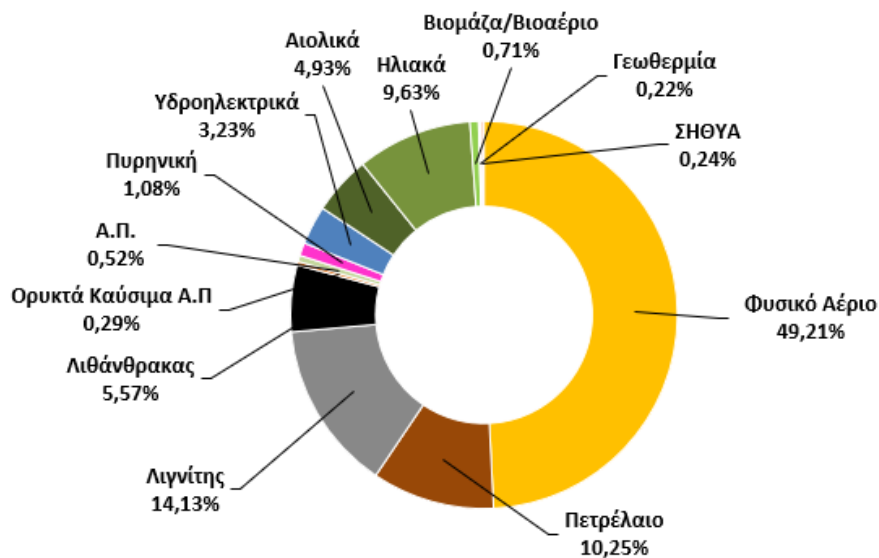




ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ
Σχολή Πολιτικών Μηχανικών
Τομέας Υδατικών Πόρων και Περιβάλλοντος

**Οικονομική αποτίμηση του μείγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην
Ελλάδα**



ΜΑΥΡΟΚΟΥΚΟΥΛΑΚΗΣ ΓΕΩΡΓΙΟΣ

Cv11018

Επιβλέπων:

Νικόλαος Μαμάσης, Καθηγητής ΕΜΠ

ΑΘΗΝΑ, ΟΚΤΩΒΡΙΟΣ 2024

ΠΙΝΑΚΑΣ ΠΕΡΙΕΧΟΜΕΝΩΝ

ΠΕΡΙΛΗΨΗ – ABSTRACT.....	4
1. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 – Εισαγωγή.....	5
1.1.Σκοπός - διάρθρωση της εργασίας.....	5
1.2.Ιστορική αναδρομή.....	5
1.2.1. 1889-1918 Αρχικές εφαρμογές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	5
1.2.2. 1918-1940 Η ανάπτυξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας την περίοδο του μεσοπολέμου.....	6
1.2.3. 1940-1951 Η επέκταση ανά την επικράτεια και η ίδρυση της ΔΕΗ....	8
1.2.4. 1951-1960 Α και Β Πενταετή Προγράμματα Ανάπτυξης.....	8
2. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 - Διεθνές περιβάλλον.....	10
2.1.Παγκόσμια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.....	11
2.2.Ευρωπαϊκό μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.....	14
2.3.Εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας.....	16
3. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 - Ανάλυση του ενεργειακού μείγματος της Ελλάδας.....	19
3.1.Λιγνίτης και πετρέλαιο.....	19
3.1.1. Σχηματισμός.....	19
3.1.2. Αποθέματα και παραγωγή παγκοσμίως.....	19
3.1.3. Αποθέματα και παραγωγή στην Ελλάδα.....	21
3.1.4. Ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη και πετρέλαιο.....	24
3.2.Φυσικό αέριο.....	35
3.2.1. Μέθοδος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο.....	35
3.2.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο στην Ελλάδα...38	
3.2.3. Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα φυσικού αερίου.....	39
3.3.Φωτοβολταϊκά συστήματα.....	41
3.3.1. Μέθοδος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά.....	41
3.3.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά στην Ελλάδα..43	
3.3.3. Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα φωτοβολταϊκών συστημάτων...45	
3.4.Αιολική ενέργεια.....	48
3.4.1. Μέθοδος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες....48	
3.4.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες στην Ελλάδα.....	50
3.4.3. Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα ανεμογεννητριών.....	52

3.5. Υδροηλεκτρική ενέργεια.....	53
3.5.1. Μέθοδος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικούς σταθμούς.....	53
3.5.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικούς σταθμούς στην Ελλάδα.....	54
3.5.3. Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα υδροηλεκτρικών σταθμών.....	56
4. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 - Η είσοδος των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας.....	59
4.1. Η εξέλιξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα.....	59
4.2. Ο ρόλος της Ε.Ε. στην απολιγνιτοποίηση.....	64
4.3. Δημοσιεύματα στον τύπο.....	66
5. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 - Οικονομική αποτίμηση των επιλογών.....	67
5.1. Σύγκριση κόστους μεταξύ των ΑΠΕ.....	67
5.2. Σύγκριση κόστους ΑΠΕ και λιγνίτη.....	73
6. ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 – Συμπεράσματα.....	86
ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	87
ΔΙΑΔΙΚΤΥΑΚΉ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ.....	88
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ.....	89
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ.....	92
ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ.....	93

ΠΕΡΙΛΗΨΗ

Στόχος της παρούσας διπλωματικής εργασίας είναι η μελέτη του οικονομικού αντικτύπου που επέφεραν οι αλλαγές στο ενεργειακό μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, η μελέτη πραγματοποιήθηκε ως προς την διαφορά κόστους μεταξύ των διάφορων πηγών ηλεκτρικής ενέργειας που εισήχθησαν στο πρόσφατο παρελθόν στο μείγμα ηλεκτροπαραγωγής της Ελλάδας .

Αναλυτικότερα παρουσιάζονται η ιστορική εξέλιξη του μείγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, οι διάφορες τεχνολογίες και πρώτες ύλες που το συνθέτουν, τα τεχνικά τους χαρακτηριστικά, τα πλεονεκτήματα/μειονεκτήματα κάθε μίας εξ αυτών, καθώς και η οικονομική τους σύγκριση.

Η εργασία κλείνει με προτάσεις βελτιστοποίησης της υφιστάμενης κατάστασης ενώ παρουσιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα και τα κύρια συμπεράσματα της μελέτης.

ABSTRACT

The aim of the present Diploma Thesis is to study the economic impact of the changes in the energy mix of electricity production. Specifically, the study was carried out on the cost difference between the various sources of electricity that have been introduced in the recent past in Greece's power generation mix.

In more detail, the historical development of the electricity generation mix in Greece, the various technologies and raw materials that compose it, their technical characteristics, the advantages/disadvantages of each of them, as well as their economic comparison are presented.

The study concludes with proposals for optimizing the current situation and presents in detail the results and main conclusions.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 - Εισαγωγή

1.1 Σκοπός - διάρθρωση της εργασίας

Σκοπός της παρούσας εργασίας είναι η αποτίμηση του οικονομικού αντικτύπου που επέφεραν οι αλλαγές στην διάρθρωση του μείγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Αρχικά αναλύονται οι εξελίξεις και οι αλλαγές στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Εν συνεχεία υπολογίζεται ο οικονομικός αντίκτυπος με σενάρια αντικατάστασης, διάφορων πηγών ηλεκτρικής ενέργειας, από άλλες.

Ειδικότερα ανά κεφάλαιο:

- Στο Κεφάλαιο 1 αναλύεται η ιστορική εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα.
- Στο Κεφάλαιο 2 παρουσιάζονται οι εξελίξεις στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας διεθνώς. Ιδιαίτερη έμφαση δίνεται στις εξελίξεις σε επίπεδο Ε.Ε., καθώς έχουν έντονη επίρεια στην ηλεκτροπαραγωγή και στην χώρα μας.
- Στο Κεφάλαιο 3 παρουσιάζονται οι διάφορες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας που αξιοποιούνται στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας. Για κάθε πηγή αναφέρονται οι μέθοδοι παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η ισχύς και η παραγόμενη από αυτές ηλεκτρική ενέργεια καθώς και τα μειονεκτήματα και πλεονεκτήματα που παρουσιάζουν.
- Στο Κεφάλαιο 4 αναλύεται η είσοδος των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και η απολιγνιτοποίηση.
- Στο Κεφάλαιο 5 υπολογίζεται ο οικονομικός αντίκτυπος των αλλαγών στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, σε σειρά σεναρίων αντικατάστασης διάφορων πηγών ενέργειας από άλλες φθηνότερες.
- Στο Κεφάλαιο 6 παρουσιάζονται τα συμπεράσματα της παραπάνω ανάλυσης.

1.2 Ιστορική αναδρομή

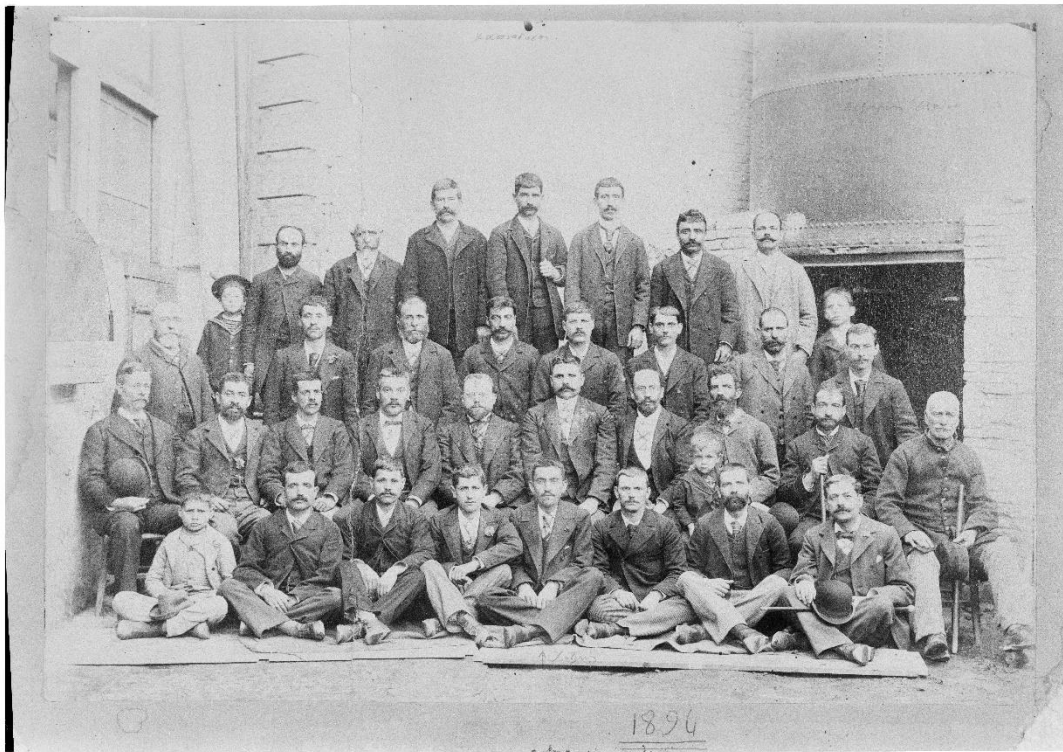
1.2.1 1889-1918 Αρχικές εφαρμογές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Η πρώτη εγκατάσταση παραγωγής και διανομής ηλεκτρισμού στο ελληνικό κράτος πραγματοποιήθηκε στην Αθήνα το 1889. Σκοπός ήταν η φωταγώγηση των ανακτόρων και του κέντρου της πρωτεύουσας. Ο σταθμός παραγωγής ήταν ένα εργοστάσιο στην συμβολή των οδών Πανεπιστημίου και Βουκουρεστίου και αποτελούνταν από μία εμβολοφόρο ατμομηχανή και μία γεννήτρια ισχύος 150 kW. Το δίκτυο διανομής ήταν η περιοχή μεταξύ των οδών Πανεπιστημίου, Σοφοκλέους, Αθηνάς και Ερμού καθώς και οι πλατείες Συντάγματος και Ομόνοιας.

Στη συνέχεια κατασκευάστηκε ο Ατμοηλεκτρικός σταθμός Φαλήρου (Εικόνα 1.1) που λειτουργούσε με λιγνίτη. Η τελευταία δεκαετία του 19^{ου} αιώνα θα σηματοδοτήσει την ηλεκτροδότηση στους σημαντικότερους αστικούς οικισμούς της τότε ελληνικής επικράτειας. Συγκεκριμένα θα ηλεκτροφωτιστούν έξι πόλεις: Πάτρα, Πειραιάς, Ερμούπολη, Χαλκίδα,

Καλαμάτα και Αργοστόλι. Οι δύο πρώτες δεκαετίες του 20^{ου} αιώνα χαρακτηρίζονται από σχετικά αργή ανάπτυξη: συγκεκριμένα μέχρι το 1918 η ηλεκτροπαραγωγή και διανομή θα φτάσει στο σύνολο σε 21 οικισμούς.

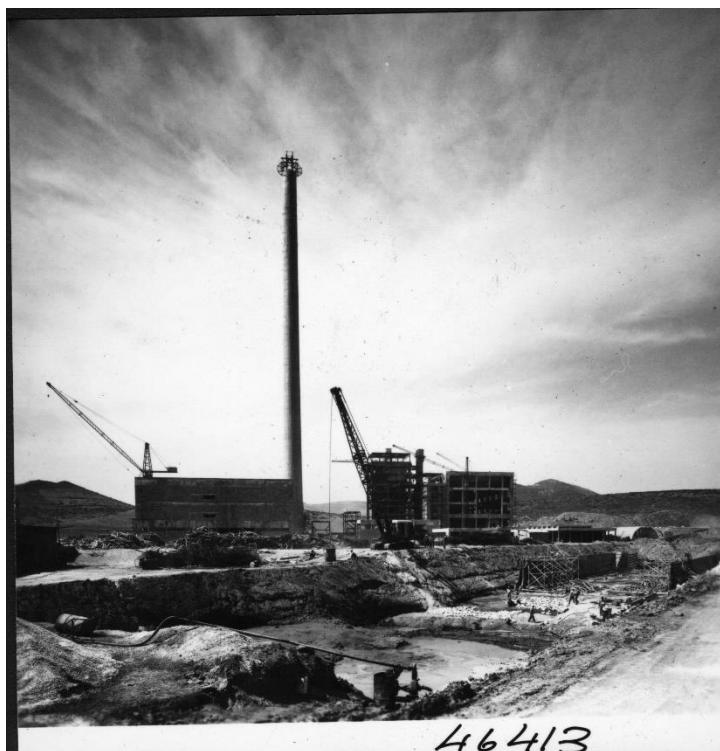
Η παραγωγή της πρώτης αυτής περιόδου (1889-1922) έχει ως πρώτη ύλη εισαγόμενους λιθάνθρακες. Οι μονάδες παραγωγής και διανομής έχουν τοπικό χαρακτήρα, αποτελούνται από ατμομηχανές και το δίκτυο εκτείνεται μέχρι τα όρια του οικισμού που εξυπηρετεί.



Εικόνα 1.1 Ατμοηλεκτρικός σταθμός Φαλήρου, 1894, ΠΗΓΗ ΔΕΗ

1.2.2 1918-1940 Η ανάπτυξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας την περίοδο του μεσοπολέμου

Η περίοδος του μεσοπολέμου χαρακτηρίζεται από εντατική επέκταση της παραγωγής σε περισσότερους οικισμούς. Ο εξηλεκτρισμός θα φτάσει σε 242 οικισμούς το 1929 και σε 390 το 1939. Σε τεχνικό επίπεδο οι ατμομηχανές που χρησιμοποιούν λιθάνθρακες θα αντικατασταθούν στη πλειοψηφία από πετρελαιομηχανές. Στην Εικόνα 1.2 παρουσιάζεται η κατασκευή πετρελαϊκής μονάδας, (Ατμοηλεκτρικός σταθμός Λαυρίου)



Εικόνα 1.2 Κατασκευή πετρελαϊκής μονάδας, Ατμοηλεκτρικός σταθμός Λαυρίου, ΠΗΓΗ ΔΕΗ

Παρά τις τεχνικές βελτιώσεις και την ποσοτική αύξηση της παραγωγής, η πολυδιάσπαση και η τοπική εμβέλεια θα συνεχίσουν να χαρακτηρίζουν το σύστημα παραγωγής και διανομής. Κάθε ηλεκτροδοτούμενος οικισμός είχε το δικό του εργοστάσιο το οποίο διένειμε συνεχές ρεύμα, γεγονός που περιόριζε σημαντικά την δυνατότητα μεταφοράς. Η πολυδιάσπαση αποτελούσε και στοιχείο του ιδιοκτησιακού καθεστώτος των μονάδων παραγωγής· κάθε εργοστάσιο συνοδευόμενο από το δικό του δίκτυο αποτελούσε ξεχωριστή ιδιωτική επιχείρηση. Οι εν λόγω επιχειρήσεις – σχεδόν ισάριθμες των ηλεκτροδοτούμενων οικισμών – κατά πλειοψηφία χρηματοδοτούνταν από την Εθνική Τράπεζα, ενώ οι κρατικές παρεμβάσεις ρύθμιζαν την παροχή άδειας λειτουργίας και την τιμολογιακή πολιτική

Η χρήση του ηλεκτρισμού πέραν του ηλεκτροφωτισμού οδών είχε επεκταθεί στην βιομηχανία καθώς και σε κατοικίες, με τις πρώτες ηλεκτρικές συσκευές να εμφανίζονται το 1930.

1.2.3 1940-1951 Η επέκταση ανά την επικράτεια και η ίδρυση της ΔΕΗ

Οι καταστροφές του 2^{ου} Παγκοσμίου Πολέμου ήταν εκτεταμένες και στις εγκαταστάσεις παραγωγής και διανομής ηλεκτρισμού της χώρας, με την παραγωγή να περιορίζεται από 234 GWh το 1939 σε 101 GWh το 1944.

Η υπάρχουσα μεταπολεμική κατάσταση παρουσίαζε μία σειρά από προβλήματα και ενδογενείς περιορισμούς, όπως:

- Χαμηλή παραγωγή.
- Περιορισμένο δίκτυο μεταφοράς και διανομής.
- Συχνές διακοπές της ηλεκτροδότησης.
- Εξάρτηση από εισαγόμενους λιθάνθρακες και πετρέλαιο.
- Υψηλές τιμές (έως και τριπλάσιες των ευρωπαϊκών).

Προκειμένου να δοθεί λύση στα παραπάνω ζητήματα, το 1948 συστήνεται επταμελής επιτροπή με πρόεδρο τον Κ. Α. Δοξιάδη. Η εν λόγω επιτροπή τελικά προτείνει την δημιουργία κρατικού μονοπωλίου στην παραγωγή και διάθεση ηλεκτρικής ενέργειας. Η ίδρυση της ΔΕΗ πραγματοποιήθηκε με τον νόμο Ν. 1468/1950.

1.2.4 1951-1960 Α και Β Πενταετή Προγράμματα Ανάπτυξης

Η αρχική χρηματοδότηση της κρατικής εταιρίας προήλθε από κεφάλαια του σχεδίου Μάρσαλ και μέρος των ιταλικών πολεμικών επανορθώσεων. Στόχος ήταν η κατασκευή νέου δικτύου μεταφοράς, η απόσυρση των πετρελαϊκών σταθμών παραγωγής και η ηλεκτροδότηση της υπαίθρου. Το πρώτο πενταετές πρόγραμμα ανάπτυξης (1950-1955) περιλάμβανε την κατασκευή:

- Τριών υδροηλεκτρικών σταθμών (Λάδωνα, Λούρου και Άγρα)
- Του λιγνιτικού σταθμού Αλιβερίου.
- Εθνικού Δικτύου Μεταφοράς 150 kV μήκους 1.125km και 21 υποσταθμούς.

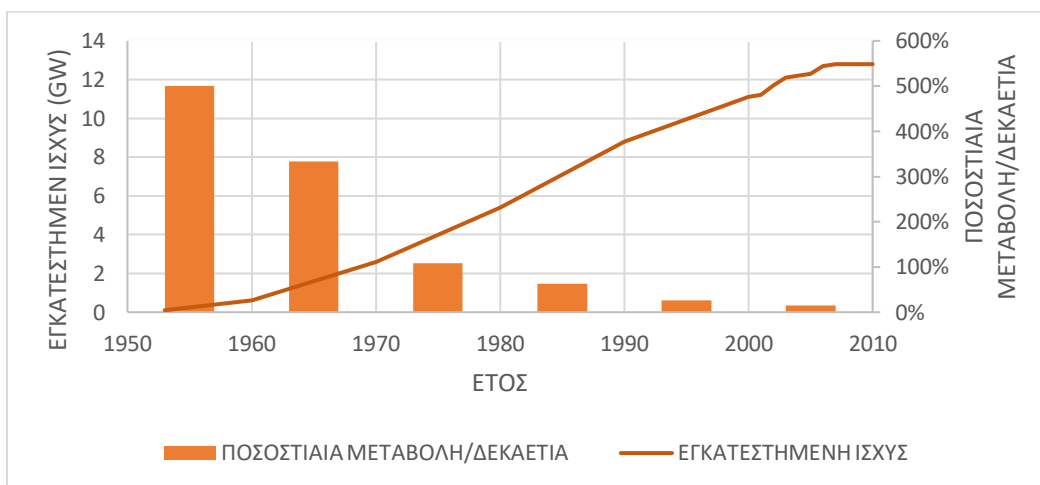
Η ΔΕΗ αποκτά το 1956 την αποκλειστικότητα στη διανομή ηλεκτρικής ενέργειας και εισάγει ενιαίο τιμολόγιο. Το δεύτερο πενταετές πρόγραμμα (1955-1960) περιείχε:

- Την εξαγορά των 415 υφιστάμενων ιδιωτικών εταιριών.
- Την αξιοποίηση των λιγνιτών της Πτολεμαΐδας.
- Την κατασκευή των υδροηλεκτρικών Ταυρωπού και Αχελώου.
- Επέκταση του δικτύου μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στο σύνολο της επικράτειας.

Η πρώτη δεκαετία μετά την ίδρυση της ΔΕΗ χαρακτηρίζετε από έντονη ανάπτυξη της ηλεκτροπαραγωγής. Χαρακτηριστικά η εγκατεστημένη ισχύς ανέρχεται σε 0,1 GW το 1953 και σε 0,6 GW το 1960. Αντίστοιχα αναπτύσσεται και το δίκτυο μεταφοράς και διανομής. Συγκεκριμένα, οι γραμμές μεταφοράς υψηλής τάσης επεκτείνονται από 1125 km το 1955, σε

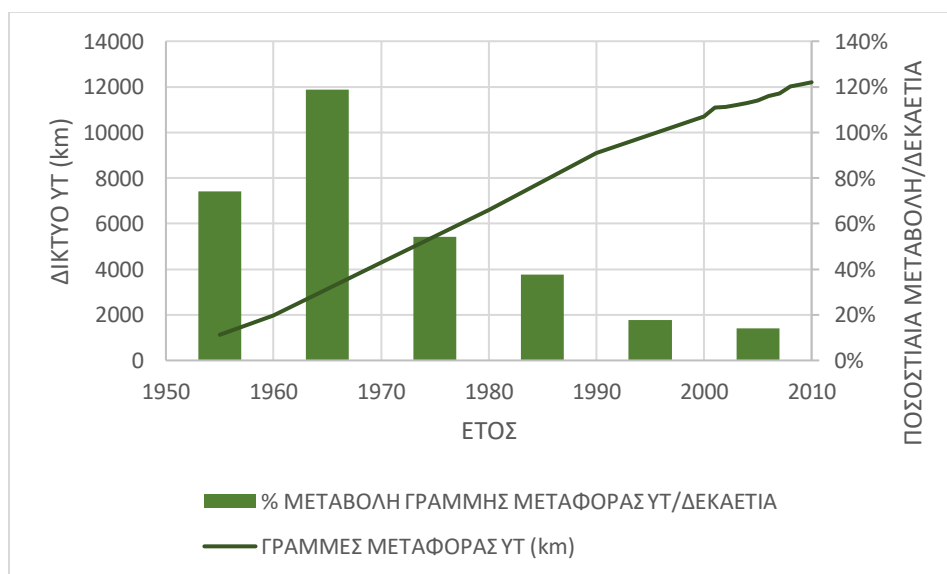
1960 km το 1960 και το δίκτυο διανομής μέσης και χαμηλής τάσης από 1480 km το 1955, σε 9300 km το 1960.

Στο Διάγραμμα 1.1 παρουσιάζονται τα στοιχεία για την εγκατεστημένη ισχύ από το 1953 έως το 2010, καθώς και η ποσοστιαία μεταβολή ανά δεκαετία.



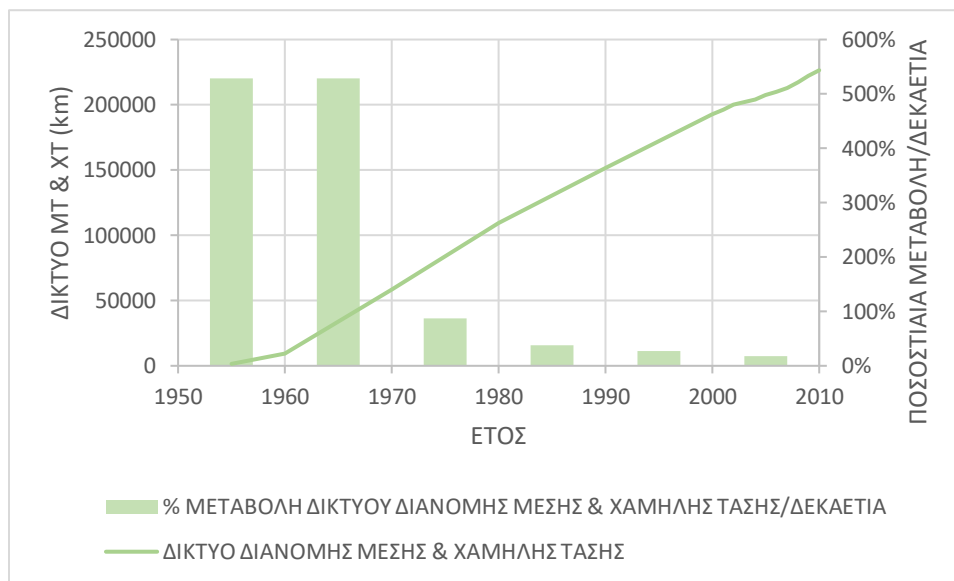
Διάγραμμα 1.1: Εγκατεστημένη ισχύς και ποσοστιαία μεταβολή αυτής ανά δεκαετία.

Στο Διάγραμμα 1.2 παρουσιάζονται τα στοιχεία για την έκταση του δικτύου μεταφοράς, υψηλής τάσης, από το 1955 έως το 2010, καθώς και η ποσοστιαία μεταβολή ανά δεκαετία.



Διάγραμμα 1.2: Έκταση δικτύου υψηλής τάσης και η μεταβολή αυτού ανά δεκαετία.

Στο Διάγραμμα 1.3 παρουσιάζονται τα στοιχεία για την έκταση του δικτύου διανομής, μέσης και χαμηλής τάσης, από το 1955 έως το 2010, καθώς και η ποσοστιαία μεταβολή ανά δεκαετία.



Διάγραμμα 1.3: Έκταση δικτύου μέσης και χαμηλής τάσης και η μεταβολή αυτού ανά δεκαετία.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 - Διεθνές περιβάλλον

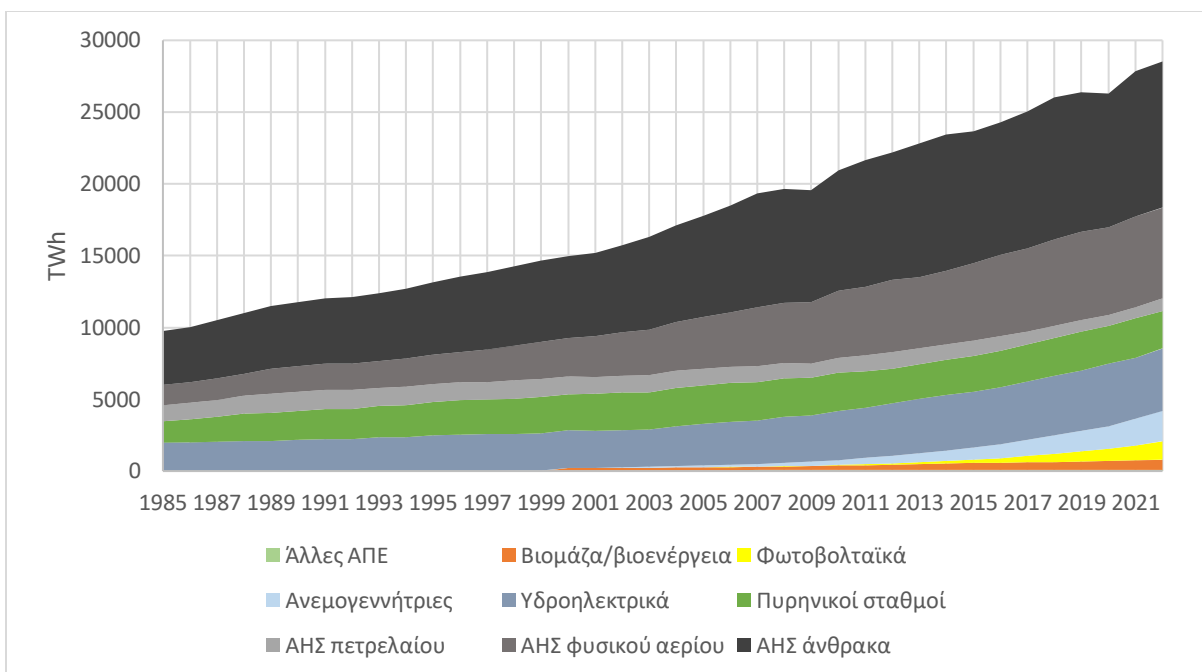
Ο καθορισμός του ενεργειακού μείγματος μίας χώρας δεν γίνεται εν κενό. Καθοριστικοί παράγοντες για την διαμόρφωση του μείγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι οι εγχώριες πρώτες ύλες, η γεωμορφολογία και το κλίμα. Την διαμόρφωση του μείγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, σε κάθε χώρα, επηρεάζουν και εξωγενείς παράγοντες όπως:

- Οι διεθνώς ανεπτυγμένες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής. Η έρευνα και ανάπτυξη των τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας συνήθως δεν αποτελούν εγχώριες διαδικασίες. Κατά συνέπεια οι επιλογές των τεχνολογιών που θα αξιοποιηθούν εξαρτώνται από τον βαθμό απόδοσης και την ωριμότητα που έχει επιτευχθεί σε κάθε τεχνολογία σε διεθνές επίπεδο.
- Η εμπορική διαθεσιμότητα πρώτων υλών για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η δυνατότητα ή δυσχέρεια πρόσβασης σε πρώτες ύλες (στερεά ή υγρά καύσιμα), τρίτων χωρών, μπορεί να επηρεάσει θετικά ή αρνητικά την επιλογή ή μη μίας τεχνολογίας για την παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- Η διασυνοριακή εμπορία ηλεκτρικής ενέργειας. Η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας σε κάθε χώρα δεν καλύπτεται μόνο από την εγχώρια παραγωγή, αλλά και από την εισαγωγή ρεύματος μέσω διακρατικών δικτύων. Το ενεργειακό μείγμα των γειτονικών, διασυνδεδεμένων κρατών εισρέει στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας, επηρεάζοντας έμμεσα τις αναλογίες του.

Για τους παραπάνω λόγους, προκειμένου να κατανοήσουμε πλήρως την εξέλιξη του μείγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, κρίνεται σκόπιμη μία συνοπτική επισκόπηση του παγκόσμιου και ευρωπαϊκού ενεργειακού μείγματος.

2.1 Παγκόσμια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Στο Διάγραμμα 2.1 παρουσιάζεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, σε παγκόσμιο επίπεδο, ανά τεχνολογία παραγωγής.



Διάγραμμα 2.1: Παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (1985-2022)

Πηγή: Ember's Yearly Electricity Data, Energy Institute Statistical Review of World Energy, London 2022-ίδια επεξεργασία

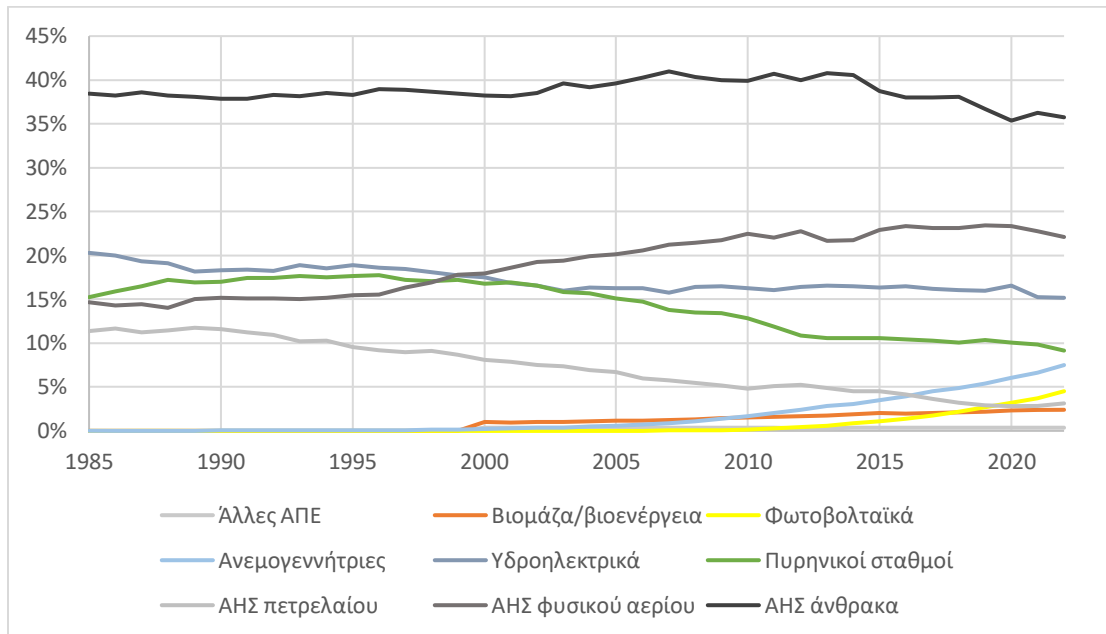
Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει μεγέθυνση 192% από το 1985 έως το 2022, με μέσο ετήσιο ρυθμό μεγέθυνσης της τάξης του 3%. Η μεγέθυνση είναι συνεχής, με εξαίρεση την στασιμότητα (0%) που παρουσιάστηκε το 2020, λόγω της επιδημίας του κορονοϊού και την μείωση (-1 %) που παρουσιάστηκε το 2009, λόγω της τελευταίας παγκόσμιας οικονομικής κρίσης.

Η μεγέθυνση ανά τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας:

- Οι λιγνιτικοί ΑΗΣ παρουσίασαν μέσο ποσοστό ετήσιας μεγέθυνσης παραγωγής 3% τα τελευταία 40 χρόνια. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άνθρακα αυξήθηκε κατά 172% από το 1985.
- Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο παρουσίασε μέσο ποσοστό ετήσιας μεγέθυνσης 3% τα τελευταία 40 χρόνια και συνολική αύξηση 342%.
- Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από πετρέλαιο μειώθηκε κατά 20% από το 1985.
- Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από πυρηνικούς σταθμούς αυξήθηκε κατά 75% από το 1985 με μέσο ετήσιο ποσοστό μεγέθυνσης 2%.
- Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικά αυξήθηκε κατά 119% από το 1985 με μέσο ετήσιο ποσοστό μεγέθυνσης 2%.
- Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες αυξήθηκε κατά 1959% από το 2005 με μέσο ετήσιο ποσοστό μεγέθυνσης 20%.

- Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά αυξήθηκε κατά 881% από το 2013 με μέσο ετήσιο ποσοστό μεγέθυνσης 30%.
- Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από βιομάζα αυξήθηκε κατά 356% από το 2000 με μέσο ετήσιο ποσοστό μεγέθυνσης 7%.
- Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από άλλες ΑΠΕ αυξήθηκε κατά 90% από το 2000 με μέσο ετήσιο ποσοστό μεγέθυνσης 3%.

Στο Διάγραμμα 2.2 παρουσιάζεται το ποσοστό συμμετοχής κάθε τεχνολογίας στο παγκόσμιο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το 1985 έως το 2022.



Διάγραμμα 2.2: Ποσοστό συμμετοχής κάθε τεχνολογίας στο παγκόσμιο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (1985 - 2022)

Πηγή: Ember's Yearly Electricity Data, Energy Institute Statistical Review of World Energy, London 2022-ίδια επεξεργασία

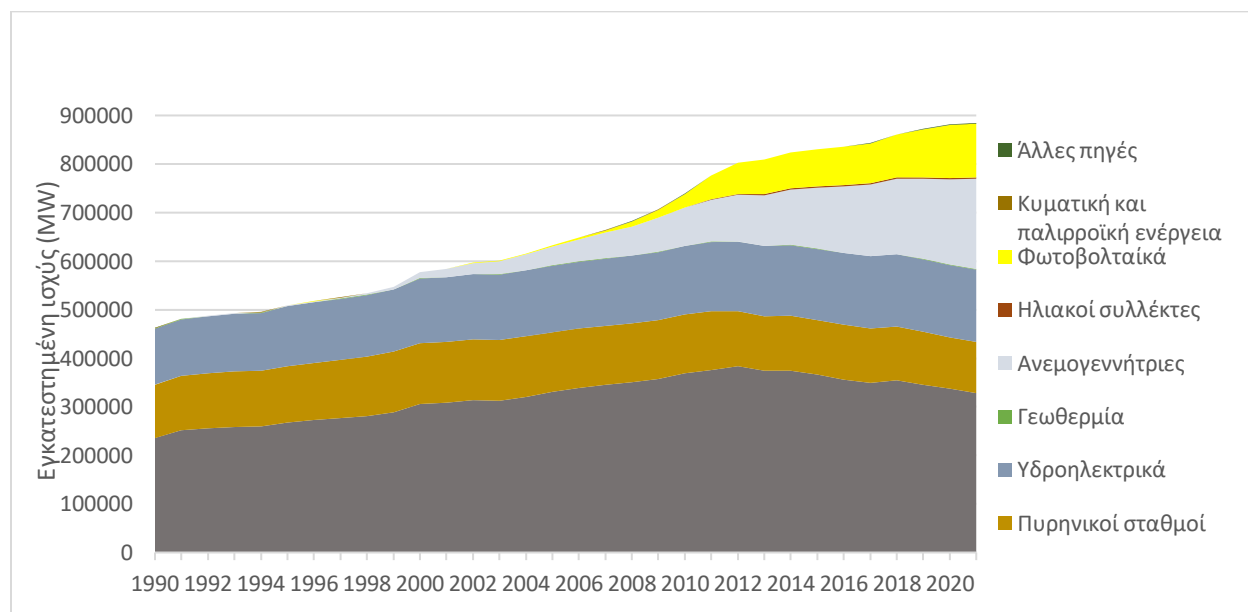
Παρατηρούμε ότι η συνολική συμμετοχή των υδροηλεκτρικών, φωτοβολταϊκών, ανεμογεννητριών, βιομάζας και άλλων ΑΠΕ στο παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα πλέον ανέρχεται στο 30%, από 20% που ήταν το 1985. Παρά την αύξηση της συμμετοχής των ΑΠΕ στο παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα, η συμμετοχή των ορυκτών καυσίμων παραμένει επί της ουσίας σταθερή, από 64% το 1985, σε 61% το 2022. Η αύξηση του ποσοστού συμμετοχής των ΑΠΕ στο παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα πραγματοποιήθηκε, με την αντίστοιχη μείωση των πυρηνικών και των μεγάλων υδροηλεκτρικών σταθμών. Κατά συνέπεια οι εκπομπές ρύπων ακολουθούν την γενική πορεία μεγέθυνσης της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Σχετικά με την μεταβολή του ποσοστού συμμετοχής στο ενεργειακό μείγμα ανά τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρατηρούνται τα παρακάτω:

- Οι λιγνιτικοί ΑΗΣ σήμερα συνεισφέρουν το 36% της παγκοσμίως παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, από 38% το 1985.
- Το φυσικό αέριο σήμερα συνεισφέρει το 22% της παγκοσμίως παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, από 15% το 1985.
- Το πετρέλαιο σήμερα συνεισφέρει το 3% της παγκοσμίως παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, από 11% το 1985.
- Οι πυρηνικοί σταθμοί σήμερα συνεισφέρουν το 9% της παγκοσμίως παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, από 15% το 1985.
- Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί σήμερα συνεισφέρουν το 15% της παγκοσμίως παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, από 20% το 1985.
- Οι ανεμογεννήτριες σήμερα συνεισφέρουν το 7% της παγκοσμίως παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, από 0% το 1985.
- Τα φωτοβολταϊκά σήμερα συνεισφέρουν το 5% της παγκοσμίως παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, από 0% το 1985.
- Η βιομάζα σήμερα συνεισφέρει το 2% της παγκοσμίως παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, από 0% το 1985.

2.2 Ευρωπαϊκό μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

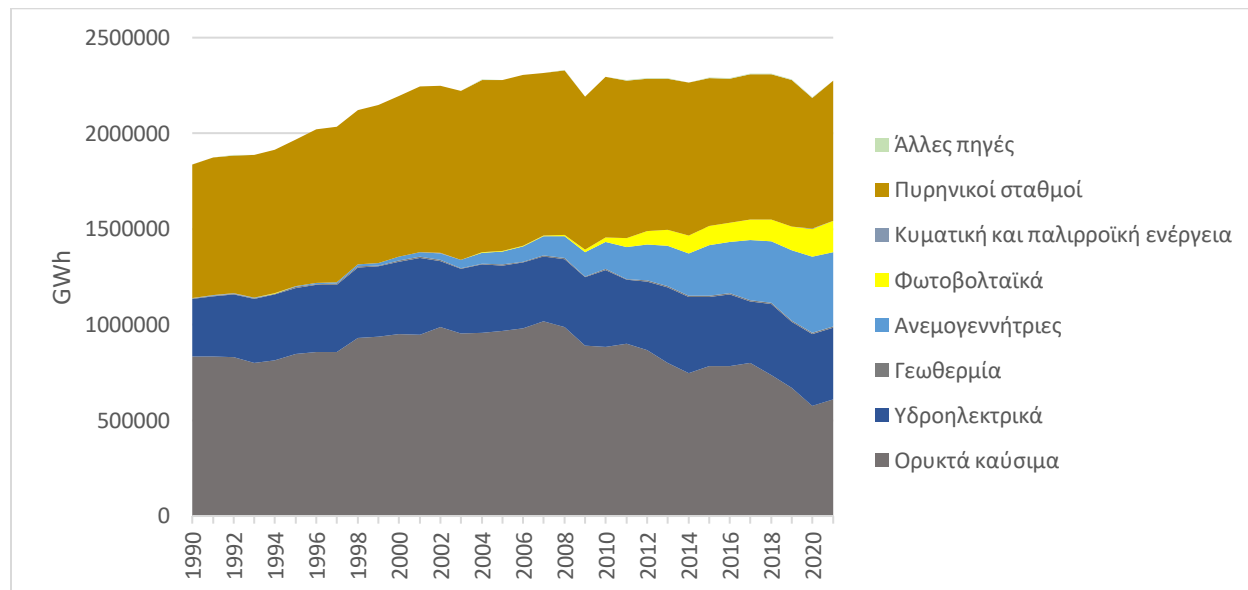
Στο Διάγραμμα 2.3 παρουσιάζεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος, για κάθε τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στα κράτη μέλη της ΕΕ (ΕΕ-27).



Διάγραμμα 2.3: Εγκατεστημένη ισχύς ανά τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (ΕΕ-27, 1990-2021)

Πηγή: EUROSTAT, Electricity production capacities by main fuel groups and operator-ίδια επεξεργασία.

Στο Διάγραμμα 2.4 παρουσιάζεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία στα κράτη μέλη της ΕΕ (ΕΕ-27).



Διάγραμμα 2.4: παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία (ΕΕ-27, 1990-2021)

Πηγή: EUROSTAT, Complete energy balances-ίδια επεξεργασία

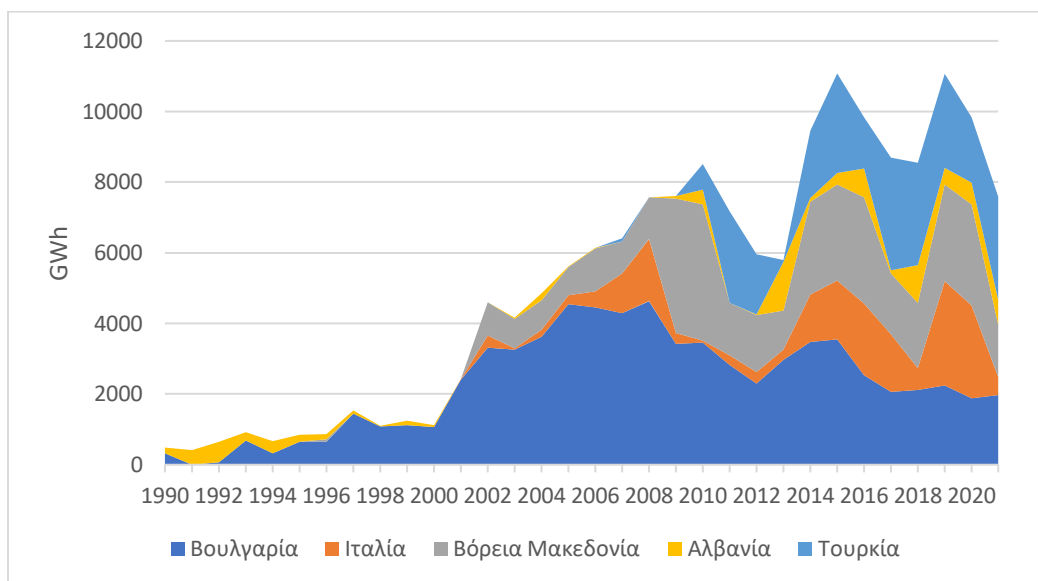
Παρατηρούμε ότι η συνολική συμμετοχή των υδροηλεκτρικών, φωτοβολταϊκών και ανεμογεννητριών στο ενεργειακό μείγμα της ΕΕ-27 πλέον ανέρχεται στο 41%, από 16% που ήταν το 1990. Η εισροή των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα αντικατέστησε την συμμετοχή των ορυκτών καυσίμων τα οποία παρήγαγαν το 45% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας το 1990, ενώ το 2021 συνεισέφεραν μόλις το 27%.

Η μεταβολή του ποσοστού συμμετοχής στο ενεργειακό μείγμα ανά τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας:

- Τα ορυκτά καύσιμα σήμερα συνεισφέρουν το 27% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ-27, από 45% το 1990.
- Τα υδροηλεκτρικά σήμερα συνεισφέρουν το 16% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ-27. Η συνεισφορά τους στο ενεργειακό μείγμα παραμένει επί της ουσίας σταθερή από το 1990. Τα υδροηλεκτρικά με αντλησιοταμίευση συνεισφέρουν το 1% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας.
- Οι ανεμογεννήτριες σήμερα συνεισφέρουν το 17% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ-27, από 3% το 2005.
- Τα φωτοβολταϊκά σήμερα συνεισφέρουν το 7% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ-27, από 1% το 2010.
- Οι πυρηνικοί σταθμοί σήμερα συνεισφέρουν το 32% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στην ΕΕ-27, από 38% το 1990.

2.3 Εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Ελλάδα το 2020 εισήγαγε το 17% της καταναλισκόμενης ηλεκτρικής ενέργειας¹. Στο Διάγραμμα 2.5 παρουσιάζεται η εξέλιξη των εισαγωγών ηλεκτρικού ρεύματος στην Ελλάδα ανά χώρα-εισαγωγή.



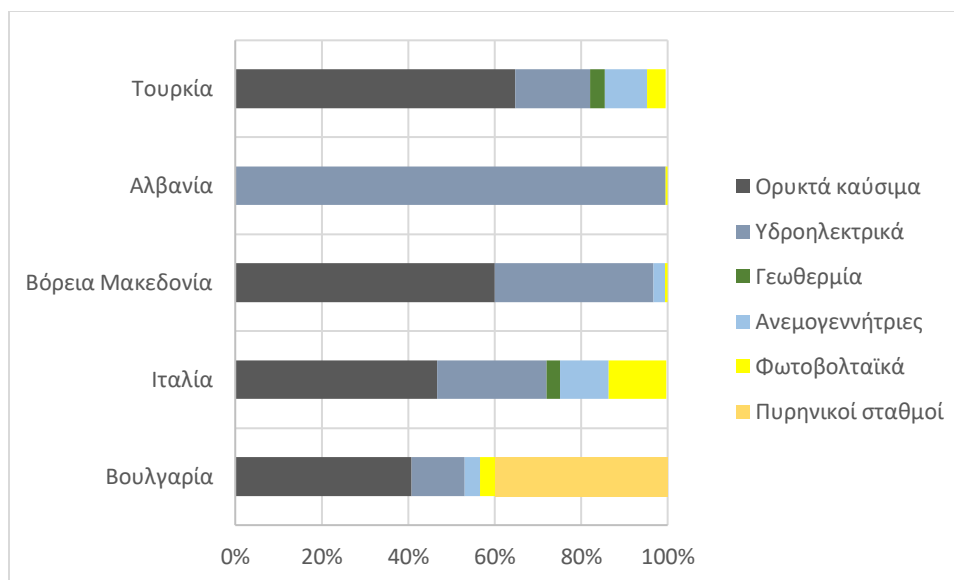
Διάγραμμα 2.5: Εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας (Ελλάδα, 1990-2021)

Πηγή: EUROSTAT, Imports of electricity and derived heat by partner country-ίδια επεξεργασία

Εκ των συνολικών εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, το 38% προήλθε από την Τουρκία, το 26% από την Βουλγαρία, το 20% από την Βόρεια Μακεδονία, το 9% από την Αλβανία και το 7% από την Ιταλία.

Στο Διάγραμμα 2.6 παρουσιάζονται τα ενεργειακά μείγματα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τις παραπάνω χώρες για το έτος 2021.

¹ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ti_eh/default/table?lang=en



Διάγραμμα 2.6: Μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τις χώρες-εξαγωγείς (2021)

Πηγή: EUROSTAT, Imports of electricity and derived heat by partner country-ίδια επεξεργασία

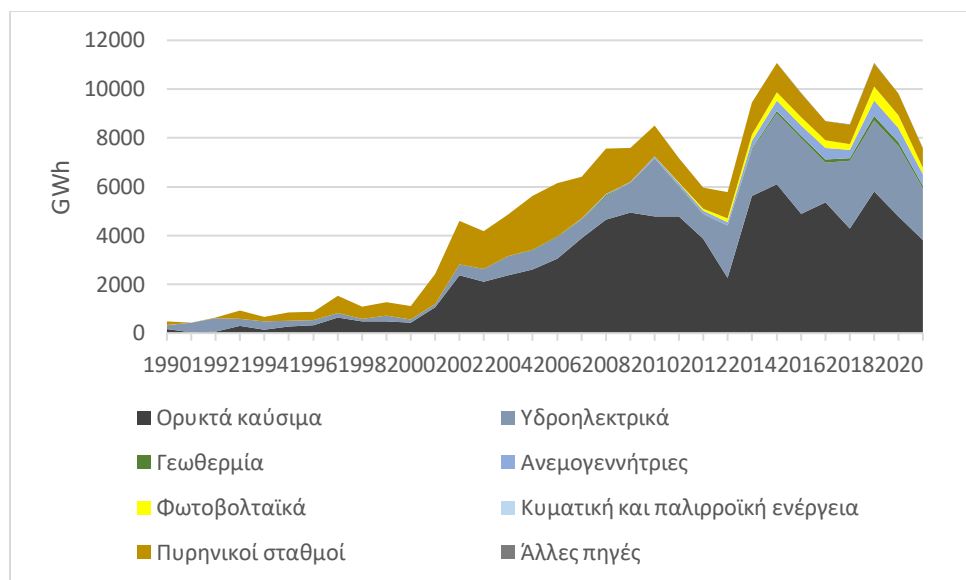
Παρατηρούμε ότι οι βασικές χώρες από τις οποίες η Ελλάδα εισάγει ηλεκτρικό ρεύμα (Τουρκία, Βουλγαρία, Βόρεια Μακεδονία), διατηρούν σε υψηλά επίπεδα την αξιοποίηση ορυκτών καυσίμων και πυρηνικών σταθμών. Κατά συνέπεια η εισαγόμενη ηλεκτρική ενέργεια δεν είναι “πράσινη”. Εδώ πρέπει να σημειώσουμε ότι η είσοδος των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα μίας χώρας μπορεί να οδηγήσει σε αύξηση των εισαγωγών ρεύματος (βλ Διάγραμμα 2.5). Αυτό ισχύει καθώς οι βασικές ΑΠΕ στην Ελλάδα (φωτοβολταϊκά και ανεμογεννήτριες) έχουν μεγάλη αβεβαιότητα και δεν παράγουν ηλεκτρική ενέργεια κατά παραγγελία, αλλά υπό συγκεκριμένες καιρικές συνθήκες, με αποτέλεσμα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας να μην ακολουθεί την χρονική κατανομή της ζήτησης. Κατά συνέπεια αυξάνονται οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας για να καλυφθεί το έλλειμα παραγωγής-ζήτησης. Το παραπάνω φαινόμενο οδηγεί στο εξής παράδοξο, ενώ οι ΑΠΕ αποκτούν ολοένα και μεγαλύτερη συμβολή στο ενεργειακό μείγμα, τα ορυκτά καύσιμα δεν μειώνονται σε αντίστοιχο βαθμό λόγω της αύξησης των εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας που προέρχεται από λιγνίτη και φυσικό αέριο.

Στο Διάγραμμα 2.7 παρουσιάζεται το ενεργειακό μείγμα εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας ανά πηγή για την Ελλάδα την περίοδο 1990-2021.

Οι υπολογισμοί έχουν γίνει ως εξής:

Το ποσοστό συμμετοχής κάθε πηγής ηλεκτρικής ενέργειας κάθε χώρας-εξαγωγέα πολλαπλασιάζεται με τις εισαγόμενες από την Ελλάδα γιγαβατώρες της αντίστοιχης χώρας.

Στη συνέχεια για κάθε πηγή ενέργειας αθροίζονται οι εισαγόμενες από την Ελλάδα γιγαβατώρες.



Διάγραμμα 2.7: Ενεργειακό μείγμα ετήσιων εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας (Ελλάδα, 1990-2020)

Πηγή: EUROSTAT, Imports of electricity and derived heat by partner country-ίδια επεξεργασία

Οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα το 2020 (9.830 GWh) έφθασαν στο 21% της συνολικής ετήσιας εγχώριας παραγωγής (46.330 GWh) και στο 17% της συνολικής εγχώριας ζήτησης (55.191 GWh) για το ίδιο έτος. Κατά συνέπεια η επιρροή του ενεργειακού μείγματος των εισαγωγών στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι αμελητέα.

Το ενεργειακό μείγμα εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας κυριαρχείται από τα ορυκτά καύσιμα τα οποία προσέφεραν το 50% της εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας το 2021. Επίσης υψηλό ποσοστό συμμετοχής παρουσιάζουν οι πυρηνικοί σταθμοί και τα υδροηλεκτρικά, οι οποίοι προσέφεραν το 10% και το 28% αντίστοιχα, της εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας το 2021.

Συμπεραίνουμε ότι η προσπάθεια μείωσης του περιβαλλοντικού αντικτύπου της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα (με την είσοδο των ΑΠΕ την τελευταία δεκαετία) αντιστρέφεται, ως έναν βαθμό, από την αύξηση των εισαγωγών -σχετικά φθηνής- ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία έχει παραχθεί κατά 60% από ορυκτά καύσιμα και πυρηνικούς σταθμούς.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 - Ανάλυση του ενεργειακού μείγματος της Ελλάδας

3.1. Λιγνίτης και πετρέλαιο

3.1.1. Σχηματισμός

Οι λιγνίτες είναι στερεά καύσιμα που ανήκουν στους γαιάνθρακες και αποτελούνται από άνθρακα, υδρογόνο, οξυγόνο, άζωτο, θείο, νερό και μεταλλικά κατάλοιπα (τέφρα).

Οι γαιάνθρακες σχηματίζονται μέσω του εμπλουτισμού φυτικών υπολειμμάτων σε άνθρακα. Συναρτήσει των συνθηκών πίεσης και θερμοκρασίας που επικρατούν σε σχετικά μικρό βάθος, κοντά στην επιφάνεια της Γης, τα φυτά μετατρέπονται αρχικά σε τύρφη και έπειτα ενανθρακώνονται. Τα κοιτάσματα λιγνίτη δημιουργούνται στα πρώτα στάδια της ενανθράκωσης αμέσως μετά την τύρφη. Η λιγνιτογένεση λαμβάνει χώρα στην Ελλάδα από το Ηώκαινο μέχρι και το Κατώτερο Πλειστόκαινο².

Ο λιγνίτης, λόγω των συνθηκών ενανθράκωσης του, έχει θερμογόνο ικανότητα 3-7 φορές μικρότερη από αυτή του λιθάνθρακα και 5-10 φορές μικρότερη από αυτή του πετρελαίου. Η θερμογόνο δύναμη των λιγνιτών, σε δείγματα ελεύθερα από υγρασία και τέφρα, ανέρχεται από 2000 kcal/kg έως 4500 kcal/kg³.

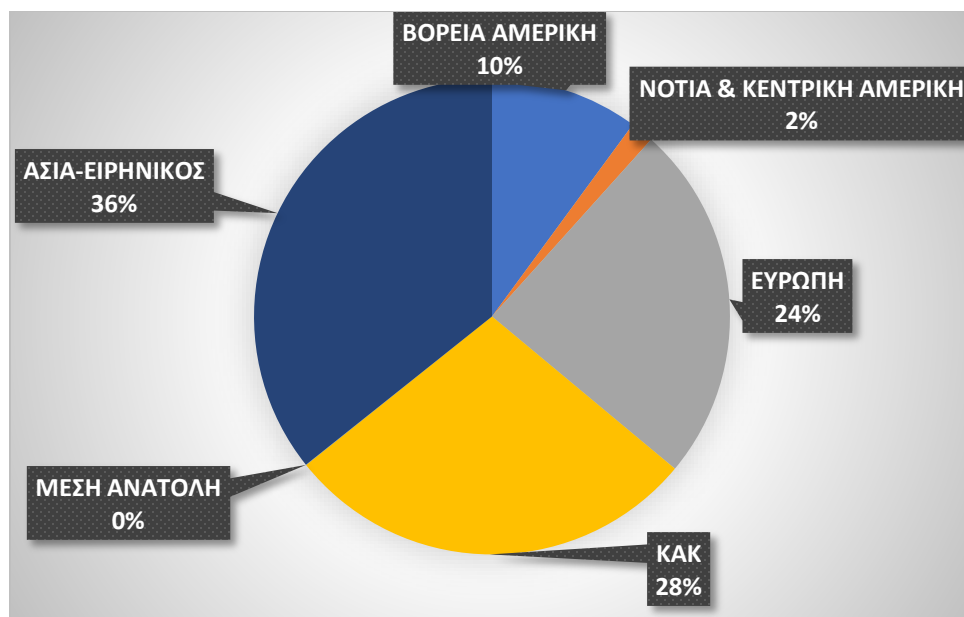
3.1.2. Αποθέματα και παραγωγή παγκοσμίως

Τα παγκόσμια αποθέματα λιγνίτη ανέρχονται το 2020 σε 320.469 εκατομμύρια τόνους. Τα μεγαλύτερα αποθέματα απαντώνται στις χώρες τις Ασίας και του Ειρηνικού με 114.437 εκατομμύρια τόνους, 36% των παγκοσμίων αποθεμάτων. Η Βόρεια Αμερική κατέχει 32.290 εκατομμύρια τόνους (10%), η Νότια και Κεντρική Αμερική 5.073 εκατομμύρια τόνους (2%), η Ευρώπη 78.156 εκατομμύρια τόνους (24%) και οι χώρες της Κοινοπολιτείας Ανεξαρτήτων Κρατών 90.447 εκατομμύρια τόνους (28%).⁴ Η κατανομή των παγκόσμιων λιγνιτικών αποθεμάτων παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 3.1.

² Λιγνιτικά Κοιτάσματα, Ερευνητική Ομάδα Ενεργειακών Πρώτων Υλών, Τμήμα Γεωλογίας, Πανεπιστήμιο Πατρών.
<http://www.geology.upatras.gr/index.php/el/research-researchers-of-energy-raw-materials/research-objects-research-team-of-energy-raw-materials/lignite-deposits-research-objective-research-team-of-energy-raw-materials>

³ Στερεά Καύσιμα, Ενεργειακές Τεχνολογίες, Εργαστήριο Τεχνολογίας Καυσίμων και Λιπαντικών, ΕΜΠ.
https://www.chemeng.ntua.gr/the_fuels_and_lubricants_technology_lab

⁴ BP, Statistical Review of World Energy 2020, 69th edition.



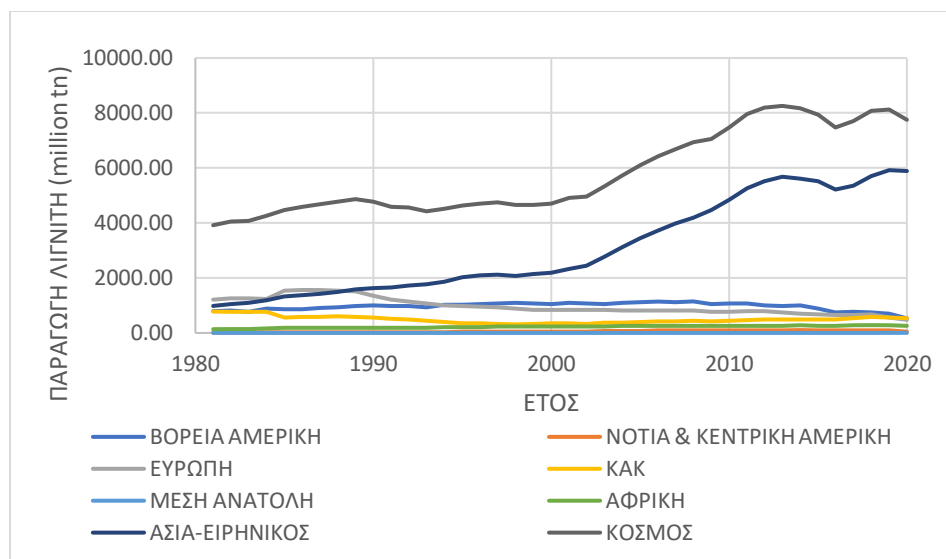
Διάγραμμα 3.1: Κατανομή των παγκόσμιων λιγνιτικών αποθεμάτων

Πηγή: BP, Statistical Review of World Energy 2020, 69th edition-ίδια επεξεργασία

Η παγκόσμια παραγωγή λιγνίτη υπολογίζεται σε 7.740 εκατομμύρια τόνους το 2020, παρουσιάζοντας σταθερή αύξηση από το 1981 έως το 2013 (8.255 εκατομμύρια τόνους) και διακοπτόμενη τάση μείωσης από το 2013 έως το 2020.

Η πρώτη λιγνιτοπαραγωγός χώρα είναι η Κίνα με ετήσια παραγωγή 3.902 εκατομμύρια τόνους το 2020, μέγεθος το οποίο αποτελεί το 50,4% της παγκόσμιας λιγνιτικής παραγωγής. Οι δέκα πρώτες χώρες σε παραγωγή λιγνίτη είναι: Κίνα (50,4%), Ινδία (9,8%), Ινδονησία (7,3%), ΗΠΑ (6,3%), Αυστραλία (6,2%), Ρωσία (5,2%), Νότιος Αφρική (3,2%), Καζακστάν (1,5%), Γερμανία (1,4%), Πολωνία (1,3%)⁵. Συνολικά οι δέκα αυτές χώρες εκπροσωπούν το 92,4% της παγκόσμιας παραγωγής λιγνίτη. Η παγκόσμια ετήσια παραγωγή λιγνίτη (1981-2020) παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 3.2.

⁵ BP, Statistical Review of World Energy 2020, 69th edition.



Διάγραμμα 3.2: Παγκόσμια ετήσια παραγωγή λιγνίτη (1981-2020)

Πηγή: BP, Statistical Review of World Energy 2020, 69th edition-ίδια επεξεργασία

Υπό την υπόθεση ότι η παραγωγή λιγνίτη κάθε χώρας μένει σταθερή στο επίπεδο του 2020 τα παγκόσμια αποθέματα επαρκούν για 41,4 έτη.

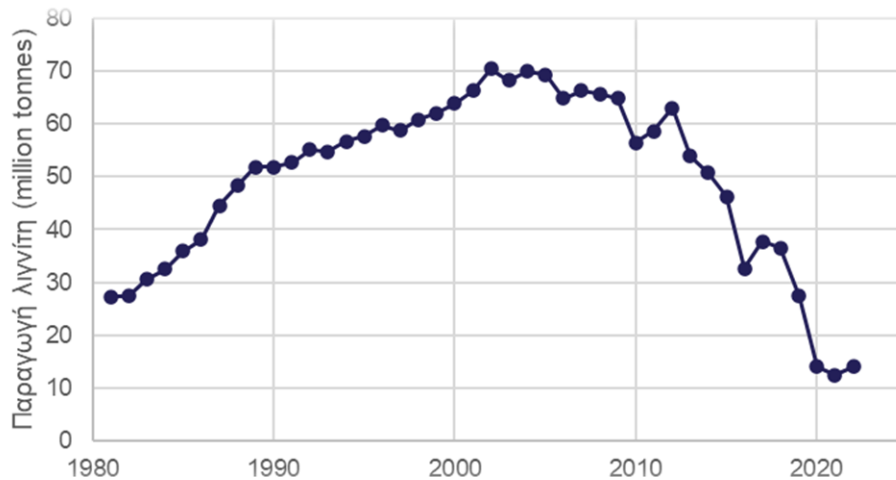
3.1.3. Αποθέματα και παραγωγή στην Ελλάδα

Στην Ελλάδα τα κοιτάσματα λιγνίτη ανήλθαν το 2020 σε 2.876 εκατομμύρια τόνους. Βρίσκονται στις περιοχές της Πτολεμαΐδας, Αμυνταίου, Φλώρινας (59,3%), Μεγαλόπολης (8,1%), Ελασσόνας (4,6%), Αλιβέρι Εύβοιας και Δράμας(8,1%)⁶.

Η εξόρυξη λιγνίτη στην Ελλάδα ανήλθε, το 2022, σε 14 εκατομμύρια τόνους⁷, το χαμηλότερο την τελευταία 40ετία. Αιτία της απότομης μείωσης της παραγωγής, που λαμβάνει χώρα τα τελευταία 15 χρόνια, είναι η στροφή στις ΑΠΕ με την πολιτική της απολιγνιτοποίησης. Η μέγιστη παραγωγή λιγνίτη στη χώρα μας παρατηρείται το 2002 με 70,47 εκατομμύρια τόνους, γεγονός που τοποθέτησε την χώρα μας στην 2^η θέση στην παραγωγή λιγνίτη στην Ευρωπαϊκή Ένωση, την 5^η θέση στην Ευρώπη και την 6^η στον κόσμο. Στο Διάγραμμα 3.3 παρουσιάζεται η παραγωγή λιγνίτη στην Ελλάδα από το 1981-2022.

⁶ ΔΕΗ, <https://www.dei.gr/el/oruxeia/koitasmata>.

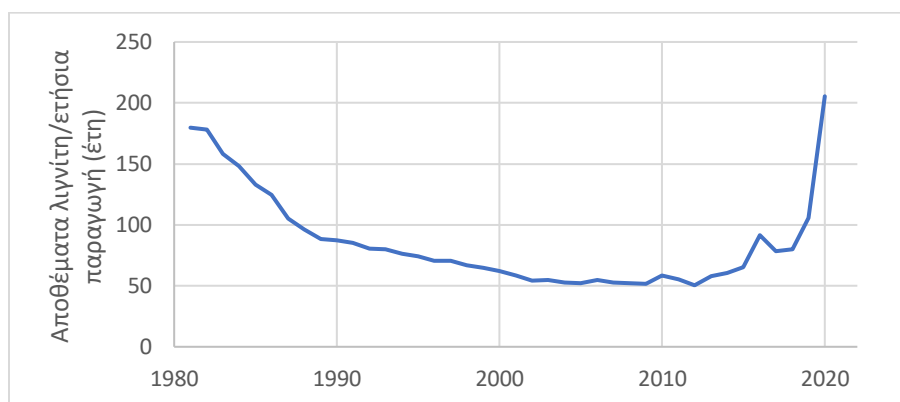
⁷ BP, Statistical Review of World Energy 2020, 69th edition.



Διάγραμμα 3.3: Παραγωγή λιγνίτη στην Ελλάδα (1981-2022).

Πηγή: BP, Statistical Review of World Energy 2020, 69th edition-ίδια επεξεργασία

Ο λόγος των λιγνιτικών αποθεμάτων, προς την ετήσια παραγωγή, μας δίνει το χρονικό διάστημα για το οποίο επαρκούν τα αποθέματα, υπό τις παραδοχές ότι α) η παραγωγή μένει σταθερή στις τιμές του έτους αναφοράς στα χρόνια αυτά β) δεν ανακαλύπτονται νέα κοιτάσματα και γ) η ανάπτυξη των τεχνολογιών εξόρυξης δεν καθιστούν υφιστάμενα κοιτάσματα οικονομικά αποδοτικά για εξόρυξη. Για την Ελλάδα τα αποθέματα λιγνίτη επαρκούν για 205,45 έτη⁸, με βάση την παραγωγή και την καταγραφή αποθεμάτων του 2020. Το νούμερο αυτό δεν είναι ενδεικτικό καθώς σε προηγούμενες περιόδους, κατά τις οποίες ο όγκος παραγωγής ήταν μεγαλύτερος, τα χρόνια μέχρι την εξάντληση των αποδεδειγμένων αποθεμάτων ήταν προφανώς λιγότερα. Στον Διάγραμμα 3.4 παρουσιάζεται ο λόγος των λιγνιτικών αποθεμάτων προς την ετήσια παραγωγή για την Ελλάδα την περίοδο 1981-2020.



Διάγραμμα 3.4: Έτη έως την εξάντληση των λιγνιτικών αποθεμάτων (1981-2020).

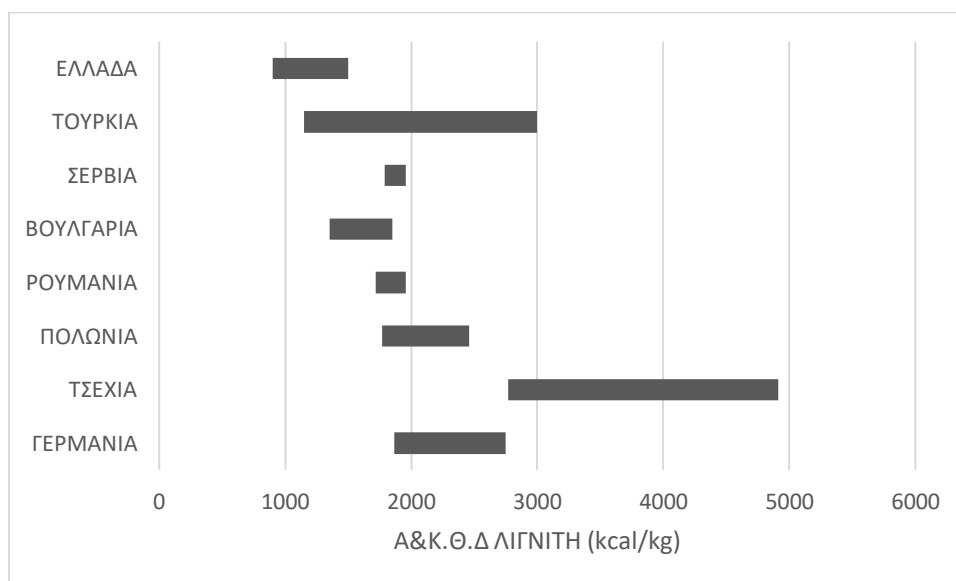
⁸ BP, Statistical Review of World Energy 2020, 69th edition.

Πηγή: BP, Statistical Review of World Energy 2020, 69th edition-ίδια επεξεργασία

Το ελάχιστο σημείο εντοπίζεται το έτος 2012, κατά το οποίο τα οικονομικά εκμεταλλεύσιμα κοιτάσματα λιγνίτη επαρκούσαν για 50,4 χρόνια.

Γενικά η ποιότητα των ελληνικών λιγνιτών είναι χαμηλή. Η θερμογόνος δύναμη κυμαίνεται από 975 - 1380 kcal/kg στις περιοχές Μεγαλόπολης, Αμυνταίου και Δράμας, από 1261 - 1615 kcal/kg στην περιοχή Πτολεμαΐδας και 1927 - 2257 kcal/kg στις περιοχές Φλώρινας και Ελασσόνας⁹. Σημαντικό συγκριτικό πλεονέκτημα των λιγνιτών της χώρας μας είναι η χαμηλή περιεκτικότητα σε καύσιμο θείο, καθώς και το σχετικά μικρό βάθος στο οποίο απαντώνται τα αποθέματα, γεγονός που καθιστά ιδιαίτερα φθηνή την εξόρυξη λιγνίτη.

Συγκεκριμένα έρευνα που διενεργήθηκε το 2014, από την εταιρία booz&co κατά παραγγελία της ΔΕΗ, κατέταξε την Ελλάδα στην 2^η θέση ανάμεσα σε 8 χώρες (Γερμανία, Τσεχία, Πολωνία, Ρουμανία, Βουλγαρία, Σερβία, Τουρκία, Ελλάδα), σχετικά με το κόστος εξόρυξης σε Ευρώ/τόνο. Η ίδια μελέτη ανέδειξε και την χαμηλή ποιότητα του ελληνικού λιγνίτη, η θερμογόνος δύναμη του οποίου, ήταν η χαμηλότερη των 8 προαναφερθέντων χωρών (με μέσο όρο 1200 kcal/kg)¹⁰, ενώ στις άλλες χώρες κυμάνθηκε ,κατά μέσο όρο, από 1.605 kcal/kg (Βουλγαρία) έως 2.915 kcal/kg (Τσεχία). Τα παραπάνω, προφανώς αυξάνουν το κόστος παραγωγής της κιλοβατώρας. Στο Διάγραμμα 3.5 παρουσιάζεται η ανώτατη και η κατώτατη θερμογόνος δύναμη των λιγνιτών κάθε χώρας.



Διάγραμμα 3.5: Ανώτατη και κατώτατη θερμογόνος δύναμη λιγνίτη ανά χώρα

Πηγή: Booz&Co, Κατανοώντας το κόστος παραγωγής λιγνίτη στην Ευρώπη, Αθήνα 2014

⁹ ΔΕΗ, <https://www.dei.gr/el/oruxeia/apothemata-kai-poiotita>.

¹⁰ Κατανοώντας το κόστος παραγωγής λιγνίτη στην Ευρώπη, booz&co, 2014.

3.1.4. Ηλεκτροπαραγωγή από λιγνίτη και πετρέλαιο

Το ατμοηλεκτρικό εργοστάσιο, ή ατμοηλεκτρικός σταθμός (ΑΗΣ), είναι βιομηχανική εγκατάσταση-μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Αξιοποιεί μία διαδικασία μετατροπής ενέργειας από χημική, σε θερμική, σε κινητική-μηχανική και τέλος σε ηλεκτρική. Ως καύσιμα χρησιμοποιούνται ο άνθρακας, ο λιγνίτης, η τύρφη, ή το μαζούτ. Στην Εικόνα 3.1 παρουσιάζεται ο ατμοηλεκτρικός σταθμός Μελίτης Φλώρινας.



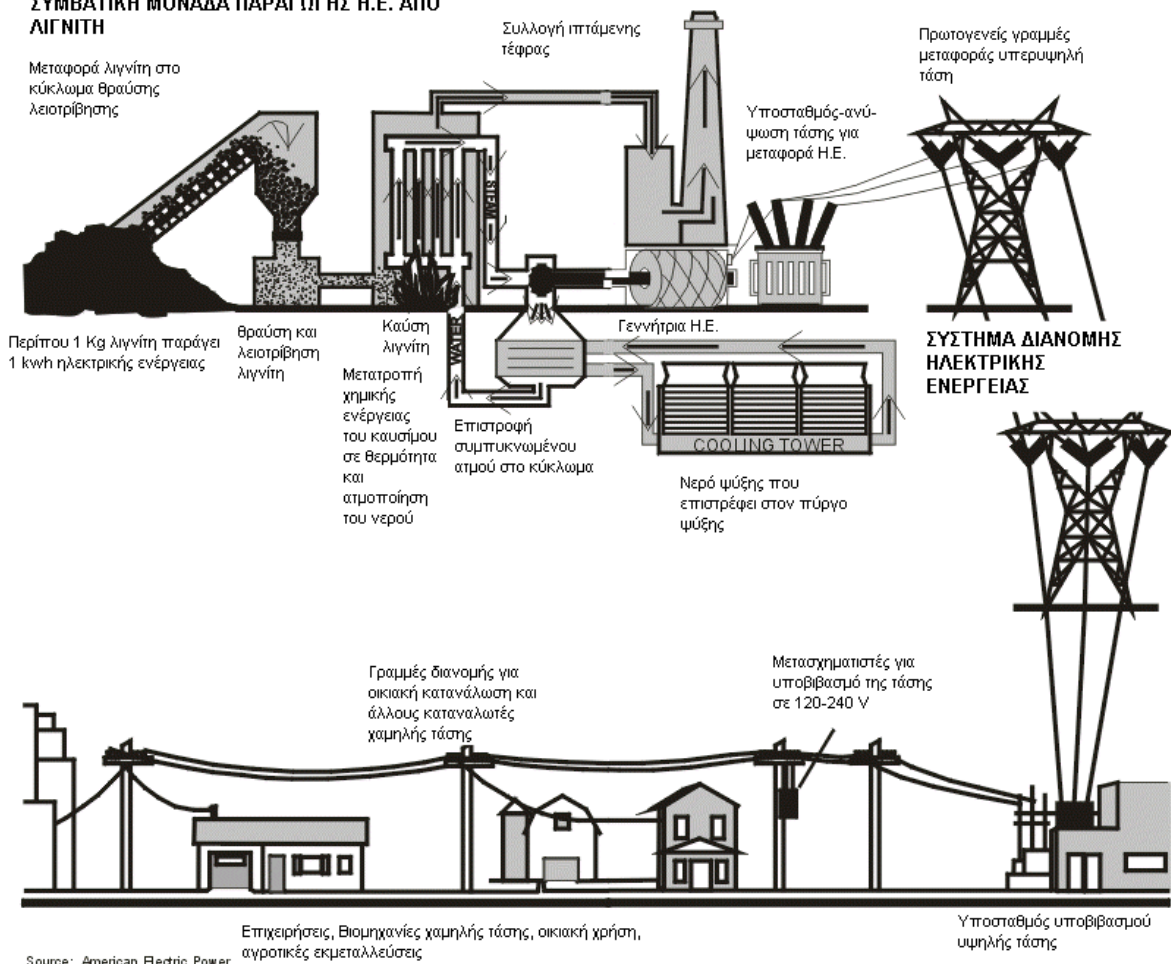
Εικόνα 3.1: Ατμοηλεκτρικός σταθμός Μελίτης Φλώρινας

Η συνήθης μέθοδος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο τον λιγνίτη είναι το σύστημα του ατμοηλεκτρικού σταθμού, το οποίο παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 3.6:

- 1) Ο λιγνίτης εξορύσσεται από ένα σύστημα συνεχούς λειτουργίας, αποτελούμενο από καδοφόρους ηλεκτρικούς εκσκαφείς, αποθέτες και ταινιόδρομους.

- 2) Μεταφέρεται με ταινιόδρομους πλάτους 1 – 2,5 m στη μονάδα θραύσης. Χαρακτηριστικά οι γραμμές μεταφοράς λιγνίτη εκτείνονται σε 43 km στη Μεγαλόπολη και σε 225 km στη μονάδα της Πτολεμαΐδας – Αμυνταίου.
- 3) Η μονάδα θραύσης τεμαχίζει τον λιγνίτη πρωτογενώς, πριν τη μεταφορά του στη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής.
- 4) Θραύεται σε λεπτόκοκκα τεμάχια.
- 5) Ο λιγνίτης πλέον υπό μορφή σκόνης αναμιγνύεται με αέρα, ο οποίος έχει υποστεί προθέρμανση και καίγεται για την παραγωγή θερμότητας.
- 6) Το απιονισμένο νερό που κυκλοφορεί στις σωληνώσεις της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής, μέσω εναλλακτών θερμότητας, προσλαμβάνει την θερμότητα που εκλύει η καύση του λιγνίτη.
- 7) Ο ατμός υψηλής πίεσης και θερμοκρασίας (540° C και 170 atm) που παράγεται, κινεί τις πτερωτές των ατμοστροβίλων, οι οποίες κινούνται σε 3000 rpm.
- 8) Η μηχανική κίνηση του ατμοστροβίλου μέσω ηλεκτρογεννήτριας παράγει ρεύμα υψηλής τάσης, το οποίο περνάει στο σύστημα μεταφοράς με διανέμεται στο δίκτυο.
- 9) Ο ατμός εκτονώνεται στον στρόβιλο, ο οποίος συνήθως από[τελείται από τρία τμήματα, της υψηλής, της μέσης και της χαμηλής πίεσης. Τα τμήματα αυτά λέγονται στρόβιλος υψηλής, μέσης και χαμηλής πίεσης αντίστοιχα. Ο ατμός εκτονώνεται πρωταρχικά στο τμήμα υψηλής πίεσης, έπειτα εισάγεται στα άλλα δύο τμήματα χαμηλότερης πίεσης, όπου αποδίδει την υπολειπόμενη κινητική του ενέργεια.
- 10) Ο κύκλος του νερού στο σύστημα ολοκληρώνεται με την επιστροφή του στους συμπυκνωτές, όπου θα περάσει στους προθερμαντές νερού και ξανά στον λέβητα.

ΣΥΜΒΑΤΙΚΗ ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ Η.Ε. ΑΠΟ ΛΙΓΝΙΤΗ

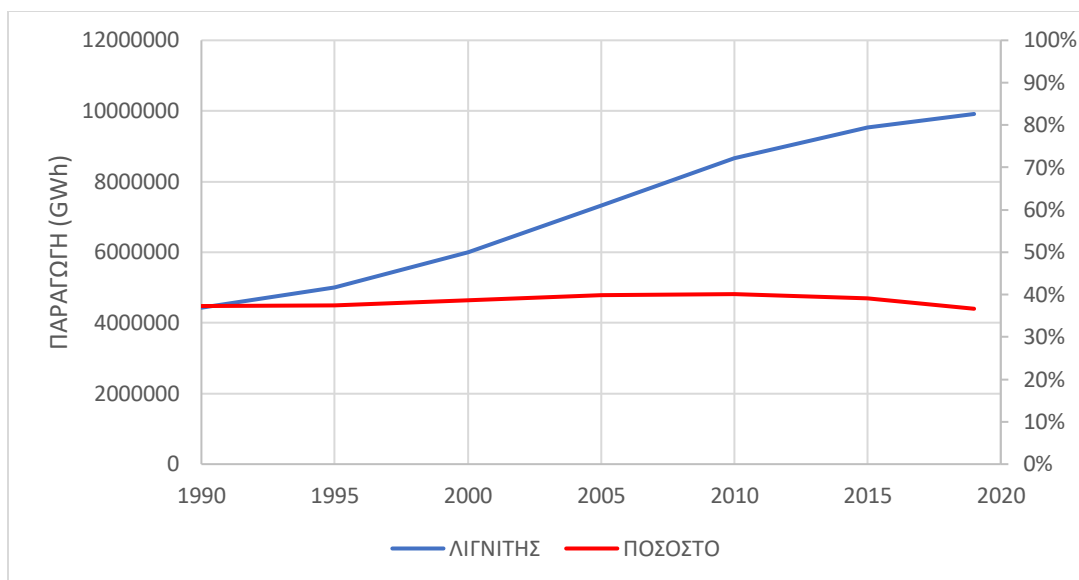


Διάγραμμα 3.6: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από σύστημα ατμοηλεκτρικού σταθμού με καύσιμο λιγνίτη

Πηγή: American Electric Power

Ο λιγνίτης διατηρεί παγκοσμίως ένα υψηλό ποσοστό στο ενεργειακό μείγμα του πλανήτη (37% - 40%). Αποτελεί βασική πηγή ηλεκτρικής ενέργειας με την αξιοποίησή του να ακολουθεί την άνοδο της παγκόσμιας παραγωγής. Συγκεκριμένα η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη αυξήθηκε κατά 35% τη δεκαετία 1990-2000, κατά 45% τη δεκαετία 2000-2010 και κατά 14% τη δεκαετία 2010-2020¹¹. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (GWh) από λιγνίτη, καθώς και το ποσοστό του λιγνίτη στο παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα, από το 1990 έως το 2020, παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 3.7.

¹¹ IEA, Electricity Information <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/electricity-information>

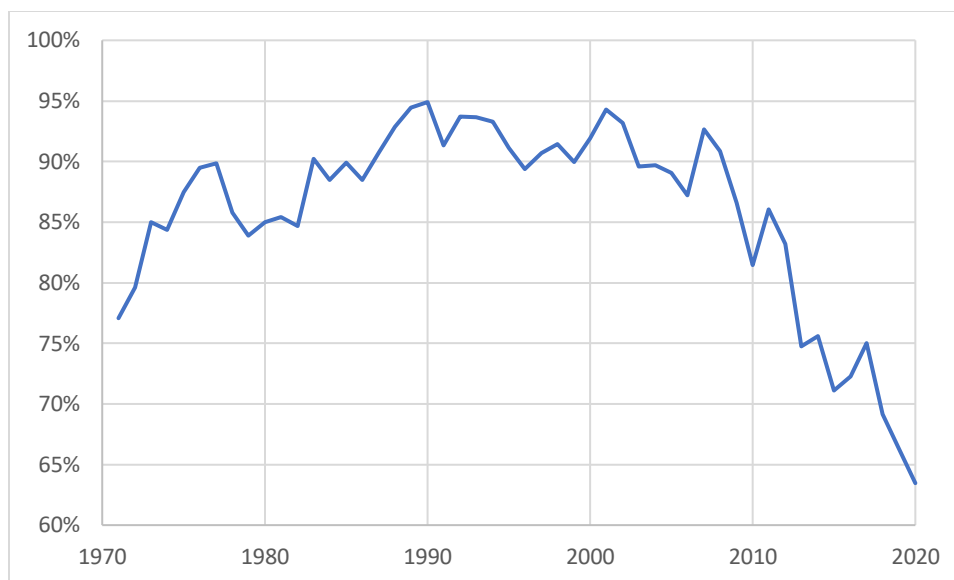


Διάγραμμα 3.7: Ο λιγνίτης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Παγκοσμίως 1990-2020).

Πηγή: IEA, WORLD ENERGY BALANCES HIGHLIGHTS, 2021-ίδια επεξεργασία

Ο λιγνίτης και τα ορυκτά καύσιμα γενικά, αξιοποιούνται διαχρονικά στην Ελλάδα για την κάλυψη του φορτίου βάσης, καθώς μπορούν να αποφέρουν, με αξιοπιστία και οικονομική απόδοση, τα απαιτούμενα φορτία. Τα ορυκτά καύσιμα κάλυπταν έως και το 95% της παραγωγής το 1990, με το 2000 να είναι το έτος καμψής, έπειτα από το οποίο αναλαμβάνουν οι ΑΠΕ μεγαλύτερο ρόλο στο ενεργειακό μείγμα της χώρας. Τα ορυκτά καύσιμα, στο σύνολό τους, συνεχίζουν να αποτελούν και σήμερα το μεγαλύτερο κομμάτι του ενεργειακού μείγματος της Ελλάδας, με την συμμετοχή τους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας να ανέρχεται σε 66% το 2019¹². Αυτό επιβεβαιώνεται και από τα στοιχεία του Διαγράμματος 3.8 όπου παρουσιάζεται το μερίδιο των ορυκτών καυσίμων στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα (1971-2019).

¹² IEA, WORLD ENERGY BALANCES (database), 2021



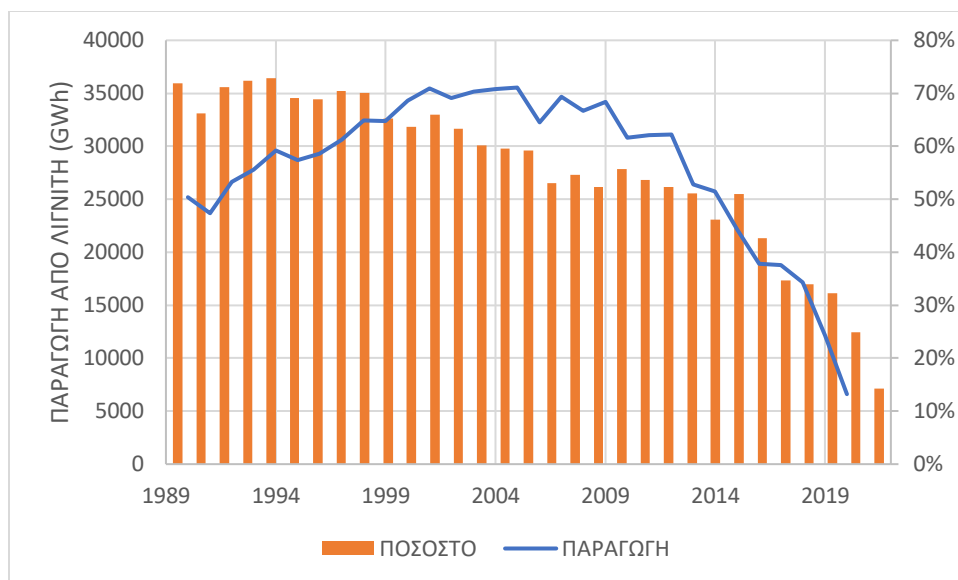
Διάγραμμα 3.8: Ποσοστό ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα (1971-2020).

Πηγή: IEA, WORLD ENERGY BALANCES HIGHLIGHTS, 2021-ίδια επεξεργασία

Η παραπάνω πορεία ισχύει και για τον λιγνίτη συγκεκριμένα. Τις τρεις τελευταίες δεκαετίες το μερίδιο του λιγνίτη στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας παρουσιάζει συνεχόμενη και ραγδαία μείωση, από 72% το 1990, σε 10% το 2021¹³. Η Ελλάδα ακολουθεί την τάση που υπάρχει σε μία σειρά χωρών της Ε.Ε. και της Βόρειας Αμερικής προς την εξάλειψη του λιγνίτη από την παραγωγή ηλεκτρισμού.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (GWh) από λιγνίτη, καθώς και το ποσοστό του λιγνίτη στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας, από το 1990 έως το 2020, παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 3.9.

¹³ Eurostat: Production of electricity and derived heat by type of fuel, 2022



Διάγραμμα 3.9: Ο λιγνίτης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Ελλάδα 1990-2020)

Πηγή: Eurostat: Production of electricity and derived heat by type of fuel, 2022-ίδια επεξεργασία

3.1.5. Περιβαλλοντικές επιπτώσεις

Οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί με καύσιμο τον λιγνίτη, όπως προαναφέρθηκε, καλύπτουν μεγάλο ποσοστό της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παγκοσμίως και στο παρελθόν κατείχαν τα πρωτεία στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας. Σημαντικό όμως μειονέκτημα αποτελεί το γεγονός ότι η καύση του λιγνίτη απελευθερώνει αέριους και σωματιδιακούς ρύπους, που μεταβάλλουν προς το χειρότερο τις αναλογίες χημικών ενώσεων της ατμόσφαιρας, επιδρούν στο υπέδαφος και σε μεγάλη κλίμακα επηρεάζουν το κλίμα του πλανήτη.

❖ Διοξείδιο του άνθρακα CO₂

Το διοξείδιο του άνθρακα δεν είναι τοξικό, για τον άνθρωπο, σε χαμηλές συγκεντρώσεις. Η επιδράσεις του είναι έμμεσες και μεσοπρόθεσμες. Βρίσκεται στην ατμόσφαιρα σε συγκεντρώσεις 408 ppm¹⁴, με στοιχεία του 2020. Η έκλυσή του στην ατμόσφαιρα είναι προϊόν φυσικών (βιολογική αποσύνθεση, εκρήξεις ηφαιστειών) και ανθρωπογενών διαδικασιών (καύση ορυκτών καυσίμων). Οι σύγχρονοι ανθρωπογενείς παράγοντες, όμως, απελευθερώνουν στην ατμόσφαιρα πολλαπλάσιες ποσότητες CO₂, σε σχέση με τους φυσικούς (33.621,5 Mt το 2019)¹⁵. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα να αυξάνεται η συγκέντρωση CO₂ στην ατμόσφαιρα, με επακόλουθη ένταση του φαινομένου του θερμοκηπίου και συνεπακόλουθα σταδιακή αλλαγή στο κλίμα του

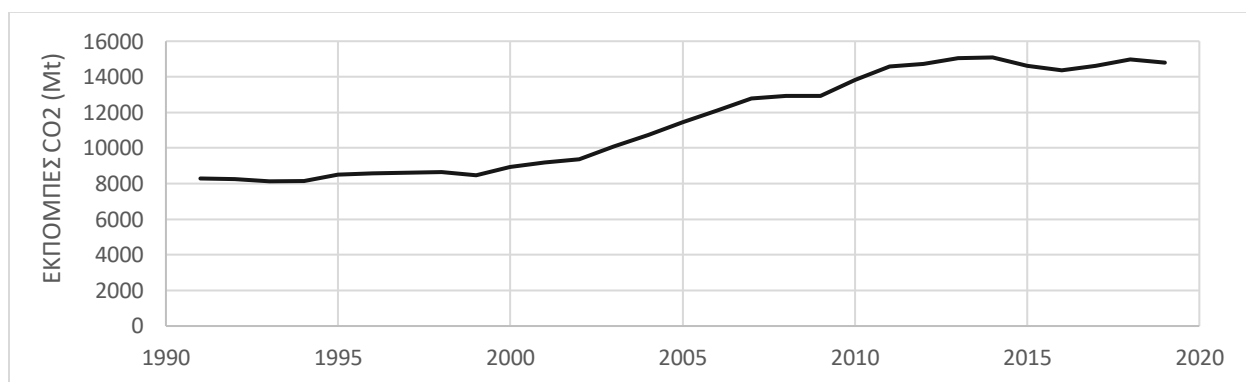
¹⁴ Μετρήσεις συγκεντρώσεων CO₂ από το Παρατηρητήριο του Μάουνα Λόα στη Χαβάη, <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/>.

¹⁵ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser/?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=TotCO2>, IEA

πλανήτη. Οι συγκεντρώσεις CO₂ έχουν συσχετιστεί με την άνοδο της μέσης θερμοκρασίας παγκοσμίως με σχέση αιτίου-αιτιατού¹⁶.

Η αξιοποίηση ορυκτών καυσίμων και συγκεκριμένα του άνθρακα (κάρβουνο, λιγνίτης κλπ) για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, σήμερα ευθύνεται για την παραγωγή 14.798 Mt CO₂¹⁷.

Στο Διάγραμμα 3.10 παρουσιάζεται η εξέλιξη των εκπομπών CO₂ που αποδίδονται στην συνολική καύση γαιάνθρακα (1991 - 2019).



Διάγραμμα 3.10: Εκπομπές CO₂ από την αξιοποίηση γαιανθράκων (1990 – 2019).

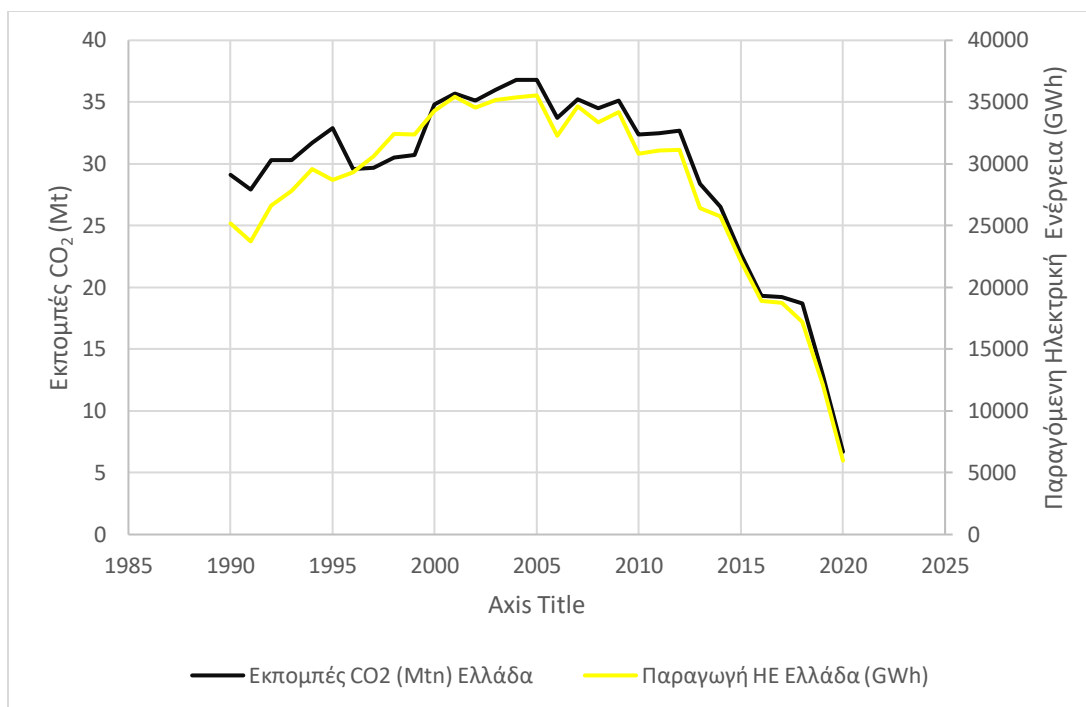
Πηγή: IEA Energy and Carbon Tracker 2020-ίδια επεξεργασία

Οι εκπομπές CO₂ από την αξιοποίηση του λιγνίτη για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, μεγιστοποιήθηκαν το 2004 με 36,8 Mt CO₂ και ελαχιστοποιήθηκαν το 2020 με 6,7 Mt CO₂¹⁸. Στο Διάγραμμα 3.11 παρουσιάζονται οι εκπομπές CO₂ από τους λιγνιτικούς ΑΗΣ από το 1990 έως το 2020, καθώς και η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια.

¹⁶ <https://www.eea.europa.eu/ims/global-and-european-temperatures>, Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος.

¹⁷ IEA Energy and Carbon Tracker 2020 <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/iea-energy-and-carbon-tracker-2020>, IEA

¹⁸ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser/?country=GREECE&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySource>, IEA



Διάγραμμα 3.11: Εκπομπές CO₂ (Mt) και Παραγόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια (GWh) από τους λιγνιτικούς ΑΗΣ (Ελλάδα 1990 – 2020).

Πηγή: IEA Energy and Carbon Tracker 2020-ίδια επεξεργασία

Από τα στοιχεία μπορούμε να συμπεράνουμε ότι η μείωση στις εκπομπές CO₂ προέρχεται από τον αντίστοιχο περιορισμό της αξιοποίησης του λιγνίτη στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (απολιγνιτοποίηση). Από το 1990 παρατηρούμε πώς οι εκπεμπόμενοι ρύποι CO₂ για κάθε παραγόμενη kWh μένουν σταθεροί με μέσο όρο 1,0485 t CO₂/MWh.

Η αξιοποίηση του λιγνίτη για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα συνεισφέρει κατά μέγιστο το 0,141% (2004) των συνολικών εκπομπών CO₂ παγκοσμίως και κατά ελάχιστο το 0,038% (2019).

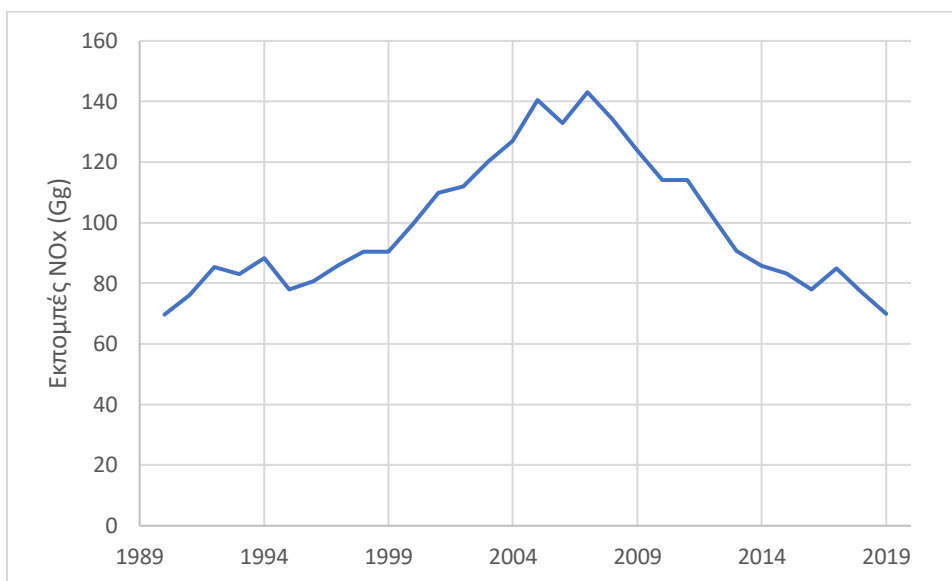
❖ Τα οξείδια του αζώτου (NO_x)

Τα οξείδια του αζώτου (NO, NO₂) παράγονται κατά τη διάρκεια καύσης σε υψηλές θερμοκρασίες και πιέσεις και αποτελούν προϊόντα αντίδρασης μεταξύ αζώτου (N) και οξυγόνου (O). Οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, από ορυκτά καύσιμα, εξασφαλίζουν τέτοιες συνθήκες κατάλληλες για την παραγωγή των NO_x, γεγονός που οδηγεί στην συγκέντρωση των σωματιδίων σε αστικές και βιομηχανικές περιοχές.

Το μονοξείδιο (NO) και διοξείδιο (NO₂) του αζώτου συνεισφέρουν στο σχηματισμό του φωτοχημικού νέφους, όξινης βροχής, ενώ επιπλέον επηρεάζουν το τροποσφαιρικό όζον (O₃).

Κατά συνέπεια συσχετίζονται με αναπνευστικά προβλήματα, λέπτυνση της σφαίρας του όζοντος και μεταβολή του pH του εδάφους, λιμνών και ποταμών.

Στο Διάγραμμα 3.12 παρουσιάζονται οι εκπομπές NO_x από την παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα (1990 – 2019)



Διάγραμμα 3.12: Εκπομπές NO_x από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας Ελλάδα (1990 - 2019)

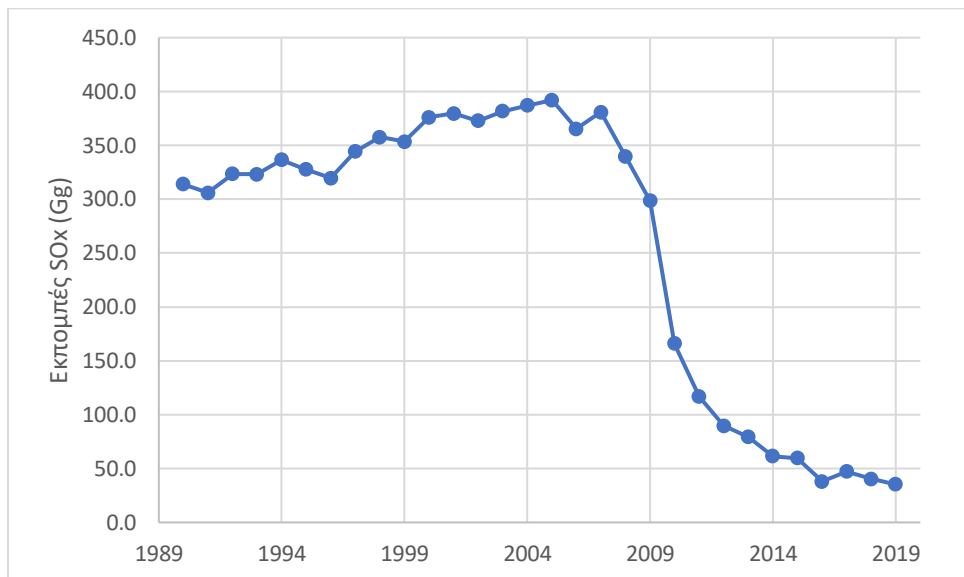
Πηγή: Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος-ίδια επεξεργασία

❖ Το διοξείδιο του θείου (SO₂)

Η πιο επικίνδυνη και καταστροφική ομάδα ατμοσφαιρικών ρύπων σχετίζεται με το άτομο του θείου. Το διοξείδιο του θείου (SO₂) είναι η πλέον συνηθισμένη πρωτογενής εκπομπή από αυτή την ομάδα. Η κυριότερη πηγή εκπομπών SO₂ είναι η καύση ορυκτών καυσίμων σε εργοστάσια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και σε άλλες βιομηχανικές εγκαταστάσεις, καθώς το πετρέλαιο και ο άνθρακας περιέχουν ποσότητες θείου σε συγκεντρώσεις έως 6% w/w???. Ήσσονος σημασίας πηγές αποτελούν τα ηφαίστεια, τα τρένα, τα πλοία, άλλα οχήματα και μηχανήματα που αξιοποιούν καύσιμα με υψηλή περιεκτικότητα σε θείο.

Το διοξείδιο του θείου επηρεάζει άμεσα την υγεία, αλλά και έμμεσα λόγω περιβαλλοντικών επιπτώσεων. Βραχυπρόθεσμη έκθεση σε SO₂ επιβαρύνει το αναπνευστικό και δυσχεραίνει την αναπνοή σημαντικά σε επίπεδα συγκεντρώσεων άνω των 5 ppm. Η εκπομπή του SO₂ στην ατμόσφαιρα οδηγεί στον σχηματισμό τριοξειδίου του θείου SO₃, το οποίο, σε περίπτωση σχηματισμού ομίχλης θειικού οξέος επιφέρει διάβρωση στις κατασκευές από σκυρόδεμα και χάλυβα καθώς και στις αρχαιότητες.

Στο Διάγραμμα 3.13 παρουσιάζονται οι εκπομπές SO₂ από την παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα (1990 – 2019)



Διάγραμμα 3.13: Εκπομπές SO_x από την παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα (1990 – 2019)

Πηγή: Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος-ίδια επεξεργασία

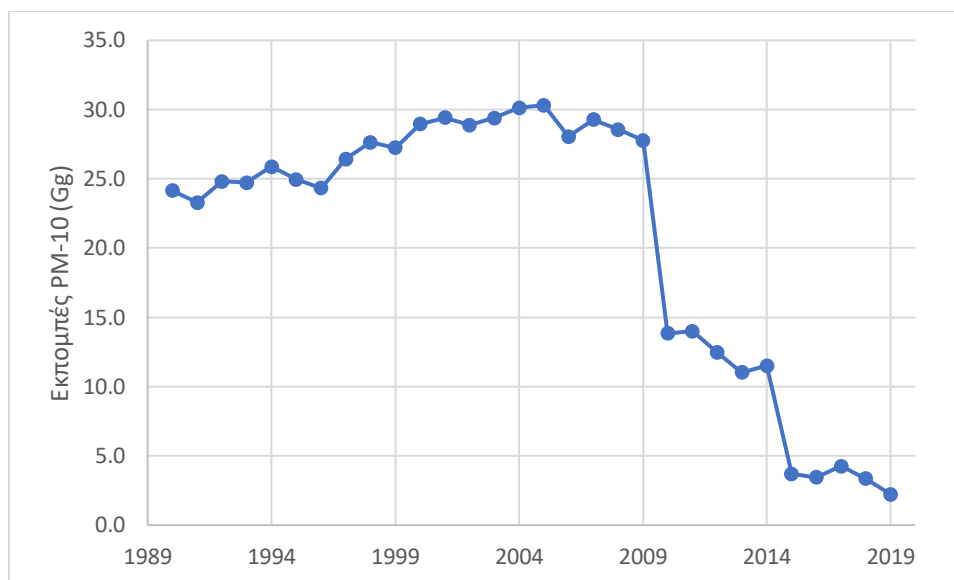
❖ Σωματιδιακοί ρύποι (PM-10)

Η κατηγορία των PM-10 δεν αναφέρεται σε συγκεκριμένες χημικές ενώσεις ή στοιχεία αλλά αποτελεί γενική κατηγορία σωματιδίων που μπορεί να περιλαμβάνει σκόνη, σωματίδια καπνού, ιόντα, συμπλέγματα μορίων, ή και μέταλλα. Χρησιμοποιείται για να περιγράψει ατμοσφαιρικά σωματίδια που δεν είναι αέρια, η αεροδυναμική διάμετρος των οποίων κυμαίνεται από 2,5 – 10 μm και χαρακτηρίζονται ως χονδρόκοκκα ή ως εισπνεύσιμα.

Ο άνθρακας που καταναλώνεται στις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας περιέχει και μέταλλα, όπως μόλυβδο Pb και νικέλιο Ni, τα οποία απελευθερώνονται στην ατμόσφαιρα με την μορφή σκόνης ή σύνθετων μορίων. Αυτοί οι τοξικοί για τον άνθρωπο σωματιδιακοί ρύποι, εισπνέονται και συγκεντρώνονται στο αναπνευστικό σύστημα.

Παράλληλα τα PM-10, αιωρούμενα στην ατμόσφαιρα, παρεμποδίζουν την άμεση ηλιακή ακτινοβολία να φτάσει στο έδαφος.

Στο Διάγραμμα 3.14 παρουσιάζονται οι εκπομπές PM-10 από την παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα (1990 – 2019).



Διάγραμμα 3.14: Εκπομπές PM-10 από την παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα (1990 – 2019)

Πηγή: Ευρωπαϊκός Οργανισμός Περιβάλλοντος-ίδια επεξεργασία

Από το 1990 η ΔΕΗ υλοποίησε προγράμματα για την μείωση των εκπομπών σωματιδίων από τους ηλεκτροπαραγωγικούς της σταθμούς. Στους λιγνιτικούς σταθμούς η προσπάθεια επικεντρώθηκε στην βελτίωση των υφιστάμενων ηλεκτροστατικών φίλτρων και στην προσθήκη νέων, καινούριας τεχνολογίας και υψηλού βαθμού απόδοσης.

❖ Οι υδρογονάνθρακες (HCs)

Η τάξη των ατμοσφαιρικών ρύπων, γνωστή ως υδρογονάνθρακες (HCs) περιλαμβάνει όλες τις ενώσεις που αποτελούνται από υδρογόνο και άνθρακα. Υπό την επίδραση της ηλιακής ακτινοβολίας και αντιδρώντας με τα οξείδια του αζώτου δημιουργούνται τα οξειδωτικά συστατικά του φωτοχημικού νέφους, που σημαίνει ότι μπορεί να έχει αρνητικές επιπτώσεις στην υγεία

Επιπτώσεις στην ανθρώπινη υγεία από την εκμετάλλευση του λιγνίτη.

Παρά τις τεχνολογίες ηλεκτροστατικών φίλτρων που χρησιμοποιούνται με σκοπό να αναχαιτίσουν μέρος των εκπομπών των προαναφερθέντων ρύπων και σωματιδίων, οι λιγνιτικοί σταθμοί πιθανολογείται ότι έχουν αρνητική επίδραση στην υγεία των κατοίκων της περιοχής εγκατάστασης τους.

Η ρύπανση της ατμόσφαιρας, που παρουσιάζεται σε περιοχές με ΑΗΣ από την καύση του λιγνίτη, έχει συσχετιστεί με πληθώρα υγειονομικών προβλημάτων που παρουσιάζουν οι τοπικές κοινωνίες. Αυτά τα προβλήματα περιλαμβάνουν παθήσεις του ανώτερου και κατώτερου αναπνευστικού, αυξημένο κίνδυνο εμφάνισης αγγειακών διαταραχών και στεφανιαίας νόσου, καθώς και υψηλά ποσοστά θανάτων από καρκίνους και θρομβοεμβολικά επεισόδια.

Χαρακτηριστικά μία μελέτη των Markandaya A και Wilkinson ανέφερε βασισμένη σε στοιχεία της ΕΕ ότι για κάθε TWh ηλεκτρισμού που παράγεται από την καύση του λιγνίτη αναμένονται 24,5 θάνατοι, 225 σοβαρές και 13.288 ήπιες παθήσεις¹⁹.

3.2 ΦΥΣΙΚΟ ΑΕΡΙΟ

3.2.1. Μέθοδος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο

Το φυσικό αέριο είναι άοσμο, άχρωμο αέριο, που συγκεντρώνεται στα ανώτερα τμήματα των κοιτασμάτων πετρελαίου και στα κοιτάσματα αερίου. Το ακατέργαστο φυσικό αέριο είναι μείγμα μεθανίου (55 - 98%), βαρύτερων HC (κυρίως Αιθάνιο 1 - 14%, Προπάνιο 0 - 4%, Βουτάνιο 0 - 2%, Πεντάνιο 0 - 0,5%, Εξάνιο 0 - 2%, Διοξειδίο του άνθρακα 0 - 2%, Οξυγόνο 0 - 1,2%, Άζωτο 0,4 - 17%) και μη καύσιμων αερίων. Πριν τη διανομή καθαρίζεται (ξήρανση, απόπλυση) από ανεπιθύμητα συστατικά (π.χ. υδρατμοί, υδρόθειο, ήλιο, υγροποιημένα πετρελαέρια και βενζίνη). Η θερμαντική του ικανότητα κυμαίνεται από 32.000 - 44.000 kJ/m³.

Το φυσικό αέριο μεταφέρεται από αγωγούς υπό μεγάλες πιέσεις, ή με δεξαμενόπλοια αφού υγροποιηθεί (υγραέριο - LNG). Το υγραέριο (LNG) αποτελείται από κορεσμένους υδρογονάνθρακες (C_nH_{2n+2}) με τρία ή τέσσερα άτομα άνθρακα (π.χ. προπάνιο C₃H₈ ή βουτάνιο C₄H₁₀). Αυτοί οι HC υπάρχουν σαν αέρια σε συνήθεις θερμοκρασίες και πιέσεις περιβάλλοντος, αλλά υγροποιούνται με μικρή αύξηση της πίεσής τους. Όταν η πίεση μειωθεί ξανά τότε οι HC επιστρέφουν στην υγρή κατάστασή τους. Η υγροποίηση μπορεί επίσης να γίνει με ελαφριά ψύξη τους. Σε υγρή φάση καταλαμβάνουν μόνο το 1/250 του χώρου (όγκου) που καταλαμβάνουν σε αέρια φάση. Το βάρος του υγραερίου είναι ίσο με το μισό βάρος ίσου όγκου νερού. Για λόγους ασφαλείας προστίθενται συνήθως και διάφορες ουσίες που δίνουν στο αέριο μία χαρακτηριστική οσμή.

Το **σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου** στην Ελλάδα αποτελείται από τα εξής βασικά τμήματα και παρουσιάζεται στην Εικόνα 3.2:

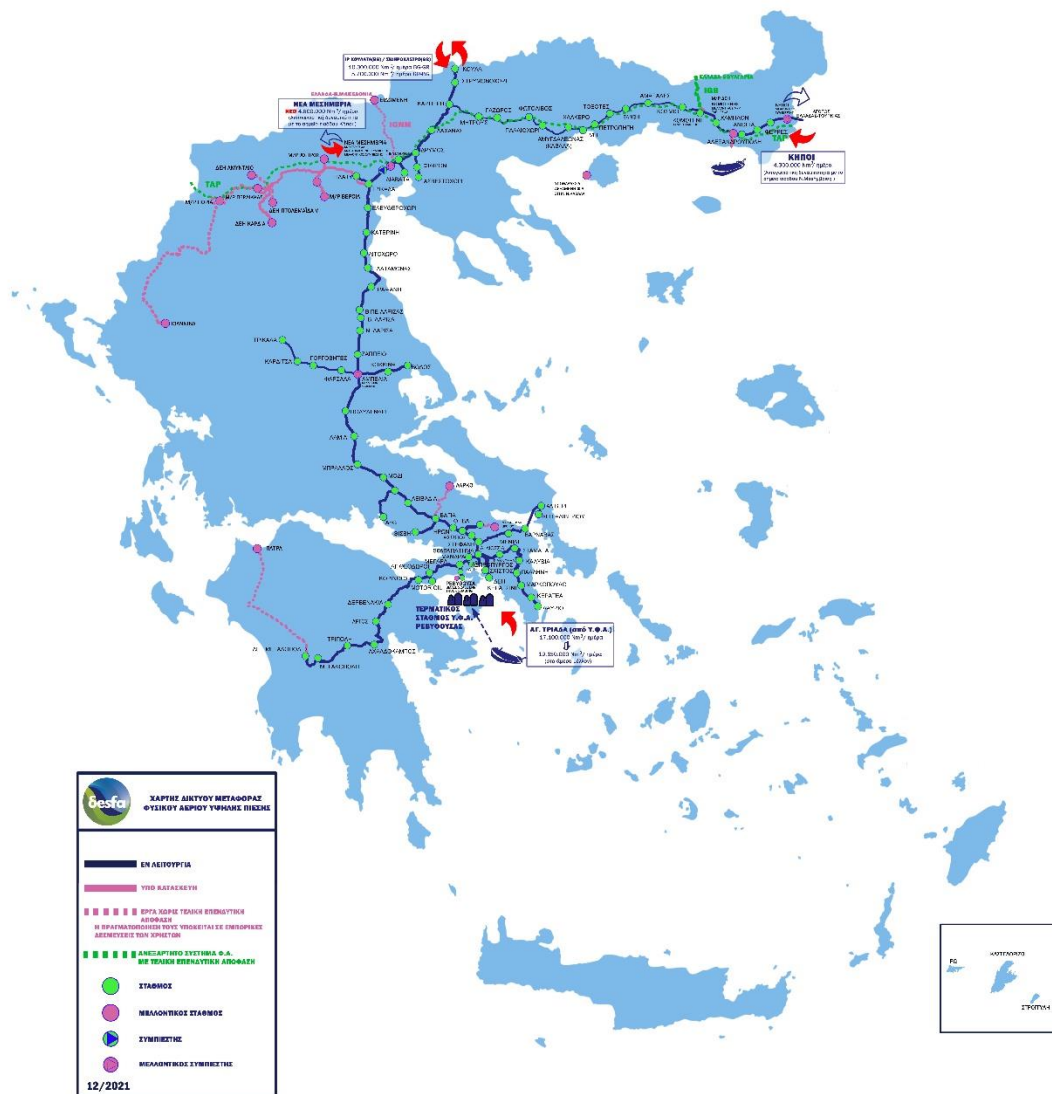
- Κεντρικός αγωγός μεταφοράς αερίου υψηλής πίεσης (70 bar) από τα ελληνοβουλγαρικά σύνορα (Προμαχώνας) μέχρι την Αττική, συνολικού μήκους 512 km.
- Από τον κεντρικό αγωγό μεταφοράς ξεκινούν κλάδοι μεταφοράς φυσικού αερίου μήκους 953,2 km, με σκοπό την τροφοδοσία με φυσικό αέριο των περιοχών της ανατολικής Μακεδονίας, της Θράκης, της Θεσσαλονίκης, του Πλατέος, του Βόλου, των Τρικάλων, των Οινόφυτων, των Αντικύρων, του Αλιβερίου, της Κορίνθου, της Μεγαλόπολης, της Θίσβης και της Αττικής.
- Μετρητικοί και ρυθμιστικοί σταθμοί για τη μέτρηση της παροχής αερίου και τη ρύθμιση της πίεσης.
- Σύστημα τηλεχειρισμού, ελέγχου λειτουργίας και τηλεπικοινωνιών.
- Κέντρα λειτουργίας και συντήρησης στην Αττική, τη Θεσσαλονίκη, τη Θεσσαλία και την Ξάνθη.

¹⁹ Markandya A, Wilkinson P, Lancet, 2007 Sep 15; 370(9591):979-90.

- Τα Κέντρα Ελέγχου και Κατανομής Φορτίου.
- Το Σταθμό Συμπίεσης στη Νέα Μεσήμβρια Θεσσαλονίκης.

Επίσης είναι σχεδιασμένοι ή εν εξελίξει οι παρακάτω αγωγοί με τους αντίστοιχους σταθμούς και υποδομές που θα προστεθούν στο εθνικό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου.

- Διασυνδετήριος αγωγός Ελλάδας – Βουλγαρίας (IGB), συνολικού μήκους 182 km (εκ των οποίων 31 km εντός της ελληνικής επικράτειας)
- Διασυνδετήριος αγωγός Eastern Mediterranean Pipeline (EastMed), εκτεινόμενος από Ισραήλ, Κύπρο έως την Ελλάδα, αρχικής δυναμικότητας $21 \cdot 10^9$ m³/έτος και συνολικού μήκους 1900 km. Ο EastMed σχεδιάζεται να ακολουθεί υποθαλάσσια όδευση προς την Κύπρο, στη συνέχεια προς τις ακτές της Κρήτης και ακολούθως, μέσω της Πελοποννήσου και της Δυτικής Ελλάδας, όπου θα συνδέεται με τον
- Αγωγός Ελλάδας-Ιταλίας ΠΟΣΕΙΔΩΝ (Poseidon), αρχικής δυναμικότητας $1,2 \cdot 10^9$ m³/έτος με δυνατότητα επέκτασης στα $2 \cdot 10^9$ m³/έτος. Ο αγωγός ΠΟΣΕΙΔΩΝ θα περιλαμβάνει χερσαίο τμήμα (από την Θράκη έως την Ήπειρο) συνολικού μήκους 760 km, και υποθαλάσσιο τμήμα (από τις Θεσπρωτικές ακτές έως το Ότραντο της Ιταλίας) συνολικού μήκους 210 km.



Εικόνα 3.2: Κεντρικό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου (Πηγή: ΔΕΣΦΑ)

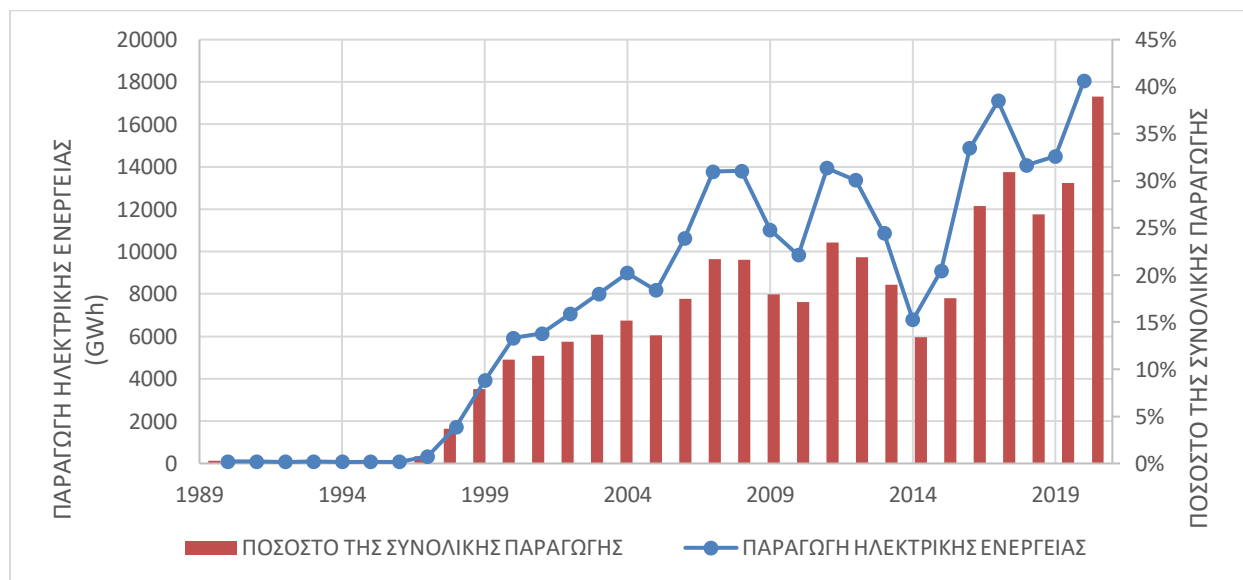
Το φυσικό αέριο αξιοποιείται στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας τόσο στις συμβατικές μεθόδους παραγωγής από ορυκτά καύσιμα όσο και σε συστήματα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ). Οι βασικές αρχές της ΣΗΘΥΑ είναι όμοιες με αυτές των συμβατικών μεθόδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με βάση τα υπόλοιπα ορυκτά

καύσιμα (πετρέλαιο, λιγνίτης). Η διαφορά έγκειται στο ότι η ΣΗΘΥΑ επιτρέπει την ανάκτηση μεγάλου ποσοστού ενέργειας υπό την μορφή θερμότητας, με την δέσμευση των απαερίων της καύσης. Η δεσμευμένη θερμότητα, που διαφορετικά θα απορριπτόταν στο περιβάλλον, αξιοποιείται στην παραγωγή ατμού με στόχο την συμπληρωματική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, την θέρμανση ή συνδυασμό τους. Η παραπάνω μέθοδος συνεισφέρει στην αύξηση του βαθμού απόδοσης της αρχικής χημικής ενέργειας του καυσίμου.

3.2.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο στην Ελλάδα

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο στην Ελλάδα αποτελεί βασικό κορμό του ενεργειακού μείγματος της χώρας. Το 2020 το ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που παράχθηκε από φυσικό αέριο ανήλθε στο 39% της συνολικής παραγωγής. Επί της ουσίας το φυσικό αέριο επιλέχθηκε να αντικαταστήσει τον λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή στην περίοδο της απολιγνιτοποίησης. Η ανοδική πορεία που παρουσιάζει το φυσικό αέριο στην ηλεκτροπαραγωγή δεν ήταν ευθύγραμμη. Συγκεκριμένα σε τρεις περιόδους η παραγωγή από φυσικό αέριο μειώθηκε σημαντικά κατά 28,7% το 2008-2010, κατά 51,4% το 2011-2014 και κατά 17,7% το 2017-2018. Η προαναφερθείσα πτώση οφειλόταν όμως στην καθολική μείωση της ζήτησης και παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας που προήλθε από την εμβάθυνση της κρίσης και όχι από ενδογενείς αδυναμίες στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο ή μειώσεις στην εγκατεστημένη ισχύ των μονάδων παραγωγής.

Στο Διάγραμμα 3.15 παρουσιάζεται η εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο και το ποσοστό της επί της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα για την περίοδο 1990-2020.



Διάγραμμα 3.15: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο, Ελλάδα 1990-2020.

Πηγή: IEA-ίδια επεξεργασία

3.2.3. Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα φυσικού αερίου

Τα πλεονεκτήματα της αξιοποίησης του φυσικού αερίου στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας περιλαμβάνουν δυνητικά υψηλούς βαθμούς απόδοσης, ασφάλεια και ευελιξία στην χωροθέτηση των σταθμών παραγωγής. Μερικά από αυτά είναι τα εξής:

- Το πεδίο εφαρμογής της εμπεριέχει νέες τεχνολογίες που αυξάνουν σημαντικά τον βαθμό απόδοσης. Η συμπαραγωγή είναι η ιδιαίτερα αποτελεσματική και αποδοτική μορφή παραγωγής ηλεκτρισμού αλλά και θερμότητας, με αποτέλεσμα αυξημένους βαθμούς απόδοσης της αρχικής χημικής ενέργειας του καυσίμου. Ο μεγαλύτερος βαθμός απόδοσης οδηγεί σε ελάττωση της ανάγκης για κατασκευή νέων σταθμών παραγωγής και των έργων που τα συνοδεύουν.
- Παρέχει την δυνατότητα σχηματισμού ενός αποκεντρωμένου δικτύου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, το οποίο μπορεί να καλύψει φορτία βάσης. Ο σχεδιασμός μπορεί έτσι να ακολουθήσει της τάσεις των αναγκών της τοπικής κοινωνίας, μειώνοντας ταυτόχρονα τις απώλειες μεταφοράς του δικτύου.
- Σε σύγκριση με άλλα ορυκτά καύσιμα έχει μικρότερες εκπομπές αερίων και σωματιδίων προς το περιβάλλον, ιδιαίτερα CO₂, αερίου που συνεισφέρει κατά βάση στο φαινόμενο του θερμοκηπίου.
- Προσφέρει σημαντική εξοικονόμηση πόρων, παρέχοντας ταυτόχρονα ηλεκτρική ενέργεια και θερμότητα.
- Προσφέρει σημαντική ασφάλεια στην παροχή ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς η παραγωγή μπορεί να είναι συνεχής, με μικρούς χρόνους απόκρισης για την έναρξη ή τον τερματισμό της.

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο έχει προφανώς και αρνητικές επιπτώσεις οι οποίες προέρχονται, τόσο από παράγοντες ενδογενείς της αξιοποίησης του φυσικού αερίου, όσο και από εξωγενείς. Περιληπτικά αναφέρονται:

- Στις περιπτώσεις όπου η αξιοποίησή του φυσικού αερίου γίνεται μέσω πολλών μονάδων, μικρής ισχύος και γεωγραφικά διάσπαρτες, η αντικατάσταση των μεγάλων κεντρικών σταθμών δεν συνεπάγεται άμεσα και την μείωση των εκπομπών που προαναφέρθηκε. Συγκεκριμένα η εγγύτητα μονάδων ΣΗΘΥΑ, με χαμηλότερες καπνοδόχους σε αστικά κέντρα με υψηλή δόμηση, οδηγεί σε συγκέντρωση των ρύπων, η οποία πιθανώς να μην εμφανιζόταν σε συμβατικές μονάδες με υψηλές καπνοδόχους και απόσταση από κατοικημένες περιοχές.
- Η αξιοποίηση του φυσικού αερίου προϋποθέτει την κατασκευή εκτεταμένου δικτύου μεταφοράς και διανομής. Το φυσικό αέριο απαιτεί τόσο την μεταφορά με πλοία στην υγρή του μορφή (LNG) -και κατά συνέπεια την κατασκευή υποδομών σε λιμένες, σταθμούς συμπίεσης- όσο και την ύπαρξη υπολογίσιμης υποδομής αγωγών και σύνονδων έργων για την διακρατική, ή ακόμα και διηπειρωτική, μεταφορά του. Οι ανάγκες σε υποδομές, οι οποίες στην πλειοψηφία των περιπτώσεων διασχίζουν κράτη και ενώσεις κρατών, εκτός από αποστράγγιση πόρων, επιφέρουν και ανασφάλεια σε ότι

αφορά την αξιόπιστη και συνεχή παροχή ενός καυσίμου που πλέον αποτελεί θεμέλιο λίθο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην χώρα μας.

- Η ασφάλεια που προσφέρει στην διαδικασία της παραγωγής συχνά αντισταθμίζεται από την ανασφάλεια που ενέχει το γεγονός ότι είναι εισαγόμενη πηγή ενέργειας. Η τιμή και η διαθεσιμότητα του φυσικού αερίου υπόκεινται σε συνεχή αμφισβήτηση και αναπροσαρμογή, λόγω διεθνών γεωπολιτικών και οικονομικών εξελίξεων. Η τιμή παραγωγής της κιλοβατώρας από φυσικό αέριο στην Ελλάδα επηρεάζεται έντονα από τις διακυμάνσεις στην διεθνή οικονομία. Ακόμα και η δυνατότητα παραγωγής μπορεί να τεθεί υπό κίνδυνο, στο χειρότερο σενάριο, αυτό της διακοπής της ροής του αερίου, λόγω γεωπολιτικών εξελίξεων, πολέμου, κτλ. Η διάρθρωση της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας γύρω από το φυσικό αέριο εντείνει επίσης, πολύπλευρα, την εξάρτηση της χώρας.
- Όντας ορυκτό καύσιμο η διαθεσιμότητά του δεν είναι αέναη. Η τάση αύξησης της χρήσης του παγκοσμίως, σε μία σειρά κλάδους της παραγωγής και της κατανάλωσης, οδηγεί σε ολοένα και μειούμενα αποθέματα.

3.3 ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ

3.3.1. Μέθοδος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά

Η ηλιακή ενέργεια προσέρχεται στην Γη υπό την μορφή ηλεκτρομαγνητικής ακτινοβολίας. Στην επαφή της με την ατμόσφαιρα, ένα μερίδιο αυτής (26%) υπόκειται σε ανακλάσεις από τα σύννεφα και τα μόρια της ατμόσφαιρας, ένα άλλο μερίδιο (19%) θα απορροφηθεί από αυτά και το υπόλοιπο προσπίπτει άμεσα στην επιφάνεια. Το μέρος εκείνο που υφίσταται ανάκλαση καλείται διάχυτη ή έμμεση ηλιακή ακτινοβολία, ενώ η δεύτερη άμεση και ο συνδυασμός τους αποτελεί την ολική. Η ολική ηλιακή ακτινοβολία προσφέρει σχεδόν το σύνολο της ενέργειας του πλανήτη. Η ποσότητα ενέργειας που παρέχει ο ήλιος, σε επιφάνεια κάθετη της ακτινοβολίας του, ανά μονάδα χρόνου στο εξωτερικό όριο της ατμόσφαιρας, ονομάζεται ηλιακή σταθερά και ισούται με $G_{sc}=1367 \text{ W/m}^2$.

Η ηλιακή ακτινοβολία δύναται να αξιοποιηθεί για την άμεση παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είτε με θερμικές, είτε με φωτοβολταϊκές εφαρμογές. Η θερμική αξιοποίηση επιτυγχάνεται με την συγκέντρωση της ηλιακής ακτινοβολίας με σκοπό την παραγωγή θερμότητας για θέρμανση νερού και μετατροπή του σε ατμό για την κίνηση ατμοστροβίλων. Οι φωτοβολταϊκές εφαρμογές αξιοποιούν το φωτοβολταϊκό φαινόμενο για την μετατροπή της ακτινοβολίας σε συνεχές ρεύμα. Η διαδικασία αυτή περιλαμβάνει μεγάλο αριθμό φωτοβολταϊκών κυττάρων σε μια σειρά. Τα κύτταρα αυτά είναι ημιαγωγοί, συνήθως από πυρίτιο και άλλες προσμίξεις, και η σύνδεσή τους κατά σειρά προσφέρει ένα ηλεκτρικό κύκλωμα. Η απορρόφηση των φωτονίων της ηλιακής ακτινοβολίας προσφέρει ενέργεια, η οποία αποδεδεσμεύει τα ηλεκτρόνια του κυκλώματος από τις τροχιές τους, παράγοντας με αυτό τον τρόπο ηλεκτρισμό.

Η ανάπτυξη των αρχικών φωτοβολταϊκών συστημάτων πραγματοποιήθηκε στα τέλη της δεκαετίας του 1950 και βρήκαν εφαρμογή στην παροχή ενέργειας σε δορυφόρους χάριν της αυτονομίας τους. Η έρευνα και οι βελτιώσεις που ακολούθησαν τις επόμενες δεκαετίες στην παραγωγή των φωτοβολταϊκών συνεισέφεραν σε μεγαλύτερες αποδόσεις και μειωμένο κόστος, με αποτέλεσμα η εφαρμογή τους να επεκταθεί σε μία σειρά μικροσυσκευών (π.χ. ρολόγια, ραδιόφωνα, κομπιουτεράκια), αλλά και στις τηλεπικοινωνίες. Η αξιοποίησή τους για εκτεταμένη παραγωγή ενέργειας ξεκίνησε στα τέλη της δεκαετίας του 1990 και βασίστηκε στις τεχνολογικές εξελίξεις των προηγούμενων περιόδων. Την τελευταία δεκαετία η φωτοβολταϊκή τεχνολογία εμφανίζει ραγδαία ανάπτυξη, τόσο στο ερευνητικό και τεχνολογικό κομμάτι, όσο και στις εφαρμογές για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα διακρίνονται σήμερα από ποικιλία στην εφαρμογή τους ανάλογα με το τρόπο με τον οποίο η παραγόμενη από αυτά ηλεκτρική ενέργεια διανέμεται προς κατανάλωση. Διακρίνονται οι εξής κατηγορίες:

- Μη διασυνδεδεμένα συστήματα. Τα απομονωμένα συστήματα δεν διαθέτουν σύνδεση με το εθνικό δίκτυο μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και επιλέγονται σε περιπτώσεις όπου η διασύνδεση με το υπάρχον δίκτυο μεταφοράς είναι αδύνατη (δύσβατες περιοχές), μη

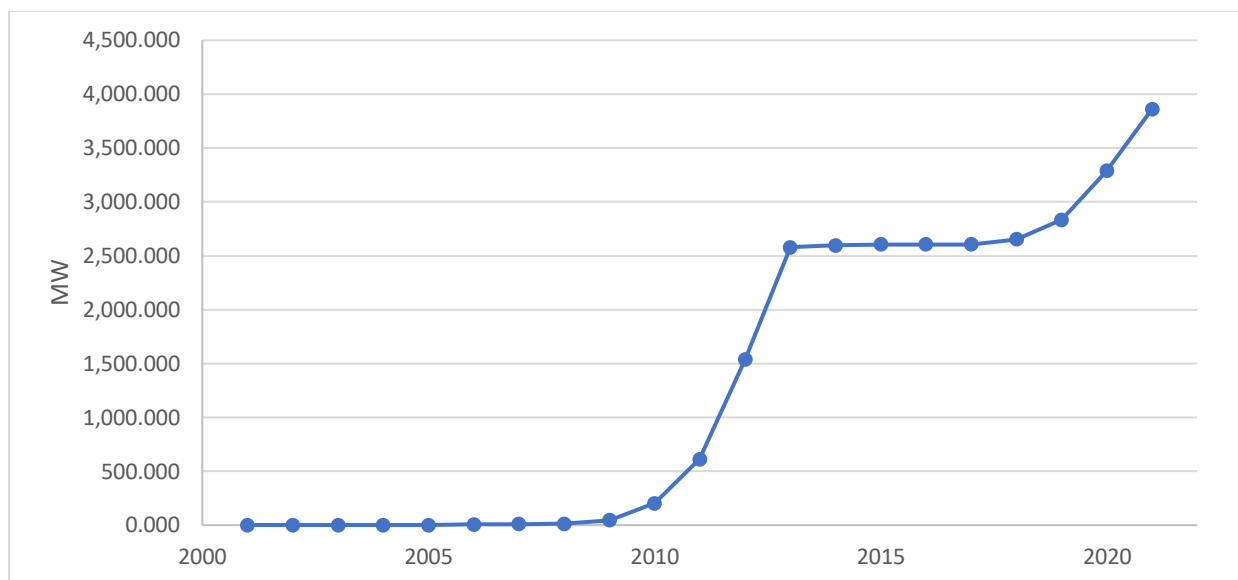
αποδοτική οικονομικά (απομακρυσμένες περιοχές) ή μη αναγκαία (σε εγκαταστάσεις που δεν απαιτούν επιπρόσθετη μεταφορά ενέργειας). Με βάση την δυνατότητα της συστοιχίας φωτοβολταϊκών να καλύψει την ζήτηση σε ηλεκτρική ενέργεια, χωρίζονται σε:

1. **Αυτόνομα συστήματα.** Στα συστήματα αυτά η αναγκαία ενέργεια παράγεται εξ ολοκλήρου από τα φωτοβολταϊκά. Με βάση την μέθοδο τροφοδοσίας του παραγόμενου φορτίου χωρίζονται σε:
 - a) Συστήματα άμεσης τροφοδοσίας του φορτίου. Αξιοποιούνται σε εφαρμογές στις οποίες δεν απαιτείται τακτική λειτουργία του συστήματος καθώς και σε φορτία συνεχούς ρεύματος (π.χ. συστήματα άντλησης νερού).
 - b) Συστήματα αποθήκευσης της παραγόμενης ενέργειας. Τα συστήματα αυτά χρησιμοποιούν συσσωρευτές, το μέγεθος των οποίων καθορίζεται από τις χρονικές απαιτήσεις για αυτονομία του συστήματος.
2. **Υβριδικά συστήματα.** Στα συστήματα αυτά η ισχύς της φωτοβολταϊκής εγκατάστασης δεν επαρκεί για την κάλυψη της ζήτησης, οπότε και συνδυάζεται με άλλες πηγές ενέργειας (ορυκτά καύσιμα, υδροηλεκτρικά ή ανεμογεννήτριες). Στις περισσότερες περιπτώσεις υβριδικών διατάξεων η αποθήκευση ηλεκτρικής ενέργειας έτσι ώστε να εξασφαλίζεται η συνεχόμενη παροχή και η αξιοπιστία του συστήματος, είναι αναγκαία και κατά συνέπεια αξιοποιούνται μπαταρίες ή η μέθοδος της αντλησιοταμίευσης.
- **Διασυνδεδεμένα συστήματα.** Τα φωτοβολταϊκά συστήματα με σύνδεση στο δίκτυο μεταφοράς παράγουν το μεγαλύτερο ποσοστό ισχύος των εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών συστημάτων. Η δυνατότητα μεταφοράς τα απαλλάσσει από την ανάγκη για μπαταρίες, καθώς η περίσσεια ή το έλλειμμα ενέργειας καλύπτεται από άλλες πηγές. Συνήθως αξιοποιούνται για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με σκοπό την πώλησή της και όχι την άμεση κατανάλωση και συχνά συνιστούν μεγάλης ισχύος κεντρικούς φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Το μεγαλύτερο κομμάτι της ισχύος των φωτοβολταϊκών συστημάτων γενικά ανήκει σε αυτήν την κατηγορία και διαχωρίζονται με βάση τον τρόπο αλληλεπίδρασης με το δίκτυο στις εξής κατηγορίες:
 1. Εγκαταστάσεις που χρησιμοποιούν το δίκτυο ως βοηθητική πηγή ενέργειας. Τα συστήματα αυτά σχεδιάζονται για να καλύπτουν κατά μέσο όρο τις ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια και αξιοποιούν εισροές από το δίκτυο σε περιπτώσεις έκτακτης ανάγκης, περιορισμού της παραγόμενης ενέργειας λόγω νεφώσεων ή αυξημένης ζήτησης.
 2. Εγκαταστάσεις που λειτουργούν με συνεχή αλληλεπίδραση με το δίκτυο. Τα συστήματα αυτά σχεδιάζονται με στόχο την υπερκάλυψη της ζήτησης σε ετήσια βάση και την μεταφορά της πλεονάζουσας ενέργειας στο δίκτυο.
 3. Εγκαταστάσεις παραγωγής. Οι εγκαταστάσεις αυτές αποτελούν φωτοβολταϊκούς σταθμούς μεγάλης ισχύος και αξιοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας στο δίκτυο.

3.3.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά στην Ελλάδα

Η είσοδος των φωτοβολταϊκών στην Ελλάδα ξεκίνησε το 2001 με την πρώτη δεκαετία (2001-2010) της εφαρμογής τους να παρουσιάζουν ισχνή συμμετοχή στην ηλεκτροπαραγωγή. Την περίοδο 2011-2013 εφαρμόστηκαν μία σειρά οικονομικών κινήτρων, τα οποία περιλάμβαναν σταθερά υψηλές και εγγυημένες τιμές πώλησης του ηλεκτρικού ρεύματος που προέρχεται από φωτοβολταϊκά, για τον συνολικό χρόνο ζωής των εγκαταστάσεων. Τα οικονομικά κίνητρα τύπου feed in tariff δεν αποτελούν ελληνική ιδιαιτερότητα, καθώς βρήκαν εφαρμογή σε μία σειρά ευρωπαϊκών χωρών πριν νομοθετηθούν στην Ελλάδα. Η απόρροια των υψηλών τιμών πώλησης ήταν μία απότομη αύξηση στις κατασκευές φωτοβολταϊκών πάρκων, φωτοβολταϊκών σε στέγες και αγροτικές εκτάσεις.

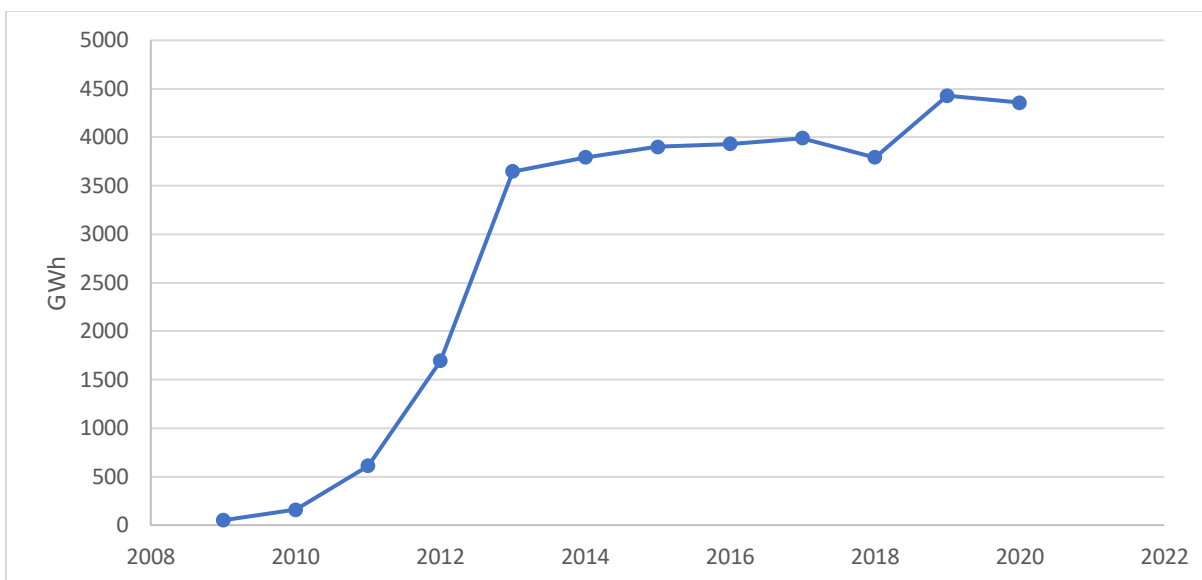
Η ισχύς των εγκατεστημένων φωτοβολταϊκών συστημάτων στη Ελλάδα ποικίλει. Οι εγκαταστάσεις με ισχύ μικρότερη των 20 kW ανέρχονταν το 2020 σε 454,36 MW προσφέροντας το 14% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος. Οι εγκαταστάσεις με ισχύ από 20-1000 kW αποτελούν την πλειοψηφία, καθώς αντιστοιχούν στο 63% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος με 2.055,97 MW. Τα φωτοβολταϊκά πάρκα ισχύος μεγαλύτερης του 1 MW έχουν (με στοιχεία του 2020) συνολική δυναμικότητα 777,39 MW και αποτελούν το 24% της συνολικής. Στο Σχήμα 4.3.1???που είναι? παρουσιάζεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος, των διασυνδεδεμένων στο σύστημα μεταφοράς, φωτοβολταϊκών συστημάτων στην Ελλάδα (2001-2021). Το 2021 το σύνολο των φωτοβολταϊκών εγκαταστάσεων είχε εγκατεστημένη ισχύ 3862,3 MW, η οποία αντιστοιχεί στο 19 % της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της χώρας. Η ισχύς των εγκατεστημένων και διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών συστημάτων στη Ελλάδα παρουσιάζεται στο Διάγραμμα 3.16



Διάγραμμα 3.16: Εγκατεστημένη ισχύς διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών συστημάτων στην Ελλάδα (2001-2021).

Πηγή: Eurostat-ίδια επεξεργασία.

Η εξέλιξη της παραχθείσας ενέργειας ήταν αντίστοιχη της ανόδου στην εγκατεστημένη ισχύ. Τα φωτοβολταϊκά όμως έχουν μικρότερη αντιστοιχία παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας και εγκατεστημένης ισχύος, σε σχέση με άλλες πηγές ενέργειας, καθώς η παραγωγή τους διακόπτεται ή μειώνεται σε περιόδους έντονων νεφώσεων. Συγκεκριμένα το 2020 η εγκατεστημένη ισχύς των φωτοβολταϊκών ήταν 2833,8 MW, δηλαδή το 16,5% της συνολικής, αλλά συνεισέφεραν το 9% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στο Διάγραμμα 3.17 παρουσιάζεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα στην Ελλάδα για την περίοδο 2009-2020.



Διάγραμμα 3.17: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα στην Ελλάδα (2009-2020).

Πηγή: IEA-ίδια επεξεργασία

4.3.3. Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα φωτοβολταϊκών συστημάτων

Τα φωτοβολταϊκά διακρίνονται από μία σειρά πλεονεκτημάτων, τα οποία απορρέουν από την ενδογενή τους ευελιξία, την ευκολία στην εγκατάσταση και το γεγονός ότι η πηγή ενέργειας που εκμεταλλεύονται είναι ανεξάντλητη:

- Δεν συμβάλουν στο φαινόμενο του θερμοκηπίου κατά την λειτουργία τους, καθώς οι εκπομπές ρύπων και σωματιδίων κατά την παραγωγή είναι μηδενικές.
- Λειτουργούν αθόρυβα, άοσμα, χωρίς κατάλοιπα και κατά συνέπεια γίνεται δυνατή η χωροθέτηση τους πλησίον ή στην οροφή κατοικιών. Η ευελιξία τους αυτή στην επιλογή του χώρου εγκατάστασης προσφέρει ένα πλεονέκτημά που δεν διαθέτει καμία άλλη πηγή ηλεκτρικής ενέργειας.
- Η τιμή της παραγωγής μίας kWh μπορεί θεωρητικά να παραμείνει σταθερή ή να μειώνεται με την ανάπτυξη νέων τεχνολογιών καθώς η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στα φωτοβολταϊκά είναι ανεξάρτητη από καύσιμα.
- Η πηγή ενέργειας που αξιοποιούν (ηλιακή) είναι άμεσα διαθέσιμη, ιδιαίτερα στην χώρα μας. Τα φωτοβολταϊκά συμβάλουν έτσι στην απεξάρτηση από εισαγόμενα ορυκτά καύσιμα (φυσικό αέριο, πετρέλαιο), διασφαλίζοντας ασφάλεια στο ενεργειακό μείγμα.
- Προσφέρουν αυξημένη ασφάλεια του εργατικού δυναμικού που υλοποιεί την κατασκευή ή την συντήρησή τους, καθώς δεν είναι επιρρεπή σε ατυχήματα μεγάλης κλίμακας σε αντίθεση με άλλες πηγές ενέργειας (άνθρακας, πετρέλαιο, πυρηνική).

- Προσφέρουν κάλυψη σε απομονωμένες περιοχές, η γεωγραφική θέση ή το περιβάλλον ανάγλυφο των οποίων δεν επιτρέπουν διασύνδεση με το δίκτυο ή την κατασκευή κάποιας άλλης εγκατάστασης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.
- Λειτουργούν χωρίς κινητά μέρη και οι βλάβες σε ένα μέρος της εγκατάστασης δεν επηρεάζουν την λειτουργία του συστήματος. Κατά συνέπεια ελαχιστοποιείται η απαιτούμενη συντήρηση.
- Κατασκευάζονται από πυρίτιο, ένα από τα πλέον εν αφθονία στοιχεία.
- Η παραγωγή φωτοβολταϊκών και συσσωρευτών χαρακτηρίζεται από σημαντική δυναμική στην ανάπτυξη νέων τεχνολογιών. Η τεχνολογική εξέλιξη στον κλάδο τους οδηγεί σε αυξημένους βαθμούς απόδοσης και μείωση του κόστους εγκατάστασης.
- Μπορούν να καλύψουν ένα μεγάλο εύρος απαιτήσεων σε εγκατεστημένη ισχύ (από mW μέχρι MW).
- Η συναρμολόγηση τους είναι τυποποιημένη και κατά συνέπεια διευκολύνεται η εγκατάστασή τους.

Τα φωτοβολταϊκά συστήματα ταυτόχρονα με τα πλεονεκτήματά τους, εμφανίζουν και περιορισμούς. Τα μειονεκτήματά τους αναλύονται ως εξής:

- Ο χρόνος ζωής μίας εγκατάστασης είναι μικρός σε σχέση με άλλες πηγές ενέργειας. Παρά τις τεχνολογικές εξελίξεις που προσφέρουν έναν αυξημένο χρόνο ζωής, η απόδοση των φωτοβολταϊκών συστημάτων συνήθως μειώνεται απότομα μετά τα 20 χρόνια.
- Η απόδοσή τους μπορεί να έχει έντονες απώλειες πριν το πέρας του ονομαστικού χρόνου ζωής.
- Η μη αξιοποίηση καυσίμων καθιστά σε πολλές περιπτώσεις αναγκαία την αποθήκευση της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, είτε μέσω συσσωρευτών, είτε με αντλησιοταμίευση, γεγονός που αυξάνει το κόστος.
- Υπάρχει απουσία επίσημης και απόλυτα υποχρεωτικής-δεσμευτικής οδηγίας για την ανακύκλωση Φ/Β πλαστικών. Τα φωτοβολταϊκά πάνελ περιέχουν βαρέα μέταλλα, συγκεκριμένα μόλυβδο (Pb) και κάδμιο (Cd), τα οποία χαρακτηρίζονται από την δυνατότητα για συγκέντρωση στον άνθρωπο και το περιβάλλον. Αντίστοιχες επιπτώσεις έχουν και οι συσσωρευτές που αξιοποιούνται.
- Το κόστος επένδυσης είναι υψηλό, γεγονός που με την σειρά του οδηγεί σε αυξήσεις του κόστους της ηλεκτρικής ενέργειας. Η ηλεκτρική ενέργεια από φωτοβολταϊκά είναι η πλέον ακριβή και η συνεχιζόμενη διείσδυση των φωτοβολταϊκών στο ενεργειακό μείγμα συνεισφέρει στην άνοδο του κόστους παραγωγής της κιλοβατώρας.
- Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζεται από αναξιπιστία, καθώς τα έντονα καιρικά φαινόμενα δύναται να επηρεάζουν καθοριστικά την παραγωγικότητά τους.
- Η παραγωγή μηδενίζεται τις νυχτερινές ώρες και η απόδοση έχει έντονες διακυμάνσεις κατά την διάρκεια του έτους.
- Η ευελιξία στην χωροθέτηση των φωτοβολταϊκών δεν είναι απόλυτη, καθώς υπάρχουν περιορισμοί. Η εγκατάσταση σε περιοχές μικρότερης ηλιοφάνειας μειώνει τον βαθμό απόδοσης.

- Τα φωτοβολταϊκά συστήματα απαιτούν την κατάληψη σχετικά μεγάλων εδαφικών εκτάσεων.
- Παρά την διαθεσιμότητα του πυριτίου, πολλά από τα υλικά κατασκευής των φωτοβολταϊκών πλαισίων δεν είναι εύκολα διαθέσιμα και η παραγωγή τους ενέχει περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Συγκεκριμένα τα φωτοβολταϊκά πλαίσια απαιτούν συμβατικούς πόρους, όπως γυαλί και αλουμίνιο, αλλά και σπάνια μέταλλα, όπως ασήμι, ίνδιο, γάλλιο και γερμάνιο.

3.4 ΑΙΟΛΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

3.4.1. Μέθοδος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες

Η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας επιτυγχάνεται με διατάξεις οι οποίες μετατρέπουν την ενέργεια του ανέμου σε ηλεκτρική ή σε δυναμική κάποιου άλλου σώματος (π.χ. απευθείας άντληση νερού). Οι ανεμογεννήτριες, αρχικά μετατρέπουν μέρος του αιολικού δυναμικού σε κινητική ενέργεια του άξονά τους, μέσω της πτερωτής, στη συνέχεια η περιστροφική κίνηση του άξονά της, μέσω μίας γεννήτριας παράγει ηλεκτρική ενέργεια. Το παραγόμενο ηλεκτρικό ρεύμα είτε αξιοποιείται επί τόπου, με άμεση κατανάλωση ή άντληση υδάτων για ταμείωση δυναμικής ενέργειας, είτε παροχετεύεται στο δίκτυο μεταφοράς για κατανάλωση αλλού.

Οι τεχνολογικές εξελίξεις στον σχεδιασμό των ανεμογεννητριών, παρά την μακρά περίοδο εφαρμογής τους (η πρώτη ανεμογεννήτρια αναπτύχθηκε το 1891, από τον μετεωρολόγο Poul la Cour) έχει αποδώσει αξιοσημείωτη πρόοδο τα τελευταία 40 χρόνια, διατηρώντας την μελλοντική τους δυναμική. Οι βασικοί τομείς της έρευνας και ανάπτυξης στις ανεμογεννήτριες είναι η βελτίωση των αποδόσεων και η μείωση του κόστους τους. Παραδείγματα αποτελούν, η βελτιστοποίηση των πτερυγίων των ανεμογεννητριών με πειραματικές διατάξεις για την μείωση των τριβών και οι προσομοιώσεις σε ηλεκτρονικούς υπολογιστές έχουν ως αποτέλεσμα καλύτερες συνθήκες λειτουργίας και απόδοσης των μηχανών.

Ανάλογα με τον προσανατολισμό τους ως προς τη ροή του ανέμου ταξινομούνται σε δύο βασικές κατηγορίες:

- Ανεμογεννήτριες με οριζόντιο άξονα, με ελικοειδή δρομέα και άξονα με κατεύθυνση παράλληλη στην ροή του ανέμου. Συνήθως η κλίση των πτερυγίων τους είναι ρυθμιζόμενη προκειμένου να προσαρμόζεται η απόδοση της μηχανής στην ταχύτητα και την διεύθυνση του ανέμου.
- Ανεμογεννήτριες με κατακόρυφο άξονα, ο οποίος παραμένει σταθερός και κάθετος προς την επιφάνεια του εδάφους και στη διεύθυνση του ανέμου. Οι μεταβολές στην κατεύθυνση της ροής του ανέμου δεν επηρεάζουν την απόδοσή τους και κατά συνέπεια η κατασκευή τους είναι απλούστερη σε σχέση με τις μηχανές οριζοντίου άξονα. Δεν διαθέτουν εσωτερικό μηχανισμό που να παρέχει ροπή εκκίνησης με αποτέλεσμα να είναι αναγκαίος ένας εξωτερικός μηχανισμός. Η αξιοποίησή τους είναι σπάνια καθώς χαρακτηρίζονται από μικρές αποδόσεις και εύρος ισχύος σε σχέση με τις ανεμογεννήτριες οριζοντίου άξονα. Στην Εικόνα 3.3 παρουσιάζεται ανεμογεννήτρια κατακόρυφου άξονα.



Εικόνα 3.3: Ανεμογεννήτρια κατακόρυφου άξονα Darrieus

Πηγή: zeroenergy

Η σύγχρονη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αξιοποιεί τις ανεμογεννήτριες οριζόντιου άξονα λόγω των παραγωγικών τους δυνατοτήτων. Τα αιολικά πάρκα διαχωρίζονται σε χερσαίες και παράκτιες εγκαταστάσεις.

Τα παράκτια αιολικά συστήματα έχουν σημαντικά μεγαλύτερο κόστος εγκατάστασης, λειτουργίας και συντήρησης. Ιδιαίτερα υψηλές είναι οι απαιτήσεις για θεμελίωση ή αγκύρωση στον πυθμένα, μεταφορά και κατασκευή στην θάλασσα και πόντιση της καλωδίωσης για την σύνδεση με το δίκτυο μεταφοράς. Η χωροθέτηση τους δυσχεραίνει επίσης την συντήρηση και την απεγκατάσταση στο τέλος του χρόνου ζωής του έργου, στις περιπτώσεις εκείνες που η απόσταση από την στεριά είναι σημαντική. Παράλληλα το γεγονός ότι το παράκτιο αιολικό δυναμικό είναι σημαντικά υψηλότερο του χερσαίου, τόσο στην ταχύτητα πνοής του ανέμου, όσο και στην διάρκεια, αποτελεί καθοριστικό πλεονέκτημα. Αποτέλεσμα του παραπάνω είναι η ενίσχυση της τάσης να εγκαθίστανται σε παράκτιες περιοχές, ή στο θαλάσσιο πέλαγος, ανεμογεννήτριες μεγαλύτερης ισχύος με σκοπό την βέλτιστη εκμετάλλευση του παράκτιου αιολικού δυναμικού. Συγκεκριμένα, οι νέες ανεμογεννήτριες που εγκαταστάθηκαν το 2013 στη στεριά παγκοσμίως, διέθεταν μια μέση ονομαστική ισχύ περί τα 2 MW, ενώ η ονομαστική ισχύς των μηχανών στα παράκτια αιολικά πάρκα ξεπερνούσε τα 3,6 MW.

Τα χερσαία αιολικά πάρκα ενέχουν μία σειρά περιορισμών στην χωροθέτηση τους, οι οποίοι δεν έχουν την ίδια ισχύ ή δεν βαραίνουν καθόλου τις παράκτιες εγκαταστάσεις ανεμογεννητριών. Συγκεκριμένα το μέγιστο χερσαίο αιολικό δυναμικό απαντάται σε ακτές και κορυφές βουνών και οροσειρών. Δημιουργούνται έτσι απαιτήσεις για μεταφορά από αέρος ή διάνοιξη οδοποιίας, εκχέρσωση και αναφύτευση γλωρίδας, επέκταση του δικτύου μεταφοράς σε δύσβατες περιοχές αποκλειστικά για την εγκατάστασή τους. Οι δυνητικές περιβαλλοντικές και αισθητικές

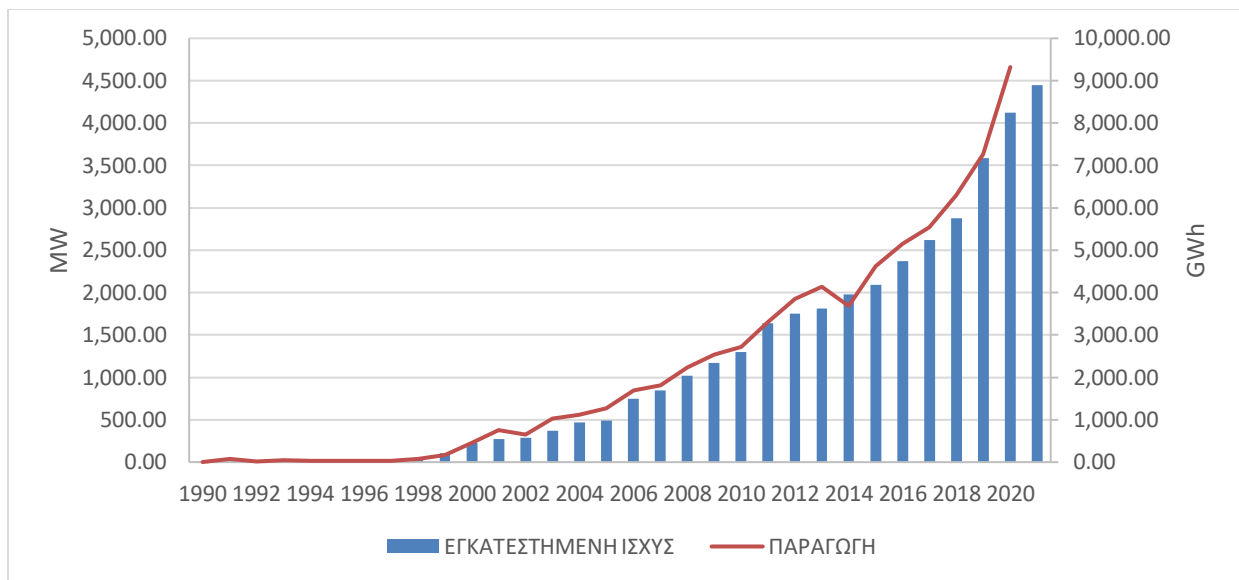
επιπτώσεις που προκύπτουν από την εγκατάσταση ανεμογεννητριών στην χλωρίδα, την πανίδα σε περιοχές του δικτύου NATURA 2000 και η οπτική και ηχητική όχληση σε περιοχές φυσικού κάλους, συχνά αποτελούν αντίβαρο στο σχετικά μικρότερο κόστος τους. Απόρροια των παραπάνω είναι το γεγονός ότι το ενδιαφέρον, τα τελευταία χρόνια και στην Ελλάδα, για νέες παράκτιες εγκαταστάσεις ενισχύεται.

Πέρα από τις μεγάλες εγκαταστάσεις αιολικών πάρκων αξιοποιούνται και μικρότερης κλίμακας ανεμογεννήτριες στις περιπτώσεις όπου η απαίτηση για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας είναι χαμηλή. Οι ανεμογεννήτριες μικρής ισχύος αν και δεν επωφελούνται από την εξοικονόμηση πόρων που εμφανίζουν οι μεγάλες ανεμογεννήτριες, λόγω της διαφοράς στο φαινόμενο κλίμακας, μπορούν να καταστούν επιλέξιμες για την παροχή σχετικά μικρών ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας σε περιοχές όπου η διασύνδεση με το δίκτυο μεταφοράς είναι αδύνατη ή ασύμφορη οικονομικά. Ο συνδυασμός τους με συσσωρευτές ή άλλες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας (υδροηλεκτρικά, γεννήτριες πετρελαίου, φωτοβολταϊκά) δύναται να καλύψει τις ανάγκες απομονωμένων περιοχών.

3.4.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες στην Ελλάδα

Οι ανεμογεννήτριες αποτελούν πλέον βασικό πυλώνα της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα. Το 2021 η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών πάρκων έφτασε τα 4.451 MW και η μέση ισχύς των ανεμογεννητριών στη Ελλάδα τα 1,617 MW. Με βάση την ονομαστική μέγιστη δυναμικότητα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας οι ανεμογεννήτριες το 2020 εκπροσωπούσαν το 20% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος για ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας έφτασε στο σύνολο του 2020 τις 9.321 GWh, με αύξηση 28% σε σχέση με το 2019.

Η εξέλιξή τους ακολουθεί την γενικότερη πορεία των ΑΠΕ στην Ελλάδα με την εγκατεστημένη ισχύ και κατά συνέπεια την παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια να αυξάνονται συνεχώς την τελευταία δεκαετία. Συγκεκριμένα τα αιολικά πάρκα την τελευταία δεκαετία αυξάνουν την εγκατεστημένη τους ισχύ κατά 20% ετησίως και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας κατά 22%. Η γρήγορη ανάπτυξή τους παρατηρείται λόγω, τεχνολογικών εξελίξεων στην παραγωγή ανεμογεννητριών, αλλά και της πολιτικής των εγγυημένων τιμών (feed in tariffs), των κρατικών και ευρωπαϊκών επιδοτήσεων στις αντίστοιχες επενδύσεις, την προτεραιότητα απορρόφησής τους από το σύστημα και την γενικότερη κατεύθυνση της απολιγνιτοποίησης και της στροφής στην αξιοποίηση του φυσικού αερίου και των ΑΠΕ. Στο Διάγραμμα 3.18 παρουσιάζεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανεμογεννήτριες, στην Ελλάδα, για την περίοδο 1990-2021.



Διάγραμμα 3.18: Εγκατεστημένη ισχύς (MW) και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (GWh) από ανεμογεννήτριες στην Ελλάδα (1990-2020).

Πηγή: IEA, Eurostat-ίδια επεξεργασία.

Καθώς οι ανεμογεννήτριες απαιτούν μεγάλες ταχύτητες και διάρκεια στην πνοή του ανέμου προκειμένου να εξασφαλίζεται η αποδοτικότητα στην λειτουργία τους, η χωροθέτηση τους γίνεται σε περιοχές υψηλού αιολικού δυναμικού. Στην Ελλάδα αιολικά πάρκα συγκεντρώνονται κυρίως στο Έβρο, την νότια Εύβοια, την Αττική, την στερεά Ελλάδα, την Πελοπόννησο και την Κρήτη. Στην εικόνα 3.4 παρουσιάζεται ο χάρτης των αιολικών πάρκων στην Ελλάδα.



Εικόνα 3.4: Χάρτης των αιολικών πάρκων στην Ελλάδα. Πηγή: ΕΛΕΤΑΕΝ

3.4.3. Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα ανεμογεννητριών

Τα πλεονεκτήματα που προσφέρει η εκμετάλλευση της αιολικής ενέργειας πηγάζουν από το ανεξάντλητο χαρακτήρα της πηγής της. Συγκεκριμένα αναφέρονται τα εξής:

- Η αιολική ενέργεια αποτελεί μια ανανεώσιμη πηγή ενέργειας, δεν υπάρχει κίνδυνος εκμηδενισμού των αποθεμάτων.
- Οι ανεμογεννήτριες δεν συνεισφέρουν κατά την λειτουργία τους στις εκλύσεις αερίων του θερμοκηπίου και μικροσωματιδίων.
- Αποτελεί εγχώρια πηγή ενέργειας και κατά συνέπεια αυξάνει την ενεργειακή αυτονομία της χώρας.
- Η εξέλιξη του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι προβλέψιμη καθώς δεν αξιοποιούνται εισαγόμενα καύσιμα, η τιμή των οποίων υπόκεινται σε συνεχείς ανατιμήσεις υπό την επήρεια οικονομικών και γεωπολιτικών εξελίξεων. Παράλληλα η μεσοσταθμική τιμή ενέργειας από τις ανεμογεννήτριες βρίσκεται σταθερά κάτω από τις υπόλοιπες ΑΠΕ.
- Ο κλάδος παραγωγής αιολικών μηχανών βρίσκεται στην αιχμή της τεχνολογίας με σημαντικές δυνατότητες περαιτέρω ανάπτυξης.
- Τα αιολικά πάρκα δύναται να καλύψουν τις ανάγκες σε ηλεκτρισμό απομονωμένων περιοχών.
- Μπορούν να λειτουργήσουν συνδυαστικά με άλλες πηγές ενέργειας (π.χ. συνδυασμός με υδροηλεκτρικά για αντλησιοταμίευση).

3.5. ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑ

3.5.1. Μέθοδος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικούς σταθμούς

Υπάρχουν τρεις κύριες φάσεις στις οποίες αναλύεται η αξιοποίηση της υδροηλεκτρικής ενέργειας για την παραγωγή ηλεκτρισμού. Η πρώτη περιλαμβάνει τη μετατροπή της δυναμικής ενέργειας του υγρού σε κινητική (συνήθως μέσω ροής υπό πίεση σε κλειστούς αγωγούς), η δεύτερη την μετατροπή της κινητικής ενέργειας του νερού σε μηχανική της πτερωτής και του άξονα ενός υδροστροβίλου και η τρίτη την μετατροπή της μηχανικής ενέργειας του άξονα σε ηλεκτρική μέσω γεννητριών. Βασικά μέρη ενός υδροηλεκτρικού έργου είναι τα εξής:

- Η λεκάνη κατάκλισης. Η χρησιμότητά της είναι η αποθήκευση-παροχή της δυναμικής ενέργειας του νερού.
- Αγωγός προσαγωγής (ή πτώσης), ο οποίος μεταφέρει την παροχή από την υδροληψία στους στροβίλους υπό πίεση. Ο αγωγός κατασκευάζεται συνήθως από χάλυβα ή ενισχυμένο πλαστικό.
- Υδροστρόβιλος για την μετατροπή της κινητικής ενέργειας του νερού σε μηχανική ενέργεια.
- Ηλεκτρογεννήτρια η οποία καθιστά δυνατή την παραγωγή ηλεκτρισμού από την μετατροπή της μηχανικής ενέργειας του υδροστροβίλου.
- Λεκάνη-δεξαμενή ηρεμίας κατάντη του φράγματος για την εκτόνωση της ενέργειας του νερού. Εναλλακτικά δύναται να αξιοποιηθεί στην θέση της λεκάνη υδροληψίας στις περιπτώσεις υδροηλεκτρικών έργων με αντλησιοταμίευση.
- Δευτερεύοντα έργα, η εγκατάσταση των οποίων εξαρτάται από τις ανάγκες της εκάστοτε εγκατάστασης όπως διώρυγα έκπλυσης φερτών, εξαμμοτής, ιχθυόσκαλα.

Οι τύποι των υδροηλεκτρικών έργων ποικίλουν. Οι υπάρχοντες διαχωρισμοί και κατηγοριοποιήσεις πραγματοποιούνται με πληθώρα κριτηρίων, τα οποία επιλέγονται με βάση τις εκάστοτε ανάγκες και περιορισμούς που καλείται μία υδροηλεκτρική εγκατάσταση να καλύψει. Τα βασικά κριτήρια διαχωρισμού και οι κατηγορίες υδροηλεκτρικών έργων είναι τα εξής:

- Με κριτήριο την ισχύ. Η πιο βασική κατηγοριοποίηση των υδροηλεκτρικών έργων γίνεται με βάση την μέγιστη δυναμικότητά τους για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Ως σημείο διαχωρισμού στην Ελλάδα έχει επιλεγεί η ισχύς των 15 MW, η οποία διακρίνει τα υδροηλεκτρικά έργα σε:
 - Μικρά υδροηλεκτρικά έργα (ΜΥΗΕ). Οι εγκαταστάσεις αυτές συχνά δεν απαιτούν αποταμίευση υδάτων και τα απαιτούμενα σύνοδα έργα είναι ελάχιστα. Κατά συνέπεια δεν αλλοιώνουν ουσιαστικά την γεωμορφολογία στην θέση υδροληψίας και δεν μεταβάλλουν καθοριστικά την κατάντη ροή του ποταμού. Οι παραπάνω ιδιότητές τους τα έχουν κατατάξει ως έργα ΑΠΕ, σε αντίθεση με τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δύναται να είναι συνεχής, με περιοριστικό παράγοντα την διερχόμενη παροχή του ποταμού. Ταυτόχρονα η απουσία ταμιευτήρα παρέχει σχετική ευελιξία στην χωροθέτηση τους, αυξάνοντας τις διαθέσιμες θέσεις εγκατάστασης σε σχέση με τα μεγάλα

υδροηλεκτρικά. Ως απόρροια των παραπάνω, ο βαθμός αξιοποίησής τους είναι σημαντικός, γεγονός που αντισταθμίζει την μικρή ισχύ τους. Πιο συγκεκριμένα, εμφανίζουν το μεγαλύτερο συντελεστή φορτίου (απόδοση ενέργειας στη μονάδα του χρόνου για δεδομένη ισχύ) σε σχέση με τις υπόλοιπες ΑΠΕ (ΜΥΗΕ~45%, Αιολικά~25%, ΦΒ~16%, με στοιχεία του ΔΕΣΜΗΕ).

- Μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα (ΥΗΕ). Απαιτούν την διαμόρφωση ταμιευτήρα μεγάλου όγκου, οριοθετούμενο από φράγμα κατασκευασμένο από σκυρόδεμα και συνήθως αξιοποιούν πολλούς υδροστροβίλους. Τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα αποτελούν τις μεγαλύτερες μονάδες παραγωγής ενέργειας στον κόσμο, με ορισμένες υδροηλεκτρικές εγκαταστάσεις ικανές να παράγουν περισσότερο από το διπλάσιο των εγκατεστημένων δυνατοτήτων των σημερινών μεγαλύτερων πυρηνικών σταθμών. Το μεγαλύτερο ΥΗΕ στον κόσμο είναι το Three Gorges Dam στην Κίνα με εγκατεστημένη ισχύ 22.500 MW. Τα χαρακτηριστικά τους τα καθιστούν ικανά να καλύψουν μεγάλο μέρος της ζήτησης σε ηλεκτρική ενέργεια, καθώς και τις αιχμές αυτής.
- Με κριτήριο το υδραυλικό ύψος. Το διαθέσιμο υδραυλικό ύψος πτώσης εκφράζει, ανά μονάδα μάζας, την διαθέσιμη υδραυλική ενέργεια, καθώς και την διαφορά στην υδροστατική πίεση του νερού, από το σημείο υδροληψίας, στο σημείο εισαγωγής στον υδροστρόβιλο. Με βάση τα παραπάνω τα υδροηλεκτρικά έργα διακρίνονται σε τρεις κατηγορίες, ανάλογα με το διαθέσιμο ύψος πτώσης του νερού²⁰:
 - Μικρού ύψους, για υδροηλεκτρικά έργα με ύψος πτώσης $H < 20$ m.
 - Μεσαίου ύψους, για υδροηλεκτρικά έργα με ύψος πτώσης $20 \text{ m} < H < 150$ m.
 - Μεγάλου ύψους, για υδροηλεκτρικά έργα με ύψος πτώσης $H > 150$ m.
- Με κριτήριο την λειτουργία και τον σχεδιασμό. Η διάκριση αυτή έγκειται κυρίως στην ύπαρξη, ή όχι, ταμιευτήρα. Μία δεξαμενή αποθήκευσης νερού επιτρέπει την διατήρηση των εισροών του ποταμού, γεγονός που προσφέρει ευελιξία στην λειτουργία του υδροηλεκτρικού, καθώς το διαθέσιμο απόθεμα δύναται να αξιοποιηθεί για παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος σε περιόδους υψηλής ζήτησης, ύδρευση και άρδευση των γύρω περιοχών, ακόμα και την αποθήκευση της περίσσειας μέσω αντλιοσταμίου. Κατά συνέπεια τα υδροηλεκτρικά έργα μπορούν να διαχωριστούν σε:
- Υδροηλεκτρικά με ταμιευτήρα νερού, που προσφέρουν την δυνατότητα εποχιακής ή και ετήσιας ρύθμισης των εισροών.
- Υδροηλεκτρικά χωρίς ταμιευτήρα νερού. Σε αυτήν την περίπτωση η παραγόμενη ισχύς μεταβάλλεται με την ροή του ποταμού.

3.5.2. Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικούς σταθμούς στην Ελλάδα

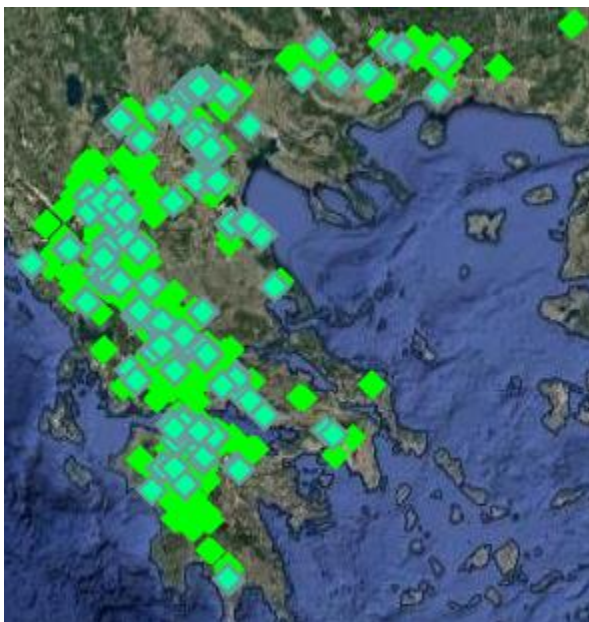
Σύμφωνα με εκτιμήσεις της ΔΕΗ το συνολικό υδατικό δυναμικό στην Ελλάδα ανέρχεται σε 21 TWh/έτος, το 40% του οποίου έχει ήδη καλυφθεί. Για τα μικρά υδροηλεκτρικά έργα το θεωρητικά εκμεταλλεύσιμο δυναμικό εκτιμάται σε 3.400 MW, με την παραγωγή 16.000

²⁰ Δ. Ε. Παπαντώνης, Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα, Αθήνα: Εκδόσεις Συμεών, 2001.

GWh να θεωρείται οικονομικά αποδοτική²¹. Τα υπάρχοντα μικρά υδροηλεκτρικά έργα έχουν καλύψει κατά μέγιστο μόνο το 5% του προαναφερθέντος οικονομικά αποδοτικού διαθέσιμου δυναμικού.

Οι έντονες υψομετρικές διαφορές στο τοπογραφικό ανάγλυφο και η ένταση των υδατοπτώσεων που παρουσιάζει το δυτικό κομμάτι της Ελλάδας, το καθιστούν ευνοϊκό για την εγκατάσταση υδροηλεκτρικών σταθμών (Εικόνα 3.5). Το 1927 κατασκευάστηκε το πρώτο υδροηλεκτρικό έργο της χώρας, ισχύος μόλις 1,6 MW, στην περιοχή του Γλαύκου στην Πάτρα. Τα επόμενα χρόνια μέχρι το 1950, κατασκευάστηκαν κάποια πολύ μικρά έργα συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 6 MW. Μετά το 1950, η ίδρυση της ΔΕΗ οδήγησε σε έντονη αξιοποίηση των υδροηλεκτρικών σταθμών, λόγω της δυνατότητάς τους να καλύψουν φθηνά μεγάλο κομμάτι της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, που ήταν και βασικός στόχος της ΔΕΗ. Συγκεκριμένα, από το 1950 έως το 1975 υλοποιήθηκαν οκτώ μεγάλοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 1410 MW.

Σήμερα η εγκατεστημένη ισχύς των υδροηλεκτρικών σταθμών στην Ελλάδα ανέρχεται σε 3.417 MW. Η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικούς σταθμούς το 2020 ήταν 3445 GWh, από τις οποίες το 15,7% (540,75 GWh) προήλθε από μικρά υδροηλεκτρικά έργα. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί καλύπτουν σήμερα το 17% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος και το 7% της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

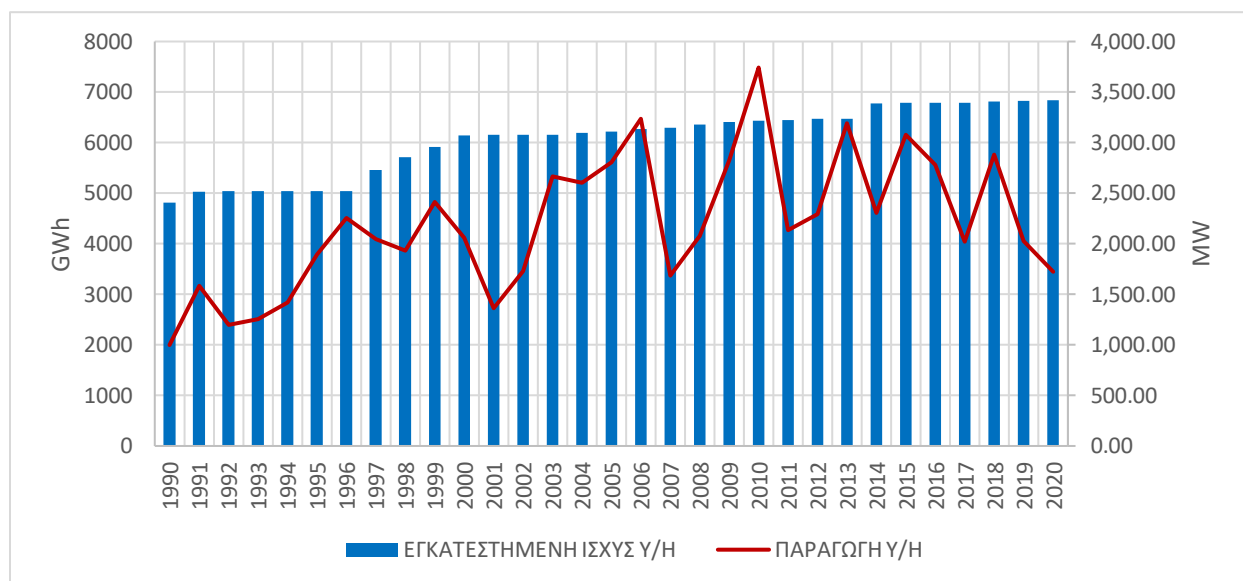


Εικόνα 3.5: Μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί στην Ελλάδα. Πηγή: GeoPortal, ΠΑΕ

²¹ Συμβατικές και ήπιες μορφές ενέργειας, Κ. Μπαλάρας, Α. Αργυρίου, Φ. Καραγιάννης, Αθήνα: Εκδόσεις ΕΚΔΟΤΙΚΗ 2006.

Η παραγωγή των υδροηλεκτρικών σταθμών εξαρτάται άμεσα από την παροχή νερού των ποταμών ή των ρεμάτων που τους τροφοδοτούν. Οι αυξομειώσεις που παρουσιάζουν οι βροχοπτώσεις, από χρόνο σε χρόνο, επηρεάζουν την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τα υδροηλεκτρικά έργα, κατά συνέπεια τα μεγέθη της παραγόμενης ενέργειας δεν αντιστοιχούν απόλυτα στην εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος. Το φαινόμενο αυτό μπορεί να παρατηρηθεί στο Διάγραμμα 3.19.

Στο Διάγραμμα 3.19 παρουσιάζεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος (MW) και της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας (GWh) των υδροηλεκτρικών σταθμών στην Ελλάδα για την περίοδο 1990-2020.



Διάγραμμα 3.19: Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος και της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας των υδροηλεκτρικών σταθμών στην Ελλάδα για την περίοδο 1990-2020.

Πηγή: IEA, Eurostat-ίδια επεξεργασία.

3.5.3. Πλεονεκτήματα και μειονεκτήματα υδροηλεκτρικών σταθμών

Παρακάτω αναλύονται τα βασικά πλεονεκτήματα καθώς και τα μειονεκτήματα που προκύπτουν από την αξιοποίηση της υδροηλεκτρικής ενέργειας. Σημειώνουμε πως μέρος των μειονεκτημάτων και των πλεονεκτημάτων δυνητικά αφορά μόνο τους μεγάλους ή μόνο τους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς (και σημειώνεται αντίστοιχα). Επιπρόσθετα η ταξινόμηση των μικρών υδροηλεκτρικών έργων (σε αντίθεση με τα μεγάλα) ως ανανεώσιμη πηγή ενέργειας επηρεάζει την τιμή πώλησης της κιλοβατώρας που παράγεται από αυτά, την αδειοδότησή τους, καθώς και την επιδότηση για την κατασκευή τους, μεταβάλλοντας έτσι θετικούς και αρνητικούς παράγοντες που προκύπτουν αμιγώς από τον σχεδιασμό και τις δυνατότητές της κάθε κατηγορίας.

Πλεονεκτήματα υδροηλεκτρικής ενέργειας:

- Πρόκειται για ανεξάντλητη πηγή ενέργειας, καθώς εξαρτάτε αποκλειστικά από τον κύκλο του νερού. Κατά συνέπεια δεν υφίσταται ο κίνδυνος εξάντλησης των αποθεμάτων.
- Αποτελεί εγχώρια πηγή ενέργειας, συμβάλλοντας έτσι στην ενεργειακή αυτάρκεια και ανεξαρτησία σε εθνικό επίπεδο.
- Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι σταθερό και προβλέψιμο, εξαιτίας της ανεξαρτησίας των υδροηλεκτρικών σταθμών από καύσιμα.
- Δεν συνεισφέρουν κατά την λειτουργία τους στις εκλύσεις αερίων του θερμοκηπίου και μικροσωματιδίων.
- Έχουν μικρό χρόνο απόκρισης. Οι υδροηλεκτρικές μονάδες μπορούν να τεθούν σε λειτουργία μέσα σε λίγα λεπτά και να καλύψουν άμεσα τυχών υπόλοιπα ενέργειας σε περιόδους αιχμών της ζήτησης. Σε αντίθεση οι θερμικοί σταθμοί παραγωγής (φυσικού αερίου, πετρελαίου, λιγνίτη) απαιτούν αρκετές ώρες για την εκκίνηση ή τον τερματισμό της λειτουργίας τους, ενώ στα φωτοβολταϊκά και τα αιολικά συστήματα μπορεί να μην υπάρχει καν η δυνατότητα να ενεργοποιηθούν.
- Παρέχει την δυνατότητα κάλυψης παράλληλων αναγκών. Παράλληλα με την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί μπορούν να καλύψουν και την ύδρευση, άρδευση, ανάσχεση χειμάρρων ή την δημιουργία υγροτόπων των παρακείμενων περιοχών (αφορά μόνο τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα).
- Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί έχουν μεγάλο χρόνο ζωής, περίπου 100 χρόνια. Κατά συνέπεια αποτελούν πηγή σημαντικών ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας σε βάθος χρόνου.
- Οι υδροστρόβιλοι των υδροηλεκτρικών έργων διαθέτουν τους πλέον υψηλούς βαθμούς απόδοσης. Συγκεκριμένα ένας υδροστρόβιλος μπορεί να αποδίδει σε ηλεκτρική ενέργεια μέχρι και το 90% της κινητικής που παραλαμβάνει, τιμή κατά πολύ μεγαλύτερη οποιασδήποτε άλλης διάταξης παραγωγής ηλεκτρισμού.

Μειονεκτήματα υδροηλεκτρικής ενέργειας:

- Όπως και ο χρόνος ζωής, έτσι και ο χρόνος κατασκευής των υδροηλεκτρικών σταθμών είναι μεγάλος (5-10 χρόνια για μεγάλα ΥΗΕ και 1-2 χρόνια για μικρά). Αντίστοιχα υψηλό είναι και το κόστος κατασκευής.
- Στερούνται ευελιξίας στην χωροθέτηση τους. Η ανάγκη για σταθερή και υπολογίσιμη παροχή νερού και για μεγάλα υδραυλικά ύψη πτώσης αποτελούν σημαντικούς περιοριστικούς παράγοντες στην επιλογή της τοποθεσίας εγκατάστασης ενός υδροηλεκτρικού έργου. Επιπρόσθετοι περιορισμοί υπάρχουν για τα έργα με ταμιευτήρα, καθώς συχνά απαιτείται η ύπαρξη στένωσης στην μορφολογία του εδάφους, με βραχώδη εδάφη στα πρηνή προκειμένου να αγκυρωθεί το φράγμα.
- Μπορεί να επιβληθεί έντονη περιβαλλοντική αλλοίωση στην περιοχή αμέσως ανάντη και κατόντη του έργου (αφορά μόνο τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα).
- Το διαθέσιμο υδροδυναμικό φορτίο μπορεί να μειωθεί μακροπρόθεσμα λόγω της διακοπής της στερεοπαροχής του ποταμού και την επικείμενη απώλεια όγκου από τον

πυθμένα του ταμιευτήρα. Παράλληλα η ιζηματογένεση μπορεί να οδηγήσει στην μερική πλήρωση του ταμιευτήρα και να μειώσει την ικανότητά του να ελέγξει πλημμυρικά φαινόμενα καθώς και να προκαλέσει πρόσθετη οριζόντια πίεση στο ανάντη τμήμα του φράγματος. Μερικές δεξαμενές μπορεί να γεμίσουν με ιζήματα και να καταστούν άχρηστες κατά τη διάρκεια μιας πλημμύρας (αφορά μόνο τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα).

- Ενέχουν υψηλούς κινδύνους σε περίπτωση αστοχίας. Αστοχία του έργου μπορεί να επέλθει από δολιοφθορά, φυσική καταστροφή ή και παραλείψεις κατά την μελέτη και την κατασκευή του. Οι μεγάλοι όγκοι νερού που κατακρατιούνται από τα φράγματα των υδροηλεκτρικών σταθμών μπορεί να επιφέρουν καταστροφικές συνέπειες στους πληθυσμούς και τις υποδομές κατάντη του έργου σε περίπτωση αστοχίας (αφορά μόνο τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα).

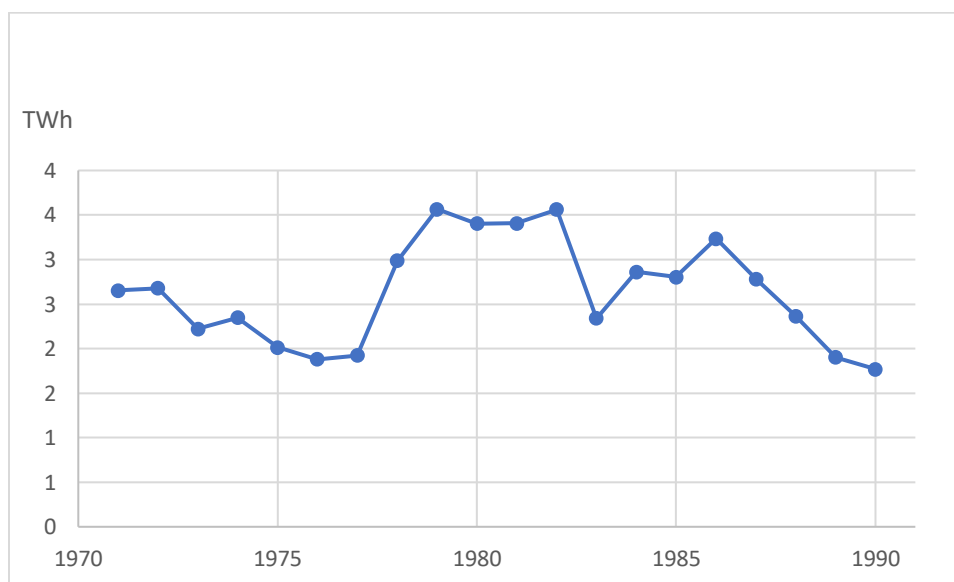
ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 - Η είσοδος των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας

4.1. Η εξέλιξη των ΑΠΕ στην Ελλάδα

Η είσοδος των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα δύναται να χωριστεί σε τρεις περιόδους με βάση την συνολική ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και το μερίδιο στην συνολική παραγωγή που προσέφεραν οι ΑΠΕ. Ξεχωρίζουμε τα εξής:

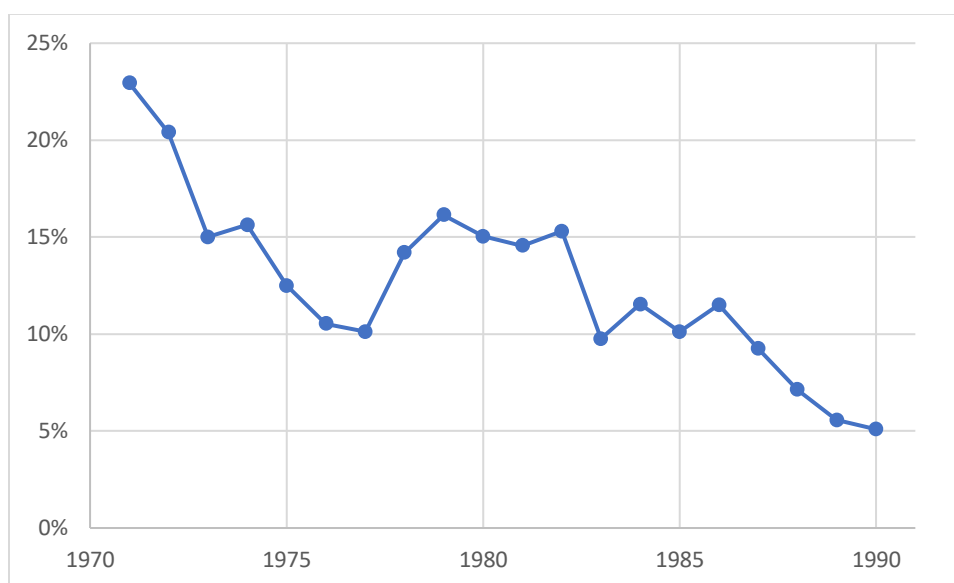
1. 1970-1990: Στασιμότητα στην συνεισφορά των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα.
2. 1990-2010: Σταδιακή ανάπτυξη της εγκατεστημένης ισχύος και της ηλεκτρικής ενέργειας που αυτή παράγει.
3. 2010-2021: Ραγδαία άνοδος του μεριδίου των ΑΠΕ με ταυτόχρονη αύξηση της συμβολής των ανεμογεννητριών και των φωτοβολταϊκών συστημάτων.

Στις δεκαετίες του 1970 και του 1980 η μόνη πηγή ενέργειας που δεν συνέβαλε στην έκλυση αερίων του θερμοκηπίου ήταν τα υδροηλεκτρικά συστήματα, τα οποία δεν κατατάσσονται στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Η καθαρή παραγωγή ενέργειας από τα μεγάλα υδροηλεκτρικά έργα ουσιαστικά παρέμεινε σταθερή, παρά τις έντονες διακυμάνσεις που υπήρχαν ανά πενταετία, στην ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που παρείχαν. Αυτή η στασιμότητα στην ανάπτυξη τους συντηρούνταν λόγω τεχνολογικών περιορισμών (στις ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά) και της εκτεταμένης αξιοποίησης του λιγνίτη και άλλων ορυκτών καυσίμων (πετρέλαιο στο μη διασυνδεδεμένο σύστημα). Τα ορυκτά καύσιμα προσέφεραν σημαντικά, για την εποχή, φορτία ικανά να καλύψουν οικονομικά το φορτίο βάσης. Στο Διάγραμμα 4.1 παρουσιάζεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας υδροηλεκτρικούς σταθμούς στην Ελλάδα για την περίοδο 1971-1990.



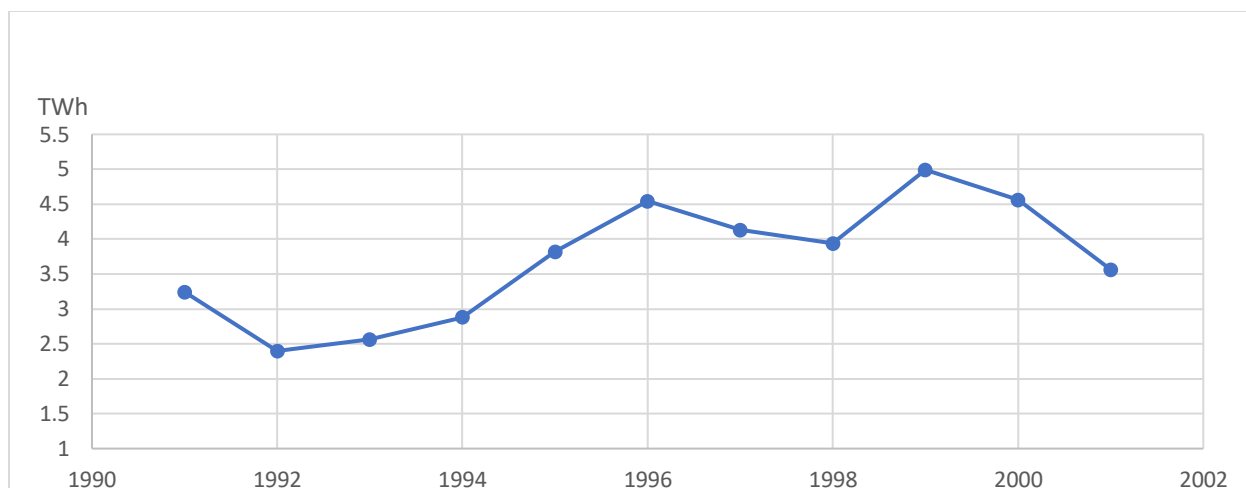
Διάγραμμα 4.1: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα (1971-1990).

Η στασιμότητα αυτών των δεκαετιών οδήγησε σε σημαντική πτώση του ποσοστού που κατείχαν στην συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δεδομένης της ανάπτυξης της ηλεκτροπαραγωγής στην χώρα την αντίστοιχη περίοδο (6% κάθε χρόνο, κατά μέσο όρο). Συγκεκριμένα ενώ το 1971 σχεδόν το ένα τέταρτο (23%) της ηλεκτρικής ενέργειας προερχόταν από πηγή που δεν συνέβαλε άμεσα στο φαινόμενο του θερμοκηπίου, το αντίστοιχο ποσοστό το 1990 ήταν 5%. Στο Διάγραμμα 4.2 παρουσιάζεται το ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που παρήγαγαν οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί την περίοδο 1971-1990.



Διάγραμμα 4.2: Ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που παρήγαγαν οι ΑΠΕ την περίοδο 1971-1990.

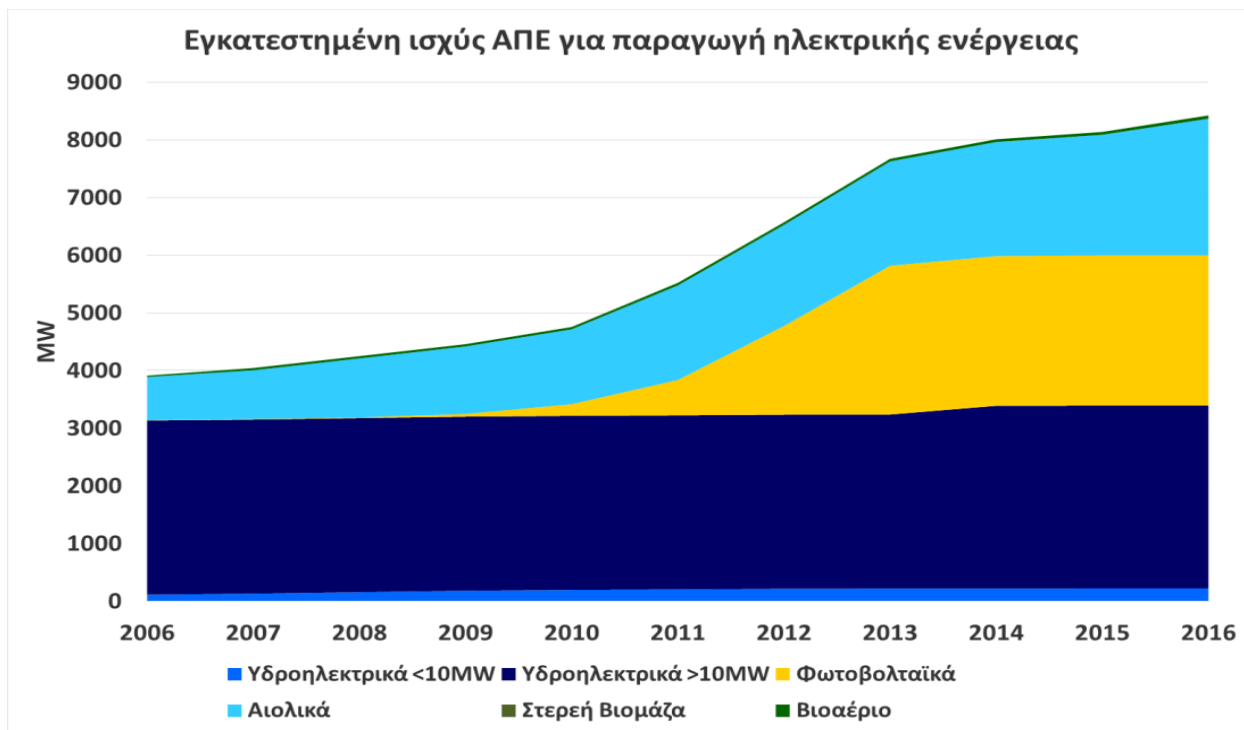
Η δεκαετία 1991 – 2001 χαρακτηρίζεται από σταδιακή ανάκαμψη των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, με την εγκατεστημένη ισχύ και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας να αυξάνονται. Χαρακτηριστικό είναι το γεγονός ότι σχεδόν το σύνολο της παραγωγής των ΑΠΕ συνεχίζει να προέρχεται από τα υδροηλεκτρικά σε ποσοστό 74%, με τα φωτοβολταϊκά να είναι ανύπαρκτα και τα αιολικά πάρκα να παράγουν το 21% της πράσινης ενέργειας το 2001. Στο Διάγραμμα 4.3 παρουσιάζεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα για την περίοδο 1991-2001.



Διάγραμμα 4.3: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα (1991-2001).

Οι ΑΠΕ γνώρισαν πολύπλευρη άνοδο στην Ελλάδα την περίοδο 2002-2020. Η ανάπτυξή τους αφορά τόσο στην εγκατεστημένη ισχύ ΑΠΕ στο σύνολό της, την παραγόμενη εξ αυτής ηλεκτρική ενέργεια, το ποσοστό τους στο ενεργειακό μείγμα, καθώς και στην διαφοροποίηση των πηγών.

Η εγκατεστημένη ισχύς αυξήθηκε από 4.000 MW το 2006, σε 9.847 MW το 2019. Η αύξηση αυτή δεν ήταν ομοιογενής. Καθοριστική συμβολή είχαν τα φωτοβολταϊκά και οι ανεμογεννήτριες. Τα φωτοβολταϊκά εμφανίστηκαν το 2009 και σε περίοδο τριών χρόνων (2011-2013) εμφάνισαν απότομη άνοδο με 151% αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ το 2012 και 68% το 2013. Έκτοτε εμφάνισαν στασιμότητα για μία πενταετία και πάλι αύξηση 7% το 2019. Ατμομηχανή της απότομης ανόδου των φωτοβολταϊκών ήταν οι κρατικές επιχορηγήσεις στην συγκεκριμένη τεχνολογία, με την αγορά της ηλεκτρικής ενέργειας να ανέρχεται σε 429,5 €/MWh τον Οκτώβριο του 2012. Οι ανεμογεννήτριες παρουσίασαν αντίστοιχη άνοδο με τα φωτοβολταϊκά 119% από το 2011 έως το 2019, κατανεμημένη όμως στην τελευταία δεκαετία, με μέσο όρο ανάπτυξης ανά έτος 10%. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί δεν παρουσίασαν αλλαγές στην εγκατεστημένη ισχύ. Στο Διάγραμμα 4.4 παρουσιάζεται η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή την περίοδο 2006-2016.



Διάγραμμα 4.4: Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή την περίοδο 2006-2016.

Πηγή: ΕΘΝΙΚΟ ΣΧΕΔΙΟ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΤΟ ΚΛΙΜΑ, ΥΠΕΝ, ΑΘΗΝΑ, ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ 2019

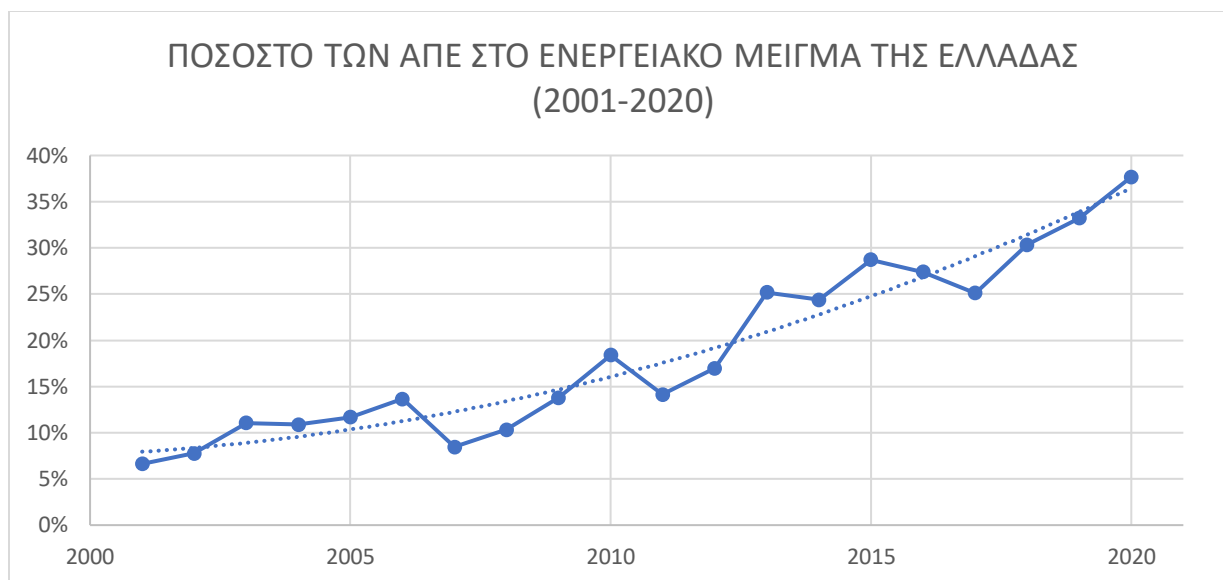
Η αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ είχε ως συνέπεια αντίστοιχη άνοδο της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις ΑΠΕ. Η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από ανεμογεννήτριες ήταν το 2020 στο 1332% σε σχέση με το 2002 και στο 243% σε σχέση με το 2010. Η παραγωγή των φωτοβολταϊκών εκτινάχθηκε, με άνοδο 286% το 2011, 178% το 2012 και 115% το 2013. Η παραγωγή των υδροηλεκτρικών είχε διακυμάνσεις λόγω αυξομειώσεων στα αποθέματα των ταμιευτήρων, όχι λόγω μεταβολών στην εγκατεστημένη ισχύ. Στο Διάγραμμα 4.5 παρουσιάζεται η εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ ανά πηγή ενέργειας για την περίοδο 2002 έως 2020.



Διάγραμμα 4.5: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα (2002-2020).

Πηγή: Eurostat, Production of electricity and derived heat by type of fuel-ίδια επεξεργασία

Αποτέλεσμα των παραπάνω είναι η διόγκωση του μεριδίου των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας με τα ποσοστά τους να αυξάνονται από 7% το 2001, σε 38% το 2020. Ταυτόχρονα με την ποσοτική αύξηση στην παραγωγή, παρουσιάζεται και μία διαποικίληση στις πηγές της πράσινης ενέργειας. Το 2002 τα υδροηλεκτρικά κυριαρχούσαν στις ΑΠΕ με ποσοστό 6% επί της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, με τις ανεμογεννήτριες να παράγουν το 1%. Το 2020 τα υδροηλεκτρικά παράγουν το 7%, τα φωτοβολταϊκά το 9%, τα βιοκαύσιμα το 1% και οι ανεμογεννήτριες το 20% της συνολικής ηλεκτρικής ενέργειας. Στο Διάγραμμα 4.6 παρουσιάζεται η εξέλιξη του ποσοστού των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας την περίοδο 2001-2020.



Διάγραμμα 4.6: Το ποσοστό των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας (2001-2020).

Πηγή: Eurostat, Production of electricity and derived heat by type of fuel-ίδια επεξεργασία

4.2. Ο ρόλος της Ε.Ε. στην απολιγνιτοποίηση

Οι αλλαγές των δύο τελευταίων δεκαετιών στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας επηρεάζονται τόσο από εσωτερικούς όσο και από εξωτερικούς παράγοντες. Ο βασικός εκ των τελευταίων είναι η αναθεωρημένη πολιτική της Ε.Ε. για την σύνθεση του ενεργειακού μείγματος των κρατών μελών με τους στόχους που θέτει με ορίζοντα το 2030, οι ιδιωτικοποιήσεις υποδομών, μεταφοράς και εμπορίας του ρεύματος, το χρηματιστήριο ρύπων και το χρηματιστήριο ενέργειας. Το νομικό πλαίσιο τέθηκε με την συνθήκη της Λισαβόνας την 13.12.2007 με θεμέλιο λίθο για θέματα ενέργειας το άρθρο 194 ΣΛΕΕ, με το οποίο για πρώτη φορά η ενέργεια αναβαθμίζεται ρητά σε πολιτική της Ένωσης και δεσμεύει τα κράτη μέλη στις αντίστοιχες κατευθύνσεις.

Η Ε.Ε. ουσιαστικά επέβαλε την απολιγνιτοποίηση με μία σειρά οικονομικών και νομικών περιορισμών:

- Θέτοντας ως δεσμευτικό το στόχο η ενέργεια από ΑΠΕ να αποτελεί τουλάχιστον το 32% της συνολικής καταναλισκόμενης ενέργειας έως το 2030. Παράλληλα αποφασίστηκε η μείωση κατά 55% (με έτος βάσης το 1990) των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου έως το 2030. Με αυτόν τον τρόπο η αξιοποίηση του λιγνίτη και του πετρελαιο συρρικνώνονται στο ισοζύγιο παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προς όφελος των ΑΠΕ και του φυσικού αερίου.
- Θέτοντας κανόνες για χρηματοδοτική στήριξη στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ, δηλαδή στήριξη των ΑΠΕ με τη μορφή προσαύξησης επί της τιμής της αγοράς.

Μειώνεται έτσι η διαφορά που έχουν οι ΑΠΕ από άλλες πηγές ενέργειας, στο κόστος παραγωγής και παροχής της ηλεκτρικής ενέργειας. Την περίοδο 2015-2020 η άμεση χρηματοδότηση των έργων ΑΠΕ ανήλθε στα 8,5 δισ. ευρώ συνολικά, εκ των οποίων τα 6,3 δισ. ευρώ αφορούν τα φωτοβολταϊκά και 1,8 δισ. ευρώ η ενίσχυση των αιολικών.

- Απλοποίησε τις διαδικασίες αδειοδότησης για την εγκατάσταση και λειτουργία ΑΠΕ. Με βάση τον νόμο 4014/2011 άρθρο 10 (που αποτελεί εναρμόνιση στους ευρωπαϊκούς κανονισμούς) έργα ΑΠΕ δύναται να πραγματοποιηθούν σε περιοχές του δικτύου NATURA 2000, ακόμα και στην περίπτωση που τεκμηριώνονται αρνητικές επιπτώσεις στο περιβάλλον.
- Θεσπίζοντας την υποχρεωτική εφαρμογή και στην Ελλάδα από το 2013 του συστήματος (ETS), των αγορών δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (CO₂), με αποτέλεσμα, αν ξεπερνιέται ο δείκτης εκπομπών ρύπων, να επιβαρύνεται το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη με εκατοντάδες εκατομμύρια ευρώ. Ο λιγνίτης μετατρέπεται έτσι τεχνητά σε πιο ακριβό καύσιμο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, πριμοδοτώντας έμμεσα τις επενδύσεις σε ΑΠΕ.

Στις παραπάνω αποφάσεις της Ε.Ε. δεν συνέβαλε μόνο η ανάγκη για καθαρή ενέργεια υπό την πίεση των ανθρωπογενών μεταβολών στο κλίμα. Ταυτόχρονα συντρέχουν οικονομικά και γεωπολιτικά αίτια.

Βαρύνουσας σημασίας παράγοντας για την ενίσχυση της αυτονομίας -καθότι η συνολική απεξάρτηση συνεπάγεται αστάθεια στην παραγωγή- από τα ορυκτά καύσιμα είναι η γεωπολιτική εξάρτηση από ανταγωνιστικά κράτη. Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί θεμέλιο κάθε οικονομίας και η εξάρτηση από άλλα κράτη για την προμήθεια των πρώτων υλών συνιστά ανταγωνιστικό μειονέκτημα. Συγκεκριμένα η Ε.Ε.-27 εξαρτάται για την ενεργειακή της κατανάλωση από εισαγωγές φυσικού αερίου σε ποσοστό 83,6%, από εισαγωγές στερεών ορυκτών καυσίμων σε ποσοστό 35,9% και από εισαγωγές πετρελαίου και πετρελαιοειδών σε ποσοστό 96,96%²². Η στροφή στην αξιοποίηση των ΑΠΕ εξυπηρετεί μεταξύ άλλων την ανάγκη της Ε.Ε. για ενεργειακή απεξάρτηση από την Ρωσία, τις ΗΠΑ και χώρες της Μέσης Ανατολής.

Οι ΑΠΕ αποτελούν παράλληλα πεδίο κερδοφορίας και ανάπτυξης για τον ιδιωτικό τομέα κάθε κράτους μέλους της ΕΕ. Συγκεκριμένα σύμφωνα με την 57η έκδοση του δείκτη της συμβουλευτικής εταιρείας ΕΥ για τις ΑΠΕ (RECAI) στις 40 πιο ελκυστικές χώρες για την επένδυση σε ΑΠΕ παγκοσμίως, οι 13 είναι χώρες μέλη της ΕΕ²³.

²² Πηγή: Eurostat, Energy import dependency by products, 2020.

²³ Πηγή: Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI), 58th edition, ΕΥ, Οκτώβριος 2021.

4.3. Δημοσιεύματα στον τύπο

Η απανθρακοποίηση στην Ελλάδα ίσως είναι η μόνη εξέλιξη των τελευταίων χρόνων που χαίρει πλήρους στήριξης στον έντυπο και ηλεκτρονικό τύπο. Ταυτόχρονα έχουν δημιουργηθεί μία σειρά ιστοσελίδες με αποκλειστική εξειδίκευση στην ενέργεια και την ηλεκτροπαραγωγή.

Υπάρχει πληθώρα δημοσιευμάτων τα οποία δεν έχουν επιστημονικό υπόβαθρο, συχνά αποτελούν αναδημοσιεύσεις πηχυαίων τίτλων, χωρίς αναφορές ή τη συμβολή επιστημονικών συμβούλων. Παρατηρούνται κατά συνέπεια φαινόμενα δημοσίευσης ψευδών, ατεκμηρίωτων ή παραπλανητικών πληροφοριών, τα οποία καταρρίπτονται από την πραγματικότητα λίγο μετά την έκδοσή τους. Παραδείγματα αποτελούν:

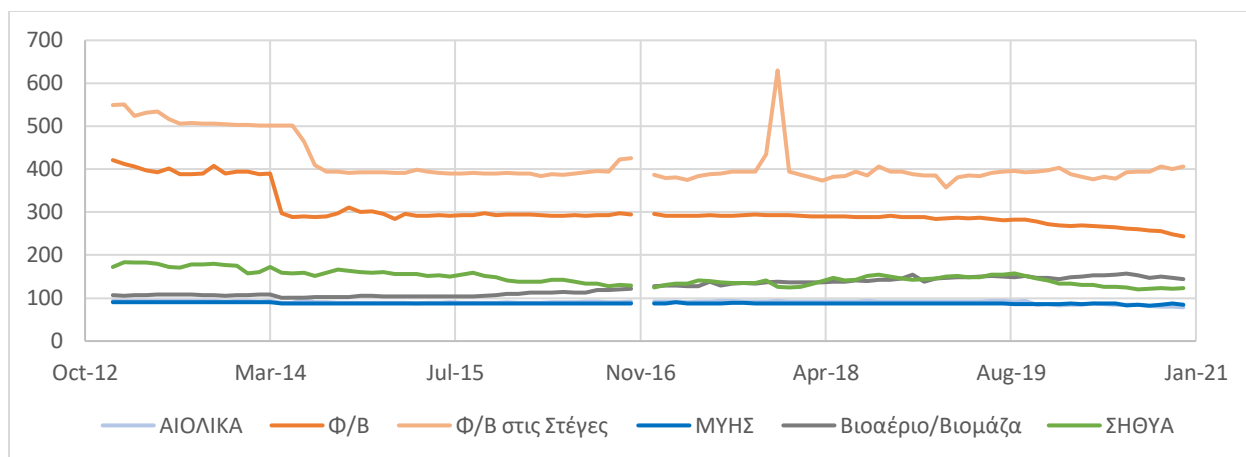
- Πληθώρα δημοσιευμάτων που εκτιμούσαν ότι η είσοδος των ΑΠΕ και η απελευθέρωση της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας θα οδηγήσουν σε μειωμένες τιμές ρεύματος, ζήτημα που αποδεικνύεται στη συνέχεια ως ψευδές.
- Δημοσιεύματα που προοικονομούσαν στις αρχές του 2012 αντιμετώπιση της ανεργίας μέσω της επένδυσης και επιχορήγησης των ΑΠΕ. Διαψεύστηκαν έξι μήνες αργότερα όταν οι αποφάσεις υπαγωγής στον αναπτυξιακό νόμο παρείχαν ελάχιστες θέσεις εργασίας σε έργα ύψους 224.000.000 €.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5 - Οικονομική αποτίμηση των επιλογών

5.1 Σύγκριση κόστους μεταξύ των ΑΠΕ.

Η ταχύτατη εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων για παραγωγή ενέργειας, είτε με την μορφή μικρών και μεγάλων εγκαταστάσεων στο έδαφος, είτε σε οροφές, που πραγματοποιήθηκε την περίοδο 2011-2013, προωθήθηκε από την παροχή στους παραγωγούς εγγυημένων τιμών για κάθε κιλοβατώρα που εισέρχεται στο σύστημα. Νομοθετήθηκε σειρά προγραμμάτων για την εγκατάσταση φωτοβολταϊκών συστημάτων, όπως τιμολόγια τροφοδοσίας (feed in tariff), αυτοπαραγωγής (Net metering) για αγρότες, κτηνοτρόφους και αλιείς, Ειδικό Πρόγραμμα Ανάπτυξης Φωτοβολταϊκών Συστημάτων μικρής ισχύος σε κατοικίες συνδεδεμένες, με αντίστοιχη παροχή οικιακής χρήσης (φωτοβολταϊκά σε στέγες).

Τα παραπάνω είχαν ως αποτέλεσμα την αύξηση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα η μεσοσταθμική τιμή ενέργειας για τα φωτοβολταϊκά ανήλθε τον Ιανουάριο του 2013 στα επίπεδα των 421.2 €/MWh για τις τυπικές φωτοβολταϊκές εγκαταστάσεις και σε 550 €/MWh για τα φωτοβολταϊκά σε στέγες. Την ίδια περίοδο η μεσοσταθμική τιμή ενέργειας από άλλες ΑΠΕ ήταν 93 €/MWh για τα αιολικά, 90,1 €/MWh για τους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς, 107,6 €/MWh για το βιοαέριο και την βιομάζα και 172,1 €/MWh για τα συστήματα συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης. Το κόστος παραγωγής μίας κιλοβατώρας από φωτοβολταϊκά ήταν 4,7 φορές μεγαλύτερο από το αντίστοιχο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από αιολικούς ή υδροηλεκτρικούς σταθμούς. Πιο πρόσφατα στοιχεία δείχνουν μείωση του κόστους αλλά οι διαφορές παραμένουν σε επίπεδα που το κόστος σε €/MWh από φωτοβολταϊκά βρίσκονται σε διαφορετική τάξη μεγέθους από τις άλλες ΑΠΕ. Το 2020 η μεσοσταθμική τιμή ενέργειας ανήλθε σε 261.6 €/MWh κατά μέσο όρο για τα φωτοβολταϊκά πάρκα και σε 392,04 €/MWh για τα φωτοβολταϊκά σε στέγες, την στιγμή που οι αντίστοιχες τιμές ήταν 83,33 €/MWh για τα αιολικά, 85,61 €/MWh για τους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς, 150,12 €/MWh για το βιοαέριο-βιομάζα και 126,36 €/MWh για την ΣΗΘΥΑ. Οι έντονες διαφοροποιήσεις στην μεσοσταθμική τιμή ενέργειας, μεταξύ φωτοβολταϊκών και άλλων ΑΠΕ παρουσιάζονται στο Διάγραμμα 5.1 για την περίοδο 2013-2020.



Διάγραμμα 5.1: Μεσοσταθμική τιμή ενέργειας (€/MWh) ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ (2013-2020)

Πηγή: Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ, ΔΑΠΕΕΠ, 2013-2020-ίδια επεξεργασία

Αν συνυπολογίσουμε το γεγονός ότι τα φωτοβολταϊκά καταλαμβάνουν σημαντικό μερίδιο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ (32,6% το 2021) και στο ενεργειακό μείγμα συνολικά (9,4% το 2020), συμπεραίνουμε ότι συμβάλουν καθοριστικά στην αύξηση του κόστους παραγωγής και κατά συνέπεια στα τιμολόγια των καταναλωτών. Υπολογίζοντας το κόστος της ενέργειας που παράγουν τα φωτοβολταϊκά, με την μεσοσταθμική τιμή που προσφέρουν άλλες ΑΠΕ όπως τα αιολικά ή τα υδροηλεκτρικά οι οικονομικές διαφορές είναι τεράστιες. Συγκεκριμένα με βάση την εγκατεστημένη ισχύ και την παραχθείσα ηλεκτρική ενέργεια του 2013 για κάθε ώρα λειτουργίας των φωτοβολταϊκών η διαφορά κόστους σε σύγκριση με τα αιολικά συστήματα ανέρχεται σε 636.939,50 €/h για τα φωτοβολταϊκά πάρκα και σε 157.762,20 €/h για τα φωτοβολταϊκά σε στέγες. Δηλαδή για κάθε ώρα ηλιοφάνειας στην Ελλάδα το 2013 πληρώσαμε για ηλεκτρική ενέργεια από φωτοβολταϊκά 794.701,70 € παραπάνω από το αντίστοιχο κόστος παραγωγής ίσων ποσών ενέργειας από ανεμογεννήτριες.

Από το 2013 μέχρι σήμερα παρά τη μείωση στην μεσοσταθμική τιμή ενέργειας των φωτοβολταϊκών (Διάγραμμα 5.1) που έχει σημειωθεί, οι διαφορές παραμένουν σημαντικές. Με βάση τα στοιχεία του 2020 η διαφορά κόστους φωτοβολταϊκών και ανεμογεννητριών ανέρχεται σε 459.287,60 €/h για τα φωτοβολταϊκά πάρκα και σε 116.162,70 €/h για τα φωτοβολταϊκά σε στέγες. Με βάση τα παραπάνω, το συνολικό επιπλέον κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας των φωτοβολταϊκών (σε σύγκριση με τα αιολικά) διαμορφώνεται σε 575.450,30 €/h.

Κατά μέσο όρο το μικρότερο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζουν οι ανεμογεννήτριες με 73,24 €/MWh για την περίοδο 2012-2023²⁴. Ακολουθούν οι ΜΥΗΣ με μέσο κόστος 83.46 €/MWh

Ακολουθεί σύγκριση κόστους, με την υπόθεση ότι η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από τους ΜΥΗΣ, τα Φ/Β, τα Φ/Β Στέγες, την βιομάζα και τους σταθμούς ΣΗΘΥΑ, παράγονταν από ανεμογεννήτριες. Δηλαδή ποια θα ήταν η διαφορά στο ετήσιο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εάν οι ποσότητες παραγόμενης ενέργειας - ανά έτος - από ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ παραγόταν αποκλειστικά από ανεμογεννήτριες.

Ακολουθείται ο παρακάτω τύπος υπολογισμών:

Ετήσια διαφορά κόστους = $\sum_{\text{έτους}}[(\text{Κόστος παραγωγής Η/Ε από τεχνολογία X} - \text{Κόστος παραγωγής Η/Ε από ανεμογεννήτριες (€/GWh)}) * \text{παραγόμενη Η/Ε από τεχνολογία X (GWh)}]$.

Πίνακας 5.1: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ανεμογεννητριών και Φ/Β

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από Φ/Β (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ανεμογεννήτριες (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από Φ/Β (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	420.13	90.19	1232	406.48
2013	397.79	93.31	3169	964.99
2014	313.97	90.95	3321	740.31
2015	292.92	89.44	3405	692.76
2016	293.43	90.56	3227	654.04
2017	292.54	92.29	3479.9	697.55
2018	289.78	92.30	3304.45	652.58
2019	283.93	90.98	3468.19	666.98
2020	261.89	83.09	3897.49	694.37
2021	199.36	53.68	4680	656.36
2022	122.09	33.70	6582	577.52
2023 (έως και 8/2023)	119.33	58.63	5573	339.40
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				7743.34

²⁴ Πηγή : ΔΑΠΕΕΠ, Μηνιαίο δελτίο ειδικού λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ

Πίνακας 5.2: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ανεμογεννητριών και Φ/Β Στέγες

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από Φ/Β Στέγες (€ / MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ανεμογεννήτριες (€ / MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από Φ/Β Στέγες (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	550.18	90.19	279	128.19
2013	533.61	93.31	479	201.88
2014	434.91	90.95	507	174.67
2015	391.90	89.44	494	149.29
2016	398.07	90.56	467	143.15
2017	409.50	92.29	511.6	162.49
2018	390.44	92.30	488.66	145.67
2019	389.24	90.98	493.71	147.14
2020	392.70	83.09	493.84	152.86
2021	398.06	53.68	465	158.98
2022	398.06	33.70	465	166.80
2023 (έως και 8/2023)	392.70	58.63	274	91.15
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				1822.27

Πίνακας 5.3: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ανεμογεννητριών και ΜΥΗΣ

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ΜΥΗΣ (€ / MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ανεμογεννήτριες (€ / MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από ΜΥΗΣ (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	88.94	90.19	669	-0.88
2013	89.90	93.31	772	-2.41
2014	88.02	90.95	701	-2.09
2015	87.01	89.44	708	-1.61
2016	87.03	90.56	671	-2.23
2017	87.99	92.29	586.4	-2.32
2018	87.31	92.30	718.44	-3.48
2019	87.04	90.98	688.31	-2.59
2020	85.79	83.09	540.75	1.17
2021	74.37	53.68	679	9.89
2022	61.87	33.70	632	23.46
2023 (έως και 8/2023)	71.76	58.63	517	6.81
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				23.72

Πίνακας 5.4: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ανεμογεννητριών και βιομάζας.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από Βιομάζα (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ανεμογεννήτριες (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από Βιομάζα (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	104.57	90.19	197	2.71
2013	106.19	93.31	210	2.91
2014	104.35	90.95	207	2.71
2015	105.43	89.44	221	3.44
2016	115.79	90.56	228	5.69
2017	132.05	92.29	280.2	11.26
2018	140.99	92.30	297.97	14.49
2019	147.78	90.98	366.76	20.80
2020	150.01	83.09	429.03	28.63
2021	128.16	53.68	451	32.08
2022	117.54	33.70	690	57.62
2023 (έως και 8/2023)	169.17	58.63	373	41.52
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				223.87

Πίνακας 5.5: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ανεμογεννητριών και ΣΗΘΥΑ.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ΣΗΘΥΑ (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ανεμογεννήτριες (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από ΣΗΘΥΑ (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	170.47	90.19	149	11.93
2013	61.72	93.31	1173	99.29
2014	49.57	90.95	1275	88.66
2015	47.06	89.44	1309	83.53
2016	34.86	90.56	1176	53.11
2017	32.76	92.29	1178.4	49.76
2018	33.70	92.30	1106.7	53.71
2019	40.10	90.98	1062.46	61.72
2020	37.41	83.09	1101.49	47.64
2021	141.40	53.68	215	17.97
2022	317.13	33.70	181	52.20
2023 (έως και 8/2023)	182.02	58.63	228	28.15
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				647.68

Η συνολική διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπόλοιπων τεχνολογιών ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ, δηλαδή πόσοι πόροι σε € θα εξοικονομούνταν εάν οι 72745,75 GWh²⁵ που

²⁵ ΔΑΠΕΕΠ, μηνιαίο δελτίο ειδικού λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ

παράχθηκαν από τις υπόλοιπες ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ την περίοδο 2012-2023, παράγονταν από αιολικά πάρκα, ανέρχεται στα 10460.88 m€.

Συγκεκριμένα για κάθε έτος:

- ❖ 2012: Η διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπολοίπων ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 548.43 εκατομμύρια €, ήτοι 0.29% του ΑΕΠ (188,380.60 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος²⁶.
- ❖ 2013: Η διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπολοίπων ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 1266.65 εκατομμύρια €, ήτοι 0.70% του ΑΕΠ (179,884.40 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2014: Η διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπολοίπων ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 1004.26 εκατομμύρια €, ήτοι 0.57% του ΑΕΠ (177,236.00 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2015: Η διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπολοίπων ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 927.41 εκατομμύρια €, ήτοι 0.53% του ΑΕΠ (176,368.90 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2016: Η διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπολοίπων ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 853.76 εκατομμύρια €, ήτοι 0.49% του ΑΕΠ (174,494.20 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2017: Η διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπολοίπων ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 918.74 εκατομμύρια €, ήτοι 0.52% του ΑΕΠ (176,903.40 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2018: Η διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπολοίπων ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 862.98 εκατομμύρια €, ήτοι 0.48% του ΑΕΠ (179,557.70 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2019: Η διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπολοίπων ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 894.04 εκατομμύρια €, ήτοι 0.49% του ΑΕΠ (183,347.40 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2020: Η διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπολοίπων ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 924.68 εκατομμύρια €, ήτοι 0.56% του ΑΕΠ (165,015.70 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2021: Η διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπολοίπων ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 875.28 εκατομμύρια €, ήτοι 0.48% του ΑΕΠ (181,500.40 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2022: Η διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπολοίπων ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 877.60 εκατομμύρια €, ήτοι 0.42% του ΑΕΠ (206,620.40 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2023: Η διαφορά κόστους μεταξύ ανεμογεννητριών και των υπολοίπων ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ, έως τον Αύγουστο 2023, ανήλθε σε 507.04 εκατομμύρια €.

²⁶ Πηγή για το μέγεθος του ΑΕΠ: Eurostat

5.2 Σύγκριση κόστους ΑΠΕ και λιγνίτη.

Το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη επηρεάζεται από πολλούς παράγοντες. Μεταξύ αυτών:

- Το κόστος εξόρυξης, το οποίο επηρεάζεται από το βάθος εξόρυξης, τα εργατικά κόστη, το κόστος λειτουργίας του ορυχείου.
- Το θερμιδικό περιεχόμενο του λιγνίτη, το οποίο διαφέρει σημαντικά από χώρα σε χώρα και από ορυχείο σε ορυχείο.
- Τα κόστη λειτουργίας του ΑΗΣ. Τα οποία αναλύονται σε κόστη λειτουργίας και συντήρησης.
- Το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων (CO₂) μέσω του ΣΕΔΕ.

Σχετικά με τα κόστη εξόρυξης και καύσης ακολουθεί συνοπτική εκτίμηση στον Πίνακα 5.6

ΠΙΝΑΚΑΣ 5.6 Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη στην Ελλάδα:

Πηγή: booz&co, Understanding Lignite Generation Costs in Europe, ΔΕΗ 2012

Περιγραφή	Τιμή €/MWh
Κόστος καυσίμου	€ 32.60
Μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης	€ 3.27
Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης	€ 5.44
Απόδοση απασχολούμενων κεφαλαίων ορυχείων και λιγνιτικής παραγωγής	€ 7.70
Αποσβέσεις και χρηματοοικονομικά	€ 5.00
ΣΥΝΟΛΟ	€ 54.01

Το κόστος του ελληνικού λιγνίτη είναι από τα μικρότερα στην Ε.Ε. όσον αφορά την εξόρυξη και την μεταφορά του. Το συνολικό κόστος όμως είναι από τα μεγαλύτερα λόγω του χαμηλού θερμιδικού περιεχομένου του ελληνικού λιγνίτη (από 32 € / MWh στη Βουλγαρία ως 54,2 € / MWh στη Ρουμανία)²⁷. Η παρουσιαζόμενη τιμή (54,01 €) αποτελεί μέσο όρο για την Ελλάδα. Τα κόστη διαφέρουν ανάλογα με την εγγύτητα του ΑΗΣ στο ορυχείο, το θερμιδικό περιεχόμενο του λιγνίτη της περιοχής, το ανασκαφικό βάθος, τα κόστη εκμετάλλευσης γης στην περιοχή και τον βαθμό απόδοσης του σταθμού. Τα πραγματικά κόστη παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη στην χώρα μας έχουν εύρος τιμών 32,77 (από 39,05 € έως 71,82 €)²⁸.

Από τον Ιούνιο του 2021 το μεγαλύτερο μερίδιο κόστους στην παραγωγή Η/Ε από λιγνίτη καταλαμβάνει το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων (CO₂). Κατά μέσο όρο η παραγωγή CO₂ ανά MWh από την χρήση λιγνίτη στην Ελλάδα ανέρχεται στα 979 kg CO₂ / MWh²⁹.

²⁷ Πηγή : booz&co Understanding Lignite Generation Costs in Europe, ΔΕΗ 2012

²⁸ Πηγή : booz&co Understanding Lignite Generation Costs in Europe, ΔΕΗ 2012

²⁹ Πηγή : Εκτιμήσεις από τον ΙΕΑ για εκπομπές ανά καύσιμο (σε kg CO₂/MWh) για κάθε ευρωπαϊκή χώρα.

Σε Κοινοτικό επίπεδο το Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών ξεκίνησε το 2005 με βάση το κοινοτικό ΣΕΔΕ αερίων θερμοκηπίου.

Το ΣΕΔΕ θέτει ανώτατο όριο στις ποσότητες CO₂ που μπορούν να εκπέμπουν η βιομηχανία και οι σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Τα ανωτέρω όρια τίθενται εντός τεσσάρων φάσεων (πρώτη 2005 – 2007, δεύτερη 2008 – 2012, τρίτη 2013-2020, τέταρτη 2021-2030) εντός των οποίων ορίζονται τα όρια εκπομπών για κάθε βιομηχανικό κλάδο. Τα όρια εκπομπών ισοδυναμούν με δικαιώματα εκπομπών CO₂ τα οποία με τη σειρά τους αποτελούν αντικείμενα αγοραπωλησίας μεταξύ των εταιριών.

Στο Διάγραμμα 5.2 παρουσιάζονται οι τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων (CO₂) σε ΕΥΡΩ ανά τόνο εκπεμπόμενου CO₂.



Διάγραμμα 5.2: Κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων (EU-ETS, 2005-2023)

Πηγή: Montel group, EUROSTAT-ίδια επεξεργασία

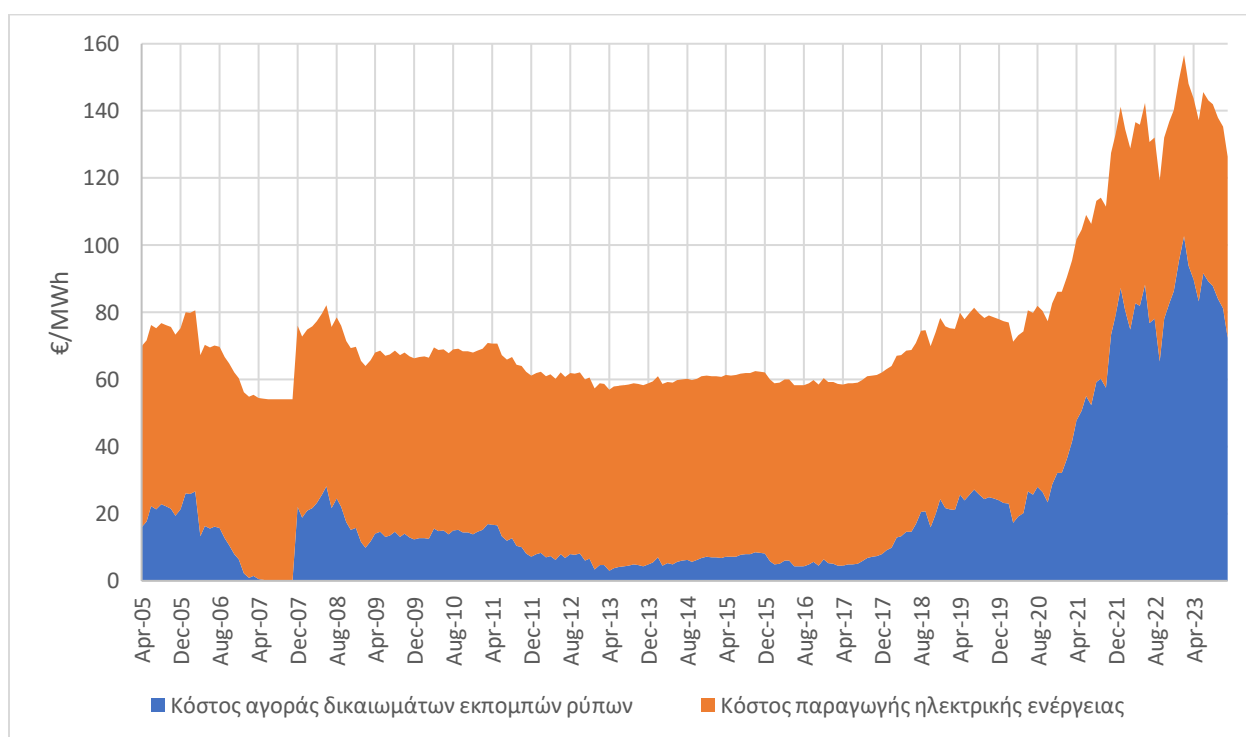
Τα δικαιώματα εκπομπών CO₂ περιορίστηκαν αισθητά στην 4^η περίοδο του ΣΕΔΕ (2021-2030) με αποτέλεσμα οι τιμές να εκτιναχθούν. Συγκεκριμένα το ανώτατο, έως σήμερα, κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών παρουσιάστηκε τον Φεβρουάριο 2023 και ανήλθε στα 103 €/ton CO₂.

Πολλαπλασιάζοντας το μέσο μηνιαίο κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, με τον συντελεστή εκπομπών του ελληνικού λιγνίτη ³⁰, προκύπτει το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ανά παραγόμενη MWh.

³⁰ Σημειώνουμε ότι ο συντελεστής εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα δεν παραμένει σταθερός, καθώς επηρεάζεται σημαντικά από την ηλικία του ΑΗΣ, τη διαφορετική ποιότητα των καυσίμων και την χρησιμοποιούμενη τεχνολογία. Στην Ελλάδα όμως όπως αναφέρεται και στον ΠΙΝΑΚΑ 4.1.5.2 η αναλογία εκπομπών προς παραγόμενη ενέργεια παραμένει περίπου σταθερή.

Για την εκτίμηση του συνολικού κόστους παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη χρειάζεται να συμψηφιστεί το κόστος παραγωγής και το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ανά παραγόμενη MWh. Το καθαρό κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη θεωρείται σταθερό σε τιμές του 2012, λόγω έλλειψης επικαιροποιημένων στοιχείων. Σημειώνουμε ότι λόγω της μείωσης στην εγκατεστημένη ισχύ και παραγωγή Η/Ε (βλ. Διάγραμμα 3.9: Ο λιγνίτης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Ελλάδα 1990-2020)) και της επακόλουθης μείωσης παραγωγής λιγνίτη (βλ. Διάγραμμα 3.3: Παραγωγή λιγνίτη στην Ελλάδα (1981-2022)), τα κόστη εξόρυξης και παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη αυξάνονται καθώς μειώνεται η επίδραση των φαινομένων κλίμακας. Καθώς όμως οι τιμές αξιοποιούνται συγκριτικά (σε αντιθεση με άλλες πηγές ενέργειας), θεωρείται δόκιμη η τιμή που παρουσιάζεται στον Πίνακα 5.6 καθώς αποτελεί τιμή που ελήφθη σε περίοδο πλήρους λειτουργίας των λιγνιτικών ΑΗΣ στην χώρα.

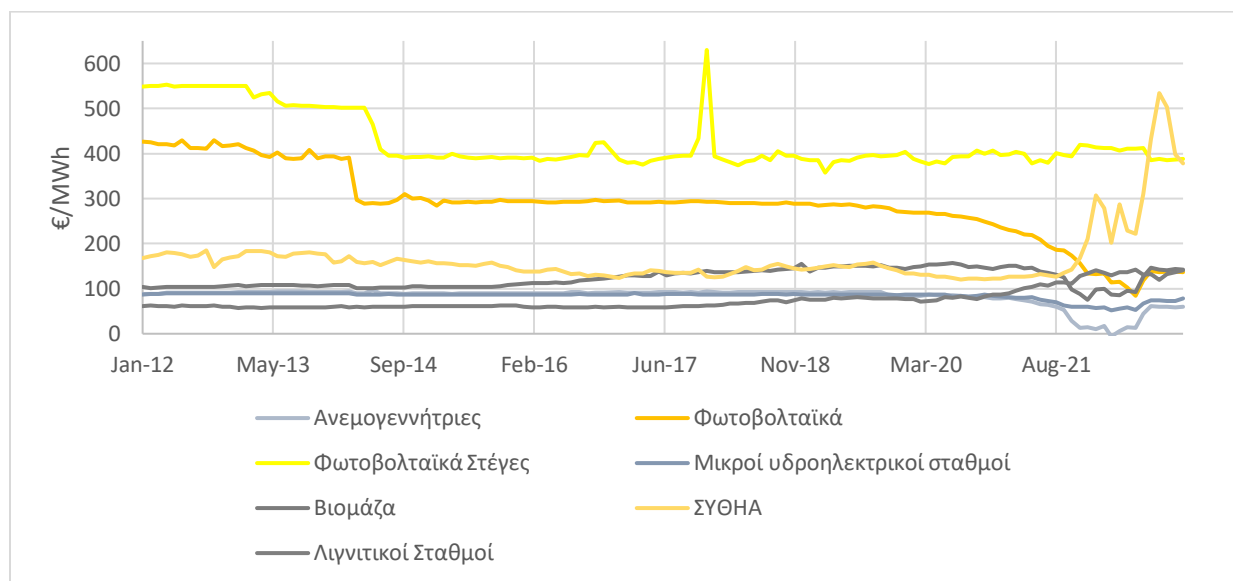
Στο Διάγραμμα 5.3 παρουσιάζονται αθροιστικά τα κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ανά παραγόμενη MWh από λιγνίτη για την περίοδο 2005-2023.



Διάγραμμα 5.3: Κόστη (σε €) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ανά παραγόμενη MWh από λιγνίτη για την περίοδο 2005-2023

Πηγή: Montel group, EUROSTAT, booz&co, ΔΕΗ-ίδια επεξεργασία.

Στο Διάγραμμα 5.4 παρουσιάζονται τα κόστη παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη, φωτοβολταϊκά, φωτοβολταϊκά σε στέγες, ανεμογεννήτριες, ΣΥΘΗΑ, βιομάζα και μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς.



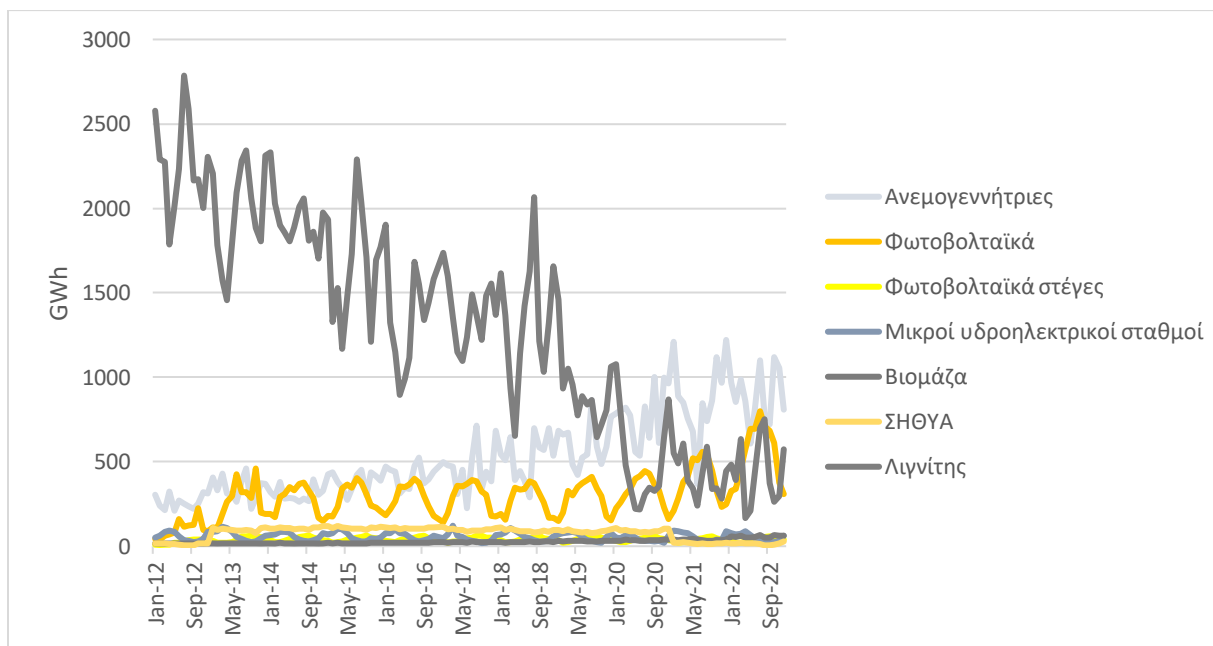
Διάγραμμα 5.4: Κόστη (σε €/MWh) παραγωγής ηλεκτρικής ανά τεχνολογία στην Ελλάδα για την περίοδο 2012-2022.

Πηγή: Montel group, booz&co, ΔΕΗ, ΔΑΠΕΕΠ Μηνιαίο πληροφοριακό δελτίο ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ-ίδια επεξεργασία.

Στο Διάγραμμα 5.4 παρατηρούμε ότι το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη έχει ξεπεράσει αυτό άλλων ΑΠΕ λόγω της αύξησης των τιμών αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων και την ωρίμανση τεχνολογιών ΑΠΕ που οδήγησε σε χαμηλότερα κόστη ανά παραγόμενη MWh για τα φωτοβολταϊκά, τις ανεμογεννήτριες και τα μικρά υδροηλεκτρικά. Συγκεκριμένα το κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη (82,66 €/MWh) υπερέβη την αντίστοιχη των ανεμογεννητριών (80,51 € / MWh) από τον Νοέμβριο του 2020. Τον Δεκέμβριο του 2020 το κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη (86,21 € / MWh) υπερέβη την αντίστοιχη των μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών (84,67 € / MWh). Από τον Ιανουάριο του 2022 το κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη (121,26 € / MWh) υπερβαίνει την αντίστοιχη των φωτοβολταϊκών (131,90 € / MWh). Σημειώνουμε ότι η ακρίβεια που παρουσιάζει η παραγωγή Η/Ε από λιγνίτη δεν είναι ενδογενής, καθώς η αύξηση του κόστους δεν προέρχεται από έλλειψη του καυσίμου, αλλά από την άνοδο των τιμών αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων CO₂ (βλ. Σχήμα Διάγραμμα 5.3).

Παρά την δραστική μείωση των μεσοσταθμικών τιμών ενέργειας για τους ΜΥΗΣ, τις ανεμογεννήτριες και τα φωτοβολταϊκά, καμία από τις αναφερόμενες τεχνολογίες δεν είναι ποιο φθηνή από την καθαρή τιμή παραγωγής Η/Ε του λιγνίτη (αν αφαιρέσουμε από το συνολικό κόστος τα κόστη αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων). Συγκεκριμένα το μέσο καθαρό κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη ανέρχεται στα 54,01 € (βλ. ΠΙΝΑΚΑΣ 5.5.1 Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη στην Ελλάδα) ενώ το ελάχιστο κόστος για τις ανεμογεννήτριες ανέρχεται στα 56.70 € / MWh (Φεβρουάριος 2023), για τα φωτοβολταϊκά ανέρχεται στα 84.30 € (Ιούνιος 2022) και για τους ΜΥΗΣ ανέρχεται στα 51.90 € (Μάρτιος 2022). Το μέσο κόστος για το 2023 (Ιανουάριος έως και Αύγουστος) για τις ανεμογεννήτριες ανέρχεται στα 58.62 € / MWh, για τα φωτοβολταϊκά ανέρχεται στα 119.32 € / MWh και για τους ΜΥΗΣ ανέρχεται στα 71.76 € / MWh.

Στο Διάγραμμα 5.5 παρουσιάζεται η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά τεχνολογία.



Διάγραμμα 5.5: Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά τεχνολογία (Ελλάδα, 2012-2022).

Πηγή: ΔΑΠΕΕΠ Μηνιαίο πληροφοριακό δελτίο ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ, IEA Monthly Electricity Statistics-ίδια επεξεργασία.

Στο παραπάνω σχήμα παρατηρείται η ταχεία αντικατάσταση του λιγνίτη από άλλες πηγές ηλεκτρικής ενέργειας με έτος έναρξης το 2011.

Ακολουθεί σύγκριση κόστους, με την υπόθεση ότι η παραπάνω διαδικασία αντικατάστασης του λιγνίτη δεν είχε υλοποιηθεί. Δηλαδή ποια θα ήταν η διαφορά στο κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εάν οι ποσότητες παραγόμενης ενέργειας - ανά έτος - από τις ανεμογεννήτριες, τα

φωτοβολταϊκά πάρκα, τα φωτοβολταϊκά στεγών, τους μικρούς υδροηλεκτρικούς σταθμούς, την βιομάζα και τους ΣΥΘΗΑ παράγονταν από τους ΑΗΣ λιγνίτη που διέθετε η χώρα.

Ακολουθείται ο παρακάτω τύπος υπολογισμών:

Ετήσια διαφορά κόστους = $\Sigma_{\text{έτους}}[(\text{Κόστος παραγωγής Η/Ε από τεχνολογία X} - \text{Κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη (€/GWh)}) * \text{παραγόμενη Η/Ε από τεχνολογία X (GWh)}]$.

Πίνακας 5.6: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων και ανεμογεννητριών.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ανεμογεννήτριες (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνιτικούς σταθμούς (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από ανεμογεννήτριες (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	90.19	61.36	3161	91.35
2013	93.31	58.30	4138	144.68
2014	90.95	59.95	3689	114.34
2015	89.44	61.60	4620	128.38
2016	90.56	59.05	4574	144.27
2017	92.29	59.84	5515.3	178.65
2018	92.30	70.50	6300.26	138.11
2019	90.98	77.97	7278.3	93.94
2020	83.09	78.99	9322.85	40.12
2021	53.68	106.17	10504	-572.47
2022	33.70	133.94	10668	-1072.93
2023	58.63	146.95	6751	-589.12
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				-1160.68

Πίνακας 5.7: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων και φωτοβολταϊκών.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από φωτοβολταϊκά (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνιτικούς σταθμούς (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από φωτοβολταϊκά (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	420.13	61.36	1232	442.20
2013	397.79	58.30	3169	1076.07
2014	313.97	59.95	3321	843.56
2015	292.92	61.60	3405	787.39
2016	293.43	59.05	3227	755.92
2017	292.54	59.84	3479.9	810.39
2018	289.78	70.50	3304.45	725.68
2019	283.93	77.97	3468.19	712.47
2020	261.89	78.99	3897.49	715.70
2021	199.36	106.17	4680	429.24
2022	122.09	133.94	6582	-75.04
2023	119.33	146.95	5573	-142.68
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				7080.90

Πίνακας 5.8: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων και φωτοβολταϊκών σε στέγες.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από φωτοβολταϊκά σε στέγες (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνιτικούς σταθμούς (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από φωτοβολταϊκά σε στέγες (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	550.18	61.36	279	136.32
2013	533.61	58.30	479	218.64
2014	434.91	59.95	507	190.22
2015	391.90	61.60	494	163.00
2016	398.07	59.05	467	157.95
2017	409.50	59.84	511.6	178.98
2018	390.44	70.50	488.66	156.20
2019	389.24	77.97	493.71	153.37
2020	392.70	78.99	493.84	154.92
2021	398.06	106.17	465	133.43
2022	398.06	133.94	465	123.09
2023	392.70	146.95	274	67.60
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				1833.72

Πίνακας 5.9: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων και ΜΥΗΣ.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ΜΥΗΣ (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνιτικούς σταθμούς (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από ΜΥΗΣ (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	88.94	61.36	669	18.48
2013	89.90	58.30	772	24.61
2014	88.02	59.95	701	19.82
2015	87.01	61.60	708	18.10
2016	87.03	59.05	671	18.58
2017	87.99	59.84	586.4	16.72
2018	87.31	70.50	718.44	13.22
2019	87.04	77.97	688.31	6.36
2020	85.79	78.99	540.75	4.37
2021	74.37	106.17	679	-20.74
2022	61.87	133.94	632	-46.48
2023	71.76	146.95	517	-38.11
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				34.93

Πίνακας 5.10: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων και βιομάζας.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από βιομάζα (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνιτικούς σταθμούς (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από βιομάζα (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	104.57	61.36	197	8.40
2013	106.19	58.30	210	10.26
2014	104.35	59.95	207	9.13
2015	105.43	61.60	221	9.58
2016	115.79	59.05	228	12.86
2017	132.05	59.84	280.2	20.31
2018	140.99	70.50	297.97	21.07
2019	147.78	77.97	366.76	25.52
2020	150.01	78.99	429.03	30.63
2021	128.16	106.17	451	9.37
2022	117.54	133.94	690	-11.61
2023	169.17	146.95	373	9.12
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				154.64

Πίνακας 5.11: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων και ΣΥΘΗΑ.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ΣΥΘΗΑ (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνιτικούς σταθμούς (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από ΣΥΘΗΑ (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	170.47	61.36	149	16.21
2013	61.72	58.30	1173	140.33
2014	49.57	59.95	1275	128.11
2015	47.06	61.60	1309	119.92
2016	34.86	59.05	1176	90.05
2017	32.76	59.84	1178.4	87.83
2018	33.70	70.50	1106.7	78.54
2019	40.10	77.97	1062.46	75.39
2020	37.41	78.99	1101.49	52.76
2021	141.40	106.17	215	7.18
2022	317.13	133.94	181	32.99
2023	182.02	146.95	228	8.26
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				837.56

Η συνολική διαφορά κόστους μεταξύ λιγνίτη και τεχνολογιών ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ, δηλαδή πόσοι πόροι σε € θα εξοικονομούνταν εάν οι 149.267,46 GWh³¹ που παράχθηκαν από ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ την περίοδο 2012-2023, παράγονταν από λιγνιτικούς σταθμούς, ανέρχεται στα 8781.07 m€.

Συγκεκριμένα για κάθε έτος:

- ❖ 2012: Η διαφορά κόστους μεταξύ λιγνιτικών ΑΗΣ και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 712.97 εκατομμύρια €, ήτοι 0,38% του ΑΕΠ (188,380.60 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος³².

³¹ ΔΑΠΕΕΠ, μηνιαίο δελτίο ειδικού λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ

- ❖ 2013: Η διαφορά κόστους μεταξύ λιγνιτικών ΑΗΣ και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 1614.59 εκατομμύρια €, ήτοι 0.90% του ΑΕΠ (179,884.40 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2014: Η διαφορά κόστους μεταξύ λιγνιτικών ΑΗΣ και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 1305.19 εκατομμύρια €, ήτοι 0.74% του ΑΕΠ (177,236.00 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2015: Η διαφορά κόστους μεταξύ λιγνιτικών ΑΗΣ και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 1226.36 εκατομμύρια €, ήτοι 0.70% του ΑΕΠ (176,368.90 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2016: Η διαφορά κόστους μεταξύ λιγνιτικών ΑΗΣ και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 1179.63 εκατομμύρια €, ήτοι 0.68% του ΑΕΠ (174,494.20 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2017: Η διαφορά κόστους μεταξύ λιγνιτικών ΑΗΣ και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 1292.87 εκατομμύρια €, ήτοι 0.73% του ΑΕΠ (176,903.40 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2018: Η διαφορά κόστους μεταξύ λιγνιτικών ΑΗΣ και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 1132.82 εκατομμύρια €, ήτοι 0.63% του ΑΕΠ (179,557.70 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2019: Η διαφορά κόστους μεταξύ λιγνιτικών ΑΗΣ και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 1067.06 εκατομμύρια €, ήτοι 0.58% του ΑΕΠ (183,347.40 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2020: Η διαφορά κόστους μεταξύ λιγνιτικών ΑΗΣ και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε 998.50 εκατομμύρια €, ήτοι 0.61% του ΑΕΠ (165,015.70 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2021: Η διαφορά κόστους μεταξύ λιγνιτικών ΑΗΣ και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε - 13.99 εκατομμύρια € (το κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη, κατά μέσο όρο, υπερέβη το κόστος παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ) , ήτοι -0.01% του ΑΕΠ (181,500.40 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2022: Η διαφορά κόστους μεταξύ λιγνιτικών ΑΗΣ και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ ανήλθε σε - 1049.99 εκατομμύρια € (το κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη, κατά μέσο όρο, υπερέβη το κόστος παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ) , ήτοι -0.51% του ΑΕΠ (206,620.40 εκατομμύρια €) της χώρας για το αντίστοιχο έτος.
- ❖ 2023: Η διαφορά κόστους μεταξύ λιγνιτικών ΑΗΣ και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ, έως τον Αύγουστο 2023, ανήλθε σε -684.93 εκατομμύρια € (το κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη, κατά μέσο όρο, υπερέβη το κόστος παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ).

Για τα 9466,00 εκατομμύρια € που επέφερε ως επιπλέον κόστος η είσοδος των ΑΠΕ στο ενεργειακό μίγμα της χώρας την περίοδο 2012-2022, μειώθηκαν οι εκπομπές CO₂ από την καύση λιγνίτη για παραγωγή Η/Ε κατά 26,6 εκατομμύρια τόνοι CO₂³³. Κατά μέσο όρο η μείωση εκπομπών CO₂ κατά έναν τόνο επιφέρει κόστος 355,86 €.

³² Πηγή για το ύψος του ΑΕΠ : Eurostat

³³ Πηγή : IEA, Greenhouse Gas Emissions from Energy 2023

Σημειώνεται ότι παγκοσμίως για το 2021 εκπέμφθηκαν 15186,20 εκατομμύρια τόνοι CO₂eq από την καύση λιγνίτη και άνθρακα⁹. Η παγκόσμια κατανάλωση λιγνίτη και άνθρακα αναπληρώνει την μείωση εκπομπών CO₂ που πέτυχε η Ελλάδα κατά την περίοδο 2012-2022, σε 15,3 ώρες.

Η παραπάνω σύγκριση κόστους συμπεριέλαβε το επιπλέον κόστος δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων που επιβαρύνουν την παραγωγή Η/Ε από λιγνίτη. Ακολουθεί αντίστοιχη σύγκριση με τις υποθέσεις ότι 1) το κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνίτη παρέμενε σταθερό (βλ. ΠΙΝΑΚΑΣ 5.5.1 Κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη στην Ελλάδα) και 2) δεν επιβαρύνονταν από το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων.

Πίνακας 5.12: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και ανεμογεννητριών.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ανεμογεννήτριες (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνιτικούς σταθμούς (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από ανεμογεννήτριες (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	90.19	54.01	3161	114.49
2013	93.31	54.01	4138	162.30
2014	90.95	54.01	3689	136.22
2015	89.44	54.01	4620	163.48
2016	90.56	54.01	4574	167.28
2017	92.29	54.01	5515.3	211.17
2018	92.30	54.01	6300.26	241.22
2019	90.98	54.01	7278.3	269.09
2020	83.09	54.01	9322.85	271.11
2021	53.68	54.01	10504	-3.36
2022	33.70	54.01	10668	-216.76
2023	58.63	54.01	6751	31.25
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				1547.51

Πίνακας 5.13: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και φωτοβολταϊκών.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από φωτοβολταϊκά (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνιτικούς σταθμούς (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από φωτοβολταϊκά (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	420.13	54.01	1232	451.35
2013	397.79	54.01	3169	1089.65
2014	313.97	54.01	3321	862.89
2015	292.92	54.01	3405	813.22
2016	293.43	54.01	3227	772.16
2017	292.54	54.01	3479.9	830.04
2018	289.78	54.01	3304.45	779.09
2019	283.93	54.01	3468.19	797.41
2020	261.89	54.01	3897.49	810.20
2021	199.36	54.01	4680	680.44
2022	122.09	54.01	6582	448.12
2023	119.33	54.01	5573	363.92
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				8698.49

Πίνακας 5.14: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και φωτοβολταϊκών σε στέγες.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από φωτοβολταϊκά σε στέγες (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνιτικούς σταθμούς (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από φωτοβολταϊκά σε στέγες (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	550.18	54.01	279	138.36
2013	533.61	54.01	479	220.73
2014	434.91	54.01	507	193.25
2015	391.90	54.01	494	166.80
2016	398.07	54.01	467	160.29
2017	409.50	54.01	511.6	182.01
2018	390.44	54.01	488.66	164.41
2019	389.24	54.01	493.71	165.48
2020	392.70	54.01	493.84	167.27
2021	398.06	54.01	465	159.21
2022	398.06	54.01	465	160.03
2023	392.70	54.01	274	92.42
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				1970.26

Πίνακας 5.15: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και ΜΥΗΣ.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ΜΥΗΣ (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνιτικούς σταθμούς (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από ΜΥΗΣ (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	88.94	54.01	669	23.31
2013	89.90	54.01	772	27.80
2014	88.02	54.01	701	23.93
2015	87.01	54.01	708	23.34
2016	87.03	54.01	671	22.07
2017	87.99	54.01	586.4	19.96
2018	87.31	54.01	718.44	23.93
2019	87.04	54.01	688.31	22.72
2020	85.79	54.01	540.75	17.20
2021	74.37	54.01	679	13.88
2022	61.87	54.01	632	4.94
2023	71.76	54.01	517	9.31
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				232.39

Πίνακας 5.16: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και βιομάζας.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από βιομάζα (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνιτικούς σταθμούς (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από βιομάζα (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	104.57	54.01	197	9.84
2013	106.19	54.01	210	11.15
2014	104.35	54.01	207	10.35
2015	105.43	54.01	221	11.26
2016	115.79	54.01	228	14.02
2017	132.05	54.01	280.2	21.94
2018	140.99	54.01	297.97	25.90
2019	147.78	54.01	366.76	34.39
2020	150.01	54.01	429.03	41.17
2021	128.16	54.01	451	33.46
2022	117.54	54.01	690	43.77
2023	169.17	54.01	373	43.25
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				300.50

Πίνακας 5.17: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και ΣΥΘΗΑ.

Έτος	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από ΣΥΘΗΑ (€/ MWh)	Μέσο κόστος παραγωγής Η/Ε από λιγνιτικούς σταθμούς (€/ MWh)	Παραγόμενη Η/Ε από ΣΥΘΗΑ (GWh)	Διαφορά Κόστους (m€)
2012	170.47	54.01	149	17.30
2013	61.72	54.01	1173	145.31
2014	49.57	54.01	1275	135.70
2015	47.06	54.01	1309	129.82
2016	34.86	54.01	1176	96.03
2017	32.76	54.01	1178.4	94.69
2018	33.70	54.01	1106.7	96.04
2019	40.10	54.01	1062.46	100.98
2020	37.41	54.01	1101.49	79.80
2021	141.40	54.01	215	18.56
2022	317.13	54.01	181	47.75
2023	182.02	54.01	228	29.21
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023				991.19

Πίνακας 5.18: Συνολική ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ.

Έτος	Ετήσια Διαφορά Κόστους (m€)	ΑΕΠ (m€)	Ποσοστό επί του ΑΕΠ
2012	754.65	188,380.60	0.40%
2013	1656.95	179,884.40	0.92%
2014	1362.34	177,236.00	0.77%
2015	1307.93	176,368.90	0.74%
2016	1231.84	174,494.20	0.71%
2017	1359.81	176,903.40	0.77%
2018	1330.59	179,557.70	0.74%
2019	1390.07	183,347.40	0.76%
2020	1386.75	165,015.70	0.84%
2021	902.18	181,500.40	0.50%
2022	487.85	206,620.40	0.24%
2023 (έως και 8/2023)	569.36		
ΣΥΝΟΛΟ 2012-2023	13740.35		

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6 - Συμπεράσματα

Με τη λήξη της διπλωματικής, παρατίθενται τα παρακάτω αποτελέσματα:

1. Η εισαγωγή νέων ακριβών πηγών ηλεκτρικής ενέργειας, σε μικρό χρονικό διάστημα (2011-2013) επέφερε σημαντικές αυξήσεις στο κόστος παραγωγής ηλεκτρισμού.
2. Οι νέες ΑΠΕ που εισήχθησαν, ήταν κατά βάση οικονομικά ανώριμες τεχνολογίες, με αποτέλεσμα να απαιτούνται εγγυημένες τιμές και αναγκαστική είσοδος στο σύστημα προκειμένου να αναπτυχθούν. Η παραπάνω διαδικασία διήρκησε μία δεκαετία και συνεχίζεται ακόμα και σήμερα.
3. Παράλληλα στην Ελλάδα υπάρχουν πηγές ενέργειας, με ελάχιστο περιβαλλοντικό αποτύπωμα (πχ. Μικρά και μεγάλα υδροηλεκτρικά, αντλησιοταμίευση), οι οποίες παρά την οικονομική τους αποδοτικότητα και την μικρή αξιοποίηση του συνολικού τους δυναμικού (σήμερα αξιοποιείται περίπου το 30% του συνολικού δυναμικού) δεν επiléχθησαν. Αποτέλεσμα των παραπάνω αποτελεί το γεγονός ότι η συμβολή των υδροηλεκτρικών στο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζει τάσεις μείωσης, παρά το γεγονός ότι αποτελούν τεχνολογίες που συνέβαλαν σε μεγάλο βαθμό στο παρελθόν και υπάρχει σημαντική τεχνογνωσία και εμπειρία από την αξιοποίησή τους στην χώρα.
4. Η σταδιακή μείωση του κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις βασικές ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά, αιολικά) και η ταυτόχρονη εκτίναξη του κόστους αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων για τον λιγνίτη, έχουν καταστήσει οικονομικά συμφέρουσες τις ΑΠΕ την τελευταία διετία. Παρά την παραπάνω αντιστροφή, το κόστος των ΑΠΕ παραμένει αντικειμενικά υψηλό και η αύξηση στις τιμές παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνιτικούς ΑΗΣ είναι τεχνητή (οφείλετε στο ΣΕΔΕ) και δεν αποτελεί ενδογενές χαρακτηριστικό της αξιοποιούμενης τεχνολογίας.
5. Παρά τις μειώσεις στα κόστη παραγωγής Η/Ε από ΑΠΕ και τις αντίστοιχες μεγάλες αυξήσεις στα κόστη αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων για τον λιγνίτη, το συνολικό κόστος της εισαγωγής των νέων ΑΠΕ στο μείγμα παραγωγής Η/Ε παραμένει υψηλό.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

Booz&Co, Κατανοώντας το κόστος παραγωγής λιγνίτη στην Ευρώπη, Αθήνα 2014

BP, Statistical Review of World Energy 2020, 69th edition

Eurogas, Statistical report 2014

Maciej Zieliński; Jeremy Fletcher; Matt Ewen; Nicolas Fulghum; Pete Tunbridge, Ember's Yearly Electricity Data; Ember's European Electricity Review; Energy Institute Statistical Review of World Energy, Ember-climate.org, Λονδίνο 2022

Markandya A, Wilkinson P, Lancet, 2007 Sep 15; 370(9591):979-90.

Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI), 58th edition, EY, Οκτώβριος 2021

ΑΔΜΗΕ, ΜΕΛΕΤΗ ΕΠΑΡΚΕΙΑΣ ΙΣΧΥΟΣ ΓΙΑ ΤΗΝ ΠΕΡΙΟΔΟ 2020 – 2030, Αθήνα, Δεκέμβριος 2019

Δ. Ε. Παπαντώνης, Μικρά Υδροηλεκτρικά Έργα, Αθήνα: Εκδόσεις Συμεών, 2001

Δημήτρης Μεζαρτάσογλου, Κ. Ν. Σταμπολής, Ι. Χατζηβασιλειάδης, Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας - Ετήσια Έκθεση 2019, IENE, Αθήνα, Φεβρουάριος 2019

Δημήτριος Ε. Παπαντώνης, Μικρά υδροηλεκτρικά έργα, ΕΜΠ, Αθήνα 2008

Κ. Μπαλάρας, Α. Αργυρίου, Φ. Καραγιάννης, Συμβατικές και ήπιες μορφές ενέργειας, Αθήνα: Εκδόσεις eΚΔΟΤΙΚΗ 2006

Κ. Α. Μπαλαράς, Α. Α. Αργυρίου, Φ. Καραγιάννης, ΣΥΜΒΑΤΙΚΕΣ & ΗΠΙΕΣ ΜΟΡΦΕΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, ΕΜΠ, Αθήνα 2006

Κωστής Σταμπολής, Ειρήνη Τερζίδου, Δημήτρης Μεζαρτάσογλου, Κωνσταντίνος Θεοφύλακτος, Γιάννης Γρηγορίου, Ευγενία Τζαννίνη, Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας Ετήσια Έκθεση 2023, IENE, Αθήνα, Ιούλιος 2023

Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ, ΔΑΠΕΕΠ, 2013-2020

ΥΠΕΝ, ΕΘΝΙΚΟ ΣΧΕΔΙΟ ΓΙΑ ΤΗΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑ ΚΑΙ ΤΟ ΚΛΙΜΑ, ΑΘΗΝΑ, ΙΑΝΟΥΑΡΙΟΣ 2019

ΔΙΑΔΙΚΤΥΑΚΉ ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΑ

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_inf_epc/default/table?lang=en

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_c/default/table?lang=en

https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ti_eh/default/table?lang=en

<http://www.geology.upatras.gr/index.php/el/research-researchers-of-energy-raw-materials/research-objects-research-team-of-energy-raw-materials/lignite-deposits-research-objective-research-team-of-energy-raw-materials>

<https://www.dei.gr/el/oruxeia/koitasmata>

https://www.chemeng.ntua.gr/the_fuels_and_lubricants_technology_lab

<https://www.dei.gr/el/oruxeia/apothemata-kai-poiotita>

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/electricity-information>

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights>

<https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/>

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser/?country=WORLD&fuel=CO2%20emissions&indicator=TotCO2>

<https://www.eea.europa.eu/ims/global-and-european-temperatures>

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/iea-energy-and-carbon-tracker-2020>

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser/?country=GREECE&fuel=CO2%20emissions&indicator=CO2BySource>

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/iea-energy-and-carbon-tracker-2020>

https://www.eea.europa.eu/en/datahub?size=n_10_n&filters%5B0%5D%5Bfield%5D=issued.date&filters%5B0%5D%5Btype%5D=any&filters%5B0%5D%5Bvalues%5D%5B0%5D=All%20time

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/electricity-information>

https://geo.rae.gr/?tab=viewport_maptab&lon=24.76300927346558&lat=38.88503621162626&zoom=6

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΔΙΑΓΡΑΜΜΑΤΩΝ

Διάγραμμα 1.1: Εγκατεστημένη ισχύς και ποσοστιαία μεταβολή αυτής ανά δεκαετία.....	9
Διάγραμμα 1.2: Έκταση δικτύου υψηλής τάσης και η μεταβολή αυτού ανά δεκαετία.....	9
Διάγραμμα 1.3: Έκταση δικτύου μέσης και χαμηλής τάσης και η μεταβολή αυτού ανά δεκαετία.....	10
Διάγραμμα 2.1: Παγκόσμιο ενεργειακό μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (1985-2022).	12
Διάγραμμα 2.2: Ποσοστό συμμετοχής κάθε τεχνολογίας στο παγκόσμιο μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (1985 - 2022).....	13
Διάγραμμα 2.3: Εγκατεστημένη ισχύς ανά τεχνολογία παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας (EE-27, 1990-2021).....	14
Διάγραμμα 2.4: παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας ανά τεχνολογία (EE-27, 1990-2021).....	15
Διάγραμμα 2.5: Εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας (Ελλάδα, 1990-2021).....	16
Διάγραμμα 2.6: Μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για τις χώρες-εξαγωγείς (2021).....	17
Διάγραμμα 2.7: Ενεργειακό μείγμα ετήσιων εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας (Ελλάδα, 1990-2020).....	18
Διάγραμμα 3.1: Κατανομή των παγκόσμιων λιγνιτικών αποθεμάτων.....	20
Διάγραμμα 3.2: Παγκόσμια ετήσια παραγωγή λιγνίτη (1981-2020).....	21
Διάγραμμα 3.3: Παραγωγή λιγνίτη στην Ελλάδα (1981-2022).....	22
Διάγραμμα 3.4: Έτη έως την εξάντληση των λιγνιτικών αποθεμάτων (1981-2020).....	22
Διάγραμμα 3.5: Ανώτατη και κατώτατη θερμογόνος δύναμη λιγνίτη ανά χώρα.....	23
Διάγραμμα 3.6: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από σύστημα ατμοηλεκτρικού σταθμού με καύσιμο λιγνίτη.....	26
Διάγραμμα 3.7: Ο λιγνίτης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Παγκοσμίως 1990-2020)....	27
Διάγραμμα 3.8: Ποσοστό ηλεκτρικής ενέργειας από ορυκτά καύσιμα (1971-2020).....	28
Διάγραμμα 3.9: Ο λιγνίτης στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (Ελλάδα 1990-2020).....	29
Διάγραμμα 3.10: Εκπομπές CO ₂ από την αξιοποίηση γαιανθράκων (1990 – 2019).....	30

Διάγραμμα 3.11: Εκπομπές CO ₂ (Mt) και Παραγόμενη Ηλεκτρική Ενέργεια (GWh) από τους λιγνιτικούς ΑΗΣ (Ελλάδα 1990 – 2020).....	31
Διάγραμμα 3.12: Εκπομπές NO _x από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας Ελλάδα (1990 - 2019).....	32
Διάγραμμα 3.13: Εκπομπές SO _x από την παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα (1990 – 2019).....	33
Διάγραμμα 3.14: Εκπομπές PM-10 από την παραγωγή ενέργειας στην Ελλάδα (1990 – 2019).....	34
Διάγραμμα 3.15: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φυσικό αέριο, Ελλάδα 1990-2020.....	38
Διάγραμμα 3.16: Εγκατεστημένη ισχύς διασυνδεδεμένων φωτοβολταϊκών συστημάτων στην Ελλάδα (2001-2021).....	44
Διάγραμμα 3.17: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από φωτοβολταϊκά συστήματα στην Ελλάδα (2009-2020).....	45
Διάγραμμα 3.18: Εγκατεστημένη ισχύς (MW) και παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας (GWh) από ανεμογεννήτριες στην Ελλάδα (1990-2020).....	51
Διάγραμμα 3.19: Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος και της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας των υδροηλεκτρικών σταθμών στην Ελλάδα για την περίοδο 1990-2020.....	56
Διάγραμμα 4.1: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα (1971-1990).....	59
Διάγραμμα 4.2: Ποσοστό της ηλεκτρικής ενέργειας που παρήγαγαν οι ΑΠΕ την περίοδο 1971-1990.....	60
Διάγραμμα 4.3: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα (1991-2001).....	61
Διάγραμμα 4.4: Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύς ΑΠΕ για ηλεκτροπαραγωγή την περίοδο 2006-2016.....	62
Διάγραμμα 4.5: Παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ στην Ελλάδα (2002-2020).....	63
Διάγραμμα 4.6: Το ποσοστό των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα της Ελλάδας (2001-2020).....	64
Διάγραμμα 5.1: Μεσοσταθμική τιμή ενέργειας (€/MWh) ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ (2013-2020).....	68
Διάγραμμα 5.2: Κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ρύπων (EU-ETS, 2005-2023).....	74
Διάγραμμα 5.3: Κόστη (σε €) παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών ανά παραγόμενη MWh από λιγνίτη για την περίοδο 2005-2023.....	75
Διάγραμμα 5.4: Κόστη (σε €/MWh) παραγωγής ηλεκτρικής ανά τεχνολογία στην Ελλάδα για την περίοδο 2012-2022.....	76

Διάγραμμα 5.5: Παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια ανά τεχνολογία (Ελλάδα, 2012-2022).....	77
--	----

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΠΙΝΑΚΩΝ

Πίνακας 5.1: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ανεμογεννητριών και Φ/Β.....	69
Πίνακας 5.2: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ανεμογεννητριών και Φ/Β Στέγες.....	70
Πίνακας 5.3: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ανεμογεννητριών και ΜΥΗΣ.....	70
Πίνακας 5.4: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ανεμογεννητριών και βιομάζας.....	71
Πίνακας 5.5: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ανεμογεννητριών και ΣΗΘΥΑ.....	71
Πίνακας 5.6: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων και ανεμογεννητριών.....	78
Πίνακας 5.7: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων και φωτοβολταϊκών.....	78
Πίνακας 5.8: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων και φωτοβολταϊκών σε στέγες.....	79
Πίνακας 5.9: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων και ΜΥΗΣ.....	79
Πίνακας 5.10: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων και βιομάζας.....	80
Πίνακας 5.11: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων και ΣΥΘΗΑ.....	80
Πίνακας 5.12: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και ανεμογεννητριών.....	82
Πίνακας 5.13: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και φωτοβολταϊκών.....	82
Πίνακας 5.14: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και φωτοβολταϊκών σε στέγες.....	83
Πίνακας 5.15: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και ΜΥΗΣ.....	83

Πίνακας 5.16: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και βιομάζας.....	84
Πίνακας 5.17: Ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και ΣΥΘΗΑ.....	84
Πίνακας 5.18: Συνολική ετήσια διαφορά κόστους παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ λιγνιτικών μονάδων (με αφαίρεση του κόστους του ΣΕΔΕ) και ΑΠΕ & ΣΥΘΗΑ.....	85

ΚΑΤΑΛΟΓΟΣ ΕΙΚΟΝΩΝ

Εικόνα 2.1 Ατμοηλεκτρικός σταθμός Φαλήρου, 1894.....	6
Εικόνα 1.2 Κατασκευή πετρελαϊκής μονάδας, Ατμοηλεκτρικός σταθμός Λαυρίου.....	7
Εικόνα 3.1: Ατμοηλεκτρικός σταθμός Μελίτης Φλώρινας.....	24
Εικόνα 3.2: Κεντρικό σύστημα μεταφοράς φυσικού αερίου.....	37
Εικόνα 3.3: Ανεμογεννήτρια κατακόρυφου άξονα Darrieus.....	49
Εικόνα 3.4: Χάρτης των αιολικών πάρκων στην Ελλάδα.....	51
Εικόνα 3.5: Μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί στην Ελλάδα.....	55