέχουν η βιομάζα και τα φωτοβολταϊκά. Στο Διάγραμμα 10, η παραγωγή από φωτοβολταϊκά φαίνεται να είναι 0%, γιατί από φωτοβολταϊκά παρήχθησαν 5GWh (0.43ktoe), και έτσι το ποσοστό τους στην ηλεκτροπαραγωγή από ανανεώσιμες πηγές τείνει στο μηδέν.



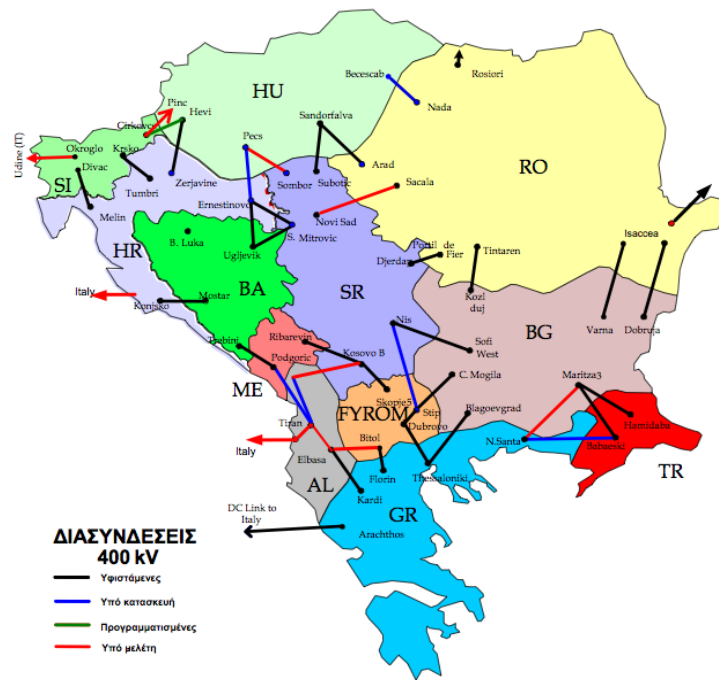
Διάγραμμα 10: Κατανομή Ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ 2008

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας ήταν κατά το 2008 1232MW, τα οποία κατανέμονται σε 1022MW αιολικά, 158MW μικρά υδροηλεκτρικά, δηλαδή εγκατεστημένη ισχύς μικρότερη των 10MW, 2319MW μεγάλα υδροηλεκτρικά, ισχύς μεγαλύτερη από 10MW, 40MW βιομάζα και μόλις 12MW φωτοβολταϊκά.



Διάγραμμα 11: Συνολική Ηλεκτροπαραγωγή 2008

Εν συνεχεία, από τον Οκτώβριο του 2004, το ελληνικό σύστημα είναι διασυνδεδεμένο με τα συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας και της ΠΓΔΜ μέσω γραμμών μεταφοράς 400 και 150kV και έτσι επιτυγχάνεται η παράλληλη και σύγχρονη λειτουργία του με το σύγχρονο διασυνδεδεμένο σύστημα του ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity). Επιπρόσθετα, το ελληνικό σύστημα συνδέεται ασύγχρονα, μέσω υποβρύχιο καλωδίου συνεχούς ρεύματος, με την Ιταλία. Όλες οι προηγούμενες, καθώς και οι υπό κατασκευή, οι προγραμματισμένες και οι υπό μελέτη διασυνδέσεις, φαίνονται ακολούθως (Εικόνα 3). Μέσω των διασυνδέσεων, το 2008, η Ελλάδα εξήγαγε 1965GWh (169ktoe), ενώ εισήγαγε 7570GWh (651ktoe).

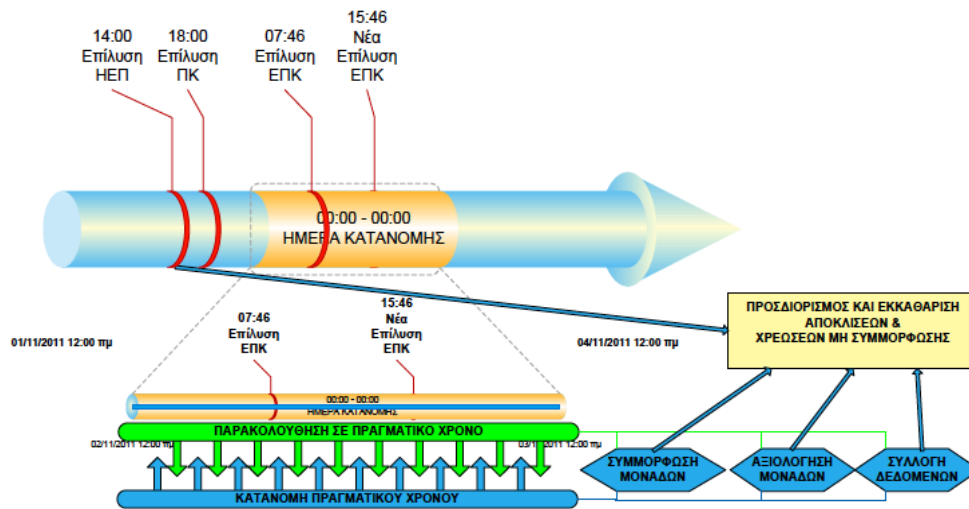


Εικόνα 3: Σχηματικό Διάγραμμα των Διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανικής

Οι υπάρχουσες, καθώς και οι προγραμματισμένες, διασυνδέσεις της Ελλάδας και της ευρύτερης περιοχής της νοτιοανατολικής Ευρώπης βελτιώνουν την επάρκεια του συστήματος και βοηθούν στην ολοκλήρωση των αγορών.

Στην Ελλάδα, η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αποτελείται από τους παραγωγούς, το Διαχειριστή του Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΔΕΣΜΗΕ), τους προμηθευτές ηλεκτρικής ενέργειας και τους καταναλωτές, ενώ την ευθύνη για τη ρύθμιση της αγοράς έχει η Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας.

Οι βασικότερες διεργασίες που εμπλέκονται και επηρεάζουν την Αγορά είναι ο Ημερήσιος Ενεργειακός Προγραμματισμός (ΗΕΠ), ο Προγραμματισμός Κατανομής (ΠΚ), η Κατανομή Πραγματικού Χρόνου (ΚΠΧ) και η Εκκαθάριση Αποκλίσεων (ΕΑ). Σημαντικό ρόλο διαδραματίζουν και άλλες διαδικασίες, όπως η Κάλυψη Μεταβλητού Κόστους (ΚΜΚ) και οι Χρεώσεις Μη Συμμόρφωσης (ΧΜΣ), διαδικασίες που εφαρμόζονται συμπληρωματικά στην εκκαθάριση των αποκλίσεων.



Εικόνα 4: Αλληλεπίδραση Διαδικασιών της Ελληνικής Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι διαδικασίες και οι πράξεις του ΗΕΠ αναφέρονται σε μία Ημέρα Κατανομής και ολοκληρώνονται εντός της ημέρας που προηγείται αυτής, ενώ ως Ημέρα Κατανομής ορίζεται το χρονικό διάστημα των 24 ωρών που συμπίπτει με μία ημερολογιακή ημέρα. Ο σκοπός του ΗΕΠ είναι η ελαχιστοποίηση της συνολικής δαπάνης, και κατ' επέκταση η βελτιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους, για την εξυπηρέτηση του φορτίου ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε Ημέρα Κατανομής, υπό όρους καλής και ασφαλούς λειτουργίας του συστήματος.

Σε ημερήσιο επίπεδο, συναλλάσσεται το σύνολο της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται και καταναλώνεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα, αφού οι εγχώριοι παραγωγοί και οι εισαγωγείς προσφέρουν ηλεκτρική ενέργεια και αμείβονται και αντίστοιχα οι εκπρόσωποι του εγχώριου φορτίου και οι εξαγωγείς απορροφούν ηλεκτρική ενέργεια και χρεώνονται. Επίσης, κατά την Ημέρα Κατανομής γίνεται η ΕΑ, δηλαδή εκκαθαρίζονται οποιοσδήποτε συναλλαγές πραγματοποιήθηκαν για την εξασφάλιση της φυσικής ισορροπίας του συστήματος, και γίνονται οι ΧΜΣ προκειμένου να εξασφαλίζεται η εύρυθμη λειτουργία της αγοράς.

Η οριακή τιμή συστήματος (ΟΤΣ) είναι η τιμή στην οποία εκκαθαρίζεται η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας και είναι η τιμή που εισπράττουν όλοι όσοι εγχέουν ενέργεια στο σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ενέργεια από το σύστημα. Η τιμή αυτή

διαμορφώνεται από το συνδυασμό των προσφορών τιμών και ποσοτήτων που υποβάλλουν κάθε μέρα οι διαθέσιμες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής και του ωριαίου φορτίου ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που διαμορφώνεται κάθε μέρα από τους καταναλωτές.

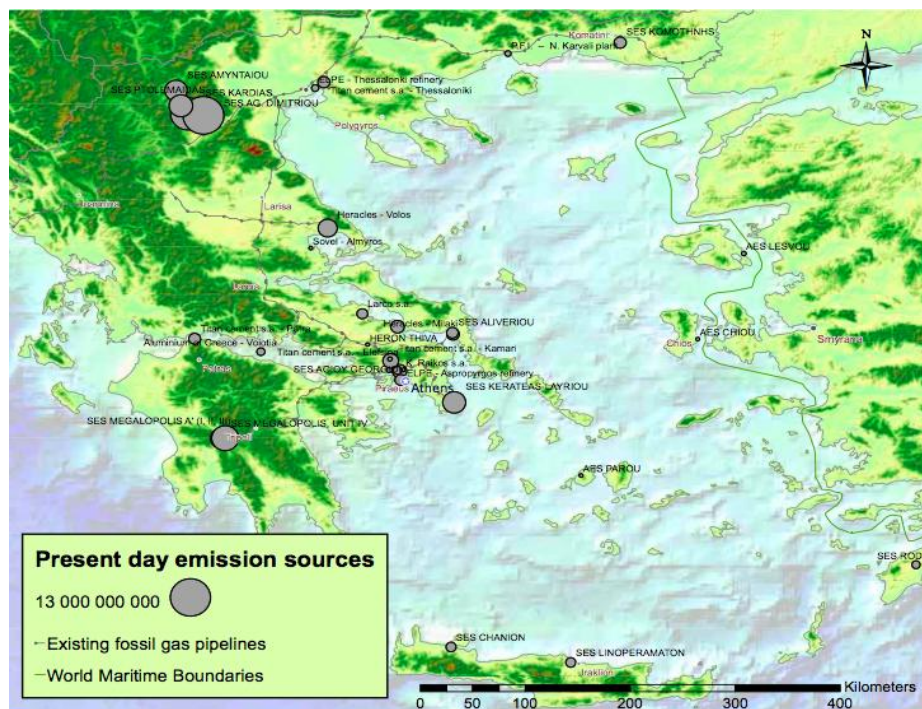
Η αθροιστική καμπύλη προσφοράς της ηλεκτροπαραγωγής προκύπτει κατατάσσοντας τις μονάδες παραγωγής σε αύξουσα σειρά με βάση τις προσφορές που κατέθεσαν, δηλαδή ξεκινώντας από τη χαμηλότερη προσφερόμενη τιμή για ορισμένη ποσότητα ενέργειας και καταλήγοντας στην υψηλότερη προσφερόμενη τιμή, ενώ η αθροιστική καμπύλη ζήτησης προκύπτει από την κατάταξη των δηλώσεων φορτίου με φθίνουσα σειρά των τιμών ενέργειας. Στο σημείο όπου οι προσφερόμενες ποσότητες ενέργειας εξυπηρετούν το ζητούμενο φορτίο, ή αλλιώς στο σημείο τομής των αθροιστικών καμπυλών προσφοράς και ζήτησης, καθορίζεται η οριακή τιμή του συστήματος. Στην ουσία, η οριακή τιμή του συστήματος συμπίπτει με την προσφορά της τελευταίας μονάδας που πρέπει να λειτουργήσει για να καλυφθεί η ζήτηση, συμπίπτει, δηλαδή, με την προσφορά του οριακού παραγωγού.

Για λόγους προστασίας των καταναλωτών και διαμόρφωσης συνθηκών υγιούς ανταγωνισμού, έχει τεθεί από τη ΡΑΕ ανώτερο όριο 150€/MWh ως προς την προσφερόμενη τιμή, καθώς και κατώτερο επίπεδο προσφορών, το οποίο είναι το μεταβλητό κόστος της μονάδας, ώστε στις περισσότερες περιπτώσεις οι παραγωγοί να πληρώνονται το κόστος καυσίμου τους.

Είναι φανερό ότι με την εισαγωγή της δημοπράτησης αδειών εκπομπής στην ηλεκτροπαραγωγή από το 2013, στο εκάστοτε κόστος μιας μονάδας παραγωγής ηλεκτρισμού θα προστίθενται και το κόστος για την απόκτηση δικαιωμάτων εκπομπών. Αυτό θα έχει ως αποτέλεσμα να αλλάζει η διάταξη των μονάδων στον ΗΕΠ και κατ' επέκταση να αλλάζει τόσο ο οριακός παραγωγός, όσο και η οριακή τιμή του συστήματος. Ο μηχανισμός με βάση τον οποίο αλλάζει η σειρά ένταξης των μονάδων καθώς και το πώς επηρεάζεται η οριακή τιμή του συστήματος αναφέρεται και στην παράγραφο 3.3.

4.2 Προοπτικές Εξέλιξης του Συστήματος

Δεδομένου ότι το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας θεωρείται ρυπογόνο, σημειώνεται ότι η ανθρακική ένταση της χώρας το 2008 ήταν 3860tCO₂/ktoe, μη αποδοτικό, εξαρτημένο από πεπερασμένους πόρους και ελλειμματικό, γίνονται προσπάθειες ώστε να μετατραπεί σε ένα σύστημα μειωμένων εκπομπών. Για να είναι επιτυχής μια τέτοια μετάβαση, είναι απαραίτητες νέες τεχνολογίες, ένα διαφορετικό ενεργειακό μείγμα και η βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης. Η δέσμευση και αποθήκευση άνθρακα, ενδεχομένως η πυρηνική ενέργεια, η τεχνολογία υδρογόνου, η αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ, οι υποκαταστάσεις μεταξύ των ορυκτών καυσίμων, ώστε να χρησιμοποιούνται καύσιμα με μικρότερους συντελεστές εκπομπών, καθώς και η μείωση του όγκου της ενέργειας που χρειάζεται για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών είναι όλα μέτρα που θα μπορούσαν να βελτιώσουν τα χαρακτηριστικά του συστήματος.



Εικόνα 5: Υπάρχοντα Σημεία Εκπομπής CO₂ και Υφιστάμενοι Αγωγοί Φυσικού Αερίου

Η πλήρης δημοπράτηση των αδειών εκπομπών για τους ηλεκτροπαραγωγούς θα έχει ως αντίκτυπο αυξημένο κόστος παραγωγής και το κόστος αυτό θα μετακυλίεται στους καταναλωτές. Έτσι, αν οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας αυξηθούν λόγω των στόχων του

20-20-20, το μείγμα ενεργειακών μορφών που θα χρησιμοποιείται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας θα αλλάξει και θα κατευθυνθεί σε επενδύσεις που θα έχουν αυξημένο κόστος κεφαλαίου, αλλά ταυτόχρονα θα έχουν και μειωμένη ανθρακική ένταση. Αντίστοιχα, οι καταναλωτές, από τη μεριά τους, δεδομένου ότι θα δουν τις τιμές του ηλεκτρισμού να αυξάνονται, θα στραφούν σε επενδύσεις εξοικονόμησης ενέργειας, αγοράζοντας συσκευές και εξοπλισμό που έχουν μεγαλύτερο κόστος αγοράς αλλά μικρότερο κόστος κατά τη λειτουργία τους, λόγω αυξημένης ενεργειακής απόδοσης. Χαρακτηριστικό παράδειγμα αποτελεί η αντικατάσταση των λαμπτήρων πυρακτώσεως με λαμπτήρες φθορισμού. Έτσι, αφού δημιουργούνται κίνητρα για υποκατάσταση των υπάρχουσών τεχνολογιών με νέες τεχνολογίες χαμηλότερων εκπομπών, το σύνολο της αγοράς δαπανά περισσότερα χρήματα για κεφάλαιο και λιγότερα για λειτουργικά έξοδα.

Ο στόχος του πακέτου 20-20-20 για 20% συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας το έτος 2020 θα συμβάλλει στη διαδικασία μετατροπής του ηλεκτρικού συστήματος σε ένα σύστημα χαμηλών εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα. Αν και οι τεχνολογίες ΑΠΕ παραμένουν για την ώρα πιο ακριβές από τις παραδοσιακές μορφές ενέργειας, η επίτευξη του στόχου θα γίνει μέσω ενός συνδυασμού μέτρων για την προώθηση και τη διείσδυσή τους στην ηλεκτροπαραγωγή, την παροχή θερμότητας και στις μεταφορές, με τη μορφή βιοκαυσίμων.

Η Ελλάδα έχει αξιόλογο αιολικό και ηλιακό δυναμικό, το οποίο ήδη προσελκύει επενδυτικό ενδιαφέρον, ενώ πολλά υποσχόμενο είναι και το δυναμικό της χώρας σε βιομάζα και γεωθερμία, το οποίο, ωστόσο, ακόμα παραμένει ανεκμετάλλευτο. Τα υδροηλεκτρικά έργα, αν και είναι ελκυστικά, έχουν περιορισμένα, είτε φυσικά, είτε γεωγραφικά, περιθώρια ανάπτυξης.

Προκειμένου να προωθηθούν περαιτέρω και να επιτευχθεί μεγαλύτερη διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή θα πρέπει να εφαρμοστούν συντονισμένες μεταρρυθμίσεις σε οικονομικό, νομικό και τεχνικό επίπεδο, οι οποίες θα στοχεύουν στην οικονομική εκμετάλλευση του δυναμικού ανανεώσιμων πηγών στη χώρα. Έτσι, θα μπορέσουν να αναπτυχθούν μεγάλες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, θα ολοκληρωθούν οι αναγκαίες αναβαθμίσεις στο δίκτυο, θα δημιουργηθεί η υποδομή για τη

διανεμημένη παραγωγή και θα μπορέσουν σταδιακά να αποψιλωθούν οι παλιές και μη αποδοτικές θερμικές μονάδες παραγωγής.

Για να επιτύχει η προώθηση των ΑΠΕ, δεν θα πρέπει να αγνοηθούν τα εμπόδια στις επενδύσεις τους. Έτσι, θα πρέπει να ξεπεραστούν καταστάσεις που καθιστούν δύσκολη την αύξηση στην προσφορά ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, όπως η μεγάλη αντίδραση των τοπικών κοινωνιών, η πολύπλοκη γραφειοκρατία και τα χρονοβόρα πλαίσια για την αδειοδοτική διαδικασία.

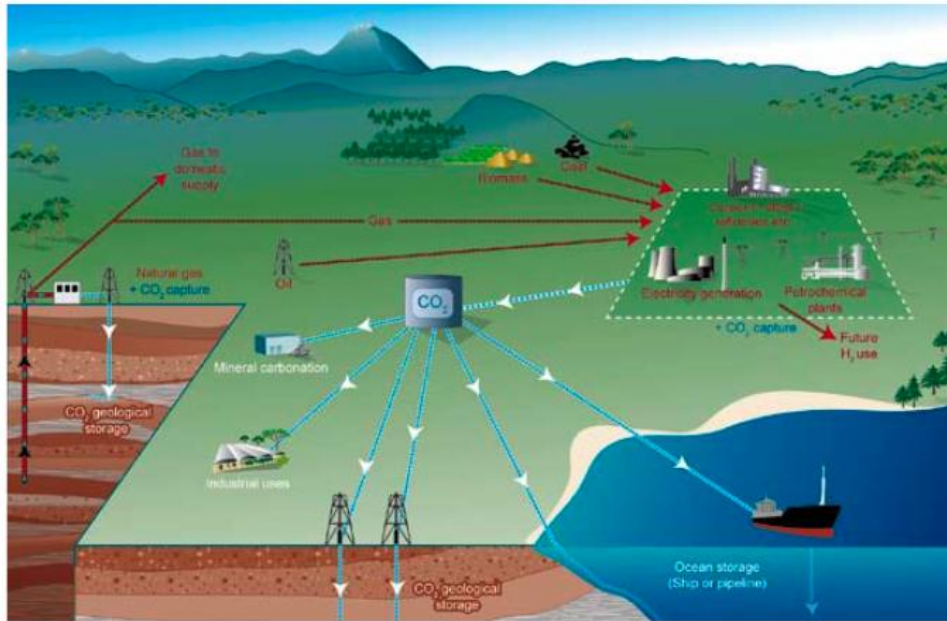
Δεν θα πρέπει, επιπρόσθετα, να παραβλέπεται το γεγονός ότι η Ελλάδα αποτελείται από πολλά μεγαλύτερα και μικρότερα νησιά, τα οποία δεν είναι διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό σύστημα και διαθέτουν αυτόνομα, ασθενή δίκτυα, τα οποία δεν είναι σε θέση να απορροφήσουν μεγάλο μέρος της πιθανής ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ. Συνεπώς, όσο αφορά το διασυνδεδεμένο σύστημα, θα πρέπει, εκτός από τις επενδύσεις που θα παρουσιαστούν παρακάτω, να αναπτυχθούν έξυπνα δίκτυα σε συνδυασμό με την εποπτεία και τον έλεγχο τους, ώστε να μειωθούν οι απώλειες δικτύου και να βελτιωθεί η διαχείριση της ζήτησης. Σχετικά με τα μη διασυνδεδεμένα νησιά, η πρώτη προτεραιότητα είναι η σταδιακή διασύνδεσή τους με το ηπειρωτικό σύστημα, ώστε να μπορέσουν να αποψιλωθούν οι τοπικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού, οι οποίες λειτουργούν κυρίως με πετρέλαιο. Με τη διασύνδεση των νησιών, θα είναι δυνατή η δημιουργία μεγάλων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, μιας και σε αρκετά νησιά υπάρχει υψηλό αιολικό, ηλιακό και γεωθερμικό δυναμικό, και το πλεόνασμα σε ηλεκτρική ενέργεια θα μπορεί να διοχετευθεί στο ηπειρωτικό σύστημα. Σε νησιά, όπου η σύνδεση είναι πολύ δύσκολη ή πολύ ακριβή θα πρέπει να γίνει σχεδιασμός ενεργειακά αυτόνομων συστημάτων με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ και σε συνδυασμό με υβριδικά συστήματα. Επίσης, θα πρέπει να δρομολογηθεί άμεσα ο σχεδιασμός και η δυνατότητα χρήσης της παράκτιας ζώνης και της θάλασσας για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων. Τελικά, η περαιτέρω ανάπτυξη νέων εφαρμογών έργων ΑΠΕ και η αναμενόμενη ολοκλήρωση έργων υποδομής δικτύων αναμένεται να συνεισφέρει επιπρόσθετα στην επίτευξη του επιθυμητού εθνικού στόχου.

5

Δέσμευση & Αποθήκευση Άνθρακα (CCS)

5.1 Η Τεχνολογία CCS

Η δέσμευση και αποθήκευση του διοξειδίου του άνθρακα (Carbon Capture and Storage – CCS), σε συνδυασμό με άλλες πρακτικές περιορισμού, οι οποίες έχουν ήδη αναφερθεί, όπως η αλλαγή του μείγματος καυσίμων, η ενεργειακή αποδοτικότητα και οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, παρέχει τη δυνατότητα για μεγάλο περιορισμό των εκπομπών των αερίων του θερμοκηπίου. Κάθε πρόγραμμα για δέσμευση και αποθήκευση περιλαμβάνει τρία διακριτά στάδια, τη δέσμευση από την πηγή εκπομπής, τη συμπίεση και μεταφορά του και τελικά την έγχυση του CO₂ στους ταμειυτήρες στην τοποθεσία αποθήκευσης. Ωστόσο, προκειμένου να μπορεί να γίνει αξιολόγηση της συμβολής της τεχνολογίας CCS στη μείωση των εκπομπών παγκοσμίως θα πρέπει να γίνει αποτίμηση της γεωγραφικής κατανομής των εκπομπών και των ταμειυτήρων αποθήκευσης.

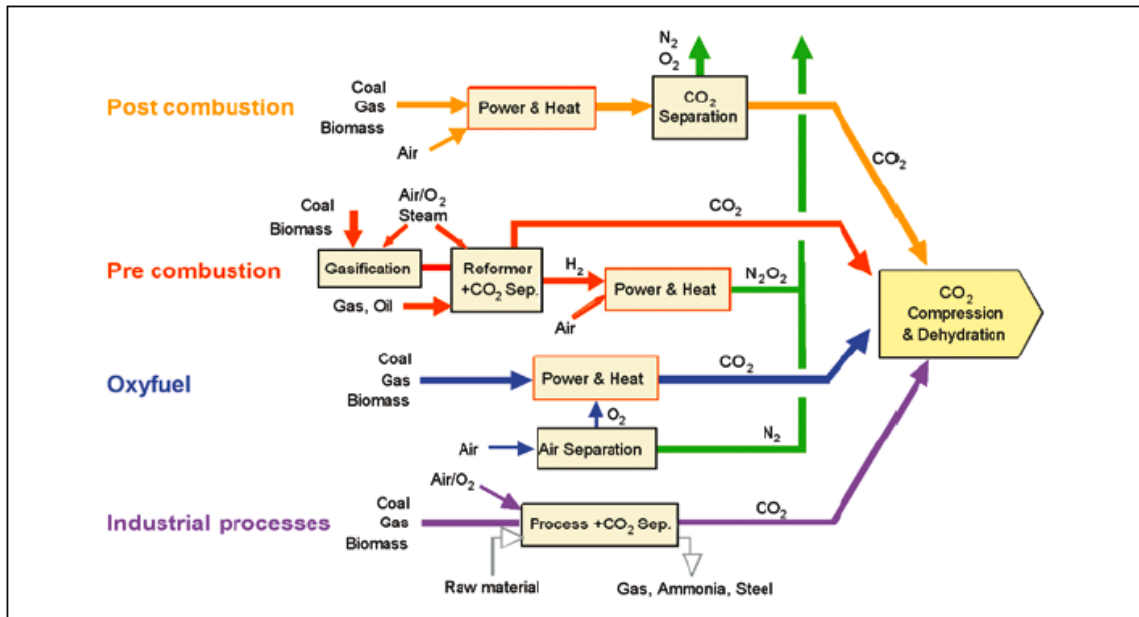


Εικόνα 6: Σχηματικό Διάγραμμα ενός Συστήματος CCS με τις Πηγές εκπομπής, τη Μεταφορά και τις Επιλογές για την Αποθήκευση του CO₂

Το διοξείδιο του άνθρακα μπορεί να δεσμευτεί από διάφορες ανθρωπογενείς πηγές εκπομπής, όπως μεγάλες μονάδες παραγωγής ενέργειας ή βιομηχανικές μονάδες, ενώ υπάρχουν διάφορες διαθέσιμες τεχνολογίες τόσο για τη δέσμευση, όσο και για την αποθήκευσή του.

Σχετικά με τη δέσμευση του διοξειδίου του άνθρακα, τρεις είναι οι βασικές μέθοδοι που χρησιμοποιούνται (Εικόνα 7):

- η δέσμευση μετά την καύση (post-combustion capture),
- η εξανθράκωση καυσίμου (pre-combustion capture) και
- η καύση με υψηλή συγκέντρωση O₂ (oxy-fuel combustion capture).



Εικόνα 7: Συστήματα Δέσμευσης Διοξειδίου του Άνθρακα

Η δέσμευση του CO₂ από βιομηχανικές διαδικασίες (industrial processes), η οποία φαίνεται στην εικόνα, είναι γνωστή διαδικασία εδώ και πολλά χρόνια, όμως δεν θα αναλυθεί περαιτέρω, αφού χρησιμοποιεί κοινές τεχνικές με τις υπόλοιπες τρεις τεχνολογίες.

Η δέσμευση του CO₂ μετά την καύση αναφέρεται στη δέσμευση του διοξειδίου του άνθρακα από τα καυσαέρια που παράγονται κατά την καύση ορυκτών καυσίμων και βιομάζας. Σε αυτή την περίπτωση, το μεγαλύτερο μέρος του CO₂ απομονώνεται από τα καυσαέρια, πριν αυτά εκλυθούν στην ατμόσφαιρα, και στη συνέχεια, διοχετεύεται σε μια δεξαμενή αποθήκευσης. Ο διαχωρισμός αυτός συνήθως γίνεται με χημική απορρόφηση, αφού οι τεχνολογίες απορρόφησης με χρήση κεραμικών ή πολυμερικών μεμβρανών είναι ακόμα σε πρώιμο στάδιο. Η τεχνολογία αυτή, αν και ώριμη τεχνολογικά, είναι ακόμη ακριβή, ενώ μπορεί να χρησιμοποιηθεί τόσο σε υπάρχοντες συμβατικούς σταθμούς, όσο και σε νέους.

Με τον όρο εξανθράκωση καυσίμου εννοείται η διαδικασία κατά την οποία το καύσιμο αντιδρά με οξυγόνο ή αέρα προκειμένου να παραχθεί ένα αέριο μείγμα το οποίο αποτελείται κυρίως από μονοξείδιο του άνθρακα και υδρογόνο. Το μονοξείδιο του άνθρακα, κατόπιν, αντιδρά με υδρατμό ώστε να παραχθεί διοξείδιο του άνθρακα και

περισσότερο υδρογόνο. Το διοξείδιο του άνθρακα διαχωρίζεται και προκύπτει ένα καύσιμο πλούσιο σε υδρογόνο, το οποίο μπορεί να χρησιμοποιηθεί σε διάφορες εφαρμογές, όπως καυστήρες, φούρνοι, αεριοστρόβιλοι και κελιά καυσίμου.

Στην καύση με υψηλή συγκέντρωση οξυγόνου, η καύση γίνεται με σχεδόν καθαρό οξυγόνο αντί για αέρα, με αποτέλεσμα τα καυσαέρια να αποτελούνται κυρίως από CO₂ και υδρατμούς. Στη συνέχεια, το διοξείδιο μπορεί να διαχωριστεί με χημική απορρόφηση, μεμβράνες ή κρυογενικό διαχωρισμό, ο οποίος, όμως, αυξάνει τις ενεργειακές απαιτήσεις τις μονάδας. Η μέθοδος αυτή επιτρέπει τα μεγαλύτερα ποσοστά ανάκτησης CO₂, τα οποία φτάνουν το 95%.

Όσο αφορά την αποθήκευση, υπάρχουν δύο επιλογές, είτε η αποθήκευση στους ωκεανούς είτε η αποθήκευση σε γεωλογικούς ταμιευτήρες. Προς το παρόν, υπάρχουν αρκετές αβεβαιότητες σχετικά με την αποθήκευση στους ωκεανούς και, επιπλέον, δεν έχουν λυθεί όλα τα συνακόλουθα νομικά ζητήματα. Συνεπώς, στη δεδομένη χρονική στιγμή, είναι πιο πιθανό να προωθηθεί η δεύτερη επιλογή ως μέσο μετριασμού των εκπομπών, αφού οι γεωλογικοί ταμιευτήρες έχουν δυνητικά αρκετά μεγάλη χωρητικότητα για την αποθήκευση των απαιτούμενων ποσοτήτων διοξειδίου του άνθρακα. Οι γεωλογικοί ταμιευτήρες περιλαμβάνουν εξαντλημένες ή εκτός χρήσης λεκάνες πετρελαίου και φυσικού αερίου και βαθιά αλατούχα υδροφόρα στρώματα. Σε μερικές από τις υπό εξέταση επιλογές για αποθήκευση υπάρχουν υδρογονάνθρακες εδώ και πολλά εκατομμύρια χρόνια.

Στις αρχές της δεκαετίας του 1990, πραγματοποιήθηκε μια πρώτη εκτίμηση του ευρωπαϊκού γεωλογικού δυναμικού αποθήκευσης από ομάδα γεωλόγων και φυσικών υπό το συντονισμό του Βρετανικού Ιδρύματος Γεωλογικών Ερευνών. Στην έρευνα αυτή, εκτιμήθηκε ότι η δυνατότητα αποθήκευσης CO₂ στην Ευρώπη ήταν 800Gt CO₂, ενώ το 1990 οι εκπομπές από τις μονάδες παραγωγής ενέργειας ήταν 950 εκατομμύρια τόνοι. Αυτό σημαίνει ότι οι χώροι γεωλογικής αποθήκευσης στην Ευρώπη θα μπορούσαν να καλύψουν τις ανάγκες για περίπου 800 χρόνια. Η μεγάλη πλειοψηφία, ποσοστό 60%, της χωρητικότητας αυτής βρίσκεται στη Βόρεια Θάλασσα, στη βρετανική και νορβηγική υφαλοκρηπίδα.

Το 2000 ξεκίνησε ένα νέο ευρωπαϊκό πρόγραμμα, ώστε να συνεχιστεί η προγενέστερη έρευνα, το οποίο λέγεται «Ευρωπαϊκό Δυναμικό για τη Γεωλογική Αποθήκευση του Διοξειδίου του Άνθρακα από την Καύση Ορυκτών Καυσίμων». Το πρόγραμμα αυτό, ωστόσο, δεν επικεντρώνεται σε ολόκληρη την Ευρώπη, αλλά μόνο στη βορειοδυτική Ευρώπη, δηλαδή στο Βέλγιο, τη Δανία, τη Γαλλία, τη Γερμανία, το Ηνωμένο Βασίλειο, την Ολλανδία και τη Νορβηγία, και στην Ελλάδα. Το πρόγραμμα αναλύει τη χωρητικότητα ταμειυτήρων σε 12 περιπτώσεις, οι οποίες παρουσιάζουν ενδιαφέρον.

Η εφαρμογή της τεχνολογίας CCS, ωστόσο, έχει ως αποτέλεσμα τη μείωση του καθαρού βαθμού απόδοσης μιας μονάδας παραγωγής, λόγω της επιπλέον ενέργειας που απαιτείται κυρίως για τη δέσμευση και τη συμπίεση του διοξειδίου του άνθρακα, αλλά και για τη μεταφορά και την αποθήκευσή του. Για μια μονάδα ηλεκτροπαραγωγής, όσο μεγαλύτερες είναι οι ενεργειακές απαιτήσεις για το CCS, τόσο αυξάνεται η κατανάλωση καυσίμου και οι απαιτήσεις σε άλλους πόρους, όπως το νερό, ενώ ταυτόχρονα αυξάνονται και τα στερεά, υγρά και αέρια απόβλητα στο περιβάλλον. Γενικά, η απαιτούμενη ενέργεια εισόδου ανά μονάδα ενέργειας εξόδου από μια μονάδα με CCS μπορεί να εκφραστεί συναρτήσει της μεταβολής στο βαθμό απόδοσης ως εξής:

$$\Delta E = \frac{E_{in,CCS} - E_{in,Ref}}{E_{in,Ref}} = \frac{\frac{1}{\eta_{CCS}} - \frac{1}{\eta_{Ref}}}{\frac{1}{\eta_{Ref}}} = \frac{\eta_{Ref}}{\eta_{CCS}} - 1,$$

όπου ΔE είναι η ποσοστιαία αύξηση στην ενέργεια εισόδου ανά μονάδα ενέργειας εξόδου της μονάδας, ενώ η_{CCS} και η_{Ref} είναι οι καθαροί βαθμοί απόδοσης μια μονάδας με CCS και μιας μονάδας χωρίς CCS, αντίστοιχα. Η τιμή του ΔE καθορίζει επίσης και το μέγεθος των περιβαλλοντικών επιπτώσεων που σχετίζονται με την εξαγωγή, την αποθήκευση και τη μεταφορά των επιπλέον καυσίμων και των άλλων πόρων που καταναλώνονται στη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής.

Η ποσοστιαία μεταβολή στο βαθμό απόδοσης δίνεται από τη σχέση $\frac{\eta_{Ref} - \eta_{CCS}}{\eta_{Ref}}$, επομένως

για μονάδες κονιοποιημένου άνθρακα υπερκρίσιμου κύκλου (supercritical pulverized coal), που η τιμή του ΔE κυμαίνεται από 24% έως 40%, η μείωση στον καθαρό βαθμό απόδοσης κυμαίνεται από 19% έως 29%. Για μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου

(NGCC) το εύρος του ΔΕ είναι 11%-22%, δηλαδή εύρος μείωσης του βαθμού απόδοσης 10%-18%, ενώ οι μονάδες συνδυασμένου κύκλου με αεριοποίηση (IGCC) χρειάζονται 14%-25% επιπλέον ενέργεια, άρα μειώνεται ο καθαρός βαθμός απόδοσής τους κατά 12% έως 20%.

Τα ερωτήματα που ανακύπτουν σχετικά με το κόστος αυτής της τεχνολογίας, το οποίο περιλαμβάνει τόσο την επένδυση όσο και τα λειτουργικά κόστη, δεν είναι εύκολο να απαντηθούν, αφού υπάρχουν αρκετές διαμάχες. Αρχικά, θα πρέπει να γίνει κατανοητό το γεγονός ότι τόσο οι νέες όσο και οι εφαρμοζόμενες τεχνολογίες για τη δέσμευση του CO₂ δεν έχουν μέχρι στιγμής εφαρμοστεί σε μεγάλη κλίμακα, αφού δεν έχει προκύψει ακόμα η αντίστοιχη αγορά. Ένας ακόμη λόγος για τον οποίο είναι δύσκολο να γίνει μια εκτίμηση του κόστους είναι ότι δεν έχουν οριστεί κοινοί κανόνες όσο αφορά αυτούς τους υπολογισμούς. Ένας τρίτος λόγος είναι ότι όσοι εμφανίζουν αποτελέσματα από αναλύσεις κόστους το κάνουν εφαρμόζοντας δικούς τους κανόνες. Είναι πιθανό να θέλουν να προωθήσουν τη δική τους τεχνολογία ή να υποβιβάσουν κάποια άλλη τεχνολογία. Επίσης, το γεγονός ότι η ίδια τεχνολογία έχει διαφορετικό κόστος ανά την υφήλιο αποτελεί έναν τέταρτο λόγο που προκαλεί σύγχυση. Δεδομένο είναι, όμως, ότι η επιβάρυνση του καθαρού βαθμού απόδοσης των μονάδων αποτελεί πηγή επιπλέον κόστους.

Όσο αφορά το χρονικό ορίζοντα, θα πρέπει να σημειωθεί ότι η δημιουργία ενός εργοστασίου με τεχνολογία CCS είναι μια χρονοβόρα διαδικασία, αφού μπορεί να διαρκέσει από 6.5 έως 10 χρόνια μέχρι την πλήρη ολοκλήρωσή της. Η τεχνολογία CCS δεν είναι ακόμα ώριμη και επομένως δεν εφαρμόζεται ακόμα στις μονάδες παραγωγής, ωστόσο υπάρχει πρόβλεψη λειτουργίας σε δοκιμαστική βάση 12 μονάδων με CCS μέχρι το 2015, με απώτερο στόχο η εν λόγω τεχνολογία να είναι διαθέσιμη στην αγορά το 2020.

Όπως σε όλες τις μεγάλες τεχνολογικές πρωτοβουλίες, το κόστος για το ευρωπαϊκό πιλοτικό πρόγραμμα θα είναι αρκετά υψηλό, αλλά αναμένεται να μειωθεί σταδιακά, καθώς θα αναπτύσσεται η τεχνολογία και η οικονομία κλίμακας. Σύμφωνα με δεδομένα του 2008, το κόστος ήταν €60-€90 ανά τόνο CO₂ και αναμένεται να περιοριστεί στα €35-€50 ανά τόνο κατά την πρώιμη εμπορική φάση, δηλαδή μετά το 2020, και όταν η συνολική εγκατεστημένη ισχύς φτάσει περίπου τα 80GW εκτιμάται ότι η τιμή θα είναι €30-€45 ανά

τόνο. Τελικά, η υιοθέτηση της τεχνολογίας CCS θα εξαρτηθεί από τη σχέση ανάμεσα στην τιμή της και στην τιμή του διοξειδίου του άνθρακα μέσα στο μηχανισμό ETS, αφού κάθε τόπος που θα δεσμεύεται και θα αποθηκεύεται με ασφάλεια θα θεωρείται ότι δεν έχει εκπεμφθεί. Έτσι, αν η τιμή για κάθε τόνο που δεν εκπέμπεται λόγω CCS είναι χαμηλότερη από την τιμή του διοξειδίου του άνθρακα, τότε οι μονάδες με CCS θα αρχίσουν να αναπτύσσονται. Επομένως, ο μηχανισμός ETS θα είναι ένα από τα κύρια κίνητρα για την προώθηση του CCS.

Ένα ακόμη μείζον ζήτημα σχετικά με την τεχνολογία CCS, και κυρίως στο τμήμα της αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα, είναι τα ζητήματα ασφάλειας που ενδέχεται να προκύψουν. Έτσι, θα πρέπει να αξιοποιηθεί πλήρως η πρότερη εμπειρία που έχει η βιομηχανία άντλησης πετρελαίου και φυσικού αερίου στο ζήτημα της υπόγειας αποθήκευσης, μιας και η μέθοδος έγχυσης CO₂ για τη διευκόλυνση της άντλησης πετρελαίου χρησιμοποιείται ευρύτατα παγκοσμίως εδώ και πολλά χρόνια. Επίσης, η αποδοτικότητα της αποθήκευσης, οι άμεσοι κίνδυνοι ασφάλειας θα πρέπει να αναλυθούν ξεχωριστά για τη γεωλογική αποθήκευση. Επιπλέον, θα πρέπει να εκτιμηθεί η πιθανή επίδραση του CO₂ στα υπόγεια ύδατα και το αντίκτυπο που θα έχει στα οικοσυστήματα, όπως επίσης και η πιθανότητα να διαρρεύσει από τα σημεία αποθήκευσης. Το ενδεχόμενο να συμβεί διαρροή του διοξειδίου του άνθρακα εξαρτάται από ποικίλους παράγοντες, όπως το σχεδιασμό του συστήματος αποθήκευσης, τα γεωλογικά χαρακτηριστικά του επιλεγμένου τόπου αποθήκευσης, το σύστημα έγχυσης και τις μεθόδους σφράγισης των πηγαδιών μετά την έγχυση. Ωστόσο, έχει υπολογιστεί ότι, αν έχει γίνει κατάλληλη επιλογή τοποθεσίας, σωστός σχεδιασμός, λειτουργία και επίβλεψη του έργου, τότε είναι πολύ πιθανό να παραμείνει το 99% του CO₂ στο μέρος αποθήκευσης για τα πρώτα 100 χρόνια, ενώ είναι πιθανό να παραμείνει το 99% του CO₂ για τα πρώτα 1000 χρόνια.

Το συμπέρασμα που εξάγεται τελικά είναι ότι θα πρέπει να υπάρχει διαχείριση των κινδύνων, συμπεριλαμβανομένης της επίβλεψης όλων των διαδικασιών. Έτσι, θα πρέπει να επιλέγονται τοποθεσίες για αποθήκευση και με κριτήριο την ελαχιστοποίηση του κινδύνου διαρροής και είναι αναγκαίο να ελέγχονται τα μέρη αυτά, ώστε να πιστοποιείται ότι το εγγεώμενο διοξείδιο του άνθρακα δεν διαρρέει, αλλά αντίθετα παρουσιάζει την αναμενόμενη συμπεριφορά. Αν, παρόλα αυτά, διαπιστωθεί διαρροή, θα πρέπει να

λαμβάνονται άμεσα διορθωτικά μέτρα για την ανατροπή της κατάστασης. Επίσης, ο μηχανισμός ETS θα ισχύει σε περίπτωση διαρροής, ως αντιστάθμισμα για τα δικαιώματα εκπομπής που είχαν δοθεί κατά τη δέσμευση αυτού του διοξειδίου του άνθρακα. Συνολικά, θα πρέπει να γίνει αξιολόγηση για το κατά πόσο το CCS συμβάλει στην επίτευξη των στόχων για το περιβάλλον, εξετάζοντας όλα τα πλεονεκτήματα και τα μειονεκτήματα αυτής της τεχνολογίας.

5.2 Το CCS στην Ελλάδα

Η συζήτηση για το αν το CCS είναι μια τεχνολογία η οποία μπορεί να συμβάλλει στην επίτευξη του στόχου της Ελλάδας για μείωση των εκπομπών της ολοένα εντείνεται. Εξαιτίας της αυξανόμενης προβολής του CCS ως ένα εργαλείο για το μετριασμό της κλιματικής αλλαγής, όλοι οι εμπλεκόμενες φορείς προσεγγίζουν το ζήτημα με ιδιαίτερα κριτική ματιά.

Αφ' ενός, από τη μεριά της κυβέρνησης, το Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής δεν έχει παρουσιάσει κάποια ξεκάθαρη πολιτική σχετικά με την εφαρμογή του CCS στην Ελλάδα. Αν και το Υπουργείο θα έπρεπε να εφαρμόσει την Οδηγία 2009/31/EK σχετικά με την Αποθήκευση του Διοξειδίου του Άνθρακα σε Γεωλογικούς Σχηματισμούς μέχρι τις 25 Ιουνίου 2011, δεν έχει παρουσιάσει ακόμα το νομικό πλαίσιο με το οποίο θα ενσωματώσει την οδηγία. Ως αποτέλεσμα, παραμένει αμφίβολο εάν η Ελλάδα θα επιτρέψει την αποθήκευση CO₂.

Από τη μεριά της ελληνικής βιομηχανίας, ιδιωτικές εταιρίες έχουν εκφράσει ενδιαφέρον για το CCS, ωστόσο αυτό το ενδιαφέρον δεν έχει καταλήξει ακόμη σε ένα ολοκληρωμένο εγχείρημα. Η ΔΕΗ Α.Ε., η οποία αυτή τη στιγμή λειτουργεί τις περισσότερες μονάδες που έχουν αυξημένες εκπομπές, έχει μια διφορούμενη στάση σχετικά με την εφαρμογή του CCS και ενώ ακολουθεί όλες τις τεχνολογικές εξελίξεις, δεν έχει εκδώσει κανένα σχέδιο που να σχετίζεται με την εγκατάσταση της τεχνολογίας CCS σε καμία από τις τωρινές είτε τις μελλοντικές μονάδες της.

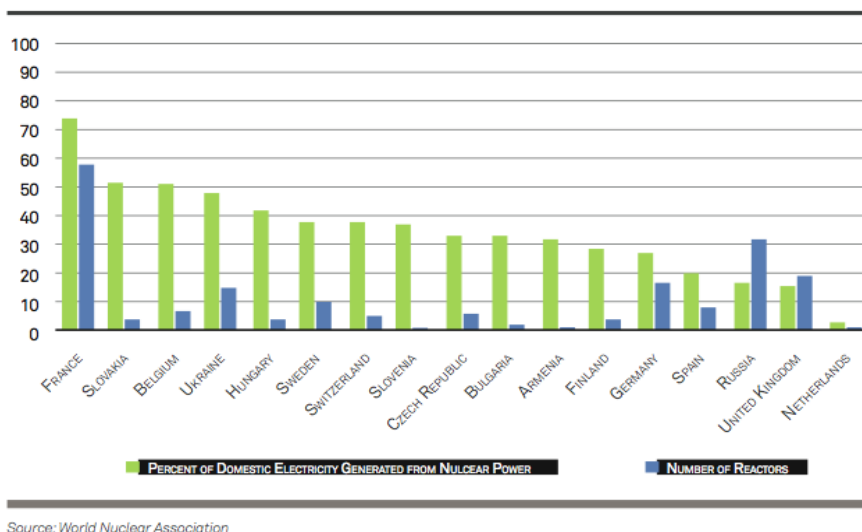
Οι περιβαλλοντικές μη κυβερνητικές οργανώσεις στην Ελλάδα γενικά διατηρούν μια ξεκάθαρα αρνητική ή σκεπτικιστική στάση απέναντι στο ζήτημα. Έτσι, το CCS θεωρείται επικίνδυνο, ακριβό και περιττό εργαλείο, το οποίο, σύμφωνα με αυτές τις οργανώσεις, εξυπηρετεί τα συμφέροντα των πετρελαϊκών εταιριών που δεν θέλουν να αλλάξει το ενεργειακό μείγμα. Τα πιο ήπια επιχειρήματα αναφέρουν ότι το CCS είναι μια τεχνολογία η οποία δεν έχει δοκιμαστεί και κατά συνέπεια δεν έχει αποδειχθεί το κατά πόσο είναι φιλική προς το περιβάλλον.

Τέλος, υπάρχουν ερευνητικά κέντρα στην Ελλάδα που φαίνεται να ενδιαφέρονται για τις προοπτικές αυτής της νέας τεχνολογίας, αφού οργανισμοί όπως το Ινστιτούτο Γεωλογικών και Μεταλλευτικών Ερευνών και το Εθνικό Κέντρο Έρευνας και Τεχνολογικής Ανάπτυξης εκπονούν σχετικές μελέτες για την εφαρμογή του CCS στη χώρα.

6

Πυρηνική Ενέργεια

Κατά το 2008, σύμφωνα με τον Ευρωπαϊκό Οργανισμό Περιβάλλοντος, στην Ευρώπη των 27 καταναλώθηκαν 1779.3ktoe ενέργειας και η κατανομή στην κατανάλωση καυσίμων ήταν 17.0% άνθρακας και λιγνίτης, 36.5% πετρέλαιο, 24.5% φυσικό αέριο, 13.4% πυρηνική ενέργεια, 8.4% ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, 0.1% βιομάζα και 0.1% ανταλλαγές ηλεκτρισμού. Οι 14 από τις 27 χώρες της Ε.Ε. που έχουν πυρηνικούς αντιδραστήρες είναι το Βέλγιο, η Βουλγαρία, η Γαλλία, η Γερμανία, το Ηνωμένο Βασίλειο, η Ισπανία, η Ουγγαρία, η Ουκρανία, η Ολλανδία, η Σλοβακία, η Σλοβενία, η Σουηδία, η Τσεχία και η Φινλανδία. Στην εικόνα που ακολουθεί φαίνεται το ποσοστό ηλεκτροπαραγωγής και ο αριθμός των αντιδραστήρων στις χώρες της Ε.Ε. καθώς και στην Αρμενία, την Ελβετία και τη Ρωσία.



Εικόνα 8: Ηλεκτροπαραγωγή από Πυρηνικές Μονάδες και Αριθμός Αντιδραστήρων

Μετά το πυρηνικό ατύχημα στη Φουκοσίμα της Ιαπωνίας το Μάρτιο του 2011, η Γερμανία αποφάσισε να κλείσει όλα τα πυρηνικά εργοστάσιά της μέχρι το 2022, ενώ η Ιταλία ανακάλεσε το σχέδιο να επανεισάγει την πυρηνική ενέργεια στο σύστημά της. Επίσης, η Ε.Ε. έχει αποφασίσει ότι και οι 143 σταθμοί παραγωγής που υπάρχουν στο εσωτερικό της θα πρέπει να περάσουν από προσομοίωση ακραίων καταστάσεων, ώστε να διαπιστωθούν τυχούσες αδυναμίες στα συστήματα ασφαλείας τους. Εντούτοις, στις υπόλοιπες χώρες δεν υπήρξε κάποια αλλαγή όσο αφορά την πολιτική τους απέναντι στην πυρηνική ενέργεια. Ενδεικτικά παραδείγματα είναι η Γαλλία, το Ηνωμένο Βασίλειο, η Σλοβακία και η Φινλανδία, αλλά και κοντινές χώρες εκτός Ευρωπαϊκής Ένωσης, όπως η Τουρκία και η Ρωσία.

Στην Ελλάδα, κατά το παρελθόν έχει συζητηθεί η περίπτωση να κατασκευαστούν πυρηνικά εργοστάσια, αφού οι πυρηνικοί αντιδραστήρες δεν απελευθερώνουν διοξείδιο του άνθρακα, η ενέργεια που παράγεται είναι φθηνή και διασφαλίζουν την ενεργειακή επάρκεια. Στον αντίποδα, το επενδυτικό κόστος για μια τέτοια μονάδα είναι πολύ υψηλό, δεν έχει λυθεί ακόμη το πρόβλημα των ραδιενεργών αποβλήτων, η σεισμικότητα του ελληνικού εδάφους δημιουργεί δυσκολίες, ενώ υπάρχουν και διάφορες άλλες περιβαλλοντικές παράμετροι που θα πρέπει να ληφθούν υπόψη. Επίσης, η ελληνική κοινή γνώμη δεν διατηρεί θετική στάση απέναντι στο ενδεχόμενο της χρήσης πυρηνικής ενέργειας για ηλεκτροπαραγωγή.

Έτσι, αν και η πυρηνική ενέργεια θα μπορούσε να αποτελεί επιλογή για το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα, η πιθανότητα τελικά να χρησιμοποιηθεί είναι αρκετά μικρή, λόγω των διάφορων αβεβαιοτήτων που υπεισέρχονται. Ωστόσο, στα πλαίσια αυτής της εργασίας και για λόγους πληρότητας, δημιουργήθηκε ένα σενάριο στο οποίο υπάρχει η δυνατότητα επένδυσης σε πυρηνικές μονάδες.

7

Το Μοντέλο PRIMES

Το μοντέλο PRIMES έχει αναπτυχθεί στο εργαστήριο E3MLab του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου και προσομοιώνει όλο το ενεργειακό σύστημα, όσο αφορά τη ζήτηση αλλά και την προσφορά, οι οποίες εξισορροπούνται με βάση το σημείο ισορροπίας της αγοράς. Συγκεκριμένα βρίσκει τις τιμές κάθε μορφής ενέργειας έτσι ώστε η ποσότητα την οποία οι παραγωγοί επιθυμούν να προσφέρουν στην αγορά να ανταποκρίνεται κατάλληλα στην ποσότητα την οποία οι καταναλωτές επιθυμούν να αγοράσουν. Επίσης το μοντέλο μπορεί να αναπαριστά ένα πολύ μεγάλο σύνολο εφαρμοζόμενων πολιτικών, όπως η φορολογία, οι επιδοτήσεις, η εμπορία αδειών εκπομπής, διάφορες πολιτικές για την υποστήριξη νέων τεχνολογιών και την προστασία του περιβάλλοντος. Η προσομοίωση της ελληνικής αγοράς στην παρούσα εργασία έγινε χρησιμοποιώντας το PRIMES.

Για να επιτευχθεί ο συνολικός στόχος μείωσης των εκπομπών, τόσο ο τομέας της ζήτησης όσο και ο τομέας της παραγωγής λαμβάνουν υπόψη τους το οριακό κόστος μείωσης που σχετίζεται με το άνω όριο των εκπομπών ως παράγοντα κόστους. Κατά συνέπεια, οι μορφές ενέργειας που έχουν μεγάλη ένταση εκπομπών γίνονται ακριβότερες από άλλες μορφές ενέργειας. Το μοντέλο PRIMES προσομοιώνει το πώς η ζήτηση και η παραγωγή τροποποιούν την συμπεριφορά τους ώστε να αποφεύγουν τις μορφές ενέργειας με υψηλή ανθρακική ένταση, επιτυγχάνοντας έτσι το ελάχιστο δυνατό κόστος.

Το μοντέλο θεωρεί ότι η επιλογή αυτή γίνεται με δυναμικό τρόπο, συμπεριλαμβάνοντας όχι μόνο την επιλογή των προϊόντων που καταναλώνονται, αλλά και την επιλογή της

τεχνολογίας και των επενδύσεων στις συσκευές τελικής χρήσης, μαζί με τις επενδύσεις που ευνοούν την ενεργειακή αποδοτικότητα και την εξοικονόμηση ενέργειας. Ως αποτέλεσμα αυτών των αποφάσεων κατά κλάδο, η συνολική ζήτηση ενέργειας και το μείγμα καυσίμων στην κατανάλωση αλλάζει.

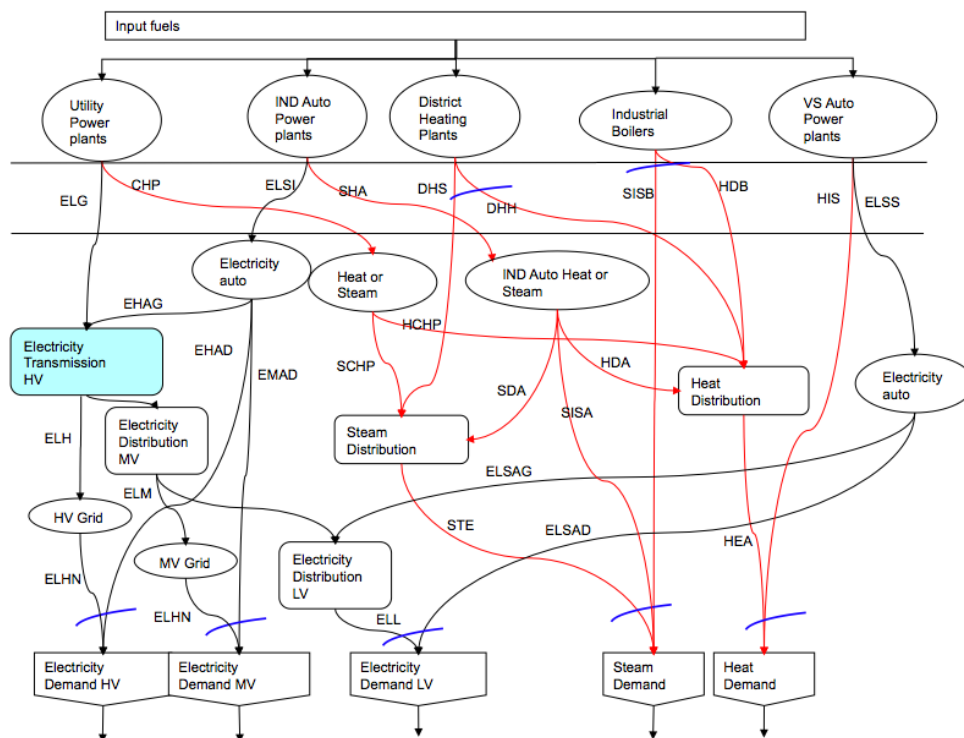
Από τη μεριά της, η παραγωγή προσαρμόζει τη συμπεριφορά της ως προς την προσφορά ώστε να ανταποκριθεί στις αλλαγές της ζήτησης και να βελτιστοποιήσει το κόστος της. Το τελευταίο επηρεάζεται από τις αλλαγές, εξαιτίας του διοξειδίου του άνθρακα, στο σχετικό κόστος των ενεργειακών μορφών. Η βελτιστοποίηση θεωρείται δυναμική με το χρόνο, αφού αφορά την επιλογή τεχνολογιών και επενδύσεων σε νέες διαδικασίες παραγωγής ενέργειας. Οι παραγωγοί ενέργειας προσαρμόζουν τις επιλογές τους όσο αφορά τις τεχνολογίες που θα επενδύσουν και το εισρεόμενο μείγμα ενέργειας που θα επιλέξουν και επαναπροσδιορίζουν τις τιμές της προσφοράς, προκειμένου να ανακτήσουν την αύξηση του κόστους που προκύπτει από την προσαρμογή τους στον περιορισμό των εκπομπών ρύπων. Έτσι, θεωρείται ότι εφαρμόζουν τιμολογιακή πολιτική Ramsey-Boiteux, αφού καθορίζουν ένα επίπεδο τιμών που κατά μέσο όρο θα τους επιτρέψει να ανακτήσουν πλήρως όλα τα κόστη. Αξίζει να σημειωθεί ότι η ίδια πολιτική ακολουθείται για τον προσδιορισμό των τιμολογίων για κάθε κατηγορία καταναλωτών λαμβάνοντας υπόψη την ελαστικότητα της ζήτησης της εκάστοτε κατηγορίας. Ως αποτέλεσμα του περιορισμού των εκπομπών, οι τιμές των ενεργειακών αγαθών αλλάζουν. Στη συνέχεια, οι καταναλωτές προσαρμόζουν τη συμπεριφορά τους στην αλλαγή αυτή και, μετά από επαναλήψεις αυτής της διαδικασίας, επιτυγχάνεται η ισορροπία στην αγορά.

Εξαιτίας διάφορων τεχνικών και οικονομικών λόγων, όλα τα μέσα για τη μείωση των εκπομπών CO₂ έχουν περιορισμένες δυνατότητες. Από ένα σημείο και πάνω, η αύξηση του κόστους λόγω του αυξημένου όγκου εφαρμογής των μέτρων μείωσης των εκπομπών ξεπερνάει τη μείωση του κόστους λόγω οικονομίας κλίμακος. Ως εκ τούτου, η μακροχρόνια καμπύλη κόστους έχει θετική κλίση λόγω της εφαρμογής μέτρων για τη μείωση του διοξειδίου του άνθρακα. Δεδομένου ότι το ενεργειακό σύστημα πρέπει να περιορίσει τις εκπομπές του και αφού όλα τα μέσα περιορισμού των εκπομπών έχουν θετική κλίση στην καμπύλη οριακού κόστους, η μείωση των εκπομπών με βέλτιστο τρόπο επιτυγχάνεται όταν εξισωθούν τα οριακά κόστη όλων των μέσων που συμμετέχουν, δηλαδή κάθε μέσο μείωσης

θα πρέπει να χρησιμοποιείται μέχρι το σημείο όπου το οριακό του κόστος είναι ίσο με το οριακό κόστος όλων των υπόλοιπων μέτρων. Τέλος, αφού όλα τα μέσα μείωσης έχουν αυξητικά οριακά κόστη, το συνολικό κόστος αυξάνεται επίσης.

Ο πυρήνας του μοντέλου αποτελείται από υπομοντέλα που προσομοιώνουν τη ζήτηση από διάφορους τομείς, την παραγωγή ηλεκτρισμού και ατμού, καθώς και την παροχή καυσίμων. Η περίοδος προσομοίωσης είναι από το 2020 έως το 2050 με βήμα 5 χρόνια και, επίσης, τα αποτελέσματα του μοντέλου είναι πλήρως βαθμονομημένο σύμφωνα με τα δεδομένα της Eurostat για το διάστημα από το 1990 έως το 2005. Οι προβολές στο μέλλον ξεκινούν από το 2010.

Αυτόματα υπολογίζεται η κατανάλωση ηλεκτρισμού στην υψηλή, τη μέση και τη χαμηλή τάση καθώς και οι ιδιοκαταναλώσεις των μονάδων. Επίσης, υπολογίζεται η συμπαραγωγή ατμού και ηλεκτρισμού για ιδιοκατανάλωση και για διανομή, η τηλεθέρμανση και η παραγωγή διαφόρων κατηγοριών μονάδων. Το ακόλουθο διάγραμμα δείχνει με σαφήνεια τη δομή του υπομοντέλου της παραγωγής.



Εικόνα 9: Δομικό Διάγραμμα Υπομοντέλου Παραγωγής

Επιπρόσθετα, το μοντέλο PRIMES ενσωματώνει την απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και τις περιβαλλοντικές πολιτικές, συμπεριλαμβανομένου του συστήματος ETS, και διαφοροποιεί τις ενδογενείς από τις εξωγενείς αποφάσεις για την εξέλιξη του συστήματος. Αυτό σημαίνει ότι ενδογενώς στο μοντέλο υπολογίζονται η επέκταση ζωής των παλαιών μονάδων, η πρόωρη αποξήλωση των σταθμών και η αντικατάστασή τους από καινούριες μονάδες στην ίδια τοποθεσία, η δημιουργία νέων μονάδων σε υπάρχουσα τοποθεσία, η εγκατάσταση βοηθητικού εξοπλισμού, όπως φίλτρα για μείωση των εκπομπών, η εφαρμογή της τεχνολογίας CCS, τα υδροηλεκτρικά, οι στοχαστικές ΑΠΕ και οι περιορισμοί για την αξιοπιστία του συστήματος. Εξωγενώς στο μοντέλο, λαμβάνονται υπόψη διάφορες πολιτικές και αποφάσεις, όπως η δημιουργία συγκεκριμένων σταθμών ή η επέκταση των δικτύων. Επίσης, στο μοντέλο περιλαμβάνονται όλες οι μορφές ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, όπως τα παράκτια και μη αιολικά πάρκα, τα φωτοβολταϊκά πάρκα, οι μεγάλες και μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες, η κυματική ενέργεια, η γεωθερμία, το βιοαέριο και η βιομάζα.

Η συγκεκριμένη εργασία βασίζεται στο ηλεκτρικό υπομοντέλο του PRIMES, του οποίου η λύση στηρίζεται στην ελαχιστοποίηση της συνάρτησης κόστους. Η συνάρτηση αυτή προκύπτει από το άθροισμα του καθαρού κόστους εισαγωγών, του κόστους κεφαλαίου, του σταθερού κόστους λειτουργίας των μονάδων, του μεταβλητού κόστους, του κόστους μεταφοράς, του κόστους εκκίνησης και κλεισίματος των μονάδων, του κόστους των καυσίμων, του κόστους φορολόγησης και του κόστους για την αποθήκευση του άνθρακα. Τελικά, υπολογίζονται τα ζητούμενα μεγέθη, δηλαδή η παραγωγή των διαφόρων τύπων σταθμών, οι επενδύσεις, οι εκπομπές, οι καταναλώσεις καυσίμων, η εγκατεστημένη ισχύς, το κόστος παραγωγής, κ.λπ. Η ζήτηση ενέργειας και τα υπόλοιπα μακροοικονομικά μεγέθη υπολογίζονται από το μοντέλο ζήτησης του PRIMES και παραμένουν σταθερά σε όλα τα σενάρια, ώστε να αποτελέσουν μια κοινή σταθερή βάση για την κατάσταση της οικονομίας επί της οποίας μελετώνται περαιτέρω τα ζητούμενα ενεργειακά μεγέθη.

8

Σενάρια για την Ελλάδα

8.1 Κατασκευή Σεναρίων

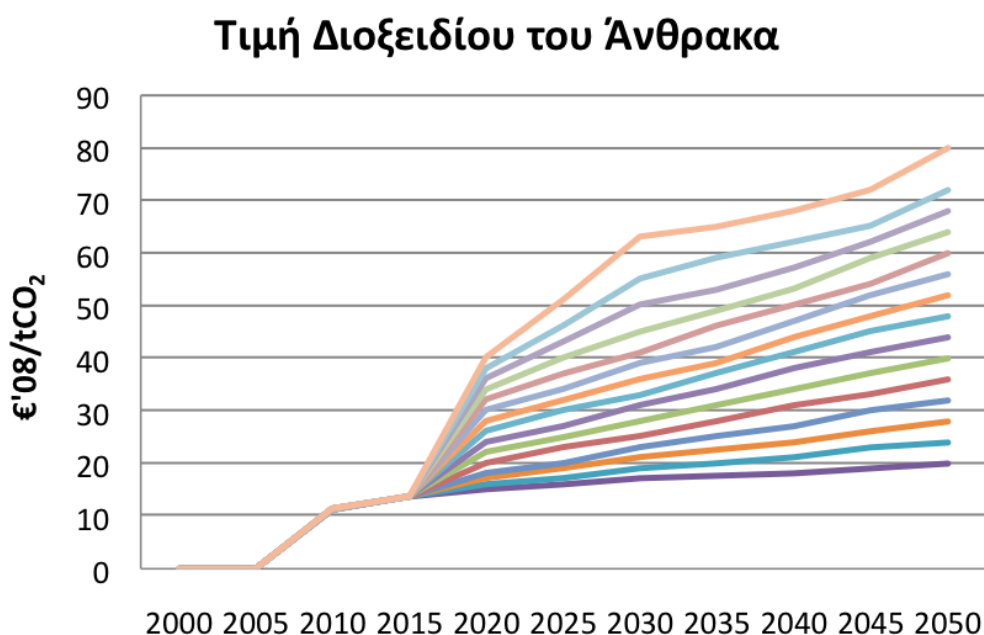
Η εργασία αυτή εκθέτει τις υποθέσεις, τη μεθοδολογία και τα αποτελέσματα από την κατασκευή σεναρίων με βάση το μοντέλο PRIMES προκειμένου να μελετηθεί η μελλοντική εξέλιξη του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος. Τα σενάρια δεν είναι προβλέψεις για το μέλλον αλλά προσομοιώνουν την πορεία του συστήματος και των οικονομικών αποφάσεων καταναλωτών και παραγωγών ως αποτέλεσμα των εκάστοτε υποθέσεων που έχουν γίνει στο κάθε σενάριο. Έτσι, τα σενάρια προβάλλουν στο μέλλον τα ελληνικά ενεργειακά ισοζύγια, το επίπεδο της ζήτησης ανά τομέα κατανάλωσης, την παραγωγή ηλεκτρισμού, την προσφορά πρωτογενούς ενέργειας, την πορεία των επενδύσεων, το κόστος, τις τιμές του ηλεκτρισμού και τις εκπομπές των αερίων του θερμοκηπίου.

Η μετατροπή του ελληνικού συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα σύστημα χαμηλών εκπομπών μπορεί να γίνει μέσω διάφορων ουσιαστικών επιλογών για τις μελλοντικές επενδύσεις σε αυτό. Έτσι, όπως έχει ήδη αναφερθεί, υπάρχει η πιθανότητα μελλοντικά να αναπτυχθούν στην Ελλάδα μονάδες με τεχνολογία CCS ή να γίνουν επενδύσεις σε πυρηνικά εργοστάσια.

Στην παρούσα εργασία, κατασκευάστηκαν τρία σενάρια για την Ελλάδα. Όλα τα σενάρια ενσωματώνουν, εκτός από την αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ, την εφαρμογή του συστήματος αγοράς των δικαιωμάτων εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα από τις μεγάλες

εγκαταστάσεις καύσης, μεταξύ των οποίων είναι και η ηλεκτροπαραγωγή, από δημοπρασίες οι οποίες γίνονται σε όλη την Ευρωπαϊκή Ένωση με τρόπο ώστε η αγορά των δικαιωμάτων να ισορροπεί σε μια ενιαία τιμή ανά τόνο CO₂. Επιπρόσθετα, όμως, στο δεύτερο σενάριο μπορούν να αναπτυχθούν και τεχνολογίες CCS στην Ελλάδα μετά το 2025, ενώ στο τρίτο σενάριο, εκτός από τις προηγούμενες επιλογές, υπάρχει και η δυνατότητα επένδυσης σε πυρηνική ενέργεια μετά το 2030. Σε κάθε ένα από τα τρία αυτά σενάρια γίνεται ανάλυση ευαισθησίας για τις επιπτώσεις που θα έχει στη δομή του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος η τιμή πώλησης κάθε τόνου διοξειδίου του άνθρακα, ενώ όλες οι υπόλοιπες παράμετροι παραμένουν σταθερές και κοινές σε όλα τα σενάρια.

Προκειμένου να γίνει η ανάλυση ευαισθησίας υποτέθηκαν διάφορες χρονοσειρές για την εξέλιξη της τιμής του διοξειδίου του άνθρακα μέσα στο μηχανισμό ETS. Σε όσο πιο μακροχρόνιο ορίζοντα γίνεται η ανάλυση ευαισθησίας, τόσο αυξάνει η αβεβαιότητα για τις τιμές του CO₂ και κατ' επέκταση τόσο μεγαλύτερο εύρος τιμών θα πρέπει να καλύπτεται. Έτσι, οι χρονοσειρές που προέκυψαν φαίνονται στο ακόλουθο διάγραμμα. Για τους τομείς εκτός ETS, καθώς και για τις μεταφορές, έχει υποθεθεί ότι δεν επιβαρύνονται με κόστος αγοράς αδειών εκπομπής για το διοξείδιο του άνθρακα.



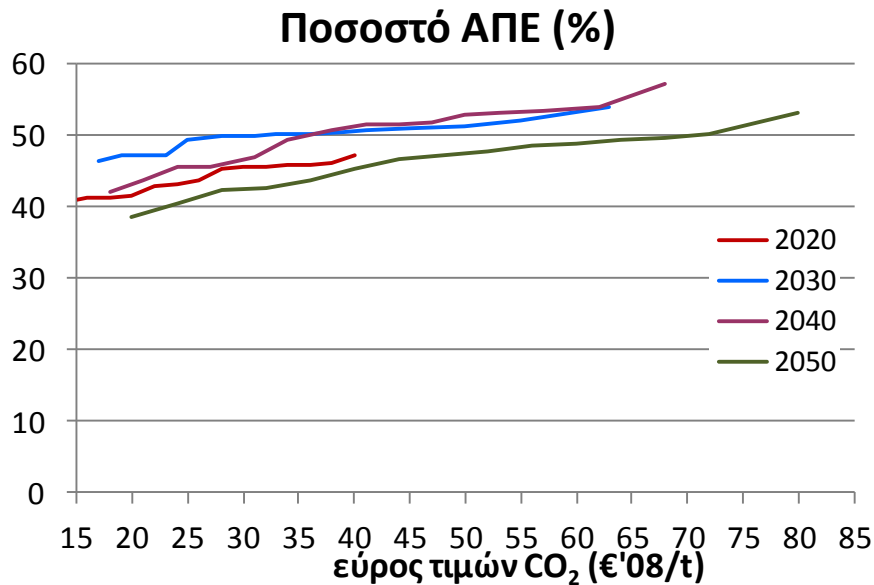
Διάγραμμα 12: Χρονοσειρές για ETS

Η ένταση των πολιτικών για διευκόλυνση των ΑΠΕ, επιπλέον των τιμών αγοράς της παραγωγής τους από το διαχειριστή του συστήματος, προσομοιώνεται στο μαθηματικό πρότυπο μέσω μεταβλητής που ονομάζεται οριακό όφελος από τις ΑΠΕ, και αντιστοιχεί στη δυική αξία περιορισμού που εκφράζει υποχρέωση των προμηθευτών ηλεκτρικής ενέργειας να περιλαμβάνουν ΑΠΕ κατά ένα ποσοστό στο μείγμα μορφών ενέργειας από τις οποίες προέρχεται η ηλεκτρική ενέργεια που προμηθεύουν.

8.2 Σενάριο Αναφοράς

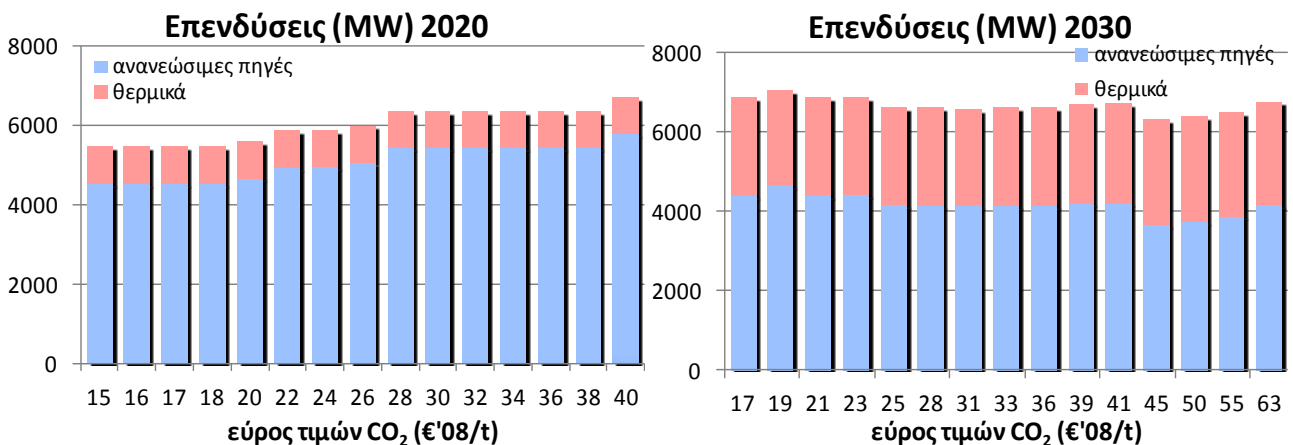
Στο σενάριο αναφοράς, όπως αναφέρθηκε και παραπάνω, δεν υπάρχει η επιλογή επένδυσης ούτε σε μονάδες με τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης άνθρακα ούτε σε πυρηνικές ηλεκτροπαραγωγικές μονάδες. Έτσι, χωρίς αυτές τις επιλογές, η δημοπράτηση των αδειών εκπομπής διοξειδίου του άνθρακα αποτελεί κίνητρο για την ανάπτυξη των ΑΠΕ.

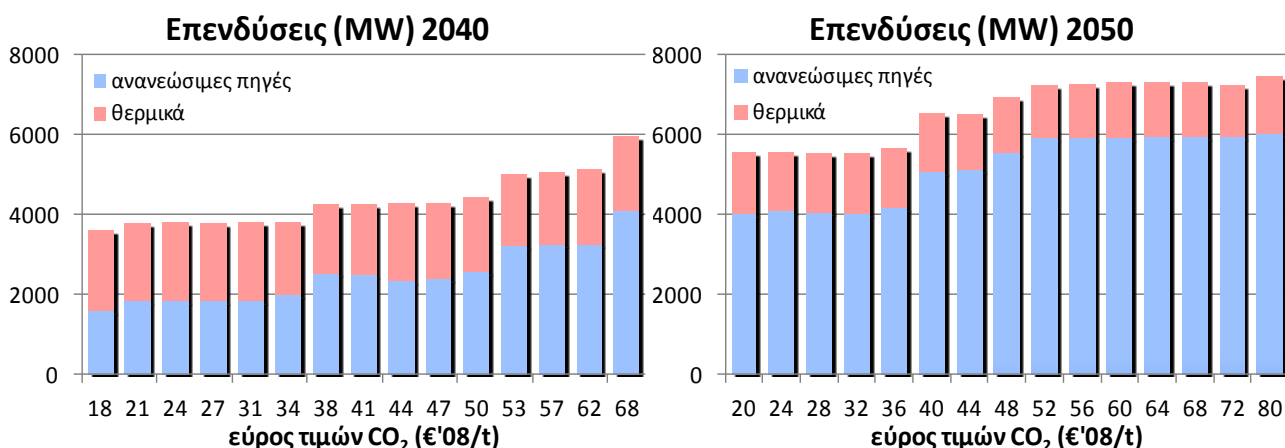
Στο σενάριο αναφοράς, προκύπτει ένα ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα στο οποίο συμμετέχουν κυρίως οι ΑΠΕ και το φυσικό αέριο. Η αλλαγή αυτή στη δομή της ηλεκτροπαραγωγής προκύπτει αφού οι ανανεώσιμες πηγές έχουν μηδενικές εκπομπές και οι μονάδες φυσικού αερίου εκπέμπουν λιγότερο από άλλες θερμικές μονάδες και είναι ιδιαίτερα ευέλικτες. Οι ΑΠΕ καλύπτουν τουλάχιστον το 41% της ηλεκτροπαραγωγής το 2020, το 46% το έτος 2030, το 42% το έτος 2040 και το 39% το έτος 2050, ενώ τα αντίστοιχα μέγιστα ποσοστά συμμετοχής στην παραγωγή ηλεκτρισμού είναι 47% το 2020, 54% το 2030, 57% το 2040 και 53% το 2050. Με τα ποσοστά αυτά καλύπτεται ο στόχος που έχει τεθεί για την Ελλάδα από την ΕΕ. Αλλά και όσο αφορά την εγκατεστημένη ισχύ των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας από το 2020 και μετά είναι τουλάχιστον 44% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος.



Διάγραμμα 13: Συμμετοχή ΑΠΕ – Σενάριο Αναφοράς

Οι τιμές του CO₂ μειώνουν την κερδοφορία των συμβατικών θερμικών μονάδων και επηρεάζουν ιδιαίτερα αρνητικά τις προοπτικές επενδύσεων σε νέες θερμικές μονάδες. Το γεγονός αυτό φαίνεται και από την αναλογία των επενδύσεων που συντελούνται μέχρι το 2050. Στα διαγράμματα που ακολουθούν, στις ανανεώσιμες πηγές συμπεριλαμβάνεται και η βιομάζα.



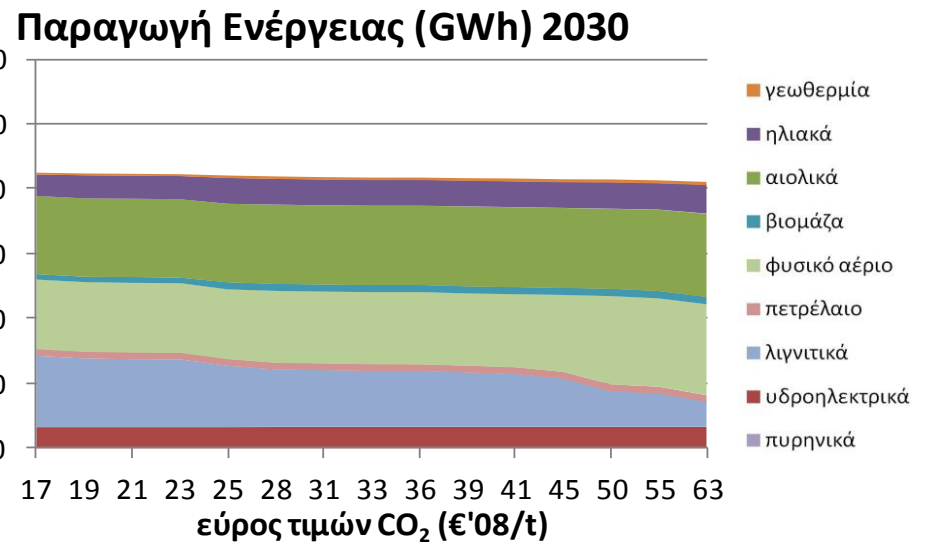
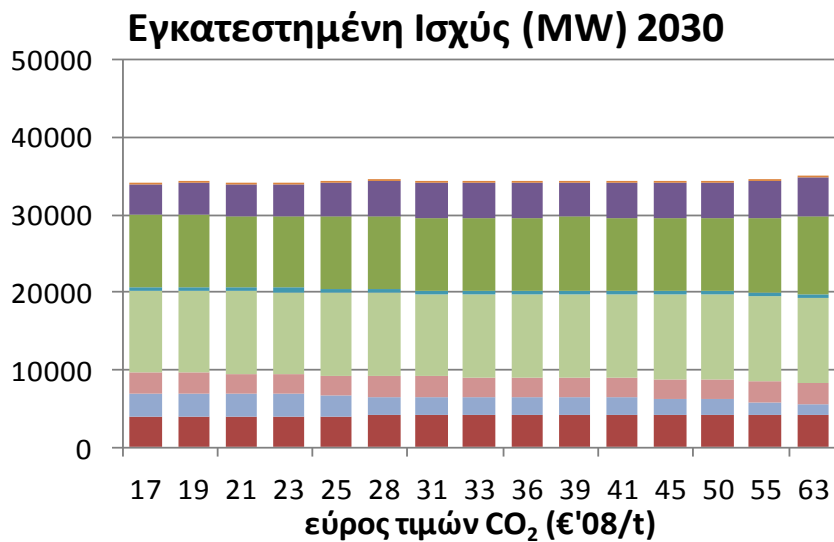
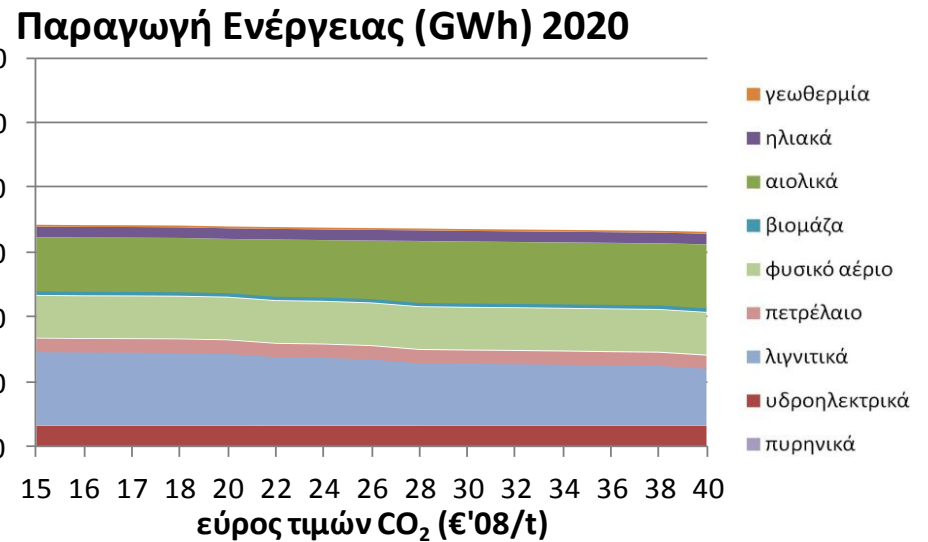
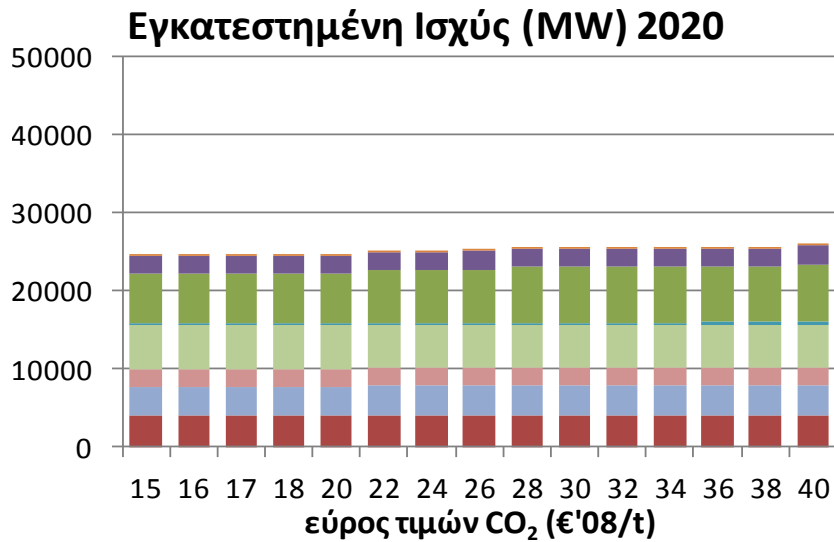


Διάγραμμα 14: Επενδύσεις σε Μονάδες Παραγωγής – Σενάριο Αναφοράς

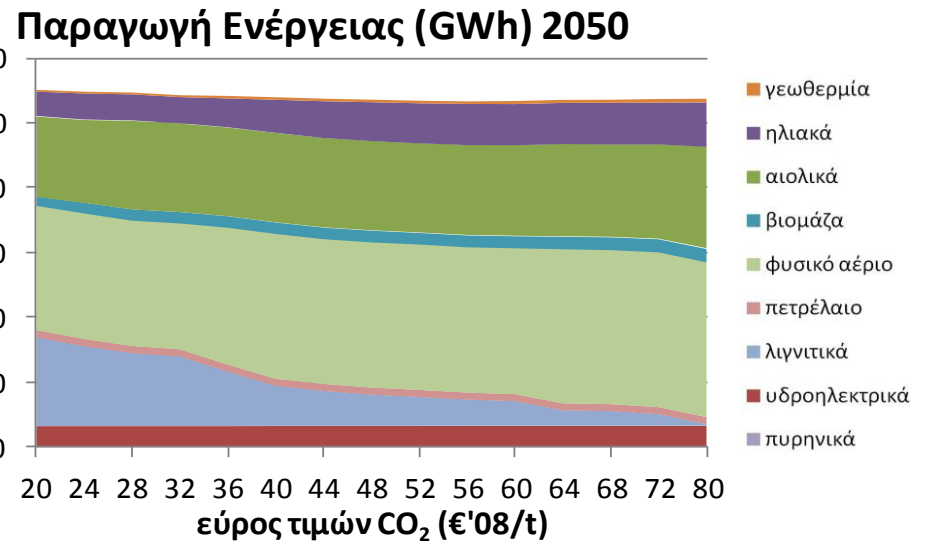
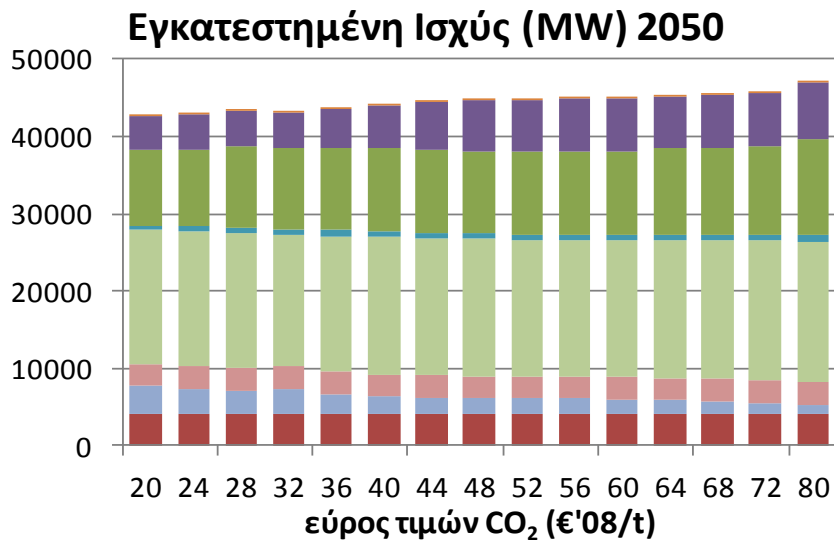
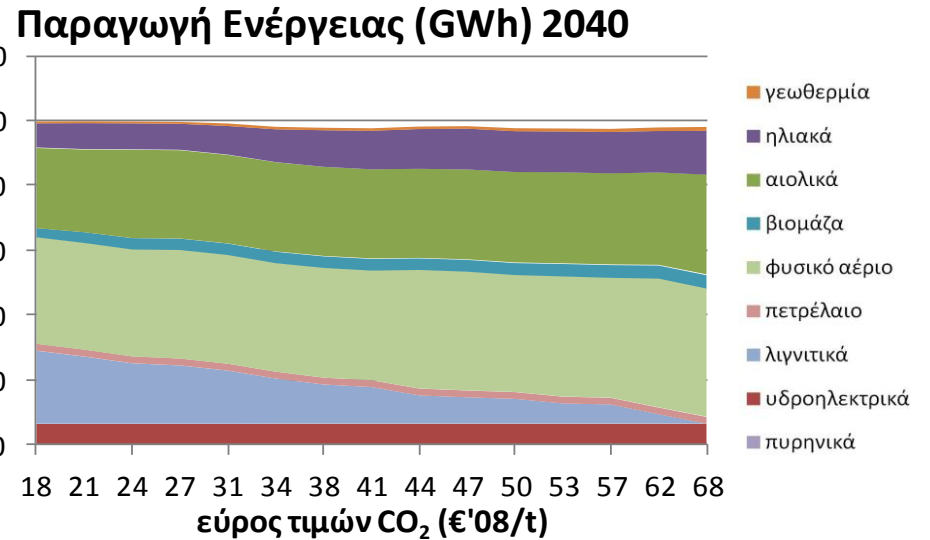
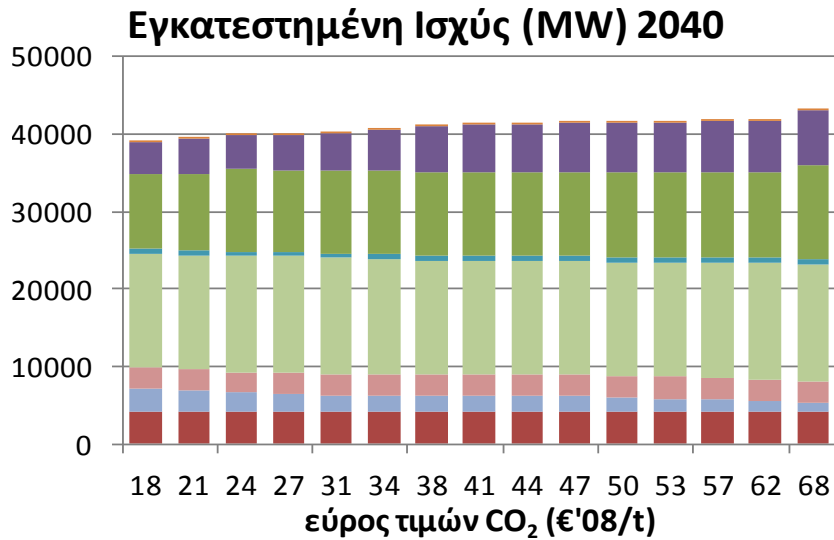
Βέβαια, σε ένα σύστημα με τόσο υψηλά ποσοστά ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ είναι απαραίτητο να υπάρχουν ευέλικτες μονάδες, όπως είναι οι μονάδες φυσικού αερίου, για να εξασφαλίζουν την αξιόπιστη λειτουργία του συστήματος. Η παραγωγή από φυσικό αέριο θα κυμανθεί το 2020 στο 19.2% έως 19.8%, το 2030 θα κυμανθεί από 25% έως 34%, το 2040 από 33% έως 41% και το 2050 θα βρίσκεται ανάμεσα στο 35% και στο 44% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρισμού. Οι μονάδες φυσικού αερίου θα αποτελούν σταδιακά το μεγαλύτερο μέρος της θερμικής ηλεκτροπαραγωγής, αφού το 2020 η ισχύς τους θα είναι σχεδόν το 48% της θερμικής ισχύος, ενώ, εάν πραγματοποιηθεί το σενάριο με τις ακριβότερες τιμές CO₂, το 2030 θα φτάσει το 73%, το 2040 το 79% και το 2050 θα ξεπεράσει το 81%.

Στο σύστημα που προέκυψε από την προσομοίωση, οι λιγνιτικές μονάδες έχουν μειούμενο ποσοστό συμμετοχής τόσο με την αύξηση της τιμής του CO₂, όσο και διαχρονικά. Συγκεκριμένα, το 2020 το χαμηλότερο ποσοστό ηλεκτροπαραγωγής από λιγνίτη θα είναι σχεδόν 27% και το υψηλότερο 34%, ενώ αντίστοιχα το 2030 θα είναι από 10% έως 26% και αξιοσημείωτο είναι ότι τα ποσοστά αυτά το 2040 είναι από 0% έως 23% και το 2050 από 0.5% έως 24%.

Η παραγωγή από πετρελαϊκές μονάδες μειώνεται και αυτή, ωστόσο δεν πέφτει μέχρι το 2050 κάτω από 2%, και η ισχύς τους αποτελεί περίπου το 6%, αφού αυτές οι μονάδες είναι βασικές για την εφεδρεία των νησιών.



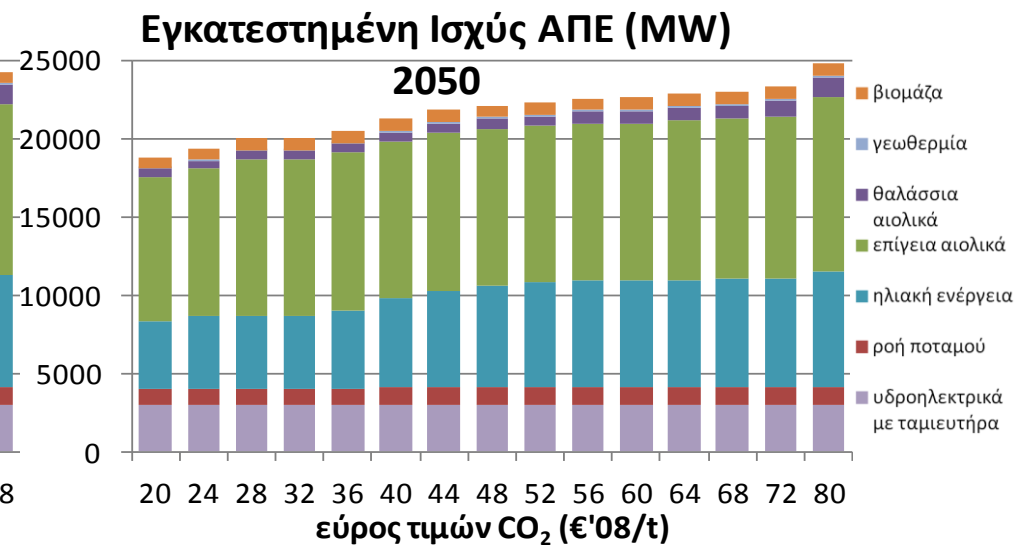
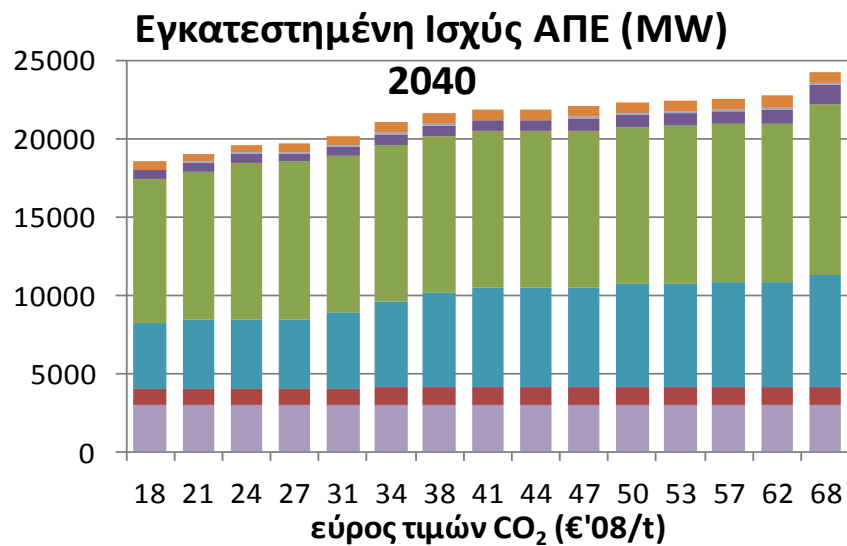
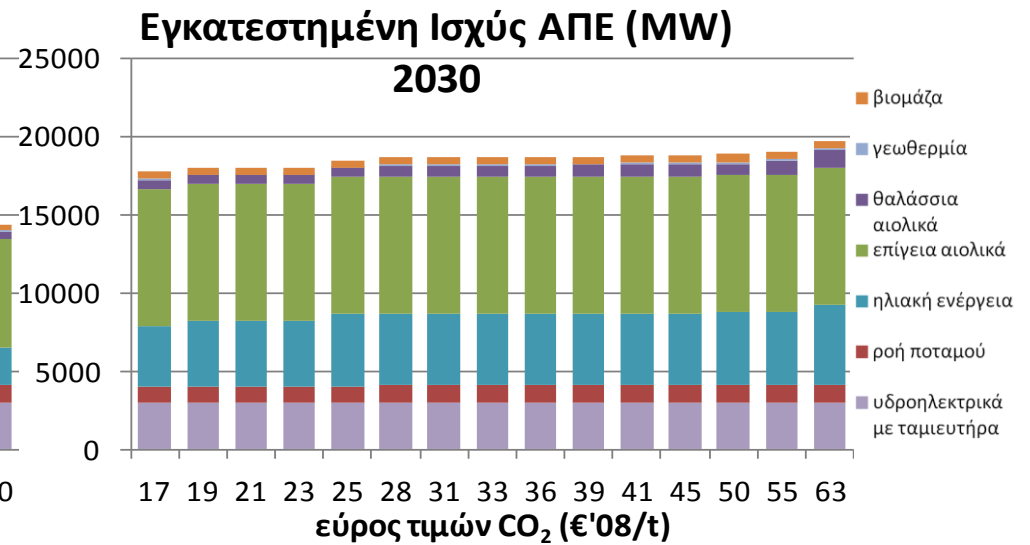
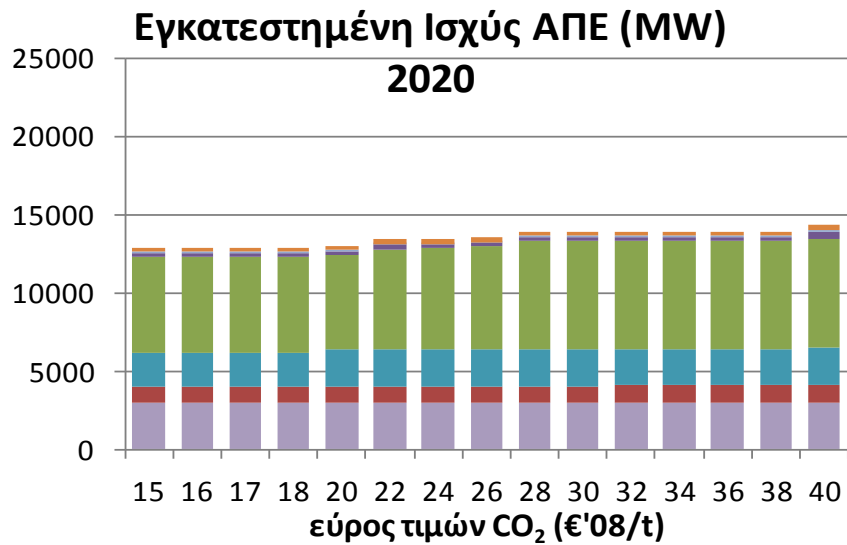
Διάγραμμα 15α: Δομή Ηλεκτροπαραγωγής – Σενάριο Αναφοράς



Διάγραμμα 15β: Δομή Ηλεκτροπαραγωγής – Σενάριο Αναφοράς

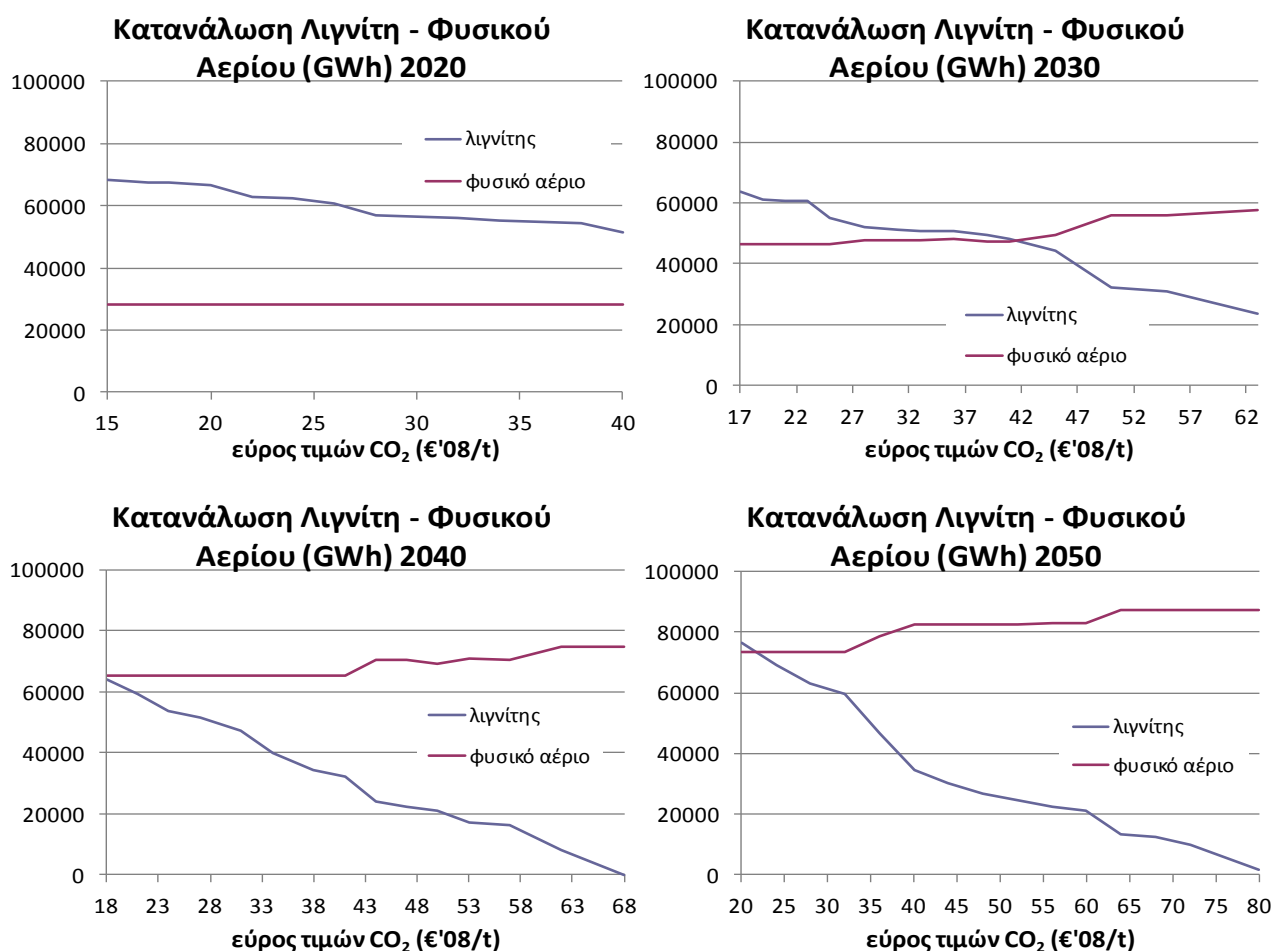
Εξετάζοντας πιο αναλυτικά τη συμμετοχή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα, φαίνεται ότι η αιολική ενέργεια έχει τα μεγαλύτερα μερίδια συμμετοχής, κυρίως από επίγεια πάρκα και σε μικρότερο βαθμό από θαλάσσια, ενώ μακροχρόνια αρχίζει να αυξάνεται και η συμμετοχή των ηλιακών μονάδων. Πιο συγκεκριμένα, αν η τιμή του CO₂ ακολουθήσει τη χρονοσειρά 1, δηλαδή τη φθηνότερη χρονοσειρά, το 2020 η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών θα είναι 6354MW και των ηλιακών 2240MW, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς τους θα φτάσει το 2050 να είναι 9730MW και 4300MW, αντίστοιχα. Αν, ωστόσο, ακολουθηθεί η χρονοσειρά 15, τότε το 2020 η ισχύς των αιολικών θα είναι 7380MW και των ηλιακών 2490MW και η ισχύς αυτή σταδιακά μέχρι το 2050 θα γίνει 12400MW και 7350MW, αντίστοιχα.

Όσο αφορά, τις υπόλοιπες μορφές ΑΠΕ, τα μικρά υδροηλεκτρικά θα αρχίσουν να αυξάνονται, όμως, από το 2030 και μετά η ελάχιστη ισχύς τους είναι 1095MW και η μέγιστη 1190MW, ενώ παρόμοια συμπεριφορά παρουσιάζει και η γεωθερμία, της οποίας η ελάχιστη ισχύς είναι 65MW και η μέγιστη 133MW. Τέλος, αξιοποιείται και το δυναμικό σε βιομάζα, αφού οι μονάδες της θα κυμαίνονται από 280MW έως 308MW το 2020 και θα φτάσουν το 2050 να κυμαίνονται από 615MW έως 845MW.



Διάγραμμα 16: Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ – Σενάριο Αναφοράς

Η αναδιάρθρωση της ηλεκτροπαραγωγής και η μεταστροφή της θερμικής παραγωγής από τους εγχώριους λιγνίτες στο φυσικό αέριο φαίνεται και στο ακόλουθο διάγραμμα. Η κατανάλωση φυσικού αερίου σταδιακά αρχίζει να υπερβαίνει την κατανάλωση λιγνίτη. Το έτος 2020, δηλαδή, η κατανάλωση φυσικού αερίου είναι σταθερή για όλες τις τιμές του CO₂ και συνεχώς μικρότερη από την κατανάλωση του λιγνίτη. Όπως φαίνεται, όμως, ήδη από το 2030 από ένα κατώφλι τιμών του διοξειδίου του άνθρακα και μετά η κατανάλωση φυσικού αερίου γίνεται μεγαλύτερη, ενώ, για τα έτη 2040 και 2050, το φυσικό αέριο εξαρχής καταναλώνεται περισσότερο από το λιγνίτη, ο οποίος καταλήγει να μηδενίζεται.

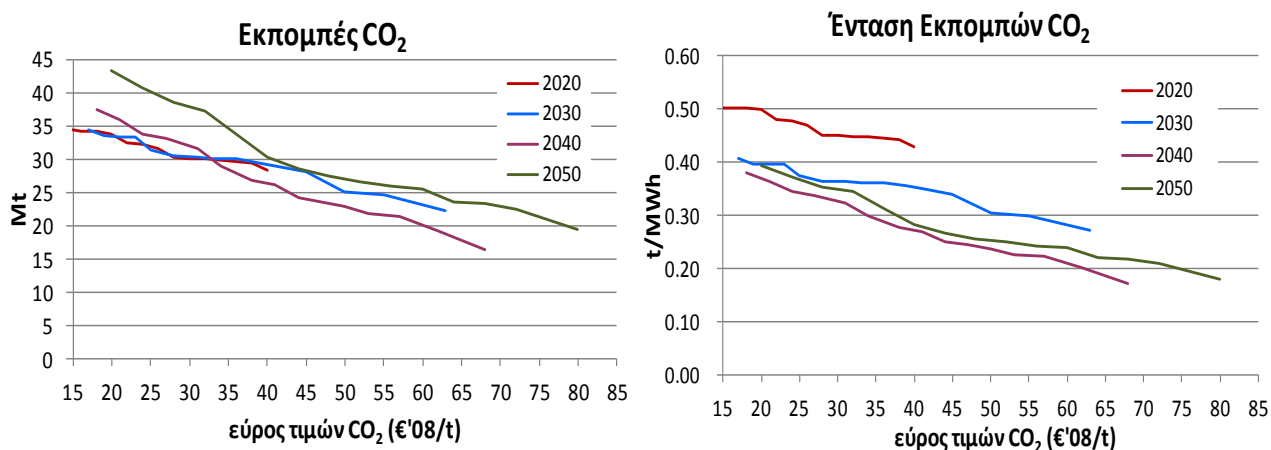


Διάγραμμα 17: Κατανάλωση Καυσίμων – Σενάριο Αναφοράς

Όλες οι παραπάνω αλλαγές στην ηλεκτροπαραγωγή, οδηγούν σε σημαντική μείωση των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα και της έντασης εκπομπών από τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής. Οι εκπομπές CO₂ συγκριτικά με το 2005 μειώνονται από 32% έως 44%

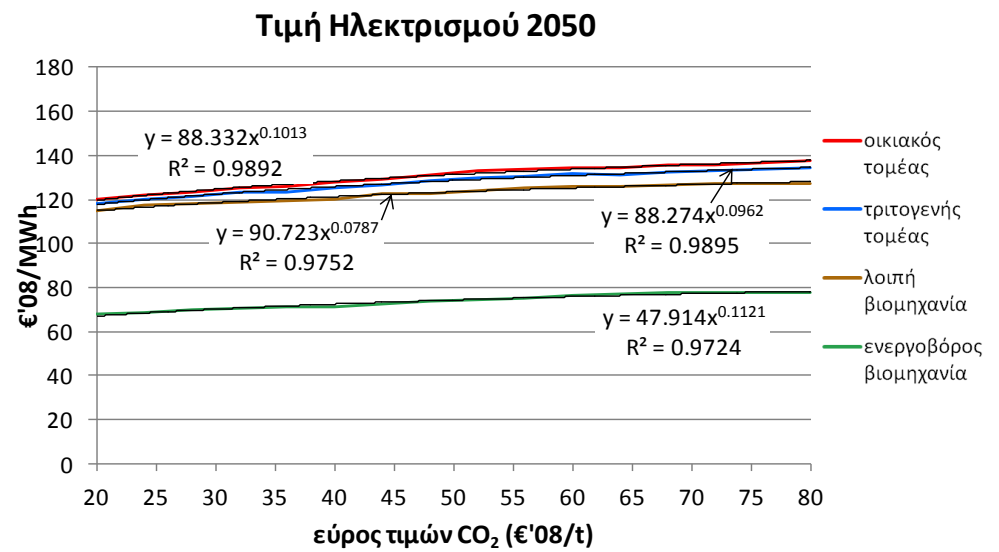
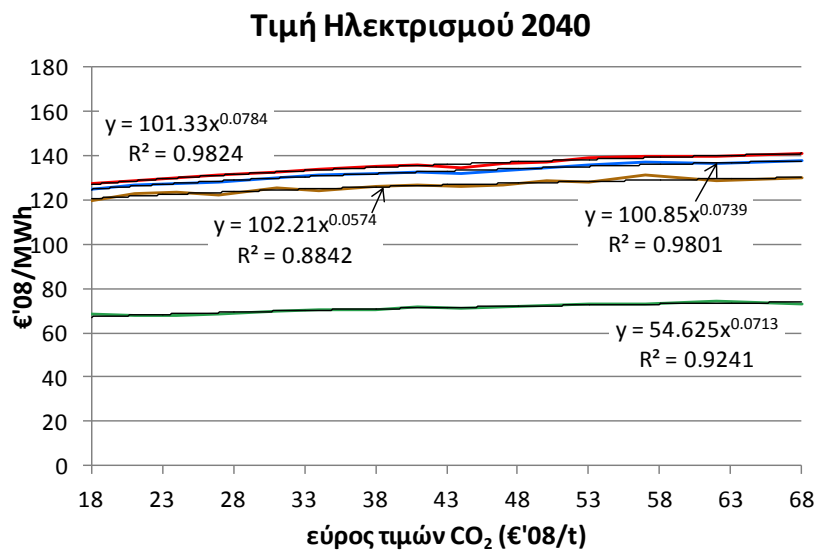
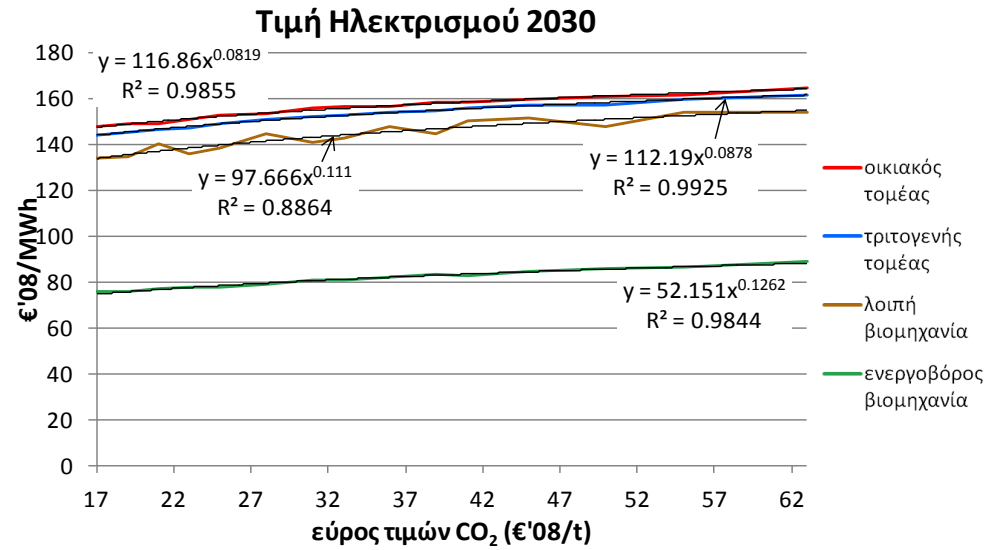
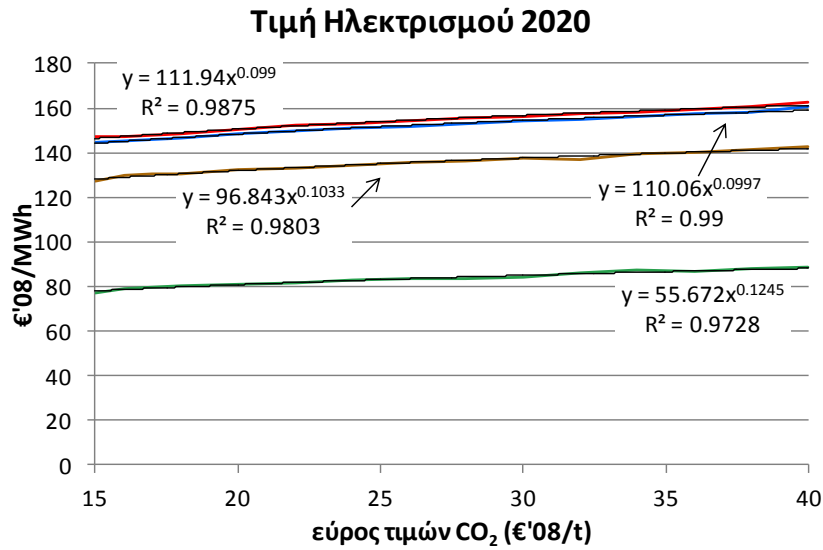
το 2020, από 32% έως 56% το 2030, από 25% έως 67% το 2040 και από 14% έως 61% το 2050. Η μείωση οφείλεται στην αυξημένη ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ, καθώς και στην υποκατάσταση του λιγνίτη από φυσικό αέριο.

Η ανθρακική ένταση, δηλαδή το πόσοι τόνοι διοξειδίου του άνθρακα εκπέμπονται για κάθε GWh ενέργειας που παράγεται, ακολουθεί μια διαγραμματική πορεία όμοια με την πορεία των εκπομπών. Αξιοσημείωτο είναι ότι η ένταση εκπομπών CO₂ το 2050 και για τη χρονοσειρά 15 φτάνει στην τιμή 0.18tCO₂/GWh.



Διάγραμμα 18: Εκπομπές CO₂ και Ένταση Εκπομπών – Σενάριο Αναφοράς

Σχετικά με την τιμή του ηλεκτρισμού, υπάρχει μια μικρή αναμενόμενη αύξηση στην τιμή της MWh με την αύξηση της τιμής του CO₂. Με την ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και κατ' επέκταση των απαραίτητων σταθμών εφεδρείας, αυξάνονται τα κεφαλαιακά κόστη, ενώ ταυτόχρονα μειώνονται τα κόστη λειτουργίας και τα κόστη για καύσιμα. Τελικά, η τιμή του ηλεκτρισμού αυξάνεται, αφού η αύξηση των σταθερών εξόδων είναι μεγαλύτερη από τη μείωση των μεταβλητών εξόδων. Στα διαγράμματα που ακολουθούν, εκτός από την εξάρτηση της τιμής του ηλεκτρισμού από την τιμή του διοξειδίου του άνθρακα, φαίνονται και οι αντίστοιχες ελαστικότητες. Οι ελαστικότητες εμφανίζονται ως ο εκθέτης της συνάρτησης που προσεγγίζει την καμπύλη. Επιπρόσθετα, η τιμή του δείκτη R², η οποία είναι σχεδόν 1, δηλώνει ότι υπάρχει ισχυρή συσχέτιση ανάμεσα στην καμπύλη και τη συνάρτηση που την προσεγγίζει.

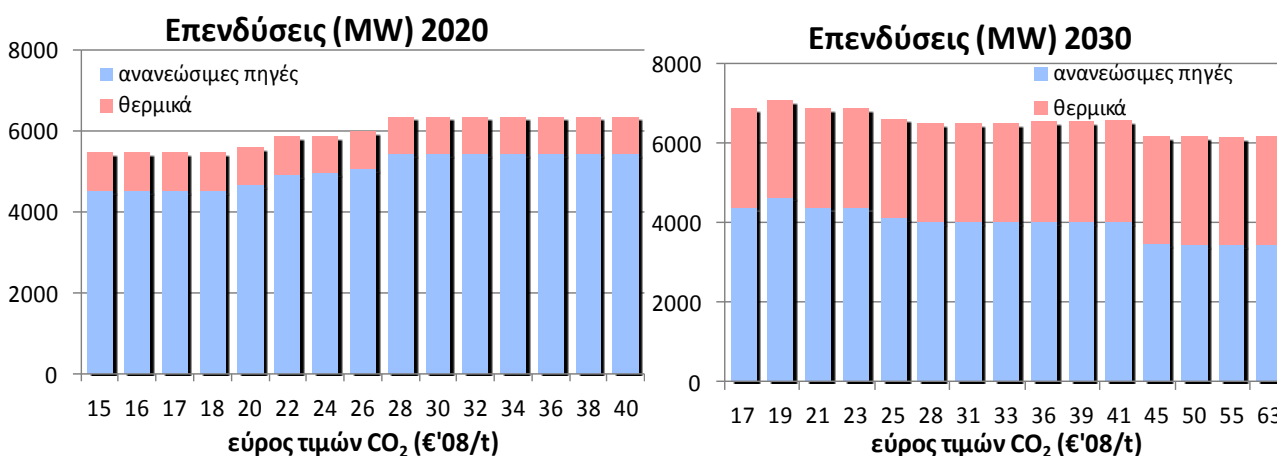


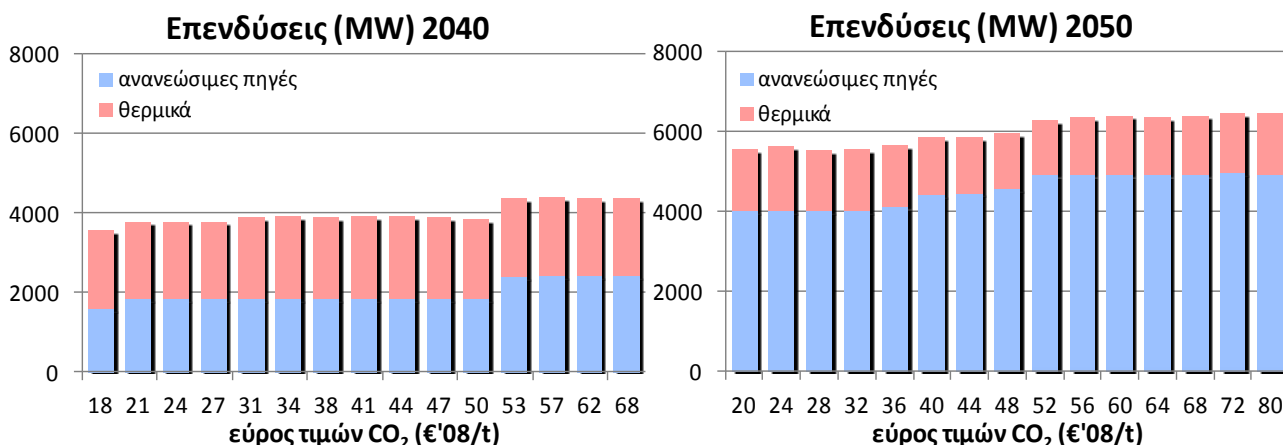
Διάγραμμα 19: Τιμή Ηλεκτρισμού – Σενάριο Αναφοράς

8.3 Σενάριο CCS

Στο σενάριο αυτό, γίνεται η υπόθεση ότι υπάρχει διαθεσιμότητα αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα σε γεωλογικούς σχηματισμούς στην Ελλάδα, καθώς και ότι είναι εμπορικά ώριμες οι τεχνολογίες δέσμευσης διοξειδίου του άνθρακα σε μονάδες καύσης ορυκτών καυσίμων. Έτσι, η εξέλιξη των επενδύσεων σε αυτό το σενάριο ακολουθεί μια διαφορετική πορεία δεδομένης της δυνατότητας επένδυσης σε μονάδες με τεχνολογίες CCS. Εδώ θα πρέπει να σημειωθεί ότι τόσο στο συγκεκριμένο σενάριο, όσο και στο σενάριο CCS & πυρηνικά, τα αποτελέσματα του οποίου ακολουθούν, έχει υποτεθεί ότι η τεχνολογία CCS γίνεται διαθέσιμη το 2025. Αυτό μοντελοποιείται με τη μείωση της τιμής στο κόστος της τεχνολογίας, η οποία γίνεται 20€/t το 2025, 16€/t το 2030 και στη συνέχεια από το 2035 και μετά σταθεροποιείται στα 14€/t. Η μείωση στην τιμή δηλώνει την οικονομία κλίμακος που θα σημειωθεί στην τεχνολογία.

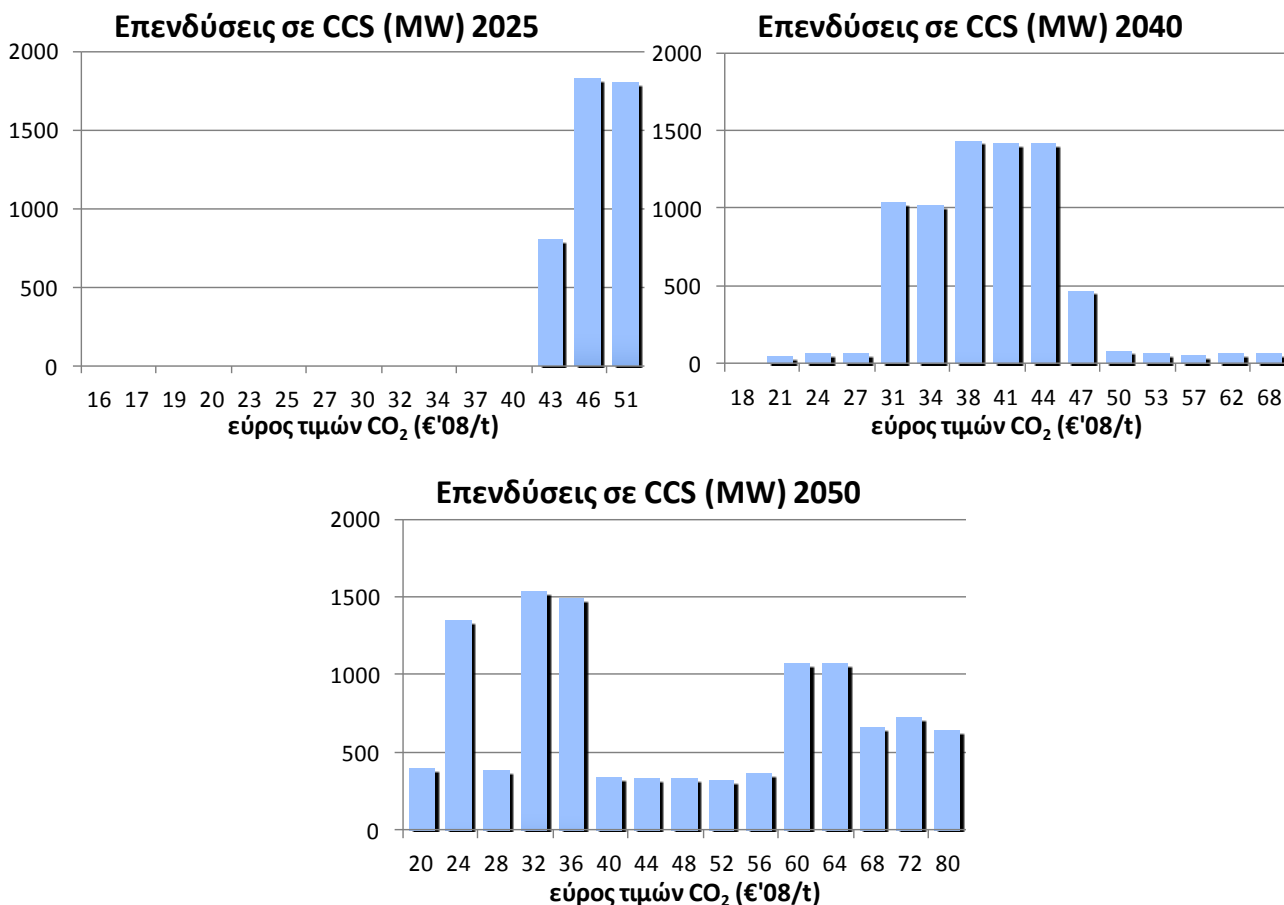
Η οικονομική βελτιστοποίηση της μελλοντικής εξέλιξης της ηλεκτροπαραγωγής δίνει διαφορετικά αποτελέσματα από αυτά του σεναρίου αναφοράς για τις ίδιες χρονοσειρές της τιμής του CO₂. Οι μονάδες με CCS είναι θερμικές μονάδες που καταναλώνουν λιγνίτη, επομένως οι επενδύσεις σε θερμικές μονάδες από το 2025 και ύστερα αυξάνονται, όπως επίσης αυξάνεται και η κατανάλωση λιγνίτη.





Διάγραμμα 20: Επενδύσεις σε Μονάδες Παραγωγής – Σενάριο CCS

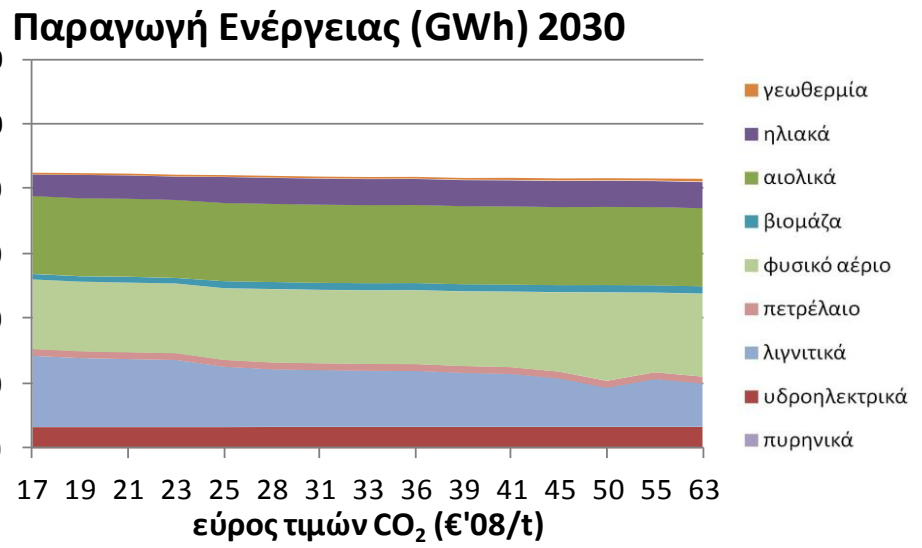
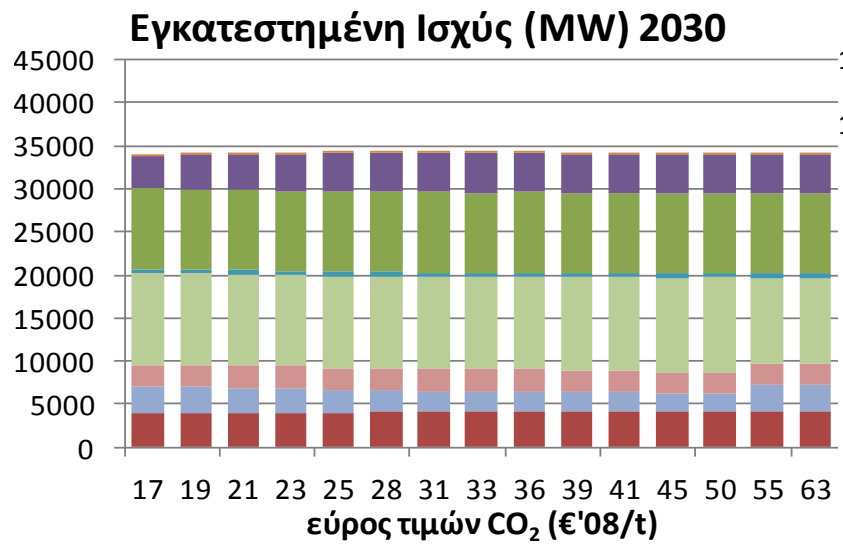
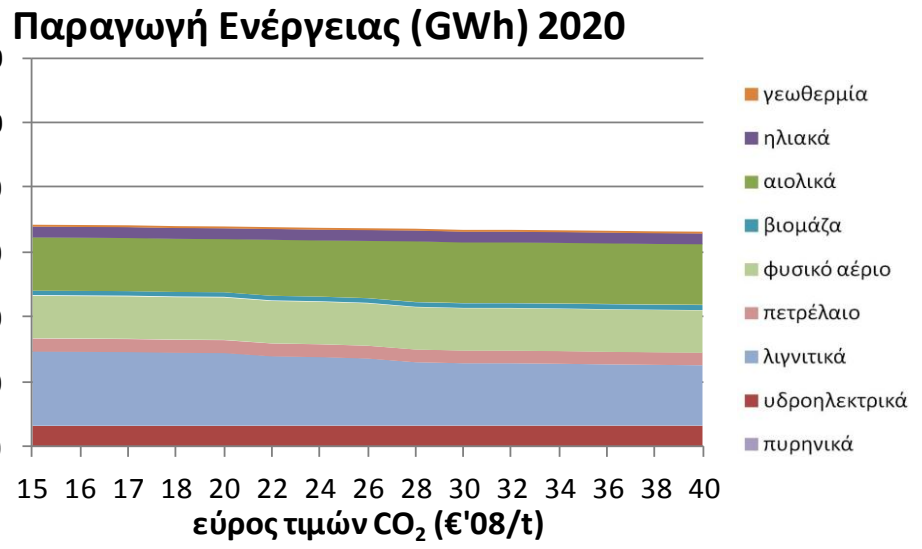
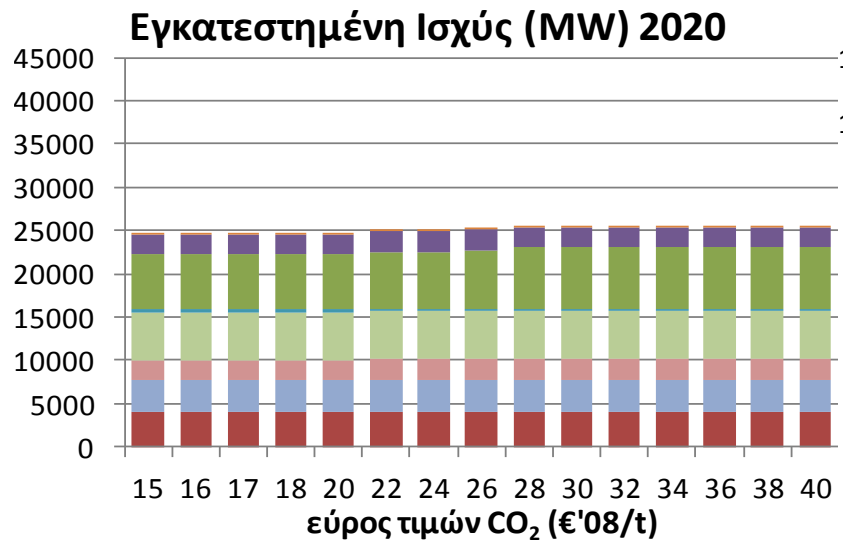
Η ελάχιστη τιμή για το διοξείδιο του άνθρακα προκειμένου να γίνουν επενδύσεις σε CCS είναι 43€/t και η ελάχιστη επένδυση είναι περίπου 800MW. Κατά το έτος 2040, υπάρχει μια βηματική συμπεριφορά των επενδύσεων σε CCS, αφού μέχρι τα 31€/t είναι σχεδόν μηδενικές, για τα 31 και τα 34€/t είναι σταθερές στα 1000MW, από τα 38 έως τα 44€/t είναι σταθερές στα 1400MW, στα 47€/t πέφτουν περίπου στα 400MW και από τα 50€/t και εξής μηδενίζονται ξανά. Το 2050 οι επενδύσεις δεν ακολουθούν κάποια ξεκάθαρη τάση με τη μεταβολή της τιμής του CO₂. Η ισχύς σε CCS αποκτά σταδιακά το μεγαλύτερο ποσοστό ισχύος στις λιγνιτικές μονάδες, αφού φτάνει το 2050 να είναι από 11% έως 81% της εγκατεστημένης λιγνιτικής ισχύος.



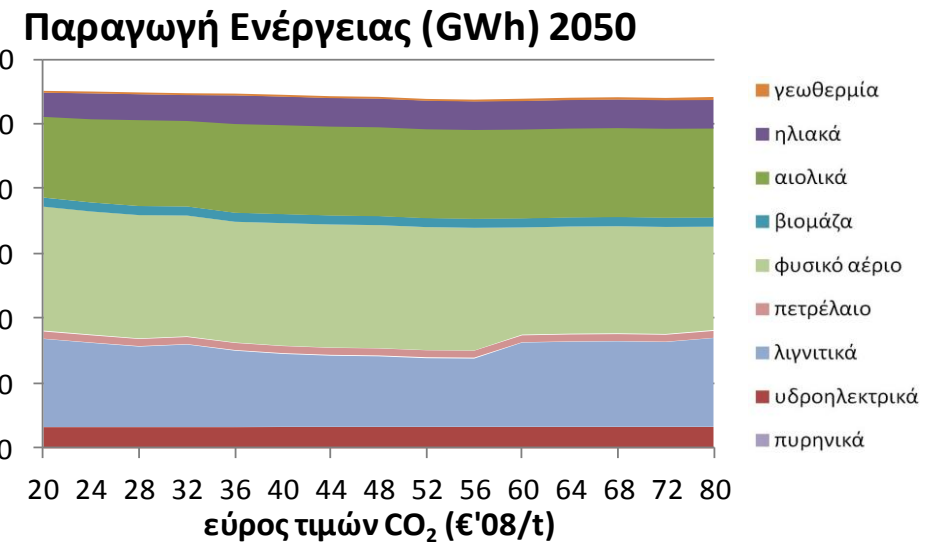
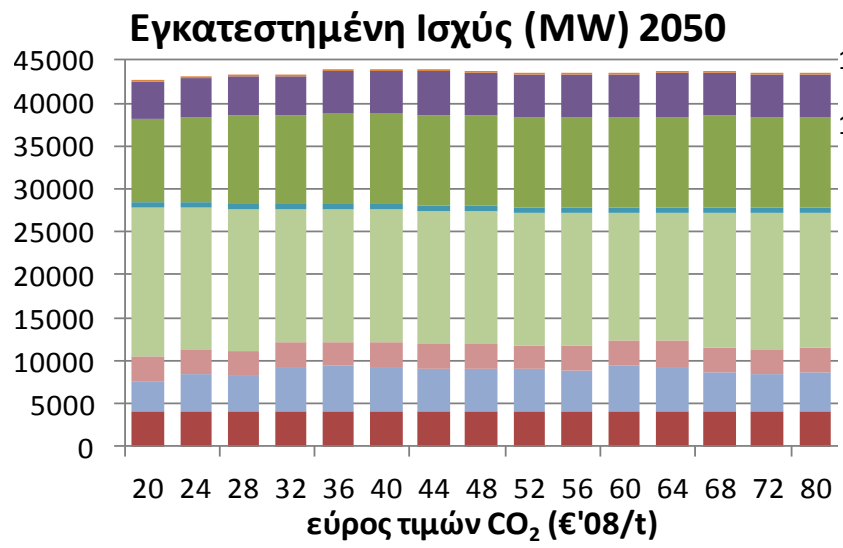
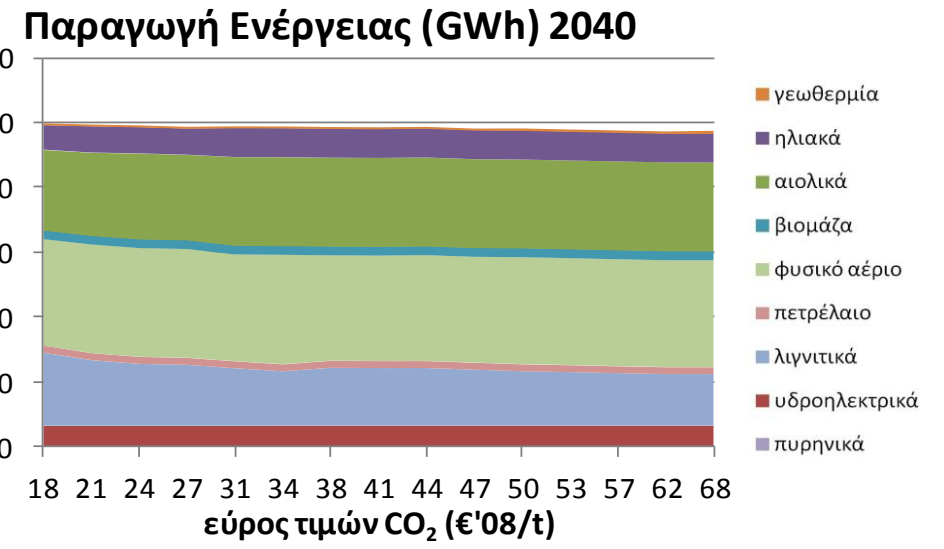
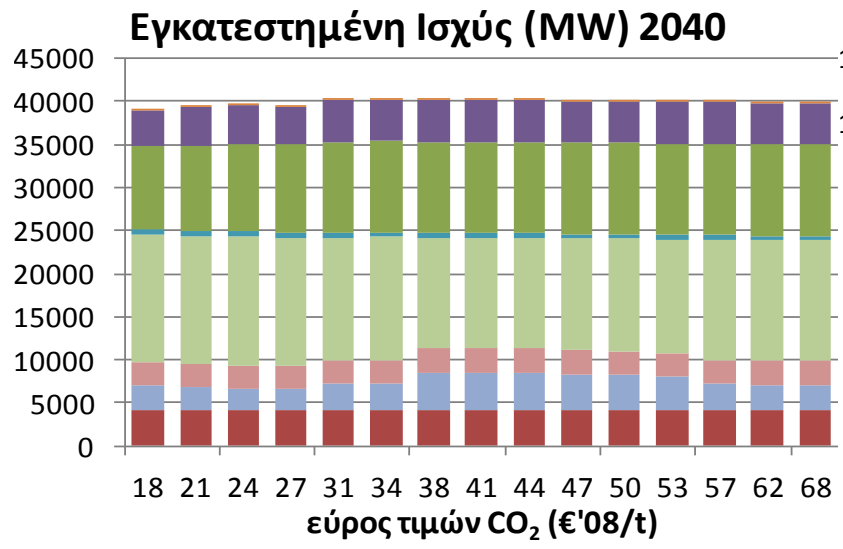
Διάγραμμα 21: Επενδύσεις σε CCS – Σενάριο CCS

Οι μονάδες CCS, στην περίπτωση όπου εντάσσονται στο σύστημα το 2025, θα δεσμεύσουν από 7 έως σχεδόν 16 εκατομμύρια τόνους CO₂, ενώ το δεσμευμένο CO₂ μπορεί να φτάσει το 2050 μέχρι και τους 29 εκατομμύρια τόνους.

Πέρα από το κίνητρο που προκύπτει από την τιμή πώλησης του διοξειδίου του άνθρακα, οι επενδύσεις σε CCS στην Ελλάδα ευνοούνται και από το γεγονός ότι ο λιγνίτης είναι άφθονος και φθηνός. Τα αποτελέσματα αυτού του σεναρίου δείχνουν ότι ακόμα και για τη χρονοσειρά 1, μονάδες CCS θα λειτουργήσουν στο ελληνικό σύστημα το αργότερο μέχρι το 2050.



Διάγραμμα 22α: Δομή Ηλεκτροπαραγωγής – Σενάριο CCS

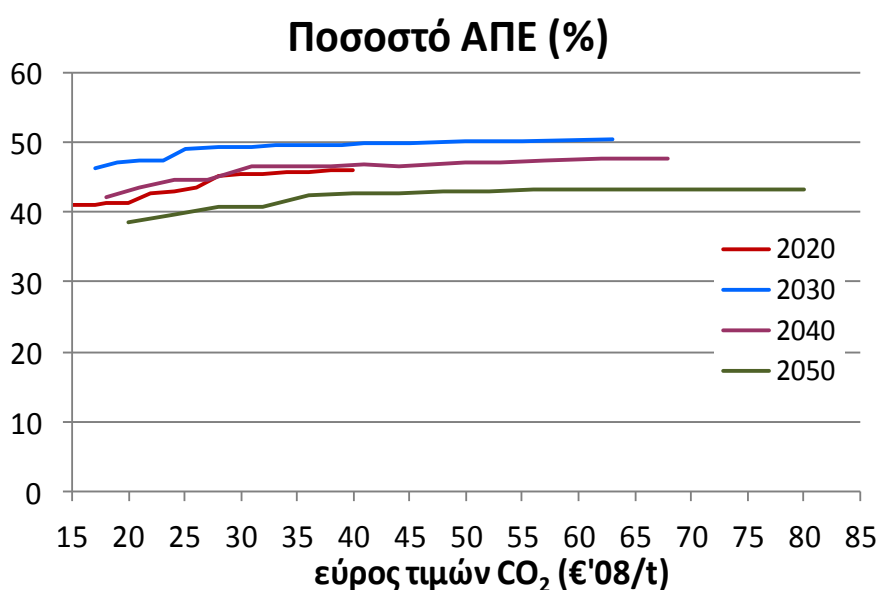


Διάγραμμα 22β: Δομή Ηλεκτροπαραγωγής – Σενάριο CCS

Αντίθετα με τα αποτελέσματα που πρέκυσαν από το σενάριο αναφοράς, στο σενάριο CCS η λιγνιτική παραγωγή συμμετέχει με σημαντικό ποσοστό στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή. Τα έτη 2030 και 2040 η λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή είναι από 16% έως 24%, ενώ το 2050 κυμαίνεται από 20% έως 25%.

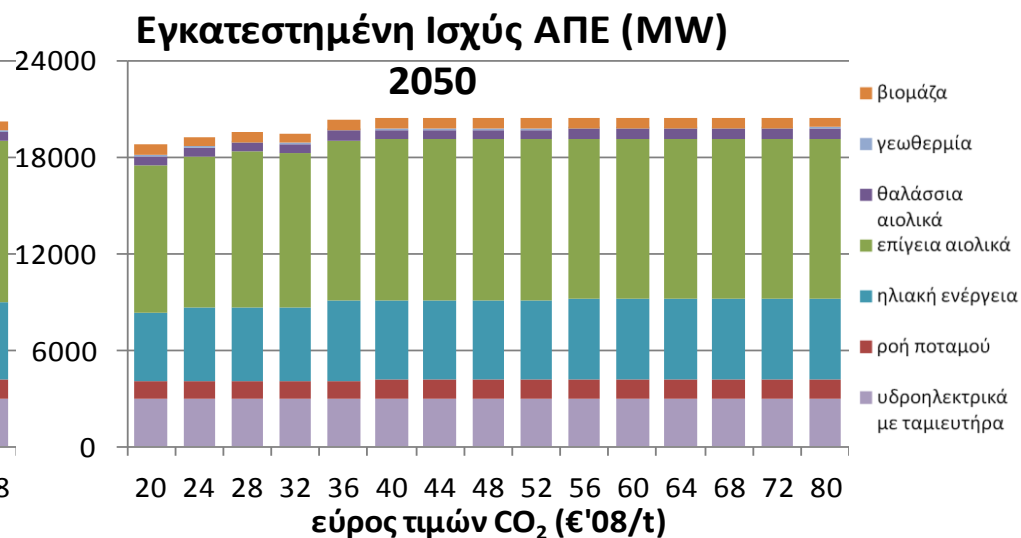
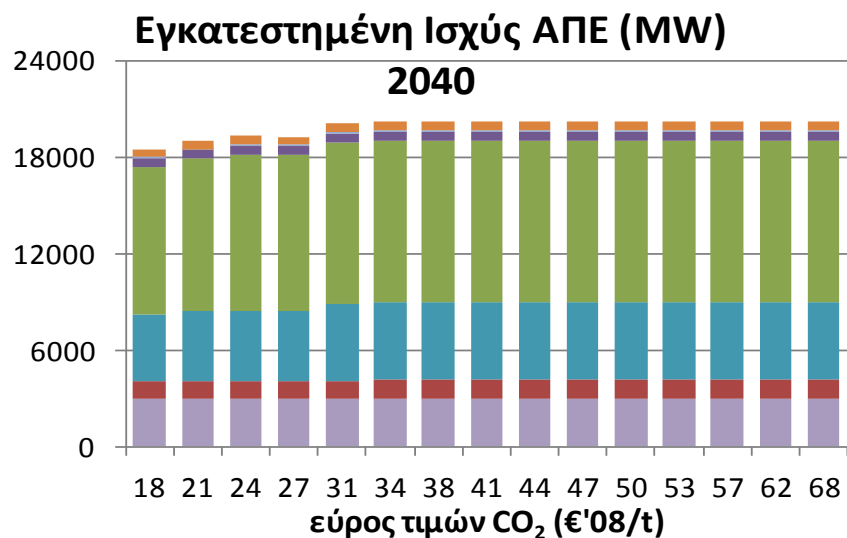
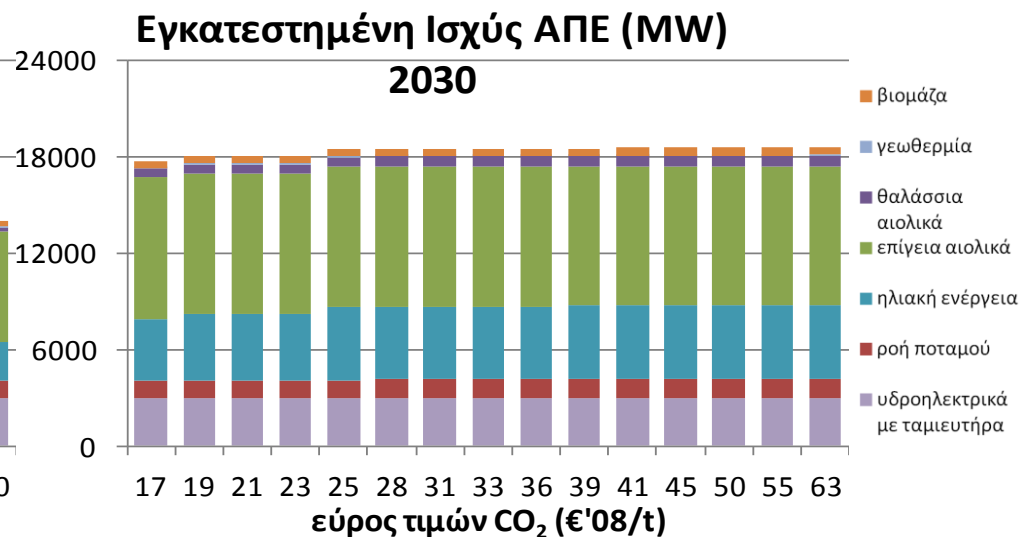
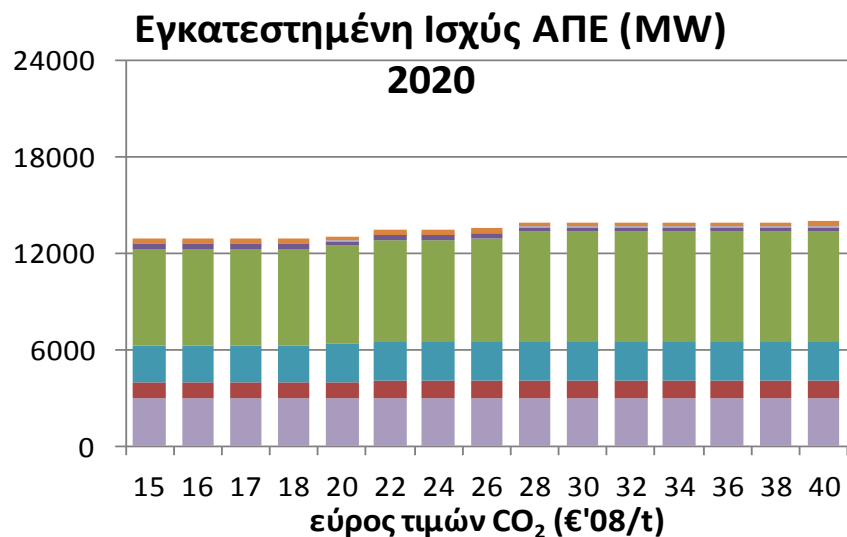
Η συμμετοχή της πετρελαϊκής παραγωγής στο σενάριο αυτό είναι, όπως και στο σενάριο αναφοράς, απαραίτητη λόγω της συμβολής τους στην εφεδρεία των νησιών. Έτσι, η παραγωγή τους μειώνεται, αλλά δεν πέφτει μέχρι το 2050 κάτω από 2%, και η ισχύς τους αποτελεί περίπου το 6% το ίδιο έτος.

Περνώντας στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, και σε αυτό το σενάριο έχουν σημαντικό μερίδιο στην ηλεκτροπαραγωγή, αλλά τα ποσοστά τους είναι μειωμένα σε σχέση με το προηγούμενο σενάριο. Το μερίδιό τους το 2020 είναι από 41% έως 46%, αλλά με την εισαγωγή στο σύστημα των μονάδων CCS, το μερίδιο αυτό σταδιακά περιορίζεται και να κορένεται από μια τιμή του διοξειδίου του άνθρακα και πάνω. Ο κορεσμός αυτός προκύπτει από το γεγονός ότι, βάσει της μαθηματικής βελτιστοποίησης του συστήματος, από ένα επίπεδο τιμής, οι επενδύσεις σε CCS γίνονται πιο συμφέρουσες από τις επενδύσεις σε ΑΠΕ.



Διάγραμμα 23: Συμμετοχή ΑΠΕ – Σενάριο CCS

Η διάρθρωση της ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ έχει παρόμοια μορφή με αυτή του σεναρίου αναφοράς. Έτσι, τα αιολικά είναι αυτά που συμμετέχουν κυρίως στην ηλεκτροπαραγωγή, ενώ σταδιακά αυξάνεται η συμμετοχή της ηλιακής ενέργειας. Το μερίδιο των υδροηλεκτρικών στην παραγωγή ηλεκτρισμού έχει γενικά μικρές διακυμάνσεις.

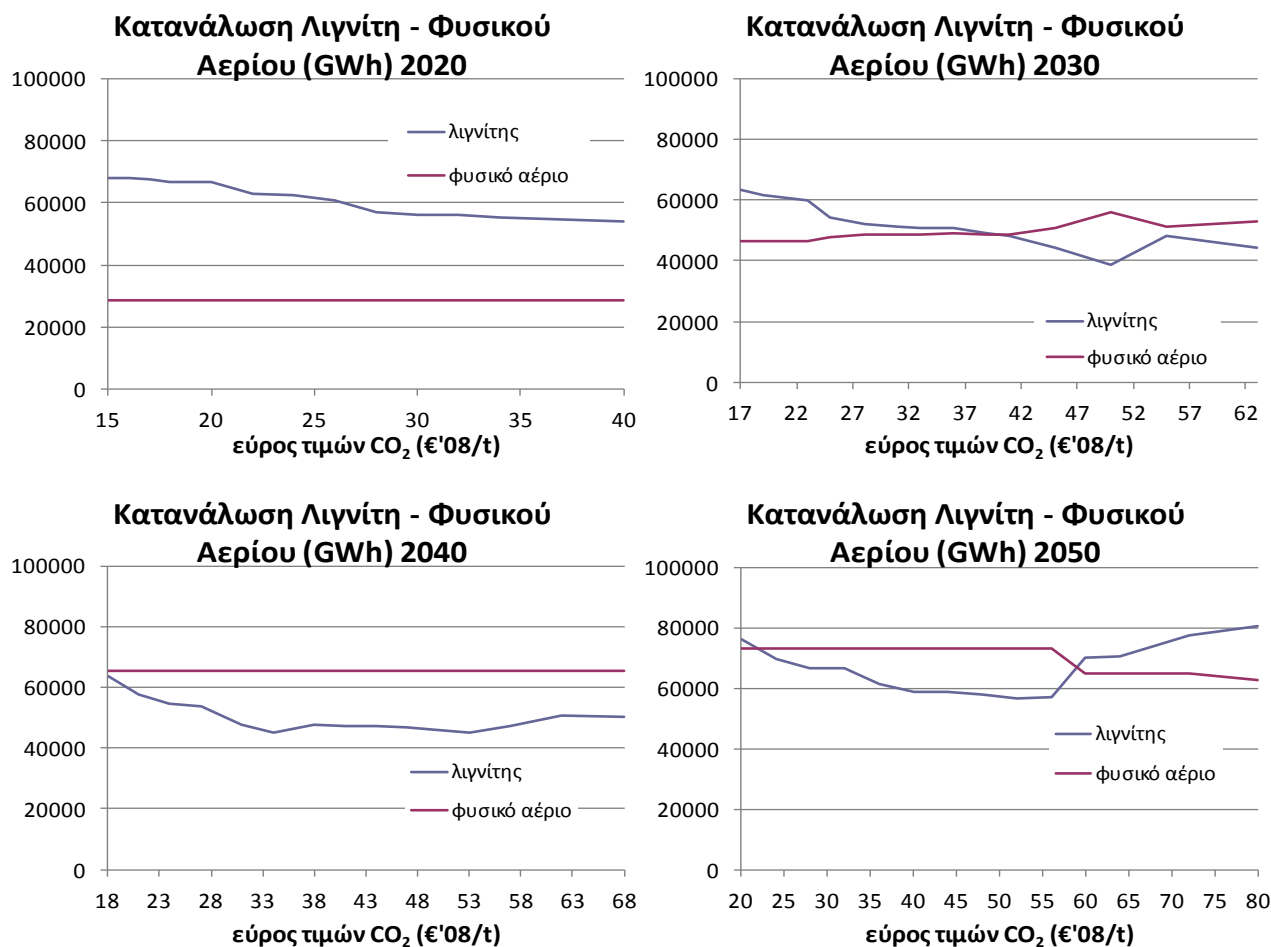


Διάγραμμα 24: Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ – Σενάριο CCS

Η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών αυξάνεται με την αύξηση της τιμής του CO₂ το 2020, όμως το 2030 σταθεροποιείται γύρω στα 9300MW, το 2040 είναι κοντά 10600MW, ενώ δεν γίνονται περαιτέρω επενδύσεις σε αιολικά. Σε αυτή την ισχύ, το μερίδιο των θαλάσσιων αιολικών πάρκων είναι αρκετά περιορισμένο, αφού η μέγιστη τιμή που φτάνουν είναι 580MW. Τα ηλιακά συστήματα από το 2030 και εξής είναι τουλάχιστον 4000MW, ενώ μακροχρόνια φτάνουν από 4500MW έως 5000MW. Τα υδροηλεκτρικά είναι σχεδόν σταθερά λίγο πάνω από τις 4000MW και, τέλος, η βιομάζα και η γεωθερμία αναπτύσσονται αλλά σε μικρότερα επίπεδα ισχύος, αφού η μέγιστη εγκατεστημένη ισχύς σε βιομάζα το 2050 είναι 635MW και η μέγιστη γεωθερμική ισχύς, ήδη από το 2030, είναι 105MW.

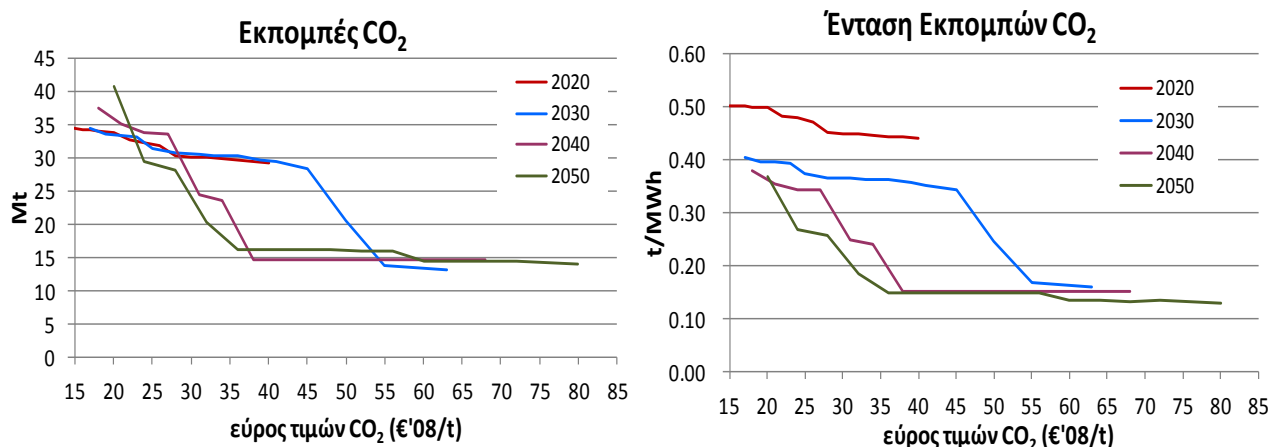
Όσο αφορά τις μονάδες φυσικού αερίου, και πάλι είναι απαραίτητες για την ευστάθεια του συστήματος, ωστόσο, σε αυτό το σενάριο, η ανάγκη για μονάδες φυσικού αερίου είναι σχετικά περιορισμένη, αφού υποκαθίστανται κατά ένα ποσοστό από λιγνιτικές μονάδες με CCS. Η ηλεκτροπαραγωγή από φυσικό αέριο είναι το 2020, όπως και στο σενάριο αναφοράς από 19.2% έως 19.8%, το 2030 είναι από 25% έως 31%, το 2040 είναι γύρω στο 33% και το 2050 είναι από 30% έως 35%. Η ισχύς των μονάδων αυτών καλύπτει μεγάλο μέρος της συνολικής ισχύος του συστήματος, αφού το 2020 είναι γύρω στο 48% και από το 2030 και εξής δεν περιορίζεται κάτω από το 64%, ενώ μπορεί να φτάσει και το 74% της συνολικής ισχύος.

Η εν μέρει υποκατάσταση του φυσικού αερίου από λιγνίτη, συγκριτικά με το σενάριο αναφοράς, φαίνεται και στη συγκριτική κατανάλωση των δύο καυσίμων. Η κατανάλωση λιγνίτη να μεν μειώνεται με την αύξηση της τιμής του CO₂, μακροπρόθεσμα όμως από τα 60€/t και πάνω ξεπερνάει την κατανάλωση φυσικού αερίου, παρόλο που το φυσικό αέριο έχει χαμηλότερο συντελεστή εκπομπών, λόγω της δυνατότητας των εργοστασίων που καταναλώνουν λιγνίτη να δεσμεύουν το διοξείδιο του άνθρακα.



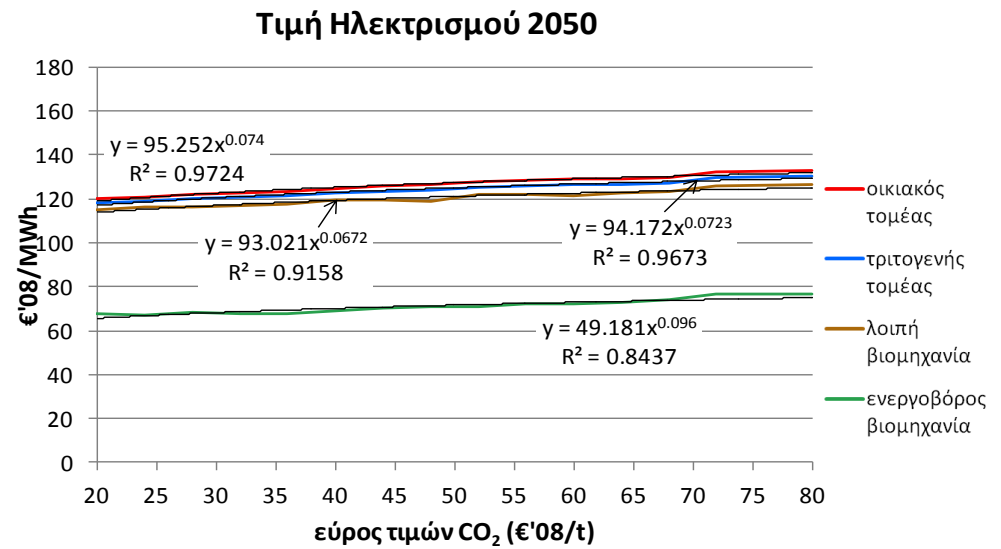
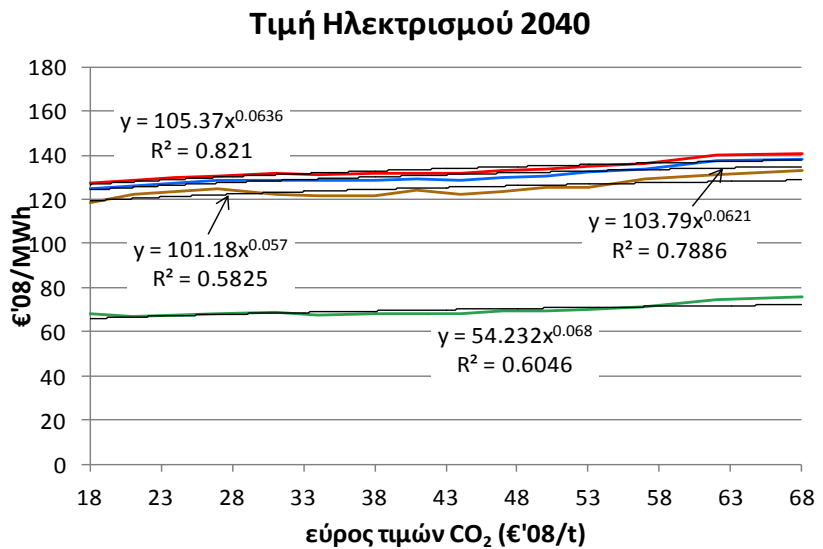
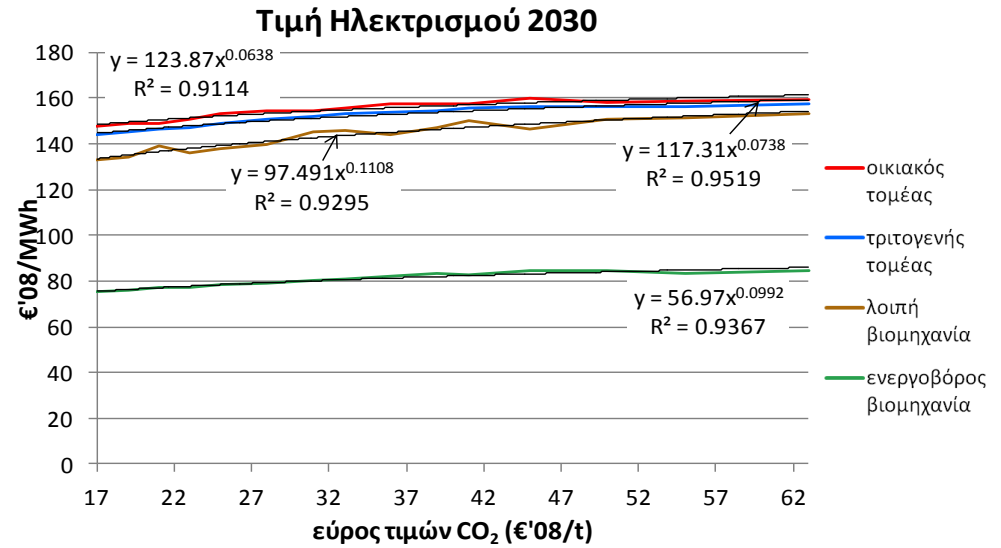
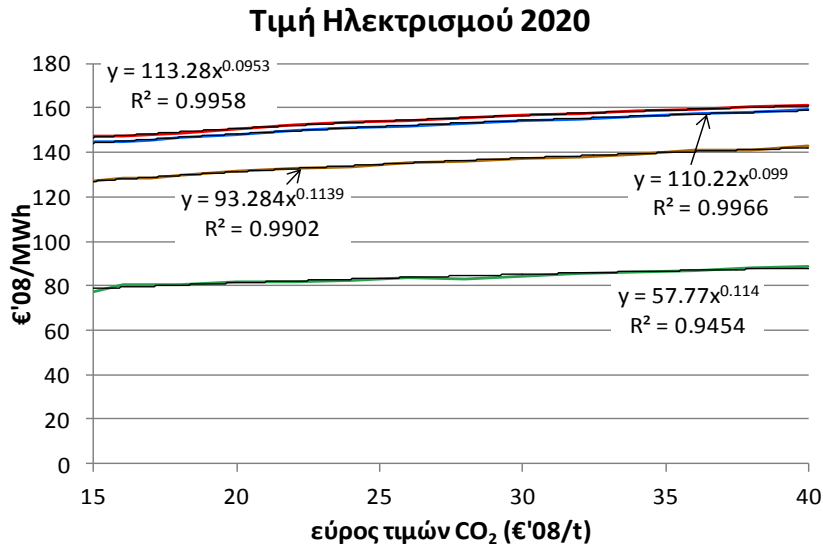
Διάγραμμα 25: Κατανάλωση Καυσίμων – Σενάριο CCS

Οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα μειώνονται σε αυτό το σενάριο, αφού, εκτός από τη μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ και του φυσικού αερίου, το οποίο είναι καύσιμο χαμηλών εκπομπών, υπάρχουν μονάδες δέσμευσης του CO₂. Έτσι, σύμφωνα με τα αποτελέσματα του σεναρίου, μεσοπρόθεσμα οι εκπομπές μειώνονται με την αύξηση της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών, αλλά μακροπρόθεσμα υπάρχει μια οριακή τιμή πέραν της οποίας οι εκπομπές δεν μειώνονται περαιτέρω. Για το 2040 η τιμή αυτή είναι 38€/t και για το 2050 είναι 36€/t, ενώ οι εκπομπές σταθεροποιούνται περίπου στους 15Mt. Κατά συνέπεια, και η ένταση των εκπομπών από τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής φτάνει σε ένα κάτω όριο, το οποίο για το 2020 είναι 0.44tCO₂/MWh, το 2030 είναι 0.1644tCO₂/MWh, το 2040 είναι 0.1544tCO₂/MWh και, τέλος, το 2050 είναι 0.1344tCO₂/MWh. Το σενάριο αυτό θα μπορούσε να χαρακτηριστεί ως πιο αποδοτικό από το σενάριο αναφοράς, αφού επιφέρει τα ίδια αποτελέσματα ως προς τα επίπεδα εκπομπών και ανθρακικής έντασης σε μικρότερες τιμές του CO₂.



Διάγραμμα 26: Εκπομπές CO₂ και Ένταση Εκπομπών – Σενάριο CCS

Η τιμή του ηλεκτρισμού παρουσιάζει ίδια συμπεριφορά στο σενάριο CCS όπως και στο σενάριο αναφοράς, αφού τα αποτελέσματα των σεναρίων έχουν πολύ κοντινά αποτελέσματα σε αυτό το σημείο. Αυτό σημαίνει πως η τιμή για τους καταναλωτές παραμένει σχεδόν σταθερή, γεγονός που επιβεβαιώνεται και από τις ελαστικότητες, οι οποίες για την ενεργοβόρο βιομηχανία κυμαίνονται από 0.068 έως 0.114, για την υπόλοιπη βιομηχανία από 0.057 έως 0.113, για τον οικιακό τομέα από 0.063 έως 0.995 και, τέλος, για τον τριτογενή τομέα από 0.062 έως 0.099.



Διάγραμμα 27: Τιμή Ηλεκτρισμού – Σενάριο CCS

Συνολικά, το σενάριο CCS διατηρεί την ενεργειακή στρατηγική των προηγούμενων ετών, δηλαδή τη στήριξη της ηλεκτροπαραγωγής στους εγχώριους λιγνίτες. Βέβαια, όπως έχει αναφερθεί και σε προηγούμενες παραγράφους, προκειμένου να πραγματοποιηθεί το σενάριο αυτό θα πρέπει να γίνει αποδεκτή η αποθήκευση του διοξειδίου του άνθρακα και να ωριμάσει οικονομικά η τεχνολογία CCS. Επίσης, απαραίτητο θα είναι να αποψιλωθούν οι περισσότερες σημερινές λιγνιτικές μονάδες και η κατασκευή νέων σχεδόν αποκλειστικά με τεχνολογία CCS.

8.4 Σενάριο CCS & Πυρηνικά

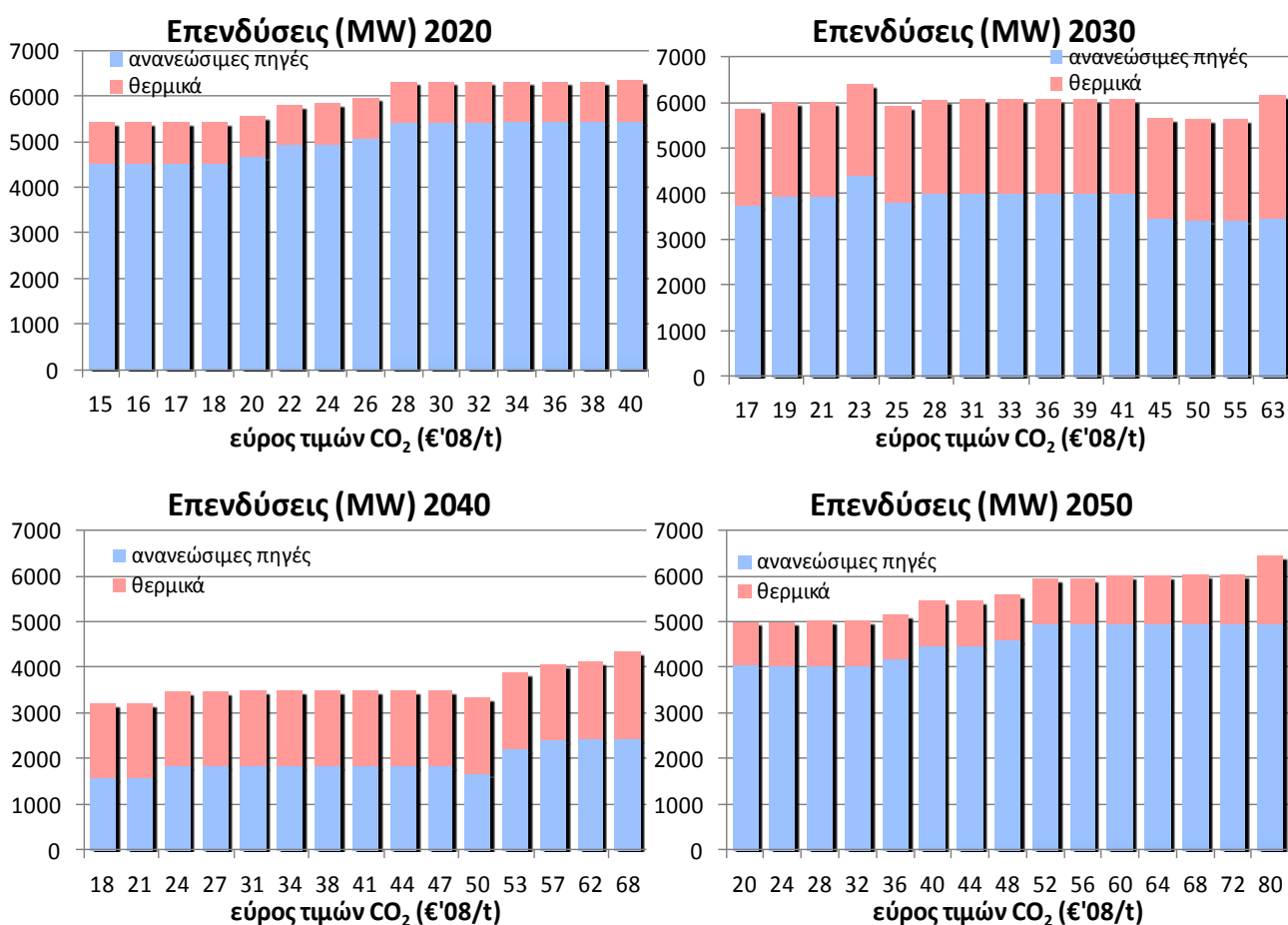
Η επιλογή της πυρηνικής τεχνολογίας για ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα δεν προβλέπεται ούτε σε μεσοπρόθεσμη ούτε σε μακροπρόθεσμη προοπτική. Ωστόσο, για λόγους πληρότητας της παρούσας εργασίας, αναπτύχθηκε το σενάριο CCS & πυρηνικά, στο οποίο γίνεται η παραδοχή ότι υπάρχει η δυνατότητα κατασκευής πυρηνικών ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων στην Ελλάδα από το 2030 και ύστερα. Στο σενάριο αυτό γίνεται, επίσης, η υπόθεση ότι η τεχνολογία CCS είναι διαθέσιμη στην Ελλάδα.

Οι πυρηνικές μονάδες είναι μια πολύ ακριβή επένδυση για το ελληνικό ηλεκτρικό σύστημα, λόγω έλλειψης της απαραίτητης τεχνογνωσίας και απουσίας οικονομιών κλίμακας. Επίσης, οι πιθανές θέσεις για τους σταθμούς αυτούς θα είναι ιδιαίτερα περιορισμένες, ενώ η Ελλάδα θα αντιμετωπίζει αυξημένο κόστος για το πυρηνικό καύσιμο και για τα πυρηνικά απόβλητα, αλλά και για την αντισεισμική θωράκιση των πυρηνικών σταθμών. Τα κόστη αυτά, όπως είναι αναμενόμενο, περιορίζουν την προοπτική ανάπτυξης πυρηνικής τεχνολογίας στη χώρα.

Από τη μαθηματική βελτιστοποίηση προέκυψε ότι δεν είναι οικονομικά συμφέρον να πραγματοποιηθούν επενδύσεις σε πυρηνικές μονάδες, παρόλο που υπάρχει αυτή η δυνατότητα από το 2030 και ύστερα. Τα αυξημένα κόστη των πυρηνικών μονάδων έχουν

ως αποτέλεσμα να πρέπει να αυξηθούν πολύ οι τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών, ώστε να είναι συμφέρον να κατασκευαστούν τέτοιες μονάδες.

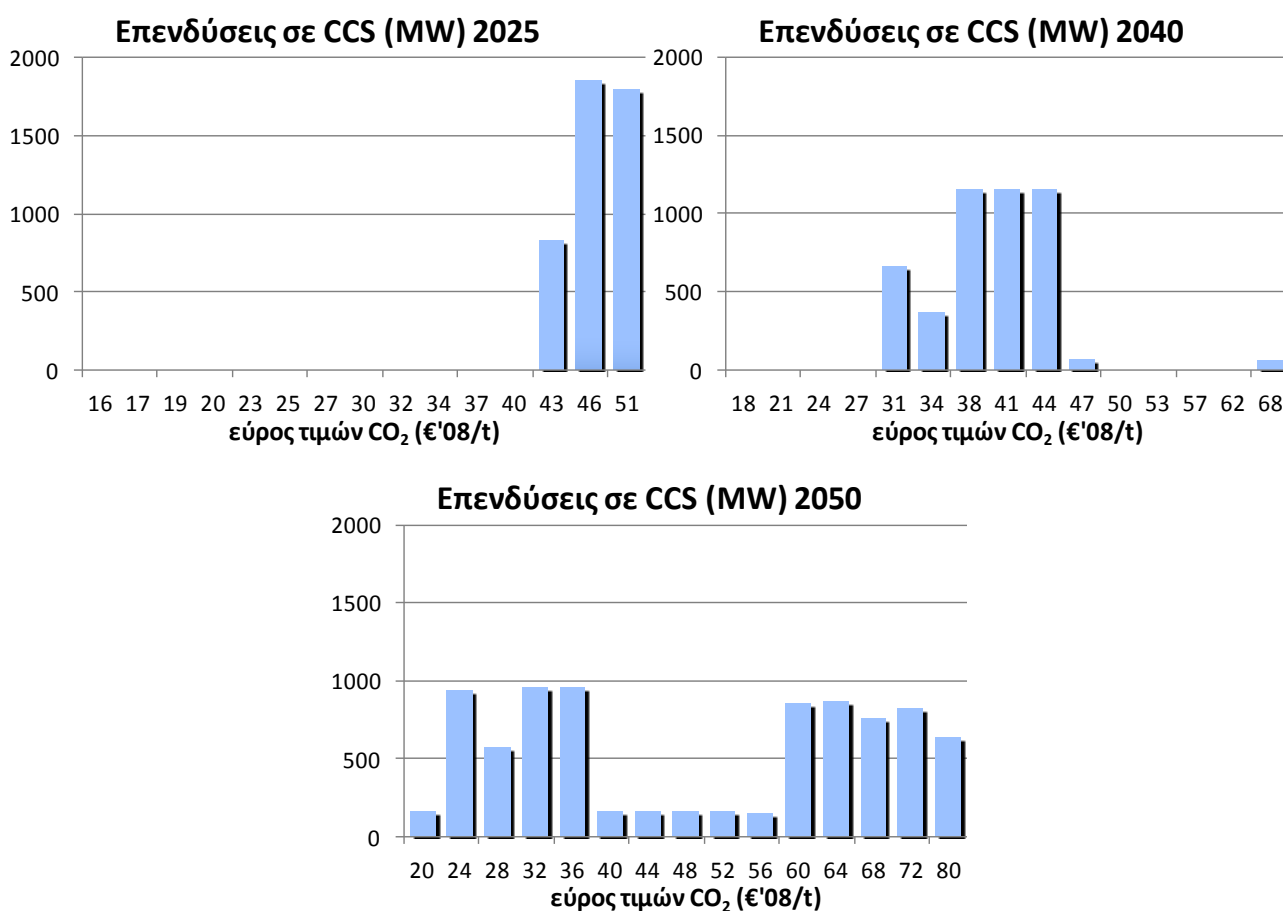
Στο σενάριο αυτό, διατηρείται η επιλογή για κατασκευή θερμικών μονάδων με τεχνολογία CCS. Έτσι, δεδομένου ότι οι επενδύσεις σε πυρηνική τεχνολογία είναι πολύ ακριβές, τα αποτελέσματα του σεναρίου CCS & πυρηνικά είναι παρόμοια. Συνεπώς, και εδώ, από το 2025 και μετά οι επενδύσεις σε θερμικές μονάδες είναι αυξημένες συγκριτικά με το σενάριο αναφοράς, ενώ περιορίζεται ο ρόλος των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα.



Διάγραμμα 28: Επενδύσεις σε Μονάδες Παραγωγής – Σενάριο CCS & Πυρηνικά

Οι επενδύσεις σε CCS μπορούν να πραγματοποιηθούν το νωρίτερο το έτος 2025, όπως έχει ήδη αναφερθεί παραπάνω, και όταν η τιμή του CO₂ φτάσει τα 43€/t, ενώ η ελάχιστη ισχύς που μπορεί να επενδυθεί είναι περίπου 800MW. Το έτος 2040 δεν γίνονται επενδύσεις

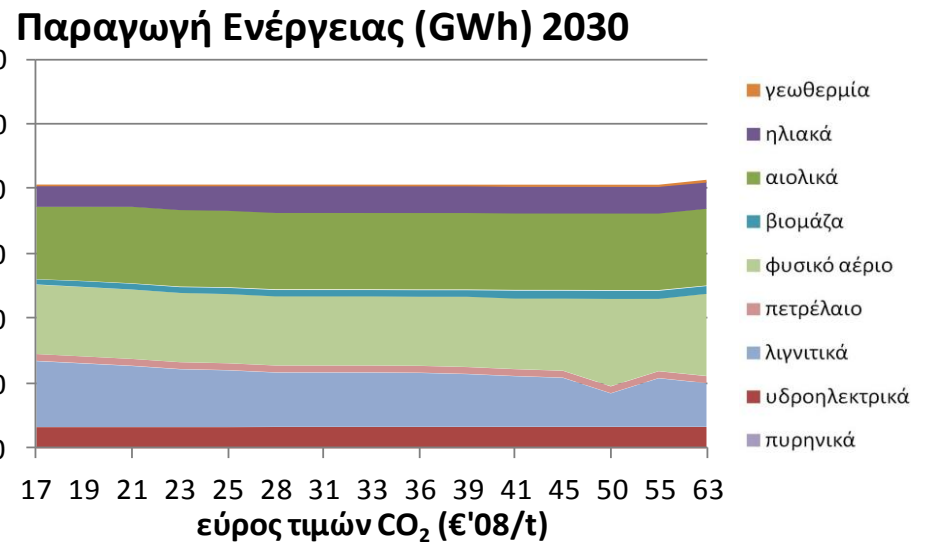
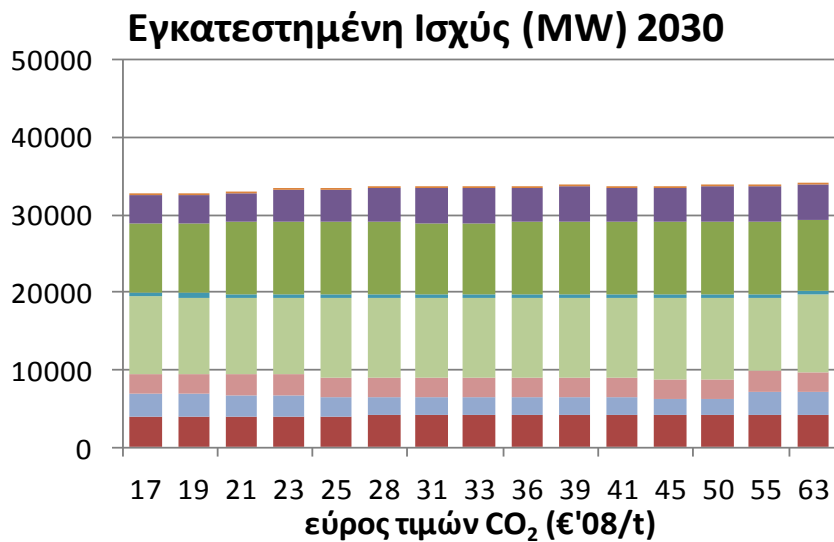
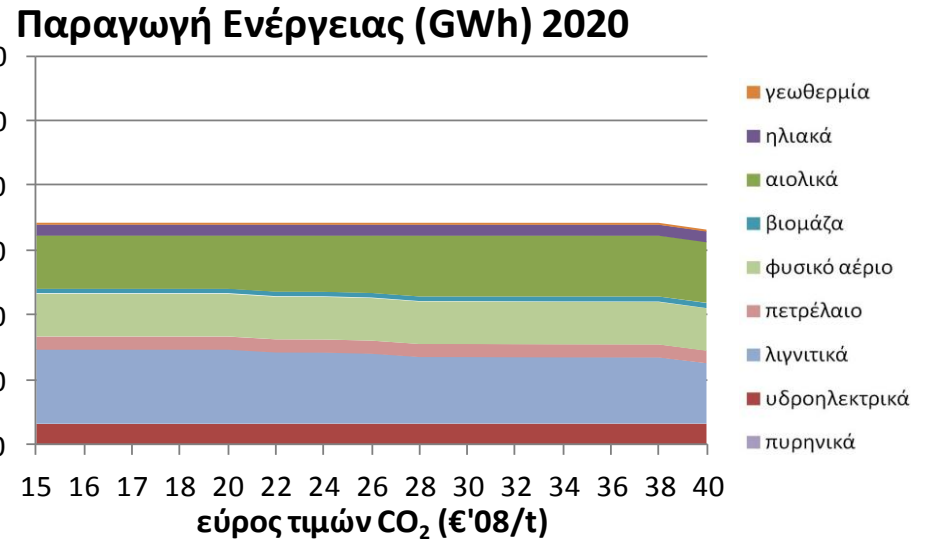
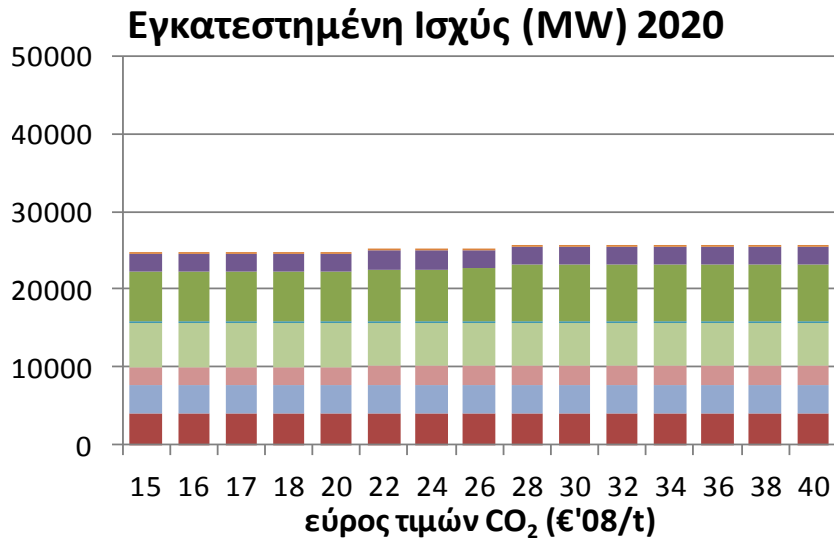
μέχρι τα 31€/t και σταματάνε να γίνονται επενδύσεις μετά τα 44€/t και, τέλος, το 2050, οι επενδύσεις σε τεχνολογία CCS ουσιαστικά αρχίζουν από τα 24€/t, δεν γίνονται επενδύσεις μετά τα 36€/t και η επένδυση ξαναγίνεται συμφέρουσα μετά τα 60€/t. Η ισχύς σε CCS ήδη από το 2030 κατέχει τουλάχιστον το 40% της ηλεκτροπαραγωγής από λιγνίτη, αφού το κόστος των αδειών εκπομπής κάνει μη συμφέρουσες τις λιγνιτικές μονάδες χωρίς δέσμευση του διοξειδίου του άνθρακα.



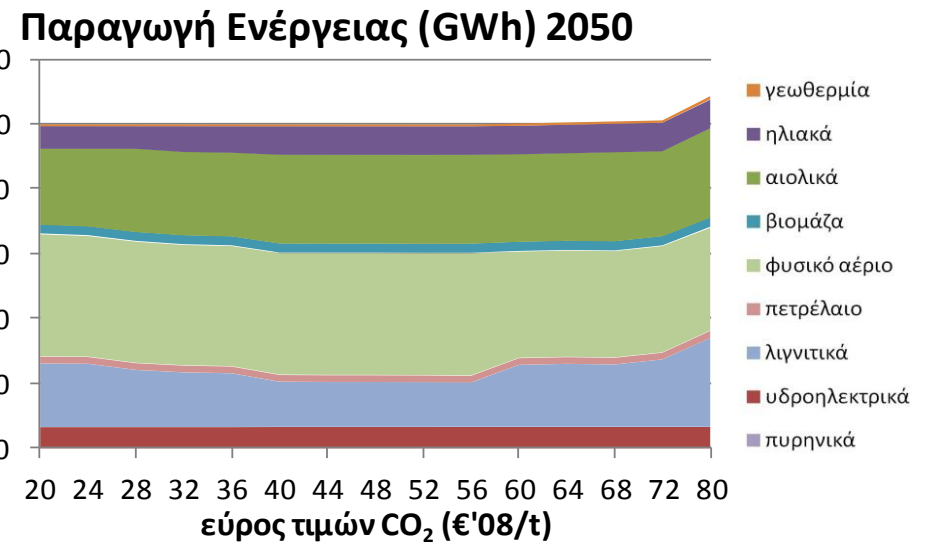
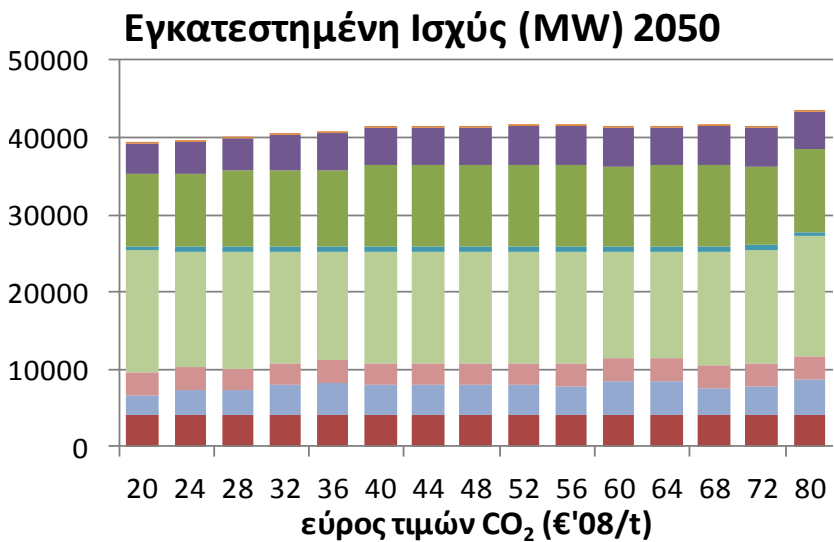
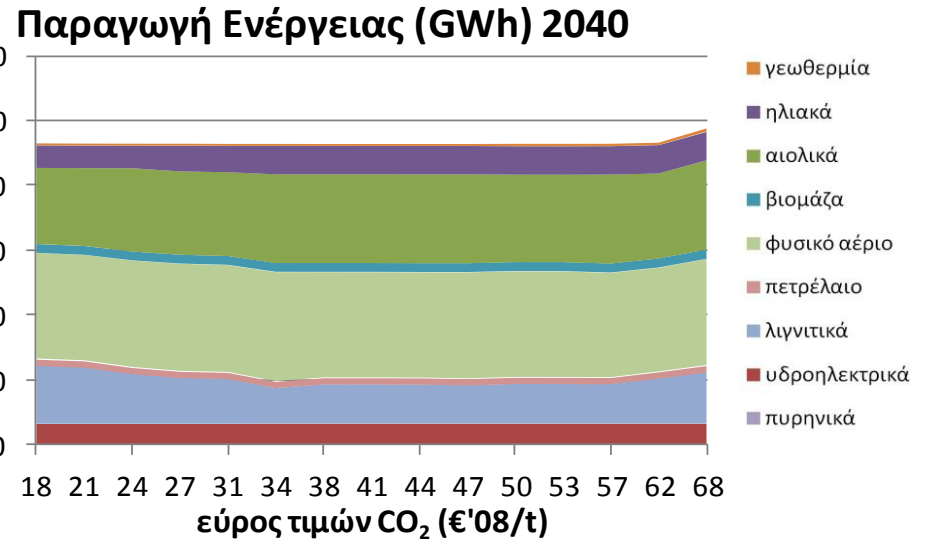
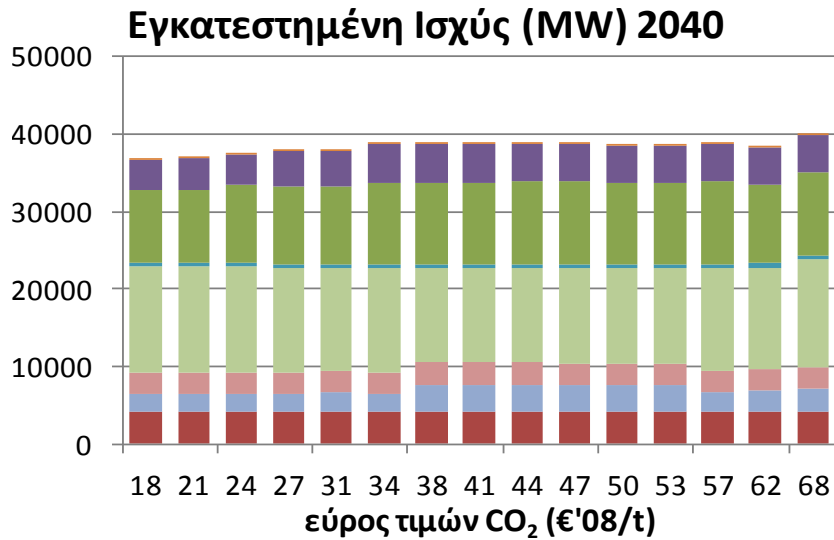
Διάγραμμα 29: Επενδύσεις σε CCS – Σενάριο CCS & Πυρηνικά

Οι λιγνιτικές μονάδες με CCS στο σενάριο CCS & πυρηνικά θα δεσμεύσουν το 2025 και το 2030 από 7 έως 16 εκατομμύρια τόνους CO₂. Το 2050, αν και στην περίπτωση που η τιμή του διοξειδίου του άνθρακα ακολουθήσει τη φθηνότερη πορεία, θα δεσμευτεί μόλις 1 τόνος CO₂, εάν ακολουθηθεί η ακριβότερη χρονοσειρά το ποσό του CO₂ που θα δεσμευτεί αγγίζει τους 29 εκατομμύρια τόνους.

Η δομή της ηλεκτροπαραγωγής έχει διαφορετική εικόνα σε σχέση με τη δομή της ηλεκτροπαραγωγής στο σενάριο αναφοράς, αφού στο σενάριο αναφοράς μακροπρόθεσμα η λιγνιτική ηλεκτροπαραγωγή μηδενιζόταν, ενώ σε αυτό το σενάριο η παραγωγή από λιγνίτη διατηρεί αξιοσημείωτα ποσοστά. Για παράδειγμα, το 2030 το ποσοστό της παραγωγής των λιγνιτικών μονάδων κυμαίνεται από 13% έως 25%.



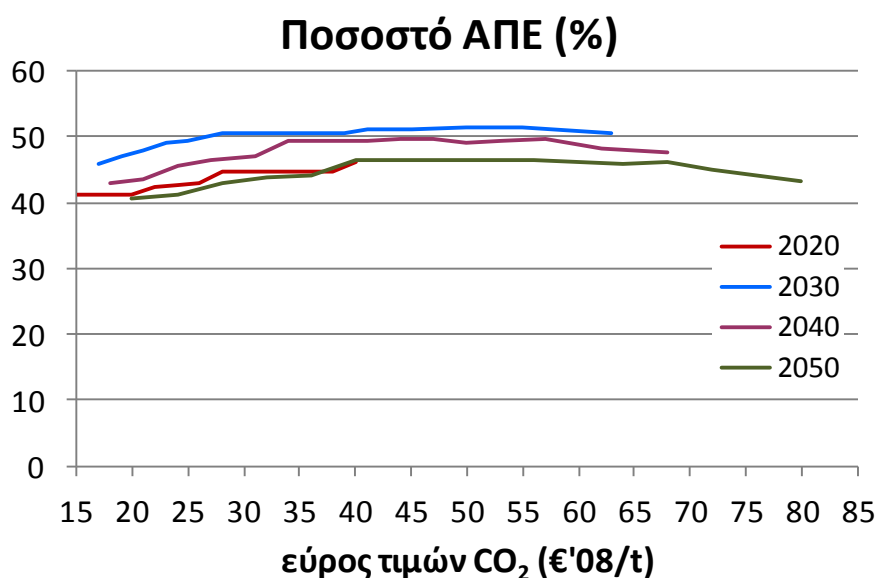
Διάγραμμα 30α: Δομή Ηλεκτροπαραγωγής – Σενάριο CCS & Πυρηνικά



Διάγραμμα 30β: Δομή Ηλεκτροπαραγωγής – Σενάριο CCS & Πυρηνικά

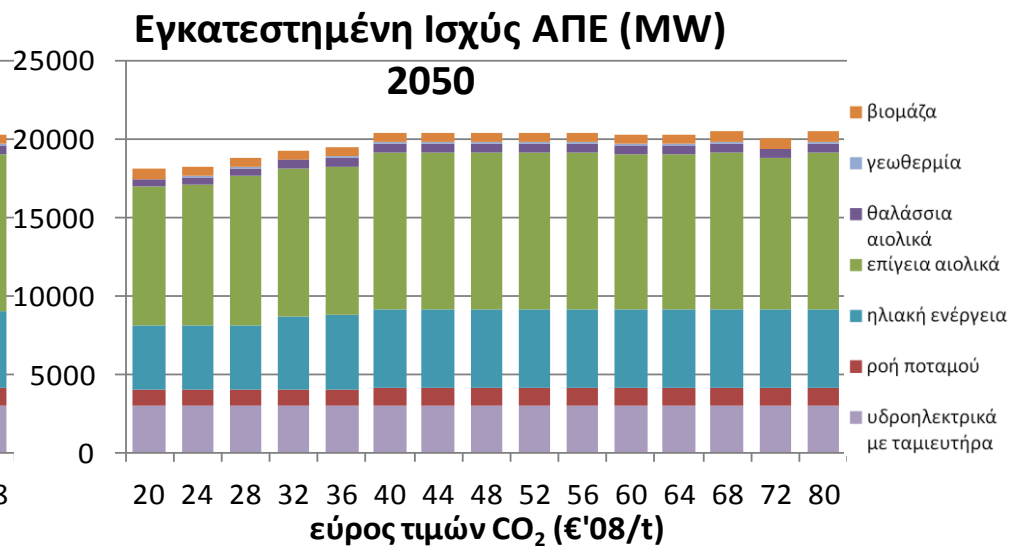
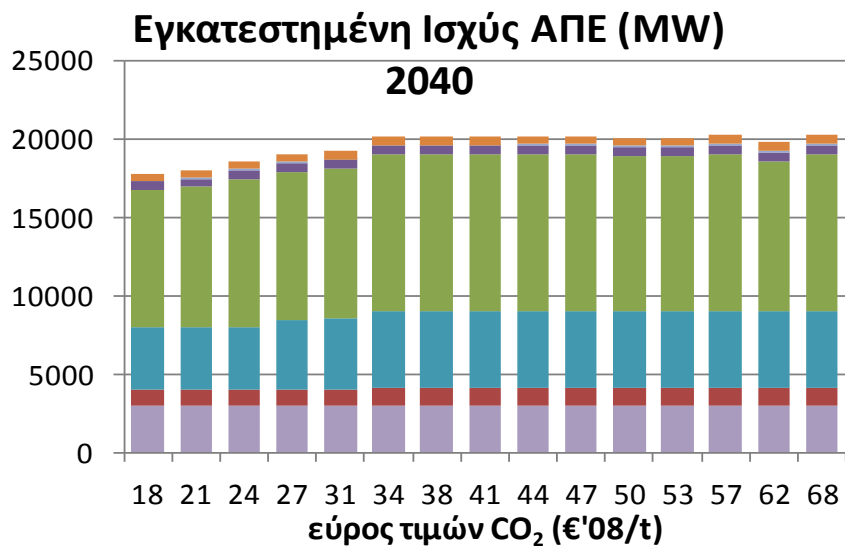
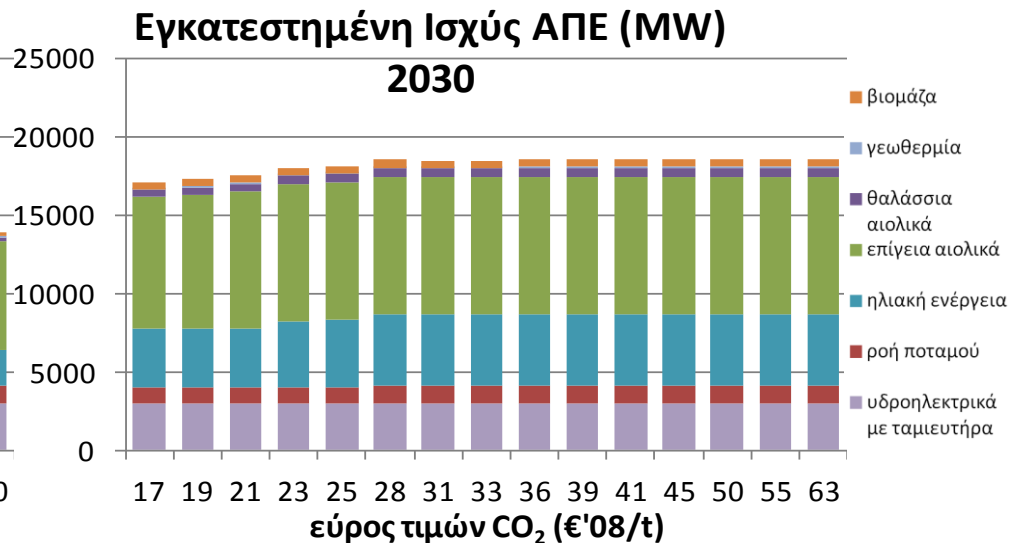
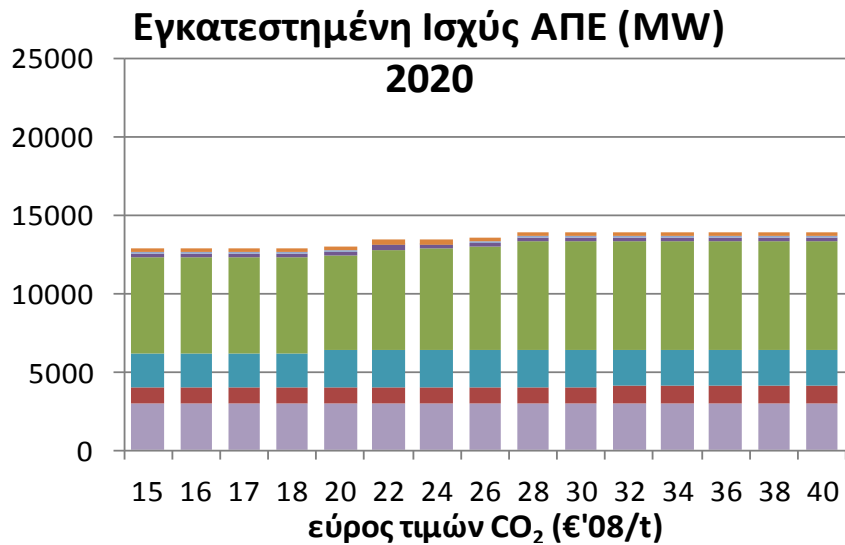
Οι πετρελαϊκές μονάδες, όπως και στα προηγούμενα δύο σενάρια, κρατούν το ίδιο μικρό ποσοστό στην παραγωγή ηλεκτρισμού και στην εγκατεστημένη ισχύ του συστήματος ώστε να εξασφαλίζεται η εφεδρεία των νησιών.

Όσο αφορά στις ΑΠΕ και το ποσοστό συμμετοχής τους στην ηλεκτροπαραγωγή, σύμφωνα με τα αποτελέσματα του μοντέλου, από το 2030 και μετά, φτάνει σε μεγαλύτερες τιμές σε σχέση με το σενάριο CCS, αν και από ένα ύψος τιμής και μετά μειώνεται ξανά. Η μείωση αυτή οφείλεται στο γεγονός ότι από ένα επίπεδο τιμών και πάνω οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παύουν να είναι η πιο συμφέρουσα επένδυση, ενώ η επένδυση σε λιγνιτικές μονάδες με τεχνολογία CCS γίνεται η πιο αποδοτική επιλογή. Το 2030 το ποσοστό των ΑΠΕ είναι μεγαλύτερο στο σενάριο CCS & πυρηνικά για τιμές του διοξειδίου του άνθρακα από 36€'08/t - 55€'08/t, το 2040 για τιμές από 34€'08/t - 57€'08/t, ενώ για το 2050 το εύρος των τιμών είναι από 32€'08/t - 72€'08/t. Η συνεισφορά αυτή των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας προκύπτει κυρίως από την αιολική ενέργεια και την αυξανόμενη συνεισφορά της ηλιακής ενέργειας, ενώ η γεωθερμία και η βιομάζα, παρόλο που αυξάνουν και διαχρονικά και με την αύξηση της τιμής του CO₂ τη συμμετοχή τους, έχουν πολύ μικρότερο ποσοστό στην ηλεκτροπαραγωγή. Οι υδροηλεκτρικές μονάδες έχουν σχεδόν σταθερό ποσό ενέργειας που εγχέεται στο σύστημα, γύρω στις 6500GWh.



Διάγραμμα 31: Συμμετοχή ΑΠΕ – Σενάριο CCS & Πυρηνικά

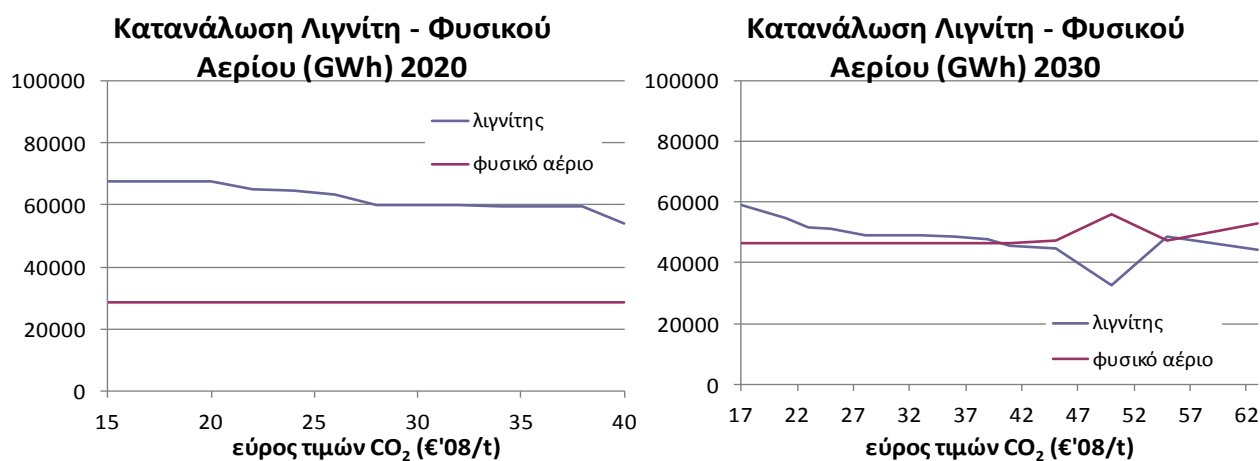
Πιο αναλυτικά στη δομή της ηλεκτροπαραγωγής των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, τα επίγεια αιολικά έχουν το μεγαλύτερο μερίδιο της εγκατεστημένης ισχύς σε ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, η μέγιστη τιμή των οποίων είναι και το 2040 και το 2050 γύρω στα 10000MW, ενώ μαζί με τα θαλάσσια αιολικά πάρκα φτάνουν στα 10600MW. Η εγκατεστημένη ισχύς των ηλιακών συστημάτων είναι το 2030 από 3700MW έως 4600MW και αυξάνονται διαχρονικά, ώστε το 2050 η ισχύς τους να κυμαίνεται από 4000MW έως 5000MW. Η ισχύς σε γεωθερμία είναι το 2020 65MW και, ήδη από το 2030, κυμαίνεται από 65MW έως 105MW. Η εγκατεστημένη ισχύς σε μονάδες βιομάζας είναι μεγαλύτερη, αφού το 2020 είναι τουλάχιστον 280MW και το 2050 τουλάχιστον 600MW.

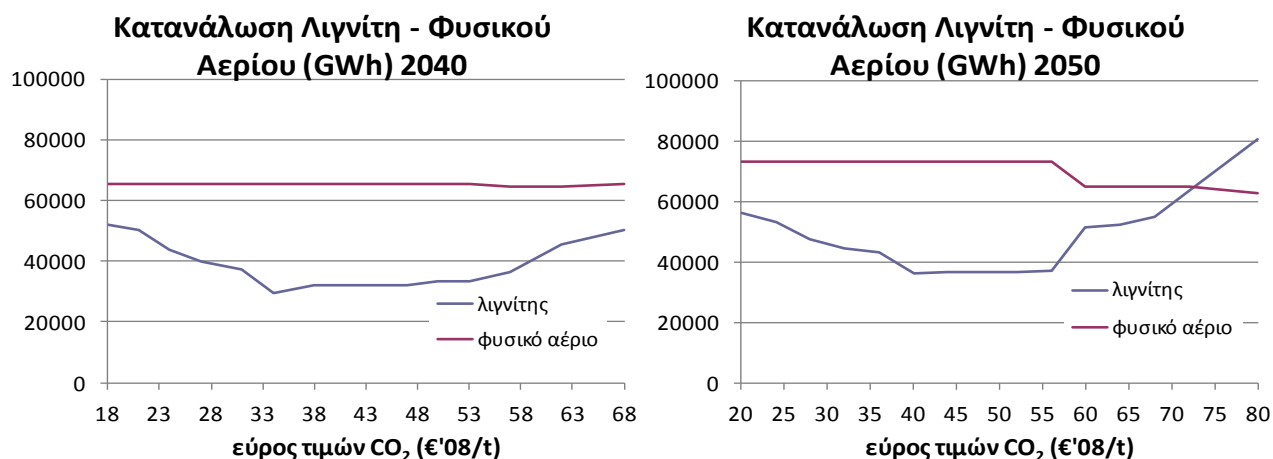


Διάγραμμα 32: Εγκατεστημένη Ισχύς ΑΠΕ – Σενάριο CCS & Πυρηνικά

Οι μονάδες φυσικού αερίου λειτουργούν, όπως και στα προηγούμενα σενάρια, καλύπτοντας την ανάγκη του συστήματος για ευέλικτες μονάδες και κατ' επέκταση συμβάλλοντας στην ευστάθειά του. Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου είναι το έτος 2020 55000MW και από το 2030 είναι τουλάχιστον 100000MW, ενώ η μέγιστη ισχύς τους φθάνει το 2050 σχεδόν στα 160000MW. Έτσι, η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου αποτελεί το 2020 το 48% της συνολικής ηλεκτρικής ισχύος και από το 2030 και εξής το μερίδιό της κυμαίνεται από το 62% έως το 74% της συνολικής ισχύος.

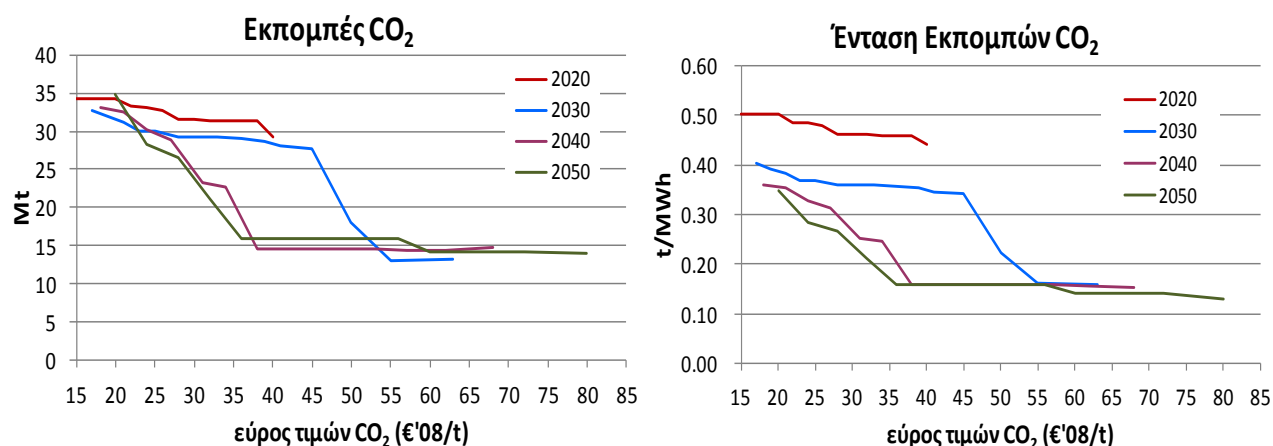
Η σύγκριση της κατανάλωσης των δύο κυριότερων καυσίμων στην ηλεκτροπαραγωγή δείχνει, όπως και στο σενάριο CCS, το γεγονός ότι η κατανάλωση φυσικού αερίου μειώνεται με την εισαγωγή των μονάδων CCS. Οι μονάδες με δέσμευση διοξειδίου του άνθρακα είναι σε θέση να καλύψουν τα φορτία βάσης του συστήματος και έτσι ο ρόλος των μονάδων φυσικού αερίου περιορίζεται στο να εξυπηρετούν τις διακυμάνσεις του φορτίου. Επίσης, με την κατασκευή μονάδων με τεχνολογία CCS το ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής διατηρεί τα τωρινά του χαρακτηριστικά, διατηρεί, δηλαδή, το γεγονός ότι βασίζεται στην κατανάλωση λιγνίτη.





Διάγραμμα 33: Κατανάλωση Καυσίμων – Σενάριο CCS & Πυρηνικά

Σχετικά με τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα, το σενάριο αυτό είναι πιο αποτελεσματικό από το σενάριο αναφοράς, όπως άλλωστε ήταν και το σενάριο CCS, αφού από το 2030 και για τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών 55€/t οι εκπομπές φτάνουν στο κατώφλι των 15 εκατομμυρίων τόνων και αντίστοιχα η ένταση εκπομπών της ηλεκτροπαραγωγής φτάνει τους 0.15t/MWh. Η τόσο μεγάλη μείωση οφείλεται στην αλλαγή της δομής του συστήματος, το οποίο θα περιλαμβάνει μονάδες μηδενικών ή χαμηλών εκπομπών, όπως είναι οι θερμικές μονάδες με CCS, οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας και οι μονάδες καύσης φυσικού αερίου.

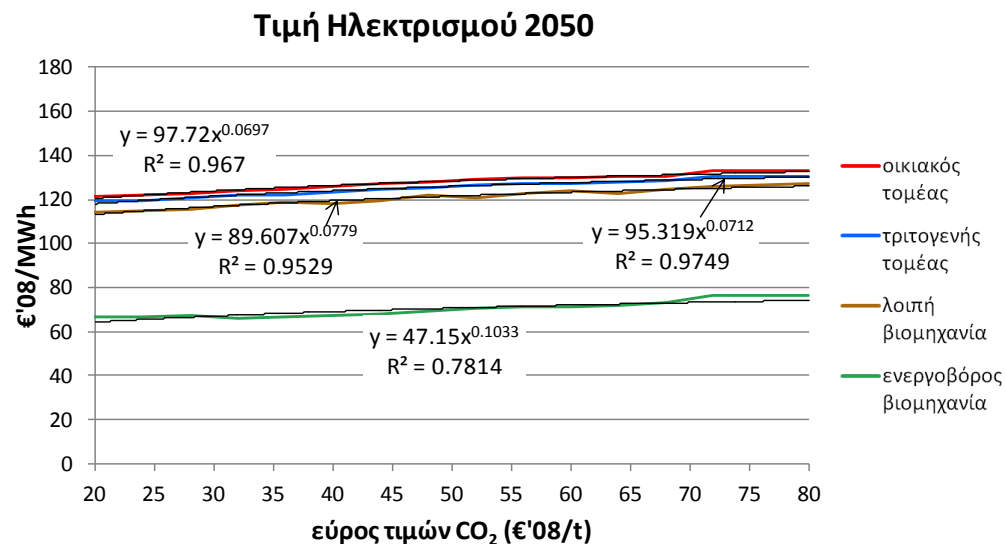
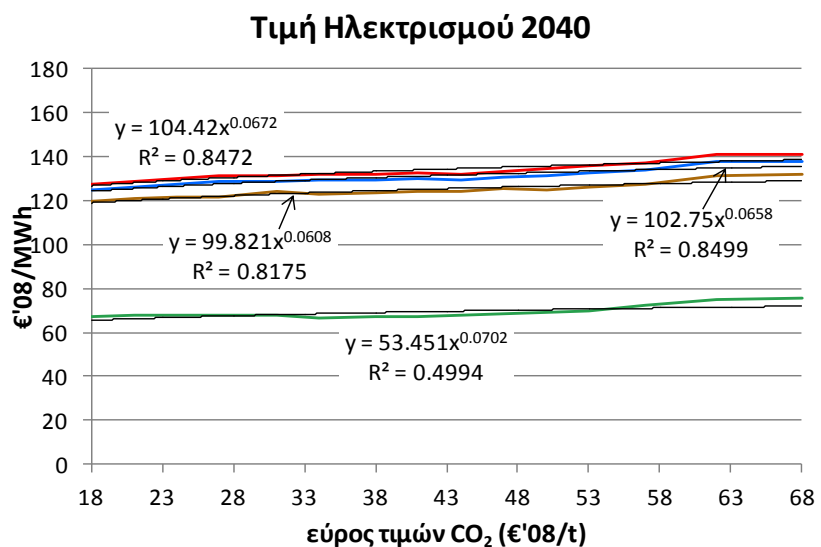
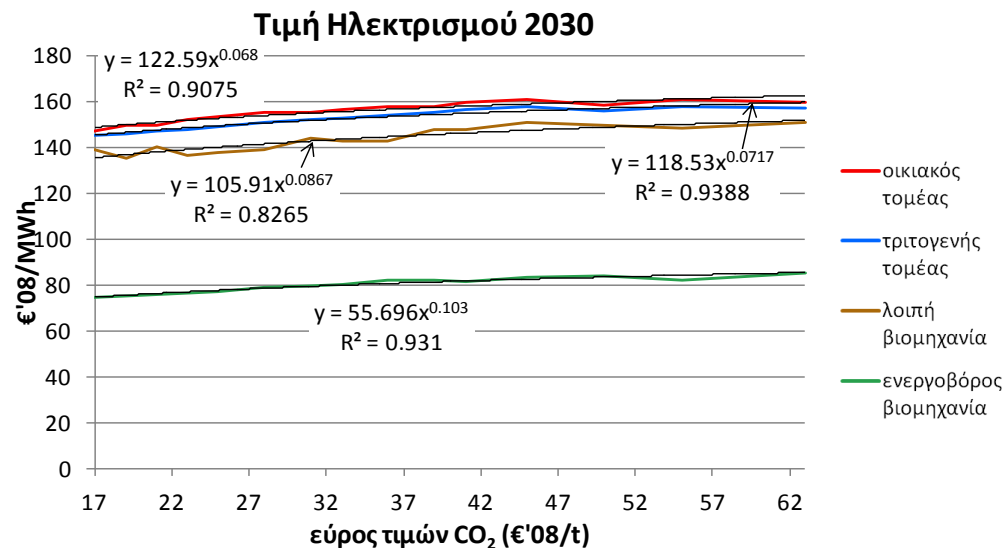
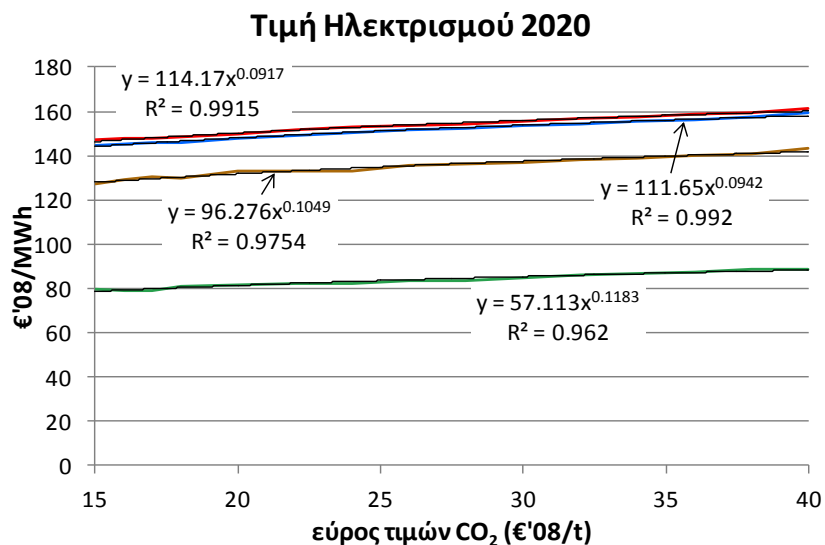


Διάγραμμα 34: Εκπομπές CO₂ και Ένταση Εκπομπών – Σενάριο CCS & Πυρηνικά

Τα τρία σενάρια έχουν πολύ κοντινά αποτελέσματα όσο αφορά την τιμή του ηλεκτρισμού. Όπως φαίνεται και από τις καμπύλες συσχέτισης, η ελαστικότητα στην τιμή του

ηλεκτρισμού για την ενεργοβόρο βιομηχανία, στο σενάριο CCS & πυρηνικά, κυμαίνεται από 0.07 έως 0.118, για τους υπόλοιπους κλάδους της βιομηχανίας από 0.06 έως 0.104, για τον οικιακό τομέα από 0.067 έως 0.091 και για τον τριτογενή τομέα από 0.065 έως 0.094. Όπως φαίνεται, η τιμή είναι σχεδόν ανελαστική σε όλους τους τομείς της οικονομίας, γεγονός που δείχνει ότι η τιμή του ηλεκτρισμού σχεδόν μένει ανεπηρέαστη από τη μεταβολή της τιμής του διοξειδίου του άνθρακα. Το γεγονός αυτό εξηγείται από την αλλαγή του συστήματος και την επένδυση κυρίως σε μονάδες έντασης κεφαλαίου και όχι σε μονάδες έντασης εκπομπών.

Κλείνοντας με την παρουσίαση των αποτελεσμάτων, στο σενάριο CCS & πυρηνικά είναι αξιοσημείωτο το γεγονός ότι οι επενδύσεις σε πυρηνικές μονάδες, αν και ήταν επιλογή, δεν πραγματοποιήθηκαν και, κατ' επέκταση, τα αποτελέσματα του σεναρίου αυτού ήταν πολύ κοντινά με τα αποτελέσματα του σεναρίου CCS. Προκειμένου να είναι οικονομικά βέλτιστο να κατασκευασθούν στην Ελλάδα πυρηνικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, θα πρέπει η χρονοσειρά των τιμών πώλησης δικαιωμάτων εκπομπών να έχει πιο μεγάλη κλίση ώστε να υπάρχει η προοπτική μεγάλης αύξησης των τιμών στο μέλλον.



Διάγραμμα 35: Τιμή Ηλεκτρισμού – Σενάριο CCS & Πυρηνικά

9

Επίλογος

Η κλιματική αλλαγή και η ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού είναι δύο μεγάλες προκλήσεις που αντιμετωπίζονται αυτή τη στιγμή, τόσο σε ευρωπαϊκό, όσο και σε εθνικό επίπεδο. Για να αντιμετωπιστεί η κλιματική αλλαγή, θα πρέπει να εφαρμοστούν πολιτικές που προωθούν την αειφόρο και βιώσιμη ανάπτυξη. Επιπρόσθετα, με την αναδιάρθρωση του ενεργειακού συστήματος και την αποδέσμευση από τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα θα μειωθεί η εξάρτηση από την εισαγόμενη ενέργεια και συνεπώς θα επέλθει μεγαλύτερη ασφάλεια για την παροχή ενέργειας

Η ενεργειακή πολιτική της Ευρωπαϊκής Ένωσης, μέσα στα πλαίσια της οποίας οφείλει να κινείται και η ενεργειακή πολιτική της Ελλάδας, στοχεύει στη δραστική μείωση των εκπεμπόμενων ρύπων. Έτσι, μέσω της εφαρμογής του μηχανισμού Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ETS), καθώς και μέσω Οδηγιών που αφορούν την ενεργειακή αποδοτικότητα και τα επίπεδα διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, η ΕΕ επιδιώκει την επίτευξη των στόχων του 20-20-20.

Η έμφαση που δίνεται σε ευρωπαϊκό και εθνικό επίπεδο για την προστασία του περιβάλλοντος και την εξασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού θα οδηγήσει το σύστημα σε μεγάλες αλλαγές, τόσο από μεριάς του μείγματος ενεργειακών μορφών, όσο και από τη μεριά των τεχνολογιών που θα επιλεγούν. Άλλωστε, οι δύο αυτοί στόχοι θα πρέπει να επιτευχθούν με τρόπο οικονομικά βέλτιστο.

Πιο συγκεκριμένα, ο τομέας ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, δηλαδή οι παραγωγοί ηλεκτρισμού, οι προμηθευτές και οι καταναλωτές, βρίσκονται μπροστά στην ανάγκη μεγάλων αλλαγών προκειμένου το σύστημα να γίνει πιο αποδοτικό και να μειώσει δραστικά τις εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα. Έτσι, οι επιλογές που είχαν γίνει στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα τα προηγούμενα χρόνια θα πρέπει να αναθεωρηθούν.

Κάποιες από αυτές τις αλλαγές περιλαμβάνουν την απεξάρτηση του συστήματος από το λιγνίτη, αφού είναι ένα καύσιμο μεγάλης έντασης εκπομπών, με εξαίρεση την περίπτωση όπου εφαρμόζεται η τεχνολογία δέσμευσης και αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα. Επίσης, θα πρέπει να διευκολυνθούν οι επενδύσεις σε μονάδες φυσικού αερίου, οι οποίες, λόγω της ευελιξίας τους, συμβάλλουν στην ευστάθεια και την ευελιξία του συστήματος.

Επιπλέον, μεγάλες αλλαγές, οι οποίες αποτελούν τεχνική και οικονομική πρόκληση, θα πρέπει να γίνουν προκειμένου να προωθηθεί η συμμετοχή των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή. Έτσι, και δεδομένου ότι τη μεγαλύτερη συνεισφορά στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας μπορούν να δώσουν στοχαστικές ΑΠΕ, όπως είναι η αιολική και η ηλιακή ενέργεια, θα πρέπει να υπάρχει μεγάλη εφεδρεία σε θερμικές μονάδες, να αναπτυχθούν έξυπνα δίκτυα, τα οποία θα μπορούν να χειριστούν και να εξισορροπούν αποτελεσματικά τις διακυμάνσεις του φορτίου και της παραγωγής από ΑΠΕ και τα οποία θα διευκολύνουν τη διείσδυση των μονάδων ΑΠΕ μικρής ισχύος στα δίκτυα χαμηλής και μέσης τάσης, και να διασυνδεθούν τα νησιά με το ηπειρωτικό σύστημα, ώστε να αξιοποιηθεί το πλούσιο δυναμικό τους σε ΑΠΕ. Επιπρόσθετα, με τη διασύνδεση των νησιών θα μειωθεί και η ηλεκτροπαραγωγή από πετρελαϊκές μονάδες, οι οποίες υπάρχουν κυρίως στα νησιά, και θα περιοριστεί η απαραίτητη εγκατεστημένη ισχύς σε μονάδες εφεδρείας.

Για να πραγματοποιηθούν οι στόχοι που έχουν τεθεί ως το 2020, είναι προφανές ότι θα πρέπει να ληφθούν άμεσα μέτρα και αποφάσεις. Δεδομένης της κεφαλαιακής έντασης των επενδύσεων για τις διασυνδέσεις, η προσέλκυση επενδυτών θεωρείται αναγκαία. Επίσης, θα πρέπει να υπάρξουν κίνητρα για την πραγματοποίηση μεγάλων έργων ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, αλλά και για την αξιοποίηση της βιομάζας και των μικρών φωτοβολταϊκών. Προς την ίδια κατεύθυνση θα βοηθήσει και η αλλαγή της οργάνωσης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ώστε να προωθούνται μονάδες ΑΠΕ και ευέλικτες θερμικές μονάδες,

καθώς και η ύπαρξη κινήτρων για την εξοικονόμηση ενέργειας και την πιο αποδοτική τελική κατανάλωση του ηλεκτρισμού.

Στα πλαίσια μείωσης των εκπομπών του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος, θα μπορούσαν να εισαχθούν τεχνολογίες χωρίς εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα που δεν υπάρχουν προς το παρόν στο ελληνικό σύστημα και που μπορούν να καλύπτουν τα φορτία βάσης με χαμηλό κόστος. Τέτοιες τεχνολογίες είναι η δέσμευση και αποθήκευση του διοξειδίου του άνθρακα και η πυρηνική ενέργεια.

Η τεχνολογία CCS, εκτός από τα θέματα ασφάλειας που υπεισέρχονται στη διαδικασία, έχει το μειονέκτημα της αποδοχής της αποθήκευσης του διοξειδίου του άνθρακα από την ελληνική κοινωνία. Στην περίπτωση που η τεχνολογία αυτή γίνει αποδεκτή, η κατασκευή λιγνιτικών μονάδων με CCS προσφέρει αρκετά οφέλη, όπως η δυνατότητα αξιοποίησης του εγχώριου καυσίμου. Έτσι, αν λυθεί το πρόβλημα της αποθήκευσης του CO₂, θα μπορούσε, τόσο από οικονομική, όσο και από τεχνική σκοπιά, το ελληνικό σύστημα να αποτελείται από μονάδες ΑΠΕ σε μεγάλο ποσοστό, μονάδες με CCS, για την κάλυψη του φορτίου βάσης, και μονάδες φυσικού αερίου για την κάλυψη των διακυμάνσεων του φορτίου.

Η πυρηνική τεχνολογία αποτελεί μια ιδιαίτερα ακριβή επένδυση για τα ελληνικά δεδομένα, λόγω σεισμογένειας, έλλειψης τεχνογνωσίας και άλλων παραγόντων. Επίσης, η ελληνική κοινωνία δεν είναι θετικά προδιατεθειμένη απέναντι στο ενδεχόμενο να χρησιμοποιηθεί πυρηνική ενέργεια για ηλεκτροπαραγωγή. Τελικά, οι μονάδες πυρηνικής ενέργειας δεν αποτελούν επιλογή για το ελληνικό σύστημα, με βάση τα σημερινά δεδομένα.

Το συμπέρασμα που προκύπτει είναι ότι η κατάλληλη στρατηγική για την ηλεκτροπαραγωγή, στην οποία δεν υπάρχουν οι αβεβαιότητες που προκύπτουν στην τεχνολογία CCS και στην πυρηνική τεχνολογία, είναι οι προώθηση των επενδύσεων και η ανάπτυξη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας σε μεγάλη κλίμακα συνδυάζοντας μονάδες φυσικού αερίου, ώστε να υπάρχουν τα απαραίτητα επίπεδα εφεδρείας και ευελιξίας του συστήματος.

Όσο αφορά τα συμπεράσματα που προέκυψαν από την προσομοίωση του ελληνικού συστήματος, κάποιες αξιοσημείωτες παρατηρήσεις είναι ότι οι πυρηνικές μονάδες δεν επιλέγονται, ακόμα και στο σενάριο που αυτό είναι δυνατό να συμβεί και ως εκ τούτου, τα σενάρια CCS και CCS & πυρηνικά έχουν πολύ κοντινά αποτελέσματα, ότι οι εκπομπές διοξειδίου του άνθρακα έχουν ένα κατώφλι, το οποίο προσδιορίζεται γύρω στους 15 εκατομμύρια τόνους διοξειδίου του άνθρακα, καθώς και ότι η ηλεκτροπαραγωγή από πετρελαϊκές μονάδες σταθεροποιείται σε όλα τα σενάρια περίπου στις 2000GWh, λόγω της κατανάλωσης των πετρελαϊκών προϊόντων στα νησιά.

Σε κάθε περίπτωση, προκειμένου να γίνουν πραγματικότητα οι στόχοι της ευρωπαϊκής πολιτικής και της ελληνικής κυβέρνησης για τον περιορισμό των εκπομπών, τη χρήση των ανανεώσιμων πηγών και τη βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας, θα πρέπει να γίνουν μεγάλες επενδύσεις τόσο σε βραχυπρόθεσμο, αλλά και σε μεσοπρόθεσμο και μακροπρόθεσμο επίπεδο. Επίσης, προκειμένου να εκπληρωθούν οι στόχοι και να προσαρμοστεί ο ελληνικός ηλεκτρικός, αλλά και εν γένει ενεργειακός, τομέας στον ευρωπαϊκό μηχανισμό ETS με το βέλτιστο δυνατό τρόπο θα πρέπει να γίνουν οι κατάλληλες υποκαταστάσεις στα ορυκτά καύσιμα και η μέγιστη δυνατή διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας.

10

Βιβλιογραφία

1. Το Ελληνικό Ενεργειακό Σύστημα, Υπουργείο Ανάπτυξης, Φεβρουάριος 2009
2. Σενάρια για το Μακροχρόνιο Ενεργειακό Σχεδιασμό της Ελλάδας, Μελέτη για το IOBE, Παντελής Κάπρος, Αθήνα, Μάρτιος 2011
3. Ετήσια Έκθεση, Κέντρο Ανανεώσιμων Πηγών και Εξοικονόμησης Ενέργειας, 2009
4. Εθνικό Σχέδιο Δράσης για τις Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής
5. Επιδράσεις στον Τομέα της Ηλεκτροπαραγωγής της ΕΕ-25 από την Εμπορία Δικαιωμάτων Εκπομπών CO₂, Διπλωματική Εργασία, Δήμητρα Τζορμπάκη, Αθήνα, Ιούνιος 2005
6. Το Κόστος της Κλιματικής Αλλαγής στην Ελλάδα, Διπλωματική Εργασία, Μαρίνα Ελένη Ζαμπάρα, Γεώργιος Καραπάνος, Αθήνα, Ιούλιος 2010
7. Meeting Carbon Budgets – the need for a step change, Progress report to Parliament Committee on Climate Change, UK, 12 October 2009
8. Climate Policy and Carbon Leakage Impacts of the European Emissions Trading Scheme on Aluminium, Julia Reinaud, International Energy Agency, October 2008
9. Climate Change Policy, Market Structure, and Carbon Leakage, Mustafa H. Babiker, Journal of International Economics, Elsevier, 2004
10. The E3MLab Models, Prof. P. Capros, E3MLab, January 2011
11. Δέσμη μέτρων της ΕΕ για την αλλαγή του κλίματος και την ενέργεια, Περίληψη για τους πολίτες, Ευρωπαϊκή Ένωση

12. Carbon Dioxide Capture and Storage, Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Canada, 2005
13. EU Demonstration Programme for CO₂ Capture and Storage (CCS), European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (ZEP)
14. Nuclear Power After Fukushima European Fallout, Ergo, August 2011
15. Εθνικό Σχέδιο Κατανομής Δικαιωμάτων Εκπομπών για την περίοδο 2008-2012, Υπουργείο Περιβάλλοντος, Χωροταξίας και Δημοσίων Έργων, Σεπτέμβριος 2006
16. Ανάλυση του Ελληνικού Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής Εν Όψει των Στόχων του Κιότο, Τίγκας Κ., Γιαννακίδης Γ., Δαμασιώτης Μ., Σιάκκης Φ., Βάσσοι Σ., Κίλιας Β., ΤΕΕ, Αθήνα, 2005
17. 5^η Εθνική Έκθεση για το Επίπεδο Διεύθυνσης της Ανανεώσιμης Ενέργειας το έτος 2010 (Άρθρο 3 Οδηγίας 2001/77/ΕΚ), Υπουργείο Περιβάλλοντος, Ενέργειας και Κλιματικής Αλλαγής, Σεπτέμβριος 2009
18. National Renewable Energy Action Plan in the Scope of Directive 2009/28/EC, Ministry of Environment, Energy and Climate Change
19. Energy Balance Sheets 2008-2009, Eurostat Statistical Books, 2011 Edition
20. Europe's Energy Position 2010 Annual Report, European Commission's Market Observatory for Energy, March 2011
21. Μηχανισμός Εμπορίας Αδειών Εκπομπής Διοξειδίου του Άνθρακα, Π. Κάπρος, 2008
22. A Bridge to A Greener Greece – A Realistic Assessment of CCS Potential, The Bellona Foundation, Athens, 2011
23. The Role of Electricity – Energy Models and Scenarios, Prof. P. Capros, Dr L. Mantzos, Dr N. Kouvaritakis, Dr V. Panos, Athens, 20 March 2007
24. Μελέτη Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς, Περιόδου 2010-2014, Διαχειριστής Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας
25. Building a Low-Carbon Economy – The UK's Contribution to Tackling Climate Change, Committee on Climate Change, December 2008
26. Revenue Dimensions of the EU ETS Phase III, S. Cooper, Prof. M. Grubb, Climate Strategies, 12th May 2011

27. Phase III of the EU Emissions Trading Scheme: your Q&A guide, CMS Cameron McKenna, 2009
28. Climate Policy and Industrial Competitiveness: Ten Insights from Europe on the EU Emissions Trading Scheme, M. Grubb, T. Brewer, The German Marshall Fund of the United States, 2009
29. The Impact of Auctioning on European Wholesale Electricity Prices Post-2012, A Report for WWF, New Carbon Finance, September 2008
30. The European Union's Emissions Trading System in Perspective, D. Ellerman, P. Joskow, Massachusetts Institute of Technology, May 2008
31. Rents in the European Power Sector due to Carbon Trading, J. Keppler, M. Cruciani, Elsevier, April 2010
32. Energy Yearly Statistics 2008, Eurostat Statistical Books, 2010 Edition
33. Προγραμματισμός Ανάπτυξης Διασυνδεδεμένων Συστημάτων Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας Σε Συνθήκες Αγοράς και Μεγάλης Διείσδυσης ΑΠΕ, Ι. Καμπούρης, Ε. Κονταξή, ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε., 2011
34. Μοντέλα Ανταγωνισμού στη Χονδρεμπορική Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας, Διπλωματική Εργασία, Μ. Ρουμπάνη, Αθήνα, Ιούλιος 2009
35. Ενδο-ημερήσια Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας Προκλήσεις και Προοπτικές, Β. Γκουντής, Χ. Ζούμας, Μ. Φιλίππου, Α. Τασούλης, ΔΕΣΜΗΕ Α.Ε., 2011
36. Τεχνολογίες Δέσμευσης CO₂, Δρ. Ν. Κουκουζάς, Φ. Ζιώγου, Εθνικό Κέντρο Έρευνας και Τεχνολογικής Ανάπτυξης, Αθήνα, Ιούλιος 2008
37. Carbon Trading Thickness and Market Efficiency, Al. Montagnoli, Fr. de Vries, University of Stirling, UK, 2010