



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ

ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

**Μακροχρόνιος Ενεργειακός Σχεδιασμός του Ελληνικού
Συστήματος Ενέργειας με Αυξημένη Διείσδυση Ανανεώσιμων
Πηγών Ενέργειας.**

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Καρσανίδης Πέτρος

Επιβλέπων: Μπαργιώτας Δημήτριος

Φεβρουάριος 2023



ΠΑΝΕΠΙΣΤΗΜΙΟ ΘΕΣΣΑΛΙΑΣ

ΠΟΛΥΤΕΧΝΙΚΗ ΣΧΟΛΗ

ΤΜΗΜΑ ΗΛΕΚΤΡΟΛΟΓΩΝ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΚΑΙ ΜΗΧΑΝΙΚΩΝ ΥΠΟΛΟΓΙΣΤΩΝ

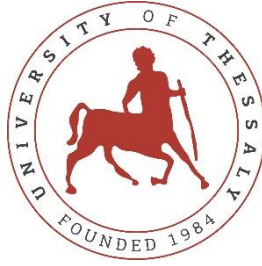
**Μακροχρόνιος Ενεργειακός Σχεδιασμός του Ελληνικού
Συστήματος Ενέργειας με Αυξημένη Διείσδυση Ανανεώσιμων
Πηγών Ενέργειας.**

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία

Καρσανίδης Πέτρος

Επιβλέπων: Μπαργιώτας Δημήτριος

Φεβρουάριος 2023



UNIVERSITY OF THESSALY

SCHOOL OF ENGINEERING

DEPARTMENT OF ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING

**Long-term energy planning of Greek electricity system with
increased penetration of renewable energy sources.**

MSc Thesis

Karsanidis Petros

Supervisor: Bargiotas Dimitrios

February 2023

Εγκρίνεται από την Επιτροπή Εξέτασης:

- Επιβλέπων **Μπαργιώτας Δημήτριος**
Καθηγητής, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών
Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας
- Μέλος **Φεύγας Αθανάσιος**
Ε.ΔΙ.Π., Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών
Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας
- Μέλος **Δασκαλοπούλου Ασπασία - Καλλιόπη**
Αναπληρώτρια Καθηγήτρια, Τμήμα Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και
Μηχανικών Υπολογιστών, Πανεπιστήμιο Θεσσαλίας

**ΥΠΕΥΘΥΝΗ ΔΗΛΩΣΗ ΠΕΡΙ ΑΚΑΔΗΜΑΪΚΗΣ ΔΕΟΝΤΟΛΟΓΙΑΣ ΚΑΙ ΠΝΕΥΜΑΤΙΚΩΝ
ΔΙΚΑΙΩΜΑΤΩΝ**

Με πλήρη επίγνωση των συνεπειών του νόμου περί πνευματικών δικαιωμάτων, δηλώνω ρητά ότι η παρούσα μεταπτυχιακή διπλωματική εργασία, καθώς και τα ηλεκτρονικά αρχεία και πηγαίοι κώδικες που αναπτύχθηκαν ή τροποποιήθηκαν στα πλαίσια αυτής της εργασίας, αποτελούν αποκλειστικά προϊόν προσωπικής μου εργασίας, δεν προσβάλλουν οποιασδήποτε μορφής δικαιώματα διανοητικής ιδιοκτησίας, προσωπικότητας και προσωπικών δεδομένων τρίτων, δεν περιέχουν έργα/εισφορές τρίτων για τα οποία απαιτείται άδεια των δημιουργών/δικαιούχων και δεν είναι προϊόν μερικής ή ολικής αντιγραφής, οι πηγές δε που χρησιμοποιήθηκαν περιορίζονται στις βιβλιογραφικές αναφορές και μόνον και πληρούν τους κανόνες της επιστημονικής παράθεσης. Τα σημεία όπου έχω χρησιμοποιήσει ιδέες, κείμενο, αρχεία ή/και πηγές άλλων συγγραφέων αναφέρονται ευδιάκριτα στο κείμενο με την κατάλληλη παραπομπή και η σχετική αναφορά περιλαμβάνεται στο τμήμα των βιβλιογραφικών αναφορών με πλήρη περιγραφή. Δηλώνω επίσης ότι τα αποτελέσματα της εργασίας δεν έχουν χρησιμοποιηθεί για την απόκτηση άλλου πτυχίου. Αναλαμβάνω πλήρως, ατομικά και προσωπικά, όλες τις νομικές και διοικητικές συνέπειες που δύναται να προκύψουν στην περίπτωση κατά την οποία αποδειχθεί, διαχρονικά, ότι η εργασία αυτή ή τμήμα της δεν μου ανήκει διότι είναι προϊόν λογοκλοπής.

Ο Δηλών

Καρσανίδης Πέτρος

DISCLAIMER ON ACADEMIC ETHICS AND INTELLECTUAL PROPERTY RIGHTS

Being fully aware of the implications of copyright laws, I expressly state that this MSc thesis, as well as the electronic files and source codes developed or modified in the course of this thesis, are solely the product of my personal work and do not infringe any rights of intellectual property, personality and personal data of third parties, do not contain work / contributions of third parties for which the permission of the authors / beneficiaries is required and are not a product of partial or complete plagiarism, while the sources used are limited to the bibliographic references only and meet the rules of scientific citing. The points where I have used ideas, text, files and / or sources of other authors are clearly mentioned in the text with the appropriate citation and the relevant complete reference is included in the bibliographic references section. I also declare that the results of the work have not been used to obtain another degree. I fully, individually and personally undertake all legal and administrative consequences that may arise in the event that it is proven, in the course of time, that this thesis or part of it does not belong to me because it is a product of plagiarism.

The Declarant

Karsanidis Petros

Ευχαριστίες

Το αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας επιλέχθηκε μετά από ενθάρρυνση του αείμνηστου Καθηγητή Παναπακίδη Ιωάννη, νιώθω ιδιαίτερη τιμή που υπήρξε καθηγητής μου και αρχικός εισηγητής της διπλωματικής εργασίας δίνοντας μου συμβουλές και τις αρχικές οδηγίες. Θα ήθελα να ευχαριστήσω θερμά τον επιβλέποντα Καθηγητή Μπαργιώτα Δημήτριο για τη βοήθεια και την καθοδήγηση του, καθώς ανέλαβε την εισήγηση της διπλωματικής εργασίας μετά τον θάνατο του Ιωάννη Παναπακίδη. Θα ήθελα να ευχαριστήσω και τα υπόλοιπα μέλη της τριμελούς επιτροπής, τον κύριο Φευγά Αθανάσιο και την κυρία Δασκαλοπούλου Ασπασία - Καλλιόπη για τον πολύτιμο χρόνο τους. Τέλος, θα ήθελα να ευχαριστήσω τον συμφοιτητή και φίλο μου Παππά Κωνσταντίνο για την αμέριστη βοήθεια και συμπαράσταση του κατά τη διάρκεια του μεταπτυχιακού προγράμματος.

Αφιερώνω αυτή τη διπλωματική εργασία στον αείμνηστο παππού μου Πέτρο Ουφαΐδη, ο οποίος πάντα με την αγάπη και την υποστήριξη του με ωθούσε να κάνω ένα βήμα ακόμη.

Μεταπτυχιακή Διπλωματική Εργασία
**Μακροχρόνιος Ενεργειακός Σχεδιασμός του Ελληνικού Συστήματος
Ενέργειας με Αυξημένη Διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας.**

Καρσανίδης Πέτρος

Περίληψη

Σε ένα συνεχόμενα εξελίξιμο ενεργειακό τομέα η απαίτηση για σχεδίαση και ανάπτυξη ενεργειακών αποφάσεων αποτελεί προτεραιότητα. Οι αυξανόμενες προκλήσεις από τα νέα δεδομένα από το ενεργειακό περιβάλλον επιτάσσουν ενεργειακή μετάβαση, με βασικές παραμέτρους την εξασφάλιση αξιόπιστης ανάπτυξης και εξέλιξης του συστήματος ενέργειας, την επιτυχή διαχείριση των περιβαλλοντικών προβλημάτων και τη διασφάλιση ανταπόκρισης στη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας.

Η παρούσα διπλωματική εργασία επικεντρώνεται στο υφιστάμενο ελληνικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, τον σχεδιασμό για επέκταση του και την πρόβλεψη ζήτησης ενέργειας με βάση το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης (ΔΠΑ) που δημοσιεύει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ). Εστιάζεται η ανάγκη για αύξηση της διείσδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο σύστημα και ο στόχος να μειωθεί η παραγωγή ενέργειας από θερμικές μονάδες. Με τη βοήθεια του λογισμικού Leap, στο οποίο καταχωρήθηκαν ή υπολογίστηκαν δεδομένα όπως η πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας ανά τομέα καταναλωτών, η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής την επόμενη δεκαετία, τα μεταβλητά ή σταθερά κόστη των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής, οι περιβαλλοντικοί ρύποι ανά καύσιμο κ.ά., αναπτυχθήκαν δεκατέσσερα σενάρια, τα δύο κύρια από αυτά αποτελούν την πρόβλεψη του ΑΔΜΗΕ (μέση ζήτηση και υψηλή ζήτηση). Βασικός στόχος είναι η ανάλυση των σεναρίων και η εξαγωγή συμπερασμάτων ως προς το κόστος της αλλαγής σύνθεσης των βασικών τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής και ο βαθμός επίδρασης των ρύπων που παράγονται στο περιβάλλον.

Λέξεις-κλειδιά:

Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, αιολικά πάρκα, φωτοβολταϊκά συστήματα, σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας, μακροχρόνιος ενεργειακός σχεδιασμός, περιβαλλοντικές επιπτώσεις, ενεργειακά κόστη.

MSc Thesis

Long-term energy planning of Greek electricity system with increased penetration of renewable energy sources.

Karsanidis Petros

Abstract

In a constantly evolving energy sector, the planning and development of energy decisions should be a prioritizing requirement. The increasing challenges posed by the latest developments in the energy sector call for an energy transition. Key parameters of this transition are the reliable development and evolution of the energy system, the successful management of environmental issues and the assurance that the electricity demand will be met.

This thesis focuses on the existing Greek electricity system, its planned expansion and energy demand forecast based on the Ten-Year Development Plan published by the Independent Power Transmission Operator (IPTO). Both need to increase the penetration of Renewable Energy Sources in the system and the objective to reduce the energy production from thermal plants are being highlighted. The Leap software was used, to analyze data regarding electricity demand forecast by consumer sector, installed capacity of generating units in the next decade, variable or fixed costs of power plants, and environmental pollutants per fuel and the data was used to develop fourteen scenarios. Two of them concern the central role of the forecast of ADMIE (average demand and high demand). The main objective is to analyze the scenarios and draw conclusions with regards to the cost of changing the composition of the main power generation technologies and the degree of impact of the pollutants produced on the environment.

Keywords:

Renewable Energy Sources, wind farms, photovoltaic systems, electricity system, long-term energy planning, environmental impact, energy costs.

Πίνακας περιεχομένων

Ευχαριστίες	vii
Περίληψη	viii
Abstract	i
Κατάλογος Σχημάτων	iv
Κατάλογος Πινάκων	v
Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή	1
1.1 Αντικείμενο της Διπλωματικής	2
1.1.1 Συνεισφορά.....	2
1.2 Οργάνωση του Τόμου	3
Κεφάλαιο 2 Η Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα	4
2.1 Ιστορική αναδρομή	4
2.2 ΣΗΕ – Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας – Ορισμός	5
2.3 Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας	5
2.4 Πρόβλεψη Φορτίων αιχμής	9
2.5 Υφιστάμενο Σύστημα – Εγκατεστημένη Ισχύς	10
2.6 Το Διασυνδεδεμένο Ελληνικό Σύστημα	14
2.7 Οι μονάδες Ηλεκτροπαραγωγής	14
2.7.1 Οι συμβατικές (θερμικές) μονάδες	15
2.7.2 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί	18
2.7.3 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ΑΠΕ	20
2.7.4 Υφιστάμενη κατάσταση ΑΠΕ	22
2.8 Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας	25
Κεφάλαιο 3 Αυξημένη Διείσδυση των ΑΠΕ	27
3.1 Παγκόσμιο φαινόμενο η αύξηση της χρήσης των ΑΠΕ	27
3.2 Συνέπειες από την αυξανόμενη χρήση των ΑΠΕ	28
3.3 Αντιμετώπιση της αστάθειας που παρουσιάζουν οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας - Power System Flexibility – PSF	30
3.4 Παράγοντες που επηρεάζουν της ευελιξία του ηλεκτρικού συστήματος ενέργειας	32
3.4.1 Ραγδαία αύξηση της διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα.....	32
3.4.2 Μεταβλητότητα στη ζήτηση φορτίου	33
3.4.3 Κυμαινόμενες τιμές καυσίμων	33
3.5 Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για ενίσχυση της ευελιξίας των συστημάτων	33
Κεφάλαιο 4 Το Λογισμικό Leap	35
4.1 Ιστορική αναδρομή	35
4.2 Λειτουργία του Leap	36
4.3 Περιβάλλον Λογισμικού Leap	37
4.3.1 Προβολές	37

4.3.2 Τύποι ανάλυσης.....	37
4.3.3 Δενδροειδής δομή.....	38
4.3.4 Ανάλυση σεναρίων.....	38
4.3.5 Τεχνολογική και περιβαλλοντική βάση δεδομένων.....	38
4.3.6 Επιλογή Βοήθεια.....	39
4.3.7 Περιβάλλον του αναλυτή.....	39
4.4 Σενάρια.....	40
4.5 Προβολή Αποτελεσμάτων.....	40
4.6 Προβολή Συνόψεων.....	41
Κεφάλαιο 5 Περιγραφή και Ανάλυση των Σεναρίων Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού στο Λογισμικό Leap.....	42
5.1 Επιλογή Σεναρίων.....	42
5.2 Εισαγωγή Στοιχείων Ζήτησης ανά Έτος και Τομέα Καταναλωτών.....	43
5.3 Παρουσίαση Σεναρίων.....	46
5.3.1 Πρώτο Σενάριο: ESEK.....	46
5.3.2 Δεύτερο Σενάριο: MBL.....	47
5.3.3 Τρίτο Σενάριο: MBM.....	49
5.3.4 Τέταρτο Σενάριο: MBH.....	50
5.3.5 Πέμπτο Σενάριο: MLB.....	51
5.3.6 Έκτο Σενάριο: MMB.....	52
5.3.7 Έβδομο Σενάριο: MHB.....	54
5.3.8 Όγδοο Σενάριο: High Demand.....	55
5.3.9 Ένατο Σενάριο: HBL.....	56
5.3.10 Δέκατο Σενάριο: HBM.....	57
5.3.11 Ενδέκατο Σενάριο: HBH.....	59
5.3.12 Δωδέκατου Σενάριο: HLB.....	60
5.3.13 Δέκατο τρίτο Σενάριο: HMB.....	61
5.3.14 Δέκατο Τέταρτο Σενάριο: HHB.....	63
5.4 Συσχέτιση Σεναρίων.....	64
5.4.1 Κόστος των Επενδύσεων.....	64
5.4.2 Κόστος της Παραγωγής.....	66
5.4.3 Περιβαλλοντικές Συνέπειες.....	68
5.4.3.1 Διοξείδιο του άνθρακα CO ₂ (Carbon Dioxide).....	68
5.4.3.2 Οξείδιο του Αζώτου NO _x (Nitrogen Oxides).....	70
5.4.3.3 Διοξείδιο του θείου SO ₂ (Sulfur Dioxide).....	72
Κεφάλαιο 6 Σύνοψη - Συμπεράσματα.....	74
6.1 Συμπεράσματα από την ανάπτυξη των σεναρίων.....	74
6.2 Μελλοντικές επεκτάσεις της διπλωματικής εργασίας.....	76
Βιβλιογραφία.....	77

Κατάλογος Σχημάτων

Σχήμα 2.1:Εξέλιξη της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (TWh) κατά την περίοδο 1990-2020 [4].	6
Σχήμα 2.2: Εξέλιξη της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ανά τομέα [4].	7
Σχήμα 2.3: Πρόβλεψη και εξέλιξη της συνολικής καθαρής ζήτησης έως το 2032 [3].	8
Σχήμα 2.4: Η επίδραση της διεσπαρμένης παραγωγής στη ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας [3].	9
Σχήμα 2.5: Πρόβλεψη και εξέλιξη της ετήσιας αιχμής φορτίου έως 2032 [3].	10
Σχήμα 2.6: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, 1990-2019 [5].	11
Σχήμα 2.7: Η ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα και η σύσταση του ενεργειακού μείγματος ανά έτος [4].	12
Σχήμα 2.8: Η διακύμανση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη από το 1990 έως το 2020 [4].	13
Σχήμα 2.9: Χάρτης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας [3].	26
Σχήμα 4.1: Λειτουργία του Λογισμικού Leap [29].	37
Σχήμα 4.2: Περιβάλλον Εργασίας Λογισμικού Leap [30].	39
Σχήμα 5.1: Η Συνολική Ζήτηση της Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Έτος και Τομέα στην Ελλάδα σύμφωνα με το Σενάριο ESEK.	45
Σχήμα 5.2: Η Συνολική Ζήτηση της Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Έτος και Τομέα στην Ελλάδα σύμφωνα με το Σενάριο Υψηλής Ζήτησης.	46
Σχήμα 5.3: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου ESEK.	47
Σχήμα 5.4:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MBL.	48
Σχήμα 5.5:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MBM.	50
Σχήμα 5.6:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MBH.	51
Σχήμα 5.7:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MLB.	52
Σχήμα 5.8:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MMB.	53
Σχήμα 5.9:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MHB.	55
Σχήμα 5.10:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου High Demand.	56
Σχήμα 5.11:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HBL.	57
Σχήμα 5.12:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HBM.	58
Σχήμα 5.13:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HBH.	60
Σχήμα 5.14:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HLB.	61
Σχήμα 5.15:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HMB.	62
Σχήμα 5.16:Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HHB.	64
Σχήμα 5.17: Το Κόστος Επένδυσης του Ενεργειακού Μείγματος ανά Έτος και Σενάριο. ...	65
Σχήμα 5.18: Το Κόστος Λειτουργίας του Ενεργειακού Μείγματος ανά Έτος και Σενάριο.	67
Σχήμα 5.19: Οι περιβαλλοντικές Επιπτώσεις (CO ₂) ανά Έτος και Σενάριο.	69
Σχήμα 5.20: Οι περιβαλλοντικές Επιπτώσεις (NO _x) ανά Έτος και Σενάριο.	71
Σχήμα 5.21: Οι περιβαλλοντικές Επιπτώσεις (SO ₂) ανά Έτος και Σενάριο.	72

Κατάλογος Πινάκων

Πίνακας 2.1: Εγκατεστημένες Συμβατικές Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Ελληνικό Σύστημα [6].	16
Πίνακας 2.2: Αδειοδοτημένες Συμβατικές Μονάδες παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας [6].	17
Πίνακας 2.3: Εγκατεστημένες Υδροηλεκτρικές Μονάδες Παραγωγής στο Ελληνικό Σύστημα Ενέργειας [6].	19
Πίνακας 2.4: Αδειοδοτημένες Υδροηλεκτρικές Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας [6].	20
Πίνακας 2.5: Η Ισχύς των Αιολικών Πάρκων στην Ελλάδα [3].	24
Πίνακας 2.6: Η Ισχύς των Φωτοβολταϊκών Σταθμών στην Ελλάδα [3].	24
Πίνακας 2.7: Γραμμές Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Ελληνικό Σύστημα [11].	25
Πίνακας 5.1: Τα σενάρια που Αναπτύχθηκαν στο Λογισμικό Leap.	43
Πίνακας 5.2: Το Ποσοστό Ζήτησης ανά Τομέα και Έτος.	44
Πίνακας 5.3: Η Συνολική Ζήτηση της Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh) ανά Έτος και Τομέα στην Ελλάδα σύμφωνα με το Σενάριο ESEK.	44
Πίνακας 5.4: Η Συνολική Ζήτηση της Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh) ανά Έτος και Τομέα στην Ελλάδα σύμφωνα με το Σενάριο High Demand.	45
Πίνακας 5.5: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου ΕΣΕΚ.	47
Πίνακας 5.6: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MBL.	48
Πίνακας 5.7: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MBM.	49
Πίνακας 5.8: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MBH.	51
Πίνακας 5.9: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MLB.	52
Πίνακας 5.10: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MMB.	53
Πίνακας 5.11: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MHB.	54
Πίνακας 5.12: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου High Demand.	56
Πίνακας 5.13: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HBL.	57
Πίνακας 5.14: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HBM.	58
Πίνακας 5.15: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HBH.	59
Πίνακας 5.16: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HLB.	61
Πίνακας 5.17: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HMB.	62
Πίνακας 5.18: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HHB.	63
Πίνακας 5.19: Το Κόστος Επένδυσης του Ενεργειακού Μείγματος ανά Έτος και Σενάριο.	66
Πίνακας 5.20: Το Κόστος Λειτουργίας του Ενεργειακού Μείγματος ανά Έτος και Σενάριο.	68
Πίνακας 5.21: Οι περιβαλλοντικές Επιπτώσεις (CO ₂) ανά Έτος και Σενάριο.	70
Πίνακας 5.22: Οι περιβαλλοντικές Επιπτώσεις (NO _x) ανά Έτος και Σενάριο.	71
Πίνακας 5.23: Οι περιβαλλοντικές Επιπτώσεις (SO ₂) ανά Έτος και Σενάριο.	73

Κεφάλαιο 1 Εισαγωγή

Για την ανάπτυξη και επιτέλεση όλων των δραστηριοτήτων (οικονομικών, βιομηχανικών, ανθρώπινων κ.α.) της κοινωνίας απαραίτητη μορφή ενέργειας είναι ο ηλεκτρισμός. Διαχρονικά το ηλεκτρικό ρεύμα αποτελεί βασικό και απαραίτητο στοιχείο για την ανάπτυξη και τη βελτίωση της ποιότητας ζωής των ανθρώπων μιας χώρας και συνδέεται άμεσα με την ραγδαία εξέλιξη της τεχνολογίας τους δύο τελευταίους αιώνες. Η παροχή του ηλεκτρισμού, ως ένα απαραίτητο αγαθό, στους τελικούς χρήστες προϋποθέτει ένα άρτιο δίκτυο διανομής και ένα αξιόπιστο και αποδοτικό σύστημα μεταφοράς του. Η μετατροπή των διάφορων μορφών ενέργειας σε ηλεκτρισμό αποτελεί βασικό πυλώνα της διαδικασίας παραγωγής του.

Σε ένα ενεργειακό σύστημα οι ποσότητες και οι μορφές ενέργειας που είναι αναγκαίες καθορίζονται από τις ενεργειακές ανάγκες του πληθυσμού. Υπάρχουν δύο κατηγορίες μορφών ενέργειας, οι πρωτογενείς και οι δευτερογενείς. Οι πρώτες βρίσκονται άμεσα στη φύση (λιγνίτης, φυσικό αέριο κ.α.) και οι δεύτερες προέρχονται από την επεξεργασία των πρωτογενών μορφών ενέργειας. Ο ηλεκτρισμός είναι δευτερογενής μορφή ενέργειας και αξιοποιείται ως κατανάλωση κυρίως για οικιακή ή οικονομική/βιομηχανική χρήση (τριτογενής τομέας). Ο κλάδος της ηλεκτροπαραγωγής θεωρείται ο σημαντικότερος κρίκος της ενεργειακής αλυσίδας κάθε κράτους, περιλαμβάνει όλες τις παραγωγικές μονάδες που διαθέτει με όλες τις διαδικασίες και τις τεχνολογίες που χρησιμοποιούν.

Η διεθνής ραγδαία αύξηση ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας που καταγράφηκε στα μέσα του 20^{ου} αιώνα οφείλεται στην τεχνολογική, κοινωνική και οικονομική εξέλιξη των κρατών αλλά στον νέο καταναλωτικό τρόπο ζωής. Επίσης συνδέεται με την ανάπτυξη νέων τεχνολογιών ηλεκτροπαραγωγής, την ευκολότερη πρόσβαση του γενικού πληθυσμού στις υπηρεσίες του ηλεκτρισμού και με τις πολλαπλές εφαρμογές της ηλεκτρικής ενέργειας. Η νέα πρόκληση ήταν και είναι η ανταπόκριση του τομέα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην αυξητικά μεταβαλλόμενη ζήτηση κατανάλωσης με βασική παράμετρο την ενεργειακή επάρκεια μιας χώρας στις ενεργειακές ανάγκες των πολιτών και της βιομηχανίας της.

1.1 Αντικείμενο της Διπλωματικής

Στη διπλωματική εργασία αναλύεται η υφιστάμενη κατάσταση του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος και η σύνθεση της ηλεκτροπαραγωγής. Η ανάγκη για αύξηση της διείσδυσης των ΑΠΕ και την εισαγωγή νέων τεχνολογιών στο σύστημα (όπως αποθήκευση ενέργειας) ώστε να μειωθεί η παραγωγή ενέργειας από θερμικές μονάδες. Μέσω του λογισμικού Leap θα εξεταστούν σενάρια μελλοντικής επέκτασης του συστήματος με διαφορετική σύνθεση της ηλεκτροπαραγωγής και κυρίως με αυξημένη χρήση των ΑΠΕ και μονάδων παραγωγής φυσικού αερίου. Τα στοιχεία για το σενάριο αναφοράς είναι από το Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ Α.Ε. Τα δεδομένα που καταχωρήθηκαν στο λογισμικό όπως π.χ. η εγκατεστημένη ισχύς ανά καύσιμο και η προγραμματισμένη μελλοντική χρήση αυτών είναι από πραγματικά στοιχεία και προβλέψεις (όπως η προγραμματισμένη απολιγνιτοποίηση). Κύριος στόχος είναι η ανάπτυξη των δεκαεσσάρων σεναρίων και η ανάλυση των συμπερασμάτων ως προς το κόστος της αλλαγής του ενεργειακού μείγματος ηλεκτροπαραγωγής και οι επιπτώσεις της εκπομπής των ρύπων που μολύνουν το περιβάλλον.

1.1.1 Συνεισφορά

Λαμβάνοντας υπόψη την ανάγκη για μεταβολή του ενεργειακού μείγματος και την πρόθεση για μείωση έως και μηδενισμού της χρήσης του λιγνίτη ως ενεργειακή πηγή, στη διπλωματική εργασία αναπτύχθηκαν σενάρια με αυξημένη διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας και μονάδων φυσικού αερίου στο σύστημα ενέργειας. Συνοπτικά η παρούσα διπλωματική εργασία περιλαμβάνει:

1. Την ανάπτυξη του υφιστάμενου ελληνικού συστήματος ενέργειας.
2. Τον στόχο για αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ στα παγκόσμια ενεργειακά συστήματα.
3. Την περιγραφή της λειτουργίας του λογισμικού Leap.
4. Την εισαγωγή στο λογισμικό Leap δεδομένα όπως η πρόβλεψη ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, η εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής κ.α.
5. Την ανάπτυξη δεκαεσσάρων σεναρίων ενεργειακού μείγματος για τη δεκαετία 2021-2030, τα οποία καταχωρήθηκαν στο λογισμικό Leap.

6. Την αξιολόγηση των αποτελεσμάτων των σεναρίων και την εξαγωγή συμπερασμάτων από αυτά.

1.2 Οργάνωση του Τόμου

Στο δεύτερο κεφάλαιο γίνεται αναφορά στην ιστορική αναδρομή της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα, δίνεται ο ορισμός του Συστήματος Ηλεκτρικής Ενέργειας – ΣΗΕ, αναλύεται η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας ανά τομέα και η πρόβλεψη για την επόμενη δεκαετία. Επίσης αναλύονται το υφιστάμενο ενεργειακό σύστημα και η εγκατεστημένη ισχύς ανά μονάδα παραγωγής και οι μελλοντικές μεταβολές του ενεργειακού μείγματος της χώρας.

Στο τρίτο κεφάλαιο αναλύεται η παγκόσμια τάση και οι λόγοι αύξησης της διείδυσης των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας. Αναφέρονται οι θετικές και οι αρνητικές συνέπειες της αυξανόμενης χρήσης των ΑΠΕ. Περιγράφεται η αστάθεια που μπορεί να προκληθεί στο σύστημα ενέργειας από την εκτεταμένη χρήση των ΑΠΕ και αναπτύσσονται οι παράγοντες που επηρεάζουν την ευελιξία του συστήματος.

Στο τέταρτο κεφάλαιο παρουσιάζεται το λογισμικό Lear, η ιστορική αναδρομή του και το περιβάλλον λειτουργίας του.

Στο πέμπτο κεφάλαιο αναλύονται και περιγράφονται τα δεκατέσσερα σενάρια μακροχρόνιου ενεργειακού σχεδιασμού στο λογισμικό Lear. Επίσης γίνεται αξιολόγηση και συσχέτιση των σεναρίων που αφορά το κόστος επένδυσης και λειτουργίας και οι περιβαλλοντικές επιπτώσεις για κάθε σενάριο με διαφορετικό ενεργειακό μείγμα.

Στο έκτο κεφάλαιο περιγράφονται τα συμπεράσματα από τα αποτελέσματα που αναπτύχθηκαν στο λογισμικό Lear για όλα τα σενάρια και την πιθανή μελλοντική επέκταση της διπλωματικής εργασίας.

Κεφάλαιο 2 Η Παραγωγή Ηλεκτρικής Ενέργειας στην Ελλάδα

2.1 Ιστορική αναδρομή

Ο εξηλεκτρισμός της Ελλάδος ξεκίνησε τον Αύγουστο του 1950 με την ίδρυση της Δημόσιας Εταιρείας Ηλεκτρισμού (ΔΕΗ) και με το όραμα να διοχετευτεί το ηλεκτρικό ρεύμα ακόμη και στην πιο απομακρυσμένη περιοχή της επικράτειας. Στην αρχή της δεκαετίας ξεκίνησαν άμεσα τα έργα για κατασκευή σταθμών (θερμικών και υδροηλεκτρικών) και δικτύων. Με την εξαγορά κοινοτικών και ιδιωτικών ηλεκτρικών εκμεταλλεύσεων που υπήρχαν στη χώρα, η ΔΕΗ κατείχε το μονοπώλιο στον κλάδο της ηλεκτρικής ενέργειας ως δημόσιος φορέας. Όλες οι διαδικασίες που περιλαμβάνονται στην ηλεκτροπαραγωγή, όπως η μεταφορά και η διανομή του ηλεκτρικού ρεύματος, ήταν ευθύνη και προνόμιο της εταιρείας. Το εθνικό σχέδιο για την παραγωγή και διάθεση της ηλεκτρικής ενέργειας στην χώρα περιλάμβανε τη χρήση των εγχώριων πηγών ενέργειας και την κατασκευή ενός εθνικού ενιαίου διασυνδεδεμένου συστήματος μεταφοράς [1].

Η ηλεκτροπαραγωγή αναπτύχθηκε σταδιακά και σταθερά μέσα στις επόμενες δεκαετίες κυρίως με θερμικές και υδροηλεκτρικές μονάδες. Βασικός πυλώνας του συστήματος παραγωγής ήταν οι ατμοηλεκτρικοί σταθμοί με κύρια πηγή ενέργειας τον λιγνίτη, ο οποίος υπήρχε άφθονος στην ελληνική ύπαιθρο. Στα νησιά εγκαταστάθηκαν τοπικές και αυτόνομες θερμικές μονάδες για να καλυφθούν οι ηλεκτρικές ανάγκες τους. Συνεχόμενη ήταν και η επέκταση και η αναβάθμιση του δικτύου διανομής και του συστήματος μεταφοράς υψηλής και υπερυψηλής τάσης σε όλη την επικράτεια.

Ιδιαιτερότητα του ελληνικού κλάδου παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, και διαφοροποίηση του από ηλεκτροπαραγωγές άλλων κρατών, είναι οι ποικίλες μονάδες παραγωγής ως προς την τεχνολογία και το καύσιμο που χρησιμοποιούν ανάλογα με τη δυνατότητα πρόσβασης στην πηγή καυσίμου ανά περιοχή εγκατάστασης του κάθε σταθμού παραγωγής. Επίσης σημαντικό χαρακτηριστικό του εγχώριου συστήματος είναι η διαίρεση του σε δύο υποσυστήματα, το διασυνδεδεμένο σύστημα της ηπειρωτικής χώρας και τα μη διασυνδεδεμένα δίκτυα των νησιών. Τα παραπάνω χαρακτηριστικά του ελληνικού συστήματος ενέργειας μπορούν να θεωρηθούν μειονεκτήματα, ιδιαίτερα η

ετερόκλητη κατανομή των σταθμών παραγωγής σε αναλογία με τον καταμερισμό της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας.

2.2 ΣΗΕ – Σύστημα Ηλεκτρικής Ενέργειας – Ορισμός

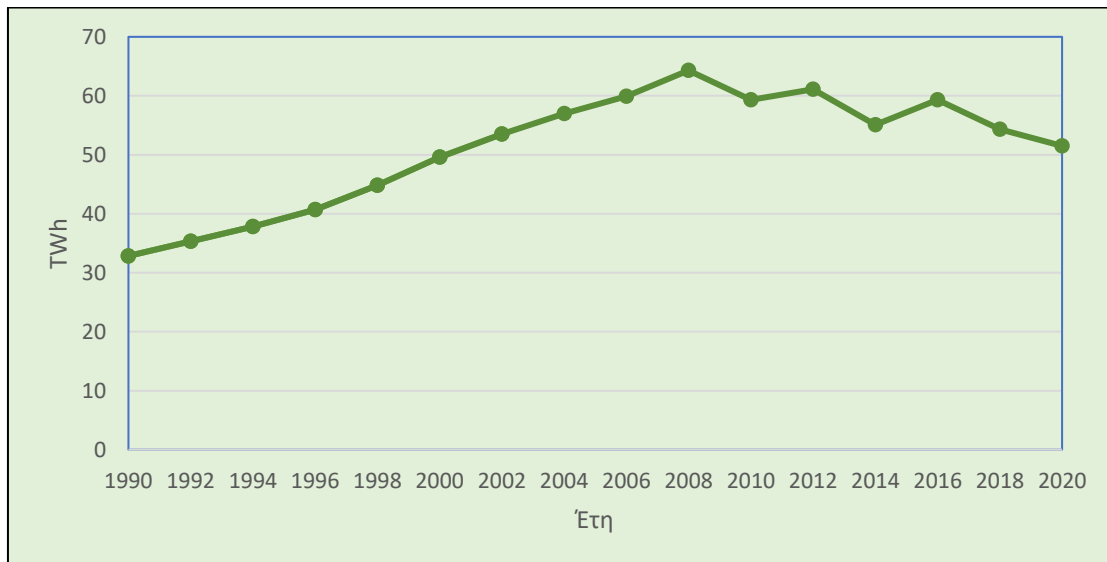
Οι συνολικές εγκαταστάσεις και τα στοιχεία, που συμμετέχουν στην παραγωγή και τη μεταφορά του ηλεκτρικού ρεύματος στους καταναλωτές, αποτελούν το Σύστημα Ηλεκτρικής ενέργειας (ΣΗΕ). Κύριος στόχος του συστήματος είναι η ανταπόκριση και απόκριση του στη κυμαινόμενη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας με το δυνατότερο χαμηλό κόστος και τις λιγότερες περιβαλλοντικές επιπτώσεις. Απαραίτητα χαρακτηριστικά του είναι η σταθερή συχνότητα και τάση. Διακρίνεται στο διασυνδεδεμένο σύστημα στην ηπειρωτική Ελλάδα και στο νησιώτικο μη διασυνδεδεμένο σύστημα [2].

2.3 Ζήτηση Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ένα ενεργειακό σύστημα μιας χώρας καθορίζεται από τις ποσότητες και τις μορφές ενέργειας που διαθέτει, οι οποίες ορίζονται από τις ενεργειακές ανάγκες του πληθυσμού της. Η ηλεκτρική ενέργεια καταναλώνεται κυρίως στον οικιακό τομέα και σε κλάδους της οικονομίας όπως στον τριτογενή και στο βιομηχανικό τομέα. Τα βασικά στοιχεία που διαμορφώνουν τη ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και τη μέθοδο πρόβλεψης της είναι α) το ΑΕΠ (Ακαθάριστο Εγχώριο Προϊόν), που δηλώνει την οικονομική ανάπτυξη της χώρας, β) οι τρέχουσες συνθήκες στον κλάδο και στην αγορά ενέργειας (ανταγωνισμός, επίπεδα τιμών, γ) Οι μεταβολές στις καταναλωτικές συνήθειες, όπως οι οικολογικές συνήθειες (π.χ. χρήση λαμπτήρων led, χρήση μεθόδων για μειωμένη κατανάλωση ενέργειας), και η ανάπτυξη του βιοτικού επιπέδου ζωής και των συνθηκών διαβίωσης (χρήση κλιματισμού, χρήση υπολογιστών κ.α.) [3].

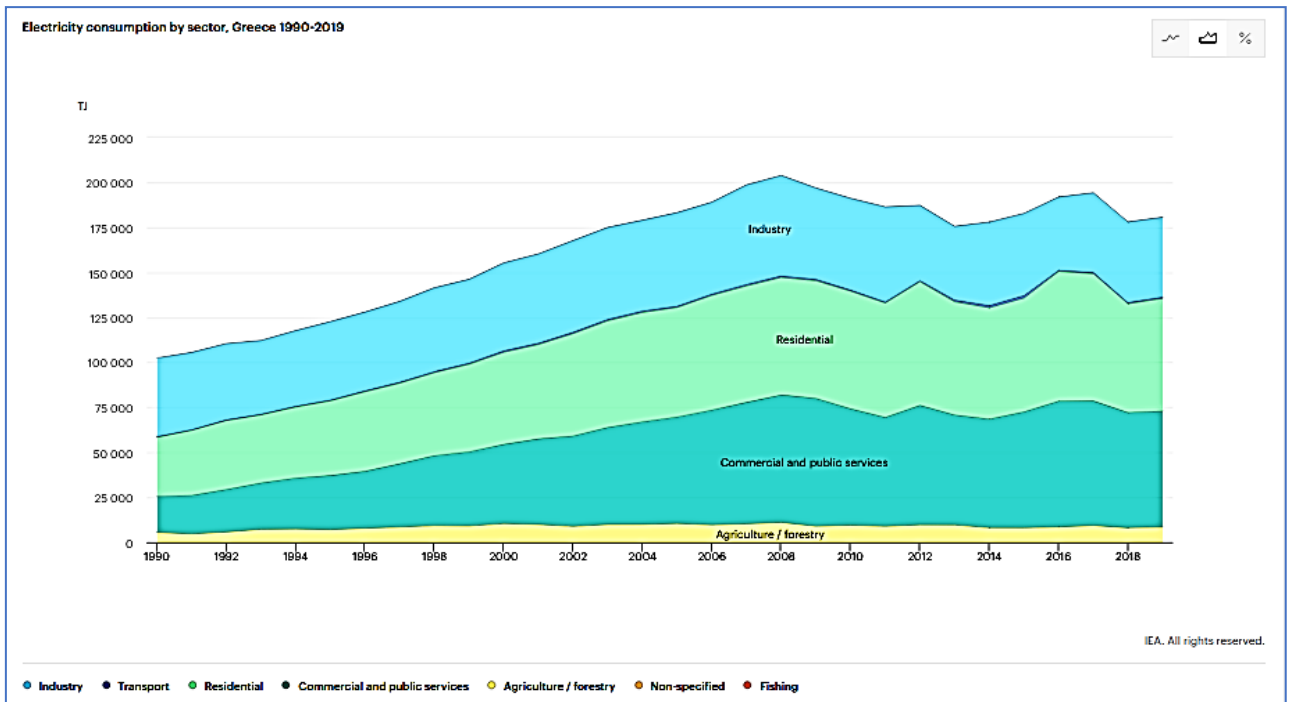
Η εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρισμού στην Ελλάδα, με αρχή το 1950, παρουσιάζει αρκετές διακυμάνσεις, τις πρώτες δεκαετίες είχε σταθερή αυξητική τάση και ακολούθησε πτωτική πορεία από την αρχή της οικονομικής κρίσης, το 2009. Τα τελευταία χρόνια υπάρχει άνοδος στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με εξαίρεση το 2020 λόγω της πανδημίας. Ειδικά τις χρονιές 2002 με 2008 υπήρχε σταθερή αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας με το υψηλότερο επίπεδο να καταγράφεται το 2008 με 64,3 Twh. Τα επόμενα πέντε χρόνια (2009-2013) παρουσιάστηκε μείωση της ζήτησης, ως

απόρροια της οικονομικής κρίσης. Από το 2014 και μετά παρατηρείται σταθεροποίηση και ανοδική αύξηση της κατανάλωσης με αξιοσημείωτη τη ζήτηση του 2019 που έφτασε στα 54,9 Twh. Όλα τα παραπάνω δεδομένα αποτυπώνονται στο Σχήμα 2.1.



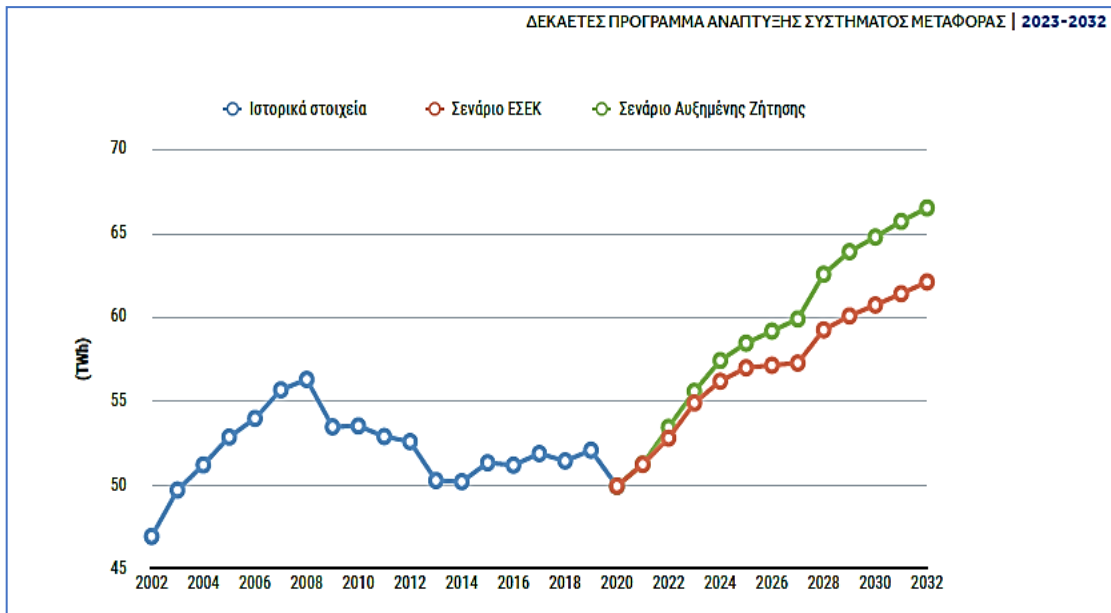
Σχήμα 2.1: Εξέλιξη της συνολικής κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας (TWh) κατά την περίοδο 1990-2020 [4].

Βάσει δεδομένων του IEA (International Energy Agency), ο κλάδος με την υψηλότερη κατανάλωση το 2019 ήταν ο τριτογενής τομέας (εμπόριο, δημόσιες υπηρεσίες κ.α.) με συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας 17,91 Twh, έπονται με μικρή διαφορά συνολικής κατανάλωσης τα νοικοκυριά (ο οικιακός τομέας) της χώρας με 17,37 Twh. Ακολουθεί η βιομηχανία με συνολική κατανάλωση 12,30 Twh και ο γεωργικός τομέας με αρκετά μειωμένη κατανάλωση 2,37 Twh. Οι υπόλοιποι τομείς, όπως οι μεταφορές, αποτελούν ελάχιστο μέρος της συνολικής τελικής κατανάλωσης ηλεκτρικού ρεύματος [4]. Στο Σχήμα 2.2 απεικονίζεται η κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας ανά τομέα.



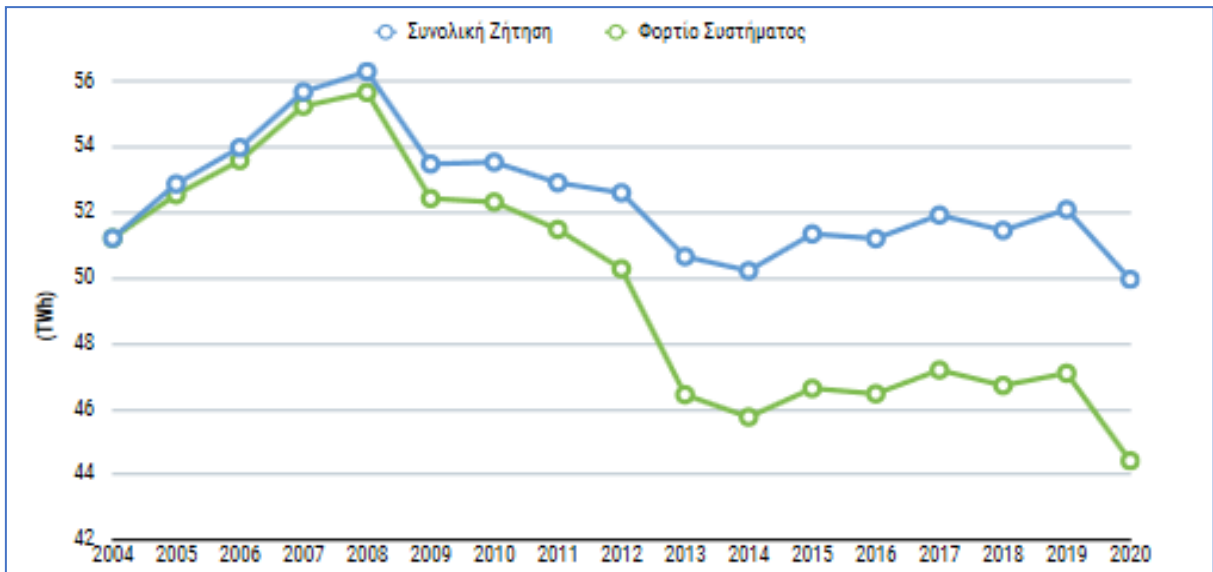
Σχήμα 2.2: Εξέλιξη της κατανάλωσης ηλεκτρικής ενέργειας ανά τομέα [4].

Στο ΔΠΑ 2023-2032 ο διαχειριστής του συστήματος προβλέπει τη ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας, για την επόμενη δεκαετία, βάση στοιχείων. Στο Σχήμα 2.3 απεικονίζονται τα πραγματικά δεδομένα (παραγωγή ενέργειας) των προηγούμενων χρόνων και η πρόβλεψη της καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας από το 2002 έως το 2032, χωρίς να υπολογίζεται το φορτίο άντλησης. Στην πρόβλεψη εμπεριέχονται τα δύο σενάρια, το ΕΣΕΚ (Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα) και το σενάριο αυξημένης ζήτησης. Επίσης λαμβάνεται υπόψη και η διεσπαρμένη παραγωγή που αφορά κυρίως τη διανομή (ΔΕΔΔΗΕ), η κατανάλωση από τα νησιά που θα συνδεθούν στο ηπειρωτικό σύστημα και η μελλοντική ζήτηση από τη φόρτιση ηλεκτρικών οχημάτων.



Σχήμα 2.3: Πρόβλεψη και εξέλιξη της συνολικής καθαρής ζήτησης έως το 2032 [3].

Βασικό χαρακτηριστικό της αυξημένης διείσδυσης των ΑΠΕ και κυρίως των φωτοβολταϊκών σταθμών που συνδέονται άμεσα στη χαμηλή ή μέση τάση είναι η ελάττωση των τοπικών φορτίων των υποσταθμών Διανομής με άμεση συνέπεια τη μείωση του φορτίου συστήματος στα όρια του δικτύου διανομής με το σύστημα μεταφοράς. Η σημαντική μεταβολή του συνολικού φορτίου που δεν εμπεριέχει, τη διεσπαρμένη παραγωγή, με τη συνολική ζήτηση απεικονίζεται στο Σχήμα 2.4. Αρχίζει από το 2004 που άρχισε η αισθητή διείσδυση των φωτοβολταϊκών σταθμών μέχρι και το 2020.



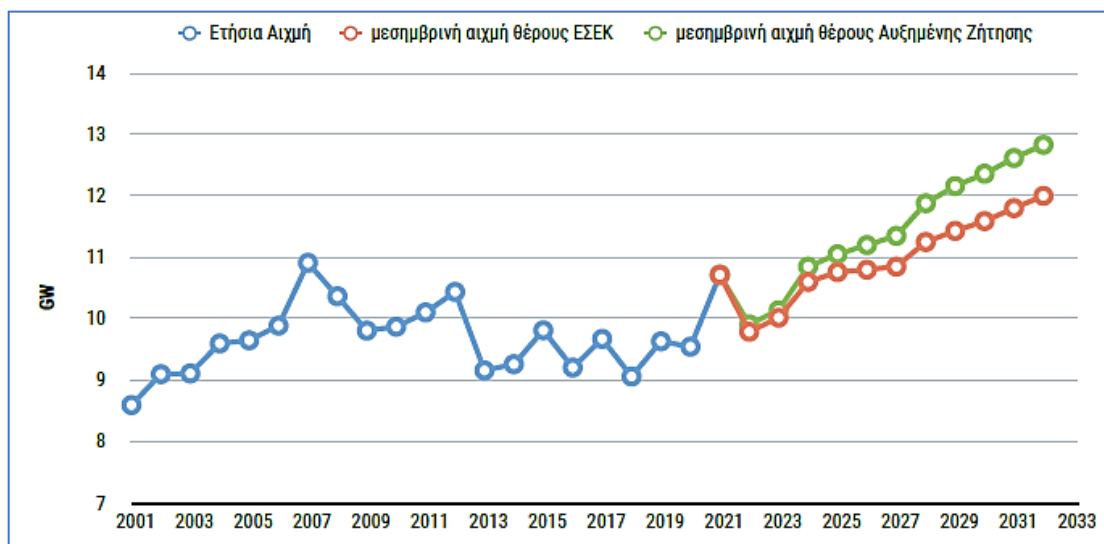
Σχήμα 2.4: Η επίδραση της διεσπαρμένης παραγωγής στη ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας [3].

2.4 Πρόβλεψη Φορτίων αιχμής

Ένα βασικό στοιχείο για τον σχεδιασμό ανάπτυξης του συστήματος μεταφοράς είναι η πρόβλεψη εξέλιξης των φορτίων αιχμής και ιδιαίτερα οι ακραίες τιμές μέσα σε μια περίοδο. Η πρόβλεψη ζήτησης της ενέργειας παρέχει παραπάνω σταθερότητα από την πρόβλεψη της εξέλιξης αιχμής. Ειδικότερα κατά του καλοκαιρινούς μήνες, όπου εμφανίζεται η υψηλότερη ετήσια αιχμή, επηρεάζεται σε μεγάλο βαθμό από τις καιρικές συνθήκες και κυρίως από την υψηλή θερμοκρασία. Αντίστοιχα στις χειμερινές αιχμές υπάρχει εξάρτηση των αιχμών φορτίων με τις χαμηλές θερμοκρασίες. Επίσης, η αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα εντείνει την αβεβαιότητα της εξέλιξης των αιχμών φορτίων που αντιμετωπίζει ένα σύστημα.

Η υψηλότερη ακραία τιμή φορτίου παρουσιάζεται τις μεσημβρινές ώρες κατά την καλοκαιρινή περίοδο ενώ η χαμηλότερη ακραία τιμή φορτίου παρουσιάζεται νυχτερινές ώρες της ανοιξιάτικης ή φθινοπωρινής περιόδου και συνήθως το ρεκόρ ελάχιστου φορτίου είναι την περίοδο του Πάσχα. Σημαντικό στοιχείο με την εισαγωγή των ΑΠΕ και κυρίως των φωτοβολταϊκών συστημάτων είναι ότι για να σχεδιαστεί το σύστημα ώστε να ανταποκρίνονται στην ορθή μεταφορά ενέργειας κατά τις ώρες του υψηλότερου φορτίου, λαμβάνεται κυρίως υπόψη η βραδινή αιχμή η οποία δεν επηρεάζεται από την παραγωγή των φωτοβολταϊκών συστημάτων. Ένα μεγάλο πρόβλημα κατά την περίοδο

ελάχιστου φορτίου είναι η εμφάνιση υψηλών τάσεων στο σύστημα και η ανάγκη για τοποθέτηση επαγωγικών στοιχείων για τη ρύθμιση αυτών [3]. Στο Σχήμα 2.5 απεικονίζεται η εξέλιξη και η πρόβλεψη της ετήσιας αιχμής φορτίου από το έτος 2001 έως το 2032.



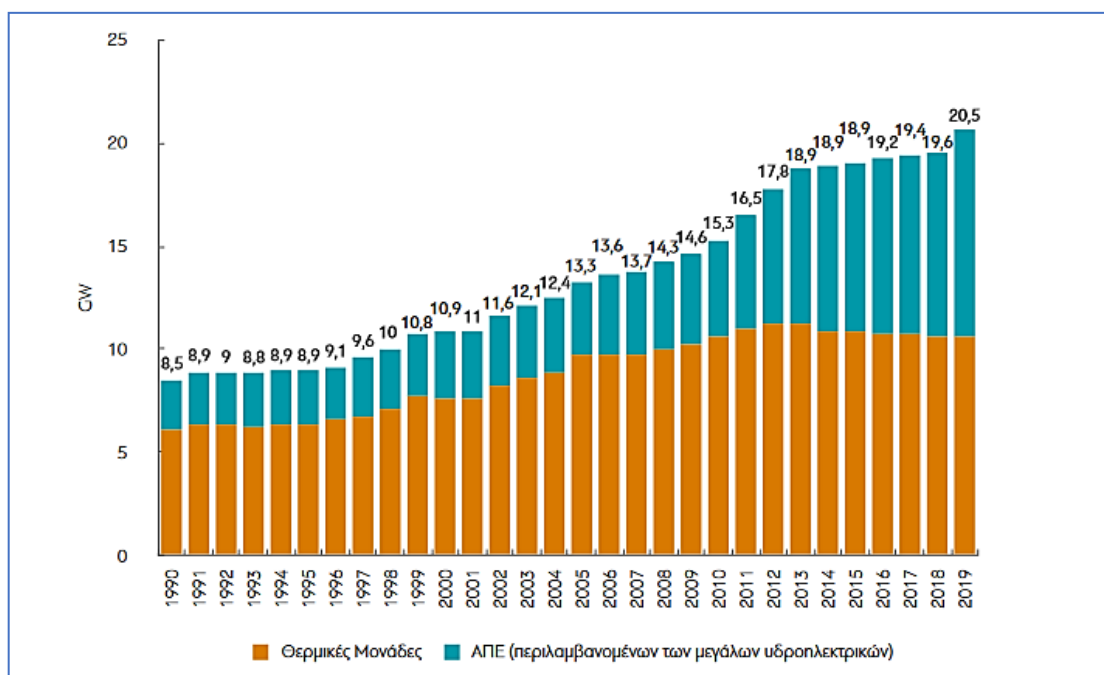
Σχήμα 2.5: Πρόβλεψη και εξέλιξη της ετήσιας αιχμής φορτίου έως 2032 [3].

2.5 Υφιστάμενο Σύστημα – Εγκατεστημένη Ισχύς

Το ελληνικό σύστημα ηλεκτρισμού το 2019 είχε συνολική εγκατεστημένη ισχύ 20,5 GW, καταγράφοντας αύξηση 5,5% περίπου από το προηγούμενο έτος. Στο διασυνδεδεμένο σύστημα η εγκατεστημένη ισχύς ήταν 18,3 GW και στα μη διασυνδεδεμένα νησιά ανήλθε στα 2,2 GW. Η ανάπτυξη της χώρας ανά περιόδους προκάλεσε την άνοδο της ζήτησης της ηλεκτρικής ενέργειας και ταυτόχρονα την ανάγκη για την ένταξη περισσότερων μονάδων παραγωγής στο σύστημα. Το 2008-2013 ήταν η περίοδος με την μεγαλύτερη άνοδο της εγκατεστημένης ισχύς στην Ελλάδα λόγω της ένταξης πολλών καινούργιων μονάδων ΑΠΕ [5].

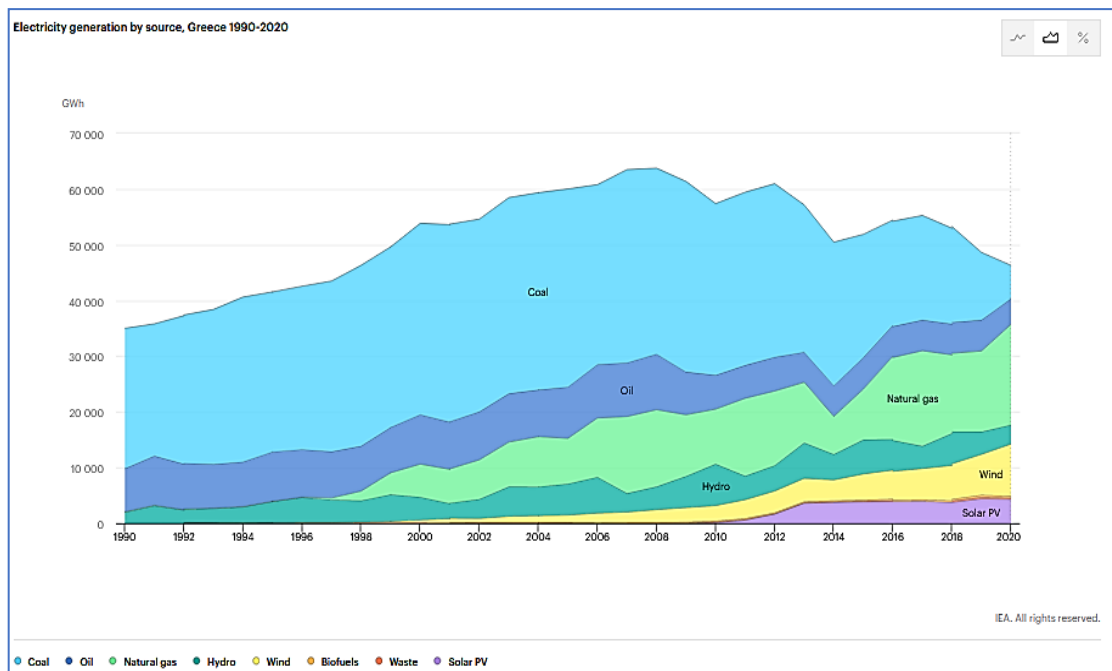
Την τελευταία δεκαετία έχει αλλάξει η σύσταση των σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το 2011 οι θερμοηλεκτρικές μονάδες κατείχαν το 68,5% της συνολικής εγκατεστημένης ισχύος ενώ αντίστοιχα το 2019 το ποσοστό ήταν 51,4%. Αιτία της μείωσης αυτής είναι η αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ και η ταυτόχρονη σταδιακή απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί και οι μονάδες παραγωγής με καύσιμο φυσικού αερίου παρέμειναν στα ίδια περίπου επίπεδα

εγκατεστημένης ισχύος. Αντίθετα, οι μονάδες Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (και οι σταθμοί συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης - ΣΗΘΥΑ) παρουσίασαν σημαντική αύξηση, με συνολική εγκατεστημένη ισχύ 7,3 GW το 2020, εκ των οποίων τα 3,8 GW είναι αιολικά πάρκα και τα 3,02 GW αφορούν φωτοβολταϊκούς σταθμούς [6]. Στο Σχήμα 2.6 απεικονίζεται η συνολική εγκατεστημένη ισχύς των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα από το 1990 έως το 2019.



Σχήμα 2.6: Εγκατεστημένη ισχύς μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, 1990-2019 [5].

Η παραγωγή το 2019 διαμορφώθηκε στις 53,3 TWh, σε αντίστοιχο επίπεδο ήταν η παραγωγή το 2000. Η υψηλότερη τιμή παραγωγής καταγράφηκε το 2008 με 64,7TWh. Στο Σχήμα 2.7 παρατίθεται το ενεργειακό μίγμα και η εξέλιξη της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας [5].

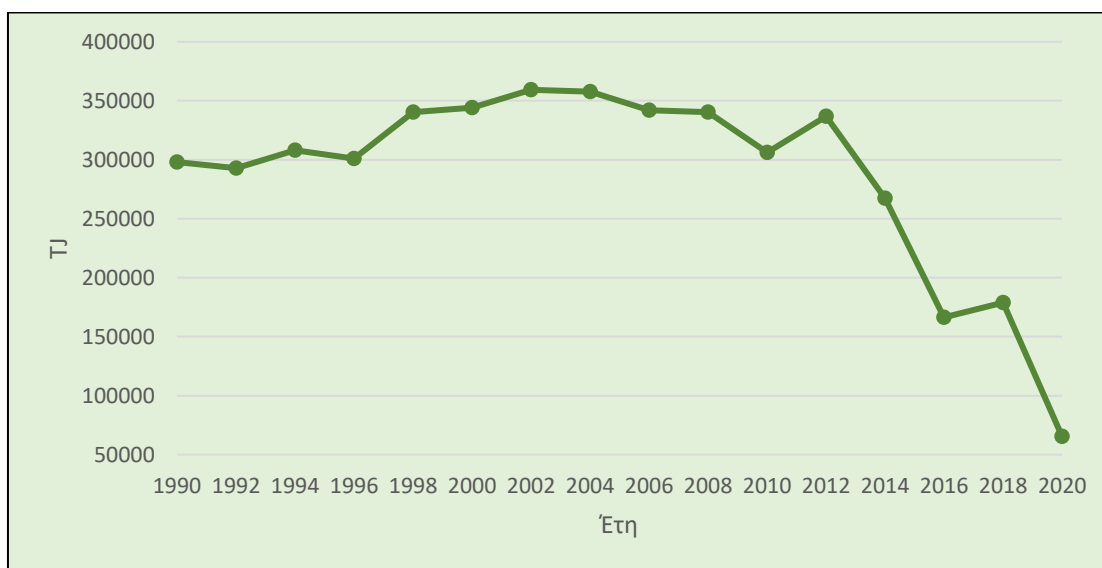


Σχήμα 2.7: Η ηλεκτροπαραγωγή στην Ελλάδα και η σύσταση του ενεργειακού μείγματος ανά έτος [4].

Η ηλεκτροπαραγωγή με καύσιμο τον λιγνίτη, ο οποίος κατείχε πρωτεύοντα ρόλο στον εξηλεκτρισμό της ελληνικής επικράτειας, έχει παρουσιάσει σημαντική μείωση τα τελευταία χρόνια, το 2020 υπήρξε παραγωγή από λιγνίτη μόλις 5,978 TWh ενώ το 1990 ήταν της τάξεως 25,166 TWh. Η διείσδυση του φυσικού αερίου στην παραγωγή ενέργειας στην ελληνικό σύστημα ξεκίνησε το 1995 και έφτασε η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από αυτό, το 2020, στις 18,04 TWh. Συνθήκη που μαζί με την ανάπτυξη των ΑΠΕ άλλαξε το ενεργειακό μίγμα ηλεκτροπαραγωγής στη χώρα. Οι Ανανεώσιμες πηγές Ενέργειας, κυρίως με τους φωτοβολταϊκούς σταθμούς και τα αιολικά πάρκα, συμμετέχουν πλέον δυναμικά στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας φτάνοντας το 2020 στις 13,67 TWh. Παρατηρούμε στο Σχήμα 2.7 ότι το μερίδιο παραγωγής από τους υδροηλεκτρικούς σταθμούς δεν εμφανίζει ιδιαίτερες διακυμάνσεις, με μέγιστη παραγωγή το 2010 να ανέρχεται στις 7,48 TWh και το 2020 παρουσίασε αισθητά μειωμένη τιμή στις 3,44 TWh. Σημαντικό ρόλο έχουν και οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρισμού με καύσιμο το πετρέλαιο, οι οποίες αποτελούσαν για αρκετές δεκαετίες μοναδική επιλογή ηλεκτροπαραγωγής στα μη διασυνδεδεμένα νησιά.

Εστιάζοντας στο βασικό εγχώριο καύσιμο στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, τον λιγνίτη, και τη σημαντικότητα του στην ελληνική ηλεκτροπαραγωγή καθώς έφτασε να

συμμετέχει μέχρι και το 70% της συνολικά παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας, αξιοσημείωτα είναι τα πλεονεκτήματά του: α) η αφθονία του σε κοιτάσματα στη Δυτική Μακεδονία και το Νομό Αρκαδίας και β) το χαμηλό κόστος του κυρίως λόγω της εγκατάστασης των σταθμών παραγωγής πλησίον της εξόρυξης του ορυκτού. Βασικά μειονεκτήματά του είναι: α) ο χαμηλός βαθμός απόδοσης του και β) ότι κατά την καύση του παράγει υψηλές ποσότητες ρύπων. Στο Σχήμα 2.8 παρουσιάζεται η διακύμανση της συμμετοχής του στη συνολική παραγόμενη ενέργεια.



Σχήμα 2.8: Η διακύμανση παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνίτη από το 1990 έως το 2020 [4].

Ο περιορισμός στη χρήση του λιγνίτη την τελευταία δεκαετία που παρατηρούμε, δεν οφείλεται μόνο στην αυξημένη διεύθυνση των ΑΠΕ και του φυσικού αερίου αλλά και στην απόφαση για περιορισμό του έως και την τελική παύση της χρήσης του για περιβαλλοντικούς λόγους. Οδηγός για την απολιγνιτοποίηση είναι η «πράσινη συμφωνία», η μετάβαση της Ευρωπαϊκής ένωσης σε μια κλιματικά ουδέτερη ήπειρο όπου μέχρι το 2050 στόχος είναι να έχουν μηδενιστεί οι καθαρές εκπομπές αερίων θερμοκηπίου. Επίσης στο Εθνικό Σχέδιο Ενέργειας και Κλίματος αποτυπώνεται ο κύριος στόχος για την πλήρη «απολιγνιτοποίηση» της Ελλάδος μέχρι το 2028. Στη χώρα εφαρμόστηκε η υποχρεωτική εφαρμογή του συστήματος (ETS) των αγορών δικαιωμάτων εκπομπών αερίων του θερμοκηπίου που σημαίνει ότι όταν υπερβαίνεται ο δείκτης εκπομπών ρύπων υπερδιπλασιάζεται το μεταβλητό κόστος παραγωγής ενέργειας από λιγνίτη, η τιμή του χαρακτηριστικά από 32,9 €/MWh κατά μέσο όρο το 2011 αυξήθηκε σε

73,1 €/MWh το 2019. Αντίθετα στην παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας με χρήση φυσικού αερίου τα δικαιώματα εκπομπών έχουν χαμηλότερη επιβάρυνση εξαιτίας του μικρότερου συντελεστή εκπομπών ανά μονάδα παραγόμενης ενέργειας. Στην παραγωγή με λιγνίτη είναι κατά μέσο όρο 1,54 tCO₂/MWh ενώ στο φυσικό αέριο μόλις 0,35 tCO₂/MWh [5].

2.6 Το Διασυνδεδεμένο Ελληνικό Σύστημα

Το ελληνικό διασυνδεδεμένο σύστημα παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας εξυπηρετεί το μεγαλύτερο ποσοστό των κατοίκων της Ελλάδος, δηλαδή ολόκληρο το ηπειρωτικό τμήμα και τα νησιά τα οποία είναι συνδεδεμένα με αυτό, ενώ πρόσφατα συνδέθηκε και η Κρήτη. Για αρκετές δεκαετίες, βασικό χαρακτηριστικό και μειονέκτημα του ήταν η ανομοιόμορφη γεωγραφική κατανομή ανάμεσα στην παραγωγή της ηλεκτρικής ενέργειας που συγκεντρωνόταν στη Βόρεια Ελλάδα, με τις περισσότερες και κύριες μονάδες να είναι εγκατεστημένες εκεί και τα περισσότερα φορτία να είναι σε μεγάλο ποσοστό στην κεντρική Ελλάδα. Φαινόμενο που προκαλούσε πολλά προβλήματα, ιδίως με την τάση (χαμηλή) τους καλοκαιρινούς μήνες. Τα τελευταία χρόνια με την ένταξη νέων σταθμών παραγωγής στο Νότο και τη διείδυση της διεσπαρμένης παραγωγής, την απόσυρση λιγνιτικών μονάδων από τη Δυτική Μακεδονία και την ενίσχυση του συστήματος με πυκνωτές αντιστάθμισης, η γεωγραφική ανισορροπία του συστήματος ουσιαστικά δεν υφίσταται πλέον [7].

2.7 Οι μονάδες Ηλεκτροπαραγωγής

Το εγχώριο υφιστάμενο μίγμα παραγόμενης ενέργειας στο ηπειρωτικό σύστημα ανά τεχνολογία είναι:

- ❖ Ατμοηλεκτρικές μονάδες με καύσιμο λιγνίτη και φυσικό αέριο (συμβατική τεχνολογία).
- ❖ Αεριοστροβιλικοί σταθμοί με καύσιμο φυσικό αέριο συνδυασμένου κύκλου (ΜΣΚ), ανοικτού και κλειστού κύκλου.
- ❖ Υδροηλεκτρικοί σταθμοί και αναστρέψιμες – αντλητικές μονάδες.

- ❖ Μονάδες συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας υψηλής απόδοσης (ΣΗΘΥΑ) με φυσικό αέριο συνδυασμένου κύκλου ή με μηχανές εσωτερικής καύσης βιοαερίου (οι συγκεκριμένες ανήκουν στις τεχνολογίες ΑΠΕ).
- ❖ Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας με τεχνολογίες όπως φωτοβολταϊκά συστήματα, ανεμογεννήτριες, μικρά υδροηλεκτρικά κ.α. [8].

Όλοι οι σταθμοί παραγωγής είναι κατανεμημένοι στην ηπειρωτική χώρα, ιδίως ομοιόμορφα τα τελευταία χρόνια, για να ανταποκριθούν στις ενεργειακές ανάγκες. Η δυναμικότητα του εγχώριου διασυνδεδεμένου συστήματος το 2021 ήταν περίπου 19,19 GW. Οι λιγνιτικές μονάδες αποτελούσαν το 19,4 % της συνολικής εγκατεστημένης ισχύς με αθροιστική ισχύ 3,13 GW, οι σταθμοί φυσικού αερίου με εγκατεστημένη ισχύ 5,34 GW αντιπροσώπευαν το 26,3% του μίγματος. Οι μεγάλες υδροηλεκτρικές μονάδες με εγκατεστημένη ισχύ 3,17 GW αντιστοιχούσαν στο 19.6% του συνόλου. Οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας, με τη συνεχή αυξανόμενη διείσδυση, κατείχαν το 42,7% του συνόλου. Τα αιολικά πάρκα είχαν εγκατεστημένη ισχύ 4,29 GW και οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί 3,78 GW. Οι μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες, οι σταθμοί βιομάζας, οι ΣΗΘΥΑ κ.α. συμμετέχουν στο μίγμα εγκατεστημένης ισχύος ηλεκτροπαραγωγής με σύνολο περίπου 601 MW [3].

2.7.1 Οι συμβατικές (θερμικές) μονάδες

Οι συμβατικές (θερμικές) μονάδες της χώρας λειτουργούν με καύσιμα είτε το λιγνίτη είτε το φυσικό αέριο, οι σταθμοί αυτοί καλύπτουν το περισσότερο ποσοστό της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας. Οι περισσότεροι σταθμοί από αυτούς θεωρούνται απαρχαιωμένοι, καθώς λειτουργούν πάνω από δύο δεκαετίες. Οι κύριες λιγνιτικές μονάδες είναι εγκατεστημένες στη Δυτική Μακεδονία και στην περιοχή της Μεγαλόπολης στην Πελοπόννησο ενώ οι σταθμοί φυσικού αερίου βρίσκονται κατά ένα μεγάλο ποσοστό στο Νομό Αττικής, όπου βρίσκεται μεγάλο μέρος των καταναλωτών. Αν και υπάρχει ο στόχος για αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ στο σύστημα έχουν δοθεί άδειες σε συμβατικές μονάδες παραγωγής με προσφορά σύνδεσης σε ισχύ και αναμένεται να υλοποιηθούν και να συνδεθούν τα επόμενα έτη στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ). Στον Πίνακα 2.1 απεικονίζονται οι υφιστάμενες συμβατικές μονάδες του Ελληνικού ενεργειακού συστήματος.

Πίνακας 2.1: Εγκατεστημένες Συμβατικές Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Ελληνικό Σύστημα [6].

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW) ⁷	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
Λιγνιτικές Μονάδες				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Άγ. Δημήτριος Ι	300	274
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Άγ. Δημήτριος ΙΙ	300	274
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Άγ. Δημήτριος ΙΙΙ	310	283
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Άγ. Δημήτριος ΙV	310	283
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου	Άγ. Δημήτριος V	375	342
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αμυνταίου	Αμύνταιο Ι ⁽⁴⁾	300	273
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αμυνταίου	Αμύνταιο ΙΙ ⁽⁴⁾	300	273
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά Ι ⁽⁵⁾	300	275
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά ΙΙ ⁽⁵⁾	300	275
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά ΙΙΙ	306	280
ΔΕΗ	ΑΗΣ Καρδιάς	Καρδιά ΙV	306	280
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μεγαλόπολης Α	Μεγαλόπολη ΙΙΙ	300	255
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μεγαλόπολης Β	Μεγαλόπολη ΙV	300	256
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μελίτης	Μελίτη Ι	330	289
<i>Σύνολο ισχύος Λιγνιτικών Μονάδων:</i>			4337	3912
Μονάδες Φυσικού Αερίου Συνδυασμένου Κύκλου (ΜΣΚ)				
ΔΕΗ	ΑΗΣ Αλιβερίου	Αλιβέρι V	426,9	417
ΔΕΗ	ΑΗΣ Κομοτηνής	ΜΣΚ Κομοτηνής	484,6	476,3
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο ΙV («Μεγάλη ΜΣΚ»)	560	550,2
ΔΕΗ	ΑΗΣ Λαυρίου	Λαύριο V («Νέα ΜΣΚ»)	385,2	377,6
ΔΕΗ	ΑΗΣ Μεγαλόπολης Β	Μεγαλόπολη V	860	811
ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΘΗΣ ΕΝΘΕΣ	ΜΣΚ ΕΝΘΕΣ	408,4	400,3
ΗΡΩΝ ΙΙ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΣ ΣΤΑΘΜΟΣ ΒΟΙΩΠΙΑΣ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ ΙΙ	ΜΣΚ ΗΡΩΝ ΙΙ	432	422,1
ΚΟΡΙΝΘΟΣ POWER	ΘΗΣ Αγ. Θεοδώρων	ΜΣΚ Αγ. Θεοδώρων	436,6	433,5
ELPEDISON ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΘΗΣ Θισβης	ΜΣΚ Θισβης	421,6	410
PROTERGIA	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου	ΜΣΚ Αγ. Νικολάου	444,5	432,7
<i>Σύνολο ισχύος Μονάδων ΦΑ Συνδυασμένου Κύκλου:</i>			4859,8	4730,7
Μονάδες Φυσικού Αερίου Ανοικτού Κύκλου				
ΗΡΩΝ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ	ΘΗΣ ΗΡΩΝ	3 μονάδες	148,5	147,8
<i>Σύνολο ισχύος Ατμοστροβιλικών Μονάδων ΦΑ:</i>			148,5	147,8
Κατανεμόμενες Μονάδες ΣΗΘΥΑ				
ΑΛΟΥΜΙΝΙΟΝ	ΘΗΣ Αλουμνίου	3 μονάδες	334 ⁽⁹⁾	334
<i>Σύνολο ισχύος Κατανεμόμενων Μονάδων ΣΗΘΥΑ:</i>			334	334
<i>Σύνολο ισχύος Θερμοηλεκτρικών Σταθμών:</i>			8819,3	8313,5

Επίσης έχουν δοθεί άδειες για νέους θερμοηλεκτρικούς σταθμούς. Στον Πίνακα 2.2 αναφέρονται οι νέες μονάδες και οι ισχύς τους. Η Πτολεμαΐδα V ολοκληρώθηκε και

συνδέθηκε δοκιμαστικά στο σύστημα τον Νοέμβριο του 2022 προς το τέλος της συγγραφής αυτής της εργασίας.

Πίνακας 2.2: Αδειοδοτημένες Συμβατικές Μονάδες παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας [6].

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΠΡΟΣΩΡΙΝΗ ΟΝΟΜΑΣΙΑ	ΓΕΩΓΡΑΦΙΚΗ ΘΕΣΗ	ΙΣΧΥΣ (MW)	ΠΑΡΑΤΗΡΗΣΕΙΣ
ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ (Λιγνίτης)				
ΔΕΗ	Πτολεμαίδα V	Πτολεμαίδα	660	Η Άδεια Παραγωγής συνοδεύεται από Άδεια Διανομής Θερμικής Ενέργειας ισχύος 140 MWth
ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ (Φυσικό Αέριο Συνδυασμένου Κύκλου)				
ΜΥΤΙΛΗΝΑΙΟΣ	ΘΗΣ Αγ. Νικολάου II	ΜΣΚ Αγ. Νικολάου II	826	
ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΚΟΜΟΤΗΝΗΣ Α.Ε.	ΘΗΣ ΒΙ.ΠΕ. Κομοτηνής	ΜΣΚ ΒΙ.ΠΕ. Κομοτηνής	876,6	
ΟΜΙΛΟΣ ΚΑΡΑΤΖΗ Α.Ε.	ΘΗΣ Χάλκης	Δ.δ. Χάλκης, Δήμου Κύλεερ, π.ε. Λάρισας	660	
ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΑΛΕΞΑΝΔΡΟΥΠΟΛΗΣ Μ.Α.Ε.	ΘΗΣ Εβρου I	ΒΙΠΕ Αλεξανδρούπολης	840	
ΗΛΕΚΤΡΟΠΑΡΑΓΩΓΗ ΣΟΥΣΑΚΙΟΥ Α.Ε.	ΘΗΣ Ηλεκτρ/γωγή Σουσακίου	Άγιοι Θεόδωροι, Νομού Κορινθίας	457	
ΕΛΒΑΛΧΑΛΚΟΡ Α.Ε.	ΘΗΣ ΕλβαλΧαλκόρ	ΒΙ.ΠΕ. Θίσβης π.ε. Βοιωτίας	651	
ΛΑΡΙΣΑ ΘΕΡΜΟΗΛΕΚΤΡΙΚΗ ΜΑΕ	ΘΗΣ Λάρισα Θερμοηλεκτρική	ΒΙ.ΠΕ. Λάρισας, δ.ε. Μακρυχωρίου, π.ε. Λάρισας	870	

Η ΔΕΗ Α.Ε. υποχρεώθηκε, βάσει της υφιστάμενης νομοθεσίας και των ειδικών όρων των αδειών παραγωγής, να καταστήσει σε θέση εφεδρείας (για έκτακτες ανάγκες) ή να αποσύρει παλιές συμβατικές μονάδες παραγωγής, το σύνολο ισχύος των σταθμών αυτών θα πρέπει να είναι ίσο με την ισχύ των νέων αδειοδοτημένων μονάδων. Η οδηγία 2010/75/ΕΕ (γνωστή ως Οδηγία ΙΕΔ) έχει στόχο τον περιορισμό διαφόρων ρύπων, η ΔΕΗ Α.Ε., στα πλαίσια της συμμόρφωσης στην οδηγία του Ευρωπαϊκού κοινοβουλίου και του συμβουλίου και σύμφωνα με το Μεταβατικό Σχέδιο Μείωσης Εκπομπών (ΜΕΣΜΕ), αποφάσισε αρχικά την απόσυρση των μονάδων ΑΗΣ Καρδιάς I, II, III και IV και του ΑΗΣ Αμυνταίου I, II. Κρίθηκε να γίνουν περιβαλλοντικά έργα στις μονάδες του ΑΗΣ Αγ. Δημητρίου I – V με στόχο τη μείωση εκπομπών του οξειδίου του θείου SO₂ και του οξειδίου του αζώτου NO_x. Επίσης με το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα η Ελλάδα δεσμεύτηκε για την πλήρη απολιγνιτοποίηση του συστήματος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ως το 2028 [9].

2.7.2 Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί

Στο εγχώριο διασυνδεδεμένο σύστημα σημαντικό ρόλο έχουν οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί, οι οποίοι βρίσκονται κυρίως στη Βόρεια και Δυτική Ελλάδα. Κατέχουν σημαντική θέση στο μίγμα εγκατεστημένης ισχύος του συστήματος ηλεκτροπαραγωγής (περίπου 19,6% το 2021) αλλά η συμμετοχή τους στην ετήσια συνολική παραγόμενη ισχύ είναι σχετικά ελάχιστη, αιτία είναι η μη σταθερή διαθεσιμότητα των υδάτων. Οι ιδιαίτερες υδραυλικές συνθήκες καθιστούν τη λειτουργία των υδροηλεκτρικών μονάδων κατά κύριο λόγο για την κάλυψη των αιχμών φορτίου. Σημαντικό πλεονέκτημα των υδροηλεκτρικών σταθμών είναι η ευελιξία τους και η άμεση ανταπόκριση και η ένταξη τους στο σύστημα όποτε κριθεί αναγκαίο, κυρίως σε περιόδους υψηλής ζήτησης. Ιδιαίτερα χαρακτηριστικά τους είναι η αξιοπιστία τους ως εφεδρικές μονάδες (από την πλήρη αδράνεια φτάνουν απευθείας σε πλήρες φορτίο) και η συνεισφορά τους στη παραγωγή και μεταφορά ποιοτικής ηλεκτρικής ενέργειας λόγω της άμεσης απόκρισης τους σε αυξομειώσεις του φορτίου [6]. Στους Πίνακες 2.3 και 2.4 παρουσιάζονται οι υφιστάμενοι υδροηλεκτρικοί σταθμοί και οι νέες υδροηλεκτρικές μονάδες, οι οποίες έχουν πάρει άδεια και αναμένεται η κατασκευή και η σύνδεση τους με το σύστημα:

Πίνακας 2.3: Εγκατεστημένες Υδροηλεκτρικές Μονάδες Παραγωγής στο Ελληνικό Σύστημα Ενέργειας [6].

ΠΑΡΑΓΩΓΟΣ	ΣΤΑΘΜΟΣ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΜΟΝΑΔΑ ΠΑΡΑΓΩΓΗΣ	ΕΓΚΑΤ/ΝΗ ΙΣΧΥΣ (MW) ⁸	ΚΑΘΑΡΗ ΙΣΧΥΣ (MW)
ΔΕΗ	ΥΗΣ Άγρα	Άγρας I	25	25
ΔΕΗ	ΥΗΣ Άγρα	Άγρας II	25	25
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ασωμάτων	Ασώματα I	54	54
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ασωμάτων	Ασώματα II	54	54
ΔΕΗ	ΥΗΣ Εδεσσαίου	Εδεσσαίος	19	19
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός I (Αναστρέψιμη - αντλητική μονάδα)	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός II (Αναστρέψιμη - αντλητική μονάδα)	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Θησαυρού	Θησαυρός III (Αναστρέψιμη - αντλητική μονάδα)	128	128
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ιλαρίωνα	Ιλαρίωνας I	76,5	76,5
ΔΕΗ	ΥΗΣ Ιλαρίωνα	Ιλαρίωνας I	76,5	76,5
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι I	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι II	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι III	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Καστρακίου	Καστράκι IV	80	80
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά I	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά II	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά III	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Κρεμαστών	Κρεμαστά IV	109,3	109,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Λάδωνα	Λάδωνας I	35	35
ΔΕΗ	ΥΗΣ Λάδωνα	Λάδωνας II	35	35
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πηγών Αώου	Πηγές Αώου I	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πηγών Αώου	Πηγές Αώου II	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυρωπός)	Πλαστήρας I	43,3	43,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυρωπός)	Πλαστήρας II	43,3	43,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλαστήρα (Ταυρωπός)	Πλαστήρας III	43,3	43,3
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλατανόβρυσης	Πλατανόβρυση I	58	58
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πλατανόβρυσης	Πλατανόβρυση II	58	58
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφυτου	Πολύφυτο I	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφυτου	Πολύφυτο II	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πολύφυτου	Πολύφυτο III	125	125
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου I	Πουρνάρι I, Μονάδα I	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου I	Πουρνάρι I, Μονάδα II	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου I	Πουρνάρι I, Μονάδα III	100	100
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου II	Πουρνάρι II, Μονάδα I	16	16
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου II	Πουρνάρι II, Μονάδα II	16	16
ΔΕΗ	ΥΗΣ Πουρναρίου II	Πουρνάρι II, Μονάδα III	1,6	1,6
ΔΕΗ	ΥΗΣ Στράτου	Στράτος I	75	75
ΔΕΗ	ΥΗΣ Στράτου	Στράτος II	75	75
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηκιάς	Σφηκιά I (Αναστρέψιμη - αντλητική μονάδα)	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηκιάς	Σφηκιά II (Αναστρέψιμη - αντλητική μονάδα)	105	105
ΔΕΗ	ΥΗΣ Σφηκιάς	Σφηκιά III (Αναστρέψιμη - αντλητική μονάδα)	105	105
<i>Σύνολο ισχύος Υδροηλεκτρικών Μονάδων:</i>			<i>3170,7</i>	<i>3170,7</i>

Πίνακας 2.4: Αδειοδοτημένες Υδροηλεκτρικές Μονάδες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας [6].

ΥΔΡΟΗΛΕΚΤΡΙΚΟΙ ΣΤΑΘΜΟΙ				
ΔΕΗ	ΥΗΣ Μετσοβίτικου	Μέτσοβο Ιωαννίνων	2 x 14,5	
ΔΕΗ	ΥΗΣ ΔΕΗ Μεσοχώρας	Γλόστρα, δ.ε. Πινδέων, π.ε. Τρικάλων	2 x 80	
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΥΗΣ Αυλακίου	Αυλάκι Αχελώου Τετραφυλίας Άρτας και Αχελώου Καρδίτσας	83,6	
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΥΗΣ Πύργου	Πύργος Αμφιλοχίας Αιτωλοακαρνανίας	220	Αντλιοσταμειωτικό έργο, ικανότητας άντλησης 234 ΜW
ΤΕΡΝΑ ΕΝΕΡΓΕΙΑΚΗ	ΥΗΣ Αγ. Γεωργίου Αμφιλοχίας	Αγ. Γεώργιος Αμφιλοχίας Αιτωλοακαρνανίας	460	Αντλιοσταμειωτικό έργο, ικανότητας άντλησης 496 ΜW

2.7.3 Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας ΑΠΕ

Η ραγδαία επιτάχυνση διείσδυσης των ΑΠΕ και η μαζική κατασκευή σταθμών για παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας έχει ως κύριο στόχο την «απολιγνιτοποίηση» του κλάδου της ηλεκτροπαραγωγής στην Ελλάδα και η διαδικασία αυτή αποτελεί βασική απόφαση της Ευρωπαϊκής και Εθνικής πολιτικής. Αυτή η ενεργειακή επιλογή αναλύεται σε όλες τις μελέτες και εκθέσεις του ΑΔΜΗΕ τις οποίες έχει εκδώσει τα τελευταία χρόνια. Ιδιαίτερα στα Δεκαετή Προγράμματα Ανάπτυξης, που εκδίδει ο Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, αναλύονται σημαντικά έργα, τα οποία κατασκευάζονται ή σχεδιάζονται για το άμεσο μέλλον, και αναβαθμίζουν σημαντικά το ΕΣΜΗΕ για την ασφαλή σύνδεση σε αυτό και την αξιόπιστη μεταφορά της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Είναι απαραίτητη η διερεύνηση της ορθής ανταπόκρισης του συστήματος στην εκτεταμένη ανάπτυξη και σύνδεσης σταθμών ΑΠΕ και τη διασφάλιση της ευστάθειας της λειτουργίας του συστήματος με δεδομένο τη συνεχόμενη διείσδυση των ΑΠΕ.

Οι συμβατικές μονάδες πλέον λειτουργούν και ως ρυθμιστές του ισοζυγίου της παραγωγής και του φορτίου όταν δεν επαρκούν οι ΑΠΕ, μια χαρακτηριστική περίπτωση αυτού του τρόπου λειτουργίας είναι όταν από τις απογευματινές ώρες και μετά μειώνεται αισθητά η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από τα Φ/Β συστήματα και δημιουργείται η επείγουσα ανάγκη για άμεση κάλυψη του φορτίου από τις συμβατικές μονάδες. Τα νέα τεχνολογικά δεδομένα στην παραγωγή ενέργειας αυξάνουν το φάσμα προκλήσεων οι οποίες πρέπει να αντιμετωπισθούν επιτυχώς, επίσης είναι κοινό

δεδομένο διεθνώς ότι για να μειωθούν οι συνέπειες της παραγωγής από ΑΠΕ, που εξαρτώνται από τις καιρικές συνθήκες, θα πρέπει να αναπτυχθούν τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, όπως συσσωρευτές και αντλητικές υδροηλεκτρικές μονάδες και να υπάρχουν αξιόπιστες διασυνδέσεις με τα γειτονικά κράτη [3].

Οι μονάδες ΑΠΕ παρουσιάζουν κάποιες ιδιαιτερότητες κατά τη λειτουργία τους, οι περισσότεροι από αυτές μπορούν να παράγουν ηλεκτρική ενέργεια μόνο όταν είναι διαθέσιμες οι πρωτογενείς ενέργειες που χρησιμοποιούν. Καθιστά πιο πολύπλοκη τη διαδικασία η εποχική ή η ημερήσια διακύμανση της διαθεσιμότητας των πρωτογενών μορφών ενέργειας που εξαρτώνται από τις κλιματολογικές και καιρικές συνθήκες. Συγκεκριμένα, οι μικροί υδροηλεκτρικοί σταθμοί εξαρτώνται από τη ροή των υδάτων, τα αιολικά πάρκα από την ταχύτητα του ανέμου και τα φωτοβολταϊκά συστήματα από την ένταση της ηλιακής ακτινοβολίας. Η διακύμανση αυτών των δεδομένων προκαλεί πρώτιστα θέματα ευστάθειας του συστήματος και δεύτερον μειωμένο συντελεστή αξιοποίησης του δυναμικού τους (capacity factor) σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες.

Ένα θετικό χαρακτηριστικό των μονάδων ΑΠΕ είναι το ελάχιστο οριακό κόστος του ηλεκτρικού ρεύματος που παράγουν. Κατά τη διάρκεια της παραγωγής χρησιμοποιούν πόρους που είναι διαθέσιμοι σε συγκεκριμένες ποσότητες με άμεση συνέπεια το οριακό κόστος παραγωγής κάθε μιας επιπλέον μονάδας να είναι μηδενικό. Αυτός είναι ένας από τους βασικούς λόγους που οι ΑΠΕ χρησιμοποιούνται κατά προτεραιότητα (πέρα από την οικολογική κατεύθυνση) για την κάλυψη του φορτίου. Ιδιαίτερα, σε ώρες χαμηλής ζήτησης με αυξημένη χρήση των ΑΠΕ σημειώνονται μηδενικές ή και αρνητικές τιμές στις αγορές χονδρικής ηλεκτρικής ενέργειας. Ωστόσο, το υψηλό κόστος εγκατάστασης των ΑΠΕ δεν καλύπτεται ακόμη από το χαμηλό οριακό κόστος που έχουν. Με την ανάπτυξη και την εξέλιξη των τεχνικών παραγωγής και εγκατάστασης των εξοπλισμών και των διαδικασιών λόγω της αυξανόμενης διείσδυση των ΑΠΕ, το μειονέκτημα του μεγάλου κόστους εγκατάστασης μετριάζεται [5].

Βασική προϋπόθεση κατά την ραγδαία διείσδυση των ΑΠΕ στη λειτουργία του συστήματος είναι η διατήρηση της ευστάθειας του. Πλέον οι περισσότεροι σύγχρονοι σταθμοί ΑΠΕ συνδέονται στο δίκτυο ή στο σύστημα με διατάξεις ηλεκτρονικών ισχύος αντιμετωπίζοντας επιτυχώς ενδεχόμενες διαταραχές του συστήματος όπως βύθιση τάσης, αποκλίσεις συχνότητας, βραχυκυκλώματα κ.α. Η ENTSO-E (Ευρωπαϊκό Δίκτυο

Διαχειριστών Συστημάτων Μεταφοράς) εκπόνησε νέους κώδικες συστήματος, οι οποίοι εγκρίθηκαν από την Ευρωπαϊκή Επιτροπή, που ορίζουν τα τεχνικά λειτουργικά χαρακτηριστικά που πρέπει να εφαρμόζονται στους σταθμούς παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος από ΑΠΕ με στόχο την άρτια και ασφαλή λειτουργία του συστήματος κατά την αυξημένη διείσδυση εναλλακτικών μορφών ενέργειας.

Οι Ευρωπαϊκοί Κώδικες Σύνδεσης (European Connection Network Codes – CNC) ενσωματώθηκαν στο Ευρωπαϊκό ρυθμιστικό πλαίσιο, επιβάλουν συγκεκριμένα χαρακτηριστικά και βρίσκονται στη φάση της εφαρμογής και είναι οι εξής τρεις:

- ❖ Ο Κώδικας Σύνδεσης Γεννητριών (Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators - RfG). Κανονισμός (ΕΕ) 2016/631 και αφορά τις ελάχιστες λειτουργικές και τεχνικές προϋποθέσεις που θα πρέπει να κατέχουν οι εγκαταστάσεις ηλεκτροπαραγωγής και οι γεννήτριες που είναι συνδεδεμένες στο δίκτυο διανομής ή στο σύστημα μεταφοράς.
- ❖ Ο Κώδικας Σύνδεσης Συστημάτων Μεταφοράς Συνεχούς Ρεύματος (Network Code on Requirements for Grid Connection of High Voltage Direct Current Systems and Direct Current Connected Power Park Modules - HVDC). Κανονισμός (ΕΕ) 2016/1447 και αφορά τις ελάχιστες λειτουργικές και τεχνικές προϋποθέσεις που θα πρέπει να κατέχουν τα συστήματα HVDC και οι μετατροπείς απομακρυσμένου άκρου που συνδέουν συνδεδεμένα σε συνεχές ρεύμα πάρκα ΑΠΕ στο διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς.
- ❖ Ο Κώδικας Σύνδεσης Ζήτησης (Network Code on Demand Connection - DCC). Κανονισμός (ΕΕ) 2016/1388 και αφορά τις ελάχιστες λειτουργικές και τεχνικές προϋποθέσεις που θα πρέπει να έχουν οι εγκαταστάσεις ζήτησης, εγκαταστάσεις διανομής και δίκτυο διανομής που συνδέονται στο διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς [10].

2.7.4 Υφιστάμενη κατάσταση ΑΠΕ

Το 2019, το ένα τρίτο του συνολικά παραγόμενου ηλεκτρικού ρεύματος προερχόταν από συστήματα ΑΠΕ. Η ανάπτυξη αυτών των τεχνολογιών, την τελευταία δεκαετία, αφορούσε κυρίως φωτοβολταϊκούς και αιολικούς σταθμούς. Μέχρι και τον Οκτώβριο του 2021, οι μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ και ΣΥΘΗΑ που ήταν

συνδεδεμένες στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας είχαν εγκατεστημένη ισχύ 8.541 MW, εκ των οποίων τα 3.787 MW αφορούσαν Φ/β πάρκα και τα 4.293 MW αφορούσαν αιολικά πάρκα. Το 2011, αντίστοιχα οι φωτοβολταϊκοί σταθμοί είχαν εγκατεστημένη ισχύ 522 MW και οι αιολικοί σταθμοί 1.640 MW, αύξηση που δηλώνει τη ραγδαία διείσδυση στο ελληνικό σύστημα των ΑΠΕ. Η συνολική παραγόμενη ηλεκτρική ενέργεια από αιολικά πάρκα το 2011 ήταν 2,7 TWh ενώ το 2019 η παραγωγή ανήλθε στις 6,6 TWh [5].

Τα αιολικά πάρκα λόγω της μεγάλης ισχύος συνδέονται κυρίως στο σύστημα υψηλής τάσης 150 kV. Οι σταθμοί παραγωγής ΑΠΕ, συμπεριλαμβανομένων και των αιολικών μονάδων, που έχουν μικρή σχετικά ισχύ κάτω από 8 MW, συνδέονται συνήθως σε δίκτυα Μέσης Τάσης. Οι ΜΥΗΣ (Μικροί Υδροηλεκτρικοί Σταθμοί), οι ΣΗΘΥΑ (Σταθμοί συμπαραγωγής ηλεκτρισμού και θερμότητας απόδοσης) και οι σταθμοί βιομάζας - βιοαερίου συνδέονται επίσης στο δίκτυο Μ.Τ. Σε περιοχές που είναι απομακρυσμένες αλλά ενδείκνυται το σημείο για κατασκευή ΜΥΗΣ, και είναι αδύνατη η σύνδεση σε δίκτυο Μ.Τ., χρησιμοποιούνται Υ/Σ ανύψωσης για τη σύνδεση τους στο σύστημα. Στους Πίνακες 2.5 και 2.6 απεικονίζεται η ισχύς των αιολικών πάρκων και των φωτοβολταϊκών συστημάτων τα οποία είναι εγκατεστημένα ή έχουν πάρει όρους σύνδεσης για μελλοντική εγκατάστασή τους.

Πίνακας 2.5: Η Ισχύς των Αιολικών Πάρκων στην Ελλάδα [3].

Τεχνολογία	Περιοχή	ΑΔΜΗΕ ^[39] Σε λειτουργία (MW)	ΑΔΜΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	ΔΕΔΔΗΕ ^[40] Σε λειτουργία (MW)	ΔΕΔΔΗΕ Με ΟΠΣ (MW)	Συνολικά (MW)
ΑΙΟΛΙΚΑ	ΑΤΤΙΚΗ	152,7	0,0	30,4	0,8	183,9
	ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	121,5	172,6	31,0	6,6	331,7
	ΚΡΗΤΗ	0,0	0,0	203,3	0,0	203,3
	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,0	30,0	26,2	0,0	56,2
	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	66,4	0,0	66,4
	ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ-ΘΡΑΚΗ	420,0	73,6	17,7	0,0	511,3
	ΗΠΕΙΡΟΣ	152,3	34,4	5,2	0,8	192,7
	ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	82,7	0,0	35,3	4,4	122,4
	ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	35,6	0,0	35,6
	ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	439,7	326,7	179,0	0,0	945,3
	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	1.444,4	949,9	388,6	43,3	2.826,2
	ΘΕΣΣΑΛΙΑ	0,0	99,0	1,6	0,0	100,6
	ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	278,3	300,5	36,9	6,4	622,0
	ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	172,9	423,8	31,2	8,9	636,9
	Σύνολα	3.264	2.410	1.088	71	6.834

Πίνακας 2.6: Η Ισχύς των Φωτοβολταϊκών Σταθμών στην Ελλάδα [3].

ΦΩΤΟΒΟΛΤΑΪΚΑ	ΑΤΤΙΚΗ	0,0	0,0	261,8	42,8	304,6
	ΚΕΝΤΡΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	22,0	335,4	718,4	256,3	1.332,1
	ΚΡΗΤΗ	0,0	0,0	114,9	0,0	114,9
	ΚΥΚΛΑΔΕΣ	0,0	0,0	10,4	0,0	10,4
	ΔΩΔΕΚΑΝΗΣΑ	0,0	0,0	31,6	0,0	31,6
	ΑΝΑΤΟΛΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ-ΘΡΑΚΗ	0,0	167,1	364,7	229,8	761,6
	ΗΠΕΙΡΟΣ	0,0	50,0	181,9	93,7	325,6
	ΙΟΝΙΑ ΝΗΣΙΑ	0,0	0,0	31,0	20,6	51,6
	ΝΗΣΙΑ ΒΑ ΑΙΓΑΙΟΥ	0,0	0,0	24,1	0,0	24,1
	ΠΕΛΟΠΟΝΝΗΣΟΣ	20,3	158,8	336,5	37,7	553,2
	ΣΤΕΡΕΑ ΕΛΛΑΔΑ	4,7	449,0	469,2	189,9	1.112,8
	ΘΕΣΣΑΛΙΑ	48,0	238,0	507,0	416,8	1.209,8
	ΔΥΤΙΚΗ ΕΛΛΑΔΑ	4,1	93,6	342,8	88,5	529,0
	ΔΥΤΙΚΗ ΜΑΚΕΔΟΝΙΑ	46,5	1.934,0 ^[41]	178,7	100,6	2.259,8
	Σύνολα	146	3.426	3.573	1.477	7.661
Συνολικά	Αιολικά & Φ/Β	3.410	5.836	4.661	1.548	15.455

2.8 Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ως Ελληνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΕΣΜΗΕ) αναφέρεται το Διασυνδεδεμένο Σύστημα Μεταφοράς του ηπειρωτικού τμήματος της Ελλάδος και των νησιών που έχουν συνδεθεί με το τμήμα αυτό. Στο ΕΣΜΗΕ περιλαμβάνονται:

- ❖ Οι γραμμές μεταφοράς υπερευψηλής τάσης με 400 kV και οι γραμμές υψηλής τάσης με 66 kV ή 150 kV.
- ❖ Υπόγεια καλώδια μεταφοράς υψηλής τάσης.
- ❖ Διεθνείς διασυνδέσεις.
- ❖ Εξοπλισμός και εγκαταστάσεις που είναι απαραίτητοι για την ορθή, αδιάλειπτη και αξιόπιστη μεταφορά ηλεκτρικής ενέργειας.
- ❖ Τα κέντρα υπερευψηλής τάσης (ΚΥΤ) και οι υποσταθμοί ανύψωσης και υποβιβασμού αντίστοιχα υψηλής και μέσης τάσης.
- ❖ Υποβρύχια καλώδια σύνδεσης νησιών με το διασυνδεδεμένο σύστημα μεταφοράς [3].

Ως τις 30/06/2022 το ΕΣΜΗΕ διέθετε 13.190,15 χλμ. γραμμών μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Στον Πίνακα 2.7 που αναρτήθηκε στο site του ΑΔΜΗΕ αναφέρονται αναλυτικά τα χιλιόμετρα από όλους τους τύπους γραμμών διακίνησης ηλεκτρικού ρεύματος ανά επιπέδου τάσης.

Πίνακας 2.7: Γραμμές Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Ελληνικό Σύστημα [11].

ΓΡΑΜΜΕΣ ΜΕΤΑΦΟΡΑΣ (km)					
ΤΥΠΟΣ ΓΡΑΜΜΩΝ	400 kV	Σ.Ρ. 400 kV	150 kV	66 kV	ΣΥΝΟΛΟ
ΕΝΑΕΡΙΕΣ ΓΡΑΜΜΕΣ	2.761,53	106,95	8.834,49	37,54	11.740,51
ΥΠΟΒΡΥΧΙΕΣ ΚΑΛ. ΓΡΑΜΜΕΣ			941,82	72,2	1.014,02
ΥΠΟΒΡΥΧΙΕΣ ΚΑΛ. ΓΡΑΜΜΕΣ (Υ/Γ τμήμα)			28,1	2,8	30,90
ΥΠΟΓΕΙΕΣ ΓΡΑΜΜΕΣ	31,45		373,27		404,71
ΣΥΝΟΛΟ	2.792,98	106,95	10.177,68	112,54	13.190,15

Στο Σχήμα 2.9 απεικονίζεται ο χάρτης του Ελληνικού συστήματος μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας.



Σχήμα 2.9: Χάρτης του Ελληνικού Συστήματος Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας [3].

Κεφάλαιο 3 Αυξημένη Διείσδυση των ΑΠΕ

3.1 Παγκόσμιο φαινόμενο η αύξηση της χρήσης των ΑΠΕ

Η αύξηση της θερμοκρασίας του πλανήτη και η υπέρμετρη μείωση των ορυκτών καυσίμων αναγκάζουν τις ηλεκτρικές εταιρείες κοινής ωφέλειας να αντικαταστήσουν σε μεγάλο βαθμό την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από θερμικούς σταθμούς, οι οποίοι ήταν η βασική πηγή παραγωγής ρεύματος, με ανανεώσιμες πηγές ενέργειας. Οι τεχνολογίες ΑΠΕ, που χρησιμοποιούνται στα συστήματα ενέργειας χρησιμοποιούν κυρίως την ηλιακή και την αιολική ενέργεια. Η αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ σε συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί παγκόσμιο φαινόμενο. Το 2020, στη Δανία η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας προερχόταν πάνω από 50% από αιολικούς και φωτοβολταϊκούς σταθμούς παραγωγής. Το ίδιο έτος στην Ιρλανδία η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από τεχνολογίες ΑΠΕ ξεπέρασε το 30%. Κύριος στόχος, για τις επόμενες δεκαετίες, πολλών χωρών είναι να αυξήσουν κατά πολύ τη συμμετοχή των ΑΠΕ στην παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος, οι Ηνωμένες πολιτείες σχεδιάζουν να πετύχουν ποσοστό έως και 80% παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ μέχρι το 2050 και η Κίνα στοχεύει να ξεπεράσει το 60% συμμετοχής των ΑΠΕ στο ενεργειακό της μίγμα [12].

Η Ευρωπαϊκή Ένωση έχει θεσπίσει νόμους και έχει πάρει μέτρα για το κλίμα και την ενέργεια. Οι κύριοι στόχοι ως το 2030 αφορούν την ελάττωση των εκπομπών αερίων θερμοκηπίου το λιγότερο κατά 40%, τη βελτίωση της ενεργειακής απόδοσης κατά 32,5% και την ανάπτυξη και διείσδυση των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας στη συνολική κατανάλωση ηλεκτρικής ενέργειας το λιγότερο κατά 32%. Η Ευρωπαϊκή ένωση επίσης ψηφίζει και εφαρμόζει μέτρα και νόμους ώστε να καταστήσει την Ευρώπη ως την πρώτη κλιματικά ουδέτερη ήπειρο έως το 2050. Η πράσινη συμφωνία αναφέρεται στην επίτευξη μηδενικής εκπομπής αερίων θερμοκηπίου και την οικονομική ανάπτυξη από τη βέλτιστη χρήση των πόρων [13].

Στην Λατινική Αμερική και την Καραϊβική, σύμφωνα με τα δεδομένα και τα στοιχεία της οικονομικής επιτροπής – ECLAC και τον διεθνή οργανισμό ενέργειας, διαπιστώνεται ότι αν και οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας παρουσιάζουν αυξημένη διείσδυση στα συστήματα ενέργειας, παρέμεινε μεγαλύτερη η χρήση ορυκτών καυσίμων και με

αποτέλεσμα το μερίδιο των ΑΠΕ στο συνολικό ισοζύγιο να ήταν μικρότερο από τις συμβατικές πηγές. Με δεδομένο ότι η Λατινική Αμερική στοχεύει να διατηρήσει τον ρυθμό οικονομικής ανάπτυξης της, υπολογίζεται ότι την επόμενη εικοσαετία θα διπλασιάσει και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Κύριος στόχος τους είναι να καταφέρουν, το 2039, το 70% της κατανάλωσης της ηλεκτρικής ενέργειας να παράγεται από μη ρυπογόνες πηγές [14].

3.2 Συνέπειες από την αυξανόμενη χρήση των ΑΠΕ

Η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από πηγές τεχνολογιών ΑΠΕ παρέχει πλήθος πλεονεκτημάτων αλλά θεωρείται και αβέβαιη γιατί οι πηγές αυτές είναι μεταβλητές στη φύση. Επειδή στα μελλοντικά σενάρια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, που σχεδιάζονται από τις εταιρείες που διαχειρίζονται τα συστήματα ενέργειας της κάθε χώρας, οι πηγές ΑΠΕ κατέχουν υψηλό μερίδιο, άμεση συνέπεια είναι η αύξηση της αστάθειας από την πλευρά της παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος. Είναι πρόκληση πλέον η ανάπτυξη στρατηγικών και τεχνολογιών για την επίτευξη της διατήρησης της αξιοπιστίας και της ευελιξίας του συστήματος [12].

Ένα σημαντικό πλεονέκτημα της αυξημένης χρήσης των ΑΠΕ είναι η μείωση των περιβαλλοντικών ρύπων από την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η αλλαγή της πολιτικής για το ενεργειακό μίγμα προκλήθηκε από τον έντονο προβληματισμό για την κλιματική αλλαγή και τον περιορισμό διαθεσιμότητας των ορυκτών καυσίμων. Ένα άλλο σημαντικό ζήτημα είναι οι θετικές ή οι αρνητικές οικονομικές επιπτώσεις από την διεύθυνση των ΑΠΕ, οι οποίες μπορούν να προκύψουν αρχικά από την προώθηση των ΑΠΕ και έπειτα με την εγκατάστασή τους, οι συνέπειες αυτές αφορούν είτε τις μεταβολές στις τιμές λιανικής της ηλεκτρικής ενέργειας, που παρουσιάζονται από τις διακυμάνσεις στο κόστος προμήθειας, είτε από τις μεταβολές στις τιμές χονδρικής, οι οποίες επηρεάζονται από τη μείωση ή την αύξηση του κόστους παραγωγής. Η επίπτωση στην τιμή της ενέργειας, από την διευρυμένη χρήση των ΑΠΕ, αποτέλεσε αντικείμενο αρκετών μελετητών που ανέπτυξαν το θέμα στις έρευνες τους [14].

Μια από τις πρώτες μελέτες, των ερευνητών Jensen και Skytte, για την ανάπτυξη των ΑΠΕ, το 2003, που ανέλυε τους ενεργειακούς στόχους της Ευρωπαϊκής ένωσης, οι οποίοι είναι οι εξής: α) την ελάττωση των εκπομπών θερμοκηπίου με κύριο οδηγό τη σύμβαση

των Ηνωμένων Εθνών που αφορά την κλιματική αλλαγή και το πρωτόκολλο του Κιότο, β) την αυξημένη εφαρμογή τεχνολογιών ΑΠΕ στα συστήματα ενέργειας και γ) τη μείωση του κόστους ενέργειας για τους πολίτες. Αντικείμενο της μελέτης ήταν επίσης η σχέση ανάμεσα στη διείσδυση των ΑΠΕ στα συστήματα ενέργειας και την εξέλιξη της χονδρικής τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας. Οι ερευνητές διαπίστωσαν ότι ένα μεγάλο ποσοστό ΑΠΕ στο συνολικό μείγμα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, αν και σύνθετο θέμα, είναι εφικτό να μειώσει την χονδρική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας [15].

Στην Ιταλία, από το 2008 έως το 2013, η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από αιολικούς και ηλιακούς σταθμούς αυξήθηκε ραγδαία, περίπου κατά 23 TWh, αποτελώντας παγκόσμιο ρεκόρ διείσδυσης ΑΠΕ. Με δεδομένο ότι εκείνη την περίοδο, λόγω της οικονομικής κρίσης, υπήρξε μείωση της ζήτησης ενέργειας και με την ταυτόχρονη αύξηση της προσφοράς της πράσινης ενέργειας παρατηρήθηκε, το 2012, σημαντική μείωση της χονδρικής τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας. Σημαντική επίδραση στη μείωση της τιμής είχε και η αυξημένη χρήση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα γιατί οι αιολικοί και ηλιακοί σταθμοί έχουν σχετικά μειωμένο λειτουργικό κόστος. Η αυξημένη διείσδυση των ΑΠΕ δεν επηρεάζει μόνο το επίπεδο της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας αλλά και την αστάθεια της. Στη μελέτη των Clo et al. επιβεβαιώνεται η συνθήκη της μείωσης της τιμής του ηλεκτρικού ρεύματος ενώ αυξάνεται η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ΑΠΕ. Στα αποτελέσματα της έρευνας τους, χρησιμοποιώντας ωριαία δεδομένα, αποδεικνύεται ότι μια αύξηση 10% της αιολικής και ηλιακής παραγωγής ενέργειας μειώνει αντίστοιχα τις τιμές της ενέργειας κατά 0,36% και 0,34% αντίστοιχα. Επιπρόσθετα, η αυξανόμενη χρήση αιολικών και ηλιακών συστημάτων ενισχύει την αστάθεια των τιμών, προκαλώντας τη μεταβολή της διακύμανσης των τιμών κατά 0,67% για την αιολική ενέργεια και 0,76% για την ηλιακή ενέργεια [16].

Η παγκόσμια ενεργειακή στροφή προς τις ανανεώσιμες μορφές ενέργειας έγινε για οικολογικούς, οικονομικούς και κοινωνικούς σκοπούς. Οι τεχνολογίες ΑΠΕ διαδραματίζουν σημαντικό ρόλο στη διαχείριση της κλιματικής αλλαγής και στην επίτευξη των περιβαλλοντικών στόχων όπως το πρωτόκολλο του Κιότο. Οι πηγές πράσινης ενέργειας εκπέμπουν σημαντικά λιγότερους ρύπους σε σχέση με τις συμβατικές μονάδες παραγωγής ενέργειας. Σε οικονομικό και κοινωνικό επίπεδο συμβάλλουν στην αύξηση των εργασιακών ευκαιριών στην περιφέρεια και στις

αγροτικές περιοχές, την ανάπτυξη ενεργειακής βιομηχανίας σε πιο τοπικό επίπεδο και τη συμμετοχή ακόμη και του απλού χρήστη στην παραγωγή ενέργειας π.χ. τα μικρά φωτοβολταϊκά συστήματα. Κοινωνικοοικονομικά οφέλη που προσπαθούν να ισοσταθμίσουν τις όποιες χρεώσεις έχουν ενσωματωθεί στους λογαριασμούς ηλεκτρικού ρεύματος των καταναλωτών με χρεώσεις υπέρ των ΑΠΕ (όπως η προώθηση και η στήριξη των τεχνολογιών ΑΠΕ), οι οποίες επιβαρύνουν σημαντικά τους χρήστες. Βέβαια οι χρεώσεις για την επιδότηση ή την παρακίνηση για εγκατάσταση ΑΠΕ θεωρείται ότι τελικά ευνοεί τον καταναλωτή γιατί με την αυξημένη διείσδυση τους και συνδυάζοντας το σχετικά μειωμένο μεταβλητό κόστος τους, σε σχέση με τις συμβατικές πηγές, παρουσιάζεται μείωση στην χονδρική τιμή της ενέργειας. Η μεταβολή αυτή μπορεί να αντισταθμίσει την αύξηση των τελικών τιμών ενέργειας λόγω των χρεώσεων υπέρ των ΑΠΕ και τελικά να προκύψει μειωμένη καθαρή λιανική τιμή. Αυτό είναι πολύ σημαντικό γιατί καλύπτονται και οι τρεις ενεργειακοί στόχοι για αυξημένη διείσδυση τεχνολογιών ΑΠΕ, μειωμένες εκπομπές ρύπων και μείωση της τελικής τιμής ενέργειας [17].

3.3 Αντιμετώπιση της αστάθειας που παρουσιάζουν οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας - Power System Flexibility – PSF

Η παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Renewable Energy – RE) παρουσιάζει αστάθεια γιατί οι πηγές αυτές είναι ακαθόριστες στη φύση και βασικό χαρακτηριστικό τους είναι η μεταβλητότητα τους. Κατά συνέπεια, οι πηγές αυτές λογίζονται ως μεταβλητές ανανεώσιμες πηγές ενέργειας (Variable Renewable Energy – VRE Sources). Η συνεχόμενα αυξανόμενη διείσδυση των ΑΠΕ στα συστήματα ενέργειας των χωρών και η υψηλή συμμετοχή τους στα μελλοντικά σενάρια παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παράλληλα με την αστάθεια που παρουσιάζουν προκαλεί έντονο προβληματισμό στους διαχειριστές μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Αναπτύσσονται συνεχώς μελέτες με τις τεχνολογίες και τις στρατηγικές που μπορούν να αμβλύνουν την αστάθεια που παρουσιάζουν οι τεχνολογίες ΑΠΕ και να εξασφαλιστεί η ευελιξία, η αξιοπιστία και η επάρκεια των δικτύων και των συστημάτων ηλεκτρικής ενέργειας [18].

Ως Power System Flexibility – PSF (Ευελιξία ηλεκτρικού συστήματος ενέργειας) προσδιορίζεται η ευελιξία του συστήματος να διαχειρίζεται αποτελεσματικά την αστάθεια και τη διακύμανση της προσφοράς και της ζήτησης με αποτέλεσμα να διατηρεί

τη σταθερότητα του και τον άρτιο μακροπρόθεσμο σχεδιασμό για τον αδιάκοπο εφοδιασμό του [19]. Το PSF έχει εξελιχθεί ως πρωτεύον θέμα έρευνας από την επιστημονική κοινότητα, με μηχανικούς και ακαδημαϊκούς να διεξάγουν έρευνες και να κάνουν μελέτες σχετικά με την ευελιξία του ηλεκτρικού συστήματος με αυξημένη διείσδυση ανανεώσιμων μορφών ενέργειας. Τα βασικά στοιχεία που εξετάζουν οι μελέτες αυτές είναι η μείωση των αρνητικών συνεπειών από τη χρήση τεχνολογιών ΑΠΕ, η πρόβλεψη του βαθμού των μειονεκτημάτων αυτών, τον σχεδιασμό και τα χαρακτηριστικά των μεθόδων για την αντιμετώπιση της αστάθειας στο σύστημα ενέργειας [12].

Το Power System Flexibility – PSF είναι πλέον αναγνωρισμένο από τον IEA (Διεθνή οργανισμό Ενέργειας) και την εποπτική, μη κερδοσκοπική εταιρεία North American Electrical Reliability Corporation (NERC), η οποία εποπτεύει και διαχειρίζεται την ομαλή λειτουργία των συστημάτων ενέργειας στο μεγαλύτερο μέρος της Αμερικής. Ο διαχειριστής του συστήματος είναι υπεύθυνος για τη συνεχή εξισορρόπηση ανάμεσα στη ζήτηση και την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας και την απρόσκοπτη ανταπόκριση του συστήματος στις ξαφνικές και τις αναμενόμενες μεταβολές του φορτίου. Η ορθή διαχείριση των διακυμάνσεων ισορροπεί μέσα στα επιθυμητά όρια τις τιμές των τάσεων και της συχνότητας στο σύστημα εξασφαλίζοντας προς τους τελικούς χρήστες αξιόπιστο και εύελκτο ηλεκτρικό δίκτυο και σύστημα. Ένα σημαντικό πρόβλημα της μειωμένης ευελιξίας του συστήματος, με χρήση τεχνολογιών ΑΠΕ, είναι η μη ανταπόκριση της υψηλής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας σε περιόδους χαμηλής παραγωγής από σταθμούς ΑΠΕ (π.χ. ημέρες με καθόλου ή ελάχιστη ηλιοφάνεια), κατάσταση που μπορεί να προκαλέσει απόρριψη φορτίου. Αντίθετα, σε περιόδους με υψηλή παραγωγή ενέργειας από σταθμούς ΑΠΕ και χαμηλή ζήτηση μπορεί να ζητηθεί περιορισμός παραγωγής από τους σταθμούς. Η έλλειψη ευελιξίας και το πρόβλημα ανταπόκρισης υψηλής ζήτησης σε περιόδους αιχμής απαιτεί τεχνολογίες που εξασφαλίζουν επιπλέον χωρητικότητα για την προσφορά ενέργειας [19].

3.4 Παράγοντες που επηρεάζουν της ευελιξία του ηλεκτρικού συστήματος ενέργειας

Ένα βασικό στοιχείο που επιδρά σημαντικά στις μελέτες που αφορούν την ευελιξία του συστήματος ενέργειας είναι η ραγδαία διείσδυση των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας. Ένα από τα πλεονεκτήματα των ΑΠΕ είναι ότι μπορούν να παράγουν ηλεκτρικό ρεύμα οικονομικότερα από τις συμβατικές μονάδες παραγωγής γιατί δεν χρησιμοποιούν ορυκτά καύσιμα και επίσης επιδοτούνται για τη χρήση τους λόγω του ότι συμβάλλουν στη μείωση των ρύπων στο περιβάλλον. Συνεπώς, οι θερμοηλεκτρικοί σταθμοί, οι οποίοι έχουν χαμηλή απόδοση, μειονεκτούν στην τιμή παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος έναντι των σταθμών ΑΠΕ. Αντίθετα, το βασικό μειονέκτημα των πηγών ΑΠΕ είναι ότι δεν μπορούν να έχουν σταθερή ισχύ εξόδου, συνθήκη που δημιουργεί αστάθεια στην παραγωγή ενέργειας. Η μεταβλητότητα αυτή επιδρά στον προγραμματισμό λειτουργίας και στο μείγμα των σταθμών παραγωγής. Η χρήση καινούργιων τεχνολογιών από τους χρήστες, οι νέοι περιβαλλοντικοί νόμοι, η ανάπτυξη των τεχνολογιών ΑΠΕ και η αστάθεια στις τιμές των καυσίμων είναι οι βασικοί λόγοι που εντείνονται οι έρευνες και οι μελέτες που αφορούν την ευελιξία των συστημάτων [20].

Οι βασικοί παράγοντες που επιδρούν στην ευελιξία του ηλεκτρικού συστήματος και καθιστούν απαραίτητο να ενεργοποιηθούν διαδικασίες που θα εξασφαλίσουν το Power System Flexibility – PSF είναι οι εξής:

3.4.1 Ραγδαία αύξηση της διείσδυσης Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο ηλεκτρικό σύστημα

Οι ανανεώσιμες πηγές ενέργειας αφορούν κυρίως τις ηλιακές και αιολικές πηγές, οι οποίες θεωρούνται καινοτόμες και αναδυόμενες τεχνολογίες τις τελευταίες τρεις δεκαετίες. Πλέον αποτελούν παγκοσμίως, σε μεγάλο ποσοστό, βασικό μέρος των ηλεκτρικών συστημάτων ως σταθμοί παραγωγής ηλεκτρικού ρεύματος. Οι φυσικοί πόροι (πηγές ενέργειας) που χρησιμοποιούν οι τεχνολογίες ΑΠΕ είναι μεταβλητές και διακοπτόμενες στη φύση. Οι μεταβολές στις καιρικές συνθήκες αποτελούν τον βασικό λόγο που οι ΑΠΕ χαρακτηρίζονται ως μη σταθερές πηγές ενέργειας. Μια ημέρα με άπνοια μπορεί να μειώσει την απόδοση των ανεμογεννητριών έως και 100% και μια συννεφιασμένη ημέρα η απόδοση των φωτοβολταϊκών σταθμών μπορεί να μειωθεί και

έως 70%. Ο αστάθμητος καιρικός παράγοντας που σχετίζεται με την ασταθή απόδοση της ηλεκτροπαραγωγής από γεννήτριες ΑΠΕ με συνδυασμό με τον στόχο για σταδιακή μείωση της χρήσης των συμβατικών μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και τις συνεχείς μεταβολές της ζήτησης φορτίου δημιουργεί ζήτημα ευελιξίας στο σύστημα ενέργειας, πρόβλημα που εντείνεται όλο και περισσότερο λόγω της συνεχείς ένταξης ΑΠΕ στο σύστημα [21].

3.4.2 Μεταβλητότητα στη ζήτηση φορτίου

Ιδιαίτερο χαρακτηριστικό του φορτίου είναι η μόνιμη κατάσταση μεταβλητότητας που απαιτεί τη σχεδίαση συστημάτων με ευελιξία ώστε να μπορούν να ανταποκριθούν στη ζήτηση ενέργειας. Επιπρόσθετα, συντηρήσεις ή βλάβες σε γραμμές μεταφοράς, σε μετασχηματιστές και άλλων στοιχείων του συστήματος, οι απρογραμμάτιστες ή οι προγραμματισμένες διακοπές σταθμών παραγωγής απαιτούν ένα σύστημα να μπορεί να ανταποκρίνεται άμεσα και ευέλικτα σε οποιαδήποτε συνθήκη. Η πρόβλεψη του φορτίου μέσω αλγορίθμων με σχετική ακρίβεια αντιμετωπίζει και μετριάζει την αβεβαιότητα της ζήτησης ενέργειας [22].

3.4.3 Κυμαινόμενες τιμές καυσίμων

Η αβεβαιότητα και η διακύμανση των τιμών των καυσίμων είναι παράγοντας που απαιτεί ένα ευέλικτο σύστημα. Ο άνθρακας και το φυσικό αέριο αποτελούν καύσιμα συμβατικών μονάδων παραγωγής με μη σταθερή τιμή και με αβέβαιη τη διαθεσιμότητα τους στην φύση. Ειδικά η τιμή του φυσικού αερίου είναι υψηλότερη σε σχέση με άλλες πηγές ενέργειας και παρουσιάζει μεγάλες διακυμάνσεις επειδή επηρεάζεται από πολλούς παράγοντες ενώ ο άνθρακας έχει σχετικά σταθερή τιμή με ετήσια αύξηση περίπου 2%. Όλα τα παραπάνω δημιουργούν αβεβαιότητα προς τον προγραμματισμό ένταξης μονάδων παραγωγής [23].

3.5 Τεχνολογίες αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας για ενίσχυση της ευελιξίας των συστημάτων

Κατά την αποθήκευση της ηλεκτρικής ενέργειας μπορούν να συγκεντρώνονται ποσότητες ενέργειας (το μέγεθος εξαρτάται από την τεχνολογία αποθήκευσης) σε χρονικά διαστήματα που πλεονάζει η παραγωγή ηλεκτρικού ρεύματος από ΑΠΕ και η

ενέργεια αυτή μπορεί να αποδίδεται στο σύστημα με άμεση απόκριση όταν υπάρχει μειωμένη παραγωγή από ΑΠΕ με σκοπό να καλυφθεί το φορτίο [30]. Οι τεχνολογίες αποθήκευσης που χρησιμοποιούνται για την ενίσχυση της ευελιξίας των συστημάτων για γρήγορη απόκριση στις διακυμάνσεις της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας είναι η αντλησιοταμίευση στις υδροηλεκτρικές μονάδες (Pumped hydro), συστήματα αποθήκευσης πεπιεσμένου αέρα (CAES), μπαταρίες ροής (flow batteries), ηλεκτροχημική αποθήκευση (batteries), αποθήκευση με τη μορφή χημικής ενέργειας (κυψέλες καυσίμου, ηλεκτρόλυση κ.α.) [24].

Στη χώρα μας, τα επόμενα χρόνια αναμένεται έντονη ανάπτυξη και εγκατάσταση συστημάτων αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Ένας βασικός λόγος είναι η εκμετάλλευση της πλεονάζουσας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τεχνολογίες ΑΠΕ που όλο και αυξάνεται η διείσδυση τους και η αποθήκευση της θεωρείται καινοτόμα λύση. Επίσης τα αυτόνομα συστήματα ηλεκτρικής ενέργειας των νησιών (μη διασυνδεδεμένα με το ηπειρωτικό σύστημα ηλεκτρικής ενέργειας) βασίζονται σε καύσιμα όπως το πετρέλαιο, με ιδιαίτερο αυξημένο κόστος παραγωγής, θα πρέπει σύμφωνα με τις κοινοτικές οδηγίες να καταργηθούν οι πετρελαϊκές μονάδες παραγωγής και ταυτόχρονα με την ανάπτυξη των τεχνολογιών ΑΠΕ να εγκατασταθούν συστήματα αποθήκευσης [25].

Παγκοσμίως, εδώ και δεκαετίες η πιο εκτεταμένη τεχνολογία αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας, που αφορά μεγάλα μεγέθη, είναι η αντλησιοταμίευση. Οι υδροηλεκτρικοί σταθμοί έχουν κύριο πλεονέκτημα την άμεση ανταπόκριση τους στις διακυμάνσεις του φορτίου. Τα τελευταία χρόνια με την αλλαγή των δεδομένων, σκοπός των διαχειριστών του ΕΣΜΗΕ είναι η ανάπτυξη ενός άρτιου πλαισίου για τη δημιουργία ποικίλων μορφών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας. Αναπτύσσονται διάφορα είδη συσσωρευτών, ερευνώνται νέες τεχνολογίες αποθήκευσης και τρόποι εγκατάστασης τους σε σταθμούς παραγωγής. Ένα σενάριο είναι η ανάπτυξη μικρής χωρητικότητας διεσπαρμένων τεχνολογιών αποθήκευσης που θα τοποθετούνται σε μονάδες παραγωγής από ΑΠΕ πλησίον των χρηστών [26].

Κεφάλαιο 4 Το Λογισμικό Leap

4.1 Ιστορική αναδρομή

Το λογισμικό LEAP (Long-range Energy Alternatives Planning system) αρχικά αναπτύχθηκε στο Ινστιτούτο Beijer στην Κένυα, το 1980, ως ένα λογισμικό για τον σχεδιασμό μελετών ενέργειας και τη δημιουργία μοντέλων συσχέτισης περιβάλλοντος και ενέργειας. Η δημιουργία των σεναρίων και των μοντέλων έχουν στόχο την αξιολόγηση της ενεργειακής πολιτικής και την ανάλυση τους σε περιβαλλοντικό και οικονομικό επίπεδο. Το LEAP αρχικά δημιουργήθηκε σε έναν κεντρικό υπολογιστή. Η χρήση του σε μικροϋπολογιστές άρχισε το 1983, με χρηματοδότηση των ΗΠΑ, ώστε να μετατραπεί σε ένα ευέλικτο εργαλείο, φιλικό προς τους χρήστες και να μπορεί να διαδοθεί στο ευρύτερο κοινό και να χρησιμοποιηθεί από πολλές χώρες.

Από τη δεκαετία του 1990 άρχισε ο έντονος προβληματισμός σχετικά με τις αυξανόμενες αρνητικές επιπτώσεις που έχει στο περιβάλλον η ανάπτυξη των συστημάτων ενέργειας. Το λογισμικό LEAP αποτέλεσε βασικό εργαλείο για τον υπολογισμό και την αντιμετώπιση των συνεπειών αυτών. Μέσα σε αυτή τη δεκαετία πραγματοποιήθηκαν πολλές ενεργειακές μελέτες από διάφορες χώρες. Στα τέλη της δεκαετίας του 1990, με την συμμετοχή της Ολλανδικής κυβέρνησης αναπτύχθηκε μια νέα έκδοση του λογισμικού LEAP βασισμένη στα Windows απλοποιώντας περισσότερο τη χρήση του. Η νέα έκδοση κυκλοφόρησε το 2001.

Από το 2004 προστέθηκε στο πρόγραμμα η δυνατότητα μοντελοποίησης πολλαπλών περιοχών, αυξάνοντας τις δυνατότητες του. Ο αριθμός των χρηστών, το 2006, ανήλθε σε πάνω από 1.500 από 130 χώρες. Το 2011 αναπτύχθηκαν περαιτέρω οι δυνατότητες του λογισμικού με προσθήκη της μοντελοποίησης και της βελτιστοποίησης χαμηλού κόστους που βασίζεται στην εργαλειοθήκη μαθηματικού προγραμματισμού ανοιχτού κώδικα GLPK και στο σύστημα ενεργειακής μοντελοποίησης OSeMOSYS. Το 2018, οι χρήστες του προγράμματος ξεπέρασαν τους 36.000 σε 195 χώρες [27].

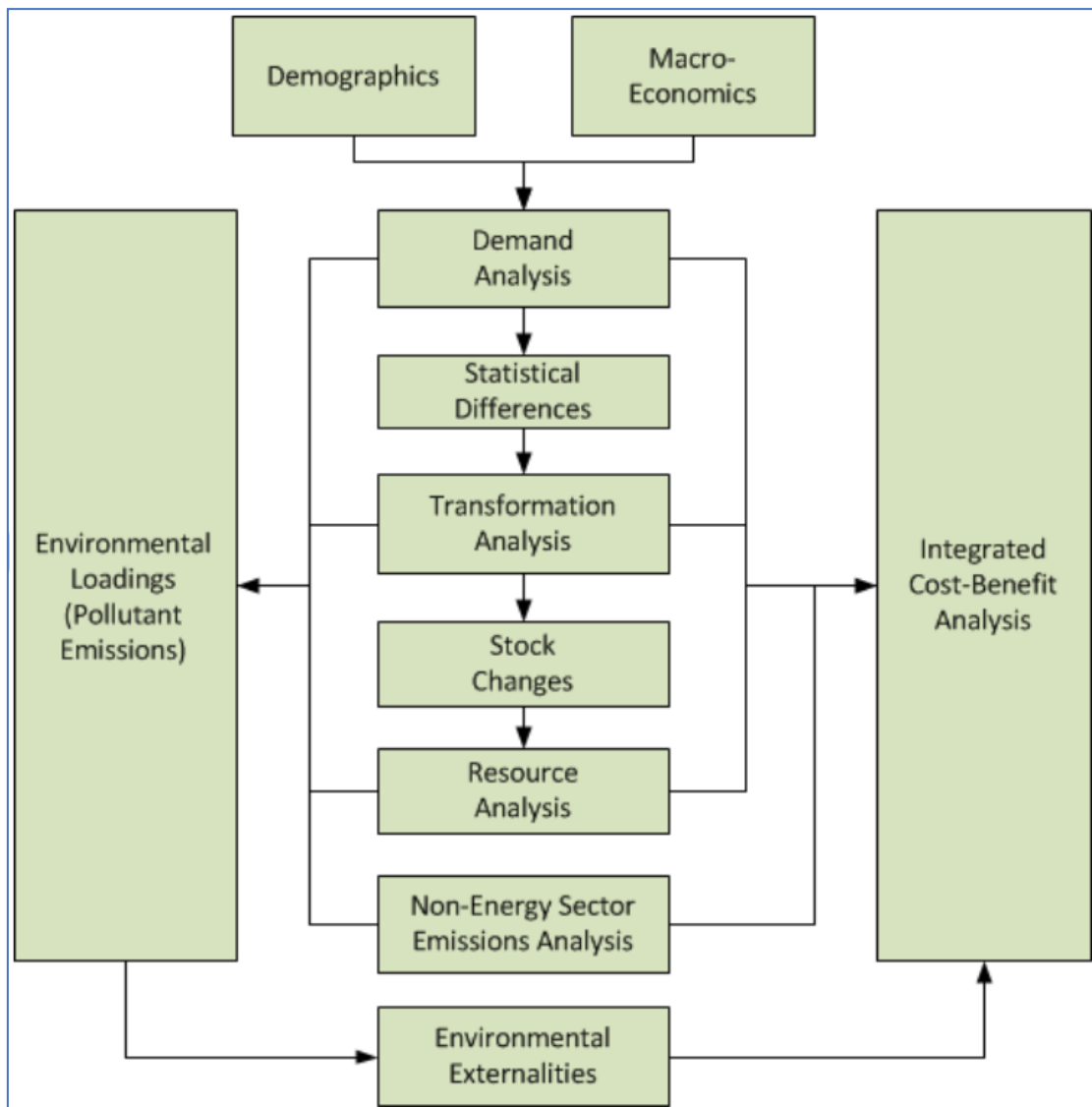
4.2 Λειτουργία του Leap

Στο Leap αναπτύσσονται σενάρια συσχετισμού περιβάλλοντος και ενέργειας. Στα σενάρια αυτά υπολογίζεται πως παράγεται, μετατρέπεται και καταναλώνεται η ενέργεια σε μια ορισμένη περιοχή. Τα δεδομένα που λαμβάνονται υπόψη είναι η οικονομική ευημερία, ο πληθυσμός, οι τεχνολογίες και οι τιμές ενέργειας στη περιοχή αυτή. Στο λογισμικό αυτό μπορεί να προσομοιωθεί η ζήτηση και η προσφορά της ενέργειας με στόχο να γίνει πρόβλεψη των επόμενων ετών, να αξιολογηθεί κάθε απόφαση ενεργειακής πολιτικής, να διαπιστωθούν πιθανά προβλήματα και να παρθούν αποφάσεις με το δυνατόν λιγότερο περιβαλλοντικό κόστος.

Το Leap λειτουργεί ως:

- ❖ Μηχανισμός πρόβλεψης, αναπτύσσοντας σενάρια για τη ζήτηση και τη προσφορά ενέργειας σε ένα εύρος χρόνου.
- ❖ Βάση δεδομένων, ένα πρόγραμμα που εμπεριέχει όλα τα δεδομένα για την ενέργεια.
- ❖ Μηχανισμός ανάλυσης, προσομοιώνει και αποτιμά τις περιβαλλοντικές και οικονομικές συνέπειες από την ανάπτυξη και τις μεταβολές των συστημάτων ενέργειας [28].

Στο Σχήμα 4.1 απεικονίζεται ο τρόπος λειτουργίας του λογισμικού Leap.



Σχήμα 4.1: Λειτουργία του Λογισμικού Leap [29].

4.3 Περιβάλλον Λογισμικού Leap

4.3.1 Προβολές

Το λογισμικό είναι οργανωμένο σε έως οχτώ απεικονίσεις ενός ενεργειακού συστήματος, οι οποίες είναι στην αριστερή περιοχή της οθόνης ως γραφικά εικονίδια.

4.3.2 Τύποι ανάλυσης

Με τη χρήση του Leap μπορεί να πραγματοποιηθούν αναλύσεις ενεργειακών συστημάτων, στις οποίες περιέχονται περιβαλλοντική ανάλυση, ανάλυση ζήτησης, ανάλυση πόρων, και ανάλυσης μετατροπής. Μπορεί να γίνει συνδυασμός αυτών των

αναλύσεων με σκοπό την ολοκληρωμένη μελέτη ενεργειακού σχεδιασμού και τον έλεγχο των περιβαλλοντικών επιπτώσεων ώστε να διεξαχθούν συμπεράσματα στη σχέση κόστους οφέλους από κάθε σενάριο [30].

4.3.3 Δενδροειδής δομή

Τα κύρια δεδομένα ζήτησης, μετατροπής και πόρων στο λογισμικό ταξινομούνται σε ένα ιεραρχικό δέντρο. Τα δεδομένα εισάγονται σε κάθε κλάδο ανάλογα με το είδος του κλάδου, τις ιδιότητες του κάθε κλάδου και τη θέση του στο δέντρο. Ανόμοιοι τύποι κλάδων του δέντρου απεικονίζονται με ποίκιλα εικονίδια. Η χρήση της δενδροειδούς δομής πλεονεκτεί στην απλοποίηση του προγράμματος και την επεξεργασία και την οργάνωση των βασικών στοιχείων σε μια μοντελοποίηση στο λογισμικό. Ο χρήστης έχει τη δυνατότητα να επεξεργαστεί τη δενδροειδή δομή στο μοντέλο ανάλυσης. Στα αποτελέσματα των σεναρίων που έχουν υπολογιστεί σε διαφορετικούς κλάδους (προβολή αποτελεσμάτων), ο χρήστης μπορεί να κάνει χρήση του ίδιου δέντρου ως μέσου για την πρόσβαση στα αποτελέσματα [28].

4.3.4 Ανάλυση σεναρίων

Η βασική εφαρμογή του Leap και ο κύριος λόγος της χρήσης του είναι η ανάλυση των σεναρίων, τα οποία είναι ανεξάρτητες υποθέσεις ή προβλέψεις για το πως μπορεί να εξελιχθεί, με την πάροδο του χρόνου, ένα μελλοντικό ενεργειακό σύστημα μέσα σε ένα ορισμένο κοινωνικοοικονομικό και δημογραφικό πλαίσιο [30].

4.3.5 Τεχνολογική και περιβαλλοντική βάση δεδομένων

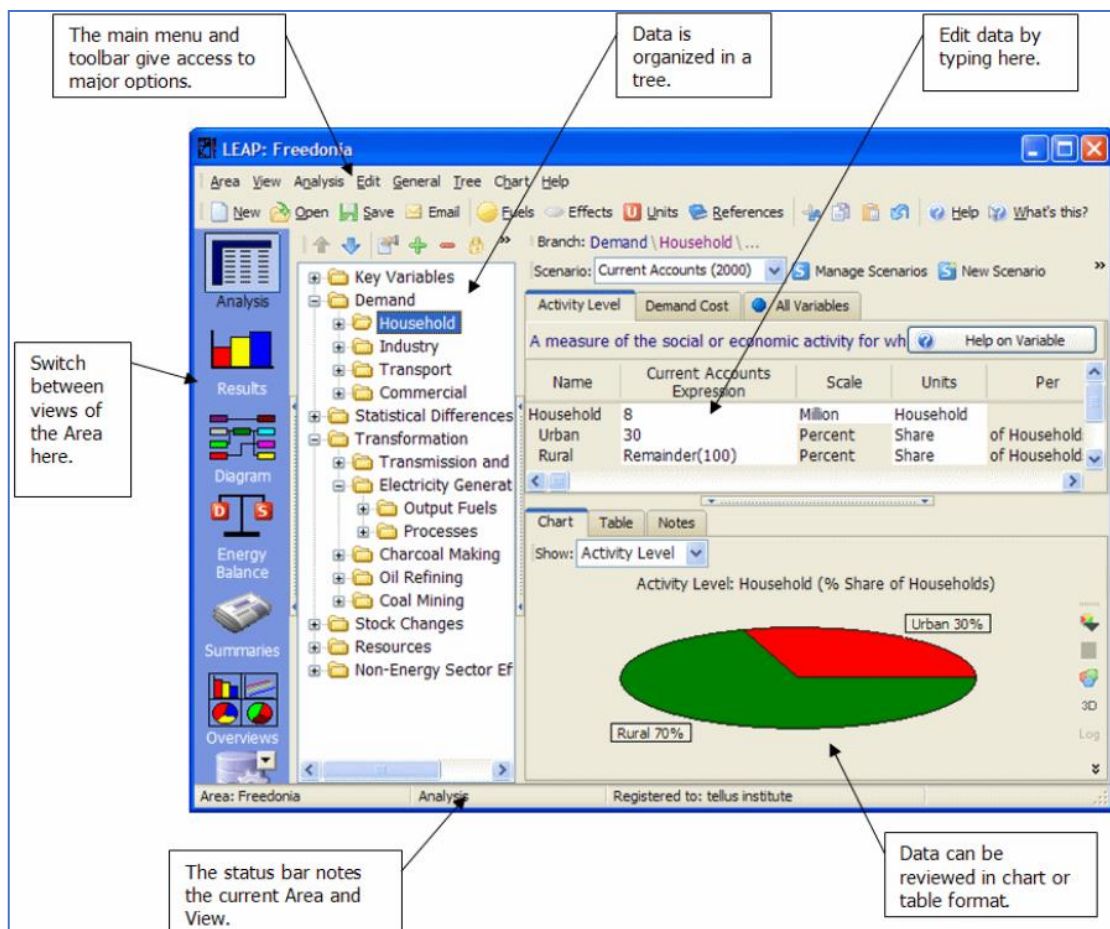
Στο λογισμικό περιλαμβάνεται μια βάση δεδομένων, η TED (Technology and Environmental Database) που περιέχει περιβαλλοντικά και τεχνολογικά στοιχεία, στα οποία έχουν άμεση πρόσβαση οι χρήστες του προγράμματος. Η TED διαθέτει λεπτομερείς πληροφορίες και δεδομένα που αναλύουν τεχνικά χαρακτηριστικά, περιβαλλοντικές επιπτώσεις, κόστη από εκατοντάδες ενεργειακές τεχνολογίες (τωρινές ή επόμενης γενιάς). Οι πηγές των δεδομένων είναι αξιόπιστοι οργανισμοί, εκθέσεις ενέργειας από ιδρύματα κ.α. Τα στοιχεία αυτά αναφέρονται στην ικανότητα / επάρκεια, διαθεσιμότητα και την αποτελεσματικότητα από τα κόστη των ενεργειακών τεχνολογιών και επίσης από τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις που προκαλούν [31].

4.3.6 Επιλογή Βοήθεια

Οι χρήστες έχουν πρόσβαση στη διαδικτυακή σελίδα βοήθειας του λογισμικού, η οποία είναι προσιτά σχεδιασμένη με πίνακα περιεχομένων, ευρετήριο και με επιλογή αναζήτησης. Επίσης πληκτρολογώντας F1, στον χρήστη θα εμφανιστεί παράθυρο βοήθειας [30].

4.3.7 Περιβάλλον του αναλυτή

Η βασική οθόνη του λογισμικού Leap (όπως απεικονίζεται στο Σχήμα 4.2) αποτελείται από το βασικό μενού, την κύρια γραμμή εργαλείων στο πάνω μέρος της οθόνης, στην οποία βρίσκονται οι σημαντικότερες λειτουργίες του λογισμικού, τη γραμμή προβολής στο αριστερό μέρος της οθόνης και μια γραμμή στο κάτω μέρος στην οποία εμφανίζεται το όνομα της τρέχουσας περιοχής, πληροφορίες άδειας κ.α. [28].



Σχήμα 4.2: Περιβάλλον Εργασίας Λογισμικού Leap [30].

4.4 Σενάρια

Από τα πρώτα δεδομένα που αναπτύσσουν οι χρήστες, κατά την αξιοποίηση του προγράμματος για τις μελέτες τους, είναι η σχεδίαση των σεναρίων που θα χρησιμοποιηθούν. Η δημιουργία των σεναρίων στην αρχή της μοντελοποίησης διευκολύνει τις διαδικασίες που θα ακολουθήσει ο χρήστης. Στα σενάρια θα πρέπει να καθοριστούν τα κοινά χαρακτηριστικά τους αλλά και τα σημεία διαφοροποίησης τους. Τα σενάρια στην ουσία δείχνουν την πιθανή εξέλιξη των ενεργειακών συστημάτων. Μέσω της αξιολόγησης των διαφορετικών σεναρίων, συγκρίνονται τα οφέλη από το καθένα, οι ενεργειακές απαιτήσεις, τα κόστη και οι συνέπειες στο περιβάλλον.

Το πρόγραμμα Lear διαθέτει ένα πολύ σημαντικό χαρακτηριστικό, την κληρονομικότητα των σεναρίων (Scenario Inheritance). Η δυνατότητα αυτή εφαρμόζεται κατά την ανάπτυξη πρόσθετων σεναρίων. Τα νέα σενάρια που δημιουργούνται έχουν όμοια στοιχεία με το αρχικό σενάριο από το οποίο προέκυψαν. Η διαφοροποίηση από το μητρικό σενάριο προκύπτει με τις αλλαγές που θα επιλέξει να εντάξει στο λογισμικό ο χρήστης ή από τις προβλέψεις για την εξέλιξη των ενεργειακών τεχνολογιών και του συστήματος τα επόμενα χρόνια [31].

4.5 Προβολή Αποτελεσμάτων

Η προβολή αποτελεσμάτων είναι ένας τρόπος απεικόνισης από τους οκτώ που διαθέτει το λογισμικό. Στην επιλογή αυτή παρουσιάζονται αναλυτικά τα αποτελέσματα και υπάρχει η δυνατότητα μέσω αυτής να δημιουργηθούν πίνακες και διαφορετικά στυλ διαγραμμάτων που περιγράφουν όλα τα επιμέρους τμήματα του ενεργειακού συστήματος όπως οι ενεργειακοί πόροι, η μετατροπή ενέργειας, η ζήτηση, οι περιβαλλοντικές συνέπειες και τα κόστη. Μέσα από την προβολή αποτελεσμάτων υπάρχει η δυνατότητα να εντοπιστούν και να διορθωθούν τα ενδιάμεσα αποτελέσματα από πιθανά σφάλματα με αποτέλεσμα να αυξάνεται η αξιοπιστία και η ορθότητα των αποτελεσμάτων.

Ο χρήστης μπορεί να επιλέξει οποιαδήποτε κατηγορία ή υποκατηγορία αποτελεσμάτων επιθυμεί, όπως κόστη, τελική ενεργειακή κατανάλωση κ.α., μέσω του πλαισίου επιλογής στο επάνω μέρος της οθόνης. Επίσης το πρόγραμμα επιλέγει αυτόματα μονάδες

μέτρησης και κλίμακα αλλά δίνει τη δυνατότητα ο εκάστοτε χρήστης να επιλέξει τις μονάδες μέτρησης και την κλίμακα των πινάκων και των διαγραμμάτων. Το λογισμικό δίνει τη δυνατότητα τα αποτελέσματα να εξαχθούν στο Microsoft PowerPoint και Excel [30].

4.6 Προβολή Συνόψεων

Για την ανάπτυξη μιας σύνοψης στο λογισμικό ο χρήστης επιλέγει την επιλογή «Διαχείριση συνόψεων». Η απεικόνιση με τη μορφή συνόψεων δίνει τη δυνατότητα στον χρήστη, κατά επιλογή, να αναπτύξει πίνακες και διαγράμματα με προσαρμοσμένα δεδομένα, μεταβλητές, τιμές αποτελεσμάτων και υπότιτλους με σχόλια. Στις συνόψεις οι στήλες δείχνουν το έτος ή το σενάριο και στις γραμμές εμφανίζεται μια μεταβλητή ή ένας τίτλος. Η ειδική σύνοψη κόστους – οφέλους συγκρίνει τα οφέλη και τα κόστη του σεναρίου αναφοράς με τα σενάρια που αναπτύχθηκαν [30].

Κεφάλαιο 5 Περιγραφή και Ανάλυση των Σεναρίων

Μακροχρόνιου Ενεργειακού Σχεδιασμού στο Λογισμικό Leap

5.1 Επιλογή Σεναρίων

Τα σενάρια που αναπτύχθηκαν στο πρόγραμμα Leap στηρίχθηκαν σε δεδομένα από το δεκαετές πρόγραμμα ανάπτυξης του ΑΔΜΗΕ. Τα στοιχεία της συνολικής καθαρής ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας στο Εθνικό Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά έτος λήφθηκαν από το «σενάριο ΕΣΕΚ» και το σενάριο «Αυξημένης Ζήτησης». Κατά την κατάρτιση του ΔΠΑ για τη συνολική ζήτηση, συμπεριλήφθηκε και η ζήτηση των κατά τόπους φορτία, που εξυπηρετούνται από τη διεσπαρμένη παραγωγή από ανανεώσιμες μορφές ενέργειας.

Με βάση τον κανονισμό 2018/2019 (ΕΕ) του ΕΣΕΚ προσδιορίζονται οι ενεργειακοί στόχοι με υποχρέωση υλοποίησης και περιλαμβάνονται οι κύριες παράμετροι που αφορούν την ανάπτυξη του ηλεκτρικού συστήματος. Στο «σενάριο αναφοράς ΕΣΕΚ» κύριος στόχος είναι η εξοικονόμηση της ενέργειας και η αναμενόμενη αύξηση της ζήτησης ηλεκτρικής ενέργειας, την επόμενη δεκαετία, να παρουσιάσει σχετικά μικρή άνοδο παρόλο την υποθετική οικονομική ανάπτυξη. Το σενάριο «Αυξημένης Ζήτησης» έχει καταρτιστεί με δεδομένα, ιστορικά στοιχεία και εκτιμήσεις από τον ΑΔΜΗΕ και με συνεργασία με άλλους αρμόδιους φορείς και η ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας υπολογίζεται στα ανώτερα επίπεδα [6].

Τα σενάρια χωρίστηκαν σε κατηγορίες και ονομάστηκε το καθένα σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά του. Οι δύο βασικές κατηγορίες είναι η ζήτηση με βάση την πρόβλεψη «ΕΣΕΚ» και την πρόβλεψη «Αυξημένη Ζήτηση». Επίσης στα σενάρια προβλέπεται αυξημένη διείσδυση μονάδων Φυσικού Αερίου είτε αυξημένη διείσδυση Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργεια στο σύστημα. Η ονομασία κάθε σεναρίου προκύπτει ανάλογα με το ποσοστό διείσδυσης της κάθε ηλεκτροπαραγωγής και είναι οι παρακάτω ανά περίπτωση:

- ❖ B -> ποσοστό διείσδυσης 0%
- ❖ L -> ποσοστό διείσδυσης 5%
- ❖ M -> ποσοστό διείσδυσης 8%

❖ Η -> ποσοστό διείσδυσης 10%

Στον Πίνακα 5.1 αναφέρεται ξεχωριστά η ονομασία του κάθε σεναρίου, που χρησιμοποιήθηκε στο λογισμικό, σύμφωνα με τα χαρακτηριστικά του:

Πίνακας 5.1: Τα σενάρια που Αναπτύχθηκαν στο Λογισμικό Leap.

No	Σενάριο	Συνολική Ζήτηση	Αυξημένη Διείσδυση ΑΠΕ	Αυξημένη Διείσδυση Φυσικού Αερίου
1	ESEK	Medium	Base	Base
2	MBL	Medium	Base	Low
3	MBM	Medium	Base	Medium
4	MBH	Medium	Base	High
5	MLB	Medium	Low	Base
6	MMB	Medium	Medium	Base
7	MHB	Medium	High	Base
8	High Demand	High	Base	Base
9	HBL	High	Base	Low
10	HBM	High	Base	Medium
11	HBH	High	Base	High
12	HLB	High	Low	Base
13	HMB	High	Medium	Base
14	HHB	High	High	Base

Τα παραπάνω σενάρια αναφέρονται σε σταθμούς παραγωγής Ανανεώσιμων Μορφών Ενέργειας και Φυσικού Αερίου. Η συμμετοχή των άλλων μονάδων, όπως οι υδροηλεκτρικοί και οι λιγνιτικοί σταθμοί, υπολογίζεται στο λογισμικό με τις τιμές ανά έτος όπως ορίστηκαν από τον ΑΔΜΗΕ στο ΔΠΑ.

5.2 Εισαγωγή Στοιχείων Ζήτησης ανά Έτος και Τομέα Καταναλωτών

Κατά την εισαγωγή δεδομένων στο λογισμικό που αφορά τη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τη δεκαετία 2021 με 2030, ορίστηκαν τα είδη καταναλωτών τα οποία είναι τα εξής: α) οικιακοί καταναλωτές (household), β) βιομηχανικοί καταναλωτές (industry) γ) εμπορικοί και υπηρεσίες (commercial and public services) δ) αγροτικοί καταναλωτές

(agriculture) και ε) διάφοροι καταναλωτές (π.χ. μεταφορές) (others demand). Επίσης εισήχθη το ποσοστό ζήτησης ανά τομέα και έτος σύμφωνα με τα στοιχεία της μελέτης του Υπουργείου Περιβάλλοντος και Ενέργειας «Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050» [32]. Στον Πίνακα 5.2 παρουσιάζονται τα ποσοστά αυτά:

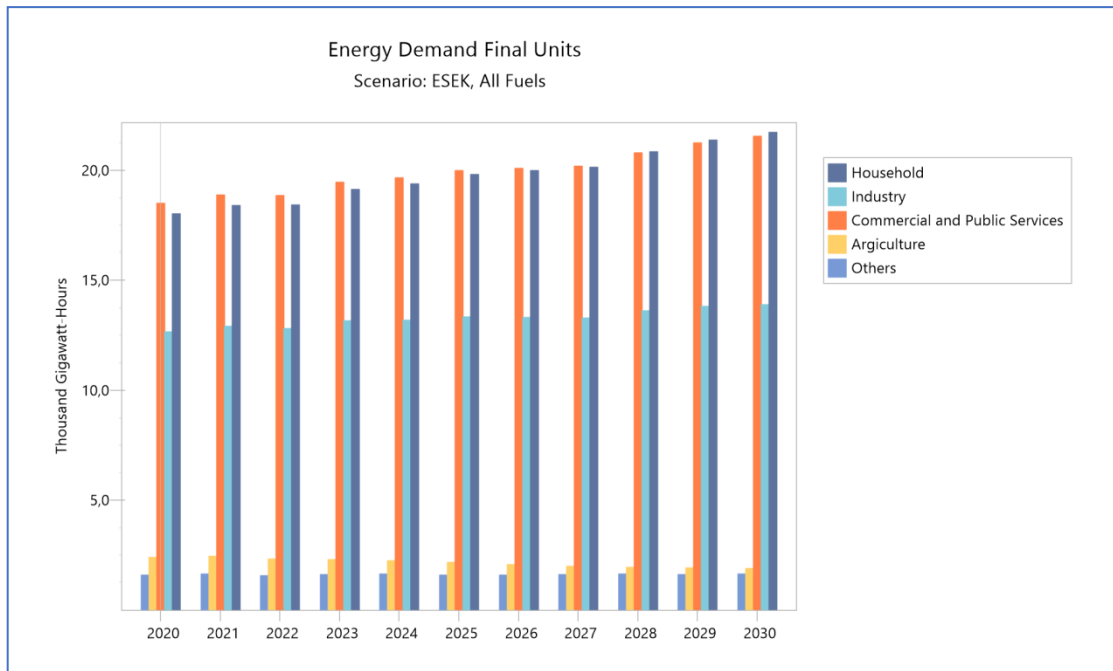
Πίνακας 5.2: Το Ποσοστό Ζήτησης ανά Τομέα και Έτος.

Τομέας Ζήτησης	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Οικιακός	33,9 %	33,9 %	34,1 %	34,3 %	34,5 %	34,8 %	35 %	35,2 %	35,4 %	35,4 %	35,8 %
Βιομηχανικός	23,8 %	23,8 %	23,7 %	23,6 %	23,5 %	23,4 %	23,3 %	23,2 %	23,1 %	23 %	22,9 %
Εμπορικός	34,8 %	34,8 %	34,9 %	34,9 %	35 %	35,1 %	35,2 %	35,3 %	35,3 %	35,4 %	35,5 %
Αγροτικός	4,5 %	4,5 %	4,3 %	4,1 %	4 %	3,8 %	3,6 %	3,5 %	3,3 %	3,2 %	3,1 %
Διάφοροι	3 %	3 %	2,9 %	2,9 %	2,9 %	2,8 %	2,8 %	2,8 %	2,8 %	2,7 %	2,7 %

Με την εισαγωγή της συνολικής ζήτησης ανά έτος και σε δύο εκδοχές πρόβλεψης, το σενάριο αναφοράς «ΕΣΕΚ» και της «Υψηλής Ζήτησης», το λογισμικό με βάση των παραπάνω ποσοστών υπολογίζει και προβλέπει τη ζήτηση σε GWh ανά τομέα και έτος. Στα Σχήματα 5.1 και 5.2 και στους Πίνακες 5.3 και 5.4 παρουσιάζονται τα αποτελέσματα του προγράμματος, η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τη δεκαετία 2020 – 2030 σε GWh ανά τομέα καταναλωτή με βάση τα δύο σενάρια που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ.

Πίνακας 5.3: Η Συνολική Ζήτηση της Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh) ανά Έτος και Τομέα στην Ελλάδα σύμφωνα με το Σενάριο ΕΣΕΚ.

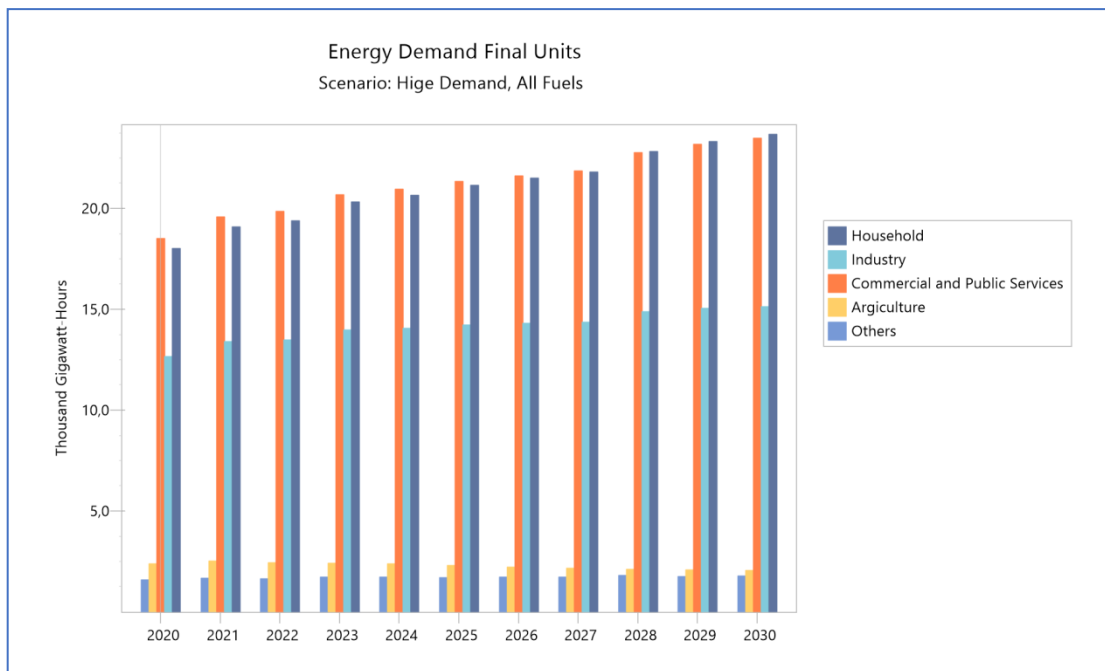
Energy Demand Final Units Scenario: ESEK, All Fuels Branch: Demand Units: Thousand Gigawatt-Hours												
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Household	18,0	18,4	18,4	19,1	19,4	19,8	20,0	20,2	20,9	21,4	21,7	217,4
Industry	12,7	12,9	12,8	13,2	13,2	13,3	13,3	13,3	13,6	13,8	13,9	146,1
Commercial and Public Services	18,5	18,9	18,9	19,5	19,7	20,0	20,1	20,2	20,8	21,3	21,6	219,4
Agriculture	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9	23,7
Others	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,6	1,6	17,8
Total	53,2	54,3	54,0	55,7	56,1	56,9	57,1	57,3	58,9	60,0	60,7	624,4



Σχήμα 5.1: Η Συνολική Ζήτηση της Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Έτος και Τομέα στην Ελλάδα σύμφωνα με το Σενάριο ESEK.

Πίνακας 5.4: Η Συνολική Ζήτηση της Ηλεκτρικής Ενέργειας (GWh) ανά Έτος και Τομέα στην Ελλάδα σύμφωνα με το Σενάριο High Demand.

Energy Demand Final Units Scenario: Hige Demand, All Fuels Branch: Demand Units: Thousand Gigawatt-Hours												
Branch	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Household	18,0	19,1	19,4	20,3	20,7	21,2	21,5	21,8	22,8	23,3	23,7	231,9
Industry	12,7	13,4	13,5	14,0	14,1	14,2	14,3	14,4	14,9	15,1	15,2	155,7
Commercial and Public Services	18,5	19,6	19,9	20,7	21,0	21,4	21,6	21,9	22,8	23,2	23,5	234,0
Agriculture	2,4	2,5	2,4	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	25,2
Others	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	18,9
Total	53,2	56,3	56,8	59,2	59,8	60,8	61,4	62,0	64,4	65,5	66,2	665,6



Σχήμα 5.2: Η Συνολική Ζήτηση της Ηλεκτρικής Ενέργειας ανά Έτος και Τομέα στην Ελλάδα σύμφωνα με το Σενάριο Υψηλής Ζήτησης.

5.3 Παρουσίαση Σεναρίων

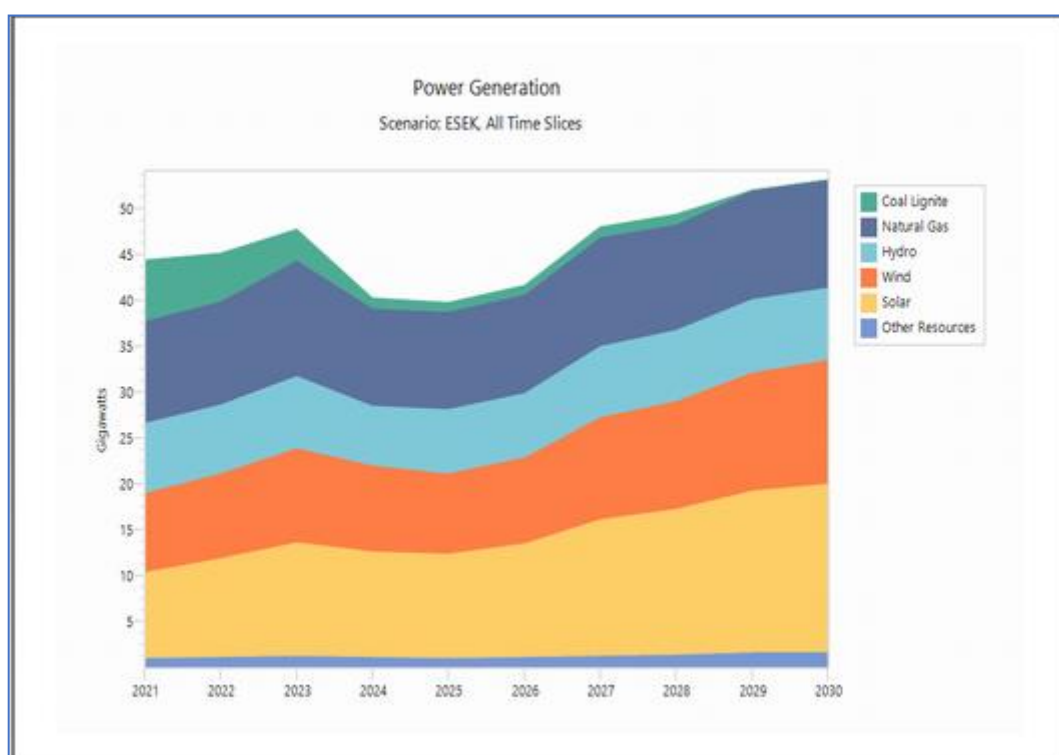
Στο λογισμικό Lear αναπτύχθηκαν δεκατέσσερα σενάρια τα οποία αναλύονται σε αυτή την ενότητα:

5.3.1 Πρώτο Σενάριο: ESEK

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του πρώτου σεναρίου (ESEK), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Lear και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης μέσου φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 44,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 53,1 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας και οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ. Στον Πίνακα 5.5 και στο Σχήμα 5.3 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.5: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου ΕΣΕΚ.

Power Generation Scenario: ESEK, All Time Slices Branch: Transformation\Electricity Generation\Processes Units: Gigawatts	
Branch	2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 Total
Coal Lignite	6,6 5,3 3,4 1,1 1,0 1,0 1,1 1,1 - - 20,6
Natural Gas	11,2 11,2 12,6 10,6 10,6 10,7 11,8 11,5 11,9 11,7 113,7
Hydro	7,6 7,6 7,8 6,6 7,0 7,0 7,8 7,8 8,0 7,9 75,0
Wind	8,7 9,2 10,3 9,3 8,8 9,5 11,1 11,7 13,0 13,5 105,2
Solar	9,3 10,7 12,4 11,6 11,3 12,4 14,9 15,9 17,6 18,3 134,4
Other Resources	1,0 1,1 1,2 1,1 1,1 1,1 1,2 1,4 1,6 1,6 12,4
Total	44,3 45,1 47,8 40,3 39,7 41,6 48,0 49,4 52,0 53,1 461,2



Σχήμα 5.3: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου ΕΣΕΚ.

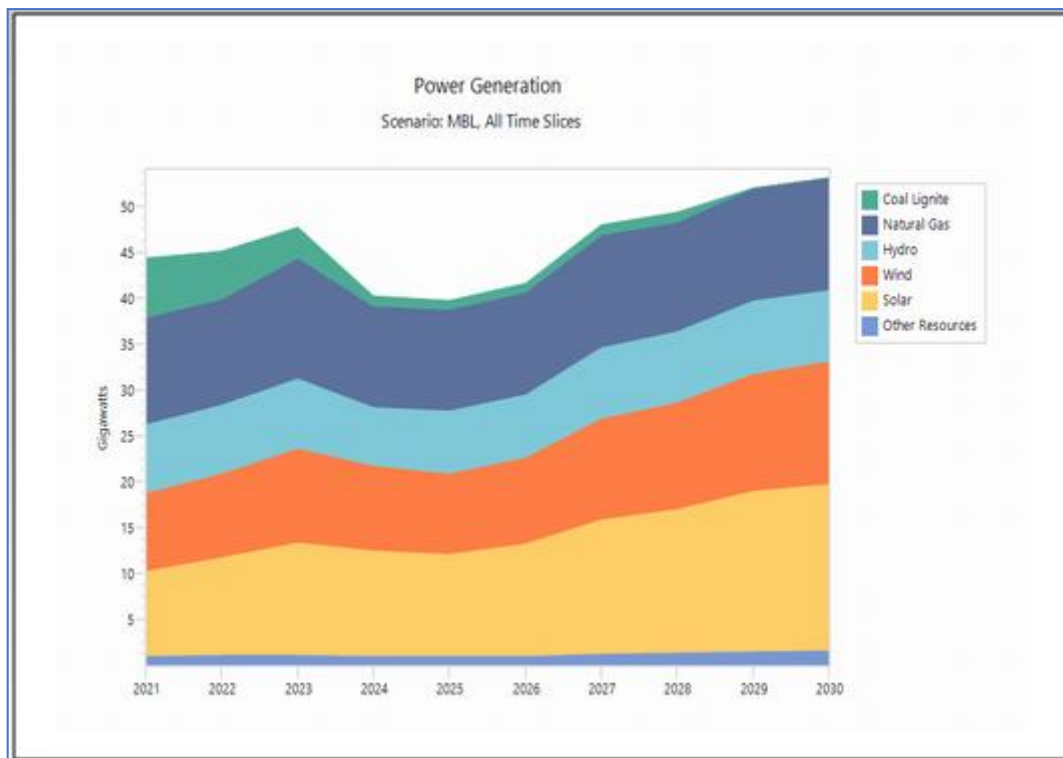
5.3.2 Δεύτερο Σενάριο: MBL

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του δεύτερου σεναρίου (MBL), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Lear και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης μέσου φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 44,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 53,1 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα

Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ ενώ οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα αυξημένα κατά 5%. Στον Πίνακα 5.6 και στο Σχήμα 5.4 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.6: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MBL.

Power Generation Scenario: MBL, All Time Slices Branch: Transformation\Electricity Generation\Processes Units: Gigawatts											
Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Coal Lignite	6,5	5,2	3,4	1,1	1,0	1,0	1,1	1,1	-	-	20,3
Natural Gas	11,6	11,6	13,1	11,0	11,0	11,0	12,3	12,0	12,3	12,2	118,0
Hydro	7,5	7,5	7,7	6,5	6,9	6,9	7,7	7,7	7,9	7,8	74,0
Wind	8,6	9,1	10,2	9,2	8,7	9,3	11,0	11,6	12,8	13,3	103,9
Solar	9,2	10,6	12,2	11,5	11,1	12,2	14,7	15,7	17,4	18,1	132,8
Other Resources	1,0	1,1	1,2	1,0	1,0	1,1	1,2	1,4	1,6	1,6	12,2
Total	44,3	45,1	47,8	40,3	39,7	41,6	48,0	49,4	52,0	53,1	461,2



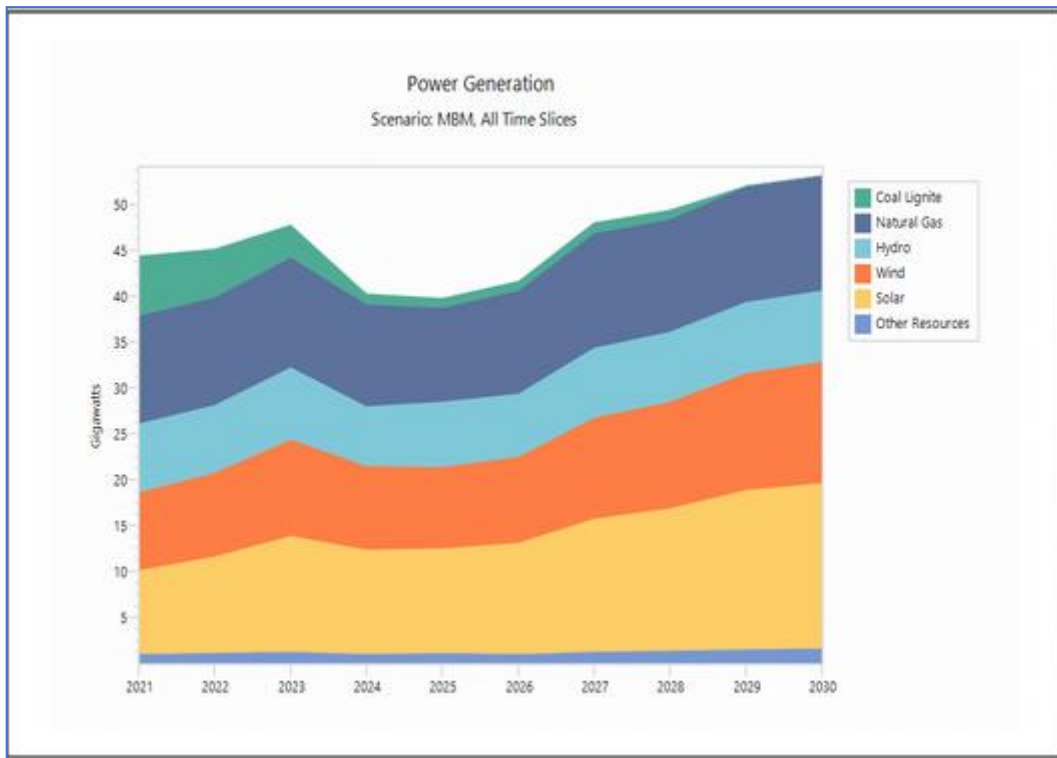
Σχήμα 5.4: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MBL.

5.3.3 Τρίτο Σενάριο: MBM

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του τρίτου σεναρίου (MBM), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Lear και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης μέσου φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 44,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 53,1 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ ενώ οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα αυξημένα κατά 8%. Στον Πίνακα 5.7 και στο Σχήμα 5.5 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.7: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MBM.

Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Coal Lignite	6,4	5,2	3,5	1,1	1,0	1,0	1,1	1,1	-	-	20,3
Natural Gas	11,8	11,8	12,0	11,2	10,2	11,3	12,5	12,2	12,6	12,4	118,1
Hydro	7,4	7,4	7,9	6,4	7,1	6,9	7,7	7,6	7,8	7,8	74,0
Wind	8,5	9,1	10,5	9,1	8,9	9,3	10,9	11,5	12,7	13,3	103,8
Solar	9,1	10,5	12,6	11,4	11,4	12,1	14,6	15,6	17,3	18,0	132,7
Other Resources	1,0	1,1	1,2	1,0	1,1	1,1	1,2	1,4	1,5	1,6	12,2
Total	44,3	45,1	47,8	40,3	39,7	41,6	48,0	49,4	52,0	53,1	461,2



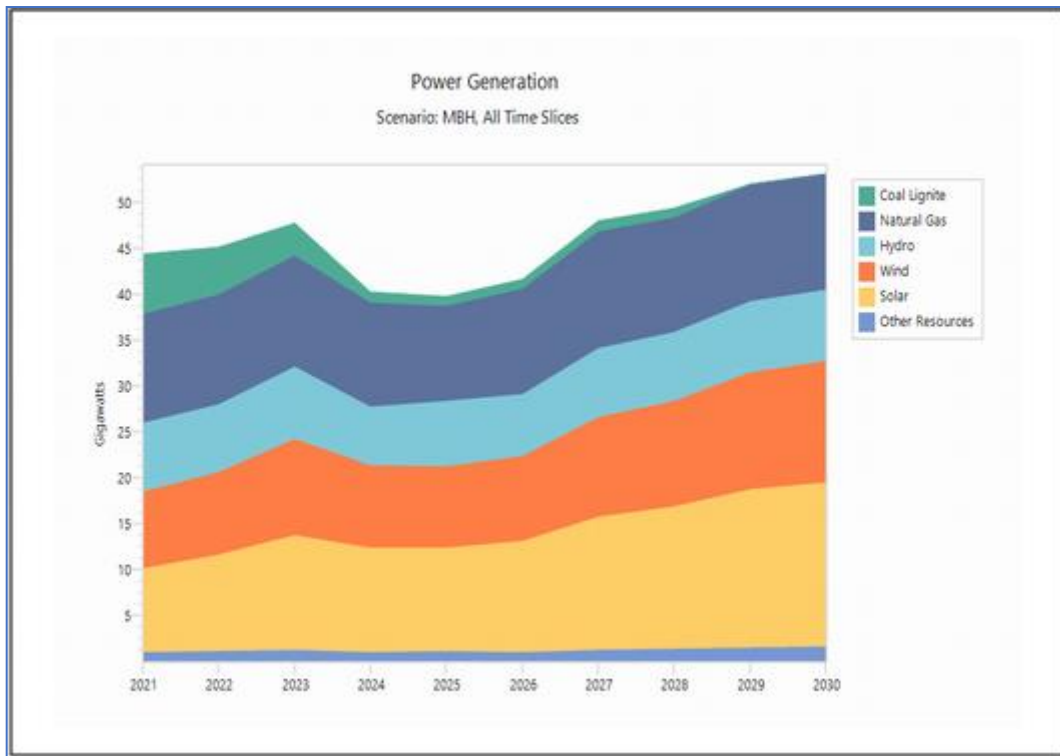
Σχήμα 5.5: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MBM.

5.3.4 Τέταρτο Σενάριο: MBH

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του τέταρτου σεναρίου (MBH), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Lear και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης μέσου φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 44,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 53,1 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ ενώ οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα αυξημένα κατά 10%. Στον Πίνακα 5.8 και στο Σχήμα 5.6 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.8: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MBH.

Power Generation Scenario: MBH, All Time Slices Branch: Transformation\Electricity Generation\Processes Units: Gigawatts												
Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Coal Lignite	6,4	5,1	3,5	1,1	1,0	1,0	1,1	1,1	-	-	20,2	
Natural Gas	12,0	12,0	12,2	11,4	10,4	11,4	12,7	12,4	12,8	12,6	119,8	
Hydro	7,4	7,4	7,9	6,4	7,0	6,9	7,6	7,6	7,8	7,7	73,7	
Wind	8,5	9,0	10,5	9,1	8,9	9,2	10,9	11,5	12,7	13,2	103,4	
Solar	9,1	10,5	12,6	11,3	11,4	12,1	14,5	15,5	17,2	18,0	132,0	
Other Resources	1,0	1,1	1,2	1,0	1,1	1,0	1,2	1,4	1,5	1,6	12,2	
Total	44,3	45,1	47,8	40,3	39,7	41,6	48,0	49,4	52,0	53,1	461,2	



Σχήμα 5.6: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MBH.

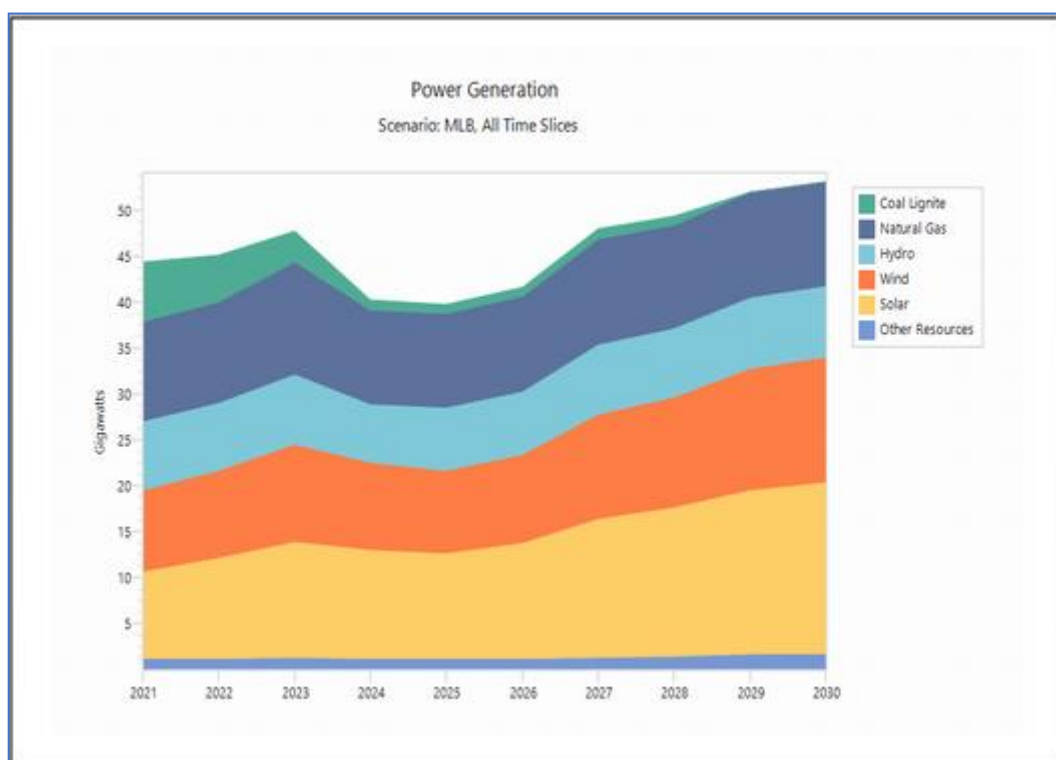
5.3.5 Πέμπτο Σενάριο: MLB

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του πέμπτου σεναρίου (MLB), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Lear και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης μέσου φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 44,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 53,1 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο

ΑΔΜΗΕ ενώ οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα αυξημένα κατά 5%. Στον Πίνακα 5.9 και στο Σχήμα 5.7 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.9: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MLB.

Power Generation Scenario: MLB, All Time Slices Branch: Transformation\Electricity Generation\Processes Units: Gigawatts												
Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Coal Lignite	6,4	5,2	3,3	1,1	1,0	1,0	1,1	1,1	-	-	20,1	
Natural Gas	10,9	10,9	12,3	10,3	10,3	10,4	11,5	11,2	11,5	11,4	110,7	
Hydro	7,4	7,4	7,6	6,4	6,8	6,8	7,6	7,5	7,8	7,7	73,0	
Wind	8,9	9,5	10,6	9,5	9,0	9,7	11,4	12,0	13,2	13,7	107,5	
Solar	9,6	11,0	12,7	11,9	11,6	12,6	15,2	16,2	18,0	18,7	137,3	
Other Resources	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,3	1,4	1,6	1,6	12,7	
Total	44,3	45,1	47,8	40,3	39,7	41,6	48,0	49,4	52,0	53,1	461,2	



Σχήμα 5.7: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MLB.

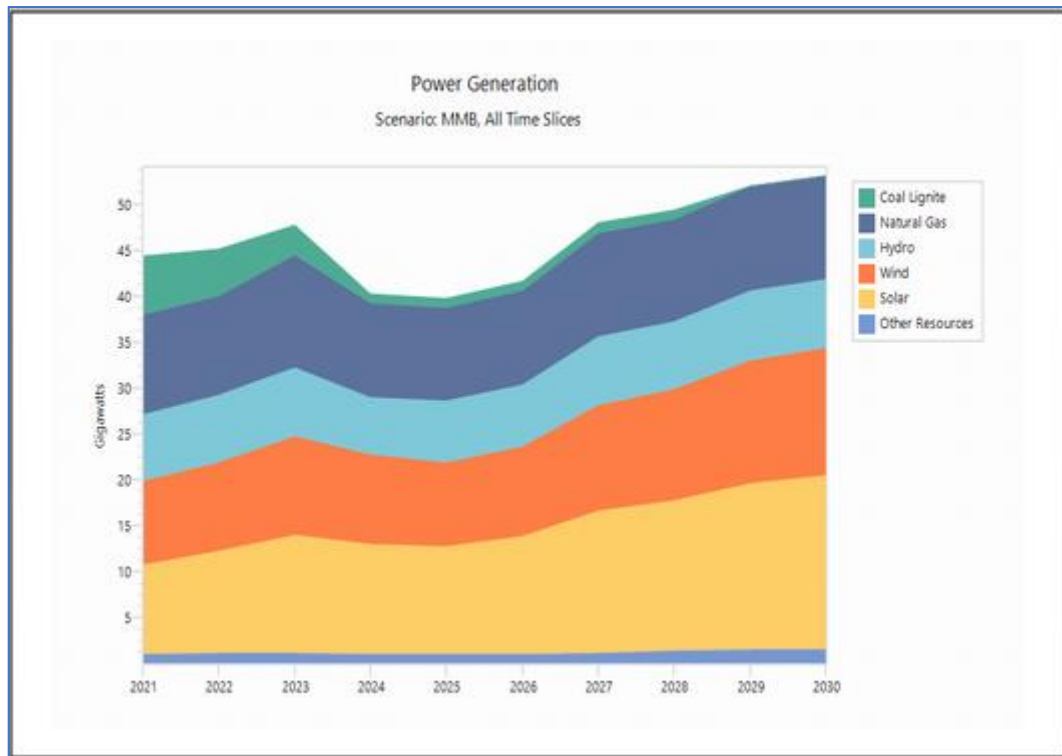
5.3.6 Έκτο Σενάριο: MMB

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του έκτου σεναρίου (MMB), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Lear και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης μέσου φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 44,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 53,1 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον

Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ ενώ οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα αυξημένα κατά 8%. Στον Πίνακα 5.10 και στο Σχήμα 5.8 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.10: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MMB.

Power Generation Scenario: MMB, All Time Slices Branch: Transformation\Electricity Generation\Processes Units: Gigawatts											
Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Coal Lignite	6,4	5,1	3,3	1,1	1,0	1,0	1,1	1,0	-	-	19,9
Natural Gas	10,8	10,8	12,2	10,2	10,2	10,2	11,3	11,0	11,3	11,2	109,2
Hydro	7,3	7,3	7,5	6,3	6,7	6,8	7,5	7,4	7,6	7,5	72,0
Wind	9,1	9,6	10,8	9,7	9,2	9,8	11,5	12,1	13,4	13,9	109,0
Solar	9,7	11,2	12,9	12,0	11,7	12,8	15,4	16,4	18,2	18,9	139,3
Other Resources	1,0	1,1	1,2	1,0	1,0	1,0	1,2	1,3	1,5	1,5	11,9
Total	44,3	45,1	47,8	40,3	39,7	41,6	48,0	49,4	52,0	53,1	461,2



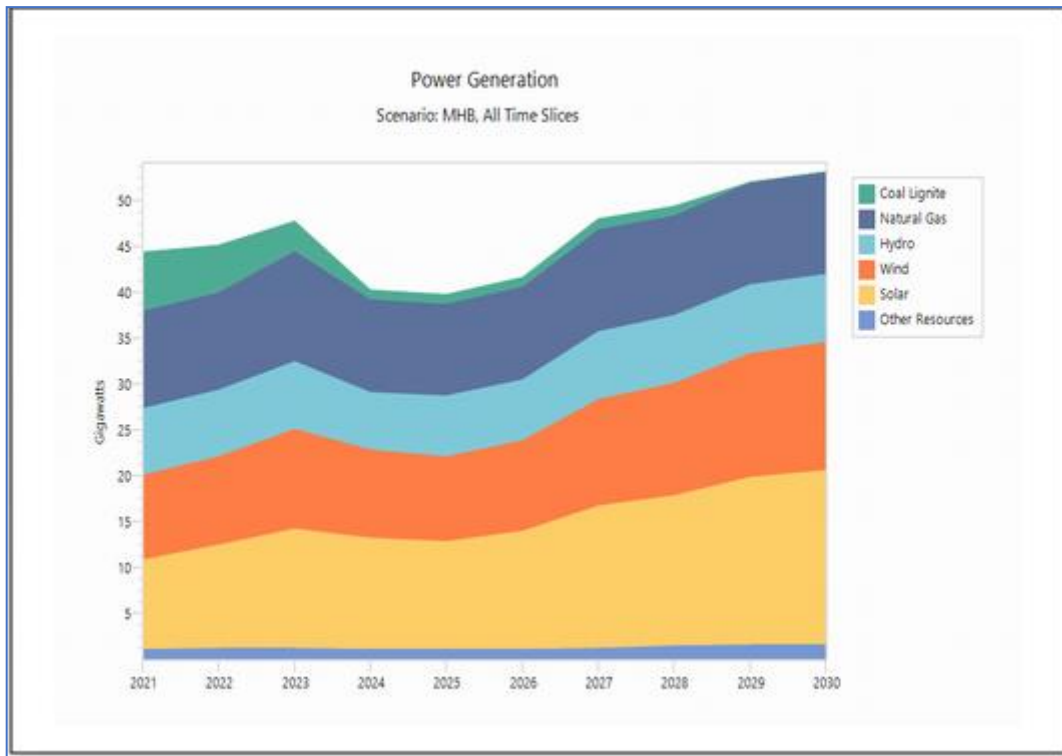
Σχήμα 5.8: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MMB.

5.3.7 Έβδομο Σενάριο: ΜΗΒ

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του έβδομου σεναρίου (ΜΗΒ), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Lear και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης μέσου φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 44,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 53,1 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ ενώ οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα αυξημένα κατά 10%. Στον Πίνακα 5.11 και στο Σχήμα 5.9 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.11: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου ΜΗΒ.

Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Coal Lignite	6,3	5,0	3,2	1,1	0,9	1,0	1,1	1,0	-	-	19,6
Natural Gas	10,7	10,7	12,0	10,1	10,1	10,1	11,2	10,9	11,2	11,0	107,9
Hydro	7,3	7,2	7,4	6,2	6,6	6,7	7,4	7,3	7,5	7,4	71,1
Wind	9,1	9,7	10,8	9,7	9,2	9,9	11,6	12,2	13,4	14,0	109,7
Solar	9,8	11,3	13,0	12,1	11,8	12,9	15,5	16,5	18,3	19,0	140,1
Other Resources	1,1	1,2	1,3	1,1	1,1	1,1	1,3	1,4	1,6	1,7	12,9
Total	44,3	45,1	47,8	40,3	39,7	41,6	48,0	49,4	52,0	53,1	461,2



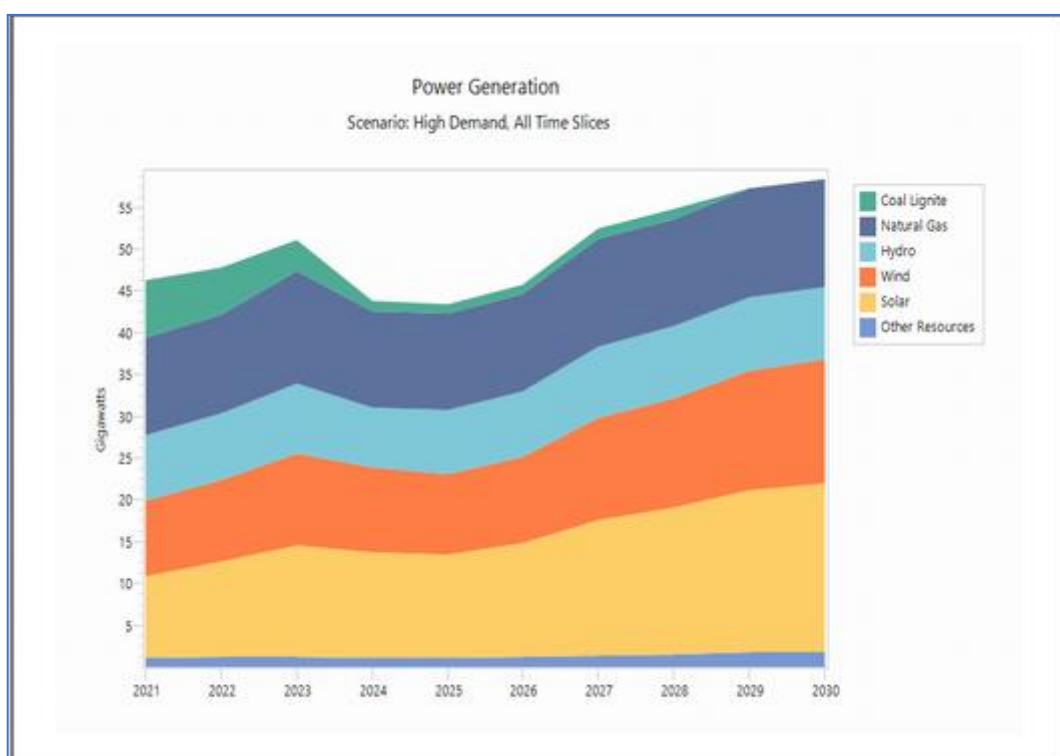
Σχήμα 5.9: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου MHB.

5.3.8 Όγδοο Σενάριο: High Demand

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του όγδου σεναρίου (High Demand), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Leap και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης υψηλού φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 46,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 58,3 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας και οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ. Στον Πίνακα 5.12 και στο Σχήμα 5.10 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.12: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου High Demand.

Power Generation Scenario: High Demand, All Time Slices Branch: Transformation\Electricity Generation\Processes Units: Gigawatts												
Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Coal Lignite	6,8	5,6	3,6	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	-	-	21,9	
Natural Gas	11,7	11,8	13,5	11,5	11,6	11,7	12,9	12,8	13,1	12,9	123,5	
Hydro	7,9	8,0	8,3	7,1	7,6	7,7	8,5	8,6	8,8	8,7	81,4	
Wind	9,1	9,8	11,1	10,1	9,6	10,4	12,2	13,0	14,3	14,8	114,4	
Solar	9,7	11,4	13,3	12,6	12,3	13,6	16,3	17,6	19,4	20,2	146,4	
Other Resources	1,1	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,7	1,8	13,5	
Total	46,3	47,8	51,1	43,8	43,5	45,8	52,5	54,8	57,3	58,3	501,2	



Σχήμα 5.10: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου High Demand.

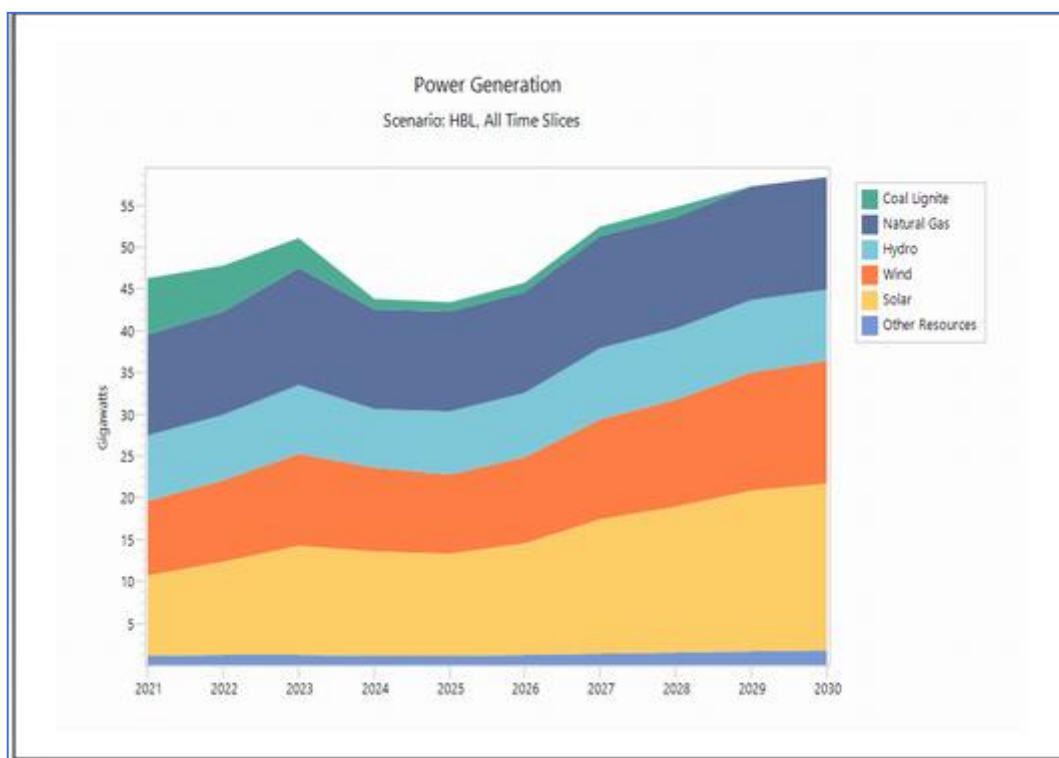
5.3.9 Ένατο Σενάριο: HBL

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του ένατου σεναρίου (HBL), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Lear και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης υψηλού φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 46,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 58,3 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο

ΑΔΜΗΕ ενώ οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα αυξημένα κατά 5%. Στον Πίνακα 5.13 και στο Σχήμα 5.11 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.13: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HBL.

Power Generation Scenario: HBL, All Time Slices Branch: Transformation\Electricity Generation\Processes Units: Gigawatts												
Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Coal Lignite	6,8	5,5	3,6	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	-	-	21,7	
Natural Gas	12,1	12,3	14,0	12,0	12,0	12,2	13,4	13,3	13,6	13,4	128,1	
Hydro	7,8	7,9	8,2	7,0	7,5	7,6	8,4	8,5	8,7	8,6	80,4	
Wind	8,9	9,7	10,9	10,0	9,5	10,3	12,0	12,9	14,1	14,7	113,0	
Solar	9,6	11,2	13,1	12,5	12,2	13,4	16,1	17,4	19,2	19,9	144,6	
Other Resources	1,1	1,2	1,3	1,1	1,1	1,2	1,3	1,5	1,7	1,8	13,3	
Total	46,3	47,8	51,1	43,8	43,5	45,8	52,5	54,8	57,3	58,3	501,2	



Σχήμα 5.11: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HBL.

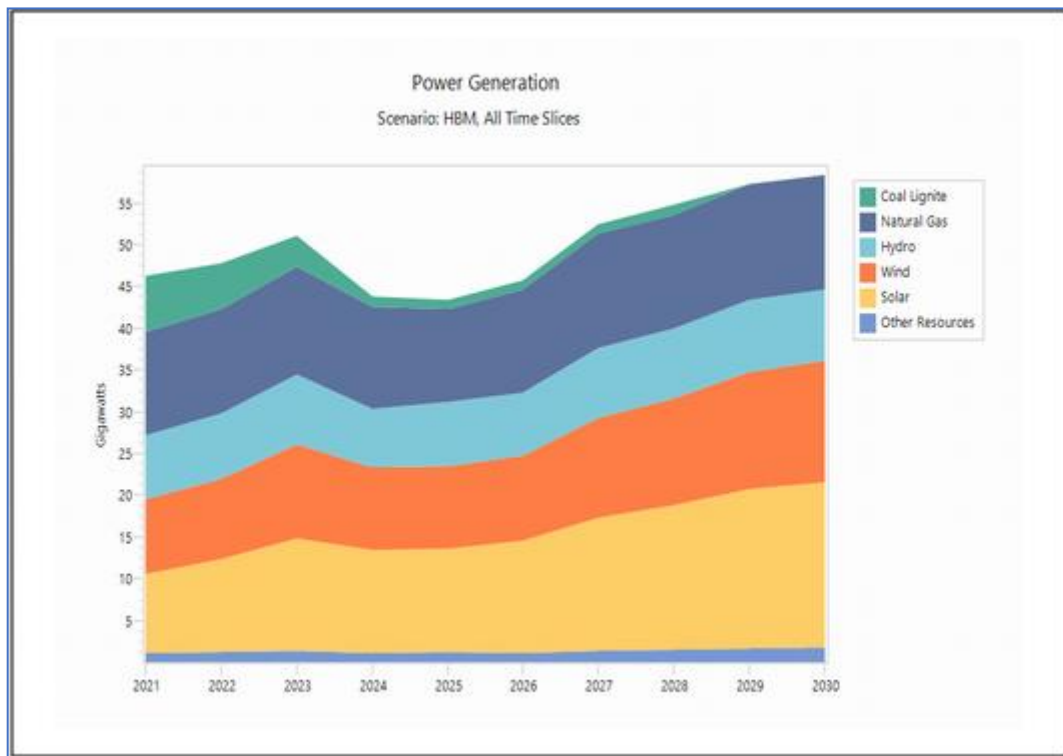
5.3.10 Δέκατο Σενάριο: HBM

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του δέκατου σεναρίου (HBM), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Lear και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης υψηλού φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 46,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 58,3 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον

Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ ενώ οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα αυξημένα κατά 8%. Στον Πίνακα 5.14 και στο Σχήμα 5.12 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.14: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HBM.

Power Generation Scenario: HBM, All Time Slices Branch: Transformation\Electricity Generation\Processes Units: Gigawatts											
Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Coal Lignite	6,7	5,5	3,7	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	-	-	21,7
Natural Gas	12,3	12,5	12,9	12,2	11,2	12,4	13,7	13,6	13,9	13,7	128,3
Hydro	7,7	7,9	8,5	7,0	7,7	7,6	8,4	8,5	8,6	8,5	80,4
Wind	8,9	9,6	11,2	9,9	9,8	10,2	12,0	12,8	14,0	14,6	113,0
Solar	9,5	11,2	13,5	12,4	12,5	13,3	16,0	17,3	19,1	19,8	144,5
Other Resources	1,1	1,2	1,3	1,1	1,2	1,2	1,3	1,5	1,7	1,7	13,3
Total	46,3	47,8	51,1	43,8	43,5	45,8	52,5	54,8	57,3	58,3	501,2



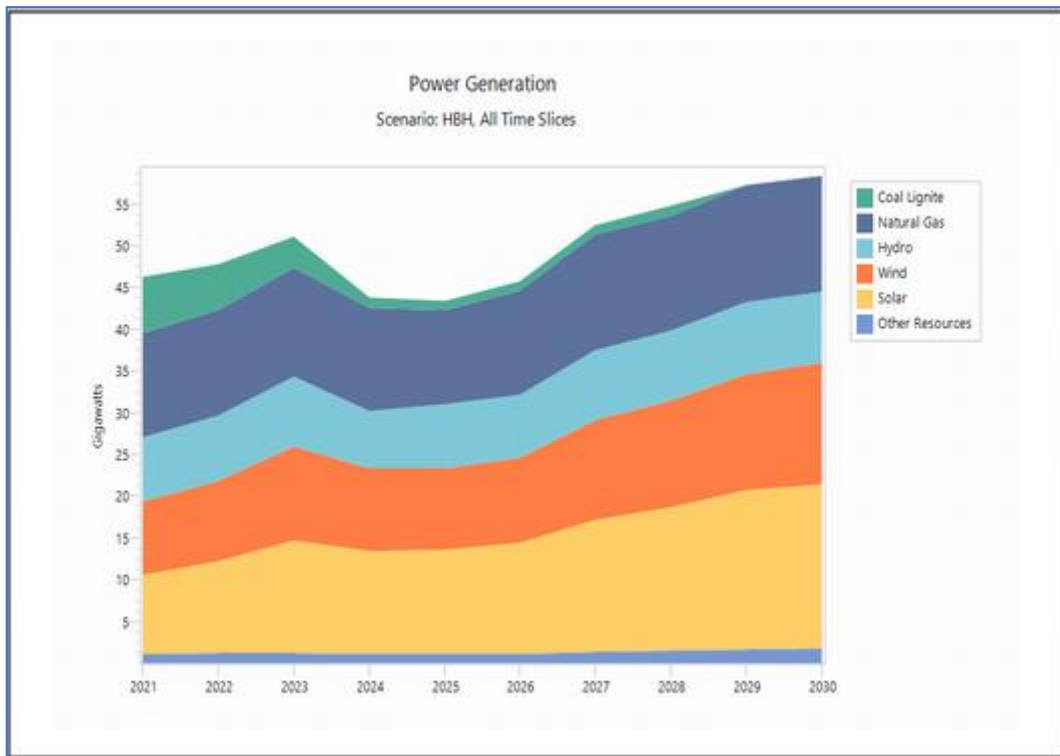
Σχήμα 5.12: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HBM.

5.3.11 Ενδέκατο Σενάριο: HBH

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του ενδέκατου σεναρίου (HBH), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Lear και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης υψηλού φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 46,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 58,3 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ ενώ οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα αυξημένα κατά 10%. Στον Πίνακα 5.15 και στο Σχήμα 5.13 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.15: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HBH.

Power Generation											
Scenario: HBH, All Time Slices											
Branch: Transformation\Electricity Generation\Processes											
Units: Gigawatts											
Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Coal Lignite	6,7	5,4	3,7	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	-	-	21,6
Natural Gas	12,5	12,7	13,0	12,4	11,3	12,6	13,9	13,8	14,1	13,9	130,1
Hydro	7,7	7,8	8,4	6,9	7,7	7,5	8,3	8,4	8,6	8,5	80,0
Wind	8,8	9,6	11,2	9,9	9,7	10,2	11,9	12,7	14,0	14,5	112,4
Solar	9,5	11,1	13,4	12,3	12,4	13,3	15,9	17,2	19,0	19,7	143,8
Other Resources	1,1	1,2	1,3	1,1	1,2	1,2	1,3	1,5	1,7	1,7	13,2
Total	46,3	47,8	51,1	43,8	43,5	45,8	52,5	54,8	57,3	58,3	501,2



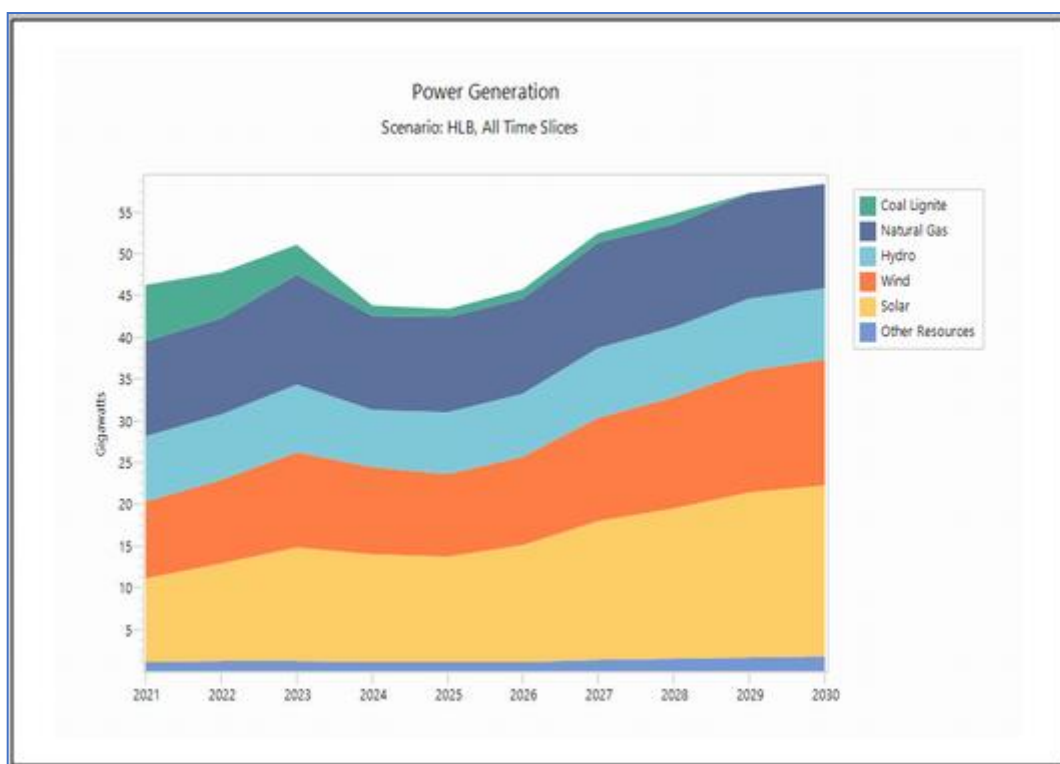
Σχήμα 5.13: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HBH.

5.3.12 Δωδέκατου Σενάριο: HLB

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του δωδέκατου σεναρίου (HLB), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Lear και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης υψηλού φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 46,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 58,3 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ ενώ οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα αυξημένα κατά 5%. Στον Πίνακα 5.16 και στο Σχήμα 5.14 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.16: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HLB.

Power Generation Scenario: HLB, All Time Slices Branch: Transformation\Electricity Generation\Processes Units: Gigawatts												
Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total	
Coal Lignite	6,7	5,5	3,6	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2	-	-	21,4	
Natural Gas	11,4	11,6	13,2	11,3	11,3	11,4	12,6	12,4	12,7	12,5	120,4	
Hydro	7,7	7,8	8,1	6,9	7,4	7,5	8,3	8,4	8,6	8,4	79,3	
Wind	9,3	10,1	11,3	10,4	9,9	10,7	12,5	13,3	14,6	15,1	117,1	
Solar	10,0	11,7	13,6	12,9	12,7	13,9	16,6	18,0	19,8	20,6	149,8	
Other Resources	1,1	1,2	1,3	1,1	1,1	1,2	1,3	1,5	1,7	1,7	13,1	
Total	46,3	47,8	51,1	43,8	43,5	45,8	52,5	54,8	57,3	58,3	501,2	



Σχήμα 5.14: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HLB.

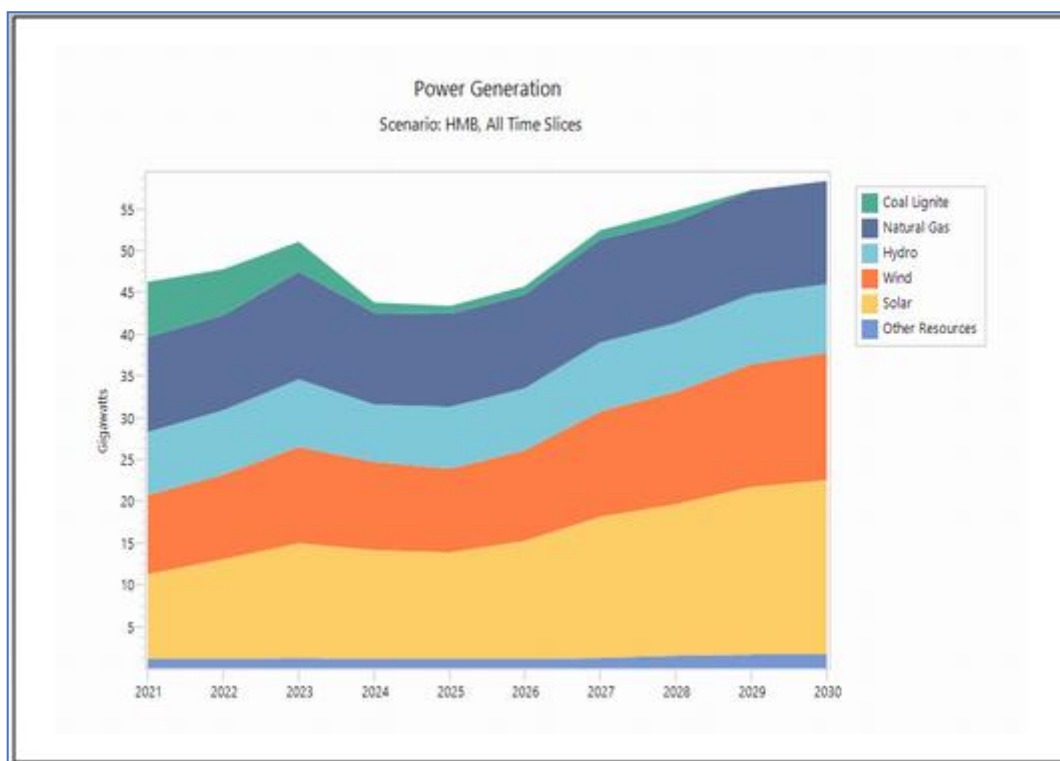
5.3.13 Δέκατο τρίτο Σενάριο: HMB

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του δέκατου τρίτου σεναρίου (HMB), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Leap και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης υψηλού φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 46,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 58,3 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της

ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ ενώ οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα αυξημένα κατά 8%. Στον Πίνακα 5.17 και στο Σχήμα 5.15 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.17: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HMB.

Power Generation Scenario: HMB, All Time Slices Branch: Transformation\Electricity Generation\Processes Units: Gigawatts	
Branch	2021 2022 2023 2024 2025 2026 2027 2028 2029 2030 Total
Coal Lignite	6,6 5,4 3,5 1,2 1,1 1,1 1,2 1,2 - - 21,2
Natural Gas	11,3 11,4 13,0 11,1 11,1 11,3 12,4 12,2 12,5 12,3 118,6
Hydro	7,7 7,7 8,0 6,8 7,3 7,4 8,2 8,2 8,4 8,3 78,2
Wind	9,5 10,2 11,5 10,5 10,0 10,8 12,6 13,5 14,7 15,3 118,6
Solar	10,2 11,9 13,8 13,1 12,8 14,1 16,8 18,2 20,0 20,8 151,7
Other Resources	1,1 1,2 1,2 1,1 1,1 1,1 1,3 1,5 1,7 1,7 12,9
Total	46,3 47,8 51,1 43,8 43,5 45,8 52,5 54,8 57,3 58,3 501,2



Σχήμα 5.15: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου HMB.

5.3.14 Δέκατο Τέταρτο Σενάριο: ΗΗΒ

Σύμφωνα με τα αποτελέσματα του δέκατου τέταρτο σεναρίου (ΗΗΒ), που αναπτύχθηκε στο πρόγραμμα Lear και αναφέρεται στην πρόβλεψη ζήτησης υψηλού φορτίου, η συνολική παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας το 2021 υπολογίστηκε 46,3 GW και η πρόβλεψη φτάνει έως 58,3 GW το 2030. Τα δεδομένα και οι τιμές του σεναρίου προβλέφθηκαν από τον Ανεξάρτητο Διαχειριστή Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που καταρτίζει. Στο παρών σενάριο, οι μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου συμμετέχουν στο ποσοστό μείγματος της ηλεκτροπαραγωγής στο βαθμό που ορίζει ο ΑΔΜΗΕ ενώ οι Ανανεώσιμες Μορφές Ενέργειας συμμετέχουν στο ενεργειακό μείγμα αυξημένα κατά 10%. Στον Πίνακα 5.18 και στο Σχήμα 5.16 που παρουσιάζονται παρακάτω, εμφανίζεται αναλυτικά η παραγωγή ανά είδος ηλεκτροπαραγωγής.

Πίνακας 5.18: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου ΗΗΒ.

Power Generation											
Scenario: ΗΗΒ, All Time Slices											
Branch: Transformation\Electricity Generation\Processes											
Units: Gigawatts											
Branch	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
Coal Lignite	6,6	5,3	3,5	1,2	1,0	1,1	1,2	1,1	-	-	21,0
Natural Gas	11,2	11,3	12,9	11,0	11,0	11,1	12,3	12,1	12,3	12,1	117,4
Hydro	7,6	7,7	8,0	6,8	7,3	7,4	8,1	8,2	8,3	8,2	77,4
Wind	9,6	10,3	11,6	10,6	10,1	10,9	12,7	13,6	14,8	15,4	119,6
Solar	10,3	12,0	13,9	13,2	12,9	14,2	17,0	18,3	20,2	20,9	152,9
Other Resources	1,1	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,3	1,5	1,6	1,7	12,8
Total	46,3	47,8	51,1	43,8	43,5	45,8	52,5	54,8	57,3	58,3	501,2



Σχήμα 5.16: Το Ενεργειακό Μείγμα του Σεναρίου ΗΗΒ.

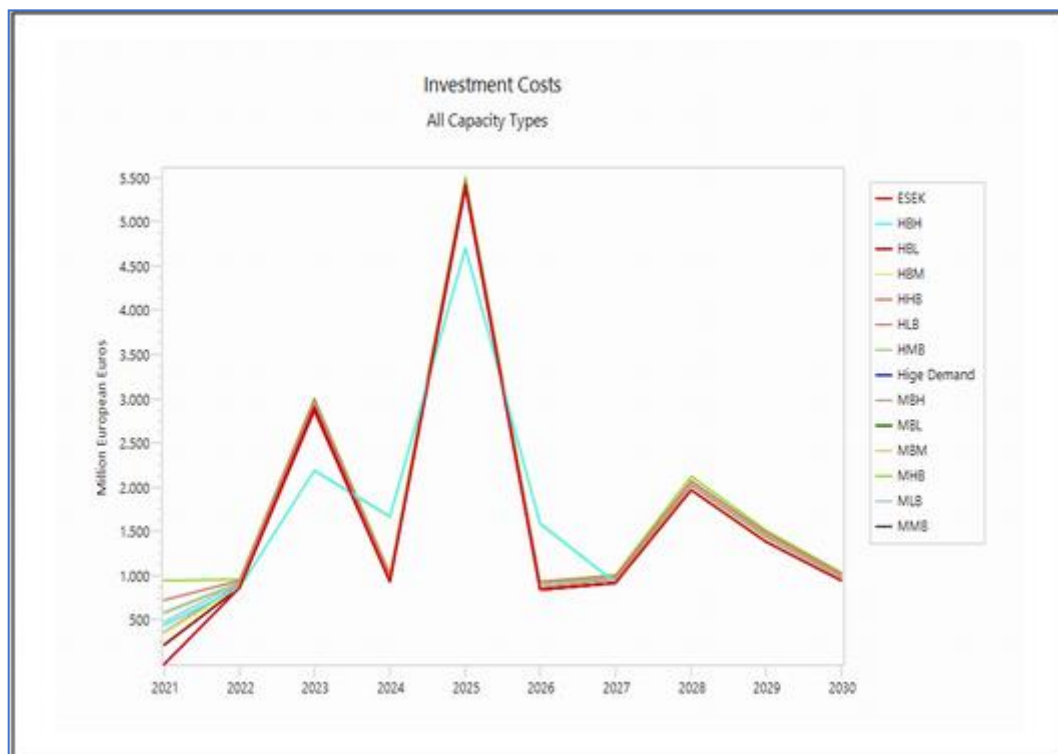
5.4 Συσχέτιση Σεναρίων

Με τη χρήση του προγράμματος Leap αναπτύχθηκαν δεκατέσσερα σενάρια. Τα δύο κύρια σενάρια αφορούν α) το πρώτο σενάριο αναφοράς για κανονική- μέση ζήτηση ενέργειας, το «ΕΣΕΚ», και β) το δεύτερο που αναφέρεται στην πρόβλεψη «Αυξανόμενης Ζήτησης» ηλεκτρικής ενέργειας. Τα δύο σενάρια εκτιμήθηκαν από τον ΑΔΜΗΕ στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης. Από κάθε κύριο σενάριο δημιουργούνται έξι «υποσενάρια», που τα πρώτα έξι αναφέρονται στην εκτιμώμενη ζήτηση «ΕΣΕΚ» και τα υπόλοιπα έξι αφορούν την «Αυξανόμενη Ζήτηση». Τα ακραία σενάρια αύξησης αναφέρονται σε αυξημένη διείσδυση και χρήση, κατά 10%, Ανανεώσιμων Μορφών Ενέργειας (σενάρια «ΗΗΒ», «ΜΗΒ») είτε μονάδες παραγωγής Φυσικού Αερίου (σενάρια «ΗΒΗ», «ΜΒΗ») για την ηλεκτροπαραγωγή.

5.4.1 Κόστος των Επενδύσεων

Το κόστος επένδυσης για κάθε σενάριο εκτιμάται από το κόστος κεφαλαίου που απαιτείται για κάθε νέο σταθμό παραγωγής και την εγκατεστημένη ισχύ του που

εγκαθίσταται κάθε χρόνο. Στο Σχήμα 5.17 παρουσιάζονται το κόστος επένδυσης για τα δεκατέσσερα σενάρια.



Σχήμα 5.17: Το Κόστος Επένδυσης του Ενεργειακού Μείγματος ανά Έτος και Σενάριο.

Από το Σχήμα 5.17 παρατηρείται ότι το επενδυτικό κόστος είναι περίπου το ίδιο σε όλα τα σενάρια. Το έτος 2025 υπάρχει κατακόρυφη αύξηση του κόστους επένδυσης λόγω της ένταξης νέων μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Το 2025 εντάσσονται στο σύστημα νέες υδροηλεκτρικές μονάδες, νέος σταθμός φυσικού αερίου και ταυτόχρονα συνεχίζεται η αυξανόμενη διείσδυση ανανεώσιμων μορφών ενέργειας με αιολικά πάρκα και φωτοβολταϊκούς σταθμούς. Στον Πίνακα 5.19 παρουσιάζονται αναλυτικά τα σενάρια με το κόστος ανά έτος:

Πίνακας 5.19: Το Κόστος Επένδυσης του Ενεργειακού Μείγματος ανά Έτος και Σενάριο.

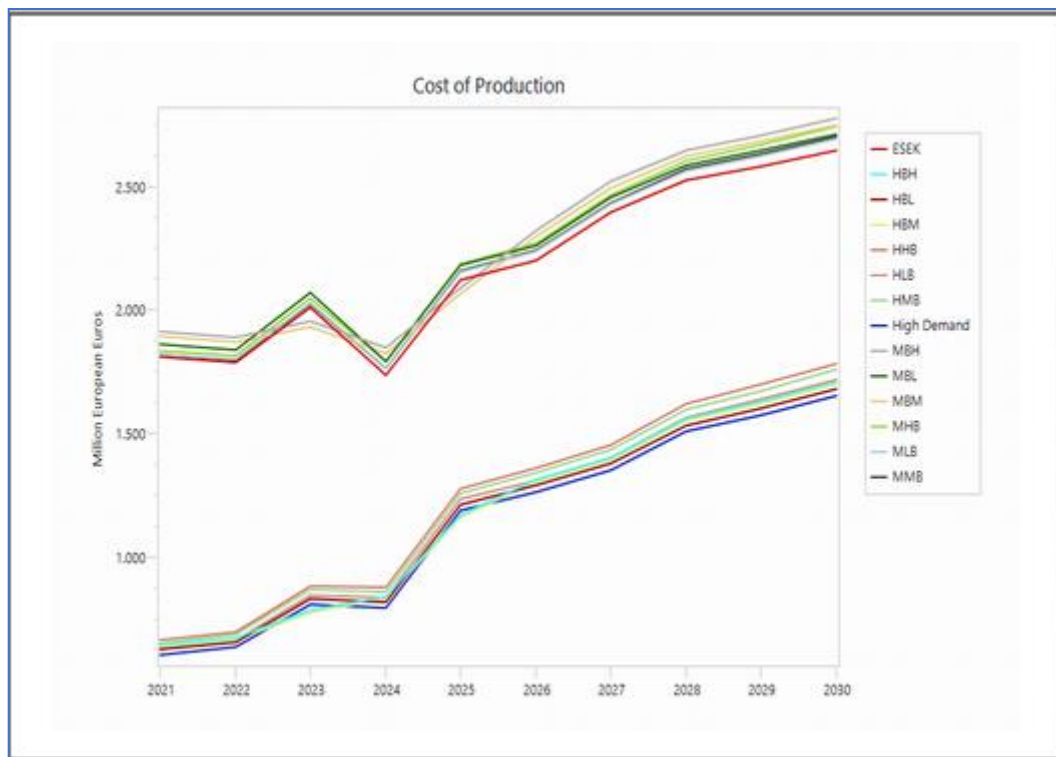
Investment Costs All Capacity Types Branch: Transformation\Electricity Generation Units: Real 2021 Million European Euros.											
Scenario	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030 Total	
ESEK	-	871,2	2.869,1	932,6	5.383,2	847,8	920,1	1.973,5	1.381,8	946,9	16.126,3
HBH	438,0	871,2	2.191,8	1.677,7	4.706,7	1.591,9	920,1	1.973,5	1.381,8	946,9	16.699,7
HBL	219,0	871,2	2.903,0	932,6	5.417,1	847,8	920,1	1.973,5	1.381,8	946,9	16.413,0
HBM	350,5	871,2	2.191,8	1.664,1	4.706,7	1.578,4	920,1	1.973,5	1.381,8	946,9	16.585,0
HNB	731,3	939,9	2.990,8	1.011,9	5.468,8	928,6	1.000,7	2.080,3	1.484,5	1.025,0	17.661,8
HLB	365,7	905,4	2.930,0	972,3	5.445,5	868,8	960,4	2.026,8	1.433,1	986,0	16.894,0
HMB	585,1	926,1	2.966,5	996,0	5.451,7	912,5	984,6	2.059,0	1.463,9	1.009,4	17.354,7
Hige Demand	-	871,2	2.869,1	932,6	5.383,2	847,8	920,1	1.973,5	1.381,8	946,9	16.126,3
MBH	438,0	871,2	2.191,8	1.677,7	4.706,7	1.591,9	920,1	1.973,5	1.381,8	946,9	16.699,7
MBL	219,0	871,2	2.903,0	932,6	5.417,1	847,8	920,1	1.973,5	1.381,8	946,9	16.413,0
MBM	350,5	871,2	2.191,8	1.664,1	4.706,7	1.578,4	920,1	1.973,5	1.381,8	946,9	16.585,0
MHB	951,1	958,3	3.009,2	1.025,9	5.503,4	932,6	1.012,1	2.129,8	1.520,0	1.041,6	18.084,0
MLB	475,7	914,6	2.939,2	979,3	5.463,0	870,5	966,1	2.051,8	1.450,6	994,3	17.105,1
MMB	585,1	926,1	2.966,5	996,0	5.451,7	912,5	984,6	2.059,0	1.463,9	1.009,4	17.354,7
Total	5.709,0	12.540,0	38.113,5	16.395,5	73.211,4	15.157,2	13.269,5	28.194,7	19.870,1	13.641,3	236.102,1

Από τον πίνακα προκύπτει ότι το υψηλότερο κόστος επένδυσης αφορά τα σενάρια «MHB», «HNB», «HMB» και «MMB». Μέσα στην δεκαετία για το σενάριο «MHB», με το μεγαλύτερο κόστος, θα επενδυθούν 18.084 δισεκατομμύρια ευρώ. Το μικρότερο επενδυτικό κόστος παρουσιάζεται στα σενάρια «ΕΣΕΚ» και «Υψηλή Ζήτησης» του ΑΔΜΗΕ επειδή δεν υπάρχει πρόσθετη διείδυση σταθμών παραγωγής. Επίσης βασικό συμπέρασμα είναι ότι υπάρχει υψηλότερο κόστος επένδυσης στα σενάρια με αυξημένη διείδυση ΑΠΕ (μεγάλο κόστος κεφαλαίου) ενώ οι μονάδες φυσικού αερίου δεν ανεβάζουν ιδιαίτερα το κόστος από τα σενάρια αναφοράς του ΑΔΜΗΕ. Πολύ υψηλό κόστος κεφαλαίου έχουν και οι υδροηλεκτρικές μονάδες και διαπιστώνεται από την απότομη αύξηση του επενδυτικού κόστους το 2025, όπου κατά τη διάρκεια του έτους πέρα από την διείδυση ΑΠΕ και σταθμού φυσικού αερίου προγραμματίζεται και εισαγωγή νέας υδροηλεκτρικής μονάδας.

5.4.2 Κόστος της Παραγωγής

Στο Σχήμα 5.18 απεικονίζεται το κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας ανά σενάριο για τη δεκαετία 2021-2030. Στην εκτίμηση για το κόστος παραγωγής το λογισμικό Leap συνυπολογίζει το κόστος κεφαλαίου, το κόστος καυσίμων και πρώτων υλών και το μεταβλητό και σταθερό κόστος συντήρησης και λειτουργίας των σταθμών παραγωγής. Από το Σχήμα 5.18 συμπεραίνεται ότι στα σενάρια με «Υψηλή Ζήτηση» το κόστος παραγωγής είναι μικρότερο από τα σενάρια «ΕΣΕΚ». Το κόστος ελαχιστοποιείται στα σενάρια υψηλής ζήτησης γιατί η λειτουργία των σταθμών ηλεκτροπαραγωγής γίνεται σχεδόν στην ονομαστική τους ισχύ εφόσον αξιοποιούνται περισσότερο από το σύστημα.

Επίσης από το Σχήμα 5.18 φαίνεται ότι στα σενάρια στα οποία αυξάνεται η προσθήκη των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο ενεργειακό μείγμα υπάρχει αυξημένο κόστος γιατί οι τεχνολογίες ΑΠΕ έχουν αυξημένο κόστος κεφαλαίου κατά την εγκατάστασή τους.



Σχήμα 5.18: Το Κόστος Λειτουργίας του Ενεργειακού Μείγματος ανά Έτος και Σενάριο.

Το υψηλότερο κόστος παραγωγής εμφανίζεται στο σενάριο μέσης – κανονικής ζήτησης «MBH» με συνολικό κόστος όλη τη δεκαετία 22,67 δισεκατομμύρια ευρώ. Το χαμηλότερο κόστος παραγωγής είναι στο σενάριο υψηλής ζήτησης του ΑΔΜΗΕ με συνολικό κόστος όλη τη δεκαετία 11,4 δισεκατομμύρια ευρώ. Στον Πίνακα 5.20 παρουσιάζονται αναλυτικά όλα τα κόστη παραγωγής ανά σενάριο όλη τη δεκαετία.

Πίνακας 5.20: Το Κόστος Λειτουργίας του Ενεργειακού Μείγματος ανά Έτος και Σενάριο.

Cost of Production											
Branch: Transformation\Electricity Generation Units: Real 2021 Million European Euros.											
Scenario	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
ESEK	1.812,8	1.788,4	2.012,2	1.738,9	2.123,3	2.203,7	2.395,1	2.524,0	2.579,8	2.646,4	21.824,5
HBH	646,6	676,6	787,9	842,9	1.174,0	1.316,3	1.405,3	1.560,9	1.630,7	1.709,2	11.750,4
HBL	627,2	657,0	832,8	819,9	1.215,4	1.290,4	1.379,1	1.534,7	1.604,2	1.682,7	11.643,3
HBM	638,8	668,7	779,9	833,7	1.164,8	1.306,0	1.394,8	1.550,4	1.620,1	1.698,6	11.655,9
HHB	664,4	700,1	883,4	879,1	1.279,3	1.361,1	1.456,1	1.620,8	1.699,6	1.784,8	12.328,8
HLB	636,0	668,6	846,5	837,9	1.236,1	1.312,7	1.404,4	1.564,6	1.638,6	1.720,4	11.865,9
HMB	653,0	687,5	868,7	862,6	1.261,3	1.341,8	1.435,4	1.598,3	1.675,2	1.759,0	12.142,8
High Demand	607,8	637,3	809,7	796,8	1.189,5	1.264,4	1.352,8	1.508,4	1.577,7	1.656,1	11.400,5
MBH	1.914,5	1.892,2	1.954,3	1.848,4	2.088,4	2.320,1	2.520,1	2.648,6	2.708,6	2.775,1	22.670,2
MBL	1.864,0	1.840,7	2.072,4	1.794,1	2.181,1	2.262,3	2.458,1	2.586,8	2.644,7	2.711,2	22.415,4
MBM	1.894,4	1.871,7	1.932,8	1.826,8	2.067,5	2.297,1	2.495,4	2.624,0	2.683,1	2.749,6	22.442,4
MHB	1.835,1	1.816,3	2.046,4	1.791,4	2.187,4	2.273,1	2.464,9	2.606,1	2.671,9	2.746,1	22.438,8
MLB	1.823,3	1.801,7	2.028,5	1.764,5	2.155,1	2.237,7	2.429,2	2.564,2	2.624,9	2.695,3	22.124,5
MMB	1.820,1	1.799,1	2.027,0	1.767,0	2.158,8	2.243,1	2.434,3	2.570,4	2.632,2	2.703,9	22.155,9
Total	17.438,1	17.505,9	19.882,4	18.404,1	23.482,0	25.029,8	27.025,1	29.062,2	29.991,3	31.038,3	238.859,1

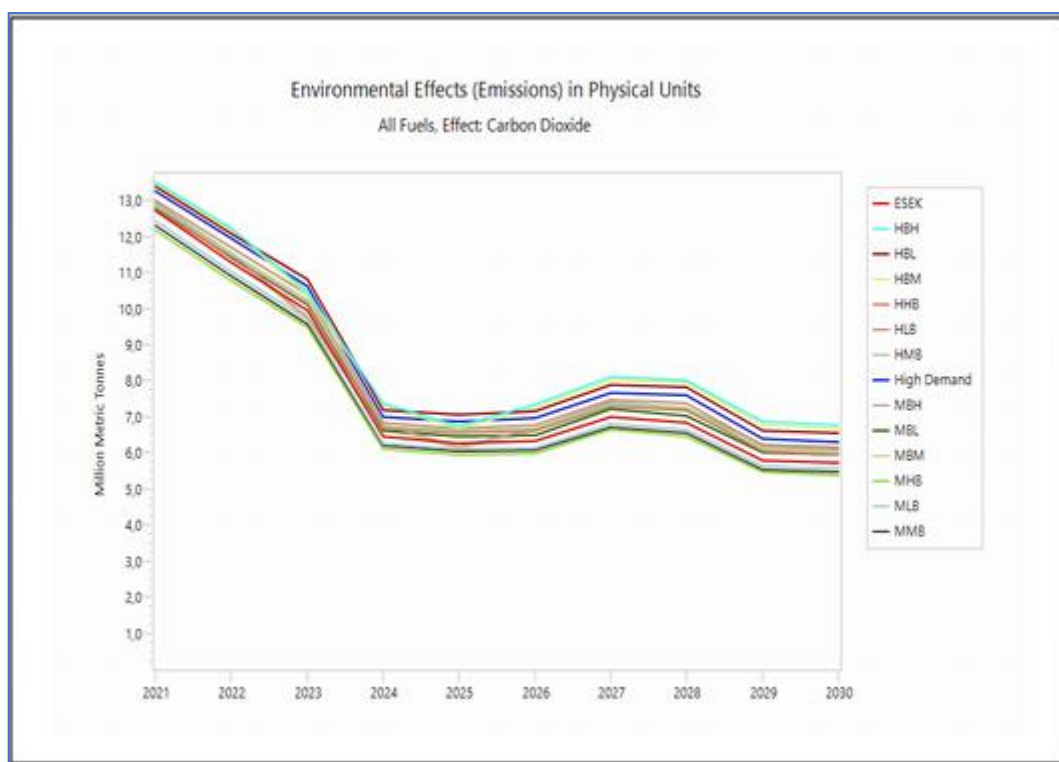
5.4.3 Περιβαλλοντικές Συνέπειες

Κατά την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας, ειδικά από τις συμβατικές πηγές ενέργειας, δημιουργούνται περιβαλλοντικές επιπτώσεις διαταράσσοντας την οικολογική ισορροπία. Οι σημαντικότερες επιπτώσεις στο περιβάλλον, στις οποίες επιδρά και η ηλεκτροπαραγωγή από συμβατικά καύσιμα, είναι το φαινόμενο του θερμοκηπίου, η τρύπα του όζοντος και η όξινη βροχή. Τα τελευταία χρόνια παγκοσμίως έχουν θεσπιστεί νόμοι, κανονισμοί και οδηγίες για τον περιορισμό και την εξάλειψη αυτού του προβλήματος. Μέσω του λογισμικού Lear μπορεί να υπολογιστούν οι επιπτώσεις από συγκεκριμένο ενεργειακό μείγμα που χρησιμοποιεί ένα σύστημα ενέργειας. Στα παρακάτω Σχήματα 5.19, 5.20 και 5.21 και στους Πίνακες 5.21, 5.22 και 5.23 απεικονίζονται οι περιβαλλοντικές συνέπειες από τα δεκατέσσερα σενάρια που εισήχθησαν για τη δεκαετία 2021 - 2030.

5.4.3.1 Διοξείδιο του άνθρακα CO₂ (Carbon Dioxide)

Οι συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας είναι υπεύθυνες για την εκπομπή διοξειδίου του Άνθρακα. Οι λιγνιτικοί σταθμοί παράγουν 50% περισσότερο διοξείδιο του άνθρακα σε σχέση με τις μονάδες φυσικού αερίου ανά μονάδα παραγόμενης ηλεκτρικού ρεύματος. Ωστόσο, στα σενάρια που εισήχθησαν στο λογισμικό Lear υπάρχει φθίνουσα έως και μηδενική συμμετοχή του λιγνίτη στο ενεργειακό μείγμα, σύμφωνα και με τους κανονισμούς της Ευρωπαϊκής Ένωσης. Αντίθετα, σε ορισμένα σενάρια υπάρχει αυξανόμενη διείδυση των μονάδων φυσικού

αερίου με αποτέλεσμα οι εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα να είναι αυξανόμενες στα σενάρια αυτά. Στο Σχήμα 5.19 παρατηρείται ότι η εκπομπή του αερίου ανά έτος μέσα στη δεκαετία μειώνεται, αυτό οφείλεται στη σταδιακή απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων. Υψηλότερη εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα παρουσιάζει το σενάριο «HBH», στο οποίο υπάρχει υψηλή ζήτηση ισχύος και αυξημένη διείσδυση μονάδων φυσικού αερίου και παράγονται συνολικά σε όλη τη δεκαετία 87,4 εκατομμύρια μετρικοί τόνοι διοξείδιο του άνθρακα. Το σενάριο με τη μικρότερη συνολική παραγωγή CO₂ είναι το «MMB» με 75,3 εκατομμύρια μετρικοί τόνοι διοξείδιο του άνθρακα.



Σχήμα 5.19: Οι περιβαλλοντικές Επιπτώσεις (CO₂) ανά Έτος και Σενάριο.

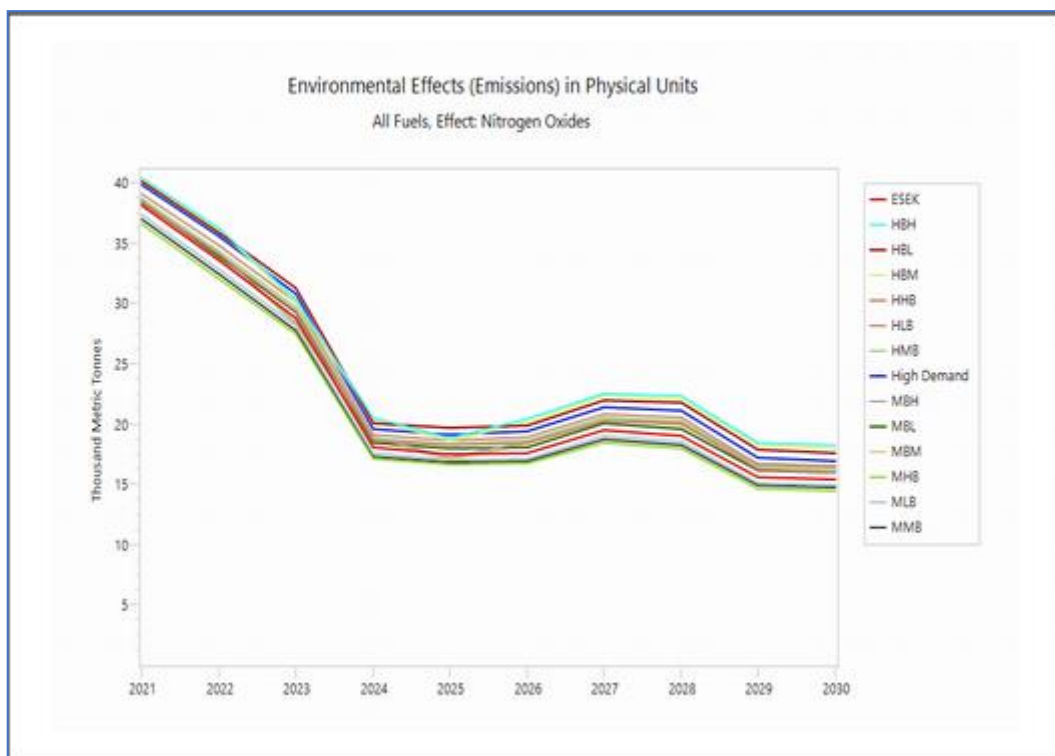
Επίσης στο Σχήμα 5.19 στη διάρκεια της δεκαετίας εντοπίζονται αυξομειώσεις στην εκπομπή διοξειδίου του άνθρακα σε όλα τα σενάρια, αιτία της μικρής διακύμανσης είναι η συνεχόμενη απόσυρση ή ένταξη συμβατικών σταθμών παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Όπως έχει προαναφερθεί μέσα στη δεκαετία 2021 - 2030 βασικός στόχος είναι η απολιγνιτοποίηση του συστήματος με συνεχείς αποσύρσεις λιγνιτικών μονάδων και τη μοναδική ένταξη της μονάδας «Πτολεμαΐδα 5», το 2023, η οποία προορίζεται στο μέλλον να μετατραπεί σε μονάδα φυσικού αερίου. Στον Πίνακα 5.21 παρουσιάζονται αναλυτικά η παραγωγή του διοξειδίου του άνθρακα ανά σενάριο και έτος:

Πίνακας 5.21: Οι περιβαλλοντικές Επιπτώσεις (CO₂) ανά Έτος και Σενάριο.

Environmental Effects (Emissions) in Physical Units All Fuels, Effect: Carbon Dioxide Branch: Transformation\Electricity Generation Units: Million Metric Tonnes											
Scenario	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
ESEK	12,7	11,3	9,9	6,4	6,3	6,3	7,0	6,8	5,8	5,7	78,4
HBH	13,5	12,2	10,5	7,4	6,8	7,3	8,1	8,0	6,9	6,8	87,4
HBL	13,4	12,1	10,8	7,2	7,1	7,2	7,9	7,8	6,6	6,5	86,6
HBM	13,5	12,2	10,4	7,3	6,7	7,3	8,0	7,9	6,8	6,7	86,7
HHB	12,8	11,4	10,2	6,7	6,5	6,6	7,3	7,2	6,0	5,9	80,6
HLB	13,0	11,7	10,4	6,8	6,7	6,8	7,5	7,4	6,2	6,1	82,6
HMB	12,9	11,5	10,2	6,7	6,6	6,7	7,4	7,3	6,1	6,0	81,4
High Demand	13,3	12,0	10,6	7,0	6,9	7,0	7,7	7,6	6,4	6,3	84,6
MBH	12,9	11,5	9,8	6,8	6,2	6,7	7,4	7,2	6,2	6,2	80,9
MBL	12,8	11,4	10,1	6,6	6,5	6,5	7,2	7,0	6,0	5,9	80,1
MBM	12,9	11,5	9,7	6,7	6,1	6,6	7,3	7,2	6,1	6,1	80,2
MHB	12,2	10,8	9,5	6,1	6,0	6,0	6,6	6,5	5,5	5,4	74,4
MLB	12,4	11,0	9,7	6,3	6,1	6,2	6,8	6,6	5,6	5,6	76,3
MMB	12,3	10,9	9,6	6,2	6,0	6,1	6,7	6,5	5,5	5,5	75,3
Total	180,5	161,6	141,4	94,3	90,3	93,1	102,9	101,1	85,8	84,6	1.135,6

5.4.3.2 Οξείδιο του Αζώτου NO_x (Nitrogen Oxides)

Όπως φαίνεται και στο Σχήμα 5.20 οι εκπομπές οξειδίου του αζώτου από το ενεργειακό σύστημα τη δεκαετία 2021 – 2030 κυμαίνονται παρόμοια με τις εκπομπές του διοξειδίου του άνθρακα, δηλαδή τα σενάρια παρουσιάζουν ίδιες περιβαλλοντικές συνέπειες από τη χρήση των συμβατικών μονάδων παραγωγής. Οι υψηλότερες εκπομπές εμφανίζονται στο σενάριο «HBH», στο οποίο υπάρχει υψηλή ζήτηση ισχύος και αυξημένη διεύθυνση μονάδων φυσικού αερίου και παράγονται συνολικά σε όλη τη δεκαετία 248,227 χιλιάδες μετρικοί τόνοι οξείδιο του αζώτου. Το σενάριο με τη μικρότερη συνολική παραγωγή NO_x είναι το «MHB» με 212,106 χιλιάδες μετρικοί τόνοι οξείδιο του αζώτου.



Σχήμα 5.20: Οι περιβαλλοντικές Επιπτώσεις (NOx) ανά Έτος και Σενάριο.

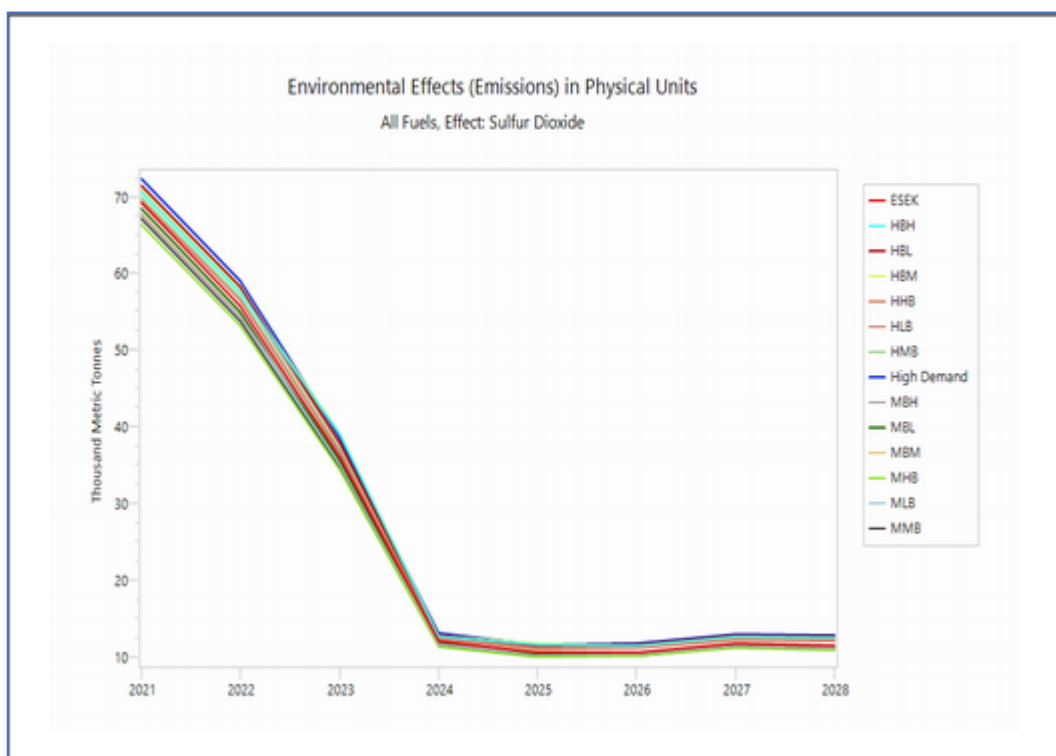
Στον Πίνακα 5.22 παρουσιάζονται αναλυτικά η παραγωγή του οξειδίου του αζώτου ανά σενάριο και έτος:

Πίνακας 5.22: Οι περιβαλλοντικές Επιπτώσεις (NOx) ανά Έτος και Σενάριο.

Environmental Effects (Emissions) in Physical Units All Fuels, Effect: Nitrogen Oxides Branch: Transformation\Electricity Generation Units: Thousand Metric Tonnes											
Scenario	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Total
ESEK	38,170	33,542	28,811	18,022	17,493	17,607	19,529	19,055	15,586	15,399	223,214
HBH	40,358	36,192	30,352	20,581	18,837	20,398	22,531	22,299	18,468	18,213	248,227
HBL	40,104	35,867	31,285	20,100	19,640	19,895	21,966	21,725	17,827	17,575	245,983
HBM	40,257	36,063	30,180	20,390	18,654	20,198	22,307	22,071	18,213	17,959	246,292
HHB	38,290	34,027	29,412	18,638	18,219	18,413	20,286	20,019	16,218	15,965	229,487
HLB	39,051	34,764	30,095	19,109	18,641	18,883	20,821	20,564	16,681	16,430	235,041
HMB	38,591	34,318	29,682	18,824	18,396	18,598	20,497	20,234	16,400	16,148	231,687
High Demand	39,843	35,534	30,812	19,606	19,140	19,379	21,386	21,138	17,172	16,923	240,933
MBH	38,664	34,163	28,381	18,919	17,215	18,532	20,575	20,101	16,762	16,573	229,885
MBL	38,420	33,856	29,254	18,476	17,949	18,075	20,058	19,584	16,180	15,992	227,847
MBM	38,567	34,041	28,221	18,743	17,049	18,351	20,370	19,896	16,531	16,342	228,110
MHB	36,599	32,042	27,437	17,090	16,609	16,688	18,480	17,998	14,678	14,486	212,106
MLB	37,368	32,775	28,107	17,544	17,015	17,135	18,990	18,511	15,118	14,928	217,491
MMB	36,970	32,394	27,755	17,303	16,813	16,897	18,717	18,239	14,885	14,694	214,668
Total	541,254	479,581	409,784	263,343	251,669	259,049	286,512	281,434	230,719	227,625	3,230,971

5.4.3.3 Διοξείδιο του θείου SO₂ (Sulfur Dioxide)

Το διοξείδιο του θείου παράγεται κυρίως κατά τη καύση του λιγνίτη, άρα είναι εκπομπές που επιβαρύνουν το περιβάλλον οι λιγνιτικοί σταθμοί. Όπως παρατηρείται στο Σχήμα 5.21 η εκπομπή του SO₂ εξαλείφεται το έτος 2028 καθώς σε αυτό το χρόνο έχει οριστεί από τον ΑΔΜΗΕ η πλήρης «απολιγνιτοποίηση» του Ελληνικού συστήματος. Το σενάριο με την υψηλότερη εκπομπή διοξειδίου του θείου είναι το σενάριο «υψηλής ζήτησης» από την πρόβλεψη του ΑΔΜΗΕ καθώς στο σενάριο αυτό υπάρχει αυξημένη ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας και ταυτόχρονα οι λιγνιτικοί σταθμοί συμμετέχουν σε μεγάλο βαθμό στο ενεργειακό μείγμα εξαιτίας της μη επιπλέον διεύθυνσης των σταθμών φυσικού αερίου και ΑΠΕ. Στο σενάριο «Υψηλής Ζήτησης» παράγονται συνολικά 231,693 χιλιάδες μετρικοί τόνοι διοξείδιο του θείου. Το σενάριο με τη μικρότερη συνολική παραγωγή SO₂ είναι το «MBB» με 209,657 χιλιάδες μετρικοί τόνοι διοξείδιο του θείου.



Σχήμα 5.21: Οι περιβαλλοντικές Επιπτώσεις (SO₂) ανά Έτος και Σενάριο.

Στον Πίνακα 5.23 παρουσιάζονται αναλυτικά η παραγωγή του διοξειδίου του θείου ανά σενάριο και έτος:

Πίνακας 5.23: Οι περιβαλλοντικές Επιπτώσεις (SO₂) ανά Έτος και Σενάριο.

Environmental Effects (Emissions) in Physical Units All Fuels, Effect: Sulfur Dioxide Branch: Transformation\Electricity Generation Units: Thousand Metric Tonnes									
Scenario	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Total
ESEK	69,246	55,664	36,001	11,998	10,552	10,621	11,781	11,495	217,358
HBH	70,505	57,547	38,989	12,716	11,639	11,398	12,591	12,461	227,845
HBL	71,382	58,250	37,999	12,882	11,394	11,542	12,744	12,604	228,797
HBM	70,853	57,826	39,170	12,782	11,694	11,456	12,651	12,518	228,950
HHB	69,463	56,469	36,752	12,407	10,991	11,107	12,238	12,077	221,503
HLB	70,844	57,692	37,606	12,721	11,245	11,391	12,560	12,405	226,465
HMB	70,009	56,952	37,089	12,531	11,097	11,219	12,365	12,206	223,468
High Demand	72,281	58,970	38,501	13,052	11,546	11,690	12,901	12,752	231,693
MBH	67,544	54,321	36,457	11,689	10,637	10,356	11,497	11,233	213,735
MBL	68,385	54,984	35,532	11,841	10,414	10,487	11,637	11,362	214,642
MBM	67,878	54,584	36,627	11,750	10,688	10,408	11,553	11,284	214,772
MHB	66,395	53,175	34,284	11,377	10,019	10,067	11,148	10,857	207,322
MLB	67,790	54,391	35,121	11,679	10,264	10,337	11,455	11,167	212,205
MMB	67,069	53,759	34,681	11,519	10,142	10,193	11,291	11,003	209,657
Total	969,644	784,583	514,809	170,944	152,323	152,273	168,412	165,423	3.078,413

Κεφάλαιο 6 Σύνοψη - Συμπεράσματα

Στην παρούσα διπλωματική εργασία προσεγγίστηκε και αναλύθηκε η εξέλιξη και η μεταβολή του ενεργειακού μείγματος του ελληνικού συστήματος παραγωγής και μεταφοράς της ηλεκτρικής ενέργειας τη δεκαετία 2021 – 2030. Οι ενεργειακές πολιτικές και αποφάσεις για τη μελλοντική ανάπτυξη του ενεργειακού συστήματος επιφέρουν συνέπειες σε δύο κύριους τομείς, το περιβάλλον και την οικονομία. Οι μεταβολές στη ζήτηση της ενέργειας και στο ενεργειακό μείγμα αποτυπώνονται στο Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης που δημοσίευσε ο ΑΔΜΗΕ και τα δεδομένα του χρησιμοποιήθηκαν ως στοιχεία στην παρούσα εργασία.

Στην εργασία αναπτύχθηκε συνολικά η ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας ανά ενεργειακό κλάδο τη δεκαετία 2021 – 2030 και η διάρθρωση του ελληνικού συστήματος παραγωγής και μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας. Τα στοιχεία αυτά μοντελοποιήθηκαν με τη χρήση του προγράμματος Lear, στο οποίο αναπτύχθηκαν υπολογισμοί και προσομοιώσεις για να εξεταστούν αναλυτικά οι θετικές / αρνητικές συνέπειες των ενεργειακών αποφάσεων. Μέσω του λογισμικού ορίστηκαν δεκατέσσερα σενάρια, τα δύο από αυτά έχουν καθοριστεί από τον ΑΔΜΗΕ στο ΔΠΑ, πρώτο σενάριο είναι το Εθνικό Σχέδιο για την Ενέργεια και το Κλίμα με κανονική / μέση ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας και το δεύτερο σενάριο η «Υψηλή Ζήτηση». Τα υπόλοιπα σενάρια, που αποτελούν υπό σενάρια των δύο κυρίων, αφορούν αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ και μονάδων Φυσικού Αερίου κατά 5%, 8% και 10%.

6.1 Συμπεράσματα από την ανάπτυξη των σεναρίων

Τα αποτελέσματα που εμφανίζονται από κάθε σενάριο, κατά τη χρήση του λογισμικού, είναι διαφορετικά ως προς τις περιβαλλοντικές επιπτώσεις και τις οικονομικές δαπάνες που απαιτούνται για την εγκατάσταση και τη λειτουργία των στοιχείων του συστήματος. Αρχικά παρατηρείται ότι τα δύο σενάρια του ΑΔΜΗΕ («ΕΣΕΚ», «Υψηλή Ζήτηση») έχουν χαμηλότερο κόστος λειτουργίας σε σχέση με τα σενάρια που δημιουργούνται μέσα από αυτά με αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ και μονάδων φυσικού αερίου, παράγουν όμως υψηλές εκπομπές ρυπογόνων αερίων στο περιβάλλον. Στα σενάρια με αυξημένη διείσδυση Ανανεώσιμων Μορφών Ενέργειας προκύπτει υψηλό κόστος λειτουργίας και

επένδυσης εξαιτίας της μεγάλης δαπάνης για την εγκατάσταση τους (ειδικά των αιολικών πάρκων) αλλά παρουσιάζονται μειωμένες εκπομπές ρυπογόνων εκπομπών στο περιβάλλον.

Μειονεκτήματα των λιγνιτικών σταθμών αποτελούν το αυξημένο κόστος παραγωγής κυρίως λόγω του μεγάλου εξωτερικού κόστους και η υψηλή παραγωγή ρύπων, κατά τη λειτουργία τους, προς το περιβάλλον. Παρατηρείται, ότι κατά την απόσυρση των λιγνιτικών μονάδων κατά της διάρκειας της δεκαετίας είναι εμφανής η μείωση των παραγόμενων ρύπων. Το φυσικό αέριο, ως συμβατική πηγή ενέργειας, θεωρείται ότι πλεονεκτεί έναντι του λιγνίτη γιατί παράγει λιγότερους ρύπους όπως διοξείδιο του άνθρακα και μηδαμινές ποσότητες διοξειδίου του θείου SO₂ και τα κόστη κατασκευής και λειτουργίας των μονάδων φυσικού αερίου είναι αισθητά λιγότερα σε σχέση με των λιγνιτικών σταθμών.

Τα σενάρια με αυξημένη διείσδυση μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας με καύσιμο φυσικό αέριο εμφανίζουν θετικά αποτελέσματα με σχετικά μειωμένα οικονομικά κόστη και με μειωμένη περιβαλλοντική επιβάρυνση. Ωστόσο δεν αποτελούν τα πιο ευνοϊκά σενάρια για εφαρμογή γιατί δεν καλύπτουν τον στόχο για μηδενικούς ρύπους μέχρι το 2050 (πράσινη συμφωνία). Με κριτήριο το κόστος παραγωγής, θετικά αποτελέσματα, πέρα από τις μονάδες φυσικού αερίου, έχουν και τα φωτοβολταϊκά συστήματα καθώς είναι τεχνολογία με χαμηλό κόστος επένδυσης. Το έτος με το μεγαλύτερο κόστος επένδυσης είναι το 2025 γιατί εκτός από την αυξημένη διείσδυση ΑΠΕ και μονάδα φυσικού αερίου, θα πραγματοποιηθεί η σύνδεση νέας υδροηλεκτρικής μονάδας, η οποία έχει υψηλό κόστος κατασκευής.

Τέλος, αποδεικνύεται από τα αποτελέσματα του λογισμικού Lear ότι όσο υψηλότερη είναι η συνολική ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας τόσο επιδρά θετικά στις δαπάνες της συντήρησης και στο μεταβλητό κόστος των μονάδων. Αντίθετα, η παραγωγή ρυπογόνων αερίων αυξάνεται στα σενάρια «Υψηλής Ζήτησης» με δυσμενή αποτελέσματα στο περιβάλλον, η αύξηση αυτή οφείλεται στην αναγκαστική λειτουργία των συμβατικών μονάδων παραγωγής (λιγνιτικοί σταθμοί, μονάδες φυσικού αερίου) λόγω των αυξημένων αναγκών παραγωγής από την υψηλή ζήτηση της ηλεκτρικής ενέργειας.

6.2 Μελλοντικές επεκτάσεις της διπλωματικής εργασίας

Με τη συνεχόμενη αυξημένη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας στο σύστημα ενέργειας, θεωρείται πρόκληση η αντιμετώπιση προβλημάτων που δημιουργούνται όπως η αστάθεια στην ηλεκτροπαραγωγή και η ευελιξία του συστήματος. Μια μελλοντική επέκταση της παρούσας διπλωματικής εργασίας θα μπορούσε να είναι η ανάπτυξη σεναρίων στο λογισμικό Lear που θα προβλέπεται η διαχείριση των μειονεκτημάτων των ΑΠΕ π.χ. ανάπτυξη τεχνολογιών αποθήκευσης ηλεκτρικής ενέργειας και πως διαμορφώνονται τα νέα αποτελέσματα των σεναρίων προς το κόστος επένδυσης και λειτουργίας των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας και των περιβαλλοντικών επιπτώσεων.

Βιβλιογραφία

- [1] Site DEI. <https://www.dei.gr/el/dei-omilos/i-dei/istoriki-diadromi/> (accessed on 15 October 2022).
- [2] Βουρνάς, Κ. and Κονταξής, Γ. (2010) Εισαγωγή στα Συστήματα Ηλεκτρικής Ενέργειας. Εκδόσεις Συμμετρία. Αθήνα, 2010.
- [3] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2023 – 2032 (ΔΠΑ)» Κύριο Τεύχος. Αθήνα, 2021.
- [4] Site IEA (the International Energy Agency), <https://www.iea.org/countries/greece> IEA 2020α (accessed on 19 December 2022).
- [5] Βέττας, Ν. Danchev, S. Μανιάτης, Γ. Παρατσιώκας, Ν. Βαλάσκας, Κ. «Ο Τομέας Ενέργειας στην Ελλάδα: Τάσεις, Προοπτικές και Προκλήσεις» ΙΟΒΕ. Αθήνα, 2021.
- [6] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2021 – 2030 (ΔΠΑ)» Αθήνα, 2021.
- [7] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) «Δεκαετές Πρόγραμμα Ανάπτυξης Συστήματος Μεταφοράς 2019 – 2028 (ΔΠΑ)» Αθήνα, 2020.
- [8] Γεωργίου, Π. Ν. “Ανάπτυξη μοντέλου μαθηματικού προγραμματισμού πληροφοριακού συστήματος υποστήριξης αποφάσεων για το μακροχρόνιο ενεργειακό σχεδιασμό του ελληνικού συστήματος ηλεκτροπαραγωγής”. Διδακτορική Διατριβή. ΕΜΠ. Αθήνα, 2010.
- [9] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) «Μελέτη επάρκειας ισχύος για την περίοδο 2020 – 2030». Αθήνα, 2019.
- [10] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) <https://www.admie.gr/systima/syndesi-hriston/europaikoi-kodikes-syndesis> (accessed on 25 October 2022).

- [11] Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας (ΑΔΜΗΕ Α.Ε.) <https://www.admie.gr/systima/perigrifi/dedomena-diaheirisis-pagion> (accessed on 22 December 2022).
- [12] Kaushik, E. Prakash, V. Mahela, O.P. Khan, B. El-Shahat, A. Abdelaziz, A.Y. Comprehensive Overview of Power System Flexibility during the Scenario of High Penetration of Renewable Energy in Utility Grid. *Energies* 2022, 15, 516.
- [13] Standar, A. Kozera, A. Jabkowski, D. The Role of Large Cities in the Development of Low-Carbon Economy—The Example of Poland. *Energies* 2022, 15, 595.
- [14] Correa-Quezada, R. Tituaña-Castillo, M.d.C. del Río-Rama, M.d.I.C. Álvarez-García, J. Effects of Increased Renewable Energy Consumption on Electricity Prices: Evidence for Six South American Countries. *Energies* 2022, 15, 620.
- [15] Jensen, S.G. Skytte, K. Simultaneous attainment of energy goals by means of green certificates and emission permits. *Energy Policy* 2003, 31, 63–71.
- [16] Clò, S. Cataldi, A. Zoppoli, P. The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy* 2015, 77, 79–88.
- [17] De Miera, G.S. del Río González, P. Vizcaíno, I. Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain. *Energy Policy* 2008, 36, 3345–3359.
- [18] Li, H. Lu, Z. Qiao, Y. Zhang, B. Lin, Y. The Flexibility Test System for Studies of Variable Renewable Energy Resources. *IEEE Trans. Power Syst.* 2021, 36, 1526–1536
- [19] Yan, X. Jiang, H. Gao, Y. Li, J. Abbas, D. Practical Flexibility Analysis on Europe Power System with High Penetration of Variable Renewable Energy. In *Proceedings of the 2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (ISPEC)*, Chengdu, China, 23–25 November 2020; pp. 395–402.
- [20] Babatunde, O. Munda, J. Hamam, Y. Power system flexibility: A review. *Energy Rep.* 2020, 6, 101–106.
- [21] Sadeghi, H. Rashidinejad, M. Abdollahi, A. A comprehensive sequential review study through the generation expansion planning. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 2017, 67, 1369–1394.

- [22] Emmanuel, M. Doubleday, K. Cakir, B. Marković, M. Hodge, B.M. A review of power system planning and operational models for flexibility assessment in high solar energy penetration scenarios. *Sol. Energy* 2020, 210, 169–180.
- [23] US Department of Energy (DOE); Database of State Incentives for Renewables and Efficiency. US DOE Energy Renewables and Renewable Energy, Interstate Renewable Energy Council, and the North Carolina Solar Center, Summary Maps, RPS Policies. 2020. Available online: <http://www.dsireusa.org/resources/detailed-summary-maps/> (accessed on 18 December 2022).
- [24] Scheller, F. Burkhardt, R.; Schwarzeit, R. McKenna, R. Bruckner, T. Competition between simultaneous demand-side flexibility options: The case of community electricity storage systems. *Appl. Energy* 2020, 269, 114969.
- [25] Μεζαρτάσογλου, Δ. Σταμπολής, Κ. Χατζηβασιλειάδης, Ι. Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας Ετήσια Έκθεση 2019. Institute of Energy for SE Europe (IENE). Αθήνα, 2019.
- [26] Μεζαρτάσογλου, Δ. Σταμπολής, Κ. Κουτρομπούσης, Α. Περέλλης, Α. Ο Ελληνικός Ενεργειακός Τομέας Ετήσια Έκθεση 2020. Institute of Energy for SE Europe (IENE). Αθήνα, 2020.
- [27] Khan, Shahidul & Islam, Asif & Khan, Alimul. (2015). “Energy Forecasting of Bangladesh in Gas Sector Using LEAP Software”. *Global Journal of Researches in Engineering*. USA, 2015.
- [28] Site Leap, <https://leap.sei.org/help/leap.htm#t=Concepts%2FIntroduction.htm> (accessed on 24 November 2022).
- [29] Site Leap, https://leap.sei.org/help/leap.htm#t=Concepts%2FLEAP_Structure.htm (accessed on 28 November 2022).
- [30] User Guide for LEAP 2005. (2005). [ebook] Boston: Stockholm Environment Institute.
http://unfccc.int/resource/cd_roms/na1/mitigation/Module_5/Module_5_1/b_tools/LEAP/Manuals/Leap_Use_Guide_English.pdf
- [31] Site Leap <https://leap.com.au/project-roadmap> (accessed on 05 December 2022).
- [32] Υπουργείο Περιβάλλοντος και ενέργειας «Μακροχρόνια Στρατηγική για το 2050». 2020. <https://ypen.gov.gr/energeia/esek/lts/> (accessed on 15 September 2022).