ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΕΦΑΡΜΟΣΜΕΝΩΝ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΩΝ ΚΑΙ ΦΥΣΙΚΩΝ ΕΠΙΣΤΗΜΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΩΝ

ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ
ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ: ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 2020-2050

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

Νίκης Κατούφα

Επιβλέπων: Ιωάννης Κολέτσος

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2020

ΕΘΝΙΚΟ ΜΕΤΣΟΒΙΟ ΠΟΛΥΤΕΧΝΕΙΟ

ΣΧΟΛΗ ΕΦΑΡΜΟΣΜΕΝΩΝ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΩΝ ΚΑΙ ΦΥΣΙΚΩΝ ΕΠΙΣΤΗΜΩΝ

ΤΟΜΕΑΣ ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΩΝ

ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ
ΜΕΛΕΤΗ ΠΕΡΙΠΤΩΣΗΣ: ΤΟ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 2020-2050

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

της

Νίκης Κατούφα

Επιβλέπων: Ιωάννης Κολέτσος

Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή την 14 Ιουλίου 2020.

……	……	……
Βασίλειος Κοκκίνης	Ιωάννης Κολέτσος	Πέτρος Στεφανέας
Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.	Αν. Καθηγητής Ε.Μ.Π.	Επ. Καθηγητής Ε.Μ.Π.

Αθήνα, Ιούλιος 2020

Στην οικογένεια μου

Περίληψη

Σε ένα διαρκώς εξελισσόμενο ενεργειακό περιβάλλον η ανάγκη χάραξης ενεργειακής πολιτικής αποκτά νέα διάσταση. Το παγκόσμιο ενεργειακό τοπίο έρχεται αντιμέτωπο με πληθώρα προκλήσεων και απαιτήσεων και η ενεργειακή μετάβαση κρίνεται επιτακτική, με κύριους κατευθυντήριους άξονες την ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού, την αποτελεσματική αντιμετώπιση της περιβαλλοντικής κρίσης, καθώς και την διασφάλιση βιώσιμης ανάπτυξης του ενεργειακού συστήματος. Η παγκόσμια οικονομική ανάπτυξη, η δημογραφική εξέλιξη, η αυξανόμενη ενεργειακή ζήτηση, η επιδείνωση των περιβαλλοντικών συνθηκών, η κλιματική αλλαγή και η συρρίκνωση των ενεργειακών πόρων άπτονται συστηματικού σχεδιασμού νέων, αποδοτικών και στρατηγικών προσεγγίσεων στο πλαίσιο άσκησης ενεργειακής πολιτικής.

Θεμελιώδης συνιστώσα της ενεργειακής στρατηγικής αποτελεί ο μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός, κύρια επιδίωξη του οποίου συνιστά η ακριβής και βέλτιστη διαμόρφωση ενός μακροπρόθεσμου οδικού ενεργειακού χάρτη μέσω της ελαχιστοποίησης του συνολικού κόστους λειτουργίας και ανάπτυξης του ενεργειακού συστήματος, ικανοποιώντας παράλληλα όλους τους τιθέμενους περιορισμούς και στόχους.

Η επίλυση του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού συνιστά ένα απαιτητικό και ερευνητικά «προκλητικό» αντικείμενο, καθώς ενσωματώνει πολλαπλές πτυχές και πολυάριθμα κριτήρια αποφάσεων. Ο μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός εμπεριέχει σημαντικό βαθμό πολυπλοκότητας λόγω του πλήθους των διαθέσιμων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής, της διαφοροποίησης των ενεργειακών πόρων, της αβεβαιότητας της εξέλιξης των ενεργειακών δεδομένων, της διακύμανσης των προσδιοριστικών παραμέτρων του ενεργειακού συστήματος, της δυνατότητας πρόσβασης σε χρηματοδοτικές πηγές και του περιβαλλοντικού αντίκτυπου.

Η παρούσα διπλωματική εργασία εστιάζει στον πιο καθοριστικό κρίκο της ενεργειακής αλυσίδας, τον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής και αναπτύσσοντας μεθόδους μαθηματικού προγραμματισμού και ειδικότερα τεχνικών μεικτού ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού παρουσιάζει ένα μαθηματικό μοντέλο για την βέλτιστη επίλυση του κεντρικού προγραμματισμού ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής. Κύριος σκοπός του μοντέλου είναι η εύρεση του άριστου συνδυασμού των ενεργειακών μορφών και τεχνολογιών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να καλυφθούν οι ενεργειακές απαιτήσεις της Ελλάδας κατά την περίοδο 2020-2050, εξασφαλίζοντας την ικανοποίηση των τεχνικών, οικονομικών, περιβαλλοντικών και ρυθμιστικών περιορισμών.

Λέξεις κλειδιά: Μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός, Βέλτιστη ανάπτυξη και λειτουργία συστήματος ηλεκτροπαραγωγής, Μαθηματική μοντελοποίηση, Μεικτός ακέραιος προγραμματισμός

Abstract

In a continuously evolving energy environment, the need to adopt energy policy becomes increasingly urgent. The world energy field has to meet a variety of challenges and demands and the energy transition seems imperative; the main guidelines of the latter are the security of the energy supply, the effective management of the environmental crisis and the sustainable development assurance of the energy system. The world economic growth, the demographic evolution, the increasing energy demand, the environmental deterioration, the climatic change and the shrinking of energy resources are stepping into the sphere of a systematic planning of updated and effective strategic approaches in the framework of the energy policy practice.

The long-term energy planning is the fundamental component of the energy strategy, mainly aiming at accurately and best possible modifying a long-range energy roadmap via the total cost minimization of the energy system operation and development, while it is also meeting all posed restrictions and accomplishing all posed targets.

The long-term energy planning solution is a demanding and 'challenging' matter in terms of research because it includes numerous aspects and multiple decision criteria. The long-term energy planning contains a high degree of complexity due to the many available electricity generation technologies, the differentiation of energy resources, the uncertainty in the evolution of energy standards, the fluctuations in the defining parameters of the energy system, the possibility to access funding sources and the environmental impact.

The present dissertation is focusing on the most defining link of the energy chain, that is the electricity generation sector; by developing methods of mathematical programming and most specifically techniques of the mixed-integer linear programming, it is presenting a mathematical model for the optimal solution of the central programming for the development of the electricity generation system. The main aim of the model is to find the best combination of energy forms and technologies for the production of electric energy in order to cover the energy demands during the years of 2020-2050, by meeting the technical, economic, environmental and regulating restrictions.

Key Words: Long-term energy planning, Optimal development and system operation for electricity generation, Mathematical modelling, Mixed-integer programming

Πίνακας περιεχομένων

ΠΕΡΙΛΗΨΗ VII

ABSTRACT IX

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΣΧΗΜΑΤΩΝ XIII

ΕΥΡΕΤΗΡΙΟ ΠΙΝΑΚΩΝ XV

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1 1

ΕΙΣΑΓΩΓΗ **1**

1.1 Ενεργειακό σύστημα και κλιματική αλλαγή **1**

1.2 Εθνικό ενεργειακό σύστημα **3**

1.3 Μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός **9**

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2 13

Ο ΤΟΜΕΑΣ ΤΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ **13**

2.1 Γενικά **13**

2.2 Η ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα **14**

2.3 Το Ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας **20**

2.3.1 Διασυνδεδεμένο σύστημα 20

2.3.1.1 Σύστημα παραγωγής 21

2.3.1.1 Δίκτυο μεταφοράς 30

2.3.1.1 Δίκτυο διανομής 33

2.3.1 Μη διασυνδεδεμένο σύστημα 34

2.3.2 Διεθνείς διασυνδέσεις 38

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3 43

ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ **43**

3.1 Προγραμματισμός ανάπτυξης και λειτουργίας του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής **43**

3.2 Ονοματολογία **45**

3.2.1 Δείκτες – Σύνολα 45

3.2.1 Παράμετροι 45

3.2.1 Μεταβλητές 47

3.2.3.1 Συνεχείς μεταβλητές 47

3.2.3.1 Δυαδικές μεταβλητές 49

3.3 Ορισμός του προβλήματος **49**

3.4 Μαθηματική διατύπωση **51**
3.4.1 Αντικειμενική συνάρτηση 51
3.4.2 Περιορισμοί του μαθηματικού μοντέλου 56

3.5 Περιγραφή της μελέτης περίπτωσης – Εφαρμογή στο Ελληνικό ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα **62**
3.5.1 Γενική δομή του Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας 62
3.5.2 Οικονομικά χαρακτηριστικά των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής 63
3.5.3 Τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής 64
3.5.4 Αποσύρσεις και νέες εντάξεις συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής 66
3.5.5 Τιμές και διαθεσιμότητα ενεργειακών πόρων 67
3.5.6 Υδροηλεκτρική ενέργεια 68
3.5.7 Περιβαλλοντική πολιτική 69
3.5.8 Διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας 70
3.5.9 Κόστος εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας 71
3.5.10 Επιπρόσθετα οικονομικά μεγέθη 72
3.5.11 Εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας 73

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4 79

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ **79**

4.1 Εγκατεστημένη ισχύς και προσθήκες παραγωγικής δυναμικότητας **79**

4.2 Μείγμα ηλεκτροπαραγωγής **85**

4.3 Εκπομπές CO2 ..... **87**

4.4 Σύνθεση συνολικού κόστους **89**

4.5 Σύνθεση επενδυτικού κόστους κεφαλαίου **91**

4.6 Διαμόρφωση Οριακής Τιμής Συστήματος **92**

4.7 Συμπεράσματα **93**

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΕΣ ΑΝΑΦΟΡΕΣ 95

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α 99

Ευρετήριο σχημάτων

Σχημα 1.1:Εθνικοι ενεργειακοι και περιβαλλοντικοι στοχοι για την περιοδο 2021-2030, στο πλαισιο των Ευρωπαϊκων πολιτικων (ΥΠΕΝ, 2019)....7
Σχημα 2.1: Εξελιξη της ηλεκτρικης παραγωγης στην Ελλαδα την περιοδο 1990-2018 (ΙΕΑ, 2020α)....15
Σχημα 2.2: Διαχρονικη εξελιξη της παραγωγης ηλεκτρικης ενεργειας και της συμμετοχης του λιγνιτη στην ηλεκτροπαραγωγη (ΙΕΑ, 2020)....16
Σχημα 2.3: Υφισταμενο μιγμα εγκατεστημενης ισχυος ηλεκτροπαραγωγης (ΑΔΜΗΕ, 2019; ΕνΕχ, 2020; ΔΑΠΕΕΠ, 2020α, 2020β; ΔΕΔΔΗΕ, 2020)....18
Σχημα 2.4: Εξελιξη της Συνολικης Ζητησης Ηλεκτρικης Ενεργειας κατα την περιοδο 1990 – 2017....19
Σχημα 2.5: Διαχρονικη εξελιξη της καταναλωσης ηλεκτρικης ενεργειας ανα τομεα....19
Σχημα 2.6: Εξελιξη της ζητησης ηλεκτρικης ενεργειας στο διασυνδεδεμενο συστημα κατα την περιοδο 2009 – 2019 (ΑΔΜΗΕ, 2020β)....21
Σχημα 2.7: Υφισταμενο μιγμα εγκατεστημενης ισχυος ηλεκτροπαραγωγης στο διασυνδεδεμενο συστημα (ΑΔΜΗΕ, 2019β; ΕνΕχ, 2020; ΔΑΠΕΕΠ, 2020α, 2020β; ΔΕΔΔΗΕ, 2020)....22
Σχημα 2.8: Υφισταμενο μιγμα παραγωγης ηλεκτρικης ενεργειας στο διασυνδεδεμενο συστημα (ΑΔΜΗΕ, 2019β; ΕνΕχ, 2020; ΔΑΠΕΕΠ, 2020α, 2020β; ΔΕΔΔΗΕ, 2020)....23
Σχημα 2.9: Εξελιξη της εγκατεστημενης ισχυος απο σταθμους παραγωγης ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο διασυνδεδεμενο συστημα κατα την περιοδο 2008 – 2019 (ΑΔΜΗΕ, 2020β; ΔΑΠΕΕΠ, 2020β)....27
Σχημα 2.10: Εξελιξη της παραγομενης ενεργειας απο σταθμους παραγωγης ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο διασυνδεδεμενο συστημα κατα την περιοδο 2008 – 2019 (ΑΔΜΗΕ, 2020β; ΔΑΠΕΕΠ, 2020β)....28
Σχημα 2.11: Διαχρονικη εξελιξη της ετησιας αιχμης φορτιου στο διασυνδεδεμενο συστημα κατα την περιοδο 2009 – 2019 (ΑΔΜΗΕ, 2020β)....29
Σχημα 2.12: Επιδραση διεσπαρμενης παραγωγης στην ετησια αιχμη κατα την περιοδο 2009-2018 (ΑΔΜΗΕ, 2018α)....29
Σχημα 2.13: Χαρτης του Ελληνικου διασυνδεδεμενου συστηματος μεταφορας ηλεκτρικης ενεργειας (ΑΔΜΗΕ, 2017α)....32
Σχημα 2.14: Συνοπτικη παρουσιαση του δικτυου ηλεκτρισμου (Κατσαπρακακης, 2015)....33
Σχημα 2.15: Εξελιξη της ζητησης ηλεκτρικης ενεργειας στα Μη Διασυνδεδεμενα Νησια (ΡΑΕ, 2019β)....35
Σχημα 2.16: Σχηματικο Διαγραμμα των Διασυνδεδεμενων Συστηματων της Βαλκανικης (ΑΔΜΗΕ, 2019β)....39
Σχημα 2.17: Εξελιξη Ετησιου Ισοζυγιου Διασυνδεσεων για την περιοδο 2004 – 2018 (ΑΔΜΗΕ, 2019β)....40
Σχημα 2.18: Εμπορικα προγραμματα ανταλλαγων ενεργειας ανα διασυνδεση για το 2019....41
Σχημα 3.1: Εξελιξη της καθαρης ισχυος των λιγνιτικων μοναδων εντος της επομενης οκταετιας....67
Σχημα 3.2: Καμπυλη ζητησης φορτιου για το ετος 2019 (ENTSOE, 2020)....74
Σχημα 3.3:Καμπυλη διαρκειας φορτιου για το ετος 2019 (ENTSOE, 2020)....75
Σχημα 3.4: Εξελιξη της καμπυλης διαρκειας φορτιου εως το 2050....77
Σχημα 4.1: Εξελιξη της εγκατεστημενης ισχυος του διασυνδεδεμενου συστηματος εως το 2030....80
Σχημα 4.2: Εξελιξη της εγκατεστημενης ισχυος του διασυνδεδεμενου συστηματος εως το 2050....81
Σχημα 4.3: Εξελιξη της διαρθρωσης του μιγματος παραγωγης ηλεκτρικης ενεργειας σε ολη τη διαρκεια του οριζοντα προγραμματισμου....85
Σχημα 4.4: Εξελιξη της συμμετοχης των ΑΠΕ στην παραγωγη ηλεκτρικης ενεργειας....86
Σχημα 4.5: Το μιγμα ηλεκτρικης ενεργειας το 2020 και το 2050 στο διασυνδεδεμενο συστημα ηλεκτροπαραγωγης....87

ΣΧΗΜΑ 4.6: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΩΝ ΕΤΗΣΙΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO_2 ΚΑΤΑ ΤΗ ΔΙΑΡΚΕΙΑ ΤΗΣ ΕΞΕΤΑΖΟΜΕΝΗΣ ΠΕΡΙΟΔΟΥ 2020-2050 88
ΣΧΗΜΑ 4.7: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΟΥ ΜΕΣΟΥ ΣΥΝΤΕΛΕΣΤΗ ΕΚΠΟΜΠΗΣ CO_2 ΣΤΟ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΙΚΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 88
ΣΧΗΜΑ 4.8: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΔΙΑΡΘΡΩΣΗΣ ΤΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΕ ΕΤΗΣΙΑ ΒΑΣΗ 89
ΣΧΗΜΑ 4.9: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΣΥΝΘΕΣΗΣ ΤΟΥ ΜΟΝΑΔΙΑΙΟΥ ΚΟΣΤΟΥΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΕ ΕΤΗΣΙΑ ΒΑΣΗ 90
ΣΧΗΜΑ 4.10: ΕΠΕΝΔΥΤΙΚΟ ΕΤΗΣΙΟΠΟΙΗΜΕΝΟ ΚΟΣΤΟΣ ΚΕΦΑΛΑΙΟΥ ΑΝΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΕ ΕΤΗΣΙΑ ΒΑΣΗ 91
ΣΧΗΜΑ 4.11: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΜΕΣΗΣ ΟΡΙΑΚΗΣ ΤΙΜΗΣ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ 92

Ευρετήριο πινάκων

ΠΙΝΑΚΑΣ 2.1: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΚΑΘΑΡΗΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΣΤΟΝ ΕΛΛΗΝΙΚΟ ΤΟΜΕΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΚΑΙ ΙΣΟΖΥΓΙΟ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ ΕΞΑΓΩΓΩΝ ΤΗ ΧΡΟΝΙΚΗ ΠΕΡΙΟΔΟ 2016-2019 (ΑΔΜΗΕ, 2016, 2017Β, 2018Β, 2019C; ΕΝΕΧ, 2020; ΔΑΠΕΕΠ, 2020Α, 2020Β; ΔΕΔΔΗΕ, 2020Β) 17
ΠΙΝΑΚΑΣ 2.2: ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΗ ΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΤΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΑΝΑ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑ (1/10/2019) (ΑΔΜΗΕ, 2019Β) 21
ΠΙΝΑΚΑΣ 2.3: ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΜΕΝΕΣ ΘΕΡΜΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΤΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕ ΠΡΟΣΦΟΡΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΕ ΙΣΧΥ (ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ 2019) (ΑΔΜΗΕ, 2019Β) 24
ΠΙΝΑΚΑΣ 2.4:ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΟΙ ΘΕΡΜΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ ΣΤΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ (ΑΔΜΗΕ, 2019Β) . 25
ΠΙΝΑΚΑΣ 2.5:ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΕΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΤΑΘΜΟΙ ΣΤΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ (ΑΔΜΗΕ, 2019Β) 26
ΠΙΝΑΚΑΣ 2.6: ΑΔΕΙΟΔΟΤΗΜΕΝΕΣ ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΕΣ ΜΟΝΑΔΕΣ ΣΤΟ ΔΙΑΣΥΝΔΕΔΕΜΕΝΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΜΕ ΠΡΟΣΦΟΡΑ ΣΥΝΔΕΣΗΣ ΣΕ ΙΣΧΥ (ΔΕΚΕΜΒΡΙΟΣ 2019) (ΑΔΜΗΕ, 2019Β) 27
ΠΙΝΑΚΑΣ 2.7: ΜΗΚΟΣ ΟΔΕΥΣΕΩΝ ΓΡΑΜΜΩΝ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ ΕΣΜΗΕ 31
ΠΙΝΑΚΑΣ 2.8: ΕΓΚΑΤΕΣΤΗΜΕΝΗ ΙΣΧΥΣ ΜΟΝΑΔΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΑ ΜΔΝ ΑΝΑ ΠΗΓΗ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – 2019 (ΔΕΔΔΗΕ, 2018, 2020Β) 36
ΠΙΝΑΚΑΣ 2.9: ΔΙΕΘΝΕΙΣ ΔΙΑΣΥΝΔΕΣΕΙΣ ΤΟΥ ΕΛΛΗΝΙΚΟΥ ΣΥΣΤΗΜΑΤΟΣ ΜΕ ΤΑ ΣΥΣΤΗΜΑΤΑ ΓΕΙΤΟΝΙΚΩΝ ΧΩΡΩΝ (ΑΔΜΗΕ, 2018Α, 2019Β) 40
ΠΙΝΑΚΑΣ 2.10: ΔΙΑΧΡΟΝΙΚΗ ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΟΥ ΙΣΟΖΥΓΙΟΥ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ-ΕΞΑΓΩΓΩΝ ΑΝΑ ΧΩΡΑ (GWH) (ΑΔΜΗΕ, 2017Β, 2019C) 41
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.1: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΚΑΙ ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΩΝ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 62
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.2: ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΤΩΝ ΝΕΩΝ ΥΠΟΨΗΦΙΩΝ ΠΡΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ ΑΝΑΦΟΡΑΣ 63
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.3:ΤΕΧΝΙΚΑ ΧΑΡΑΚΤΗΡΙΣΤΙΚΑ ΤΩΝ ΝΕΩΝ ΥΠΟΨΗΦΙΩΝ ΠΡΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 65
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.4: ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΑΠΟΣΥΡΣΗΣ ΤΩΝ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΛΙΓΝΙΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 66
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.5: ΝΕΕΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΕΝΕΣ ΕΝΤΑΞΕΙΣ ΣΥΜΒΑΤΙΚΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ(ΑΔΜΗΕ, 2019Β) 67
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.6: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΤΩΝ ΚΑΥΣΙΜΩΝ 68
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.7: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΤΙΜΟΛΟΓΗΣΗΣ ΤΩΝ ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO_2 ΚΑΙ ΤΟΥ ΜΕΓΙΣΤΟΥ ΕΠΙΤΡΕΠΤΟΥ ΕΠΙΠΕΔΟΥ ΕΚΠΟΜΠΩΝ CO_2 (ΥΠΟΥΡΓΕΙΟ ΠΕΡΙΒΑΛΛΟΝΤΟΣ ΚΑΙ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ, 2019; IEA, 2020Β) 70
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.8: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΟΥ ΠΟΣΟΣΤΟΥ ΔΙΕΙΣΔΥΣΗΣ ΤΩΝ ΑΠΕ ΣΤΗΝ ΠΑΡΑΓΩΓΗ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 71
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.9: ΚΟΣΤΟΣ ΕΙΣΑΓΩΓΩΝ ΑΝΑ ΕΠΙΠΕΔΟ ΕΙΣΑΓΟΜΕΝΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ ΓΙΑ ΤΟ ΕΤΟΣ ΒΑΣΗΣ 71
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.10: ΕΞΕΛΙΞΗ ΤΗΣ ΤΙΜΗΣ ΤΗΣ ΕΙΣΑΓΟΜΕΝΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 72
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.11:ΔΙΑΦΟΡΑ ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΜΕΓΕΘΗ ΤΟΥ ΜΟΝΤΕΛΟΥ ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ 73
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.12:ΣΕΝΑΡΙΑ ΕΞΕΛΙΞΗΣ ΤΗΣ ΣΥΝΟΛΙΚΗΣ ΖΗΤΗΣΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 76
ΠΙΝΑΚΑΣ 3.13: ΣΕΝΑΡΙΑ ΕΞΕΛΙΞΗΣ ΤΗΣ ΕΤΗΣΙΑΣ ΑΙΧΜΗΣ ΦΟΡΤΙΟΥ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ 76
ΠΙΝΑΚΑΣ 4.1: ΕΝΤΑΞΕΙΣ ΔΥΝΑΜΙΚΟΤΗΤΑΣ ΑΝΑ ΤΥΠΟ ΤΕΧΝΟΛΟΓΙΑΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ (GW) 83
ΠΙΝΑΚΑΣ Α.1: ΣΥΜΠΛΗΡΩΜΑΤΙΚΑ ΣΤΟΙΧΕΙΑ ΥΦΙΣΤΑΜΕΝΩΝ ΜΟΝΑΔΩΝ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ 100
ΠΙΝΑΚΑΣ Α.2: ΟΙΚΟΝΟΜΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΤΩΝ ΝΕΩΝ ΥΠΟΨΗΦΙΩΝ ΠΡΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ 104
ΠΙΝΑΚΑΣ Α.3: ΤΕΧΝΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΤΩΝ ΝΕΩΝ ΥΠΟΨΗΦΙΩΝ ΠΡΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ [1] 106
ΠΙΝΑΚΑΣ Α.4: ΤΕΧΝΙΚΑ ΔΕΔΟΜΕΝΑ ΤΩΝ ΝΕΩΝ ΥΠΟΨΗΦΙΩΝ ΠΡΟΣ ΕΓΚΑΤΑΣΤΑΣΗ ΜΟΝΑΔΩΝ ΣΤΟ ΣΥΣΤΗΜΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ [2] 108

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1

ΕΙΣΑΓΩΓΗ

1.1 Ενεργειακό σύστημα και κλιματική αλλαγή

Η ενέργεια κατέχει πρωτεύοντα ρόλο στην οικονομική και κοινωνική ζωή κάθε χώρας, καθώς διαχρονικά συνιστά έναν από τους βασικούς πυλώνες ανάπτυξης των οικονομιών και βελτίωσης του επιπέδου διαβίωσης, ενώ αποτελεί κινητήρια δύναμη στην πλειοψηφία των ανθρώπινων δραστηριοτήτων. Κάθε χώρα εκμεταλλευόμενη το μέγεθος, τη γεωμορφολογία και το επίπεδο ανάπτυξης της διαμορφώνει διαφορετικό ενεργειακό προφίλ, αναδεικνύοντας τις δικές της ενεργειακές ανάγκες, ιδιαιτερότητες και δυνατότητες, οι οποίες μπορεί να διαφέρουν ακόμα και στο εσωτερικό της εκάστοτε χώρας.

Αναμφίβολα η ενέργεια διαδραματίζει σημαντικό ρόλο και στη διαμόρφωση του παγκόσμιου ενεργειακού τοπίου, αφού οι αυξανόμενες ενεργειακές απαιτήσεις σε συνδυασμό με την ανομοιόμορφη κατανομή στον παγκόσμιο χάρτη των διάφορων μορφών ενέργειας, την ανισομερή κατανομή των πληθυσμών και το διαφορετικό επίπεδο ανάπτυξης και διαβίωσης ανά γεωγραφική περιοχή δημιουργούν τις προϋποθέσεις για εισαγωγές και εξαγωγές, καθιστώντας την ενέργεια ένα εμπορεύσιμο αγαθό. Ως επακόλουθο η ενέργεια επηρεάζει τις διεθνείς σχέσεις κρατών σε εμπορικό, πολιτικό και διπλωματικό επίπεδο, καθορίζοντας ευαίσθητες διακρατικές συναλλαγές, ισορροπίες και αναπόφευκτες αλληλεξαρτήσεις (Γεωργίου, 2010).

Σε ένα διαρκώς εξελισσόμενο οικονομικό και πολιτικό περιβάλλον, με τις νέες τεχνολογίες και τις γεωπολιτικές παραμέτρους να διαδραματίζουν καίριο ρόλο,

προκύπτουν νέες προκλήσεις. Σε Ευρωπαϊκό επίπεδο οι προκλήσεις αυτές περικλείονται στην αυξανόμενη ζήτηση ενέργειας, στην αστάθεια των ενεργειακών τιμών, στις διαταραχές στον ενεργειακό εφοδιασμό και τέλος στη δραστική μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου (Μεζαρτάσογλου, Κ. Ν. Σταμπολής and Χατζηβασιλειάδης, 2019). Παράλληλα, ο Ευρωπαϊκός ενεργειακός σχεδιασμός θα πρέπει να μεριμνήσει και για τις περιβαλλοντικές διαστάσεις της ενέργειας, καθώς η κλιματική αλλαγή θέτει επιτακτικά την ανάγκη εξορθολογισμού του ενεργειακού συστήματος και τη στροφή προς ένα ενεργειακό μοντέλο χαμηλών εκπομπών άνθρακα. Οι αποφάσεις σε θέματα πρόληψης και μετριασμού της κλιματικής αλλαγής επηρεάζουν μακροπρόθεσμα, αλλά και μεσοπρόθεσμα την παγκόσμια ενεργειακή αγορά, αλλά και την ποιότητα ζωής (ΥΠΕΝ, 2012).

Το παγκόσμιο ενεργειακό περιβάλλον μεταβάλλεται ριζικά και το πρόβλημα της κλιματικής αλλαγής επιτάσσει τη συνεργασία των χωρών παγκοσμίως. Ο περιρρέων προβληματισμός και οι επιστημονικές και διεθνείς εξελίξεις γύρω από το περιβάλλον και την ενέργεια είναι συνεχείς και εκτενείς. Σε πολλές χώρες υιοθετήθηκαν περιβαλλοντικές πολιτικές και θεσπίστηκαν σχετικές νομοθεσίες, ενώ σε παγκόσμιο επίπεδο συνάφθηκαν δεσμευτικές συμφωνίες με απώτερο σκοπό την αειφόρο ανάπτυξη. Βασικό μοχλό ενεργειακής πολιτικής αποτελεί η σύμβαση-πλαίσιο των Ηνωμένων Εθνών για την κλιματική αλλαγή UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change), η οποία είναι η κύρια διεθνής συμφωνία σχετικά με τη δράση για το κλίμα (Ευρωπαϊκό Συμβούλιο και Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2020). Καίριες διεθνείς πρωτοβουλίες για την μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου αποτελούν το Πρωτόκολλο του Κιότο που υπεγράφη το 1997 (United Nations, 1997), καθώς και οι δεσμεύσεις των χωρών για την περίοδο μέχρι το 2020 στην συνδιάσκεψη της Κοπεγχάγης το 2009. Το Πρωτόκολλο του Κιότο εισήγαγε νομικά δεσμευτικούς στόχους μείωσης των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου για τις ανεπτυγμένες χώρες. Σήμερα, κρίνεται επιτακτική η ανάγκη ενίσχυσης των κλιματικών δεσμεύσεων των χωρών με συγκεκριμένους ποσοτικούς στόχους, όπως φαίνεται από τη Συμφωνία των Παρισίων, ένα σχέδιο δράσης για τη συγκράτηση της αύξησης της θερμοκρασίας του πλανήτη, που υπεγράφη το Δεκέμβριο του 2015 (United Nations, 2015).

Η Ευρωπαϊκή Ένωση υιοθέτησε μια φιλόδοξη ενεργειακή πολιτική, η οποία θεσπίστηκε το 2008 και θέτει ενεργειακούς στόχους με ορίζοντα το 2020. Επίκεντρο της Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής και κύριο στρατηγικό ενεργειακό στόχο αποτελούν οι ακόλουθες δεσμεύσεις, γνωστές ως Ευρωπαϊκή πολιτική «20-20-20» (Commission of the European communities, 2008):

- 20% μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου σε σχέση με τα επίπεδα του 1990
- 20% διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ) στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας
- 20% εξοικονόμηση πρωτογενούς ενέργειας.

Η Ευρωπαϊκή Ένωση ήδη βρίσκεται μπροστά από αυτούς τους στόχους. Μέχρι το 2018, η μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου είχε φτάσει το 23%, δηλαδή ήταν 3% μεγαλύτερη του αρχικού στόχου του 20% (Ευρωπαϊκό Συμβούλιο and Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2020a).

Το 2014 καθορίστηκε μια ακόμη πιο φιλόδοξη δέσμη στόχων για το κλίμα και την ενέργεια με ορίζοντα το 2030, σύμφωνα με τους οποίους η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει δεσμευτεί τα ακόλουθα (Μεζαρτάσογλου, Κ. Ν. Σταμπολής and Χατζηβασιλειάδης, 2019),(Μοιρασγεντής, Σαραφίδης and Γεωργοπούλου, 2017):

- 40% μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990
- 32% αύξηση του μεριδίου των ΑΠΕ της τελικής κατανάλωσης ενέργειας
- 32,5% βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας
- 15% προώθηση ηλεκτρικών διασυνδέσεων

Αναφορικά με το 2050, στόχος της Ευρωπαϊκής Ένωσης είναι η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 80%-95% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990 (Μεζαρτάσογλου, Κ. Ν. Σταμπολής and Χατζηβασιλειάδης, 2019), δηλαδή να γίνει κλιματικά ουδέτερη–μια οικονομία με μηδενικές εκπομπές αερίων του θερμοκηπίου. Ο στόχος αυτός βρίσκεται στο επίκεντρο της Ευρωπαϊκής Πράσινης Συμφωνίας και συνάδει με τη δέσμευση της Ευρωπαϊκής Ένωσης για παγκόσμια δράση για το κλίμα στο πλαίσιο της συμφωνίας του Παρισιού. Η μετάβαση σε μια κλιματικά ουδέτερη κοινωνία αποτελεί τόσο επείγουσα πρόκληση όσο και ευκαιρία για την οικοδόμηση ενός καλύτερου μέλλοντος (European Commission, 2018).

1.2 Εθνικό ενεργειακό σύστημα

Η ελληνική ενεργειακή πολιτική, πλήρως εναρμονισμένη με τις σύγχρονες περιβαλλοντικές απαιτήσεις, έχει ως πρωταρχικό στόχο τη βιώσιμη και αειφόρο ανάπτυξη του ενεργειακού τομέα από το στάδιο της παραγωγής έως την τελική χρήση, προστατεύοντας ταυτόχρονα το περιβάλλον και συμβάλλοντας στην αντιμετώπιση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής. Η χώρα συνδράμει δυναμικά στη διεθνή προσπάθεια για τον περιορισμό των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου, κύρια προέλευση των οποίων είναι ο ενεργειακός τομέας (ΥΠΕΝ, 2019).

Από τις αρχές της δεκαετίας του 1990 ως και σήμερα οι εκάστοτε απαιτήσεις της εθνικής οικονομίας, η εξέλιξη των επιμέρους οικονομικών δραστηριοτήτων και η ανάπτυξη συγκεκριμένων κλάδων, οι καταναλωτικές συνήθειες που υιοθετήθηκαν, αλλά και οι ευρωπαϊκές πολιτικές για την ενέργεια, το περιβάλλον και την ανάπτυξη διαμορφώνουν το ενεργειακό σύστημα της χώρας (Μεζαρτάσογλου, Κ. Ν. Σταμπολής και Χατζηβασιλειάδης, 2019). Η Ελλάδα με την ιδιαίτερη γεωμορφολογία της προσφέρει μεγάλες ενεργειακές προκλήσεις, οι οποίες πρέπει να αντιμετωπισθούν με

σύνεση και τεχνική ωριμότητα, με κατάλληλη πολιτική και ορθό σχεδιασμό για την ανάπτυξη, μεγιστοποιώντας τα κοινωνικά και οικονομικά οφέλη.

Σήμερα, ένα μεγάλο μέρος των στοχεύσεων, σχεδίων και οραμάτων που τέθηκαν στο παρελθόν έχει υλοποιηθεί, όπως επιβεβαιώνεται μέσα από τη σύγκριση του ενεργειακού ισοζυγίου της Ελλάδας το 1990 και το 2019. Οι προκλήσεις, ωστόσο, για την εθνική ενεργειακή πολιτική παραμένουν. Ο λιγνίτης εξακολουθεί να αποτελεί την κύρια εγχώρια πηγή ενέργειας στο πέρασμα των χρόνων, παρά τις περιβαλλοντικές του επιπτώσεις. Το ενεργειακό ισοζύγιο της χώρας διακρίνεται για την έντονη εξάρτηση του από εισαγόμενους υδρογονάνθρακες, κυρίως αργού πετρελαίου και πετρελαϊκών προϊόντων, οι μη προβλεπόμενες και μη ελεγχόμενες τιμές των οποίων επιβάλουν ένα σημαντικό παράγοντα αβεβαιότητας στο σχεδιασμό ενεργειακών πολιτικών, αλλά και στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού. Η αποτίμηση λοιπόν της τρέχουσας κατάστασης αναδεικνύει πολλές από τις ιδιαιτερότητες και τις προκλήσεις στις οποίες καλείται να ανταπεξέλθει η εθνική ενεργειακή πολιτική.

Η εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος της Ελλάδος τις επόμενες δεκαετίες θα έρθει αντιμέτωπη με ποικίλες προκλήσεις, όμοιες με εκείνες της Ευρωπαϊκής Ένωσης, και θα έχει ως κύριους κατευθυντήριους άξονες την ασφάλεια ενεργειακού εφοδιασμού, την αποτελεσματική αντιμετώπιση της περιβαλλοντικής κρίσης, μέσω δραστικής μείωσης των εκπομπών αέριων ρύπων του θερμοκηπίου από τις ανθρωπογενείς καταναλώσεις ενέργειας και την μέγιστη διείσδυση τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας από ΑΠΕ. Παράλληλα η διασφάλιση αρμονικής λειτουργίας της εσωτερικής αγοράς ενέργειας, η βιώσιμη ανάπτυξη και προστασία του καταναλωτή και η ταχεία υιοθέτηση τεχνολογικών εφαρμογών που συνεισφέρουν στην εξοικονόμηση ενέργειας αλλά και στη διαχείριση της ζήτησής της θα έχουν κρίσιμη συμβολή στη διαμόρφωση του μελλοντικού ενεργειακού συστήματος.

Ταυτόχρονα πρωτεύων ζήτημα αποτελεί και η διαφύλαξη και διαχείριση των ενεργειακών πόρων έτσι ώστε να διασφαλιστεί η ομαλή, αδιάλειπτη και αξιόπιστη κάλυψη των εγχώριων ενεργειακών αναγκών. Απότοκο αυτού θα αποτελέσει η εκμετάλλευση των εγχώριων πηγών ενέργειας και η συνεπαγόμενη μείωση της ενεργειακής εξάρτησης της χώρας, εξασφαλίζοντας τον εφοδιασμό της εγχώριας αγοράς και την προστασία των καταναλωτών σε περιπτώσεις διαταραχών εφοδιασμού και έκτακτων αναγκών (ΥΠΕΝ, 2019). Η σταδιακή απεξάρτηση από τις εισαγωγές πετρελαϊκών προϊόντων κρίνεται αναγκαία εξαιτίας εξωγενών παραγόντων, όπως οι έντονες διακυμάνσεις στην τιμή τους και η αβεβαιότητα ως προς τη διασφάλιση προμήθειας, αλλά και λόγω της ζημιογόνας περιβαλλοντικής επιβάρυνσης. Επαγωγικά η μειούμενη εξάρτηση του ενεργειακού ισοζυγίου από το πετρέλαιο θα συμβάλει στην ενίσχυση του εφοδιασμού σε φυσικό αέριο, το οποίο αναμένεται να εισχωρήσει σημαντικά σε όλους σχεδόν τους τομείς της τελικής κατανάλωσης, αλλά και στον τομέα του ηλεκτρισμού τα επόμενα χρόνια, μέσω των επεκτάσεων στα δίκτυα μεταφοράς και διανομής. Επομένως απαιτείται υλοποίηση επενδύσεων σε υποδομές και ενεργή συμμετοχή σε διασυνοριακά έργα ενίσχυσης και κατασκευής αγωγών φυσικού αερίου, οι οποίοι θα διέρχονται από την Ελλάδα ενισχύοντας τον περιφερειακό ρόλο της χώρας ως ενεργειακό κόμβο.

Παράλληλα και θέτοντας στο μικροσκόπιο το παγκόσμιο ενεργειακό τοπίο, η ανάγκη για ενεργειακή μετάβαση έχει αποκτήσει νέα διάσταση, σε μία συνολική προσπάθεια αντιμετώπισης της κλιματικής αλλαγής. Στο πλαίσιο αυτό η Ελλάδα διέρχεται ένα στάδιο αναδιάρθρωσης του ενεργειακού τομέα, προσβλέποντας στην ανάπτυξη και λειτουργία ανταγωνιστικών και οικονομικά βιώσιμων αγορών ενέργειας, σεβόμενων την παγκόσμια κλιματική κρίση. Σε ένα ευρωπαϊκό και διεθνές περιβάλλον απανθρακοποίησης, η μετάβαση σε ένα ενεργειακό σύστημα με χαμηλότερη ένταση άνθρακα, θα ενισχύσει την ανταγωνιστικότητα της ελληνικής οικονομίας, ενώ παράλληλα θα δώσει τη δυνατότητα σε νέες ενεργειακές τεχνολογίες να διεισδύσουν με ανταγωνιστικό τρόπο στην αγορά ενέργειας. Η μετάβαση αυτή, πλήρως εναρμονισμένη με τους Παγκόσμιους Στόχους για τη Βιώσιμη Ανάπτυξη, στοχεύει στο μετασχηματισμό του ενεργειακού συστήματος, εξασφαλίζοντας βιώσιμα αποτελέσματα για το περιβάλλον και την ελληνική κοινωνία (ΥΠΕΝ, 2019).

Κατά την επόμενη δεκαετία, η επιδιωκόμενη αύξηση του μεριδίου των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή, ώστε να επιτευχθεί σταδιακή αντικατάσταση της χρήσης ορυκτών καυσίμων αναμένεται να απαιτήσει να γίνουν ριζικές τομές στον τομέα της διάθεσης ηλεκτρικής ενέργειας στη χώρα. Για τον λόγο αυτό πρέπει να υιοθετηθούν πολιτικές που να έχουν ως γνώμονα να επιτύχουν την ένταξη των ΑΠΕ στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας με ανταγωνιστικό τρόπο σε ένα ασφαλές επενδυτικό περιβάλλον. Η αξιοποίηση του εγχώριου δυναμικού ΑΠΕ θα συμβάλλει τόσο στη διαφοροποίηση του εθνικού ενεργειακού μίγματος, όσο και στην ασφάλεια του ενεργειακού εφοδιασμού, ενώ ταυτόχρονα θα ενισχύσει την ανάπτυξη της εθνικής οικονομίας. Παρά ταύτα η βέλτιστη αξιοποίηση του δυναμικού ΑΠΕ, καθώς και η επίτευξη των μεσοπρόθεσμων στόχων στον τομέα του ηλεκτρισμού θα απαιτήσουν την ενίσχυση των ηλεκτρικών δικτύων, τόσο μέσω των διασυνοριακών διασυνδέσεων όσο και στο εσωτερικό της χώρας.

Για την συνδυασμένη αντιμετώπιση των ανωτέρω προκλήσεων και την επίτευξη των δεσμευτικών στόχων απαιτείται ένας στρατηγικός προγραμματισμός και επιλογή δράσεων που θα οδηγήσουν στην αναδιάρθρωση του ενεργειακού τομέα, ώστε να μειωθούν οι εισαγωγές πετρελαίου, να προχωρήσει η βέλτιστη αξιοποίηση των εγχώριων πηγών ενέργειας και κυρίως των ΑΠΕ, να μεγιστοποιηθεί η εξοικονόμηση ενέργειας και να εξασφαλισθεί ο εφοδιασμός και η αποδοτική χρήση φυσικού αερίου (ΥΠΕΝ, 2012).

Στο πλαίσιο χάραξης μιας ενιαίας Ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής έχουν τεθεί συγκεκριμένοι στόχοι για κάθε κράτος μέλος της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Ο ενεργειακός σχεδιασμός της Ελλάδας γίνεται σε πλήρη εναρμόνιση με τις Ευρωπαϊκές πολιτικές, λαμβάνοντας υπόψη τις εθνικές μας ιδιαιτερότητες. Σήμερα οι επιδιώξεις της ενεργειακής πολιτικής της Ελλάδας συνοψίζονται ως εξής (Μεζαρτάσογλου, Κ. Ν. Σταμπολής και Χατζηβασιλειάδης, 2019):

- 20% μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σύγκριση με τα επίπεδα του 1990 μέχρι το 2020, και τουλάχιστον 40% μείωση μέχρι το 2030,

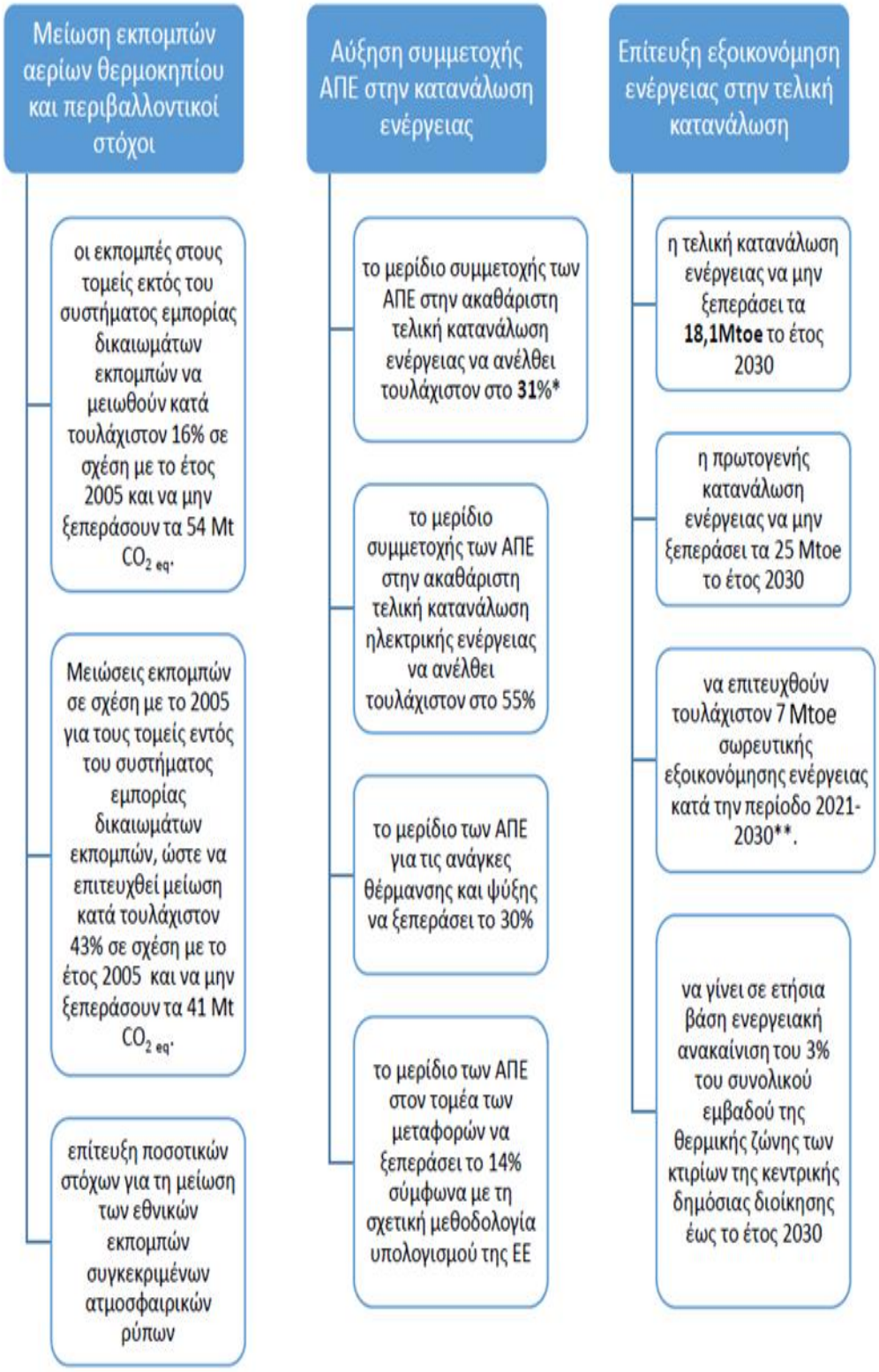
που θα αποτελείται από μια μείωση κατά 43% των αερίων του θερμοκηπίου των τομέων που υπάγονται στο σύστημα εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών (Emissions Trading System, ETS) και μια μείωση κατά 30% των αερίων του θερμοκηπίου των τομέων εκτός ETS, σε σύγκριση με το 2005, αντίστοιχα.

- 20% συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας το 2020, 2% μεγαλύτερος από τον εθνικό στόχο 18% της Ευρωπαϊκής Ένωσης (ΕΕ). Συγκεκριμένα ο στόχος αυτός εξειδικεύεται σε συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας κατά 40%, 20% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας για θέρμανση και ψύξη και 10% στις μεταφορές μέχρι το 2020.
- 32% συμμετοχή των ΑΠΕ στην κατανάλωση ενέργειας από ΑΠΕ για το 2030, στόχος δεσμευτικός σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης.
- 32,5% βελτίωση της ενεργειακής αποδοτικότητας για το 2030, στόχος δεσμευτικός σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης.

Εστιάζοντας στο πλαίσιο του εθνικού ενεργειακού σχεδιασμού για το 2030 τίθενται τρείς βασικοί ποσοτικοί στόχοι, πλήρως συνυφασμένοι με τις προτεραιότητες που έχουν αναπτυχθεί σε εθνικό επίπεδο, αλλά και με τις περιβαλλοντικές και ενεργειακές επιδιώξεις που έχουν διαμορφωθεί και συμφωνηθεί σε επίπεδο Ευρωπαϊκής Ένωσης, και αφορούν:

- 16% μείωση εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου σε σύγκριση με τα αντίστοιχα επίπεδα εκπομπών του 2005 για τους τομείς εκτός του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών.
- 30% συμμετοχή των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας.
- 30% εξοικονόμηση ενέργειας στην τελική κατανάλωση ενέργειας.

Στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζονται οι επιμέρους ποσοτικές επιδιώξεις που επιζητούνται στο πλαίσιο της επίτευξής των προαναφερθέντων στόχων και συνδιαμορφώνουν τη συνολική εξέλιξη του ενεργειακού συστήματος.



Σχήμα 1.1:Εθνικοί ενεργειακοί και περιβαλλοντικοί στόχοι για την περίοδο 2021-2030, στο πλαίσιο των Ευρωπαϊκών πολιτικών (ΥΠΕΝ, 2019)

Τα κύρια χαρακτηριστικά του ενεργειακού συστήματος το 2050, όπως προκύπτουν από τα δύο βασικά σενάρια ενεργειακής πολιτικής σύμφωνα με το ΥΠΕΝ συνοψίζονται στα επόμενα δέκα (ΥΠΕΝ, 2012):

1. Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 60%-70% έως το 2050 ως προς το 2005.
2. Ποσοστό 85-100 % ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, με την αξιοποίηση όλων των εμπορικά ώριμων τεχνολογιών.
3. Συνολική διείσδυση ΑΠΕ σε ποσοστό 60%-70% στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας μέχρι το 2050.
4. Σταθεροποίηση της συνολικής ενεργειακής κατανάλωσης λόγω των μέτρων εξοικονόμησης ενέργειας.
5. Σχετική αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας λόγω εξηλεκτρισμού των μεταφορών και μεγαλύτερης χρήσης αντλιών θερμότητας στον οικιακό και τριτογενή τομέα.
6. Σημαντική μείωση της κατανάλωσης πετρελαιοειδών.
7. Αύξηση της χρήσης βιοκαυσίμων στο σύνολο των μεταφορών στο επίπεδο του 31% - 34% μέχρι το 2050.
8. Κυρίαρχο το μερίδιο του ηλεκτρισμού στις επιβατικές μεταφορές μικρής απόστασης (45%) και σημαντική αύξηση του μεριδίου των μέσων σταθερής τροχιάς.
9. Σημαντικά βελτιωμένη ενεργειακή απόδοση για το σύνολο του κτιριακού αποθέματος και μεγάλη διείσδυση των εφαρμογών ΑΠΕ στον κτιριακό τομέα.
10. Ανάπτυξη μονάδων αποκεντρωμένης παραγωγής και έξυπνων δικτύων.

Συνοψίζοντας το ενεργειακό τοπίο μεταβάλλεται ριζικά, και ήδη σε Ευρώπη και Ελλάδα χαράσσεται πολιτική για μετάβαση σε νέο ενεργειακό περιβάλλον. Πρόκειται για μετάβαση προς ένα καθαρό ενεργειακό τομέα με μεταστροφή προς την έξυπνη ενέργεια και την είσοδο της ψηφιακής τεχνολογίας, περιορίζοντας δραστικά τις εκπομπές. Αποφασιστικός μοχλός και οδηγός είναι οι νέες ιδέες και οι καινοτόμες τεχνολογίες, ενώ η ψηφιακή τεχνολογία διεισδύει σε κάθε δραστηριότητα και στην καθημερινή ζωή. Η ενέργεια καθίσταται πολύπλοκος τομέας και χαρακτηρίζεται από υψηλές επενδύσεις και κρίσιμες οικονομικές, περιβαλλοντικές, κοινωνικές και γεωπολιτικές παραμέτρους, απαιτώντας καινοτομίες, έρευνα και μεταρρυθμίσεις στην αγορά με κατάλληλο ρυθμιστικό πλαίσιο. Ο κομβικός ρόλος της ενέργειας διαμορφώνει ένα νέο γεωπολιτικό περιβάλλον στην περιοχή της Ελλάδας, που προκαλεί το ενδιαφέρον τόσο εντός της Ευρωπαϊκής Ένωσης όσο και εκτός αυτής.

1.3 Μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός

Θέτοντας στο μικροσκόπιο το παγκόσμιο ενεργειακό τοπίο, καθίσταται σαφές πως η ανάγκη για ενεργειακή μετάβαση έχει αποκτήσει νέα διάσταση, σε μία συνολική προσπάθεια αντιμετώπισης των νέων προκλήσεων και απαιτήσεων. Η ραγδαία αύξηση της παγκοσμιοποίησης, που χαρακτηρίζει τη σύγχρονη εποχή έχει αναπτύξει στενούς δεσμούς αλληλεπίδρασης μεταξύ των ανθρώπινων δραστηριοτήτων, της αξιοποίησης της ενέργειας και των στρατηγικών μετριασμού της περιβαλλοντικής μόλυνσης. Για δεκαετίες πληθώρα κρίσιμων και ακανθωδών ζητημάτων, ανάμεσα στα οποία είναι ο αυξανόμενος παγκόσμιος πληθυσμός, η ενισχυμένη οικονομική ανάπτυξη , η αυξανόμενη ενεργειακή ζήτηση, η επιδείνωση των περιβαλλοντικών συνθηκών, η κλιματική αλλαγή και η συρρίκνωση των ενεργειακών πόρων, ασκούν έντονη επίδραση και άπτονται σχεδιασμού νέων και αποδοτικότερων προσεγγίσεων στο πλαίσιο άσκησης ενεργειακής πολιτικής.

Διαχρονικά οι ενεργειακές ανάγκες μεταβάλλονται ακολουθώντας ως επί το πλείστον αύξουσα πορεία πλην ορισμένων εξαιρέσεων σε περιόδους γενικότερης οικονομικής ύφεσης και διεθνών κρίσεων. Συγχρόνως μαζί με την διαφοροποίηση της κατανάλωσης των ενεργειακών αγαθών, παρατηρείται και μεταβολή στη διάθεση και προσφορά των ενεργειακών πόρων προκειμένου να καλυφθεί η ζήτηση, οδηγώντας ταυτόχρονα και σε ανάλογη μείωση των αποθεμάτων τους. Κρίνεται επομένως επιτακτική η ανάγκη πρόβλεψης της επερχόμενης ζήτησης τόσο σε βάθος χρόνου όσο και ανά κλάδο δραστηριότητας, προκειμένου να ανταπεξέλθουμε στο πρόβλημα της ικανοποίησης της τελικής κατανάλωσης. Παράλληλα χρειάζεται προγραμματισμός και ορθή διαχείριση των πρώτων υλών έτσι ώστε να μην προκύπτουν ζητήματα επάρκειας και έγκαιρης κάλυψης των ενεργειακών απαιτήσεων. Συνδετικό κρίκο της παραγωγής και της κατανάλωσης αποτελούν οι τεχνολογίες μετατροπής της ενέργειας, οι οποίες ποικίλουν ανάλογα με τη μορφή ενέργειας και το ζητούμενο τελικό προϊόν και εξελίσσονται με το χρόνο και την τεχνολογική πρόοδο. Γενικά υφίσταται ένα μεγάλο χαρτοφυλάκιο τεχνολογιών τόσο στο χώρο της μετατροπής της πρωτογενούς ενέργειας όσο και στο χώρο της τελικής χρήσης, γεγονός το οποίο καθιστά πολυπλοκότερη την επιλογή και κυρίως τον καθορισμό του άριστου συνδυασμού των προσφερόμενων εναλλακτικών.

Ο τομέας της ενέργειας έρχεται αντιμέτωπος σε λειτουργικό αλλά και σε στρατηγικό επίπεδο με πληθώρα προκλήσεων και προβλημάτων, τα οποία διακρίνονται στα πιο παραδοσιακά, όπως είναι η επάρκεια και η αμεσότητα της κάλυψης της ζήτησης, το ισοζύγιο εισαγωγών-εξαγωγών, η είσοδος νέων πηγών ενέργειας, αλλά επεκτείνονται και σε πιο ειδικά όπως είναι η αντιμετώπιση της ενεργειακής εξάρτησης, ο εξορθολογισμός των ενεργειακών χρήσεων και βέβαια το μείζονος σημασίας ζήτημα του περιβάλλοντος. Ωστόσο οι προσπάθειες σχεδιασμού περιπλέκονται από την πληθώρα των παραμέτρων και διεργασιών που θα πρέπει να ληφθούν υπόψιν από τους σχεδιαστές ενεργειακής πολιτικής, στις οποίες ανήκουν η ποικιλία των διαθέσιμων τεχνολογικών τύπων, η χρονική και χωρική εξέλιξη των εξεταζόμενων παραμέτρων εντός ενός μεσοπρόθεσμου ή μακροπρόθεσμου χρονικού ορίζοντα, η δυναμική εξέλιξη

των προσδιοριστικών παραμέτρων του συστήματος, καθώς και μια σειρά περιβαλλοντικών και κοινωνικών παραμέτρων, οι οποίες συνολικά επηρεάζουν καθοριστικά το μέγεθος και την πολυπλοκότητα των αναπτυχθέντων προσεγγίσεων.

Απόρροια των παραπάνω αποτελεί η ανάδειξη της εμφανούς πολυπλοκότητας του κλάδου της ενέργειας και των ποικίλων ζητημάτων που ανακύπτουν παραδοσιακά και χρήζουν λύσης. Με κύριο άξονα αναφοράς την πρωτεύουσα αναγκαιότητα κάλυψης της ενεργειακής ζήτησης, ο χώρος της ενέργειας αποτελεί διαχρονικά σημαντικό πεδίο λήψης αποφάσεων. Πράγματι επιστημονική κοινότητα, κρατικοί φορείς και πληθώρα οργανισμών ανταποκρίθηκαν στην πρόκληση του ενεργειακού ζητήματος και ασχολούνται και μελετούν τα ενεργειακά συστήματα είτε από κυβερνητική, διαχειριστική, επιστημονική ή επιχειρηματική οπτική σε παγκόσμιο, εθνικό και τοπικό επίπεδο. Κοινή επιδίωξη όλων είναι ο ορθός ενεργειακός σχεδιασμός, δηλαδή η αποτελεσματική και αποδοτική αξιοποίηση των ενεργειακών πόρων έτσι ώστε να ικανοποιηθούν οι παρούσες και μελλοντικές ανάγκες.

Ο ενεργειακός σχεδιασμός ασχολείται με την κατάστρωση στρατηγικών και προγραμμάτων στο χώρο της ενεργειακής οικονομίας έχοντας ως βασικό και πρωταρχικό γνώρισμα την κάλυψη της προβλεπόμενης ζήτησης στους τομείς κατανάλωσης σε μία συγκεκριμένη χρονική περίοδο με το ελάχιστο δυνατό κόστος (Cormio *et al.*, 2003). Ευρύτερα το αντικείμενο του ενεργειακού σχεδιασμού περιλαμβάνει την εκτίμηση και πρόβλεψη της μελλοντικής ζήτησης και ταυτόχρονα τον προσδιορισμό του κατάλληλου μίγματος ενεργειακών πόρων και των τεχνολογιών μετατροπής τους για τη διαχρονική κάλυψη των ενεργειακών αναγκών (Reddy *et al.*, 2007).

Πριν από το ξέσπασμα της ενεργειακής κρίσης, η ενεργειακή πολιτική του συνόλου των χωρών στόχευε μόνο στην ελαχιστοποίηση του κόστους προσφοράς λαμβάνοντας υπόψη οικονομικές και τεχνολογικές παραμέτρους. Ωστόσο η απλουστευμένη αντίληψη της φθηνής και άφθονης ενέργειας βασισμένης κατά κύριο λόγο στα πετρελαϊκά προϊόντα επέφερε γρήγορα προβλήματα. Οι περιοχές που εισάγουν ενέργεια (όπως η Ε.Ε. στην οποία το ποσοστό εξάρτησης από εισαγωγές ενέργειας ήταν 53% το 2010 (Φράγκου, 2016)) είναι ιδιαίτερα ευάλωτες σε απότομες μεταβολές των διεθνών τιμών του πετρελαίου και του φυσικού αερίου που συχνά προκαλούνται από αστάθμητους παράγοντες πολιτικής ή κοινωνικής φύσεως, ιδιαίτερα σε περιοχές όπως η Μ. Ανατολή, η Β. Αφρική και η Ρωσία. Ταυτόχρονα οι υψηλές τιμές του πετρελαίου και η διαφαινόμενη εξάντληση των αποθεμάτων των ορυκτών πόρων προκάλεσαν αλλαγές στον τρόπο κατάστρωσης του ενεργειακού προγραμματισμού, ενσωματώνοντας τις έννοιες του περιορισμού της ενεργειακής εξάρτησης και της βέλτιστης αξιοποίησης των εγχώριων πηγών ενέργειας.

Από την εποχή των πετρελαϊκών κρίσεων των δεκαετιών του 1970 και του 1980, αναγνωρίζεται η ανάγκη για μετάβαση του ενεργειακού συστήματος προς ενεργειακές μορφές καθαρές για το περιβάλλον με παράλληλη μείωση της εξάρτησης από ορυκτά καύσιμα. Το καταστροφικό αντίκτυπο στο περιβάλλον που προκαλούσε το υφιστάμενο

μοντέλο παραγωγής και κατανάλωσης ενέργειας έρχεται στο προσκήνιο, καθιστώντας αναγκαίο τον σχεδιασμό και την εφαρμογή αποτελεσματικών μέτρων και πολιτικών μακροπρόθεσμου ορίζοντα που θα εξασφαλίσουν τη συμμετοχή όλων των χωρών, με τρόπο δίκαιο και οικονομικά αποδοτικό. Η φύση του φαινομένου της κλιματικής αλλαγής σε συνδυασμό με τη δυσκολία αποτίμησης του κοινωνικοοικονομικού της κόστους αρχίζουν πλέον να λαμβάνονται υπόψη στις μελλοντικές ενεργειακές πολιτικές, κάνοντας τες ιδιαίτερα πολύπλοκες.

Η αύξηση της ζήτησης και παραγωγής ενέργειας είναι αποτέλεσμα της παγκόσμιας οικονομικής μεγέθυνσης, της αύξησης του πληθυσμού και της τάσης αστικοποίησης, ιδιαίτερα στις αναδυόμενες οικονομίες (π.χ. Κίνα, Ινδία). Από την άλλη, η υλοποίηση κλιματικών πολιτικών, με στόχο τον μετριασμό της κλιματικής αλλαγής, θα έχει επιπτώσεις τόσο στην διάρθρωση του παγκόσμιου ενεργειακού συστήματος, όσο στην εξέλιξη της συνολικής οικονομικής δραστηριότητας και στην δομή της οικονομικής παραγωγής και της απασχόλησης ανά κλάδο. Η άμεση συσχέτιση και οι αλληλεπιδράσεις μεταξύ των συστημάτων ενέργειας, οικονομίας και περιβάλλοντος έχει κάνει επιτακτική την ανάγκη ανάπτυξης ολοκληρωμένων μοντέλων για την μελέτη της κλιματικής αλλαγής, τα οποία περιλαμβάνουν την ενσωματωμένη αναπαράσταση και των τριών αυτών τομέων (Φράγκου, 2016).

Επομένως, οι πολιτικές της ενεργειακής ανάλυσης θα πρέπει να αναλύονται μέσα από ένα ολιστικό πρίσμα που περιλαμβάνει τις αλληλεπιδράσεις μεταξύ του ενεργειακού συστήματος, της οικονομίας και του περιβάλλοντος. Το νέο αυτό καθεστώς μετέβαλλε ριζικά τη νοοτροπία του ενεργειακού σχεδιασμού, ο οποίος πλέον ενστερνίζεται το τρίπτυχο Ενέργεια-Οικονομία-Περιβάλλον (Energy-Economy-Environment, E3) ως απαραίτητο και συνεκτικό γνώμονα για τη λήψη βραχυχρόνιων και μακροχρόνιων αποφάσεων σε τοπικό, εθνικό και παγκόσμιο επίπεδο.

Παράλληλα το ενεργειακό τοπίο από τη δεκαετία του 1990 και έπειτα χαρακτηρίζεται από τη σταδιακή και αναγκαία διείσδυση των ΑΠΕ, που οδήγησε σε αλλαγές στον τομέα της προσφοράς, καθώς εμπλούτισε το φάσμα των διαθέσιμων πρωτογενών πηγών με νέες καθαρές μορφές ενέργειας, περιορίζοντας μερικώς και προοδευτικά την κυριαρχία των ρυπογόνων συμβατικών καυσίμων. Απόρροια αυτού είναι η διεύρυνση του ενεργειακού χαρτοφυλακίου, καθιστώντας πιο περίπλοκη τη διαδικασία σύστασης του μίγματος παραγωγής και αναδεικνύοντας την πολυπλοκότητα των προβλημάτων ενεργειακής διαχείρισης.

Οι παραπάνω εξελίξεις στον ενεργειακό χώρο παρουσιάζουν την εμφανή πολυκριτηριακή φύση του ενεργειακού σχεδιασμού, όπως βέβαια και την αδυναμία των παραδοσιακών μέχρι τότε προσεγγίσεων και στρατηγικών να ανταπεξέλθουν στις σύγχρονες απαιτήσεις. Κύριο μέλημα του ενεργειακού προγραμματισμού συνεχίζει να αποτελεί η πρόβλεψη και η ικανοποίηση της ζήτησης με βέλτιστο οικονομικό και τεχνολογικό τρόπο, θέτοντας ωστόσο τη βελτιστοποίηση αυτή σε νέα βάση, υπό πιο σύνθετες παραμέτρους και περισσότερους περιορισμούς περιβαλλοντικής φύσης, κοινωνικής διάστασης, γεωπολιτικών κριτηρίων κ.ά.

Η κατηγοριοποίηση του ενεργειακού προγραμματισμού μπορεί να γίνει λαμβάνοντας υπόψη διάφορα μεγέθη, όπως το είδος των ενεργειακών συστημάτων, τις μεθόδους και προσεγγίσεις οι οποίες ακολουθούνται και τα μοντέλα τα οποία χρησιμοποιούνται. Παρόλα αυτά ένα βασικό γνώρισμα διάκρισης των μοντέλων ενεργειακού σχεδιασμού αποτελεί ο χρονικός ορίζοντας μελέτης, προσομοίωσης και βελτιστοποίησης του ενεργειακού συστήματος. Υπάρχουν τρεις κύριες κατηγορίες που αφορούν τον χρονικό ορίζοντα και είναι ο βραχυχρόνιος, ο μεσοπρόθεσμος και ο μακροπρόθεσμος ενεργειακός σχεδιασμός. Τα βραχυχρόνια μοντέλα αφορούν ως επί το πλείστον χρονικό ορίζοντα μικρότερου του ενός έτους, δηλαδή μήνες έως και μέρες, και σπανιότερα αναφέρονται σε περίοδο πενταετίας. Αντίθετα τα μεσοπρόθεσμα μοντέλα αναφέρονται σε χρονικές περιόδους 3 έως 10 ακόμα και 15 χρόνων, ενώ ο μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός καλύπτει χρονική περίοδο μεγαλύτερη των 10-15 ετών. Η διάρκεια της χρονικής ανάλυσης επιδρά σημαντικά στα δεδομένα, στις παραδοχές, στις προβλέψεις και γενικότερα στη δομή του μοντέλου, εξαιτίας της εξάρτησης των διάφορων οικονομικών, κοινωνικών, περιβαλλοντικών και άλλων παραμέτρων από τη χρονική κλίμακα.

Ειδικότερα ο μακροχρόνιος σχεδιασμός εστιάζει στην κάλυψη της μελλοντικής διαχρονικής ζήτησης λαμβάνοντας υπόψη δυνατότητες για μεταβολή και επέκταση του ενεργειακού συστήματος, την είσοδο νέων τεχνολογιών και την απόσυρση παλαιών. Κύρια επιδίωξη του είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους επένδυσης και λειτουργίας, υιοθετώντας περιβαλλοντικά και τεχνολογικά κριτήρια, ενώ εμπεριέχει μεγάλο βαθμό αβεβαιότητας ο οποίος αυξάνει με το εύρος της χρονικής περιόδου. Τα μακροχρόνια μοντέλα αφορούν συνήθως τον ενεργειακό σχεδιασμό μίας χώρας και χρησιμοποιούνται για την κατάστρωση και διαχείριση χαρτοφυλακίων ενεργειακών επενδύσεων, αλλά και ως εργαλεία για τη λήψη πολιτικών αποφάσεων, την υιοθέτηση νομοθετημάτων, τη χάραξη ενεργειακών και περιβαλλοντικών στρατηγικών και συμφωνιών καθώς και ως βάση για τη διαχρονική διείσδυση νέων τεχνολογιών και υπηρεσιών.

Εν κατακλείδι, ο ενεργειακός τομέας συνιστά θεμελιώδη πυλώνα της οικονομίας κάθε χώρας και αναμένεται να παίξει καθοριστικό ρόλο στην βιώσιμη και εξωστρεφή ανάπτυξη της. Η ενέργεια αποτελεί καίριο παραγωγικό συντελεστή σε κάθε δραστηριότητα που αναπτύσσεται στο πλαίσιο μιας οικονομίας, και επομένως ο τρόπος δόμησης, οργάνωσης και ανάπτυξης του ενεργειακού συστήματος έχει πολλαπλές επιπτώσεις στην οικονομική ανάπτυξη. Η εκπόνηση, λοιπόν, ενός μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού, που ανά τακτά χρονικά διαστήματα θα αξιολογείται και θα επικαιροποιείται, αποτελεί ένα απαραίτητο εργαλείο στην πορεία υλοποίησης της αναπτυξιακής πολιτικής της χώρας, καθώς η δρομολόγηση και επιτυχής υλοποίησή του ενεργειακού σχεδιασμού θα επηρεάσει το σύνολο της οικονομικής δραστηριότητας, αλλά και το πλαίσιο διαμόρφωσης τόσο των γεωπολιτικών συνεργασιών, όσο και των επενδυτικών δραστηριοτήτων, σεβόμενος πάντα το επιτακτικό ζήτημα της προστασίας του περιβάλλοντος.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2

Ο ΤΟΜΕΑΣ ΤΗΣ ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗΣ ΣΤΗΝ ΕΛΛΑΔΑ

2.1 Γενικά

Ο τομέας της ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί τον πιο καθοριστικό συνδετικό κρίκο της ενεργειακής αλυσίδας κάθε χώρας. Ο ηλεκτρισμός διαχρονικά συνιστά την πιο ευρέως διαδεδομένη μορφή ενέργειας, συμμετέχοντας στη διεξαγωγή και ανάπτυξη του συνόλου των ανθρωπίνων, βιομηχανικών, οικονομικών και άλλων δραστηριοτήτων. Δικαίως θεωρείται ως βασικός μοχλός της συνολικής ανάπτυξης μίας χώρας, καθώς επίσης και θεμέλιος λίθος για τη βελτίωση του βιοτικού επιπέδου των κατοίκων της. Η ηλεκτροπαραγωγή κατέχει τη σημαντικότερη διάσταση ενός εγχώριου ενεργειακού συστήματος, καθώς είναι ο τομέας μετατροπής και μετασχηματισμού των πρωτογενών μορφών ενέργειας σε ηλεκτρισμό, ο οποίος και διοχετεύεται μέσω του συστήματος μεταφοράς και των δικτύων διανομής στην κατανάλωση, τις τελικές χρήσεις και υπηρεσίες. Στον τομέα της ηλεκτροπαραγωγής περιλαμβάνονται όλες οι παραγωγικές μονάδες, οι οποίες μπορούν να διακριθούν ανάλογα με τη πρωταρχική μορφή ενέργειας και τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούν.

Διεθνώς, όπως και στην Ελλάδα, καταγράφεται μία συνεχής αύξηση της ζήτησης και κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία έχει ενταθεί τις τελευταίες δύο δεκαετίες και συμπορεύεται με τη μεγάλη τεχνολογική, οικονομική και κοινωνική

άνθηση στις περισσότερες περιοχές του πλανήτη. Η ανοδική αυτή τάση είναι άρρηκτα συνδεδεμένη με το σύγχρονο και ιδιαίτερα καταναλωτικό τρόπο ζωής και τις πολλαπλές εφαρμογές του ηλεκτρισμού, ενώ είναι άμεση συνάρτηση της ευρείας χρήσης του ηλεκτρισμού στις υπηρεσίες και τη βιομηχανία, της εισαγωγής νέων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής και της διευρυμένης και ευχερέστερης πρόσβασης μεγάλου μέρους των πληθυσμών στις σχετικές υπηρεσίες.

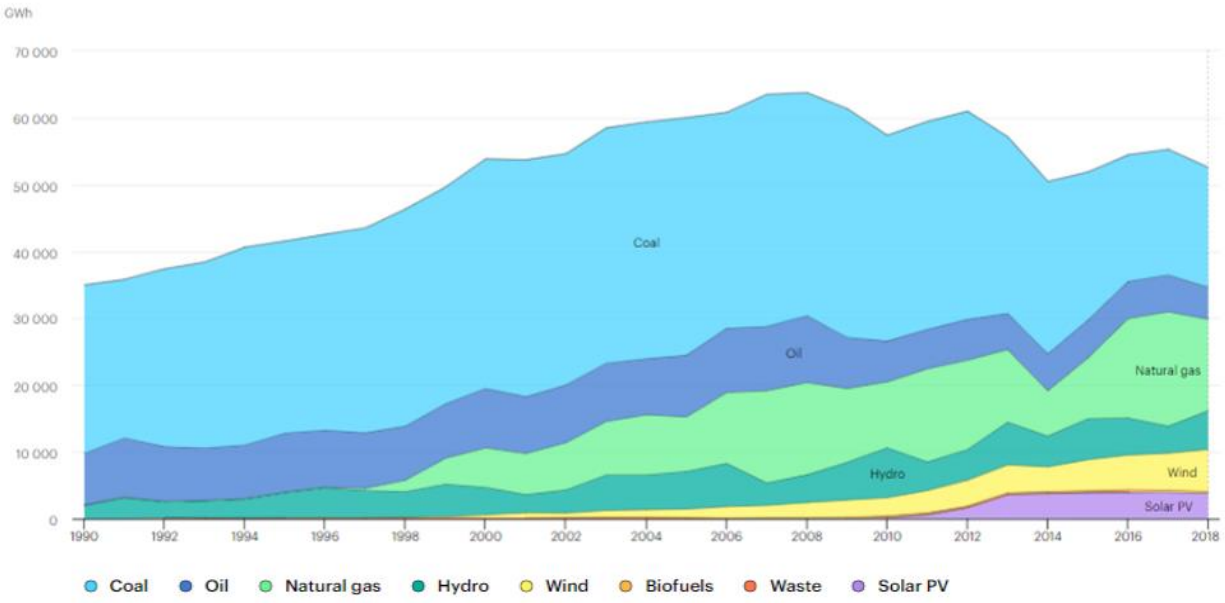
Η ικανοποίηση της κλιμακούμενης ζήτησης αποτελεί ωστόσο ένα απαιτητικό εγχείρημα. Πράγματι πέραν της αυξανόμενης κατανάλωσης υπεισέρχονται και πολλές άλλες εγγενείς και εξωγενείς παράμετροι στο δύσκολο αυτό στοίχημα, στις οποίες καλείται να ανταποκριθεί ο ενεργειακός τομέας της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας.

Ο ελληνικός κλάδος ηλεκτροπαραγωγής άρχισε να εξελίσσεται από το 1950 και έπειτα, οπότε και ιδρύθηκε η Δημόσια Επιχείρηση Ηλεκτρισμού. Η ΔΕΗ αποτέλεσε ένα δημόσιο φορέα που κατείχε το μονοπώλιο και συγκέντρωνε όλες τις δραστηριότητες παραγωγής, μεταφοράς και διανομής της ηλεκτρικής ενέργειας της χώρας. Βασική επιδίωξη της ΔΕΗ αρχικά ήταν να λειτουργήσει υπέρ του δημοσίου συμφέροντος με σκοπό τη χάραξη και εφαρμογή μιας εθνικής ενεργειακής πολιτικής, η οποία στηριζόταν στην εντατική εκμετάλλευση των εγχώριων πηγών ενέργειας και στην ενοποίηση όλων των δικτύων μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε ένα εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα. Τα πλούσια λιγνιτικά κοιτάσματα του ελληνικού υπεδάφους άρχισαν να εξορύσσονται και να χρησιμοποιούνται ως καύσιμη ύλη στις λιγνιτικές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής που δημιουργούσε η ΔΕΗ. Ταυτόχρονα, ξεκίνησε και η αξιοποίηση της δύναμης των υδάτων με την κατασκευή υδροηλεκτρικών σταθμών στα μεγαλύτερα ποτάμια της χώρας. Τέλος οι ηλεκτρικές ανάγκες στο σύνολο των νησιών καλύφθηκαν με την εγκατάσταση αυτόνομων και τοπικών θερμικών μονάδων παραγωγής, οι οποίες ως καύσιμο χρησιμοποιούσαν μαζούτ ή ντίζελ.

2.2 Η ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα

Ο ελληνικός τομέας ηλεκτροπαραγωγής αναπτύσσεται σταδιακά και την τελευταία δεκαετία έχει ξεκινήσει η μεταβολή της σύστασής του, υιοθετώντας μια νέα ενεργειακή στρατηγική και καινούριους κανόνες. Καταβάλλεται μια συνεχής προσπάθεια αξιοποίησης του δυναμικού των ΑΠΕ, με σκοπό την ικανοποίηση των δεσμεύσεων της χώρας για την υψηλότερη διείσδυση αυτών στο ελληνικό ενεργειακό σύστημα, αλλά και την αξιοποίηση του εγχώριου δυναμικού για την διασφάλιση της ενεργειακής επάρκειας της χώρας. Η έμφαση δίνεται σε τεχνολογίες υψηλής εμπορικής ωριμότητας και εγχώριου δυναμικού (π.χ. αιολικά και φωτοβολταϊκά πάρκα, καύση βιομάζας, μικρά υδροηλεκτρικά κ.τ.λ.), οι οποίες έχουν προσελκύσει υψηλό επενδυτικό ενδιαφέρον. Ταυτόχρονα ολοκληρώνεται η διαδικασία αναμόρφωσης και ενίσχυσης του μηχανισμού στήριξης των ΑΠΕ, σε εφαρμογή των οδηγιών της Ευρωπαϊκής Ένωσης, ώστε να αυξηθεί η επενδυτική εμπιστοσύνη για έργα ΑΠΕ στην χώρα. Οι καινούριες συνθήκες, οι απαιτητικοί στόχοι και οι υποχρεώσεις της Ελλάδας ασκούν καίρια επιρροή στη δομή και κυρίως στην επέκταση του εθνικού ηλεκτρικού συστήματος. Η επιρροή αυτή γίνεται άμεσα αντιληπτή από το ακόλουθο διάγραμμα

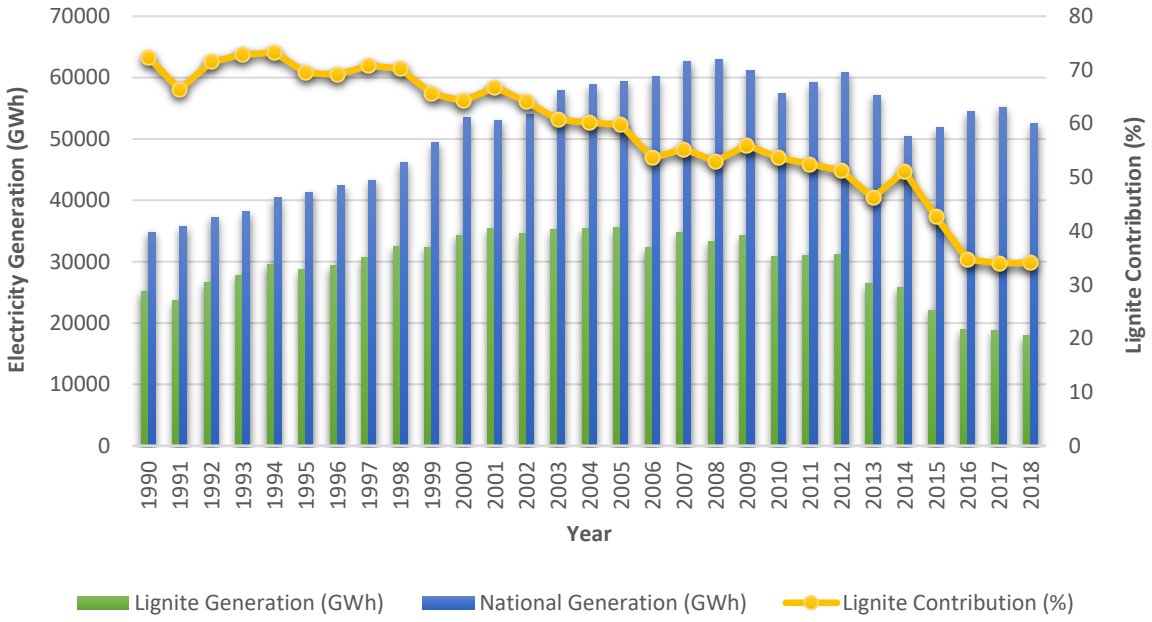
όπου αποτυπώνεται η εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρισμού και σύστασης του ενεργειακού μίγματος.



Σχήμα 2.1: Εξέλιξη της ηλεκτρικής παραγωγής στην Ελλάδα την περίοδο 1990-2018 (IEA, 2020a)

Παρατηρούμε λοιπόν ότι η ακαθάριστη παραγωγή ηλεκτρικής ενάργειας παρουσιάζει αύξηση κατά 50% από το 1990 έως το 2018, όπου και αγγίζει τις 52,575 TWh. Όπως αναμενόταν πρωτεύοντα ρόλο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας στον Ελλαδικό χώρο διαδραματίζει ο λιγνίτης. Ωστόσο η παραγωγή με βάση τον λιγνίτη παρουσιάζει μείωση από 25,166 TWh το 1990 σε 17,907 TWh το 2018, γεγονός που εξηγείται από την διείσδυση του φυσικού αερίου, καθώς επίσης και από την ισχυροποίηση των ΑΠΕ στο μίγμα ηλεκτρικής ενέργειας. Το φυσικό αέριο, το οποίο πρωτοεμφανίστηκε το 1995, και οι ΑΠΕ που άρχισαν να εμφανίζονται σαν υπολογίσιμη πηγή παραγωγής ηλεκτρισμού στο τέλος της δεκαετίας του 90, κατέχουν το 2018 το 26% (13,649 TWh) και 19.8% (10,417 TWh) του ενεργειακού μίγματος αντίστοιχα. Το μερίδιο των πετρελαϊκών προϊόντων, που αρχικά εμφάνιζε μια σταθερή συμμετοχή στο μίγμα, η οποία οφείλεται κατά μεγάλο ποσοστό στην αποκλειστική χρήση τους στους ηλεκτροπαραγωγικούς σταθμούς των μη διασυνδεδεμένων νησιών, την τελευταία δεκαετία παρουσιάζει σταδιακή μείωση, η οποία το 2018 φτάνει στις 4,788 TWh. Το υπόλοιπο της παραγωγής προέρχεται από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, το μερίδιο των οποίων μεταβάλλεται αρκετά λόγω των διακυμάνσεων της ετήσιας υδραυλικότητας, φθάνοντας το 2010 τη μέγιστη τιμή όλων των ετών -σε απόλυτο και σχετικό μέγεθος- δηλαδή τις 7,485 TWh, ενώ το 2018 κυμάνθηκε σε χαμηλότερη τιμή περί τις 5,814 TWh (συμπεριλαμβανομένης και της ενέργειας από άντληση). Τέλος οι ΑΠΕ, με κυρίαρχες την αιολική και την ηλιακή ενέργεια αρχίζουν στις αρχές του 21^{ου} αιώνα, με μεγάλη καθυστέρηση και σχετικά μικρό ρυθμό διείσδυσης, να συμμετέχουν στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, προσφέροντας το 2018 περίπου 10,417 TWh, αποτελώντας το 19.8% του μίγματος ηλεκτρικής παραγωγής.

Εστιάζοντας στην κύρια εγχώρια πηγή ενέργειας στην ηλεκτροπαραγωγή, τον λιγνίτη, παρατίθεται το ακόλουθο διάγραμμα στο οποίο απεικονίζεται η διαχρονικά εξελισσόμενη συμμετοχή του στη συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας καθώς επίσης και η διακύμανσή της για την περίοδο 1990 έως 2018. Οι εγχώριοι λιγνίτες διαδραμάτιζαν ιστορικά σημαντικό ρόλο στην ελληνική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και αντιπροσώπευαν σχεδόν το 70% της συνολικά παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, η κυριαρχία τους έχει περιοριστεί την τελευταία δεκαετία λόγω της μείωσης της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας, εξαιτίας της οικονομικής ύφεσης, αλλά και λόγω της αυξανόμενης διείσδυσης των ΑΠΕ στην ηλεκτροπαραγωγή, κυρίως της αιολικής και ηλιακής ενέργειας, καθώς επίσης και του φυσικού αερίου. Παρατηρούμε λοιπόν πως αν και ο λιγνίτης κατείχε πρωτεύοντα ρόλο στο ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής, την τελευταία δεκαετία παρουσιάζει μια σταδιακή πτωτική τάση στη συνεισφορά του στο ενεργειακό μίγμα.



Σχήμα 2.2: Διαχρονική εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και της συμμετοχής του λιγνίτη στην ηλεκτροπαραγωγή (IEA, 2020)

Η ανάσχεση της συνεισφοράς των λιγνιτικών μονάδων στο εγχώριο ενεργειακό μίγμα γίνεται άμεσα αντιληπτή αν εξετάσουμε την εξέλιξη της καθαρής παραγωγής ηλεκτρισμού. Συγκεκριμένα, κατά την τελευταία τετραετία η καθαρή λιγνιτική παραγωγή εμφάνισε μείωση της τάξης του 30,2%, όπου το 2019 ανέρχεται στις 10,4 TWh, με συμμετοχή μόλις στο 18,1%, από τις 14,9 TWh το 2016. Η καθαρή ενέργεια που προέρχεται από πετρελαϊκά προϊόντα διατηρεί μια σταθερή πορεία και το 2019 είναι 4,5 TWh (7,9%). Αντίθετα το φυσικό αέριο παρουσιάζει συνεχή ανοδική πορεία, παράγοντας ηλεκτρική ενέργεια ύψους 16,2 TWh το 2019 έναντι 14,1 TWh to 2018 και εντείνει τη συμμετοχή του στο ηλεκτρικό μίγμα με ποσοστό 28.2%. Παράλληλα η συμμετοχή των ΑΠΕ εμφανίζει σταθερή αύξηση από 11,1 TWh το 2018 στις 12,2 TWh

το 2019 και το μερίδιο τους στο μίγμα φθάνει το 21,2%, ενώ διαχρονικά οι μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες, ευάλωτες στις καιρικές διακυμάνσεις, συμβάλλουν ελάχιστα στην καθαρή παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, με ποσοστό της τάξης του 5.8% το 2019. Τέλος τα τελευταία τέσσερα χρόνια σημαντικό ποσό της ζήτησης ικανοποιήθηκε από εισαγωγές ηλεκτρικού φορτίου, ενώ το ισοζύγιο των εισαγωγών-εξαγωγών το 2019 ανήλθε στις 10,8 TWh, κατέχοντας τη δεύτερη θέση στο μίγμα ηλεκτρικής ενέργειας.

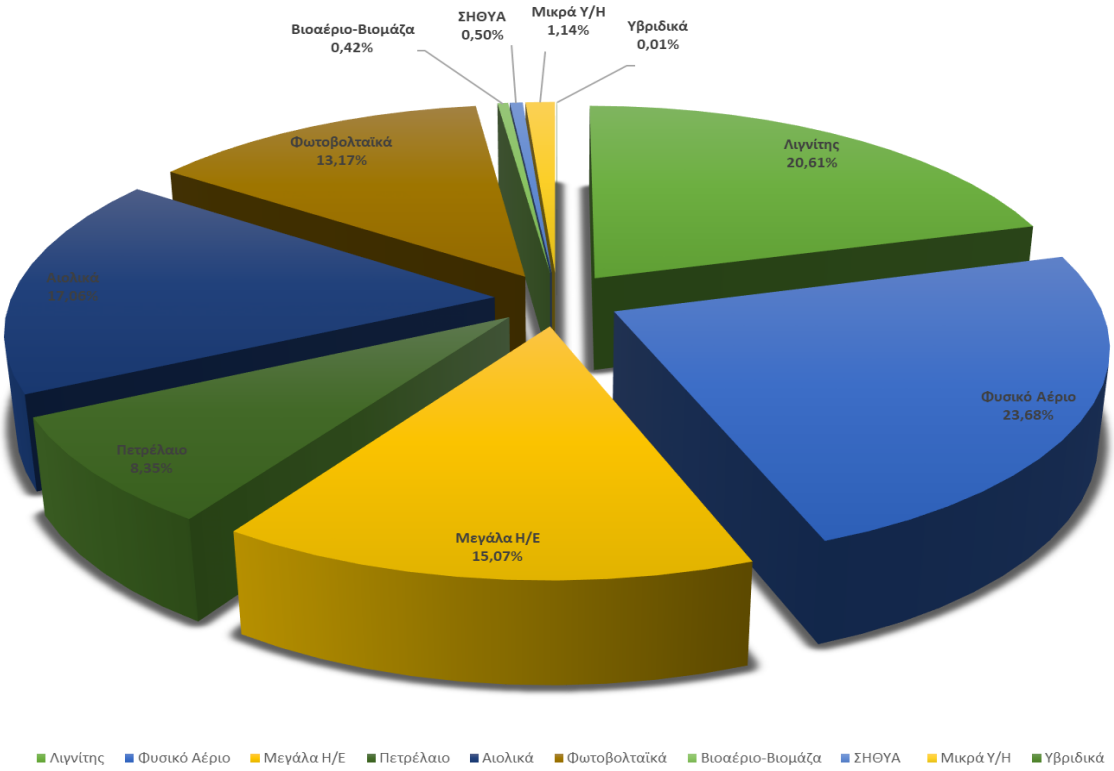
Πίνακας 2.1: Εξέλιξη της καθαρής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στον ελληνικό τομέα ηλεκτροπαραγωγής και ισοζύγιο εισαγωγών εξαγωγών τη χρονική περίοδο 2016-2019 (ΑΔΜΗΕ, 2016, 2017b, 2018b, 2019c; EnEx, 2020; ΔΑΠΕΕΠ, 2020a, 2020b; ΔΕΔΔΗΕ, 2020b)

Μορφή Ενέργειας	2016		2017		2018		2019	
	TWh	%	TWh	%	TWh	%	TWh	%
Λιγνίτης	14,9	26,7	16,4	28,8	14,9	26,6	10,4	18,1
Πετρέλαιο	4,6	8,3	4,8	8,5	4,6	8,2	4,5	7,9
Φυσικό Αέριο	12,5	22,4	15,4	27,1	14,1	25,2	16,2	28,2
Υδροηλεκτρικά	4,8	8,7	3,5	6,1	5,1	9,0	3,4	5,8
ΑΠΕ	10,2	18,3	10,6	18,6	11,1	19,8	12,2	21,2
Εισαγωγές-Εξαγωγές	8,8	15,7	6,2	11,0	6,2	11,1	10,8	18,7
Σύνολο	**55,84**	**100,00**	**56,88**	**100,00**	**56,03**	**100,00**	**57,55**	**100,00**

Ο εγχώριος κλάδος της ηλεκτροπαραγωγής χαρακτηρίζεται από πολλές ιδιαιτερότητες και προβλήματα που τον διαφοροποιούν αρκετά από αντίστοιχους άλλων χωρών. Κύρια ιδιομορφία του είναι ότι αποτελείται από δύο διακριτά υποσυστήματα, το κεντρικό-διασυνδεδεμένο ηλεκτρικό δίκτυο, το οποίο καλύπτει την ηπειρωτική χώρα και τα απομονωμένα ηλεκτρικά μη διασυνδεδεμένα δίκτυα των νησιών του Αιγαίου πελάγους. Ταυτόχρονα οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής ποικίλουν ανάλογα με την τεχνολογία που χρησιμοποιούν για την ικανοποίηση του ζητούμενου ηλεκτρικού φορτίου και η περιοχή εγκατάστασης τους σε όλο το εύρος της χώρας επηρεάζεται από την προσβασιμότητά τους στην πηγή καυσίμου ή την ύπαρξη ανανεώσιμης ενέργειας. Άμεσο απότοκο αυτού είναι να παρουσιάζεται ανομοιόμορφη κατανομή των μονάδων αυτών σε σχέση με τον καταμερισμό της ζήτησης ενέργειας, αποτελώντας μία σημαντική τροχοπέδη του ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος.

Η συνολική εγκατεστημένη ισχύς του εγχώριου ηλεκτρικού συστήματος ανέρχεται περίπου σε 21 GW το 2019. Την υφιστάμενη κατάσταση του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας απαρτίζουν 4,34 GW λιγνιτικών μονάδων, αποτελώντας το 20,61% της συνολικής ισχύος, ενώ οι σταθμοί του φυσικού αερίου αποτελούν το 23,68% με συνολική δυναμικότητα 4,98 GW. Οι νησιωτικές πετρελαϊκές μονάδες αντιπροσωπεύουν το 8,35% της συνολικής ισχύος με 1,76 GW και οι μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες κατέχουν το 15,07% με 3,17 GW. Το σύνολο των ΑΠΕ συγκεντρώνει το 32,3% και ειδικότερα η ισχύς των αιολικών πάρκων είναι 3,6 GW με 17,06% συμμετοχή, τα φωτοβολταϊκά διαθέτουν ισχύ 2,77 GW και 13,17% μερίδιο στη συνολική ισχύ, τα μικρά υδροηλεκτρικά έχουν ισχύ 240,56 MW, ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των υβριδικών σταθμών και των μονάδων αξιοποίησης βιοαερίου φθάνει μόλις

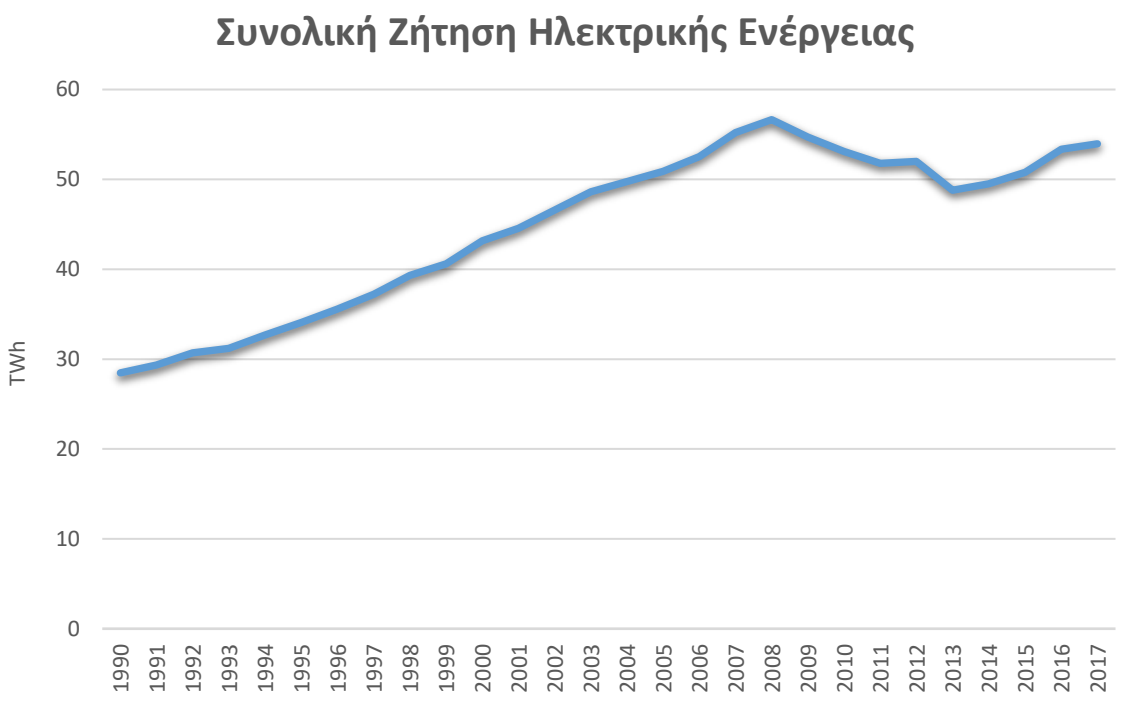
τα 2,95 και 87,88 MW αντίστοιχα. Στο παρακάτω διάγραμμα συνοψίζεται το υφιστάμενο δυναμικό ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία.



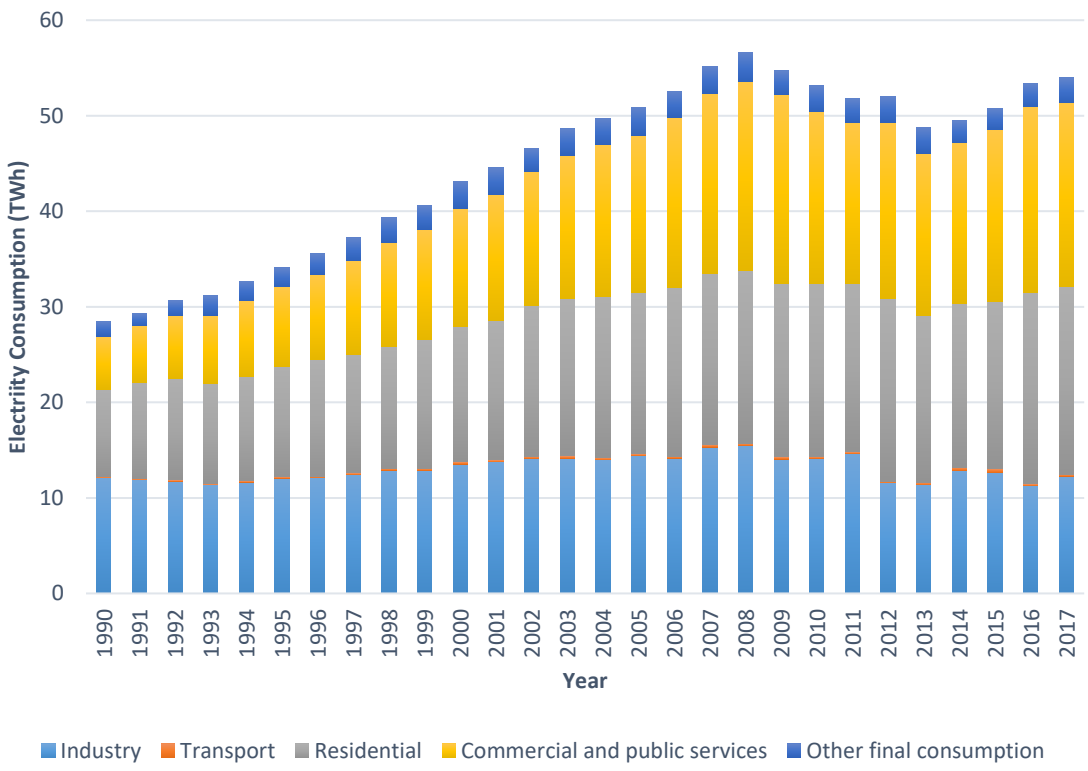
Σχήμα 2.3: Υφιστάμενο μίγμα εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτροπαραγωγής (ΑΔΜΗΕ, 2019; EnEx, 2020; ΔΑΠΕΕΠ, 2020a, 2020b; ΔΕΔΔΗΕ, 2020)

Τις τελευταίες δεκαετίες η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα έχει αυξηθεί με πολύ υψηλούς ρυθμούς, με αποκορύφωμα το 2008 όπου και πήρε τη μέγιστη τιμή της 56.6 TWh, παρουσιάζοντας αύξηση της τάξεως του 99% σε σύγκριση με το 1990. Ωστόσο έπειτα από μια μακρά περίοδο συνεχών αυξήσεων, η ζήτηση άρχισε να εμφανίζει σταδιακή μείωση, ως άμεσο επακόλουθο της παγκόσμιας οικονομικής κρίσης, με εξαίρεση τα τελευταία 3 χρόνια που παρουσιάζει σημάδια ανάκαμψης.

Οι μεταβολές στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας οφείλονται σε διάφορες κοινωνικοοικονομικές συνθήκες. Η μετατόπιση της οικονομικής δραστηριότητας προς τον τομέα των υπηρεσιών και η βελτίωση του βιοτικού επιπέδου (έως το 2008) είχαν ως αποτέλεσμα τη σημαντική αύξηση της κατανάλωσης ηλεκτρισμού. Αξίζει να σημειωθεί πως πρωτεύοντα ρόλο στη ραγδαία αυτή άνοδο της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας κατέχουν ο οικιακός και ο τριτογενής τομέας, όπως φανερώνεται και από τα ακόλουθα διαγράμματα.



Σχήμα 2.4: Εξέλιξη της Συνολικής Ζήτησης Ηλεκτρικής Ενέργειας κατά την περίοδο 1990 – 2017



Σχήμα 2.5: Διαχρονική εξέλιξη της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ανά τομέα

Πράγματι την περίοδο 1990-2017, ο οικιακός τομέας κατέχει κυρίαρχο ρόλο στη ζήτηση, καθώς διπλασίασε την κατανάλωση ηλεκτρισμού από 9.1 TWh σε 19.2 TWh. Η συμμετοχή της βιομηχανίας στην τελική κατανάλωση ενέργειας, από την άλλη μεριά, μειώνεται από το 42% το 1990 στο 23% το 2017, ως αποτέλεσμα της αποβιομηχάνισης, δηλαδή της σταδιακής μετατόπισης της ελληνικής οικονομίας προς τον τομέα της παροχής υπηρεσιών. Επακολούθως η βιομηχανία αν και ήταν ο μεγαλύτερος καταναλωτής μέχρι και τα τέλη του 1990, υποχώρησε το 2017 στην 3η θέση με 12.3 TWh, εμφανίζοντας παρά ταύτα μια διαχρονική σταθερή ζήτηση. Παράλληλα ο τριτογενής και δημόσιος τομέας (εμπορικές χρήσεις, δημόσιες και δημοτικές αρχές) σχεδόν τετραπλασίασαν τη ζήτηση τους το 2017, καταναλώνοντας 19.2 TWh και αποτελούν πλέον τον έτερο μεγαλύτερο καταναλωτή ηλεκτρικής ενέργειας.

2.3 Το Ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας

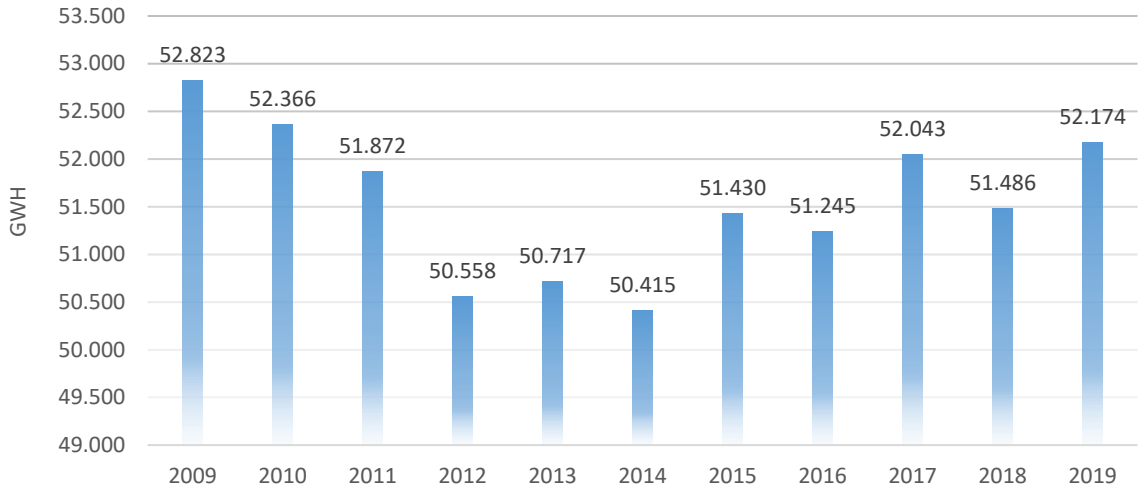
Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ) ορίζουμε το σύνολο των εγκαταστάσεων και των μέσων που χρησιμοποιούνται για την παροχή ηλεκτρικής ενέργειας σε εξυπηρετούμενες περιοχές κατανάλωσης. Βασικές προϋποθέσεις καλής λειτουργίας ενός ΣΗΕ είναι να παρέχει ηλεκτρική ενέργεια οπουδήποτε υπάρχει ζήτηση με το ελάχιστο δυνατό κόστος και τις ελάχιστες οικολογικές επιπτώσεις, εξασφαλίζοντας σταθερή τάση, σταθερή συχνότητα και υψηλή αξιοπιστία τροφοδότησης.(Βουρνάς και Κονταξής, 2010)

Το Ελληνικό ΣΗΕ διακρίνεται στο εθνικό διασυνδεδεμένο σύστημα και στο νησιωτικό σύστημα που αποτελείται από αυτόνομα νησιωτικά συστήματα. Κάθε σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας συνίσταται από τους σταθμούς παραγωγής, το σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας και το σύστημα διανομής.

2.3.1 Διασυνδεδεμένο σύστημα

Το εγχώριο διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας καλύπτει το σύνολο του ηπειρωτικού τμήματος της χώρας και των διασυνδεδεμένων με αυτό νήσων (Εύβοια, Ιόνια νησιά, Άνδρος, Τήνος, Κέα, Σποράδες), δηλαδή περιοχές στις οποίες βρίσκεται συγκεντρωμένο περίπου το 90% του πληθυσμού της Ελλάδας. Το διασυνδεδεμένο σύστημα είναι καλά ανεπτυγμένο και έχει διασυνδέσεις με όλες τις γειτονικές χώρες. Ωστόσο το διασυνδεδεμένο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας δεν είναι επαρκώς κατανεμημένο. Κύριο χαρακτηριστικό του είναι η γεωγραφική ανισορροπία μεταξύ παραγωγής και κατανάλωσης, καθώς παρουσιάζει μεγάλη συγκέντρωση σταθμών παραγωγής στο βόρειο τμήμα της χώρας, ενώ το κύριο κέντρο κατανάλωσης βρίσκεται στο νότιο τμήμα. Πράγματι η έντονη γεωγραφική ανισορροπία γίνεται άμεσα αντιληπτή αφού το 68% της ηλεκτροπαραγωγής πραγματοποιείται στην Βόρεια Ελλάδα, τη στιγμή που το 33% της κατανάλωσης είναι στην περιοχή της Αττικής (Υπουργείο Ανάπτυξης, 2017). Παράλληλα είναι πασιφανές πως η πλειοψηφία της συνολικής ζήτησης και κατανάλωσης ηλεκτρισμού προέρχεται και ικανοποιείται από το κεντρικό σύστημα της χώρας. Εστιάζοντας στην τελευταία δεκαετία παρουσιάζεται

παρακάτω η εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρισμού για την περίοδο 2009-2019, η οποία εμφανίζει διακυμάνσεις φθάνοντας τις 52,2 TWh (ΑΔΜΗΕ, 2019c).



Σχήμα 2.6: Εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα κατά την περίοδο 2009 – 2019 (ΑΔΜΗΕ, 2020b)

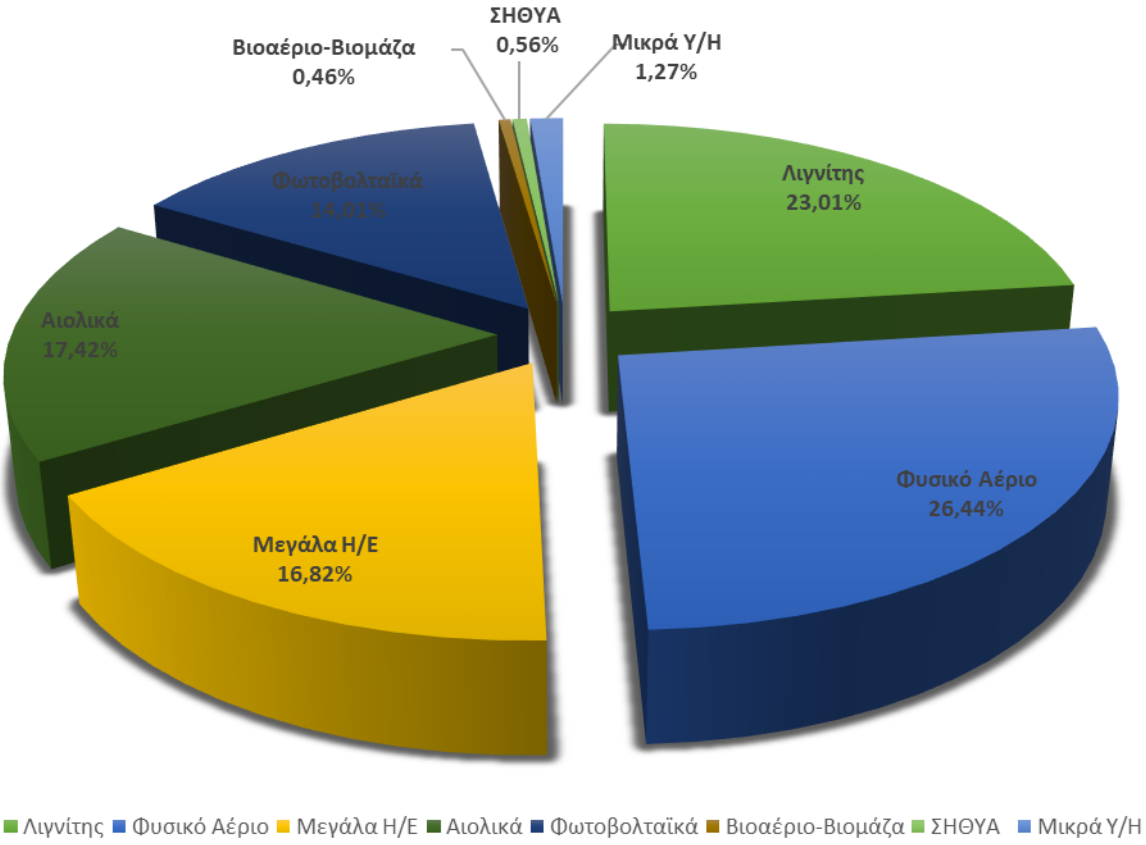
2.3.1.1 Σύστημα παραγωγής

Πρωταρχικής σημασίας σε ένα σύστημα ηλεκτρισμού είναι αδιαμφισβήτητα οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, που είναι κατανεμημένες στην ηπειρωτική χώρα και συντελούν στην κάλυψη των καθημερινών ενεργειακών απαιτήσεων. Η ηλεκτροπαραγωγή του εθνικού διασυνδεδεμένου συστήματος στηρίζεται σε θερμικές μονάδες με καύσιμα τον λιγνίτη και το φυσικό αέριο, συμπεριλαμβανομένου και της συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης με φυσικό αέριο, σε μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες, ενώ ραγδαία αύξηση τα τελευταία χρόνια παρουσιάζει και η συνεισφορά των ΑΠΕ στη σύσταση του ηλεκτρικού μίγματος μέσω κυρίως αιολικών πάρκων, φωτοβολταϊκών σταθμών, μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών και σταθμών καύσης βιομάζας ή βιοαερίου. Επιπλέον, περιλαμβάνονται και σταθμοί συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ).

Πίνακας 2.2: Υφιστάμενη Κατάσταση του Συστήματος Ηλεκτροπαραγωγής ανά τεχνολογία (1/10/2019) (ΑΔΜΗΕ, 2019b)

	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	**(%)**
Θερμικές Μονάδες	9.319,3	50,5
Υδροηλεκτρικές Μονάδες με ταμιευτήρα	3.170,7	17,2
ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ	5.962,1	32,3
ΣΥΝΟΛΟ	18.452,10	100,0

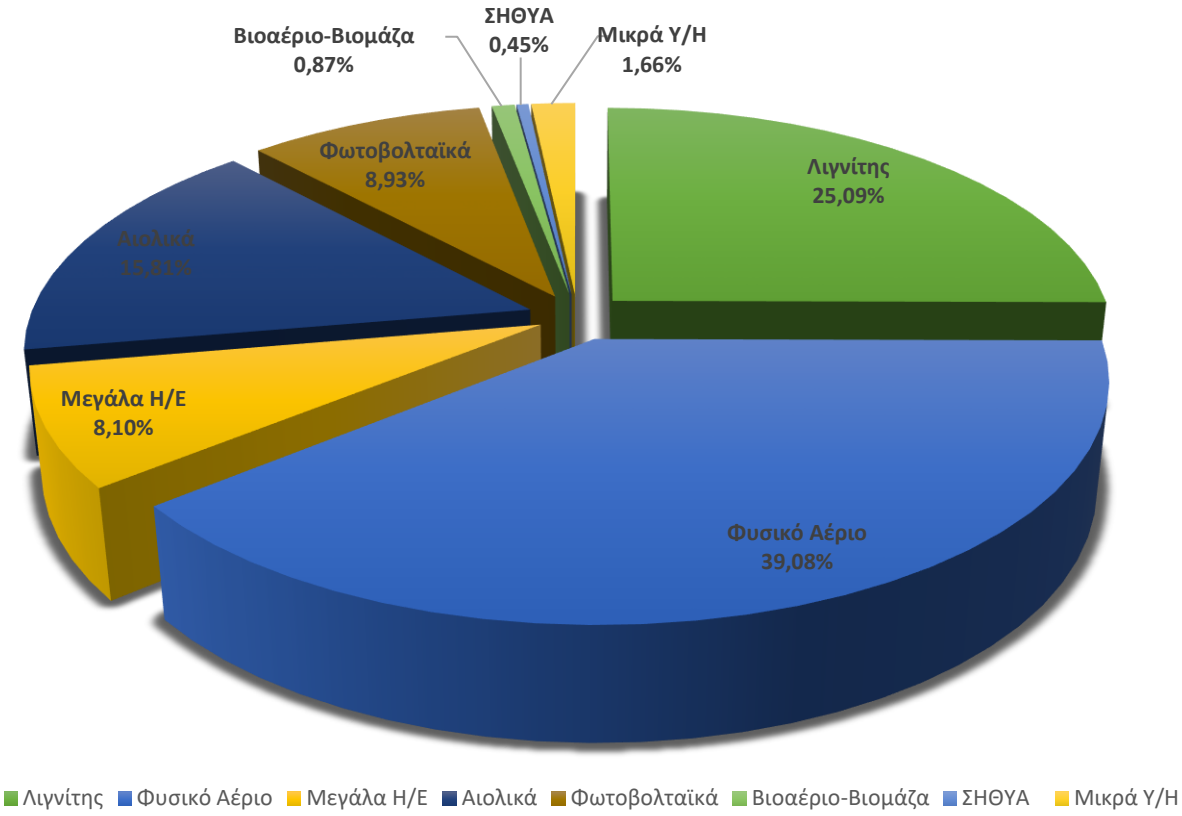
Εστιάζοντας στο 2019, η δυναμικότητα του ηπειρωτικού ηλεκτρικού συστήματος ανέρχεται περίπου σε 18,8 GW, αποτελώντας το 89,6% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος της επικράτειας. Η εγκαταστημένη ισχύς των λιγνιτικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι ίση με 4,34 GW, αντιπροσωπεύοντας το 23% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος, ενώ το 26,4% καταλαμβάνεται από μονάδες φυσικού αερίου αθροιστικής ισχύος 4,98 GW, όντας η πρώτη πλέον ηλεκτροπαραγωγική τεχνολογία της χώρας από άποψη ισχύος. Τα μεγάλα υδροηλεκτρικά εργοστάσια αντιστοιχούν στο 16,8% του μίγματος (3,17 GW). Το υπόλοιπο μέρος της ισχύος, που αθροίζεται στο 33,73%, μοιράζεται μεταξύ των ΑΠΕ και αποτελείται από 3,28 GW αιολικών πάρκων, 240,26 MW μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών, 86,89 MW μονάδων βιοαερίου, 105,47 MW ΣΗΘΥΑ και 2,64 GW φωτοβολταϊκών πάρκων.



Σχήμα 2.7: Υφιστάμενο μίγμα εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτροπαραγωγής στο διασυνδεδεμένο σύστημα (ΑΔΜΗΕ, 2019b; EnEx, 2020; ΔΑΠΕΕΠ, 2020a, 2020b; ΔΕΔΔΗΕ, 2020)

Στο διασυνδεδεμένο σύστημα στα τέλη του 2019, το μίγμα ηλεκτροπαραγωγής ανήλθε στις 41,52 TWh, εκ των οποίων το 39,08%, δηλαδή οι 16,23 TWh, προήλθαν από φυσικό αέριο, εκθρονίζοντας το λιγνίτη από την κυρίαρχη θέση του, που ακολουθεί καλύπτοντας το 25,09%, με 10,42 TWh. Εν συνεχεία με μικρό μερίδιο έρχονται οι υδροηλεκτρικές μονάδες που αντιπροσωπεύουν το 8,1% (3,36 TWh), ενώ οι ΑΠΕ προσφέρουν το 27,73% της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, που έρχεται σε πλήρη εναρμόνιση με τους εθνικούς ενεργειακούς στόχους και την ευρωπαϊκή πολιτική. Η

συνεισφορά των ΑΠΕ διακρίνεται σε 6,57 TWh αιολική παραγωγής, 3,71 TWh ηλιακής ενέργειας, και σε μικρότερο μερίδιο σε παραγωγή 362,36 GWh, 186,49 GWh και 689,83 GWh μονάδων βιοαερίου, ΣΗΘΥΑ και μικτών υδροηλεκτρικών εργοστασίων αντίστοιχα.



Σχήμα 2.8: Υφιστάμενο μίγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα (ΑΔΜΗΕ, 2019b; EnEx, 2020; ΔΑΠΕΕΠ, 2020a, 2020b; ΔΕΔΔΗΕ, 2020)

Οι τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής οι οποίες απαντώνται στο ηπειρωτικό σύστημα διακρίνονται σε (Γεωργίου, 2010):

- ατμοηλεκτρικούς σταθμούς καύσης λιγνίτη και φυσικού αερίου συμβατικής τεχνολογίας (ατμοστρόβιλοι)
- αεριοστροβιλικές μονάδες φυσικού αερίου ανοικτού, κλειστού και συνδυασμένου κύκλου
- μονάδες ΣΗΘΥΑ φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου
- συμβατικά υδροηλεκτρικά εργοστάσια και αναστρέψιμοι σταθμοί με αντλησιοταμίευση
- μονάδες ΣΗΘΥΑ με μηχανές εσωτερικής καύσης βιοαερίου
- λοιπές τεχνολογίες ΑΠΕ όπως ανεμογεννήτριες, μικρά υδροηλεκτρικά και φωτοβολταϊκά.

Η πλειονότητα του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής (51% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος) αποτελείται από θερμικές μονάδες, οι οποίες περιλαμβάνουν λιγνιτικές μονάδες και μονάδες φυσικού αερίου. Οι μονάδες αυτές καλύπτουν το μεγαλύτερο μέρος της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας (56,4% για το 2018).

Οι κύριοι λιγνιτικοί σταθμοί βρίσκονται στην περιοχή της Πτολεμαΐδας, στη βόρεια Ελλάδα και στη περιοχή της Μεγαλόπολης, στην Πελοπόννησο. Οι μονάδες φυσικού αερίου βρίσκονται κυρίως κοντά στην περιοχή της πρωτεύουσας, όπου συγκεντρώνεται περίπου το 30% της συνολικής κατανάλωσης του συστήματος.

Ο στόλος των θερμικών μονάδων μπορεί να χαρακτηριστεί πεπαλαιωμένος σε γενικές γραμμές, αφού σχεδόν οι μισές μονάδες έχουν συμπληρώσει πάνω από είκοσι χρόνια λειτουργίας, αν και την τελευταία δεκαετία τέθηκαν σε εμπορική λειτουργία πέντε νέες μονάδες συνδυασμένου κύκλου συνολικής καθαρής ισχύος 2115 MW και μία κατανεμόμενη μονάδα ΣΗΘΥΑ καθαρής ισχύος 334 MW.

Σήμερα, 3 θερμικοί σταθμοί συνολικής ισχύος 2150 MW έχουν ζητήσει και λάβει Προσφορά Σύνδεσης, που παραμένει σε ισχύ, όπως φαίνεται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 2.3: Αδειοδοτημένες Θερμικές Μονάδες στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα με Προσφορά Σύνδεσης σε ισχύ (Δεκέμβριος 2019) (ΑΔΜΗΕ, 2019b)

Παραγωγός	Μονάδα Παραγωγής	Ισχύς (MW)
ΔΕΗ	Πτολεμαΐδα V	660
Μυτιλιναίος	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου ΙΙ	826
ΤΕΡΝΑ	ΘΗΣ ΒΙ.ΠΕ. Κομοτηνής	665

Στα πλαίσια της υφιστάμενης νομοθεσίας και των Ειδικών Όρων των Αδειών Παραγωγής των νέων μονάδων της, η ΔΕΗ Α.Ε. οφείλει να αποσύρει ή να θέσει σε καθεστώς εφεδρείας εκτάκτων αναγκών πεπαλαιωμένες μονάδες ισόποσης ισχύος. Για το σκοπό αυτό η ΔΕΗ Α.Ε. είχε προτείνει ένα εκτεταμένο πρόγραμμα αποσύρσεων, το οποίο έχει ήδη εγκριθεί από τη Ρυθμιστική Αρχή Ενέργειας (ΡΑΕ). Στα πλαίσια συμμόρφωσης λοιπόν με την οδηγία 2010/75/ΕΕ, η ΔΕΗ Α.Ε. σύμφωνα με το Μεταβατικό Εθνικό Σχέδιο Μείωσης Εκπομπών (ΜΕΣΜΕ) έχει προαναγγείλει:

- την απένταξη των Μονάδων ΙΙΙ και IV του ΑΗΣ Καρδιάς
- τον περιορισμό της λειτουργίας των Μονάδων Ι – ΙΙ του ΑΗΣ Αμυνταίου και Ι, ΙΙ, ΙΙΙ και IV του ΑΗΣ Καρδιάς κατά την περίοδο 2016-2023 και οριστική απόσυρση τους μετά τη διέλευση αυτής της περιόδου
- την υλοποίηση των απαραίτητων περιβαλλοντικών επενδύσεων στις Μονάδες Ι – V του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου με σκοπό τη μείωση τόσο των εκπομπών NOx, όσο και των εκπομπών SO_2.

Στο πλαίσιο του υπό διαβούλευση Εθνικού Σχεδίου για την Ενέργεια και το Κλίμα, τίθεται πλέον ως δεσμευτικός στόχος η πλήρης απολιγνιτοποίηση του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής μέχρι το 2028, με το σύνολο των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων να αποσύρονται μέχρι το τέλος του 2023.(ΑΔΜΗΕ, 2019b)

Πίνακας 2.4:Υφιστάμενοι θερμικοί σταθμοί στο διασυνδεδεμένο σύστημα (ΑΔΜΗΕ, 2019b)

Καύσιμο	Τύπος μονάδας	Παραγωγός	Μονάδα Παραγωγής	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Καθαρή Ισχύς (MW)
Λιγνίτης	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Άγιος Δημήτριος I	300	274
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Άγιος Δημήτριος II	300	274
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Άγιος Δημήτριος III	310	283
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Άγιος Δημήτριος IV	310	283
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Άγιος Δημήτριος V	375	342
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Αμύνταιο I	300	273
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Αμύνταιο II	300	273
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Καρδιά I	300	271
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Καρδιά II	300	271
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Καρδιά III	306	280
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Καρδιά IV	306	280
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Μεγαλόπολη III	300	255
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Μεγαλόπολη IV	300	256
	Ατμοστρόβιλος	ΔΕΗ	Μελίτη I	330	289
Φυσικό Αέριο	Αεριοστρόβιλος ανοικτού κύκλου	ΗΡΩΝ Θερμοηλεκτρική	ΗΡΩΝ I	49,5	49,3
	Αεριοστρόβιλος ανοικτού κύκλου	ΗΡΩΝ Θερμοηλεκτρική	ΗΡΩΝ II	49,5	49,3
	Αεριοστρόβιλος ανοικτού κύκλου	ΗΡΩΝ Θερμοηλεκτρική	ΗΡΩΝ III	49,5	49,3
	Συνδυασμένου κύκλου	ΔΕΗ	Αλιβέρι V	426,9	417
	Συνδυασμένου κύκλου	ΔΕΗ	ΜΣΚ Κομοτηνής	484,6	476,3
	Συνδυασμένου κύκλου	ΔΕΗ	Λαύριο IV (Μεγάλη ΜΣΚ)	560	550,2
	Συνδυασμένου κύκλου	ΔΕΗ	Λαύριο V (Νέα ΜΣΚ)	385,2	377,6
	Συνδυασμένου κύκλου	ΔΕΗ	Μεγαλόπολη V	500	500
	Συνδυασμένου κύκλου	ELPEDISON Ενεργειακή	ΜΣΚ ΕΝΘΕΣ	408,4	400,3
	Συνδυασμένου κύκλου	ΗΡΩΝ II Θερμοηλεκτρικός Σταθμός Βοιωτίας	ΜΣΚ ΗΡΩΝ II	432	422,1
	Συνδυασμένου κύκλου	Κόρινθος POWER	MSK Αγ. Θεοδώρων	436,6	433,5
	Συνδυασμένου κύκλου	ELPEDISON Ενεργειακή	ΜΣΚ Θίσβης	421,6	410
	Συνδυασμένου κύκλου	Protergia S.A.	ΜΣΚ Αγ. Νικολάου	444,5	432,7
	ΣΗΘΥΑ	ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	ΘΗΣ Αλουμινίου	334	334

Παράλληλα καίρια είναι η παρουσία των υδροηλεκτρικών μονάδων στο Ελληνικό σύστημα παραγωγής. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί εντοπίζονται κυρίως στη Δυτική και Βόρεια Ελλάδα. Ενώ η εγκατεστημένη ισχύς των υδροηλεκτρικών μονάδων στο Ελληνικό σύστημα παραγωγής είναι σημαντική (~16,8%), η συνεισφορά τους στο ενεργειακό ισοζύγιο είναι σχετικά μικρή, καθώς επηρεάζεται από τις υδραυλικές συνθήκες κάθε έτους. Επακόλουθο της περιορισμένης διαθεσιμότητας νερών είναι οι υδροηλεκτρικές μονάδες να χρησιμοποιούνται κατά κύριο λόγο για την κάλυψη αιχμών. Πράγματι, η ισχύς των υδροηλεκτρικών μονάδων είναι ευέλικτη και εντάσσεται γρήγορα στο σύστημα, γεγονός το οποίο καθιστά πολύτιμη τη συμβολή της στην κάλυψη αιχμών φορτίου σε περιόδους αυξημένης ζήτησης, με την αντίστοιχη ενέργεια να αποτελεί ενέργεια υψηλής οικονομικής αξίας. Αξίζει να σημειωθεί ότι η ένταξη μιας υδροηλεκτρικής μονάδας στο σύστημα είναι άμεση, ώστε από ακινησία να παραλάβει το πλήρες της φορτίο. Έτσι οι υδροηλεκτρικές μονάδες παρέχουν εφεδρεία ισχύος που αυξάνει την αξιοπιστία του συστήματος. Η ευελιξία τους σε γρήγορες αυξομειώσεις φορτίου, τις καθιστά πολύ χρήσιμες στην παροχή επικουρικών υπηρεσιών και στην εξασφάλιση της ποιότητας της ηλεκτρικής ενέργειας. Παρακάτω παρουσιάζονται οι υφιστάμενες υδροηλεκτρικές μονάδες.

Πίνακας 2.5: Υφιστάμενες υδροηλεκτρικές μονάδες σταθμοί στο διασυνδεδεμένο σύστημα (ΑΔΜΗΕ, 2019b)

Παραγωγός	Μονάδα Παραγωγής	Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	Καθαρή Ισχύς (MW)
ΔΕΗ	ΑΓΡΑΣ	50	50
ΔΕΗ	ΑΣΩΜΑΤΑ	108	108
ΔΕΗ	ΑΩΟΣ	210	210
ΔΕΗ	ΕΔΕΣΣΑΙΟΣ	19	19
ΔΕΗ	ΘΗΣΑΥΡΟΣ	384	384
ΔΕΗ	ΙΛΑΡΙΩΝΑΣ	153	153
ΔΕΗ	ΚΑΣΤΡΑΚΙ	320	320
ΔΕΗ	ΚΡΕΜΑΣΤΑ	437,2	437,2
ΔΕΗ	ΛΑΔΩΝΑΣ	70	70
ΔΕΗ	ΠΛΑΣΤΗΡΑΣ	129,9	129,9
ΔΕΗ	ΠΛΑΤΑΝΟΒΡΥΣΗ	116	116
ΔΕΗ	ΠΟΛΥΦΥΤΟ	375	375
ΔΕΗ	ΠΟΥΡΝΑΡΙ Ι	300	300
ΔΕΗ	ΠΟΥΡΝΑΡΙ ΙΙ	33,6	33,6
ΔΕΗ	ΣΤΡΑΤΟΣ Ι	150	150
ΔΕΗ	ΣΦΗΚΙΑ	315	315

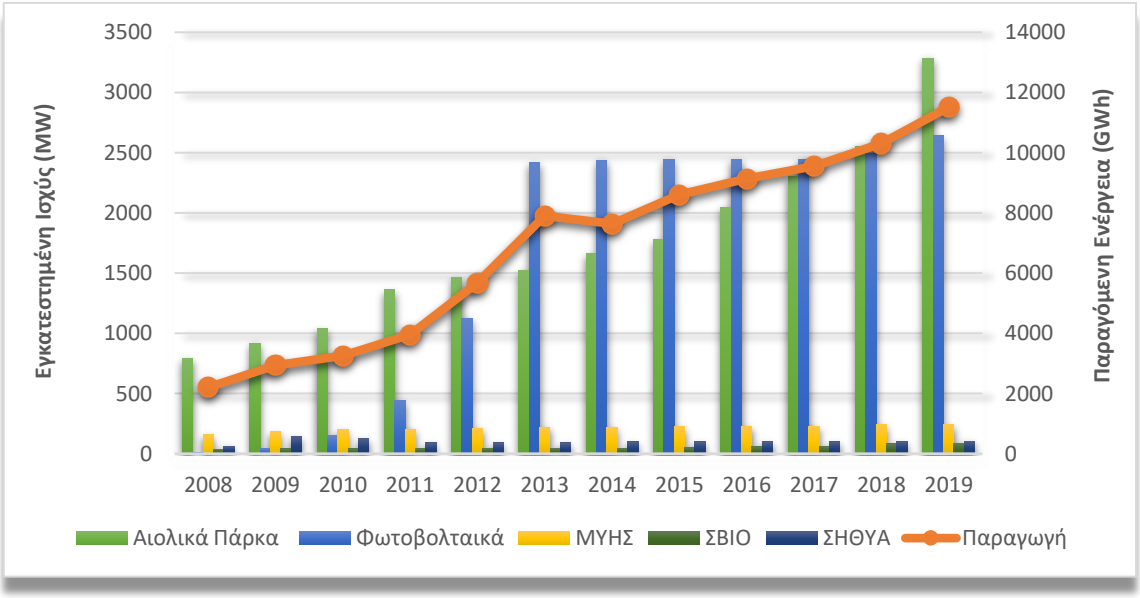
Σήμερα, 4 υδροηλεκτρικοί σταθμοί συνολικής ισχύος περίπου 700 MW έχουν ζητήσει και λάβει Προσφορά Σύνδεσης, που παραμένει σε ισχύ, όπως φαίνεται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 2.6: Αδειοδοτημένες Υδροηλεκτρικές Μονάδες στο Διασυνδεδεμένο Σύστημα με Προσφορά Σύνδεσης σε ισχύ (Δεκέμβριος 2019) (ΑΔΜΗΕ, 2019b)

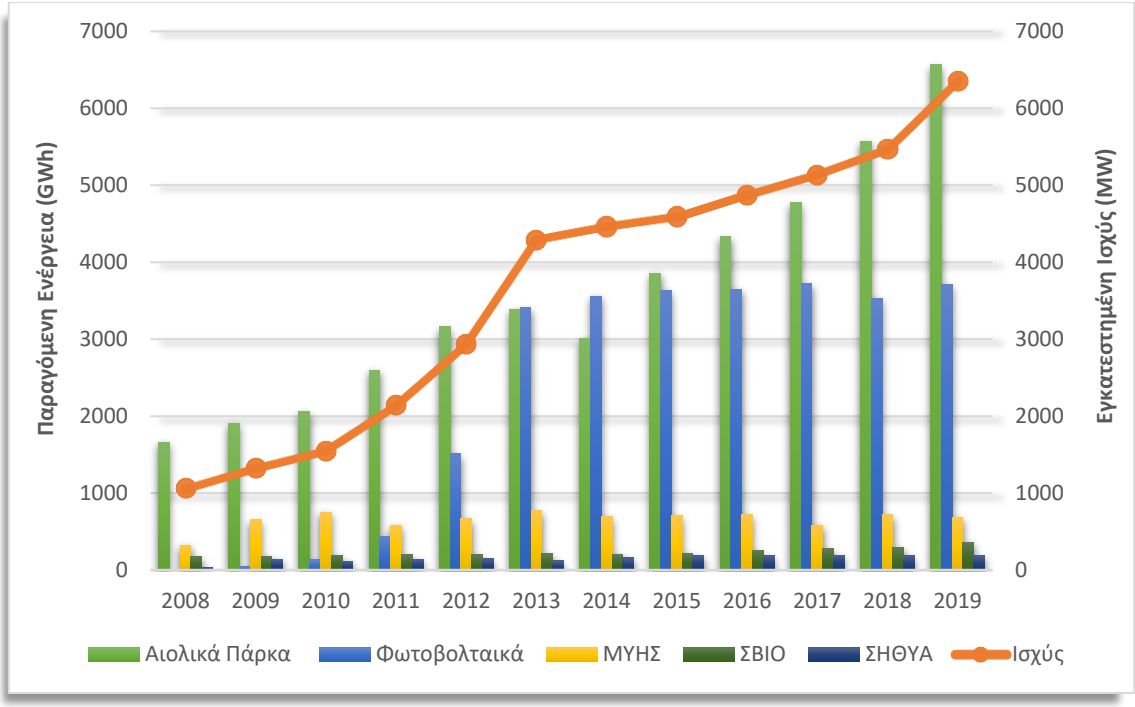
Παραγωγός	Μονάδα Παραγωγής	Ισχύς (MW)
ΔΕΗ	ΥΗΣ Μετσοβίτικου	2*14,5
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΥΗΣ Αυλακίου	83,6
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΥΗΣ Πύργου	220
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ ΑΒΕΤΕ	ΥΗΣ Αγ. Γεωργίου Αμφιλοχίας	370

Η διείσδυση των ΑΠΕ κρίνεται επιτακτική και τα τελευταία χρόνια έχει επιταχυνθεί σημαντικά, αφού αποτελεί υψηλή προτεραιότητα για την προστασία του περιβάλλοντος. Η συνεισφορά των ΑΠΕ και των ΣΗΘΥΑ στο ενεργειακό ισοζύγιο (εξαιρουμένων των κατανεμόμενων Μονάδων ΥΗΣ και ΣΗΘΥΑ), από 3,87% το έτος 2008 ανήλθε άνω του 20% το 2018. Εάν στη συνεισφορά των ΑΠΕ και των ΣΗΘΥΑ προστεθεί και η παραγωγή των ΥΗΣ, η οποία για το έτος 2018 ήταν 5052 GWh περίπου, τότε η συνολική συνεισφορά από τις ΑΠΕ ανέρχεται στο 30% περίπου στο ισοζύγιο του ΕΣΜΗΕ.

Στα παρακάτω διαγράμματα φαίνεται η διαχρονική εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος των εν λειτουργία σταθμών ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο διασυνδεδεμένο σύστημα, καθώς και η εξέλιξη της ηλεκτροπαραγωγής από τους εν λόγω σταθμούς από το 2008 και έπειτα.



Σχήμα 2.9: Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος από σταθμούς παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο διασυνδεδεμένο σύστημα κατά την περίοδο 2008 – 2019 (ΑΔΜΗΕ, 2020b; ΔΑΠΕΕΠ, 2020b)

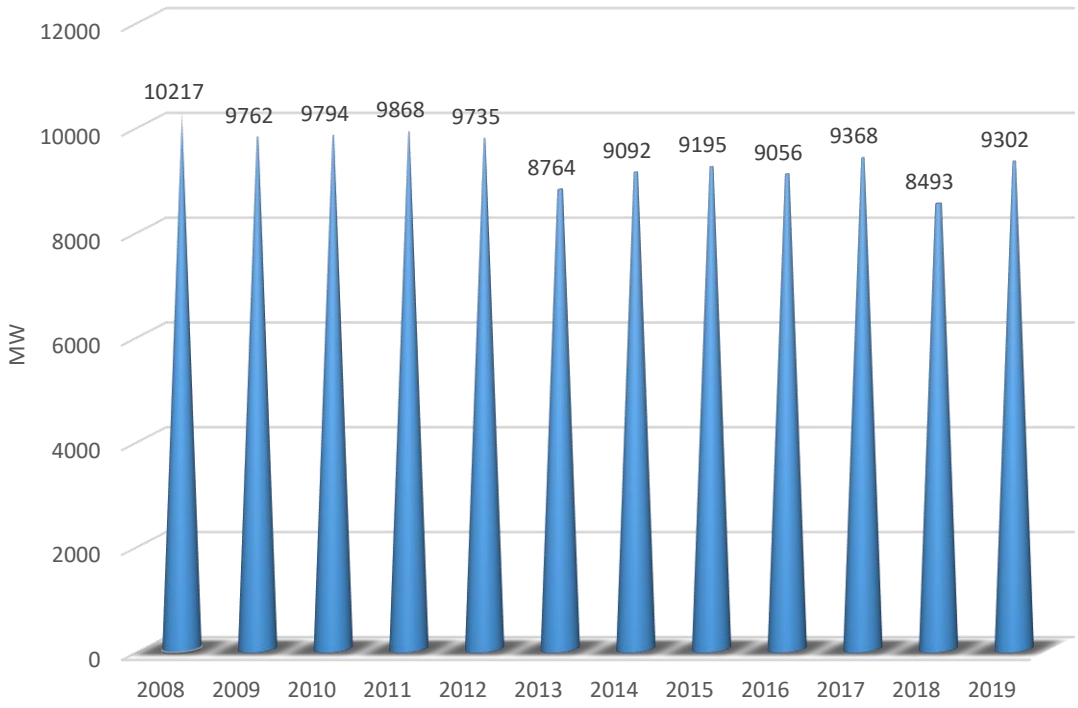


Σχήμα 2.10: Εξέλιξη της παραγόμενης ενέργειας από σταθμούς παραγωγής ΑΠΕ και ΣΗΘΥΑ στο διασυνδεδεμένο σύστημα κατά την περίοδο 2008 – 2019 (ΑΔΜΗΕ, 2020b; ΔΑΠΕΕΠ, 2020b)

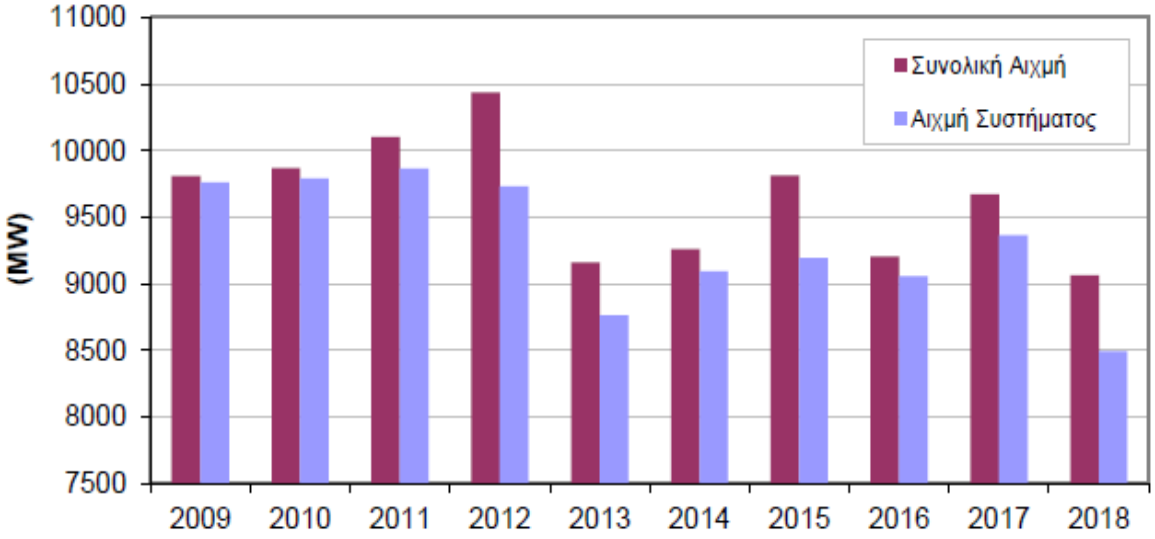
Όπως φαίνεται από τα διαγράμματα, κάθε χρόνο σημειώνεται σημαντική αύξηση και στα δύο μεγέθη. Αξίζει να σημειώσουμε πως το 2014, ενώ υπήρξε αύξηση στην εγκατεστημένη ισχύ των ΑΠΕ, η αντίστοιχη ενέργεια από ΑΠΕ που αποδόθηκε στο Σύστημα ήταν μικρότερη από αυτήν του 2013, κυρίως λόγω μειωμένης παραγωγής των αιολικών πάρκων και των μικρών υδροηλεκτρικών σταθμών. Στα επόμενα έτη η ηλεκτροπαραγωγή από ΑΠΕ επανήλθε σε ανοδικό ρυθμό.

Πρωτεύον στόχος του σχεδιασμού του ΕΣΜΗΕ είναι η ικανοποίηση κατά τρόπο ασφαλή, αξιόπιστο, οικονομικά αποδοτικό και περιβαλλοντικά αποδεκτό των αναγκών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας με εύλογες παραδοχές κατανομής της παραγωγής και των εισαγωγών για τις ώρες μεγίστων και ελαχίστων των ηλεκτρικών φορτίων. Επομένως, κρίσιμος παράγοντας για την ανάπτυξη του Συστήματος αποτελεί η εξέλιξη των ακραίων τιμών φορτίου. Μέγιστη ζήτηση εμφανίζεται κατά τους θερινούς μήνες στη διάρκεια των μεσημβρινών ωρών, ενώ ελάχιστη ζήτηση παρουσιάζεται την άνοιξη κατά τις νυχτερινές ώρες.

Παρακάτω παρουσιάζεται η εξέλιξη της ετήσιας αιχμής φορτίου, όπως μετράται στα όρια του διασυνδεδεμένου συστήματος από το 2008 και έπειτα. Επιπλέον προστίθεται διάγραμμα όπου αναδεικνύεται η διαφοροποίηση της ετήσιας αιχμής διασυνδεδεμένου συστήματος από τη συνολική ετήσια αιχμή, λόγω της διεσπαρμένης παραγωγής από ΑΠΕ στο δίκτυο από το 2009 και μετά.



Σχήμα 2.11: Διαχρονική εξέλιξη της ετήσιας αιχμής φορτίου στο διασυνδεδεμένο σύστημα κατά την περίοδο 2009 – 2019 (ΑΔΜΗΕ, 2020b)



Σχήμα 2.12: Επίδραση διεσπαρμένης παραγωγής στην ετήσια αιχμή κατά την περίοδο 2009-2018 (ΑΔΜΗΕ, 2018a)

Από το 1993 και μετά οι ετήσιες αιχμές καταγράφονται κατά τη θερινή περίοδο και κυρίως τον Ιούλιο, με εξαίρεση το 2005 και το 2006 όπου εμφανίστηκαν τον Αύγουστο. Η καταγραφή της ετήσιας αιχμής τους καλοκαιρινούς μήνες αποτέλεσε απόρροια της ραγδαία αυξανόμενης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας την αντίστοιχη περίοδο, που σχετίζεται με την αύξηση του μέσου εισοδήματος των καταναλωτών και οφείλεται στην αυξανόμενη χρήση κλιματιστικών μηχανημάτων, εξαιτίας των κλιματικών αλλαγών. Ωστόσο από το 2013 και έπειτα, η συνολική αιχμή συνεχίζει να εμφανίζεται τον Ιούλιο, όμως η αιχμή που διακινείται στο Σύστημα καταγράφεται πλέον το χειμώνα. Εξαίρεση αποτέλεσαν το 2014 και το 2016, που ήταν τα μοναδικά έτη κατά τα οποία η αιχμή του φορτίου του συστήματος (9056 MW το 2016) και η συνολική αιχμή (9207 MW το 2016) εμφανίσθηκαν το χειμώνα τον μήνα του Δεκεμβρίου. Μια ερμηνεία αυτής της μεταβολής στην περίοδο εμφάνισης της ετήσιας αιχμής αποτελεί η εκτίμηση πως υπάρχει μια τάση στροφής των καταναλωτών στη χρήση ηλεκτρικής ενέργειας για θέρμανση, τάση που ενδεχομένως ενισχυθεί στο μέλλον.

2.3.1.1 Δίκτυο μεταφοράς

Η τροφοδοσία ηλεκτρικής ενέργειας των κέντρων κατανάλωσης επιτυγχάνεται μέσω του δικτύου μεταφοράς. Το Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) αποτελείται από τις γραμμές υψηλής τάσης, τις διεθνείς διασυνδέσεις, καθώς και το σύνολο των εγκαταστάσεων και εξοπλισμού που απαιτούνται για την ομαλή, ασφαλή και αδιάλειπτη διακίνηση ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα το σύστημα μεταφοράς περιλαμβάνει το δίκτυο γραμμών μεταφοράς υψηλής (66 kV και 150 kV) και υπέρ υψηλής (400 kV) τάσης, που εξυπηρετεί τη μαζική μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας και τις περιφερειακές ανάγκες αντίστοιχα, τα κέντρα υπέρ υψηλής τάσης, όπου γίνεται προσαρμογή μεταξύ των διαφόρων επιπέδων τάσεων που χρησιμοποιούνται στο δίκτυο μεταφοράς (150 kV και 400 kV) και τους υποσταθμούς υψηλής/μέσης τάσης (ανύψωσης/υποβιβασμού τάσης), όπου συνδέονται οι γραμμές υψηλής τάσης 150kV και διοχετεύεται ενέργεια προς το σύστημα διανομής.

Τη σπονδυλική στήλη του Διασυνδεδεμένου Συστήματος Μεταφοράς αποτελούν οι τρεις γραμμές διπλού κυκλώματος των 400 kV, οι οποίες μεταφέρουν ηλεκτρισμό, κυρίως από το σπουδαιότερο για την χώρα μας ενεργειακό κέντρο παραγωγής, αυτό της Δυτικής Μακεδονίας. Στη περιοχή αυτή, παράγεται περίπου το 70% της συνολικής ηλεκτροπαραγωγής της χώρας, η οποία εν συνεχεία μεταφέρεται στα μεγάλα κέντρα κατανάλωσης της Κεντρικής και Νότιας Ελλάδας, όπου καταναλώνεται περίπου το 65% της ηλεκτρικής ενέργειας (ΑΔΜΗΕ, 2020c).

Το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς διαθέτει επιπλέον γραμμές των 400 kV, καθώς επίσης εναέριες, υπόγειες γραμμές και υποβρύχια καλώδια των 150 kV που συνδέουν την Άνδρο και τα νησιά της Δυτικής Ελλάδας, Κέρκυρα, Λευκάδα, Κεφαλονιά και Ζάκυνθο με το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς, αλλά και μία υποβρύχια διασύνδεση της Κέρκυρας με την Ηγουμενίτσα στα 66 kV.

Την 31η Δεκεμβρίου 2018 το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς αποτελείτο από 11.807 χλμ. γραμμών μεταφοράς, όπως φαίνεται στον ακόλουθο πίνακα (ΑΔΜΗΕ, 2019a).

Πίνακας 2.7: Μήκος Οδεύσεων γραμμών μεταφοράς ΕΣΜΗΕ

	400kV	Σ.Ρ. (D.C.) 400kV	150 kV	66 kV	ΣΥΝΟΛΟ
ΕΝΑΕΡΙΕΣ ΓΡΑΜΜΕΣ	2.756,41	106,95	8.147,12	39,05	11.049,53
ΥΠΟΒΡΥΧΙΕΣ ΚΑΛ. ΓΡΑΜΜΕΣ			440,37	74,00	514,37
ΥΠΟΒΡΥΧΙΕΣ ΚΑΛ. ΓΡΑΜΜΕΣ (Υ/Γ τμήμα)			20,56	1,27	21,83
ΥΠΟΓΕΙΕΣ ΓΡΑΜΜΕΣ	31,35		189,58		220,92
ΣΥΝΟΛΟ	2.787,76	106,95	8.797,62	114,32	11.806,65

Το πρόβλημα της μεγάλης γεωγραφικής ανισοκατανομής μεταξύ παραγωγής (Βορράς) και κατανάλωσης (Νότος), που ήταν ιδιαίτερα σημαντικό κατά το παρελθόν ιδίως κατά τους καλοκαιρινούς μήνες, έχει μετριασθεί, λόγω της ένταξης νέων μονάδων παραγωγής στο Νότιο Σύστημα, της ένταξης πυκνωτών αντιστάθμισης και της μείωσης των φορτίων. Εντούτοις, οι περιοχές της Αττικής και της Πελοποννήσου παραμένουν οι πλέον κρίσιμες περιοχές του Συστήματος από πλευράς ευστάθειας τάσης (ΑΔΜΗΕ, 2020d).

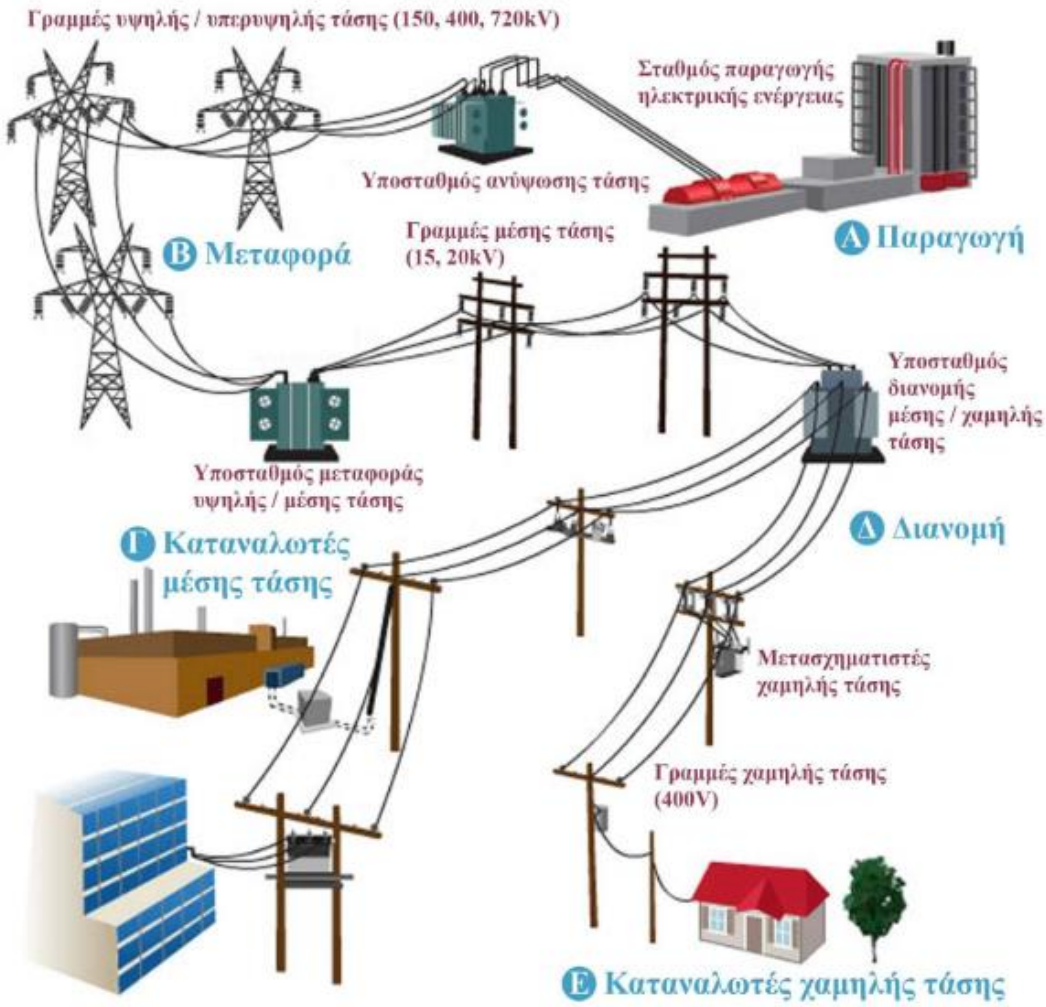
Στο παρακάτω σχήμα απεικονίζεται η έκταση και η διακλάδωση του δικτύου μεταφοράς ανά την επικράτεια, όπως επίσης και οι διεθνείς διασυνδέσεις της Ελλάδας με τις γείτονες χώρες.

Σύμφωνα λοιπόν με τον χάρτη του Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας, ο κεντρικό κορμός του δικτύου εκτείνεται κατά το γεωγραφικό άξονα Βορρά-Νότου, συνδέοντας το ευρύτερο κέντρο ηλεκτροπαραγωγής της Δυτικής Μακεδονίας με τα κέντρα υπέρ υψηλής τάσης στην περιφέρεια της πρωτεύουσας.

Σχήμα 2.13: Χάρτης του Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (ΑΔΜΗΕ, 2017a)

2.3.1.1 Δίκτυο διανομής

Το δίκτυο διανομής είναι αρμόδιο για τη μεταφορά της ηλεκτρικής ισχύος από τους υποσταθμούς μεταφοράς στους τελικούς καταναλωτές μέσω των γραμμών διανομής, αφού γίνει ο υποβιβασμός της μέσης τάσης σε χαμηλή τάση στους υποσταθμούς διανομής. Το δίκτυο διανομής παροχετεύει τον ηλεκτρισμό μέσω ενός δικτύου μέσης τάσης, το οποίο εκτείνεται στα 112.295 km και μεταφέρει την ηλεκτρική ενέργεια από τους υποσταθμούς μεταφοράς στους υποσταθμούς διανομής, και ενός δικτύου χαμηλής τάσης, το μήκος του οποίου είναι 126.941 km και μεταφέρει την ηλεκτρική ενέργεια από τους υποσταθμούς διανομής σε οικιακούς, εμπορικούς, βιομηχανικούς και άλλους καταναλωτές. Το συνολικού μήκους 239.236 km δίκτυο διανομής περιλαμβάνει 163.220 υποσταθμούς μέσης τάσης προς χαμηλή τάση (Υ/Σ ΜΤ/ΧΤ), 989 km δικτύου υψηλής τάσης (Υ.Τ.), εκ των οποίων 218 km στην Αττική και 771 km στα μη διασυνδεδεμένα νησιά και τέλος 240 υποσταθμούς υψηλής τάσης προς μέση τάση (Υ/Σ ΥΤ/ΜΤ), ενώ εξυπηρετεί 7.543.107 πελάτες (ΔΕΔΔΗΕ, 2020a).



Σχήμα 2.14: Συνοπτική παρουσίαση του δικτύου ηλεκτρισμού (Κατσαπρακάκης, 2015)

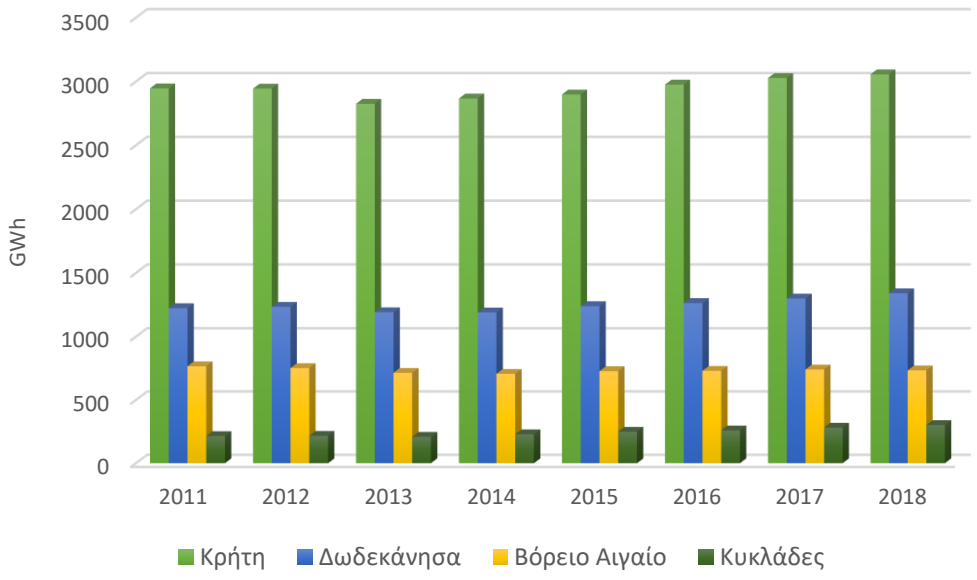
2.3.1 Μη διασυνδεδεμένο σύστημα

Η κάλυψη των αναγκών ηλεκτροδότησης των νησιών της Ελλάδος, τα οποία βρίσκονται διασκορπισμένα στο Αιγαίο και το Ιόνιο Πέλαγος, έχει αποτελέσει εκ του παρελθόντος μείζονος σημασίας ζήτημα της ηλεκτρικής βιομηχανίας της χώρας. Κατά την περίοδο του εξηλεκτρισμού στα περισσότερα νησιά αναπτύχθηκαν μικροί αυτόνομοι σταθμοί παραγωγής με εμβολοφόρες μηχανές και καύσιμο το πετρέλαιο. Η προοπτική της διασύνδεσης των αυτόνομων ηλεκτρικών συστημάτων των νησιών με το Εθνικό Διασυνδεδεμένο Σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, όπου αυτό δύναται και είναι τεχνικοοικονομικά ενδεικνυόμενο, αποτέλεσε πάγια επιδίωξη, ώστε να περιοριστεί η λειτουργία των πετρελαϊκών σταθμών ηλεκτροπαραγωγής που τροφοδοτούν τα νησιά. Στο πλαίσιο αυτό, όπως είδαμε παραπάνω, έχουν συνδεθεί στο διασυνδεδεμένο σύστημα τα Ιόνια νησιά, η Εύβοια, η Άνδρος, καθώς και αρκετά νησιά πλησίον των ακτών, όπως Σποράδες, Θάσος, Σαμοθράκη, Κύθηρα. Παράλληλα έχει αρχίσει να υλοποιείται η διασύνδεση αρκετών νησιών των Κυκλάδων και έχει δρομολογηθεί η διασύνδεση της Κρήτης.

Σε αντιδιαστολή με το κεντρικό διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, όπως τονίσαμε, υπάρχουν τα αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, τα οποία αποκτούν ιδιαίτερη σημασία σε νησιωτικές χώρες και απαντώνται σε μία νήσο ή σε ένα σύμπλεγμα νήσων. Πράγματι έως και σήμερα η πλειονότητα των νησιών στην Ελλάδα και κατά βάση στο Αιγαίο ηλεκτροδοτούνται από αυτόνομα ηλεκτρικά συστήματα, που αντιπροσωπεύουν περίπου το 10% της συνολικής κατανάλωσης ενέργειας της χώρας (ΑΔΜΗΕ, 2018a), εξυπηρετώντας τις απαιτήσεις ηλεκτρικού φορτίου κυρίως μέσω τοπικών θερμικών μονάδων παραγωγής, που λειτουργούν με καύσιμο το πετρέλαιο, ελαφρύ (diesel) ή βαρύ (μαζούτ), και των σταθμών ΑΠΕ (αιολικών και φωτοβολταϊκών).

Τα κυριότερα συστήματα είναι αυτά των δύο μεγαλύτερων και πιο πυκνοκατοικημένων νησιών της Ελλάδος, της Κρήτης και της Ρόδου, ενώ ορισμένα νησιά δε διαθέτουν τοπικούς σταθμούς ηλεκτροπαραγωγής, καθώς είναι διασυνδεδεμένα μέσω τοπικού δικτύου με γειτονικό νησί το οποίο διαθέτει αυτόνομους σταθμούς παραγωγής.

Όπως και στην ηπειρωτική χώρα, έτσι και στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας εμφανίζει διαχρονική άνοδο, η οποία πυροδοτήθηκε από συγγενείς με την ηπειρωτική χώρα λόγους (βελτίωση επιπέδου διαβίωσης, ανάπτυξη ηλεκτρικού εξοπλισμού κ.ο.κ.), ενώ καθοριστικό παράγοντα αποτέλεσε ο τουρισμός. Στο ακόλουθο σχήμα παρουσιάζεται η διαχρονική εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρισμού ανά νησιωτικό σύμπλεγμα, επιβεβαιώνοντας τον χαρακτηρισμό της Κρήτης και της Ρόδου ως τα κυριότερα νησιωτικά συστήματα.



Σχήμα 2.15: Εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά (ΡΑΕ, 2019b)

Στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά δεν έχει επιτευχθεί η διασύνδεσή τους με το ηπειρωτικό διασυνδεδεμένο σύστημα λόγω κυρίως τεχνικών και τεχνολογικών εμποδίων, που υφίσταντο μέχρι πρότινος, αλλά και λόγω οικονομικών δυσκολιών, καθώς οι διασυνδέσεις είναι έργα μεγάλης έντασης κεφαλαίου. Επιπρόσθετα, σημαντικό ανασταλτικό παράγοντα κατά το παρελθόν αποτέλεσαν και οι εναντιώσεις των κατοίκων στην κατασκευή εναέριων γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας επί των νησιών.

Οι χρησιμοποιούμενες τεχνολογίες ηλεκτροπαραγωγής στο νησιωτικό σύστημα απαρτίζονται από (Γεωργίου, 2010):

- μηχανές εσωτερικής καύσης (ΜΕΚ) με καύσιμο μαζούτ και ντίζελ
- ατμοστροβιλικές μονάδες μαζούτ
- αεριοστροβιλικές μονάδες ντίζελ ανοικτού και συνδυασμένου κύκλου
- μικρά υδροηλεκτρικά εργοστάσια και με αντλησιοταμίευση
- ανεμογεννήτριες
- φωτοβολταϊκά

Συνολικά καταμετρούνται είκοσι εννέα αυτόνομα συστήματα στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών, καθένα από τα οποία τροφοδοτείται από έναν ή περισσότερους θερμικούς σταθμούς παραγωγής και αποτελείται από ένα ή περισσότερα νησιά συνδεδεμένα μεταξύ τους με υποβρύχια καλώδια. Η λειτουργία και διαχείριση της αγοράς των ΜΔΝ εμπίπτει στις αρμοδιότητες του ΔΕΔΔΗΕ Α.Ε. και ειδικότερα της Διεύθυνσης Διαχείρισης Νήσων. Κατηγοριοποιώντας τα αυτόνομα νησιωτικά ηλεκτρικά συστήματα ανάλογα με το μέγεθος της αιχμής ζήτησης προκύπτει ο ακόλουθος διαχωρισμός:

- Δεκαεννέα «μικρά» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης έως 10 MW
- Οχτώ «μεσαίου μεγέθους» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης από 10 MW έως 100 MW
- Δύο «μεγάλα» αυτόνομα συστήματα έχουν αιχμή ζήτησης άνω των 100 MW, δηλαδή η Κρήτη και η Ρόδος.

Αντίστοιχα ποικίλει και η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας στα ΜΔΝ, από ορισμένες εκατοντάδες MWh στα μικρότερα νησιά (π.χ. Αντικύθηρα, Αγαθονήσι), έως και ορισμένες TWh στο μεγαλύτερο ΜΔΝ (Κρήτη) (ΡΑΕ, 2020; Μεζαρτάσογλου, Κ. Ν. Σταμπολής και Χατζηβασιλειάδης, 2019).

Με την ολοκλήρωση της Α' Φάσης διασύνδεσης των Κυκλάδων (Σύρος, Μύκονος, Πάρος) με το Ηπειρωτικό Σύστημα τον Μάρτιο του 2018, μεταβάλλεται ουσιωδώς ο τρόπος ηλεκτροδότησης των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών της χώρας μας, σε σχέση με εκείνο στις αρχές της δεκαετίας. Σημαντική είναι και η συμβολή των ΑΠΕ, και ιδίως των αιολικών και φωτοβολταϊκών σταθμών που λειτουργούν στα νησιά αυτά. Η συμμετοχή των ΑΠΕ στο ενεργειακό ισοζύγιο των Μη Διασυνδεδεμένων Νησιών κατά το έτος 2018 ανήλθε συνολικά για όλα τα ΜΔΝ στο 17,20% της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας. Αξίζει να σημειωθεί ότι στην Κρήτη το ποσοστό αυτό ανήλθε στο 21,32% της συνολικής κατανάλωσης.(ΡΑΕ, 2019a) Ωστόσο, μέχρι την κατασκευή και ένταξη καινοτόμων τεχνολογιών, όπως οι ηλιοθερμικοί και κυρίως οι υβριδικοί σταθμοί, δηλαδή σταθμοί ΑΠΕ με δυνατότητα αποθήκευσης ενέργειας οι οποίοι μπορούν να παρέχουν και εγγυημένη ισχύ (ακόμα και σε περιόδους χαμηλής και ανεπαρκούς παραγωγής από μονάδες ΑΠΕ), η διασφάλιση του ενεργειακού εφοδιασμού των νησιών θα εξακολουθήσει να βασίζεται στις θερμικές μονάδες με καύσιμο το πετρέλαιο (ή και το φυσικό αέριο για την Κρήτη, όταν το καύσιμο αυτό γίνει διαθέσιμο στο νησί).

Συνολικά το 2019, η εγκατεστημένη ισχύς στο νησιωτικό σύστημα είναι 2.210,15 MW, εκ των οποίων το 79% ανήκει σε πετρελαϊκούς σταθμούς συνολικής ισχύος 1.746,43 MW, ενώ το υπόλοιπο ποσοστό αντιστοιχεί σε ΑΠΕ ισχύος 463,72 MW.

Πίνακας 2.8: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων ηλεκτροπαραγωγής στα ΜΔΝ ανά πηγή ενέργειας – 2019 (ΔΕΔΔΗΕ, 2018, 2020b)

Μορφή Ενέργειας	Νησιωτικό Σύμπλεγμα				Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)
	Κρήτη	Δωδεκάνησα	Βόρειο Αιγαίο	Κυκλάδες	
Πετρέλαιο	796,82	540,99	276,84	131,78	1746,43
Αιολικά	200,29	66,35	35	4,52	306,16
Φωτοβολταϊκά	100,03	31,16	22,71	2,37	156,27
Μικρά Υ/Η	0,3	0	0	0	0,3
Βιομάζα	0,99	0	0	0	0,99
Εγκατεστημένη Ισχύς (MW)	1098,43	638,5	334,55	138,67	2210,15

Ένα από τα σημαντικότερα προβλήματα που εμφανίζουν τα συστήματα ΜΔΝ είναι ότι η ενέργεια που απαιτείται πρέπει να παράγεται επιτόπου, χωρίς να μπορεί να εξυπηρετηθεί από ένα σταθμό παραγωγής που βρίσκεται μακριά γεωγραφικά από το σημείο ζήτησης, όπως αυτό συμβαίνει στην περίπτωση του Διασυνδεδεμένου Συστήματος. Το πρόβλημα εντείνεται λαμβάνοντας υπόψη τις επιβεβλημένες συντηρήσεις και τις βλάβες του εξοπλισμού του συστήματος.

Χαρακτηριστικό γνώρισμα των ελληνικών νησιών είναι η άνιση κατανομή της ζήτησης στις εποχές του έτους. Παρατηρείται λοιπόν, μια ραγδαία αύξηση του πληθυσμού μεταξύ χειμερινών και καλοκαιρινών μηνών, κυρίως λόγω τουρισμού, συνεπώς και αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε επίπεδα που δεν είναι δυνατόν πάντα να καλυφθούν (Ρουμπάνος, 2016). Πράγματι ο ετήσιος ρυθμός αύξησης της ζήτησης στην Κρήτη και τη Ρόδο είναι μεγαλύτερος από αυτόν του διασυνδεδεμένου συστήματος, ενώ ο συντελεστής φορτίου των συστημάτων αυτών είναι μικρότερος. Επομένως, τα συστήματα αυτά παρουσιάζουν εντονότερο πρόβλημα αιχμής, που κυρίως οφείλεται στην πολύ αυξημένη ζήτηση κατά τους θερινούς μήνες. Άμεση απόρροια αυτού αποτελεί το γεγονός ότι η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται στα ΜΔΝ έχει μεγαλύτερο κόστος σε σύγκριση με το διασυνδεδεμένο σύστημα. Ωστόσο, η επιβάρυνση δεν μετακυλίεται στους τοπικούς καταναλωτές λόγω ενιαίας τιμολόγησης (ΚΑΠΕ, 2009).

Παράλληλα παρατηρείται περιορισμένη διείσδυση ΑΠΕ εξαιτίας της μη ελεγχόμενης παραγωγής των συστημάτων αυτών, καθώς εξαρτώνται άρρηκτα από τις καιρικές συνθήκες, που μπορούν μεν να προβλεφθούν σε ικανοποιητικό βαθμό όμως δεν συμβαδίζουν πάντα με τη ζήτηση. Η αδυναμία επομένως των υφιστάμενων μονάδων ΑΠΕ να παρέχουν εγγυημένη ισχύ στα τοπικά νησιωτικά συστήματα οδηγεί αναπόφευκτα σε συνεχή ενίσχυση των συμβατικών πηγών ενέργειας κάθε νησιού, με νέες θερμικές μονάδες σχεδιασμένες να ικανοποιούν τόσο τη ζήτηση αιχμής, όσο και την απαραίτητη εφεδρεία. Σημειώνεται ότι, για να εξασφαλιστούν επαρκείς πόροι και να ελαχιστοποιηθούν οι κίνδυνοι για την εξασφάλιση της απαιτούμενης ισχύος για την κάλυψη της μέγιστης ζήτησης και την ασφάλεια του εφοδιασμού, ειδικά σε περιπτώσεις απώλειας ισχύος, σε κάθε αυτόνομο νησιωτικό σύστημα διατηρείται σε κατάσταση αναμονής εφεδρική ισχύς, τουλάχιστον ίση με τη μεγαλύτερη μονάδα ισχύος του συστήματος, προκειμένου να καλυφθεί η πιθανότητα απώλειας αυτής (Μεζαρτάσογλου, Κ. Ν. Σταμπολής και Χατζηβασιλειάδης, 2019).

Παρόλα αυτά τα ελληνικά νησιά διαθέτουν πλούσιο αιολικό και ηλιακό δυναμικό το οποίο σε μεγάλο βαθμό παραμένει ανεκμετάλλευτο λόγω της έλλειψης διασυνδέσεων, η οποία καθιστά απαγορευτική την περαιτέρω διείσδυση των ΑΠΕ. Ωστόσο κρίνεται σκόπιμη η εξέταση και η υλοποίηση όπου είναι εφικτό της διασύνδεσης των νησιών καθώς έχει πολλά οφέλη, τόσο οικονομικά όσο και κοινωνικο-περιβαντολλογικά.

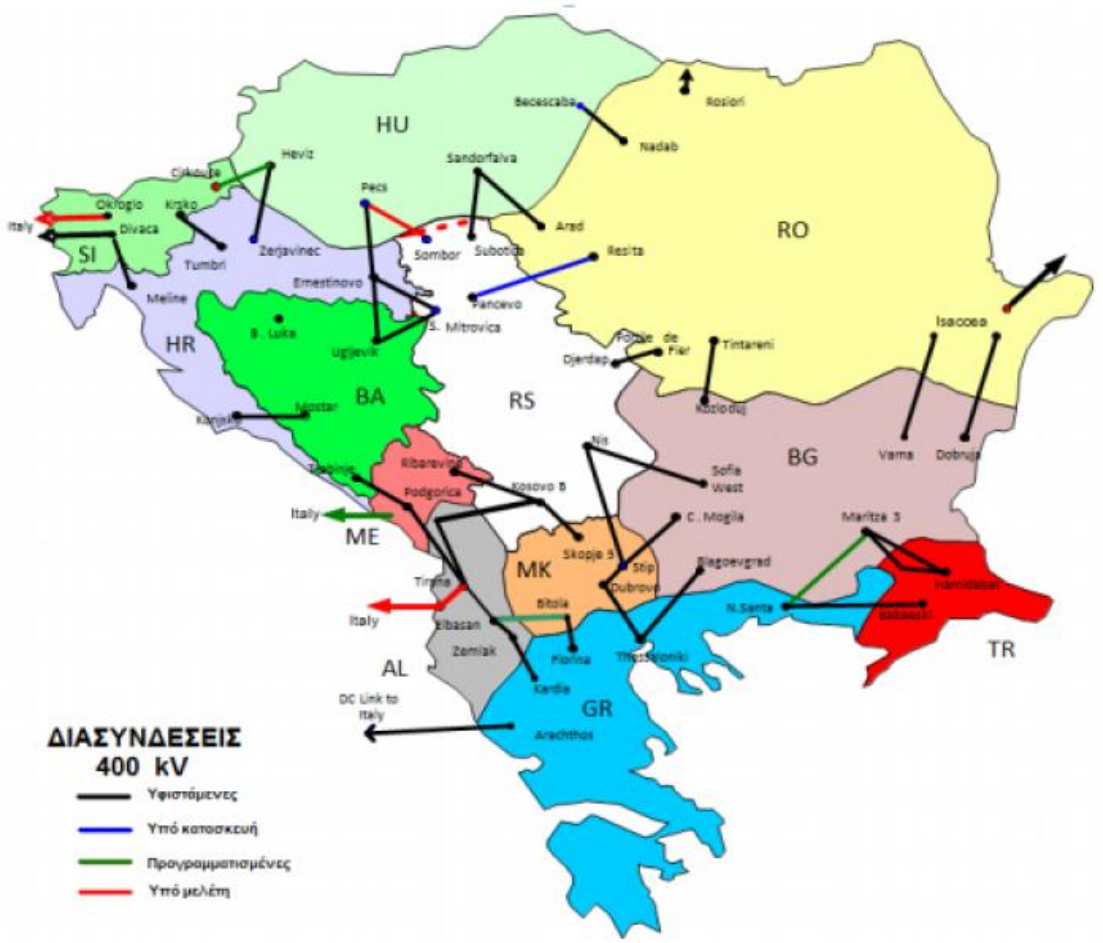
Πράγματι η σημασία της διασύνδεσης των ΜΔΝ με το ΕΣΜΗΕ αποτελεί εγχείρημα μείζονος σημασίας. Αναλυτικά τα προσδοκώμενα οφέλη από τη διασύνδεση της νησιωτικής με την ηπειρωτική Ελλάδα συνοψίζονται στα εξής:

- Βελτίωση της αξιοπιστίας του ηλεκτρικού συστήματος και της κάλυψης των ηλεκτρικών αναγκών του νησιωτικού συστήματος, διασφαλίζοντας σε μακροπρόθεσμη βάση την τροφοδότηση του.
- Εξοικονόμηση δαπανών καυσίμου, καθώς οι πετρελαϊκοί σταθμοί έχουν πολύ υψηλό κόστος παραγωγής συγκρινόμενο με το αντίστοιχο στο ηπειρωτικό σύστημα και είναι άμεσα εξαρτημένο από την εξέλιξη των διεθνών τιμών του πετρελαίου. Έτσι επιτυγχάνεται μείωση του κόστους εξυπηρέτησης των νησιών καθώς και βελτίωση της ενεργειακής ασφάλειας της χώρας, με την απεξάρτηση από το εισαγόμενο πετρέλαιο, του οποίου η τιμή είναι ιδιαίτερα ευμετάβλητη.
- Αποφυγή επενδύσεων μεγάλου κόστους για την ανάπτυξη και τον εκσυγχρονισμό των τοπικών σταθμών παραγωγής. Οι υφιστάμενες μονάδες παραγωγής στα νησιά είναι συνήθως παλιές με χαμηλό συντελεστή απόδοσης, ενώ παράλληλα δε μπορούν να καλύψουν την αυξανόμενη ζήτηση και απαιτούνται σημαντικές επενδύσεις για την ενίσχυση του παραγωγικού δυναμικού. Επιπλέον, τα νησιά παρουσιάζουν πολύ χαμηλό συντελεστή φορτίου και το γεγονός αυτό επιβαρύνει το κόστος παραγωγής από τους τοπικούς σταθμούς λόγω του πολύ υψηλού κεφαλαιουχικού κόστους (ΑΔΜΗΕ, 2018a).
- Περιορισμός των τοπικών εκπομπών αέριων ρύπων και μείωση της περιβαλλοντικής όχλησης από τους τοπικούς σταθμούς, με άμεση απόρροια την αποφυγή των συνεπαγόμενων δαπανών για την εξαγορά δικαιωμάτων ρύπων (ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ, 2006; ΑΔΜΗΕ, 2020a) .
- Πληρέστερη εκμετάλλευση του υψηλού δυναμικού ΑΠΕ και ειδικότερα την αξιοποίηση του πλούσιου αιολικού δυναμικού των νησιών.
- Διερεύνηση της Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας συμπεριλαμβάνοντας τα διασυνδεόμενα νησιά.

2.3.2 Διεθνείς διασυνδέσεις

Η Ελλάδα με το εθνικό σύστημα ηλεκτρισμού έχει αναπτύξει ισχυρές διασυνδέσεις με τα ηλεκτρικά δίκτυα των γειτονικών χωρών των Βαλκανίων, της Τουρκίας και της Ιταλίας, αποτελώντας μέρος του Ευρωπαϊκού διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος. Από τον Οκτώβριο του 2004 το Ελληνικό Σύστημα λειτουργεί σύγχρονα και παράλληλα με το διασυνδεδεμένο Ευρωπαϊκό Σύστημα υπό το γενικότερο συντονισμό του ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), ο οποίος είναι υπεύθυνος για θέματα λειτουργίας και ανάπτυξης του Συστήματος στο ευρύτερο σχήμα της UCTE (*Union pour la Coordination du Transport de l' Electricité*) από τον Ιούνιο του 2009. Η παράλληλη λειτουργία του Ελληνικού Συστήματος με το Ευρωπαϊκό επιτυγχάνεται μέσω διασυνδετικών γραμμών μεταφοράς, κυρίως 400 kV, με τα Συστήματα της Αλβανίας, της Βουλγαρίας, της Βόρειας Μακεδονίας και της Τουρκίας, ενώ συνδέεται ασύγχρονα, μέσω υποβρύχιου συνδέσμου συνεχούς ρεύματος με την Ιταλία.

Αναλυτικότερα, η ικανότητα διακίνησης ενέργειας από και προς την Ελλάδα, διαμορφώνεται από τις τέσσερις διασυνδετικές γραμμές εναλλασσόμενου ρεύματος 400kV στα βόρεια σύνορα της χώρας, καθώς και από την διασύνδεση συνεχούς ρεύματος Ελλάδας-Ιταλίας. Πράγματι η Ελλάδα διασυνδέεται μέσω τεσσάρων κυρίων γραμμών μεταφοράς εναλλασσόμενου ρεύματος 400kV, με την Βόρεια Μακεδονία, την Αλβανία και τη Βουλγαρία, καθώς επίσης, υφίσταται και μία επικουρική διασύνδεση των 150kV με την Αλβανία. Παράλληλα έχει τεθεί σε εμπορική λειτουργία από το 2002 η διασύνδεση Ελλάδας και Ιταλίας. Αποτελεί σύνδεση συνεχούς ρεύματος και περιλαμβάνει 2 σταθμούς μετατροπής HVDC, τμήματα εναέριων, υπόγειων και υποβρύχιων καλωδίων. Τέλος από το καλοκαίρι του 2008, έχει ολοκληρωθεί η κατασκευή της γραμμής μεταφοράς με την Τουρκία και το 2010 άρχισε η δοκιμαστική σύγχρονη και παράλληλη λειτουργία του Συστήματος της Τουρκίας με το σύγχρονο Ευρωπαϊκό διασυνδεδεμένο Σύστημα. Έπειτα από εκτεταμένη δοκιμαστική περίοδο παράλληλης λειτουργίας και τεχνικών βελτιώσεων, οι διασυνδέσεις του Τουρκικού Συστήματος με το Ευρωπαϊκό εισήλθαν σε εμπορική λειτουργία τον Απρίλιο του 2015. Σημειώνεται ότι από το 2023 αναμένεται να τεθεί σε λειτουργία η νέα διασύνδεση με τη Βουλγαρία, Νέα Σάντα – Maritsa East, η οποία εκτιμάται ότι θα αυξήσει την εισαγωγική ικανότητα της χώρας κατά 600 MW.

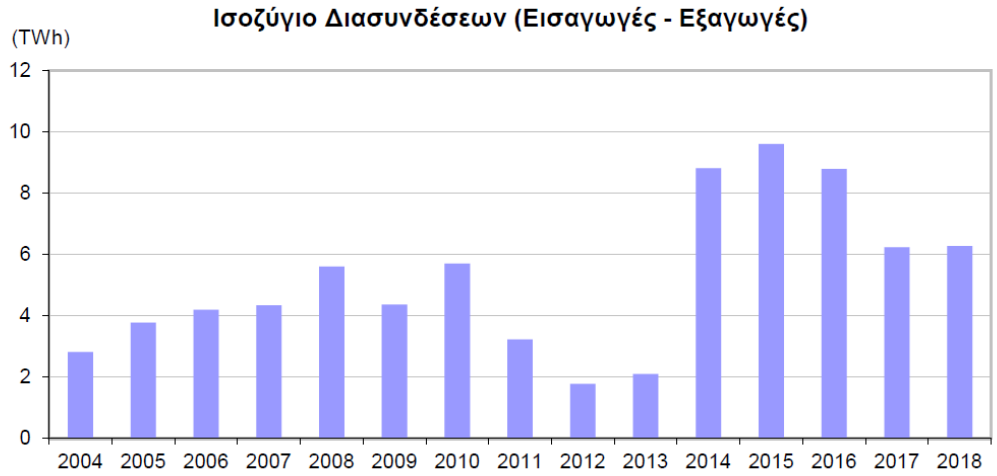


Σχήμα 2.16: Σχηματικό Διάγραμμα των Διασυνδεδεμένων Συστημάτων της Βαλκανικής (ΑΔΜΗΕ, 2019b)

Η Ελλάδα είναι καθαρά εισαγωγική χώρα στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας και εκμεταλλεύεται κατά το δυνατό τις υφιστάμενες διασυνδέσεις προκειμένου να ικανοποιήσει μέρος της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία δε μπορεί για διάφορους λόγους να καλυφθεί από το εγχώριο παραγωγικό δυναμικό. Κυριότερος παράγοντας της ενίσχυσης του εισαγωγικού προφίλ της χώρας αποτελεί το γεγονός ότι η προσφερόμενη τιμή της εισαγόμενης ενέργειας είναι χαμηλότερη από το εγχώριο κόστος παραγωγής. Παρακάτω παρουσιάζονται οι διεθνείς διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος με τα γειτονικά, καθώς και η εξέλιξη του ισοζυγίου κατά την περίοδο 2004-2018, όπου τονίζεται ο εισαγωγικός χαρακτήρας της χώρας.

Πίνακας 2.9: Διεθνείς διασυνδέσεις του Ελληνικού Συστήματος με τα Συστήματα γειτονικών χωρών (ΑΔΜΗΕ, 2018a, 2019b)

Διασυνδέσεις Ελληνικού Συστήματος με Συστήματα γειτονικών χωρών			Τύπος γραμμής	Τάση (kV)
Ελλάδα-Βόρεια Μακεδονία	ΚΥΤ Θεσσαλονίκης	Dubrovo	Απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό	400
	ΚΥΤ Μελίτης	Bitola	Απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό	400
Ελλάδα-Αλβανία	ΚΥΤ Καρδιάς	Zemlak	Απλού κυκλώματος με δίδυμο αγωγό	400
	Υ/Σ Μούρτου	ΥΗΣ Bistrica	Ελαφρού τύπου	150
Ελλάδα-Βουλγαρία	ΚΥΤ Θεσσαλονίκης	Blagoevgrad	Τύπου Β'Β'	400
Ελλάδα-Ιταλία	ΚΥΤ Αράχθου	Υ/Σ Galatina	Τμήματα εναέριων Γ.Μ. DC Τμήμα υπογείου καλωδίου DC Υποβρύχιο καλώδιο DC	400
Ελλάδα-Τουρκία	ΚΥΤ Φιλίππων-ΚΥΤ Ν. Σάντας	Babaeski	Διπλού κυκλώματος (τύπου 2Β'Β')-Μονού κυκλώματος (τύπου Β'Β'Β')	400



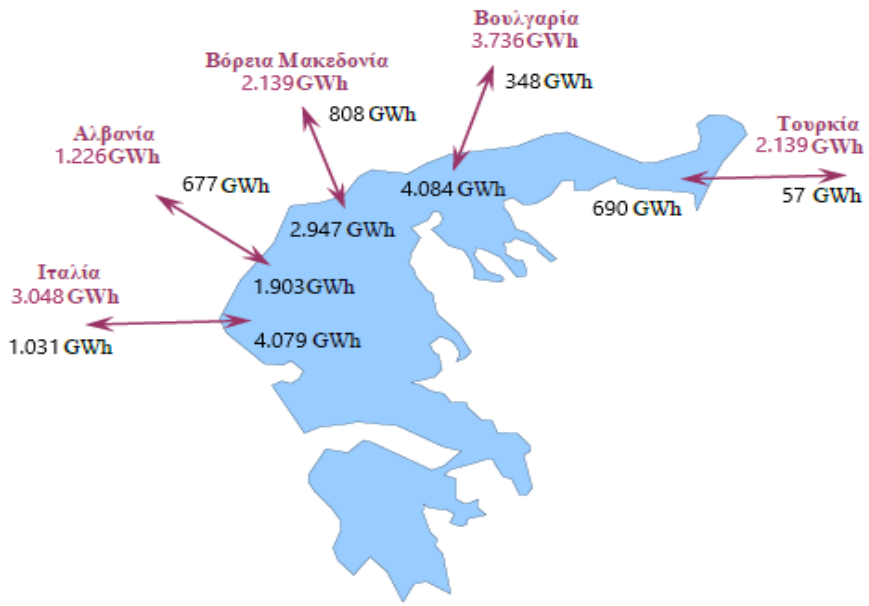
Σχήμα 2.17: Εξέλιξη Ετήσιου Ισοζυγίου Διασυνδέσεων για την περίοδο 2004 – 2018 (ΑΔΜΗΕ, 2019b)

Εστιάζοντας στην εξέλιξη του ισοζυγίου εισαγωγών-εξαγωγών τα τελευταία τέσσερα χρόνια δίνεται παρακάτω αναλυτικός πίνακας με στοιχεία για την προέλευση και τον προορισμό της ηλεκτρικής ενέργειας, όπως επίσης και τις αντίστοιχες διακινούμενες ποσότητες. Γενικά, παρατηρείται μία αυξητική τάση στις εισαγωγές τα τελευταία δύο χρόνια, έπειτα από μια δίχρονη πτωτική πορεία, ενώ αντίθετα οι εξαγωγές παρουσιάζουν μια ανοδική πορεία με εξαίρεση το 2019.

Πίνακας 2.10: Διαχρονική εξέλιξη του ισοζυγίου εισαγωγών-εξαγωγών ανά χώρα (GWh) (ΑΔΜΗΕ, 2017b, 2019c)

Χώρα	2016		2017		2018		2019	
	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Εισαγωγές	Εξαγωγές	Εισαγωγές	Εξαγωγές
Βόρεια Μακεδονία	2.617	213	2.095	929	2.978	1.592	2.947	808
Αλβανία	1.859	386	1.208	874	1.986	1.009	1.903	677
Βουλγαρία	4.092	292	3.200	268	3.897	225	4.084	348
Ιταλία	2.211	518	2.063	765	1.628	2.135	4.079	1.031
Τουρκία	187	796	514	16	735	22	690	57
Σύνολο	**10.967**	**2.204**	**9.081**	**2.852**	**11.224**	**4.983**	**13.703**	**2.921**
Ισοζύγιο Εισαγωγών-Εξαγωγών	**8.762**		**6.229**		**6.241**		**10.782**	

Ειδικότερα το 2019 οι καθαρές εισαγωγές ηλεκτρισμού ανήλθαν σε αρκετά υψηλό επίπεδο, στις 13,7 TWh σημειώνοντας αύξηση κατά 20% συγκριτικά με το 2016. Διαχρονικά η Βουλγαρία κατέχει το μερίδιο του λέοντος (30%) στις εισαγωγές και αποτελεί τη βασικότερη εξωτερική πηγή ηλεκτρικής ενέργειας, ενώ ακολουθείται από την Ιταλία, που τα τελευταία χρόνια σημείωσε σημαντική αύξηση (>45%) στην εισαγωγική της ροή. Αντίθετα στην περίπτωση των εξαγωγών πρωταρχικό ρόλο έχει η Ιταλία με ποσοστό της τάξης του 35% και ακολούθως η Βόρεια Μακεδονία και η Αλβανία με μερίδιο 28% και 23% αντίστοιχα.



Σχήμα 2.18: Εμπορικά προγράμματα ανταλλαγών ενέργειας ανά διασύνδεση για το 2019

Η ανάπτυξη διεθνών διασυνδέσεων συνιστά κρίσιμο παράγοντα για το ενεργειακό ισοζύγιο κάθε χώρας και η ενίσχυσή τους, όπως και η δημιουργία νέων συνδέσεων, αποτελεί ύψιστη προτεραιότητα. Πράγματι η δυνατότητα εισαγωγών και εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας μέσω ηλεκτρικών διασυνδέσεων μεταξύ χωρών συμβάλλει δραστικά στην ασφάλεια τροφοδοσίας και αποτελεί καθοριστικό παράγοντα για την ενοποίηση των εθνικών αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Σύμφωνα με το κριτήριο της Barcelona η ελάχιστη ικανότητα εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να είναι τουλάχιστον ίση με το 10 % της εγκατεστημένης ισχύος παραγωγής σε κάθε χώρα. Τέλος θα επιτρέψει την επιθυμητή μεγάλη διείσδυση ΑΠΕ στην Ευρώπη, καθώς αυτή θα απαιτήσει την ικανότητα διακίνησης σημαντικών ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας σε μεγάλες αποστάσεις, ενώ η αντικατάσταση συμβατικών σταθμών από μονάδες ΑΠΕ θα οδηγήσει σε ανάγκες σημαντικής ικανότητας μεταφοράς μεταξύ Συστημάτων για λόγους ρύθμισης.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3

ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΟ ΜΟΝΤΕΛΟ ΜΑΚΡΟΧΡΟΝΙΟΥ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΟΥ ΣΧΕΔΙΑΣΜΟΥ

3.1 Προγραμματισμός ανάπτυξης και λειτουργίας του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής

Το πρόβλημα του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού (ΜΕΣ) ενός ηλεκτρικού συστήματος ενέργειας εντοπίζεται στον προσδιορισμό του βέλτιστου ενεργειακού μίγματος και συνδυασμού των ηλεκτροπαραγωγικών τεχνολογιών και καθορίζει τις προσθήκες νέας δυναμικότητας, την τοποθεσία και τον χρόνο κατασκευής νέων υποψήφιων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, ελαχιστοποιώντας το συνολικό κόστος του συστήματος και ικανοποιώντας παράλληλα όλους τους τιθέμενους περιορισμούς και στόχους εντός ενός μακροχρόνιου πλαισίου. Η κύρια επιδίωξη κάλυψης της προβλεπόμενης ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε μία μελλοντική περίοδο και ταυτόχρονα μια σειρά οικονομικών (π.χ. κόστος συντήρησης και λειτουργίας, επενδυτικό κόστος, κόστος καυσίμων), τεχνικών (π.χ. λειτουργική διαθεσιμότητα, τεχνικό λειτουργικό ελάχιστο) και περιβαλλοντικών (π.χ. ανώτατο επιτρεπόμενο όριο εκπομπών CO_2, τιμολόγηση εκπομπών CO_2) παραμέτρων τίθενται υπόψη. Η επίλυση του ΜΕΣ συνιστά ένα απαιτητικό και ερευνητικά «προκλητικό» αντικείμενο, καθώς ενσωματώνει πολλαπλές πτυχές και πολυάριθμα κριτήρια αποφάσεων. Η πολυπλοκότητα του ΜΕΣ γίνεται αντιληπτή αν εξετάσουμε το πλήθος των τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής που είναι διαθέσιμες και των παραμέτρων που αυτές εμπεριέχουν, όπως τα λειτουργικά τεχνικά χαρακτηριστικά τους, τον περιβαλλοντικό αντίκτυπο, τις

διακυμάνσεις στην εξέλιξη των τιμών των καυσίμων, τους απαιτούμενους χρόνους ολοκλήρωσης της κατασκευής και τη μέγιστη διάρκεια αποδοτικής λειτουργίας της κάθε μονάδας ανάλογα με τον τύπο τεχνολογίας της (Bakirtzis, Biskas and Chatziathanasiou, 2012). Εκτός των τεχνικών, οικονομικών και περιβαλλοντικών χαρακτηριστικών κάθε τύπου τεχνολογίας όμως, και άλλοι παράγοντες επηρεάζουν τη διαδικασία λήψης στρατηγικών επενδυτικών αποφάσεων του ηλεκτροπαραγωγικού τομέα και αφορούν την δυνατότητα πρόσβασης σε χρηματοδοτικές πηγές και άλλους ενεργειακούς πόρους, την γεωγραφική θέση της κάθε περιοχής, τον τύπο των ενεργειακών πολιτικών που εφαρμόζονται και του ενεργειακού δυναμικού κάθε χώρας, την υφιστάμενη υπάρχουσα εγκατεστημένη ισχύ, την δυνατότητα ηλεκτρικών διασυνδέσεων με τα δίκτυα γειτονικών χωρών, καθώς και το ρυθμιστικό πλαίσιο της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Κολτσακλής, 2015).

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάζεται ένα μαθηματικό μοντέλο που αναπτύχθηκε με τεχνικές Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού για την επίλυση του προβλήματος του κεντρικού προγραμματισμού ανάπτυξης συστήματος παραγωγής. Κύριος σκοπός του είναι η εύρεση του άριστου τρόπου λειτουργίας και χρήσης του δυναμικού του ηλεκτροπαραγωγικού τομέα, μέσω της ελαχιστοποίησης της παρούσας αξίας του συνολικού κόστους, που διακρίνεται στα επιμέρους κόστη λειτουργίας και συντήρησης, κόστη επενδύσεων, κόστη απόρριψης φορτίου κ.α.. Οι περιβαλλοντικές συνιστώσες υπεισέρχονται στο πρόβλημα με την εισαγωγή του κόστους αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 στο κόστος λειτουργίας των μονάδων, καθώς και με την ενσωμάτωση της ετήσιας υποχρεωτικής ποσόστωσης των ΑΠΕ με τις αντίστοιχες κυρώσεις στην αντικειμενική συνάρτηση και τους περιορισμούς του προβλήματος βελτιστοποίησης. Το προτεινόμενο μοντέλο αξιολογείται προσομοιώνοντας το ηλεκτρικό σύστημα παραγωγής της Ελλάδας σε ένα ενιαίο μακροπρόθεσμο πρόβλημα βελτιστοποίησης βάθος χρόνου 30 ετών. Η μαθηματική προσέγγιση που παρατίθεται σε αυτό το κεφάλαιο παρουσιάζει τα αποτελέσματα ενός βασικού Σεναρίου Αναφοράς, λαμβάνοντας υπόψη την επίδραση και την εξέλιξη κρίσιμων παραμέτρων του συστήματος στις μακροπρόθεσμες αποφάσεις προγραμματισμού.

3.2 Ονοματολογία

3.2.1 Δείκτες – Σύνολα

Σύμβολο	Περιγραφή
m	Μονάδα ηλεκτροπαραγωγής
f	Μορφή ενεργειακού πόρου που χρησιμοποιείται στη μονάδα ηλεκτροπαραγωγής
$i(m,f)$	Αντιστοίχιση μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m και μορφής ενεργειακού πόρου f
b	Επίπεδο φορτίου
y	Έτος της εξεταζόμενης χρονικής περιόδου του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού
v	Έτος της ένταξης της επιπρόσθετης δυναμικότητας των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής. Για τις υφιστάμενες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής το έτος ένταξης λαμβάνει την τιμή του έτους έναρξης του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού
RES	Σύνολο των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας
RES^{-}	Σύνολο των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, εξαιρουμένων των υδροηλεκτρικών σταθμών
Hyd	Σύνολο των υδροηλεκτρικών μονάδων
$level$	Επίπεδο εισαγωγών

3.2.1 Παράμετροι

Σύμβολο	Περιγραφή
$CostInv_{m,v}$	Επενδυτικό κόστος κατασκευής επιπρόσθετης δυναμικότητας της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m το έτος v, σε €/KW
$CostFOM_{m,v}$	Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m που τέθηκε σε λειτουργία το έτος v, σε €/KW
$CostVOM_{m,v}$	Μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m που τέθηκε σε λειτουργία το έτος v, σε €/KWh

$CostImpo_{level}^{y}$	Κόστος εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας κλιμακούμενο ανάλογα με το επίπεδο εισαγωγής κατά τη διάρκεια της χρονικής περιόδου y, σε €/KWh
$impoprice^{y}$	Τιμή εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια της χρονικής περιόδου y, σε €/KWh
$price_CO_2{}^{y}$	Τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 κατά τη διάρκεια της χρονικής περιόδου y, σε €/tons CO_2
$fuel_price_{f}^{y}$	Τιμή του ενεργειακού πόρου f το έτος y, σε €/KWh
$VoLL^{y}$	Αξία απόρριψης φορτίου κατά τη διάρκεια του έτους y, σε €/KWh
$penalty_RES^{y}$	Ποινή για μη ικανοποίηση του περιορισμού υποχρεωτικής ποσόστωσης ΑΠΕ κατά τη διάρκεια του έτους y, σε €/KWh
$heat_rate_{m,v}$	Θερμική απόδοση της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m που τέθηκε σε λειτουργία το έτος v,σε GWh/GWh
$avail_rate_{m}$	Συντελεστής διαθεσιμότητας μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m που εκφράζει το συντελεστή χρησιμοποίησης στις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, παίρνοντας τιμές από 0 έως 1, ενώ στους συμβατικούς σταθμούς παίρνει τιμή ίση με τη μονάδα
cap_fac_{m}	Συντελεστής δυναμικότητας της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m που τέθηκε σε λειτουργία το έτος v (%)
$\mathrm{EFOR}_{D\,m}$	Συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας ανηγμένης σε ισοδύναμη ζήτηση φορτίου (%)
$max_resource_{f}{}^{y}$	Ετήσια διαθεσιμότητα του ενεργειακού πόρου f, σε GWh
$max_impoenergy^{y}$	Μέγιστο ετήσιο επιτρεπόμενο όριο της εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, σε GWh
$Hydropower_{m}^{y}$	Ετήσια μέγιστη υδραυλική διαθεσιμότητα ανά υδροηλεκτρική μονάδα, σε GWh
$\max_invhydro$	Μέγιστο επιτρεπτό όριο διείσδυσης υδροηλεκτρικών μονάδων, σε GW
$initcap_{m}$	Υφιστάμενη εγκατεστημένη δυναμικότητα της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m, σε GW
Dem_{b}^{y}	Ζήτηση ηλεκτρικού φορτίου στο επίπεδο φορτίου b της καμπύλης διάρκειας φορτίου κατά τη διάρκεια του έτους y σε GW
dur_{b}	Χρονική διάρκεια κάθε επιπέδου φορτίου b της καμπύλης διάρκειας φορτίου, σε ώρες
$peak_dem^{y}$	Ζήτηση ηλεκτρικής ισχύος αιχμής του ηλεκτρικού δικτύου κατά τη διάρκεια του έτους y, σε GW

r_{min}^{y}	Ελάχιστο περιθώριο επάρκειας ισχύος του συστήματος για το έτος y (%)
$CO_2_rate_f$	Ρυθμός εκπομπών CO_2 του εκάστοτε ενεργειακού πόρου f, σε $tons\ CO_2/KWh$
$Max_emissions^y$	Ανώτατο επιτρεπόμενο όριο εκπομπών CO_2 κατά τη διάρκεια του έτους y, σε $Mtons\ CO_2$
$MaxRES$	Ανώτατο επιτρεπτό όριο διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα (%)
Per_RES	Υποχρεωτικό ποσοστό διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα (%)
DF^y	Συντελεστής προεξόφλησης για το έτος y
DR	Ονομαστικό προεξοφλητικό επιτόκιο
IR	Επιτόκιο αναγωγής
IR_{fuel}	Ρυθμός πληθωρισμού κόστους ενεργειακού πόρου f
IR_{CO_2}	Ρυθμός πληθωρισμού τιμής εκπομπών CO2
$crf_{i,v}$	Συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου της επένδυσης της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m που τέθηκε σε λειτουργία το έτος v
$T_{m,v}^{life}$	Αναμενόμενη διάρκεια ζωής της επένδυσης της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m που τέθηκε σε λειτουργία το έτος v

3.2.1 Μεταβλητές

3.2.3.1 Συνεχείς μεταβλητές

Σύμβολο	Περιγραφή
$Elec_power_{m,v,b}^{y}$	Ισχύς εξόδου της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m, που τέθηκε σε λειτουργία το έτος v, στο επίπεδο φορτίου b της καμπύλης διάρκειας φορτίου κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε GW
$Inv_cap_{m,v}$	Επιπρόσθετη δυναμικότητα της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m που επενδύεται και τίθεται σε λειτουργία κατά τη διάρκεια του έτους v, σε GW

$Installed_cap_{m,v}^{y}$	Συνολική εγκατεστημένη δυναμικότητα της μονάδας ηλεκτροπαραγωγής m, που τέθηκε σε λειτουργία το έτος v, κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε GW
$LostLoad_{b}^{y}$	Μη εξυπηρετούμενο φορτίο στο επίπεδο φορτίου b της καμπύλης διάρκειας φορτίου κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε GW
$Impo_{b,level}^{y}$	Εισαγόμενη ηλεκτρική ισχύς του επιπέδου level των εισαγωγών στο επίπεδο φορτίου b της καμπύλης διάρκειας φορτίου κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε GW
$Total_Impo_{b}^{y}$	Συνολική εισαγόμενη ηλεκτρική ισχύς στο επίπεδο φορτίου b της καμπύλης διάρκειας φορτίου κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε GW
$RES_Deficit^{y}$	Έλλειμμα στην επίτευξη των ποσοστώσεων ΑΠΕ κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε GWh
$VOMCost^{y}$	Συνολικό μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συνόλου των μονάδων του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε εκατομμύρια €
$FOMCost^{y}$	Συνολικό σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης του συνόλου των μονάδων του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής κατά τη χρονική περίοδο του έτους y σε εκατομμύρια €
$InvCost^{y}$	Συνολικό κόστος επένδυσης κεφαλαίου κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε εκατομμύρια €
$FuelCost^{y}$	Συνολικό κόστος από την αξιοποίηση των ενεργειακών πόρων κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε εκατομμύρια €
$NPLCost^{y}$	Συνολικό κόστος από τη μη εξυπηρέτηση φορτίου κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε εκατομμύρια €
$ImpoCost^{y}$	Συνολικό κόστος εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε εκατομμύρια €
CO_2Cost^{y}	Συνολικό κόστος για την αγορά των δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε εκατομμύρια €
$RES_{def}Cost^{y}$	Συνολικό κόστος ποινής από τη μη πλήρωση της ελάχιστης ετήσιας απαίτησης συμμετοχής ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα κατά τη χρονική περίοδο του έτους y, σε εκατομμύρια €
$Total_Cost$	Παρούσα αξία του συνολικού κόστους παραγωγής, σε εκατομμύρια €

3.2.3.1 Δυαδικές μεταβλητές

Σύμβολο	Περιγραφή
X_m^y	Δυαδική μεταβλητή που εκφράζει την κατάσταση λειτουργίας της μονάδας τεχνολογίας m κατά το έτος y, παίρνοντας την τιμή 1 αν η μονάδα είναι ενταγμένη στο σύστημα και 0 διαφορετικά
Z_m^y	Δυαδική μεταβλητή που εκφράζει την απόφαση ένταξης νέας μονάδας τεχνολογίας m κατά το έτος y, παίρνοντας την τιμή 1 αν η μονάδα εντάσσεται στο σύστημα και 0 διαφορετικά

3.3 Ορισμός του προβλήματος

Η παρούσα μαθηματική προσέγγιση αντιμετωπίζει το πρόβλημα του ΜΕΣ ενός συστήματος ηλεκτροπαραγωγής σε εθνικό επίπεδο. Ο προγραμματισμός της ανάπτυξης του συστήματος παραγωγής μορφοποιείται και επιλύεται ως πρόβλημα Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού και διατυπώνεται με βάση τα ακόλουθα χαρακτηριστικά:

I. Θεωρείται ένας συγκεκριμένος χρονικός ορίζοντας προγραμματισμού, ο οποίος διαιρείται σε ένα σύνολο χρονικών περιόδων ίσης διάρκειας. Ένα χρονικό βήμα μονοετούς διάρκειας υιοθετείται στην παρούσα προσέγγιση.

II. Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας συναρτήσει του χρόνου μπορεί να αποτυπωθεί χρησιμοποιώντας μια ανεστραμμένη καμπύλη φορτίου. Η καμπύλη φορτίου απεικονίζει τα διατεταγμένα ηλεκτρικά φορτία συναρτήσει του χρόνου, ταξινομώντας τα επίπεδα φορτίου σε φθίνουσα σειρά, ξεκινώντας από το υψηλότερο που παρατηρείται σε μια συγκεκριμένη περιοχή σε ωριαία κλίμακα, τυπικά για ένα χρόνο. Στη παρούσα διατύπωση, προσεγγίζουμε τη καμπύλη αυτή με τρία επίπεδα φορτίου (b) και ειδικότερα υψηλό, μεσαίο και χαμηλό επίπεδο φορτίου, καθένα από τα οποία αντιστοιχεί σε μια συγκεκριμένη χρονική διάρκεια (dur_b).

III. Οι ενεργειακοί πόροι (f) που είναι διαθέσιμοι στην ηλεκτροπαραγωγή είναι οι πρωτογενείς πηγές ενέργειας στις οποίες ανήκουν τα ορυκτά καύσιμα, όπως ο λιγνίτης και το φυσικό αέριο, καθώς επίσης και ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, όπως η αιολική, η ηλιακή και τα υδατικά αποθέματα.

IV. Πληθώρα ηλεκτροπαραγωγικών τεχνολογιών (m) είναι διαθέσιμες και μπορούν να αξιοποιηθούν στην ηλεκτροπαραγωγική διαδικασία, κάθε μία από τις οποίες χαρακτηρίζεται από διαφορετικό κόστος, συμπεριλαμβανομένων του σταθερού $(CostFOM_{m,v})$ και του μεταβλητού κόστους συντήρησης και λειτουργίας $(CostVOM_{m,v})$. Παράλληλα λαμβάνονται υπόψιν τεχνικοί περιορισμοί, όπως η θερμική απόδοση $(heat_rate_{m,v})$, ο συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας (EFOR_{D_m}), ο συντελεστής εκπομπών CO_2 $(CO_2_rate_m)$. Το σύνολο των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας απαρτίζεται από τις

υφιστάμενες εγκατεστημένες μονάδες του εξεταζόμενου ηλεκτρικού συστήματος και τις υποψήφιες προς ένταξη μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, οι οποίες άπτονται σε ένα συγκεκριμένο επενδυτικό κόστος ($CostInv_{m,v}$).

V. Η ζήτηση ηλεκτρικού φορτίου μπορεί να καλυφθεί με την εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, δεδομένου της υφιστάμενης δυνατότητας ηλεκτρικών διασυνδέσεων με τα δίκτυα γειτονικών χωρών. Όταν η εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δεν επαρκεί για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών υπάρχει η δυνατότητα εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, ικανοποιώντας το αντίστοιχο κόστος ($CostImpo_{level}^{y}$) και γεφυρώνοντας το χάσμα μεταξύ προσφοράς και ζήτησης.

VI. Η ζήτηση καθώς και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζονται από απρόβλεπτους παράγοντες. Επομένως είναι πρακτικά αδύνατο να εγγυηθεί κανείς ότι ένα σύστημα ηλεκτροπαραγωγής θα δύναται να ανταπεξέλθει πλήρως στις ανάγκες της ζήτησης κάτω από οποιεσδήποτε συνθήκες και ενδέχεται σε δυσμενείς περιπτώσεις να απαιτηθεί η διακοπή τροφοδότησης κάποιων καταναλωτών, ώστε να διατηρηθεί η ισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης. Επομένως είναι αναγκαία η επιβολή ενός κριτηρίου αξιοπιστίας που θα εξασφαλίζει τη βιομηχανία ηλεκτρικής παραγωγής, ώστε το ρίσκο μη ικανοποίησης της ζήτησης να είναι ανεκτό. Το κριτήριο αξιοπιστίας του συστήματος ενσωματώνεται προσθέτοντας στην αντικειμενική συνάρτηση του προβλήματος το κόστος του μη εξυπηρετούμενου φορτίου χρησιμοποιώντας την αξία απώλειας φορτίου ($VoLL^{y} - Value\ of\ Lost\ Load$).

VII. Η ευστάθεια του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας εξασφαλίζεται μέσω της ενσωμάτωσης ενός ελάχιστου ποσοστού επάρκειας κάλυψης ισχύος (r_{min}^{y}) και μέσω του καθορισμού ενός μέγιστου επιτρεπόμενου ποσοστού διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας ($MaxRES$).

VIII. Η ενεργειακή περιβαλλοντική πολιτική εφαρμόζεται μέσω της επιβολής μέγιστου επιτρεπτού ορίου ετήσιων εκπομπών CO_2 ($Max_emissions^{y}$), της ενσωμάτωσης του κόστους αγοράς των δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 ($CostCO_2{}^{y}$), της επίτευξης ετήσιου ελάχιστου ποσοστού διείσδυσης ανανεώσιμων πηγών ενέργειας (Per_RES), καθώς και την καταβολή κυρώσεων σε περίπτωση αδυναμίας ανταπόκρισης στις προκλήσεις αυτές ($penalty_RES^{y}$).

Στόχος του μοντέλου είναι η εύρεση του βέλτιστου ηλεκτροπαραγωγικού μίγματος, ώστε να επιτευχθεί πλήρης ικανοποίηση της ηλεκτρικής ζήτησης και ταυτόχρονα να ελαχιστοποιηθεί το συνολικό κόστος για την ανάπτυξη του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής.

3.4 Μαθηματική διατύπωση

3.4.1 Αντικειμενική συνάρτηση

Στο προτεινόμενο μαθηματικό μοντέλο κύριο κριτήριο απόφασης του ΜΕΣ αποτελεί το συνολικό διαχρονικό κόστος της βιομηχανίας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους αναπαρίσταται μέσω της αντικειμενικής συνάρτησης του μαθηματικού μοντέλου, η οποία δίνεται από την ακόλουθη σχέση:

$$Min\ Total_Cost = \left[\begin{array}{l} \sum_{y} \{VOMCost^{y} + FOMCost^{y} + InvCost^{y} + FuelCost^{y}\} + \\ \sum_{y} \{NPLCost^{y} + ImpoCost^{y} + CO_2Cost^{y} + RES_{def}Cost^{y}\} \end{array}\right.$$

Η αντικειμενική συνάρτηση ελαχιστοποιεί την παρούσα αξία του συνολικού κόστους κατά τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού, το οποίο συμπεριλαμβάνει το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, $VOMCost^{y}$, το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης, $FOMCost^{y}$, το επενδυτικό κόστος για την κατασκευή της επιπρόσθετης δυναμικότητας, $InvCost^{y}$, το κόστος αξιοποίησης των ενεργειακών πόρων, $FuelCost^{y}$, το κόστος απόρριψης φορτίου, $NPLCost^{y}$, το κόστος εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, $ImpoCost^{y}$, το κόστος απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO_2, CO_2Cost^{y} και το κόστος ποινής από τη μη πλήρωση της ελάχιστης ετήσιας απαίτησης συμμετοχής ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα, $RES_{def}Cost^{y}$.

Οι επιμέρους συνιστώσες του συνολικού κόστους του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής αναλύονται ακολούθως.

Μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης

Η συνιστώσα του μεταβλητού κόστους λειτουργίας και συντήρησης σχετίζεται με το κόστος λειτουργίας και συντήρησης όλων των ενταγμένων ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων στο σύστημα, συνδέεται άμεσα με την ποσότητα της παραγόμενης ενέργειας και υπολογίζεται, λαμβάνοντας υπόψιν το προεξοφλητικό επιτόκιο, από την ακόλουθη σχέση:

$$VOMCost^{y} = \sum_{m,v,b} DF^{y} \cdot Elec_power^{y}_{m,v,b} \cdot dur_b \cdot CostVOM_{m,v} \quad \forall\, y$$

Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης

Η συνιστώσα του σταθερού κόστους λειτουργίας και συντήρησης αφορά το κόστος που απαιτείται για την ετήσια λειτουργία και συντήρηση όλων των ενταγμένων ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων στο σύστημα, σχετίζεται άμεσα με την ονομαστική δυναμικότητα, τόσο της υπάρχουσας όσο και της επιπρόσθετης δυναμικότητας που πρόκειται να κατασκευαστεί και εκφράζεται λαμβάνοντας υπόψιν το προεξοφλητικό επιτόκιο ως ακολούθως:

$$FOMCost^{y} = \sum_{m,v} DF^{y} \cdot Installed_cap_{m,v}^{y} \cdot CostFOM_{m,v} \quad \forall\, y$$

Επενδυτικό κόστος κεφαλαίου

Η συνιστώσα του επενδυτικού κόστους κεφαλαίου περιέχει το σύνολο του επενδυτικού κόστους του τομέα ηλεκτροπαραγωγής που απαιτείται για την υλοποίηση της απαραίτητης επέκτασης της δυναμικότητας του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψιν το προεξοφλητικό επιτόκιο όπως ακολούθως:

$$InvCost^{y} = \sum_{\substack{m,v,y \\ v \le y}} DF^{y} \cdot crf_{m,v} \cdot Inv_cap_{m,v} \cdot Z_{m}^{y} \cdot CostInv_{m,v} \quad \forall\, y$$

Προκειμένου η συγκριτική οικονομική αξιολόγηση των επενδύσεων να πραγματοποιηθεί επί ίσοις όροις, καθώς τα διάφορα είδη ηλεκτροπαραγωγικών τεχνολογιών διαφέρουν ως προς το χρόνο ζωής, το κόστος επένδυσης εμφανίζεται στην αντικειμενική συνάρτηση του συνολικού κόστους με τη μορφή του "ετησιοποιημένου" κόστους επένδυσης. Το κόστος κεφαλαίου θα χρειαστεί να αποπληρωθεί συνολικά μία φορά και επομένως ανάγεται σε ετήσια βάση με τον συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου (*capital recovery factor –crf*). Πράγματι ο συντελεστής ανάκτησης κεφαλαίου χρησιμοποιείται για να υπολογιστεί το ύψος μιας ετήσιας ληξιπρόθεσμης ράντας ώστε να κατανεμηθεί η παρούσα αξία ενός ποσού σε μια περίοδο y ετών. Ο συντελεστής αυτός πολλαπλασιαζόμενος με την παρούσα αξία του ποσού δίνει την ετήσια σταθερή δόση που θα πρέπει να καταβάλλεται (Καλιαμπάκος and Δαμίγος, 2008). Επομένως το "ετησιοποιημένο" κόστος της επένδυσης προκύπτει από το αρχικό κόστος μέσω της χρήσης του συντελεστή ανάκτησης κεφαλαίου για διάρκεια ζωής της επένδυσης T^{life} έτη και επιτόκιο αναγωγής IR και ορίζεται ως εξής:

$$crf = \frac{IR}{1 - (1 + IR)^{-T^{life}}}$$

ή ισοδύναμα ως:

$$crf = \frac{IR \cdot (1 + IR)^{T^{life}}}{(1 + IR)^{T^{life}} - 1}$$

Κόστος ενεργειακών πόρων

Η συνιστώσα του κόστους ενεργειακών πόρων εξαρτάται άρρηκτα από τα τεχνικά χαρακτηριστικά της κάθε ηλεκτροπαραγωγικής τεχνολογίας, της παραγόμενης από αυτήν ενέργειας, καθώς και τις τιμές των καυσίμων και προκύπτει λαμβάνοντας υπόψιν το προεξοφλητικό επιτόκιο ως ακολούθως:

$$FuelCost^y = \sum_{i(m,f),v,b} DF^y \cdot heat_rate_{m,v} \cdot Elec_power^y_{m,v,b} \cdot dur_b \cdot fuel_price^y_f \; \forall \; y$$

Αξίζει να σημειωθεί πως οι τιμές των καυσίμων υπολογίζονται συμπεριλαμβανομένου του πληθωρισμού, δηλαδή δίνονται από τη σχέση:

$$fuel_price^y_f = \left(1 + IR_f\right)^t \cdot fuel_{value} \; \forall \; y, f \in fuels$$

όπου $fuel_{value}$ η τιμή του εκάστοτε ενεργειακού πόρου το έτος βάσης και t η διαφορά του τρέχοντος έτους y από το έτος βάσης.

Κόστος απόρριψης φορτίου

Η συνιστώσα του κόστους απόρριψης φορτίου δίνεται συναρτήσει της περικοπής φορτίου που γίνεται σε κάθε επίπεδο φορτίου b της καμπύλης διάρκειας φορτίου, προσφέροντας αξιοπιστία στο μαθηματικό μοντέλο του συστήματος και υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψιν το προεξοφλητικό επιτόκιο από την ακόλουθη σχέση:

$$NPLCost^y = \sum_b DF^y \cdot dur_b \cdot LostLoad^y_b \cdot VoLL^y \quad \forall \; y$$

Κόστος εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας

Η συνιστώσα του κόστους εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας είναι άμεσο αποτέλεσμα της δυνατότητας του ηλεκτρικού συστήματος να εμπορεύεται ηλεκτρική ενέργεια από τις γειτονικές του χώρες. Λαμβάνοντας υπόψιν τα γεωγραφικά χαρακτηριστικά και τη

δυνατότητα διασυνδέσεων με τα δίκτυα γειτονικών χωρών, το κόστος εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας κλιμακώνεται ανάλογα με το επίπεδο εισαγόμενης ηλεκτρικής ισχύος και προκύπτει λαμβάνοντας υπόψιν το προεξοφλητικό επιτόκιο ως ακολούθως:

$$ImpoCost^{y} = \sum_{b,level} DF^{y} \cdot dur_{b} \cdot Impo_{b,level}^{y} \cdot CostImpo_{level}^{y} \quad \forall\, y$$

Αξίζει να σημειωθεί πως το κόστος των εισαγωγών κλιμακώνεται ανά επίπεδο εισαγόμενης ποσότητας ηλεκτρικής ισχύος υιοθετώντας ότι η τιμή ενός επιπέδου εισαγωγών προσαυξάνεται κατά 40% από το επίπεδο τιμής των προγενέστερων επιπέδων εισαγωγών και δίνεται από τη σχέση:

$$CostImpo_{level}^{y} = (1 + 0{,}4) \cdot CostImpo_{level-1}^{y}$$

Παράλληλα το κόστος για την εισαγωγή ηλεκτρικής ισχύος του πρώτου επιπέδου υπολογίζεται συμπεριλαμβανομένης μίας ετήσιας αύξησης και προκύπτει ως εξής:

$$impoprice^{y} = (1 + i)^{t} \cdot impo_{value} \quad \forall\, y$$

όπου $impo_{value}$ η τιμή προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας το έτος βάσης και t η διαφορά του τρέχοντος έτους y από το έτος βάσης.

Κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO_2

Η συνιστώσα του κόστους αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 είναι απόρροια της διεθνούς αλλά και εθνικής ενεργειακής πολιτικής σύμφωνα με την οποία έχει επιβληθεί ένα ανώτατο όριο στις εκπομπές CO_2 κατά τη διάρκεια κάθε χρονικής περιόδου y. Εντός αυτού του πλαισίου κάθε ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα υποχρεούται να αγοράσει δικαιώματα εκπομπών CO_2 για τους ρύπους που εκπέμπουν. Το κόστος αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 υπολογίζεται λαμβάνοντας υπόψιν το προεξοφλητικό επιτόκιο ως ακολούθως:

$$CO_2Cost^{y} = \sum_{i(m,f),v,b} \left\{ \begin{matrix} DF^{y} \cdot heat_rate_{m,v} \cdot Elec_power_{m,v,b}^{y} \cdot dur_{b} \\ \cdot\, CO_2_rate_{f} \cdot price_CO_2{}^{y} \end{matrix} \right\} \quad \forall\, y$$

Πρέπει να επισημανθεί πως το μοναδιαίο κόστος για την αγορά δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 υπολογίζεται συμπεριλαμβανομένου του πληθωρισμού, δηλαδή δίνεται από τη σχέση:

$$price_CO_2{}^y = \left(1 + IR_{CO_2}\right)^t \cdot CO_{2_{value}} \; \forall \, y, f \in fuels$$

όπου $CO_{2_{value}}$ η τιμή απόκτησης δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 το έτος βάσης και t η διαφορά του τρέχοντος έτους y από το έτος βάσης.

Κόστος προστίμου μη επίτευξης στόχων για τα ΑΠΕ

Η συνιστώσα του κόστους ποινής για τη μη ικανοποίηση του περιορισμού υποχρεωτικής ποσόστωσης ΑΠΕ κατά τη διάρκεια του έτους y υπολογίζεται συναρτήσει του ελλείμματος στην επίτευξη των ποσοστώσεων συμμετοχής ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα και συμπεριλαμβανομένου του προεξοφλητικού επιτοκίου προκύπτει όπως ακολούθως:

$$RES_{def}Cost^y = DF^y \cdot RES_Deficit^y \cdot penalty_RES^y \quad \forall \, y$$

Από τα παραπάνω γίνεται αντιληπτό πως όλα τα ετήσια κόστη που αναφέροντα σε έτη διαφορετικά του έτους βάσης πρέπει να αναχθούν σε εκείνο. Αυτό επιτυγχάνεται χρησιμοποιώντας τον συντελεστή προεξόφλησης (*discounted factor –*DF^y) ο οποίος ορίζεται από τη σχέση:

$$DF^y = \frac{\mathbf{1}}{(1 + DR)^t}$$

όπου DR το ονομαστικό προεξοφλητικό επιτόκιο και t η διαφορά του τρέχοντος έτους y από το έτος βάσης.

Επομένως συνολικά η αντικειμενική συνάρτηση που τίθεται προς ελαχιστοποίηση στο προτεινόμενο μαθηματικό μοντέλο είναι η ακόλουθη.

$$
\begin{aligned}
Min\ Total_{Cost} &= \sum_{m,v,b,y} DF^y \cdot Elec_power^y_{m,v,b} \cdot dur_b \cdot CostVOM_{m,v} \\
&+ \sum_{m,v,y} DF^y \cdot Installed_cap^y_{m,v} \cdot CostFOM_{m,v} \\
&+ \sum_{\substack{m,v,y \\ v \le y}} DF^y \cdot crf_{m,v} \cdot Inv_cap_{m,v} \cdot Z^y_m \cdot CostInv_{m,v} \\
&+ \sum_{i(m,f),v,b,y} DF^y \cdot heat_rate_{m,v} \cdot Elec_power^y_{m,v,b} \cdot dur_b \cdot fuel_{price}{}^y_f \\
&+ \sum_{b,y} DF^y \cdot dur_b \cdot LostLoad^y_b \cdot VoLL^y \\
&+ \sum_{b,level} DF^y \cdot dur_b \cdot Impo^y_{b,level} \cdot CostImpo^y_{level} \\
&+ \sum_{\substack{i(m,f), \\ v,b,y}} DF^y \cdot heat_rate_{m,v} \cdot Elec_power^y_{m,v,b} \cdot dur_b \cdot CO_2_rate_f \cdot price_CO_2{}^y \\
&+ \sum_{y} DF^y \cdot RES_Deficit^y \cdot penalty_RES^y
\end{aligned}
$$

3.4.2 Περιορισμοί του μαθηματικού μοντέλου

Ισοζύγιο ενέργειας

Ο περιορισμός κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος αντιπροσωπεύει την απαιτούμενη προσφορά ισχύος εκ μέρους του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να ικανοποιηθεί η διακυμαινόμενη ζήτηση κατά τις διάφορες περιόδους εντός του έτους αλλά και διαχρονικά. Σύμφωνα με το ισοζύγιο ενέργειας θα πρέπει κάθε χρονική στιγμή, σε κάθε επίπεδο ζήτησης η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια σε συνδυασμό με την εισαγόμενη ηλεκτρική ενέργεια, καθώς και τη περικοπή φορτίου να είναι μεγαλύτερες από την αντίστοιχη ζήτηση. Το ισοζύγιο κάλυψης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$
\left[\sum_{m,v} Elec_power^y_{m,v,b} + LostLoad^y_b + Total_Impo^y_b\right] \cdot dur_b \ge Dem^y_b \cdot dur_b \quad \forall b, y
$$

Περιορισμός δυναμικότητας των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Η αβεβαιότητα στην παραγωγή μοντελοποιείται μέσω του συντελεστή δυναμικότητας μιας μονάδας ηλεκτροπαραγωγής και ορίζεται ως ο λόγος της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας κατά τη διάρκεια μιας συγκεκριμένης χρονικής περιόδου προς τη μέγιστη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που δύναται να παραχθεί αν η μονάδα δουλέψει συνεχόμενα με πλήρη δυναμικότητα κατά τη διάρκεια της ίδιας περιόδου. Ο λειτουργικός περιορισμός που επιβάλλει ο συντελεστής δυναμικότητας στη διαθέσιμη ισχύ αποτυπώνει τον εξ' ορισμού περιορισμό πως η ηλεκτροπαραγωγή δε μπορεί να υπερβαίνει την καθαρή δυναμικότητα της κάθε μονάδας και περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$Elec_power_{m,v,b}^{y} \leq cap_{fac_m} \cdot Installed_{cap}{}_{m,v}^{y} \qquad \forall m, v, b, y$$

Περιορισμός διαθεσιμότητας

Η διαθεσιμότητα μιας ηλεκτροπαραγωγικής μονάδας είναι ευμετάβλητη και επηρεάζεται από ποικίλους παράγοντες που αφορούν την ποιότητα του εξοπλισμού, τη συντήρηση του, την επισκευή βλαβών, το είδος του καυσίμου, τις καιρικές συνθήκες κ.α.. Επομένως η παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια δε μπορεί να υπερβαίνει τη μέγιστη δυνατή ποσότητα, όπως αυτή διαμορφώνεται από τον συντελεστή διαθεσιμότητας. Ο περιορισμός της διαθεσιμότητας περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\sum_{b} Elec_power_{m,v,b}^{y} \cdot dur_b \leq 8760 \cdot avail_rate_m \cdot Installed_cap_{m,v}^{y} \qquad \forall m, v, y$$

Τονίζεται σε αυτό το σημείο ότι ο συντελεστής διαθεσιμότητας υπολογίζεται ως ο λόγος της χρονικής διάρκειας που η ηλεκτροπαραγωγική μονάδα δύναται να παράγει ενέργεια προς τη συνολική χρονική διάρκεια αυτού του διαστήματος.

Η παράμετρος της διαθεσιμότητας των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής επιδρά καθοριστικά στην επάρκεια του συστήματος παραγωγής Οι μονάδες μπορεί να μην είναι λειτουργικές, είτε λόγω προγραμματισμένων συντηρήσεων, είτε λόγω τυχαίων βλαβών, των οποίων η τυχαιότητα στην εμφάνιση και η απροβλεψιμότητα στην διάρκειά έχουν δυσμενείς επιπτώσεις στην επάρκεια του συστήματος. Για το λόγο αυτό, εναλλακτικά θα μπορούσαμε στον περιορισμό διαθεσιμότητας να χρησιμοποιήσουμε την απρόβλεπτη μη διαθεσιμότητα των μονάδων και να αξιοποιήσουμε τον δείκτη EFOR_D (*Equivalent Demand Forced Outage Rate*). Επομένως ο περιορισμός της διαθεσιμότητας περιγράφεται τώρα από την ακόλουθη σχέση:

$$\sum_{b} Elec_power_{m,v,b}^{y} \cdot dur_b \leq 8760 \cdot (1 - \mathrm{EFOR}_{D_m}) \cdot Installed_cap_{m,v}^{y} \qquad \forall m, v, y$$

Εξίσωση αθροιστικής ηλεκτρικής ισχύος

Η εξίσωση σωρευτικής ηλεκτρικής ισχύος αφορά το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος ανά μονάδα ηλεκτροπαραγωγής κάθε έτους, η οποία προκύπτει ως το άθροισμα της αρχικής εγκατεστημένης δυναμικότητας με τις επιπρόσθετες δυναμικότητες που πρόκειται να επενδυθούν για την επέκταση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Ο περιορισμός προσθήκης παραγωγικής δυναμικότητας περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$Installed_cap_{m,v}^{y} = initcap_m \cdot X_m^y + Inv_cap_{m,v} \cdot X_m^y \qquad \forall m, v, y$$

Απαίτηση επάρκειας ισχύος

Ο περιορισμός επάρκειας ισχύος εκφράζει τη δυνατότητα κάλυψης της μέγιστης αιχμιακής ζήτησης ισχύος από το σύστημα ηλεκτροπαραγωγής. Για το σκοπό αυτό εισάγεται επιπλέον ένα περιθώριο ασφαλείας σύμφωνα με το οποίο καθορίζεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς, την οποία πρέπει να διαθέτει το σύστημα προκειμένου να είναι αξιόπιστο και να ανταποκρίνεται στις ετήσιες ανάγκες και σε απρόβλεπτη αύξηση της κατανάλωσης.

Το περιθώριο επάρκειας ισχύος αποτελεί ένα δείκτη της διαθέσιμης παραγωγικής δυναμικότητας που υπερβαίνει την απαιτούμενη για την ικανοποίηση των αναγκών του ηλεκτρικού δικτύου και ορίζεται ως η διαφορά της συνολικής διαθέσιμης παραγωγικής δυναμικότητας και της ετήσιας αιχμής του ηλεκτρικού φορτίου διαιρούμενης με την εκτιμώμενη ετήσια αιχμή του ηλεκτρικού φορτίου. Επομένως το περιθώριο επάρκειας ισχύος δεν είναι τίποτα άλλο από το πλεόνασμα της συνολικής διαθέσιμης παραγωγικής δυναμικότητας επί της εκτιμώμενης ετήσιας αιχμής του ηλεκτρικού φορτίου εκφρασμένο ως ποσοστό επί της εκτιμώμενης ετήσιας αιχμής του ηλεκτρικού φορτίου (Turvey and Anderson, 1977).

Η συνολική ισχύς εξόδου των εγκατεστημένων μονάδων της βιομηχανίας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε συνδυασμό με την εισαγόμενη ηλεκτρική ισχύ θα πρέπει λοιπόν να είναι επαρκείς για να καλύψουν το ετήσιο φορτίο αιχμής προσαυξημένο με ένα προκαθορισμένο περιθώριο εφεδρείας. Η απαίτηση ελάχιστης εφεδρείας περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\sum_{m,v} Installed_cap_{m,v}^{y} \cdot cap_fac_m + \sum_{b} Total_Impo_b^y \geq \left(1 + r_{min}^y\right) \cdot peak_dem^y \ \forall y$$

Περιορισμός εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Το σύνολο των περιορισμών εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας αφορούν τη δυνατότητα προμήθειας ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των διασυνδέσεων με εξωτερικές πηγές (γειτονικές χώρες). Αρχικά οριοθετείται η εισαγόμενη ηλεκτρική ισχύς και διαχωρίζεται σε 7 επίπεδα των 100 MW έκαστο. Παράλληλα επιβεβαιώνοντας τον εισαγωγικό χαρακτήρα της χώρας επιβάλλεται περιορισμός της αξιοποίησης των διασυνδέσεων μέσω ενός ανώτατου ετήσιου επιτρεπόμενου ορίου εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Το παραπάνω σύνολο περιορισμών περιγράφεται από τις ακόλουθες σχέσεις:

$$Impo_{b,level}^{y} \leq 0.1 \qquad \forall\, b, level, y$$

$$Total_Impo_{b}^{y} = \sum_{level} Impo_{b,level}^{y} \quad \forall\, b, y$$

$$Total_Impo_{b}^{y} \leq 0.7 \qquad \forall\, b, y$$

$$\sum_{b} dur_{b} \cdot Total_Impo_{b}^{y} \leq max_impoenergy^{y} \quad \forall\ y$$

Περιορισμός μέγιστης διείσδυσης ΑΠΕ

Ο περιορισμός αυτός αφορά την ευστάθεια λειτουργίας του δικτύου υπό το πρίσμα μεγάλης διείσδυσης των ΑΠΕ και επιβάλλεται με σκοπό την αποφυγή των προβλημάτων στην αδιάλειπτη και ομαλή παροχή ηλεκτρικής ενέργειας. Η αξιοπιστία του συστήματος λοιπόν εξασφαλίζεται με την επιβολή ενός ανώτατου ορίου στη δυνατότητα διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα. Πράγματι οι ΑΠΕ αδυνατούν να ενταχθούν στο σύστημα όταν τους ζητηθεί λόγω της άρρηκτης εξάρτησης τους από τις καιρικές συνθήκες, μειώνοντας κατά αυτόν τον τρόπο την αξιοπιστία τους ως πηγές παραγωγής φορτίου βάσης σε σταθερή και μακροπρόθεσμη βάση. Ο περιορισμός μέγιστης συμμετοχής ΑΠΕ προσομοιώνεται με την επιβολή ενός μέγιστου ποσοστού διείσδυσης και περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\sum_{m \subseteq RES^{-}, v} Elec_power_{m,v,b}^{y} \leq MaxRES \cdot \sum_{m,v} Elec_power_{m,v,b}^{y} \quad \forall\, m \subseteq RES^{-}, y$$

Σε αυτό το σημείο επισημαίνεται ότι στον περιορισμό μέγιστης διείσδυσης ΑΠΕ δεν συμπεριλαμβάνεται η ηλεκτρική ισχύς που προέρχεται από τις υδροηλεκτρικές μονάδες.

Απαίτηση ελάχιστης συνεισφοράς ΑΠΕ

Με βάση διεθνείς αλλά και εθνικούς στόχους επιβάλλεται ένα απαιτούμενο ποσοστό της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας να προέρχεται από ΑΠΕ. Ο περιορισμός που αντανακλά την ενίσχυση της συνεισφοράς των ΑΠΕ στη συνολική ηλεκτροπαραγωγή περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\sum_{\substack{m \subseteq RES \\ v,b}} Elec_power_{m,v,b}^{y} \cdot dur_b + RES_Deficit^{y} \geq Per_RES \cdot \sum_{b} Elec_power_{m,v,b}^{y} \cdot dur_b \ \ \forall y$$

Περιορισμός διαθεσιμότητας ενεργειακών πόρων

Οι ενεργειακοί πόροι που προσφέρονται για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας παρουσιάζουν ένα ανώτατο όριο συνεισφοράς, λόγω της μειούμενης ποσότητας των ενεργειακών αποθεμάτων. Ο περιορισμός διαθεσιμότητας ενεργειακών πόρων περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\sum_{m,v,b} heat_rate_{m,v} \cdot Elec_power_{m,v,b}^{y} \cdot dur_b \leq max_resource_{f}{}^{y} \quad \forall\, f, y$$

Περιορισμός παραγωγής υδροηλεκτρικής ενέργειας

Εστιάζοντας στους υδροηλεκτρικούς σταθμούς, μια κρίσιμη παράμετρο όσον αναφορά τη συμβολή τους στην επίτευξη της επάρκειας του συστήματος αποτελούν οι συνθήκες υδραυλικότητας. Η αβέβαιη φύση της εξέλιξης των υδρολογικών χαρακτηριστικών κάθε έτους επηρεάζει την παραγόμενη ενέργεια από τις υδροηλεκτρικές μονάδες και προσομοιώνεται μέσω της ετήσιας διαθεσιμότητας υδροηλεκτρικής ενέργειας ανά υδροηλεκτρική μονάδα. Ο περιορισμός παραγωγής υδροηλεκτρικής ενέργειας περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\sum_{\substack{v,b \\ v \leq y}} Elec_power_{m,v,b}^{y} \cdot dur_b \leq Hydropower_{m}^{y} \quad \forall\ m \in Hyd\ , y$$

Περιορισμός διείσδυσης υδροηλεκτρικών μονάδων

Παράλληλα τίθεται περιορισμός στη διείσδυση νέων υδροηλεκτρικών μονάδων στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγικών τεχνολογιών. Πράγματι το εγχώριο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής έχει πετύχει την αξιοποίηση του μεγαλύτερου μέρους των ωφέλιμων υδάτινων πόρων, περιορίζοντας την επενδυόμενη δραστηριότητα των υδροηλεκτρικών μονάδων στις εναπομείναντες βέλτιστες προγραμματισμένες

εντάξεις. Ο περιορισμός διείσδυσης υδροηλεκτρικών μονάδων περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\sum_{m,v} Inv_cap_{m,v} \leq \max_invhydro \quad \forall\ m \in Hyd$$

Περιορισμός επίτευξης των στόχων περιορισμού των αέριων εκπομπών CO_2

Λόγω περιβαλλοντικών δεσμεύσεων επιβάλλονται περιορισμοί επίτευξης συγκράτησης ή και μείωσης των αέριων εκπομπών. Οι συνολικές εκπομπές CO_2 που απελευθερώνονται από τους διάφορους τύπους ηλεκτροπαραγωγικών τεχνολογιών δεν πρέπει να ξεπερνούν ένα συμφωνηθέν ανώτατο όριο εκπομπών. Οι εκπομπές αέριων ρύπων που εκλύονται από τις μονάδες παραγωγής εξαρτώνται από την τεχνολογία, το καύσιμο και την ένταση λειτουργίας της μονάδας, ενώ καθοριστικό ρόλο κατέχει ο συντελεστής εκπομπών ανά συνδυασμό χρησιμοποιούμενης τεχνολογίας και καυσίμου. Ο περιορισμός μετριασμού των εκπομπών του CO_2 περιγράφεται από την ακόλουθη σχέση:

$$\sum_{i(m,f),v,b} CO_2_rate_f \cdot heat_rate_{m,v} \cdot Elec_power^{y}_{m,v,b} \cdot dur_b \leq Max_emissions^{y} \quad \forall y$$

3.5 Περιγραφή της μελέτης περίπτωσης – Εφαρμογή στο Ελληνικό ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα

3.5.1 Γενική δομή του Ελληνικού διασυνδεδεμένου συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας

Το προτεινόμενο μοντέλο έχει εφαρμοστεί σε μια μελέτη περίπτωσης του Ελληνικού διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος, το οποίο σύμφωνα με τα στοιχεία που έχουν καταγραφεί από αρμόδιους φορείς αποτελείται από μονάδες λιγνίτη, φυσικού αερίου, βιομάζας, συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας, καθώς και υδροηλεκτρικές, αιολικές και ηλιακές μονάδες ηλεκτροπαραγωγής, συνολικής εγκατεστημένης ισχύος 18.846,4 MW. Η μελέτη της ανάπτυξης και λειτουργίας του Ελληνικού ηλεκτρικού συστήματος θα πραγματοποιηθεί σε μακροπρόθεσμο βάθος χρόνου 30 ετών, θεωρώντας ως έτος εκκίνησης της προσομοίωσης το 2020, με βήματα χρόνου ενός έτους.

Η συμπεριφορά των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής καθορίζεται από το σύνολο των τεχνικών χαρακτηριστικών που τις προσδιορίζει. Τα τεχνικά χαρακτηριστικά που λαμβάνονται υπόψιν είναι η θερμική απόδοση, η διαθεσιμότητα, η δυναμικότητα, ο ρυθμός εκπομπών CO_2 και ο χρόνος ζωής της εκάστοτε τεχνολογίας. Παρακάτω παρουσιάζονται συνοπτικά τα στοιχεία και τα τεχνικά χαρακτηριστικά των εγκατεστημένων σταθμών παραγωγής, ενώ λεπτομερή δεδομένα παρατίθενται στην ενότητα Α του Παραρτήματος.

Πίνακας 3.1: Δεδομένα και τεχνικά χαρακτηριστικά των υφιστάμενων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής	Απόδοση *(%)*	Διαθεσιμότητα *(%)*	Συντελεστής εκπομπών CO_2 $(\boldsymbol{tons\ CO_2/MWh})$
Λιγνίτης	37-41	72.1-88.1	1.29-2.08
Φυσικό αέριο	34.5-57	84.5-99.9	0.36-0.65
Υδροηλεκτρικά	-	65-97	-
Αιολικά	-	24	-
Φωτοβολταϊκά	-	21	-
Βιομάζα	25.7-37	57	-

Το αιολικό και φωτοβολταϊκό δυναμικό της χώρας αποτελεί τη βασική συνιστώσα διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα. Η υπάρχουσα εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών και φωτοβολταϊκών στο ηπειρωτικό σύστημα μπορεί να θεωρηθεί συγκεντρωμένη σε ένα ισοδύναμο αιολικό και φωτοβολταϊκό πάρκο αντίστοιχα, για λόγους απλοποίησης του μοντέλου, ενώ αντίστοιχα και η ένταξη νέων αιολικών και φωτοβολταϊκών πάρκων λαμβάνεται ως μία ενιαία περίπτωση επένδυσης. Παράλληλα στην παρούσα προσέγγιση για τις τεχνολογίες ΑΠΕ με έντονες εποχιακές και

ημερολογιακές διακυμάνσεις ηλεκτροπαραγωγής υιοθετείται η κανονικοποιημένη παραγωγής τους σε επίπεδο έτους

3.5.2 Οικονομικά χαρακτηριστικά των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Τα οικονομικά δεδομένα των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής διαδραματίζουν καθοριστικό ρόλο στη συγκριτική οικονομική αξιολόγησή τους στο συνολικό κόστος παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας και σε πολύ μεγάλο βαθμό επηρεάζουν τα αποτελέσματα της επίλυσης του προβλήματος του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού. Στα οικονομικά χαρακτηριστικά κάθε υφιστάμενου σταθμού και κάθε υποψήφιας και προγραμματισμένης επένδυσης συγκαταλέγονται το κόστος επένδυσης, το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης και το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης.

Παρακάτω παρουσιάζονται τα οικονομικά στοιχεία των νέων υποψήφιων προς ένταξη μονάδων ηλεκτροπαραγωγής. Το σταθερό και μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης θεωρείται ίδιο με αυτό των ήδη εγκατεστημένων μονάδων. Πρέπει να επισημανθεί ότι το επενδυτικό κόστος κατασκευής, καθώς και τα κόστη λειτουργίας και συντήρησης βαίνουν μειούμενα κατά τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού. Ο μειούμενος ρυθμός που ακολουθούν τα κόστη αιτιολογείται από την υπόθεση ανέλιξης της τεχνολογίας και της εμπορικής ωρίμανσης της Ελληνικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας σε βάθος χρόνου. Τα οικονομικά δεδομένα ελήφθησαν από τεχνική μελέτη της Διοίκησης Ενεργειακών Πληροφοριών του Υπουργείου Ενέργειας των ΗΠΑ (U.S. Energy Information Administration, 2020b), την Ετήσια Ενεργειακή Επισκόπηση των ΗΠΑ (*Annual Energy Outlook of the U.S. Energy Information Administration*) (U.S. Energy Information Administration, 2020a), καθώς και την μελέτη Technology pathways in decarbonisation scenarios (A. Vita, I. Kielichowska, P. Mandatowa, P. Capros, E. Dimopoulou, S. Evangelopoulou, T. Fotiou, M. Kannavou, P. Siskos, 2018), υποθέτοντας ισοτιμία $/€ ίση με 0.93.

Πίνακας 3.2: Οικονομικά δεδομένα των νέων υποψήφιων προς εγκατάσταση μονάδων ηλεκτροπαραγωγής για το έτος αναφοράς

Μονάδα ηλεκτροπαραγωγής	Επενδυτικό κόστος (€/KW)	Σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/KW)	Μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης (€/MWh)
Λιγνίτης	1.800-2.000	32,5-46,8	3-4,16
Φυσικό αέριο συνδυασμένου κύκλου	720-820	15	1,99-2,31
Φυσικό αέριο ανοιχτού κύκλου	663,09-1.092,75	6,51-15,159	4,185-4,371
Υδροηλεκτρικά	4.943,88	27,7698	0
Αιολικά	1.080-1.395	13-22	0,15—0,25
Φωτοβολταϊκά	690-721	12,6-22	0
Βιομάζα	3.810,21-4.380	27,1-116,9196	2,76-4,4919
Γεωθερμία	3.901-4.970	90-95	0,32

Οι μονάδες που αναφέρονται στον παραπάνω πίνακα αποτελούν ένα αντιπροσωπευτικό δείγμα, καθώς χρησιμοποιήθηκαν περισσότερες μονάδες από την κάθε τεχνολογία. Αναλυτικά όλα τα παραπάνω στοιχεία για κάθε τεχνολογία παρουσιάζονται υπό μορφή πινάκων στην ενότητα Α του Παρατήματος.

Εξαίρεση του μειούμενου ρυθμού που ακολουθούν τα κόστη επένδυσης αποτελούν τα κόστη επένδυσης των αιολικών και φωτοβολταϊκών μονάδων. Η διαφοροποίηση που εμφανίζεται στα κόστη εγκατάστασης οφείλεται στη μεγάλη διασπορά των μονάδων αυτών, που συντελεί στην αύξηση του κόστους διασύνδεσης και των λοιπών συνιστωσών κόστους ανάλογα με την ακαταλληλότητα της περιοχής εγκατάστασης και την εγγύτητα ή μη επάρκεια συνδέσεων με το κεντρικό δίκτυο μεταφοράς. Η υιοθέτηση-αύξηση του κόστους αυτού υπεισέρχεται στα κόστη επενδύσεων, αναπαριστώντας με βέλτιστο τρόπο και αποφεύγοντας μια υπέρμετρα αισιόδοξη και "φθηνή" προσέγγιση της μέλλουσας διείσδυσης της αιολικής και ηλιακής ενέργειας.

3.5.3 Τεχνικά χαρακτηριστικά των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Πέρα από τα οικονομικά στοιχεία των νέων υποψήφιων προς εγκατάσταση μονάδων στο ηλεκτρικό σύστημα, καίριο ρόλο στην απόφαση ένταξης τους παίζουν και τα τεχνικά χαρακτηριστικά τους, βάσει των οποίων διαμορφώνεται η συμπεριφορά τους στο μίγμα ηλεκτροπαραγωγής. Ανάμεσα τους συγκαταλέγονται η καθαρή ονομαστική ισχύς, η θερμική απόδοση, η διαθεσιμότητα, ο ρυθμός εκπομπών CO_2 και ο χρόνος ζωής της εκάστοτε τεχνολογίας. Παρακάτω παρουσιάζονται τα τεχνικά στοιχεία των νέων υποψήφιων προς εγκατάσταση μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, ενώ αναλυτικά δεδομένα παρατίθενται στην ενότητα Α του Παρατήματος.

Ο μακροχρόνιος ενεργειακός προγραμματισμός οφείλει να λαμβάνει υπόψιν την τεχνολογική πρόοδο και τις υποσχόμενες και προχωρημένες τεχνολογίες, είτε αυτές είναι καινούριες είτε αποτελούν μετεξέλιξη κάποιων προηγούμενων, διότι κατέχουν καθοριστικό ρόλο στην επιλεγόμενη στρατηγική επέκτασης.

Επισημαίνεται ότι ο βαθμός ηλεκτρικής απόδοσης και αντίστοιχα ο συντελεστής θερμικής απόδοσης της εκάστοτε τεχνολογίας μεταβάλλεται ανά πενταετία λόγω της υπόθεσης ανέλιξης και εκσυγχρονισμού της τεχνολογίας. Παρόμοια συμπεριφορά παρουσιάζει και ο συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας ($EFOR_D$), ο οποίος βαίνει μειούμενος, καθώς οι μονάδες ηλεκτροπαραγωγής συντηρούνται και εκσυγχρονίζονται σε βάθος χρόνου. Εξαίρεση των παραπάνω αποτελούν τα αιολικά και τα φωτοβολταϊκά, όπου ο συντελεστής απρόβλεπτης μη διαθεσιμότητας των υποψήφιων μονάδων μεταβάλλεται από 76% και 79% αντίστοιχα, και αυξάνεται γραμμικά με το πλήθος τους (μέχρι και 85%) για να αποτυπωθεί το γεγονός πως οι νέες εντάξεις θα εγκαθίστανται σε περισσότερο δυσμενείς και λιγότερο αποδοτικές θέσεις συγκριτικά με τις προγενέστερες εντάξεις.

Πίνακας 3.3:Τεχνικά χαρακτηριστικά των νέων υποψήφιων προς εγκατάσταση μονάδων στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής

Μονάδα ηλεκτροπαραγωγής	Ενεργειακός πόρος	Καθαρή ονομαστική ισχύς (KW)	Απόδοση (%)	Διαθεσιμότητα (%)	Συντελεστής εκπομπών CO_2 $(\boldsymbol{tons\ CO_2/MWh})$	Οικονομική διάρκεια (έτη)
Λιγνίτης	Λιγνίτης	650	44	90	0,318831	40
Φυσικό αέριο συνδυασμένου κύκλου	Φυσικό αέριο	1083	59	95	0, 181083	30
Φυσικό αέριο ανοιχτού κύκλου	Φυσικό αέριο	105	39,2	95	0, 181083	40
Υδροηλεκτρικά	Νερό	100	-	80	0	50
Αιολικά	Αέρας	200	-	24	0	25
Φωτοβολταϊκά	Ήλιος	150	-	21	0	25
Βιομάζα	Βιομάζα	50	33,3	57	0	40
Γεωθερμία	Γεωθερμία	50	-	80	0	25

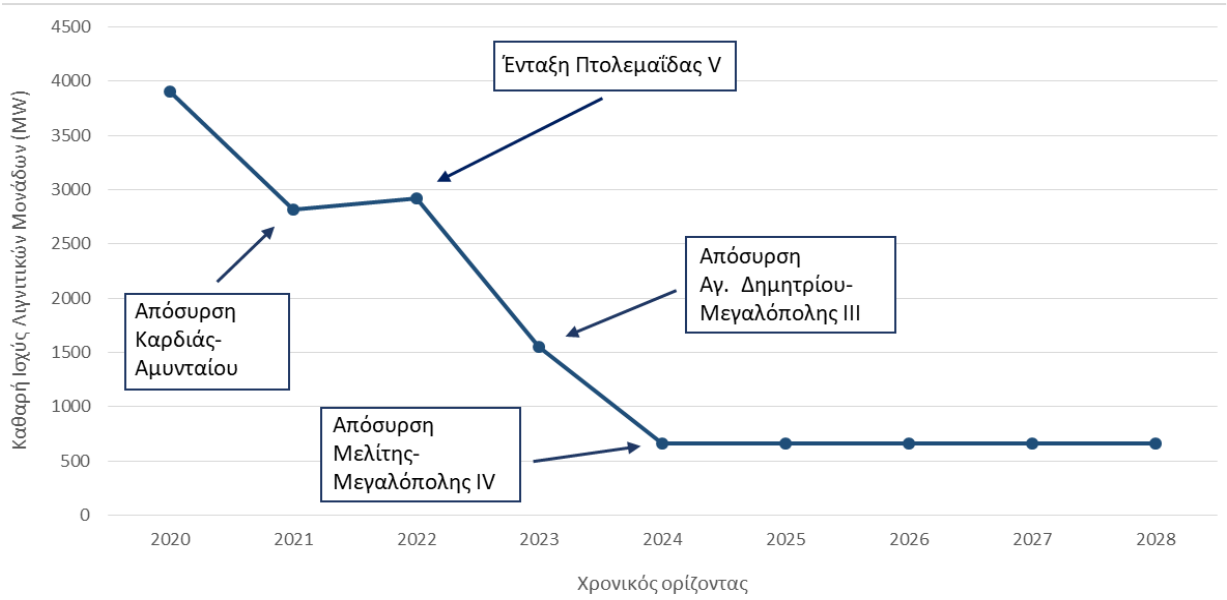
3.5.4 Αποσύρσεις και νέες εντάξεις συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Η ανάγκη επίτευξης των περιβαλλοντικών στόχων που έχουν τεθεί σε διεθνές, αλλά και εθνικό επίπεδο, καθώς και άλλων οικονομικών επιδιώξεων επιτάσσει αναγκαία την απόσυρση των ρυπογόνων μονάδων. Κατά αυτόν τον τρόπο και σύμφωνα με το υπό διαβούλευση Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα, επιβάλλεται ως δεσμευτικός στόχος η πλήρης απολιγνιτοποίηση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος μέχρι το 2028, με το σύνολο των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων να αποσύρονται μέχρι το τέλος του 2023. Η άρρηκτη εξάρτηση, ωστόσο, του εθνικού συστήματος από τις εν λόγω μονάδες καθιστά σκόπιμο η μετάβαση αυτή να γίνει με έναν ομαλότερο τρόπο. Συνοπτικά, η αναμενόμενη πορεία απόσυρσης των λιγνιτικών μονάδων εντός της επόμενης δεκαετίας παρουσιάζεται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 3.4: Δεδομένα απόσυρσης των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Ηλεκτροπαραγωγική μονάδα	Καθαρή ισχύς (MW)	Έτος απόσυρσης
Καρδιά I	271	Οκτ 2020
Καρδιά II	271	Οκτ 2020
Αμύνταιο I	273	Οκτ 2020
Αμύνταιο II	273	Οκτ 2020
Καρδιά III	280	Οκτ 2021
Καρδιά IV	280	Οκτ 2021
Μεγαλόπολη III	255	Οκτ 2022
Αγ. Δημήτριος I	274	Οκτ 2022
Αγ. Δημήτριος II	274	Οκτ 2022
Αγ. Δημήτριος III	283	Οκτ 2022
Αγ. Δημήτριος IV	283	Οκτ 2022
Αγ. Δημήτριος V	342	Οκτ 2023
Μεγαλόπολη IV	256	Οκτ 2023
Μελίτη	289	Οκτ 2023
Πτολεμαΐδα V	660	Αρχές 2028

Η ανανέωση και αποδέσμευση, λοιπόν, του ενεργειακού μίγματος από τις εγκατεστημένες λιγνιτικές μονάδες, προσθέτοντας νέες φιλικές προς το περιβάλλον συντελεί ευεργετικά προς την κατεύθυνση επίτευξης περιβαλλοντικών και άλλων στόχων. Συνοπτικά, η αναμενόμενη πορεία των λιγνιτικών μονάδων προς μία ομαλή απόσυρση τους εντός της επόμενης οχταετίας παρουσιάζεται στο παρακάτω σχήμα.



Σχήμα 3.1: Εξέλιξη της καθαρής ισχύος των λιγνιτικών μονάδων εντός της επόμενης οκταετίας

Παράλληλα σύμφωνα με το υπό διαβούλευση Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα έχουν δημοσιοποιηθεί προγραμματισμένες νέες εντάξεις συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής όπως αυτές παρουσιάζονται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 3.5: Νέες προγραμματισμένες εντάξεις συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής(ΑΔΜΗΕ, 2019b)

Ηλεκτροπαραγωγική μονάδα	Καθαρή ισχύς (MW)	Καύσιμο	Έτος ένταξης
Πτολεμαΐδα V	660	Λιγνίτης	Αρχές 2022
Μονάδα CCGT1	825	Φυσικό Αέριο	Οκτ 2022
Μονάδα CCGT2	825	Φυσικό Αέριο	Οκτ 2023
Μονάδα ΦΑ	660	Φυσικό Αέριο	Αρχές 2028
Μεσοχώρα	160	ΥΗΣ	Αρχές 2022
Μετσοβίτικο	29	ΥΗΣ	Αρχές 2025
Αυλάκι	83	ΥΗΣ	Αρχές 2028
Νέα άντληση	680	ΥΗΣ	Αρχές 2025

3.5.5 Τιμές και διαθεσιμότητα ενεργειακών πόρων

Η επιλογή των καυσίμων στο μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό επηρεάζει σημαντικά τον τομέα ηλεκτροπαραγωγής, καθώς η εξέλιξη των τιμών τους και η μελλοντική διαθεσιμότητα τους συντελούν καθοριστικά σε μεγάλο ποσοστό στο συνολικό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και εν τέλει στην επιλογή του μίγματος τεχνολογιών παραγωγής. Οι τιμές των καυσίμων αποτελούν μια αβέβαιη παράμετρο που καθορίζουν τη βιωσιμότητα των μονάδων και το κόστος της

παραγόμενης ενέργειας. Ο αστάθμητος τους παράγοντας αιτιολογείται από την άμεση εξάρτηση τους από τις γενικότερες πολιτικές και οικονομικές συνθήκες, καθώς σημαντικό μέρος σε όλες τις βιομηχανίες ηλεκτροπαραγωγής καλύπτεται από εισαγωγές ενεργειακών πόρων, όπως πετρελαϊκών προϊόντων, στερεών καυσίμων και φυσικού αερίου.

Μια άλλη έκφανση της αβεβαιότητας εντοπίζεται στη διαθεσιμότητα των ενεργειακών πόρων τόσο άμεσα όσο και μακροπρόθεσμα. Τα πιο σημαντικά κοιτάσματα βρίσκονται στο βόρειο τμήμα της Ελλάδας και πιο συγκεκριμένα στην περιοχή της Πτολεμαΐδας, του Αμύνταιου και της Φλώρινας, στην Δράμα, στην Ελασσόνα και επίσης στο νότιο τμήμα στην περιοχή Μεγαλόπολης. Σύμφωνα με τελευταία στοιχεία η ετήσια διαθεσιμότητα αποθεμάτων λιγνίτη ανέρχεται σε 107,45 εκατομμύριαους τόνους (Κολτσακλής, 2015) με αποτέλεσμα η ετήσια διαθεσιμότητα αποθεμάτων λιγνίτη να φτάνει τις 82.000 GWh. Αντίστοιχα η ετήσια διαθεσιμότητα αποθεμάτων φυσικού αερίου ανέρχεται τις 55.000 GWh με πρόβλεψη το 2050 να ανέλθει στις 110.000 GWh (Central Intelligence Agency, 2020).

Στον παρακάτω πίνακα παρουσιάζονται συνοπτικά οι επικαιροποιημένες παραδοχές για την εξέλιξη των διεθνών τιμών καυσίμων, όπως αυτές παρουσιάζονται στη μελέτη του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας, της Booz&Company και του National Renewable Energy Laboratory (Booz&Company, 2013; NREL, 2018; Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, 2019).

Πίνακας 3.6: Εξέλιξη της τιμής των καυσίμων

Έτος	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Τιμή λιγνίτη (€/MWh καυσίμου)	13,5	13,7	14	14,2	14,5	14,7	15
Τιμή φυσικού αερίου (€/MWh καυσίμου)	22,2	23,7	24,9	25,2	28,7	30,6	32,7
Τιμή βιομάζας (€/MWh καυσίμου)	27,9	27,9	27,9	26,9	26,9	26,9	26,9

3.5.6 Υδροηλεκτρική ενέργεια

Η υδροηλεκτρική ενέργεια συμβάλλει καθοριστικά στην ικανοποίηση των ενεργειακών αναγκών του ελληνικού τομέα ηλεκτροπαραγωγής. Η διαθεσιμότητα και η αξιοποίηση ωστόσο της υδροηλεκτρικής ενέργειας εμπεριέχει μεγάλο βαθμό αβεβαιότητας καθώς εξαρτάται άμεσα από τις καιρικές συνθήκες και προφανώς από τη συχνότητα και την ένταση των βροχοπτώσεων. Η υδραυλικότητα μεταβάλλεται απρόβλεπτα από έτος σε έτος έχοντας ως αποτέλεσμα την ανάλογη διακύμανση της ηλεκτροπαραγωγής από τις υδροηλεκτρικές μονάδες και αντίστοιχα του βαθμού λειτουργίας και συμμετοχής τους.

Επομένως οι συνθήκες υδραυλικότητας καθορίζουν άμεσα τη λειτουργία και χρήση των υδροηλεκτρικών σταθμών, αποσιωπώντας τις επιδόσεις του εκάστοτε σταθμού και ταυτόχρονα εξομαλύνοντας τις μεταξύ τους διαφοροποιήσεις που προκύπτουν από τις

τεχνικές προδιαγραφές κάθε μονάδας και τη δυνατότητα αξιοποίησης του υδραυλικού δυναμικού.

Η πρόβλεψη της ετήσιας ενεργειακής διαθεσιμότητας των υδροηλεκτρικών σταθμών βασίζεται σε ιστορικά στατιστικά δεδομένα και σε προβλέψεις. Το σενάριο που υιοθετείται στην παρούσα προσέγγιση εκτιμά εξέλιξη της υδραυλικότητας παρόμοια με εκείνη των προηγούμενων ετών. Οι ετήσιοι περιορισμοί της διαθεσιμότητας των υδροηλεκτρικών μονάδων θεωρούνται ίδιοι για όλα τα υπό εξέταση έτη του ορίζοντα προγραμματισμού, ενώ εναλλακτικά θα μπορούσαν να επιλεγούν μερικά χρόνια ξηρασίας και μερικά υψηλής υδραυλικότητας τυχαία κατά τη διάρκεια του μακροχρόνιου σχεδιασμού.

Έτσι λαμβάνοντας υπόψιν μας την εξέλιξη της υδραυλικής καθαρής παραγωγής κατά την τελευταία δεκαετία με βάση τα υπάρχοντα δεδομένα ορίζουμε την ετήσια μέγιστη υδραυλική διαθεσιμότητα στις 4.751,34 GWh

3.5.7 Περιβαλλοντική πολιτική

Η περιβαλλοντική διάσταση του προβλήματος εκφράζεται μέσω της επιβολής περιορισμών στις εκπομπές των ρυπογόνων αερίων. Στο σύνολο τους αναφέρονται στις εκπομπές αέριων ρύπων των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, οι οποίοι εκλύονται ανάλογα με την εκάστοτε τεχνολογία, το καύσιμο και την ένταση λειτουργίας της μονάδας, όπως αναδεικνύεται και στον παραπάνω πίνακα. Η Ελλάδα, όπως και άλλες βιομηχανικές χώρες, έχουν επικυρώσει διάφορες περιβαλλοντικές δεσμεύσεις, όπως αυτές παρουσιάζονται στο Κεφάλαιο 1.

Παράλληλα μια καινούρια παράμετρος αβεβαιότητας υπεισέρχεται στο μοντέλο. Η Ευρωπαϊκή Ένωση θέσπισε το ευρωπαϊκό σύστημα εμπορίας εκπομπών το 2005 με στόχο να ενθαρρυνθεί η μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου με τρόπο οικονομικά αποδοτικό και αποτελεσματικό. Το Σύστημα Εμπορίας Δικαιωμάτων Εκπομπών (ΣΕΔΕ) λειτουργεί σύμφωνα με το σύστημα «επιβολής ανώτατου ορίου και εμπορίας» (cap and trade). Το εργαλείο αυτό ενεργειακής πολιτικής θέτει περιορισμούς στις ποσότητες εκπεμπόμενων αερίων του θερμοκηπίου από τους ενεργοβόρους παραγωγούς ηλεκτρικής ενέργειας. Τα ανώτατα επίπεδα των δικαιωμάτων εκπομπών προσδιορίζονται από την Ευρωπαϊκή Ένωση και τίθενται προς αγορά. Το ανώτατο όριο βαίνει μειούμενο με την πάροδο του χρόνου, στοχεύοντας τη σταδιακή μείωση των συνολικών ποσοτήτων εκπομπών. Τα δικαιώματα εκπομπών αποτελούν το «αντίτιμο» του μηχανισμού εμπορίας εκπομπών και κάθε δικαίωμα αδειοδοτεί τον εκάστοτε κάτοχο του να εκπέμπει ένα τόνο CO_2 (Ευρωπαϊκό Συμβούλιο and Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης, 2020b).

Συγκεκριμένα η Ελληνική ενεργειακή πολιτική το 2020 στοχεύει σε μείωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου κατά 20%, το 2030 θέτει μια ακόμα πιο φιλόδοξη ενεργειακή πολιτική και μείωση κατά 40%, ενώ αναφορικά με το 2050 δεσμεύεται για μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 75%-80% σε σχέση με τα επίπεδα του 1990, δηλαδή να γίνει κλιματικά ουδέτερη.

Η τιμή των δικαιωμάτων εκπομπών αερίων παρουσιάζει έντονες διακυμάνσεις και επηρεάζεται από ποικίλους παράγοντες, ανάμεσα στους οποίους οι περιβαλλοντικές και ενεργειακές πολιτικές, οι διεθνείς κλιματικές εξελίξεις, οι τιμές των καυσίμων κ.α.. Για τις ανάγκες μελέτης του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού υιοθετείται η ακόλουθη εξέλιξη της τιμής των δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου όπως αυτή διαμορφώνεται από το χρηματιστήριο εμπορίας δικαιωμάτων σε συνδυασμό με τις διεθνείς πολιτικές και μαζί με τα ανώτατα επιτρεπτά όρια εκπομπών CO_2 παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

Πίνακας 3.7: Εξέλιξη της τιμολόγησης των δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 και του μέγιστου επιτρεπτού επιπέδου εκπομπών CO_2 (Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, 2019; IEA, 2020b)

Έτος	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Τιμή εκπομπών CO2 (€/tons CO2)	24	28,8	31,2	43,5	51,7	72	88
Μέγιστο επιτρεπτό επίπεδο εκπομπών CO2 (εκατ. τόνοι)	56	48,5	42	31,91	24,25	18,42	14

3.5.8 Διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας

Η ηλεκτρική ενέργεια που παράχθηκε από ΑΠΕ το 2019 αντιπροσωπεύει το 27,73% της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στο διασυνδεδεμένο σύστημα. Στο πλαίσιο των ενεργειακών δεσμεύσεων που επιβλήθηκαν από την Ευρωπαϊκή Ένωση στα κράτη μέλη της, η Ελλάδα έχει αναλάβει δεσμευτικούς εθνικούς στόχους στην επίτευξη συγκεκριμένου μεριδίου ενέργειας από ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ενέργειας, η οποία αντιστοιχεί στην ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας που παρήχθη από ΑΠΕ. Σύμφωνα με τις απαιτήσεις και τις κατευθυντήριες γραμμές της Ευρωπαϊκής Ένωσης, η συνεισφορά των ΑΠΕ στην ακαθάριστη τελική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το 2020 οφείλει να αντιστοιχεί στο 20%, για το 2030 ανέρχεται στο 32%, ενώ για το 2050 ενστερνίζεται μια πολύ φιλόδοξη ενεργειακή πολιτική και το μερίδιο συμμετοχής των ΑΠΕ ορίζεται στο 70-90% της ακαθάριστης τελικής κατανάλωσης ενέργειας, με την αξιοποίηση όλων των εμπορικά ώριμων τεχνολογιών (ΥΠΕΝ, 2012, 2019; Μεζαρτάσογλου, Κ. Ν. Σταμπολής and Χατζηβασιλειάδης, 2019).

Παράλληλα για να εξασφαλιστεί η σταθερότητα και η ευστάθεια του δικτύου ηλεκτροπαραγωγής, ένα ανώτατο όριο διείσδυσης των ΑΠΕ έχει εισαχθεί στο μαθηματικό μοντέλο και στην συγκεκριμένη περίπτωση μελέτης παίρνει την τιμή $MaxRES = 0.6$.

Στην αισιόδοξη προσέγγιση του περιορισμού υποχρεωτικής ποσόστωσης των ΑΠΕ λαμβάνονται υπόψιν το σύνολο των διαθέσιμων τεχνολογιών ΑΠΕ. Αντίθετα στον περιορισμό μέγιστης διείσδυσης ΑΠΕ εξαιρούνται οι υδροηλεκτρικές μονάδες.

Πίνακας 3.8: Εξέλιξη του ποσοστού διείσδυσης των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Έτος	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Απαίτηση ελάχιστης συνεισφοράς ΑΠΕ (%)	20	25,3	32	40,9	52,2	66,6	0,85

3.5.9 Κόστος εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας

Το κόστος της εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας επηρεάζεται από ποικίλους παράγοντες, όπως τα χωρικά και γεωγραφικά χαρακτηριστικά και τις διασυνδέσεις του εξεταζόμενου συστήματος. Η τιμή εξαρτάται από τις διάφορες διακρατικές συμφωνίες, την χώρα προέλευσης, τα εμπεριεχόμενα κόστη μεταφοράς και τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας στην ευρύτερη περιοχή του συστήματος που μελετάται. Καθοριστικό παράγοντα στη διαμόρφωση του κόστους εισαγωγών διαδραματίζουν το ποσό της εισαγόμενης ενέργειας, καθώς και οι ανάγκες ικανοποίησης των ηλεκτρικών απαιτήσεων

Το ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής διακρίνεται για τον εισαγωγικό του χαρακτήρα, καθώς οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας συνδράμουν δυναμικά στην κάλυψη της ζήτησης. Κατά την μοντελοποίηση θεωρείται ότι υπάρχουν εφτά επίπεδα εισαγωγών, καθένα από τα οποία διακρίνεται ανάλογα με την ποσότητα της εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας. Στη παρούσα προσέγγιση θεωρείται ότι το κόστος των εισαγωγών κλιμακώνεται ανά επίπεδο εισαγόμενης ποσότητας ηλεκτρικής ισχύος λαμβάνοντας υπόψη ότι η τιμή ενός επιπέδου εισαγωγών προσαυξάνεται κατά 40% από το επίπεδο τιμής των προγενέστερων επιπέδων εισαγωγών. Παράλληλα θεωρούμε ότι η τιμή εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας αυξάνεται με ρυθμό 2% διαχρονικά.

Παρακάτω παρουσιάζεται το πώς διαμορφώνεται το κόστος εισαγωγών ανά επίπεδο, καθώς και η διαχρονική εξέλιξη της τιμής της εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας.

Πίνακας 3.9: Κόστος εισαγωγών ανά επίπεδο εισαγόμενης ενέργειας για το έτος βάσης

Επίπεδο εισαγόμενης ενέργειας (MW)	Κόστος εισαγωγών (€/MWh)
[0-100]	34
[100-200]	40,8
[200-300]	48,96
[300-400]	58,752
[400-500]	70,502
[500-600]	84,603
[600-700]	101,523

Πίνακας 3.10: Εξέλιξη της τιμής της εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας

Έτος	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Τιμή εισαγωγών (€/MWh)	34	35,8	37,8	41,8	46,3	51,2	56,7

Η εισαγόμενη ενέργεια συμβάλλει καθοριστικά στην ικανοποίηση των ενεργειακών αναγκών του ελληνικού τομέα ηλεκτροπαραγωγής. Η διαθεσιμότητα και η αξιοποίηση ωστόσο των διασυνδέσεων εμπεριέχει σημαντικό βαθμό αβεβαιότητας. Η πρόβλεψη της ετήσιας ενεργειακής διαθεσιμότητας των διασυνδέσεων βασίζεται σε ιστορικά στατιστικά δεδομένα και σε προβλέψεις. Το σενάριο που υιοθετείται στην παρούσα προσέγγιση εκτιμά εξέλιξη του ισοζυγίου παρόμοια με εκείνη των προηγούμενων ετών. Οι ετήσιοι περιορισμοί των εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας θεωρούνται ίδιοι για όλα τα υπό εξέταση έτη του ορίζοντα προγραμματισμού, ενώ εναλλακτικά θα μπορούσαν να επιλεγούν μερικά χρόνια έντονης εισαγωγικής δραστηριότητας και μερικά χαμηλής τυχαία κατά τη διάρκεια του μακροχρόνιου σχεδιασμού.

Επομένως λαμβάνοντας υπόψιν μας την εξέλιξη του ισοζυγίου κατά την τελευταία δεκαετία με βάση τα υπάρχοντα δεδομένα ορίζουμε την ετήσια μέγιστη διαθεσιμότητα εισαγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας στις 5.693,33 GWh

3.5.10 Επιπρόσθετα οικονομικά μεγέθη

Καίριο ρόλο στη διαμόρφωση του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού διαδραματίζει το επιτόκιο αναγωγής, αφού συμμετέχει στην βελτιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής. Οι εγκατεστημένες καθώς και οι νέες υποψήφιες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής συνιστούν περιπτώσεις επενδύσεων εντάσεως κεφαλαίου. Προφανώς η τιμή που λαμβάνει το επιτόκιο αναγωγής υπό διαφορετικές οικονομικές συνθήκες καθορίζει τις διάφορες ενεργειακές στρατηγικές που υιοθετούνται. Στη συγκεκριμένη περίπτωση μελέτης το επιτόκιο αναγωγής λαμβάνεται ίσο με 3%.

Παράλληλα στο μαθηματικό μοντέλο υπεισέρχονται και άλλα οικονομικά μεγέθη, όπως η αξία απόρριψης φορτίου, το πρόστιμο μη ικανοποίησης του περιορισμού υποχρεωτικής ποσόστωσης ΑΠΕ, καθώς και ο μέγιστος προϋπολογισμός για επενδύσεις που στοχεύουν την επέκταση του δυναμικού παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Στον ακόλουθο πίνακα παρουσιάζεται μια σύνοψη των παραπάνω οικονομικών μεγεθών.

Πίνακας 3.11:Διάφορα οικονομικά μεγέθη του μοντέλου μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού

Οικονομικά μεγέθη	Τιμή
Επιτόκιο αναγωγής (%)	3
Κόστος απόρριψης φορτίου (€/MWh)	4.000
Κόστος μη επίτευξης του στόχου διείσδυσης των ΑΠΕ (€/MWh)	1.000

3.5.11 Εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

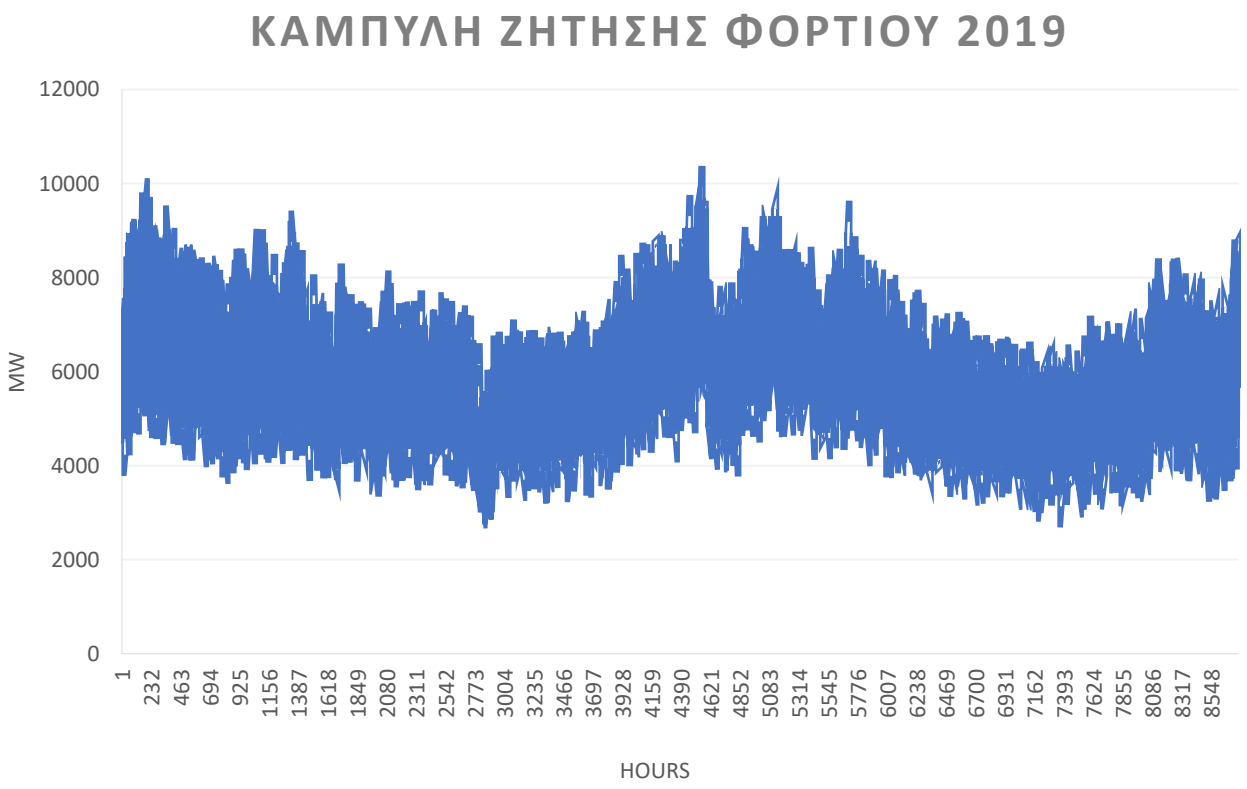
Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και ηλεκτρικής ισχύος αντίστοιχα συνιστούν τον κεντρικό άξονα για την κατάστρωση του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού ενός συστήματος ηλεκτροπαραγωγής. Η ορθή πρόβλεψη και εκτίμησή τους αποτελούν τον πλέον καθοριστικό παράγοντα στη διαμόρφωση των ενεργειακών στρατηγιών. Η εκτίμηση των ενεργειακών αναγκών τόσο σε ηλεκτρική ενέργεια όσο και σε ηλεκτρική ισχύ κατά τη διάρκεια της εξεταζόμενης χρονικής περιόδου περιέχει διάφορα είδη αβεβαιοτήτων, τα οποία απορρέουν από τους ποικίλους παράγοντες που επηρεάζουν την εξέλιξή της ζήτησης.

Οι κυριότεροι παράμετροι που συντελούν στην τελική διαμόρφωση της εξέλιξης της ζήτησης σε μακροπρόθεσμο ορίζοντα είναι οι εξής (ΑΔΜΗΕ, 2019b):

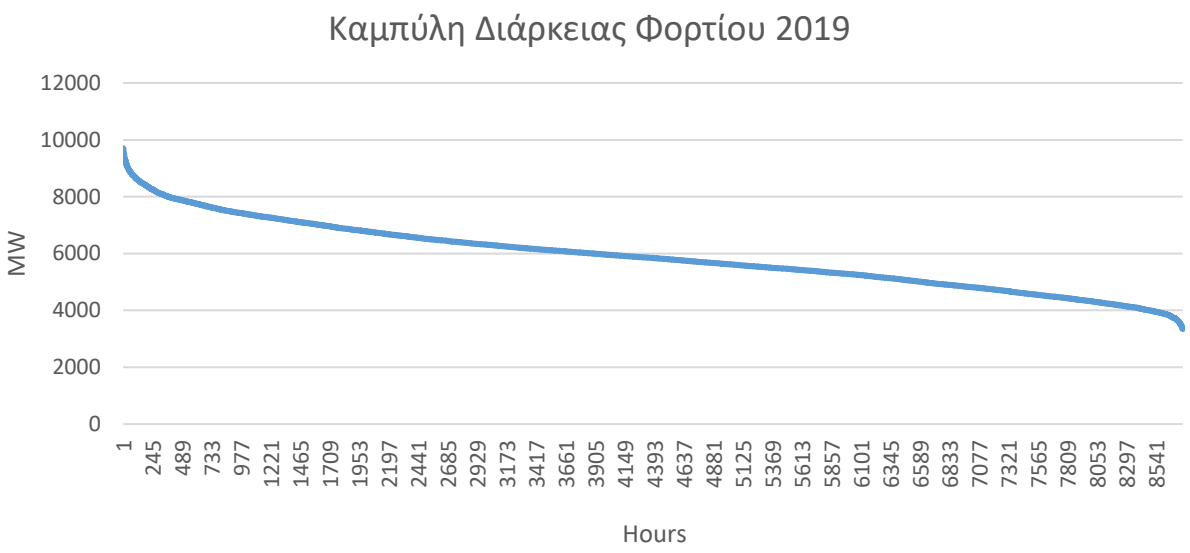
- Η οικονομική ανάπτυξη της χώρας, με βασικό δείκτη μέτρησης το ΑΕΠ.
- Η ελαστικότητα της ζήτησης σε σχέση με τις τιμές του ηλεκτρικού ρεύματος.
- Οι αλλαγές στις καταναλωτικές συνήθειες (κλιματισμός, χρήση ηλεκτρισμού στις μεταφορές, χρήση υπολογιστών, χρήση λαμπτήρων LED κ.α.) λόγω βελτίωσης βιοτικού επιπέδου, αλλά και η βελτίωση των συνθηκών διαβίωσης συγκεκριμένων πληθυσμιακών ομάδων (π.χ. οικονομικοί μετανάστες).
- Η γενικότερη κατάσταση του ενεργειακού τομέα και της αγοράς ηλεκτρισμού (επίπεδο τιμών ηλεκτρικής ενέργειας, ανταγωνισμός με Φυσικό Αέριο κ.α.).
- Ειδικές συνθήκες (π.χ. υλοποίηση έργων Κοινοτικού Πλαισίου Στήριξης).
- Πληθυσμιακή εξέλιξη.
- Οι κλιματικές και κλιματολογικές αλλαγές.
- Διάφορα μέτρα εξειδίκευσης πολιτικών, όπως εξοικονόμηση ενέργειας, περιβαλλοντικοί περιορισμοί, κ.α.

Βασικό εργαλείο αναπαράστασης της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας συναρτήσει του χρόνου αποτελεί η καμπύλη φορτίου και η προκύπτουσα από αυτή ευρέως χρησιμοποιούμενη καμπύλη διάρκειας φορτίου (*ΚΔΦ*). Η ΚΔΦ συνιστά μία γραφική απεικόνιση των διατεταγμένων ηλεκτρικών φορτίων σε φθίνουσα σειρά συναρτήσει του χρόνου. Παρουσιάζει συνοπτικά τις ωριαίες διακυμάνσεις της ετήσιας ζήτησης και αναπαριστά το ποσοστό των ωρών σε μια συγκεκριμένη χρονική περίοδο για τις οποίες η απαιτούμενη ισχύς από το σύστημα ξεπερνά μια δεδομένη τιμή.

Το φορτίο του συστήματος για κάθε υποπερίοδο του ορίζοντα προγραμματισμού αναπαρίσταται με μια καμπύλη διάρκειας φορτίου υπό τη διακριτοποιημένη της μορφή. Η γραμμική προσομοίωση της ΚΔΦ επιτυγχάνεται με την κατάτμηση της σε κάθετες ή οριζόντιες ζώνες, οι οποίες αποτελούν τα ορθογώνια τμήματα του ιστογράμματος που προκύπτει. Τα τμήματα αυτά αντιστοιχούν σε φορτία βάσης, ενδιάμεσα φορτία και φορτία αιχμής, ενώ εκτείνονται σε συγκεκριμένο χρονικό διάστημα κατά τη διάρκεια του οποίου διατηρούν σταθερή ισχύ. Το εμβαδό της κάθε ζώνης ισούται με την αντίστοιχη ηλεκτρική ενέργεια και το άθροισμα των επιμέρους εμβαδών των ζωνών αντιπροσωπεύει τη συνολική απαιτούμενη ηλεκτρική ενέργεια του συστήματος. Προφανώς όσο μεγαλύτερος είναι ο αριθμός των τμήσεων της ΚΔΦ που θα επιλεγούν για την γραμμική προσομοίωση της ΚΔΦ τόσο ακριβέστερα θα αποτυπώνεται η οξύτητα της πραγματικής ΚΔΦ (Γεωργίου, 2010).



Σχήμα 3.2: Καμπύλη ζήτησης φορτίου για το έτος 2019 (ENTSOE, 2020)



Σχήμα 3.3:Καμπύλη διάρκειας φορτίου για το έτος 2019 (ENTSOE, 2020)

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας περικλείει σημαντικό βαθμό αβεβαιότητας αφού είναι μια ιδιαίτερα ευμετάβλητη και ευεπηρέαστη παράμετρος. Η αβεβαιότητα που πηγάζει από την εκτίμηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε μια μελλοντική χρονική περίοδο επηρεάζεται από ποικίλες παραμέτρους και εμφανίζεται διαχρονικά, εντεινόμενη ανάλογα με το μέγεθος του υπό εξέταση χρονικού διαστήματος. Επιπρόσθετα ενυπάρχει και αβεβαιότητα που προκύπτει από τη βραχυπρόθεσμη τυχαιότητα ως προς τη ζήτηση φορτίου λόγω παραδείγματος χάριν της μη προβλεψιμότητας των καιρικών συνθηκών.

Για τους σκοπούς της παρούσας μελέτης λαμβάνονται υπόψιν οι πλέον πρόσφατες προβλέψεις για την εξέλιξη της ζήτησης στο διασυνδεδεμένο σύστημα, όπως αυτές περιλαμβάνονται στο Προκαταρκτικό Σχέδιο προς τη ΡΑΕ του Δεκαετούς Προγράμματος Ανάπτυξης του Συστήματος Μεταφοράς 2021-2030 και στη Μελέτη Επάρκειας Ισχύος του ΑΔΜΗΕ (ΑΔΜΗΕ, 2019b, 2020a). Στη συγκεκριμένη προσομοίωση εξετάζονται δύο σενάρια, το «Σενάριο ΕΣΕΚ» και το «Σενάριο Αυξημένης Ζήτησης». Το «Σενάριο ΕΣΕΚ» διαμορφώνεται σύμφωνα με τους δεσμευτικούς στόχους που τίθενται στα Εθνικά Σχέδια για την Ενέργεια και για το Κλίμα (ΕΣΕΚ). Κύριος στόχος του ΕΣΕΚ είναι η μεγάλη αύξηση της ενεργειακής αποδοτικότητας και κατά συνέπεια η εξοικονόμηση ενέργειας. Ειδικότερα η τελική κατανάλωση ενέργειας το έτος 2030 στοχεύει να είναι χαμηλότερη από αυτή που είχε καταγραφεί κατά το έτος 2017. Ως εκ τούτου με την αποσύνδεση της οικονομικής ανάπτυξης από την ακαθάριστη εγχώρια κατανάλωση ενέργειας και παρά τον εξηλεκτρισμό διαφόρων χρήσεων η αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας προβλέπεται να είναι σχετικά μικρή. Όσον αναφορά το «Σενάριο Αυξημένης Ζήτησης» οι εκτιμήσεις του βασίζονται σε διαθέσιμα ιστορικά στοιχεία της ζήτησης και σε δημοσιοποιημένες προβλέψεις, οι οποίες έχουν εκπονηθεί από άλλους αρμόδιους φορείς. Ως σημείο αναφοράς λαμβάνεται η συνολική ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας στο ΕΣΜΗΕ κατά το 2019. Οι προβλέψεις της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής

ενέργειας για την περίοδο 2020 – 2030 βάσει των παραπάνω σεναρίων συνοψίζονται στον ακόλουθο πίνακα.

Πίνακας 3.12:Σενάρια εξέλιξης της συνολικής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας

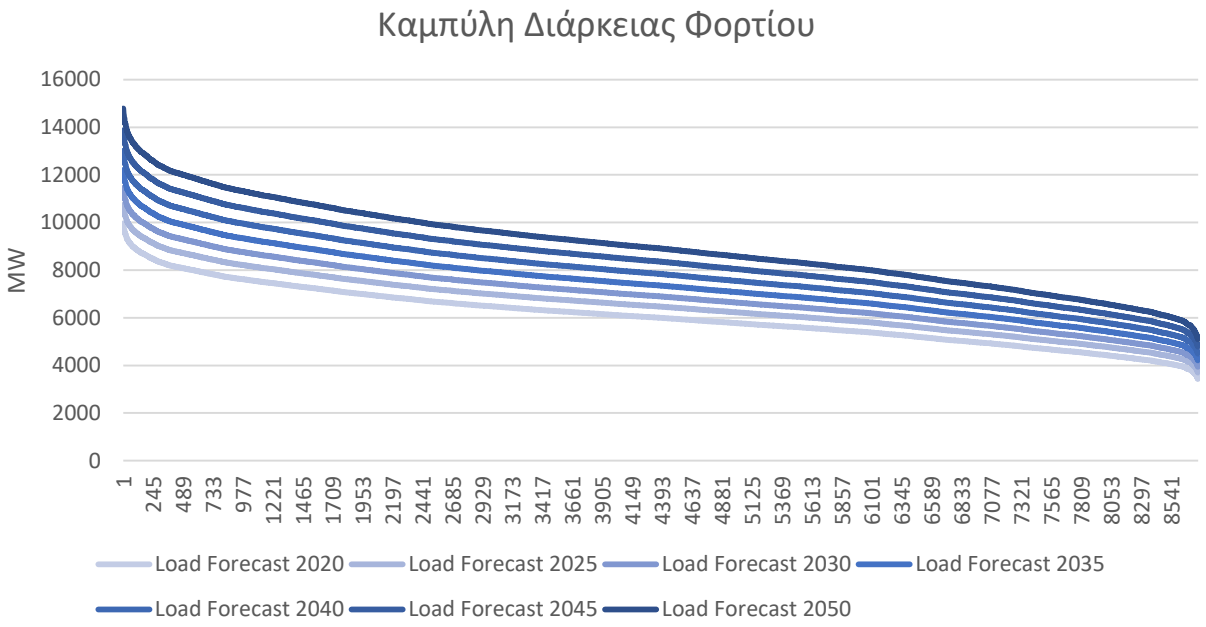
Έτος	ΕΣΕΚ (GWh)	Αυξημένης Ζήτησης (GWh)
2020	53200	53870
2021	54320	56310
2022	54100	56900
2023	55830	59300
2024	56200	59900
2025	57000	60850
2026	57150	61460
2027	57280	61980
2028	58940	64510
2029	60080	65540
2030	60730	66160

Η αβεβαιότητα που προκύπτει από την πρόβλεψη της ετήσιας αιχμής φορτίου είναι εν γένει πολύ μεγαλύτερη συγκριτικά με την πρόβλεψη της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Αυτό είναι άμεσο απότοκο του γεγονότος ότι η ζήτηση ισχύος, ιδιαίτερα κατά τους θερινούς μήνες, οπότε εμφανίζεται η μέγιστη ετήσια αιχμή, εξαρτάται πολύ έντονα από τις καιρικές συνθήκες, αλλά και από τη διάρκεια των περιόδων υψηλών θερμοκρασιών. Η εν λόγω εξάρτηση φαίνεται να εντείνεται συνεχώς, ενώ η επιδιωκόμενη αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ συντελεί στην αύξηση της αβεβαιότητας της πρόβλεψης.

Πίνακας 3.13: Σενάρια εξέλιξης της ετήσιας αιχμής φορτίου στο Σύστημα

Έτος	ΕΣΕΚ (MW)	Αυξημένης Ζήτησης (MW)
2020	9960	10080
2021	10050	10420
2022	10000	10530
2023	10520	11170
2024	10590	11280
2025	10740	11460
2026	10770	11575
2027	10790	11675
2028	11100	12160
2029	11320	12350
2030	11450	12470

Η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας λοιπόν είναι ένα εξαιρετικά ευμετάβλητο μέγεθος, η πρόβλεψη της οποίας είναι καίριας σημασίας ζήτημα στον μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος.



Σχήμα 3.4: Εξέλιξη της καμπύλης διάρκειας φορτίου έως το 2050

Η προσέγγιση της εξέλιξη της ζήτησης ηλεκτρικής ισχύος έως το 2050 βασίστηκε στο πλαίσιο του σεναρίου ΕΣΕΚ 2050 (Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας, 2019). Για την αναπαράσταση του μελλοντικού φορτίου του συστήματος χρησιμοποιήθηκαν για κάθε χρόνο του ορίζοντα προγραμματισμού καμπύλες διάρκειας φορτίου. Για την κατασκευή τους λαμβάνουμε υπόψη το πραγματοποιηθέν ωριαίο φορτίο του συστήματος που παρατηρήθηκε το αρχικό έτος αναφοράς και έπειτα προσομοιώνουμε τις καμπύλες διάρκειας φορτίου για τα υπόλοιπα έτη του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού προσαρμόζοντας το ωριαίο φορτίο του συστήματος με έναν ετήσιο συντελεστή αύξησης. Ο ρυθμός αύξησης της ζήτησης έως το 2030 ακολούθησε την παραπάνω προσέγγιση, ενώ από εκεί και έπειτα υποθέσαμε ρυθμό αύξησης ίσο με 1,29% έως το 2050.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4

ΑΠΟΤΕΛΕΣΜΑΤΑ

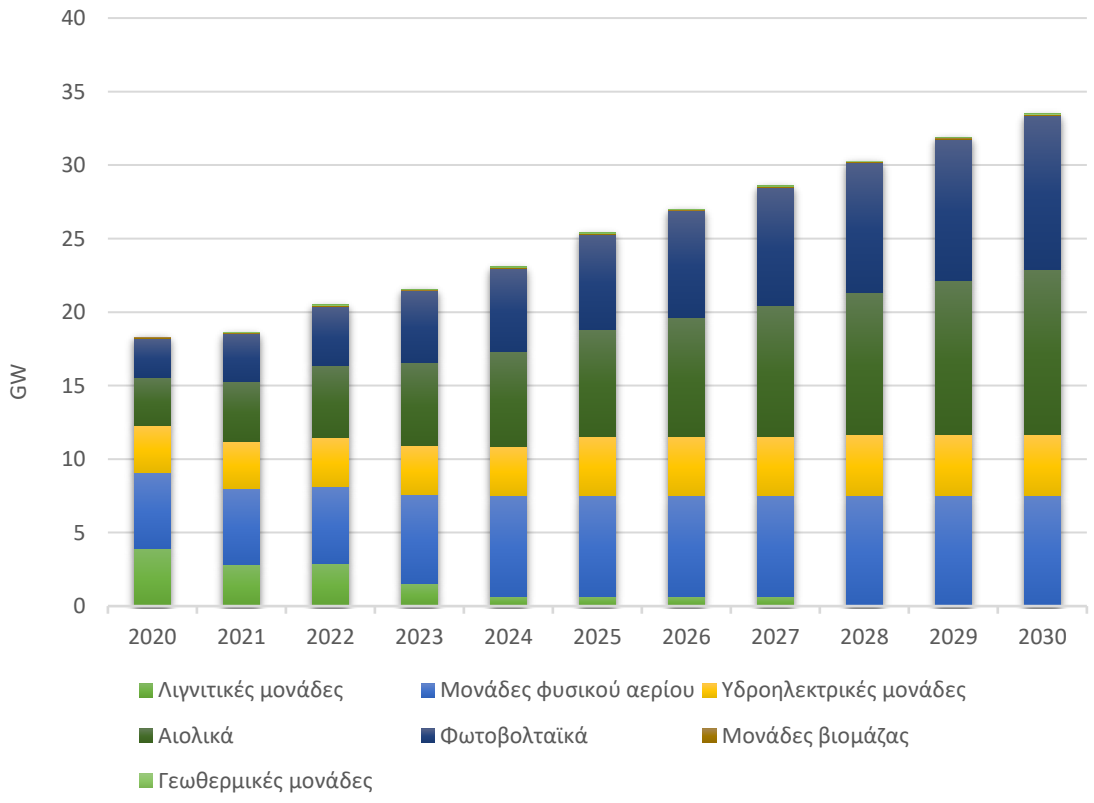
Η αριστοποίηση του ενεργειακού μοντέλου πραγματοποιήθηκε με χρήση του επιλυτή ILOG CPLEX 30.3.0, ο οποίος περιέχεται στο μαθηματικό σύστημα μοντελοποίησης GAMS (General Algebraic Modeling System) (GAMS, 2020). Το μοντέλο απαρτίζεται από 86.042 εξισώσεις και 69.541 μεταβλητές, ενώ απαιτήθηκαν 4.874 επαναλήψεις προκειμένου να επιτευχθεί η βέλτιστη λύση. Η τελική βέλτιστη λύση του προβλήματος που αναπαριστά την παρούσα αξία του συνολικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής είναι 28.765.090.845 €.

4.1 Εγκατεστημένη ισχύς και προσθήκες παραγωγικής δυναμικότητας

Η εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος στο Ελληνικό σύστημα ηλεκτροπαραγωγής χαρακτηρίζεται από μια συνεχή ανοδική πορεία, παρουσιάζοντας μια τάση μεταστροφής της αγοράς ενέργειας με κύριο καθοδηγητή την πράσινη ανάπτυξη. Πράγματι η συνολική εικόνα της παραγωγικής δυναμικότητας αντικατοπτρίζει μια μετατόπιση της ισχύος από τις ζημιογόνες για το περιβάλλον λιγνιτικές μονάδες προς καθαρότερες τεχνολογίες, όπως τις μονάδες φυσικού αερίου αλλά και σε μεγαλύτερο βαθμό τις ανανεώσιμες πηγές ενέργειας, οι οποίες διακρίνονται για το μηδενικό αποτύπωμα άνθρακα.

Σε όρους εγκατεστημένης ισχύος και συνεκτιμώντας τις υφιστάμενες, τις προγραμματισμένες και τις νέες μονάδες ηλεκτροπαραγωγής το σύνολο της εγκατεστημένης ισχύος από 18,3 GW το 2020 υπερδιπλασιάζεται, και στο τέλος της μελετώμενης χρονικής περιόδου φτάνει τα 43,6 GW. Αναλυτικότερα η εγκατεστημένη ισχύς των λιγνιτικών μονάδων ανέρχεται σε 3.904 MW το πρώτο έτος του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού και βαίνει μειούμενη κατά τη διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου, με εξαίρεση το 2022 λόγω της προγραμματισμένης ένταξης μιας νέας λιγνιτικής μονάδας, έως και το 2028, όπου μηδενίζεται λόγω των επιβεβλημένων αποσύρσεων των παλαιών λιγνιτικών μονάδων. Με εξαίρεση τις προγραμματισμένες εντάξεις και αποσύρσεις των υφιστάμενων λιγνιτικών μονάδων, το μοντέλο δεν υποδεικνύει περαιτέρω εντάξεις λιγνιτικής ισχύος καθ' όλη τη διάρκεια του ορίζοντα προγραμματισμού. Οι κύριοι λόγοι εντοπίζονται στην αυξανόμενη υποχρεωτική ποσόστωση παραγωγής από ΑΠΕ, τουλάχιστον του 20% της συνολικής παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από το 2020 και έπειτα, και στους δεσμευτικούς περιορισμούς που αφορούν το ανώτατο όριο εκπομπών CO_2 σε συνδυασμό με τις υψηλές τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 που ενσωματώθηκαν στο μοντέλο.

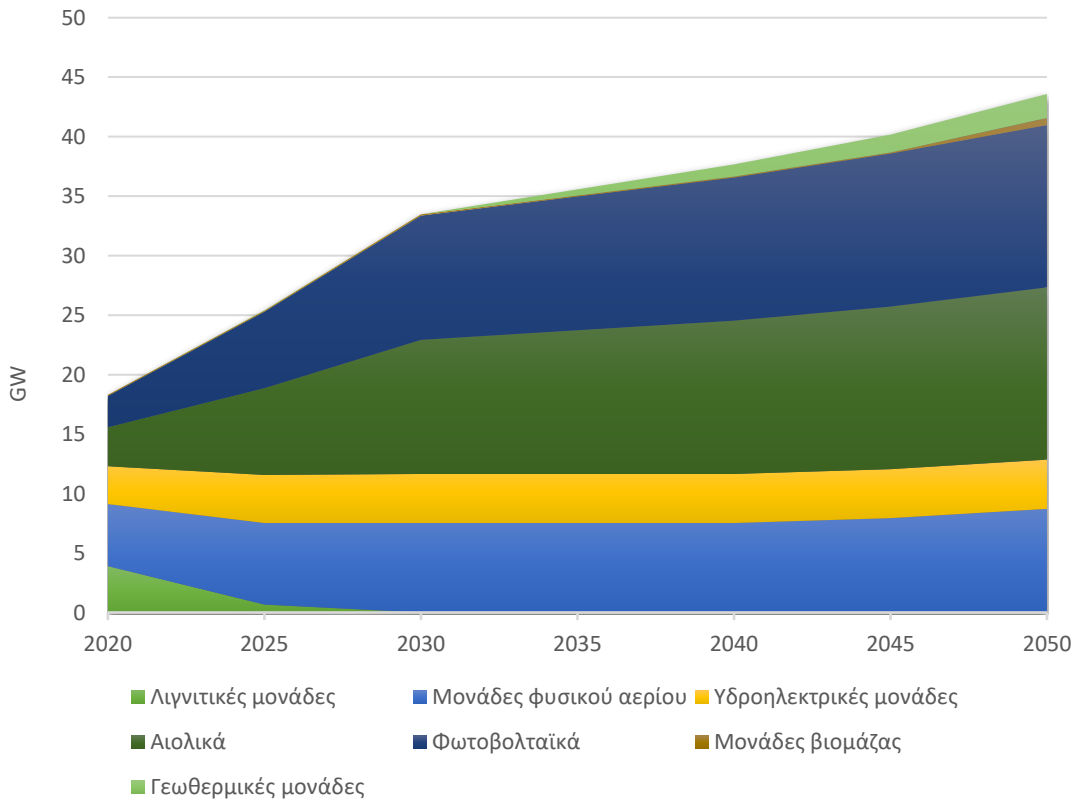
Η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων φυσικού αερίου, εκμεταλλευόμενη την απόσυρση της ρυπογόνου λιγνιτικής δύναμης, αυξάνεται σταδιακά από τα 5.212,6 MW δεδομένου των τριών προαποφασισμένων εντάξεων και ανέρχεται στα 7.522,6 MW στο τέλος του 2030. Πέραν των προγραμματισμένων εντάξεων, το μοντέλο υποδεικνύει την κατασκευή δύο νέων αεριοστροβιλικών μονάδων φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου αυξάνοντας τη συνολική δυναμικότητα σε 8.722,6 MW το 2050.



Σχήμα 4.1: Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος του διασυνδεδεμένου συστήματος έως το 2030

Η δυναμικότητα των υδροηλεκτρικών μονάδων διαγράφει μια σταθερή πορεία κατά τη διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου. Το 2020 η συνολική εγκατεστημένης ισχύς ήταν 3.170,7 MW, ενώ μέχρι το 2030 επέρχεται μια ελαφριά αύξηση ίση με 4.122.7 MW. Από εκεί και έπειτα η συνολική εγκατεστημένη ισχύς σταθεροποιείται σε αυτή την τιμή, γεγονός που απορρέει από τον δεσμευτικό περιορισμό διείσδυσης υδροηλεκτρικής ισχύος που έχει επιβληθεί στο μοντέλο.

Αντίθετα ραγδαία αύξηση παρουσιάζει η συνολική δυναμικότητα των ΑΠΕ, καθώς η επίλυση του μοντέλου οδηγεί στην εισαγωγή νέων μονάδων τεχνολογίας ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα, προκειμένου να ικανοποιηθούν οι ενεργειακές ανάγκες και να επιτευχθούν οι περιβαλλοντικοί στόχοι που έχουν τεθεί σε διεθνές αλλά και εθνικό επίπεδο. Ειδικότερα η εγκατεστημένη ισχύς των αιολικών μονάδων ξεκινάει από 3.282,85 MW το 2020, αυξάνει στα 11.282,85 MW το 2030 και φτάνει τα 14.482,85 MW το 2050. Αντίστοιχη αυξητική τάση εμφανίζουν και τα φωτοβολταϊκά που από 2.640,93 MW το 2020 αυξάνονται στα 10.440,93 MW το 2030, ενώ το 2050 η συνολική τους δυναμικότητα φτάνει τα 13.640,93 MW. Παράλληλα εντοπίζεται μια μικρή συνεισφορά των μονάδων βιομάζας που από 86,89 MW γίνεται 586,89 MW το 2050, ενώ αξιοσημείωτη είναι η επένδυση σε μια νέα για το ελληνικό ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα τεχνολογία, αυτή των μονάδων εκμετάλλευσης της γεωθερμίας, η συνολική δυναμικότητα των οποίων το 2050 ανέχεται στα 2.028 MW, επιβεβαιώνοντας το υψηλό και αξιοποιήσιμο δυναμικό γεωθερμίας της χώρας.



Σχήμα 4.2: Εξέλιξη της εγκατεστημένης ισχύος του διασυνδεδεμένου συστήματος έως το 2050

Συνολικά η εγκατεστημένη ισχύς όλων των τεχνολογιών ΑΠΕ το 2050 φτάνει τα 34.861,37 MW, απαρτίζοντας το 79,98% της συνολικής δυναμικότητας του ηπειρωτικού συστήματος έναντι του 50,2% που κατείχαν το 2020. Η ενίσχυση της εγκατεστημένης ισχύος των τεχνολογιών ΑΠΕ έρχεται σε πλήρη εναρμόνιση με τα ενεργειακά και περιβαλλοντικά οφέλη από τη χρήση τους, ενώ κρίνεται αναγκαία προκειμένου να ικανοποιηθούν οι ηλεκτρικές ανάγκες ισχύος και ταυτόχρονα να καλυφθεί το περιθώριο ασφάλειας λειτουργίας του ηλεκτρικού συστήματος.

Παρακάτω παρουσιάζεται αναλυτικός πίνακας των βέλτιστων προς ένταξη μονάδων ηλεκτροπαραγωγής ανά τύπο τεχνολογίας στο διασυνδεδεμένο σύστημα, επισημαίνοντας τις προγραμματισμένες εντάξεις από τις νέες επενδύσεις.

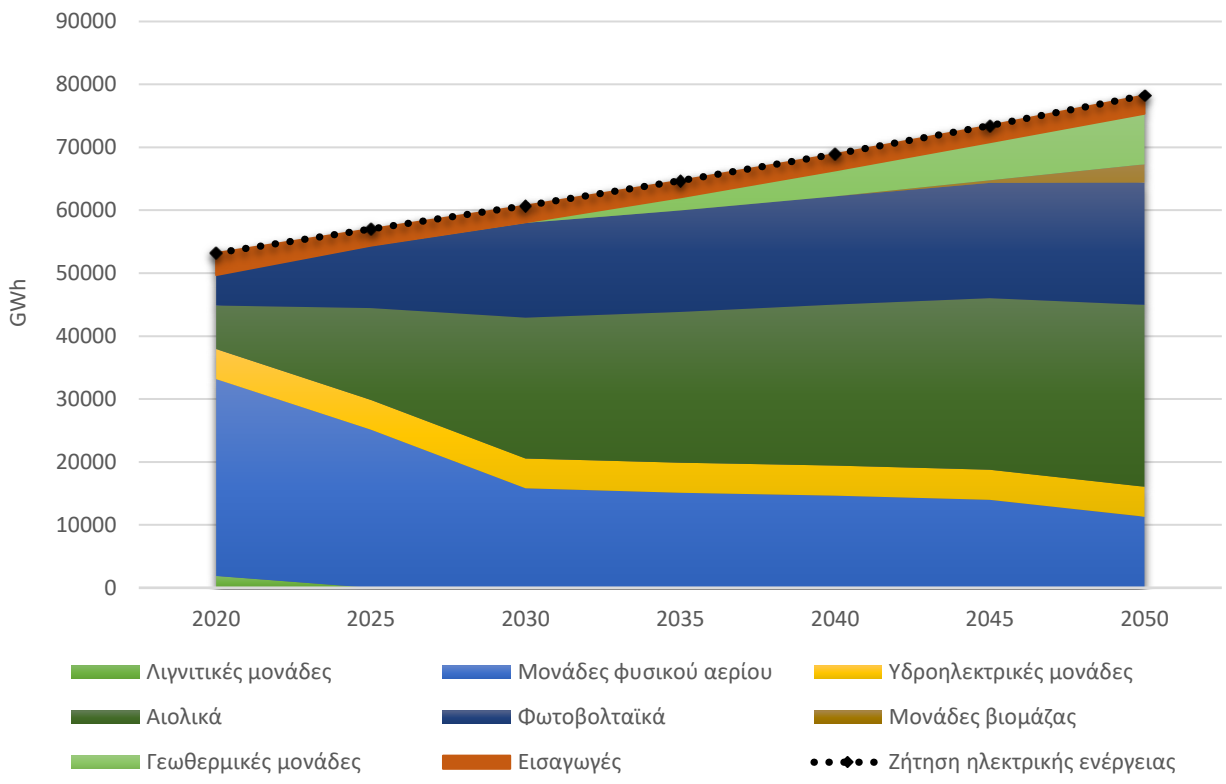
Πίνακας 4.1: Εντάξεις δυναμικότητας ανά τύπο τεχνολογίας ηλεκτροπαραγωγής (GW)

Τεχνολογία Ηλεκτροπαραγωγής	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2035**	**2040**	**2045**	**2050**
Steam Turbine Lignite Conventional	0	0	**0,66**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Steam Turbine Lignite Supercritical	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Turbine Combined Cycle Gas Conventional	0	0	0	**0,825**	**0,825**	0	0	0	**0,66**	0	0	0	0	0	0
Gas Turbine Combined Cycle Gas Advanced	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,4	0,8
Gas Combustion Turbine Simple Cycle Conventional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Combustion Turbine Simple Cycle Advanced	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroelectric Power Plant	0	0	**0,16**	0	0	**0,709**	0	0	**0,083**	0	0	0	0	0	0
Wind onshore Low	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Wind onshore Medium	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Wind onshore High	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Wind onshore Very High	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Solar PV Low	0	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Solar PV Medium	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Solar PV High	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Solar PV Very High	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Solar Thermal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomass Plant	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomass Gasification CC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5
Geothermal High Enthalpy	0	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
Geothermal Medium Enthalpy	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,5	0,5	0,5

4.2 Μείγμα ηλεκτροπαραγωγής

Το παρατηρούμενο ενεργειακό προφίλ του ελληνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής αλλάζει άρδην κατά τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα που εξετάστηκε. Παρακάτω παρουσιάζεται η εξέλιξη της διάρθρωσης του ηλεκτροπαραγωγικού μίγματος ενέργειας. Η παραγωγή ηλεκτρισμού το 2050 ανέρχεται σε 75,34 TWh από τις 49,7 TWh του 2020.



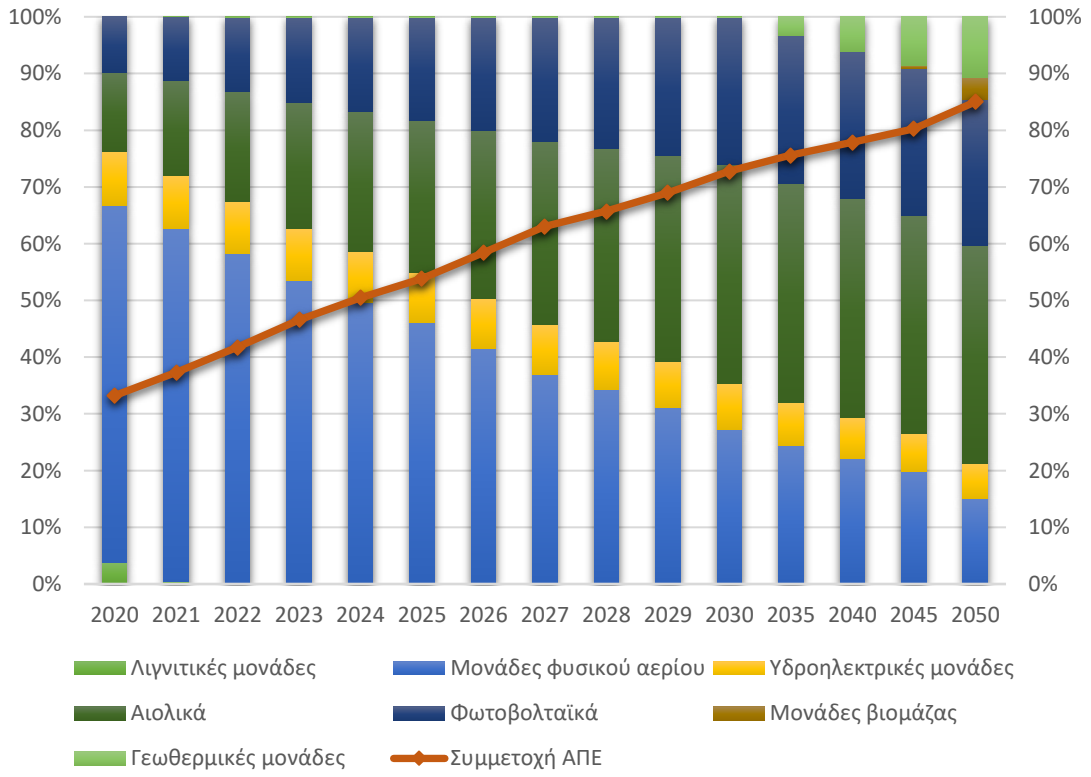
Σχήμα 4.3: Εξέλιξη της διάρθρωσης του μίγματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας σε όλη τη διάρκεια του ορίζοντα προγραμματισμού

Το πρωταρχικό συμπέρασμα αφορά τη μηδαμινή συνεισφορά των λιγνιτικών μονάδων στο ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα, καθώς μετά το 2028 τίθεται σε εφαρμογή ο δεσμευτικός στόχος της πλήρους απολιγνιτοποίησης του συστήματος παραγωγής.

Παράλληλα πτωτική πορεία διαδραματίζει και η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από μονάδες φυσικού αερίου, η οποία βαίνει μειούμενη από 31,3 TWh το 2020 στις 15,81 TWh το 2030 και τελικά 11,3 TWh το 2050, σημειώνοντας συνολική μείωση της τάξης του 63,9%. Η μείωση αυτή συντελείται εξαιτίας της μεγάλης διείσδυσης αιολικής και ηλιακής ενέργειας λόγω της αυξανόμενης υποχρεωτικής ποσόστωσης ΑΠΕ, της αυξανόμενης τιμής του φυσικού αερίου ως καύσιμο και χάρη στους δεσμευτικούς περιορισμούς που αφορούν το ανώτατο όριο εκπομπών CO_2 σε συνδυασμό με τις υψηλές τιμές των δικαιωμάτων εκπομπών CO_2.

Ταυτόχρονα σταθερή είναι η συμμετοχή των υδροηλεκτρικών μονάδων καθ' όλη τη διάρκεια του εξεταζόμενου χρονικού διαστήματος, διατηρώντας ένα ποσοστό περίπου 9,6% το 2020 για να καταλήξουν σε 6,3% το 2050.

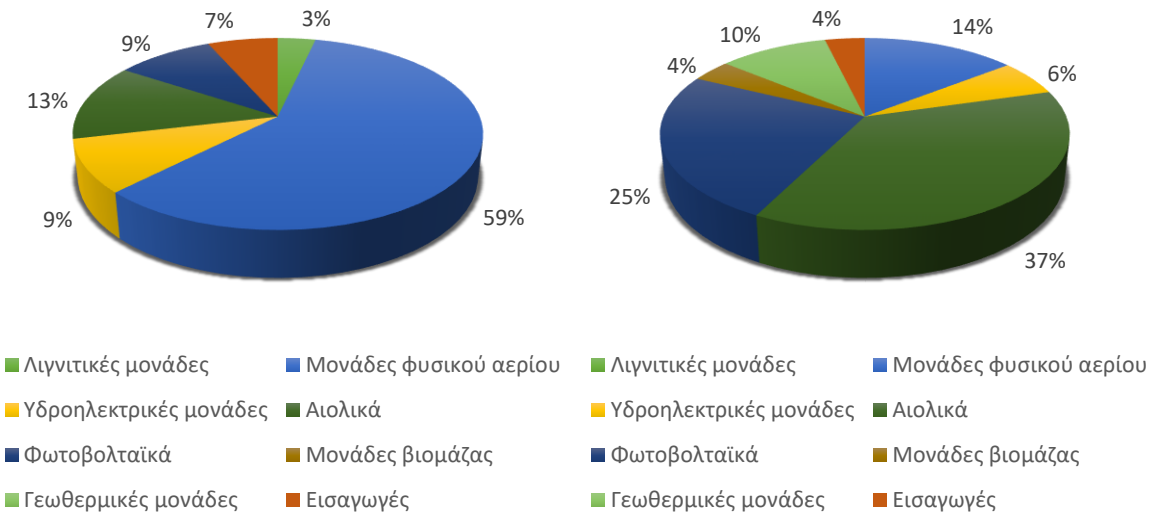
Κύριο χαρακτηριστικό, ωστόσο, της διακύμανσης της συμμετοχής των διάφορων τεχνολογιών στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα. Ειδικότερα σε χρονικό ορίζοντα 30 χρόνων η συμμετοχή των ΑΠΕ από το 33% της παραγόμενης ενέργειας εκτοξεύεται στο 85% το 2050, υπερκαλύπτοντας τους περιβαλλοντικούς στόχους. Δεσπόζουσα θέση κατέχουν τα αιολικά, καθώς η συνεισφορά τους στο ενεργειακό μίγμα καταγράφει τη μεγαλύτερη αύξηση και από το 13,9% το 2020 (6,9 TWh) ανέρχεται στο 38,5% το 2030 (22,4 TWh) και εν τέλει το 38,3% το 2050 (28,9 TWh), αντιπροσωπεύοντας τη μεγαλύτερη τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής στο σύστημα. Παρόμοια πορεία διαγράφουν και τα φωτοβολταϊκά, τριπλασιάζοντας σχεδόν το μερίδιο τους στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από 9,8% το 2020 (4,8 TWh), στο 25,9% το 2030 (15,1 TWh) και τέλος στο 25,8% το 2050 (19,4 TWh). Η εξέλιξη των φωτοβολταϊκών είναι μικρότερης εμβέλειας συγκριτικά με τις αιολικές μονάδες, καθώς αυτή η ηλεκτροπαραγωγική τεχνολογία διακρίνεται από χαμηλότερο συντελεστή διαθεσιμότητας. Όσον αναφορά τις υπόλοιπες τεχνολογίες ΑΠΕ αξιοσημείωτη είναι η συνεισφορά των νεοεισαχθέντων στο ελληνικό ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα γεωθερμικών μονάδων, το μερίδιο των οποίων στο τέλος του 2050 ανέρχεται στο 10,7% της συνολικής παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, επιβεβαιώνοντας τον υψηλό συντελεστή εκμεταλλευσιμότητάς τους. Τέλος, μικρό μερίδιο συνεισφοράς στην παραγωγή κατέχουν οι μονάδες βιομάζας με ποσοστό 3,8% το 2050.



Σχήμα 4.4: Εξέλιξη της συμμετοχής των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας

Στην κάλυψη των ενεργειακών αναγκών συμβάλλουν και οι εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας, δεδομένου της υφιστάμενης δυνατότητας ηλεκτρικών διασυνδέσεων με τα δίκτυα γειτονικών χωρών. Όταν η εγχώρια παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας δεν επαρκεί για την ικανοποίηση του ηλεκτρικού φορτίου υπάρχει η δυνατότητα εισαγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, η οποία με το πέρας του χρόνου βαίνει μειούμενη από 6,6% το 2020 (3,5 TWh), στο 4,3% το 2030 (2,6 TWh) και τέλος στο 3,7% της ζητούμενης ηλεκτρικής ενέργειας το 2050 (2,9 TWh).

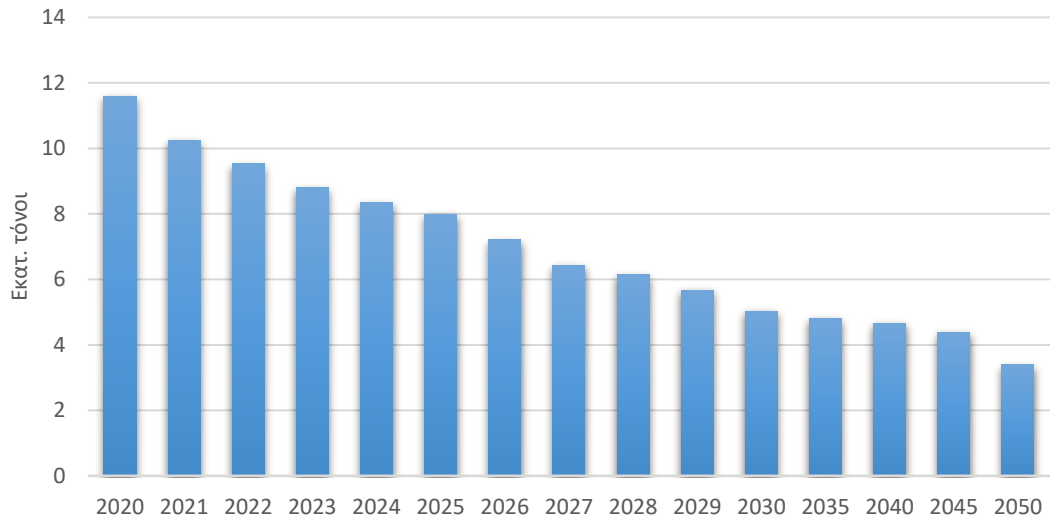
Παρακάτω αποτυπώνεται συνοπτικά, με τη χρήση συγκριτικών κυκλικών διαγραμμάτων, η εξέλιξη και η μεταβολή του μίγματος παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας συνολικά στο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής. Παρατηρούμε λοιπόν μεγάλη αλλαγή στη διάρθρωση των μεριδίων προσφοράς ηλεκτρικής ενέργειας στην αρχή της εξεταζόμενης περιόδου και στο τέλος, επιβεβαιώνοντας τη μεταστροφή του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος προς την πράσινη ανάπτυξη.



Σχήμα 4.5: Το μίγμα ηλεκτρικής ενέργειας το 2020 και το 2050 στο διασυνδεδεμένο σύστημα ηλεκτροπαραγωγής

4.3 Εκπομπές CO2

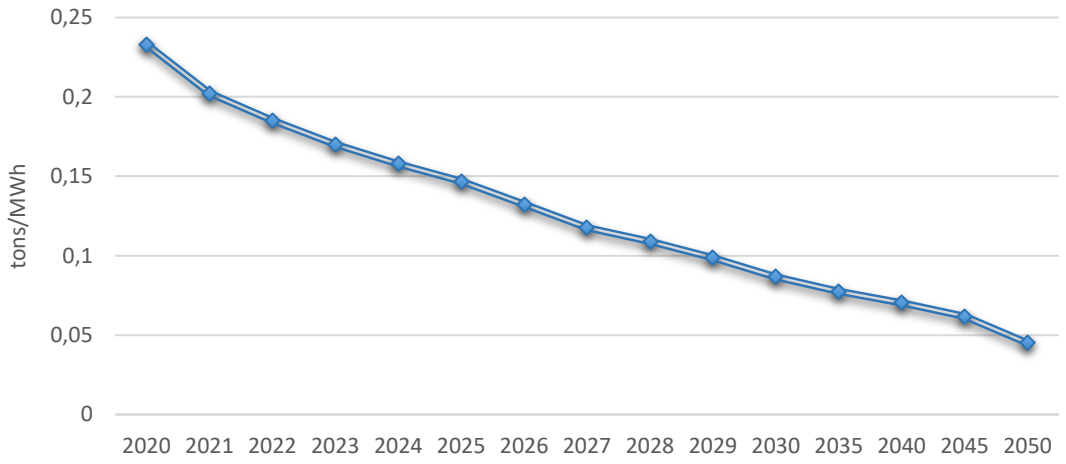
Η διακύμανση των ρύπων στον ελληνικό τομέα ηλεκτροπαραγωγής παρουσιάζει διαχρονική συνεχόμενη πτώση. Συνολικά οι εκπομπές CO_2 ανέρχονται στους 104,25 εκατομμύρια τόνους σε όλη την διάρκεια της εξεταζόμενης χρονικής περιόδου 2020-2050. Η ραγδαία μείωση που παρατηρείται είναι της τάξης του 70,7%, καθώς από 11,9 εκατομμύρια τόνους το 2020 στο τέλος του 2050 εκπέμπονται μόλις 3,4 εκατομμύρια τόνοι CO_2. Επομένως ο περιορισμός ανώτατου ορίου εκπομπών CO_2 που αναλογεί στον τομέα ηλεκτροπαραγωγής και αφορά την εθνική δέσμευση για μετριασμό των αερίων του θερμοκηπίου τελεσφορεί πλήρως και μάλιστα σε πολύ μεγαλύτερο βαθμό.



Σχήμα 4.6: Εξέλιξη των ετήσιων εκπομπών CO_2 κατά τη διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου 2020-2050

Η ελάττωση αυτή των ετήσιων εκπομπών CO_2 απορρέει από την εξάλειψη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνιτικές μονάδες λόγω της επιβεβλημένης απολιγνιτοποίησης και απόσυρσης των ρυπογόνων συμβατικών μονάδων. Παράλληλα καίριο ρόλο στη μείωση αυτή διαδραματίζει η υψηλή διείσδυση ΑΠΕ και γενικά η χρήση αποδοτικότερων και φιλικότερων προς το περιβάλλον τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής, σε συνδυασμό με την αυξανόμενη τιμή αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου.

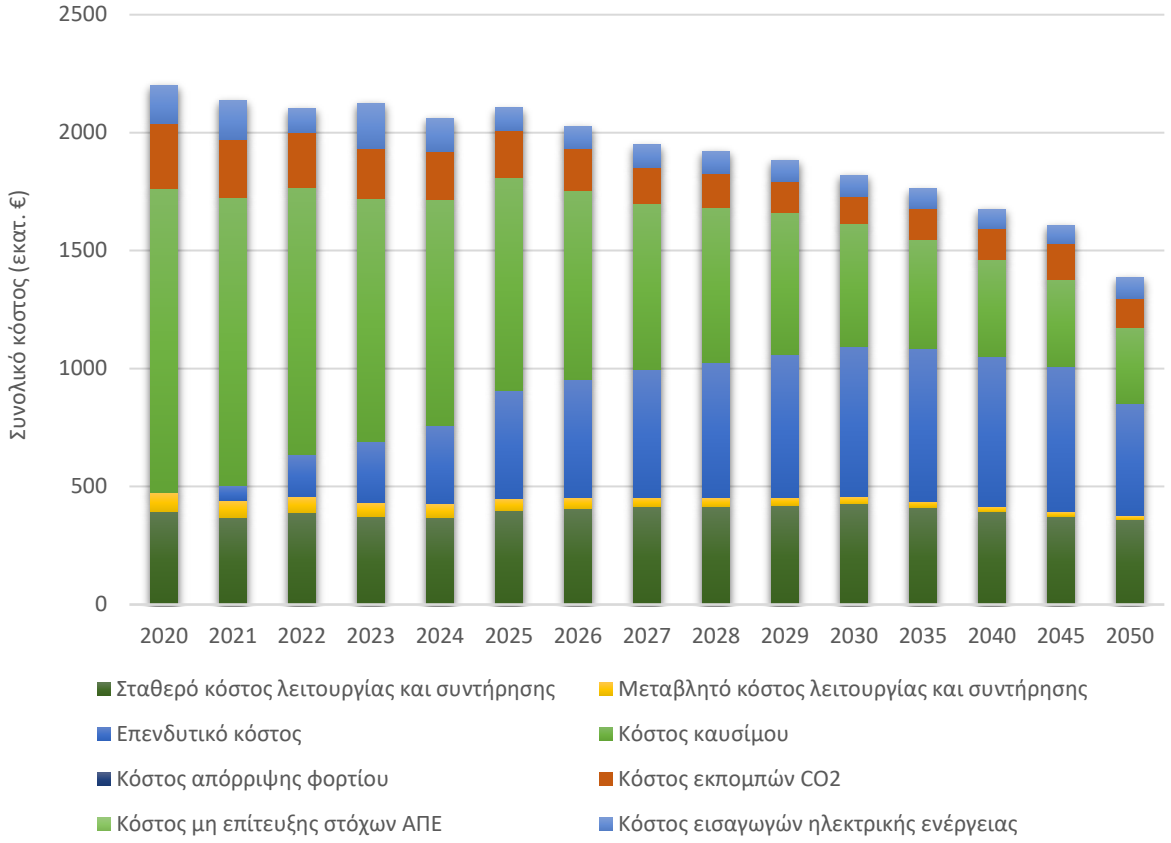
Ανάλογη πτωτική συμπεριφορά παρουσιάζει και ο μέσος συντελεστής εκπομπής CO_2, ο οποίος εκφράζει την ένταση των εκπομπών CO_2. Ο μέσος συντελεστής εκπομπής CO_2 κατά τη διάρκεια της μελετώμενης περιόδου 2020-2050 ακολουθεί πτωτική πορεία και μειώνεται κατά 80,7% έως το τέλος του 2050. Ο δείκτης αυτός διατυπώνει με τον πιο εμφατικό τρόπο τη μετάβαση από ένα ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα με έντονη την συνεισφορά ρυπογόνων καυσίμων σε μια ενεργειακή οικονομία με χαμηλές εκπομπές άνθρακα.



Σχήμα 4.7: Εξέλιξη του μέσου συντελεστή εκπομπής CO_2 στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα

4.4 Σύνθεση συνολικού κόστους

Η ανάπτυξη και λειτουργία του ελληνικού τομέα ηλεκτροπαραγωγής κατά τη διάρκεια της τριακονταετούς εξεταζόμενης περιόδου απαιτεί συνολικό κόστος ίσο με 28,8 δις €.



Σχήμα 4.8: Εξέλιξη της διάρθρωσης του κόστους ηλεκτροπαραγωγής σε ετήσια βάση

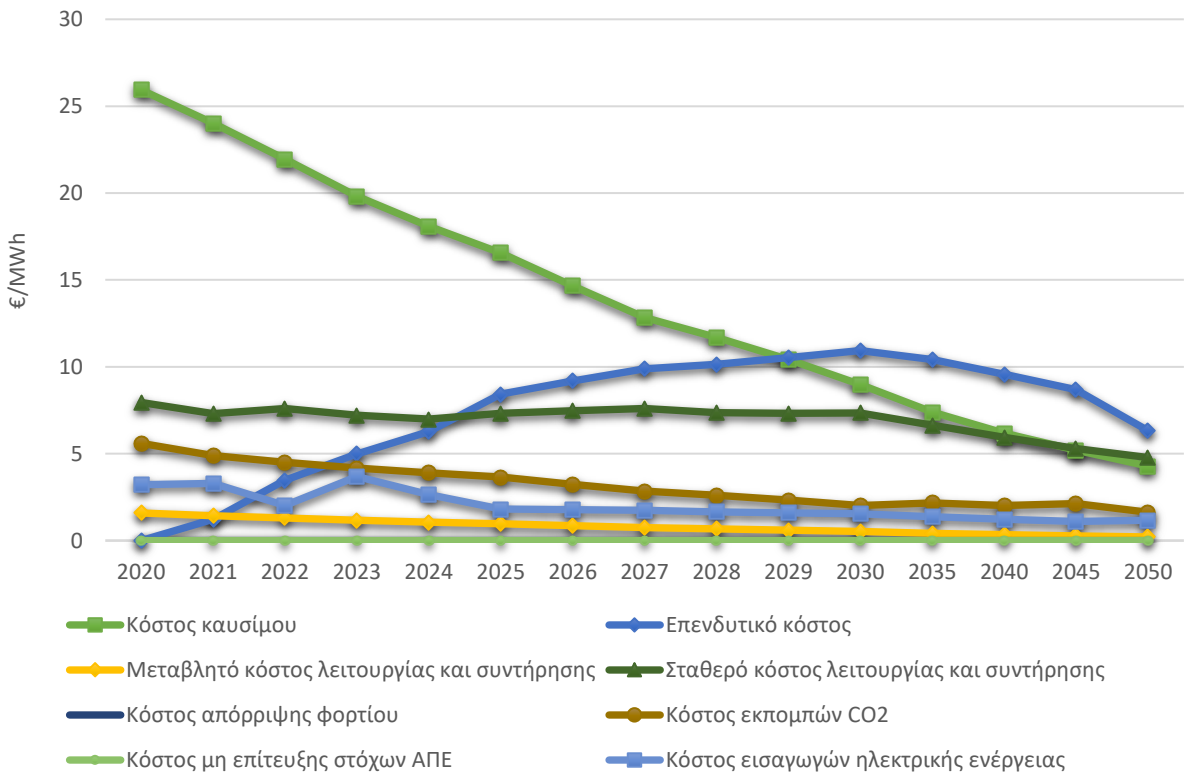
Καθίσταται προφανές ότι κυρίαρχο ρόλο στην εξέλιξη της διάρθρωσης του συνολικού κόστους ηλεκτροπαραγωγής διαδραματίζει το κόστος καυσίμου αποτελώντας κατά μέσο όρο το 38,2% καθ' όλη τη διάρκεια του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού. Στην αρχή της εξεταζόμενης περιόδου κατείχε σημαντικό ποσοστό του συνολικού κόστους της τάξης του 58,6%, το οποίο προς το τέλος της περιόδου μειώνεται αισθητά και φτάνει το 23,3% του συνολικού κόστους. Η μείωση αυτή απορρέει άμεσα από τον περιορισμό της χρήσης των συμβατικών μονάδων ηλεκτροπαραγωγής, λόγω της επιβεβλημένης απόσυρσης των λιγνιτικών σταθμών, αλλά και από την αύξηση των τιμών καυσίμων, τα οποία είναι εκτεθειμένα στις διεθνείς ανατιμήσεις. Παράλληλα η μεγάλη διείσδυση των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα συντελεί στη διαχρονική μείωση αυτής της συνιστώσας του κόστους, καθώς οι τεχνολογίες ΑΠΕ δεν επιβαρύνουν το κόστος καυσίμου. Ακόμη και σε απόλυτες τιμές, το ανηγμένο κόστος καυσίμων ανά μονάδα παραγόμενης MWh ελαττώνεται σημαντικά από 25,9 €/MWh σε 4,29 €/MWh σημειώνοντας πτώση κατά 83%.

Το σταθερό κόστος λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων ηλεκτροπαραγωγής αποτελεί τη δεύτερη μεγαλύτερη συνιστώσα του συνολικού κόστους, καθώς διαχρονικά κατά μέσο όρο αφορά το 22,1% του συνολικού κόστους. Η συνιστώσα του σταθερού κόστους δε παρουσιάζει ιδιαίτερες μεταβολές καθ' όλη τη διάρκεια της περιόδου 2020-2050 αλλά συμβάλει με σταθερή συμμετοχή στη διαμόρφωση του συνολικού κόστους.

Κύρια συνιστώσα στην εξέλιξη του συνολικού κόστους είναι το κόστος επένδυσης κεφαλαίου, που αφορά το απαιτούμενο κόστος για την επέκταση του ελληνικού ηλεκτροπαραγωγικού τομέα. Το επενδυτικό κόστος αποτελεί σημαντική συνιστώσα του συνολικού κόστους όντας κατά μέσο όρο ίσο με 23,9% καθ' όλη τη μελετώμενη περίοδο. Ταυτόχρονα παρατηρείται πως τα ετησιοποιημένα κόστη συσσωρεύονται με το πέρας των ετών, όπως και ήταν αναμενόμενο, αγγίζοντας το 34,4% του συνολικού κόστους στο πέρας του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού.

Παράλληλα με μικρότερα ποσοστά συμμετέχουν στη διαμόρφωση του συνολικού κόστους το μεταβλητό κόστος λειτουργίας και συντήρησης των μονάδων, το κόστος εκπομπών CO_2 και το κόστος εισαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας τα οποία καθ' όλη την εξεταζόμενη περίοδο αφορούν κατά μέσο όρο το 2,2%, 9,1% και 5,7% του συνολικού κόστους αντίστοιχα.

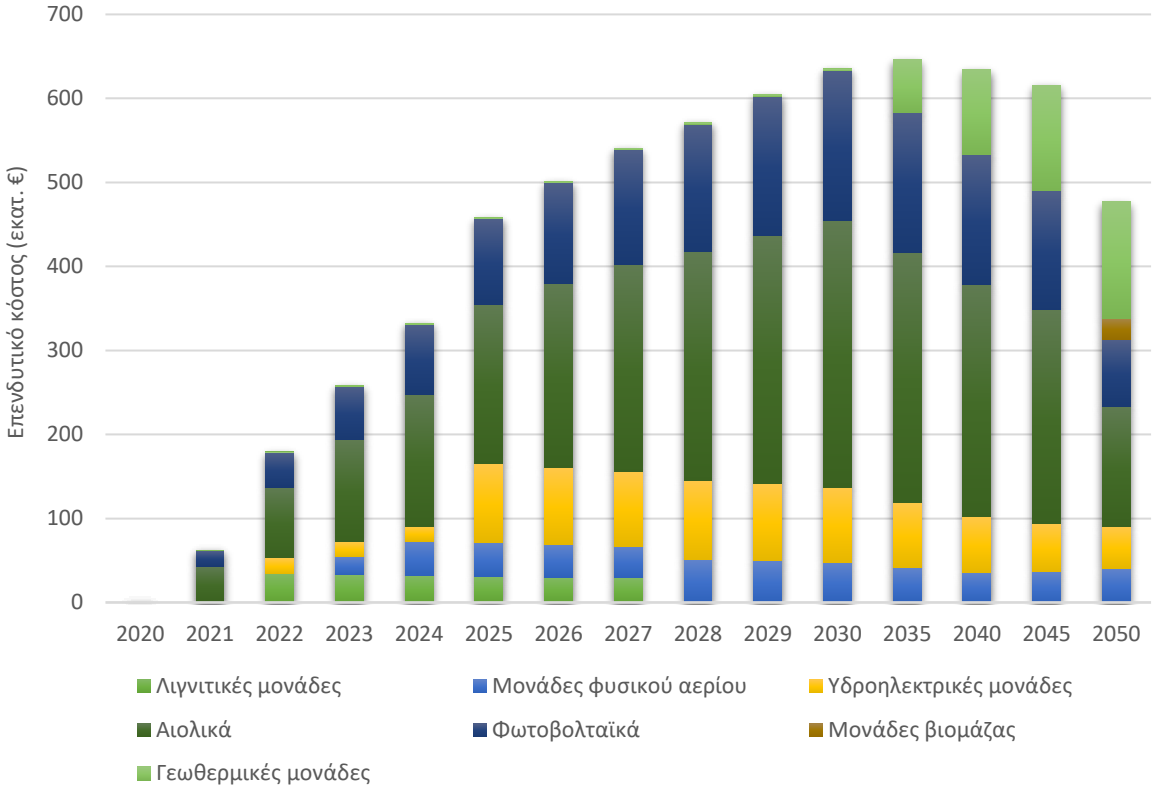
Σε παρόμοια συμπεράσματα καταλήγουμε εξετάζοντας την εξέλιξη της διάρθρωσης του μοναδιαίου κόστους.



Σχήμα 4.9: Εξέλιξη της σύνθεσης του μοναδιαίου κόστους ηλεκτροπαραγωγής σε ετήσια βάση

4.5 Σύνθεση επενδυτικού κόστους κεφαλαίου

Το σύνολο του επενδυτικού κόστους κεφαλαίου απαιτείται για την υλοποίηση της απαραίτητης επέκτασης της δυναμικότητας του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος. Η εξέλιξη και η επέκταση του ελληνικού συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας καθιστά αναγκαίο σημαντικό αριθμό και υψηλό κόστος επενδύσεων, το οποίο συνολικά ξεπερνά τα 6,5 δις € για ολόκληρη τη 30-ετία 2020-2050.



Σχήμα 4.10: Επενδυτικό ετησιοποιημένο κόστος κεφαλαίου ανά τεχνολογία παραγωγής σε ετήσια βάση

Είναι προφανές πως το υψηλότερο μερίδιο των επενδυτικών κοστών καταβάλλεται για την εγκατάσταση αιολικών πάρκων, το συνολικό κόστος επενδύσεων των οποίων φτάνει τα 2,9 δις €, αγγίζοντας το 44,7% του συνολικού επενδυτικού κόστους στο πέρας του χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού. Στη συνέχεια ακολουθούν οι επενδυτικές κινήσεις για την δεύτερη ισχυρότερη τεχνολογία ΑΠΕ, τα φωτοβολταϊκά, για την εγκατάσταση των οποίων απαιτείται το 24,6% του συνολικού κόστους επενδύσεων φτάνοντας τα 1,6 δις €. Ακολουθούν οι υδροηλεκτρικές μονάδες με κόστος κεφαλαίου στο σύνολο της εξεταζόμενης περιόδου ίσο με 857 εκατομμύρια €, αποτελώντας το 13,1% του συνολικού επενδυτικού κόστους. Έπειτα για τις θερμικές μονάδες επενδύονται μόλις 670 εκατομμύρια €, που αντιστοιχούν στο 2,9% για τις λιγνιτικές μονάδες και στο 7,4% για τις μονάδες φυσικού αερίου, επιβεβαιώνοντας την απαξίωση των ρυπογόνων συμβατικών μονάδων. Τέλος, μικρό ποσοστό του συνολικού επενδυτικού κόστους αφορά επενδύσεις για μονάδες εκμετάλλευσης γεωθερμικής

ενέργειας και μονάδες βιομάζας, καθώς απαιτείται μόλις το 6,8% και 0,39% αντίστοιχα του συνολικού κόστους επένδυσης.

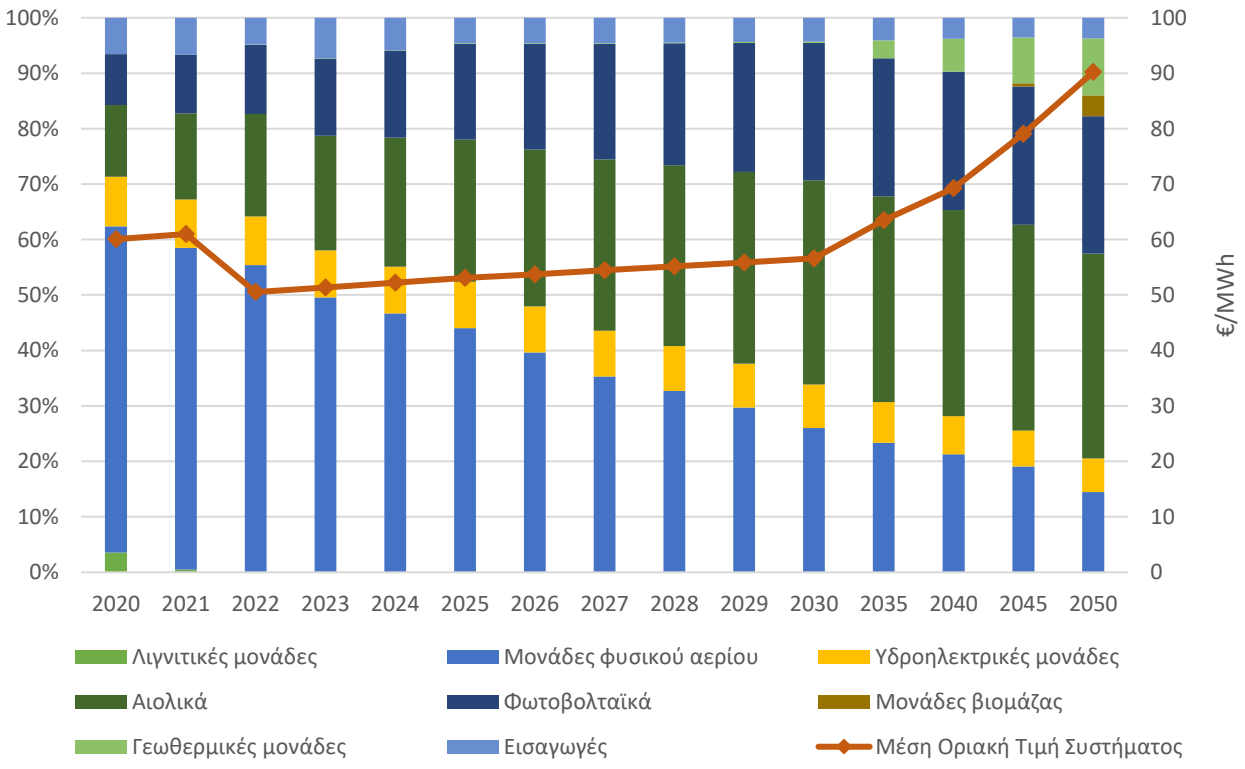
Συνολικά οι επενδύσεις για επέκταση του δυναμικού των ΑΠΕ αθροίζονται στα 5,8 δις €, όντας το 89,7% του συνολικού επενδυτικού κεφαλαίου που απαιτείται για τη συνολική επέκταση της δυναμικότητας του συστήματος παραγωγής, καταδεικνύοντας ότι η εξέλιξη του ελληνικού ηλεκτροπαραγωγικού τομέα στηρίζεται στην οικονομική ενίσχυση και στροφή προς την πράσινη ανάπτυξη.

4.6 Διαμόρφωση Οριακής Τιμής Συστήματος

Η Οριακή Τιμή Συστήματος (*ΟΤΣ*) είναι η τιμή εκκαθάρισης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας και είναι η τιμή που εισπράττουν όλοι οι όσοι εγχέουν ενέργεια στο σύστημα και πληρώνουν όλοι όσοι ζητούν ηλεκτρική ενέργεια από το σύστημα (ΡΑΕ, 2020a).

Ο υπολογισμός της ΟΤΣ γίνεται βάσει της σκιώδους (δυικής) τιμής του περιορισμού του ισοζυγίου ενέργειας και αντιστοιχεί στο οριακό κόστος κάλυψης της ζήτησης. Η σκιώδης τιμή εκφράζει τη μεταβολή της αντικειμενικής συνάρτησης για κάθε μεταβολή ενός περιορισμού κατά μία μονάδα. Επομένως η σκιώδης τιμή του περιορισμού του ισοζυγίου ενέργειας εκφράζει την τιμή με την οποία θα καλυπτόταν η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας σε περίπτωση αύξησης της τελευταίας κατά μία μονάδα.

Παρακάτω παρατίθεται η μακροπρόθεσμη εξέλιξη ΟΤΣ σε όλη τη διάρκεια της εξεταζόμενης περιόδου 2020-2050.



Σχήμα 4.11: Εξέλιξη της μέσης Οριακής Τιμής Συστήματος

Η εξέλιξη της μέσης Οριακής Τιμής Συστήματος χαρακτηρίζεται από αύξηση κατά 50,1% στο πέρασμα του τριακονταετούς χρονικού ορίζοντα προγραμματισμού, καθώς από 60,1 €/MWh το 2020 φτάνει τα 90,2 €/MWh το 2050. Η μεγάλη αυτή άνοδος της ΟΤΣ είναι αποτέλεσμα πολλών παραγόντων. Αρχικά παρατηρούμε ότι κατά τη διάρκεια της πρώτης δεκαετίας της εξεταζόμενης περιόδου εντοπίζεται μικρός ρυθμός αύξησης, ο οποίος αιτιολογείται από τη βαθμιαία απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων και η αύξηση μπορεί να αποδοθεί στην αύξηση του μεριδίου των μονάδων φυσικού αερίου, οι οποίες διακρίνονται με υψηλότερο μεταβλητό κόστος έναντι των λιγνιτικών μονάδων. Έπειτα τα συνδυασμένα αποτελέσματα της ανόδου των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO_2 και της υψηλής διείσδυσης των ΑΠΕ στο ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα αντανακλώνται στην αλματώδη αύξηση της τιμής εκκαθάρισης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Επομένως η εξέλιξη της μέσης Οριακής Τιμής Συστήματος είναι ευαίσθητη ως προς τις τεχνολογίες που απαρτίζουν το ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα και διατηρείται σε χαμηλά επίπεδα με την απουσία περιβαλλοντικής πολιτικής.

4.7 Συμπεράσματα

Στο παρόν κεφάλαιο παρουσιάστηκαν τα αποτελέσματα του μαθηματικού μοντέλου που αναπτύχθηκε με τεχνικές Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού για την επίλυση του προβλήματος του κεντρικού προγραμματισμού ανάπτυξης του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής. Η επίλυση του μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού ενός συστήματος ηλεκτρικής ενέργειας εστιάζει στον προσδιορισμό του βέλτιστου ηλεκτροπαραγωγικού μίγματος ελαχιστοποιώντας το συνολικό κόστος ανάπτυξης και λειτουργίας του συστήματος και ικανοποιώντας ταυτόχρονα όλους τους τιθέμενους τεχνικούς, οικονομικούς, περιβαλλοντικούς και ρυθμιστικούς περιορισμούς.

Το προτεινόμενο μοντέλο έχει εφαρμοστεί σε μια πραγματική μελέτη περίπτωσης του Ελληνικού διασυνδεδεμένου ηλεκτρικού συστήματος. Τα αποτελέσματα αναδεικνύουν πως το Ελληνικό σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας έχει επέλθει σε μια μεταβατική περίοδο από μια ενεργειακή οικονομία υψηλής έντασης άνθρακα σε μια ενεργειακή οικονομία χαμηλών εκπομπών άνθρακα, δηλαδή σε μια μεταστροφή από ένα ηλεκτροπαραγωγικό μίγμα κυριαρχούμενο από τις λιγνιτικές μονάδες παραγωγής προς ένα ενεργειακό προφίλ καθαρότερων τεχνολογιών με μηδενικό αποτύπωμα άνθρακα.

Η μελλοντική εικόνα του ενεργειακού συστήματος όπως προκύπτει από το βασικό σενάριο ενεργειακής πολιτικής που υιοθετήθηκε μπορεί να συνοψισθεί στα παρακάτω 10 σημεία:

1. Μείωση των εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου κατά 80% έως το 2050 ως προς το έτος αναφοράς 2020
2. Ποσοστό 85% ηλεκτροπαραγωγής από ΑΠΕ, με την αξιοποίηση όλων των εμπορικά ώριμων τεχνολογιών, επιτυγχάνοντας μεγάλη μείωση των εκπομπών με ταυτόχρονη μείωση της εισαγόμενης ενέργειας
3. Συνολική διείσδυση ΑΠΕ σε ποσοστό 80% της συνολικής δυναμικότητας του ηπειρωτικού συστήματος έως το 2050

4. Μείωση ενεργειακής εξάρτησης της χώρας από εισαγωγές ηλεκτρικής ενέργειας
5. Πτωτική τάση του κόστους ηλεκτροπαραγωγής, καθώς η αυξημένη χρήση των ΑΠΕ και ο περιορισμός της καύσης ορυκτών καυσίμων εξασφαλίζει την μείωση του κόστους μέχρι το 2050.
6. Νέες εντάξεις αιολικών μονάδων συνολικής δυναμικότητας 11,2 GW, καθώς και νέες επενδύσεις φωτοβολταϊκών ύψους 7,8 GW.
7. Επενδύσεις σε μια νέα για το Ελληνικό ηλεκτροπαραγωγικό σύστημα τεχνολογία, αυτή της γεωθερμίας συνολικής δυναμικότητας 2 GW, επιβεβαιώνοντας το αξιοποιήσιμο δυναμικό γεωθερμίας της χώρας.
8. Απομάκρυνση και παύση παλαιών ρυπογόνων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικης ενέργειας.
9. Πλήρης απολιγνιτοποίηση του ηλεκτροπαραγωγικού συστήματος έως το 2028
10. Υποβάθμιση της κυρίαρχης θέσης του λιγνίτη και υποσκελισμό του από τη μεγάλη διείσδυση της αιολικής παραγωγής, κατέχοντας την πλεονάζουσα θέση του 39% στην παροχή καθαρής ηλεκτρικής ενέργειας

Συνοψίζοντας το εθνικό ενεργειακό σύστημα δύναται να διαφοροποιηθεί άρδην τα επόμενα χρόνια. Πρόκειται για μετάβαση προς ένα καθαρό ενεργειακό τομέα υπερκαλύπτοντας τους περιβαλλοντικούς στόχους και τις δεσμεύσεις της ευρωπαϊκής ενεργειακής πολιτικής. Καθίστανται επομένως επιβεβλημένες οι υψηλές επενδύσεις, οι καινοτομίες, η έρευνα, οι μεταρρυθμίσεις στην αγορά με κατάλληλο ρυθμιστικό πλαίσιο και γενικότερα η εφαρμογή συνδυαστικών μέτρων ενεργειακής πολιτικής.

ΒΙΒΛΙΟΓΡΑΦΙΚΕΣ ΑΝΑΦΟΡΕΣ

A. Vita, I. Kielichowska, P. Mandatowa, P. Capros, E. Dimopoulou, S. Evangelopoulou, T. Fotiou, M. Kannavou, P. Siskos, G. Z. (2018) *Technology pathways in decarbonisation scenarios*.

Bakirtzis, G. A., Biskas, P. N. and Chatziathanasiou, V. (2012) 'Generation expansion planning by MILP considering mid-term scheduling decisions', *Electric Power Systems Research*. Elsevier B.V., 86, pp. 98–112. doi: 10.1016/j.epsr.2011.12.008.

Blumenfeld, D. (1389) *Operations Research Calculations Handbook*.

Booz&Company (2013) *Understanding Lignite Generation Costs in Europe Summary*.

Central Intelligence Agency (2020) *The World Factbook*. Available at: https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2253rank.html (Accessed: 11 May 2020).

Commission of the European communities (2008) *20 20 by 2020 Europe's climate change opportunity*.

Cormio, C. *et al.* (2003) 'A regional energy planning methodology including renewable energy sources and environmental constraints', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 7(2), pp. 99–130. doi: 10.1016/S1364-0321(03)00004-2.

EnEx (2020) *Μηνιαίο δελτίο συστήματος συναλλαγών ΗΕΠ (Δεκέμβριος 2019)*.

ENTSOE (2020) *Total Load - Day Ahead / Actual*. Available at: https://transparency.entsoe.eu/load-domain/r2/yearLoad/show# (Accessed: 16 June 2020).

European Commission (2018) *2050 long-term strategy | Δράση για το κλίμα*. Available at: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_el (Accessed: 11 April 2020).

Frederick S. Hillier, G. J. L. (2001) *Introduction To Operations Research*.

GAMS (2020) *General Algebraic Modeling System*. Available at: https://www.gams.com/ (Accessed: 18 June 2020).

IEA (2020a) *Greece - Countries & Regions*. Available at: https://www.iea.org/countries/greece (Accessed: 24 April 2020).

IEA (2020b) *Macro drivers – World Energy Model – Analysis*. Available at: https://www.iea.org/reports/world-energy-model/macro-drivers (Accessed: 11 May 2020).

NREL (2018) *Annual Technology Baseline (ATB) by National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. Available at: https://atb.nrel.gov/ (Accessed: 15 June 2020).

Reddy, A. K. N. *et al.* (2007) *Integrated energy planning: Part I. The DEFENDUS methodology*.

Turvey, R. and Anderson, D. (1977) *Electricity Economics*. A World Bank Research

Publication.

U.S. Energy Information Administration (2020a) ‘Annual Energy Outlook 2020’.

U.S. Energy Information Administration (2020b) ‘Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies’, (February).

United Nations (1997) *Kyoto protocol to the United Nations framework convebtion on climate change*.

United Nations (2015) *Paris Agreement*.

Winston, W. L. (1987) *Operations Research*.

ΑΔΜΗΕ (2016) *Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας(Δεκέμβριος 2016)*.

ΑΔΜΗΕ (2017a) ‘Ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας’.

ΑΔΜΗΕ (2017b) *Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας (Δεκέμβριος 2017)*.

ΑΔΜΗΕ (2018a) *Δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης συστήματος μεταφοράς 2018-2027*.

ΑΔΜΗΕ (2018b) *Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας(Δεκέμβριος 2018)*. doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.

ΑΔΜΗΕ (2019a) *Έκθεση για την απόδοση λειτουργίας του συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας (Έτος 2018)*.

ΑΔΜΗΕ (2019b) *Μελέτη επάρκειας ισχύος για την περίοδο 2020 – 2030*.

ΑΔΜΗΕ (2019c) *Μηνιαίο Δελτίο Ενέργειας (Δεκέμβριος 2019)*.

ΑΔΜΗΕ (2020a) ‘Δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης συστήματος μεταφοράς 2021 - 2030’.

ΑΔΜΗΕ (2020b) *Μηνιαία Δελτία Ενεργειας*. Available at: http://www.admie.gr/deltia-agoras/miniaia-deltia-energeias/ (Accessed: 17 February 2020).

ΑΔΜΗΕ (2020c) *Περιγραφή Συστήματος Μεταφοράς*. Available at: http://www.admie.gr/to-systima-metaforas/dedomena-stoicheia-systimatos/perigrafi-systimatos-metaforas/ (Accessed: 17 February 2020).

ΑΔΜΗΕ (2020d) *Το Σύστημα Μεταφοράς|Χάρτης | ΑΔΜΗΕ*. Available at: http://www.admie.gr/ (Accessed: 19 March 2020).

Βουρνάς, Κ. and Κονταξής, Γ. (2010) *Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας*.

Γεωργίου, Π. Ν. (2010) *Ανάπτυξη μοντέλου μαθηματικού προγραμματισμού πληροφοριακού συστήματος υποστήριξης αποφάσεων για το μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό του ελληνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής*.

ΔΑΠΕΕΠ (2020a) *Ανανεώσιμες πηγές ενέργειας & ΣΗΘΥΑ- Συνοπτικό Πληροφοριακό Δελτίο (Δεκέμβριος 2019)*.

ΔΑΠΕΕΠ (2020b) *Μηνιαίο Δελτίο Ειδικού Λογαριασμού ΑΠΕ & ΣΗΘΥΑ*.

ΔΕΔΔΗΕ (2018) ‘Ετήσια Παραγωγή Ενέργειας ΑΠΕ στα ΜΔΝ έτους 2018’.

ΔΕΔΔΗΕ (2020a) *Βασικά μεγέθη του δικτύου διανομής ηλεκτρισμού*. Available at: https://www.deddie.gr/el/deddie/to-diktuo-ilektrismou/vasika-megethi-tou-diktuou-ilektrismou/ (Accessed: 18 February 2020).

ΔΕΔΔΗΕ (2020b) *Πληροφοριακό Δελτίο Παραγωγής στα Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά για τον Δεκέμβριο 2019*.

ΕΠΙΣΕΥ-ΕΜΠ (2006) *Στρατηγική μελέτη διασύνδεσης αυτόνομων νησιωτικών συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας-Τελική έκθεση*.

Ευρωπαϊκό Συμβούλιο and Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης (2020a) *Κλιματική αλλαγή: η δράση της ΕΕ*. Available at: https://www.consilium.europa.eu/el/policies/climate-change/ (Accessed: 10 April 2020).

Ευρωπαϊκό Συμβούλιο and Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης (2020b) *Μεταρρύθμιση του συστήματος εμπορίας δικαιωμάτων εκπομπών της ΕΕ*. Available at: https://www.consilium.europa.eu/el/policies/climate-change/reform-eu-ets/ (Accessed: 11 May 2020).

Ευρωπαϊκό Συμβούλιο and Συμβούλιο της Ευρωπαϊκής Ένωσης (2020c) *Συμφωνία των Παρισίων για την κλιματική αλλαγή*. Available at: https://www.consilium.europa.eu/el/policies/climate-change/paris-agreement/ (Accessed: 10 April 2020).

IEA (2020) 'Αντίγραφο του IEA_HeadlineEnergyData'.

Καλιαμπάκος, Δ. and Δαμίγος, Δ. (2008) *Σημειώσεις Μαθήματος: 'Οικονομικά του Περιβάλλοντος και των Υδατικών Πόρων-Χρηματοοικονομική και κοινωνικοοικονομική αξιολόγηση επενδύσεων'*.

ΚΑΠΕ (2009) *Το Ελληνικό ενεργειακό σύστημα*.

Κατσαπρακάκης, Δ. Α. (2015) *Σύνθεση Ενεργειακών Συστημάτων*.

Κολέτσος, Ι. and Στογιάννης, Δ. (2017) *Εισαγωγή στην Επιχειρησιακή Έρευνα*.

Κολτσακλής, Ν. Ε. (2015) *Τεχνικές Βέλτιστης Αξιοποίησης Ενεργειακών Πόρων*.

Μεζαρτάσογλου, Δ., Κ. Ν. Σταμπολής and Χατζηβασιλειάδης, Ι. (2019) *Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας - Ετήσια Έκθεση ΙΕΝΕ 2019*.

Μοιρασγεντής, Σ., Σαραφίδης, Γ. and Γεωργοπούλου, Έ. (2017) *Μακροχρόνιος σχεδιασμός για το ενεργειακό σύστημα της Ελλάδας*.

Μπακιρτζής, Γ. Α. (2018) *Προγραμματισμός Ανάπτυξης του Συστήματος Παραγωγής με Ενσωμάτωση Περιβαλλοντικών Πολιτικών και Μεσοπρόθεσμων Αποφάσεων*.

Παναγιώτης Η. Μενεγάτος (2015) *Μελέτη Σκοπιμότητας Διασυνδέσεων Νησιών με το Ηπειρωτικό Σύστημα μέσω Συνδέσμων HVDC*.

ΡΑΕ (2019a) *National Report 2019*. Athens.

ΡΑΕ (2019b) *Έκθεση Πεπραγμένων 2018*.

ΡΑΕ (2020a) *Διαμόρφωση Οριακής Τιμής Συστήματος (ΟΤΣ)*. Available at: http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/wholesale/price.csp (Accessed: 23 June 2020).

ΡΑΕ (2020b) *Μη Διασυνδεδεμένα Νησιά*. Available at: http://www.rae.gr/site/categories_new/electricity/market/mdn.csp (Accessed: 22 March 2020).

Ρουμπάνος, Α. Τ. Δ. (2016) *Μακροχρόνια μελέτη ενεργειακής συμπεριφοράς αιολικού πάρκου στη νήσο Κρήτη και διερεύνηση των προβλημάτων απορρόφησης της συνολικής αιολικής παραγωγής από το τοπικό ηλεκτρικό δίκτυο*.

ΥΠΕΝ (2012) 'Εθνικός Ενεργειακός Σχεδιασμός-Οδικός Χάρτης Για Το 2050', p. 24. Available at: http://www.opengov.gr/minenv/wpcontent/uploads/downloads/2012/04/energeiakos-sxediasmos.pdf.

ΥΠΕΝ (2019) *Εθνικό σχέδιο για την ενέργεια και το κλίμα*.

Υπουργείο Ανάπτυξης (2017) *1η Έκθεση για το μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό της Ελλάδας 2008-2020*.

Υπουργείο Περιβάλλοντος και Ενέργειας (2019) *Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050*.

Φράγκου, Π. Β. (2016) *Στοχαστική μοντελοποίηση του παγκόσμιου ενεργειακού συστήματος και εφαρμογές*.

ΠΑΡΑΡΤΗΜΑ Α

Το *Παράρτημα Α* περιέχει συμπληρωματικά στοιχεία και δεδομένα εισόδου του μαθηματικού μοντέλου όσον αναφορά την υπό μελέτη περίπτωση που αναπτύχθηκε στο Κεφάλαιο 3.

Ειδικότερα στο *Παράρτημα Α* συμπεριλαμβάνονται συμπληρωματικά στοιχεία των υφιστάμενων μονάδων παραγωγής (*Πίνακας Α.1),* η ονοματολογία των οποίων καταγράφεται όπως βρίσκεται στην ημερήσια αγορά ενέργειας του ΛΑΓΗΕ, καθώς και αναλυτικά δεδομένα σχετικά με τα τεχνικά και οικονομικά χαρακτηριστικά όλων των νέων υποψήφιων προς εγκατάσταση ηλεκτροπαραγωγικών μονάδων (*Πίνακας Α.2-Πίνακας Α.4*).

Ανάμεσα στις θερμικές μονάδες παραγωγής στο ηλεκτρικό σύστημα συγκαταλέγονται συμβατικές λιγνιτικές μονάδες με τεχνολογία ατμοστρόβιλου (*Steam Turbine Lignite Conventional*), υπερκρίσιμοι λιγνιτικοί σταθμοί με τεχνολογία ατμοστρόβιλου (*Steam Turbine Lignite Supercritical*), ενώ στις μονάδες φυσικού αερίου λαμβάνονται υπόψη συμβατικές αεριοστροβιλικές μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου (*Gas Turbine Combined Cycle Gas Conventional),* σύγχρονες αεριοστροβιλικές μονάδες φυσικού αερίου συνδυασμένου κύκλου *(Gas Turbine Combined Cycle Gas Advanced),* συμβατικές αεριοστροβιλικές μονάδες φυσικού αερίου καύσης ανοιχτού κύκλου (*Gas Combustion Turbine Simple Cycle Conventional*) και σύγχρονες αεριοστροβιλικές μονάδες φυσικού αερίου καύσης ανοιχτού κύκλου (*Gas Combustion Turbine Simple Cycle Advanced*).

Οι μονάδες ανανεώσιμων πηγών ενέργειας που συμπεριλήφθηκαν στην επίλυση του μαθηματικού μοντέλου απαρτίζονται από υδροηλεκτρικούς σταθμούς (*Hydroelectric Power Plant*), χερσαία αιολικά χαμηλής, μεσαίας, υψηλής και πολύ υψηλής δυναμικότητας (*Wind onshore Low, Wind onshore Medium, Wind onshore High, Wind onshore Very High*), φωτοβολταϊκά χαμηλής, μεσαίας, υψηλής και πολύ υψηλής δυναμικότητας (*Solar PV Low, Solar PV Medium, Solar PV High, Solar PV Very High*), ηλιακούς πύργους (*Solar Thermal*), μονάδες βιομάζας (*Biomass Plant*) και μονάδες αεριοποίησης βιομάζας (*Biomass Gasification CC*), και τέλος μονάδες γεωθερμίας υψηλής και μεσαίας ενθαλπίας (*Geothermal High Enthalpy, Geothermal Medium Enthalpy).*

Πίνακας Α.1: Συμπληρωματικά στοιχεία υφιστάμενων μονάδων ηλεκτροπαραγωγής

Μονάδα ηλεκτροπαραγωγής	Τεχνολογία ηλεκτροπαραγωγής	Ενεργειακός πόρος	Καθαρή ονομαστική ισχύς (KW)	$EFOR_D$ (%)
AG_DIMITRIOS1	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	274	21,195
AG_DIMITRIOS2	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	274	17,077
AG_DIMITRIOS3	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	283	20,369
AG_DIMITRIOS4	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	283	20,632
AG_DIMITRIOS5	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	342	19,597
KARDIA1	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	271	14,42
KARDIA2	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	271	11,915
KARDIA3	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	280	12,225
KARDIA4	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	280	23,355
MEGALOPOLI3	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	255	27,898
MEGALOPOLI4	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	256	21,631
AMYNDEO1	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	273	23,342

AMYNDEO2	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	273	20,479
MELITI1	Ατμοστρόβιλος	Λιγνίτης	289	17,614
ALIVERI5	Συνδυασμένου κύκλου	Φυσικό αέριο	417	12,835
LAVRIO4	Συνδυασμένου κύκλου	Φυσικό αέριο	550,2	15,479
LAVRIO5	Συνδυασμένου κύκλου	Φυσικό αέριο	377,6	15,054
KOMOTINI	Συνδυασμένου κύκλου	Φυσικό αέριο	476,3	6,802
MEGALOPOLI5	Συνδυασμένου κύκλου	Φυσικό αέριο	811	5,67
HERON1	Αεριοστρόβιλος ανοιχτού κύκλου	Φυσικό αέριο	49,3	0,006
HERON2	Αεριοστρόβιλος ανοιχτού κύκλου	Φυσικό αέριο	49,3	1,761
HERON3	Αεριοστρόβιλος ανοιχτού κύκλου	Φυσικό αέριο	49,3	0,048
HERON_CC	Συνδυασμένου κύκλου	Φυσικό αέριο	422,1	2,793
ELPEDISON_THESS	Συνδυασμένου κύκλου	Φυσικό αέριο	400,3	3,525
ELPEDISON_THISVI	Συνδυασμένου κύκλου	Φυσικό αέριο	410	5,511
ALOUMINIO	Συνδυασμένου κύκλου	Φυσικό αέριο	334	1,069

PROTERGIA_CC	Συνδυασμένου κύκλου	Φυσικό αέριο	432,7	2,2723
KORINTHOS_POWER	Συνδυασμένου κύκλου	Φυσικό αέριο	433,5	1,975
KREMASTA	ΥΗΣ	Νερό	437,2	18,54
KASTRAKI	ΥΗΣ	Νερό	320	13,52
STRATOS1	ΥΗΣ	Νερό	150	4,26
ILARIONAS	ΥΗΣ	Νερό	153	14
POLYFYTO	ΥΗΣ	Νερό	375	13,36
SFIKIA	ΥΗΣ	Νερό	315	15,69
ASOMATA	ΥΗΣ	Νερό	108	11,44
THESAVROS	ΥΗΣ	Νερό	384	2,51
PLATANOVRYSI	ΥΗΣ	Νερό	116	14,76
POURNARI1	ΥΗΣ	Νερό	300	9,62
POURNARI2	ΥΗΣ	Νερό	33,6	7,71
P_AOOU	ΥΗΣ	Νερό	210	16,89

LADONAS	ΥΗΣ	Νερό	70	13,02
PLASTIRAS	ΥΗΣ	Νερό	129,9	12,96
EDESSAIOS	ΥΗΣ	Νερό	19	35,6
AGRAS	ΥΗΣ	Νερό	50	62,66

Πίνακας Α.2: Οικονομικά δεδομένα των νέων υποψήφιων προς εγκατάσταση μονάδων στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας

Power generation technologies	Capital Cost €/kW				Fixed Operation and Maintenance Cost € /KW-year				Variable Operation and Maintenance Cost €/MWh			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Steam Turbine Lignite Conventional	1800	1800	1800	1800	32,5	32,5	32,5	32,5	3	3	3	3
Steam Turbine Lignite Supercritical	2000	2000	2000	2000	46,8	42,4	39,4	38,8	4,16	4,01	2,85	2,7
Gas Turbine Combined Cycle Gas Conventional	720	690	660	640	15	15	15	15	2,31	2,31	2,31	2,31
Gas Turbine Combined Cycle Gas Advanced	820	770	750	750	15	15	15	15	1,99	1,9	1,81	1,73
Gas Combustion Turbine Simple Cycle Conventional	663,09	635,46	607,83	589,41	6,51	6,51	6,51	6,51	4,19	4,19	4,19	4,19
Gas Combustion Turbine Simple Cycle Advanced	1092,75	1026,12	999,47	999,47	15,16	15,16	15,16	15,16	4,37	4,17	3,98	3,8
Hydroelectric Power Plant	4943,88	4720,29	4623,96	4527,62	27,77	26,51	24,43	24,43	0	0	0	0
Wind onshore Low	1395	1261	1110	1043	13	13	13	12	0,15	0,15	0,15	0,15
Wind onshore Medium	1295	1161	1010	943	14	14	13	12	0,18	0,18	0,18	0,18
Wind onshore High	1080	988	840	782	18	18	17	16	0,23	0,23	0,23	0,23
Wind onshore Very High	1200	1066	915	848	22	21	21	20	0,25	0,25	0,25	0,25
Solar PV Low	721	690	567	495	22	15	13	11	0	0	0	0

Solar PV Medium	710	663	519	454	12,6	10,8	10	9,2	0	0	0	0
Solar PV High	700	645	477	431	13	12,2	11,5	10,8	0	0	0	0
Solar PV Very High	690	627	455	407	15,9	13,5	12,1	10,8	0	0	0	0
Solar Thermal	5500	4237	3437	3075	121	113	99	77	0,1	0,1	0,1	0,1
Biomass Plant	3810,21	3131,68	2827,21	2740,22	116,92	98,8	96,64	94,48	4,49	4,49	4,49	4,49
Biomass Gasification CC	4380	3600	3250	3150	27,1	22,9	22,4	21,9	2,76	2,76	2,76	2,76
Geothermal High Enthalpy	3901	3198	2897	2613	90	95	100	105	0,32	0,32	0,32	0,32
Geothermal Medium Enthalpy	4970	4586	3749	3306	95	95	92	92	0,32	0,32	0,32	0,32

Πίνακας Α.3: Τεχνικά δεδομένα των νέων υποψήφιων προς εγκατάσταση μονάδων στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [1]

Power generation technologies	Heat rate ratio				Capital factor %				Available rate %			
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2040	2050
Steam Turbine Lignite Conventional	2,70	2,63	2,70	2,70	0,8	0,8	0,8	0,8	0,88	0,89	0,89	0,90
Steam Turbine Lignite Supercritical	2,44	2,38	2,33	2,27	0,8	0,8	0,8	0,8	0,88	0,89	0,89	0,90
Gas Turbine Combined Cycle Gas Conventional	1,75	1,72	1,69	1,69	0,35	0,35	0,35	0,35	0,85	0,88	0,91	0,94
Gas Turbine Combined Cycle Gas Advanced	1,67	1,64	1,61	1,59	0,35	0,35	0,35	0,35	0,85	0,88	0,91	0,94
Gas Combustion Turbine Simple Cycle Conventional	2,90	2,85	2,80	2,80	0,8	0,8	0,8	0,8	0,85	0,88	0,91	0,94
Gas Combustion Turbine Simple Cycle Advanced	2,67	2,63	2,59	2,57	0,8	0,8	0,8	0,8	0,85	0,88	0,91	0,94
Hydroelectric Power Plant	1	1	1	1	0,66	0,66	0,66	0,66	0,9	0,69	0,52	0,4
Wind onshore Low	1	1	1	1	0,2	0,2	0,21	0,22	0,24	0,21	0,18	0,15
Wind onshore Medium	1	1	1	1	0,2	0,23	0,24	0,25	0,24	0,21	0,18	0,15
Wind onshore High	1	1	1	1	0,26	0,29	0,29	0,31	0,24	0,21	0,18	0,15
Wind onshore Very High	1	1	1	1	0,36	0,4	0,41	0,42	0,24	0,21	0,18	0,15
Solar PV Low	1	1	1	1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,21	0,18	0,15	0,13
Solar PV Medium	1	1	1	1	0,12	0,13	0,14	0,15	0,21	0,18	0,15	0,13

Solar PV High	1	1	1	1	0,16	0,17	0,17	0,17	0,21	0,18	0,15	0,13
Solar PV Very High	1	1	1	1	0,21	0,24	0,25	0,26	0,21	0,18	0,15	0,13
Solar Thermal	1	1	1	1	0,23	0,26	0,28	0,28	0,21	0,18	0,15	0,13
Biomass Plant	3,90	3,35	3,07	3,00	0,7	0,7	0,7	0,7	0,57	0,57	0,57	0,57
Biomass Gasification CC	2,70	2,33	2,13	2,08	0,7	0,7	0,7	0,7	0,57	0,57	0,57	0,57
Geothermal High Enthalpy	1	1	1	1	0,65	0,65	0,65	0,65	0,8	0,8	0,8	0,8
Geothermal Medium Enthalpy	1	1	1	1	0,45	0,45	0,45	0,45	0,8	0,8	0,8	0,8

Πίνακας Α.4: Τεχνικά δεδομένα των νέων υποψήφιων προς εγκατάσταση μονάδων στο σύστημα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [2]

Power generation technologies	Energy Resource	CO2 Emission Factor $tons\ CO_2/MWh$	Lifetime years
Steam Turbine Lignite Conventional	Lignite	0,318831	40
Steam Turbine Lignite Supercritical	Lignite	0,318831	40
Gas Turbine Combined Cycle Gas Conventional	Natural Gas	0,181083	30
Gas Turbine Combined Cycle Gas Advanced	Natural Gas	0,181083	30
Gas Combustion Turbine Simple Cycle Conventional	Natural Gas	0,181083	40
Gas Combustion Turbine Simple Cycle Advanced	Natural Gas	0,181083	40
Hydroelectric Power Plant	Water	-	50
Wind onshore Low	Wind	-	25
Wind onshore Medium	Wind	-	25
Wind onshore High	Wind	-	25
Wind onshore Very High	Wind	-	25
Solar PV Low	Sun	-	25
Solar PV Medium	Sun	-	25
Solar PV High	Sun	-	25
Solar PV Very High	Sun	-	25

Solar Thermal	Sun	-	25
Biomass Plant	Biomass	-	40
Biomass Gasification CC	Biomass	-	30
Geothermal High Enthalpy	Geothermal	-	25
Geothermal Medium Enthalpy	Geothermal	-	25